

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
"НЕФТЕГАЗГЕОФИЗИКА"**

На правах рукописи

ЗЕЛЕНОВ АЛЕКСЕЙ СЕРГЕЕВИЧ

**ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО
КАРОТАЖА В ИСКУССТВЕННОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ**

Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор
физико-математических наук,
Мурцовкин В.А.

Тверь 2016 г.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр
ВВЕДЕНИЕ.....	4
1. ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЯМР В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ.....	11
1.1. Физические основы метода. Ядерный магнетизм. Поляризация.....	11
1.2. Регистрация сигнала спин–эхо. Последовательность КПМГ.....	15
1.3. Свойства пластовых флюидов. Диффузия в неоднородных магнитных полях.....	19
1.4. Метод ЯМР в геофизике: исследования керна, ГИС.....	23
1.5. Основные подходы к обработке данных ЯМР.....	24
1.6. Методики оценки петрофизических характеристик горных пород...	30
1.7. Выводы.....	34
2. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОБРАБОТКИ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ЯМК В ИСКУССТВЕННОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ.....	36
2.1. Особенности обработки данных ЯМК как решения некорректно поставленной задачи.....	36
2.2. Оптимизационный алгоритм обработки первичных данных с использованием метода регуляризации.....	39
2.3. Определение параметра регуляризации.....	49
2.4. Оценка качества полученного решения.....	57
2.5. Выводы.....	60
3. РАЗРАБОТКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЯМК С ПРИМЕНЕНИЕМ КАПИЛЛЯРНО-РЕШЕТОЧНОЙ МОДЕЛИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА.....	62
3.1. Капиллярно-решеточная модель порового пространства.....	62
3.2. Особенности применения капиллярно-решеточной модели при интерпретации спектра времен поперечной релаксации. Связь спектра времен релаксации с размерами пор.....	64

3.3. Применение капиллярно-решеточной модели для оценки характеристик электропроводности горных пород.....	66
3.4. Применение капиллярно-решеточной модели для определения фильтрационно-емкостных характеристик горных пород.....	71
3.5. Анализ результатов применения капиллярно-решеточной модели на образцах керна и данных каротажа.....	72
3.6. Выводы.....	79
4. СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЯМК.....	81
4.1. Описание программно-методического комплекса «NMR Processor».....	81
4.2. Тестирование программ. Опробование программ на скважинных материалах.....	96
4.3. Сравнение результатов обработки данных ЯМК с помощью комплекса «NMR Processor» с результатами обработки зарубежных программных комплексов.....	104
4.4. Внедрение разработанного программного обеспечения и перспективы его развития.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
ЛИТЕРАТУРА.....	110

ВВЕДЕНИЕ

Методы геофизических исследований скважин (ГИС) обеспечивают получение основной информации о литологическом строении разреза, пластах-коллекторах, их фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) и насыщенности [11, 33]. По мере усложнения условий разведки комплекс ГИС совершенствуется, в нем появляются новые эффективные методы. Одним из таких методов, вошедших в отечественную практику за последнее время, является метод ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле (далее – ЯМК). Магнитное поле в данном случае называют “*искусственным*”, чтобы подчеркнуть отличие этого метода от ядерно-магнитного каротажа в поле Земли. В ряде источников такое поле называют “*сильным*”, что также допустимо. Уникальные возможности метода для изучения горных пород связаны с его богатой петрофизической основой, позволяющей получать информацию трех видов: о количестве флюидов в породе (пористость и ее компоненты); о свойствах этих флюидов (на основе коэффициента диффузии); о размерах пор, содержащих эти флюиды (определяют широкий комплекс свойств пород, например, проницаемость и электропроводность).

Однако реализация этих возможностей ограничивается проблемами обработки зарегистрированных релаксационных кривых и объемом извлекаемой из спектров ЯМК информации.

Первой проблемой является корректное получение спектров ЯМК из зарегистрированных релаксационных кривых, что само по себе является нетривиальной задачей. При исследованиях скважин она осложняется как невысокой амплитудой информативных сигналов спин – эхо (уровень нановольт – микровольт), так и высоким уровнем шума, связанным с измерительным трактом аппаратуры и условиями проведения измерений (проводящие буровые растворы, высокая (до 120 – 150 °С) температура). Если при лабораторных ЯМР - исследованиях керн уменьшить уровень шума и повысить соотношение сигнал/шум удастся путем многократных повторных измерений, то в процессе

движения прибора по стволу скважины это невозможно: каждая зарегистрированная релаксационная кривая уникальна и соответствует своей глубине.

Второй проблемой является наиболее полное извлечение информации о свойствах горной породы из спектров ЯМК. Хотя спектр ЯМК качественно соответствует распределению пористости по размерам пор, на практике из него, как правило, рассчитывается ограниченный набор параметров и не реализуются все возможности по извлечению информации.

Поэтому задача разработки современных подходов к обработке и интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа является актуальной.

Цель работы

Разработка методик, алгоритмов и программ обработки данных ядерно-магнитного каротажа, учитывающих сложные условия измерений и, соответственно, повышенный уровень шума, позволяющих при этом использовать широкие возможности метода ЯМК в искусственном магнитном поле для характеристики разрезов нефтяных и газовых скважин.

Основные задачи исследований

1. Анализ существующих методов и подходов к обработке данных ядерно-магнитного каротажа.
2. Выбор алгоритмов обработки первичных данных и анализ факторов, влияющих на точность и устойчивость решения.
3. Обоснование и разработка методик интерпретации результатов ЯМК с применением капиллярно-решеточной модели порового пространства.
4. Создание программно-методического обеспечения для обработки и интерпретации данных ЯМК.
5. Опробование и внедрение в производство разработанной технологии и программного обеспечения.

Методика исследования

1. Анализ и обобщение зарубежного и отечественного опыта в области применения метода ядерно-магнитного резонанса в геофизических исследованиях.
2. Использование аппарата математического моделирования.
3. Опытнo-методические и промышленные испытания программно-методического комплекса.
4. Сопоставление результатов обработки с данными керна и испытаний.

Достоверность научных выводов и результатов подтверждена методами математического моделирования, прямым сравнением данных, полученных в результате каротажа с данными петрофизических исследований керна, а также опытом производственного применения разработанного программно-методического обеспечения.

Научная новизна

1. Предложен подход к обработке данных ядерно-магнитного каротажа с использованием итерационных алгоритмов регуляризации, что позволило не только автоматизировать процесс обработки первичных данных метода и обеспечить получение корректных результатов при повышенном уровне шума.
2. Обоснована и экспериментально подтверждена целесообразность применения капиллярно-решеточной модели порового пространства, в основе которой лежит распределение пор по размерам, для обработки данных ядерно-магнитного резонанса в геофизических исследованиях на частотах в диапазоне от 600кГц до 1МГц.
3. Применен новый подход к интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа в искусственном магнитном поле, использующий капиллярно-решеточную модель для определения абсолютной проницаемости и электропроводности.
4. На основе предложенных подходов разработан и внедрен в производство программно-методический комплекс для обработки первичных данных ядерно-магнитного каротажа «NMR Processor».

5. Показана эффективность применения предлагаемых алгоритмов и методик для оценки пористости (общей эффективной и связанной), проницаемости и электропроводности для песчано-глинистых и карбонатных пород-коллекторов.

Защищаемые положения

1. Использование предложенного итерационного алгоритма регуляризации для обработки данных ядерно-магнитного каротажа позволяет корректно определять распределение пористости по временам релаксации и на его основе получать достоверную оценку петрофизических характеристик исследуемых горных пород при повышенной зашумленности исходных данных.

2. Применение капиллярно-решеточной модели поровой среды позволяет расширить возможности применения метода ядерно-магнитного каротажа за счет увеличения числа определяемых петрофизических характеристик горных пород.

Основными защищаемыми результатами являются

1. Технология, включающая методики, алгоритмы и программы, обеспечивающие возможность автоматизированной и корректной обработки первичных данных ядерно-магнитного каротажа, в том числе и при повышенном уровне шума.

2. Методика интерпретации данных ЯМК с использованием капиллярно-решеточной модели, применяемая для определения проницаемости и электропроводности исследуемых горных пород.

Практическая значимость работы

Проведенные автором исследования позволили разработать и внедрить в производство программно-методический комплекс для обработки данных ядерно-магнитного каротажа «NMR Processor». Как необходимый элемент он входит в состав единственной на момент написания работы отечественной промышленной технологии ЯМК в искусственном магнитном поле, разработанной в ООО «Нефтегазгеофизика». По этому направлению была обеспечена конкурентоспособность российского геофизического сервиса на отечественном рынке.

Внедрение результатов работы

Программно-методический комплекс для обработки данных ядерно-магнитного каротажа «NMR Processor» зарегистрирован Роспатентом как программа для ЭВМ (свидетельство № №2003612705). С использованием программно – методического комплекса проведена обработка данных ЯМК в более чем 700 скважинах на лицензионных участках практически всех крупных нефтегазодобывающих компаний, работающих на рынке России.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на: XVI Губкинских чтениях «Развитие нефтегазовой геологии – основа укрепления минерально-сырьевой базы» (г. Москва, 2002г.); научно-практической конференции «Ядерная Геофизика 2002» (г. Тверь, 2002г.); XII научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ООО ТюменНИИгипрогаз «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири – 2002» (г. Тюмень, 2002г.); международном ежегодном симпозиуме SCA (U.S.A., California, Monterey, 2002г.); всероссийском научно-практическом семинаре «Состояние петрофизического обеспечения ядерно-геофизических, акустических и других методов ГИС» (г. Тверь, 2005г.); V международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «ГЕОФИЗИКА-2005» (г. Санкт-Петербург, 2005г.); VII международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «ГЕОФИЗИКА-2009» (г. Санкт-Петербург, 2009г.); всероссийской научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития ядерно-магнитных методов исследований нефтегазовых и рудных скважин, каменного материала и флюидов» (г. Тверь, 2011 г.), научно – практической конференции «Современное состояние промысловой геофизики в России и за рубежом» (г. Дубна, 2013г); всероссийской научно-практической конференции «Ядерно-магнитные скважинные и аналитические методы в комплексе ГИС при решении петрофизических, геофизических и геологических задач на нефтегазовых месторождениях» (г. Тверь, 2014г).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 14 работ, 4 из которых в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ. Получено 1 свидетельство РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад автора

Автором предложены, обоснованы и реализованы устойчивые итерационные алгоритмы обработки первичных данных ЯМК, в том числе при повышенной зашумленности исходных данных.

Опробован и программно реализован новый способ интерпретации данных ЯМК, позволяющий определять проницаемость и параметр пористости горных пород на основе единой капиллярно-решеточной модели.

Непосредственно автором разработан программно-методический комплекс «NMR Processor», обеспечивающий получение достоверной информации о коллекторских свойствах пластов по данным ЯМК при различных геолого-технологических условиях.

Фактический материал

В основу диссертационной работы положены исследования, проведенные автором в ООО «Нефтегазгеофизика» с 2002 по 2015 годы. В процессе работы над диссертацией было обработано, проанализировано и обобщено большое количество скважинных материалов. В общей сложности были использованы данные нескольких сотен скважин различных месторождений, практически из всех нефтегазоносных провинций РФ. Также в работе были использованы данные петрофизических исследований коллекций керна.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Объем работы 117 страниц текста, 48 рисунков, 6 таблиц. Список литературы содержит 80 наименований, в том числе 32 на английском языке.

Благодарности

Создание программно-методического комплекса было бы невозможным вне рамок отечественной технологии ЯМК в искусственном магнитном поле,

разработанной под руководством д.т.н. Е.М. Митюшина и генерального директора ООО «Нефтегазгеофизика» д.т.н. Р.Т. Хаматдинова.

Автор выражает глубокую признательность научному руководителю, д.ф.-м.н. В.А. Мурцовкину за постановку темы и помощь в процессе работы над диссертацией. Автор считает приятным долгом выразить благодарность коллегам отдела ядерно-магнитного каротажа ООО «Нефтегазгеофизика» - зав. отделом, к.ф.-м.н С.С. Сошину, к.т.н. А.В. Малинину, С.Ю.Тарасову, Д.Р. Лободе и всем коллегам, которые своим участием в совместных исследованиях, ценными советами и замечаниями оказали неоценимую помощь автору в этой работе. Также автор благодарит д.г.-м.н. В.Г. Топоркова за предоставленные для выполнения работы данные по керновому материалу.

1. ОСНОВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЯМР В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

В 1946 году Ф.Блох (F.Bloch) и Э.М.Парселл (E.M.Purcell) независимо друг от друга разработали метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР) [52]. Блох наблюдал резонансное поглощение на протонах в воде, а Парселл добился успеха в обнаружении ядерного резонанса на протонах в парафине. За своё открытие в 1952 году они были удостоены Нобелевской премии. Метод быстро стал незаменимым средством структурного химического анализа. Впоследствии метод ядерно-магнитного резонанса стал важным инструментом, как в физике и химии, так и в других областях науки и производства. В настоящее время он широко используется в биологии, медицине, геофизике [7] – везде, где требуется исследование строения вещества, его состава, характера химических связей и т.п.

Метод ЯМР основан на реакции атомных ядер на действие магнитных полей.

1.1. Физические основы метода. Ядерный магнетизм. Поляризация

Ядерный магнитный резонанс является одним из методов квантовой радиофизики. В основе метода лежит наблюдение эффектов, вызванных взаимодействием ядер, обладающих магнитным моментом, с окружающими их микрочастицами при воздействии на всю систему постоянного и переменного магнитных полей. Физические процессы, происходящие при ЯМР, рассматриваются в рамках квантовой механики, но при решении прикладных задач для наглядности вместе с квантовыми представлениями используются и понятия классической механики. Физические основы метода подробно рассмотрены во многих работах [8, 16, 38, 46, 56].

Как известно, многие ядра обладают магнитным и механическим моментами.

Механический момент ядра определяется соотношением:

$$p = \frac{\hbar}{2\pi} \sqrt{I(I+1)} \quad (1.1)$$

где \hbar – постоянная Планка ($\hbar = 6.626 \cdot 10^{-34}$ Дж·с); I – спин (квантовое число), принимающий только целые, полуцелые или нулевое значение. Например, спин протона (ядра водорода) $I = 1/2$.

Магнитный момент ядра связан с механическим моментом соотношением:

$$\mu = \gamma \cdot p \quad (1.2)$$

где γ – гиромагнитное отношение ядра (отношение магнитного момента к механическому), представляющее собой меру ядерного магнетизма. Например, для водорода $\gamma/2\pi = 42.58$ МГц/Тл.

Магнитный и механический моменты ядра совпадают по направлению. Поэтому, ядро можно представить в виде волчка, вдоль оси которого, расположен магнит (рисунок 1.1).

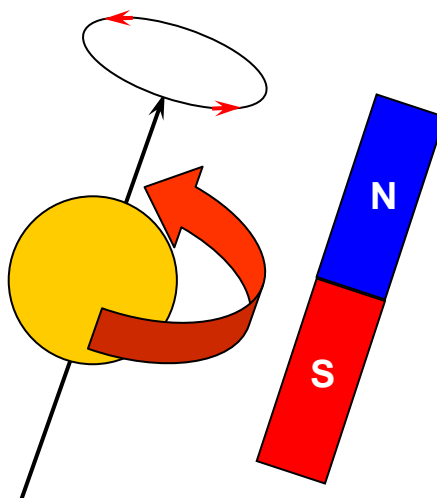


Рисунок 1.1. Атомное ядро в магнитном поле

Под действием внешнего постоянного магнитного поля H_0 , ядра стремятся сориентироваться так, чтобы направление их магнитного момента совпало с вектором магнитного поля H_0 . В то же время, наличие механического момента придает ядру гироскопические свойства. В результате этого, ядра (и их магнитные моменты) прецессируют вокруг направления вектора H_0 , подобно гироскопу,

прецессирующему в поле тяжести Земли. Частота прецессии, называется Ларморовской частотой и может быть определена по формуле:

$$f = \frac{\gamma H_0}{2\pi} \quad (1.3)$$

где H_0 – напряженность постоянного магнитного поля.

Согласно квантово-механическим представлениям, ядру, находящемуся в постоянном магнитном поле H_0 соответствует несколько фиксированных энергетических уровней E_m , число которых равно $2I+1$:

$$E_m = -\gamma m \hbar H_0 \quad (1.4)$$

где m – квантовое число, принимающее дискретные значения ($m = I, I-1, \dots, -I$).

Переход с одного энергетического уровня на другой проявляется в излучении или поглощении кванта энергии одной и той же частоты f . Основной эффект, который наблюдается при исследованиях методом ЯМР – излучение энергии на частоте f , обусловленное переходами между соседними уровнями.

Исследуемая среда, содержащая много атомов водорода, рассматривается как система спинов, взаимодействующих с окружающими их частицами и друг с другом. Такая система характеризуется суммарным магнитным моментом единицы объема вещества – вектором ядерной намагниченности (рисунок 1.2), который во внешнем магнитном поле определяется соотношением:

$$\bar{M}_0 = \kappa \cdot \bar{H}_0, \quad (1.5)$$

где κ – ядерная намагниченность:

$$\kappa = N\mu(3kT)^{-1}[(I+1)I]^{-1} \quad (1.6)$$

N – число ядер в единице объема вещества; $k = 1,38 \cdot 10^{-23}$ Дж/К – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура.

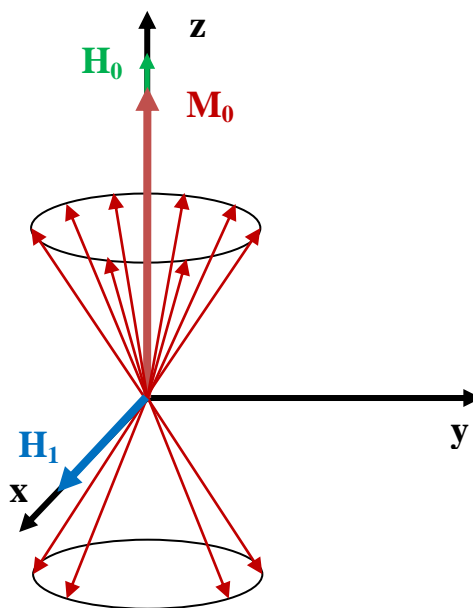


Рисунок 1.2. Вектор ядерной намагниченности

Следующее, что необходимо сделать для наблюдения эффекта ядерного магнитного резонанса – перевести вектор ядерной намагниченности в поперечную плоскость. Это достигается путем наложения дополнительного осциллирующего магнитного поля H_1 , перпендикулярного H_0 с частотой равной Ларморовской частоте. В этом случае, угол на который изменяется направление вектора, прямо пропорционален силе осциллирующего поля и времени его воздействия на систему.

В тот момент, когда внешнее магнитное поле перестает воздействовать на систему, вектор ядерной намагниченности начинает возвращаться к своему начальному состоянию M_0 . Скорость установления продольной компоненты (по оси z) характеризуется постоянной времени T_1 , называемой временем спин-решеточной или продольной релаксации, а скорость установления поперечной компоненты (по оси x) - временем спин-спиновой или поперечной релаксации T_2 .

В большинстве случаев магнитные поля, используемые для наблюдения эффектов ядерного магнитного резонанса в геофизических исследованиях, являются неоднородными. Неоднородность внешнего магнитного поля существенно влияет на время релаксации. Это обусловлено тем, что частоты

прецессии в разных элементарных объемах исследуемого вещества различаются на величину $\gamma\Delta H_0$. Поэтому, реальная скорость затухания, наблюдаемая в неоднородных магнитных полях, значительно отличается от скорости затухания в однородном магнитном поле. В некоторой точке объема исследования время поперечной релаксации T_2^* определяется соотношением:

$$\frac{1}{T_2^*} = \frac{1}{T_2} + \frac{\gamma\Delta H_0}{\pi}, \quad (1.7)$$

где, ΔH_0 – разность напряженности поля в соседних точках образца (исследуемого объема), т.е. между точками с временами релаксации T_2^* и T_2 .

В целом, это явление усложняет процесс регистрации сигнала ЯМР, поскольку время поперечной релаксации в этом случае сильно укорачивается. Для регистрации эффекта ЯМР приходится применять специальные импульсные последовательности, в частности, это рассматриваемая в следующей главе последовательность Карра-Парселла-Мейбум-Гилла (КПМГ).

1.2. Регистрация сигнала спин-эхо. Последовательность КПМГ

Эффекты ядерного магнитного резонанса можно наблюдать двумя основными методами – стационарными и импульсными. Методы наблюдения и регистрации детально описаны во многих работах [8, 38, 46].

В стационарном методе на исследуемый образец, помещенный в постоянное магнитное поле, накладывается переменное магнитное поле, частота которого медленно изменяется вблизи резонанса, при этом наблюдается сигнал поглощения. Этот процесс называют медленным прохождением через резонанс. Сигнал при этом для жидкостей имеет вид распределения Лоренца с экстремумом соответствующим резонансной частоте f . Другой вариант медленного прохождения через резонанс состоит в том, что частота переменного поля фиксирована вблизи резонанса, а постоянное поле медленно изменяется в небольших пределах, что также создает условия прохождения через резонанс.

Переменное магнитное поле в стационарных методах воздействует на исследуемый образец в течение всего времени наблюдения.

В импульсных методах, на находящийся в постоянном магнитном поле образец, высокочастотное поле воздействует в течение короткого промежутка времени, за который вектор ядерной намагниченности поворачивается на некоторый угол. После выключения импульса высокочастотного поля, повернувшего вектор ядерной намагниченности, происходит возвращение спиновой системы в первоначальное равновесное состояние. Этот процесс представляет собой свободную прецессию спинов вокруг направления постоянного магнитного поля, которая экспоненциально затухает во времени с постоянной T_2^* . Постоянная времени затухания T_2^* определяется, как было сказано выше, спин-спиновой релаксацией и неоднородностью внешнего постоянного магнитного поля. Свободную прецессию можно наблюдать по ЭДС, индуцируемой в катушке индуктивности, ориентированной должным образом относительно оси прецессии спинов. ЭДС, индуцированная в катушке, называется сигналом свободной прецессии (ССП) и описывается выражением:

$$A(t) = A_0 \cdot \sin(2\pi ft) e^{-\frac{t}{T_2^*}} \quad (1.8)$$

где A_0 – начальная амплитуда СПП; t – время, отсчитываемое от момента начала свободной прецессии.

Поскольку, в искусственных магнитных полях из-за значительной их неоднородности время T_2^* может стать слишком малым, регистрация сигнала свободной прецессии оказывается затруднительной. В таких условиях применяется метод спинового эха (спин-эхо), предложенный Ханом [46]. Метод спин-эхо состоит в следующем. После поворота вектора ядерной намагниченности 90-градусным импульсом вследствие неоднородности постоянного магнитного поля в разных элементарных объемах исследуемого образца частоты прецессии будут несколько различаться по величине относительно среднего значения. В одних элементарных объемах вектор ядерной намагниченности прецессирует быстрее, в других медленнее, т.е. поперечные

составляющие вектора ядерной намагниченности распадаются в веер, расширяющийся во времени, а суммарная поперечная намагниченность по этой причине падает. Если через некоторое время τ после окончания 90-градусного импульса приложить импульс вдвое большей длительности (180-градусный импульс), то все вектора повернутся на 180° , но будут двигаться при этом в том же направлении. Это приводит к тому, что через время 2τ все вектора совпадут и, сложившись вместе, дадут сигнал, называемый спин-эхо. Затем вновь происходит распад вектора в веер и сигнал спин-эхо затухает.

Измерение T_2 основано на наблюдении сигналов спин-эхо и анализе зависимости амплитуды сигналов от времени τ между 90-градусными и 180-градусными импульсами.

Одна из реализаций метода, предложенная Ханом, состоит в том, что импульсную последовательность $90^\circ - \tau - 180^\circ$ повторяют многократно, увеличивая каждый раз время τ . Так как в течении времени происходит спин-спиновая релаксация, амплитуда сигнала спин-эхо в каждом повторении падает в связи с возрастанием τ . Зависимость амплитуды сигнала спин-эхо от τ представляет собой экспоненциальную функцию с постоянной затухания T_2 .

Строгое рассмотрение процесса показывает, что если постоянное магнитное поле неоднородно и его градиент составляет величину G , то на характер и скорость затухания экспоненциальной функции влияет диффузия молекул жидкости. Зависимость амплитуды от времени в этом случае описывается выражением:

$$A(2nt) = A_0 \cdot e^{-\frac{2n\tau}{T_2} - \frac{2\gamma^2 G^2 D (n\tau)^3}{3}} \quad (1.9)$$

где D – коэффициент диффузии; n – число повторений импульсной последовательности (кратность увеличения τ).

Для того, чтобы измерить T_2 вышеописанным методом, необходимо произвести серию экспериментов при различных интервалах между импульсами τ [38]. Огибающая амплитуд сигналов эха в зависимости от 2τ дает возможность

определить значения постоянной времени поперечной релаксации. Карр и Парселл показали, что эту огибающую возможно получить, применив определенную импульсную последовательность. Модификация Карра-Парселла (рисунок 1.3) позволяет производить определение T_2 с помощью одной импульсной последовательности.

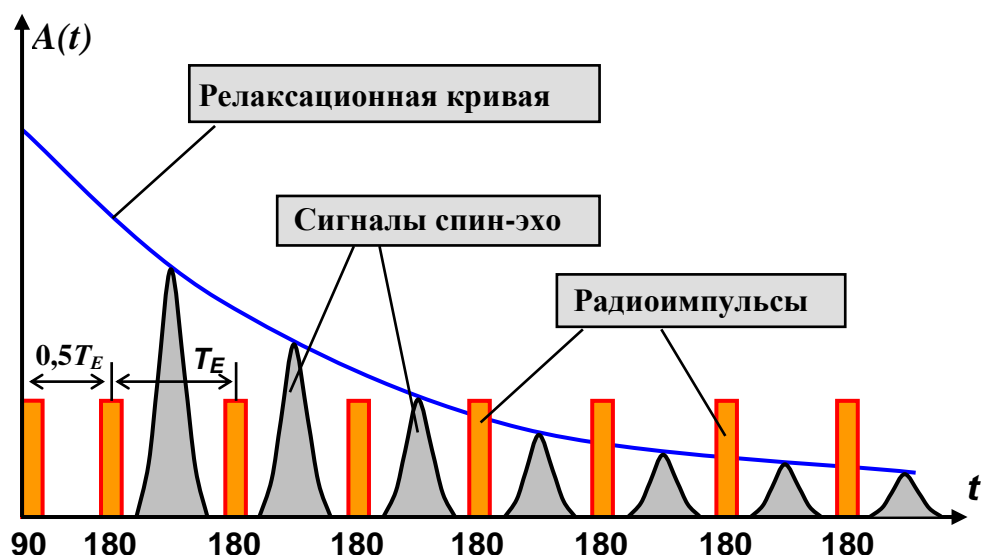


Рисунок 1.3. Последовательность КПМГ

Последовательность состоит из одного 90-градусного импульса и серии следующих за ним 180-градусных импульсов. При этом сигнал спин-эхо многократно повторяется, а его амплитуда затухает по закону:

$$A(t) = A_0 \cdot e^{-\frac{t}{T_2} - \frac{2\gamma^2 G^2 D T_E^2 t}{3}} \quad (1.10)$$

где T_E – интервал между соседними 180-градусными радиоимпульсами.

Интервал между соседними радиоимпульсами T_E можно выбирать достаточно малым, чтобы существенно снизить влияние диффузии.

Этот метод требует точной настройки амплитуды и длительности высокочастотных импульсов, при которой обеспечивается поворот вектора ядерной намагниченности на 90° и 180° без погрешности. Если это условие не обеспечено, то ошибка от сигнала к сигналу накапливается и приводит к заметной погрешности в определении T_2 .

Устранение отмеченного недостатка осуществляется в модификации метода Карра-Парселла, предложенной Мейбумом и Гиллом. В этой модификации 180-градусные импульсы подаются со сдвигом фазы на 90° . При этом все четные импульсы создают сигнал спин-эхо без ошибки, а нечетные с некоторой ошибкой, которая однако не накапливается. Метод КПМГ позволяет уменьшить влияние диффузии и не требует высокой точности настройки радиочастотных импульсов.

1.3. Свойства пластовых флюидов.

Диффузия в неоднородных магнитных полях

При измерении сигнала ЯМР–релаксации может быть получена различная петрофизическая информация, например, пористость, распределение пор по размерам, количество связанной воды, проницаемость и т.п. Для правильного применения метода при петрофизической интерпретации исключительно важным является понимание природы релаксации сигнала в поровых флюидах.

В работах, посвященных этой проблеме [51, 60, 61, 66, 71] принято феноменологическое описание релаксации флюидов в пористой среде. В соответствии с ним в релаксации участвуют три процесса: объемная релаксация, поверхностная релаксация и диффузионная релаксация. Относительный вклад каждого механизма зависит от типа флюида в порах (вода, нефть или газ), размера пор, величины поверхностной релаксации и смачиваемости поверхности породы. Все три процесса действуют одновременно, и времена продольной и поперечной релаксации выражаются так:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1B}} + \frac{1}{T_{1S}} \quad (1.11)$$

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (1.12)$$

где T_1 – время продольной релаксации; T_{1B} – время объемной релаксации по T_1 ; T_{1S} – время поверхностной релаксации по T_1 ; T_2 – измеренное с помощью

последовательности КПМГ время поперечной релаксации; T_{2B} – время объемной релаксации по T_2 ; T_{2S} – время поверхностной релаксации по T_2 ; T_{2D} – время диффузионной релаксации.

Объемная релаксация. Является характеристикой собственно порового флюида и зависит от его вязкости и химического состава. Также на нее влияют температура и давление. Объемная релаксация может быть измерена, если флюид помещен в достаточно большой резервуар. Для газа, нефти и пластовой воды предложены соответственно следующие формулы [16]:

$$T_{1B} \cong T_{2B} \cong 2,5 \cdot 10^4 \left(\frac{\rho_{\Gamma}}{T^{1,17}} \right) \quad (1.13)$$

$$T_{1B} \cong T_{2B} \cong 0,00713 \left(\frac{T}{\eta} \right) \quad (1.14)$$

$$T_{1B} \cong T_{2B} \cong 3 \left(\frac{T}{289\eta} \right) \quad (1.15)$$

где ρ_{Γ} – плотность газа (г/см³); T – температура (К); η – вязкость флюида (сантипуаз).

Поверхностная релаксация. Происходит на границе раздела между жидкостью и твердым телом, т.е. на поверхности зерен породы. Согласно предположению о том, что поры достаточно малы и релаксирующая молекула пересекает пространство пор несколько раз, основную составляющую поверхностной релаксации можно определить по формуле:

$$\frac{1}{T_s} = \rho(S/V) \quad (1.16)$$

где ρ – поверхностная релаксационная активность; S/V – отношение поверхности поры к ее объему, т.е. удельная поверхность.

Поверхностная релаксационная активность зависит от минералогии горной породы, например, на карбонатной поверхности она слабее, чем на кварце. Также она зависит от типа жидкости, находящейся в непосредственном контакте с породой [57, 61, 71]. Оценка величины поверхностной релаксационной

активности проводится лабораторными методами и на модельных системах [21]. Согласно опубликованным данным, средними значениями ρ для песчаников и известняков принято считать 1,5 и 0,5 мкм/с, соответственно [50, 61].

Для простых форм удельная поверхность напрямую связана с размером пор. Например, для сферических пор отношение величины поверхности к объему равно $3/r$, для цилиндрических пор – $2/r$, где r – радиус сферы [65].

Диффузионная релаксация. Газы, легкие нефти, вода и некоторые нефти средней вязкости обладают значительной диффузионной релаксацией, которую можно регистрировать в градиентном магнитном поле при достаточно больших временах между сигналами спин-эхо. Для таких флюидов диффузионное время релаксации является важным механизмом их идентификации. Если в постоянном магнитном поле присутствует значительный градиент, диффузия молекул вызывает дополнительный фазовый сдвиг и таким образом увеличивает скорость спада сигнала T_2 . Этот сдвиг вызван молекулами, пришедшими из тех областей, где сила магнитного поля, а следовательно и скорость прецессии отличны. Время диффузионной релаксации определяется по формуле:

$$\frac{1}{T_{2D}} = \frac{D(\gamma G T_E)^2}{12} \quad (1.17)$$

Диффузия не оказывает влияния на время релаксации T_1 . Как и при объемной релаксации, вязкость и молекулярный состав определяют коэффициент диффузии, на который также оказывают влияние температура и давление.

Таким образом, поперечная релаксация всегда происходит быстрее, чем продольная, следовательно время T_2 всегда меньше или равно T_1 . В общем случае, для пластовых флюидов когда они находятся в однородном постоянном магнитном поле время T_2 примерно равно T_1 . Если флюид находится в градиентном магнитном поле, а для измерения используется последовательность КПМГ, время T_2 меньше чем T_1 . Разница будет определяться величиной градиента магнитного поля, временем между сигналами спин-эхо, а также вязкостью самого флюида.

Поровые коллекторы, как правило, содержат набор пор разного размера и нередко насыщены более чем одним типом флюидов. Поэтому, измеренный с помощью последовательности КПМГ сигнал ЯМР не характеризуется единым значением T_2 , а представляет собой распределение времен релаксации, которое описывается уравнением:

$$A(t) = \sum A_i e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (1.18)$$

где A_i – амплитуда i –ой компоненты поперечной релаксации; T_{2i} – время поперечной релаксации i –ой компоненты.

При использовании коротких времен между сигналами спин-эхо, и при условии, что коллектор заполнен только водой, поверхностная релаксация становится доминирующей. В таком случае, T_2 прямо пропорционально размеру пор [62] (рисунок 1.4).

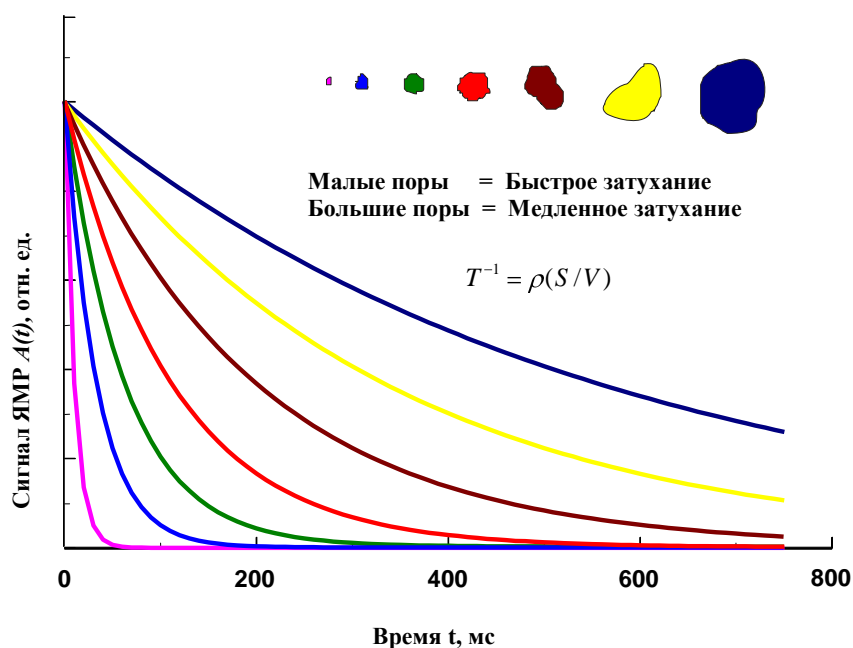


Рисунок 1.4. Сигнал ЯМР от пор разных размеров

Самые крупные поры имеют маленькую удельную поверхность (отношение S/V), следовательно, самое большое время релаксации. С уменьшением эффективного размера пор, удельная поверхность увеличивается, а значит, время релаксации уменьшается.

Величины A_i пропорциональны объему флюида в порах соответствующего размера (с временами релаксации T_{2i}), а их сумма пропорциональна общей пористости. Для того что бы определить значение пористости, проводится калибровка: измерение сигнала ЯМР для среды, полностью состоящей из флюида. Обычно для этого используется калибровочная емкость, полностью заполненная дистиллированной водой.

Таким образом, метод ядерного магнитного резонанса позволяет получить распределение пористости исследуемых горных пород по временам релаксации. А при определенных условиях, оно может быть пересчитано в распределение пористости по размерам пор.

1.4. Метод ЯМР в геофизике: исследования керна, ГИС

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. Первые исследования в области петрофизики были сосредоточены на анализе связей сигналов ЯМР с вязкостью флюидов.

Отечественные разработки по применению методов ЯМР в геофизике проводились с 60-х годов прошлого века во ВНИИЯГГе (с 1986г. – ВНИИГеоинформсистем - В.Д. Неретин, Я.Л. Белорай, И.Я. Кононенко и др.), АЗИНефтехиме, ЮжВНИИгеофизике (С.М. Аксельрод, В.И. Даневич, Е.М. Митюшин, В.Ю. Барляев и др.), ГАНГ (В.Д. Неретин), Ленинградском университете (Б.М. Бородин и др.), ЗапСибНИИгеофизике (С.В. Анпенов, В.С. Модин, Г.В. Такканд). Наибольшее практическое применение получили аппаратные разработки ПО «Татнефтегеофизика» (В.Д. Чухвичев, В.С. Дубровский, В.М.Мурзакаев и др.) – методом ЯМК в магнитном поле Земли исследованы тысячи скважин в Волго – Уральской нефтегазоносной провинции.

С появлением в 2002 году прибора, использующего поле постоянных магнитов в ООО «Нефтегазгеофизика» (Р.Т. Хаматдинов, Е.М. Митюшин, В.Ю.

Барляев, и др.), отечественная технология ЯМК вышла на новый уровень. Прибор использует конструктивно новую схему полей, создаваемых редкоземельным магнитом, исключая влияние проводимости магнита на радиочастотную катушку. К настоящему времени в ООО «Нефтегазгеофизика» реализованы центрированный, прижимной, автономный варианты приборов ЯМК для исследования скважин различного диаметра (Р.Т. Хаматдинов, Е.М. Митюшин, В.Ю. Барляев, Сошин С.С., А.С. Грузомецкий и др.)

За рубежом впервые метод ядерного магнитного резонанса в искусственном поле был использован в коммерческом скважинном приборе MRIL компанией Numar в 1990 году. Вслед за ней, в 1991г. компания Schlumberger также разработала скважинный прибор, использующий сильное магнитное поле, но имеющий другую – прижимную конструкцию. В настоящее время подобной технологией располагает лишь ограниченное число ведущих мировых фирм.

1.5. Основные подходы к обработке данных ЯМР

Процедура обработки результатов измерений, с одной стороны, определяется методиками измерения параметров ЯМР и характером определяемых коллекторских свойств, с другой - объемом зарегистрированной информации и техническими средствами, имеющимися в наличии. Поэтому следует отметить, что рассматриваемые ниже методики обработки относятся только к измерениям в сильных магнитных полях, поскольку методы используемые для обработки данных, полученных в поле Земли не могут быть эффективно применены в силу существенных различий в первичных данных, получаемых этими методами. Как было сказано выше, записанный при выполнении последовательности КПМГ сигнал, как правило, представлен сложным распределением T_2 . Одним из самых важных шагов при обработке данных ЯМР является выделение отдельных релаксационных компонент и определение распределения времени релаксации, которое обуславливает наблюдаемое затухание намагниченности пластовых флюидов.

При обработке данных ЯМР может быть использован мультиэкспоненциальный анализ [8]. Сигнал ЯМР представляется в виде суммы нескольких (до пяти) экспонент с разными амплитудами и временами релаксации. Рассмотрим частный случай, когда анализируемый сигнал представлен двумя экспонентами:

$$A(t) = \phi_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_{2,1}}} + \phi_2 \cdot e^{-\frac{t}{T_{2,2}}} \quad (1.19)$$

Существует много математических алгоритмов экспоненциального фитинга для определения искоемых релаксационных компонент [24], дающих близкие результаты при корректно заданных начальных условиях. Как правило, это различные модификации классического метода Гаусса-Ньютона для решения задач нелинейной регрессии с помощью метода наименьших квадратов с приемами конфлюэнтного анализа, позволяющие учитывать погрешности как зависимых так и независимых переменных [39].

В работе [8] приведен наглядный способ решения данной задачи. Для оценки величины времени релаксации по измеренным значениям сигнала ЯМР строят зависимость $A(t)$ в логарифмическом масштабе. В случае однофазного водородсодержащего флюида эта зависимость имеет прямолинейный вид. Время T_2 по такому графику может быть оценено как интервал времени в течении которого амплитуда сигнала изменяется в e раз. В большинстве случаев релаксационная зависимость имеет более сложный криволинейный вид (рис. 1.5). В этом случае по значениям A_i, t_i пытаются провести прямую линию. Если при этом наблюдаются систематические отклонения, которые обусловлены присутствием компонент с различными временами релаксации, то переходят на обработку только части точек, соответствующих максимальным значениям t_i . По этим точкам проводят усредняющую прямую до пересечения с осью ординат. Эта прямая линия соответствует так называемой «длинной» компоненте релаксационной кривой.

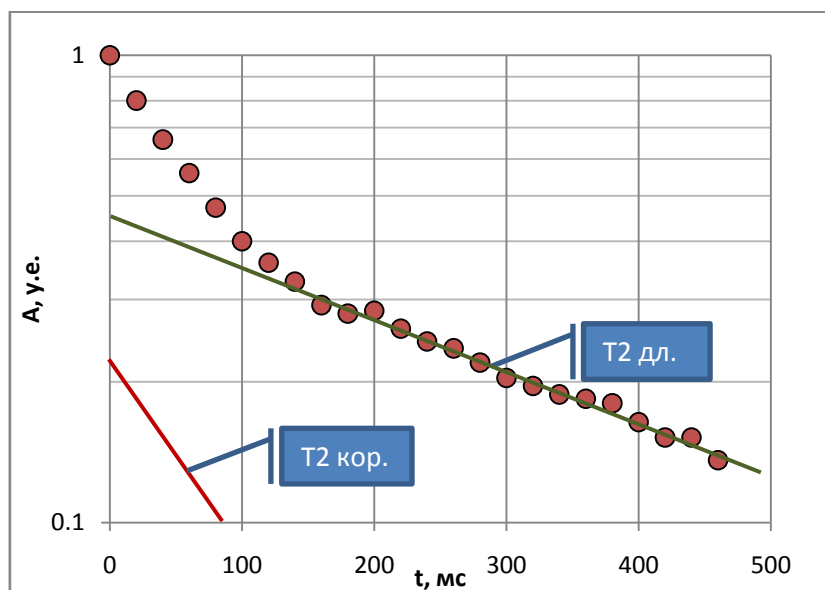


Рисунок 1.5. Мультиэкспоненциальный анализ

Время релаксации выделенной компоненты оценивается так же, как и в случае однофазной релаксации. Затем длинную компоненту вычитают из исходного сигнала и описанную выше процедуру повторяют. Таким образом, зависимость $A(t)$ аппроксимируется суммой прямолинейных составляющих типа $\ln(y) = ax + b$.

При увеличении числа экспонент решение ведет себя неустойчиво и теряет физический смысл. Поэтому на практике рекомендуется выделять не более трёх экспонент. Очевидно, что использование столь малого числа экспонент не позволяет в полной мере использовать исходные данные современных приборов ядерного магнитного каротажа и раскрыть все возможности метода. Однако, данный метод может быть успешно применен, например, при лабораторном анализе флюидов, когда заранее известно, что сигнал ЯМР является одно- или двухкомпонентным. В подобных случаях, использование данного метода обработки представляется наиболее целесообразным.

Существуют также усовершенствованные модификации метода экспоненциального анализа, призванные увеличить число выделяемых экспонент.

Например, подход, предложенный в патенте США №5764058 [80]. Он состоит в разделении интервала времени между началом и концом измерения сигнала амплитуд спин-эхо на $2r-1$ равных по длине сегментов(интервалов), где r – положительное целое число. На каждом интервале определяются интегралы от сигналов амплитуд спин-эхо по времени. Рассчитывается аппроксимация амплитуды спин-эхо, и определяются интегралы по аппроксимирующей функции на тех же интервалах что и для сигнала спин-эхо. Интегралы по кривой спин-эхо и по аппроксимирующей кривой для каждого сегмента упорядочиваются в симметричную матрицу имеющую размерность r на r . Определяется норма и квадратичное отклонение матрицы амплитуд спин-эхо. Если норма полученной матрицы меньше или равна произведению выбранного коэффициента достоверности на квадратичное отклонение, то число мод экспоненциального затухания равно $r-1$. Если равенство не соблюдается (условие не удовлетворено), r увеличивают на единицу и процесс повторяется. По утверждению авторов методики, она позволяет существенно увеличить число выделяемых из сигнала ЯМР экспонент.

Одним из наиболее часто используемых подходов при обработке данных современных приборов является математическая инверсия [16]. Система уравнений (1.20), предложенная в работе [17, 56] описывает отдельные сигналы спин-эхо. Распределение времен релаксации в данном случае представляется в виде многоэкспоненциальной модели. В ней предполагается, что распределение T_2 состоит из m отдельных времен релаксации T_{2i} с соответствующими компонентами ϕ_i . Инкременты значений T_{2i} задаются заранее с логарифмическим интервалом (например 0,5; 1; 2; 4; 16; 32; 64; 128; 256; 512; 1024 мс ...). Обычно, для удовлетворения исходным данным ЯМК необходимо от тридцати до пятидесяти интервалов [30].

$$\begin{aligned}
echo(1) &= \phi_1 \cdot e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 \cdot e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 \cdot e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,3}}\right]} \dots + \phi_m \cdot e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,m}}\right]} + noise \\
echo(2) &= \phi_1 \cdot e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 \cdot e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 \cdot e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,3}}\right]} \dots + \phi_m \cdot e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,m}}\right]} + noise \\
&\vdots \\
echo(n) &= \phi_1 \cdot e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 \cdot e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 \cdot e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,3}}\right]} \dots + \phi_m \cdot e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,m}}\right]} + noise,
\end{aligned} \tag{1.20}$$

где $t(i) = iT_E$, $i = 1, \dots, n$, время записи i -ой компоненты.

Весь процесс обработки сосредоточен на расчете составляющих пористости в каждом из распределений. Соотношения (1.20) являются системой из n линейных уравнений с m неизвестными $\phi_1 \dots \phi_m$, где n значительно больше, чем m — число значений T_2 . Обычно m находится в пределах от 2 (для некоторых каротажных данных) до 50 (в высококачественных лабораторных измерениях), тогда как n варьируется от 10 (для измерений с частичной поляризацией связанной воды) до нескольких тысяч (при лабораторных измерениях). Решение данного уравнения осложняется тем фактом, что ϕ_i должно быть равно или больше нуля, а также тем, что совпадение с множеством экспонент неустойчиво. Существуют многочисленные методы инверсии, позволяющие решить уравнение такого типа. Такая инверсия рассмотрена, например, в патенте США №5291137 [78].

Решением данной системы уравнений является распределение (спектр) времен релаксации. На рисунке 1.6 приведен пример такого распределения, полученного для приведенного выше логарифмического разбиения времени T_2 на логарифмические интервалы по степени числа 2 (2^{-1} ; 2^0 ; 2^1 ; 2^2 ; $2^3 \dots$). Следует отметить, что данное разбиение неслучайно. Это один из стандартных наборов интервалов применяемых при обработке данных ЯМК [80]. Полученное распределение пористости, называемое бинами (bin's), удобно использовать для последующей интерпретации данных.

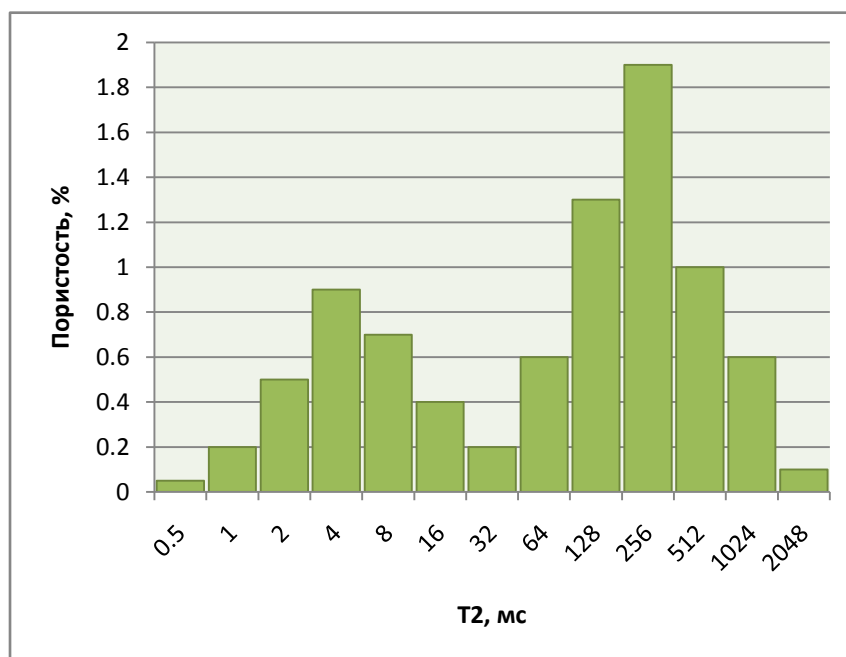


Рисунок 1.6. Распределение времен релаксации

Отличительной особенностью подхода является то, что времена в искомом спектре заданы заранее. Как следствие, при поиске решения в тех случаях, где в исходном сигнале не содержится заданных времен релаксации, вероятность нахождения неверного решения сильно возрастает. Сложность данной ситуации в том, что данная задача относится к классу «некорректно поставленных», т.е. задач имеющих множество решений. Поэтому, формализовать процесс решения и «отфильтровать» в автоматизированном режиме неверные с точки зрения физического смысла решения затруднительно.

При решении задач обработки данных ЯМР полученных в сильных магнитных полях, современные исследователи ориентируются на методы инверсии, включающие процесс регуляризации [13, 40, 41, 42]. Подобные методы позволяют увеличить стабильность решения, и по крайней мере частично контролируются отношением сигнал/шум исходных данных.

1.6 Методики оценки петрофизических характеристик горных пород

Основной целью при обработке данных ядерно-магнитного резонанса в геофизике, является определение петрофизических характеристик, которые в конечном итоге позволяют судить о фильтрационно-емкостных свойствах образцов горных пород или пластов-коллекторов. Накопленные ранее данные о ядерно-магнитных свойствах горных пород и пластовых флюидов в поле Земли лишь частично могут быть использованы для интерпретации данных ЯМР в сильном поле. Интенсивные лабораторные исследования, проводимые в течении последних лет, расширили и в некоторой степени изменили некоторые положения петрофизической основы ЯМК. Ниже описаны современные устоявшиеся подходы к получению и оценке основных петрофизических величин, определение которых возможно при использовании метода ЯМК в сильном магнитном поле.

Распределение пор по размерам (оценка размеров пор).

Как было сказано выше, полученный после обработки первичных данных спектр, представляет собой распределение пористости по временам релаксации. Для перехода от времени поперечной релаксации к размерам пор, используется соотношение (1.16), приведенное в п. 1.3. Как видно из этого отношения, время релаксации T_s пропорционально объему поры V с коэффициентом пропорциональности, зависящим от свойств ее поверхности. В соответствии с (1.12), измеренное с помощью последовательности КПМГ время поперечной релаксации также будет пропорционально объему поры V . Исходя из всего вышесказанного, в случае, когда коллектор полностью насыщен водой, время релаксации пропорционально размеру поры. При этом предполагается, что диффузией протонов из одной поры в другую за время релаксации можно пренебречь. Иными словами, усреднения времен релаксации между порами не происходит а, значит, кривая распределения времени как продольной так и поперечной релаксации полностью водонасыщенного коллектора может характеризовать распределение пор по размерам [60, 61, 65, 75].

Экспериментальная проверка этого положения проведена разными способами, каждый из которых имеет определенные ограничения, связанные с трудностью определения площади поверхности пор в пористой среде. В работе [60] приведены примеры качественного сопоставления распределения T_1 с результатами анализа шлифов. Исследование показало, что у всех образцов распределение времени продольной релаксации хорошо согласуется с распределением оптически различимых групп пор разного размера. Другой способ состоит в сравнении распределений размеров пор, полученных по данным ЯМР и кривой ртутного вытеснения. Хотя, на данные ЯМР в большей степени влияют крупные поры, а результаты ртутного вытеснения в большей степени чувствительны к узким каналам, в целом кривые ртутного вытеснения в общих чертах хорошо совпадают с кривыми распределения T_2 [66, 71, 74]. Характер распределений пор по размерам, полученных обоими методами почти одинаков [60, 61]. Это подтверждает возможность оценки размера пор по времени поперечной релаксации.

Пористость и составляющие пористости.

Определение общей пористости по данным ядерного магнитного резонанса не представляет затруднений. Согласно физическим основам метода вся площадь под кривой полученного распределения времен релаксации пропорциональна полной пористости. Чтобы получать распределение T_2 сразу в единицах пористости, аппаратуру перед началом измерений калибруют. Во многих источниках подчеркивается, что общая пористость, определяемая по данным ЯМР в сильном магнитном поле, не зависит от литологии, поэтому не требуется каких-либо эмпирических коэффициентов, учитывающих литологические особенности породы [61, 68].

До начала 90-х годов при лабораторных ЯМР-исследованиях, проводившихся в сильных магнитных полях (Ларморовы частоты от 1 до 15-30 МГц), разделение свободной и связанной воды проводили путем выделения из релаксационной кривой длинной и короткой компонент времен релаксации, к которым относились соответственно фазы свободной и связанной воды. Общая

пористость при этом определялась начальной амплитудой сигнала, а содержание связанной воды и эффективная пористость соответствовали долям начальной амплитуды сигнала, относящимся к выделенным компонентам T_1 [8, 10, 45]. Неточности, сопутствующие процедуре разложения релаксационной кривой на компоненты, во многих случаях не могли обеспечить надежное разделение свободной и связанной воды.

Результатом ЯМК в поле постоянных магнитов является распределение пористости по временным релаксации, являющееся надежным информационным параметром, позволяющим определять составляющие пористости с использованием граничных значений. Многочисленные лабораторные исследования показали, что по кривой распределения T_2 можно устанавливать граничное значение времени релаксации путем сопоставления этого распределения с данными, получаемыми при вытеснении свободной воды из образца [50, 75]. Непременным условием при этом является стандартизация величины максимального давления при котором свободная вода полностью вытесняется из образца. На основании экспериментальных данных, сопоставленных с кривыми ртутного вытеснения, принято считать, что свободная вода полностью вытесняется при давлении 0,7 МПа (100 pst). Максимальное время поперечной релаксации наблюдаемое на кривой распределения T_2 после вытеснения воды при этом давлении, принимается за граничное значение $T_{2гр}$ [74]. Величину граничного значения также принято называть отсечкой («cutoff»).

Значение отсечки не одинаково для всех пород. Как показали лабораторные исследования, основное влияние на вариации граничного значения для разделения свободной и связанной воды преимущественно оказывает содержание парамагнитных и ферромагнитных включений на поверхности твердой фазы породы. Увеличение этих включений приводит к снижению $T_{2гр}$ и наоборот.

Значительно различается величина отсечки у песчаников и известняков. У песчаников содержание ферромагнитных примесей достигает 1%, а значение отсечки принимается равным 33мс (хотя встречаются породы, для которых граничное значение может быть уменьшено до 10 мс) [2]. Карбонаты

характеризуются более высокими граничными значениями [6]. Среднее значение отсечки для карбонатов обычно принимают равным 92 мс [50, 61, 65]. Каверновая пористость характеризуется временем поперечной релаксации более 750 мс [74]. Указанные граничные значения используются при интерпретации данных ЯМК, однако в некоторых случаях эти величины могут быть скорректированы по результатам лабораторных исследований образцов горных пород из конкретной части разреза. Также экспериментально установлено граничное значение для разделения капиллярно-связанной воды и воды, связанной глинами. Значение отсечки для глин обычно принимается равной 3 мс [66], хотя также может варьироваться, что, по мнению некоторых авторов, может служить для определения типа глин по времени поперечной релаксации связанной ими воды [69, 72].

Как и при определении общей пористости, процедура определения объемных характеристик порового пространства сводится к интегрированию кривой распределения T_2 в пределах, определяемых граничными значениями.

Проницаемость.

Основой для определения проницаемости по данным ЯМК служат спектры времен релаксации. Все существующие на сегодняшний день методики определения этого параметра используют единый подход, заключающийся в подборе эмпирических соотношений, устанавливающих связь между проницаемостью и некоторыми интегральными характеристиками спектров ЯМР-релаксации [3, 54, 55, 59, 61, 67, 73, 74, 76].

В основном используются два типа формул, связывающих проницаемость со спектральными характеристиками. Формулы первого типа имеют вид:

$$k_{\text{пр}} = ak_{\text{п}}^p T_{2\log}^q \quad (1.21)$$

где $T_{2\log}$ – среднее логарифмическое время релаксации, определяемое по спектру. Показатели степени p и q обычно принимаются равными, соответственно, 4 и 2. Величина коэффициента a зависит от особенностей исследуемых отложений и подбирается в процессе предварительных исследований кернового материала из

условия наилучшего совпадения данных, полученных методом ЯМР и при стандартных петрофизических исследованиях.

В формулах другого типа проницаемость определяется только объемными характеристиками:

$$k_{\text{пр}} = b k_{\text{п}}^s (ИСФ / W_{\text{свз}})^t \quad (1.22)$$

где $ИСФ$ – индекс свободного флюида; $W_{\text{свз}} = k_{\text{п}} - ИСФ$ – содержание связанной воды. Значения b , s и t , как и в предыдущем случае, определяются на основе лабораторных измерений на образцах соответствующих пород.

1.7. Выводы

В результате проведенного анализа современного состояния метода ядерно-магнитного резонанса показано, что метод достаточно хорошо изучен и в настоящее время активно развивается. Огромное число работ посвящено исследованиям в данной области. Метод является востребованным в практике геофизических исследований, разработано множество схем его применения и совместной интерпретации [4]. Однако, вследствие больших возможностей, которые открывает метод, многие области остаются недостаточно изученными.

Целью данной работы является создание программного обеспечения, соответствующего современным стандартам, и обеспечивающего высокую надежность определения петрофизических параметров в условиях скважинных измерений.

В рамках поставленной задачи необходимо выбрать наиболее подходящие методы обработки первичных данных, а также определения петрофизических характеристик.

Очевидно, что при выборе метода обработки данных ЯМК необходимо ориентироваться на наиболее совершенные методы обработки первичных данных. При петрофизической обработке данных целесообразно применять новые

методики, позволяющие в наибольшей мере раскрыть широкие возможности метода.

В целом программное обеспечение должно соответствовать следующим требованиям:

- Возможность получения непрерывного спектра времен релаксации;
- Высокая устойчивость алгоритма обработки первичных данных, позволяющая удовлетворительно обрабатывать данные приборов ЯМК, полученные при неблагоприятных условиях измерения (СКО шума единичной релаксационной кривой более 5%);
- Обеспечивать точность определения общей пористости не менее 1% при нормальном уровне шума исходных данных (СКО шума не более 1,5%);
- Возможность определения любых составляющих пористости методом отсечек;
- Возможность определения проницаемости с использованием всех традиционных моделей.

2. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОБРАБОТКИ ПЕРВИЧНЫХ ДАННЫХ ЯМК В ИСКУССТВЕННОМ МАГНИТНОМ ПОЛЕ

Как было отмечено в предыдущей главе, существует несколько методов обработки данных ЯМК, применяемых в настоящий момент. Наиболее полно раскрыть возможности метода ЯМК позволяют алгоритмы, способные преобразовать релаксационную кривую в непрерывный спектр времен релаксации. С помощью спектра возможно как непосредственное определение петрофизических характеристик, так и реализация дополнительных возможностей: построения распределения пористости по размерам пор, построение капиллярных кривых, определение нефтенасыщенности и так далее. Чтобы использовать полученные данные с наибольшей отдачей, при обработке было решено использовать алгоритмы, позволяющие преобразовать экспоненциально затухающую кривую спин-эхо в распределение пористости по временам релаксации.

2.1. Особенности обработки данных ЯМК как решения некорректно поставленной задачи

Основной задачей, которую необходимо решить при таком подходе является расшифровка первичного сигнала – кривой релаксации намагниченности. С математической точки зрения эта процедура сводится к решению интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода:

$$\int_{T_{2\min}}^{T_{2\max}} B(T_2) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2 = A(t) \quad (2.1)$$

т.е. к нахождению распределения $B(T_2)$. Здесь $A(t)$ – сигнал ЯМР релаксации; t – время; $T_{2\min}$ и $T_{2\max}$ – соответственно, минимальное и максимальное время поперечной релаксации. Это уравнение относится к классу, так называемых, некорректно поставленных задач. Некорректно поставленные задачи это задачи,

решения которых неустойчивы к малым изменениям исходных данных. Они характеризуются тем, что сколь угодно малые изменения исходных данных могут приводить к произвольно большим изменениям решений. Для решения подобных уравнений можно использовать метод регуляризации А.Н.Тихонова, специально разработанный для данных задач [14, 40, 41, 42, 43].

Как видно из формулы 2.1 в искомом интеграле требуется задать пределы - интервал поиска решения. Кроме этого, в случае некорректно поставленной задачи, также необходимо задать степень устойчивости решения к малым изменениям исходных данных. От того, насколько правильно заданы эти параметры, зависит точность полученного решения.

При определении интервала исходим из того, что левая его граница всегда постоянна и определяется минимальными временами релаксации, входящими в результирующий сигнал. Минимальное время определяется используемой при измерении раздвижкой (T_E) и, как правило, является постоянной величиной для конкретной аппаратуры, поскольку короткие компоненты всегда в большей или меньшей степени присутствуют в сигнале ЯМР – релаксации и их всегда необходимо учитывать. Правая же граница интервала – величина не постоянная и сильно изменяется в зависимости от свойств пласта и насыщающего его флюида. Значения правой границы интервала колеблются от десятков до нескольких тысяч миллисекунд. Все вышесказанное объясняется тем, что в породе всегда присутствуют составляющие, формирующие короткие сигналы ЯМР, тогда как большие времена релаксации характерны далеко не для всех типов пород.

Для каждой породы (пласта или образца) максимальное время определяется наиболее крупными порами, а также типом насыщающего их флюида. Таким образом, задача определения интервала поиска решения сводится к определению его правой границы (T_{2max}). В данном случае невозможно решить задачу, задав заведомо больший интервал поиска решений, поскольку в этом случае будет найдено решение интегрально соответствующее первичным данным, но содержащее лишние взаимно-компенсирующиеся составляющие. Поэтому при поиске T_{2max} применяется достаточно сложный оптимизационный подход.

Решение должно быть достаточно точным, чтобы не упустить отдельные детали спектра и тем самым не ухудшить разрешающую способность метода. В тоже время, нельзя задать слишком высокую точность, так как при этом присутствующий в сигнале шум может быть интерпретирован как полезный сигнал. Степень точности решения характеризуется параметром регуляризации α . При больших значениях параметра регуляризации спектр становится «размазанным» (сглаженным) и не отражает реальной картины распределения. В тоже время при заниженных значениях, когда возрастает влияние шума на результирующий спектр, в спектре появляются дополнительные моды, а также некоторая «изрезанность», что также является ошибкой. Очевидно, что точность, с которой возможно восстановить спектр определяется величиной шума, наложенного на полезный сигнал, а также техническими характеристиками прибора.

Правильный выбор параметра регуляризации является необходимым условием для получения корректного решения с точки зрения физики процесса. Существует достаточное количество методов выбора параметра регуляризации [15, 42], но в данном случае необходимо найти такой, который сводит к минимуму «критические ошибки» в определении спектра и позволяет производить обработку большого объема данных в автоматическом режиме без применения последующей коррекции оператором. После анализа нескольких методов определения α , позволяющих при различных условиях добиться хороших результатов, был выбран наиболее устойчивый из них. Остальные рассмотренные методы также показали хорошие результаты при небольших значениях уровня шума, но давали сбои при шумах, характерных для данных каротажа.

2.2 Оптимизационный алгоритм обработки первичных данных с использованием метода регуляризации

Как было отмечено, максимальное значение времени (T_{2max}) в спектре является одним из важнейших параметров алгоритма регуляризации. Правильная его оценка в конечном итоге определяет точность получаемых по спектру характеристик.

На рисунке 2.1 показана блок-схема, обобщенно описывающая процесс определения T_{2max} . Определение максимума спектра проводится в два этапа: предварительная оценка с помощью экспоненциальной аппроксимации и последующей коррекции. Коррекция в свою очередь тоже состоит из двух частей: «коррекция времени по пористости» и «итерационная коррекция». Вначале задаются исходные данные: минимум интервала (T_{2min}) и максимально возможное значение максимума интервала ($T_{2max,гр}$). Также обнуляется значение k , используемое в качестве счетчика. Счетчик используется для того, чтобы произвести коррекцию времени по пористости только один раз – на самой первой итерации. Затем выполняется предварительная оценка максимума, а после первого применения алгоритма регуляризации коррекция времени по пористости. После этого проводится итерационная коррекция и снова происходит обработка исходных данных по методу регуляризации. Этот процесс (итерационная коррекция - регуляризация) повторяется до тех пор, пока ошибка определения спектра не будет меньше заданной.

Рассмотрим элементы приведенной на рисунке 2.1 блок-схемы более подробно.

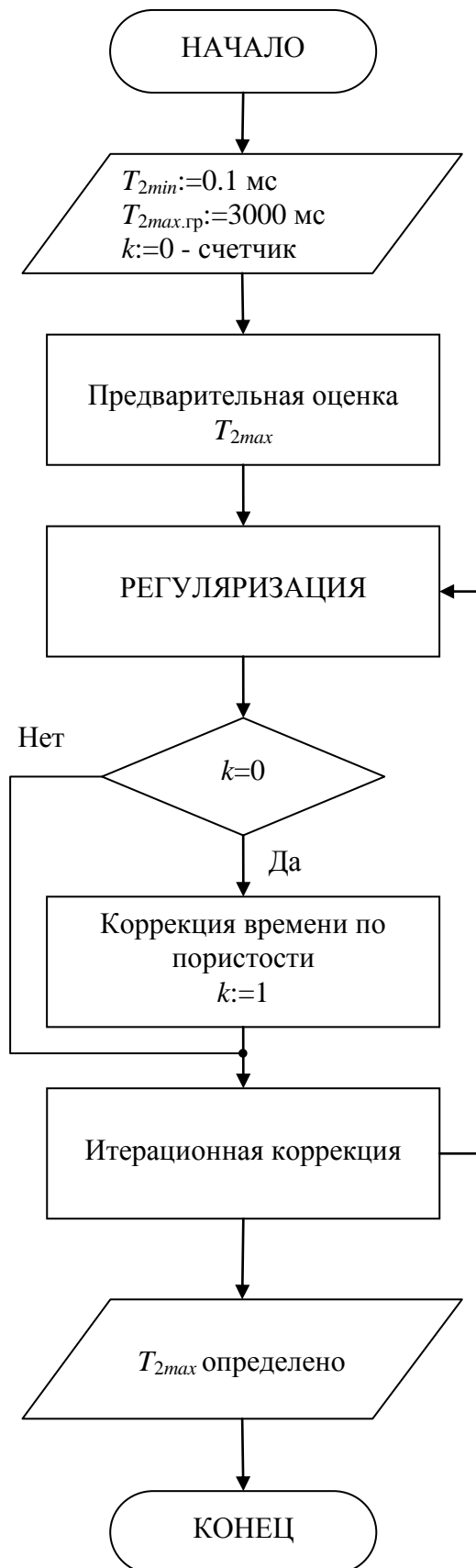


Рисунок 2.1. Блок – схема алгоритма определения максимума спектра

Предварительная оценка T_{2max}

Предварительная оценка максимального времени в искомом спектре проводится для определения начальных условий, необходимых для метода регуляризации. Хорошая оценка начальных параметров позволяет сократить число итераций алгоритма и тем самым повысить скорость его работы.

Оценка осуществляется следующим образом: проводится экспоненциальная аппроксимация первичной релаксационной кривой и определяется время затухания аппроксимирующей функции. Аппроксимирующая функция состоит из двух экспонент:

$$F(t) = \phi_1 \cdot e^{-\frac{t}{T_{21}}} + \phi_2 \cdot e^{-\frac{t}{T_{22}}} \quad (2.2)$$

Такая функция, как правило, позволяет с достаточной степенью точности описать сигнал ЯМК и определить время его затухания. Делается это следующим образом: численно определяется время, при котором функция $F(t)$ уменьшилась по амплитуде в e раз, и затем в качестве предварительной оценки времени затухания берется утроенное значение этого времени.

В случае, когда амплитуда сигнала незначительна (пористость пласта составляет не более 1,5 процента) и находится на уровне шума, не удастся получить достаточно точную аппроксимацию. В подобных случаях, даже если в сигнале присутствуют длинные составляющие, они не поддаются восстановлению. Поэтому при амплитуде сигнала меньшей 1,5 процента пористости в качестве предварительной оценки берется фиксированное время 10 мс.

Регуляризация

В этом блоке, исходя из заданных начальных условий, определяется спектр времен поперечной релаксации путем решения уравнения (2.1). Как было отмечено, задача решения этого уравнения является некорректной, в первую очередь, по причине того, что даже очень малые ошибки правой части $A(t)$, обусловленные, например, экспериментальными погрешностями, могут

приводить к настолько большим ошибкам в решении $B(T_2)$, что оно не будет иметь практически ничего общего с искомой функцией. Например, если решать это уравнение обычным методом квадратурных формул, заменяя интеграл конечной суммой по формуле трапеций с шагом $h=const$ и решая получающуюся систему линейных алгебраических уравнений относительно значений $B(T_{2min})$, $B(T_{2min}+h)$, ..., $B(T_{2max})$, то вместо истинного решения зачастую будет получаться так называемая знакопеременная «пила» большой амплитуды [13, 14], которая при ее подстановке в интеграл, тем не менее, дает заданную функцию $A(t)$. При этом обнаруживается следующее обстоятельство: чем меньше шаг h и чем, казалось бы, точнее аппроксимируется интегральное уравнение системой алгебраических уравнений, тем грубее решение (тем больше амплитуда «пилы»).

В основе метода регуляризации лежит фундаментальное понятие регуляризирующего оператора. Способ построения регуляризирующего оператора основан на вариационном принципе. Использование метода регуляризации позволяет свести решение уравнения Фредгольма первого рода к решению интегрального уравнения второго рода

$$\alpha B(T_2) + \int_{T_{2min}}^{T_{2max}} B(x)k(T_2, x)dx = W(T_2) \quad (2.3)$$

где

$$k(T_2, x) = \int_{t_{min}}^{t_{max}} K(t, T_2)K(t, x)dt \quad (2.4)$$

$$W(T_2) = \int_{t_{min}}^{t_{max}} K(t, T_2)A(t)dt \quad (2.5)$$

$K(t, T_2) = \exp(-t/T_2)$ – ядро интегрального уравнения; t_{min} и t_{max} – пределы измерения функции $A(t)$. Решение уравнения (2.3), являющееся квазирешением уравнения (2.1), при оптимальном выборе значения параметра регуляризации α является устойчивым. Это уравнение уже может быть решено обычным методом квадратурных формул. Результатом его решения является искомый спектр времен релаксации $B(T_2)$, приведенный на рис. 2.2.

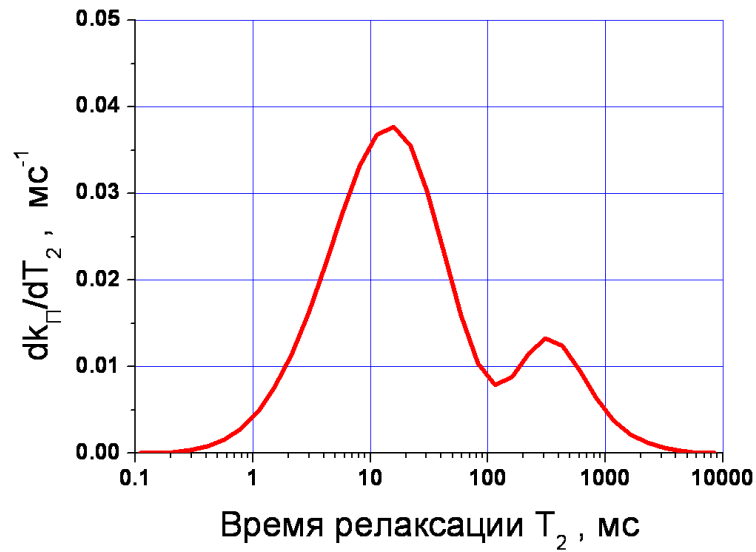


Рисунок 2.2. Дифференциальный спектр

В некоторых случаях, для последующих расчетов удобно использовать интегральный спектр времен релаксации (рис 2.3).

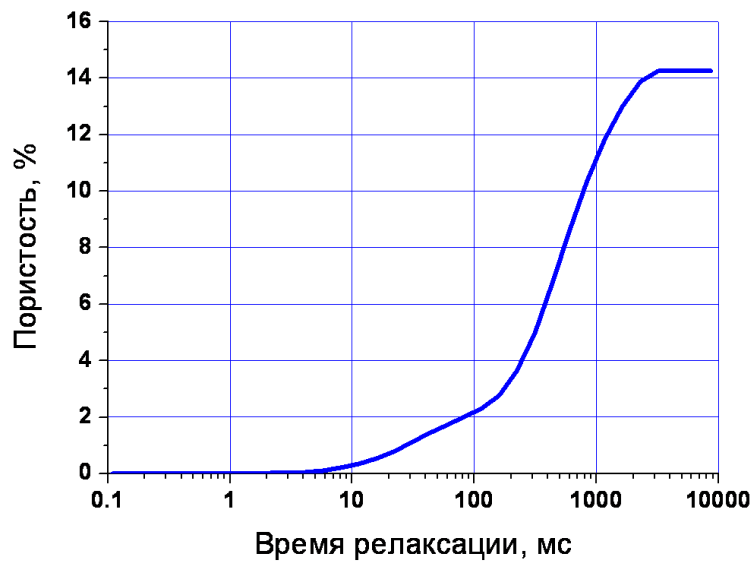


Рисунок 2.3. Интегральный спектр

Интегральный спектр получается напрямую из дифференциального спектра с помощью его интегрирования и представляет собой кривую «нарастания» общей пористости по мере увеличения времени поперечной релаксации.

Поскольку предварительная оценка T_{2max} дает достаточно грубое приближение, после первой обработки данных необходимо уточнить максимум спектра и скорректировать его соответствующим образом. Коррекция полученного в результате расчета по алгоритму регуляризации спектра проводится в два этапа. Вначале однократно проводится «коррекция по пористости», а затем устанавливается точное значение максимума с помощью «итерационной» коррекции.

Коррекция времени по пористости

Коррекция времени T_{2max} по пористости основана на предположении о том, что, если в полученном после регуляризации интегральном спектре при каком либо T_{2i} достигается значение P_i , большее либо равное полной пористости k_n (значение P_n в точке T_{2n}), то оставшаяся часть спектра не является необходимой его составляющей, а представляет собой неинформативный «хвост» (рис. 2.4).

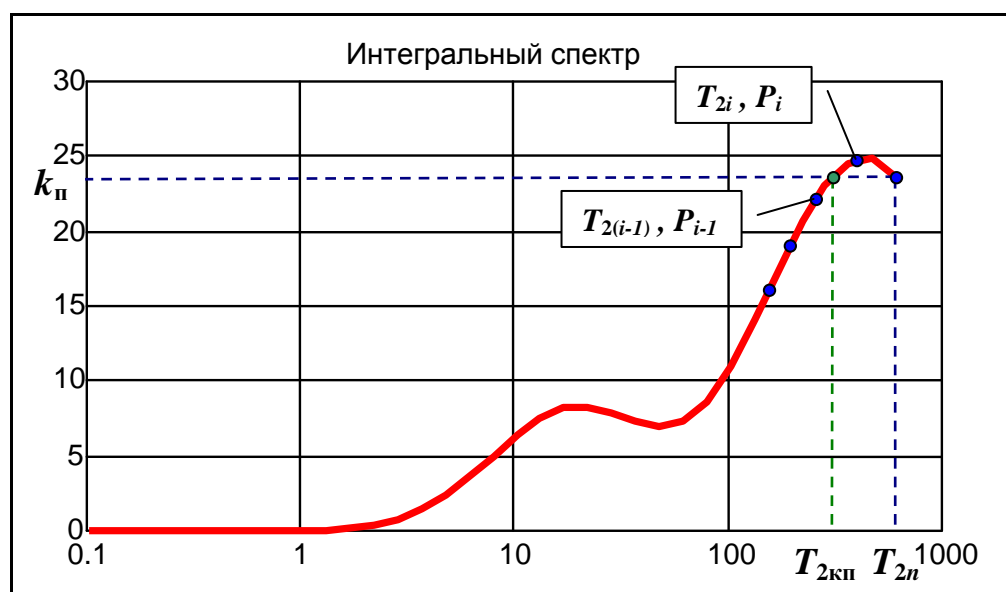


Рисунок 2.4. Коррекция времени по пористости

Уменьшая интервал поиска решения до T_{2i} , мы делаем решение более корректным с точки зрения физики процесса, т.к. наличие лишних хвостов в дифференциальных спектрах приводит к появлению чередующихся взаимокомпенсирующих участков отрицательной и положительной пористости, что приводит к необоснованному увеличению времени спектра.

Таким образом, коррекция проводится в следующем порядке: находится интегральный спектр и определяется полная пористость (k_n), затем по спектру определяют минимальное время ($T_{2\text{кл}}$), при котором интегральный спектр достигает полной пористости и это время (T_{2n}) принимают в качестве максимального $T_{2\text{max}}$ для последующей итерации. Коррекция времени по пористости проводится только один раз. Затем найденное максимальное время корректируется методом итерационной коррекции.

Итерационная коррекция

После применения коррекции по пористости полученный спектр в большинстве случаев имеет незаконченный вид. Итерационная коррекция придает спектру завершенность, т.е. приводит последнюю точку дифференциального спектра (B_n) в ноль с заданной точностью. Такая коррекция может проводиться многократно до тех пор, пока ошибка при определении спектра будет меньше заданной.

Спектры можно разделить на два типа: с положительной и отрицательной последней точкой. В зависимости от этого, коррекция $T_{2\text{max}}$ может проводиться в сторону увеличения или уменьшения времени.

На рисунке 2.5 показаны типичные примеры спектров с отрицательной последней точкой. В данном случае требуется уменьшить максимальное время, т.к. очевидно, что в данной ситуации оно завышено.

При положительных значениях B_n (рис 2.6) необходимо увеличить интервал поиска спектра, поскольку в данном случае спектр является незаконченным.

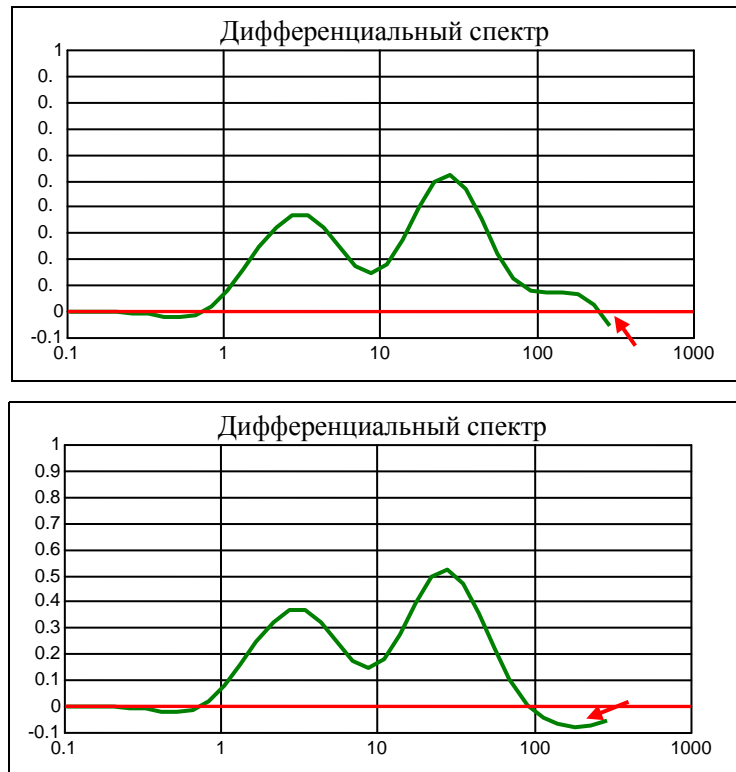


Рисунок 2.5. Отрицательное значение последней точки

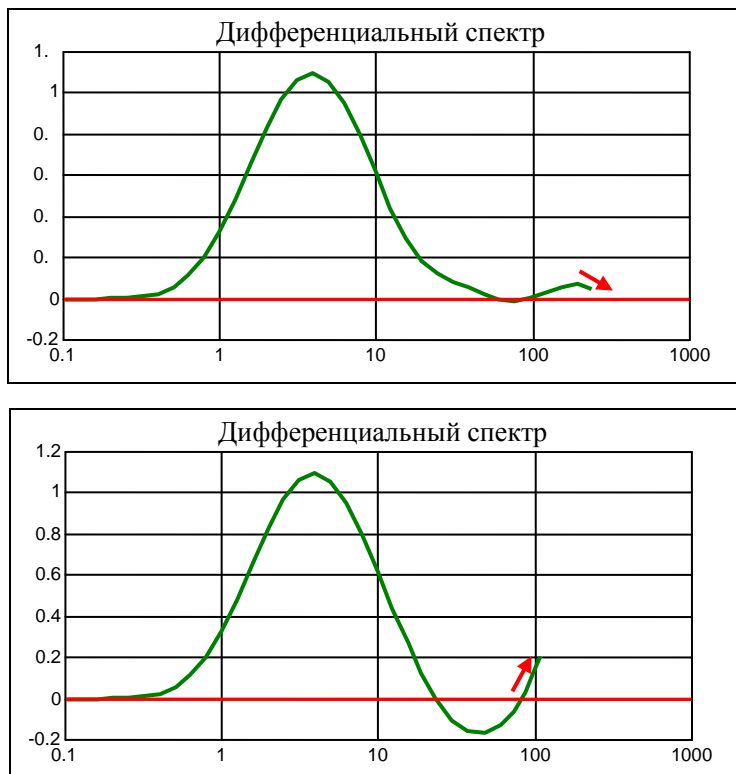


Рисунок 2.6. Положительное значение последней точки

При проведении коррекции сначала задаются допустимым значением ошибки, т.к. абсолютно точно привести дифференциальный спектр «в ноль» невозможно, а затем добиваются такого результата, при котором текущая ошибка определения спектра (Err) меньше или равна заданной ($ErrTol$). В процессе коррекции, текущая ошибка определения спектра вычисляется в блоке «РЕГУЛЯРИЗАЦИЯ» следующим образом:

$$Err := |B_n \cdot d_n| \quad (2.6)$$

где: B_n – последняя точка дифференциального спектра; d_n – ширина последнего интервала (смотри рис. 2.7).

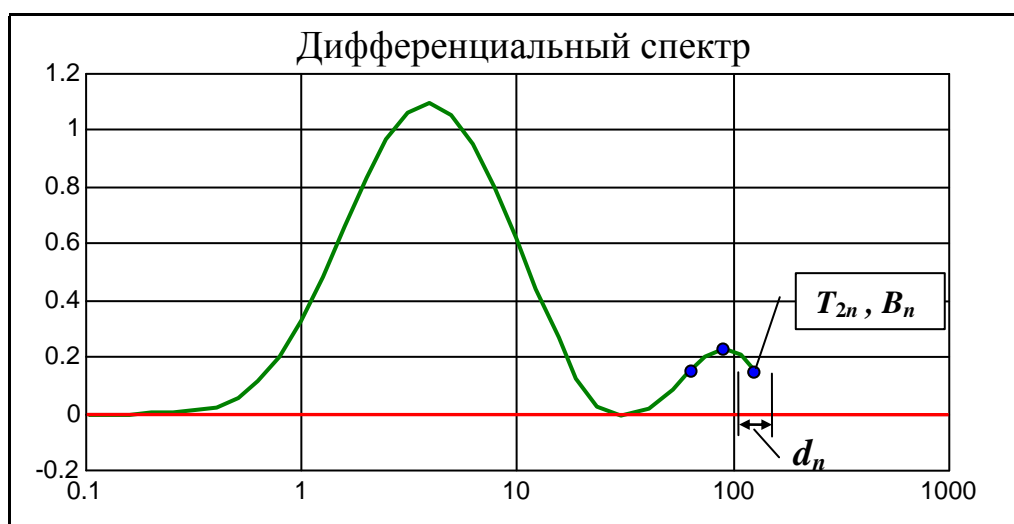


Рисунок 2.7. Ошибка определения спектра

Таким образом, ошибка Err представляет собой максимальное значение пористости, на которое будет отличаться реальный спектр от полученного в результате коррекции и последующего обнуления значения последней точки. Под реальным понимается спектр, T_{2max} которого подобрано таким образом, что его последняя точка равна нулю.

Блок-схема алгоритма итерационной коррекции показана на рисунке 2.8.

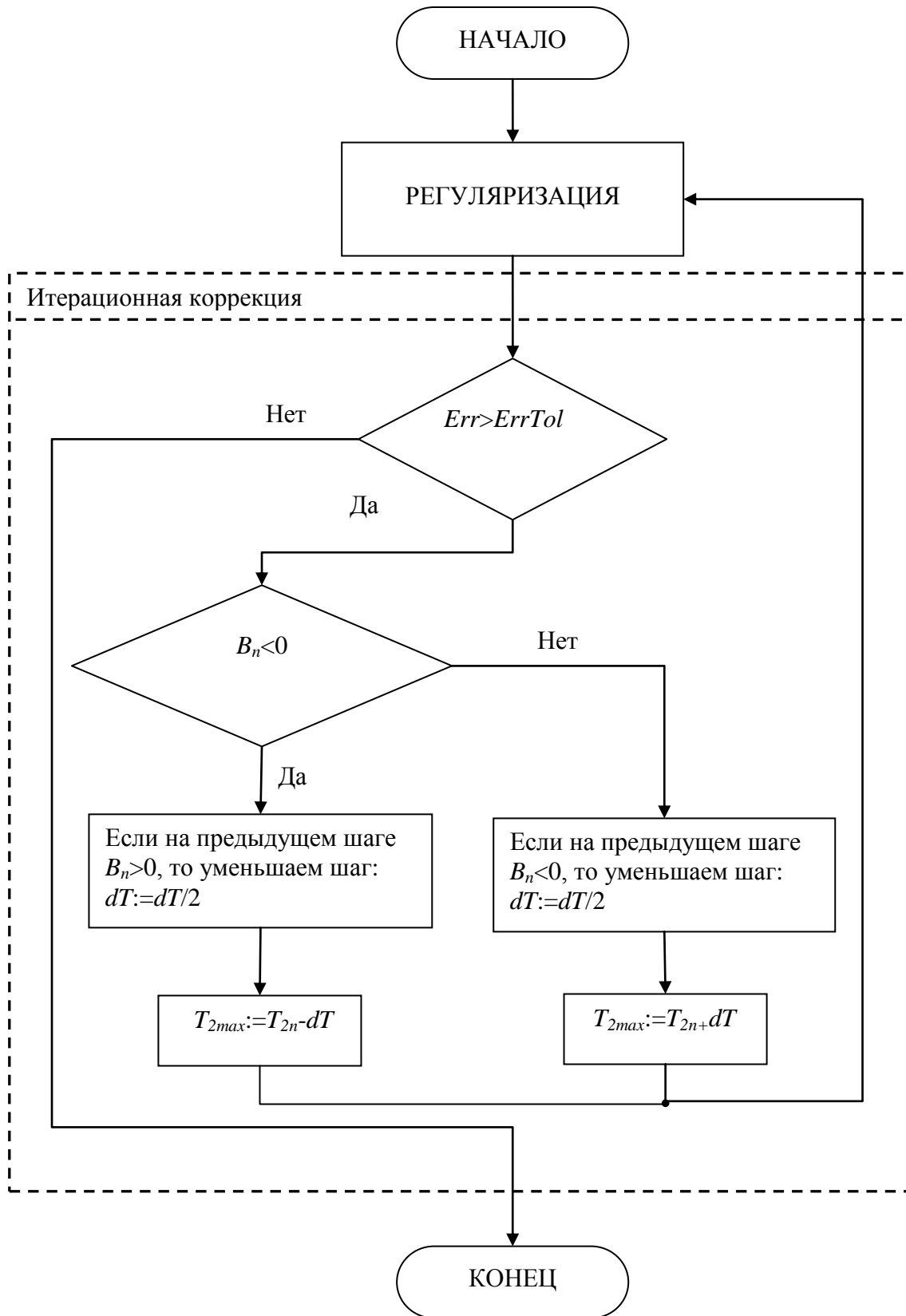


Рисунок 2.8. Блок – схема алгоритма итерационной коррекции

В случае, если текущая ошибка больше чем заданная, максимальное время корректируется. Если последняя точка больше нуля, то максимальное время

увеличивается, а если меньше нуля – уменьшается. Шаг изменения величины T_{2max} (на блок-схеме обозначен dT) изначально принимается равным десяти процентам от T_{2max} и затем уменьшается в два раза при каждом изменении знака B_n . Уменьшая таким образом шаг dT , мы постепенно приближаемся к точке пересечения спектра с осью времени (т.е. к точке, где B_n равна нулю). Когда B_n становится достаточно малой величиной для выполнения условия $Err < ErrTol$, задача считается решенной.

2.3 Определение параметра регуляризации

Задача определения параметра регуляризации является одной из важнейших задач при обработке данных выбранным методом. Существует много методов его определения, но при возрастании шума далеко не во всех случаях эти методы работают эффективно. В связи с тем, что при проведении каротажа методом ЯМТК приходится обрабатывать большое количество данных (500 спектров на каждые 100 метров каротажа и более), необходимо найти такой метод, который позволяет определять спектры с наименьшим количеством сбоев.

Прежде всего, на основании практического опыта было установлено, что параметр регуляризации зависит как от уровня шума на релаксационной кривой, так и от длины спектра. СКО шума определяется только используемой для регистрации сигнала ЯМР аппаратурой и является постоянной величиной для каждого прибора в течение всего времени измерения. Длина спектра обусловлена литологическим составом исследуемых горных пород, насыщающим флюидом и прочими факторами. Поскольку обе эти величины поддаются оценке, задача сводится к получению зависимости параметра регуляризации от величины СКО шума и длины спектра.

Решение поставленной задачи было проведено на основе моделирования спектров ЯМР с контролем по СКО наложенного шума и их последующей обработки с выбором подходящего параметра регуляризации. Полученные результаты были обобщены, систематизированы и на их основании был

разработан подход к определению параметра регуляризации, удовлетворяющий поставленным условиям.

С целью определения вида зависимости параметра регуляризации от СКО шума, была проведена обработка модельных спектров и определены характерные значения параметра регуляризации при различных уровнях шума.

При моделировании спектров времен релаксации использовалось нормальное распределение. Для этого применялось соотношение вида:

$$Vm(T_2) = a_1 \frac{T_2}{b_1^2} e^{-\left(\frac{T_2}{b_1}\right)^2} + a_2 \frac{T_2}{b_2^2} e^{-\left(\frac{T_2}{b_2}\right)^2} \quad (2.6)$$

где a_1 – параметр моделирования характеризующий амплитуду первой моды модельного распределения; a_2 – параметр моделирования характеризующий амплитуду второй моды модельного распределения; b_1 – параметр моделирования характеризующий время первой моды модельного распределения; b_2 – параметр моделирования характеризующий время второй моды модельного распределения.

Для проведения исследований были выбраны два наиболее часто встречающихся при геофизической обработке данных ЯМР вида спектров: одномодальный и двухмодальный, т.е. имеющие один и два характерных пика. В таблице 2.1 приведены параметры смоделированных спектров. В колонке с шифром «а» одно под другим соответственно приведены значения параметров a_1 и a_2 , а в колонке с шифром «b» таким же образом приведены значения b_1 и b_2 .

Для двухмодальных спектров в таблице приведены оба значения. В том случае, если спектр одномодальный в соответствующем месте стоит «-».

Таблица 2.1. Параметры моделирования спектров

	а, у.е.	б, мс	Примечания
Модель 1	10	10	Двухмодальный спектр
	40	220	$T_{2\max}=500$ мс
Модель 2	10	10	Двухмодальный спектр
	40	500	$T_{2\max}=1000$ мс
Модель 3	5	15	Двухмодальный спектр
	45	800	$T_{2\max}=1500$ мс
Модель 4	10	6	Двухмодальный спектр
	40	80	$T_{2\max}=200$ мс
Модель 5	10	5	Двухмодальный спектр
	40	40	$T_{2\max}=100$ мс
Модель 6	50	19	Одномодальный спектр
	-	-	$T_{2\max}=50$ мс
Модель 7	50	70	Одномодальный спектр
	-	-	$T_{2\max}=200$ мс
Модель 8	50	180	Одномодальный спектр
	-	-	$T_{2\max}=500$ мс

Затем спектры Bm преобразовывались в релаксационные кривые, при этом на каждую смоделированную релаксационную кривую накладывался сгенерированный случайным образом нормально распределенный шум различными значениями СКО:

$$Am(t) = \int_0^{3T_{2\max}} Bm(T_2) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2 + As \quad (2.7)$$

где As – случайно сгенерированное значение шума.

Моделировалось несколько (от пяти до семи) вариантов шума при шести различных значениях СКО. Таким образом, было смоделировано и обработано более двухсот релаксационных кривых.

Затем с помощью алгоритма регуляризации были восстановлены исходные спектры. В данном случае для сопоставления удобно использовать парциальные спектры. Механизм их расчета следующий: дифференциальные спектры разбивают на фиксированное количество интервалов, затем интегрированием определяется часть пористости, соответствующая каждой из полученных частей. Ордината соответствующей точки парциального спектра равна пористости, приходящейся на данный участок дифференциального спектра. Таким образом, полученный спектр наглядно показывает распределение пористости по временам релаксации. Как правило, именно эта форма представления используется на диаграммах ЯМК.

При выборе параметра регуляризации учитывались два основных условия. Во-первых, восстановленный парциальный спектр должен совпадать с заданным по виду. То есть количество и положение мод должны быть одинаковыми на обоих спектрах. Во-вторых, они должны быть равны по пористости. Другими словами, суммы всех точек парциального спектра у исходного и восстановленного спектров должны быть равны. Типичные примеры восстановления двухмодальных спектров приведены на рисунках 2.9 – 2.12. На рисунках синим цветом показаны модельные спектры, а красным восстановленные.



Рисунок 2.9. Восстановление двухмодального спектра (Модель 1, СКО=1)

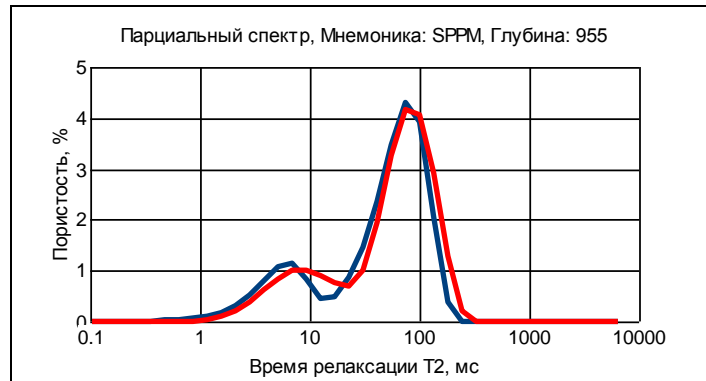


Рисунок 2.10. Восстановление двухмодального спектра (Модель 4, СКО=1)

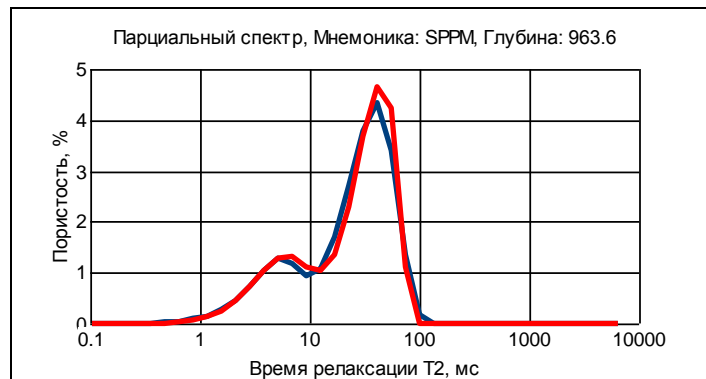


Рисунок 2.11. Восстановление двухмодального спектра (Модель 5, СКО=0.5)



Рисунок 2.12. Восстановление двухмодального спектра (Модель 2, СКО=2)

Из приведенных данных видно, что хорошее совпадение восстановленных спектров с исходными наблюдается при величине СКО шума меньших 2. При увеличении СКО, визуальное совпадение несколько ухудшается. Тем не менее, сохраняется характер спектра (количество и соотношение мод), а также величина общей пористости не превышает допустимой погрешности.

Полученные значения сведены в таблицу (таблица 2.2). Поскольку значение параметра регуляризации зависит не только от величины шума, но и от его

конкретной реализации, невозможно получить абсолютно точную зависимость α от СКО. Параметр регуляризации выбирается статистически – на нескольких реализациях шума и часто задан в форме диапазона значений.

Таблица 2.2. Параметр регуляризации для двухмодальных спектров

	СКО шума					
	0.05	0.1	0.5	1	2	3
Модель 1 ($T_{2\max}=500$ мс)	0.1	0.3	1-2	2-3	10	20-30
Модель 2 ($T_{2\max}=1000$ мс)	0.2 – 0.3	0.8	4-5	8	20-30	60
Модель 3 ($T_{2\max}=1500$ мс)	0.8	2	15	35	80	150-200
Модель 4 ($T_{2\max}=200$ мс)	0.03	0.08	0.5-0.7	1	5	7-10
Модель 5 ($T_{2\max}=100$ мс)	0.01	0.03	0.2	0.3 – 0.5	2-3	4-5

По результатам исследований построены зависимости (рис. 2.13) параметра регуляризации от СКО шума для разных двухмодальных спектров с различными значениями $T_{2\max}$.

Учитывая, что данная зависимость имеет практически линейный характер в области рабочих значений СКО (0.5 – 1.5), она может быть аппроксимирована функцией вида:

$$\alpha = F(T_{2\max}) * \text{СКО} \quad (2.8)$$

где: $F(T_{2\max})$ – коэффициент, заданный в виде полинома; СКО – среднеквадратическое отклонение первичных данных от аппроксимирующей функции.

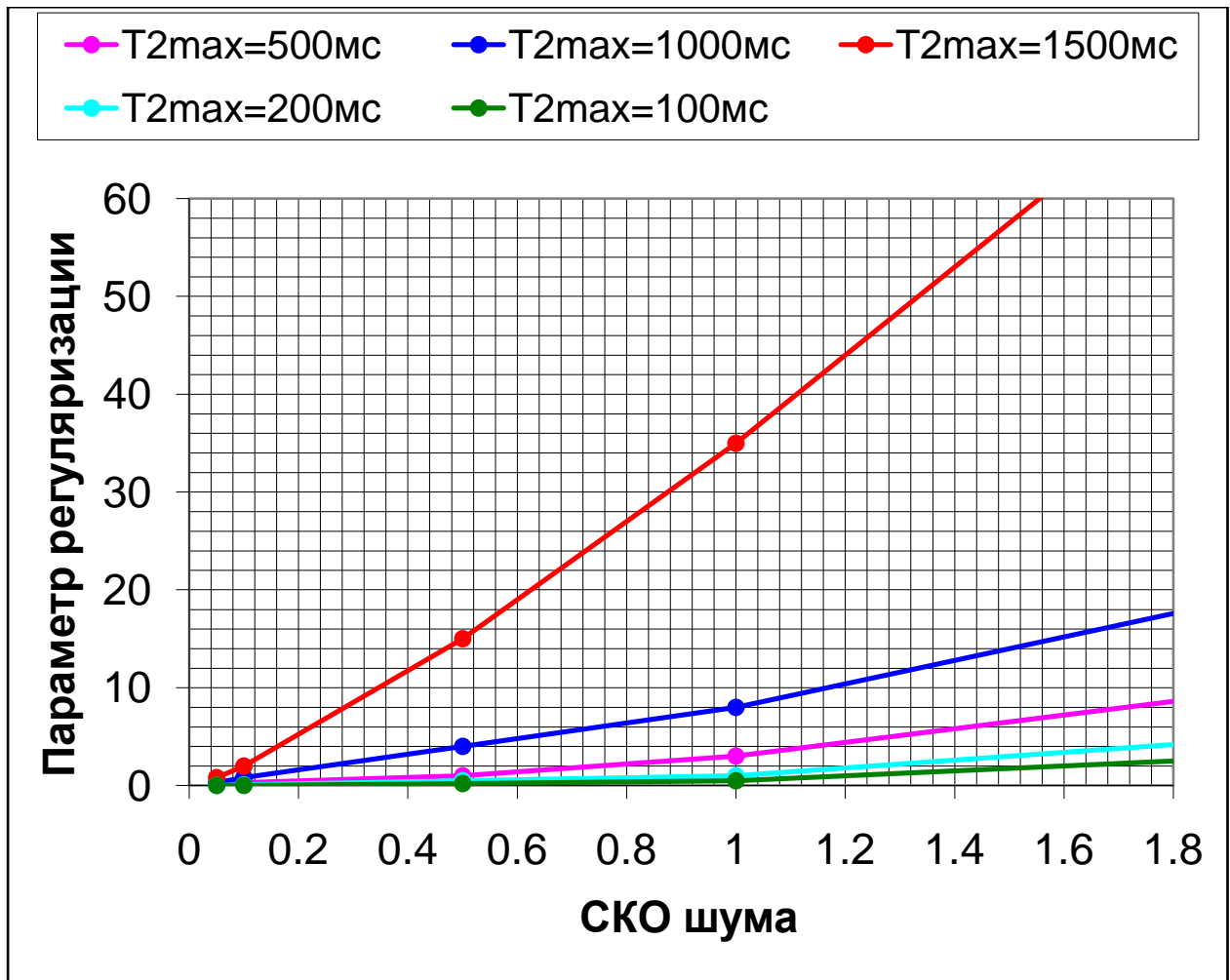


Рисунок 2.13. Зависимость параметра регуляризации от СКО шума для двухмодальных спектров

Вид и коэффициенты полинома $F(T_{2max})$ определялись с помощью программы Table Curve Windows v 1.10. В результате подбора был выбран наиболее подходящий полином и вычислены его коэффициенты:

$$F(T_{2max}) = A_1 \cdot T_{2max}^3 + A_2 \cdot T_{2max}^2 + A_3 \cdot T_{2max} + A_4 \quad (2.9)$$

где: $A_1 = 0.000000006374694$, $A_2 = -0.00000531742787$, $A_3 = 0.006963506284523$, $A_4 = 0$ — коэффициенты полинома.

Получив зависимость по двухмодальным спектрам, применим ее для определения параметра регуляризации для одномодальных спектров. Полученные значения приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Параметр регуляризации для одномодальных спектров

	СКО шума					
	0.05	0.1	0.5	1	2	3
Модель 6 ($T_{2\max}=50$ мс)	0.02	0.03	0.17	0.34	0.67	1.01
Модель 7 ($T_{2\max}=200$ мс)	0.06	0.12	0.62	1.23	2.46	3.69
Модель 8 ($T_{2\max}=500$ мс)	0.15	0.29	1.47	2.95	5.90	8.85

Применив данный параметр регуляризации для восстановления одномодальных спектров мы видим, что зависимости, полученные для двухмодальных спектров хорошо подходят и для одномодальных спектров. На рисунках 2.14 – 2.16 приведены примеры восстановления одномодальных спектров. Синим цветом показаны модельные спектры, а красным восстановленные. Восстановление приведено при характерном для каротажных данных СКО шума порядка 1% пористости.

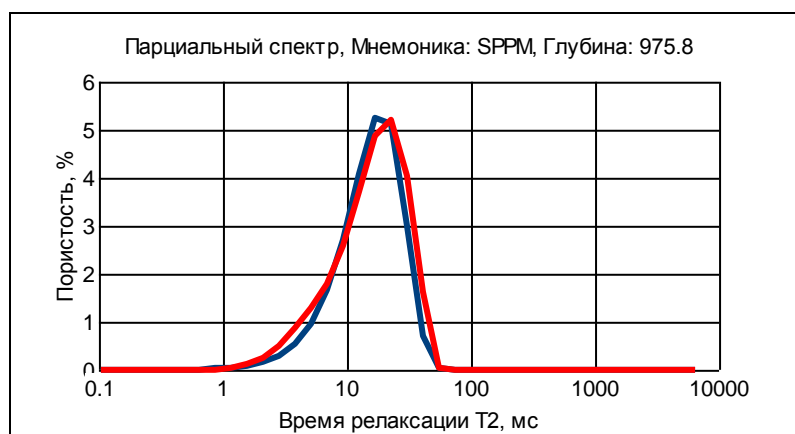


Рисунок 2.14. Восстановление одномодального спектра (Модель 6)

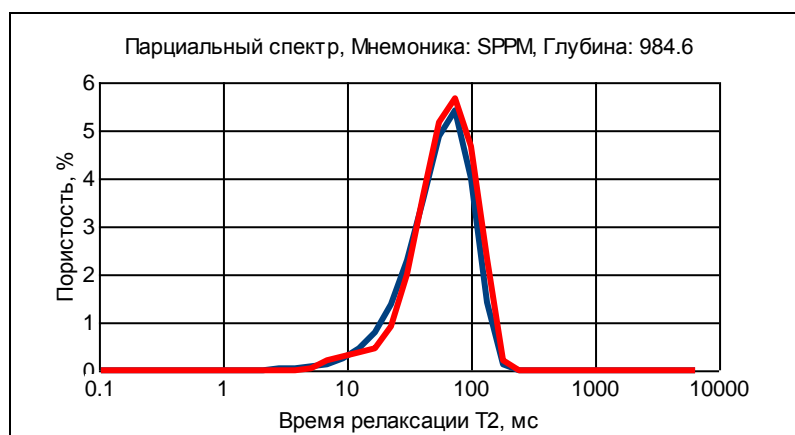


Рисунок 2.15. Восстановление одномодального спектра (Модель 7)

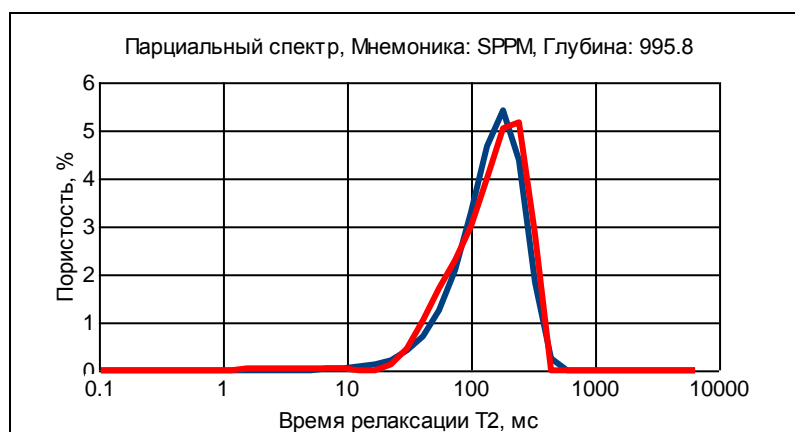


Рисунок 2.16. Восстановление одномодального спектра (Модель 8)

Как видно из полученных спектров, применение параметра регуляризации, позволяющего восстановить двухмодальный спектр, не приводит к появлению ложных пиков на одномодальных спектрах. Полученные результаты показывают, что определенное таким образом значение параметра регуляризации позволяет восстанавливать спектр времен релаксации без изменения характера спектра, что позволяет при обработке данных ЯМТК в интересующем нас диапазоне СКО для оценки параметра регуляризации использовать полученную зависимость.

2.4 Оценка качества полученного решения

Предварительная оценка качества полученного решения была дана при определении параметра регуляризации и последующем восстановлении модельных спектров. Было показано качественное совпадение формы

восстановленных спектров в сравнении с заданными, при соответствии интегральных параметров.

Дальнейшая проверка полученных результатов проводилась с помощью моделирования различных сигналов ЯМР – релаксации и последующего восстановления смоделированных спектров. Для проверки методики определения моделировались произвольные разрезы, а затем восстанавливались с использованием описанной методики.

На рисунке 2.17 приведен пример моделирования разреза скважины. Разрез представлен семью пластами, имеющими разную пористость и характерное время поперечной релаксации. Модельные спектры имеют одну или две моды и зашумлены белым шумом, имеющим СКО равное 1% пористости.

Во втором треке диаграммы показано восстановление составляющих пористости по бинам. Определенные по спектрам бины нанесены на диаграмму «встречно»: восстановленные бины слева, а исходные справа. В третьем треке приведен восстановленный спектр, а в четвертом исходный модельный спектр. Спектр представлен в виде диаграммы «по уровням». При таком способе представления парциальный спектр разбивается по шкале пористости на определенное количество уровней с соответствующими им цветами (в данном случае минимальным значениям соответствует красный цвет, а максимальным фиолетовый). В пятом треке показано восстановление общей пористости.

Как видно из диаграммы, при применении выбранных алгоритмов обработки данных ЯМТК происходит успешное восстановление спектров и их интегральных характеристик.

Численные значения средних погрешностей определения интегральных характеристик для данного случая приведены в таблице 2.4. Общее среднее значение абсолютной погрешности определения пористости равно 0.78%.

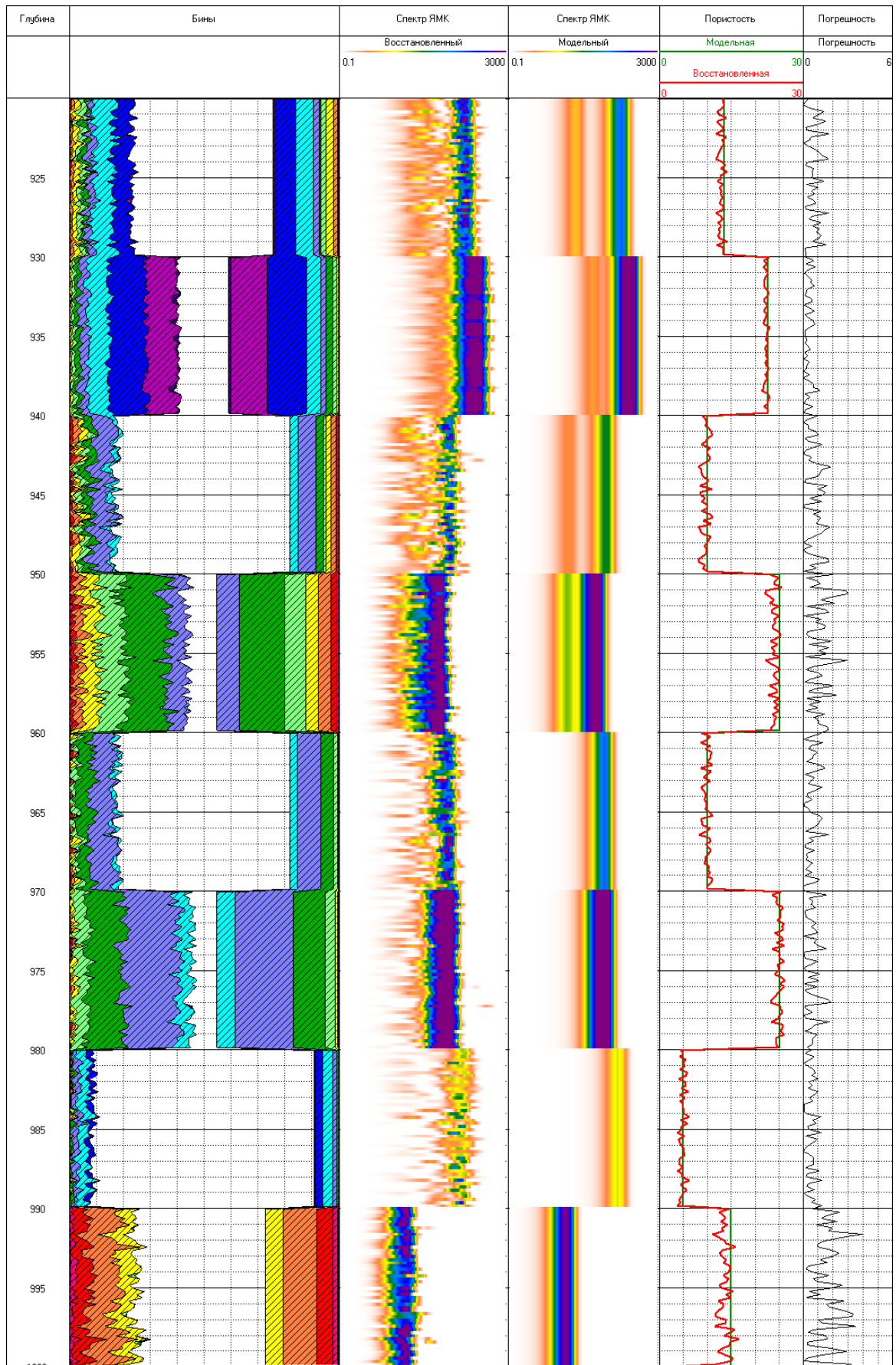


Рисунок 2.17. Моделирование данных ЯМТК

Таблица 2.4. Абсолютные погрешности определения пористости

Пласт	Глубина	Погрешность
П1	920.00 – 930.00	0.72
П2	930.00 – 940.00	0.37
П3	940.00 – 950.00	0.75
П4	950.00 – 960.00	1.14
П5	960.00 – 970.00	0.60
П6	970.00 – 980.00	0.62
П7	980.00 – 990.00	0.54
П8	990.00 – 1000.00	1.57

Максимальная погрешность достигается тогда, когда спектр имеет большое количество коротких составляющих (П4 и П8). Это объясняется тем, что влияние шума в данном случае сильнее, поскольку общая пористость сильно зависит от положения первых точек релаксационной кривой. К сожалению, в данном случае, ситуацию исправить возможно только уменьшая уровень шума, например, путем увеличения количества усредняемых данных. В остальных случаях абсолютная погрешность ниже уровня шума (СКО=1%).

2.6. Выводы

Предлагаемые методики обработки первичных данных ЯМК позволяют восстанавливать распределение пористости по временам поперечной релаксации с хорошей точностью. Это касается как вида спектра, его общей длины и количества мод, так и интегральных количественных характеристик.

В результате исследований установлено, что при применении выбранных алгоритмов достигаются приемлемые значения погрешностей при восстановлении спектров. Исследования были проведены для уровней шума, соответствующих применяемой в настоящий момент скважинной аппаратуре.

Возрастание погрешности при определении характеристик пористости в некоторых модельных породах носит естественный и объяснимый характер и поддается контролю.

Предложенное решение позволяет проводить обработку в автоматическом режиме и сводит необходимость вмешательства оператора к минимуму, что немаловажно при больших объемах данных. Помимо скорости, обработка данных в автоматическом режиме исключает субъективный фактор при определении спектра времен релаксации.

Исходя из перечисленного выше, предложенные подходы можно успешно использовать при обработке данных ЯМК в производственных условиях[9].

3. РАЗРАБОТКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЯМК С ПРИМЕНЕНИЕМ КАПИЛЛЯРНО-РЕШЕТОЧНОЙ МОДЕЛИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Одним из достоинств метода ЯМК при изучении свойств горных пород является возможность получения информации о распределении пористости по размерам пор. Это позволяет не только определять общую пористость пород, но и разложить ее на компоненты: микропористость глин, пористость, заполненную капиллярно-связанной водой, и пористость со свободным флюидом (с выделением каверновой составляющей) [26, 77]. Распределение пор по размерам также является основным фактором, определяющим такие процессы переноса, как фильтрация и электропроводность.

В работе предпринята попытка оценить петрофизические характеристики водонасыщенных горных пород непосредственно по дифференциальным спектрам времен релаксации намагниченности порового флюида, учитывая конкретные особенности их распределения. В основе этого подхода лежит капиллярно-решеточная модель порового пространства горных пород [25, 28].

3.1. Капиллярно-решеточная модель порового пространства

Для описания свойств капиллярно-пористых систем применяются различные модели. Обзор наиболее часто используемых моделей можно найти, например, в монографиях [34, 48].

Использованная в работе модель относится к классу, так называемых, решеточных моделей порового пространства. Отличие этой капиллярно-решеточной модели от аналогичных моделей подобного типа заключается в способе учета распределения пор по размерам. Этот способ основан на том, что пористая среда (рис 3.1а) разбивается на большое число одинаковых по размеру кубических ячеек с длиной грани равной a (рис 3.1б). Структура пор во всех

ячейках одинакова. Отличие между ячейками заключается лишь в размере δ соответствующих им пор, который для всех пор в пределах одной ячейки является постоянным. Для упрощения расчетов считается, что все капилляры имеют квадратное сечение.

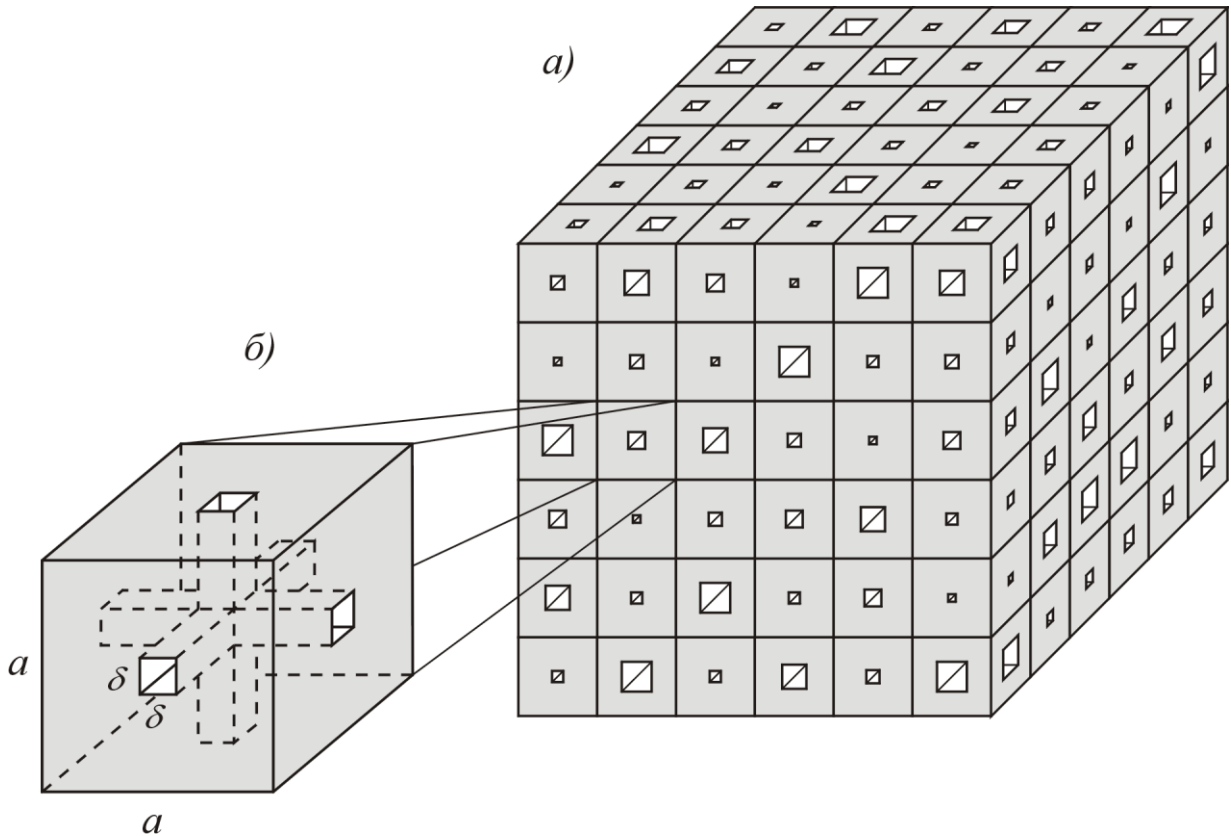


Рисунок 3.1. Капиллярно-решеточная модель порового пространства

В разных ячейках поры могут существенно отличаться между собой по размерам. Предполагается, что распределение размеров пор по ячейкам носит случайный характер и описывается некоторой функцией $f(\delta)$, которая по своему физическому смыслу представляет собой плотность вероятности того, что в произвольной ячейке поры имеют размер δ . В этом случае величина $\Delta f_i = f(\delta_i) \Delta \delta_i$ будет представлять собой вероятность того, что размер пор в произвольно выбранной i -ой элементарной ячейке заключен в интервале от $\delta_i - \Delta \delta_i/2$ до $\delta_i + \Delta \delta_i/2$.

Рассмотрим, как такая модель может быть использована для описания характеристик пористых сред. Определим коэффициент пористости такой системы. Общее число кубических ячеек размером a , находящихся в исследуемом объеме V , равно V/a^3 . Выражение $(V/a^3)f(\delta_i)\Delta\delta_i$ даёт число ячеек, размер которых заключен в интервале от $\delta_i - \Delta\delta_i/2$ до $\delta_i + \Delta\delta_i/2$. Тогда объем пор в элементарной ячейке равен:

$$v(\delta) = 3\delta^2 a - 2\delta^3 \quad (3.1)$$

Отсюда для объема V_n всех пор в объеме V находим

$$V_n = \frac{V}{a^3} \int_0^a v(\delta) f(\delta) \Delta\delta \quad (3.2)$$

Следовательно, коэффициент пористости будет равен

$$k_n = \frac{V_n}{V} = \frac{1}{a^3} \int_0^a v(\delta) f(\delta) \Delta\delta \quad (3.3)$$

Таким образом, основная задача заключается в том, что бы количество капилляров и их размер подобрать таким образом, что бы выбранная модельная система по своим проводящим, емкостным и фильтрационным свойствам была идентична реальной структуре порового пространства исследуемой горной породы.

3.2. Особенности применения капиллярно-решеточной модели при интерпретации спектра времен поперечной релаксации.

Связь спектра времен релаксации с размерами пор

Основная особенность метода ядерно-магнитного резонанса, позволяющая использовать капиллярно-решеточную модель для определения петрофизических характеристик, состоит в том, что время поперечной релаксации в поре пропорционально ее размеру. Плотность вероятности $f(\delta)$, в данном случае определяется непосредственно по спектру времен поперечной релаксации.

Чтобы на практике воспользоваться капиллярно-решеточной моделью для расчета проницаемости по данным ЯМР, необходимо знать связь времен

поперечной релаксации T_{2i} с размерами капилляров δ_i . Для определения связи T_{2i} с размером пор в работе [49] было предложено соотношение

$$T_{2i} \approx \frac{1}{\rho} \cdot \frac{v_i}{s_i} \quad (3.4)$$

где v_i - объем поры; s_i - площадь поверхности поры; ρ - поверхностная релаксационная активность, характеризующая способность поверхности поры вызывать релаксацию магнитных моментов ядер. Применительно к решеточной модели, рассматривая систему капилляров в единичной ячейке, как одну пору с объемом, определяемым формулой (3.1), и площадью поверхности

$$s_i = 6(2a - \delta_i)\delta_i \quad (3.5)$$

выражение (3.4) можно переписать в виде

$$T_{2i} \approx \frac{1}{\rho} \cdot \frac{(3a - 2\delta_i)\delta_i}{6(2a - \delta_i)} \quad (3.6)$$

Полученная зависимость T_2 от δ не линейная. Однако, учитывая приближенный характер соотношения (3.6), возможно его упростить. Для этого воспользуемся тем, что пористость, как правило, удовлетворяет условию $k_n \ll 1$, а это неравенство в свою очередь эквивалентно условию $\delta_0 \ll a$, где δ_0 - средний размер пор. Поскольку среднее значение существенно меньше a , то основная доля пор в ячейках также удовлетворяет этому условию. В этом случае (3.6) приводится к простому виду

$$\delta_i \approx 4\rho T_{2i} \quad (3.7)$$

Таким образом, приняв вполне естественные допущения, мы можем по данным ядерно-магнитного резонанса получить распределение пористости по размерам для дальнейшего использования при расчете петрофизических характеристик с использованием капиллярно-решеточной модели.

Единственная проблема, которая возникает при пересчете спектров времен поперечной релаксации в размеры пор, заключается в определении поверхностной релаксационной активности ρ . К сожалению, не существует методов прямого определения этой величины. Способы ее оценки носят

косвенный характер [53, 61] и связаны с определением отношения объема пор к площади их поверхности для соответствующего времени релаксации. Наиболее корректным является подход, основанный на определении ρ для модельных систем с известной геометрией [58], что далеко не всегда возможно.

Однако, как будет показано ниже, в некоторых случаях, например при определении проводимости горных пород с использованием капиллярно-решеточной модели, определение релаксационной активности не требуется.

3.3. Применение капиллярно-решеточной модели для оценки характеристик электропроводности горных пород

Применение решеточной модели для оценки характеристик электропроводности горных пород подробно рассмотрено в работах [28,29]. Основные моменты приведены ниже.

Перенос заряда, обуславливающий ток через рассматриваемую систему капилляров, происходит вдоль макроскопического градиента электрического поля. Перетекание тока между узлами по капиллярам, перпендикулярным направлению электрического поля, способствует выравниванию локальных микроградиентов электрического потенциала между узлами, лежащими в одной узловой плоскости, делая узловые точки приблизительно эквипотенциальными (квазиэквипотенциальными). В результате электропроводность слоя толщиной a , заключенного между любыми двумя соседними узловыми поверхностями, перпендикулярными электрическому полю, можно определить, как суммарную электропроводность параллельно включенных проводников-капилляров, соединяющих соседние квазиэквипотенциальные узловые плоскости в направлении поля. Зная геометрические размеры слоя, можно определить его удельную электропроводность. Поскольку найденное значение удельной электропроводности такого слоя будет одинаково для любой пары узловых поверхностей, то, следовательно, эта величина является характеристикой не только рассматриваемого слоя, но и всей модели в целом.

В работах [25, 28], исходя из этих представлений, была определена электропроводность модели и получено выражение для определения параметра пористости

$$P_{\pi} = \frac{1}{2a^4} \left(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{1}{\delta_i^2 + \delta_j^2} \cdot \frac{\Delta k_{\pi i}}{3a - 2\delta_i} \cdot \frac{\Delta k_{\pi j}}{3a - 2\delta_j} \right)^{-1} \quad (3.8)$$

Однако, как показывает опыт работы с однорешеточной моделью, подобный подход к описанию свойств капиллярно-пористых систем пригоден только в случае, когда диапазон изменения размеров пор не слишком велик (в пределах одного порядка). В случае реальных пористых сред диапазон изменения размеров пор бывает настолько широк (несколько порядков), что одной решетки капилляров бывает не достаточно, чтобы полностью охарактеризовать свойства подобных пористых структур. В этом случае для описания характеристик различных групп пор, существенно отличающихся между собой по размеру, в качестве модели необходимо использовать систему из нескольких разномасштабных капиллярных решеток.

Основой для построения мультирешеточной модели пористой среды является модель, описанная в п 3.1 настоящей работы. Предположим, что нам известен спектр распределения пористости по размерам пор, состоящий из n значений пористости $\Delta k_{\pi i}$ и соответствующих им значений размеров пор δ_i . Величины $\Delta k_{\pi i}$, где $i=1,2,...,n$, представляют собой коэффициенты пористости капилляров с размером, соответственно, в интервалах от $\delta_i - \Delta \delta_i/2$ до $\delta_i + \Delta \delta_i/2$. Сумма всех $\Delta k_{\pi i}$ дает общий коэффициент пористости Δk_{π} . Пусть при этом диапазон изменения размеров пор составляет несколько порядков. Задача заключается в том, чтобы выделить в этом спектре интервалы, соответствующие разномасштабным капиллярным решеткам.

Максимальный размер пор δ_{max} , равный δ_n , определяет размер элементарной ячейки a . В данном же случае широкого спектра, поскольку этот размер характеризует группу наиболее крупных пор, этой величине будет

соответствовать наиболее крупномасштабная капиллярная решетка. Обозначим размер элементарной ячейки в такой решетке a_1 .

Функция Δf_{1i} , соответствующая этой решетке и описывающая вероятность распределения размеров пор по ячейкам, может быть найдена непосредственно из распределения пористости по размерам пор

$$\Delta f_{1i} = a_1^3 \frac{\Delta k_{pi}}{v_{1i}} \quad (3.9)$$

Согласно определению функции распределения вероятностей [11], сумма всех Δf_{1i} должна быть равна 1

$$\sum_{i=1}^n \Delta f_{1i} = 1 \quad (3.10)$$

При этом возможны три ситуации.

В первом случае, если эта сумма оказывается меньше 1, то это будет означать, что для формирования решеточной модели достаточно только одной решетки. При этом некоторая часть ячеек размером a_1 вообще не будет содержать пор. На практике этот случай будет соответствовать среде с низкой пористостью и достаточно узким спектром.

Во втором случае, если уравнение (3.10) выполняется, то для описания свойств пористой среды опять будет достаточно одной решетки, но ячейки без пор уже будут отсутствовать. Такой случай однорешеточной модели представлен на рис. 3.1.

И, наконец, в третьем случае достаточно широкого спектра, когда сумма всех Δf_{1i} будет превышать 1, для описания структуры порового пространства необходимо использовать более одной капиллярной решетки. Для этого сначала в спектре нужно выделить ту часть пор, которая будет формировать первую наиболее крупномасштабную решетку. Это делается на основе решения уравнения

$$\sum_{i=n1}^n \Delta f_{1i} = 1 \quad (3.11)$$

из которого находится неизвестная величина $n1$, определяющая минимальный размер пор δ_{n1} , входящих в первую решетку. На практике, когда число экспериментальных точек в дискретном спектре пористости ограничено и это приводит к большим погрешностям в решении уравнения (3.11), следует искусственно с помощью линейной интерполяции увеличивать общее число точек в спектре пористости до тех пор, пока не будет достигнута требуемая точность решения уравнения (3.11). Как показал опыт работы с моделью, эта погрешность не должна превышать одного процента.

В результате поры с размерами от δ_{n1} до δ_n будут формировать наиболее крупную капиллярную решетку, равномерно заполняющую весь исследуемый объем. Сумма

$$k_{n1} = \sum_{i=n1}^n \Delta k_{ni} \quad (3.12)$$

представляет собой долю общей пористости, приходящуюся на первую решетку.

Для оставшейся части спектра можно применить аналогичную процедуру формирования второй, но уже более мелкой капиллярной решетки с размером элементарной ячейки $a_2 = \delta_{n1-1}$. Отличие здесь будет заключаться в том, что ячейки этой решетки могут располагаться лишь в той части общего объема V , где нет пор первой решетки, т.е. $V(1-k_{n1})$.

Как показывает опыт работы с мультирешеточной моделью, в формировании каждой решетки принимают участие поры, отличие в размерах которых составляет примерно один порядок. В связи с этим на практике необходимость в использовании более трех решеток, как правило, не возникает.

Рассмотрим возможность использования предложенной выше мультирешеточной модели для расчета электропроводности капиллярно-пористых систем. За основу возьмем подход, используемый в работе [25] для расчета электропроводности однорешеточной модели, основное содержание которого заключается в следующем.

В отличие от коэффициента пористости, который одинаков, как для любого слоя элементарных ячеек, так и для всего объема в целом, электропроводность единичного слоя ячеек не будет соответствовать электропроводности всего объема образца. Это связано с тем, что для протекания тока важен не только характер распределения размеров пор по сечению образца, но и соотношение крупных и мелких пор.

В общем виде точное решение подобной задачи практически невозможно. Однако, приняв определенные допущения, можно получить неплохую оценку величины электропроводности. Эти допущения заключаются в следующем. Во-первых, будем считать, что электрическое поле направлено по одной из координатных осей и, следовательно, совпадает по направлению с той частью капилляров, которая ориентирована вдоль этой оси. Исходя из этих представлений были получены следующие соотношения для определения проводимости для трехрешеточной модели:

$$\sigma = \sigma_1 + (1 - k_{n1})^{\frac{1}{3}} \sigma_2 + (1 - k_{n1} - k_{n2})^{\frac{1}{3}} \sigma_3 \quad (3.13)$$

где σ_1 , σ_2 , σ_3 , - удельные электропроводности соответствующих решеток.

На практике для характеристики электропроводящих свойств капиллярно-пористых систем часто используют параметр пористости P_n , представляющий собой отношение удельной электропроводности раствора, заполняющего поры σ_0 , к удельной электропроводности пористой среды σ . В случае трехрешеточной модели для параметра пористости получим соотношение

$$P_n = \frac{\sigma_0}{\sigma} = \frac{\sigma_0}{\sigma_1 + (1 - k_{n1})^{\frac{1}{3}} \sigma_2 + (1 - k_{n1} - k_{n2})^{\frac{1}{3}} \sigma_3} \quad (3.14)$$

Поскольку удельные электропроводности решеток σ_1 , σ_2 и σ_3 , пропорциональны σ_0 , то, следовательно, параметр пористости не зависит от электропроводности насыщающего поры раствора σ_0 и будет определяться только распределением пористости.

3.4. Применение капиллярно-решеточной модели для определения фильтрационно-емкостных характеристик горных пород

Подробно вопрос применения решеточной модели для определения фильтрационно-емкостных характеристик горных пород рассмотрен в работе [27, 29]. Ниже приведены основные моменты.

Принимается, что фильтрация преимущественно происходит по капиллярам, совпадающим по направлению с градиентом давления. Наличие капилляров, перпендикулярных этому направлению, будет способствовать выравниванию давления вдоль узловых поверхностей, проходящих через центры ячеек и перпендикулярных направлению фильтрации. Это позволяет считать, что фильтрация между любой парой соседних узлов происходит под действием примерно одинакового градиента давления. Как и в случае электрического тока, для протекания жидкости важен не только характер распределения пор по размерам, но и соотношение крупных и мелких пор. Поскольку в соседних слоях поры распределены по ячейкам случайным образом, то течение жидкости через любую ячейку будет определяться не только сечением соответствующего ей капилляра, но и сечениями капилляров в соседних ячейках по направлению фильтрации. Однако проницаемость слоя толщиной a , заключенного между любыми двумя соседними узловыми поверхностями, перпендикулярными направлению фильтрации, будет одинакова, и, следовательно, будет характеризовать проницаемость всей решетки в целом.

Исходя из этих представлений, в работе [27] были определены величины потока жидкости между узлами для капиллярно-решеточной модели и получено выражение для расчета проницаемости по спектру ЯМР

$$k_{\text{пр}} = 0.07a^4 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{(\delta_i \delta_j)^2}{\delta_i^4 + \delta_j^4} \cdot \frac{\Delta k_{ni}}{3a - 2\delta_i} \cdot \frac{\Delta k_{nj}}{3a - 2\delta_j} \quad (3.15)$$

Для коэффициента проницаемости первой капиллярной решетки справедливо соотношение $k_{\text{пр1}} \sim \delta^4 / (a_1)^2$, где δ - характерный размер капилляров.

Аналогичное же соотношение будет справедливо и для второй, более мелкой решетки с той лишь разницей, что масштаб входящих в него величин будет примерно на порядок меньше. В результате проницаемость второй решетки будет примерно в 10^2 раз меньше, чем первой, что вполне позволяет ею пренебречь. В результате можно считать, что для оценки общей проницаемости пористой системы можно ограничиться расчетом проницаемости только одной, наиболее крупной решетки.

3.5. Анализ результатов применения капиллярно-решеточной модели на образцах керна и данных каротажа

Для того, что бы проанализировать результаты применения предложенной методики, необходимо провести сравнение полученных результатов с другими методами, используемыми при аналогичных условиях.

В настоящий момент на практике для интерпретации данных ЯМК используются эмпирические подходы, учитывающие интегральные или усредненные параметры спектральных распределений сигнала ЯМК, такие, например, как доли свободной и связанной воды или средне логарифмическое время поперечной релаксации намагниченности флюидов T_2 . Подробно современные методы определения проницаемости рассмотрены в первой главе данной работы (п.1.6).

Для того, что бы определить проницаемость по данным ЯМР в рамках традиционного подхода воспользуемся моделью Тимура-Коатеса (п 1.6 формула 22) и моделью среднего логарифмического времени релаксации T_2 (п 1.6 формула 21). Здесь следует отметить, что существенным обстоятельством при использовании этих моделей является значительная вариабельность эмпирических констант, входящих в расчетные соотношения для проницаемости. Кроме того, при использовании модели Тимура-Коатеса возникают определенные трудности, связанные с выбором отсечек, разделяющих воду на свободную,

капиллярно связанную и воду глин. В данном случае, для определения проницаемости были приняты стандартные значения данных констант.

Тестирование существующих моделей проводилось на образцах керна с различных месторождений Западно-Сибирской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций [29]. На рис. 3.2 - 3.4 приведено сопоставление результатов определения проницаемости по данным ЯМР в сравнении с прямыми измерениями проницаемости (по фильтрации азота). Определение проницаемости выполнено с использованием всех вышеописанных методик: модели Тимура-Коатса, модели среднего логарифмического времени релаксации T_2 и капиллярно-решеточной модели.

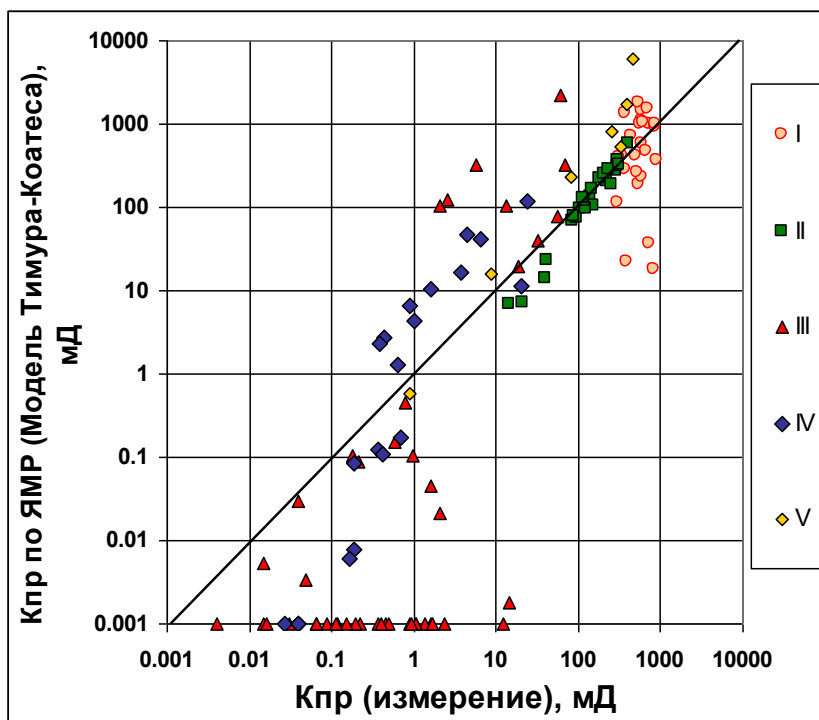


Рисунок 3.2. Определение проницаемости. Модель Тимура-Коатеса

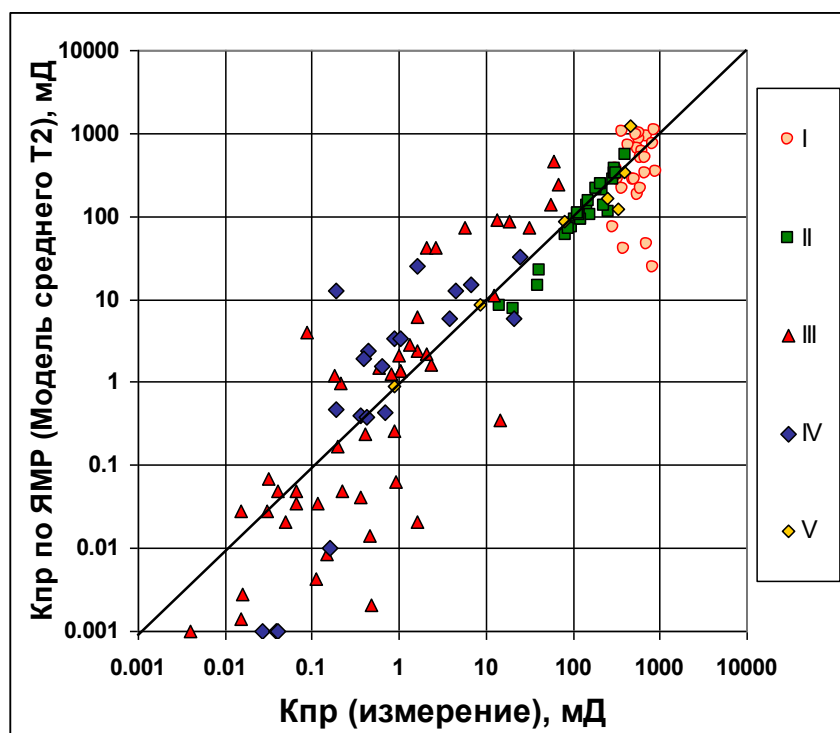


Рисунок 3.3. Определение проницаемости. Модель среднего T_2

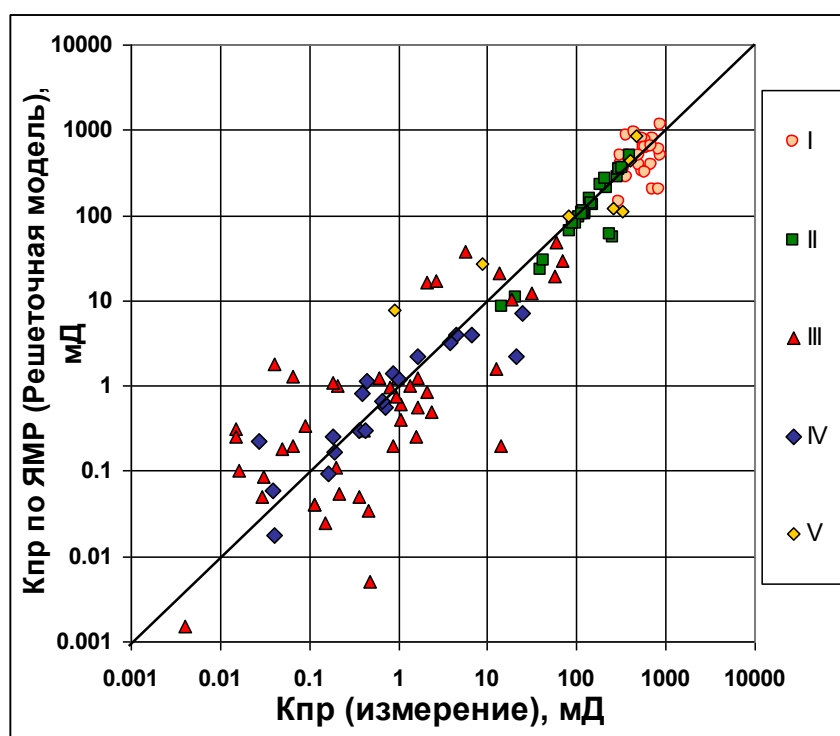


Рисунок 3.4. Определение проницаемости. Капиллярно-решеточная модель

На рисунках образцы пород пронумерованы следующим образом: I - IV – Западно-Сибирская НГП (I - сеноманские, II – неокомские, III – юрские, IV – ачимовские отложения); V – Тимано-Печорская НГП (отложения среднего девона).

Для приведенных на рисунках данных был определен коэффициент корреляции. Для модели Тимура-Коатеса он составил 0,474, для модели среднего логарифмического времени релаксации T_2 - 0,747 и 0,855 для капиллярно-решеточной модели. Отсюда видно, что определение проницаемости с помощью всех трех моделей является вполне удовлетворительным, а использование предлагаемой капиллярно-решеточной модели дает наилучший результат.

В качестве примера, иллюстрирующего новые возможности использования метода ЯМР, на рис. 3.5 и рис. 3.6 приведено восстановление петрофизической зависимости $P_p - k_p$ для разных коллекций образцов горных пород.

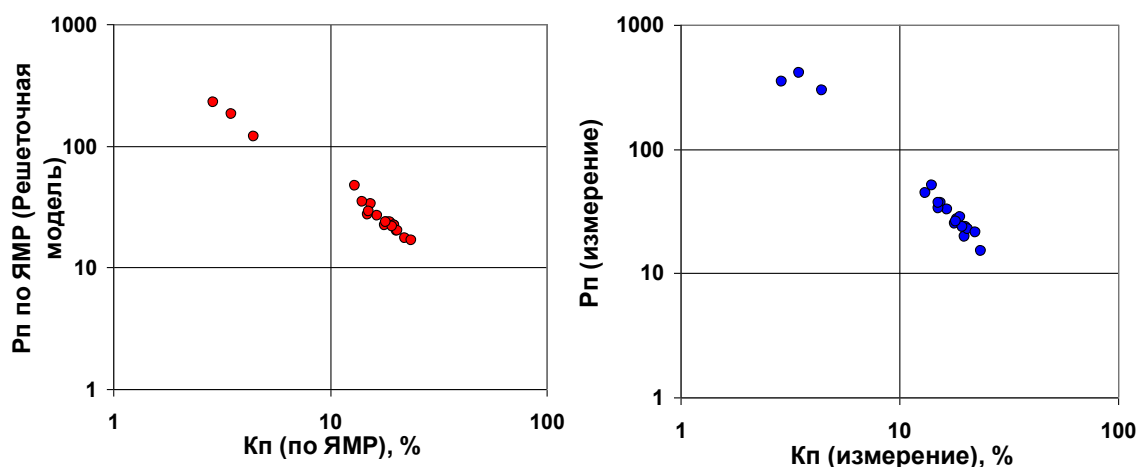


Рисунок 3.5. Восстановление зависимости $P_p - K_p$

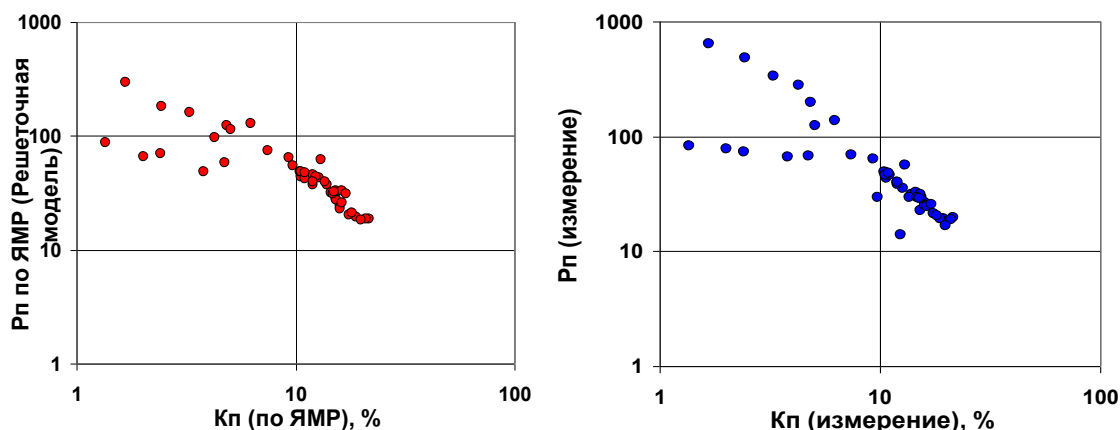


Рисунок 3.6. Восстановление зависимости $P_p - K_p$

Для сравнения рядом приведены зависимости параметра пористости от коэффициента пористости. Такие зависимости часто используются в

геофизической практике для различных целей, например разделения пород по типам и т.п.. Слева на рисунках приведены данные, полученные исключительно методом ЯМР (красные точки), справа – с помощью лабораторных петрофизических измерений (синие точки). В данном случае, одно измерение, проведенное на ЯМР-релаксометре, позволяет определить сразу обе величины – пористость и параметр пористости образца. Сама по себе возможность получения таких данных двумя независимыми методами является в своем роде уникальной. При сопоставлении графиков видно, что в обоих случаях их характер совпадает и капиллярно-решеточная модель позволяет достаточно хорошо определять параметр пористости. На рисунке 3.6 показано, как оба метода разделяют зависимость на две части, позволяя выделить породы разных типов.

Разнообразие типов и свойств исследованных образцов керна позволяет говорить о применимости предлагаемой модели для определения проницаемости и характеристик электропроводности для широкого спектра терригенных пород. На рисунке 3.7 показан пример определения сопротивления пласта на сложном геологическом разрезе по результатам ядерно-магнитного каротажа. Здесь имеются как пласты с хорошими коллекторскими свойствами, так и уплотненные породы с более высоким удельным сопротивлением.

На представленной диаграмме приведены данные ядерно-магнитного каротажа и других методов. Во второй колонке приведены бины, полученные по спектру ЯМК а также данные других методов ГИС: гамма каротажа (ГК), каверномера (ДС) и метода измерения потенциалов собственной поляризации (ПС). В третьей колонке приведен парциальный спектр поперечных времен релаксации. В четвертой – объемная модель общей пористости, состоящая из эффективной пористости, пористости содержащей капиллярно-связанную воду и пористости глин. В пятой – сопротивление определенное методом индукционного каротажа и с использованием капиллярно-решеточной модели.

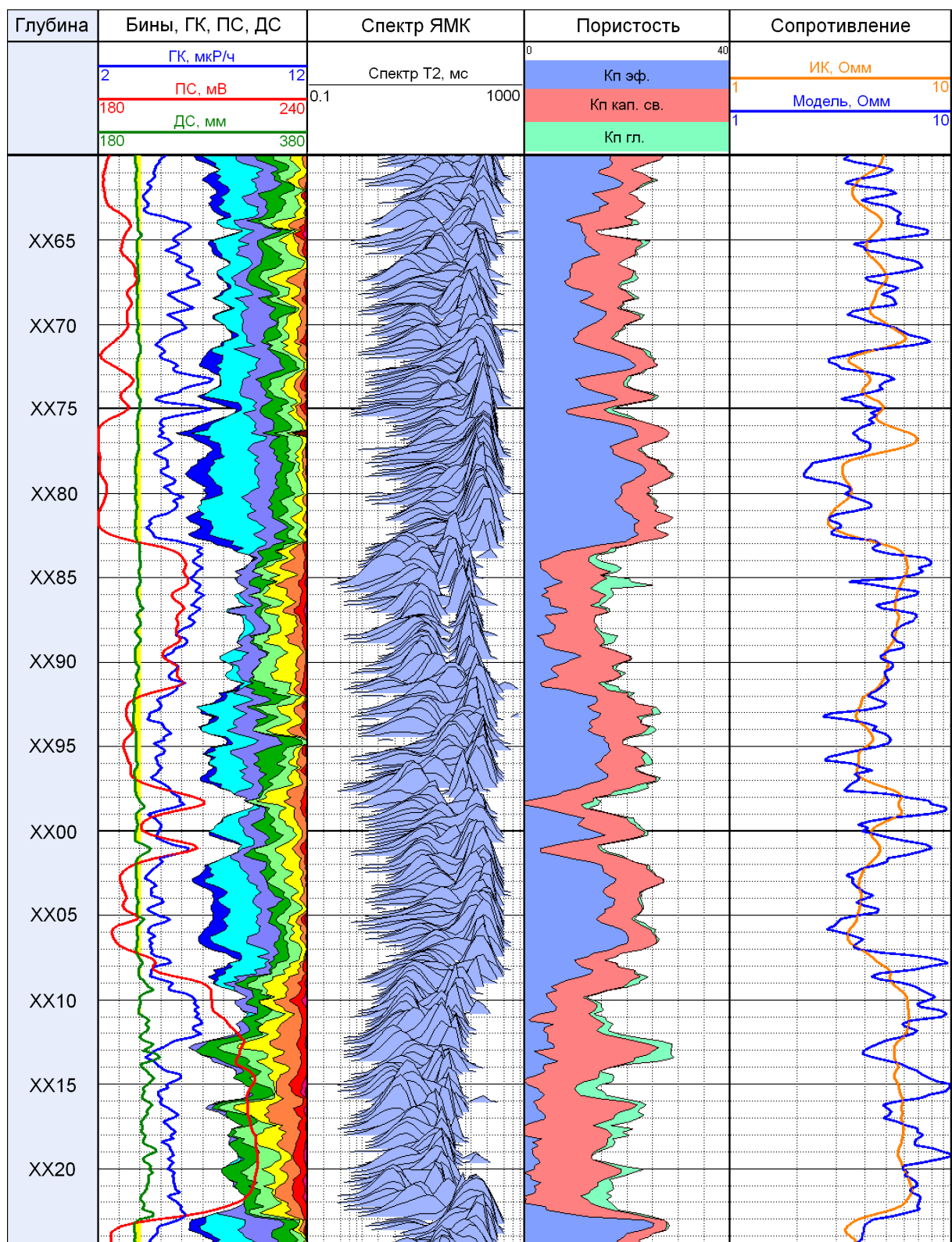


Рисунок 3.7. Определение удельного сопротивления по данным ядерно-магнитного каротажа в сложном геологическом разрезе

На протяжении всего интервала наблюдается неплохое совпадение данных полученных по ЯМК с использованием модели, с результатами индукционного

каротажа. Различия в данном случае связаны с тем, что метод ЯМК имеет более высокую разрешающую способность и соответственно показывает изменение сопротивления в разрезе более дифференцированно.

Предложенную методику расчета сопротивления горных пород по спектрам T_2 следует использовать только в случае полностью водонасыщенных горных пород. Если же часть пор заполнена непроводящими ток углеводородами, решеточная модель даст заниженное значение сопротивления, поскольку сигнал от них, присутствующий в спектре T_2 наряду с сигналом от воды, будет учтен при расчете электропроводности, что приведет к ее увеличению (рис. 3.8).

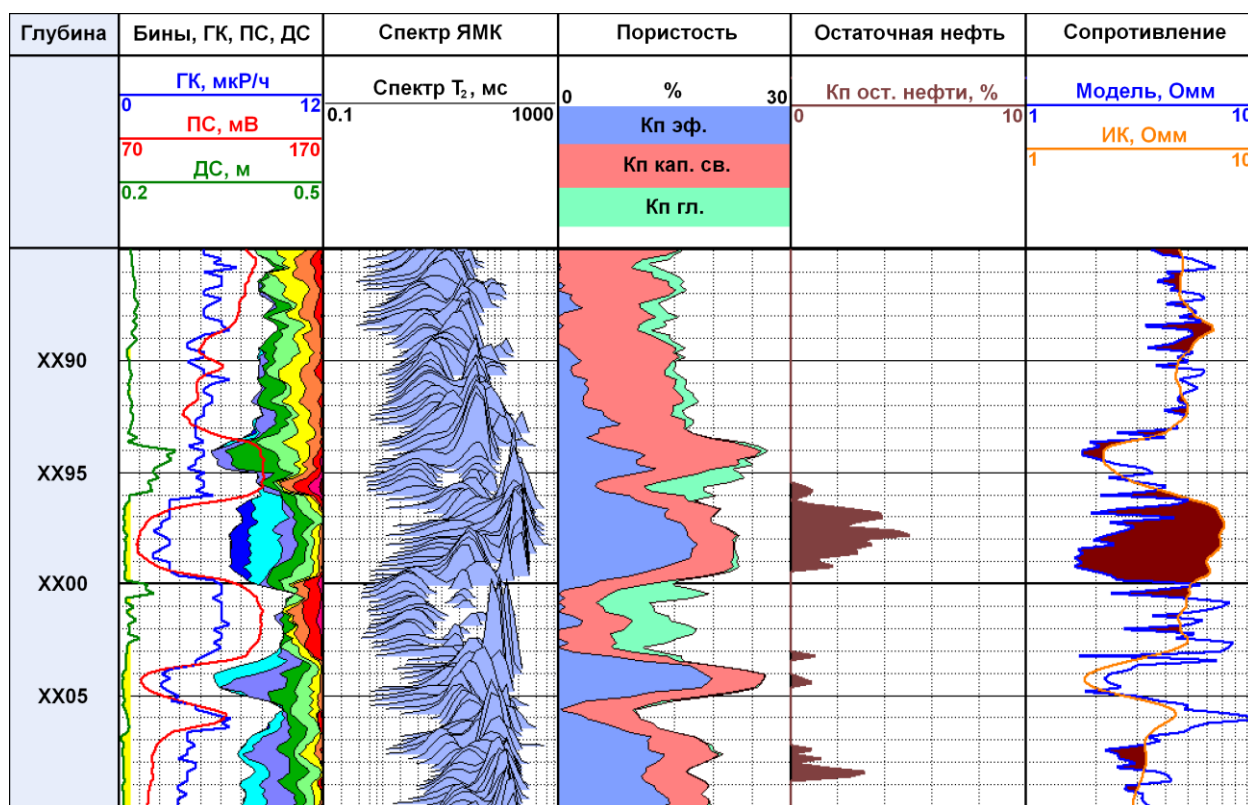


Рисунок 3.8. Пример выделения нефтенасыщенного пласта при расхождении результатов определения сопротивления по данным индукционного и ядерно-магнитного каротажей (последняя колонка).

На приведенной диаграмме первые четыре колонки аналогичны колонкам диаграммы, представленной на рис. 3.7. В пятой колонке приведена остаточная нефтенасыщенность по данным ЯМК, определенная с использованием метода

усиленной диффузии [3, 4]. В шестой колонке – удельное электрическое сопротивление, определенное по данным метода ЯМК с использованием капиллярно-решеточной модели в сравнении с данными индукционного каротажа (ИК).

Как видно, в пластах с углеводородами ЯМК действительно показывает заниженные значения сопротивления по отношению к сопротивлению определенному по ИК. Это обстоятельство, может быть использовано в качестве признака продуктивного пласта [20,29].

На приведенном примере (рис 3.8), показан предложенный метод выделения нефтенасыщенного коллектора. Можно видеть, что в интервалах глубин XX07,2-XX08,4 м и XX95,6 – XX00,0 м наблюдается расхождение величин сопротивления, определенных по двум этим методам, что является признаком наличия нефти в соответствующих отложениях. Подтверждением этому могут служить результаты определения нефтенасыщенности (пятая колонка диаграммы), которые были получены, методом усиленной диффузии, традиционно используемым в практике ЯМК для выделения нефтенасыщенных коллекторов. Как видно, оба метода выделяют хорошо совпадающие между собой интервалы глубин залегания нефтесодержащих пород.

3.6. Выводы

Представленные результаты лабораторных и скважинных исследований указывают, что рассмотренная капиллярно-решеточная модель позволяет описывать электропроводящие и фильтрационные свойства горных пород, используя данные метода ядерно-магнитного резонанса. Модель обнаруживает неплохую сходимость с экспериментальными данными в достаточно широком диапазоне проводимостей и проницаемостей пород разного литологического состава.

Стоит также отметить, что, подобная модель рассматривалась и другими авторами [35, 36]. В этих работах рассмотрена полностью аналогичная модель, но

с цилиндрическими капиллярами. Авторами продемонстрирован положительный опыт использования модели и сделан вывод о ее применимости для определения петрофизических свойств горных пород-коллекторов. Это может служить подтверждением хорошей работоспособности моделей подобного типа и капиллярно-решеточной модели в частности.

Для настройки модели при расчете проницаемости помимо данных ЯМР требуется только один дополнительный параметр – релаксационная активность ρ . При расчете же параметра пористости P_n используются исключительно данные ЯМР-исследований без привлечения дополнительных, настроечных параметров, что исключает возможность какой-либо субъективной «подгонки» результатов расчетов. Таким образом, спектр времен релаксации T_2 содержит всю информацию, необходимую для расчета параметра пористости водонасыщенных пород.

Занижение значений сопротивления по данным ЯМР по отношению к результатам его прямых измерений является признаком присутствия углеводородов в коллекторе. При этом величина расхождения является мерой насыщенности пласта углеводородами.

Возможность использования единой модели порового пространства для описания разных по своей физической природе процессов – электропроводности и фильтрации – служит, в определенной степени, свидетельством ее внутренней непротиворечивости. Это, в свою очередь, позволяет надеяться, что развиваемые на ее основе подходы смогут быть использованы для расчетов и других характеристик горных пород, таких, например, как кривые капиллярного давления, насыщенность, фазовые проницаемости.

4. СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЯМК

На основании предложенных подходов, методик и алгоритмов был разработан программно-методический комплекс «NMR Processor» для обработки данных ядерно-магнитного каротажа (Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2003612705). В данном случае под обработкой данных понимается процесс получения основных и дополнительных петрофизических характеристик горных пород, с помощью данных метода ядерно-магнитного резонанса, а также их последующая визуализация и экспорт.

4.1. Описание программно-методического комплекса «NMR Processor»

Программно-методический комплекс выполняет обработку первичных данных ядерно-магнитного каротажа. Комплекс предназначается как для обработки, так и для интерпретации данных ЯМК. Обработка основывается на получении спектров времен релаксации и вычислении по ним основных петрофизических характеристик пластов. Определение петрофизических характеристик осуществляется как по общепринятым традиционным методикам, так и по капиллярно-решеточной модели порового пространства. Имеется возможность как полной обработки всего LIS-файла, так и его поинтервальной обработки и последующей коррекции.

Основные расчетные возможности комплекса:

- Расчет дифференциальных спектров;
- Расчет интегральных спектров;
- Расчет парциальных спектров;
- Расчет бинов;

- Расчет общей пористости;
- Разделение общей пористости на составляющие: пористость глин, эффективная пористость, капиллярно-связанная вода;
- Расчет проницаемости по капиллярно-решеточной модели;
- Расчет проницаемости по модели Тимура-Коатса;
- Расчет проницаемости по модели среднего T_2 ;
- Расчет параметра пористости по капиллярно-решеточной модели;
- Предварительная фильтрация сигнала с помощью НЧ-фильтра;
- Предварительная фильтрация сигнала с помощью Wavelet –фильтра;
- Вычитание спектров (с целью определения насыщенности пласта разными типами флюидов);
- Вычитание релаксационных кривых;
- Возможность поинтервальной обработки (перерасчет отдельных интервалов с использованием скорректированных параметров, изменение отсечек для получения эффективной пористости и пористости глин на отдельных интервалах).

Возможности визуализации данных:

- Возможность просмотра первичных данных ЯМК;
- Возможность просмотра спектров;
- Визуализация данных (построение планшетов) и вывод на принтер;
- Возможность графического представления спектров на планшете в виде бинов, волновых картин и цветовых диаграмм.

Дополнительные возможности:

- Возможность редактирования первичных данных;
- Экспорт данных в ASCII;
- Импорт внешних данных (ГИС и т.п.);
- Увязка по глубине, изменение интервала (длины) LIS – файла.

Входные и выходные данные

Входные данные: файлы регистрации спектров в формате LIS международного стандарта.

Выходные данные: результаты измерений и обработки в виде LIS и LAS-файлов и твердых копий каротажных диаграмм.

Общий вид комплекса

Общий вид программы обработки приведен на рисунке 4.1.

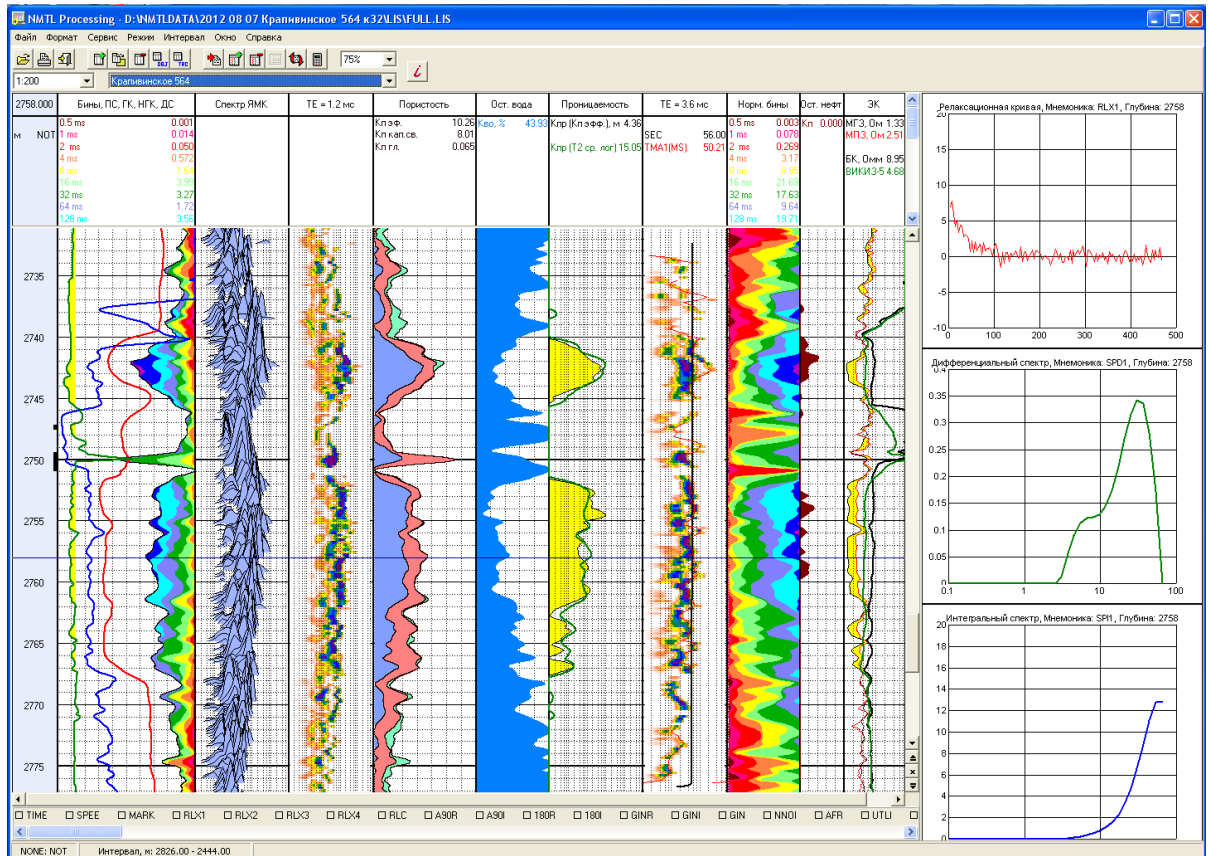


Рисунок 4.1. Общий вид программы обработки

Рабочее поле разделено на две части. Основная часть находится в центре и представляет собой диаграмму, на которой визуализированы данные ядерно-магнитного каротажа. Справа располагается панель визуализации, предназначенная для просмотра сложных объектов (релаксационных кривых, спектров) на выбранной глубине.

Процесс обработки данных ядерно-магнитного каротажа может быть обобщенно представлен в виде блок-схемы, изображенной на рисунке 4.2.

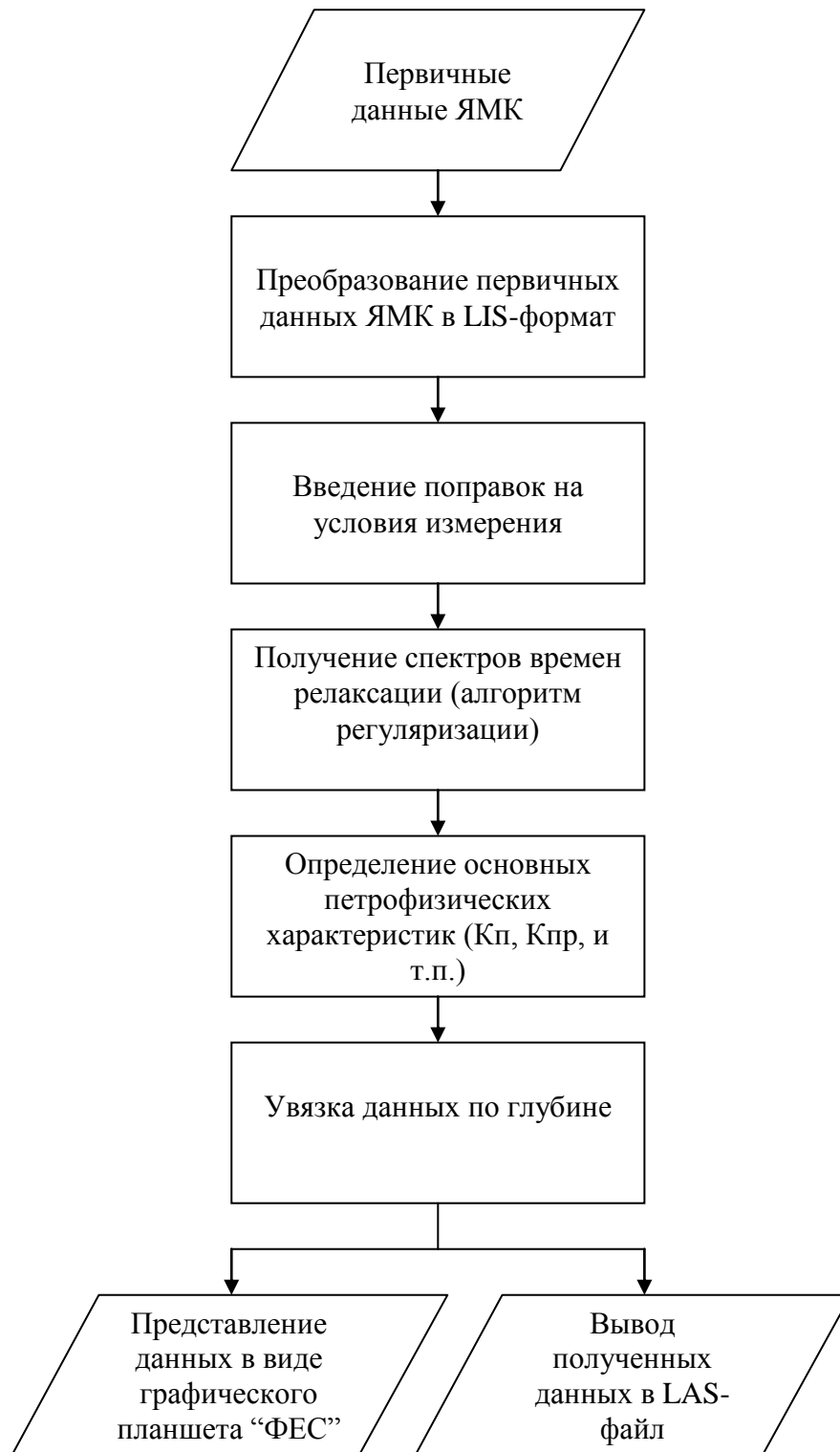


Рисунок 4.2. Схема обработки данных ядерно-магнитного каротажа

Как показано на схеме, под обработкой данных понимается процесс получения основных и дополнительных петрофизических характеристик горных пород, с помощью данных метода ядерно-магнитного резонанса, а также их последующая визуализация и вывод. Помимо основных операций, при обработке

данных, также могут проводиться дополнительные технические операции, не отображенные на этой укрупненной блок-схеме.

Рассмотрим отдельные элементы схемы.

Первичные данные ЯМК. Основу первичных данных метода ядерно-магнитного каротажа составляют кривые времени релаксации T_2 . Типичная релаксационная кривая, полученная с использованием каротажного прибора ЯМТК показана на рисунке 4.3.

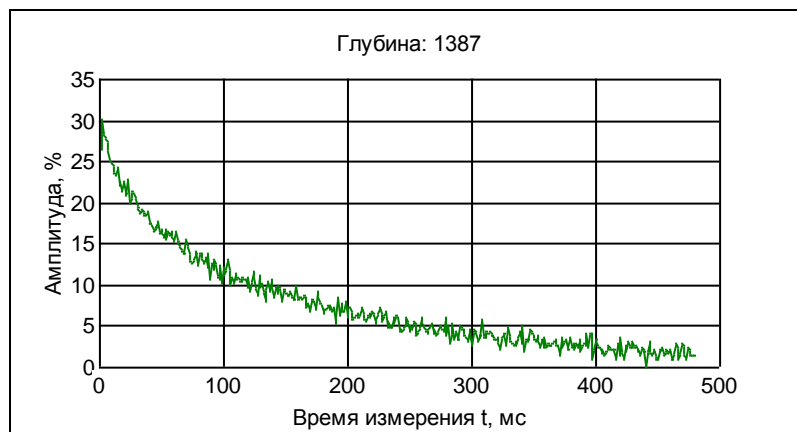


Рисунок 4.3. Релаксационная кривая

Кроме этого также регистрируются дополнительные величины. Например, скорость и температура прибора, его технические параметры.

Преобразование первичных данных ЯМК в LIS-формат.

В процессе каротажа все первичные данные записываются в первичный файл, который для дальнейшей обработки должен быть преобразован в LIS-файл. Основной особенностью LIS-файла является фиксированный шаг по глубине, в то время как данные, полученные в процессе регистрации, таким свойством не обладают. Это происходит вследствие неравномерности движения прибора по стволу скважины. Для приведения данных к равномерному шагу используются механизмы интерполяции. Такое преобразование также позволяет корректировать глубину создаваемого LIS-файла по магнитным меткам, что помогает устранить «набег» по глубине (в том случае, если магнитные метки были записаны).

Имеется возможность задать шаг между кадрами (точками записи), а также изменить интервал записи.

Конвертирование проводится с помощью программы Reform, входящей в программный комплекс LogPWin.

Введение поправок на условия измерения.

На полученные данные оказывают влияние многие факторы: температура, пластовое давление, проводимость бурового раствора и т.п. Ввести поправки на все влияющие величины невозможно, поскольку значения многих параметров не всегда известны. Однако это не вносит существенных погрешностей в полученные результаты, поскольку влияние большинства из этих факторов незначительно. В настоящий момент при обработке данных могут быть введены только поправки на температуру и диффузию [19].

Импульс В1 (90°) в последовательности КПМГ определяется при наземной калибровке прибора в комнатной температуре. Энергия необходимая для 90-градусного поворота ядер в скважине, будет отличаться от энергии импульса из-за различий в температурах, соответственно возникает необходимость ввода поправки за температуру. Температура в приборе ЯМК определяется двумя датчиками. Данные записываются в мнемоники TINT и TW. По этим показаниям определяется температура в начале (на подошве) и в конце (в кровле) интервала каротажа. При этом необходимо учитывать, что в момент начала каротажа температура занижена, т.к. прибор еще не успел прогреться до температуры скважины.

Поправка на диффузию позволяет учесть влияние неоднородности магнитного поля на результирующий сигнал. Это влияние сводится к тому, что при увеличении раздвижки между импульсами скорость релаксации увеличивается. Введение поправки позволяет привести сигнал к однородному магнитному полю.

Получение спектров времен релаксации

В программе используется метод регуляризации, и применяются алгоритмы, подробно описанные во второй главе данной работы. Результатом является дифференциальный спектр времен релаксации.

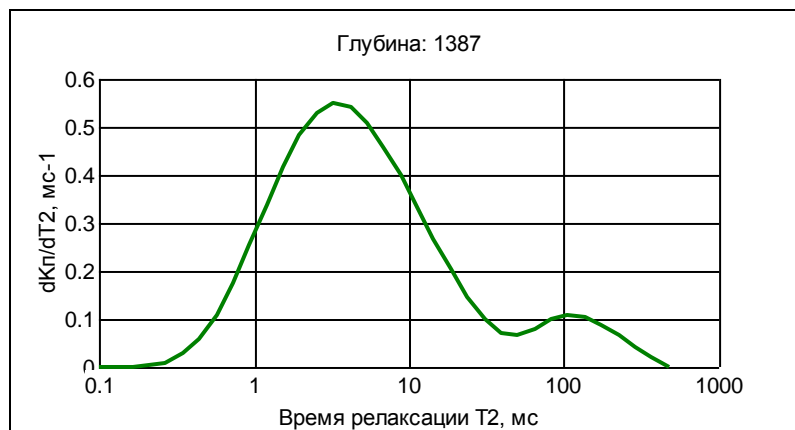


Рисунок 4.4. Дифференциальный спектр

Затем, интегрированием дифференциального спектра, определяется интегральный спектр (рис.4.5). Обычно этот спектр используется для определения пористости и разделения ее на составляющие методом отсечек. Но интегральный спектр хоть и отражает распределение пористости по временам релаксации, но неудобен для отображения на планшете (диаграмме ФЕС).

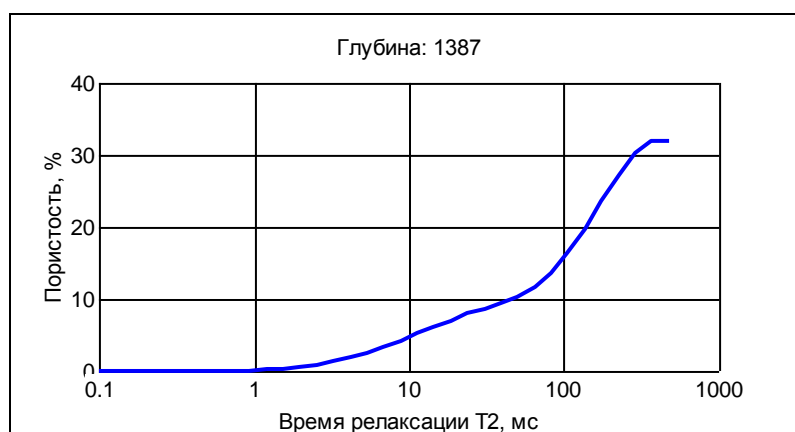


Рисунок 4.5. Интегральный спектр

Для большей наглядности дифференциальный спектр пересчитывается в парциальный спектр (рис. 4.6). В этом случае дифференциальные спектры

разбивают на фиксированное количество интервалов. Затем интегрированием определяется часть пористости, соответствующая каждой из полученных частей. Ордината соответствующей точки парциального спектра равна пористости, приходящейся на данный участок дифференциального спектра. Таким образом, полученный спектр напрямую показывает распределение пористости по временам релаксации.



Рисунок 4.6. Парциальный спектр

Также реализовано общепринятое представление распределения пористости по временам релаксации в виде бинов, при котором спектр разбивается по временам релаксации на части, равные степеням двойки – 2, 4, 8, 16 мс и так далее до 2048 мс. Затем находятся площади этих частей, т.е. соответствующая им пористость и выносятся на планшет в виде объемной модели. Сумма бинов равна общей пористости. Спектр, построенный по бином, является разновидностью парциальных спектров. Такая форма представления может быть удобна для быстрой оценки длины спектра.

В программе обработка первичных данных с получением спектра проводится с помощью команды Режим/Расчет Канала. Отдельно рассчитывают основной канал и канал глин, а также дополнительные измерения (зависит от аппаратуры и режима), используемые в дальнейшем для методик определения нефтенасыщенности.

После выбора соответствующего пункта меню в программе пользователь может выбрать параметры обработки данных в соответствующем диалоговом окне (рис 4.7). Для редактирования предлагаются следующие параметры.

Рисунок 4.7 Параметры определения спектра.

Интервал: Пользователь выбирает интервал на котором производится обработка. Возможные значения: «Весь участок» – рассчитывается весь LIS-файл; «Текущая точка» – рассчитывается только тот кадр записи по глубине, на котором в данный момент находится курсор. «gxxxx.xx – bxxxx.xx» – рассчитывается выбранный интервал: gxxxx.xx – кровля интервала, bxxxx.xx – подошва интервала (xxxx.xx – значения глубин в метрах). Интервалы появляются в данном пункте только в том случае, если они были заданы на планшете.

Усреднение: Количество точек усреднения по глубине. Может принимать нечетные значения от 1 до 15. При значении равном 1 усреднение по глубине не проводится – берется единичная релаксационная кривая. При значениях от 3 до 15 расчет спектров производится по усредненной кривой релаксации.

Данные в канале: Выбирается один из каналов, содержащих первичные данные ЯМТК. Фактически канал представляет собой релаксационную кривую. В зависимости от режима, каналы могут содержать релаксационные кривые, зарегистрированные с различными параметрами (задержка T_w , раздвижка T_e , число точек N_e), которые находятся в заголовочной таблице параметров (NMTP).

Имя спектра: В данном поле пользователь выбирает мнемонику, под которой будут размещены обработанные данные. При изменении канала данных, автоматически меняется и поле «Имя спектра» таким образом, что последняя буква мнемоники спектра соответствует последней букве мнемоники канала. Пользователь имеет возможность изменить мнемонику спектра вручную простым редактированием. В этом случае первые три буквы мнемоники должны оставаться неизменными – «SPD», а последняя может содержать любую цифру или букву латинского алфавита. Изменение мнемоники имени спектра имеет смысл только в том случае, если пользователь хочет сравнить данные, получаемые при обработке одного и того же канала при разных параметрах. В остальных случаях поле «Имя спектра» изменяться не должно.

При расчете каждого канала получается набор параметров, помещаемый в LIS-файл под соответствующими мнемониками. Если в данном LIS-файле эти мнемоники отсутствуют, то при расчете канала они создаются автоматически. Если поле «Имя спектра» было изменено вручную, то создается новая группа мнемоник.

Число исключенных точек: Позволяет исключить из обработки первые (от 1 до 5) точки релаксационной кривой. Это необходимо делать, когда при визуальном просмотре кривой видно, что в первых точках присутствует систематическая погрешность.

Число эхо: Позволяет выбрать для обработки фиксированное количество точек, другими словами отбросить точки, находящиеся на конце кривой. Такой прием бывает эффективен в тех случаях, когда кривые релаксации очень короткие и определяются преимущественно первыми точками. В данном случае уменьшение числа точек на обрабатываемой кривой позволяет сократить время

расчета и в ряде случаев улучшить достоверность определения спектров и общей пористости.

НЧ Фильтр: Позволяет исключить из сигнала постоянную и низкочастотную составляющие. Применяется в тех случаях, когда есть основания полагать, что в сигнале присутствует постоянная составляющая или гармоника низкой частоты.

Wavelet Фильтр: Позволяет использовать для расчета релаксационную кривую, отфильтрованную wavelet-фильтром.

Стимулированное эхо: Позволяет умножать первые две точки на любые коэффициенты. Опытным путем может быть определено, что одна из первых точек вследствие переходных процессов может быть систематически занижена. Поскольку первые точки наиболее сильно влияют на определение общей пористости при наличии в спектре большого количества коротких времен релаксации, их коррекция наиболее эффективна именно в этих случаях.

К первой точки: Коэффициент, на который должна быть умножена первая точка.

К второй точки: Коэффициент, на который должна быть умножена вторая точка.

Число точек: Число точек в спектре. Уменьшение числа точек спектра позволяет сократить время расчета, но уменьшает точность воспроизведения спектра.

Xmin: Минимум спектра (минимальное значение времени релаксации в спектре)

Xmax: Максимум спектра (максимальное значение времени релаксации в спектре)

Автовыбор Xmax: Если этот пункт активен, то для каждого спектра (каждой глубины) Xmax выбирается автоматически. При автовыборе максимума по времени релаксации параметр «Xmax», задающий максимум в явном виде игнорируется.

Погрешность: Данное поле используется(имеет смысл) только тогда, когда пункт «Автовыбор X_{max} » активен. Автовыбор X_{max} происходит с заданной в данном поле погрешностью. Увеличивая ее можно сократить время на обработку данных, за счет некоторого уменьшения точности обработки.

α : Параметр регуляризации. Данное значение параметра используется в тех случаях, когда пункт «Автовыбор параметра альфа» не активен. В данном случае параметр регуляризации задается явным образом и одинаков для каждого спектра (каждой точки глубины).

Автовыбор параметра 'альфа': Если данный пункт активен, то выбор параметра регуляризации происходит автоматически одним из нижеуказанных методов (по выбору пользователя):

Пределы автовыбора 'альфа': Пользователь указывает пределы в которых может варьироваться параметр регуляризации. Алгоритм автовыбора параметра регуляризации выбирает его таким образом, что бы это значение было оптимальным из заданного пользователем диапазона значений.

От: Минимальное значение параметра регуляризации. Автоматически выбранное значение параметра регуляризации не может быть меньше, чем заданное в данном поле.

До: Максимальное значение параметра регуляризации. Автоматически выбранное значение параметра регуляризации не может быть больше, чем заданное в данном поле.

Минимум СКО: Параметр оптимизации для автовыбора «альфа».

После проведения всех расчетов, полученные данные записываются в LIS-файл под соответствующими мнемониками.

Определение основных петрофизических характеристик

После получения спектров распределения времен релаксации по основному каналу и по каналу глини, необходимо получить окончательный результат – характеристики пористости и проницаемости.

Определение компонент пористости производится путем интегрирования дифференциальных спектров во временных интервалах с петрофизически обоснованными границами ($T_{2min} - T_{2max}$). По-другому этот метод называют методом отсечек. Типовые граничные значения для выделения различных компонент пористости, установленные многочисленными зарубежными и отечественными петрофизическими исследованиями, приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Типовые интервалы T_2 для определения видов пористости

Пористость	$T_2 \min$ (мс)	$T_2 \max$ (мс)
CBW	Начальное для спектра	3
BWI	3	Терригенный разрез – 33 Карбонатный разрез – 90
SWI	Начальное для спектра	Терригенный разрез – 33 Карбонатный разрез – 90
FFI	Терригенный разрез – 33 Карбонатный разрез – 90	Конечное для спектра
PHS	Начальное для спектра	Конечное для спектра

Виды пористости:

CBW – Пористость глин;

BWI – Пористость, занятая капиллярно-связанной водой при $p = 0,7$ МПа;

SWI – Неснижаемая водонасыщенность при $p = 0,7$ МПа;

FFI – Эффективная пористость при $p = 0,7$ МПа;

PHS – Полная пористость.

Для конкретных отложений они могут уточняться по исследованиям на керне[44].

Проницаемость определяется по нескольким петрофизическим моделям: по модели Тимура, по модели Тимура-Коатса, по модели среднего T_2 и по мультирешеточной модели (таб. 4.2).

Таблица 4.2. Методы определения проницаемости

Проницаемость	Формула для определения
Модель среднего T_2 (PMTM)	$k_{np} = 4.6k_n^4 T_{2ML}^2$ $T_{2ML} = \exp\left(\frac{\sum B_i \cdot d_i \cdot \ln T_{2i}}{\sum B_i \cdot d_i}\right) - \text{среднее время } T_2$
Модель Тимура (PMT)	$k_{np} = a_T 10^4 \frac{k_n^4}{SWI^2}$
Модель Тимура-Коатеса (PMTС)	$k_{np} = 10^4 k_n^4 \left(\frac{FFI}{BVI}\right)^2$
Мультирешеточная модель (NPM)	$k_{np} = 0.07a^4 \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n \frac{(\delta_i \delta_j)^2}{\delta_i^2 + \delta_j^2} \cdot \frac{\Delta k_{ni}}{3a - 2\delta_i} \cdot \frac{\Delta k_{nj}}{3a - 2\delta_j}$

Возможность определения электрических характеристик пласта обусловлена использованием в программе капиллярно-решеточной модели порового пространства. По методике, изложенной в третьей главе данной работы, в программе проводится определение параметра пористости (мнемоника РР). При наличии данных о сопротивлении пластового флюида или же с использованием опорного пласта может также быть рассчитано и сопротивление горной породы (FPPM).

Увязка данных по глубине

Если при каротаже модуль ЯМК находился в связке с модулем гамма – каротажа (ГК), то увязку проводят опираясь на показания ГК. Если же измерения ГК не были проведены, то используют коэффициент передачи прибора ЯМК (мнемоника GIN1) в сравнении с боковым электрическим каротажом (БК) или другими электрическими методами имеющими близкую по величине зону проникновения. По данным ГИС увязывается один (основной) LIS – файл, а все остальные увязываются с основным. Основным следует считать тот LIS – файл, который будет отображен на планшете ФЕС (обычно это файл записанный с $T_w = 2000$ мс и $T_E = 1.2$ мс).

Представление и вывод полученных данных

Результат обработки данных ЯМК представляется в виде диаграммы ФЕС (рис. 4.8).

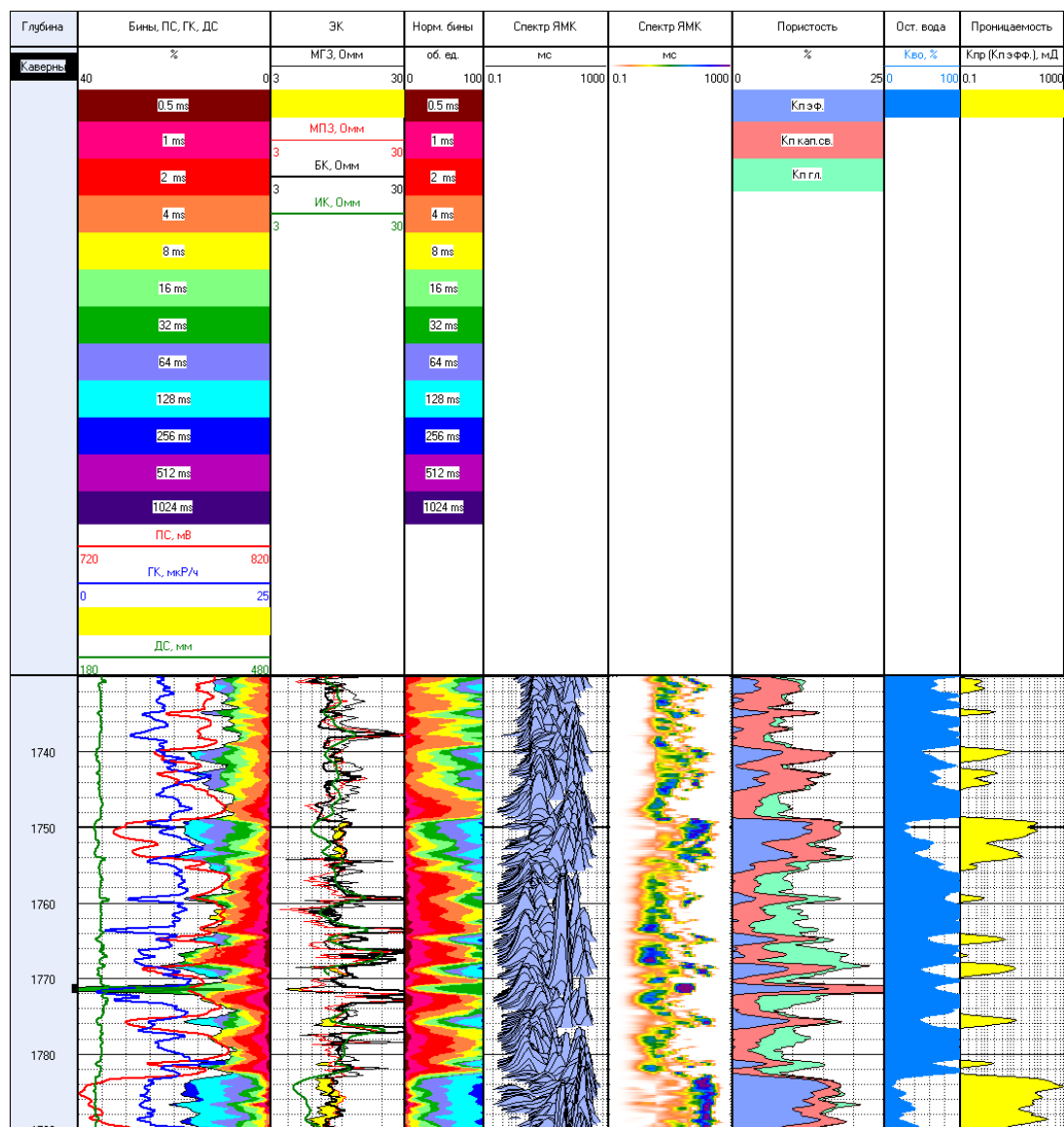


Рисунок 4.8. Диаграмма ФЕС

На диаграмму выносятся как данные, полученные по результатам обработки данных ЯМК, так и данные некоторых других методов ГИС, доступные по данному разрезу. Обычно данные представляют в следующем виде: первая колонка – глубина; вторая колонка – бины и данные ГК, ПС, ДС; третья колонка – данные электрического каротажа; четвертая колонка – нормированные на общую пористость бины; пятая и шестая колонки – парциальный спектр; седьмая колонка – объемная модель пористости; восьмая колонка – остаточная водонасыщенность; девятая колонка – проницаемость.

Также в программе предусмотрен экспорт всех данных ядерно-магнитного каротажа в стандартный LAS – формат.

4.2. Тестирование программ.

Опробование программ на скважинных материалах

Целью тестирования разработанных программ является выявление несовершенства алгоритмов обработки данных и ошибок в программах, их исследование на устойчивость в отношении к воздействию внешних негативных факторов, а также установление степени точности определяемых с помощью программы характеристик. Эта цель в нашем случае может быть достигнута как путем обработки модельных материалов, подбор которых ориентирован на возможность выявления погрешностей, так и путем обработки материалов реальных скважинных или керновых данных в сравнении с результатами обработки других методов. Следует, однако, отметить, что методов строгого и полного доказательства правильности работы подобных программ не существует. Точность и полнота проверки будет определяться количеством и разнообразием рассмотренных частных случаев.

Исследование и тестирование работоспособности алгоритма регуляризации, на модельных спектрах было продемонстрировано во второй главе данной работы. Полученные результаты продемонстрировали хорошую сходимость и высокую степень точности при решении обратной задачи. Также в третьей главе проведено отдельное тестирование капиллярно-решеточной модели, которое показало её хорошие возможности и характеристики применительно к определению петрофизических характеристик горных пород. Все эти исследования показали работоспособность отдельных компонентов и алгоритмов программного комплекса.

Ниже приведены результаты обработки данных ЯМК с использованием программы «NMR Processor», демонстрирующие работу программы в различных условиях, в том числе и там, где условия работы для прибора ЯМК можно назвать экстремальными.

На рисунке 4.9. представлен достаточно высокопористый, частично нефтенасыщенный коллектор.

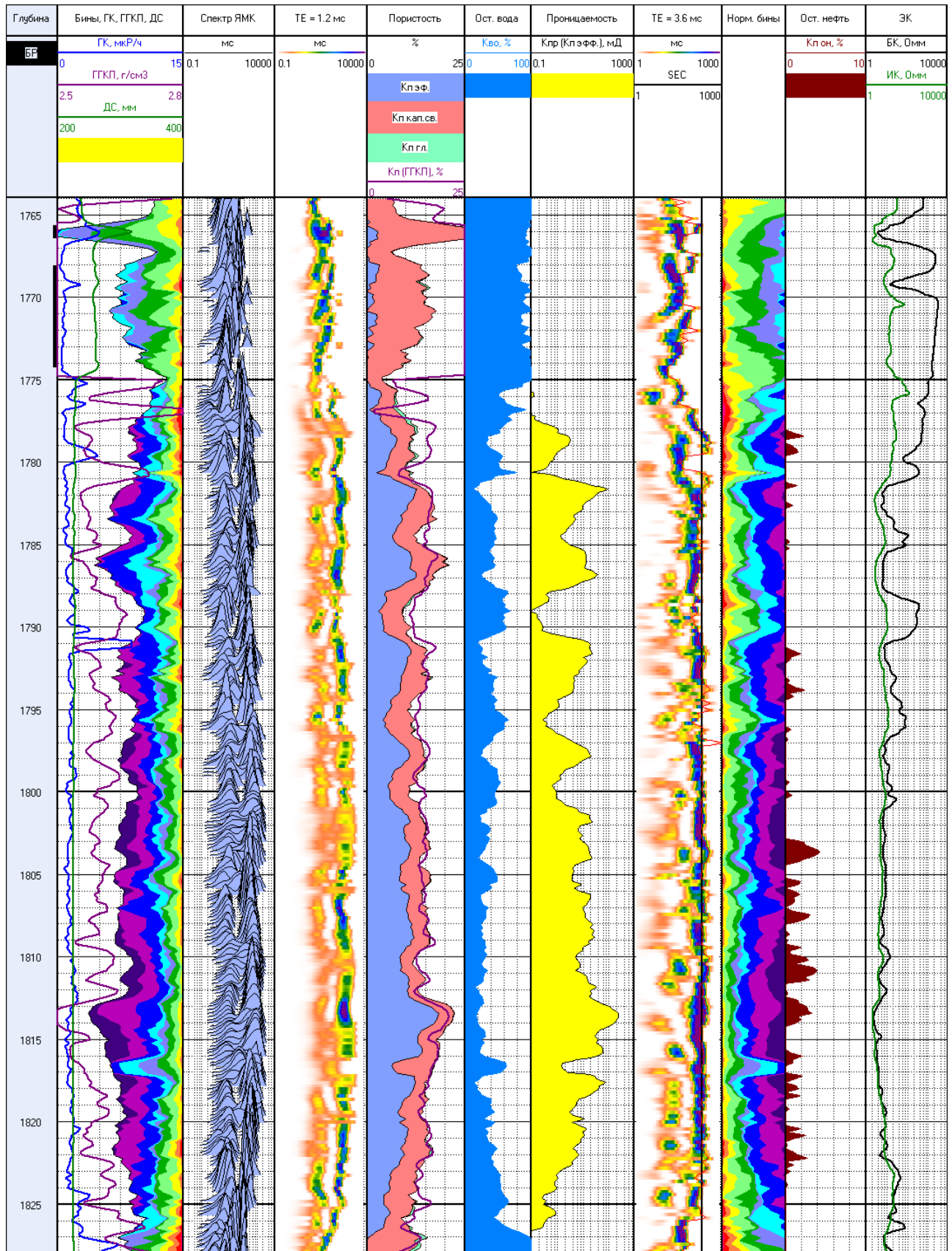


Рисунок 4.9. Обработка данных ЯМК. Высокопористый коллектор.

Релаксационные кривые и спектры времен релаксации, зарегистрированные на различных точках глубины в данном интервале, приведены на рисунке 4.10 в порядке увеличения времени релаксации. Как и следовало ожидать, времена релаксации в данном случае иногда оказываются достаточно высокими. В некоторых случаях их даже не удастся полностью зарегистрировать.

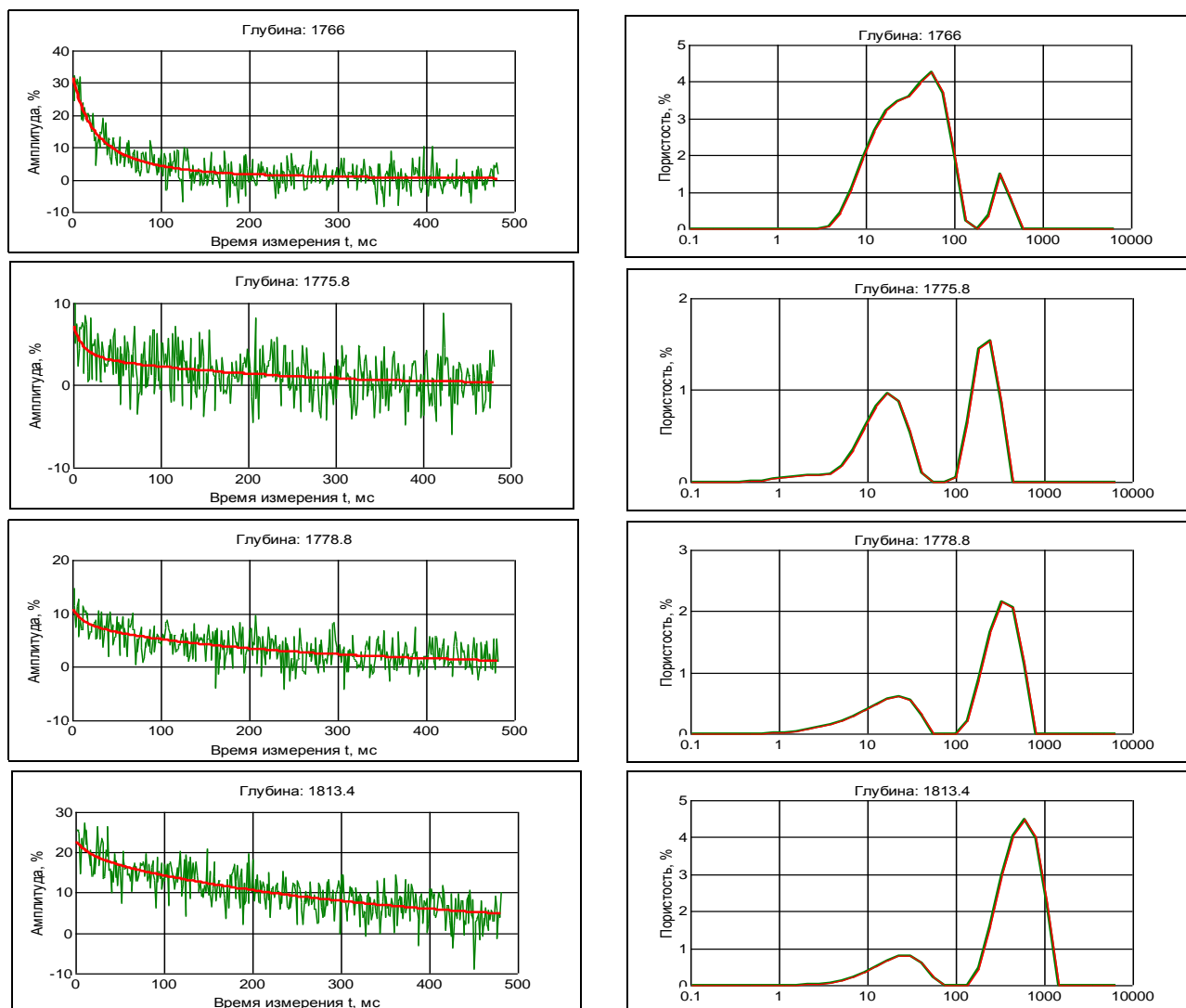


Рисунок 4.10 Релаксационные кривые и спектры ЯМК

Помимо прочего, и характеристики этой скважины (температура и проводимость бурового раствора) сказались на данных ЯМК не лучшим образом, о чем свидетельствует очень высокий уровень шума.

Однако все это не помешало качественно, и без последующей ручной коррекции провести обработку данных каротажа. Об этом свидетельствуют как

приведенные спектры, так и количественное совпадение полученных результатов по пористости с данными пористости по ГГК.

Следующий пример приведен на рисунке 4.11.

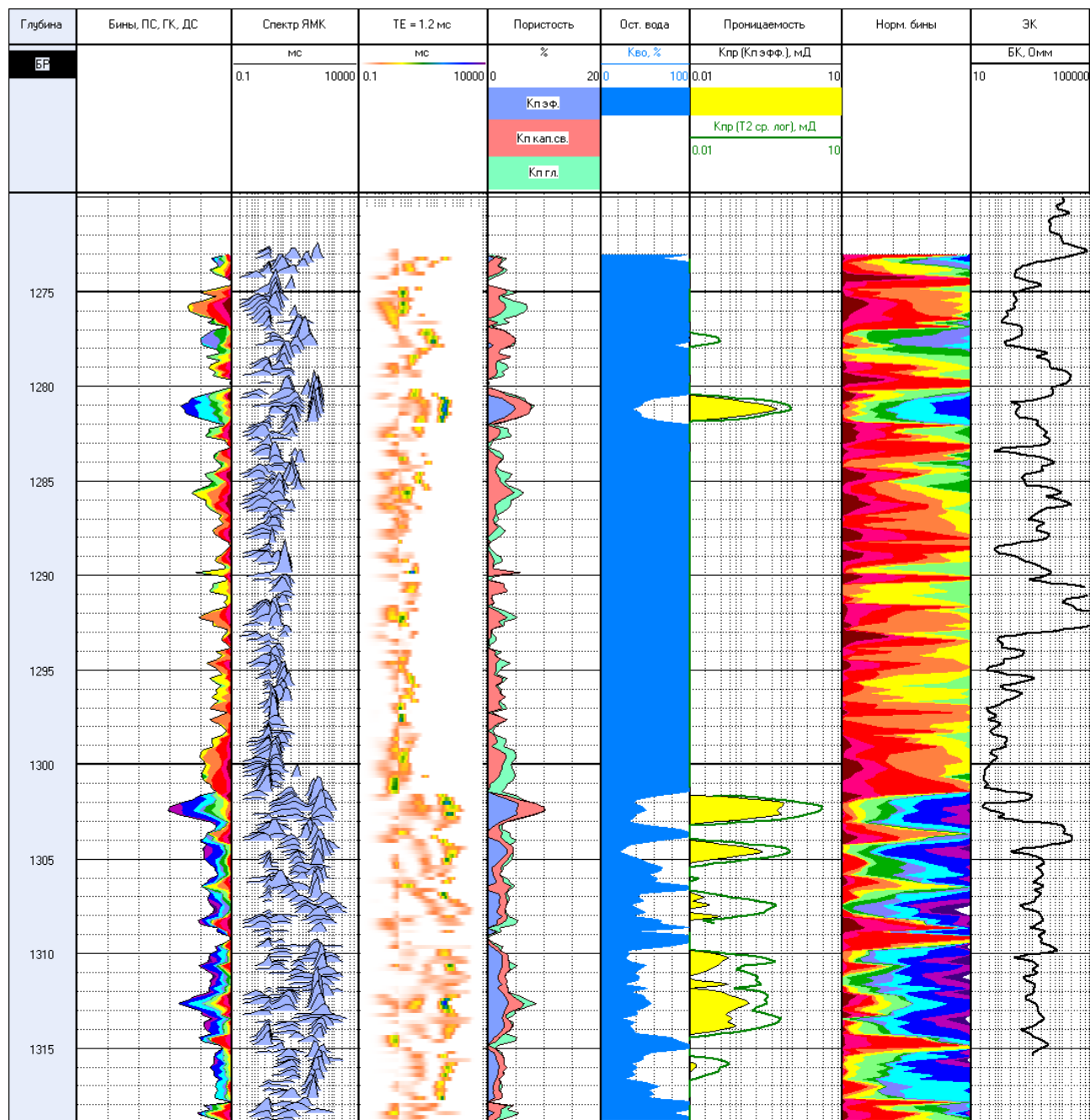


Рисунок 4.11 Низкопористый разрез

Это низкопористый разрез, сложенный доломитами различных типов. Возможности ЯМК в подобных низкопористых объектах снижаются, что связано с минимальным соотношением «сигнал/шум», затрудняющем корректный расчет

спектров из неконтрастных и сильно зашумленных релаксационных кривых. Тут, как и в предыдущем случае негативный эффект для ЯМК усиливается влиянием скважины.

Тем не менее, несмотря на всё это, данные в таких скважинах поддаются обработке. На приведенном примере видно, что при одинаковом уровне пористости (т.е. величине сигнала) удалось четко выделить продуктивные пласты, обладающие эффективной пористостью. Перспективность выделенного по спектрам ЯМК интервала подтверждена испытаниями в колонне в интервале 1301 – 1315 м, где получен приток газа.

Иногда, в процессе проведения работ предоставляется возможность сравнить результаты исследования, полученные в ходе каротажа ЯМК с лабораторными методами исследования керна по этой скважине. Такое сравнение может служить прямым доказательством работоспособности как методики в целом, так и обрабатывающей программы в частности, свидетельствуя о достоверности определения петрофизических параметров с использованием различных методов.

Один из примеров приведен на рисунке 4.12. Несмотря на то, что данные, полученные по керну, обрабатываются в разное время, в разных условиях и получены разными методами, мы можем наблюдать достаточно хорошее совпадение по всем рассматриваемым параметрам. Наиболее хорошее совпадение наблюдается при определении пористости и ее составляющих. Это можно объяснить тем, что и в случае ЯМК и при лабораторных исследованиях процесс определения пористости является технологически более простым, в отличие, например, от коэффициента проницаемости. Тем не менее, при определении коэффициента проницаемости мы наблюдаем хорошее совпадение во всех пластах, включая плотные низкопоровые, где другие методы (модель Тимура-Коатеса) показывают худшие результаты. При определении электрических характеристик капиллярно-решеточная модель также показывает себя положительно.

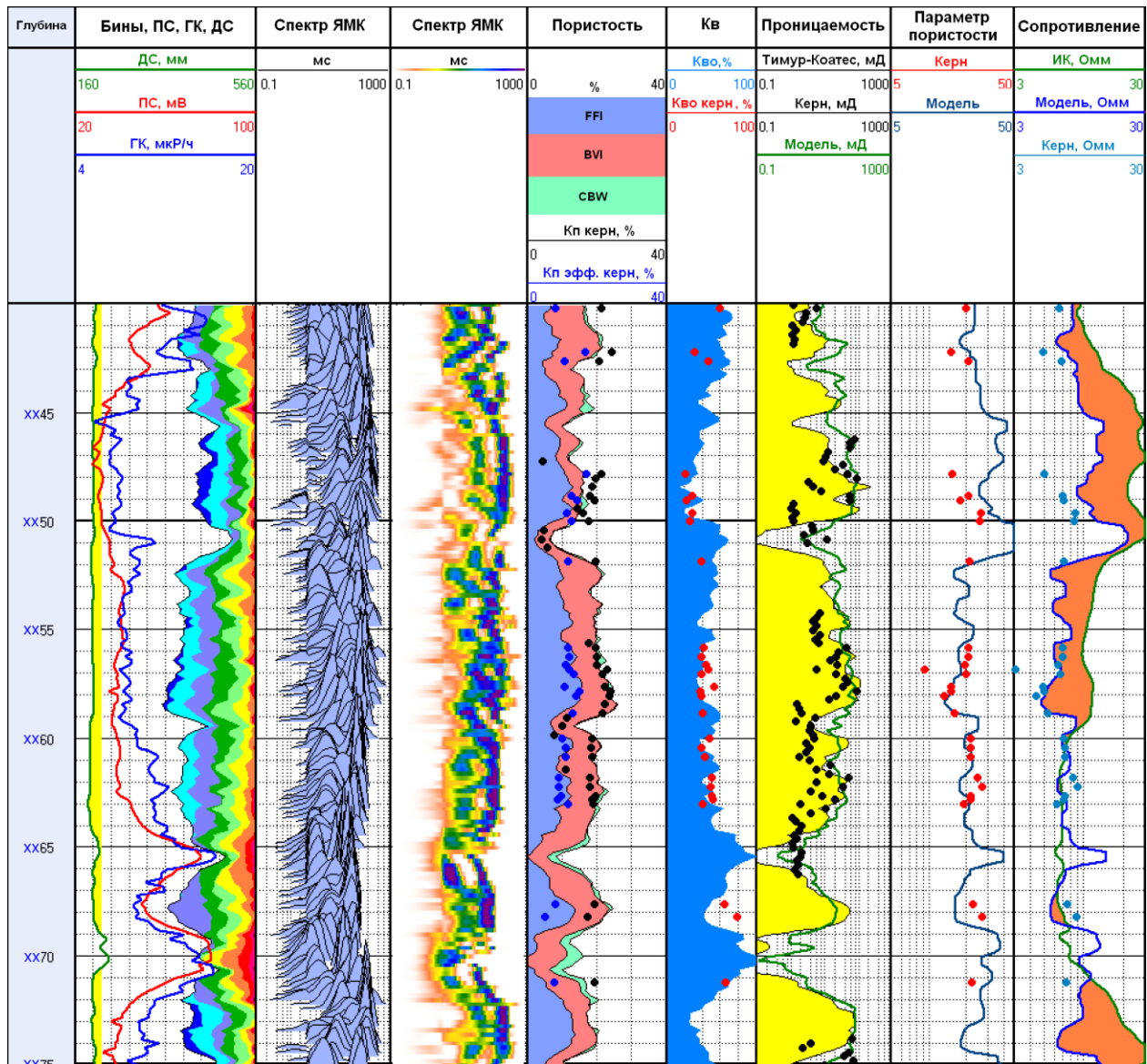


Рисунок 4.12 Сопоставление данных обработки ЯМК с данными по керну

На рисунке 4.13 приведен пример, иллюстрирующий работу метода ЯМК в коллекторе, имеющем сложное геологическое строение. Большое количество крупных пор в нем является заблокированным и не участвует в процессе фильтрации.

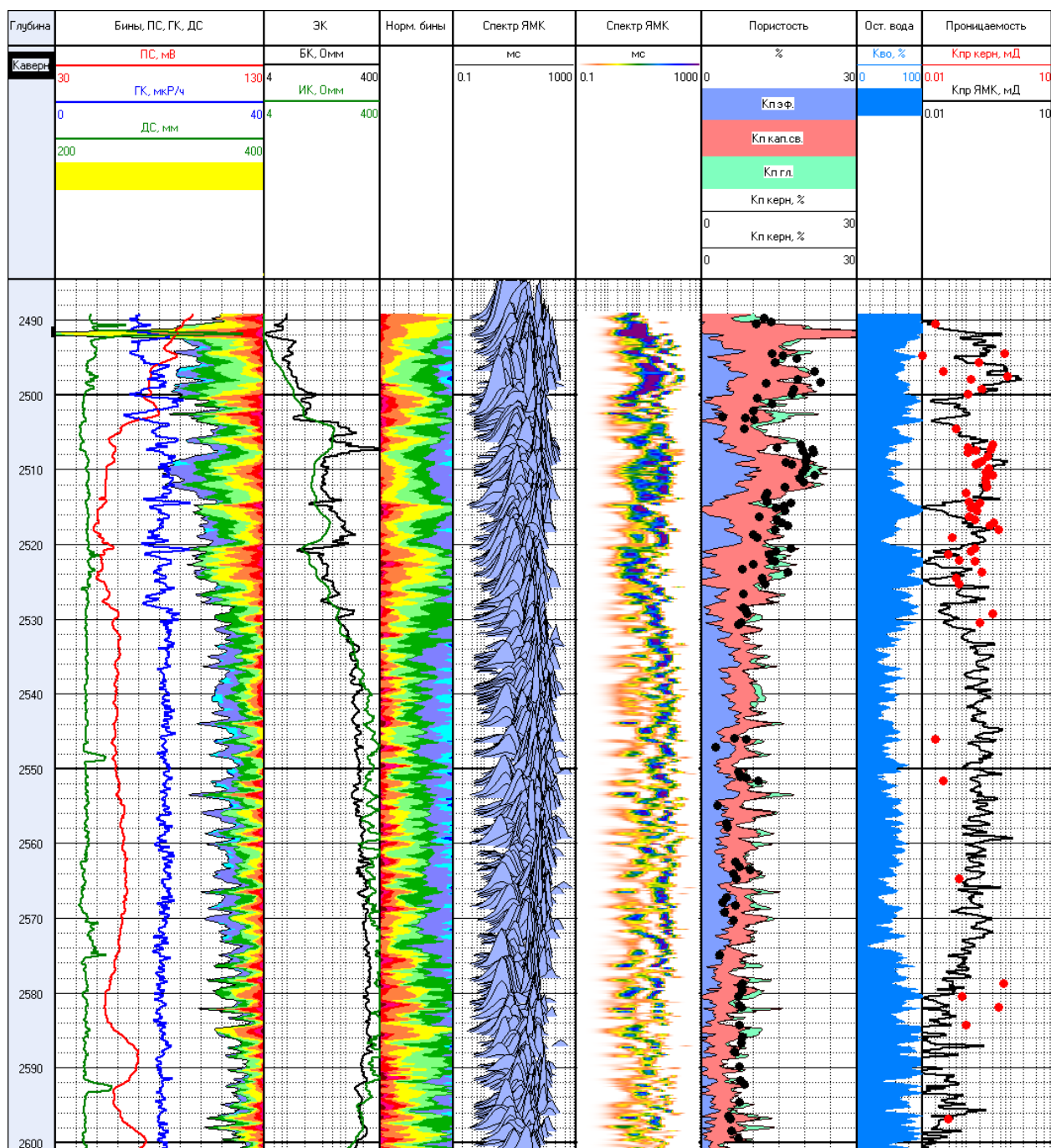


Рисунок 4.13 Сопоставление данных обработки ЯМК с данными по керну

На рисунке 4.14 представлен пример исследования пород с низкой (верхний интервал) и изменяющейся в пределах пласта (нижний интервал) эффективной пористостью.

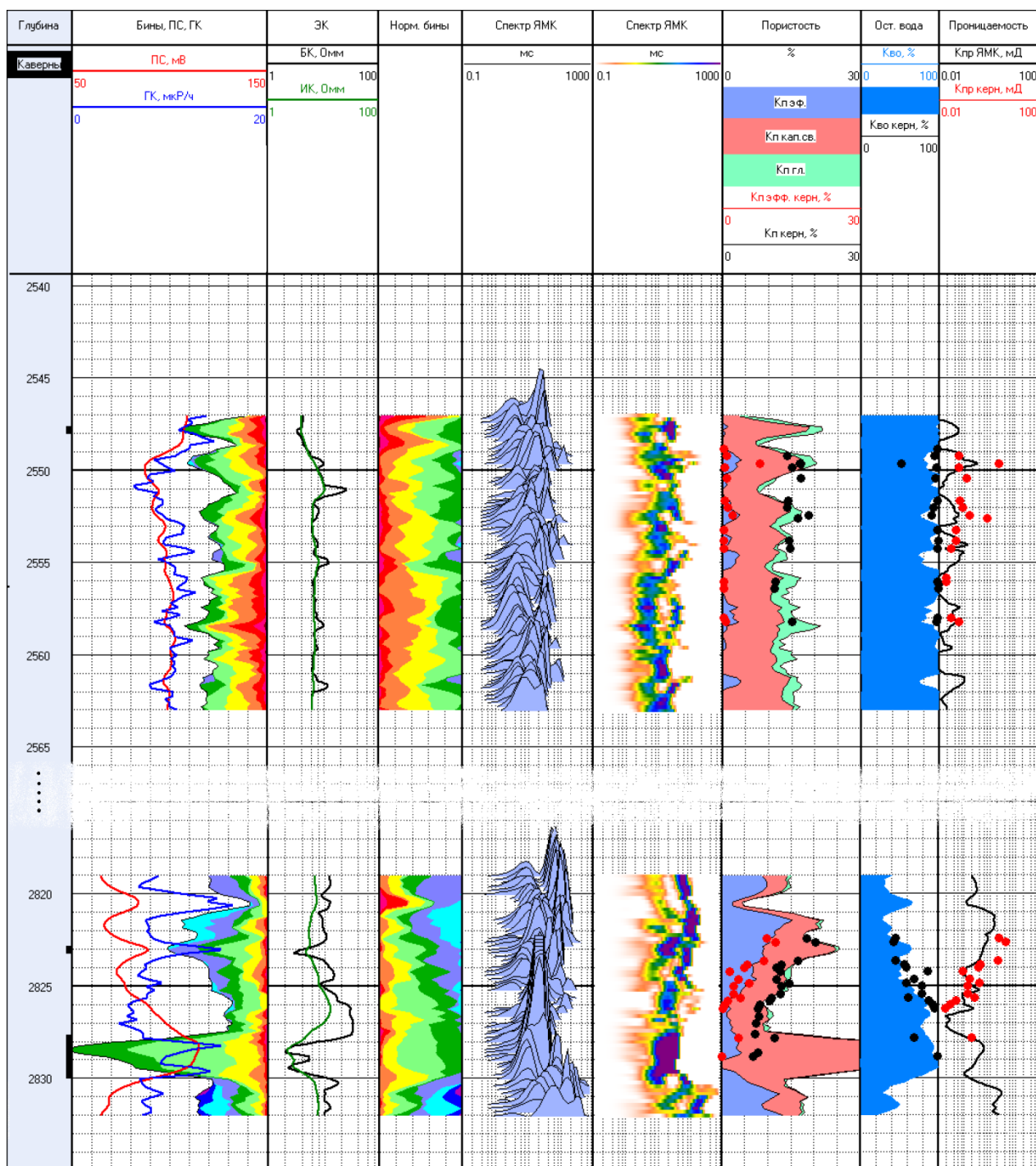


Рисунок 4.14 Сопоставление данных обработки ЯМК с данными по керну

Во всех случаях мы наблюдаем хорошее соответствие петрофизических характеристик, определяемых по результатам каротажа с данными керна.

В целом, опробование показало широкие методические возможности и высокую технологичность программы «NMR Processor» при обработке данных ЯМК.

4.3. Сравнение результатов обработки данных ЯМК с помощью комплекса «NMR Processor» с результатами обработки зарубежных программных комплексов.

В рамках проведения работ по исследованию разрезов скважин, иногда предоставляется возможность сравнить результаты обработки скважинных данных с помощью различных программ. Программные продукты, позволяющие обрабатывать данные ядерно-магнитного каротажа, имеются, прежде всего, у компаний, обладающих данной технологией. В настоящее время число таких компаний невелико. Это, прежде всего, западные компании, такие как «Schlumberger», «Halliburton» и «Baker Hughes». По этому, провести сравнение работы программных продуктов предназначенных для обработки данных ЯМК непростая задача. Однако, такая возможность иногда предоставляется заказчиком скважинных исследований.

Результаты таких сравнений нельзя однозначно трактовать как прямое доказательство правильности в работы программ. Однако, наличие больших и принципиальных расхождений в результатах обработки одних и тех же данных разными программами свидетельствует о том, что одна из них использует неверный подход, учитывает не все данные или содержит ошибки.

На рисунке 4.15 приведен один из результатов, полученных при одном из таких сравнений. В данном случае одни и те же скважинные данные были обработаны с применением одного из сторонних программных пакетов, предназначенных для обработки данных ЯМК, а также с помощью программы «NMR Processor». В качестве критерия для сравнения выбрана пористость как интегральная характеристика спектра времен релаксации, величина эффективной пористости и среднее логарифмическое время как величины, отражающие характер этого распределения. Это достаточно простое и наглядное сравнение однозначно демонстрирует расхождения методов при решении обратной задачи.

Представленный разрез имеет в своем составе как хороший высокопористый коллектор, так и более плотные пласты с высоким содержанием

глин, что делает его хорошо пригодным для тестирования работы программы в разных условиях.

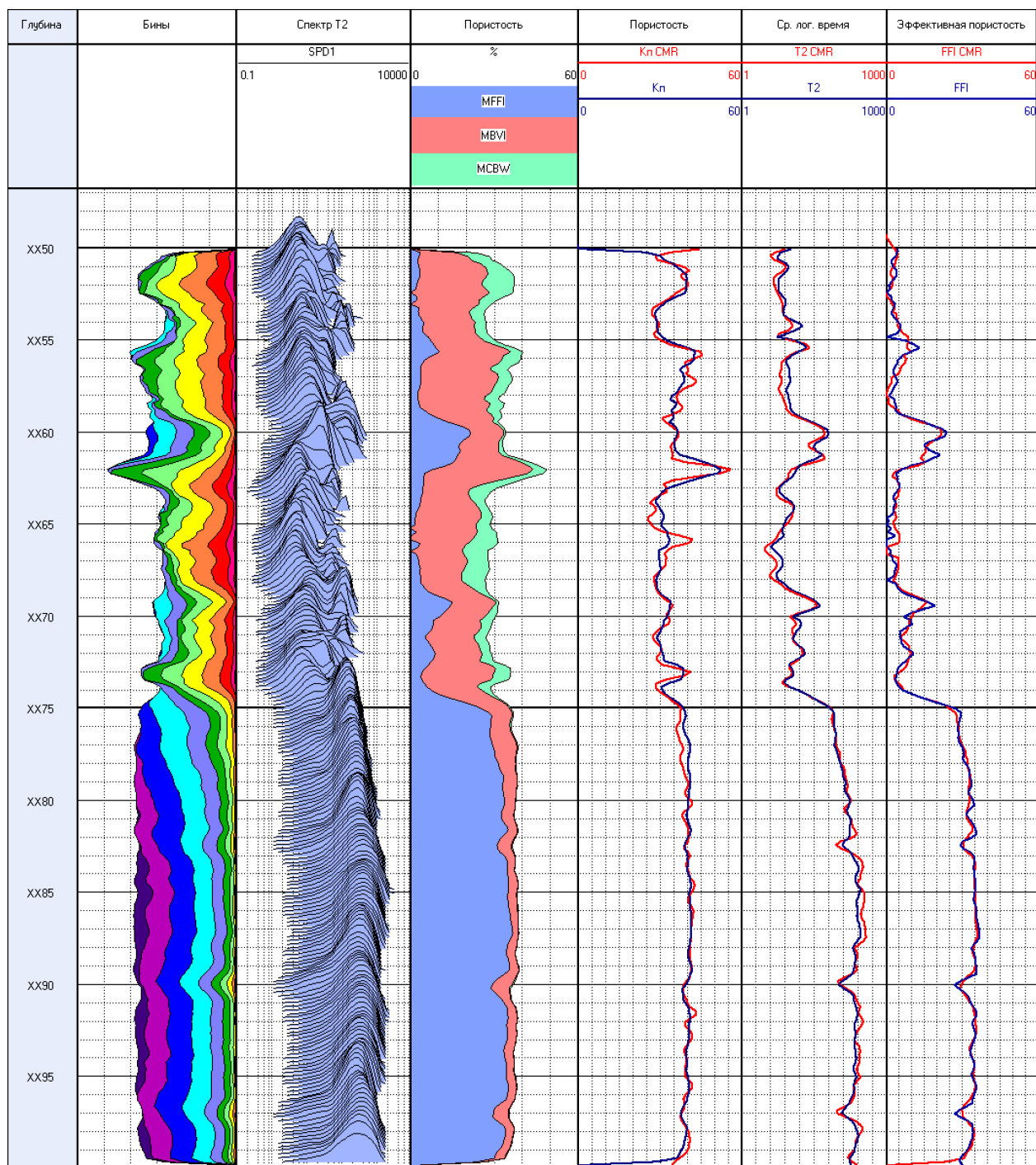


Рисунок 4.15. Сопоставление обработки данных ЯМК

Не смотря, на указанные различия мы видим, что обе программы описывают всю область исследования одинаковым образом. Разница при определении значений пористости по всему разрезу не превышает нескольких процентов.

Наилучшее совпадение по всем параметрам наблюдается в нижней части разреза, в коллекторе на интервале XX76 – XX99. Это объясняется тем, что однозначность решения обратной задачи для этого интервала выше, поскольку характеристики спектра в этом случае определяются длинными компонентами сигнала. Однако, и различия в определении исследуемых параметров по верхней части разреза нельзя назвать существенными.

4.4 Внедрение разработанного программного обеспечения и перспективы его развития

В настоящее время программа активно используется на производстве. В ООО «Нефтегазгеофизика» она является основным инструментом применяемым для обработки данных ЯМТК. Можно уверенно сказать, что программа достойно проходит испытания в жестких производственных условиях[9], доказательством чего служит объем обработанной за это время скважинной информации. На рисунке 4.16 приведена гистограмма, показывающая объем работ, выполненных при использовании программы обработки «NMR Processor».

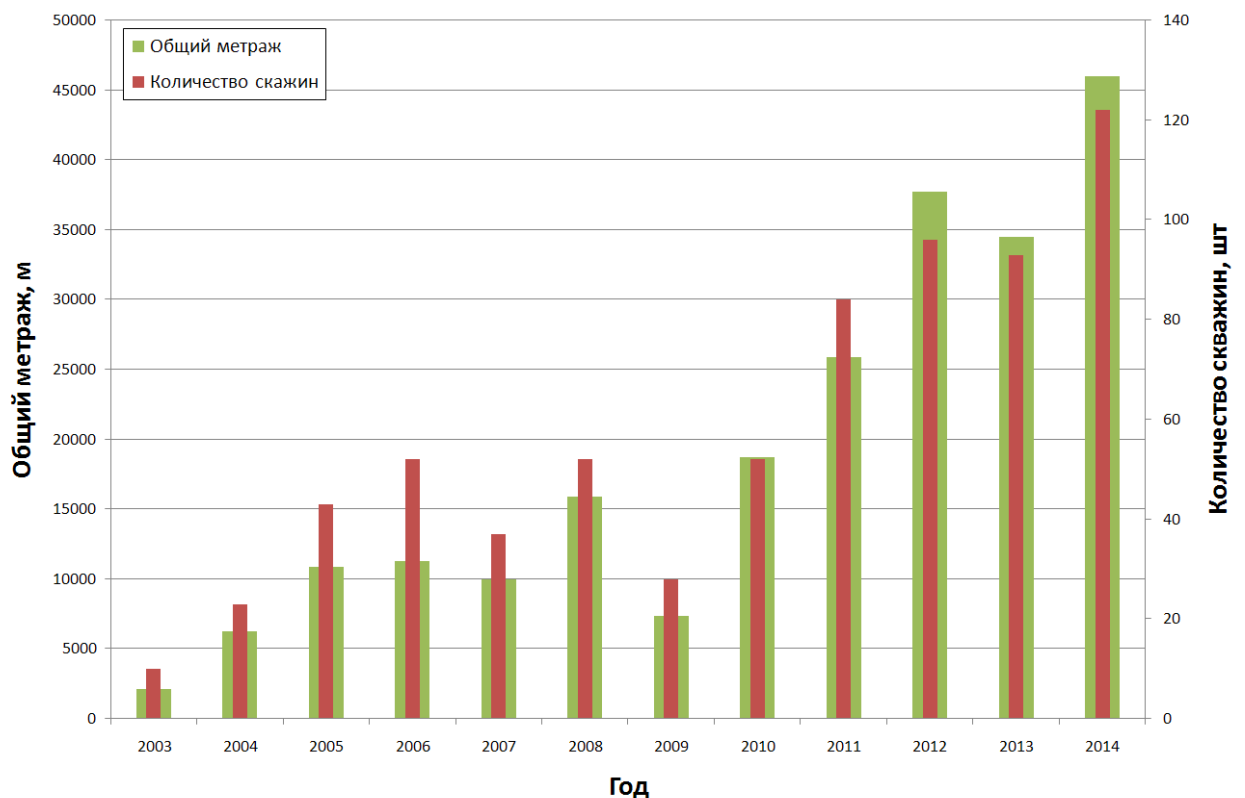


Рисунок 4.16. Статистика работ проведенных методом ЯМТК

Как видно, объём работ в последние годы значительно вырос, увеличилось и разнообразие исследуемых отложений. За это время были обработаны различные типы разрезов на многих НГП. Разнообразие данных исследованных с помощью программы подтверждается географией проведения работ (рисунок 4.17).

В процессе проведенных производственных проводилось сопоставление с результатами, полученными по другим методикам, а также с данными, полученными по керну. Проведенные исследования, часть из которых представлена в п. 4.2. настоящей работы позволяет сделать положительные выводы о работоспособности и производственной пригодности программы.



Рисунок 4.17. География проведения работ ЯМТК (на декабрь 2012г)

Помимо этого, комплекс также работает и за рубежом. Компания «Weatherford» – один из мировых лидеров в нефтегазовой отрасли, использует для

сервисных работ и приборы ЯМТК российского производства, данные которых обрабатываются с помощью программы «NMR Processor».

Совершенствование программы происходит непрерывно. Это связано как с совершенствованием алгоритмов и подходов к обработке, так и с введением в строй новых модификаций аппаратуры. В частности, непрерывно происходит развитие капиллярно-решеточной модели, вследствие чего в программе обработки появляются новые возможности.

Дальнейшее широкомасштабное развитие программно-методического комплекса в первую очередь определяется развитием и усовершенствованием скважинной аппаратуры и связано с разработкой новых методик обработки данных каротажа. Так, при вводе в строй нового прибора, позволяющего использовать несколько частот при измерении на одной точке глубины, появляется возможность применения принципиально новых для отечественного рынка, методических возможностей - многомерных ЯМР-исследований [1], которые открывают новые возможности для интерпретации данных каротажа. Например, двумерные распределения T_2 - D позволяют исследовать характер распределения флюидов в коллекторе, отличать фильтрат промывочной жидкости на нефтяной основе от остаточной нефти в зоне проникновения, оценивать характер смачивания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате теоретических исследований, экспериментальных и опытно-методических работ был разработан и внедрен в производство программно-методический комплекс «NMR-Processor», предназначенный для обработки данных ядерно-магнитного каротажа.

Основные выводы и результаты диссертационной работы сводятся к следующему:

1. Проведен анализ существующих методов и подходов к обработке данных ядерно-магнитного каротажа, на основании которого сформулированы основные требования, предъявляемые к обработке первичных данных, и выбраны методы решения поставленной задачи.

2. Разработан итерационный алгоритм обработки первичных данных с использованием метода регуляризации, позволяющий восстанавливать распределение пористости по временам поперечной релаксации с требуемой точностью и устойчивостью.

3. Опробован подход к интерпретации данных ядерно-магнитного каротажа с использованием капиллярно-решеточной модели. На примере оценки электропроводности и проницаемости показано, что использование модели позволяет расширить возможности использования ЯМК для оценки петрофизических характеристик.

4. Разработан программно-методический комплекс «NMR Processor», предназначенный для обработки данных ядерно-магнитного каротажа. Комплекс позволяет проводить обработку первичных данных ЯМК в автоматическом режиме с требуемой точностью.

5. Опыт опробования и внедрения в производство программно-методического комплекса «NMR Processor» показали, что созданный комплекс позволяет качественно и эффективно решать поставленные задачи и по своим характеристикам не уступает зарубежным аналогам. Продемонстрирована возможность его применения в сложных условиях при повышенном уровне шума.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С.М. Многомерные ЯМР-исследования разрезов скважин. (По материалам публикаций в американской литературе) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2008. Вып. 7 (172). С. 84-123.
2. Аксельрод С.М. Особенности определения ИСФ и объемного содержания связанной воды при ЯМР-исследованиях // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2000. Вып. 68. С. 5-16.
3. Аксельрод С.М. Петрофизическое обоснование ЯМК в поле постоянных магнитов. Методология и результаты лабораторных исследований ЯМР-свойств пород. (По публикациям в американской геофизической печати) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 1999. Вып. 59. С. 28-47.
4. Аксельрод С.М. Схемы совместной интерпретации данных ЯМК и стандартного комплекса ГИС. (По публикациям в американской геофизической литературе) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 1999. Вып. 65. С. 25-39.
5. Аксельрод С.М., Даневич В.И., Садыхов Д.М. Ядерно-магнитные исследования разрезов скважин в Азербайджане. Баку: Азернешр, 1991. 173 с.
6. Аксельрод С.М. Ядерно-магнитные методы при изучении фильтрационных и емкостных свойств карбонатных коллекторов (по материалам американских публикаций) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2003. Вып. 110. С. 8-35.
7. Аксельрод С.М. Ядерно-магнитный каротаж в искусственном магнитном поле (По материалам американских геофизических журналов) // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 1998. Вып. 49. С. 46-63.
8. Аксельрод С.М., Неретин В.Д. Ядерный магнитный резонанс в нефтегазовой геологии и геофизике. М.: Недра, 1990. 192 с.
9. Барляев В.Ю., Барташевич В.В., Громцев В.К., Зеленов А.С., Митюшин Е.М., Хаматдинов Р.Т. Расширение возможностей производственного применения

- русской технологии ядерно-магнитного каротажа в искусственном поле // Каротажник. – 2006. – № 2–4 (143–145). – С. 97–108
10. Веденин С.В., Булка Г.Р., Винокуров В.М. и др. Изучение некоторых коллекторских свойств горных пород методом ЯМР // Геология нефти и газа. 1972. №17. С. 59-63.
 11. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978. 318 с.
 12. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. М.: Наука, 1969. 576 с.
 13. Верлань А.Ф., Сизиков В.С. Методы решения интегральных уравнений с программами для ЭВМ. Киев: Наукова думка, 1978. 292 с.
 14. Гласко В.Б., Заикин П.Н. О программе регуляризирующего алгоритма для уравнения Фредгольма первого рода // Вычислительные методы и программирование. 1966. Вып. 5. С. 61-73.
 15. Гордонова В.И., Морозов В.А. Численные алгоритмы выбора параметра в методе регуляризации // Журнал вычислительной математики и математической физики. 1973. Т.13. №3. С. 539-545.
 16. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 439 с.
 17. Джордж Р. Коатес, Ли Чи Хиао, Манфред Д. Праммер. Каротаж ЯМР Принципы и применение. Хьюстон: Halliburton Energy Services, 1999. 335 с.
 18. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. М.: Недра, 1991. 368 с.
 19. Зеленов А.С., Иванов Ю.Л. Исследование влияния градиента магнитного поля на результаты измерений методом ядерно-магнитного резонанса // Каротажник. – 2015. – № 254. – С. 42–52.
 20. Зеленов А.С., Малинин А.В. Оценка нефтенасыщенности поровых коллекторов по данным ЯМК с использованием капиллярно-решеточной модели // Труды Всероссийской научно-практической конференции «Состояние и перспективы развития ядерно-магнитных методов

исследования нефтегазовых и рудных скважин, каменного материала и флюидов». Тверь. 27-29 июня 2011. С. 190-197.

21. Злобин А.А., Борсуцкий З.Р., Тульбович Б.И. Спин-спиновая релаксация протонов воды в моделях нефтесодержащих пород // Геология нефти и газа. 1984. № 10. С. 50-53.
22. Малинин А.В. О некоторых возможностях ядерно – магнитного каротажа при геолого – технологическом моделировании. НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2004. Вып. 116-117. С. 23-44.
23. Митюшин Е.М., Барляев В.Ю., Мурцовкин В.А., Хаматдинов Р.Т. Первый российский прибор ядерно-магнитного каротажа с использованием поля постоянных магнитов // Геофизика. 2002. Т.1. С. 43-50.
24. Мудров А.Е. Численные методы для ПЭВМ на языках бейсик, фортран и паскаль. Томск: МП РАСКО, 1991. 272 с.
25. Мурцовкин В.А. Модель для расчета характеристик пористых сред // Коллоидный журнал. 2002. Т. 64. №3. С. 387-392.
26. Мурцовкин В.А., Топорков В.Г. Новая ЯМР-технология петрофизических исследований керна, шлама и флюидов // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2000. Вып. 69. С. 84-97.
27. Мурцовкин В.А. Использование мультирешеточной капиллярной модели для расчета проницаемости по данным ядерно-магнитного резонанса // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. №5. С. 685-692.
28. Мурцовкин В.А. Мультирешеточная модель для расчета характеристик пористых сред. Расчет электропроводности // Коллоидный журнал. 2009. Т. 71. №5. С. 677-684.
29. Мурцовкин В.А., Зеленов А.С. Расчет электропроводности и проницаемости горных пород по данным ядерно-магнитного каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 2-4 (143-145). С. 108-120.
30. Патент №2134894 РФ. Способ определения характеристики пористой подземной формации / Ридван Аккурт, Пьер Назарет Тутуньян, Харолд Дж.

- Вайнегар; Шелл Интернэшнл Рисерч Маатсхаппий Б.В. (NL) №97107859/25. Заявл. 19.10.1995. Оpubл. 20.08.1999. Бюл. № 23.
31. Патент №2181901 РФ. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Митюшин Е. М., Барляев В. Ю., Хаматдинов Р. Т.; АОЗТ НПФ Каротаж (RU) №2001101813/28. Заявл. 19.01.2001. Оpubл. 27.04.2002. Бюл. № 13.
 32. Патент №2367982 РФ. Способ каротажа с использованием ядерно-магнитного резонанса и устройство для его осуществления / Митюшин Е.М., Сошин С.С., Хаматдинов Р.Т.; ООО Нефтегазгеофизика (RU) №2008131376/28. Заявл. 31.07.2008. Оpubл. 20.09.2009. Бюл. № 25.
 33. Померанц Л.И., Бондаренко М.Т., Гулин, Ю.А., Козяр В.Ф. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1981. 376 с.
 34. Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород. Л.: Недра, 1985. 240 с.
 35. Сапожников В.М., Манзин И.И. Стохастическая модель коллектора с круглоцилиндрическими капиллярами // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2007. Вып. 8(161). С. 127-137.
 36. Сапожников В.М., Манзин И.И. Применение стохастической модели коллекторов с круглоцилиндрическими капиллярами для исследования петрофизических коэффициентов // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2007. Вып. 10(163). С. 61-76.
 37. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2003612705. Nmr Processor / Зеленов А.С., Мурцовкин В.А., Пантюхин В.А., Лобода Д.Р., Велижанин В.А., Тарасов С.Ю., Шеин Ю.Л. Заявка № 2003612597 от 10 декабря 2003г. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 24 декабря 2003г.
 38. Сликтер Ч. Основы теории магнитного резонанса. М.: Мир, 1981. 448 с.
 39. Тихомиров В.Б. Планирование и анализ эксперимента. М.: Легкая индустрия, 1974. 262с.

40. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. М.: Наука, 1979. 288 с.
41. Тихонов А.Н., Гончарский А.В., Степанов В.В., Ягола А.Г. Численные методы решения некорректных задач. М: Наука, 1990. 232 с.
42. Тихонов А.Н., Гончарский А.В., Ягола А.Г. Регуляризующие алгоритмы и априорная информация. М: Наука, 1983. 198 с.
43. Тихонов А.Н. О некорректно поставленных задачах // Вычислительные методы и программирование. 1967. Вып. 8. С. 3-33.
44. Топорков В.Г., Мурцовкин В.А., Зеленов А.С., Тарасов С.Ю. Изучение формирования остаточной водонасыщенности в гидрофильных и гидрофобных коллекторах методом ядерно-магнитного резонанса // Каротажник. – 2003. – № 110. – С. 85–97.
45. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1979. 199 с.
46. Фаррар Т., Беккер Э. Импульсная и Фурье-спектроскопия ЯМР. М.: Мир, 1973. 162 с.
47. Хаматдинов Р.Т., Митюшин Е.М., Барляев В.Ю., Мурцовкин В.А. Ядерно-магнитный томографический каротаж // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд.АИС. 2002. Вып. 100. С. 138-171.
48. Хейфец Л.И., Неймарк А.В. Многофазные процессы в пористых средах. М.: Химия, 1982. 320 с.
49. Brownstein K.R., Tarr C.E. Importance of classical diffusion in NMR studies of water in biological cells // Phys. Rev. A. 1979. V. 19. P.2446 – 2453.
50. Chang D., Vinegar H.J., Morriss C., Straley C. Effective Porosity, Producing Fluid, and Permeability in Carbonates from NMR Logging // The Log Analyst. 1997. Vol.38, No.2, P.60-72.
51. Coats G.R., Vinegar H.J., Tutunjian P.N., Gardner J.S. Restrictive Diffusion from Uniform Gradient NMR Well Logging. SPE 26472, The 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. 1993.

52. David M. Grant, Robin K. Harris. Encyclopedia of Nuclear Magnetic Resonance. – NY.: Wiley, 2003, – 8603P.
53. Dunn K.-J., Bergman D.J., LaTorraca G.A. Nuclear Magnetic Resonance. Petrophysical and Logging Applications. NY.: Pergamon, 2002. P94
54. Flaum C., Kleinberg R.L., Bedford J. Bound Water Volume, Permeability and Residual Oil Saturation from Incomplete Magnetic Resonance Logging Data. Paper UU, SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998.
55. Flolo L.H. Getting the Hydrocarbon Volumes Right – a Quantitative Use of NMR Data in Water Saturation Modelling. Paper Y, SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998.
56. George R. Coates, Lizhi Xiao, and Manfred G. Prammer. NMR Logging Principles and Applications. – Houston: Halliburton Energy Services, 1999.
57. Godefroy S., Fleury M., Deflandre F., Korb J.-P. Temperature Effect on NMR Surface Relaxation. 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition. New Orleans, Louisiana. SPE 71700.
58. Hojgaard a Lad U., Kolnes J., Siqveland O.K., Hiorth A., Skjaeveland S.M. // Proc. Annual Int. Symp. Society of Core Analysts. 2005, paper SCA2005-48.
59. Howard J.J., Williams J.S., Thorpe D.G. Permeability from Nuclear Magnetic Resonance Logging in a Gas-Condensate Field. Paper XX, SPWLA 38th Annual Logging Symposium, 1997.
60. Kenyon W.E. Nuclear Magnetic Resonance as a Petrophysical Measurement //Nuclear Geophysics. 1992. Vol.6, No.2, P.153 – 171.
61. Kenyon W.E. Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging // The Log Analyst. 1997. Vol.38, No.2, P.21-43.
62. Kenyon W. E., Howard J. J., Sezginer A., Straley C., Matteson A., Horkowitz K., Ehrlich R. Pore-size Distribution and NMR in Microporous Cherty Sandstones. Trans. 30th Annual SPWLA Symposium, Paper LL, 1989.
63. Khamatdinov, R., Mityushin, E., Murtsovkin, V., Tiller, D., and Jonkers, J., 2003, Field test of a new nuclear magnetic resonance tool, paper AAA, in 44th annual

logging symposium transactions: Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, 12 p.

64. Kleinberg R.L., Sezginer A., Griffin D.D. and Fukuhara M. Novel NMR Apparatus for Investigation an External Sample // Journal of Magnetic Resonance. 97 P. 466 – 485.
65. Kleinberg R.L. Pore Size Distribution Pore Coupling and Traverse Relaxation Spectra of Porous Rocks //Magnetic Resonance Imaging 1994 Vol. 12 No 2 271-274.
66. Kleinberg R.L. Utility of NMR T_2 Distribution, Connection with Capillary Pressure, Clay Effect, and Determination of the Surface Relaxivity Parameter r_2 //Magnetic Resonance Imaging 1996 Vol. 14 No 7/8 761-767.
67. Kubica P. Statistical Tests of Permeability Estimates Based on NMR Measurements, paper VVV, in 36th Annual Logging Symposium Transactions, 1995: SPWLA.
68. Logan, W.D., Horkowitz J.P., Laronga R. and Cromwell D. Practical Application of NMR Logging in Carbonate Reservoirs, SPE 38740 1997. Annual Technical Conference and Exhibition.
69. Matteson A., Tomanic J.P., Hron M.M., Allen D.F., Kenyon W.E. NMR Relaxation of Clay Brine Mixtures. SPE 49008 1998. Annual Technical Conference and Exhibition. New Orlean
70. Miller M.N., Paltiel Z., Gillen M.E., Granot J. and Bouton J. Spin Echo Magnetic Resonance Logging Porosity and Free Fluid Index Determination. SPE 20561, The 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE. 1990.
71. Morriss C.E., Freedman R., Straley C., Johnston M., Vinegar H.J., Hydrocarbon Saturation and Viscosity Estimation from NMR Logging in the Belridge Diatomite // The Log Analyst. 1997. Vol 38, P.44-60.
72. Prammer M.G., Drack E.D., Bouton J.C., Gardner J.S. Measurements of Clay-Bound Mater and Total Porosity by Magnetic Resonance Logging // The Log Analyst. 1996. Vol.37, No.6. P.61-69.

73. Singer J.M., Johnston L., Kleinberg R.L., Flaum C. Fast NMR Logging for Bound Fluid and Permeability. Paper YY, SPWLA 38th Annual Logging Symposium, 1997.
74. Straley C., Rossini D., Vinegar H., Tutunjian P., Morriss C. Core Analysis By Low-Field NMR // The Log Analyst. 1997. Vol.38, No.2. P.84-94.
75. Straley C., Morriss C.E., Kenyon, W.E., Howard J.J. NMR in Partially Saturated Rocks Laboratory Insights on Free Fluid Index and Comparison with Borehole Logs. // The Log Analyst. 1995. January-February, P.40-56.
76. Slot-Petersen C., Eidesmo T., White J., Rueslatten H.G. NMR Formation Evaluation Applications in a Complex Low-Resistivity Hydrocarbon Reservoir. Paper TT, SPWLA 39th Annual Logging Symposium, 1998.
77. Toporkov V.G., Murtsovkin V.A., Rudakovskaya S.Yu. Evaluation of Filtration and Capacitive Properties of Rocks by Nuclear Magnetic Resonance in Terrigenous Non-Consolidated Section With Swelling Clay Minerals. Proceedings of SCA 2001 Symposium. Edinburgh. Paper 2001-64.
78. U.S. Patent, 5,291,137: Processing method and apparatus for processing spin echo in-phase and quadrature amplitudes from a pulsed nuclear magnetism tool and producing new output data to be recorded on an output record
79. U.S. Patent Itskovich et al. Patent Nuumber: 5764058. Date of Patent: Jun. 9, 1998. Signal processing method for determining the number of exponential decay parameters in multiexponentially decaying signals and its application to nuclear magnetic resonance well logging.
80. U.S. Patent . Patent Nuumber: 6005389. Pulse sequence and interpretation techniques for NMR measurements.