

К РЕШЕНИЮ ВОПРОСА ВСТРЕЧИ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

В. Г. ХРАМЕНКОВ

(Представлена научным семинаром кафедры техники разведки ТПИ)

Исходные параметры и датчики сигнализаторов встречи угольных пластов

Одним из требований разведки каменноугольных месторождений, так же как и других видов полезных ископаемых, является качественное опробование, которое заключается в получении керна с ненарушенной структурой по всей мощности пласта. Последнее возможно только при своевременном определении момента вхождения бурового наконечника в угольный пласт в процессе бурения и применении специальных средств для прорезки угольных пластов. В настоящее время созданы достаточно эффективные в работе двойные колонковые снаряды для перебурки угольных пластов, и на первое место ставится вопрос создания сигнализаторов встречи угольных пластов в процессе бурения. Особенно необходимо применение сигнализаторов при разведке новых угольных месторождений и тем более месторождений с маломощными пластами угля [1].

Определение момента встречи угольных пластов является частным вопросом каротажа скважин в процессе бурения, важность разрешения которого для дальнейших работ по автоматизации процесса бурения вполне очевидна. При этом необходимо разрешить ряд вопросов: выбрать исходный параметр для датчика сигнализатора, разработать схему преобразования, аппаратуру надежной передачи и приема его на поверхности. Безусловно, все изменения процесса бурения (изменение режима работы долота, смена слоев пород) возможно фиксировать только при постановке забойных датчиков.

В данной статье делается попытка решить некоторые частные вопросы общей большой темы, а именно: рассмотреть возможные исходные параметры и датчики сигнализаторов встречи угольных пластов и их практическую применимость на данном этапе.

Выбор исходного параметра определяет тип датчика и место его установки. В табл. 1 дается классификация исходных параметров и датчиков. Все исходные параметры могут быть подразделены на прямые и косвенные. Прямыми условимся считать физико-химические свойства углей, отличающие их от вмещающих пород, а также изменения свойств промывочной жидкости восходящего потока при встрече пласта угля. К косвенным параметрам относим изменение параметров режима работы буровой установки при смене слоев пород. Датчики по месту их установки подразделяются на поверхностные и забойные.

Для поверхностных датчиков могут быть использованы косвенные параметры. Дополнительным подтверждающим фактором к сигналу

| Датчики по месту установки | | Исходные параметры | | | |
|----------------------------|---------------|---|--|--|--|
| | | прямые | | косвенные | |
| | | изменение физико-химических свойств | | изменение механических свойств пород, изменение режима работы забойного наконечника | изменение режима работы грязевого насоса |
| | | пород | промывочной жидкости | | |
| поверхностные | | 1. Радиоактивность 2. Электропроводность 3. Прозрачность 4. Цвет 5. Коэффициент преломления 6. Магнитная проницаемость 7. Диэлектрическая проницаемость | 1. Механическая скорость бурения (буримость пород) 2. Автоматическое изменение осевой нагрузки при изменении скорости углубки | 1. Крутящий момент (или затрачиваемая мощность) на процесс бурения 2. Амплитудно-частотная характеристика упругих колебаний снаряда | 1. Изменение давления промывочной жидкости в полости штанг (при прямой схеме промывки) |
| | дистанционные | 1. Радиоактивность 2. Электропроводность 3. Плотность 4. Диэлектрическая проницаемость 5. Магнитная проницаемость 6. Упругость 7. Скорость распространения сейсмических колебаний 8. Степень поглощения ультразвуковых волн 9. Эффект ядерного магнитного резонанса и др. | 1. Степень нагрева забойного наконечника | 1. Крутящий момент (или затрачиваемая мощность) на разрушение пород забоя 2. Амплитудно-частотная характеристика упругих колебаний колонкового набора | |
| забойные | контактные | | | | |
| | | | | | |

датчика может служить вынос частичек угля и изменение свойств изливающейся из скважины промывочной жидкости, но это практически мало приемлемо из-за частого полного ее поглощения. Кроме того, в зависимости от глубины скважины запаздывание выхода частичек угля на поверхность может достигать нескольких десятков минут [2].

В зависимости от исходного параметра для поверхностных датчиков возможны следующие варианты:

1. Датчики, реагирующие на изменение механической скорости углубки. Эта группа датчиков может быть построена на принципе использования:

а) поступательного движения шпинделя станка, ведущей штанги, троса; вращения вала или барабана лебедки, ролика кронблока; величины проходки с отнесением ее ко времени. В этом случае датчики могут иметь различную связь с первоначальным импульсом (механическую, гидравлическую, электрическую и др.);

б) расхода потока масла, вытесняемого из нижних полостей гидроцилиндров подачи (приборы-расходомеры поплавкового типа; приборы, основанные на принципе перепада давления, и другие расходомеры).

2. Датчики, реагирующие на автоматическое изменение осевой нагрузки с изменением скорости углубки. Датчики этой группы могут быть встроены: в гидросистему станка или других механизмов, кинематически связанных с траверсой вращателя станка; в «мертвый» конец каната (механические, гидравлические, электрические и др. датчики-динамометры, индикаторы веса) и могут быть связаны с тормозной системой станка — при подаче инструмента с тормоза барабана лебедки.

3. Датчики, реагирующие на изменение крутящего момента, встроенные в кинематическую цепь станка.

4. Датчики, реагирующие на изменение затрачиваемой мощности при смене слоев пород.

Как показали исследования [2], датчики третьей и четвертой групп на отдельных месторождениях Кузбасса могут быть неприемлемыми.

5. Датчики, реагирующие на изменение свойств промывочной жидкости при изливе ее из скважины (изменение цвета, радиоактивных свойств и др.), но, как уже отмечалось выше, эти датчики мало будут приемлемыми ввиду частого полного поглощения промывочной жидкости и из-за большого запаздывания сигналов.

6. Датчики, отмечающие изменение амплитудно-частотной характеристики упругих колебаний снаряда (при небольшой глубине скважины): индуктивные, пьезоэлектрические, тензометрические и др., имеющие связь со снарядом.

7. Датчики, реагирующие на изменение параметров работы промывочного насоса. Вследствие малой крепости угля наблюдается временная закупорка колонкового снаряда в начальный момент вхождения бурового наконечника в угольный пласт, что отмечается повышением давления на выкиде насоса. Но ввиду больших колебаний на выкиде насоса в процессе бурения это явление вряд ли может быть использовано в качестве самостоятельного параметра для контроля встречи угольных пластов.

Вероятность однозначного решения вопроса может быть повышена при применении приборов, работающих одновременно от нескольких датчиков, например от датчика скорости бурения и датчика крутящего момента на процесс бурения.

Забойные датчики, в зависимости от исходного параметра, можно разбить на следующие группы:

1. Датчики, реагирующие на изменение физико-химических свойств пород.

2. Датчики, реагирующие на изменение режима работы бурового наконечника (крутящего момента, осевой нагрузки, скорости углубки, температуры наконечника, изменение частотно-амплитудной характеристики колебаний снаряда).

3. Датчики, реагирующие на изменение свойств восходящего потока промывочной жидкости.

Для забойных датчиков тоже возможны варианты объединения нескольких исходных параметров.

При колонковом бурении скважин забойные датчики (кроме термодатчика степени нагрева забойного наконечника) будут расположены над керноприемной трубой. При этом каротажные сигналы могут быть взяты с забоя скважины или по месту установки датчика. По этому признаку забойные датчики следует подразделить на дистанционные и контактные. Каротажные сигналы от контактных датчиков будут поступать с отставанием по глубине на интервал установки их над забоем, что не разрешает задачи своевременной фиксации момента встречи угольных пластов. В этом случае речь может идти о дистанционных датчиках изменения свойств проходимых пород или промывочной жидкости; в последнем случае будет иметь место несущественное запаздывание (2—3 сек.) в фиксации изменения свойств пород на время прохождения частичек шлама от забоя до места установки датчика.

Бескерновое бурение увеличивает возможности постановки более эффективных датчиков, и за счет приближения к забою увеличивает их разрешающую способность.

Рассмотрев возможные исходные параметры и датчики, необходимо подчеркнуть перспективность постановки забойной аппаратуры. Наиболее приемлемыми исходными параметрами для забойной аппаратуры, по нашему мнению, являются следующие:

а) плотность пород и угля (гамма—гамма—каротаж);
б) радиоактивные свойства углей (гамма — каротаж);
в) различная степень поглощения ультразвуковых волн породой и углем;

г) диэлектрическая и магнитная проницаемость пород и угля;

д) сочетание нескольких параметров, например, механической скорости углубки и крутящего момента на разрушение пород забоя, причем датчик крутящего момента может быть забойным, а механической скорости углубки — поверхностным. В этом случае потребуется передача лишь одного параметра, что упростит аппаратуру. Но при постановке забойных датчиков необходимо разрешить ряд вопросов. Основным вопросом при этом является создание глубинной аппаратуры и канала связи забой — устье, надежно работающих в специфических тяжелых условиях. Определенную трудность представляет размещение глубинной аппаратуры в колонковой трубе малого диаметра (например, 89 и 75 мм); при колонковом бурении практически невозможно разместить датчик сигнала непосредственно у забоя. Каротаж скважин колонкового бурения в процессе их проходки с использованием геофизических методов и отставанием сигналов от забоя на длину снаряда (высота установки над забоем датчика сигналов) безусловно будет иметь огромное положительное значение, но, как уже отмечалось ранее, не будет разрешать вопроса своевременной встречи пластов угля (допускается 5—10 см проходки по углю).

Таким образом, для целей контроля встречи угольного пласта в процессе бурения в настоящее время наиболее простыми и приемлемыми являются наземные приборы с использованием уже известных парамет-

ров: буримости горных пород (механической скорости углубки и, как следствие, автоматического изменения осевой нагрузки при изменении скорости углубки), крутящего момента или их сочетание.

Сигнализатор встречи угольных пластов С1-ТПИ

Для определения контактов пластов пород и полезного ископаемого (в частности угля) в настоящее время наиболее приемлемым и чаще всего применяемым на практике является различие в буримости пород проходимой толщи [1, 2].

В силу наличия зависимости механической скорости бурения от режимных параметров и ввиду того, что механическая скорость бурения по породам и углю может быть одинаковой, фиксация контактов пластов угля в процессе бурения (встреча пластов) в общем случае однозначно не решается. Однако она может быть решена для большинства конкретных месторождений, для которых наблюдается значительная разность в буримости пород и угля. Чаще всего буримость углей выше, чем буримость пород, и резкое возрастание механической скорости бурения (без изменения режима) дает основание предполагать, что встречен угольный пласт. Дополнительным подтверждением этому является вынос частичек угля на поверхность при круговой циркуляции промывочной жидкости.

На практике возрастание механической скорости бурения ввиду отсутствия приборов оценивается чаще всего визуально, а поэтому не всегда объективно; нередки случаи пропуска пластов. Практика разведки угольных месторождений требует создания простых и надежных в работе приборов для определения механической скорости бурения и приборов-сигнализаторов встречи угольных пластов. Испытания наиболее современной аппаратуры типа ПКМ и ИРБ в Кузбассе не дали положительных результатов.

Нами предлагается сигнализатор встречи угольных пластов С1-ТПИ, разработанный на кафедре техники разведки Томского политехнического института.

Сигнализатор С1-ТПИ является прибором показывающего типа механической скорости бурения и предназначен для сигнализации о достижении определенной скорости бурения, при которой ожидается встреча пластов угля; может быть применен на месторождениях с различной буримостью пород и угля. Предназначен сигнализатор для станков с гидравлической подачей типа ЗИФ.

В основу сигнализатора положен принцип измерения расхода масла, вытесняемого из нижних полостей гидроцилиндров подачи при движении поршня вниз. По расходу масла определяется механическая скорость бурения. При достижении определенной скорости бурения, при которой ожидается встреча пластов угля, срабатывает электрическая схема прибора и включаются световой и звуковой сигналы.

Основными узлами сигнализатора являются датчик и контрольно-сигнальный пульт. Датчик монтируется в вертикальном положении в разрыв маслопровода, соединяющего нижние полости гидроцилиндров подачи с прибором гидроуправления, и с помощью кабеля соединяется с контрольно-сигнальным пультом, устанавливаемым на видном для бурового мастера месте.

Принципиальная схема прибора представлена на рис. 1.

Датчик сигнализатора с магнитной передачей показаний работает по принципу поплавкового расходомера с дисковым поплавком и состоит (рис. 2), из корпуса 1, поплавок 7 с сердечником 4, индуктивной катушки 5. Масло, проходя через датчик, приподнимает поплавок с сердечни-

ком на высоту, пропорциональную механической скорости углубки. От положения сердечника зависит индуктивное сопротивление катушки, которая включена в мостовую схему прибора $L_1, L_2, R_1^*, R_2, R_3$. От степени изменения индуктивного сопротивления катушки зависят показания микроамперметра μA (сила тока в цепи), шкала которого протарирована в $см/мин$ скорости бурения.

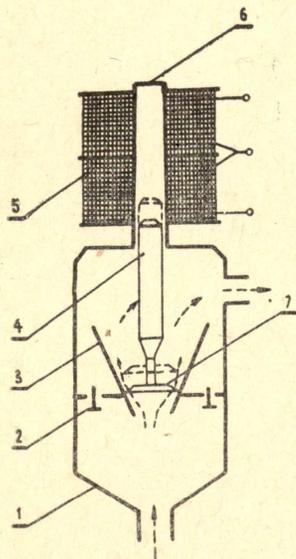


Рис. 2. Схема датчика сигнализатора С1-ТПИ: 1 — корпус; 2 — обратный клапан; 3 — седло; 4 — сердечник; 5 — индуктивная катушка; 6 — цилиндр сердечника; 7 — дисковый поплавок

При остановках шпинделя масло через датчик не идет, поплавков садится в седло 3, сердечник занимает крайнее нижнее положение и прибор показывает нуль. При подъеме шпинделя масло в датчике проходит через обратный клапан 2, поплавков с сердечником занимает нижнее положение — и прибор показывает нуль.

В схему прибора (рис. 1) включается чувствительное поляризованное реле типа РП (P_1) и более мощное реле типа РС-13 (P_2). При срабатывании реле P_1 через его контакты подается напряжение на обмотку реле P_2 , выключающего зеленую лампу и включающего электрический звонок 3 б и красную лампу — звуковой и световой сигналы. Включение сигналов означает, что скорость углубки равна или выше заранее установленной с помощью переключателя Π_2 на пульте контрольной скорости встречи. Расчетные сопротивления r_i и r'_i переключателя Π_2 определяются из условия постоянства сопротивления разветвленной цепочки и постоянства силы тока через реле P_1 при любой установке контрольной скорости встречи.

При постановке прибора на одном из станков с помощью переключателя Π_1 включается одно из сопротивлений: R_6, R_7, R_8 .

Автоматическая компенсация погрешности прибора за счет изменения вязкости масла с изменением температуры достигается с помощью термосопротивления R_5 , которое вмонтировано непосредственно в датчик сигнализатора.

Прибор имеет две шкалы: малую (0—60 $см/мин$) и большую (0—120 $см/мин$). Установка шкалы осуществляется переключателем шкал $\Pi_{ш}$, с помощью которого параллельно микроамперметру включается (большая шкала) или выключается (малая шкала) шунтирующее сопротивление R_4 .

Питание схемы прибора осуществляется от сети переменного тока напряжением 220 вольт через трансформатор Tr .

Опытный образец сигнализатора С1-ТПИ был изготовлен в мастерских института и испытан в лаборатории бурения кафедры техники разведки и полевых условиях (Ленинская ГРП треста «Кузбассуглегеология»). Лабораторные и полевые испытания показали работоспособность прибора и дали положительные результаты.

Внедрение сигнализатора в производство позволит качественнее и экономичнее проводить разведку угольных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. С. С. Сулакшин. Проблема качественного опробования твердых полезных ископаемых. Журнал Изв. вузов — Геология и разведка, № 3, 1962.
2. С. С. Сулакшин, В. Г. Храменков, В. П. Рожков. Некоторый опыт решения вопроса встречи угольных пластов в условиях Кузбасса. Изв. ТПИ, т. 127, вып. 2, 1964.