

На правах рукописи  
УДК 550.834

Журавлев Тимур Борисович

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ ЯДЕРНО-  
ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ С ЦЕЛЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ  
ХАРАКТЕРИСТИК НИЗКОПОРОВЫХ КАРБОНАТНЫХ И ТЕРРИГЕН-  
НЫХ ПОРОД

Специальность 25.00.10 – геофизика, геофизические методы  
поисков полезных ископаемых

Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва – 2009

Работа выполнена в Российском государственном геологоразведочном университете им. Серго Орджоникидзе (РГГРУ).

Научный руководитель:	доктор физико-математических наук, профессор <b>Лухминский</b> Борис Евгеньевич
Официальные оппоненты:	доктор физико-математических наук, профессор <b>Поляченко</b> Анатолий Львович. (ФГУП ГНЦ РФ «ВНИИГеосистем») кандидат технических наук <b>Сержантов</b> Роман Борисович (Федеральное агентство по недропользованию)
Ведущая организация:	<b>Башгосуниверситет (Уфа)</b>

Защита диссертации состоится 17 декабря 2009 г. в 15.00 на заседании Диссертационного совета Д.212.121.07 в Российском государственном геологоразведочном университете им. Серго Орджоникидзе по адресу: 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23, РГГРУ, ауд. 6-38.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке РГГРУ

Автореферат разослан и размещен на сайте РГГРУ [www.msgpa.edu.ru](http://www.msgpa.edu.ru)

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2009 г

Ученый секретарь диссертационного  
совета доктор физико-математических наук,  
профессор

Каринский А.Д.

## **Общая характеристика работы**

**Актуальность работы.** Контроль текущей насыщенности разрабатываемых продуктивных пластов является одной из наиболее важных и сложных задач нефтегазовой геофизики. Сложность задачи связана с необходимостью выявления и учета большого числа физических, геологических и технических факторов, влияющих на процессы изменения флюидонасыщенности коллекторов.

Для определения текущего характера насыщенности пластов в обсаженном стволе скважины традиционно применяется импульсный нейтронный каротаж в интегральном варианте (ИНК). Метод основан на облучении породы быстрыми нейтронами импульсного источника и регистрации тепловых нейтронов или индуцированного ими гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ).

Тенденции и темпы развития ИНК (впервые предложенного в 1950-х годах) существенным образом зависели от характеристик основного элемента приборов – скважинного генератора нейтронов и достигнутого уровня применяемых для реализации каротажа измерительно-информационных решений. Современная аппаратно-методическая база ИНК, применяемая для контроля текущей нефтегазонасыщенности пластов, весьма разнообразна и во многих случаях эффективна. В интегральных модификациях ИНК используется контраст нейтронно-поглощающих свойств водо- и нефтегазонасыщенного пласта. Точность интегральных методов зависит от содержания в пластовой воде ядер основного поглотителя тепловых нейтронов – хлора. Благоприятными для интегрального ИНК являются высокопористые неперфорированные пласты без проникновения в них фильтрата промывочной жидкости при минерализации пластовых вод не менее 30-50г/л NaCl (в перфорированных пластах минерализация пластовых вод должна быть больше 100г/л). Проблемы возникают в тех нередких для практики случаях, когда минерализация пластовых вод в зоне исследования ИНК ниже указанного уровня или вообще неизвестна (из-за недостаточной контролируемости процессов вытеснения углеводородов). Кроме того, традиционные (“монометодные”) способы оценки насыщенности даже при применении современных многозондовых модификаций ИНК дают приемлемые результаты для коллекторов, содержащих только один тип углеродсодержащего флюида (нефть или газ). В реальности же ситуация, как обычно, сложнее. Флюидальный состав продуктивных отложений многих месторождений характеризуется наличием нефти, нефти с высоким газовым фактором, газового конденсата, газа и воды неизвестной минерализации. Во всех этих случаях эффективными являются комплексные спектрометрические исследования, вклю-

чающие методы, ориентированные на непосредственную оценку содержания углеводов в пласте (определение углерода, кислорода и водорода).

Актуальность работы определяется все более широким применением на практике комплекса ядерно-физических методов, включающего спектрометрический гамма-каротаж и импульсные интегральные и спектрометрические модификации нейтронного каротажа (СГК, ИНК и ИНГКС), который нуждается в создании эффективного программно-интерпретационного и методического обеспечения.

Одной из наиболее востребованных задач является определение текущей нефтегазонасыщенности коллекторов через обсадную колонну на месторождениях, находящихся в разработке и эксплуатации длительное время. Постановку и выполнение работы также стимулировал недостаточно высокий и неоднородный уровень современного метрологического и методического обеспечения импульсных нейтронных методов.

**Цель работы** – создание методики интерпретации данных ядерно-физических методов (ЯФМ) в комплексе с другими видами ГИС, позволяющей оперативно и качественно определять основные геологические характеристики пород (в том числе, пористость, вещественный состав и насыщенность) в сложных геологических условиях. Это месторождения, характеризующиеся низкой пористостью коллекторов (обычно не более 15%), сложным вещественным составом, находящиеся в разработке в течение длительного времени или законсервированные и очень часто слабо документированные данными ГИС. К ним относятся многозалежные и многопластовые месторождения перми и карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и республики Коми.

#### **Основные задачи исследований:**

1. Анализ современного состояния аппаратно-методической и интерпретационной базы ИНК, ИНГКС и СГК и геолого-технических условий проведения измерений с целью определения условий информативности ЯФМ, основных проблем и путей их решения.

2. Систематизация и формализация геолого-геофизической информации об объектах исследований многозалежных отложений перми и карбона месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

3. Создание адекватной интерпретационной петрофизической модели комплекса ЯФМ и «неядерных» видов ГИС как основы определения вещественного состава, емкостных свойств и характера насыщенности пород-коллекторов сложного состава.

4. Разработка отдельных алгоритмов и методики комплексной интерпретации в целом, а также ее тестирование на фактическом материале путем решения ряда практических задач промысловой геофизики с оценкой достоверности получаемых результатов.

5. Внедрение и использование разработанной методики в производственном режиме потоковой обработки данных комплекса ЯФМ и ГИС по скважинам месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

**Методы исследований** – анализ данных экспериментальных и скважинных исследований, применение результатов математического моделирования и статистики, практическая интерпретация данных ЯФМ в эксплуатационных скважинах с целью определения геологических параметров горных пород.

Разработка программно-алгоритмической поддержки новой интерпретационной модели и методики в рамках производственного программного комплекса LogTools.

### **Научная новизна**

1. Расширена система петрофизических уравнений комплекса ЯФМ и ГИС за счет включения уравнений, связывающих относительные содержания основных породообразующих элементов по данным ЯФМ с определяемыми геологическими параметрами исследуемых залежей, что позволило обеспечить количественное определение вещественного состава, емкостных свойств и насыщенности пород на уровне, не доступном для интегральных видов ГИС.

2. В рамках программного пакета LogTools разработана интерпретационная модель, включающая объемную модель породы (7-9 компонентов матрицы и 5 компонентов порового пространства породы) и систему универсальных петрофизических уравнений, адаптированную к условиям отложений перми и карбона Оренбургской области.

3. Разработаны алгоритмы настройки параметров интерпретационной модели с применением результатов многомерной корреляции данных в рамках исследуемой залежи, которые реализованы в программном наполнении системы LogTools.

### **Защищаемые положения**

1. Разработанная методика интерпретации данных ЯФМ в комплексе с другими видами ГИС, позволяет оперативно определять основные геологические характеристики пород (в том числе пористость, вещественный состав и насыщенность) в сложных условиях низкопоровых карбонатных и терригенных отложений.

2. Методика формализована в виде системы специализированных программных модулей и интегрирована в комплекс LogTools, а ее эффективность подтверждена успешным применением для количественной интерпретации данных ЯФМ в многозалежных от-

ложениях перми и карбона нескольких десятков месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

3. Углубленная интерпретация данных ИНГКС, ИНК и СГК, регистрируемых отечественной аппаратурой ЯФМ (преимущественно разработки ВНИИА) позволяет получать характеристики вещественного состава и насыщенности пород с точностью, удовлетворяющей требованиям производства при разработке и доразведке нефтяных месторождений.

#### **Личный вклад**

Автором выполнен анализ современного мирового уровня в области спектрометрии ЯФМ, проведен анализ геолого-геофизической информации по объектам перми и карбона Оренбургской области и результатов теоретического решения прямых задач ЯФМ и обоснованы структура и параметры интерпретационной модели ЯФМ. Составлены и включены в систему LogTools специализированные модули для проведения обработки и статистического анализа первичной информации и результатов интерпретации, включающие элементы контроля качества и площадной корреляции данных. Разработана технология (рекурсивный граф обработки и интерпретации данных ЯФМ) с целью получения достоверной геологической информации.

#### **Практическая значимость**

Разработанные методики и технологии активно используются в производственном режиме оперативной интерпретации данных ЯФМ на месторождениях Оренбургской, Самарской, Саратовской областей и Удмуртии. Достоверность методик подтверждается сопоставлением с данными испытаний. Совпадение результатов испытаний наблюдается не менее чем в 75% скважин при выборке, состоящей из нескольких сотен скважин (в диссертации имеется необходимая документация о внедрении).

#### **Апробация работы**

Основные результаты работы докладывались на следующих конференциях и семинарах:

1. Конференция Ядерного Геофизического общества, г. Октябрьский, 2007г.
2. 3-я Международная конференция и выставка EAGE «Санкт-Петербург – 2008. Геонауки: От новых идей к новым открытиям», Санкт-Петербург, 2008г.
3. VIII и IX Международные конференции «Новые идеи в науках о Земле». Москва, РГГРУ, 2008г и 2009г.
4. Международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE “Тюмень - 2009. К эффективности через сотрудничество”, Тюмень, 2009г.

По теме диссертации опубликовано 9 работ.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертация состоит из введения, 4 глав, приложения и заключения и содержит 95 страниц, в том числе 27 рисунков и 14 таблиц. Список литературы включает 58 наименований.

### **Благодарности**

Автор считает должным выразить благодарность и признательность научному руководителю Борису Евгеньевичу Лухминскому за деликатные наставления в процессе постановки и выполнения научных исследований. Автор признателен коллективу кафедры ЯФМ и ГИС РГГРУ за критические замечания при выполнении и оформлении работы, сотрудникам отдела технологий комплексной интерпретации ОАО "НПЦ Тверьгеофизика" за научную и техническую поддержку и особенно Александру Николаевичу Тропину за высокий профессионализм при получении кондиционных геофизических параметров, позволивших реализовать защищаемую методику интерпретации.

### **Содержание работы**

Во **введении** обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель и определены основные задачи исследования, указаны методы решения поставленных задач, изложены научная новизна и практическая значимость работы, представлены защищаемые положения.

В **1-ой главе** перечислены задачи, решаемые с помощью ядерно-физических методов, и дана краткая характеристика зарубежного опыта применения импульсных нейтронных методов для решения различных задач промысловой геофизики. Отмечено, что приоритет зарубежных исследований в области приборостроения очевиден и бесспорен. Приборы с импульсными источниками нейтронов для исследований в обсаженной скважине ориентированы на изучение трех основных видов взаимодействия: неупругого рассеяния нейтронов, радиационного захвата нейтронов и активации. Новое поколение приборов ИНК позволяет решать широкий круг геологических и промысловых задач. Методы успешно применяются для локализации целиков нефти, образовавшихся вследствие обхода потока нагнетаемой воды, обнаружения фронтов заводнения, мониторинга профилей и контактов флюидов, определения нефтенасыщенности (независимо от минерализации пластового флюида) и т.д. Все необходимые для решения задач геофизические параметры получают при измерениях одним прибором соответствующей конструкции. Большинство новых приборов имеют малый диаметр, во всех приборах используются усовершенство-

ванные генераторы нейтронов с энергией 14 МэВ, сборки высокоэффективных детекторов и основанные на результатах экспериментальных и теоретических работ методики обработки первичной информации.

При интерпретации данных С/О-каротажа применяются различные подходы, в том числе, с использованием априорных данных, полученных экспериментально и теоретически (с помощью моделирования методом Монте-Карло). Подчеркивается важность и целесообразность теоретического моделирования, в частности, для учета влияния технических факторов (каротаж из НКТ в скважинах большого диаметра, эксцентричная обсадная колонна в горизонтальной скважине большого диаметра, скопление углеводородов в скважинном оборудовании т.п.) и некоторых геологических. Однако при достаточно развитых технологиях «однометодной» интерпретации, вопросы геологической интерпретации результатов ИНК в комплексе с другими «неядерными» видами исследований скважин в публикациях практически не рассматриваются. Предлагаемые петрофизические связи для оценки объемной нефтенасыщенности по результатам одного метода не соответствуют методологии комплексной интерпретации, основанной на использовании теоретико-экспериментальных интерпретационных зависимостей, отражающих физическую суть методов. Кроме того, низкопоровые карбонатные коллекторы с пористостью, не превышающей 10-15%, зарубежные авторы относят к объектам, насыщенность которых не поддается определению по данным С/О-каротажа.

Поэтому можно сделать вывод, что направление, выбранное в настоящей работе (вписать данные ядерной спектрометрии в общую концепцию комплексной интерпретации данных ГИС на всех этапах получения геологической информации – начиная от определения вещественного состава и пористости пород, выделения коллекторов и кончая определением их флюидального состава, причем, не в пластовом, а поточечном режиме, не пренебрегая при этом любой полезной информацией) действительно является актуальным.

Во **2-ой главе** даны характеристики импульсных ядерно-физических методов исследования скважин, применяемых в отечественной практике. Текст по каждому из методов (ИНГКС, СГК и ИНК) разделен на разделы, в которых излагаются: физические основы метода, технические характеристики аппаратуры, метрологическое обеспечение измерений, состояние интерпретационного обеспечения.

Среди приборов интегрального ИНК выделяется четырехзондовый прибор АИНК-89 (разработка ВНИИА). Прибор существенно расширяет возможности ГИС, позволяя оценивать текущую насыщенность коллекторов углеводородами (нефтью и газом) с одно-



временным определением пористости и вещественного состава пород (важно для скважин с многолетней эксплуатацией и ограниченным набором методов ГИС, проведенным при вскрытии скважины). При этом точность определения Кнг тек (по сравнению с другими модификациями ИНК) повышается как за счет оптимально проработанной схемы регистрации данных и уникальных алгоритмов обработки первичной информации, так и за счет методически обоснованного комплексирования геофизических параметров с данными стандартного комплекса ГИС. Последнее, в частности, позволяет оценить объемы реликтовой и закачанной воды, подвижной и неподвижной фаз нефти и газа.

Особое внимание уделяется отечественному прибору ИНГКС (разработка ВНИИА) как наиболее перспективному среди существующих аналогов в плане получения не только спектральных отношений, но и относительных содержаний породообразующих элементов и сечения поглощения тепловых нейтронов. Режим измерений устроен таким образом, что регистрируются спектры гамма-излучения неупругого рассеяния и (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ), одинаковые по времени накопления, но различающиеся моментом накопления. Первый спектр регистрируется в момент импульса быстрых нейтронов и является суммой «короткоживущего» (до 30 мкс) гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР), второй спектр суммой «среднеживущего» (до 3 мс) гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ). Для получения «чистого» спектра ГИНР из первого спектра вычитается второй. Первичная обработка результатов, реализованная в АИНК-89С, включает в себя:

- автоматическое определение значений энергетической шкалы спектрометра;
- автоматическое восстановление первичных спектров с учетом просчетов и наложений при высоких и переменных нагрузках спектрометрического тракта;
- автоматический учет вкладов фоновых составляющих в измеряемые спектры и получение «чистых» спектров гамма-излучения неупругого рассеяния быстрых нейтронов (ГИНР), гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ), гамма-излучения наведенной радиоактивности (ГИНА) и гамма-излучения естественной радиоактивности (ГИЕР);
- обработка «очищенных» спектров, осуществляемая путем разложения их на стандартные составляющие, что позволяет оценивать интенсивность гамма-излучения отдельных породообразующих элементов пласта и определять их весовые содержания.

Интерпретационное обеспечение ИНГКС включает ограниченный набор зависимостей и коэффициентов для учета влияния скважинных факторов (диаметр скважины, диаметр и толщина обсадной колонны, тип и свойства жидкости в скважине и др.) на основ-

ные геофизические параметры метода и программно-реализованные методики преобразования первичных каротажных данных. Цепочка преобразований охватывает редактирование и оценку качества первичных дифференциальных данных, увязку их по глубине, градуировку и получение «чистых» спектров ГИНР, ГИРЗ и гамма-излучения наведенной активности (ГИНА), расчет совокупности геофизических параметров, исправленных за влияние скважинных факторов, и нахождение и обоснование параметров петрофизических уравнений, связывающих геофизические параметры с характеристиками исследуемых объектов. Геофизическими параметрами ИНГКС, кроме основных спектральных отношений, являются «метрологически» обоснованные относительные содержания в породе элементов (углерода С, кислорода О, кальция Са, кремния Si, водорода Н, хлора Cl, серы S, магния Mg и железа Fe), сечение поглощения тепловых нейтронов, кажущиеся объемные содержания углеводородов по относительному изменению хлора и др.

Определение концентраций естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ) в разрезе скважин осуществляется спектрометрической модификацией ГК (СГК), в которой, кроме суммарной интенсивности гамма-излучения пород, измеряется энергетическое распределение регистрируемых гамма-квантов и за счет индивидуальных особенностей спектров гамма-излучения U, Th и K определяются их удельные гамма-активности и концентрации.

Поведение ЕРЭ в процессах осадконакопления, закономерности их накопления и перераспределения в осадочных горных породах достаточно хорошо изучены. Это служит научной основой геолого-геофизической интерпретации данных СГК. Вместе с тем, количественные закономерности распределений ЕРЭ в горных породах имеют региональную специфику. Поэтому использование СГК в комплексе ГИС для решения количественных задач разведочной и промысловой геофизики постоянно требует специальной петрофизической настройки на конкретный геологический объект. При вскрытии пласта перфорацией и в процессе дальнейшей его эксплуатации в ряде случаев появляются “гамма-аномалии”, связанные с выпадением солей радия на обсадной колонне и эксплуатационных трубах и др. факторами. Наличие и величина аномалии учитываются при оценке текущих характеристик пласта, характеризуя динамику его эксплуатации.

**Глава 3** посвящена разработанной методике комплексной интерпретации. Автор исходил из общих принципов проведения комплексной интерпретации данных ядерно-физических методов, к которым относятся:

1). Построение общего для всех анализируемых каротажных методов представления об объекте исследований и условиях скважинных измерений с выделением из совокупности геологических и скважинных факторов наиболее существенных.

2). Формирование (на основе этого представления) интерпретационных моделей комплексируемых методов – системы петрофизических уравнений, связывающих показания методов с определяемыми геологическими характеристиками пород.

3). Методическое обеспечение взаимосвязанной и контролируемой последовательности решения систем петрофизических уравнений (выделяются система уравнений для определения пористости и ее составляющих и система уравнений для определения флюидального состава заполнения пор).

4). Анализ результатов интерпретации, получение заключительного решения и оценка его достоверности.

Петрофизические модели методов ГИС (связи геофизических параметров с геологическими факторами, в том числе с пористостью и ее компонентами) строятся на представлении горной породы как многокомпонентной среды, состоящей из твердой части породы и порового пространства, заполненного жидкостью, газом или их смесью.

Предположим, что поровое пространство состоит из межгранулярных пор, заполненных подвижной водой и углеводородами, а также из объема породы, занятого поверхностно-связанной водой, чаще всего обусловленной наличием глин. Исходя из этого, объемную модель породы и порового пространства можно представить в виде:

$$\begin{aligned} \sum_{l=1}^L V_l + K_n^{общ} &= 1; \\ K_n^{общ} &= K_n^{откр} + K_n^{гп}; \\ K_n^{откр} &= K_n^{подв} + K_n^{неподв}; \\ K_n^{общ} &= K_{пвп} + K_{пг} + K_{пн}; \\ K_{пвп} &= K_{пвп}^{подв} + K_{пвп}^o; K_{пг} = K_{пг}^{подв} + K_{пг}^o; K_{пн} = K_{пн}^{подв} + K_{пн}^o \end{aligned} \quad (5)$$

где  $V_l$  - объемные содержания компонентов твердой фазы; L - число компонентов, входя-

щих в состав твердой части породы;  $K_n^{общ}$  - общая пористость породы,  $K_n^{гп}$  - порис-

тость глин,  $K_n^{откр}$  - открытая пористость,  $K_n^{подв}$  - объем пор, занятый подвижным

флюидом – газом ( $K_{пг}^{подв}$ ), нефтью ( $K_{пн}^{подв}$ ) и пластовой водой ( $K_{пвп}^{подв}$ ), фильтратом

промывочной жидкости в различных соотношениях,  $K_n^{неподв}$  - объем пор, занятый оста-

точными пластовой водой ( $K_{пвп}^o$ ) и углеводородами ( $K_{пг}^o$  и  $K_{пн}^o$ ).

Предлагаемый подход основан на следующих положениях. В соответствии с геолого-техническими условиями измерений для исследуемого объекта создается интерпретационная модель, обеспечивающая связь определяемых по данным ГИС геофизических параметров с параметрами выше описанной физической модели горной породы (единой для всех геофизических методов) посредством универсальных петрофизических уравнений. Физическая модель предусматривает возможный многокомпонентный состав заполнения порового пространства (газ, нефть, вода реликтовая и закачанная и т.д.). На 1-ом этапе проводится количественная оценка вещественного состава твердой составляющей породы, пористости, проницаемости, начальной насыщенности пластов и др. параметров. При определении вещественного состава и емкостных характеристик коллекторов наряду с данными, полученными в открытом стволе, активно используются те геофизические параметры ЯФМ, на которые слабо влияют состав и свойства поровых флюидов. Это различные функционалы от скоростей счета в окнах временных и энергетических спектров ИННК и ИНГКС, соответствующих определенному типу излучения от элементов, входящих в состав матрицы породы, содержания в породе радиоактивных элементов и т.д. При комплексировании данных разнофизических и разновременных измерений предусмотрена вероятность понижения достоверности результатов за счет влияния на показания зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Полученные результаты являются входными для 2-ого этапа – оценки текущей насыщенности по данным ЯФМ в обсаженной скважине. В рамках описанной выше физической модели используется другой набор геофизических параметров ЯФМ, наиболее чувствительных к изменениям флюидального состава. Это различные функционалы от скоростей счета в окнах временных и энергетических спектров ИНГКС, соответствующих определенному типу излучения от элементов, входящих в состав флюидов, заполняющих поровое пространство, функционалы интегральных счетов ИННК, сечение поглощения тепловых нейтронов, «нейтронные пористости» по разновременным измерениям импульсного и стационарного НК, количественные показатели радиогеохимических аномалий и т.д.

Интерпретационная модель – это система, объединяющая модель горной породы, модель условий измерений, петрофизические уравнения методов, участвующих в решении задачи, представления о размерности и оптимальности геофизического пространства решения задачи и точности получаемых результатов.

Интерпретационная модель обеспечивает связь геофизических параметров с параметрами физической модели горной породы. При этом LogTools оперирует не только пет-

рофизическими уравнениями, универсальными для широкого класса пород-коллекторов осадочных отложений, но также предоставляет возможность введения «частных связей» для отдельных геофизических параметров.

Сформировать интерпретационную модель – значит выполнить ряд операций, связанных с "настройкой" системы петрофизических уравнений на исследуемый объект и решаемую задачу. Для этого нужно, в соответствии с имеющейся априорной геологической информацией, создать физическую модель исследуемого объекта (LogTools предоставляет такую возможность) и определить размерность интерпретационной модели. Размерность интерпретационной модели соответствует числу геофизических параметров (методов ГИС), позволяющих с приемлемой точностью решить задачу количественной оценки компонентов породы. Выбираются методы, чувствительные к изменению вещественного состава и пористости пород (в рамках созданной физической модели) и обеспеченные необходимыми зависимостями для количественной оценки этих изменений.

Физическая модель горной породы включает формализованные описания твердой фазы, насыщающих флюидов, структуры порового пространства, структуры твердой фазы породы, характера взаимодействия между твердой и жидкой фазами.

Каждый компонент характеризуется признаком принадлежности твердой фазе породы (матрице, цементу) или поровому пространству и может содержать примеси различных элементов (бора, железа, урана и тория). Для компонентов твердой фазы пород введено различие по размеру частиц, слагающих компоненту, а именно: компонента может быть псаммитовой, алевритовой или пелитовой. Поровое пространство может быть представлено сочетанием межгранулярных пор, каверн и трещин. Под общей пористостью ( $K_p$ ) понимается общий объем, занимаемый флюидами, под коэффициентами водо- и нефтегазонасыщенности ( $K_v$  и  $K_{нг}$ ) – доля общей пористости, занимаемая соответствующими флюидами в незатронутой проникновением зоне породы, под коэффициентами остаточной водо- и нефтегазонасыщенности ( $K_{во}$  и  $K_{нго}$ ) – доля общей пористости, занимаемая этими флюидами в промытой зоне. Процедура формирования интерпретационной модели выглядит как задача переборного типа:

- 1) определение параметров физической модели;
- 2) расчет теоретических (имитация) геофизических параметров для методов, участвующих в комплексе, с помощью соответствующих петрофизических уравнений;
- 3) сопоставление теоретических параметров с фактическими (исправленными за условия измерений в скважине).

Критерии сходимости теоретических и фактических параметров и средства их анализа могут быть различными для разных методов и зависят от полноты и качества используемой априорной информации. Если расхождения превышают допустимые пределы, а достоверность фактических данных не вызывает сомнений, корректируются параметры физической модели и повторяются операции 2 и 3. Для установления соответствия физической модели данным ГИС и выявления систематической погрешности последних в LogTools дополнительно применяются элементы межскважинной корреляции геофизических параметров для одного и того же объекта исследований.

Таблица 1. Состав породы по априорным данным

Компонент	Объемное содержание компонента, %	
	Карбонатные отложения	Терригенные отложения
Кварц	0 – 10	10 – 60
Полевые шпаты	0 – 10	20 – 40
Каолинит	0 – 20	0 – 20
Гидрослюда (Fe и Mg)	0 – 10	5 – 50
Кальцит	30 – 90	0 – 10
Хлорит	0 – 10	0 – 10
Ангидрит	0 – 40	–
Доломит	5 – 80	0 – 10
Битум-органика	0 – 10	–
Пирит + сидерит	–	0 – 5
Монтмориллонит	–	0 – 15
Пористость	0 – 16	7 – 22

При внимательном изучении априорной информации в виде различного рода описаний геологических объектов и результатов керновых исследований можно обнаружить некоторую противоречивость данных, принадлежащих различным авторам, их существенную неполноту и погрешность. Поэтому при построении модели априорная информация применяется, в основном, в феноменологическом смысле, помогая выделить объект интерпретации и определить компоненты, входящие в состав породы, диапазон изменения и средние значения содержаний компонентов. Керновые данные, полученные даже для соседних площадей, благоприятствуют возникновению качественных представлений о вещественном составе и коллекторских свойствах пород.

Рассмотрим пример обоснования параметров интерпретационной модели для карбонатных и терригенных пород перми и карбона месторождений Оренбургской области. Полученная различными авторами и способами априорная информация в виде различного рода описаний геологических объектов и результатов керновых исследований может быть противоречивой, неполной и иметь большую погрешность.

Оцененный в результате петрофизических исследований вещественный состав пород для рассматриваемого примера изменяется в широких пределах (табл. 1).

Таблица 2. Параметры интерпретационной модели

	Компоненты твердой фазы							
	Песчаник	Алевролит	Аргиллит	Мергели	Извест-вест-няк	Доломит	Ангидрит	Гипс
Минерал	А. Вещественный состав компонентов твердой составляющей породы, % от объема скелета							
Кварц	70	30	10	5	-	-	-	-
Пол. шпаты	30	35	30	-	-	-	-	-
Гидрослюда	-	10	50	10	-	-	-	-
Каолинит	-	5	10	10	-	-	-	-
Кальцит	-	5	-	30	95	5	5	5
Доломит	-	-	-	30	5	95	5	5
Ангидрит	-	-	-	5	-	-	90	5
Гипс	-	-	-	-	-	-	-	85
Битум	-	15	-	15	-	-	-	-
Литотип	Б. Литологическая принадлежность компонентов твердой составляющей породы, % от объема скелета							
Силикаты	100	65	40	5	-	-	-	-
Карбонаты	-	5	-	65	100	100	100	100
Глины	-	30	60	30	-	-	-	-
Флюид	В. Насыщенность компонент, % от пор							
Фильтрат ПЖ	100	50	-	50	100	100	-	-
Вода глин	-	50	100	-	-	-	-	-
Вода пластовая	-	-	-	50	-	-	100	100
Параметр	Г. Петрофизические параметры							
Плотность, г/см <sup>3</sup>	2.54	2.67	2.76	2.79	2.71	2.86	2.95	
W-индекс	0	12	19	7	0	0	0	10
ΔTr, мкс/м	177	199	223	187	160	144	164	
Кп каж.(ГТКП), %	5	3.5	-2.5	-5.3	0	-8	-15	
Кп каж.(2НКТ), %	-2	12	27	9.7	0	1	-0.3	13
Кп каж.(НГК-60), %	1	9.7	22.1	7.7	0	-0.6	-0.7	
Кп каж.(АКр), %	6	9.5	15.6	5.8	-0.2	-5.5	1.3	
ГК, мкР/ч	1	8	15	7	1	2	0.5	0
αПС*	177	199	222	187	160	144	164	
K, %	0.5	2.2	0.6	0.8	0.1	0.7	0	0.2
Th, ppm	1.5	7	16	2	0.7	0.5	0	0.1
U, ppm	1	5	4	7	1	2	0.2	0.6
Литфактор ИНК, у.е.	18	16	11	12	19	18	19	1
Литфактор СГК, у.е.	19	6	1	16	19	19	19	20
Литфактор ИНГКС, у.е.	20	13	18	4	0	10	8	14
Ca, у.е.	0	2	0	7	20	11	17	18
Mg, у.е.	0	4	5	7	2	10	-1	1
Si, у.е.	20	12	8	5	0	0	10	-2
S, у.е.	0	0	0	3	1	2	10	3
Глинистость, %	0	30	70	15	0	0	0	10
Σ <sub>а</sub> , е.з.	8	17	22	13	6	7	12	10
Отношение C/O, у.е.	15	19	22	35	39	34	28	32

Для выделения (укрупнения) компонентов (в рамках информационных возможностей методов ГИС, включающих ЯФМ) используется принятая классификация пород по вещественному составу и данным гранулометрии. В соответствии с такой классификацией изучаемый объект разделяется на следующие типы пород: песчаники, алевролиты и аргиллиты (аргиллиты по преобладанию того или иного минерала можно разделить на не-

сколько типов), мергели (глинистые карбонаты), известняки, доломиты и ангидриты. По априорной информации (включающей, кроме керновых и геологических данных, результаты теоретического моделирования показаний методов, например, в виде теоретических геофизических разрезов) устанавливается оптимальное для объекта количество входных геофизических параметров (петрофизических уравнений). В табл. 1 приведены некоторые характеристики интерпретационной модели для комплекса ГИС, включающего ЯФМ.

При наличии математического описания интерпретационной модели задача оценки параметров модели является классической задачей нелинейного программирования. С учетом потребности пользователя в постоянном визуальном просмотре информации на всех этапах обработки в LogTools реализована графоаналитическая схема решения задачи, обеспечивающая высокую скорость и достаточную точность получения результатов.

Статистический анализ данных (в том числе с помощью кроссплотов) должен показывать на удовлетворительное соответствие каротажных КД и теоретических данных ТД в рамках созданной интерпретационной модели. Для соблюдения математической корректности (баланса между числом определяемых компонентов и количеством петрофизических уравнений) для решения задачи (кроме основных, например, для ЯФМ приведены в табл. 2) привлекаются дополнительные геофизические параметры. Петрофизические уравнения для этих параметров могут быть универсальными (с настраиваемыми на объект исследований коэффициентами) и эмпирически подбираемыми в процессе интерпретации. К таким параметрам относятся:

-  $\alpha_{ПС}^* = k_1 \sqrt{\alpha_{ПС}}$  – модификация параметра  $\alpha_{ПС}$ , практически линейно зависящая от глинистости ( $k_1$  – нормировочный коэффициент);

- ЛГК – мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения по ГК (универсальное уравнение в рамках модели (3.1) с настраиваемыми коэффициентами);

- лит. фактор РК –  $Plit(РК) = k_2 \cdot \lg(ЛГК) - k_3 \cdot \lg(ЛНГК)$ , где  $k_2$  и  $k_3$  – нормировочные коэффициенты, ЛНГК – показания НГК в у.е. Параметр дифференцирует карбонатную и терригенную части разреза, а в карбонатных породах способствует выделению доломитизации и сульфатизации и др.

Необходимым условием для оценки насыщенности коллекторов по данным ЯФМ является учет пористости и вещественного состава скелета горной породы и цементирующих компонентов. Создаваемые интерпретационные модели ЯФМ требуют постоянно совершенствующегося и дифференцированного подхода к исследуемым объектам. Определение параметров текущей насыщенности смешанных терригенно-карбонатных пород-коллекторов нефти и газа с помощью современного комплекса ЯФМ является объективно



сложной задачей. Величина объема породы, занимаемого порадами, существенно влияет на точность определяемых содержаний флюидов. Достигнутый уровень погрешности определения содержания углеводородов в коллекторе (при оптимальных для методов условий и технологий измерений) в среднем составляет  $\pm 3\%$  от объема породы. То есть, при пористости 20-25% погрешность определения коэффициента нефтенасыщенности не будет превышать  $\pm 15\%$  абсолютных, а при пористости 10% достигать (в идеале)  $\pm 30-35\%$ . Поэтому для низкопористых коллекторов неприемлема распространенная «прямая» оценка содержания углеводородов по данным одного какого-либо метода. Решение задачи может быть проведено только на основе создания многомерных интерпретационных моделей, позволяющих получить количественную основу для определения текущей насыщенности в виде детального вещественного состава твердой составляющей породы, параметров пористости, проницаемости и др. геологических характеристик коллектора. Корректность результатов достигается только в тех случаях, когда данные ЯФМ естественно и непротиворечиво вливаются в общую концепцию обработки, называемую «интерпретационной моделью».

Промышленным и наиболее востребованным вариантом применения ЯФМ являются исследования скважин эксплуатационного фонда на месторождениях, уже многие годы находящихся в разработке. Объем и качество каротажных данных, полученных в открытом стволе, обычно не удовлетворяют требованиям интерпретационной модели ЯФМ ни по достоверности получаемых важнейших геологических параметров пород (в дальнейшем используемых для определения насыщенности), ни по вертикальной разрешающей способности методов. Поэтому параметры ядерных методов активно применяются как при определении вещественного состава пород и параметров пористости, так и характера насыщенности коллекторов.

Особенность и, как показал опыт, преимущество такого подхода – в реализации итерационного процесса интерпретации с учетом погрешностей, возникающих при некорректном задании компонентов матрицы породы и заполняющих поровое пространство флюидов.

Почему так серьезно акцентируется процедура определения вещественного состава пород-коллекторов и параметров пористости? Ответ очевиден – чем точнее определяется вещественный состав и емкостные характеристики коллекторов, тем достовернее будут параметры насыщенности.

Определение насыщенности коллекторов осуществляется в рамках единой интерпретационной модели, основные элементы условно разбиваются на несколько этапов:

1) Анализ информации о конструкции скважины и геолого-технических условиях проведения каротажа, как в открытом, так и в обсаженном стволе.

2) Оценка качества результатов ГИС, предшествовавших исследованиям ЯФМ. Получение геофизических параметров (при массовой обработке – с проверкой корреляции параметров в соседних скважинах залежи).

3) Обработка спектров ЯФМ и получение геофизических параметров (см. табл.2). Оценка качества параметров, в том числе, по воспроизводимости при двух (обязательное условие для ЯФМ) и более измерениях. Например, погрешность играющих основную роль при определении минерального состава пород и флюидов условных содержаний элементов (кальция, кремния, хлора, серы, углерода, кислорода и др.) должна удовлетворять определению компонентов интерпретационной модели с допустимой погрешностью.

4) Определение вещественного состава и пористости пород по всему интервалу измерений ЯФМ, включая коллекторы и вмещающие породы. В табл. 2 приведены некоторые характеристики варианта интерпретационной модели, разработанной для отложений карбона Оренбургской области. Контроль получаемых значений геологических параметров по априорным данным (принятые средние значения при подсчете запасов, данные оперативных заключений, керн и т.д.)

5) Выделение коллекторов и определение объемных компонентов флюидальной модели коллекторов (нефти, газа, воды пластовой и воды закачанной).

6) Определение коэффициентов нефте- и газонасыщенности коллекторов.

7) Построение профилей вероятных притоков флюидов из коллектора и прогноз дебитов углеводородов и воды.

8) Выдача рекомендаций, в том числе, для проведения испытаний.

Все этапы, связанные с комплексированием геофизических параметров и построением моделей, выполняются с помощью специализированных пакетов, созданных на основе программы «LogTools». Обязательное требование к программным средствам – высокая технологичность, обеспечивающая необходимую производительность работ.

Фрагмент комплексного анализа данных ЯФМ иллюстрирует рис. 1, на котором приведен пример «реакции» на изменение вещественного состава пород некоторых основных геофизических параметров, в том числе содержаний породообразующих элементов, определяемых по данным ИНГКС.

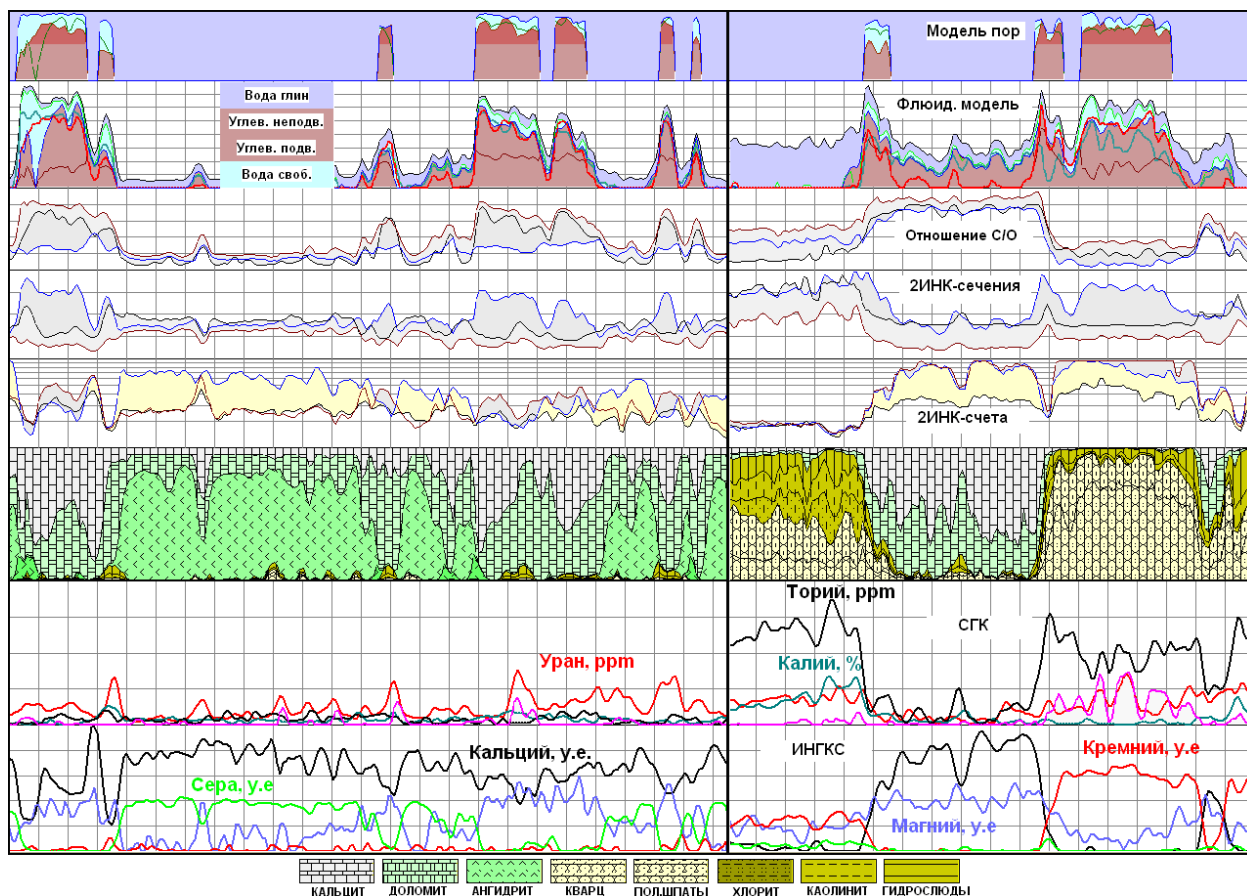


Рис. 1. Пример анализа геофизических параметров ИНГКС, СГК и ИНК при определении вещественного состава пород

В 4-ой главе рассматривается методика интерпретации ЯФМ и практические результаты, полученные на месторождениях Оренбургской области. На территории Оренбургской области разрабатывается большое число месторождений, преимущественно, палеозойского нефтегазонакопления. Основными продуктивными толщами являются карбонатно-терригенные отложения девона и карбона. По числу продуктивных горизонтов месторождения, в основном, многозалежные. Поэтому технологии, применяемые на месторождениях специфичны: требуется постоянный контроль за состоянием каждого горизонта и пласта.



ности, да еще в условиях, явно не удовлетворяющих приемам часто применяемой «одно-методной» оценки? Непосредственное сравнение результатов испытаний и Кнг-ЯФМ по очевидным причинам не отражает достоверность геофизической информации. Нельзя «в лоб» сравнивать «стационарную» оценку Кнг-ЯФМ в зоне исследования метода с результатами «динамического» процесса получения притоков. Целесообразно по результатам каротажа, ориентируясь на геологические характеристики коллектора, физико-химические свойства флюидов, параметры и результаты испытаний, смоделировать вероятные характеристики притоков. Поэтому завершающим этапом интерпретации является построение профилей притоков флюидов из коллектора и прогноз дебитов углеводородов и воды. В условиях «первой скважины» такой прогноз осуществляется по определениям совокупности геологических характеристик коллектора. При накоплении статистики испытаний, позволяющей учесть динамические характеристики притоков для конкретного объекта, коэффициенты функционалов оценки прогнозных параметров корректируются. В дальнейшем (как показал опыт) результаты прогноза достаточно объективно отражают фактическую ситуацию и могут служить дополнительным критерием при обосновании условий разработки залежи. На рис. 2 приведен пример сравнения результатов ЯФМ и испытаний в низкопоровых карбонатно-терригенных коллекторах. На рисунке красной линией изображен интервал перфорации. В крайней правой колонке приведены прогнозные характеристики притока, полученные по данным ЯФМ до перфорации. Цифры – основные параметры дебита (жидкости, нефти) и обводненность притока фактическая (по результатам испытаний) и прогнозная (по данным ЯФМ). При подведении итогов цикла исследований комплексом ЯФМ обычно условно оценивается количество положительных соответствий результатов каротажа и испытаний. В низкопоровых карбонатно-терригенных породах при выборке порядка 100 скважин количество положительных соответствий условно достигает 70%. Расхождения в 20% скважин из числа «неудовлетворительных» могут быть объяснены при привлечении дополнительных сведений, в основном, о состоянии при-скважинной зоны и наличии перетоков. Расхождения в 10% скважинах возникают по различным причинам. Это низкое качество измерений, несоответствие условий измерений требованиям ТУ на аппаратуру, влияние свойств пород и флюидов (например, агрегатное состояние флюидов, вязкость нефти, наличие в породах примесей и т.д.), оказывающих влияние на показания ЯФМ, но неучтенных на данный момент в модели.

Применение комплекса ядерно-физических методов, включающих С/О-каротаж, на месторождениях Оренбургской области из-за сложного вещественного состава исследуемых пород, низкой пористости коллекторов, многофазного флюидального состава, не-

удовлетворительного документирования разрезов скважин при их закладке имеет свои трудности и особенности. Получение практических результатов основано на активном использовании данных спектрометрических ядерно-физических методов как при определении вещественного состава и емкостных характеристик пород и выделении коллекторов, так и при определении флюидального состава коллекторов.

При исследовании обсаженных скважин альтернативы этому комплексу в настоящее время нет. Однако предпосылки и ресурсы для совершенствования аппаратуры и методик ЯФМ существуют.

### **Заключение**

В работе получены следующие основные результаты:

1. Проведенный анализ современного состояния аппаратно-методической и интерпретационной базы ИНК, ИНГКС и СГК, геолого-технических условий проведения измерений и геолого-геофизической информации по многозалежным отложениям карбона и перми месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции позволил обосновать, сформировать и формализовать в рамках комплекса LogTools универсальную интерпретационную модель ЯФМ.

2. Интерпретационная модель ЯФМ включает физическую модель исследуемых объектов и систему петрофизических уравнений, обеспечивающих связь (в рамках физической модели) геофизических параметров с определяемыми геологическими характеристиками. В модель включены данные ядерно-физической спектрометрии в виде относительных содержаний основных породообразующих элементов. Это позволило расширить объемную модель породы путем введения дополнительных и важных для исследуемых залежей компонентов матрицы и порового пространства пород и сформировать оптимальную систему петрофизических уравнений для проведения количественной интерпретации по расширенному комплексу методов ГИС.

3. В рамках модели разработана и обоснована на тестовых и фактических материалах методика совместной обработки данных ЯФМ и комплекса ГИС, обеспечивающая количественное определение вещественного состава, емкостных свойств и насыщенности пород-коллекторов нефти и газа.

4. Методика опробована в производственном режиме для решения широкого круга задач нефтегазовой промысловой геофизики при исследовании низкопоровых карбонатно-терригенных отложений перми и карбона нескольких десятков месторождений Волго-Уральской НГП и включена в программный комплекс LogTools.

5. Достоверность методики, основанной на высоком качестве средств измерений и обработки первичных данных, подтверждается количеством положительных соответствий результатов каротажа и испытаний. По данным разработки в низкопоровых карбонатно-терригенных породах при выборке, порядка 100 скважин количество положительных соответствий условно достигает 70%.

**Публикации автора по теме диссертации:**

1. Журавлев Т.Б. Анализ погрешности воспроизводимости данных СО-каротажа // Конференция Ядерного Геофизического общества, Октябрьский: 2007.

2. Журавлев Т.Б. Специализированный программный пакет «Совга» для обработки данных ядерно-физических методов // 3-я Международная конференция и выставка EAGE «Санкт-Петербург – 2008. Геонауки: От новых идей к новым открытиям», Санкт-Петербург: 2008 .

3. Журавлев Т.Б. Специализированный пакет для оперативной интерпретации данных ядерно-геофизических методов // VIII Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле». М., РГГРУ: 2008.

4. Журавлев Т.Б. Особенности обработки данных ядерно-физических методов при определении нефтенасыщенности коллекторов сложно-построенных низкопоровых отложений // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка EAGE “Тюмень - 2009. К эффективности через сотрудничество”, Тюмень: 2009.

5. Журавлев Т.Б., Чернолецкий К.В., Солохин В.Ю. К вопросу применения импульсных нейтронных методов для исследования залежей высоковязких нефтей // Научно-техническая конференция «Современные технологии для ТЭК Западной Сибири», Тюмень: 2009.

6. Журавлев Т.Б. Особенности обработки данных ядерно-физических методов при определении текущей нефтенасыщенности коллекторов сложно-построенных низкопоровых карбонатно-терригенных отложений // IX Международная конференция «Новые идеи в науках о Земле». М., РГГРУ: 2009.

7. Журавлев Т.Б., Чернолецкий К.В., Солохин В.Ю., Шаймардпнов А.Ф. К вопросу применения импульсных нейтронных методов для исследования залежей тяжелых нефтей (на примере Усинского месторождения) // ж. «Нефть. Газ. Новации», №7, стр. 25-26, Самара: 2009.

8. Журавлев Т.Б., Тропин А.Н., Чернолецкий К.В., Зыкин И.С., Солохин В.Ю. Особенности обработки данных ядерно-физических методов при определении текущей неф-

тенасыщенности коллекторов сложно-построенных низкопоровых карбонатно-терригенных отложений// Научно-технический вестник АИС «Каротажник», вып. 1 (178), Тверь: 2009.

9. Журавлев Т.Б., Чернолецкий К.В. и др К вопросу применения импульсных нейтронных методов для исследования залежей высоковязких нефтей // Научно-технический вестник АИС «Каротажник», вып.10(187) стр 60-72 , Тверь: 2009.

Подпись\_\_автора\_\_\_\_\_Журавлев Т.Б.