© А.М. Мухаметшин, А.Н. Распутин, А.В. Попов, А.Ю. Николаенко, 2006

УДК 622:550.3

А.М. Мухаметшин, А.Н. Распутин, А.В. Попов, А.Ю. Николаенко

К ВОПРОСУ РАЗРАБОТКИ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ (ГИС) ДЛЯ АНАЛИЗА ДАННЫХ О СОСТОЯНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Семинар № 3

Актуальность разработки геоинформационных систем для разных по масштабному уровню контроля с целью диагностики технического состояния магистральных газопроводов в целом или отдельных участков общеизвестна. Особенно важное значение приобретает данное направление исследований в связи с возникновением финансово-юриди-ческими ситуации при транзите газа.

В свете новых направлений развития диагностики технического состояния газотранспортной системы, в настоящее время представляется перспективной разработка единой геоинформационной базы данных, описывающей объекты транспорта газа и предназначенной для автоматизации производственной и управленческой деятельности подразделений ООО «Уралтрансгаз», обеспечивающих безо-пасную эксплуатацию магистральных трубопроводов.

Целью создания ГИС является повышение достоверности принятия управленческих решений на основе оперирования и предоставления совокупности цифровых картографических данных и геолого-геофизических паспортных, технологических и эксплуатационных материалов. При этом достигается:

1. Уменьшение материальных затрат на выполнение эксплуатационных плановых регламентных, ремонтных и аварийных работ;
2. Обеспечение возможности получения экспресс-оценки ресурса безаварийной эксплуатации линейной части
3. Исключение ошибок и сокращение времени при оформлении отчетной документации.

Как известно, пространственно-распределенная информация (территориальное расположение), в связи с большой протяжённостью газопроводов, становится всё более востребованной. Знание точного положения объектов необходимо для решения многих комплексных вопросов. Суть системы состоит в привязке множества несвязанных интересующих данных к определённой точке на местности. Но накопление данных становится бесполезным, если доступ к интересующей информации невозможен или затруднён избыточностью или неупорядоченностью данных. Поэтому, следует тщательно выбирать технологический аппарат для оперативного получения, обработки и управления информацией. Инструментом для решения таких проблем могут стать геоинформационные системы.

Исходя из экономических требований обслуживания газопроводов по их техническому состоянию, база данных необходима для определения приоритетности участков, подлежащих ремонту или требующих пристального внимания со стороны эксплуатационных служб.

Магистральные газопроводы (МГ) предприятий ОАО «Газпром» к настоящему времени представляют собой сложные системы, состоящие из участков, различающихся по сроку эксплуатации, типу изоляции, состоянию этой изоляции и находящиеся в различных почвенно-климатических условиях.

Для прогнозирования коррозионных отказов такой газотранспортной системы всё более актуальными становятся работы по обобщению и анализу технического состояния газопроводов в рамках единой геоинформационной системы (ГИС). База данных должна содержать оптимум информации предоставляемой в доступном для специалистов виде. При этом, учитывая сложность задачи обобщения такого огромного, даже при оптимизации, потока узкоспециальных технических сведений, необходимо уметь объединять и анализировать те из них, совокупность которых в оперативном даст полнейший ответ на поставленный запрос о техническом состоянии искомого участка МГ.

Для безопасной эксплуатации МГ необходима достоверная, оперативная (текущая) оценка технического состояния.

ГИС имеет ряд преимуществ, которые необходимы для оперативного и корректного (с учётом ресурса) вмешательства в текущий режим работы газотранспортной системы. В Инженерно-техническом центре (ИТЦ) ООО ”Уралтрансгаз” ведутся следующие работы в рамках ГИС:

1. Создание поисково-справочной системы с автоматизацией работы специалистов всех технических направлений с разномасштабными цифровыми картографическими данными и технологическими схемами. На сегодняшний день ведётся оперирование и навигация между обзорными картами масштаба 1:1000000, вдоль-трассовыми геодезическими съёмками масштабов 1:5000 и 1:1000, топографическими планами промышленных площадок масштаба 1:500.

2. Определение местоположения дефектов линейной части по результатам внутритрубной инспекции. Ско-пление тематически отсортированных по глубине дефектов (докритические, критические, закритические) можно определить:

- процентное распределение дефектов ($\alpha_{кд}$ – итегральный показатель коррозионного состояния участка);
- плотность распределения по трассе газопровода ($\beta_н$ - коэффициент неравномерности плотности коррозионных повреждений);
- привязка больших групп дефектов к географическим особенностям (болота, пересечения и приближения к ж/д и автодорогам, близость других источников блуждающих токов),

а так же:

- участки высокой, повышенной, умеренной (ВКО, ПКО, УКО) коррозионной активности;
- вид диагностики для детального обследования и выяснения генезиса коррозии;
- метод ремонта (лупингование, переизоляция и т.д);
- длину ремонтируемого участка с учетом болот и других географических факторов;
- пути подъезда
- прогнозировать время окончания земляных работ.

3. Совмещение накопленных данных. В настоящее время внутритрубная дефектоскопия (ВТД) является наиболее достоверным и информативным способом. Однако, позволяя своевременно увидеть критические и закритические дефекты, ВТД ничего не говорит о причинах их образования и необходимых мероприятиях по недопущению их в будущем. Кроме того, часть старых газопроводов по техническим причинам не может быть обследована методами ВТД, либо только после значительной реконструкции. Поэтому для таких газопроводов электрометрия остается основным методом диагностического обследования, а работы по совмещению накопленных данных становятся всё более актуальными. Совместный анализ данных ВТД и наземного электрометрического обследования позволяет вплотную подойти к созданию математической модели коррозии МГ, оценить значимость действующих факторов и их взаимного влияния.

4. Картографическое сопровождение технических проектов и отчётов.

Общая структура геинформационного пакета представлена, как основа для разработки системы на рисунке.

В настоящее время в ИТЦ используется лазерный течеискатель, предназначенный для обнаружения мест утечки газа с воздуха. Метод очень производительный и эффективный, так как позволяет обследовать протяжённые участки с большой точностью локализации места утечки. Конечным результатом поиска является географическая координата на местности (долгота, широта), полученная GPS навигатором, установленным на вертолёте. Впоследствии, по этим данным, с использованием ручного навигатора ремонтная бригада может найти предполагаемое место утечки газа. Но, ввиду отсутствия спутниковых навигаторов и специалистов в службе ЛЭС ЛПУ, владеющих этой технологией, локализация дефектных участков в настоящее является затруднительной. Для того чтобы ремонтная бригада без использования дополнительных навыков и средств могла найти указанную координату текстовый отчёт дополняется обзорным разномасштабным картографическим материалом.

Лицензионная версия программы MapInfo 7.5, а так же мощные аналитические пакеты программ Esri, имеющиеся в ИТЦ, позволяет привязать “безликую” координату к географической карте местности и электронному плану газопровода. Задачу локализации места утечки существенно упрощает её привязка к характерным маркерам по трассе газопровода (линейные краны, КИПы, переходы под дорогами и др.).

Имея на руках такой план можно значительно сократить время на поиск места утечек, уменьшить число выездов с этой целью, планировать место и время проведения работ.

На сегодняшний момент ИТЦ обобщена картографическая информация о местоположении основной газотранспортной системы ООО «Уралтрансгаз». В стадии разработки находится создание электронной базы данных об объектах транспорта газа, на основе СУБД Oracle Spatial. Формируется поисково-справочная система, производится совместный анализ данных ВТД с наземными электрометрическими обследованиями и выдача расшифровки по результатам вертолетного течеискателя. В настоящем виде система начинает использоваться для выдачи рекомендаций по выводу участков газопроводов в капитальный ремонт.

В заключении необходимо отметить, что данными научно-исследовательски-ми работами положено начало созданию

ГИС - оболочка
ArcGis, MapInfo

Цифровая картографическая основа
(1:500 – 1:1000000)
выбор масштабов обусловлен удобством просмотра конечного материала, а так же построением сводных отчетных карт

Тематические карты
(карта МГ, рельеф, гидросеть, геологическая карта, карта почв и т. д.)

Специальное программное обеспечение
(интерфейс пользователя, модуль построения профиля МГ, модуль нанесения данных ВТД и т.д.)
обеспечивает удобство формирования отчетных карт, автоматизацию расчетов и построений

Формирование отчётной документации
Формирование отчета о состоянии надземных переходов;
Ведение журнала регистрации испытаний газопроводов и оборудования, формирование Акта испытаний газопровода или оборудования;
Формирование отчетов о работе УКЗ, УДЗ и т.д.

Рис. 1

одной из первых ГИС, предназначено для контроля и дистанционной диагностики технического состояния участков магистральных газопроводов. Разрабатываемая ГИС позволит в будущем выполнить оперативный анализ, кроме вышеуказанных еще и дополнительных данных, необходимых при достоверной оценке состояния газопроводов. В качестве такого рода дополнительной информации могут быть геолого-геофизические данные по результатам геофизического мониторинга. Для выполнения мониторинга могут быть использованы целый ряд оперативных способов геофизической разведки, в том числе способ контроля и обнаружения повреждений магистральных газопроводов на основе комплекса магнитных и электромагнитных измерений.

Коротко об авторах

Мухаметшин А.М. – заведующий лабораторией горной геофизики ИГД УрО РАН, доктор геолого-минералогических наук,
Распутин А.Н. – аспирант лаборатории горной геофизики ИГД УрО РАН, ИТЦ ООО «Уралтрансгаз», инженер 2-й категории,
Попов А.В. – ИТЦ ООО «Уралтрансгаз», инженер 2-й категории,
Николаенко А.Ю. – ИТЦ ООО «Уралтрансгаз», инженер 3-й категории.

© С.В. Кучурин, 2006

УДК 622.02:539.2

С.В. Кучурин

*АКУСТОЭМИССИОННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И СОСТОЯНИЯ УГЛЯ В ПРОЦЕССЕ ЕГО ДЕФОРМИРОВАНИЯ**

Семинар № 3

Акустоэмиссионный метод является в настоящее время одним из перспективных инструментов решения обширного круга задач контроля, оценки и прогноза свойств, состояния и структуры различных материалов и конструкций, а также исследования разнообразных процессов. В основе данного метода лежат регистрация и анализ упругих волн акустической эмиссии (АЭ), которые возникают при пластической деформации и разрушении исследуемого объекта.

В настоящей работе было проведено изучение возможностей оценки показателей физико-механических свойств, а также идентификации стадий деформирования и границ между ними по информативным параметрам АЭ в процессе механических испытаний образцов угля при различных режимах и схемах создания напряженного состояния. Проводились эксперименты по одноосному сжатию образцов антрацита с заданной скоростью нагружения ($\dot{\sigma}_1$= const) и заданной скоростью продольной деформации ($\dot{\varepsilon}_1$= const), а также трехосному – по схеме Кармана ($\sigma_1 > \sigma_2 = \sigma_3$) с $\dot{\varepsilon}_1 \approx 10^{-5}$ при различных величинах бокового обжатия (5, 10 и 15 МПа) [1, 2]. При трехосном деформировании сначала создавалось гидростатическое напряженное состояние образцов, после чего сразу же производилось повышение дифференциального напряжения $\Delta\sigma_1 = \sigma_1 - \sigma_2$ при заданном значении бокового давления $\sigma_2 = \sigma_3$.

Объектом исследования являлся антрацит пласта $i_3^н$ «Степановский» бывшей шахты «Западная» (г. Новошахтинск Ростовской обл.). Механические испытания проводились на цилиндрических образцах высотой 100 мм и диаметром 50 мм, которые выбуривались из монолитных блоков, отобранных с глубины около 700 м.

Испытания осуществлялись в стабилометре БВ-21 (конструкции ВНИМИ), который помещался между плитами испытательной машины EU-100 (Германия). Образцы антрацита помещались в тонкую резиновую оболочку для обеспечения их изоляции от масла в рабочей камере. При этом в экспериментах измерялись величины осевого напряжения σ_1, при трехосном сжатии – значения $\Delta\sigma_1$ и σ_2, продольной ε_1 и поперечной ε_2 деформаций с использованием компьютеризированной тензометрической аппаратуры СИИТ-2. Индикаторы часово-

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 04-05-64885).

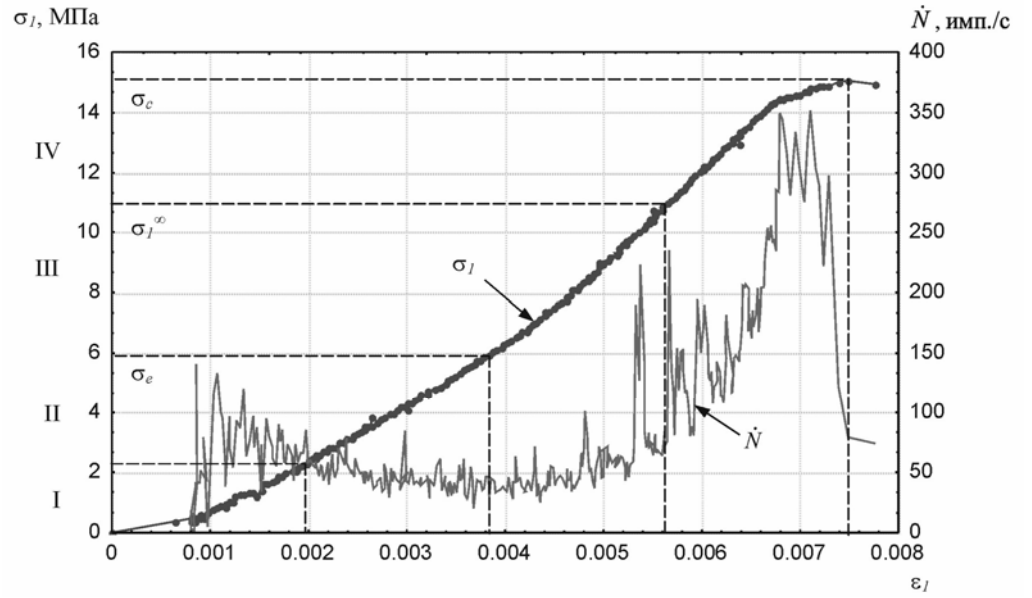

Рис. 1. Графики зависимостей σ_1 - ε_1 и $\dot{N}$- ε_1 при одноосном нагружении угля с постоянной скоростью

го типа и упругие кольца для регистрации соответственно продольных и поперечных деформаций, манометр бокового давления и динамометр были оснащены тензорезисторами. Для измерения и записи активности АЭ $\dot{N}$ использовался акустико-эмиссионный измерительный комплекс A-Line 32D. Прием импульсов эмиссии велся пьезопреобразователем в частотном диапазоне от 30 до 500 кГц. По результатам испытаний рассчитывались также значения объемной деформации $\varepsilon_v = \varepsilon_1 + 2\varepsilon_2$ и суммарной АЭ N_Σ.

По полученным экспериментальным данным строились различные графические зависимости: σ_1 - ε_1, ε_v - σ_1, $\dot{N}$- σ_1, $\dot{N}$- ε_1, N_Σ - ε_1, $\Delta\sigma_1$ - ε_1, ε_v - $\Delta\sigma_1$, $\dot{N}$- $\Delta\sigma_1$. Сопоставление графических зависимостей проявления эми-ссионных и деформационных свойств образцов угля позволило установить характерные аномалии параметров АЭ (экстремумы, возрастание и убывание зависимостей), позволяющие идентифицировать стадии деформирования угля и границы переходов между указанными стадиями, соответствующие определенным характеристикам физико-механических свойств исследуемого геоматериала.

Графические зависимости σ_1 - ε_1 и $\dot{N}$- ε_1 для угля при одноосном испытании с $\dot{\varepsilon}_1$ = const позволили выделить особенности акустоэмиссионного процесса, соответствующие различным стадиям деформирования: I – пригрузки, II – упругая, III – упруго-пластическая, IV – предельного разрушения, V – запредельного разрушения и VI – запредельной дезинтеграции. Переход от стадии II к III соответствует достижению предела упругости σ_e, от III к IV – предела длительной прочности σ_1^∞. Границей между стадиями IV и V является предел мгновенной прочности при одноосном сжатии σ_c, между стадиями V и VI – σ_1^∞ в запредельной области деформирования. В случае одноосного нагружения угля с

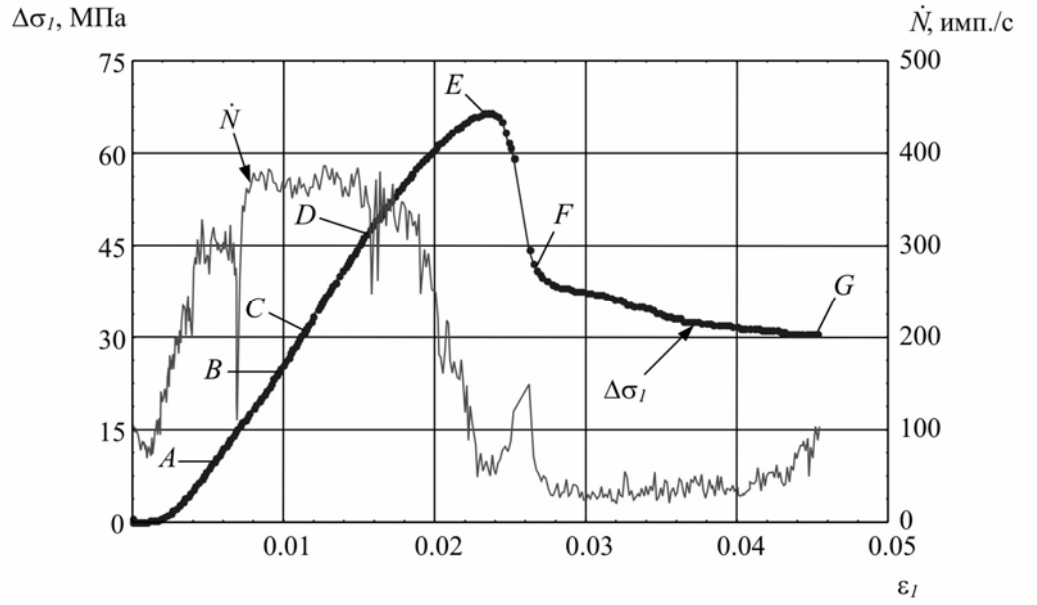

Рис. 2. Графики зависимостей $\Delta\sigma_1$ - ε_1 и $\dot{N}$ - ε_1 для угля при боковом давлении 10 МПа

$\dot{\sigma}_1$ = const выделяются четыре допредельные стадии деформирования I – IV (рис. 1). Границы между стадиями деформирования обозначены на рис. 1 пунктирными линиями и соответствуют определенным характеристикам физико-механических свойств угля. При анализе графиков зависимостей ε_v - σ_1 и $\dot{N}$ - σ_1 граница перехода между стадиями III и IV (σ_1^{∞}) может быть уточнена по максимуму кривой ε_v, обозначающему переход от уплотнения к разрыхлению угля.

Сравнение графиков зависимостей N_Σ - ε_1 и σ_1 - ε_1 позволяет идентифицировать некоторые стадии деформирования и пределы прочности угля. Для случая одноосного нагружения угля с $\dot{\sigma}_1$ = const были выделены две стадии: 1 – упругая, 2 – упруго-пластическая. При деформировании угля с $\dot{\varepsilon}_1$ = const на графиках N_Σ - ε_1 в запредельной области выделяются еще две дополнительные стадии: 3 – запредельного деформирования и 4 – остаточной прочности. Переходы между стадиями отмечаются изменением скорости накопления импульсов АЭ (угла наклона) на графиках N_Σ - ε_1, что отражается в появлении перегибов, соответствующих достижению σ_e – границы между 1 и 2 стадиями, σ_c – между 2 и 3, предела остаточной прочности σ_0 – между 3 и 4 стадиями деформирования.

При трехосных испытаниях угольных образцов по схеме Кармана также по аномалиям проявления АЭ были выделены определенные стадии деформирования и границы перехода между указанными стадиями, соответствующие некоторым упругим и прочностным параметрам. На рис. 2 и 3 показаны характерные графики зависимостей $\Delta\sigma_1$ - ε_1 и $\dot{N}$ - ε_1 для угля при боковых давлениях соответственно 10 и 15 МПа.

Начальный этап деформирования угольного образца является стадией пригрузки 0*A* (рис. 2, 3). При этом про-

явление акустоэмиссионного процесса обнаруживает особенности, обусловленные наличием различного уровня бокового давления. При значениях σ_2, составляющих 5 и 10 МПа, после незначительного «чашеобразного» спада значений $\dot{N}$ в самом начале стадии 0*A* за всплеском активности АЭ в начальный момент пригрузки происходит достаточно интенсивное возрастание величин $\dot{N}$. Этот рост продолжается до некоторого относительно высокого уровня $\dot{N}$ в конце стадии 0*A*.

В случаях величин бокового давления 0 МПа (описанный выше режим одноосного испытания с $\dot{\varepsilon}_1$ = const) и 15 МПа стадия пригрузки сопровождается незначительной АЭ (значения $\dot{N}$ приблизительно на порядок меньше), создающей почти постоянный фон в течение всей стадии.

На стадии *AB* происходит линейное упругое деформирование угля. Величины $\dot{N}$ АЭ принимают практически постоянное значение. В условиях отсутствия бокового давления и σ_2 = 15 МПа уровень $\dot{N}$ несущественно увеличивается по сравнению со стадией пригрузки и также находится в диапазоне сравнительно низких значений. В режиме же деформирования угля с σ_2, равными 5 и 10 МПа, наблюдаются стабильно высокие значения $\dot{N}$, достигнутые к концу стадии 0*A*.

Из рис. 2 видно, что на стадии *AB*, ближе к ее окончанию (пределу упругости $\Delta\sigma_e$ в точке *B*), происходит некоторое снижение уровня активности АЭ. Предел упругости соответствует в данном случае минимальному значению $\dot{N}$ «седловидной впадины», видимой на акустоэмиссионной кривой. Еще более четко минимум $\dot{N}$, соответствующий $\Delta\sigma_e$ в точке *B*, становится выражен при дополнительном привлечении анализа графиков зависимостей ε_v - $\Delta\sigma_1$ и $\dot{N}$ - $\Delta\sigma_1$, которые дополняют комплекс зависимостей, позволяющий произвести более однозначную идентификацию $\Delta\sigma_e$.

Стадия *BD* – упруго-пластическая. В большинстве случаев во всех исследованных четырех режимах бокового давления от 0 до 15 МПа на данной стадии происходит сначала более медленное возрастание значений $\dot{N}$ от точки *B* (выход из «седловидного углубления», если оно имело место). Затем происходит процесс резкого возрастания активности АЭ, который соответствует достижению предела длительной прочности $\Delta\sigma_1^{\infty}$ (точка *C*), когда начинается активный процесс развития трещин в угле. Точка *C* дополнительно может быть также уточнена по максимуму на графике зависимости ε_v - $\Delta\sigma_1$. Однако в некоторых случаях точка, соответствующая $\Delta\sigma_1^{\infty}$, по данным именно акустоэмиссионных наблюдений, находится не в максимуме кривой ε_v, а в точке, которая соответствует резкому снижению увеличения объемной деформации.

Возрастание значений $\dot{N}$ происходит до некоторого максимального уровня в точке *D* (рис. 3) или же остается на ранее достигнутых максимальных величинах $\dot{N}$ (рис. 2).

Отметим, что в случае одноосного деформирования с $\dot{\varepsilon}_1$ = const значения $\dot{N}$ достигают максимума практически на пределе мгновенной прочности $\Delta\sigma_c$. В случае же трехосного деформирования максимальные значения $\dot{N}$ достигаются значительно раньше данного максимального предела прочности.

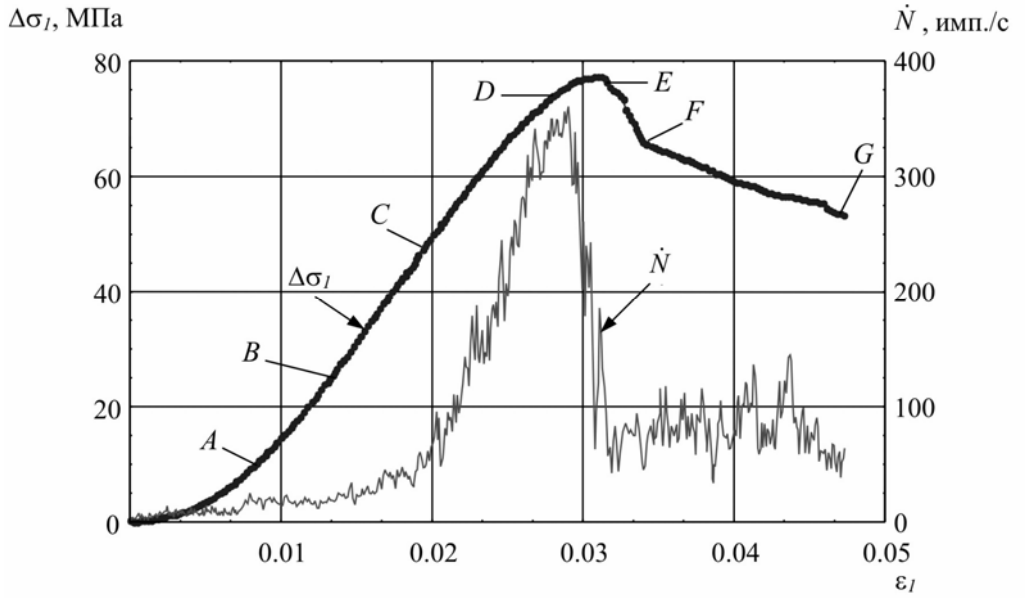

Рис. 3. Графики зависимостей $\Delta\sigma_1$ - ε_1 и $\dot{N}$- ε_1 для угля при боковом давлении 15 МПа

Начиная с точки *D*, в малом диапазоне напряжений происходит резкое снижение активности АЭ в 7–10 раз (до достижения точки *E*, соответствующей пределу мгновенной прочности $\Delta\sigma_c$). Стадия *DE* может быть названа стадией предельного разрушения. В случае одноосного деформирования данная стадия принималась в диапазоне от предела длительной прочности до предела мгновенной прочности. В условиях же воздействия боковых давлений имеет смысл выделения данной, незначительной при этих режимах, стадии *DE* как предваряющей непосредственно $\Delta\sigma_c$ и характеризуемой быстрым уменьшением $\dot{N}$ АЭ.

Скоротечная стадия запредельного разрушения *EF* происходит на фоне относительно низких значений $\dot{N}$. На данном этапе, по-видимому, указанное затишье акустических импульсов объясняется подготовкой процессов разрушения на субмикроскопическом уровне разрушения геоматериала, лежащем за пределами чувствительности применяемой акустоэмиссионной технологии.

Границей окончания интенсивного запредельного падения прочности является предел остаточной прочности $\Delta\sigma_0$ в точке *F*. Достижение $\Delta\sigma_0$ сопровождается резким «зубцевидным» всплеском значений $\dot{N}$ АЭ.

Конечным участком полной диаграммы деформирования угля по схеме Кармана является стадия запредельной дезинтеграции *FG*. Указанная стадия сопровождается некоторым стабильным фоновым для данных процессов уровнем $\dot{N}$ АЭ. При этом величины активности эмиссии для случаев значений σ_2, составлявших 0 и 15 МПа, были примерно в 2–3 раза выше, чем на стадиях пригрузки и упругого деформирования. В то же время при значениях бокового давления 5 и 10 МПа средние значения $\dot{N}$ стадии *FG* были в 4–5 раз меньше

таковых в вышеуказанных двух начальных стадиях деформирования. Вероятно, в условиях деформирования с умеренными значениями бокового обжатия (5 и 10 МПа) создаются такие условия развития процесса разрушения, что действие основной доли дефектов угля реализуется преимущественно в допредельной области деформирования. В то же время в условиях одноосного сжатия и высоких боковых давлений (15 МПа) разрушение происходит главным образом в околопредельной и запредельной областях, т.к. на предыдущих этапах идут процессы, подготавливающие инициирование механической деструкции вещества в данных, по-видимому, менее благоприятных с точки зрения способности к разрушению, условиях деформирования угля.

Стадия *FG* сопровождается наиболее интенсивными осцилляциями $\dot{N}$, которые при меньших значениях бокового давления имеют меньший «размах» по сравнению с более высоким уровнем σ_2.

При трехосном сжатии образцов угля, как и при одноосных испытаниях с постоянной скоростью продольной деформации, по аномалиям графиков N_Σ - ε_1 возможна идентификация указанных выше четырех стадий деформирования. При этом возможно четкое определение момента достижения, по крайней мере, двух границ между тремя начальными стадиями – $\Delta\sigma_e$ и $\Delta\sigma_c$, достижение $\Delta\sigma_0$ не всегда возможно однозначно идентифицировать при σ_2 = 10 МПа и более.

Во всех исследованных режимах трехосного сжатия по схеме Кармана при значениях бокового давления 0, 5, 10 и 15 МПа уголь характеризуется наличием значительной АЭ. Пластичные породы типа каменной соли в аналогичных условиях испытаний проявляют отсутствие акустоэмиссионной активности при $\sigma_2 > 10$ МПа.

Общее поведение АЭ угля при испытаниях по схеме Кармана можно разделить на два типа. Первый тип поведения эмиссии в угле объединяет состояния одноосного деформирования и сжатия при высоких боковых давлениях (15 МПа), которые, по-видимому, имеют подобную природу развития процессов разрушения данного геоматериала. Второй тип «акустоэмиссионного паспорта» угля объединяет напряженные состояния при воздействии умеренных боковых давлений (5, 10 МПа).

Информативные акустоэмиссионные параметры угля позволяют в подавляющем большинстве случаев четко идентифицировать процессы, протекающие на различных стадиях деформирования и при переходах между ними, а также при изменении характера внешнего воздействия.

АЭ служит для угля более структурно-чувствительным параметром, чем поведение механических величин. Это свидетельствует об эффективности применения АЭ для количественного уточнения физико-механических свойств угля при комплексных механо-акустических лабораторных исследованиях, а при отсутствии данных о деформационном поведении угля (например, при натурных наблюдениях) – для качественной оценки и прогнозирования свойств и состояния данного геоматериала.

Установленные акустоэмиссионные прогностические признаки приближения дилатансии и разрушения угля в процессе его деформирования являются основой для разработки наиболее объективных и адекватных методик контроля свойств и состояния исследованного геоматериала в естественных условиях углепородного массива и прогноза геодинамических явлений в нем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Шкуратник В.Л., Филимонов Ю.Л., Кучурин С.В.* Экспериментальные исследования акустической эмиссии в образцах угля при одноосном нагружении // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых (ФТПРПИ). – 2004. – № 5. – С. 42-49.

2. *Шкуратник В.Л., Филимонов Ю.Л., Кучурин С.В.* Закономерности акустической эмиссии в образцах угля при трехосном деформировании // ФТПРПИ. – 2005. – № 1. – С. 53-62.

Коротко об авторах

Кучурин Станислав Валерьевич – аспирант кафедры «Физико-технический контроль процессов горного производства», Московский государственный горный университет.

Д И С С Е Р Т А Ц И И

ТЕКУЩАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ЗАЩИТАХ ДИССЕРТАЦИЙ ПО ГОРНОМУ ДЕЛУ И СМЕЖНЫМ ВОПРОСАМ

Автор	*Название работы*	*Специальность*	*Ученая степень*
МАГНИТОГОРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ им. Г.И. НОСОВА			
КОЛОНЮК Александр Анатольевич	Обоснование конструкций и рациональной последовательности расконсервации временно нерабочих бортов карьеров	25.00.22	к.т.н.