

Проблемы интерпретации данных ГИС

Кожевников

Дмитрий Александрович

доктор физико-математических наук,

член-корреспондент РАЕН,

член-корреспондент Международной Славянской

академии наук, искусств и образования,

действительный член Нью-Йоркской академии наук,

профессор ГАНГ им. И.М. Губкина

Проведен краткий методологический анализ проблем интерпретации данных ГИС и некоторых методов их решения, опыт применения которых дает основания для оптимистического прогноза.

Введение

На рубеже XXI века перед нефтегазовой геологией России вместе с унаследованной проблемой повышения нефтеотдачи впервые остро встала проблема обеспечения текущей добычи приростом извлекаемых запасов. Суровая необходимость требует оптимизации комплекса методов ГИС, применения высокоинформативных методов и модификаций, прогрессивных технологий интерпретации. Успешное решение этих проблем опирается на новые технические возможности и повышение качества измерений, методик обработки и интерпретации данных, метрологического обеспечения и эталонной информации. Снижение финансового риска и стоимости геолого-разведочных работ при этом сопровождается неизбежным ростом стоимости геофизической информации.

Непрерывная количественная информация об изменениях по разрезам скважин состава и свойств горных пород *in situ* на глубине нескольких километров извлекается на основе телеметрического исследования физических полей естественного и искусственного происхождения. Эта информация воспринимается, передается на земную поверхность и документируется в цифровой и графической формах с помощью геофизических информационно-измерительных систем (ГИИС). Геофизические ИИС представляют собой аппаратно-методические комплексы, включающие в себя скважинные приборы с датчиками (сенсорами) физических полей, каналы связи и методики интерпретации вместе с соответствующим аппаратным, метрологическим и программно-алгоритмическим обеспечением.

Прогресс микроэлектроники, микропроцессорной и схмотехники, стремительный рост емкости магнитных и оптических носителей информации повысили надежность и функциональные ресурсы скважинной аппаратуры, сняли технические ограничения

для обработки огромных цифровых массивов в режиме реального времени. Появилась возможность визуализации результатов комплексной интерпретации при моделировании месторождений не только в пространстве, но и во времени (в шкале геологического времени).

Компьютерная обработка огромных массивов цифровых данных геофизических измерений способствовала выявлению богатства геологической, литолого-петрофизической и геохимической информации. Уникальная возможность определения минерального состава горных пород, их петрофизических характеристик, насыщения и продуктивности непосредственно в условиях естественного залегания сохраняет высокую актуальность развития ГИС, все более повышает информативность и значимость методов ГИС по мере усложнения решаемых задач.

Опыт убедительно показал, что наиболее рентабельное средство повышения нефтеотдачи – детальный учет закономерностей изменений петрофизических характеристик продуктивных коллекторов по глубине и простиранию при проектировании разработки. Динамическое моделирование коллекторов и месторождения в целом на основе синтеза данных промысловой и разведочной геофизики становится инструментом управления залежью на всех этапах ее разработки. Геофизические методы исследования геологических разрезов в скважинах стали методами изучения месторождений.

Развитие компьютерных технологий комплексной интерпретации данных ГИС дало мощный стимул к развитию теории методов ГИС, совершенствованию их интерпретационных и петрофизических моделей, метрологического обеспечения.

Однако снятие технических проблем не только не ослабило, но, наоборот, обострило научно-методические проблемы, связанные с преодолением недостат-

ков интерпретационно-метрологического обеспечения и петрофизического обоснования отдельных методов ГИС, комплексной интерпретации данных.

Обнаружился разительный контраст между стремительной динамикой технического прогресса и рутинностью, слабой обоснованностью некоторых интерпретационных методик, эмпиризмом алгоритмов интерпретации, переносящих в оперативную память мощных современных компьютеров устаревшие “палеточные” подходы иногда более чем тридцатилетней давности.

В статье предпринята попытка краткого методологического анализа проблем интерпретации данных ГИС и некоторых методов их решения, опыт применения которых дает основания для оптимистического прогноза.

1. Задачи и методы ГИС

Решаемые методами ГИС геологические задачи отличаются большим разнообразием:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза и выделение коллекторов;
- количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств и компонентного (минералогического) состава пород;
- выявление продуктивных коллекторов, оценка геологических и извлекаемых запасов (определение эффективных толщин, газожидкостных и водонефтяных контактов и прослеживание их динамики; оценка величин насыщения; выделение заводненных интервалов, в том числе со специфическими вытесняющими агентами);
- геохронная и литологическая корреляция разрезов, динамическое моделирование месторождений;
- составление проектов разработки месторождений и их мониторинг.

На завершающей стадии разработки, в которой находится большинство месторождений, определение коллекторских свойств необходимо для:

- разукрупнения объектов (разделения неоднородных пластов по разрезу);
- определения оптимального давления нагнетания;
- оптимизации расстояний между нагнетательными и добывающими скважинами.

Решаются также геоэкологические и геотехнологические задачи, к последним относятся:

- определение технического состояния разведочных, эксплуатационных и нагнетательных скважин;
- выявление путей подземной миграции грунтовых и сточных вод;
- мониторинг загрязнения подземных вод;
- выявление и прогноз мест прорыва захороненных стоков и минерализованных вод в пресные водонесные горизонты;
- поиск пластов-экранов для захоронения токсичных промышленных отходов;

– оконтуривание и ревизия блоков пород, пригодных для создания подземных резервуаров;

– контроль радиоактивного загрязнения обсадных колонн, бурового и эксплуатационного оборудования и др.

Вместе с усложнением задач, решаемых комплексом ГИС, все более возрастает актуальность проблемы сложных коллекторов. Сложными мы называем коллекторы, для которых теряют смысл понятия “граничных” (“кондиционных”) значений пористости, глинистости и других петрофизических характеристик. В этом смысле сложными являются коллекторы с полиминеральным составом матрицы, сложной структурой емкостного пространства и многокомпонентным составом флюида. К специальному типу можно отнести коллекторы с малыми эффективными толщинами, включая тонкостратифицированные, обладающие свойством анизотропии. К сложным относятся также малопроницаемые глинистые коллекторы. Они характеризуются неравномерностью распространения по площади и простиранию, линзообразным и полосообразным залеганием. Выявление таких коллекторов очень важно при разработке месторождений [27].

К объективным трудностям добавляются неоптимальности комплекса ГИС и технологий исследований, несовершенство метрологического обеспечения, методик индивидуальной и комплексной интерпретации данных ГИС.

Методы ГИС отличаются большим разнообразием и используют все виды физических полей (электрические, электромагнитные, ядерных излучений, гравитационное, механических напряжений, тепловые). Ни одна геологическая задача не может быть решена каким-то одним из методов ГИС в отдельности. Отсюда вытекают принципиальная комплексность применения методов ГИС и интерпретации получаемых результатов.

2. Геологическая информативность ГИС

Геологическая информативность комплекса ГИС определяется многими факторами:

- геолого-геохимическими условиями (литологическим составом, морфологией емкостного пространства пластов-коллекторов, пористостью и нефтенасыщенностью, минерализацией пластовой и связанной воды, свойствами двойного электрического слоя, присутствием элементов с аномальными ядерно-физическими свойствами и др.);
- термодинамическими условиями залегания пород;
- техническими условиями (открытый ствол или закрытый; перфорированный или нет; исследования ведутся в процессе бурения, после бурения или в процессе эксплуатации открытым забоем; в действующих или остановленных скважинах; в вертикальных, наклонных или горизонтальных скважинах; с металлическими или неметаллическими колоннами);

- промысловыми условиями (вытесняющим агентом, системой и режимом разработки месторождения);
- качеством вскрытия пластов (применение некачественных глинистых растворов с высокой водоотдачей, а также образование зон искусственной трещиноватости создают проблему учета изменений свойств пород в прискважинных зонах);
- комплексом ГИС (его оптимальностью);
- метрологическими характеристиками информационно-измерительных систем (чувствительности показаний к определяемым характеристикам пород, помехоустойчивость и связанная с ней достижимая точность определения интерпретационных параметров, глубинность исследования и вертикальная разрешающая способность);
- технологией измерений;
- качеством методического и интерпретационно-алгоритмического обеспечения.

Под последним понимается уровень физико-математической обоснованности алгоритмов индивидуальной (одномерной, однометодной) интерпретации и геологическая интеллектуальность системы комплексной (многомерной) интерпретации. Чем выше качество интерпретационного обеспечения, тем слабее зависит информативность ГИС от геолого-технических условий.

3. Проблемы индивидуальной интерпретации

Качество индивидуальной интерпретации определяется степенью использования физических законов, привлекаемых для теоретического построения интерпретационных моделей, алгоритмов решения прямых и обратных задач методов ГИС. Эти законы отражают физическую природу используемых методов и количественно выражаются дифференциальными и интегро-дифференциальными уравнениями математической физики (уравнения Максвелла, Лапласа, Навье-Стокса, переноса излучения Больцмана, гидродинамики, диффузии и теплопроводности и др. [2]). Эти уравнения линейны. Однако окружающий нас мир поражает своей нелинейностью. Изучение физических свойств горных пород, проявляющихся во взаимодействиях с интерферирующими полями различной физической природы (сейсмоэлектрический и сейсмоакустический эффекты в нейтронных и гамма-полях, нейтронно-акустический эффект и другие), ставит на очередь описание нелинейных эффектов.

Разработка способов количественной интерпретации данных каждого отдельно взятого метода ГИС включает решение следующих различных, но взаимосвязанных проблем: решение прямой задачи; обоснование интерпретационного (или непосредственно петрофизического) параметра; построение интерпретационной модели; выявление метрологических характеристик; обоснование петрофизической модели;

решение обратной задачи; построение алгоритма интерпретации.

3.1. Решение прямой задачи

Под прямой задачей понимается расчет показаний прибора в системе скважина-пласт при фиксированных геолого-технических условиях измерений.

Решение прямой задачи включает в себя:

- изучение закономерностей физического поля в системе скважина-пласт;
- изучение интерпретационных зависимостей;
- изучение влияния на показания скважинных приборов радиальной неоднородности системы скважина-пласт (в частности, изменений физических свойств пород в околоскважинных зонах);
- выявление таких специальных характеристик поля (и аппаратуры), как глубинности исследования – геометрическая и информационная, а также вертикальная разрешающая способность;
- выявление метрологических характеристик аппаратуры и правил (измерительных процедур и технических средств) их определения;
- нахождение критериев и технических возможностей для оптимизации аппаратуры.

Целевой функцией, реализующей критерий оптимальности информационно-измерительной системы по ее метрологическим характеристикам, является результирующая погрешность определения искомого интерпретационного (петрофизического) параметра. Величина этой погрешности зависит от чувствительностей показаний не только к определяемому параметру, но и ко всем параметрам-помехам, а также от погрешностей измерений параметров-помех. Например, двухзондовая модификация ННМ обеспечивает существенно большую точность определения водородосодержания пород, чем однозондовая, при гораздо меньшей чувствительности к определяемому параметру (при не слишком высоких водородосодержаниях).

Для решения прямых задач возможны три пути: эмпирический (аппроксимационный), феноменологический и строгий аналитический. При кажущейся предпочтительности строгого аналитического подхода он обладает принципиальными ограничениями. При очень низкой симметрии системы прибор-скважина-пласт строгое решение классическими методами математической физики невозможно получить в аналитической форме с учетом большого числа параметров, характеризующих конструктивные особенности аппаратуры и условия измерений. В принципе, возможно и целесообразно сочетание всех трех подходов.

Если решение прямой задачи удастся получить (представить) в аналитической форме, которая допускает обращение относительно искомого петрофизического (интерпретационного) параметра, то такое решение называется интерпретационной моделью.

Если решение прямой задачи удастся сформулировать в виде интерпретационной модели, то это не только радикально облегчает построение алгоритма интерпретации, но и существенно повышает точность результатов (в сравнении с эмпирическими алгоритмами). Алгоритмы, полученные обращением интерпретационной модели, реализуют прямую беспорочную, беспалеточную и бескерновую (“алгоритмическую”) интерпретацию.

3.2. Петрофизическая модель

Под петрофизической моделью метода понимается выраженная в аналитической форме связь результирующей петрофизической характеристики породы в целом с объемными содержаниями и петрофизическими характеристиками ее минеральных компонент (включая газ, газогидраты и жидкие минералы – нефть и воду). Решение проблем, связанных с обоснованием петрофизических моделей методов ГИС, составляет содержание петрофизики [6, 8, 9].

Алгоритмы беспалеточной и беспорочной индивидуальной интерпретации при наличии строго обоснованных петрофизических моделей, в принципе, не нуждаются в петрофизической настройке. Однако для некоторых методов ГИС (например, электрометрии и геоакустики) горные породы являются настолько сложным объектом, что вместо строгих петрофизических моделей приходится использовать более или менее эффективные приближенные подходы. Примерами последних могут служить уравнение Дахнова-Арчи в электрометрии и уравнение “среднего времени” в акустике. Для построения и обоснования петрофизических моделей предложены принципы “вложения” и “смещения”, а в качестве критериев отбора наиболее реалистичных моделей – специальные фильтры [31]. Еще один пример – метод потенциалов собственной поляризации (ПС), который, несмотря на целый ряд основательных теоретических исследований, на практике интерпретируется до сих пор только на эмпирическом уровне.

При изучении сложных коллекторов дефицит строго обоснованных петрофизических моделей приходится компенсировать построением многомерных эмпирических петрофизических связей по результатам измерений на образцах керна в лабораторных условиях. Повышение информативности современного комплекса ГИС требует, помимо стандартного набора петрофизических исследований, выполнять специальные дополнительные исследования:

- рентгеноструктурный анализ;
- растровую электронную микроскопию с микронзондами для определения вещественного состава матрицы, цемента и структуры емкостного пространства;
- оптическую микроскопию для качественного изучения минерального состава и степени преобразованности отдельных минералов;

– количественные анализы на содержания элементов и минералов, обладающих аномальными ядерно-физическими свойствами (естественные радионуклиды, элементы-поглотители тепловых нейтронов, минералы с аномальным водородосодержанием типа цеолитов, гидроокислов железа и алюминия и др.).

Все эти исследования необходимо выполнять на коллекциях достаточно представительного керна из базовых скважин.

3.3. Поправочные и адаптивные методики интерпретации

Для методов сложной физической природы, к которым относятся, в первую очередь, методы радиометрии скважин, процедуры и алгоритмы интерпретации определяются не только решением обратной задачи, но и выбором (обоснованием) определенной методики интерпретации.

Исторически сложилось так, что при недостаточном высоком уровне развития теории интерпретационные зависимости строились на эмпирической основе в виде “палеток” с небольшим числом учитываемых факторов (параметров). Набор этих параметров характеризовал некоторые фиксированные условия измерений, принятые за стандартные. “Палеточный” подход предопределял “поправочную” методику интерпретации. Привлекательность этой методики обусловлена тем, что она позволяла “отложить головную боль на завтра”. По интерпретационной зависимости для стандартных условий определялось “кажущееся” значение петрофизического параметра, размерность которого была интерпретатору гораздо понятнее, чем, например, число импульсов в секунду. “Головная боль” начиналась у интерпретатора тогда, когда он приступал к введению поправок на отличие текущих условий измерений от “стандартных”.

Чтобы преодолеть недостатки поправочных методик, методики интерпретации должны быть адаптивными, то есть “самонастраивающимися”, приспособляющимися к условиям измерений. На интуитивном уровне необходимость использования принципа адаптивности давно осознана. Известные методики “опорных пластов” и функциональных преобразований диаграмм [11] – примеры первых попыток реализации именно этого принципа.

В частности, для нейтронных методов методика интерпретации должна обеспечивать автоматическую (хотя бы приближенную) настройку интерпретационных зависимостей на минеральный состав твердой фазы пород, свойства промывочной жидкости, минерализацию пластового флюида, технические условия измерений и метрологические характеристики аппаратуры при термодинамических условиях залегания пород. Это возможно только в том случае, когда методика оперирует не с фиксированными палетками, а с интерпретационной моделью, позволяющей генерировать интерпретационные

зависимости и решать прямые и обратные задачи для текущих условий измерений.

3.4. Решение обратной задачи – построение алгоритма интерпретации

Под обратной задачей понимается расчет искомой петрофизической характеристики (или известным образом связанного с ней интерпретационного параметра) по показаниям скважинного прибора при более или менее известных условиях измерений. Эти условия никогда не известны точно, и задача подавления помех – это задача оптимизации конструктивных (метрологических) характеристик аппаратуры, с одной стороны, и обоснования интерпретационного параметра, методик измерений и интерпретации – с другой.

Казалось бы, наличие мощных вычислительных средств решения прямых задач методов ГИС (так называемая “вычислительная скважинная геофизика” [29] – статистические и детерминированные методы математического моделирования) гарантирует успешное решение соответствующих обратных задач. Однако это не так. Шокирующим примером служит хорошо известный метод естественной радиоактивности в интегральной модификации (гамма-метод, ГМ).

Гамма-метод – первый из методов ядерной геофизики, получивших широкое применение в нефтяной промышленности. Ему посвящено огромное число теоретических и экспериментальных работ отечественных и зарубежных исследователей. Несмотря на это ГМ до сих пор интерпретируется в качестве “метода глинистости” исключительно на эмпирическом уровне. Широко используемый интерпретационный параметр этого метода $\Delta J\gamma$ (“двойной разностный параметр”) не имеет никакого петрофизического смысла, и для него не может быть обоснована строгая петрофизическая модель. Именно поэтому для количественной интерпретации данных ГМ (определения “глинистости”) вместо петрофизической модели приходилось использовать эмпирические корреляционные зависимости (если их удавалось найти). Последние требовалось предварительно установить с помощью исследований на образцах керна, каким-то образом преодолев несопоставимость результатов измерений естественной радиоактивности в лабораторных и скважинных условиях. Да и сам термин “глинистость” может пониматься в трех совершенно различных смыслах – гранулометрическом, минералогическом и петрофизическом (во многих интерпретационных методиках различных методов ГИС это обстоятельство попросту игнорируется).

Анализ строго обоснованной петрофизической модели ГМ [8] показывает, что этот метод является “методом глинистости” в точно такой же степени, как и “методом пористости” (кстати, известны попытки использования данных ГМ для определения пористости).

Приведем еще один пример, характеризующий состояние интерпретационного обеспечения стационарных нейтронных методов (ННМ).

Интерпретация данных однозондового ННМ сводится к интерполяции между априорно заданными значениями нейтронной пористости: интерпретатор сам задает динамический диапазон изменения искомой величины. Поэтому дефекты интерпретационного обеспечения однозондовой модификации остаются как бы замаскированными и отчетливо проявляются только в случае двухзондовой, когда методика опорных пластов или ее статистические аналоги не применяются. Двухзондовые модификации ННМ (по тепловым и надтепловым нейтронам) имеют ряд существенных преимуществ перед однозондовой, но на практике эти преимущества не реализованы.

Поправочная методика интерпретации данных ННМ существенно ограничивает возможности математического моделирования. Условия моделирования не соответствуют условиям скважинных измерений по литологическому составу пород, по петрохимическому составу твердой фазы, термодинамическим условиям естественного залегания, метрологическим характеристикам аппаратуры.

Для перевода показаний в “нейтронную пористость” используются интерпретационные зависимости для фиксированных стандартных условий измерений (чистый кальцит, полностью насыщенный пресной водой, и т.д.). Каждый литотип предполагается мономинеральным: если песчаник – то кварц, если известняк – то кальцит и т.д. Дополнительно необходимо иметь многочисленные поправочные зависимости на изменение диаметра и конструкции скважины, литологического состава, присутствие цеолитов, гидроокислов железа и алюминия, водород, кристаллизационно связанный в решетке глинистых минералов, присутствие бора, лития, самария, гадолиния и других аномальных поглотителей. Однако присутствие петрохимических макро- и микропримесей невозможно учесть в принципе, поскольку не известны их содержания в каждом пласте. Применяемые интерпретационные зависимости и процедуры нередко приводят к нереальным значениям нейтронной пористости. Показания зондов, выраженные в “водяных” единицах (калибровочные замеры в емкости с пресной водой), часто оказываются меньше единицы (то есть нейтронная пористость оказывается больше 100%). Такие значения нельзя объяснить погрешностями неучета изменений литологического состава или скважинных условий. К недостаткам поправочной методики необходимо отнести некоммутативность (неперестановочность) процедур учета технических условий измерений, состава пород, свойств пластовых флюидов и промывочной жидкости.

Перечисленные методические недостатки имеют принципиальный характер. Для их исключения методика интерпретации должна быть не поправочной, а адаптивной.

Метод имитационного моделирования, примененный к алгоритму интерпретации, позволяет изучать точностные характеристики всей информационно-измерительной системы, конечным элементом которой является алгоритм интерпретации. Одновременно оцениваются погрешности определения искомых параметров, зависимости погрешностей от текущих условий измерений. Если искомыми величинами (в радиометрии скважин) являются содержания элементов – калия, урана, тория, водорода и др., то определяются минимально обнаружимые содержания (“пороги обнаружения”), с заданной достоверностью определяемые над уровнем помех, и их зависимости от текущих условий измерений.

Центральное место в разработке методик индивидуальной интерпретации занимают проблема учета разнообразия технических условий измерений в скважинах и тесно связанная с ней проблема метрологического обеспечения.

4. Проблема метрологического обеспечения

При “палеточной” интерпретации объектом метрологического обеспечения являлась аппаратура (“метрологическое обеспечение аппаратуры”). Поскольку интерпретационная зависимость – “палетка” – строилась (измерялась) для фиксированных “стандартных” технических условий и для конкретного прибора, все приборы должны были быть идентичными тому прибору, для которого была получена палетка. Поэтому основной принцип метрологического обеспечения сводился к стандартизации аппаратуры, а методика (поправочная) учета условий измерений – к приведению показаний к стандартным условиям. Отражение “палеточного” подхода проявилось в жестко фиксированной настройке первых алгоритмов (в том числе – встраиваемых вместе с математическим процессором непосредственно в скважинный прибор) на метрологические параметры стандартизированной аппаратуры.

При вскрытии пластов в процессе бурения в прискважинной зоне пластов-коллекторов могут формироваться зоны набухания, разуплотнения и уплотнения (внутренней глинизации). В плотных пластах-неколлекторах возможно образование зоны разуплотнения вследствие искусственной трещиноватости. Эта зона возникает при высоких скоростях бурения в результате создания высоких механических напряжений в прискважинной зоне пласта при его вскрытии. Следствием неучета измененных зон при интерпретации могут быть грубые ошибки при оценке ФЕС коллекторов: коллектор может быть воспринят как неколлектор и наоборот. Ошибки в определении плотности и пористости в присква-

жинной зоне коллектора, в свою очередь, приведут к грубым погрешностям оценок коэффициента остаточной нефтенасыщенности [4]. Это означает, что интерпретационные модели должны изначально учитывать радиальную неоднородность системы прибор-скважина-прискважинная зона-неизменная часть пласта.

Для гамма-методов радиометрии скважин (метод естественной радиоактивности в спектрометрической и интегральной модификациях, плотностной гамма-гамма) в последние годы разработаны интерпретационные модели и алгоритмы, использующие специальные метрологические характеристики, учитывающие чувствительность показаний к радиальной неоднородности прискважинной зоны. Важнейшей из них является радиальная чувствительность, введенная Д.А. Кожевниковым [13, 14]. Эта величина определяет чувствительность показаний к свойствам промежуточных зон (промывочная жидкость, стальная колонна, цементное кольцо, глинистая корка и т.д.). Она одновременно характеризует глубину исследования и вертикальное разрешение аппаратуры. Знание радиальной чувствительности существенно повышает точность учета конечной мощности пластов. Для интерпретации результатов измерений методами с малой глубиной исследования введение радиальной чувствительности имеет принципиальное значение.

Метрологические характеристики высокочувствительной аппаратуры методов ГИС с малой глубиной исследования, как показали специальные исследования, обладают существенным разбросом (в особенности – по радиальной чувствительности). Однако алгоритмы, настраиваемые на радиальную чувствительность, универсальны в смысле общности процедур метрологического обеспечения информационно-измерительной системы в целом. Эти алгоритмы не требуют замены при переходе с одного типа аппаратуры на другой, достаточно настроить алгоритм на новые метрологические характеристики. При адаптивном алгоритмическом подходе, в отличие от “палеточного”, нестандартная аппаратура, независимо от разброса индивидуальных метрологических характеристик, “стандартизуется” по конечному результату интерпретации.

Знание радиальной чувствительности позволяет учесть любые условия измерений [14]. В частности, поправочная методика учета технических условий измерений в гамма-спектрометрии посредством приведения к стандартным условиям обладает очень узкими границами применимости (а именно: один излучатель при отсутствии активных промежуточных зон). Адаптивный алгоритм, основанный на аналитической интерпретационной модели с настройкой на радиальную чувствительность, свободен от этого недостатка [14].

5. Проблемы комплексной интерпретации

Петрофизическая интерпретация данных комплекса ГИС относится к классу особо сложных обратных задач, решаемых в условиях неполной информации. Такие задачи возникают не только в геофизике, но и в экономике, исследованиях космоса, других областях знаний – везде, где приходится иметь дело с функционированием систем, зависящих от многих разнородных переменных. Методы решения таких задач, когда из-за сложности или недостаточности информации нельзя точно указать границы их применимости и оценить допускаемые ошибки, называются эвристическими.

Эвристические методы, в отличие от строгих, предполагают изучение принципов переработки информации, осуществляемой человеком, и построение на этой основе программ, реализуемых на ЭВМ (“эвристическое программирование”). Эвристические решения принципиально отличаются от строгих. Основной для их построения является поиск взаимосвязанных компонент решения, который начинается при отсутствии соответствующего алгоритма и строгого доказательства существования решения и его единственности [1].

Резкой границы между строгими и эвристическими методами нет. Вся история науки, по существу, повторяет схему: накопление и систематизация знаний; выработка интуиции; формализация процесса; построение алгоритма. Эвристические методы никогда не исчерпают себя, поскольку с расширением круга наших знаний неизбежно расширяется и круг вновь возникающих проблем.

Проблему решения геологических задач как проблему комплексной интерпретации можно сформулировать как проблему создания интерпретирующей системы, обладающей “геологическим интеллектом”. В такой системе характеристики пластов определяются не только совокупностью амплитуд показаний различных методов ГИС, но и участием пластов в определенных циклах осадконакопления, принадлежностью их состава к определенным стехиометрическим классам, термодинамическими и геохимическими условиями залегания и т.д. Существующие системы (как отечественные, так и зарубежные) “геологическим интеллектом” не обладают.

Очевидно, что проблема разрешима только алгоритмическими средствами. В свою очередь, это приводит к проблеме алгоритмизации интерпретационных процедур ГИС на уровне комплексной интерпретации. Решение этой проблемы состоит в переводе геологических задач из класса творческих в класс алгоритмически разрешимых.

Инструментом перевода творческих, то есть неформализованных, задач в алгоритмически разрешимые является математика. Еще Галилей сказал, что природа разговаривает с нами на языке математики.

Каждая формальная (математическая) теория имеет свой язык, аксиомы (постулаты), правила вывода. Однако ввод аксиом является актом творческим и неформальным. Теории, аксиомы которых основаны на обобщении экспериментальных данных, называются феноменологическими.

Формальные теории не позволяют делать таких выводов, которые требуют умения мыслить диалектически. Каждая формальная теория является внутренне непротиворечивой, тогда как диалектическая логика указывает на наличие противоречий во всех явлениях окружающего нас мира (категориальный принцип И. Канта). Диалектическая логика освобождает нас из плена ограничений введенных аксиом, содержательно утверждая, что в исследуемой проблеме всегда можно найти область, где истинное в одной формальной теории становится ложным в рамках другой.

Проблемы интерпретации обусловлены принципиальной неоднозначностью перехода от измерений физических полей к искомым петрофизическим характеристикам. Измерения физических полей различной природы в системе скважина-пласт не создают новых физических сущностей, но вводят дополнительные взаимодействия. Сложность графа интерпретации, подобно сложности инженерной конструкции, резко возрастает с увеличением числа элементов и связей между ними. Для каждой составной части системы (конструкции), рассматриваемой отдельно, законы (физические) уже известны. Например, закон движения проводника в магнитном поле известен; задача расчета вращающейся электрической машины (получаемой объединением множества проводников) требует не открытия или использования новых законов, а только специально организованного метода анализа. Проблемы неоднозначности решения здесь не возникает.

В отличие от задачи расчета инженерной конструкции при комплексной интерпретации данных ГИС преодоление неоднозначности решения системы петрофизических уравнений требует привлечения и использования новых законов – законов надпородного уровня. Как уже отмечалось выше, на этапе комплексной интерпретации необходимо учитывать и использовать подходы и методы нелинейной геологии [4, 12], законы седиментологии, стехиометрии [3] и циклостратиграфии [16, 24, 25] закономерности изменений петрофизических характеристик с изменениями геохимических и термодинамических условий залегания пород [7-10], закономерности изменений свойств при-скважинных зон [5, 26].

Овладение критериями распознавания конкретных геолого-геохимических условий и способами учета взаимосвязанных природных закономерностей служит основой для реализации принципа адаптивности при решении обратных задач геофизики (к ним

относится и задача комплексной интерпретации данных ГИС). Его последовательное применение позволяет сказать, перефразируя летчика П.Н. Нестерова, впервые в 1913 году совершившего “мертвую петлю”, – “в геологическом разрезе – везде опора”.

Новый подход к интерпретации данных комплекса ГИС основан на использовании адаптивной технологии петрофизической настройки с привлечением качественной седиментологической и петрофизической информации. Он включает:

- интерпретацию данных отдельных методов (индивидуальную интерпретацию);
- классификацию пластов в пространстве интерпретационных параметров;
- исследование и учет ритмической (циклической) структуры отложений;
- определение компонентного состава отложений;
- “петрофизическую фильтрацию” геологического разреза.

Индивидуальная интерпретация в комплексе ГИС выполняется с более высокой точностью (в сравнении с автономной алгоритмической) благодаря организации обмена информацией между отдельными алгоритмическими модулями индивидуальной (однометодной) интерпретации. Так информация о свойствах промежуточных зон (ГГМ) используется при обработке данных ННМ и ГМ-С; данные об объемной плотности пород – при исправлении статических амплитуд ГМ-С за недонасыщение пластов по мощности и т.д.

Диаграммы ГИС обрабатываются на двух информационных уровнях: микроуровне и макроуровне. Микроуровень – это уровень поточечной или попластовой интерпретации с определением петрофизических характеристик: общей и динамической пористости, минерального состава, флюидонасыщения и т.д. На макроуровне применение георитмологического анализа и классификации пластов дает информацию о геологических циклическостях разреза и перерывах осадконакопления, позволяет выявить закономерности распределения продуктивных коллекторов по глубине и определить абсолютный возраст отложений (см. ниже).

5.1. Адаптивный компонентный анализ

Идея компонентного анализа математически сводится к решению системы петрофизических уравнений (петрофизических моделей), которые здесь предполагаются линейными:

$$Y = AX + \varepsilon (*),$$

где входной вектор Y (с погрешностью ε) образован интерпретационными (петрофизическими) параметрами отдельных методов ГИС, вектор решений X определяет объемные содержания минеральных компонент породы (пласта). Система (*) определена после того, как качественно задана компонентная модель породы и количественно – петрофизические характеристики компонент (матрица A). В качестве компо-

нент могут рассматриваться скелет и глинистое вещество в целом, флюид, отдельные минералы, твердое органическое вещество и т.д.

Из-за изменений условий осадконакопления с глубиной (возрастом отложений), в принципе, не существует фиксированной петрофизической настройки A , общей для всего разреза. Задача состоит в том, чтобы найти не только решение X с учетом погрешностей измерений ε , но и элементы матрицы A петрофизических характеристик. Адаптивная настройка учитывает изменение геохимической обстановки и условий осадконакопления по разрезу посредством смены компонентной модели. При этом могут изменяться как компонентная модель в целом, так и петрофизические характеристики одной и той же компоненты. Для решения этой задачи разработан специальный итерационный алгоритм [15].

Математической проблемой, не менее важной (но более сложной), чем решение системы уравнений (*), является проблема оценки погрешностей ее решения. Оценка погрешностей проводится методом имитационного математического моделирования решений прямых задач, соединенного с петрофизическим моделированием пород и наложением соответствующих помех.

Введение в систему (*) гипотетических эмпирических связей вместо обоснованных петрофизических моделей эквивалентно введению дезинформации. Синергизм геологически интеллектуальной интерпретирующей системы проявляется в том, что действие закона накопления ошибок, вносимых модулями однометодной интерпретации, гасится антиэнтропийным накоплением информации, вносимой законами надпородного уровня.

Адаптивная интерпретация отличается от поправочных методик тремя принципиальными особенностями. Во-первых, не требуется введения гипотетических петрофизических связей. Во-вторых, содержания всех минеральных компонент определяются одновременно, без последовательного введения многочисленных поправок. В-третьих, петрофизические связи, например между динамической пористостью и содержаниями отдельных минералов, минералогической глинистостью или содержанием пелитовой фракции, парциальными вкладами различных глинистых минералов и т.д., выявляются (если они существуют) как результат петрофизической интерпретации.

5.2. Петрофизическая фильтрация геологического разреза

Задача выделения сложных коллекторов оказывается очень непростой в силу неприменимости традиционных критериев типа граничных (“кондиционных”) значений петрофизических характеристик, которые в этом случае теряют смысл.

Однозначным и универсальным критерием коллектора является наличие динамической пористости [2]:

$$K_{\text{пд}} = K_{\text{п}} (1 - K_{\text{оф}}); K_{\text{оф}} = K_{\text{ов}} + K_{\text{он}},$$

где $K_{\text{пд}}$ – динамическая пористость; $K_{\text{п}}$ – общая пористость; $K_{\text{оф}}$ – остаточная флюидонасыщенность; $K_{\text{ов}}$ – содержание остаточной, не участвующей в фильтрации воды; $K_{\text{он}}$ – содержание остаточной нефти.

Обе характеристики коллектора ($K_{\text{ов}}$ и $K_{\text{он}}$) зависят не только от общей пористости, но также от содержаний и состава глинистых минералов (емкости катионного обмена), минерализации пластовой воды, гидрофобизации поверхности, структуры емкостного пространства, состава флюида и его свойств и т.д. Поскольку многие факторы не являются независимыми, их совокупное действие можно синтезировать в виде петрофизической модели коэффициента остаточного флюидонасыщения [9, 10].

Условие $K_{\text{п, дин}} > 0$ является петрофизическим фильтром (на практике $K_{\text{п, дин}} > \delta$, где порог δ – погрешность оценки $K_{\text{п, дин}}$). Для терригенных отложений он позволяет надежно дискриминировать пласты с высокой, но неэффективной пористостью.

Непосредственно определить величину $K_{\text{п, дин}}$ возможно только с помощью специальной технологии динамического воздействия на пласт, например радиоиндикаторными методами (включая импульсный нейтрон-нейтронный метод меченого вещества). При этом решается задача прямой количественной оценки важнейших фильтрационных характеристик коллекторов – проницаемости и динамической пористости с классификацией коллекторов по структуре емкостного пространства (межзерновые, трещинные, кавернозные, смешанные) [14, 20].

Для комплекса ГИС, включающего гамма-спектрометрию, пористость и минералогическая глинистость определяются одновременно с другими компонентами в результате компонентного анализа [9, 10]. Поэтому величина динамической пористости может быть рассчитана по соответствующей петрофизической модели для каждого пласта в изучаемом разрезе. Как показал опыт выделения коллекторов в Тюменской и Абалакской свитах (Западная Сибирь), при соответствующей настройке такой петрофизической фильтр действует безошибочно.

6. Информативность гамма-спектрометрии в комплексе ГИС

Включение в комплекс ГИС гамма-спектрометрии позволяет распутывать самые сложные узлы петрофизической интерпретации по принципу “чем хуже для стандартного комплекса – тем лучше для гамма-спектрометрии”.

6.1. Терригенные полиминеральные отложения

Выделение и оценка коллекторов. В отложениях Тюменской свиты Западной Сибири решение задачи выделения коллекторов и оценки их коллекторских свойств осложнено, в первую очередь, полиминераль-

ным составом цемента и матрицы пород. Результаты компонентного анализа и последующей петрофизической фильтрации разреза выявили связь вклада каолинита в величину общей (минералогической) глинистости с коллекторскими свойствами отложений. По данным ГИС определено содержание аутигенного каолинита, приуроченного к матрице породы (структурная глинистость), и мелкодисперсного, входящего в цемент и заполняющего емкостное пространство коллекторов. Определено содержание отдельных глинистых минералов и показано, что фильтрационно-емкостные свойства коллекторов контролируются их соотношением, как это видно на петрофизических картах коллекторов [9].

В девонских отложениях Татарстана с полиминеральным составом глинистого цемента определены содержания разбухающей (гидрослюдистой и гидрослюдисто-монтмориллонитовой) и неразбухающей (каолинит-гидрослюдистой) компонент и их вклады в величину общей (минералогической) глинистости. Присутствие смешанослойных структур типа гидрослюда-монтмориллонит, способных к разбуханию, контролирует фильтрационные свойства отложений, резко ухудшающиеся при закачке в пласты пресной воды [20, 26]. Количественная оценка динамической пористости и вклада разбухающей компоненты позволяет прогнозировать изменение фильтрационных свойств коллекторов в процессе их эксплуатации, дает ценную информацию для проектирования разработки месторождений (в особенности – на завершающей стадии).

Оценка битумонасыщения. Трудности решения этой задачи в терригенных отложениях обусловлены сложным полимиктовым составом скелета пород, наличием в цементе полиминерального глинистого и карбонатного материалов, изменяющейся по разрезу минерализацией пластовых вод. Выделение битумонасыщенных, водонасыщенных и глинистых пластов возможно посредством классификации в пространстве объемных содержаний компонент и УЭС. Пористость, глинистость и битумонасыщенность определяются по данным радио- и электрометрии [19].

6.2. Вулканогенно-осадочные отложения

Процессы глинизации и цеолитизации эффузивных и вулканокластических пород при формировании коллекторов приводят к увеличению содержания связанной воды при уменьшении содержания калия. Поэтому комплекс ГИС обязательно должен включать нейтронный метод, гамма-спектрометрию естественной радиоактивности и (желательно, как всегда) гамма-гамма плотностной. Вулканогенно-осадочные породы, в которых преобладают свойства осадочных пород, характеризуются увеличением содержания связанной воды с ростом содержания калия. В эффузивных и вулканокластических породах кислого и

среднего состава образование емкостного пространства сопровождается выносом калия, что приводит к уменьшению его содержания с ростом нейтронной пористости (суммарного водородосодержания). В породах основного состава отмечается увеличение содержания калия с ростом водородосодержания. Эти закономерности позволяют определять состав и генотип вулканических образований. В свою очередь, генетический тип вулканических пород определяет морфологический тип формирующегося емкостного пространства. В эффузивных и вулканокластических породах преобладают коллекторы трещинного и кавернозно-трещинного типов, в вулканосадочных породах преобладают коллекторы межзернового типа [18].

Разделение толщ вулканических пород на литотипы позволяет проводить детальное построение геологических моделей залежей. Полученная таким образом пространственная модель коллектора в вулканических образованиях нижнетриасового возраста на одном из газовых месторождений Восточной Сибири приведена в [18]. Модель учитывает литологический состав пород, их генотип и преобладающий тип коллектора.

Опыт применения ГМ-С в вулканогенно-осадочном разрезе восточной Грузии показал широкие возможности этого метода при изучении и прогнозировании минерального состава туфов. Комплексование ГМ-С с данными плотностного и акустического методов позволяет выявлять морфологические (структурные) особенности туфов, играющие основную роль в формировании коллекторских свойств вулканокластических и вулканогенно-обломочных пород [14].

6.3. Карбонатные отложения

Наиболее актуальны следующие задачи, решаемые на основе использования данных гамма-спектрометрии:

- разделение зон повышенной гамма-активности, обусловленной глинистостью или повышенным содержанием урана;
- выяснение природы повышенной радиоактивности доломитов; выделение проницаемых зон (зон трещиноватости) по повышенным содержаниям урана; оценка глинистости карбонатных отложений на основе изучения связей содержания урана, калия и тория с нерастворимым остатком (при этом исключается влияние изменений вклада урана в суммарную гамма-активность);
- выделение доломитизированных разностей среди известняков по отношениям U/K и U/Th ;
- стратиграфическая корреляция разрезов по геохимическим показателям (Th/K , U/K , Th/K);
- уточнение привязки керн по глубине за счет увязки данных скважинной и лабораторной гамма-спектрометрии;

– оптимизация процесса бурения на основе оценки способности глин к разбуханию, которая определяется через связь содержания калия с присутствием и содержанием разбухающих глинистых минералов.

Карбонатные породы характеризуются, как правило, низкой радиоактивностью. Однако в продуктивных интервалах геологических разрезов целого ряда нефтегазовых месторождений широко распространены известняки и доломиты с аномально высокой радиоактивностью. В частности, они характерны для кембрия Сибирской платформы, девона Припятской впадины, карбона Прикаспийской впадины, нижнего девона Тимано-Печорья, других нефтегазоносных регионов.

Известняки и доломиты с высокой гамма-активностью одновременно отличаются повышенной трещиноватостью и кавернозностью, из-за чего количественная оценка их петрофизических характеристик по данным стандартного комплекса ГИС затруднена (на диаграммах интегрального ГМ глины и высокоактивные карбонаты неразличимы).

Добавление в комплекс ГИС гамма-спектрометрии позволяет выявлять различные по составу карбонатные коллекторы, в том числе промышленные коллекторы, приуроченные к зонам вторичной доломитизации (зонам унаследованной трещиноватости) со значительным вкладом урана (Ra) в величину общей радиоактивности. Достоинством алгоритма компонентного анализа является учет присутствия бора (через корреляцию с калием) в цементе при оценке пористости (правильность алгоритмического определения пористости подтверждена данными ЯМР). Задача определения емкостных свойств коллекторов эффективно решается компонентным анализом.

7. Циклометрическая интерпретация данных ГИС

В последние годы разработан новый метод циклостратиграфического изучения осадочных отложений – геотаймерный анализ или абсолютная циклометрия данных ГИС [16, 25]. Это новый метод интерпретации данных ГИС (включая наклонometriю). Он основан на специальной обработке геофизических диаграмм и выявлении хронометрических маркеров (геотаймеров) – геологических цикличностей, периоды и фазы которых можно определить по частотным спектрам диаграмм.

Методика обработки диаграмм ГИС (или результатов комплексной интерпретации, данных лабораторных исследований керн об изменениях с глубиной элементного, минералогического, гранулометрического состава, петрофизических свойств) включает следующие процедуры: анализ частотных спектров цикличностей; выявление в спектрах системы цикличностей, характеризующих геодинамические условия образования коллекторов данного месторождения; построение георитмограмм и выявление на них

геотаймеров; выявление ритмических несоответствий, обусловленных перерывами осадконакопления, и оценка длительности перерывов, перевод периодов геотаймеров из масштаба глубин в масштаб геологического времени.

Геотаймерный анализ позволяет без дополнительных измерений и затрат получить из уже имеющихся материалов геофизических исследований скважин для большинства осадочных бассейнов информацию об абсолютном возрасте осадков, закономерностях распределения коллекторов по глубине, скоростях накопления мощностей и продолжительностях перерывов осадконакопления. Одновременно геотаймерный анализ открывает возможности изохронной корреляции отложений, более детального анализа палеогеографических обстановок, прогноза и открытия неструктурных и комбинированных ловушек нефти и газа при пространственном моделировании месторождений, детальной межрегиональной и межконтинентальной корреляции нефтегазоносных бассейнов.

Ограничением геотаймерного анализа является необходимость использования данных традиционной биостратиграфии (для биостратиграфической привязки хронометрических маркеров).

Заключение

Развитие компьютерных технологий комплексной интерпретации данных ГИС дало мощный стимул к развитию теории методов ГИС, усовершенствованию их интерпретационных и петрофизических моделей, метрологического обеспечения. Интерпретационно-алгоритмическое обеспечение методов ГИС развивается по двум основным направлениям – развитию методов индивидуальной и комплексной интерпретации, реализуемых в виде программно-методических комплексов. Одновременно произошла переоценка роли отдельных методов в комплексе ГИС и их геологической информативности. Все более и более проявляется стремление к реализации таких интерпретационных процедур, которые в максимальной степени используют возможности вычислительной техники и в принципе нереализуемы в режиме “палеточной” интерпретации.

К своему столетию методы ядерной геофизики сформировались как информационное ядро современного комплекса ГИС. Интерпретационно-алгоритмическое и метрологическое обеспечение ядерных методов обуславливает их высокую информативность в комплексе ГИС при литологическом расчленении, корреляции отложений, литолого-генетическом и георитмологическом анализе, оценке коллекторов и прогнозе их промышленной продуктивности.

Развитие микроэлектроники и микропроцессоров, большая емкость магнитных и оптических носителей информации исключили технические ограничения для обработки огромных цифровых массивов

геолого-геофизической информации в режиме реального времени. Однако снятие технических проблем в геофизическом приборостроении и переработке информации не только не сняло, но, наоборот, обострило научно-методические проблемы, связанные с преодолением недостатков интерпретационно-метрологического и петрофизического обеспечения отдельных методов.

Точность количественных результатов системы комплексной интерпретации данных ГИС обеспечивается:

- настройкой алгоритмов на индивидуальные метрологические характеристики аппаратуры;
- обменом информацией между модулями индивидуальной интерпретации;
- алгоритмическим учетом свойств промежуточных зон;
- технологической настройкой алгоритмов для методов с динамическим воздействием на пласт (“замер-воздействие-замер”);
- использованием точных петрофизических моделей вместо эмпирических петрофизических связей;
- адаптивной технологией комплексной интерпретации и “петрофизической фильтрацией” геологического разреза;
- применением циклометрического анализа данных ГИС.

Технология интерпретации данных комплекса ГИС в варианте адаптивного компонентного анализа не имеет аналогов и отличается от известных методик тремя принципиальными особенностями. Во-первых, процедуры интерпретации не требуют введения гипотетических зависимостей (например, между радиоактивностью и глинистостью, пористостью и водородосодержанием и др.). Во-вторых, содержания всех компонент определяются одновременно, без последовательного введения многочисленных поправок. В-третьих, петрофизические и геохимические связи и закономерности выявляются в результате петрофизической интерпретации.

При наличии ГМ-С в комплексе ГИС эта технология позволяет:

- выявлять нетрадиционные коллекторы и определять их емкостные свойства;
- классифицировать коллекторы по структуре емкостного пространства, оценивать проницаемость и динамическую пористость (при использовании динамического воздействия на пласт);
- выявлять зоны искусственной трещиноватости и внутренней глинизации;
- оценивать минералогическую и гранулометрическую глинистости, содержания отдельных минералов, влияющих на коллекторские свойства отложений в процессе формирования залежей и при их разработке;

– определять абсолютный геологический возраст отложений по геофизическим данным и результатам их петрофизической интерпретации;

– выявлять перерывы осадконакопления в разрезе одной скважины.

Система интерпретации данных комплекса ГИС, обладающая “геологическим интеллектом”, подобна джаз-оркестру. Ведущие партии в этом оркестре исполняют методы ядерной геофизики, как наиболее информативные относительно литологического состава, петрофизических и геохимических свойств отложений. В системе комплексной интерпретации партии отдельных инструментов (данные отдельных методов ГИС) сливаются в единое полифоническое звучание, подчиненное общему ритмическому рисунку (спектру геологических цикличностей – частотному спектру геофизических диаграмм). Участие каждого отдельно взятого пласта в ритмической структуре геологического разреза должно учитываться при определении его петрофизических характеристик. Это означает, что одним из элементов технологии комплексной интерпретации данных ГИС должен быть анализ и учет циклостратиграфических закономерностей образования геологического разреза в целом. Синкопы общего ритма соответствуют перерывам осадконакопления и тектоническим нарушениям.

Нефтегазовая геофизика – наукоемкая, быстро развивающаяся прикладная дисциплина, где хорошо организованный синтез разноуровневой информации, оригинальная теоретическая идея, глубокая интерпретационная или петрофизическая модель, удачный алгоритм, выявление и использование литолого-морфологических, геоциклометрических, геохимических, седиментологических и петрофизических закономерностей, умелое сочетание различных видов анализов ядра, шлама и данных ГИС, новая метрологическая установка или приспособление, остроумное техническое решение позволяют получить немедленный и весьма значительный экономический эффект. Для достижения этого эффекта требуются небольшие материальные затраты (в сравнении с затратами на вскрытие непродуктивных или малопродуктивных коллекторов), но большие интеллектуальные усилия.

Решение геологических задач на основе количественной интерпретации данных ГИС на уровне современных технических возможностей требует совместных усилий геофизиков, геологов, геохимиков, литологов, петрофизиков, метрологов, физиков, разработчиков аппаратуры, математиков, программистов.

Известно, что чем технологичнее продукт, чем выше его потенциальный экономический эффект, тем больших затрат средств и времени требуется для его создания и внедрения. Последовательный геноцид

российской науки в условиях “грабительского капитализма” проявляется, в частности, в том, что российские предприниматели предпочитают покупать дорогие, но уже готовые наукоемкие зарубежные продукты, чем финансировать разработки отечественных. Но отсутствие денег рождает их отсутствие: нищая наука оборачивается ущербной экономикой. Это уже другая проблема – проблема национальной безопасности.

Приношу благодарность Н.А. Савостьянову и А.Е. Куликовичу за обсуждение отдельных вопросов и ценные замечания.

Литература

1. Александров Е.А. Основы теории эвристических решений. Подход к изучению естественного и построению искусственного интеллекта. – М.: Сов. Радио, 1975. – 256 с.
2. Бартини Р.О., Кузнецов П.Г. Множественность геометрий и множественность физик/В сб.: Проблемы и особенности современной научной методологии. – Свердловск, 1979. – С. 55-65.
3. Бланков Е.Б., Бланкова Т.Н. Законы петрохимического равновесия компонент твердой фазы пород и возможности их использования при интерпретации данных ядерного каротажа // Тез. докл. на Междунар. науч. конф. “Геофизика и современный мир”. – 1993. – С. 357-358.
4. Галиулин Р.В. Принципы математического моделирования генезиса и разведки месторождений полезных ископаемых // Тез. докл. на Междунар. конф. по нелинейной геологии. – Апатиты, 1998.
5. Гуфранов М.Г. К развитию интерпретационной базы ГИС // НТВ АИС “Каротажник”. – 1996. – Вып. 29. – С. 41-47.
6. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. – 2-е изд. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
7. Добрынин В.М. Петрофизическое моделирование природных гидродинамических процессов в осадочных бассейнах. – М.: Нефть и газ, 1997. – 34 с. – (Серия “Академические чтения”; Вып. 10).
8. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Роль петрофизики в выявлении и изучении месторождений нефти и газа // Докл. на Междунар. геофизической конф. ЕАГО-SPWLA “Москва-98”. – ГАНГ, 1998.
9. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. – М.: Недра, 1991.
10. Добрынин В.М., Кузнецов О.Л. Термоупругие процессы в породах осадочных бассейнов. – М.: ВНИИГеосистем, 1993. – 167 с.
11. Залаяев Н.Г. Комплексная интерпретация геофизических параметров функциональными преобразованиями с помощью ЭВМ. – Минск: Изд-во БелНИГРИ, 1981. – 150 с.
12. Иванюк Г.Ю., Горяинов П.М., Егоров Д.Г. Введение в нелинейную геологию (опыт адаптации теории структур к геологической практике). – Апатиты: Кольский науч. центр РАН, 1996. – 185 с.
13. Патент № 2069377 (РФ) от 04.05.1994. Способ исследования разрезов скважин гамма-методами ядерной геофизики/Кожевников Д.А. – Бюллетень изобретений № 32, 1996.

14. Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин – 1, 2//НТВ АИС “Каротажник”. – 1997. – № 38. – С. 27-57; № 39. – С. 37-67.
15. Кожевников Д.А., Кузьмина М.Г., Лазуткина Н.Е. и др. Адаптивный компонентный анализ – новый метод комплексной интерпретации данных ГИС/В кн.: “Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России”. – 2-я науч.-техн. конф., посвященная 850-летию г. Москвы: Тезисы. – М.: Нефть и газ, 1997. – С. 36-37.
16. Кожевников Д.А., Куликович А.Е. Циклометрическая интерпретация данных геофизических исследований скважин и “геологический интеллект”: Тез. докл. Междунар. геофизической конф. “Москва-97”. – ГЕРС, 1997. – С. 121-122.
17. Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е. Выделение коллекторов по результатам петрофизической интерпретации данных комплекса ГИС//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений; Вып. 11-12. – 1993. – С. 51-55.
18. Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Соколова Т.Ф. Выделение и оценка сложных коллекторов (Complex Reservoirs Studies and Evaluation.)/Paper presented to Russian Log Interpretation Workshop at 36th SPWLA Annual Symposium. – 26 June 1995, Paris.
19. Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А. и др. Выделение и оценка битумных коллекторов по данным ГИС: Тез. докл. Междунар. геофизической конф. “Москва-97”. – ГЕРС, 1997.
20. Кожевников Д.А., Чемоданова Т.Е. Определение коэффициентов эффективной пористости/В кн.: Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробования и испытаний продуктивных пластов/Ред. Б.Ю. Вендельштейн, В.Ф. Козяр, Г.Г. Яценко. – Калинин: ВНИГИК, 1990. – С. 142-150.
21. Козяр Н.Ф., Ручкин А.В., Синькова Т.Ф. Состояние и пути повышения эффективности использования данных ГИС при выделении продуктивных пластов и подсчете запасов нефти и газа в организациях бывшего МинГео СССР. – Тверь: НПП “ГЕРС”, 1992. – 82 с.
22. Кринари Г. А., Ковалев А.Г., Кузнецов В.В. Минералогические причины снижения нефтеотдачи и способы их выявления//Тр. Междунар. конф. “Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов”. – Казань, 1994. – Т. 6. – С. 2000-2002.
23. Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Преобразование и взаимодействие физических полей в литосфере. – М.: Недра, 1990. – 279 с.
24. Куликович А.Е. Взаимосвязь истории Земли и Вселенной/В кн.: “Концептуальные проблемы геологии”. – СПб: Санкт-Петербургский горный институт, 1992. – С. 77-86.
25. Куликович А.Е., Кожевников Д.А. Циклостратиграфический анализ осадочных бассейнов по данным геофизических исследований скважин//Геофизика. – 1998. – № 3. – С. 39-51.
26. Михайлов Н.Н. Изучение физических свойств горных пород в околоскважинной зоне. – М.: Недра, 1987. – 152 с.
27. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б. и др. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. – Т. 1. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995.
28. Мухаметшин Р.З., Кожевников Д.А., Кринари Г.А. Определение минералогической глинистости с использованием данных гамма-спектрометрии//Тез. докл. Междунар. геофизической конф. “Москва-97”. – ГЕРС, 1997. – С. 1.
29. Поляченко А.Л. Проблема точности в вычислительной скважинной геофизике//Геоинформатика. – 1998. – № 1. – С. 7-15.
30. Хуснуллин М.Х. Геофизические методы контроля разработки нефтяных пластов. – М.: Недра, 1989. – 190 с.
31. Элланский М.М., Еникеев Б.Н. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1991. – 205 с.