

характер, позволяя в комплексе с электроразведочными данными с большей достоверностью проводить геологическую интерпретацию геофизической информации.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №14-17-00465) и при частичной финансовой поддержке гранта РФФИ-Дальний Восток (проект №15-45-05094 p_восток_a).

Литература

1. Соловьев Е.Э., Фридовский В.Ю., Кычкин В.А. Геофизические признаки контроля золоторудных месторождений в зонах разломов // Руды и металлы. – 2012. – № 5. – С. 51–57.

2. Тарасов В.А., Емжужев М.С., Парада С.Г., Столяров В.В. Геофизические методы при поисках золоторудной минерализации на флангах Тырныаузского рудного узла // Вестник ВГУ. Серия Геология. – 2015. – № 1. – С. 109–117.

3. Соловьев Е.Э., Кычкин В.А. Геофизические ис-

следования рудоконтролирующих структур Тарынского рудного узла // Разведка и охрана недр. – 2013. – № 12. – С. 36–38.

4. Соловьев Е.Э., Фридовский В.Ю. Импульсная электроразведка при изучении строения рудных районов // Тектоника и металлогения Северной Циркум-Пацифики и Восточной Азии. – Хабаровск: ИТиГ ДВО РАН, 2007. – С. 362–365.

5. Золоторудные месторождения России // Акварель. – М., 2010. – С. 365.

6. Фридовский В.Ю. Анализ деформационных структур Эльгинского рудного узла (Восточная Якутия) // Отечественная геология. – 2010. – № 4. – С. 39–45.

7. Инструкция по электроразведке: Наземная электроразведка, скважинная электроразведка, шахтно-рудничная электроразведка, аэроэлектроразведка, морская электроразведка. – Л.: Недра, 1984. – С. 352.

8. Ним Ю.А., Омеляненко А.В., Стогний В.В. Импульсная электроразведка в условиях криолитозоны. – Новосибирск: СО РАН, 1994. – С. 188.

Поступила в редакцию 30.09.2015

УДК 550.832

Изучение показателей качества углей и горно-геологических условий разработки угольных месторождений по результатам геофизических исследований скважин

Н.Н. Гриб*, В.М. Никитин**

**Технический институт (филиал) Северо-Восточного федерального университета, г. Нерюнгри*

***Академия наук Республики Саха (Якутия), г. Якутск*

Описываются методы определения зольности угля по селективному микрогамма – гамма-каротажу на основе установленных корреляционных связей геофизического параметра с зольностью, а также метод, основанный на многофункциональных связях зольности углей с их геофизическими параметрами. Рассмотрена схема математического моделирования показателей качества углей с использованием математического аппарата Марковских процессов. Предложены перспективные направления изучения физико-механических свойств в массиве горных пород и прогноза устойчивости боковых пород по полученным сведениям о физико-механических свойствах массива по результатам геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: уголь, показатели качества, физико-механические свойства, геофизические методы.

The Research of Coal Quality and Mining-Geological Conditions of Coal Deposits Development on the Results of Borehole Survey

N.N. Grib, V.M. Nikitin

**Technical Institute (branch) of North-Eastern Federal University, Neryungri*

***Academy of Sciences of the Republic of Sakha (Yakutia), Yakutsk*

The methods of coal ash content determination by selective micro-gamma-gamma ray logging, on the basis of established correlative relationship of geophysical parameter and ash content, as well as the method based

*ГРИБ Николай Николаевич – д.т.н., проф., акад. АН РС(Я), зам. директора по научной работе, nfygu@mail.ru;

**НИКИТИН Валерий Мефодьевич – д.г.-м.н., проф., акад. АН РС(Я), председатель Южно-Якутского НЦ АН РС(Я).

on multifunctional relationships of coal ash content with its geophysical data are considered. The mathematical modeling scheme of coal quality indicators based on the usage of Markovian processes mathematical tool is also considered. Prospective lines of physic-mechanical properties survey in the rock mass and prediction of rock wall stability according to the received data on physic-mechanical mass properties on the results of borehole survey are offered.

Key words: coal, quality indicators, physical-mechanical properties, geophysical methods.

Промышленно-экономическую ценность и конкурентоспособности углей во многом определяют их показатели качества и горно-геологические условия разработки месторождений. Угольные месторождения Южно-Якутского бассейна отличаются сложностью горно-геологических условий: наличие островной многолетней мерзлоты, мощные угольные пласты сложного строения, изменчивость показателей качества углей и физико-механических свойств (ФМС) углевмещающих пород, как по площади месторождений, так и с глубиной залегания угольных пластов и т. д. В связи с этим повышаются требования к изучению показателей качества углей, литологического состава и ФМС углевмещающих пород.

При разведке и разработке угольных месторождений одним из важнейших показателей качества угольных пластов, определяющих их кондиционность при подсчете запасов, является зольность. Поэтому первые работы по изучению свойств угленосного массива в Южно-Якутском бассейне были направлены на разработку геолого-геофизических методов изучения зольности угольных пластов.

Изучение зольности угольных пластов в их естественном залегании

В основе методов определения зольности (A^d) угольных пластов по геофизическим данным лежат существующие корреляционные связи A^d с изучаемыми геофизическими параметрами процессов распространения и взаимодействия физических полей с углями, которые устанавливаются для конкретных месторождений угленосных районов.

Определение зольности пластов угля по данным селективного микрогамма-гаммакаротаж (мГГК-С). Первым этапом при определении зольности является установление зависимости между геофизическим параметром и зольностью.

В результате выполненных исследований была установлена следующая зависимость:

$$A^d = 94,96 \cdot EXP(-2,11 \cdot (I_{om})) \quad (1)$$

– между геофизическим параметром и зольностью существует тесная связь. Коэффициент корреляции ($R_0 = 0,92 \pm 0,01$). Случайные погрешности ($\sigma = 2,88A^d\%$ абс., $\delta = 11\%$), при от-

сутствии систематически значимой погрешности ($t_d \leq t_{0,05} = 1,96$);

– установленная зависимость имеет универсальный характер для Южно-Якутского бассейна, т.е. ею можно руководствоваться при определении зольности углей на разных месторождениях по данным мГГК-С; изменение типа аппаратуры не вносит искажений в характер зависимости;

– зависимость геофизического параметра от зольности имеет нелинейный характер, что приводит к определенным трудностям при интерпретации. Нельзя для определения зольности угольных пластов рассчитывать среднюю величину I_{omn} при большой изрезанности кривых. Необходимо пласт разбивать на однородные пачки, в пределах которых коэффициент вариации параметра $W(I_{omn}^{\gamma\gamma-c}) < 20\%$, для каждой пачки определяется зольностью A^d по установленной зависимости. Среднепластовая зольность определяется по формуле:

$$A^d = \sum A_i^d \cdot h_i \cdot \delta_i / \sum h_i \cdot \delta_i \quad (2)$$

где δ_i , h_i – плотность и мощность i -й пачки.

Определение зольности угольных пластов по комплексу геофизических методов: гаммакаротаж + электрический каротаж + кавернометрия (ГК + σ_k + КМ). Несмотря на хорошие результаты метода мГГК-С он имеет ограниченное применение в скважинах со сложными горнотехническими условиями. В пределах Южно-Якутского бассейна ранее предпринимались попытки разработки методики определения A^d по данным ГК, но они не дали обнадеживающих результатов по причине изменчивости вещественного состава минеральных примесей от петрографического типа угля и влияния изменчивости вещественного состава минеральных примесей на геофизические параметры. Изучив влияние состава минеральных примесей на геофизические параметры (интенсивность естественного гамма-излучения (I_γ), кажущуюся электропроводность (σ_k), приходим к выводу, что для решения задач определения зольности угольных пластов необходимо использовать в комплексе для взаимной корректировки в ха-

рактуре связи $A^d = f(I\gamma, \sigma_k)$ в зависимости от петрографического состава углей и изменения вещественного состава минеральных примесей в них [6]. Так с уменьшением содержания кремнезема и увеличением содержания каолинита в угле проводимость его возрастает. Естественная радиоактивность угля возрастает с увеличением содержания в нем фюзенита. Поэтому для учета влияния указанных выше факторов используются многофункциональные связи зольности углей с геофизическими параметрами. В результате экспериментально была получена функция:

$$A^d = a \cdot e^{(a \cdot I\gamma h)}, \quad (3)$$

где $a = 0,0538 \cdot \delta I\gamma h + 0,932 = 0,0538 \cdot I\gamma h / I\gamma_{cp} + 0,932$,
 $\delta = \partial \cdot e^{(c \cdot I\gamma h)}$,
 $\partial = 0,0082 \cdot \delta \sigma_k + 0,755 = 0,0082 \sigma_k \bar{i} + 0,755$,
 $c = -0,0685$,

$I\gamma h$ – исправленное значение естественной радиоактивности (внесены поправки, учитывающие искажающее влияние ограниченной мощности, скорости, диаметра скважины и бурового раствора);

$I\gamma_{cp}$, σ_{kcp} – средние значения геофизических параметров по углю. Уровень сигнала на высокозольном угле ($A^d \approx 50\%$) принят для $I\gamma_{cp} = 7$ мкР/ч, для $\sigma_{kcp} = 3$ мСм/м. Среднепластовая зольность рассчитывается по формуле 2.

Достоверность определения зольности по геофизическому комплексу методов составляет: среднеквадратическая погрешность (абсолютная $\sigma = 1,8 A^d\%$ абс., относительная $\delta = 6,2\%$ отн.) при незначимости систематической погрешности.

Развитие геофизической аппаратуры и широкое внедрение в геологоразведочную практику электронной вычислительной техники позволило прийти к разработке новых методик, позволяющих использовать возможности ЭВМ для моделирования свойств, строения, состава и состояния массива горных пород и разработать методологию решения сложных геотехнических задач.

Одной из них для Южно-Якутского каменноугольного бассейна явилась геолого-геофизическая технология прогнозирования показателей качества углей.

Прогнозирование показателей качества углей

В основу технологии геолого-геофизического прогнозирования показателей качества углей положено системное представление массива горных пород и динамика его формирования и преобразования.

Физико-геологическая сущность массива

горных пород, как системы, определяется четырьмя основными категориями: **состав, строение, состояние** и **свойства**. Графически схема системного представления массива горных пород выражается в виде информационного тетраэдра, вершины которого соответствуют 100%-й информации о составе, строении, состоянии и свойствах. Исследуя объект через его свойства, получаем набор данных, содержащих информацию об объекте, на основании которой создается информационная модель объекта при помощи которой прогнозируются состав, строение и состояние объекта [5].

Одним из способов изучения систем является использование методов многофакторного динамического моделирования, для которого наиболее перспективно применение математического аппарата Марковских процессов.

Построение модели показателей качества углей на участке исследования начинается с конкретизации переменных (определения системы объекта), входящих в вектор Марковской модели. Вектор переменных (система) состоит из 2 групп числовых последовательностей (подсистем), отражающих факторы формирования показателей качества – генетические и эпигенетические:

[вектор генетических факторов] [вектор эпигенетических факторов].

Вектор генетических факторов представляет собой последовательность чередования формализованных значений основных литотипов пород и углей в последовательности слоев, включающих исследуемый угольный пласт. Такая группа слоев, несущая информацию о предыстории и послееистории образования угольного пласта, названа «пакетом». Границы пакета в нашем толковании определяются информативностью системы.

Следующий этап формализации заключается в определении ранговых значений переменных. Для боковых пород принята следующая индексация литотипов: {1} – уголь; {2} – углистый аргиллит; {3} – аргиллит; {4} – аргиллит алевритовый; {5} – алевролит; {6} – песчаник; {7} – известняк.

Исследуемый угольный пласт индексируется значениями, характеризующими зольность угольного пласта. С этой целью шкала значений зольности разбивается на N интервалов. Например, при диапазоне изменения зольности от 5 до 40%, для значений $A^d < 10\%$ присваивается индекс {8}; $A^d = [10,1-15\%]$ – {9}; $A^d = [15,1-20\%]$ – {10}; $A^d = [20,1-30\%]$ – {11}; $A^d > 30,1\%$ – {12}. Интервалы индексации зольности конкретизируются для фактического распределения этого параметра на исследуемом участке.

Таким образом, мы имеем вектор генетической составляющей, описывающий литологическую последовательность слоев в почве угольного пласта (3 слоя), угольный пласт (индекс зольности) и 3 слоя в кровле угольного пласта. Для полной характеристики вектора генетической составляющей он дополняется значениями мощности (в метрах) непосредственной почвы, угольного пласта и непосредственной кровли.

Вектор эпигенетических факторов определяет положение пластопересечения в трёхмерных координатах геологического пространства (X, Y, Z), где X, Y – индексированные значения координат скважины на плане (геологической карте) участка, а Z – индексированное значение абсолютной глубины пластопересечения.

Индексация эпигенетических факторов определяется следующими условиями:

1. Индексация начинается с цифры 13 (индексы с 1 по 12 зарезервированы за векторами генетических факторов).

2. Количество индексов, отведенное для вектора эпигенетических факторов, составляет 16. Это определяется тем, что суммарное количество индексов в модели качества принято равным 28 (число 28 регламентируется памятью компьютера).

3. Индексация Z определяется количеством выделенных интервалов на шкале глубин (до десяти). Оставшиеся индексы пропорционально разносятся между координатными осями X и Y.

Таким образом, исследуемое пластопересечение в пространстве геологических признаков и в координатах месторождения (в массиве) описывается вектором:

$$X \Rightarrow Y \Rightarrow Z \Rightarrow L1 \Rightarrow L2 \Rightarrow L3 \Rightarrow A^d \Rightarrow L5 \Rightarrow L6 \Rightarrow L7 (h3, h4, h5),$$

где X, Y, Z – индексы координат; L1...L7 – индексы литотипов в почве и кровле угольного пласта; A^d – индекс зольности; h3, h4, h5 – значения мощности непосредственной почвы угольного пласта или пачки и непосредственной кровли.

Такой вектор можно рассматривать как совокупность независимых переменных. В качестве параметров принимаются значения технологических свойств углей – неотрицательные числа.

Источники информации для получения переменных и параметров:

а) переменные: Z – шкала глубин на геофизической диаграмме, X, Y – координаты скважины на геологической карте (плане); L1...L7 – литологическая колонка по геофизическим исследованиям скважин (ГИС) на сводной геофизической диаграмме, A^d – индекс

зольности, определенной по данным геофизических методов, h3, h4, h5 – мощности по данным ГИС;

б) параметры (моделируемые технологические свойства) по данным лабораторных анализов.

Из совокупности подготовленных векторов переменных и параметров (прогнозируемых свойств углей) формируется файл модельных данных, который используется для построения математической модели показателей качества углей программой *Vprognoz*. При применении данной модели рассчитывается для каждого вектора анализируемых данных прогноз показателей качества углей.

Анализ сопоставлений результатов определения показателей качества углей по лабораторным пробам и результатов прогноза на Нерюнгринском месторождении показал, что характеристики модели адекватны характеристикам реального объекта. Так относительные погрешности составили $A^d(k) - 5,45$; $A^d(y) - 7,95$; $W^a - 10\%$; $V^{daf} - 5,68\%$; $Y - 8,8\%$; средняя квадратическая погрешность – $A^d(k) - 0,4$; $A^d(y) - 1,61$; $W^a - 0,1\%$; $V^{daf} - 0,71\%$; $Y - 1,31\%$.

Технология прогноза горно-геологических условий разработки угольных месторождений

Данная технология включает в себя методы изучения литологического состава углевмещающих пород, их ФМС и прогнозирования устойчивости горных пород по геолого-геофизическим данным.

В пределах массива горных пород каждый литологический тип характеризуется не только определенным гранулометрическим составом, соотношением глинистого, карбонатного и кластического материала, но и определенной степенью вторичных изменений (эпигенетических) их физических свойств.

Интерпретация материалов геофизических исследований углеразведочных скважин осуществляется на основе петрофизических закономерностей, установленных в параметрических скважинах [2].

В основе интерпретации ГИС лежит петрофизическая модель:

$$\begin{aligned} \Delta t_p &= \Delta t_p^{\phi} C_{\phi} + \Delta t_p^{opz} C_{орг} + \\ &+ \Delta t_p^{кл} C_{кл} + \Delta t_p^{zl} C_{гл} + \Delta t_p^{кар} C_{кар}, \\ \delta_0 &= \delta_{\phi} C_{\phi} + \delta_{орг} C_{орг} + \delta_{кл} C_{кл} + \delta_{гл} C_{гл} + \delta_{кар} C_{кар}, \\ I_{\gamma} &= I_{\gamma}^{\phi} C_{\phi} + I_{\gamma}^{opz} C_{орг} + I_{\gamma}^{кл} C_{кл} + I_{\gamma}^{zl} C_{гл} + I_{\gamma}^{кар} C_{кар}, \\ \sigma_{п} &= \sigma_{\phi} C_{\phi} + \sigma_{орг} C_{орг} + \sigma_{кл} C_{кл} + \sigma_{гл} C_{гл} + \sigma_{кар} C_{кар}, \end{aligned} \quad (4)$$

$$C_{\phi} + C_{орг} + C_{кл} + C_{гл} + C_{кар} = I, \quad (5)$$

где $\Delta t_p, \Delta t_p^\phi, \Delta t_p^{орз}, \Delta t_p^{кл}, \Delta t_p^{зл}, \Delta t_p^{кар}, \delta_o, \delta_\phi, \delta_{орг}, \delta_{кл}, \delta_{гл}, \delta_{кар}, I_\gamma, I_\gamma^\phi, I_\gamma^{орз}, I_\gamma^{кл}, I_\gamma^{зл}, I_\gamma^{кар}, \sigma_\pi, \sigma_\phi, \sigma_{орг}, \sigma_{кл}, \sigma_{гл}, \sigma_{кар}$ – коэффициенты уравнений, имеющие физический смысл, соответственно: интервального времени распространения продольной волны, объемной плотности, интенсивности естественного гамма-излучения и удельной электрической проводимости флюида и компонентов породы (органического, обломочного, глинистого и карбонатного материала);

$C_\phi + C_{орг} + C_{кл} + C_{гл} + C_{кар}$ – искомые величины объемного содержания флюида и компонентов породы.

Решение системы петрофизических уравнений выполняется методом последовательных приближений. В качестве начального приближения принимаются значения компонент C_i , имеющего вид:

$$C_i = a_0 + a_1 f(V_p) + a_2 f(\delta_o) + a_3 f(I_\gamma) + a_4 f(\sigma_n), \quad (6)$$

где a_j ($0 \leq j < 4$) – коэффициенты многочлена, определяемые по данным петрофизических и петрографических исследований пород параметрических скважин; $f(V_p), f(\delta_o), f(I_\gamma), f(\sigma_n)$ – функции геофизических параметров.

Опробование геолого-геофизического метода изучения литологии в разрезах скважин выполнено на участке Локучаки Чульмаканского месторождения.

Абсолютная среднеквадратическая погрешность определения вещественного состава песчаников и алевролитов по геолого-геофизическому методу составила 4,8% для кластического материала, 3,7% для глинистого материала и 5,6% для карбонатного материала, т.е. находится в пределах точности их определения по шлифам. Поэтому разработанный метод успешно применен в дальнейших исследованиях при изучении литологии углевмещающих пород в процессе прогноза горно-геологических условий эксплуатации месторождений.

Физико-механические свойства горных пород и скорость распространения упругих волн в них зависят в основном от одних и тех же факторов, однако, проявляются они неодинаково. ФМС пород в меньшей степени зависят от вещественного состава кластического материала, а определяют в основном типом и составом цемента, цементированностью зерен литотипов, структурно-текстурными особенностями горных пород.

Наиболее объективные сведения о физико-механических свойствах массива можно получить при изучении их в естественном залегании горных пород с использованием данных ГИС. Акустические параметры характеризуют закономерности распространения в породах знако-

переменных упругих деформаций, поэтому они имеют тесные корреляционные связи с физико-механическими свойствами и функционально связаны между собой.

Объемная плотность δ_o определялась по данным плотностного гамма-гамма-каротажа с точностью $\pm 0,05$ г/см³. Если данные плотности по гамма-гамма-каротажу отсутствуют, то их рассчитывают по формулам:

– для пород, вмещающих марки каменного угля:

$$\delta_o = -\hat{E}_\delta \cdot \Delta t_p / (1 - 0,065 \lg H) + 2,96 \text{ г/см}^3, \quad (7)$$

– для углистых пород и углей марок каменного угля:

$$\delta_o = -\hat{E}_\delta \cdot \Delta t_p / (1 - 0,065 \lg H) + 3,4 \text{ г/см}^3, \quad (8)$$

\hat{E}_δ – коэффициенты, зависящие от степени литификации пород и конкретных геолого-геофизических условий исследуемой площади.

Прочностные свойства горных пород и скорость распространения упругих волн в них зависят в основном от одних и тех же факторов, однако, проявляются они неодинаково. Особенно большое влияние на прочность пород оказывают тип и состав цемента, цементированность зерен литотипов, структурно-текстурные особенности горных пород. Одним из основных факторов, связанных с прочностными свойствами, является комплексный модуль $M_{СТ}$ – модуль слойчатости–трещиноватости, характеризующийся количеством слойков-трещин на 1м и углом их наклона.

Корреляционные уравнения связи прочностных свойств с акустическими параметрами имеют многомерный характер, учитывающие как кинематические параметры упругих волн (V_p, V_s), так и динамические (α_p, α_s), а также глубину исследуемого интервала, углы падения пластов, коэффициент, учитывающий степень литификации.

При установлении связей между геофизическими параметрами и прочностными характеристиками пород угольных месторождений Южно-Якутского бассейна анализировались уравнения [4]:

$$M_{cm} = 1,66 / (1 - b \lg H) \cdot (K_f \alpha_p - a \Delta T_p + b), \quad (9)$$

$$\sigma_{сж} = K_1 [10^{0,355 V_p (1 - 0,065 \lg H) - 0,0405 M_{cm}^{0,55}} + 6,6 (10^{-0,0405 M_{cm}^{0,55}} - 0,05)^{\sin \varphi} + 0,065^{(1 - \cos \varphi)}] \quad (10)$$

$$\sigma_p = K_1 [10^{0,363 V_p (1 - 0,065 \lg H) - 0,0405 M_{cm}^{0,55}} + 5,7 (10^{-0,0405 M_{cm}^{0,55}} - 1)^{(1 - \cos \varphi)}], \quad (11)$$

где K_f – частотный коэффициент, зависящий от типа применяемой аппаратуры; H – глубина исследуемого интервала; ΔT_p – интервальное время распространения продольных волн, мкс/м; α_p – коэффициент затухания продольной волны, дБ/м; φ – угол падения пород, рад; $\sigma_{сж}$, σ_p – пределы прочности при одноосном сжатии и растяжении; K_1 , a , a' , b , b' – коэффициенты, зависящие от степени литификации пород и конкретных геолого-геофизических условий исследуемой площади.

По результатам исследований параметрических скважин, где выполнены акустический каротаж и экспрессное опробование ФМС, расчетные и определенные свойства при испытаниях образцов керна различаются между собой менее 20% при статистически незначимой систематической погрешности.

Акустический каротаж выполняется в ограниченном числе скважин и возможен только в интервалах скважин, заполненных промысловой жидкостью. Поэтому в Южно-Якутском бассейне выполнены исследования и разработаны методы изучения физико-механических свойств углевмещающих пород с использованием данных рационального комплекса ГИС, которыми охватываются 100% скважин.

Основным положением методов является соответствие стадии литификации угленосных пород соответствующей стадии метаморфизма углей и необратимость физико-механических свойств пород, приобретенных в момент максимального погружения.

Учитывая, что в условиях Южно-Якутского бассейна на петрофизические свойства в значительной степени влияет фациально-стратиграфический фактор, обязательным является гамма-каротаж, поскольку величина естественного радиационного поля массива в целом не зависит от постседиментационных преобразований.

С прочностными свойствами пород коррелирует их способность к разрушению при бурении, что находит свое косвенное отображение в изменении фактического диаметра скважин, поэтому при разработке методов использовались данные кавернометрии.

Как отмечалось выше, интенсивность естественного гамма-излучения I_γ не претерпевает практически изменений при эпигенетических преобразованиях пород и криогенных процессах. Поэтому данные ГК позволяют оценить глинистость и литологический состав, которые оказывают доминирующее влияние на прочностные свойства горных пород, слагающих разрезы скважин, пробуренных в многолетнемерзлых породах.

Для уточнения литологического состава и зон дробления горных пород применяется каротаж магнитной восприимчивости, так как на магнитную восприимчивость горных пород не оказывают влияние криогенные процессы [3].

Структурно-текстурные особенности разреза оцениваются по данным кавернометрии. Данные об изменении диаметра скважины в процессе бурения можно рассматривать как интегральную характеристику прочностных свойств пород.

Из анализа материалов кавернометрии следует, что при одинаковых условиях бурения наблюдается увеличение диаметра скважины: а) с повышением содержания в породе органических примесей; б) с увеличением содержания глинистого цемента; в) с уменьшением содержания карбонатного цемента, эти же факторы отражаются и на диаграммах ГК уменьшением или увеличением интенсивности естественного гамма-излучения. При этих же условиях происходит изменение пределов прочности на одноосное сжатие $\sigma_{сж}$ и одноосное растяжение σ_p . Так для Эльгинского каменноугольного месторождения уравнения для определения $\sigma_{сж}$ и σ_p мерзлых горных пород имеют вид:

$$\sigma_{сж} = 0,4605 \cdot 10^{4,1 - \frac{d_\phi - 0,5\Delta H^{-0,63}}{d_H}} + 0,4605 \cdot 10^{-2,3\Delta I_\gamma + 3,1}, \quad (12)$$

$$\sigma_p = 0,49 \cdot 10^{3,1 - \frac{d_\phi - 0,5\Delta H^{-0,63}}{d_H}} + 0,5 \cdot 10^{-2,3\Delta I_\gamma + 2,1}, \quad (13)$$

где ΔH – разность между глубиной скважины и глубиной, на которой производятся измерения; ΔI_γ – нормированное значение естественной радиоактивности в относительных единицах.

Из статистического анализа результатов изучения прочностных свойств пород ГИС-2 на Эльгинском месторождении следует, что при отсутствии систематически значимых погрешностей относительные случайные средние квадратические погрешности ниже 20%.

Разработанные выше методы позволили прогнозировать устойчивость углевмещающих пород по геолого-геофизическим данным. Использование физических параметров угленосных пород в качестве индикаторов их устойчивости обосновано следующими факторами. Увеличение скорости распространения упругих волн и удельного электрического сопротивления пород обусловлено повышением содержания в них карбонатного цемента и уменьшением пористости, что одновременно служит и фактором повышения устойчивости этих пород. Повышение электрической проводимости, интенсивности

естественного и рассеянного гамма-излучений пород связано с повышением пористости и содержания в них глинистого цемента, что одновременно является причиной ослабления их устойчивости.

Неустойчивые и легкообрушаемые породы кровли сопровождаются значительным увеличением диаметра скважин в процессе бурения. Устойчивые и труднообрушаемые породы кровли характеризуются устойчивостью стенок скважин и весьма малым изменением их фактического диаметра по сравнению с номинальным.

При разработке геолого-геофизического метода прогнозирования устойчивости горных пород на стадии разведки угольных месторождений в Южно-Якутском бассейне из-за отсутствия опыта эксплуатации угольных месторождений подземным способом за основу была принята геолого-геофизическая классификация по устойчивости непосредственных и обрушаемости основных кровель [1]. Метод разрабатывался на материалах по пласту Д₁₉ Локучакинского участка, где по достаточно густой сети выполнены акустические исследования, позволяющие с требуемой точностью охарактеризовать физико-механические свойства углевмещающих пород. Эти данные легли в основу построения прочностных карт по основной и непосредственной кровлям. Так как на площади Локучакинского участка отсутствуют породы, которые могли бы пучиться под целевым пластом, а так же породы, которые могут непредсказуемо уплотняться, то почва пласта не рассматривалась.

Для участка разработана геолого-геофизическая типизация пород кровель [4], которая содержит данные о мощности слоев, о пределах прочности на сжатие, о геофизических параметрах пород: электрическое сопротивление, скорость распространения продольных волн. В качестве основных параметров при определении типов пород были приняты прочностные характеристики, поскольку значения скорости распространения упругих волн, приведенного диаметра, естественной радиоактивности горных пород автоматически учитывались при определении физико-механических свойств пород. Для прогнозирования устойчивости и обрушаемости

пород кровель угольного пласта Д₁₉ Локучакинского участка построены литолого-прочностные разрезы, охватывающие интервалы десятикратной мощности угольного пласта. На основании литолого-прочностных разрезов производится прогноз устойчивости и обрушаемости пород кровли угольного пласта, построены карты прочности непосредственной и основной кровель и результирующая прогнозная карта устойчивости пород непосредственной и обрушаемости пород основной кровли [4].

Разработка и внедрение в практику геолого-разведочных работ на угольных месторождениях рассмотренных методик и технологий позволяют поднять на качественно новый уровень оценку показателей качества углей, физико-механических свойств вмещающих пород и прогноз устойчивости боковых пород в горных выработках.

Литература

1. Гречухин В.В. Петрофизика угленосных формаций. – М.: Недра, 1990. – 472 с.
2. Гриб Н.Н. Разработка методов прогнозирования технологических характеристик углей, литологического состава и физико-механических свойств углевмещающих пород Южно-Якутского бассейна по геофизическим данным: Автореф. ... дис. д. т. н. – Кемерово, 1999. – 49 с.
3. Гриб Н.Н. Опыт применения каротажа магнитной восприимчивости при изучении угленосных отложений Южно-Якутского каменноугольного бассейна // Тезисы докладов Международной геофизической конференции «Санкт-Петербург-95». – Т II. – С. 73–74.
4. Гриб Н.Н., Самохин А.В. Физико-механические свойства углевмещающих пород Южно-Якутского бассейна. – Новосибирск: Наука, 1999. – 240 с.
5. Гриб Н.Н., Самохин А.В., Черников А.Г. Методические основы системного исследования массива горных пород. – Якутск: Изд-во ЯНЦ СО РАН, 2000. – 104 с.
6. Гриб Н.Н., Самохин А.В. Влияние изменений состава минеральных примесей в углях на их геофизические параметры (Южно-Якутский бассейн) // Известия вузов. Геология и разведка. – 1999. – № 5. – С. 140–142.

Поступила в редакцию 20.08.2015