

МАТЕРИАЛЫ УРАЛЬСКОЙ ГОРНОПРОМЫШЛЕННОЙ ДЕКАДЫ

5-15 апреля 2004 г.

КОМПЬЮТЕРНЫЕ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

АИС «ТРИБОЛОГИЯ»

ПЕТРОВ Д. С., ДРУЖИНИН А. В.,
Уральская государственная горно-геологическая академия

Слово «трибология» в буквальном переводе с греческого означает «наука о трении», но ее развитие именно как науки началось совсем недавно – примерно с 70-х годов прошлого века. До этого времени трибология развивалась стихийно, и ее история неразрывно связана с историей техники и нефти.

Первые опыты по борьбе с трением были проведены еще в эпоху ранней цивилизации (3500 лет до н. э.). В подтверждение этого факта существует несколько оставшихся изображений подшипников скольжения. В средневековье, когда развитие машин набирало обороты, смазочные материалы также развивались. Другие способы борьбы с трением на этом этапе практически не использовались, да и смазки отличались от тех, которыми пользуются в современном мире. В состав смазки входили такие элементы, как лавровый лист и плющ; соли ртути, висмута, меди и цинка; растительные масла и китовый жир; белый перец и графит.

В 70-е годы прошлого века на Западе произошел резкий скачок в развитии техники – он связан с переходом на микронные допуски. Такие допуски снижают вредное воздействие от ударов и деформаций. Основная проблема перехода на микронные технологии заключалась в том, что высокая точность при неупрочненных поверхностях остается только до первого контакта, при котором появляются микросмятия и микротрещины.

Это повлекло за собой развитие упрочняющих методов. На Западе стало развиваться новое научное направление – инженерия поверхности (surface engineering). Оно включает в себя все возможные способы упрочнения – химические, механические, электрофизические и другие. В современной терминологии науку об упрочнении называют трибологией, триботехникой и инженерией поверхности. В рамках этой молодой науки уже развиваются самостоятельные направления – трибохимия, трибофизика и трибомеханика.

В России об инженерии поверхности заговорили в 90-е годы, уже после распада СССР, при котором основные центры сварочных и упрочняющих технологий достались Украине. Поэтому Россия до недавнего времени отставала в вопросах триботехники от ведущих в этой области стран.

На сегодняшний день в Киевском политехническом институте провели систематизацию и классификацию упрочняющих методов и насчитали 134 метода.

В лабораторных условиях эти методы великолепно справляются с задачами упрочнения, и при должной организации опыта можно добиться высоких показателей независимо от используемого метода. На практике же эти методы дают различные результаты. Это связано с тем, что упрочняемые поверхности и детали имеют разную конфигурацию и работают в разных условиях, но при этом картина износа может быть одинаковой. Выбрать наиболее подходящий способ – задача далеко не тривиальная, да и критерии оптимизации, позволяющие сделать это, пока не разработаны. Выбор метода наобум недопустим, так как производственный эксперимент очень дорог, и не каждое предприятие согласится на его проведение.

Основной путь, по которому развивается трибология сегодня, – накопление и обобщение экспериментальных данных об опытах по упрочнению. Именно для такого накопления и предназначена разработанная система.

Ценность системы, которая только собирает данные, невысока, необходимо, чтобы система, используя эти данные, помогала специалисту-триботехнику делать какие-то прогнозы и принимать решения.

Суть поддержки принятия решений заключается в следующем. Имеется деталь, заданная определенными параметрами и условиями работы, – эту деталь необходимо упрочнить. Специалист, опираясь на практический опыт применения тех или иных методов, выбирает наиболее похожий по параметрам детали и условиям среды случай, в котором достигнутый коэффициент упрочнения был максимальным, и применяет этот метод вновь.

Когда количество опытов измеряется десятками, принятие подобных решений не вызывает трудностей, но когда количество опытов превосходит сотни или тысячи, то такой учет в памяти вести уже невозможно. Приходится фиксировать эти данные на твердом носителе. Поиск решений в бумажных каталогах и справочниках отнимает много времени и не гарантирует рассмотрения всех случаев. Использование персонального компьютера позволяет ускорить процесс поиска, а также вести обмен опытом и информацией между специалистами.

Разработанная информационная система основана на клиент-серверной базе данных. Использование такой технологии позволяет обобщить опыт нескольких специалистов, работающих на предприятии, а в некоторых случаях и опыт нескольких предприятий, объединенных компьютерной сетью.

Поиск «похожих» опытов по упрочнению осуществляется на основании безразмерного критерия подобия, который характеризует меру близости отдельных опытов по упрочнению в определенном признаковом пространстве. При работе с системой специалист описывает имеющуюся у него деталь или поверхность и условия ее работы. Указываются тип детали, размеры габаритного контейнера и ее вес; давление и температура окружающей среды; тип и температура контртела; силы, действующие на тела в процессе взаимодействия.

После этого программой отбираются все случаи упрочнения детали указанного типа, и происходит вычисление степени подобия для каждой отобранной записи.

Критерий сформирован таким образом, что чем меньше его значение, тем более похожи между собой детали и условия их работы. При идеальном совпадении всех условий значение критерия равно 0. Система позволяет пользователю изменять коэффициенты в критерии подобия, указывая параметры, совпадение которых является более значимым. После выполнения расчетов пользователю выводится список отобранных опытов, отсортированных по релевантности и достигнутому коэффициенту упрочнения. Оценив найденные варианты, специалист принимает решение об оптимальном способе упрочнения для данного случая.

Программа позволяет получить твердые копии всех имеющихся данных, чтобы впоследствии использовать их при создании технической документации и отчетов.

Помимо сведений об упрочнении в систему входит еще два немаловажных для триботехника справочника – марочник сталей и сплавов (он используется при сравнении опытов) и марочник электродов.

Марочник сталей и сплавов является настольной книгой многих инженеров и механиков, работающих на производстве. Преимущества электронной версии справочника очевидны: на поиск данных уходят считанные секунды, данные можно оперативно изменять, добавлять описание новых марок сталей.

Марочником электродов пользуются не менее часто, в него обращаются при проектировании и ремонте механизмов и машин, при покупке сварочных материалов, при выборе упрочняющих технологий, при нормировании сварочных работ.

При создании АИС одним из важных критериев являлся критерий usability. Этот критерий характеризует удобство пользовательского интерфейса, его логичность и понятность. При работе с системой, интерфейс которой удовлетворяет правилам usability, пользователь меньше утомляется, решает свои задачи более эффективно, увеличивается его субъективная удовлетворенность от работы с системой. Интерфейс системы проектировался параллельно с проектированием логики системы и тестировался на студентах старших курсов УГГА. Именно такие студенты, придя через несколько лет на предприятие, станут потенциальными пользователями системы.

При подключении к базе данных необходимо указать «акаунт» пользователя (имя и пароль), для этого используется специальная форма, появляющаяся в момент запуска (рис. 1).

Вид этой формы меняется в зависимости от выбранного режима. При установке программы на компьютер потребуется указание пути к БД, для этого существует полный режим. В процессе эксплуатации эти сведения повторно указывать не нужно, поэтому это поле можно скрыть, чтобы «не нагружать» память пользователя дополнительными элементами.

Один из основополагающих принципов разработки usability-интерфейсов – единообразие. Исходя из этого принципа, все формы программы сделаны похожими друг на друга. Конечно, специфика отдельных частей системы не позволяет сделать формы абсолютно идентичными, но наличие похожих элементов управления позволяет ускорить процесс обучения пользователя. На рис. 2 показано главное окно программы. Как видно из рисунка, вид этого окна при переключении от одного справочника к другому изменяется незначительно, а происходящие изменения обусловлены структурами данных и типом информации, отображаемой на экране. Единый стиль в оформлении пользовательского интерфейса прослеживается во всех окнах программы.

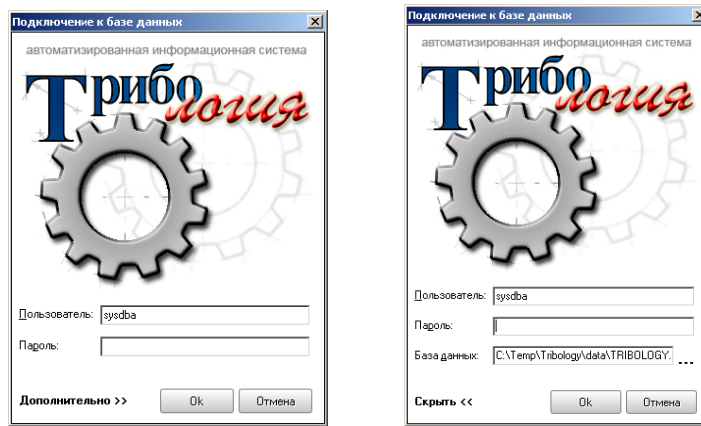


Рис. 1. Форма для подключения к БД

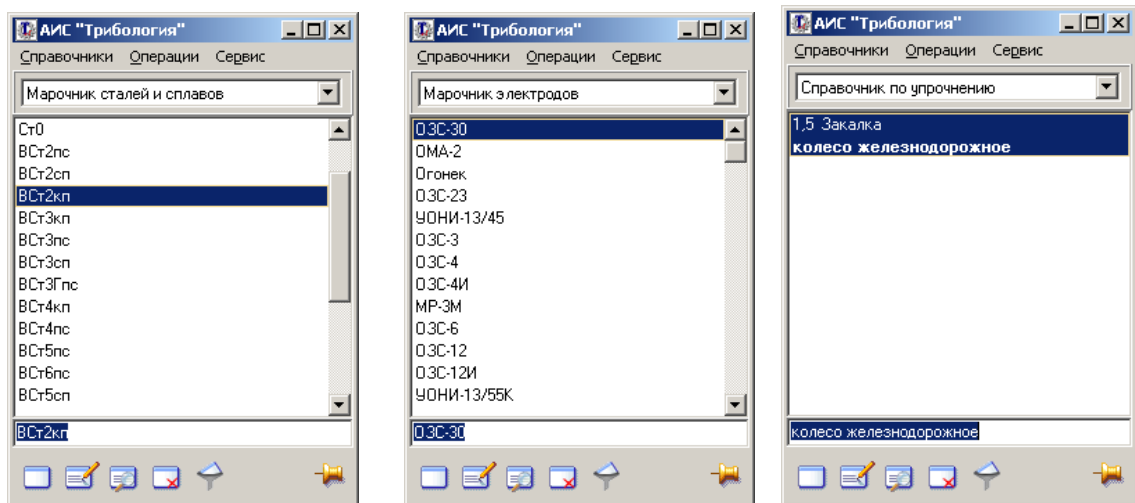


Рис. 2. Главное окно программы

Вторым немаловажным критерием usability является предупреждение ошибок пользователя при работе с системой. Для реализации этого критерия в программе предприняты следующие меры:

- Названия всех пунктов меню четко отражают сопоставленные им действия.
- Часть пунктов меню снабжены пиктограммами, что позволяет быстрее находить необходимые команды, и облегчает процесс «сканирования» меню взглядом.
- Наиболее часто используемые пункты меню снабжены «горячими» клавишами.

Помимо этого при построении интерфейса использовался известный принцип когнитивной психологии, называемый «кошелек Миллера». Этот принцип гласит, что в памяти пользователя одновременно помещается 7 ± 2 объектов. Все элементы управления в программе разбиты на группы, при этом число элементов каждой группы укладывается в интервал от 5 до 9.

Широко используется принцип подсказок. Когда пользователь совершает действия, которые не являются ошибкой, но могут привести к неожиданному для него результату, то в углу формы появляется желтый значок с восклицательным знаком. Щелкнув по нему мышью, пользователь может получить подсказку. На рис. 3 показан пример окна настройки фильтра. Если пользователь отключил отображение всех категорий, то ни одна запись из справочника показана не будет. С другой стороны, если для отображения выбраны все категории, то смысла в таком фильтре нет, достаточно просто отключить фильтрацию. И в том, и в другом случае пользователю будет показано предупреждение о возможных последствиях, но сделано это не в виде стандартного сообщения windows, которое зачастую ассоциируется с ошибкой, а в виде значка, который воспринимается именно как подсказка.

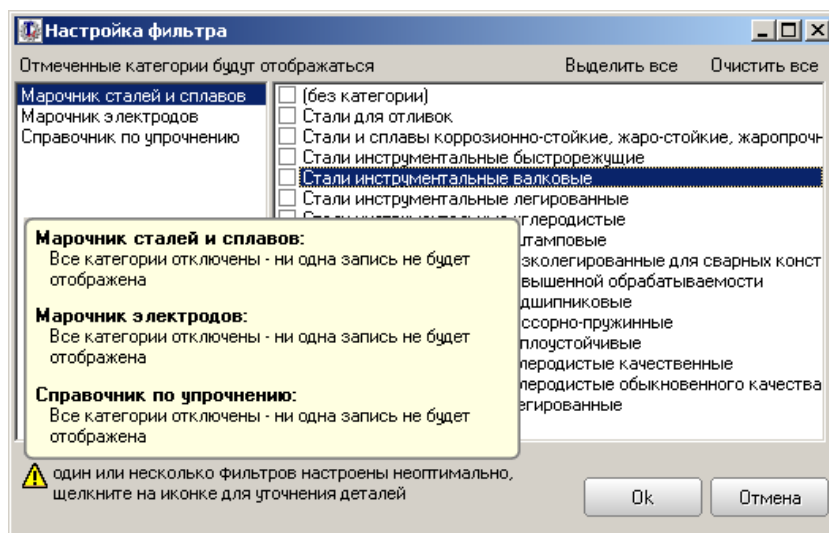


Рис. 3. Подсказки в программе

В настоящее время система находится в состоянии тестирования и отладки, окончание работ над системой планируется на июнь-июль текущего года.

Исходя из состава справочников, включенных в систему, и выполняемых функций можно сделать вывод о том, что система в состоянии помочь конструкторам, механикам, триботехникам и другим техническим специалистам в решении их профессиональных задач.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЯЗЫКА ПРОГРАММИРОВАНИЯ PHP И СУБД MYSQL ПРИ СОЗДАНИИ СОВРЕМЕННЫХ WEB-САЙТОВ

ШУТ И. Н., БАСАНЬКО А. В.,

Уральская государственная горно-геологическая академия

PHP берёт свой исток в старом продукте, имевшем название PHP/FI, созданном Rasmus'ом Lerdorf'ом в 1995 году. В июне 1998 Andi Gutmans и Zeev Suraski создали PHP 3.0, имеющий более мощный синтаксис, модульную архитектуру и возможность использования ООП (ООП – объектно-ориентированное программирование). К зиме 1998 Andi Gutmans и Zeev Suraski начали переработку ядра PHP. В задачи входило улучшение производительности комплекса приложений и улучшение модульности базиса кода PHP. Новое ядро, названное «Zend Engine» (от имён создателей: Zeev и Andi), удачно справлялось с поставленными задачами. PHP 4.0, основывающийся на Zend Engine, официально вышел в мае 2000 г. В дополнение к улучшению производительности, PHP 4.0 имел ещё несколько ключевых нововведений, таких, как поддержка сессий, буферизации вывода, новые способы приёма ввода пользователей и несколько новых конструкций синтаксиса. В настоящее время PHP 4 является последней версией PHP, но уже ведутся работы над PHP 5.0.

Что такое PHP? PHP, что означает «Препроцессор Гипертекста», является широко используемым языком сценариев общего назначения с открытым исходным кодом. PHP создавался специально для ведения web-разработок и может использоваться непосредственно в HTML-коде. Синтаксис языка берет начало из C, Java и Perl и является легким для изучения. Преимущественным назначением PHP является предоставление web-разработчикам возможности быстрого создания динамически генерируемых web-страниц, однако область применения PHP не ограничивается только этим.

Главным образом область применения PHP сфокусирована на написание скриптов, работающих на стороне сервера; таким образом, PHP способен выполнять обработку данных форм, генерировать динамические страницы или отсылать и принимать cookies, выдавать HTML, формировать изображения, файлы PDF и даже рлики Flash.

Если на сервере размещен скрипт, клиент получит только результат выполнения скрипта, причем он не сможет выяснить, какой именно код выполняется. Но PHP способен выполнять и множество других задач.

Существуют три основные области, где используется PHP:

– создание скриптов для выполнения на стороне сервера;

- создание скриптов для выполнения в командной строке;
- создание приложений графического интерфейса пользователя, выполняющихся на стороне клиента.

PHP доступен для большинства операционных систем, включая Linux, Unix, Windows, Mac OS и многих других. Также в PHP включена поддержка большинства современных web-серверов, таких, как Apache, Microsoft Internet Information Server, Personal Web Server, Netscape, iPlanet и многих других.

Таким образом, используя PHP, вы получаете свободу выбора операционной системы, web-сервера, и у вас появляется возможность использования процедурного, объектно-ориентированного программирования или же их сочетания.

Кроме того, PHP поддерживает ODBC (Open Database Connection standard), таким образом, вы можете работать с любой базой данных, поддерживающей этот всемирно признанный стандарт.

Если коротко говорить о достоинствах PHP, то можно отметить:

- он бесплатен; постоянно совершенствуется;
- работает на Unix и Windows платформах;
- допускает работу с большинством СУБД;
- имеет широкий набор функций (более 3 тыс.);
- допускает объектно-ориентированное программирование;
- способен использовать протоколы HTTP, FTP и другие.

Одним из значительных преимуществ PHP является поддержка широкого круга баз данных. Создание скрипта, использующего базы данных, невероятно просто. В настоящее время PHP поддерживает следующие базы данных: MS-SQL, MySQL, Oracle, PostgreSQL и многие другие.

База данных представляет собой структурированную совокупность данных. Для записи, выборки и обработки данных, хранящихся в компьютерной базе данных, необходима система управления базой данных. Поскольку компьютеры замечательно справляются с обработкой больших объемов данных, управление базами данных играет центральную роль в вычислениях.

В настоящее время большинство компаний, предоставляющих услуги хостинга, используют серверы на базе операционной системы Unix, включающей в себя такое программное обеспечение, как PHP, MySQL и Apache. При разработке сайтов, во избежание конфликтов, мы используем такую же связку.

Программное обеспечение MySQL представляет собой очень быстрый многопоточный, многопользовательский, надежный SQL-сервер баз данных, предназначенный как для критических по задачам производственных систем с большой нагрузкой, так и для встраивания в программное обеспечение массового распространения.

MySQL обладает многими немаловажными достоинствами. Постфикс SQL означает, что для формирования запросов (команд базы данных) используется структурированный язык запросов (Structured Query Language) – это легкий для понимания язык и в то же время универсальное программное средство управления данными. Он появился в середине 70-х и был разработан в рамках проекта экспериментальной реляционной СУБД System R. Исходное название языка – SEQUEL (Structured English Query Language). Он был ориентирован главным образом на удобную и понятную пользователям формулировку запросов к реляционной БД, представляющей любую структуру данных в виде двумерных таблиц. Такое представление является наиболее удобным и для пользователя, и для машины, – подавляющее большинство современных информационных систем работает именно с такими таблицами.

MySQL – масштабируемая система, способная управлять очень большими базами данных. Компания MySQL AB, разработчик MySQL, использует её для работы с несколькими базами данных, которые содержат около 50 миллионов записей. В MySQL версии 3.23 максимальный размер таблицы доведен до 8 миллионов терабайтов (2^{63} байт), но следует заметить, что операционные системы имеют свои собственные ограничения по размерам файлов.

Ещё одно достоинство MySQL – безопасность. Система основана на привилегиях и паролях, за счет чего обеспечивается гибкость и безопасность, с возможностью верификации с удаленного компьютера. Пароли защищены, т. к. они при передаче по сети шифруются. С помощью MySQL можно сделать так, что различные пользователи базы данных будут видеть различные представления её структуры и содержимого. Кроме того, данные из различных частей базы данных могут быть скомбинированы и представлены пользователю в виде одной простой таблицы.

С помощью MySQL можно динамически изменять и расширять структуру базы данных даже в то время, когда пользователи обращаются к ее содержимому. Это большое преимущество перед языками статического определения данных, которые запрещают доступ к базе данных во время изменения ее структуры. Таким образом, MySQL обеспечивает максимальную гибкость, так как дает базе данных возможность адаптироваться к изменяющимся требованиям, не прерывая работу приложения. Все управление задачами MySQL организовано вытесняющим методом для повышения надежности и изолирования возможных сбоев. Сервер имеет архитектуру, интенсивно использующую многопоточность операционной системы для обеспечения высокой производительности на многопроцессорных системах. Таким образом, MySQL способен обеспечить

высокую скорость выполнения запросов и обладает высокой пропускной способностью на микропроцессорных системах, даже при одновременной работе сотен пользователей.

Клиенты могут соединяться с MySQL, используя протокол TCP/IP, сокет Unix или именованные каналы (named pipes, под Windows NT). Поддерживается ODBC, протокол, используемый наиболее распространенными приложениями Windows (электронными таблицами, текстовыми процессорами, базами данных и т. п.), разработанными как самой компанией Microsoft, так и другими ведущими поставщиками, то есть для соединения с MySQL, можно использовать даже всем известную MS Access.

Если вы обнаружите, что PHP или MySQL не способны на что-то, никто не будет препятствовать вам вносить в исходный код, написанный на C, желаемые изменения. PHP и MySQL выпускаются по лицензии GPL, то есть ПО является бесплатным и имеет открытый исходный код, и внесение в него улучшений и дополнений всегда приветствуется.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ОТОБРАЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ БЛОКА НАВИГАЦИИ ВНУТРИТРУБНОГО ДЕФЕКТОСКОПА

ЯРЦЕВ В. С.,

Уральская государственная горно-геологическая академия

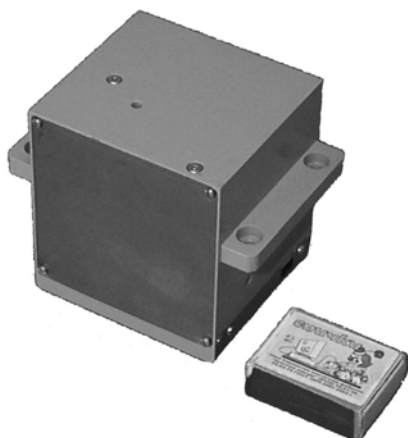


Рис. 1. Бесплатформенная инерциальная навигационная система – БИНС



Рис. 2. Внутритрубные дефектоскопы, разработанные в НПО «Спектр»

Главная задача нефтегазотранспортных предприятий – это доставлять нефть и газ из одного места в другое. Поэтому естественно, что т. н. «трансгазы» хотят знать как можно больше информации о своих трубопроводах. Чтобы оценить их надежность, используются различные виды диагностики, причем ее объемы и достоверность приходится непрерывно увеличивать из-за старения трубопроводов. Чтобы диагностика была эффективной, она должна иметь максимальную информативность при минимальной трудоемкости для эксплуатации. Рекордсменом в этом отношении является внутритрубная диагностика (ВТД).

Чтобы справляться с возрастающими требованиями, ВТД, как и любая другая диагностика, непрерывно развивается, ее совершенствование происходит несколькими путями:

- повышение информативности датчиков (плотности, ориентации, динамического диапазона);
- добавление новых датчиков, которые дают дополнительную информацию;
- использование новых принципов измерения;
- использование новых способов обработки информации.

Одно из усовершенствований, связанных с важнейшей на сегодняшнее время задачей по поиску местоположения трубопроводов и обнаруженных дефектов на местности, – это разработка аппаратуры и программного обеспечения для навигации дефектоскопа. Решение этой задачи значительно облегчило поиск объектов трубопровода, так как с поверхности земли это не всегда возможно или требует большого количества времени и средств.

В НПО «Спектр» разработана бесплатформенная инерциальная навигационная система, коротко БИНС (рис. 1), рассчитанная на использование в составе внутритрубного дефектоскопа (рис. 2). Она включает в себя датчики ус-

корений (акселерометры) и поворотов (гироскопы), предназначенные для восстановления траектории движения прибора внутри трубы. Оснащение БИНС позволяет определить относительные координаты сварных

швов и обнаруженных дефектов на протяжении всего диагностируемого участка. Однако на практике использовать эту ценную информацию можно только наложив трубопровод на карту.

С помощью специальной математической обработки с использованием относительных координат оси трубопровода и географических (широту и долготу) координат точек привязки (камеры запуска и приема дефектоскопов, маркеры, переходы и другие известные на местности объекты), полученных при помощи GPS, выполняется географическая привязка трубопровода.

В зависимости от количества используемых точек привязки точность определения местоположения искомого объекта может быть различной:

Количество точек привязки	Погрешность, м
2 - 5	~160
9 - 11	30-40

Представленные результаты были достигнуты с датчиками низкого класса точности, которые до настоящего времени предпочтительно использовать в связи с их малым энергопотреблением. Итерационные методы расчета географических координат объекта и увеличение количества точек привязки позволяют значительно снижать погрешность. В настоящее время ведется разработка новой навигационной системы, позволяющей увеличить точность в несколько десятков раз (что соответствует погрешности определения географических координат около метра), установив в БИНС датчики среднего класса точности (лазерные гироскопы).

Программное обеспечение

Разработанная автором программа Tgase 2.0, интегрирует в себе несколько возможностей:

- 1) проведение расчетов с использованием различных математических методов для получения координат объектов трубопровода;
- 2) автоматическая и полуавтоматическая привязка относительных координат объектов трубопровода, обнаруженных дефектоскопом, к координатам точек привязки, полученным с помощью GPS;
- 3) отображение траектории прохождения внутритрубного дефектоскопа в географических координатах (широта и долгота) на топографической карте местности;
- 4) отображение вертикального разреза вдоль трубопровода, на котором можно определить глубину залегания трубы;
- 5) отображение трехмерной траектории прохождения внутритрубного дефектоскопа;
- 6) импорт и экспорт данных из GPS приемников типов Garmin.

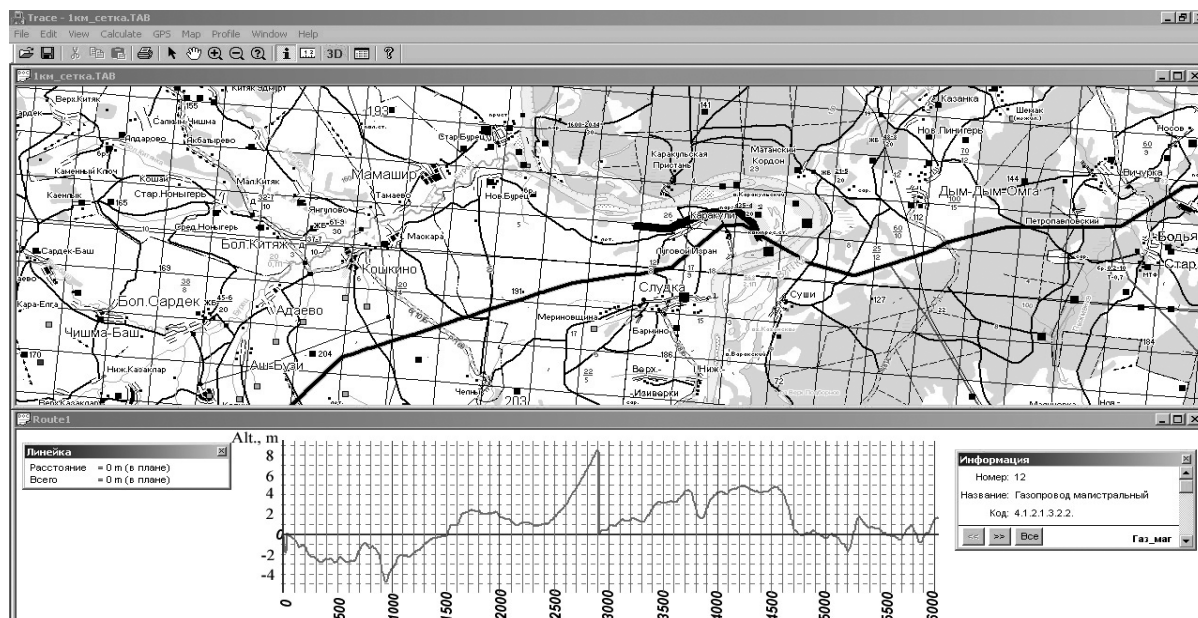


Рис. 3. Окно программы Tgase 2.0 с примером наложенной трассы газопровода на топографическую карту (сверху) и вертикального разреза вдоль трубопровода (снизу)

Программа разработана в среде программирования Visual C++ 7.0. Для изображения топографической карты, траектории прохождения внутритрубного дефектоскопа и другой информации используется геоинформационная система MapInfo 7.0. Окно программы с примером наложенной трассы газопровода на топографическую карту и вертикального разреза вдоль трубопровода показано на рис. 3.

Trase 2.0 осуществляет управление программой MapInfo, конструируя строки, представляющие операторы языка MapBasic, которые затем передаются в MapInfo посредством механизма управления объектами OLE Automation (Object Linking and Embedding). Использование этого механизма позволяет объединить возможности геоинформационного пакета и языка программирования, что открывает новые возможности при обработке и визуализации данных.

Используя прямой доступ к удаленной базе данных, через ODBC (Open DataBase Connectivity), драйвер с данными об объектах (дефектах), программа отображает их на карте в соответствии с типом и местоположением различными значками, что значительно облегчает их поиск и устранение в полевых условиях.

Заключение

Программа Trase 2.0 дает возможность быстрой обработки данных, полученных при помощи бесплатформенной инерциальной навигационной системы, и нахождения местоположения дефекта на карте, применяя современные ГИС-технологии.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗЕ СЛОЖНОГО СТРОЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДА ЧАСТОТНОГО РАЗДЕЛЕНИЯ ДАННЫХ КАРОТАЖА

*БУЛАТОВ А. В., науч. руководитель канд. геол.-минерал. наук ПИСЕЦКИЙ В. Б.,
Уральская государственная горно-геологическая академия*

В формировании коллекторских свойств карбонатных пород существенную роль играют пустоты вторичного происхождения и, в первую очередь, трещиноватость. Значительная твердость и слабая пластичность карбонатных пород приводят к их интенсивному растрескиванию в процессе геотектонических движений земной коры, в результате чего образуется довольно густая сеть трещин. Аналогичные свойства приобретает и весь осадочный комплекс на больших глубинах, где в условиях высоких геостатических давлений и температур происходит его существенное уплотнение. По мере увеличения глубин разведываемых и разрабатываемых объектов роль трещинных коллекторов будет неуклонно возрастать.

В настоящее время в связи с широким внедрением цифровой техники и технологии в промышленность вообще и в геофизическую разведку – в частности, появляется давно назревшая возможность разработки и осуществления на практике новых алгоритмов обработки, требующих больших вычислительных мощностей.

Обработка геофизической информации – важнейший этап анализа экспериментальных данных всех методов разведочной геофизики. Основой получения геологической информации об интересующем нас объекте являются измерения (геофизические данные), и часто при проведении интерпретации данных ГИС мы используем лишь часть зарегистрированной полезной информации, ошибочно отбрасывая часть спектра данных (как правило, их высокочастотные составляющие) из рассмотрения, в то время как и эти отбрасываемые данные наряду с аппаратурной помехой несут в себе и информацию о геологической среде. Таким образом, повышение степени извлекаемости полезной информации из имеющихся данных ГИС является наиболее перспективной и важной в экономическом плане задачей.

Основными задачами проводимой автором работы является разработка методики комплексной интерпретации каротажных данных в карбонатном разрезе на основе создания многомерных математических моделей петрофизических взаимосвязей и выделения зон трещиноватости путем изучения методами адаптивной фильтрации высокочастотных составляющих спектра этих данных (акустического каротажа АК и квернометрии КВ). Под данными АК будем подразумевать интервальное время пробега волны в породе $DT(\text{мкс/м})$, под данными КВ примем текущий диаметр ствола скважины $DS(\text{м})$. Принцип определения степени трещиноватости пород, по данным DT и DS , основан на теории блокового строения осадочных толщ [6, 7], где границами блоков служат сильно разрушенные (дискретизированные) интервалы как горизонтально, так и субвертикального простирания. В основе теории выделения зон трещиноватости лежат методики математической обработки данных ГИС (в данном случае DT и DS) методами адаптивного разделения данных на частотные компоненты, а также прямое и обратное преобразование Фурье – разложение сигнала

в спектр и последующее восстановление высокочастотной составляющей спектра в сигнал, который, в свою очередь, уже будет отражать влияние на измерения физических параметров зон дискретизации.

Работа проводится на основе полученных геофизических каротажных и геологических литологических данных по одному из нефтеносных районов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – месторождения вала Гамбурцева – Хасырейской площади.

Методы комплексной интерпретации каротажных данных в карбонатном разрезе представляют собой построение математической модели карбонатных отложений, имеющих сложный литологический состав и сложную структуру пустотного пространства. Процесс построения такой модели включает в себя выполнение следующих задач:

- определение литологических характеристик отложений, напрямую связанных с геофизическими величинами (содержание кальцита, доломита, песчаника, ангидрита, гипса, соли), а также объем вторичных пустот: каверн, карстовых пустот и трещин;

- определение общей, или объемной, пористости по так называемым «объемным» методам ГИС (нейтронные – ННК, НГК; плотностные – ГГКП) путем решения систем петрофизических уравнений;

- качественное выделение зон вторичной пористости по сопоставлению значений пористостей разных геофизических методов – КпНК, КпГГКП и КпАК (необходимо для отсекаания зон заглинизированности и мелкослоистого переслаивания пород разного литологического состава);

- выделение методами адаптивной фильтрации «сигнальной» (низкочастотной компоненты), соответствующей отклику литологической составляющей пород; а также «шумовой» (высокочастотной компоненты), соответствующей сумме откликов аппаратных шумов и дискретности среды (что, в свою очередь, может быть обусловлено как трещиноватостью пород, так и мелкослоистым переслаиванием пород различного литологического состава);

- разложение полученной «шумовой» составляющей в спектр методами преобразований Фурье с последующим разделением данного спектра на различные частотные компоненты, характеризующие соответствующие им слагаемые суммарного сигнала (высокочастотный вклад трещиноватости пород, приборные и аппаратные помехи, помехи передающих линий и другие) – на данном этапе наиболее важной задачей является максимально точное выделение зоны спектра, соответствующей искомой характеристике геологического разреза – трещиноватости рассматриваемых пород. Успешное выделение нужной нам зоны спектра возможно, исходя из статистических распределений постоянных шумов – частотный диапазон таких шумов лежит в довольно узких границах, и математическое ожидание данного спектра остается практически постоянным при стабильности прочих параметров (как то питание скважинного прибора, нормальные коэффициенты градиентов температуры и давления и прочее);

- восстановление сигнальной функции трещиноватости по выделенному спектру соответствующих данных ГИС методами обратных преобразований Фурье;

- проверка соответствия выделенных зон трещиноватости результатам интерпретации других методик обработки и методов ГИС (широкополосная акустика, анализ энергетических характеристик АК, электрические методы и др.).

Данная методика может быть использована как для ситуации полного стандартного комплекса ГИС, включающего методы сопротивления, естественной радиоактивности, нейтронный или нейтронный гамма акустический и плотностной гамма-гамма метод; так и неполного комплекса, отличающегося отсутствием плотностного гамма-гамма метода.

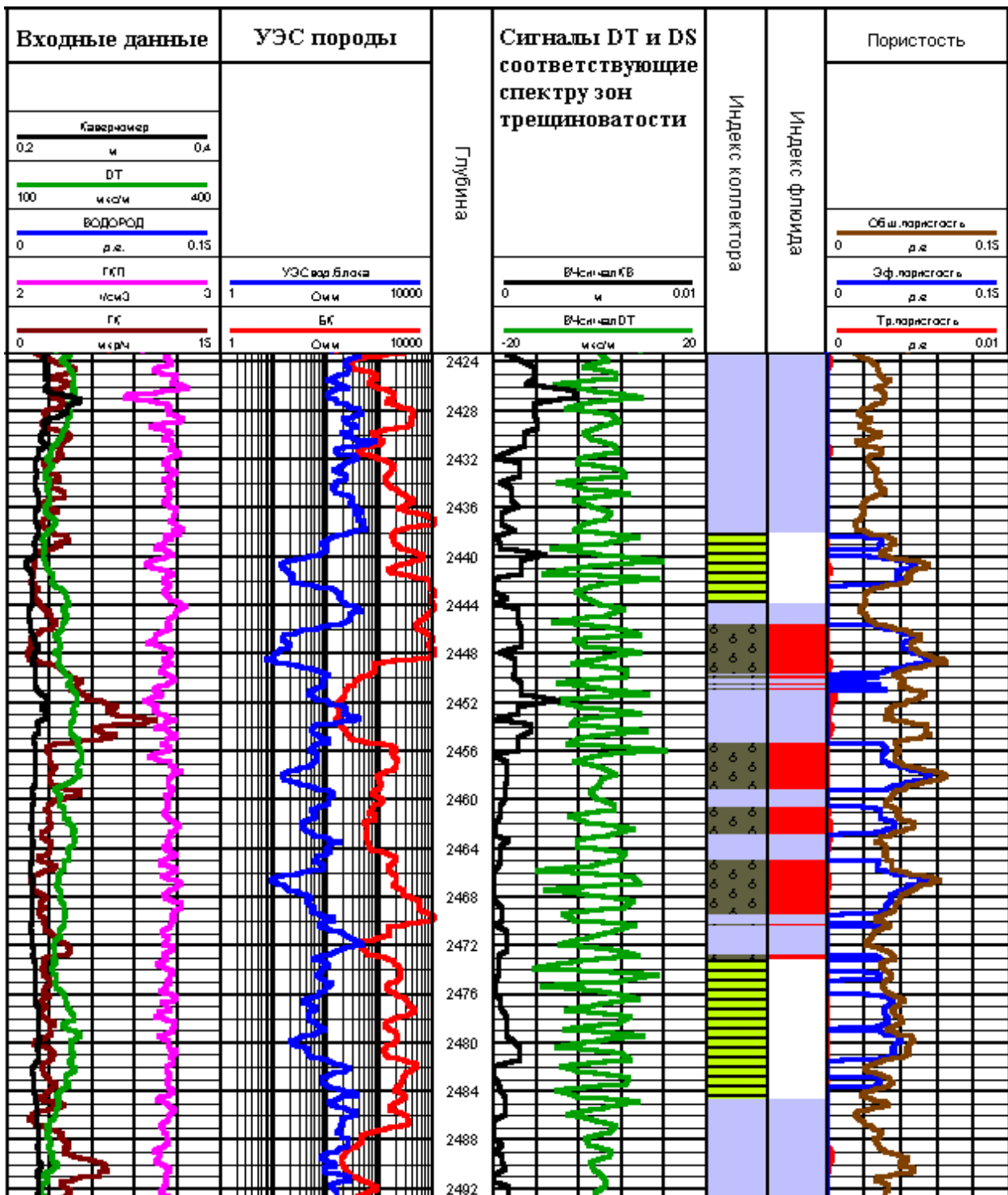
Для полного комплекса ГИС при решении задач комплексной интерпретации используется «кросс-плот» – «плотностная пористость» – «нейтронная пористость» – «акустическая пористость», позволяющий оценить литологический состав изучаемых отложений и объем вторичных пустот. При этом допускаются любые литологические смеси из трех компонент: известняка, песчаника, ангидрита, гипса, доломита.

Для неполного комплекса ГИС возможные варианты литологического состава породы сокращены до двух: произвольные литологические смеси из двух компонент.

Таким образом, в случае полного комплекса ГИС на первом этапе строится пятиобъемная математическая модель геологической среды: произвольная литологическая смесь из трех компонент, глинистая составляющая и объемная пористость. А далее на последующих этапах интерпретации строятся математические модели выделения различных типов пустотного пространства, водонефтегазонасыщенности с учетом структурного коэффициента m и степени гидрофобизации пород, абсолютной и фазовой проницаемости пород по воде и нефти (газу).

Определение интервалов трещиноватости пород по данным акустического каротажа и кавернометрии

Информационная модель данных каротажа скважин в толще осадочных пород по существу представляет собой аддитивную смесь основной сигнальной функции отклика породного массива $C_p(z)$ и функции помех различной природы $C_d(z)$. В контексте физической модели слоистой осадочной толщи с дискретной структурой сигнальная функция представляет собой функцию отклика приемного устройства $C_p(z)$, харак-



Условные обозначения



Пример выделения зон трещиноватости в нижнедевонских отложениях карбонатного разреза одной из скважин Хасырейского месторождения на основе обработки МАРД

терной особенностью которой является близость к ступенчатой кривой с точностью до шага дискретизации (границы первого рода с разрывом непрерывности физических свойств на кровле и подошве слоя). Функция помех $C_d(z)$ в модели с дискретной (трещинной) структурой представляет собой функцию отклика приемного устройства на скачкообразное изменение диаметра ствола скважины в точке ее пересечения с плоскостью разрыва сплошности среды и аномалией свойств среды, созданной этой плоскостью. В зависимости от угла наклона плоскости трещины к оси скважины, упругих модулей породного массива, генезиса трещины и технологических параметров процесса бурения (скорость проходки, свойства бурового раствора и т. п.) значения $C_d(z)$ могут колебаться в широком диапазоне: от самых незначительных до сопоставимых или существенно превышающих значения основной сигнальной функции.

При выделении зон трещиноватости по стволу скважины, как правило, имеющих максимальную проницаемость и перспективных на приток, использовалась методика адаптивного частотного разделения данных (МАРД).

Методы адаптивной фильтрации каротажных данных по своей сути представляют собой первоначальную обработку измеренных значений некоторых физических полей по стволу скважины. Процесс такой обработки включает в себя выполнение также трех основных задач:

- извлечение из общей суммы получаемых каротажных данных информации о полезном сигнале (аномалии) и отделение случайной шумовой составляющей сигнала;
- некоторое возможное сглаживание первоначальной каротажной диаграммы с минимальным искажением полезной составляющей сигнала;
- сохранение на каротажной диаграмме высокоградиентных интервалов изменения сигнала, переходящего по своим значениям на другой средний уровень.

Последнее обстоятельство в большинстве случаев является весьма важным, так как соответствующие зоны диаграммы отражают местоположение границ пластов, резко отличающихся по своим физическим свойствам.

Что касается задач выделения высокочастотных зон на каротажных диаграммах, то целью этого служит гипотеза о прямой связи степени трещиноватости околоскважинного пространства с высокочастотным спектром каротажных данных, полученных при измерениях в этой точке среды. Постановка настоящей задачи актуальна, поскольку существующие специальные методики каротажа по определению степени трещиноватости пласта, пересеченного скважиной, такие, как: акустический телевизор с разрешением регистрации трещин 0,2-0,3 мм; скважинные видеокамеры; наклонометры 3- и 4-зондовые, определяющие наклон пластов и трещин, являются методами достаточно дорогими и как любой другой стандартный каротаж не дают подробных результатов.

Рассмотрим результаты проведенной интерпретации по описываемой методике на примере нижнедевонских отложений по одной из скважин Хасырейского месторождения (см. рисунок).

Проведение операций сглаживания каротажных данных DT и DS, а также выделение шумовых составляющих этих данных

Высокочастотные шумовые составляющие спектра каротажных сигналов как DT, так и DS представляют собой неравномерно-распределенную по интенсивности изрезанности ломаную линию на диаграмме (см. на рисунке диаграмму оперативного заключения). На этом примере видно, что максимальная плотность высокочастотных пульсаций (пучков) на диаграммах шумов как DT, так и DS координатно по отсчетам совпадают, что, в свою очередь, обуславливает одну и ту же объективную геологическую причину возникновения высокочастотных составляющих спектра каротажных данных. Этот факт может служить дополнительным косвенным подтверждением связи между степенью дискретности геологической среды по стволу скважины и частотностью спектра получаемых данных при проведении высокочувствительных методов каротажа этой скважины.

Определение частотности спектров самого полезного сигнала каротажных данных (в данном случае DT) и его шумовой составляющей дает представление о порядке соотношения сигнал/помеха, лежащих в пределах (в зависимости от частоты спектра) 5-100 – чем ниже частота спектра, тем больше это соотношение, а следовательно, и о степени вклада высокочастотной части спектра данных в общую его информативность. Модельно получено, что спектр изучаемых шумовых составляющих сигналов DT и DS на самом деле содержит в основном средние частоты, характеризуя тем самым структуры по стволу скважины, имеющие среднюю степень дискретизации геологической среды, т. е. среднюю степень трещиноватости и кавернозности изучаемых пород. Однако это является допустимым и вполне обоснованным приближением при проведении настоящей исследовательской работы. Обоснованием вышеупомянутого приближения может служить гипотеза о том, что исследуемая часть частот спектра каротажных данных соответствует в геологическом понимании трещиноватости средних размеров, т. е. максимальной трещиноватой пористости и проницаемости пластов, которые, в свою очередь, могут выступать в качестве пластов-коллекторов для флюидонакопления (в том числе и нефти).

На диаграмме интерпретации показаны кривые DT и DS, а также и шумовые составляющие DT и DS, полученные путем применения описанной выше методики МАРД. Исходные каротажные данные и результаты фильтрации представлены в виде некоторых математических функций зависимости амплитуды сигнала от отсчета или, другими словами, функций зависимости мощности сигнала от его положения на оси скважины (глубины точки исследования). Такое математическое представление данных дает возможность обрабатывать их исключительно методами вычислительной математики, не оглядываясь на физическую сущность данных.

Результаты интерпретации данных ГИС по примерной скважине

Хасырейское месторождение нефти открыто в 1987 году поисковой скважиной № 1, в которой при испытании в колонне интервалов глубин нижнего девона получены фонтанные притоки нефти дебитами до 110 т/сут. Всего притоки из отложений нижнего девона получены в девяти скважинах из 75 объектов.

Продуктивные нижнедевонские отложения залегают на глубинах 2200-2600 м. Залежь нефти в данных отложениях пластовая сводовая, тектонически экранированная. Продуктивные отложения представлены доломитами, реже доломитизированными известняками трещинно-каверново-порового типа. Нефтенасыщенные мощности коллекторов колеблются от 26 до 87 м. Покрышкой залежи служат плотные аргиллиты и мергели верхнего девона.

Водонефтяной контакт установлен по данным ГИС и опробования на отметке 2550 м.

При подсчете запасов коэффициент пористости определялся по комплексной палетке НКТ – АК (ВНИИГИК). Средневзвешенный по эффективной мощности коэффициент пористости по семи скважинам составил 7 %, по результатам интерпретации рассматриваемой методики на основе решения систем петрофизических уравнений (АК – НК – ГГКП) – 6,3 %.

На стадии оперативного подсчета запасов с учетом первичного материала по петрофизическому исследованию керна ($K_n - K_{np}$) и результатов опробования скважин использовался методический подход:

1. Выделение коллекторов проводилось по комплексу ГИС с использованием граничных значений J (мощности естественного гамма-излучения) и величины пористости 4 %. Граничные значения J установлены по интегральному распределению в приточных и неприточных интервалах. Граничное значение пористости 4 % рекомендовано по результатам петрофизических исследований ВНИИГИК для оперативного прироста запасов с учетом результатов опробования в интервалах с $K_n \geq 4$ %.

2. Коэффициент пористости определялся по НК – АК с учетом литологической характеристики пласта.

По результатам настоящей интерпретации проницаемые прослои выделялись как по граничным значениям J и общей пористости 4 %, так и по наличию зон трещиноватости на основе обработки БК, МБК, АКШ и МАРД DT, DS (см. рисунок).

В целях выделения зон трещинных коллекторов на площади проводились специальные геофизические и петрофизические исследования разрезов скважин: временные замеры БК, замеры по методике Каротажи-Испытание-Каротаж, а также исследования по методике «двух растворов» (смена промывочной жидкости с минерализованной ($УЭС=0,1$ Ом·м) на пресную ($УЭС=0,85$ Ом·м)).

Выделение трещинных коллекторов

Полученный сигнал высокочастотного отклика данных DT и DS может содержать в себе (как и зарегистрированный при измерениях сигнал) несколько составляющих откликов от прохождения в среде волны (в случае DT) или кавернозности, обусловленной, например, слоистой глинистостью пород (в случае DS). Исходя из того, что составляющая глинистости достоверно нам не известна по отклику как в данных DT, так и в данных DS, имеет смысл выделять зоны возможной трещиноватости в относительно чистых (неглинистых) интервалах разреза.

Поскольку выделение зон трещиноватости по высокочастотному спектру сигналов DT и DS имеет качественный характер, то дополнительным аргументом в пользу выделения таких зон служит и количественная оценка коэффициента трещиноватости по электрическим методам [4].

Основные преимущества рассматриваемой методики выделения трещинных коллекторов состоят в следующем:

- увеличение эффективной мощности нефтеносной части разреза вследствие того, что порода, имеющая общую пористость ниже $K_{np} = 4$ % (а следовательно, и не относимая по стандартной обработке к категории коллекторов), но обладающая трещинным типом пустотного пространства, как правило, является флюидопроницаемым коллектором;

- и хотя мы не можем оценить характер притока из трещиноватого интервала разреза (так как зона проникновения фильтра бурового раствора намного больше радиуса исследования геофизическими методами), но с большой долей вероятности можем предполагать, что при насыщении нефтью (газом) подстилающих и перекрывающих данный интервал пород (нахождение интервала выше ВНК или ГВК) будет приток в скважину продукта – это предположение неоднократно подтверждалось испытаниями продуктивных интервалов в колонне;

- увеличение извлекаемых запасов продукта, вследствие указанных выше обстоятельств;

- увеличение объема извлекаемой полезной геолого-геофизической информации из стандартного комплекса ГИС в карбонатном разрезе, т. е. при фактическом сохранении стоимости геофизических работ;
- возможность прогнозирования блокового строения изучаемой территории – пространственного расположения отдельных блоков бассейна по коррелируемым зонам трещиноватости на площади, а следовательно, и путей миграции флюидов в бассейне (в том числе нефти и газа).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Басин Я. Н., Новгородов В. А., Петерсилье В. И.* Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. М.: Недра, 1987.
2. *Давыдов А. А., Писецкий В. Б.* Метод адаптивного разделения каротажных данных на частотные компоненты. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1989.
3. *Золотова Г. М., Форманова Н. В., Царева Н. В.* Изучение карбонатных коллекторов методами промысловой геофизики. М.: Недра, 1977.
4. *Итенберг С. С., Шнурман Г. А.* Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. М.: Недра, 1984.
5. *Никитин А. А.* Теоретические основы обработки геофизической информации. М.: Недра, 1986.
6. *Писецкий В. Б.* Динамико-флюидный метод прогноза и анализа месторождений нефти и газа по сейсмическим данным. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1999.
7. *Писецкий В. Б.* Геометрические представления блоковой структуры осадочного бассейна. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1999.
8. *Уидроу Б., Стирнз С.* Адаптивная обработка сигналов. М.: Радио и связь, 1989.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДИНАМИКО-ФЛЮИДНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ЦЕЛЕВЫХ ПЛАСТОВ (НА ПРИМЕРЕ ВАРЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА)

*СИЛИН А. В., науч. руководитель канд. геол.-минерал. наук ПИСЕЦКИЙ В. Б.,
Уральская государственная горно-геологическая академия*

Варьеганское нефтегазовое месторождение находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 140 км северо-восточнее г. Нижневартовска, расположено в северной части Нижневартовского района Средне-Обской нефтегазоносной области в зоне, ограниченной с севера Северо-Варьеганским и Тагринским, а с юга – Ваньеганским и Новоаганским месторождениями.

Компанией «Гео Дэйта Консалтинг» в 2001 году была выполнена цифровая обработка трех съемок 3D. Для обработки поступило три объекта трехмерных сейсмических данных, полученных на Варьеганском месторождении в сезоны 1998-1999 и 1999-2000 гг. и охватили северный, восточный и юго-восточный контуры месторождения (рис. 1). Сводная часть месторождения, а оно относится к группе структурных, съемками 3D не охвачена. Для процедур обработки и интерпретации было выполнено объединение результатов обработки трех съемок в единый куб.

Структурная интерпретация показала достаточно простое строение мелового комплекса и довольно сложное строение юрского комплекса. Площадь работ находится в области развития так называемой аномальной баженовской свиты (волжский ярус верхней юры), что значительно усложняет корреляцию верхнеюрских горизонтов. При общей насыщенности юрского разреза дизъюнктивными нарушениями наблюдается повсеместное развитие разломов, затрагивающих лишь баженовскую, георгиевскую и васюганскую свиты.

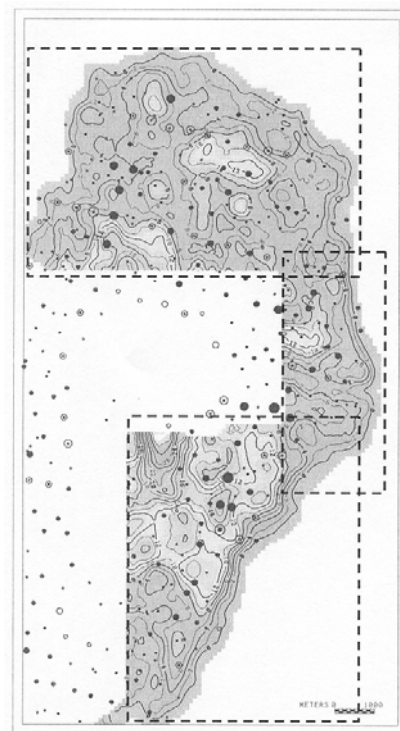


Рис. 1. Прогнозная карта нефтегазонасыщенных толщин по пласту БВ6. Пунктир – границы 3D съёмки разных сезонов. Красные кружки – добычающие скважины, синие окружности – нагнетательные скважины, размер значков пропорционален объемам суммарной закачки и отбора

На рассматриваемой территории нефтегазоносность выявлена в интервале разреза высотой порядка 2000 м и включает в себя меловые и юрские осадочные образования, а также подстилающие их породы палеозойского возраста. В границах указанного этажа при движении снизу вверх выделяются нефтегазоносные комплексы (НГК): доюрский, ниже-среднеюрский, верхнеюрский, неокомский и апт-альб-сеноманский.

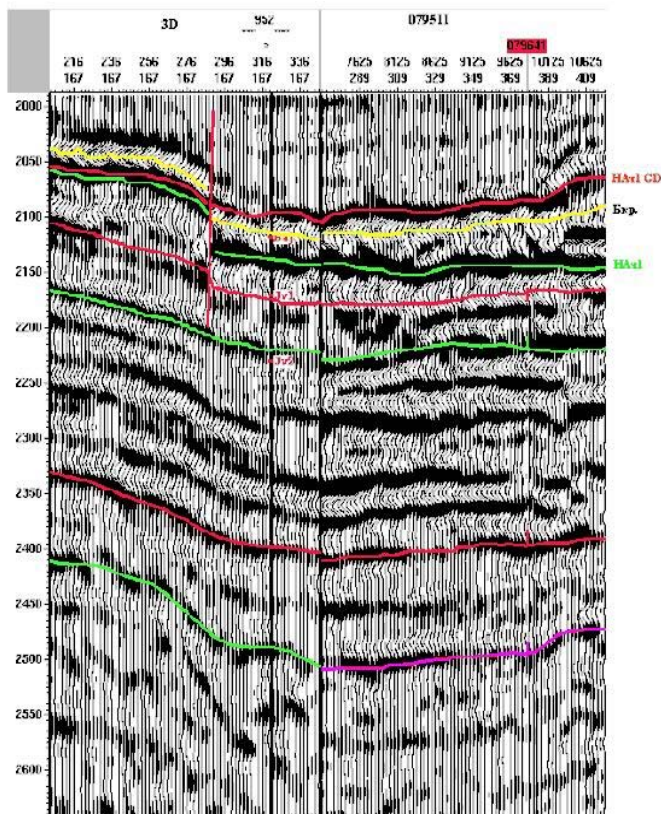


Рис. 2. Определение сейсмических границ разреза на ПР, проходящему через скв. 952 р

- ДБВ6 – вартовская свита (кровля пласта БВ6), репер;
- ДБВ9 – мегийонская свита (кровля пласта БВ9), репер;
- Нач1 – в подошве нижнемеловых отложений. Возможно является аналогом горизонта ЮВ0;
- Б – баженовская свита;
- ЮВ1 – кровля васюганской свиты (кровля пласта ЮВ1);
- Т – кровля пласта ЮВ2, тюменская свита;
- Т1 – кровля байоса (пласты ЮВ4 или ЮВ5, тюменская свита);
- Т2 – кровля аалена (пласт ЮВ8, тюменская свита);
- Т3 – кровля тоара (кровля пласта ЮВ10, подошва радомской пачки);
- А – поверхность доюрского основания.

Несмотря на то, что в волновом поле временных разрезов отображается вся толща осадочного чехла, выдержанными и устойчивыми являются лишь отражающие горизонты Г, ДБВ6 и ДБВ9. Все остальные горизонты менее устойчивы и изменчивы по форме записи.

Одним из основных глубинных факторов, осложняющих уверенное прослеживание отражающих горизонтов в юрских отложениях, является интенсивная тектоническая раздробленность. Другой причиной ухудшения качества прослеживания по всем, за исключением опорных, горизонтам является изменение акустической жесткости отражающих границ по латерали. Традиционные реперы ЮВ1 и Б из-за аномального строения баженовской свиты (верхнеюрский сейсмостратиграфический комплекс) имеют на изучаемой территории признаки условных.

Наиболее интересные результаты были получены для **пласта БВ6**, расположенного вблизи кровли мегийонской свиты. Эффективные толщины коллекторов объекта достигают 30 м. Контур залежи практически однозначно контролируется аномалией мгновенных амплитуд. Этот факт определил дальнейшее направление работ. Современная картина распределения углеводородов в значительной степени отличается от зафик-

По особенностям литологического состава, условиям образования и характеру волновой картины на временных разрезах можно выделить ряд крупных сейсмофациальных мегакомплексов и в их составе – сейсмостратиграфические комплексы:

- доюрский метаморфический фундамент (вкл. промежуточный структурный этаж);
- юрский (ниже-среднеюрские континентальные и верхнеюрские морские глубоководные отложения);
- неоком-аптский (нижнемеловые морские шельфовые и прибрежные отложения);
- альб-сеноманский (континентальные отложения верхней части нижнего и нижней части верхнего мела);
- верхнемеловой – палеогеновый (морские отложения верхней части верхнего мела и палеогена).

На временных разрезах волновая картина отображает всю толщу мезозойско-кайнозойских отложений осадочного чехла (рис. 2). Наиболее динамически выдержанными на исследуемой площади являются следующие отражения:

- С – палеоценовые отложения, кровля ганькинской свиты;
- Г – верхнемеловые отложения, кровля покурской свиты, репер;
- М1 – нижняя часть покурской свиты;

сированной картины на момент проведения исследований в скважинах (конец 80-х начало 90-х гг. XX в.). Для выполнения количественного прогноза размещения остаточных запасов залежи пласта БВ6 корреляционные зависимости искались на участках, слабо затронутых разработкой. Коэффициенты корреляции при этом достигли значений 0,7-0,8. Поля остаточной нефтенасыщенности тяготеют к незатронутым эксплуатационным участкам, также очевидны уменьшения нефтенасыщения в области интенсивной закачки воды в пласт (см. рис. 1).

Общая идея ДФМ-интерпретации на данном участке формулируется следующим образом:

1. Миграционная и накопительная структура бассейна по газовой компоненте флюидного потока так или иначе должна совпадать с блоковой схемой современной динамики бассейна. При этом полагается, что осадочный чехол молодого возраста является достаточно пластичной толщей, реагирующей на активность основания в виде системы перемещающихся в вертикальных направлениях блоков с горизонтальным размером, равным ее мощности. Вполне очевидно, что границы блоков с принципиально различной активностью могут являться основными проводниками флюидов в силу повышенной трещиноватости пород в достаточно узкой области в окрестности вертикальных плоскостей по границам блоков (вертикальная зона шириной порядка 100-200 метров).

2. Общая пористость и проницаемость коллекторов должны быть связаны, в том числе и с текущим напряженным состоянием того блока, в котором они находятся. Другими словами, аномальные локализованные области разгрузки (области с пониженными значениями общего горного давления, относительно нормального гравитационного давления) могут являться коллекторами флюидов с улучшенными параметрами пористости и проницаемости.

Таким образом, основными задачами в данном случае являлись проблемы построения карт аномальных общих давлений по различным интервалам разреза и определение границ активных блоков. По ним можно выявить некоторые особенности, которые позволяют предположить наличие вертикальных границ блоков с различной активностью (эти границы показаны на рисунках красными линиями). Анализ параметра относительных оценок давления по вертикальным сечениям сейсмического куба и по ряду его глубинных интервалов позволил в данном случае построить именно ту схему блоковой динамики.

Данная схема, с одной стороны, удовлетворяет правилам современной геомеханики а с другой – не противоречит схеме «сильных» разломов, видимых глазу интерпретатора и произошедших в соответствующую тектоническую эпоху. Такие разломы должны быть некоторым образом связаны с современной активностью осадочного чехла и его фундамента. Поскольку в рассматриваемых условиях схема разломов всех типов очень сложна, постольку можно ограничиться лишь общим качественным утверждением, что такая связь существует и просматривается на различных глубинных уровнях.

Таким образом, основной результат ДФМ-интерпретации в виде блоковой схемы современной геодинамики бассейна может быть принят за основу общей идеи зон максимальной трещиноватости и генерации газа по всем вероятным коллекторам осадочного чехла (рис. 3). С самых общих позиций все границы выделенных блоков являются перспективными для подвода газового потока к коллектору.

Проведенная работа показала, что задача оценки с помощью динамического анализа отраженных волн таких важных характеристик продуктивных пластов, как эффективная толщина, пористость и нефтегазонасыщенность, в рамках реализованного проекта, может решаться в основном лишь на качественном уровне. Этот факт не является неожиданным и объясняется следующими причинами:

- не изучены съемкой 3D западная и центральная части месторождения, что не позволяет системно оценивать эффекты от сложнопостроенных нефтегазовых залежей во всей полноте охвата по площади;
- низкое обеспечение проведенных исследований кондиционными наблюдениями в скважинах плотностных и скоростных характеристик разреза;
- отсутствие достоверной информации о текущей нефтегазонасыщенности разрабатываемых более 20 лет продуктивных пластов на момент проведения съемок 3D для корректного сопоставления имеющихся сейсмических и геолого-промысловых данных.

Отмеченные обстоятельства не являются критикой атрибутивного анализа и его возможностей для решения нефтепромысловых задач. Повышение эффективности рассматриваемого подхода для месторождений, длительное время находящихся в эксплуатации, возможно при выполнении двух основных условий. Первое из них обеспечивает адекватность технологических параметров проводимой съемки 3D реальным геометрическим и физическим свойствам изучаемых объектов. Вторым важным условием, особенно на стадии содержательной интерпретации сейсмической информации, является наличие трехмерных гидродинамических моделей разрабатываемых залежей, на основании которых возможен прогноз их состояния на любой момент времени в отношении распределения таких характеристик системы, как нефтегазонасыщенность эффективного объема резервуара, распределение в нем давлений, основных направлений движения флюидов и т. д.

Разумеется, достоверность и эффективность проведенных работ можно будет оценить только последующим бурением и разработкой залежи. Но выполненные работы показывают существование предпосылок для постановки работ 4D с целью мониторинга разработки месторождения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Писецкий В. Б. Геометрические представления блоковой структуры осадочного бассейна. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1999.
2. Писецкий В. Б. Динамико-флюидный метод прогноза и анализа месторождений нефти и газа по сейсмическим данным. Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 1999.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И КОРРЕЛЯЦИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ НИЖНЕМЕЛОВОЙ СИСТЕМЫ СРЕДНЕ-ХУЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ГИС

*СИЛИН А. В., науч. руководитель канд. геол.-минерал. наук ПИСЕЦКИЙ В. Б.,
Уральская государственная горно-геологическая академия*

Средне-Хулымский лицензионный участок находится в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Объектом детального изучения на данном участке являются осадочные мезозойско-кайнозойские отложения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты. В геологическом разрезе района можно выделить три структурных этажа: нерасчлененный протерозой-палеозойский складчатый фундамент, триасовый тафрогенный (или промежуточный) этаж и юрско-четвертичный ортоплатформенный чехол. Исследуемый пласт АС10 относится к нижней подсвите черкашинской свиты нижнего отдела меловой системы и является наиболее перспективным в разработке, что обусловлено его достаточной мощностью и нефтенасыщенностью. Представлен песчаным пластом среди чередования серых песчаников и алевролитов с глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, тонкоотмученными.

На скважинах Хулымского участка проводился следующий основной комплекс ГИС:

1. Стандартный каротаж (выполняется во всех скважинах от башмака кондуктора до забоя. Проводится подошвенным градиент-зондом А2М0,5N, кровельным градиент-зондом N0,5M2A, потенциал-зондом N6,0M0,5A с одновременной записью кривой ПС в масштабе глубин 1:500. Масштаб записи КС – 2,5 Ом·м/см, масштаб записи ПС – 12,5 мВ/см, скорость записи 500-2500 м/ч, применяемая аппаратура: Э-1, ЭК-73П).

2. Боковое каротажное зондирование (проводится во всех скважинах следующими подошвенными градиент-зондами: А0,4M0,1N, А1,0M0,1N, А2M0,5N, А4M0,5N, А8M1N с одновременной записью ПС в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи КС – 2,5 Ом·м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Скорость регистрации кривых – 500-2500 м/ч. Применяемая аппаратура – Э-1, ЭК-73П. При занижении/завышении показаний зондов производится коррекция с помощью программы ИНТЕК).

3. Боковой каротаж (проводится в интервале БКЗ аппаратурой Э-1, ЭК-73П. Масштаб регистрации логарифмический с модулем 6,25 и 4 см. Скорость записи 1500-2000 м/ч.).

4. Индукционный каротаж (проводится в интервале БКЗ в масштабе глубин 1:200 аппаратурой АИК-5 с зондом 7И1,6, АИК-4 с зондом 8И1,4, ИКЗ-2-0. Масштаб записи кривых 20 мСим/м/см), выборочно проводится многозондовый ИК ВИКИЗ.

5. Резистивиметрия (проведена в масштабе глубин 1:200 в интервалах БКЗ со скоростью 2000-2500 м/ч. Масштаб записи кривых 0,5 Ом·м/см).

6. Инклинометрия (во всех скважинах с целью определения искривления ствола скважины по точкам через 25 м используется ИОН-2 или гироскоп).

7. Кавернометрия (проводится в масштабе глубин 1:500 в интервалах стандартного каротажа и 1:200 – в интервалах БКЗ, аппаратурой. Масштаб записи кривых 2 см/см) выборочно проводится профилометрия.

8. Микрокаротаж; боковой микрокаротаж; микрокавернометрия – проводились выборочно.

9. Радиоактивный каротаж; термометрия; акустический каротаж – проводились на разведочных скважинах.

К недостаткам выполненного комплекса ГИС следует отнести несоблюдение и невыполнение интервальнойности исследования, что приводит к формированию глубоких зон проникновения и к трудностям при определении УЭС коллекторов, а также отсутствие работ методом ГГКП, являющегося наиболее информативным при определении пористости пород.

Интерпретация материалов ГИС по методам – определение интерпретационных и других параметров, а также комплексная интерпретация – выделение коллекторов, определение характера насыщения и др., рас-

чет подсчетных параметров, их средневзвешенных по толщине величин, построение петрофизических зависимостей осуществлялись в пакетах «Гинтел», «ГЕОПоиск», а также вручную.

Интерпретация данных ГИС проводилась с целью решения следующих задач: литологическое расчленение и корреляция разреза; выделение нефтенасыщенных коллекторов, установление межфлюидных контактов и обоснование эффективных толщин; определение подсчетных параметров и проницаемости пород.

Выделение эффективных толщин в отложениях Средне-Хулымского месторождения осуществлялось с использованием традиционных качественных критериев коллектора, отражающих проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт.

Формирование зоны проникновения сопровождается образованием глинистой корки на стенках скважины против проницаемых интервалов. В результате этого по данным кавернометрии против проницаемых интервалов фиксируется сужение диаметра скважины.

По данным электрических видов каротажа с различным радиусом исследований, наблюдается увеличение градиента сопротивлений, по данным метода ПС, возникает отрицательная амплитуда. Граничное значение $\alpha_{\text{пс}}$ принималось аналогично близлежащим месторождениям в подобных отложениях, которое равно 0,3 (из-за недостатка априорной информации).

В основном проницаемые нефтенасыщенные породы уверенно выделяются по всем вышеперечисленным признакам.

Толщины песчаников-коллекторов, как правило, менее 1-2 м, пласты не выдержаны по площади, имеют линзовидный характер распространения. Пласты большей толщины единичны и встречаются в нижней части отложений.

Определение истинного удельного сопротивления пласта, необходимого для расчета коэффициента нефтенасыщенности, осуществлялось с помощью комплекса программ электрометрии «ГеоПоиск». Удельное электрическое сопротивление ($\rho_{\text{п}}$) коллекторов определялось по комплексным изорезистивным палеткам БКЗ-БК-ИК.

Для определения $\rho_{\text{п}}^{\text{кр}}$ (УЭС критическое) для пластов группы АС сопоставлены УЭС с $\alpha_{\text{пс}}$ по испытанным пластам. Установлено, что нижняя граница $\rho_{\text{п}}$, при которой получены притоки безводной нефти, составляет 14 Ом·м. Максимальное значение $\rho_{\text{п}}$, при котором получена пластовая вода, составляет 10 Ом·м. Таким образом, значение $\rho_{\text{п}}^{\text{кр}}$ находится в интервале 10-14 Ом·м.

Достоверность определения коэффициента пористости, по данным ГИС, проверяется с помощью результатов анализа представительного керна. Представительным обычно считается керн, если его вынос из интервала долбления составляет не менее 80 процентов, а частота определений $K_{\text{п}}$ не менее 2-3 и более на 1 м. В нашем случае сопоставление определений $K_{\text{п}}^{\text{«кери»}}$ с $K_{\text{п}}^{\text{«геофизика»}}$ проводилось условно. Следует отметить, что на данном месторождении нет ни одного замера ГГК-П, который имеет существенные преимущества при определении $K_{\text{п}}$ по сравнению с другими методами ГИС из-за очень слабого влияния глинистости.

Определения пористости. Для определения пористости по геофизическим данным использовалась формула Фоменко В. Г.

$$K_{\text{п}} = \sqrt{(dT - 180)} \cdot \sqrt{(\alpha_{\text{пс}} - 0,05) / 0,175}.$$

Формула рассчитана для условий Западной Сибири. Глинистость учитывается через параметр $\alpha_{\text{пс}}$. Перед расчетом $K_{\text{п}}$ проводилась оценка качества диаграммного материала. В интервалах, где влияние скважины велико (резкое изменение диаметра скважины (каверна)), определение $K_{\text{п}}$ не проводилось.

В этих случаях и для сравнения с полученными данными использовался метод определения $K_{\text{п}}$ по $\alpha_{\text{пс}}$. Для этого использовалась формула

$$K_{\text{п}} = K_{\text{п}}^{\text{гл.}} + \alpha_{\text{пс}} \cdot (K_{\text{п}}^{\text{чист}} - K_{\text{п}}^{\text{гл.}}),$$

где $K_{\text{п}}^{\text{гл.}}$ – коэффициент пористости чистых глин; $K_{\text{п}}^{\text{чист}}$ – коэффициент пористости чистого песчаника.

Величины $K_{\text{п}}^{\text{чист}}$, $K_{\text{п}}^{\text{гл.}}$ устанавливались по графику изменения открытой пористости образцов керна в разрезе поисково-разведочных скважин Салымского нефтегазоносного района. При этом $K_{\text{п}}^{\text{чист}} = 21,5 \%$, $K_{\text{п}}^{\text{гл.}} = 12 \%$; $K_{\text{п}} = 12 + 9,5 \cdot \alpha_{\text{пс}}$.

При $\alpha_{\text{пс}} = 0,3$, соответствующей границе коллектор-неколлектор, $K_{\text{п}} = 14,85 \%$, что согласуется с ранее полученными по керну $K_{\text{п}}^{\text{кр}}$.

Оценка глинистости по данным ГК неоднозначна, так как на показания метода ГК (интенсивность γ – излучения) большое влияние оказывает минеральный состав глин, наличие в песчано-алевритистых породах полевых шпатов, содержание в них изотопа K^{40} . В нашем случае метод ГК использовался на качественном уровне для выделения коллекторов в ачимовской толще, что послужило предпосылкой использования его при оценке глинистости для определения $K_{\text{п}}$ в этих отложениях. Использовалась известная формула

$$K_{\text{п}} = K_{\text{п}}^{\text{гл.}} + (1 - \Delta Jgk) \cdot (K_{\text{п}}^{\text{чист}} - K_{\text{п}}^{\text{гл.}}).$$

По данным НКТ и НГК, коэффициент пористости получился завышенным и не приводится.

Ввиду того, что на данном месторождении достоверно определить минерализацию и сопротивление пластовой воды не предоставляется возможным, использовалась **методика расчета коэффициента неф-**

тенасыщенности, основанная на обобщенной зависимости для неокомских отложений $\rho_n = f(\omega_v)$, где ρ_n – сопротивление пласта, определенное по ГИС; ω_v – объемная влагонасыщенность, построенная по данным скважин на РНО Западной Сибири. Одним из основных преимуществ этой зависимости является ее устойчивость при изменяющейся минерализации пластовой воды. Зависимость успешно была использована при подсчете K_n на Салымском, Федоровском, Приобском и других близлежащих месторождениях, запасы по которым защищены в ГКЗ.

Зависимость описывается уравнением $Lg \omega_v = 0,22 \cdot (Lg \rho_n)^2 - 1,06 \cdot Lg \rho_n + 1,72$.

Дальнейший алгоритм определения K_n : $K_v = \omega_v / K_n$; $K_n = 1 - K_v$.

Определение $K_{пр}$ производилось оценочно по зависимости $K_n = f(K_{пр})$. При этом для расчета $K_{пр}$ использовались K_n , определенные по ГИС: для группы пластов АС:

$$K_{пр} = e^{((K_n - 14,823) / 1,1896)},$$

Выделение эффективных толщин продуктивных пластов производилось с использованием всего комплекса имеющейся геолого-геофизической информации, вынесенной на геолого-геофизические разрезы с увязкой по глубинам для каждой скважины.

По материалам промыслово-геофизических исследований скважин песчаники и алевролиты, представляющие интерес как потенциальные коллекторы нефти, выделяются по прямым качественным признакам, какими, в первую очередь, являются:

- положительные приращения на диаграммах микрозондов;
- наличие на стенках скважин глинистых корок, фиксируемых кавернометрией;
- отрицательные аномалии на кривой ПС;
- понижение естественной гамма-активности на кривых ГК;
- изменение сопротивления пластов в радиальном направлении, определяемое по данным электрических видов каротажа с различной глубиной исследования (БКЗ, БК).

Отбивки границ проницаемых прослоев производились на диаграммах ГИС с точностью 0,2 м. В соответствии с этим выделены все проницаемые пропластки толщиной 0,4 м и более.

Отнесение выделенных эффективных толщин к нефтенасыщенным производилось с учетом всех имеющихся материалов ядра, каротажа и испытания. По результатам выделения толщин коллекторов по каждому подсчетному объекту построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин, совмещенные с картой эффективных толщин.

Открытая пористость определялась по данным ГИС двумя способами:

1. Расчет K_n по данным АК с учетом глинистости через относительный коэффициент собственной поляризации ($\alpha_{пс}$) для пластов группы АС и относительный разностный параметр интенсивности гамма-излучения (ΔJgk) для пластов группы Ач.

2. Расчет K_n через относительный коэффициент собственной поляризации ($\alpha_{пс}$) для пластов АС и относительный разностный параметр интенсивности гамма-излучения (ΔJgk) для пластов Ач с учетом графика изменения открытой пористости образцов ядра в разрезе поисково-разведочных скважин Салымского нефтегазоносного района.

Коэффициент нефтенасыщенности (K_n) в данном случае определялся по данным промыслово-геофизических исследований. Расчет K_n производился по методике, основанной на обобщенной зависимости УЭС пласта от объемной влагонасыщенности, построенной по данным скважин, пробуренных на РНО.

В пределах Средне-Хулымского месторождения выполнена схема корреляции отложений по скважинам с юго-запада на северо-восток.

Корреляция пластов осуществлялась с использованием установленных закономерностей формирования отложений данного возраста, включающего пласты группы АС, с прослеживанием основных реперных границ. В качестве вспомогательных реперов использовались локальные глинистые образования. Глины характеризуются минимальными значениями ИК, БКЗ и максимальными, в большинстве случаев, увеличениями диаметра скважины (каверномер). Таким образом, отбивка границ пластов в целом не вызывает особых затруднений, хотя детальная внутрислоевая корреляция показывает на сложный характер строения самих продуктивных пластов.

После переинтерпретации данных ГИС и тщательной корреляции горизонтов построена геологическая модель. Горизонт $АС_{10}$ вскрыт всеми пробуренными на участке скважинами. Его общая толщина изменяется от 33 до 73 м, с тенденцией к увеличению в юго-западном направлении, и имеет сложное строение пласта, который состоит из совокупности отдельных, гидродинамически не связанных между собой проницаемых пропластков.

Согласно геологической модели, горизонт $АС_{10}$ разделяется на два самостоятельных пласта – $АС_{10}^2$ и $АС_{10}^1$. Такие линзовидные песчаные тела (аналогичные пластам $АС_{10}^2$ и $АС_{10}^1$) создаются в шельфовых условиях при боковом заполнении эпиконтинентального морского палеобассейна при выдвигании в сторону открытого моря авандельтовых областей рек. При этом четко прослеживается следующая закономерность: чем моложе пласт, тем более на запад смещается основная зона песчано-алевритового тела.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Итенберг С. С., Шнурман Г. А.* Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. М.: Недра, 1984.
2. *Чоловский И. П., Иванова М. М., Гутман И. С., Вагин С. Б., Брагин Ю. И.* Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. М.: Нефть и газ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.

РЕЗУЛЬТАТЫ СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ КСАЭ ПРИ СПУСКЕ ПРИБОРА ПОД ГЛУБИННЫЙ НАСОС

*СТАРОДУБЦЕВ А. А., науч. руководитель канд. геол.-минерал. наук ПИСЕЦКИЙ В. Б.,
Уральская государственная горно-геологическая академия*

Известно, что современное состояние разработки нефтяных месторождений характеризуется обострением проблемы их постепенного истощения и обводнения, обусловленного применением технологии поддержания пластового давления путем закачки в пласт воды. Как правило, нагнетаемая в пласт вода имеет малую минерализацию и в силу этого при поиске источника обводнения не может быть выделена ядерно-геофизическими методами. В то же время применение любого метода восстановления производительности работы скважины требует оперативного контроля его эффективности. Чаще всего, такой контроль проводится только после завершения всех технологических операций по воздействию на пласт, когда коррекция самого процесса обработки уже невозможна.

Разработка новых технологических решений, базирующихся на впервые выявленной закономерности проявления отклика пористой насыщенной среды на волновое поле большой интенсивности, позволяет устранить указанное противоречие. С физической точки зрения, такой отклик является результатом нелинейного взаимодействия волнового поля с флюидом, заполняющим поровое пространство и проявляющимся в виде генерации вторичного излучения, параметры которого адекватно связаны с его характером.

Несмотря на то, что залежи нефти и газа изначально обладают аномально высоким уровнем сейсмоакустических шумов, динамика вторичного излучения преобладает над фоном и развивается в двух противоположных направлениях: в случае нефтенасыщенного коллектора вторичное излучение увеличивается, а в случае водонасыщенного – уменьшается. Физическая особенность вторичного излучения и легла в основу предлагаемой технологии избирательного восстановления проницаемости пласта: в одной операции интегрированы два метода – исследования характера насыщенности пласта и селективного воздействия на пласт силовым акустическим полем.

В технологии используется метод каротажа сейсмоакустической эмиссии (КСАЭ). Он основан на изучении в нефтегазовых скважинах естественной и вызванной сейсмоакустической эмиссии (САЭ) горных пород в звуковом и ультразвуковом диапазонах частот (10-20000 Гц) до и после акустического воздействия.

Объединение двух функций в одном приборе – силового акустического воздействия (АВ) и регистрации сигналов САЭ – позволяет получать информацию об изменении сигнала по разрезу скважины в продуктивном пласте и за его границами, как непосредственно до и после акустического воздействия, так и в процессе мониторинга САЭ во времени.

В данной статье хотелось бы рассмотреть результаты работ, проведенных на одной из скважин, расположенных на севере Пермской области. Прибор ААВ-400 опускался в связке со стандартным промышленным прибором под глубинный насос (ЭЦН). Такая технология исследования позволяет исследовать скважину при различных режимах её работы и соответственно получать более достоверные результаты о работе эксплуатируемого пласта – коллектора. Акустическое воздействие и оценка характера насыщенности проводились в интервале 1405-1425,5 м.

Работы по акустическому воздействию и определению характера насыщенности проводились 3 раза.

02.06.03 – записано фоновое значение сигнала САЭ;

19.06.03 – записаны значения сигнала САЭ до и после акустического воздействия;

15.07.03 – записаны значения сигнала САЭ до и после акустического воздействия.

Общая схема исследования во времени изображена на рис. 1.

Анализ результатов показал, что отмечается отличие в уровнях фоновых сигналов САЭ, записанных 02.06.03 г. и 19.06.03 г. Это различие обусловлено тем, что 02.06 измерения проводились в остановленной (задавленной) скважине, а 19.06. 03 г. скважина находилась в рабочем режиме (рис. 1, б).

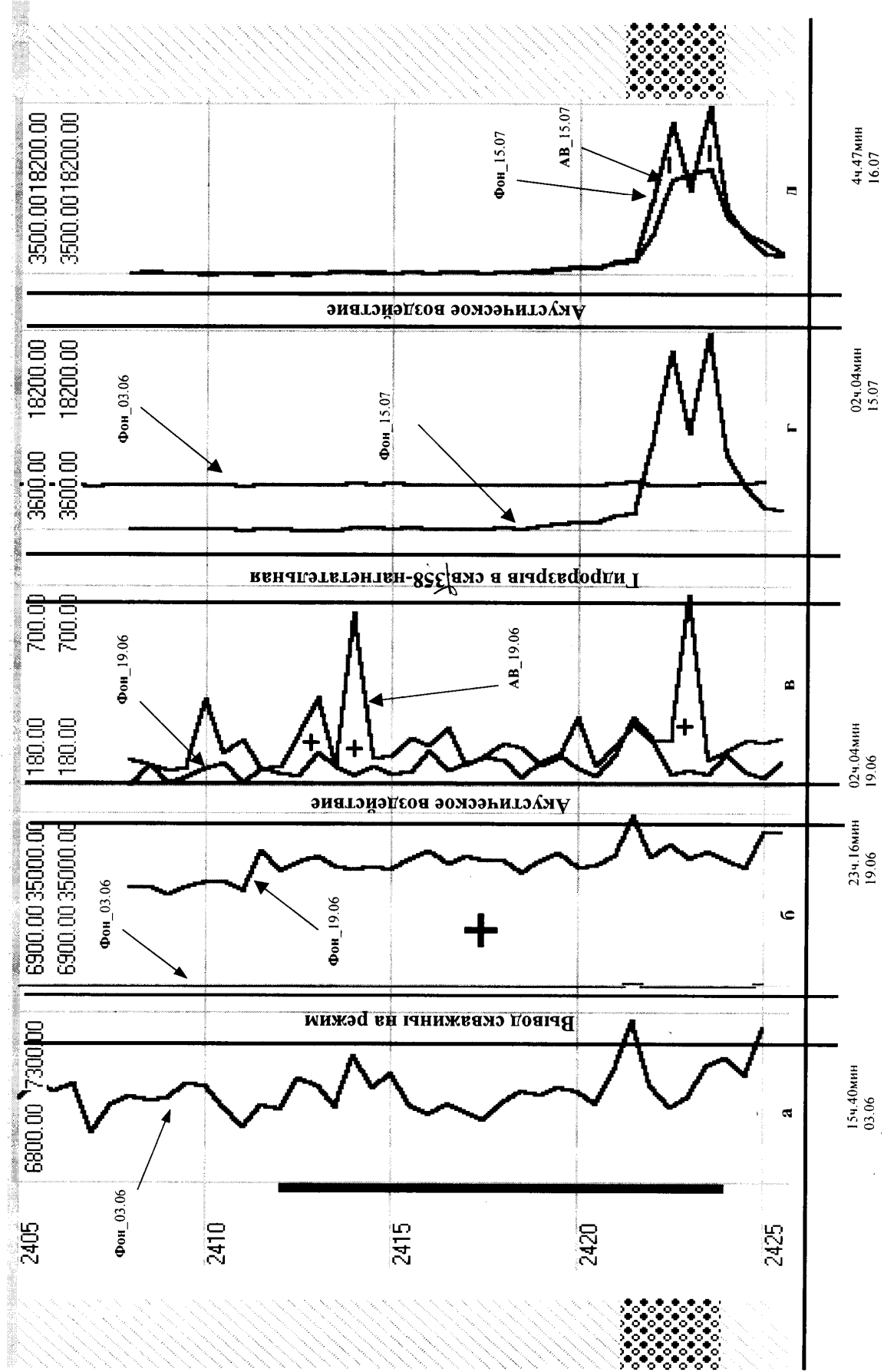


Рис. 1. Общая схема и результаты исследования скважины по методу каротажа САЭ -воздействие –каротаж САЭ

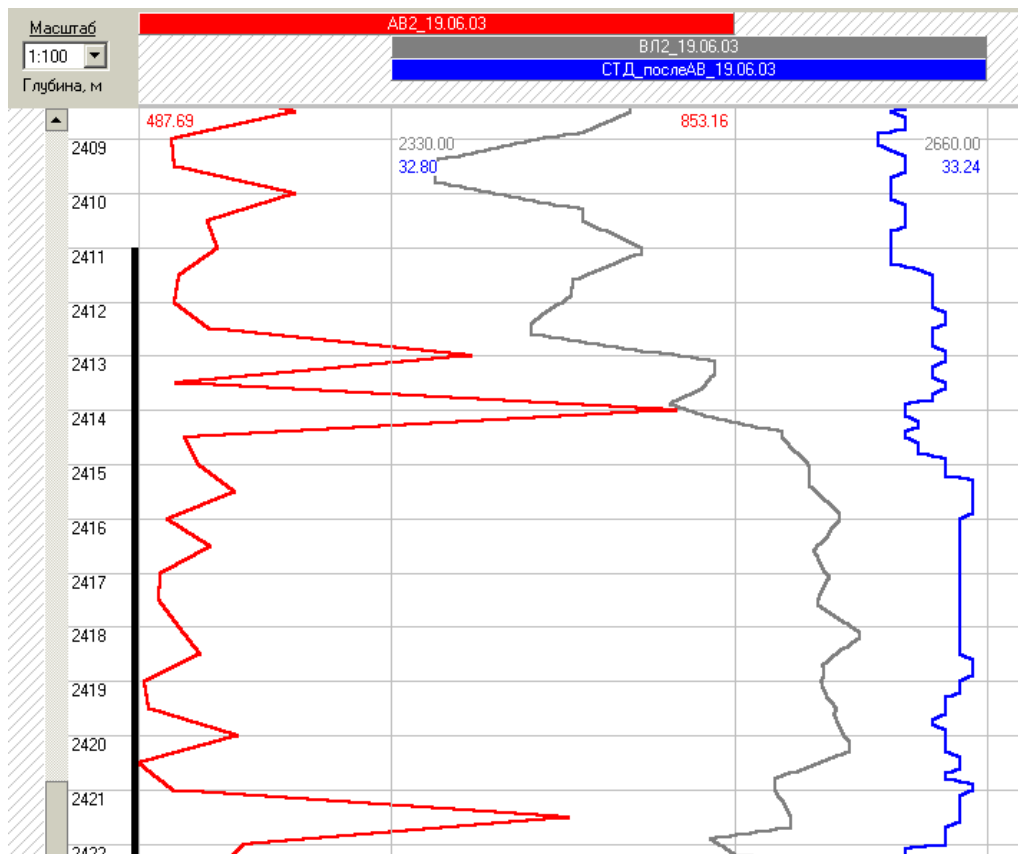


Рис. 2. Диаграммы САЭ после АВ, сигналы САЭ во временной области на глубинах 2413 и 2414 м, диаграммы влагометрии и СТД

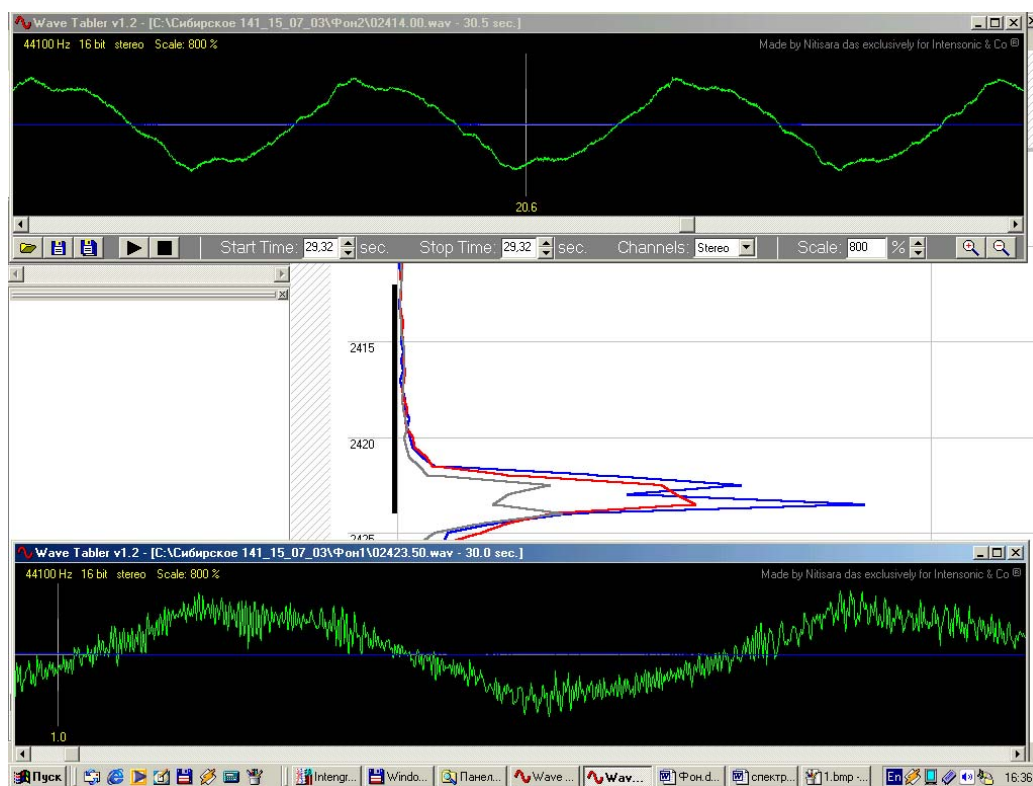


Рис. 3. Сигналы САЭ, записанные 15 июля 2003 г., и сигналы САЭ во времени по верхнему и нижнему интервалам пласта.

На записях сигнала САЭ, полученных после акустического воздействия от 19.06.03г., повторяющиеся высокочастотные импульсы были зарегистрированы на глубинах 2414 и 2423,5 м. Анализ результатов каротажа позволяет утверждать, что пласт –коллектор в интервале 2413-2414 м на тот момент времени работал нефтью в импульсном режиме, что подтверждается и данными ГИС (рис. 1, в, рис. 2).

Особый интерес представляют результаты измерения сигналов САЭ от 15.07.03 г. Если на записи сигнала САЭ от 02.06.03 г. энергия сигнала равномерно распределена по всему интервалу исследования и носит высокочастотный характер, то частотный состав фоновых сигналов САЭ, записанных 15.07.03 г. после третьего цикла акустического воздействия, существенно изменяется с глубиной. В верхней части интервала перфорации отсутствуют высокочастотные составляющие (рис. 1, з, рис. 3), а в нижней части они ярко выражены.

Следует отметить, что в период с 19.07.03 г. по 15.07.03 г. в соседней нагнетательной скважине был проведен гидроразрыв, что возможно и обуславливает изменение характера работы исследуемой скважины.

Мониторинг сигналов САЭ, проведенный 15.07.03 г. после гидроразрыва, на глубинах 2411–2414 м не выявил аномальных сигналов САЭ, которые присутствовали в данных от 19.06.03 г. Также после последнего этапа акустических воздействий (15-16 июля) энергия сигнала САЭ в интервале глубин 2411-2417 м не изменилась (рис. 1, д). Это свидетельствует о том, что в этом интервале пласт не работает.

В интервале 2418-2424 м уровень энергии САЭ после акустического воздействия уменьшился. Основной вклад в энергию сигнала после АВ вносит высокочастотная составляющая. Эти результаты, подтверждающиеся данными ГИС, позволяют сделать вывод о том, что нижняя часть пласта работает водой с нефтью (рис. 1, е).

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- По состоянию на 19.06.03 г. по результатам исследований САЭ работали 2 интервала: 2417-2424 м – нефтью с водой и 2411-2414 м – нефтью.

- По состоянию на 15.07.03 года, после проведенного гидроразрыва в нагнетательной скважине № 358, был промыт пласт, предположительно ББЗ. В результате этого интервал 2411-2414 м работать перестал, а интервал 2417-2424 м продолжал работать водой с нефтью.

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОЦЕНКЕ НЕФТЕПЕРСПЕКТИВНОСТИ ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

*ШИЛИНА Е. В., науч. руководитель канд. геол.-минерал. Наук ПИСЕЦКИЙ В. Б.,
Уральская государственная горно-геологическая академия*

Работы по интеграции данных на территорию Татарстана с целью прогноза нефтеносности региона ведутся кафедрой геоинформатики УГГГА совместно с ОАО «ГЕОПЕТРОЦЕНТР» с 1999 г. Систематизация исходных данных на территорию исследований осуществлена в виде геоинформационного пакета с использованием программного обеспечения ArcView. Геоинформационный пакет (ГИП) представляет собой совокупность разнородных и разномасштабных данных, интегрированных в единое координатное пространство.

В пакете представлены карты трех масштабных уровней:

- регионального,
- территориального,
- локального.

Кроме того, в пакете приведены данные ДФМ-разрезов по пяти сейсмическим региональным профилям и производные карты геодинамических процессов для выделения площадей, перспективных на поиски нефти.

Основной целью работ является разработка модели современной блоковой геодинамики по комплексу геолого-геофизических параметров на различных масштабных уровнях и прогноз схемы миграционных потоков флюида в системе «бассейн – фундамент».

Создание ГИП можно представить последовательностью следующих этапов:

- разработка геоинформационного пакета на трех масштабных уровнях (региональном, территориальном и локальном) по комплексу скважинных, сейсмических, гравимагнитных и других данных;
- переобработка и ДФМ-интерпретация региональных профилей, пересекающих основную аномальную зону;
- интегрированный анализ геоинформационного пакета с целью прогноза геометрии и параметров схемы современной блоковой динамики системы «бассейн – фундамент»;

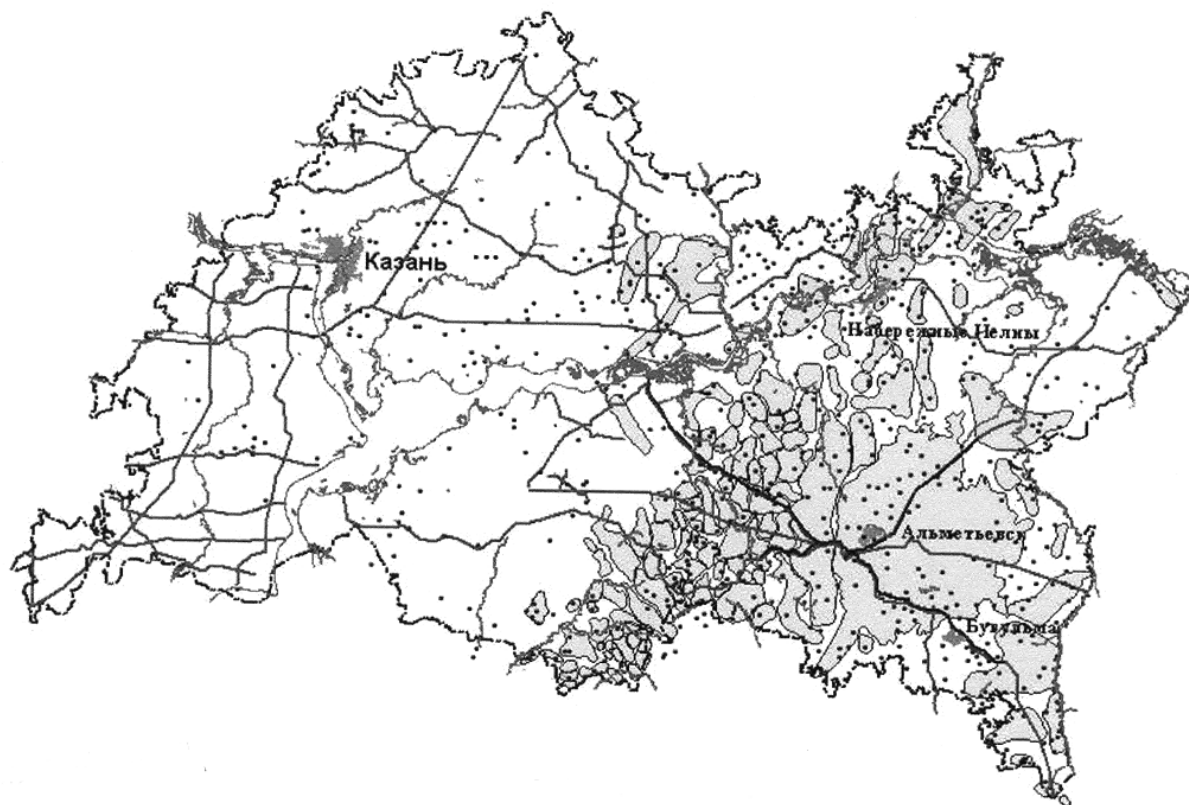


Рис. 1. Схема региональных профилей и нефтегазовых месторождений РТ

– моделирование динамических процессов течения флюида в активной системе «бассейн – фундамент» с целью прогноза схемы формирования и переформирования крупных нефтяных месторождений.

Рассмотрим содержание пакета более детально по масштабным уровням.

Региональная составляющая геоинформационного пакета включает более десяти цифровых карт различного содержания масштаба 1:10000000 и данные ГСЗ (глубинных сейсмических зондирований) по региональному профилю «Гранит».

Информация этого уровня позволяет представить положение Татарстана на восточном фланге архейско-протерозойского кратона, являющегося ядром Восточно-Европейской платформы (ВЕП). Структура Волго-Уральского сегмента ВЕП, согласно анализу геолого-структурных карт, состоит из блоков первого порядка, представленных Сысольским и Коми-Пермяцким выступами с Казанско-Кажимским авлакогеном между ними, Татарским и Пермско-Башкирским выступами с Калтасинским авлакогеном между ними, а также Жигулевско-Оренбургской грядой выступов с ограничивающим ее на севере субширотным Серноводско-Абдуллинским авлакогеном. Тектонической осью территории является зона Камского разлома с Сайралинской седловиной между северной и южной вершинами Татарского свода.

Анализ сейсмических исследований по профилю «Гранит», пересекающему Южную вершину Татарского свода в северо-восточном направлении, свидетельствует о существовании литосферных каналов и о возможной гидродинамической связи коровых горизонтов с мантийными, в частности, под Ромашкинским нефтяным месторождением.

Геодинамическая карта Республики Татарстан (РТ) позволяет уяснить положение территории относительно авлакогенов ВЕП. К югу от Татарстана отмечается погружение кровли астеносферы. Южная половина Татарстана находится на склоне этого погружения в его градиентной части.

Из геотермической карты следует, что территория РТ характеризуется спокойным температурным фоном. Температура на глубине 1 км составляет 20 – 25 °С.

На территории РТ аномальное гравитационное поле в основном положительное за исключением северо-восточной части, граничащей с Калтасинским авлакогеном. Территория Южно-Татарского свода (ЮТС) выделяется максимальными значениями. Здесь же отмечаются интенсивные магнитные аномалии. В целом ЮТС и крайний северо-восток характеризуются повышенными магнитными свойствами фундамента по сравнению с остальным Средним Поволжьем. Преобладающие плотности осадочного чехла 2,35 – 2,40 г/см³ на западе и 2,40 – 2,45 г/см³ на востоке. Магнитная восприимчивость осадков не превышает 5·10⁻⁵ед. СИ.

Карты территориального уровня – это карты масштаба 1:500 000 и в основном 1:200 000. Топооснова РТ, карта изученности кристаллического фундамента, карта месторождений нефти (рис. 1) и картограмма изученности региональными сейсмопрофилями составляют необходимую справочную основу. Геолого-петрографическая карта фундамента в редакции 1971 г., несмотря на значительный срок давности, все еще полезна для анализа. Новая геолого-петрографическая карта дорифейского фундамента РТ и схема тектонического районирования фундамента, по А. В. Постникову, составленные с учетом данных геофизики, являются основой для анализа гравитационного и магнитного полей и одновременно объектом уточнения по результатам этого анализа. Карты рельефа поверхности кристаллического фундамента и кровлей (Верей, Тула, Саргай) служат для палеотектонических реконструкций и анализа данных с использованием функций Spatial Analyst, дополнительного модуля ArcView. Карта гравитационного и магнитного полей РТ используется для районирования фундамента по величине и характеру намагниченности пород с целью уточнения границ структурно-вещественных блоков. В результате комплексной количественной интерпретации гравимагнитных аномалий могут быть выделены объекты внутри фундамента, составляющие его нижний структурный этаж.

В рельефе кристаллического фундамента РТ, согласно анализу материалов этого уровня, выделяется крупнейший структурный элемент восточной части Русской плиты – Татарский мегаблок. На западе он ограничивается Алькеевско-Пичкаским, на востоке – Удмуртским, на севере Мари-Турекско-Кильмезским, на юге Бавлинско-Серафимовским глубинными и региональными разломами. Прикамский разлом разделяет его на Северный и Южный макроблоки, которые, в свою очередь, дизъюнктивными нарушениями разбиваются на мезоблоки. Татарский мегаблок обрамляется со всех сторон авлакогенами, заполненными терригенными отложениями рифея: Камско-Бельским на востоке, Серноводско-Абдулинским на юге, Казанско-Кировским на северо-западе. Татарский мегаблок очерчивается изогипсой поверхности фундамента – 1760 м, а его склоны нередко совпадают с линиями резкого выклинивания рифейско-вендских отложений. Глубину залегания поверхности фундамента в местах, слабо изученных глубоким бурением, определяют по магнитным аномалиям и по данным электроразведки. Применение комплексной интерпретации гравитационных, магнитных и электромагнитных материалов позволяет уточнить геологическую карту кристаллического фундамента.

Локальный (детальный) уровень геоинформационного пакета включает карты масштаба 1:50 000 и крупнее на отдельные участки территории. К настоящему времени собраны материалы, относящиеся к территории Северо-Татарского свода (СТС). Они составят часть будущего специализированного геоинформационного пакета по СТС. Карты, относящиеся к району скв. 20009, составляют геоинформационную основу для анализа территории Алтунино-Шунакского прогиба и его особой роли в процессе подпитки уникальных нефтяных месторождений.

Дополнительно в пакете представлены ДФМ-разрезы по пяти региональным сейсмическим профилям, расходящимся от скв. 20009. Предварительно была выполнена переобработка и переинтерпретация этих региональных профилей с целью динамико-флюидного моделирования глубинных процессов в зонах сочленения крупных тектонических элементов. На разрезы с геолого-петрографической карты дорифейского фундамента РТ вынесено положение тектонических нарушений, с которыми коррелируются, как правило, области пониженного флюидного давления. ДФМ-разрезы являются основой для изучения проблем миграции и аккумуляции углеводородов в региональном масштабе, а в детальном масштабе используются непосредственно для разведочных целей. Полная геологическая интерпретация ДФМ-разрезов будет выполнена в дальнейшем совместно со всеми геологическими, геохимическими и геофизическими данными.

В результате интегрированного анализа имеющихся в нашем распоряжении геолого-геофизических данных на различных масштабных уровнях (гравимагнитные поля, структурные карты по основным отражающим горизонтам, тектонические карты и карты вещественного состава фундамента) и полученных данных по ДФМ-технологии об аномальных оценках давления по переобработанным профилям построен первый вариант модели современной геодинамики РТ.

По исходным данным, систематизированным в геоинформационном пакете, с использованием функций Spatial Analyst построены производные карты:

- схема районирования фундамента РТ по характеру и интенсивности магнитного поля;
- карта блоковой геодинамики осадочного чехла;
- карта флюидо-динамического параметра осадочного чехла;
- схема геодинамических процессов осадочного чехла территории РТ.

Схема районирования фундамента РТ по характеру и интенсивности магнитного поля, предназначена для последующего уточнения границ тектонических и структурно-вещественных блоков фундамента и изучения его внутреннего строения.

Геодинамическая схема РТ, построенная по результатам морфологического анализа кровлей, представляет собой так называемый кинематический параметр, который найден как накопленные локальные отклонения от структурных поверхностей реперных горизонтов (от Верея до фундамента, всего 6 горизонтов). Заметим, что структурные карты по данным стратиграфическим горизонтам построены на основе всей базы разведочных скважин и по данным пикинга региональных сейсмических профилей. Пикинг использовался

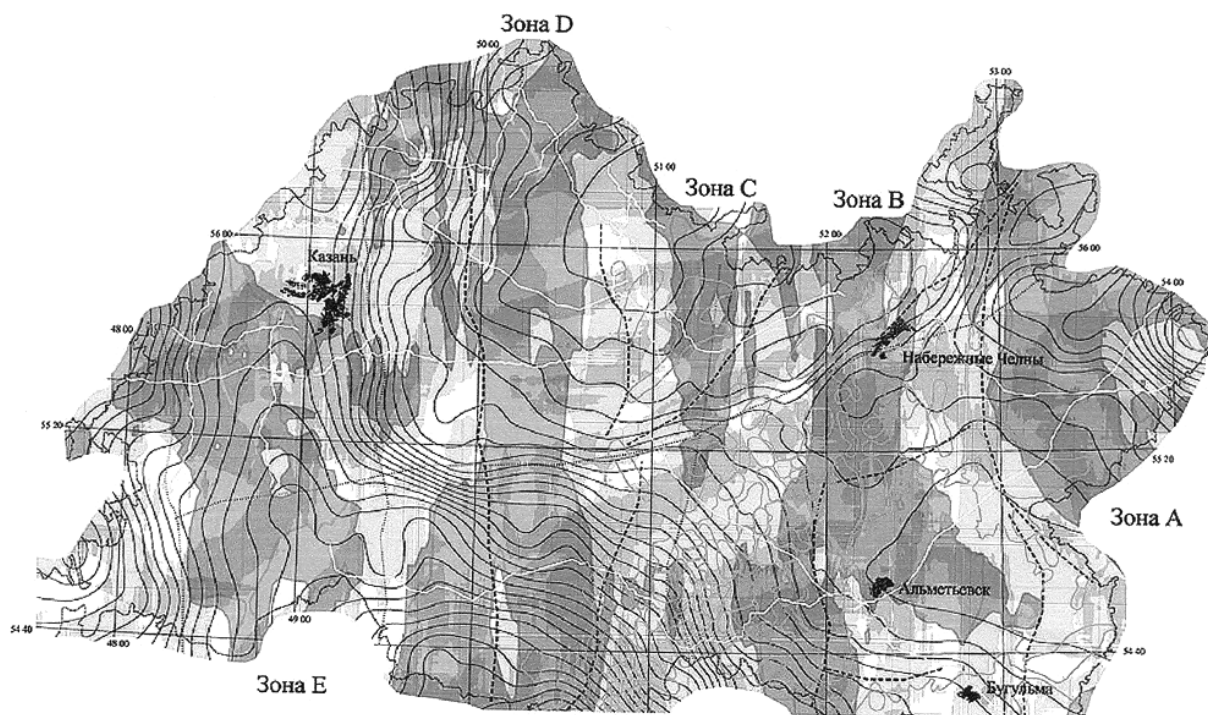


Рис. 2. Схема геодинамических процессов осадочного чехла в пределах РТ

для обеспечения равномерной плотности в западной части территории (там, где мало разведочных скважин). На полученной карте отображено как минимум три основные спектральные компоненты тектонических движений в постверейский период:

- очень слабые низкочастотные (длиннопериодные) движения;
- среднечастотные более интенсивные движения;
- высокочастотные интенсивные движения.

Данный кинематический параметр закономерным образом разделил территорию на три основных блока: СТС – малоактивный блок, ЮТС – активный блок (достаточно точно повторяет контуры нефтенасыщенности), Западный блок – блок с высокой активностью вследствие максимального погружения. Здесь можно выдвинуть гипотезу – наиболее перспективный в смысле максимального миграционного потока с тенденцией к накоплению флюида – территория со среднечастотной составляющей, что логично – статичная среда малопригодна для обновления флюидных течений, высокоактивные среды способны генерировать флюидные течения, но малопригодны для образования устойчивых скоплений флюида. Следовательно, только среднечастотные составляющие тектонических движений способны «всасывать» и удерживать флюид.

Карта обобщенного флюидо-динамического параметра в общих чертах иллюстрирует аномальные эффекты современной геодинамики осадочного чехла. Представляет собой оценку аномального давления по атрибутам сигналов отраженных волн. Для построения этой карты была выполнена ДФМ-трансформация всех временных разрезов и построены карты аномальных оценок давления по маркирующим отражающим горизонтам. Контуры наиболее контрастных флюидо-динамических аномалий на этой карте достаточно точно совпадают с контурами Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений. Кроме того, видны и несколько менее масштабных и контрастных аномалий вблизи крупных тектонических элементов, в пределах которых отсутствуют разведочные скважины. Такие аномалии отмечены как на западе, так и на севере, северо-востоке территории РТ. Очевидная перспективность этого подхода требует выйти на более детальный уровень геодинамической модели за счет аналогичной переобработки и переинтерпретации дополнительных профилей.

В результате интегрирования основных элементов этих двух карт построена схема геодинамических процессов осадочного чехла территории РТ (рис. 2). Построенная модель отражает два важнейших параметра среды: геометрию блоковой структуры и степень относительной активности выделенных блоков.

Анализ карты свидетельствует о распределении флюидного потока и местоположения зон стечения флюида. В зонах пересечения блоков получаем максимум притоков флюида, т. е. их можно рассматривать как наиболее вероятные зоны образования и скопления нефти (см. рис. 2).

Данная схема позволяет приступить к процессу динамико-флюидного моделирования как для всей схемы блоковой динамики в целом, так и в более крупных масштабах для отдельных фрагментов террито-

рии, где плотность фактических данных выше. А развивая созданную модель на уровень масштабов 1:100 000, можно выйти на прогноз новых ресурсов.

Таким образом, мы видим целесообразность создания подобных геоинформационных пакетов и на другие территории. Данный пакет успешно используется ОАО «ТАТНЕФТЕГЕОФИЗИКА», и ведутся работы по пополнению пакета.

Динамичность и быстрота операций, сравнительная легкость получения результатов, все возрастающие объемы накопленной геологической и геофизической информации, возможность неограниченного пополнения информацией, ее обобщения, обработки и систематизации, а также высокая производительность дают преимущество использования компьютерных технологий в геологических и геофизических областях.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ГОРНО-МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ ГИС-ТЕХНОЛОГИЙ

ПЕТРОВА Т. А.,

Санкт-Петербургский государственный горный институт им. Г. В. Плеханова
(технический университет)

Техногенное воздействие предприятий горно-металлургического комплекса (ГМК) создается большим количеством сложно взаимодействующих факторов различной природы, соответственно при комплексном подходе приходится опираться на обобщенные характеристики окружающей среды, вследствие чего объемы даже минимально достаточной информации должны быть большими. В противном случае обоснованность производимых действий и решений вряд ли может быть достигнута. Очевидно, что простого накопления данных явно недостаточно.

Главная задача при проведении природоохранных мероприятий заключается в объединении разнородных данных, имеющих разную степень достоверности, и соблюдении принципа единства измерений. Это позволит связать данные друг с другом, сравнить, проанализировать, просто просмотреть их в удобном и наглядном виде, например, создав на их основе необходимую таблицу, чертеж, карту, диаграмму.

При поиске возможных путей для решения вышепоставленной задачи выяснилось, что особенности и возможности по организации данных в Географической информационной системе (ГИС) позволяют считать геоинформационную технологию основой для целей обработки и управления экологической информацией. Ее функции достаточно широки. Действительно, средства ГИС намного превосходят характеристики обычных картографических систем.

В общем случае ГИС является компьютеризированной системой управления базами данных для поиска, приема-передачи, хранения, изменения, анализа и пространственно-временного отображения определенной информации, т. е. ГИС – это комплекс, включающий интегрированные базы данных и аналитические средства для работы с любой координатно привязанной информацией.

ГИС является новым уровнем и способом интеграции и структурирования информации, особенно в тех случаях, когда данные относятся к объектам, для которых важны их пространственное и взаимное расположение, форма. В частности, такими объектами являются предприятия горно-металлургического комплекса, имеющие четко определенное размещение источников выбросов, их форму (точечные, линейные, площадные), взаимное расположение.

Основой ГИС-технологии является картографическая информация в единой системе координат (географическая карта или план) в цифровой форме – географическая база данных. Такая база данных представляется в виде набора отдельных тематических карт, которые при объединении создают всю необходимую для пользователя информационную базу. С картографическими объектами в ГИС связывается описательная атрибутивная информация об особенностях этих объектов, которая может быть представлена в алфавитно-цифровой, реже в графической, звуковой и других формах. Такая связь осуществляется через идентификаторы положения – геокоды, которые одновременно присваиваются картографическим объектам и записям в неграфической базе данных.

Алфавитно-цифровая информация, организуемая, как правило, в виде реляционной базы данных, объединяет различные файлы при решении конкретных задач, не меняя структуру этих файлов, и позволяет наращивать проблемно ориентированные блоки данных. При этом в ГИС каждому географическому объекту ставится в соответствие строка таблицы – запись в базе данных, что обеспечивает большие возможности в функционировании ГИС.

К наиболее развитым полнофункциональным ГИС относятся программные системы американских фирм «ESRI (ARC/INFO)» и «Microstation (MGE Integraf)».

В списке систем картографической визуализации, использующих ресурсы персональных компьютеров, лидируют программные средства ArcView (ERSI).

Создание на базе ГИС программной системы комплексной оценки состояния окружающей среды в районах воздействия предприятий ГМК предполагает следующий алгоритм (рис. 1).

1. Импорт данных (в частности, результаты мониторинговых исследований) система Arc View GIS позволяет создавать и модифицировать базы данных, а также импортировать данные стандартных форматов Excel, Access, обрабатывать различные графические форматы.

2. Проверка данных, например, проверка координат точек опробования на предмет отсутствия необходимых данных

3. Первоначальный статистический анализ производится для выявления репрезентативных выборок, удаления из расчетов так называемых ураганных значений, установления закономерностей распределения концентраций того или иного загрязнителя, эффекта пропорциональности, общего тренда, изменчивости и прочих статистических параметров

4. Интерполяция данных. Анализ и обработку пространственно распределенных данных следует производить методами геостатистики, что позволит решить ряд конкретных задач:

- Оценить значение в точке, где измерения не проводились
- Нарисовать карту, построить изолинии (определить значения на плотной сетке)
- Оценить ошибку интерполяции
- Учесть при интерполировании ошибки измерений
- Определить вероятность превышения заданного уровня
- Провести совместный пространственный анализ коррелированных переменных
- Получить набор равновероятностных пространственных реализаций распределения
- Описать пространственную вариабельность и неопределенность

При работе с пространственными данными важно, прежде всего, понять, насколько эффективна имеющаяся сеть мониторинга.

Если данные собраны на нерегулярной кластерной сети мониторинга, то необходимо проведение пространственной декластаризации для получения репрезентативной глобальной статистики – средних, вариаций, гистограмм.

Оценить пространственные особенности данных позволяет статистика с движущимся окном, когда область разбивается на подобласти, в каждой из которых проводится независимый статистический анализ.

Дальнейший пространственный анализ предполагает исследование и моделирование пространственной корреляции между данными по одной или нескольким переменным. Мерой пространственной корреляции является вариограмма – статистический момент второго порядка.

Для получения наилучшей в статистическом смысле пространственной оценки следует использовать модели из семейства крикинга – наилучшего линейного несмещенного оценителя. Кригинг является «наилучшим» оценителем в статистическом смысле – его оценка обладает минимальной дисперсией. Важным свойством крикинга является точное воспроизведение значений измерений в имеющихся точках (интерполяционные свойства). В отличие от многих других методов оценка крикинга сопровождается оценкой ошибки интерполяции в каждой точке. Полученная ошибка позволяет охарактеризовать неопределенность интерполяционной оценки данных при помощи доверительных интервалов и «толстых» изолиний.

5. Визуализация результатов: карты оценок и ошибок, контурные и мозаичные карты, карты вероятностей и риска. В зависимости от характера данных создается необходимое число слоев.

6. Географические информационные системы – картография, карты для принятия решений.

Для обеспечения работы пользователей в ГИС организуется система запросов, перечень которых приведен на рис. 2.

Т. е. в конечном итоге готовая ГИС должна иметь базовый набор следующих функций:

- картографический интерфейс для организации запроса к базе данных («что это?»);
- средства генерации картографического отчета по запросу к тематической базе данных («где это находится?»);
- пространственные запросы о взаимоотношениях между объектами («что рядом?», «какой путь короче?», «с какими объектами связан, граничит данный объект?», «положения каких объектов в пространстве пересекаются и на сколько?»);
- оверлейные операции, использующие в разных вариантах пространственное наложение одного множества объектов на другое.

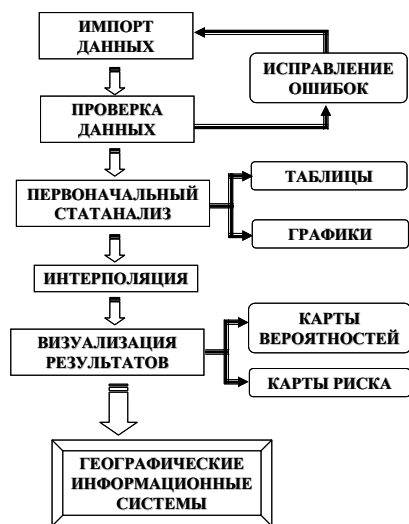


Рис. 1. Алгоритм создания ГИС – технологии

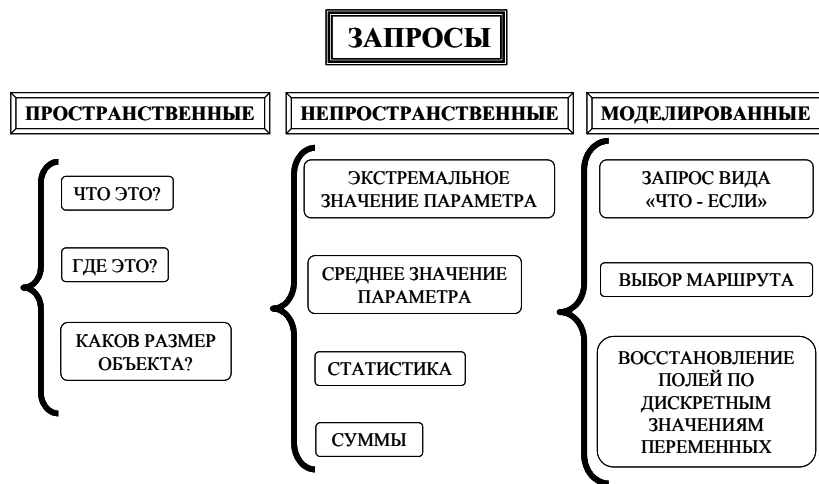


Рис. 2. Базовые функции ГИС

В настоящее время автором ведется работа по созданию на основе предлагаемого алгоритма ГИС – технологии комплексной оценки экологического состояния объектов алюминиевой промышленности, таких, как ОАО «Пикалевский глинозем» и ОАО «Бокситогорский глинозем».

Данная программная система будет обладать всеми вышеперечисленными функциями, содержать базу моделей природных и техногенных объектов, базу данных контрольных измерений, позволяющую оперативно оценивать экологическую ситуацию в заданном районе и представлять ее на карте, а также единую базу природных объектов и источников загрязнения, что обеспечит возможность моделирования распространения вредных веществ в воздушной, водной и наземной средах.

Модели распространения загрязняющих веществ в воде, воздухе и почве будут учитывать технологические характеристики предприятий, географическое местоположение, метеорологические условия.

Совокупность данных, моделей или оценок по каждой из сред будет представлять собой отдельный слой ГИС. Объединение всех слоев в единый проект позволит получить комплексную оценку состояния объектов на основании разнородных данных.

Работа выполнена при поддержке российско-американской программы «Фундаментальные исследования и высшее образование» (BRHE).

РУДНИК – АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ МЕТАЛЛОВ В КОМПАНИИ НАК «КАЗАТОМПРОМ»

*ЯЗИКОВ В. Г., БЕЛЫХ А. В.,
ЗАО НАК «Казатомпром»*

Одним из наиболее интересных проектов уровня компании является построение автоматизированной информационной системы управления добычей металлов в национальной атомной компании (НАК) «Казатомпром».

Потребность в создании системы вызвана следующими обстоятельствами:

- замедляются темпы роста объемов производства, достигнутые в Компании за счет экстенсивного пути развития, в т. ч. ввода в производство все новых участков месторождений, массового внедрения компьютерной техники и спутниковой связи;
- наметился переход к интенсивным способам добычи металла, которые требуют новых подходов к вопросам управления и реструктуризации производства на основе применения новейших, в т. ч. информационных технологий;
- «геолого-геофизические и геотехнологические данные в целом недостаточно надежны в существующем виде, т. к. оперативная информация редко интегрируется с ретроспективными данными»;

- требуются геотехнологические модели по-блочной, а в перспективе и поячейстой структуры управления динамикой добычи металла, так как геотехнологические модели добычи, построенные на принципе достижения средних геотехнологических параметров по месторождению и блоку за время его работы, недостаточно эффективны;

- «персонал не достаточно готов приспособиться к быстрым изменениям конъюнктуры рынка и новым хозяйственным отношениям».

Решение сформулированных проблем путем внедрения системы «РУДНИК» позволит перейти, по нашему мнению, к реализации задач интенсификации производства, стоящих перед Компанией, в т. ч.:

- росту добычи и увеличению эффективности работы компании путем внедрения новых технологий управления процессом добычи;

- «переориентации инвестиций на более рентабельные месторождения и участки месторождений с целью уменьшения производственных издержек»;

- оптимизации фонда оборудования;
- улучшению качества управления процессом добычи металла;

- обеспечению эффективного контроля за финансовой и производственной деятельностью;

- структурной реорганизации с целью оптимизации взаимоотношений между головным офисом и рудоуправлениями.

В рамках внедрения системы на добывающих предприятиях НАК «Казатомпром»: Степном рудоуправлении (м-я «Уванас», «Мынкудук»), Центральном рудоуправлении (м-я «Канжуган», «Южный Моинкум»), Рудоуправлении № 6 (м-я «Северный» и «Южный Карамурун») и в центральном офисе создаются рабочие группы управления данными (рис. 1).

В рабочую группу входят специалисты различных структурных подразделений, занимающихся подготовкой данных по технологическому блоку и скважине: маркшейдер, геолог, геофизик, технолог. Рабочие места работников группы территориально разбросаны, максимальное расстояние 65 км, и каждый из них имеет авторизованный доступ в on-line режиме к серверу, установленному в центральном офисе рудоуправления и содержащему сведения по всем месторождениям, на которых ведет работы рудоуправление.

Проведено техническое оснащение компьютерным оборудованием и средствами связи основных рабочих мест.

Ведется паспортизация блоков и технологических скважин, при этом в базу данных включаются разработанные в компании паспорта блоков и скважин (В. Бармасов, В. Морозко, А. Белых, М. Петричук), геологические карты и разрезы, карты расположения технологических скважин, а также оперативные данные по техническому состоянию скважин, насосному оборудованию и добыче металла по каждому технологическому блоку. В таблице представлен перечень основных разделов паспортов технологических блоков и скважин.

Разделы паспортов технологических блоков и скважин

№ п/п	Данные паспорта блока	№ п/п	Данные паспорта скважины
1	Основные геотехнологические параметры блока	1	Координаты скважины
2	План вскрытия блока	2	Конструкция скважины
3	План обвязки блока	3	Характеристики фильтра
4	План продуктивности блока	4	Результаты геофизических исследований скважин (ГИС) в открытом стволе (параметры рудных интервалов)
5	Таблицы вывода средних мощностей, средних содержаний и запасов по блоку в контрактах принятой ГРМ	5	Результаты ГИС в закрытом стволе (техническое состояние скважины)
6	Проектные и фактические графики основных геотехнологических показателей работы блока (циклограммы работы блока)	6	Результаты ремонтно-восстановительных работ (РВР)

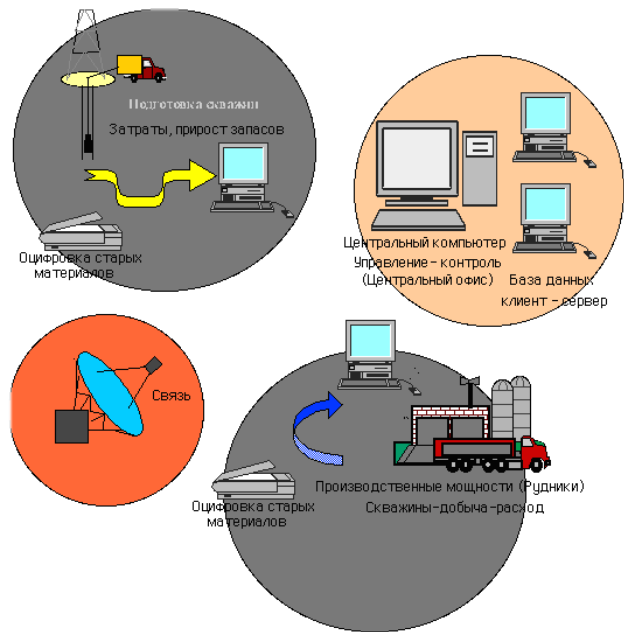


Рис. 1. Схема потока информации в пределах рабочей группы рудоуправлений системы «РУДНИК»

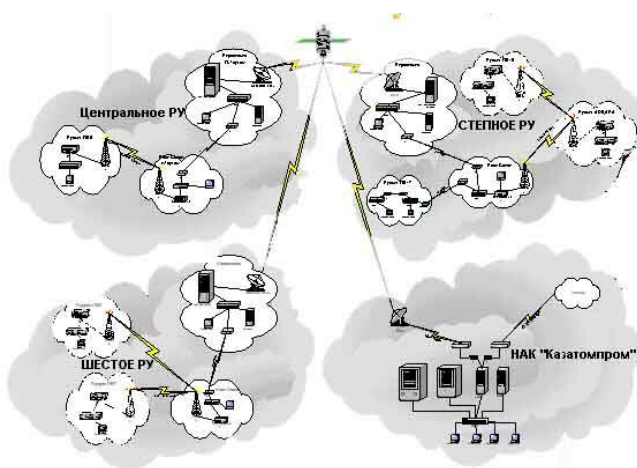


Рис. 2. Технологическая схема системы «РУДНИК»

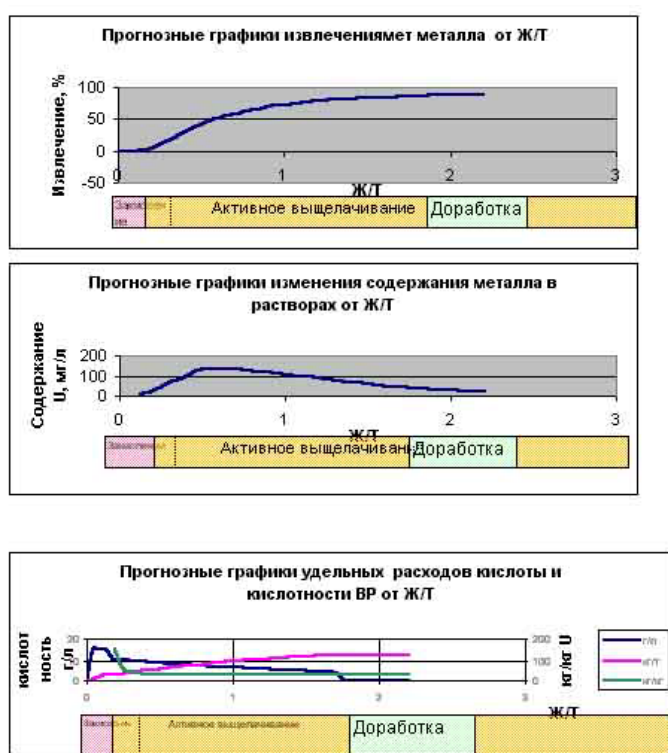


Рис. 3. Проектная циклограмма работы блока

Модель оптимального режима работы блока представляется набором графиков – циклограммой работы блока (рис. 3). В проектную циклограмму работы блока входят следующие циклы (стадии работы блока):

- закисление;
- активное выщелачивание;
- доработка.

В самом общем виде принцип работы системы может быть представлен следующим образом. Объединение распределенных баз и разграничение доступа достигается путем создания динамических Web сайтов рудоуправлений (сеть Intranet) и делового геоинформационного портала НАК «Казатомпром» (сайт Intranet А. Белых, Т. Хасанов, К. Белых) (рис. 4), предоставляющего всем сотрудникам компании разграниченный, санкционированный доступ для совместного использования документов (карты, разрезы, диаграммы картожа, таблицы, тексты) и деловых приложений (программ решения задач).

Все рабочие группы объединены в единую сеть с помощью спутниковой системы связи (рис. 2). В центральном офисе НАК «Казатомпром» данные представлены в виде интегрированной базы данных. Данные по блокам и скважинам доступны специалистам и руководству компании, работающим как на своих рабочих местах, так и в залах производственных совещаний в режиме on-line, что дает возможность оперативно вести обработку данных и принимать решения, используя как программные разработки НАК «Казатомпром», так и сторонних фирм.

Ведется разработка математического и программного обеспечения для задач расчета и оптимизации эффективности инвестиций в добывающие производства компании. Программы построения экономической модели отработки месторождения, участка, блока путем расчета оптимального бортового метража и проведения контура залежи, максимизирующего экономические параметры, в зависимости от инфляции, себестоимости, будущей цены урана, с определением факторов определяющих риск проекта [8], собраны в одном Excel файле, содержащем 12 таблиц, и базируются на детальном исследовании количества, качества руды и фильтрационных свойств пород и руд.

В основу технологии мониторинга, реализованной в системе «РУДНИК», положены программы оригинальных исследований, выполненных специалистами НАК «Казатомпром» и Института горного дела РАН РК (В. Язиков, Е. Рогов, В. Забазнов, А. Белых, А. Рогов) в области математического моделирования технологического процесса добычи металла [4, 6]:

- гидродинамического расчета сетей технологических скважин;
- дебитов скважин;
- оптимального радиуса ячеек сети скважин;
- времени работы блока (закисление, выщелачивание);
- математической модели концентрации продуктивных растворов по времени;
- модели удельного расхода реагентов.



Рис. 4. Геоинформационный портал НАК «Казатомпром»

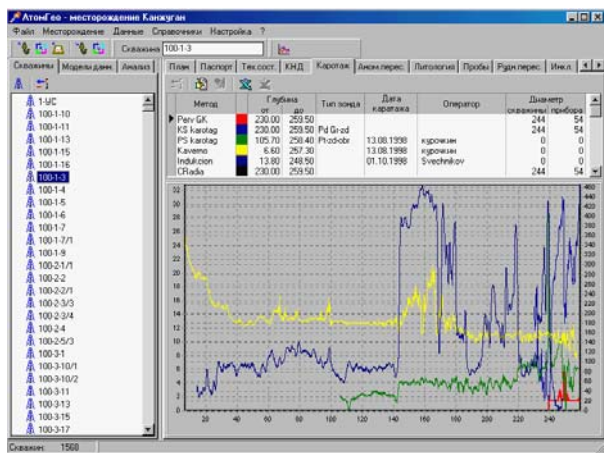


Рис. 5. Интерфейс с базой геолого-геофизических данных Atomgeo

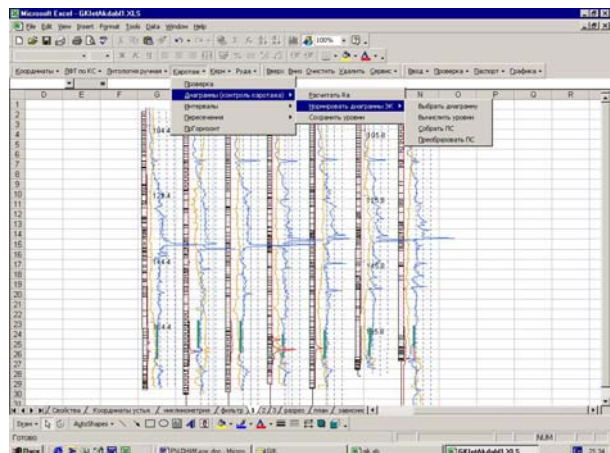


Рис. 6. Деловое приложение обработки геолого-геофизических данных, подсчета запасов

- Деловое клиент-серверное приложение регистрации, обработки и оценки качества данных каротажа и опробования с формированием базы геолого-геофизических данных [2] Atomgeo (А. Белых, М. Петричук) (рис. 5).
- Деловое приложение обработки данных ГИС с выделением рудных интервалов, геометризацией месторождения и подсчетом запасов (А. Белых, М. Петричук, О. Белых) в соответствии с Инструкцией по гамма-каротажу, утвержденной 24 июля 1987 г. Мингео СССР [1, 3, 5, 7]. 20 программ собраны в одном Excel-файле, содержащем 19 таблиц с информацией от результатов инклинометрии до параметров рудных интервалов, планов и проекций разрезов и являющемся клиентским приложением при работе пользователя с базой данных через Internet Explorer (рис. 6).
- Деловое приложение расчета проектных геотехнологических параметров, экономической оценки себестоимости добываемого металла (А. Белых, О. Белых) (рис. 7) и районирование на этой основе геологи-

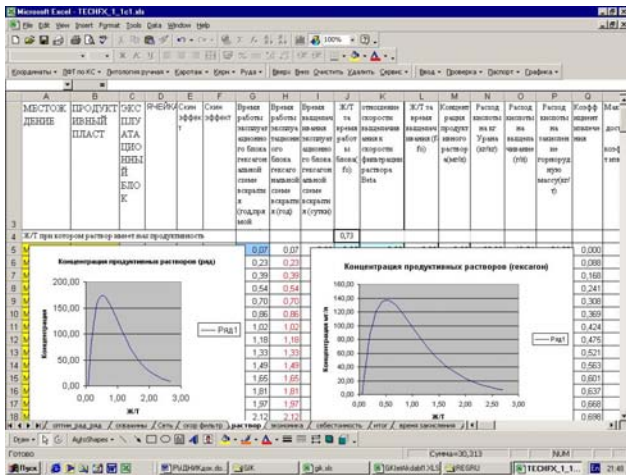


Рис. 7. Деловое приложение расчета проектных геотехнологических параметров

Геотехнологическая характеристика участка проектируемого к отработке (по классификации В. Язикова)

часть 1

Индикатор	Именованные факторы	Характеристика участка в именованном	Экспертная оценка характеристик	Относительные значимые критерии
X ₁	Состояние-вероятность водоупора		6	1
X ₂	Состояние-наличие раствора		10	1
X ₃	Продуктивность пласта, д/м ²		4,96	1
X ₄	Лито-литический состав руд		4	0,5
X ₅	Проницаемость руд, м/сут.		10,9	1
X ₆	Водообильность (удельный дебит) руд, л/с		30	1

Рис. 8. Таблица типизации и геотехнологических параметров проектируемого участка

ческих и технологических блоков, в соответствии с разработанной в НАК «Казатомпром» типизацией месторождений и блоков (В. Язиков, Е. Рогов, В. Забазнов) (рис. 8) [4, 6]. Всего 15 программ собраны в одном Excel-файле, содержащем 10 таблиц математической модели процесса ПВ, в т. ч. оптимальной сети вскрытия рудной залежи, скоростей фильтрации продуктивного раствора, дебитов скважин, прогноза продуктивностей растворов и затрат химреагентов в зависимости от времени.

- Деловое приложение оптимизации геотехнологических параметров работы блока.

Данные для решения задач поступают из следующих источников:

- цифровые каротажные станции;
- результаты анализов растворов;
- замеры динамики работы блоков – АСУ ТП полигона.

Управление работой блоков осуществляется путем систематизации собранных в базах данных фактической и проектной циклограмм работы блока, в т. ч.:

- гидродинамического режима работы блока;
- качества и количества продуктивных растворов;
- технического состояния скважин блока.

Ожидается что система «РУДНИК» позволит максимально эффективно вести добычу в течение всего жизненного цикла месторождения, причем с помощью системы мониторинга ожидается получить:

- повышение управляемости компании за счет создания единой технологической цепочки управления: горнорудный департамент – рудоуправление – блок – скважина – и добиться реального контроля принятия производственных решений;
- повышение эффективности использования знания экспертов на всех уровнях управления для решения производственных задач;
- обеспечение низового уровня результатами моделирования и превращение математических моделей в постоянно действующие механизмы;
- эффективные механизмы планирования производственной деятельности на основе лучших мировых технологий;
- полную и упорядоченную систему сбора и анализа технологической отчетности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Белых А. В. Выделение литолого-фильтрационных типов пород, определение их фильтрационных свойств при проектировании отработки пластово-инфильтрационных месторождений методом подземного скважинного выщелачивания // Новые геофизические технологии для нефтегазовой промышленности: Научный симпозиум. Уфа, 2002.
2. Белых А. В. Моделирование подсчетных параметров по данным исследования скважин при создании автоматизированной системы обработки данных (на примере АСОД ПЗ). Методы рудной геофизики. Геофизические и геохимические методы при поисках и разведке месторождений гидрогенного типа. Л., 1989.
3. Белых А. В., Славгородская Э. Н. Автоматизированная система обработки данных «Технологические свойства». Комплекс задач «Выделение литолого-фильтрационных типов пород по гранулометрическому составу и коэффициенту фильтрации, полученному опытным путем»: Технический проект / Министерство геологии СССР, Всесоюзное геолого-разведочное объединение, Союзглавгеологоразведка. ПГО «Волковгеология». Алма-Ата, 1985.

4. *Геотехнология урана на месторождениях Казахстана* / В. Г. Языков, В. Л. Забазнов, Н. Н. Петров, Е. И. Рогов, А. Е. Рогов. Алма-Ата, 2001.
5. *Инструкция по гамма-каротажу при поисках и разведке урановых месторождений* / Утверждена Министерством геологии СССР 24 июля 1987. М., 1987.
6. *Рогов Е. И., Языков В. Г., Рогов А. Е.* Математическое моделирование в горном деле. Алма-Ата, 2002.
7. *Хайкович И. М.* Определение литолого-фильтрационных свойств пород продуктивных горизонтов месторождений осадочного типа методами электрокаротажа // Российский геофизический журнал. 1994.
8. *IAEA, Expert Mission KAZ/3/003* Management of uranium Reserver: Creation of computer system for menegment of uranium reserver in Kazakhstan. Part 5, Economic Moddeling Using Grade – Tonnage distribution analysis for In Situ Leach Mining of Uranium. IAEA expert D. McCarn, 1999, Almaty.

ПОСТРОЕНИЕ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СТУДЕНЧЕСКИХ WEB-РЕСУРСОВ В УРАЛЬСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ АКАДЕМИИ

БОЧАРОВ В. И., МИХЕЕВ Д. В., ПАВЛЮКОВ Т. А., РЫБАЛКО В. С.,
Уральская государственная горно-геологическая академия

XXI век – век информационных технологий, и можно с уверенностью говорить, что информационные технологии проникли во все сферы деятельности человека. Они получили широкое распространение и в образовательном процессе. Глобальная сеть Интернет является воплощением информационных технологий, которые развиваются в современном мире очень динамично.

Интернет отображает реальную жизнь в виртуальном пространстве, делает доступными многие информационные ресурсы любому гражданину нашей планеты, и каждый образованный человек, безусловно, должен уметь использовать всемирную сеть в своих интересах.

WEB-страницы являются неотъемлемой частью обмена информацией между людьми. Используя данный способ общения, люди могут обмениваться различными мыслями, знаниями, информацией, рассказывать о себе и своих интересах.

Студенческие группы как социальный класс также должны иметь свое представительство в глобальной информационной сети. Представление такого рода информации способствует трудоустройству студентов и взаимодействию их с потенциальными работодателями. Создавая WEB-страницы своих групп, студенты могут выразить свое отношение к образовательному процессу, разместить дополнительную литературу, так необходимую и для младших курсов.

Опыт создания таких страниц существует. В рамках работы Отдела сетевых компьютерных технологий (начальник доцент **Бочаров В. И.**) студенты групп ГИН – 99, ГИН – 00, ГИН – 01, ГИН – 03 создали собственные сайты групп. На данный момент технология создания осуществляется с использованием языка программирования HTML или DHTML. Эти сайты находятся на домене официального сайта Уральской государственной горно-геологической академии. На сайте академии есть ссылки на студенческие WEB-ресурсы.

Данные страницы дают исчерпывающую информацию о группах, то есть можно говорить о том, что студенты в силах самостоятельно создавать собственные WEB-сайты.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЕЙ СКОРОСТИ ДВИЖЕНИЯ ВОЗДУХА В СИСТЕМАХ АЭРОГАЗОВОГО КОНТРОЛЯ ШАХТ

БОЧАРОВ В. И., ЧУХЛОМИН В. И., НОВОСЕЛОВ А. С., КИРЕЕВ А. А.,
Уральская государственная горно-геологическая академия

Важным параметром в системе контроля за безопасными условиями труда в шахтных условиях, с точки зрения обеспечения нормальных параметров шахтной атмосферы, является количество воздуха, поступающего из системы вентиляции. Для измерения объема воздуха, в условиях известного сечения нагнетающего воздуховода или выработки, необходимо измерять скорость движения воздуха, которое производится с помощью анемометров. Известно несколько типов приборов, которые могут работать в шахтных условиях и имеют соответствующие разрешительные документы. Это такие приборы отечественного производства,

как АПР-2, АПА-2, ДСВ, ИСНВ, а также зарубежные, выпускающиеся фирмами TROLEX – TX-5922 и EMAG.

Первые два из перечисленных приборов являются переносными и не могут использоваться для стационарных измерений, ДСВ и ИСНВ-2 имеют в качестве чувствительного элемента крыльчатку, что делает применение этих приборов недолговечным, а измерения с их применением имеют погрешности в диапазоне скоростей движения воздуха менее 1,5 м/с, связанные с тем, что принцип работы прибора основан на отборе части энергии потока. Прибор TX-5922 является ультразвуковым прибором, работающим по принципу вихреакустического измерителя скорости движения воздуха, и при всех его положительных качествах имеет недостаточную точность в области скоростей менее 1 м/с, неререверсивный режим работы, а также достаточно высокую стоимость.

В 2000 году на кафедре физики УГГГА были проведены исследования, в результате которых, совместно с кафедрой автоматизации и компьютерных технологий УГГГА и научно-производственной фирмой ИНГОРТЕХ, был разработан и внедрен в технологический цикл в составе шахтной системы аэрогазового контроля МИКОН – 1Р измеритель скорости движения воздуха СДСВ01.

Прибор СДСВ01 – стационарный ультразвуковой частотно-импульсный измеритель скорости движения воздуха, имеющий цифровую индикацию о численном значении измеряемого параметра, а также выходной сигнал, пропорциональный значению скорости для автоматизированных систем сбора и обработки информации.

Отличительной особенностью прибора служит его устойчивая работа в диапазоне значений скорости движения воздуха менее 1 м/с, верхняя граница значений измеряемой скорости 60 м/с. Измерители выпускаются в двух модификациях – для системы аэрогазового контроля МИКОН, с питанием 12 В, в исполнении с выносным элементом измерительной головки и без такового, а также с напряжением питания 52 В, работающие в составе комплекса аппаратуры МЕТАН.

В настоящее время приборы СДСВ01 установлены на шахтах Южно-Уральского угольного бассейна «Центральная», «Капитальная», «Коркинская», «Комсомольская», шахтах Кузнецкого угольного бассейна – «Юбилейная», «Есаульская», «Польсаевская», «Углекоп», «Котинская», «Распадская», «Первомайская», «Октябрьская», «Березовская», шахта им. В. И. Ленина, «Абашевская», «Кыргайская», «Красногорская», Воркутинского угольного бассейна – «Воргашорская», Интинского угольного бассейна, руднике АЛРОСА в Республике Саха (Якутия).

Опыт применения приборов СДСВ01 показал их эксплуатационную надежность и удобство применения как в шахтных выработках, в каналах вентиляторов главного проветривания, а также подающих воздуховодах на забоях. Прибор устойчиво работает при соблюдении правил его применения, которые основываются на условии обеспечения напряжения питания, в диапазоне 9-12 В, а также соблюдения места установки прибора для осуществления измерения в выработке, исходя из требований минимального возмущения потока примыкающими выработками, наличием рядом с прибором монорельса и других неоднородностей, приводящих к значительным искажениям воздушного потока.

Измеритель скорости воздушного потока СДСВ01 прошел сертификационные испытания на соответствие типа (Сертификат об утверждении типа измерения RU.C N 12023.), зарегистрирован в Государственном реестре средств измерения под номером 22814-02.

Будущее прибора в его модернизации, которая позволит увеличить частоту измерений, а значит повысить точность измерений, что расширит область применения прибора в целом.

ИНТЕРНЕТ-ПРАКТИКУМ ПО ФИЗИКЕ

БОЧАРОВ В. И., **КОРШУНОВ И. Г.**, **ЗАЯНОВА С. А.**, **ГЛАГОЛЕВА Ю. В.**, **ЗАЯНОВ Э. Р.**,
Уральская государственная горно-геологическая академия

Развитие инфраструктуры глобальной сети позволило вносить изменения в устоявшиеся методические приемы в образовании. Это касается как теоретических курсов, так и практических и лабораторных работ. Задача модернизации лабораторного практикума по физике заключается в выработке методически выверенных приемов, позволяющих реализовать лабораторную работу в интерактивном режиме, с использованием программно-мультимедийных комплексов, позволяющих учащемуся представить процессы, протекающие на экране монитора как можно более реально, разобраться в физической сущности явления, освоить математический аппарат для описания того или иного опыта, характеризующего фундаментальные физические законы.

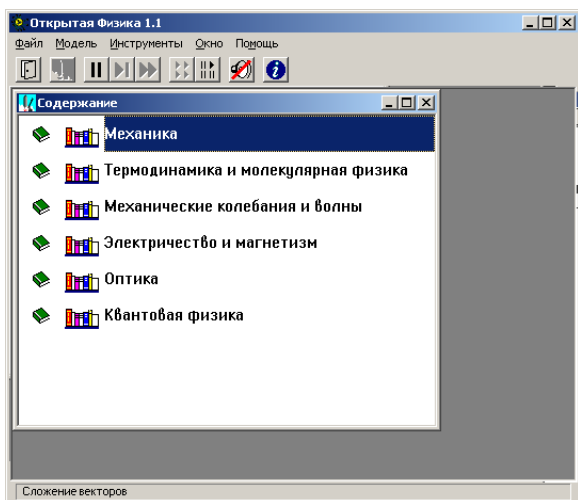


Рис. 1. Вид интерфейсного окна для выбора раздела лабораторного курса

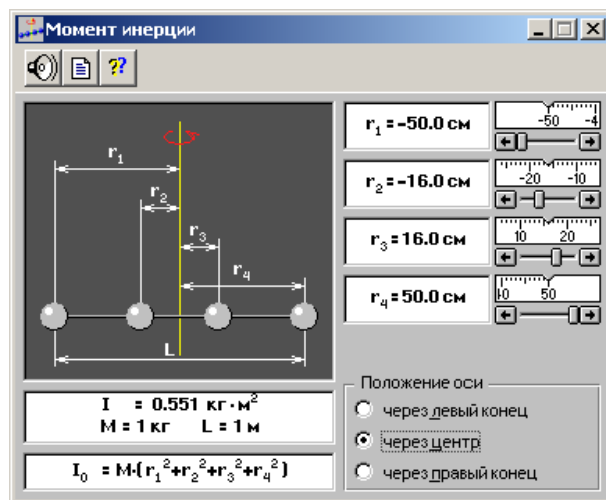


Рис. 2. Вид лабораторной работы «Момент инерции»

Интернет-практикум – это возможность самостоятельной проработки необходимого материала, осмысление физических законов, проверка своих знаний. С позиции обучения, интернет-практикум – это возможность осуществления дистанционного обучения, когда глобальная сеть является транспортным каналом для осуществления входа в образовательные сегменты сети. Таким образом, образовательный ресурс доступен из любой точки мира, где существует доступ к сети Интернет, а обучаемый не привязан к определенному месту проведения лабораторных и практических работ.

Для выполнения лабораторных работ в сетевом варианте была разработана оболочка к лицензионной продукции компании «Физикон», в которой и происходит выполнение лабораторной работы, а также собственно сами лабораторные работы, которые были разработаны на основании данной среды. Каждая лабораторная работа содержит подробную инструкцию по ее выполнению.

И немного о взаимодействии студента и виртуальной лабораторной работы. Студент по общей инструкции делает заготовку к лабораторной работе, после чего он, следуя инструкции, приведенной уже в самой лабораторной работе, и уже работая с оболочкой, производит соответствующие измерения, записывает их, производит вычисления и оформляет отчет. Данный вариант виртуального практикума по физике разработан и внедряется в учебный процесс на кафедре физики Уральской государственной горно-геологической академии совместно с отделом сетевых компьютерных технологий (начальник доцент Бочаров В. И.). Общий вид интерфейсных окон представлен на рис. 1, 2 и 3.

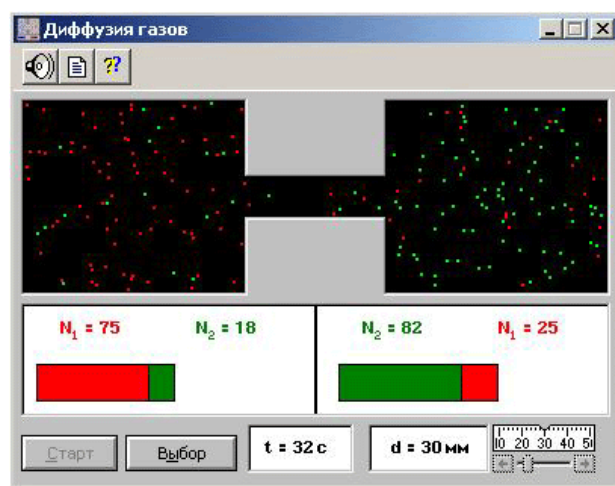


Рис. 3. Вид лабораторной работы «Диффузия газов»

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКАЯ СТАНЦИЯ

БОЧАРОВ В. И., ПИДЖАКОВ И. С., ДОМРАЧЕВ А. М., НОВОСЕЛОВ А. Ю., ШИЛОВ Д. В.,
Уральская государственная горно-геологическая академия

Потребности в оценке метеорологической обстановки широки и разнообразны. Это не только контроль за набором метеорологических параметров со стороны организаций, специализирующихся на прогнозировании погоды, но и задачи экологического мониторинга территорий, сельскохозяйственных предприятий, а также всех пользователей, чья деятельность зависит от погодных условий.

Технологии контроля параметров атмосферы существуют давно и являются частью общемировой системы метеонаблюдений. Их частота измерений, набор измеряемых параметров и точность измерений определены соответствующими нормативными актами национального и мирового масштаба. Однако при всех достоинствах существующих систем метеонаблюдений потребности пользователей метеорологической информации удовлетворяются не полностью и недостаточно оперативно. Это касается как единичных пользователей на бытовом уровне, так и специализированных групп.

Целью настоящей работы является создание компактной автоматизированной метеорологической станции. Проектируемая станция будет способна работать в автономном режиме, измерять ряд метеорологических параметров с помощью современных высокоточных датчиков, подключенных к вычислителю. Также станция будет способна интегрироваться в систему, основанную на технологии локальной или глобальной вычислительной сети, охватывать, при необходимости, большие территории для наблюдения. В станции предусмотрена возможность изменения количества измеряемых параметров в зависимости от применения её либо пользователями для бытовых целей, либо квалифицированными специалистами. В том числе предусмотрена возможность трансляция метеорологических измерений станции в сеть Интернет.

Для решения поставленной задачи был проведён обзор информационных источников по существующим типам метеостанций, аналогичных проектируемой. Также был проведен обзор широкой номенклатуры первичных датчиков для наблюдения за состоянием окружающей среды.

Преимущества проектируемой метеорологической станции:

- Широкий диапазон измеряемых параметров, полученный благодаря применению миниатюрных современных датчиков.
- Возможность работы станции как в стационарном, так и в мобильном режимах.
- Возможность интеграции в сеть метеонаблюдений, как с использованием обычной проводной, так и беспроводной связи. Также возможно использование компьютерных сетей для передачи данных.
- Малое потребление энергии и компактность.
- Сохранение работоспособности в широком диапазоне климатических воздействий.

В настоящее время работоспособными и полнофункциональными элементами станции являются измеритель скорости движения воздуха, измеритель температуры, влажности. Остальные датчики находятся в режиме испытания и подключения к контроллеру.

УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЗАДАЧАХ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ В ТРУБОПРОВОДАХ

БОЧАРОВ В. И., ЧУХЛОМИН В. И., КАБАНЬКОВ В. В., БОЧАРОВА Е. А., КИРЕЕВ А. А.,
Уральская государственная горно-геологическая академия

Развитие машиностроительного комплекса порождает многочисленные и весьма разнообразные задачи контроля истечения газов и жидкостей в различного рода трубопроводах, каналах водо- и воздухопроводов с широким спектром размеров поперечного сечения, конфигураций скруглений и изменений диаметров условного прохода, выполненных из разнообразных материалов, имеющих неконтролируемые отложения на стенках, а рабочие среды, как правило, находятся при высоких термодинамических параметрах. Информацию о мгновенной и средней скорости, направлении движения среды, а также о мгновенном и среднем расходе газовой или жидкой среды применительно к задачам машиностроения, промышленной геофизики, бурения, технических и коммерческих измерений, промышленной, шахтной и рудничной вентиляции можно получать, применяя технологии ультразвуковых измерений.

Ультразвуковые технологии в настоящее время получили новый импульс в развитии в связи с появлением, с одной стороны, развитых средств микропроцессорной техники и достижений материаловедения, представившего на рынок инженерных разработок новые образцы пьезокерамики, работающие при высоких температурах, а с другой стороны, сформировавшийся дефицит средств измерения, удовлетворяющих по своим точностным характеристикам, динамическому диапазону, возможностям решать задачи измерения в новых условиях, условиях вновь создаваемой техники. Немаловажную роль в активизации отечественных разработок ультразвуковых измерительных систем сыграл и ценовой уровень зарубежных разработок.

На кафедре физики УГГГА вот уже 15 лет существует лаборатория ультразвуковой техники, занимающаяся разработкой, созданием макетных образцов, испытаниями и внедрением в производство ультразвуковых измерительных приборов для технического и коммерческого измерения скорости движения, расхода и суммарного объема жидкости, как в переносном, так и в стационарном исполнении, а также ультразвуковых уровнемеров для сыпучих и жидких сред, с возможностью иммерсионных измерений в воде или в углеводородах. Разработанные и испытанные переносные и стационарные приборы РУЗ-3, РУЗ-3М, РУЗ-4 работают на промышленных водозаборах, шахтных водоотливных системах. Характерная особенность применяемых в данных ультразвуковых приборах технологий измерения состоит в применении накладных ультразвуковых датчиков, удобно закрепляющихся на трубопроводе с диаметрами 50...1500 мм.

Для задач контроля за скоростью движения газовых сред разработан и производится модельный ряд ультразвуковых измерителей скорости движения газовых смесей. Один из приборов, разработанный в лаборатории и испытанный в НПО ВНИИМ им. Д. И. Менделеева на государственном эталоне скорости движения воздуха, внесенный в Государственный реестр измерительных средств России, производится серийно совместно с научно-производственной фирмой ИНГОРТЕХ и широко используется для контроля за режимами вентиляции в каналах вентиляторов главного проветривания, нагнетательных рукавах проветривания забоев, шахтных выработках.

В настоящее время ведутся работы по испытанию прототипа измерителя скорости бурового раствора, в котором применен принцип накладных датчиков. Работам предшествовали исследования по созданию ультразвукового прибора для контроля за качеством бурового раствора перед его закачкой.

В условиях, когда все жестче ставятся вопросы экономии энергоносителей и рабочих технологических жидкостей и газов, а требования к местам расположения измерительных приборов и датчиков становятся все более сложными, применение ультразвуковых технологий для создания измерительных комплексов в машиностроительных задачах, на наш взгляд, имеет большие перспективы.

