

Еникеев Б.Н. Идеология и некоторые вопросы реализации программного комплекса ModERn предназначенного для петрофизического обоснования методик интерпретации. //Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО т.2 (девятая научно-практическая конференция) Ханты-Мансийск 2006 стр. 187-195.
Материал взят с сайта: <http://www.petrogloss.narod.ru>

Идеология и некоторые вопросы реализации программного комплекса ModERn предназначенного для петрофизического обоснования методик интерпретации.
Еникеев Б.Н. (ЗАО ПАНГЕЯ)

Введение

Условно можно определить дату рождения петрофизики не по публикациям работ С.Слихтера (1896), К.Лихтенеккера (1907-1933), Д.А.Г.Бруггемана (1935), В.Н.Дахнова (1940), а только первой публикацией Г.А.Арчи (1942). Конечно, здесь речь идет о классическом понимании петрофизики, а не о лукаво принятом на Западе и, порой бездумно переносимом и в Россию, именовании количественной интерпретации каротажа. Но даже остановившись на 1942 годе, приходится признать, что петрофизика, как наука, достигла пенсионного возраста.

И вроде как пора начать ей подумывать о хобби или мемуарах, но уж то, что давно уже следует точнее самоопределиться в своих ориентирах и пристрастиях - несомненно. Безусловно, что современная петрофизика это уже нечто заметно большее, чем наука о парных взаимосвязях между физическими свойствами пород, определяемыми в лаборатории. Видны как минимум два аспекта.

Во-первых, даже если просто спокойно проанализировать современное состояние этой области знания, то приходится констатировать, что петрофизика фактически разделилась на экспериментальную (со своими узкими подразделениями по типам изучаемых свойств от упругих при разных термодинамических условиях до водородофизических) и теоретическую (также со своими не вполне оформившимися подразделениями).

Причин для такого подразделения можно усмотреть несколько, в частности:

1. в ограниченности человеческих возможностей;
2. в усложняющемся (по мере перехода от кварцевых коллекторов на небольших глубинах к отложениям, имеющим сложный компонентный состав и структуру порового пространства) многообразии особенностей горных пород и методов их изучения;
3. в возросших требованиях к качеству и точности получаемых от петрофизиков результатов.

Во-вторых, задачи у петрофизики явно формулируются гораздо более комплексные и более емкие, чем формальное изучение парных взаимосвязей [1-7]. По сути, к петрофизике сейчас предъявляются иные чем до 70-х годов требования [2,8-11].

Например, по вектору измерений свойств, проводимых в лабораториях с привлечением полноценных петрофизических знаний, оценивать как прошлое пород (генезис, включая и условия седиментации и все последующие изменения), так и будущее (прогноз поведения при различных видах воздействия на породу при разных методах добычи углеводородов).

Важно отметить, что будущее просматривается на фоне агрессивного проникновения в страну западного, а в перспективе и китайского программного обеспечения и оборудования с уже встроенным программным обеспечением.

Не менее существенным является серьезная роль неформализованного (а порой и личностного) в первую очередь модально-оценочного знания (чему доверять и при каких условиях это возможно), как в экспериментальной петрофизике, так и в теоретической [4,10,11].

Немалая роль в таких оценках принадлежит как осознанному, так и неосознанному семантическому рассогласованию понятий и терминов. Причиной такого рассогласования является ретушируемые (порой бессознательно) существенные зазоры, а порой и разрывы в цепочке моделирования и мышления, включающей в себя ряд этапов. В качестве таких этапов могут быть, в частности, выделены следующие:

1. сам объект изучения (сама изучаемая порода);
2. упрощенные образно-наглядные представления об этой породе;
3. способы схематизированной формализации этих визуальных представлений;
4. допущения, вводимые для получения расчетных соотношений.

На каждом из этих этапов в цепочке **1->2->3->4** и чаще обратно **4->3->2->1** зачастую возможно неединственное решение (обычно имеющее свои корни в традициях работы исследователя или школы, к которой он себя относит), причем любое из решений поневоле упрощает объект изучения и уводит модель от реальности.

Так привычна многим модель извилистого одиночного капилляра (Б.Ю.Вендельштейн как-то сказал, что эта “модель принесла больше вреда, чем пользы”), удобная для описания простых объектов. Такую модель временами еще применяют, причем к заметно более сложным, чем ранее объектам, и тогда она коренным образом противоречит моделям решетки капилляров с переменным координационным числом. В итоге интерпретация результатов измерений по цепочкам, включающим эти принципиально разные модели, может стать существенно иной.

Естественно, что каждый метод и методика работы имеют свои ограничения и, формально мы не можем говорить о свойстве, а лишь о свойстве по данному экспериментальному методу измерений и способу его интерпретации. Однако, такой подход не только усложняет восприятие мира (скажем помнить о различии пористости по воде, керосину и гелию и делать из этого некоторые выводы не всегда и всем удобно, а систематически проводить измерения всех свойств всеми методами еще и нереально). Тем не менее не учет этого обстоятельства и попытки игнорировать указания на метод доводят и до парадоксов (скажем не все и тем более не часто любят вспоминать о том, что эффективная пористость по ЯМК может быть ненулевой в кавернозной породе с нулевой проницаемостью).

Итак разрывы в цепочке моделирования, на краях которой стоят экспериментаторы и теоретики, не только объективно существуют, но и углубляются, что мешает основной задаче для петрофизиков попыткам максимально целостно и непротиворечиво решать стоящие перед ними задачи.

Конечно, формально руководители фирм могут стремиться искать специалистов универсалов во всех областях одновременно или их выращивать, но занятие это трудно назвать легко выполнимым.

В этой ситуации, альтернативой оптимальной и своевременной кооперации труда экспериментаторов и теоретиков, восполняющей указанные зазоры в деятельности, может быть только углублении проблем. В частности, намечается концептуальное, теоретическое, алгоритмическое и программное отставание от ведущих разработок не только дополняющее технологический разрыв в дорогостоящем экспериментальной и скважинной аппаратуре, но и во всем цикле работ, связанных и с петрофизикой и с интерпретацией.

Естественно, что при такой постановке задачи правомерным является в первую очередь вопрос о содержательных предложениях по уменьшению зазоров при стыковке

теоретических и экспериментальных исследований, которые могут быть предъявлены в настоящее время.

Вопрос о том, что является необходимым для программной поддержки как рутинной работы по петрофизическому обоснованию интерпретации, так и для более продвинутого исследования является не вполне определенным. По сути, речь идет о формализации теоретического и алгоритмического знания в виде программных продуктов.

Автору статьи представляется, что в частности наименее разработаны и публично доступны в виде программного продукта на сегодня:

1. чисто технологические моменты предварительной обработки данных (от пересчета гранулометрии до обработки данных капиллярометрии и решения обратных задач типа вычислительной спектроскопии для определения минерального состава);
2. комфортные средства поддержки решения задач формализации описания пород (перевод описания в количественную форму с указанием мер нечеткости);
3. задачи визуализации зависимостей, сочетающие возможности современных обзорных процедур визуализации с привычной петрофизикам техникой построения и применения полигонов);
4. типовые задачи прикладной статистики (реализованные с использованием наиболее надежных, устойчивых и принципиально значимых процедур - линейные регрессии, факторный и кластерный анализ);
5. надежные средства нелинейного оценивания для нелинейных петрофизических взаимосвязей (в этом случае важно продумывать и способы задания начальных приближений, поскольку зависимости могут иметь несколько локальных экстремумов со своими областями притяжения и критерии, а знать про это в деталях любому не теоретику отнюдь не обязательно);
6. вопросы создания аннотированных (само собой, что с указанием аргументации, но сохраняющих элемент субъективности, ибо иначе не получается) библиотек петрофизических взаимосвязей (по сути именно с этого началась работа автора статьи в этой области еще в 1971-73 годах).

Последний вопрос, нередко представляется не только наиболее трудоемким и сложным для реализации, но иногда и наиболее спорным (“ну есть какие-то 50 уравнений, появилось 51 – какая разница?”). Именно поэтому целесообразно остановиться на важности этого вопроса подробнее.

Относительная автономия теоретической петрофизики и проблематика петрофизических мифов

В пятидесятые годы В.Н.Дахнов настаивал на необходимости отдельного петрофизического обоснования всех уравнений и их коэффициентов применительно к каждому новому региону, что коренным образом противоречило идеологии и практике большинства западных фирм (которые могли и могут сейчас позволять себе писать, что за результаты своей интерпретации они не отвечают).

Тем не менее, хотя дискуссия не состоялась и формальный инструментарий для настройки коэффициентов и выбора петрофизических взаимосвязей пока все еще не включен ни в один интерпретационный западный программный продукт (за исключением крайне ограниченной в возможностях и редко применяемой программы CalPar

(Schlumberger)), сама по себе идеология В.Н.Дахнова оказалась подтвержденной повсеместной практикой.

Тем удивительнее то, как многие отечественные и западные фирмы принижают ее важность. Значимость проблематики в существенной степени связана с экспансией в России вместе с западными пакетами обработки и поддержки интерпретации каротажа и западных петрофизических уравнений и моделей, нередко недостаточно обоснованных вообще, а применительно к российским условиям и в конкретных регионах – тем более.

Чтобы не быть голословным и подчеркнуть необходимость аннотирования эмпирических и теоретических взаимосвязей приведем несколько простых примеров (про часть из них автор статьи уже упоминал и ранее, но, к сожалению, бытуемые и коммерчески поощряемые мифы нуждаются в регулярной профилактической работе по их прополке). Подобного рода деятельность полезна еще и тем, что предоставляет возможность проиллюстрировать ход анализа уравнений и их применимости на практике.

Предметом краткого обсуждения являются уравнения для сопротивления Пуппона-Лево (синонимы Индонезия или Нигерия) и “обобщение уравнения Арчи“, предложенные господином Торресом-Вердиным и господином Ельцовым [21], а также диффузионно-адсорбционной компоненты собственной поляризации и уравнения Херрон-Херрон для проницаемости.

Уравнение Индонезия (Пуппон-Лево, Нигерия).

Уместно начать наш анализ с наиболее шокирующего и интригующего своим своим экзотичным видом уравнения для сопротивления, - уравнения Пуппона-Лево (1971). Уравнение Пуппона-Лево (1971) имеет вид:

$$\frac{1}{\sqrt{\rho n}} = \left[\frac{K_n^{m/2}}{\sqrt{\rho v}} + \frac{K_{gl}^{(1-K_{gl}/2)}}{\sqrt{\rho gl}} \right] * K_v^{n/2}$$

где ρ имеет смысл удельного сопротивления, индексы ‘в’, ‘п’, ‘гл’ характеризуют содержание воды, породы и глин. В своих тезисах и последующей статье Пуппон и Лево ввели уравнение, как эмпирическое, которое позволяло “для некоторых скважин в Индонезии в пластах с глинистостью от 0.3 до 0.7 получать оценки K_v меньшие 1”. Способ выбора степени со временем изменился. В последних версиях **ELAN (Schlumberger)** это уравнение называется “Индонезия”. В публикации [3] автор данной статьи характеризовал это уравнение как “яркую иллюстрацию директивно-региональной петрофизики, характерной для тоталитарно-бюрократических структур (в них часто, когда нечто делать нельзя, но очень хочется или необходимо для поддержания престижа, принимается псевдонаучное волевое решение, а беспамятство и некомпетентность исполнителей являются нормой)”. Теперь вернемся к петрофизическому смыслу уравнения. Фактически уравнение представляет собой попытку полуэмпирически улучшить уравнение Долля для сопротивления пород, исходящее из гетерогенной модели смеси поровый раствор – глины, которое может быть косвенно обосновано через уравнение непрерывного смешения при специальном выборе его констант. Вместе с тем оно не удовлетворяет даже простейшим предельным переходам (например, при $K_n + K_{gl} = 1$ и при вырождении в слоистую схему). Еще более обескураживающей для высокого априорного рейтинга является практика оценки рейтинга этого уравнения по

сравнению с другими уравнениями для сопротивления (эта работа проводилась автором по данным представительных коллекций образцов ряда месторождений).

Публикации В.В.Кормильцева об адсорбционных потенциалах [15,16]

После ухода из жизни таких специалистов по петрофизике теории собственной поляризации как Д.А.Шапиро, Б.Ю.Вендельштейн, Л.М.Альпин появляются новые публикации в этой области [15]. Вместе с тем трудно не обратить внимание на их специфику (фактически возвращающую состояние работ в этой области примерно на 50 лет назад). Проблема в том, что система уравнений для расчета Еда должна включать в себя:

1. уравнения для потока ионов (это уравнения диффузии с конвекцией, по классике – уравнения Нернста-Планка-Колмогорова, с членом, отвечающим за перенос ионов электрическим полем);
2. уравнения ионного обмена-сорбции;
3. уравнения Максвелла (в данном случае - циркуляция токов - это обстоятельство эффективно использовали Долль и Вили, обсуждал Л.М.Альпин);
4. краевые условия.

Если ограничиться уравнения типа 1-2 (для всех типов заряженных ионов), мы приходим к классической постановке и решениям типа Планка, Гендерсона, Теорелла, Шлегля, Шапиро, описанным в литературе.

К числу их недостатков относятся необходимость задавать коэффициенты активности и их подвижности при средних и высоких концентрациях насыщающего раствора. Даже более оправданная (в случае концентрации более 0.1 нормали) теория ионных двойников не работает (и уж тем более не применимы в этом числе используемые авторами публикаций теории Дебая и Гуи-Штерна). Это прекрасно осознается уже 30-40 лет, начиная с поздних публикаций Б.Ю.Вендельштейна и Е.И.Леонтьева. Хотя, если очень хочется, иногда забывают ранее другими давно вымученное. Но, вводя таким образом не применимые для расчетов коэффициенты и получая заведомо смещенные соотношения, было бы сверхоптимистично рассчитывать на успех. Но суть проблемы не в умении вычислять свойства чистых глин или однородных песков. Важнее другое. Решения, игнорирующие уравнения циркуляции токов между глинистыми частицами и макропорами фактически исходят из гомогенной постановки (внутри породы нет омических неоднородностей) и их недостатки были давно отмечены не только геофизиками (Долль и Вилли), но и специалистами по ионитам и по биологическим мембранам.

Игнорирование циркуляции токов между порами с глиной и свободными макропорами приводит к неадекватному огрублению модели. Вводя же феноменологически градиенты потенциалов в глинах и макропорах удастся получить решение, притом решение, зависящее от геометрии соединения неоднородных пор и хорошо отражающее известные эмпирические данные (как корреляции Ада с параметром поверхностной проводимости, так и факты анизотропии Ада [17]).

Подробный анализ задачи и соответствующие уравнения приведены автором данной статьи в [3]. К сожалению, традиция игнорировать предшественников привела к сходному упрощению и в еще одной недавней публикации [16], в которой вся ее первая часть фактически дублирует материалы статьи [15].

Уравнение Херрон-Херрон для связи проницаемости и спектрального ГК[18,19]

Уравнение Херрон-Херрон весьма популярно среди многих российских специалистов по спектральному-гамма методу, поскольку дает формальный повод незатейливо привязать получаемые ими результаты к значениям проницаемости пород. Вообще говоря, заранее ясно, что все попытки выхода на расчет проницаемости по методам, не

учитывающим структуру породы, фактически неявно постулируют связь этой структуры и компонентного состава, а наличие такой связи, тем более носящей универсальный характер и не зависящей ни от условий седиментогенеза, ни от последующих постседиментационных преобразованиях, представляется нуждающимся в крайне серьезном обосновании. Тем не менее, обсудить эту тему еще раз заставляет недавняя публикация с применением подобного инструментария [19].

Авторы этой статьи, видимо, вынуждено (поскольку провести соответствующие измерения и анализ непросто) сочли, что область применимости уравнения Херрон-Херрон можно не ограничивать областью, в которой оно было формально статистически обосновано, а его можно рассматриваться как закон природы (например, подобно закону всемирного тяготения).

Сама по себе идея распространить уравнение с его формально-статистически полученными коэффициентами для нескольких скважин одного региона на другие представляется столь же априорно сомнительной и некорректной, как идея использовать уравнение Хамбла ($R_p = 0.62/K_p^{2.15}$) для всех регионов мира (впрочем, решимости многим менеджерам по продажам и наемным сотрудникам западных фирм занимать не приходится). Важно другое – понимать всем остальным, что по сути в таких случаях используется одно из столь же претенциозных сколь и необоснованных уравнений, причем используется не для интерпретации, а для обработки (поскольку необходимые при интерпретации петрофизическое обоснование и настройка констант не выполнены).

Попробуем это уточнить, обсуждая ограниченность подобного уравнения. Петрофизиками (включая и одного из авторов [3]) многократно показывалось, что проницаемость породы контролируется как медианным диаметром зерен породы, так и содержанием цемента разного типа и глубиной залегания. Известно, что для отдельных терригенно-минералогических провинций и условий седиментации медианный диаметр зерен коррелирован с соотношением породообразующих компонент (степень устойчивости и диаметры зерен кварца и полевых шпатов могут отличаться).

Однако, уравнение Херрон-Херрон столь же настойчиво, сколь и необоснованно популяризируемое компанией Schlumberger и авторами [19] заставляет прийти к ряду парадоксальных выводов. Проиллюстрируем это на простом примере.

Пусть для определенности и простоты рассуждений содержание всех видов цемента нулевое, а порода состоит из смеси зерен кварца и полевых шпатов.

Адепт применимости уравнения Херрон-Херрон утверждал бы, что в этом случае проницаемость не варьирует в зависимости от размера зерен этой породы и глубины ее залегания (в полном противоречии с теорией и практикой), но зато зависит от соотношения доли кварца и полевых шпатов. Лично нам трудно согласиться со столь категоричными выводами, заметно противоречащими нашей повседневной практике.

Завершая на этом краткий обзор наиболее драматического расхождения теории и деклараций (“открытие” в области петрофизики постулированные в [21] мы из-за недостатка места проигнорируем, тем более, что опубликовавший его первым Торрес-Вердин его упоминать перестал, возможно столь же мудро поступят и авторы [21]) перейдем к вопросу реализации одного профессионально-петрофизического аспекта работы, реализованного в ModErn.

Особенности нелинейного оценивания коэффициентов взаимосвязей в ModErn

При реализации блока оценивания коэффициентов автор статьи исходил из необходимости пополнить применяемый им для решения широкого круга задач и тща-

тельно отработанный инструментарий нелинейного оценивания для нужд пользователей-петрофизиков, не желающих обременять себя не нужным им изучением особенностей реализации алгоритма оценивания. Была поставлена задача выработки, инструментария, обладающего повышенным дружелюбием пользовательского интерфейса и помехоустойчивостью. В итоге были сформулированы основные требования, которым данный блок должен удовлетворять. К этим требованиям можно отнести нижеперечисленные:

1. полнота набора базовых взаимосвязей и простота их пополняемости;
2. высокая точность и устойчивость оценивания коэффициентов;
3. настраиваемость взаимосвязей под особенности конкретной выборки (в частности под используемые в выборке единицы измерений);
4. максимально единообразный интерфейс для разных взаимосвязей, высокая степень защиты от ошибок пользователей и качественная диагностика ошибок;
5. возможность варьирования критериями оценивания (от МНК до конфлюэнтного анализа и робастного оценивания с разными критериями);
6. возможность оценивать не только параметры регрессии, но и параметры огибающих;
7. удобство и многообразие способов селекции подвыборок для настройки взаимосвязей по ним, если это необходимо;
8. возможность присвоения разных весов разным строкам;
9. наличие основных критериев качества оценивания;
10. генерация отчетов о результатах оценивания и естественный интерфейс с блоками визуализации.

Представление о возможностях блока петрофизического оценивания можно составить из рисунков 1 и 2, иллюстрирующих подбор регрессии по данным о лабораторных определениях пористости (по воде), глинистости и карбонатности пород Агинского месторождения.

МЕСТО ДЛЯ РИСУНКА

Рис 1 Интерфейс пользователя для оценивания коэффициентов уравнения изменения пористости с глубиной как функции глинистости и карбонатности

МЕСТО ДЛЯ РИСУНКА

Рис 2 Пример вывода результатов оценивания коэффициентов уравнения изменения пористости с глубиной как функции глинистости и карбонатности (расположение по глубине и значения в аномальной точки выведены на экран)

Интерес представляет и сопоставление оценок коэффициентов подобранных методами наименьших квадратов и наименьших модулей (в случае МНК: $a_1=0.4463$ $a_2=-0.3275$ $a_3=-0.03118$ $a_4=-0.0000883$; в случае МНМ: $a_1=0.4484$ $a_2=-0.3206$ $a_3=-0.07861$ $a_4=-0.0000899$). Здесь различие, обусловленное выбросом одной из строк выборки, особенно выражено по третьему коэффициенту.

Резюмируя подчеркнем, что ModERn имеет несколько особенностей. Как уже отмечалось выше, она включает в себя средства обработки данных керна (в том числе обработку капиллярометрии с расчетом фазовых проницаемостей и гранулометрии),

средства построения и настройки нелинейных петрофизических взаимосвязей и статистического анализа данных, включая многомерные регрессии, кластерный и конфлюентный анализ и сети Кохонена.

Работа происходит с электронной таблицей, имеющей схожий с Excel интерфейс. Для интерпретации применяется алгоритм комплексного решения систем уравнений, основанный на использовании оптимизационного подхода, предложенного и развиваемый ее автором с 70-х годов [9], что позволяет работать в ситуации разреза, в котором неоднородностью компонентного состава пренебречь нельзя, и согласованно использовать расширенный комплекс методов каротажа.

Заложенные в ModERn интерактивные приемы работы с плотами гибко сочетаются с современными статистическими методами обработки, обеспечивая выделение петротипов и если необходимо - отбраковку отдельных уравнений, когда они дают показания, плохо совместимые с показаниями других методов и априорной информацией.

В составе комплекса ТРАСТ ModERn передан для обучения в ряд учебных институтов обучающихся студентов нефтегазовой отрасли.

ЛИТЕРАТУРА

1. Sierra, O., Fundamentals of Well-Log Interpretation - 2. The Interpretation of Logging Data, Elsevier, Amsterdam-Oxford-New York-Tokyo, 1986.
2. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии М.: Недра 1991
3. Еникеев Б.Н. Петрофизика и интерпретация каротажа как составная часть интегрированной интерпретации: некоторые проблемы и перспективы.// Геофизика 1998 N.1. стр.64-73.
4. Вендельштейн Б.Ю., Еникеев Б.Н. Некоторые особенности методологии построения, оформления и использования петрофизического знания и пути его совершенствования. ГЕОФИЗИКА 10 лет ПАНГЕЕ М.: ЕАГО 2004 стр. 65-73 <http://petrogloss.narod.ru/geoph10p.htm>
5. Шаравьева Г.Н., Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Федорцов И.В. Влияние литологических факторов на электрометрическую модель пласта ЮС2 Сургутского свода //Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа 8-я Научно-практическая конференция т.2 Стр.227-234.
6. Зубков М.Ю., Коваленко Р.В., Колпаков В.В., Рязанов А.П., Булынников С.П. Сопоставление экспериментальных и расчетных данных по относительным фазовым проницаемостям нефти и воды для пород-коллекторов пластов БС10 и ЮС1 Западно-Асомкинского месторождения.//Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа 8-я Научно-практическая конференция т.2 Стр.280-286.
7. Семенов В.В., Морева Е.В., Ратников И.Б. Изучение неоднородных коллекторов на керне методом микропрофилирования с целью повышения достоверности результатов интерпретации ГИС. Геофизика 2005 (в печати)
8. Poupon, A., Clavier, C., Durmanoir, J., Gaymard, R., and Misk, A., " Log Analysis of Sand-Shale Sequences - A Systematic Approach," *Journal of Petroleum Technology*, July 1970.
9. Еникеев Б.Н. Системный подход к статистической интерпретации геофизических данных в задачах с априорно известной структурой многомерных моделей Тезисы семинара: ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ЭВМ В

ГЕОЛОГИИ Мин.Геологии Казахской ССР. Алма-Ата 1974 стр.85-87.
[Http://pst.h1.ru/optimpetro1974.htm](http://pst.h1.ru/optimpetro1974.htm)

10. Еникеев Б.Н. Попытка морфологического сравнения некоторых направлений комплексной интерпретации ГИС Современные проблемы промысловой геофизики (Дахновские чтения) Тезисы докладов М.: РГУНГ 2005 стр.39-41.
[Http://www.pst.h1.ru/Enik_Sum1-5.htm](http://www.pst.h1.ru/Enik_Sum1-5.htm)
11. Еникеев Б.Н. Об истоках заблуждений в геолого-математических построениях.//Математические методы анализа цикличности в геологии М.: Московский Государственный Открытый Университет 1992 стр.76-86.
12. Simandoux, P., "Measures Dielectriques en Milieu Potreux Application a Mesure des Saturations en Eau, Etude du Comportement des Massifs Argileux, (Dielectric Measurements in Porous Media and Application to Shaly Formations)," Revue de l'institut Francais du Petrole, Supplementary Issue, 1963.
13. Clavier, C., Coates, G. R., and Dumanoir, J. L., "The Theoretical and Experimental Basis for the Dual Water Model for the Interpretation of Shaly Sands," Society of Petroleum Engineers Paper 6859, 1977.
14. Poupon A., Levoux J. Evaluation of water saturation in shaly formation. Log analyst 1971 N4 pp.3-8.
15. Гузеев С.А., Ельцов И.Н., Кормильцев В.В., Эпов М.И. Связь диффузионно-адсорбционных свойств пород с параметрами ПС «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» 2003 т.2 стр.208-216
16. Кормильцев В.В., Ратушняк А.Н., Кузьмичев О.Б. Адсорбционный потенциал и теория ПС в газовых скважинах. КАРОТАЖНИК №139-140 Тверь 2005 стр.163-171.
17. Салмин М.В., Голецкая В.И., Волкова Н.Н. Анизотропия электрических и фильтрационно-емкостных свойств полимиктовых коллекторов Западной Сибири. //Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа 8-я Научно-практическая конференция т.2 Стр.349-351.
18. Herron, M.M., 1987, Estimating the intrinsic permeability of clastic sediments from geochemical data: Society of Professional Well Log Analysts Annual Logging Symposium, 28th, London, England, 1987, Transactions, p. HH1-HH23.
19. Нуретдинов Я.К., Абдуллин Р.Н., Дудаев С.М., Дубровский В.С., Альжанов А.А. Новые результаты оценки ФЕС карбонатных и терригенных отложений Западного и Южного Казахстана. Каротажник 7 (134) 2005 Стр.34-39
20. Еникеев Б.Н. Параметрические и непараметрические методы формализации петрофизических взаимосвязей, их настройки и применения при интерпретации каротажа и керна (обзор, современное состояние, реализация в технологии modern) «Проблемы обработки и интерпретации геофизических исследований скважин». Тюмень 2005
http://www.pangea.ru/news/archive/Tyumen_2005_06/Enikeev_2005_06.pdf
21. Ельцов И.Н., Кашеваров А.А., Эпов М.И. Обобщение формулы Арчи и типы радиального распределения УЭС в прискважинной зоне // Геофизический вестник, 2004, № 7, с. 9-14.