

**НЕКОТОРЫЙ ОПЫТ РЕШЕНИЯ ВОПРОСА ВСТРЕЧИ УГОЛЬНЫХ
ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ КУЗБАССА**

С. С. СУЛАКШИН, В. Г. ХРАМЕНКОВ, В. П. РОЖКОВ

(Представлено научным семинаром кафедры техники разведки)

Качество и запасы углей большинства угольных месторождений в основном определяются по керновым пробам. Получение достоверных данных по этим важнейшим вопросам разведки месторождений полезных ископаемых в значительной мере зависит от количества и качества получаемого при бурении керна, а также от точности определения границ (мощности) угольных пластов. Для большинства месторождений с малоустойчивыми слабыми углями, в особенности сложного строения, практически еще не разработаны средства, гарантирующие полноценное решение вопроса опробования. Это связано, главным образом, с отсутствием надежных средств регистрации момента встречи угольного пласта и с отсутствием снарядов рациональной конструкции для получения качественных керновых проб в достаточном для исследований количестве. В связи с этим в большинстве случаев планируемый выход керна составляет 55—60%, а практически подчас не достигается и этой величины. При этом нередко случаи пропуска пластов или получения неверных сведений о их мощности. Таким образом, исследование и разработка средств, обеспечивающих полноценное опробование каменноугольных месторождений, является одной из важнейших проблем, требующих быстрого разрешения.

Разработка средств качественного опробования угольных месторождений в условиях Кузбасса с целью полноценного решения основных вопросов разведки является задачей работы, выполняемой коллективом работников кафедры техники разведки ТПИ. Исследования поставленных вопросов осуществлялись главным образом в двух партиях — Киселевской и Ленинской, а также в лаборатории кафедры техники разведки. При анализе данных по этому вопросу частично использовались материалы, собранные кафедрой ранее в Тутуянской и Уропской партиях.

Основным вопросом, подлежащим рассмотрению в данной статье, является определение момента встречи угольных пластов. Регистрация момента смены пластов пород или полезных ископаемых вообще возможна и в ряде случаев осуществляется различными способами [1, 2, 3]. В основу некоторых способов, применяемых в той или иной степени на практике, положены геологические признаки и физико-механические или, точнее, механические свойства пород и полезных ископаемых (сопротивление разрушению или буримость). Практически возможно использовать и еще один признак — физические свойства (электрические,

магнитные, радиоактивные и др.). Все существующие и возможные способы определения момента смены слоев пород можно классифицировать по рассмотренным признакам следующим образом (табл. 1).

Контроль по геологическим признакам, как самостоятельный метод, не может быть рекомендован, так как не дает однозначных достаточно точных результатов. Практически неизвестна заранее глубина залегания того или иного контакта или мощность маркирующего горизонта с требуемыми пределами точности. В против-

Таблица 1

Классификация основных способов контроля момента встречи угольных пластов

Методы контроля момента встречи угольных пластов	Средства контроля момента встречи угольных пластов	
Контроль по геологическим признакам	Глубина залегания контакта	
	Изменение характера шлама, цвета и других свойств промывочной жидкости	
Контроль по изменению механических свойств горных пород (сопротивление пород разрушению)	Непосредственный путь (по изменению механической скорости бурения)	визуально (по перемещению шпинделя станка) замером скорости углубки через равные промежутки времени
	Косвенный путь	измерением скорости бурения приборами фиксированием давления в гидросистеме станка или указателя веса изменением крутящего момента или мощности бурения на поверхности или на забое (проблема) измерением упругих колебаний снаряда в процессе бурения на поверхности или на забое (проблема)
Контроль по изменению физических свойств пород	Непосредственный путь	определение физических свойств пород в скважине (электрических, магнитных, радиоактивных и др.) с помощью забойных приборов (проблема)

ном случае не возникла бы проблема встречи угольных пластов. То же самое можно сказать и о втором геологическом признаке — изменении характера шлама, выносимого жидкостью, изливающейся из скважины. Регистрация момента выхода жидкости со шламом интересующего нас пласта или с измененными свойствами из устья скважины всегда не совпадает с моментом встречи этого пласта забойным инструментом. Происходит это с запозданием. Величина запаздывания тем больше, чем глубже скважина, чем меньше скорость восходящего потока и несущая способность жидкости и т. д.

Контроль по изменению механических свойств пород основан на различной величине сопротивления пород или полезных ископаемых разрушению. Это сказывается, прежде всего, на изменении механической скорости бурения (буримость пород), величине затрачиваемой энергии на разрушение пород, величине крутящего момента на шпинделе станка. С изменением механической скорости бурения связано изменение давления в гидросистеме станка или в индикаторе веса. Наконец, с изменением механических свойств пород связано изменение упругих колебаний бурового снаряда (частотно-амплитудная характеристика) и изменение звуковых эффектов (шумов).

Все перечисленные явления обычно кладутся в основу целого ряда способов и приборов регистрации момента смены пластов пород или полезных ископаемых. Но широкое использование изложенных принципов, основанных на изменении механических свойств пород, возможно только при достаточно резком различии этих свойств и наличии большого количества наблюдений, характеризующих взаимозависимость свойств и связанных с их изменением явлений. Отсутствие этих данных

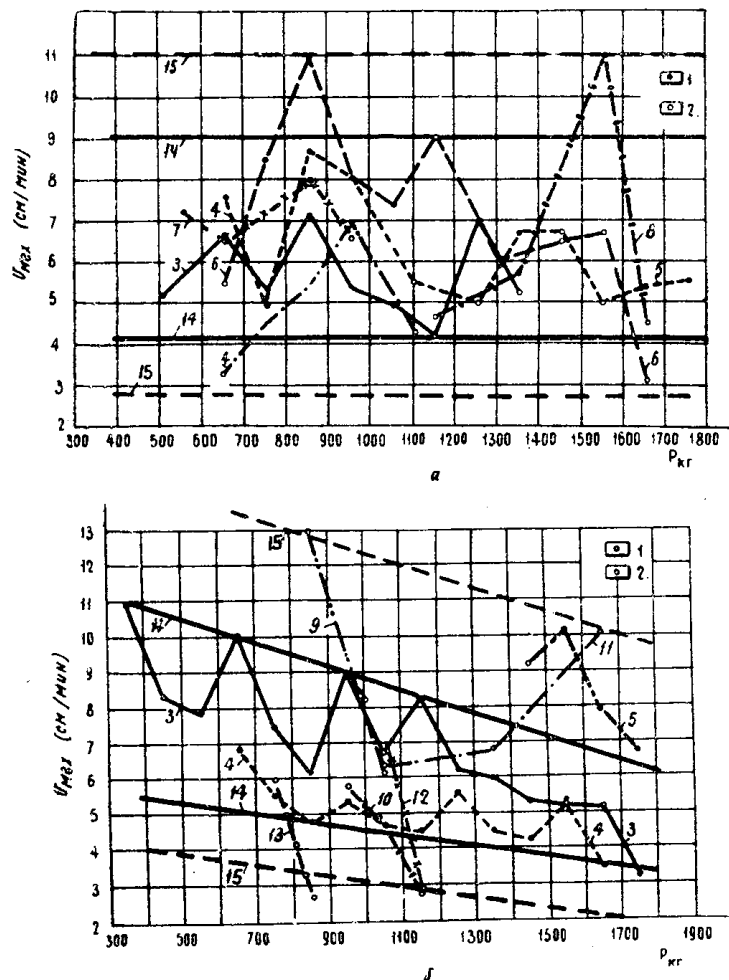


Рис. 1. Кривые, характеризующие механические скорости бурения по алевролитам (а) и песчаникам (б) коронками различного типа.

При числе оборотов $n = 361$ об/мин коронками $\varnothing = 92$ мм: 1 — МР-2; 2 — МР-6; 3 — ТП-3; 4 — ТП-3, $\varnothing = 112$ мм; при $n = 277$ об/мин коронками $\varnothing = 92$ мм; 5 — МР-2; 6 — МР-6; 7 — ТП-3; 8 — ТП-3, $\varnothing = 112$ мм; при $n = 153$ об/мин; 9 — МР-6; $\varnothing = 92$ мм; 10 — ТП-3, $\varnothing = 112$ мм; при $n = 71$ об/мин; 11 — ТП-3, $\varnothing = 92$ мм; 12 — точки, полученные по достаточно большому количеству замеров; 13 — точки, полученные по малому количеству замеров; 14 — граница области усредненных скоростей; 15 — граница наиболее вероятных отклонений значения отдельных наблюдений.

и, главное, далеко не всегда резкое изменение механических свойств пород осложняют решение вопроса. Это и является основной причиной того, что такая важная задача, как регистрация момента встречи залежей полезных ископаемых, до сих пор не решена. Решение ее усложняется еще и тем, что показатели, связанные с механическими свой-

ствами пород, меняются в широких пределах в зависимости от режимов бурения, типа забойного инструмента, его диаметра, качества и количества промывочной жидкости, глубины скважины и ее состояния, времени работы забойного инструмента и т. д.

Использование физических свойств горных пород для решения задачи принципиально возможно, но это требует проведения широких исследований.

Для того, чтобы определить возможность, границы и условия применения того или иного метода, кафедрой техники разведки был проделан определенный объем исследований. Исследованию, главным образом, были подвергнуты непосредственный и косвенный пути контроля по изменению механических свойств пород: изменение механической скорости бурения (замером скорости бурения через определенные промежутки времени); изменение давления в гидросистеме станка, изменение мощности, затрачиваемой на бурение; изменение упругих колебаний снаряда в процессе бурения.

Исследование изменения механической скорости бурения.

Как уже отмечалось, данный фактор лежит в основе многих способов контроля момента встречи угольных пластов. Поэтому исследования были начаты с изучения именно этого фактора. В полевых условиях был собран материал по буримости горных пород и угля. Механическая скорость углубки по породам и углю фиксировалась при определенных режимах бурения различными коронками.

Для анализа механической скорости бурения собранные в полевых условиях данные были сведены в группы, объединяющие наблюдения, полученные при одинаковых условиях (режим бурения, тип забойного наконечника, буримая порода). После такого рода группировки результаты наблюдений каждой группы подвергались обработке методами математической статистики. Вычисление всех параметров эмпирических распределений производилось в соответствии с нормальным законом, так как подавляющее большинство построенных рядов показывало достаточную близость к теоретическому нормальному закону распределения ошибок. По данным результатов обработки отдельных групп наблюдений строились графики распределения механической скорости бурения для разных типов коронок, пород и режимов бурения (рис. 1). На графиках определялись границы области усредненных скоростей (т. е. наиболее часто встречающихся) и границы наиболее вероятных отклонений отдельных наблюдений от усредненных значений механической скорости. Для углей подобный график (рис. 2, а) строился не по усредненным данным, а по конкретным замерам ввиду недостаточного количества хронометражных наблюдений. По этому графику была определена нижняя граница механических скоростей бурения углей (11 см/мин). Для создания более полного представления об области распределения механических скоростей по углю был построен аналогичный график для случая бурения углей двойным колонковым снарядом конструкции Игнатьева (рис. 2, б).

Принятая методика дала возможность определить наиболее вероятные механические скорости углубки для определенных режимов бурения и типа забойных наконечников. Сравнение областей наиболее вероятных механических скоростей бурения по породам (рис. 1, а, б) и углю (рис. 2, а, б) показывает, что для пород они значительно ниже, чем для угля. Однако нижняя граница вероятной области для углей (11 см/мин) совпадает с верхней границей рассеивания механической скорости бурения по алевролитам и несколько ниже верхней границы рассеивания механической скорости бурения по песчанику. Из этого следует, что в некоторых случаях по механической скорости бурения

невозможно сделать однозначного заключения о том, что разбуривается на забое — порода или уголь.

Для выяснения частоты совпадения механических скоростей бурения пород и углей была составлена таблица по замерам механической скорости бурения простым колонковым снарядом. В нее вошли все замеры механической скорости бурения углей и замеры по породе, которые по своей величине близки к скоростям бурения углей. По этим данным составлен график распределения «больших» механических ско-

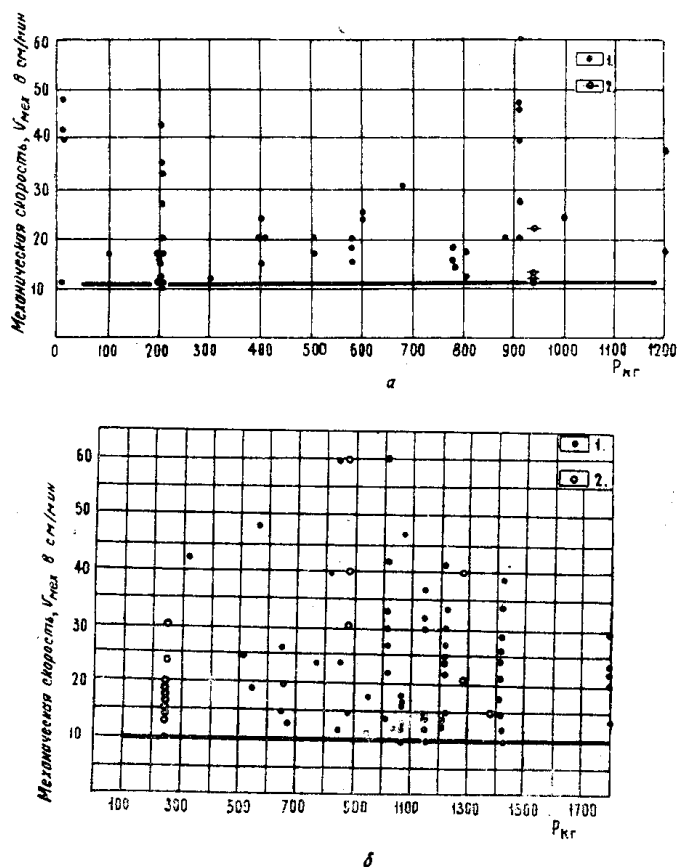


Рис. 2. График распределения механической скорости бурения по углю:
 а — простым колонковым снарядом; б — двойным колонковым снарядом Игнатъева: 1 — при скорости вращения снаряда 480 об/мин; 2 — при скорости вращения снаряда 277 об/мин.

ростей (рис. 3). Анализируя график, можно сказать, что для исследуемых условий в общем характерна зависимость: чем больше величина механической скорости бурения, тем меньше ее частота (кривые 1, 2). Эта закономерность особенно характерна для пород (кривая 2). Встреча же углей на режимах, применяемых на производстве, чаще всего производится при скорости их бурения в 14—26 см/мин (кривая 3). Иногда имеет место значение скорости бурения по углю ниже 11 см/мин, однако, эти скорости не характерны и объясняются расклиникой керна в колонковой трубе, малой интенсивностью промывки скважины и т. п., поэтому в дальнейшем они исключаются из рассмотрения. Из 643 замеров со сравнительно большой механической скоростью бурения (в пределах 8—62 см/мин) на долю угля приходится только 26 замеров или 14,9%. В то же время известно, что бурение пород V категории на режимах, применяемых на производстве, чаще всего про-

изводится со скоростью 5—7 см/мин. Из этого следует, что такое соотношение между количеством замеров по углю и породе получилось не в силу малой скорости бурения углей, а в силу малого количества замеров по углю. Если учесть, что в таблицу вошли замеры с большими значениями механических скоростей, то из графика (рис. 3, 4) видно, что чем выше механическая скорость, тем больше вероятность бурения по углю.

Практика бурения угленосных толщ Кузбасса показывает, что интервалы бурения пород с высокой механической скоростью углубки сравнительно невелики и как-то зависят от скорости бурения. Бурение же углей простой колонковой трубой практически производится с высокой постоянной скоростью на больших интервалах бурения (обычно по всему угольному пласту). Таким образом, возникает принципиальная возможность отделить высокие механические скорости бурения по по-

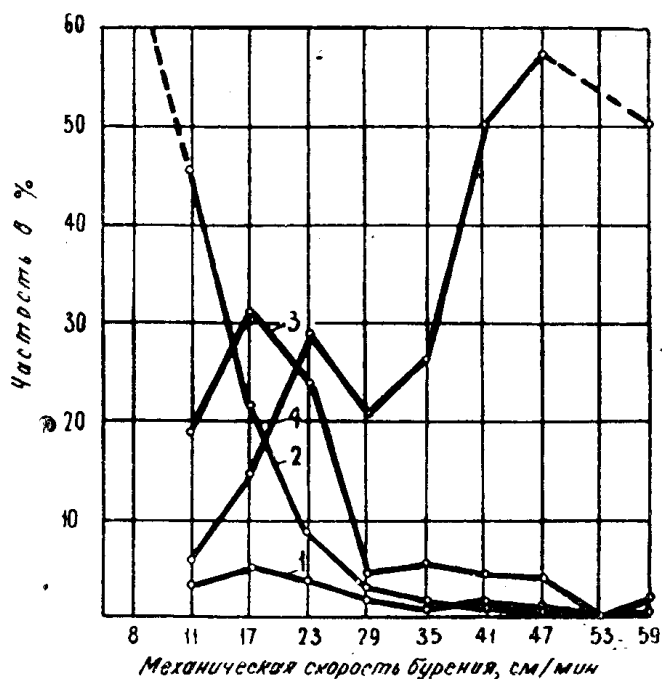


Рис. 3. Распределение больших механических скоростей углубки при бурении простым колонковым снарядом в Киселевской, Тутуянской и Ленинской ГРП:

1 — частоты величин механических скоростей бурения углей (в общем количестве замеров по породе и углю);
 2 — частоты механических скоростей бурения пород (в общем количестве замеров по породе и углю);
 3 — частоты механических скоростей бурения по углю (в общем количестве замеров по углю);
 4 — частоты скоростей бурения углей по отдельным интервалам (в общем количестве замеров по породе и углю).

роде от скоростей бурения по углю. Для выяснения этого вопроса с количественной стороны составлена таблица распределения интервалов бурения пород с высокими механическими скоростями. По этим данным был построен график, наглядно показывающий зависимость частоты интервалов бурения с высокими скоростями от величины интервалов (рис. 4). На основании графика можно заключить, что частота интервалов бурения с высокими скоростями (по породе) уменьшается с увеличением значения интервала, а разброс частот весьма значителен и в среднем составляет 9%.

Следует отметить, что при встрече угольного пласта обычно допускается проходка по углю простой колонковой трубой в пределах 10—15 см. В таких пределах довольно часты случаи бурения с высокой скоростью и по породе (рис. 4).

Из предварительного анализа фактического материала, таким образом, следует, что по одной механической скорости еще нельзя определить момент встречи угольного пласта при бурении на обычных режимах. Вероятность однозначного решения задачи достигает всего 50% и то при механической скорости более 40 см/мин, и тем она меньше, чем ниже механическая скорость бурения (см. рис. 3). Следовательно, чтобы решить поставленную задачу, используя механическую скорость, необходимо иметь еще и дополнительные критерии. Такими критериями могут служить: режим бурения и вынос шлама на поверхность.

Режим бурения, как известно, заметно влияет на механическую скорость бурения, и чем выше категория пород (или угля), тем существеннее это влияние. Недостаток фактических наблюдений пока еще не позволяет выявить количественные зависимости, но в общем случае видно, что при низких осевых усилиях и числах оборотов механическая

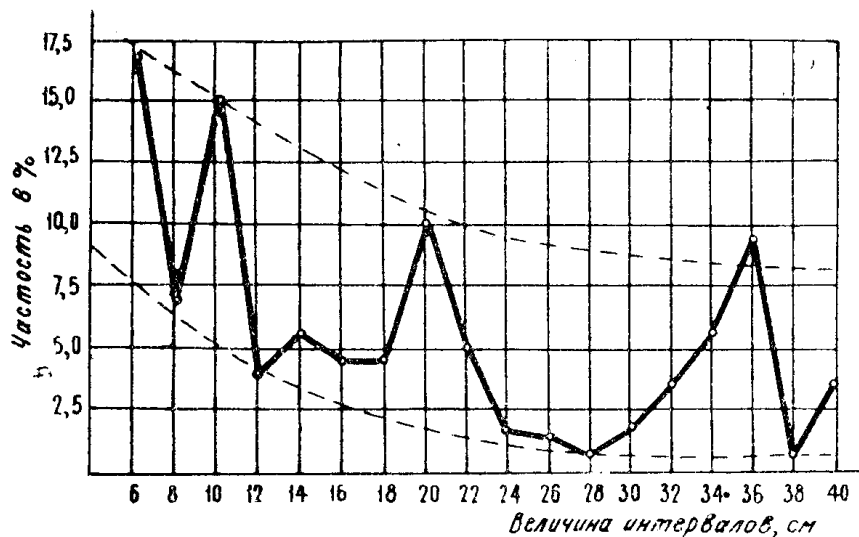


Рис. 4. График зависимости частоты интервалов бурения по породе с высокими механическими скоростями бурения от величины интервалов.

скорость бурения по углю более резко отличается от скорости бурения по породам. Следовательно, это может служить дополнительным критерием для решения задачи. При увеличении механической скорости выше критической необходимо уменьшить число оборотов и осевое давление до минимума. При бурении по породе механическая скорость упадет значительно больше, чем при бурении по углю.

Вынос шлама на поверхность может служить дополнительным критерием установления момента встречи угольного пласта, но при определенных условиях. В табл. 2 приводится примерное время, необходимое для выноса промывочной жидкостью шлама с забоя на поверхность в зависимости от количества подаваемой жидкости, диаметров скважины и бурильных труб, а также от глубины скважины. Средняя механическая скорость бурения по углю простым колонковым снарядом составляет 14—26 см/мин. Тогда время на проходку интервала встречи (10—15 см) угольного пласта составит всего 0,4—0,7 мин, что много меньше времени, необходимого для выноса шлама на поверхность даже при незначительной глубине скважины. Следовательно, чтобы пользоваться этим дополнительным критерием, необходимо при увеличении

механической скорости бурения в интервале 10—15 см приостанавливать бурение на время от нескольких минут до часа и более и ожидать выхода шлама на поверхность.

Таким образом, общая схема решения задачи при использовании механической скорости бурения сводится к следующему:

1) регистратор проходки фиксирует увеличение механической скорости бурения (подается сигнал или выключается станок);

2) устанавливается наименьшее число оборотов и давление. Осуществляется бурение в интервале 5—10 см;

3) прекращается бурение, и скважина промывается в течение заданного для данных условий времени (см. табл. 2). Если будет вынесен угольный шлам,—задача решена однозначно.

Таблица 2

Глубина скважины м	Время движения промывочной жидкости от забоя до устья скважины при использовании бурильных труб $\varnothing 50$ мм (в мин)											
	Для скв. $\varnothing 92$ мм				Для скв. $\varnothing 112$ мм				Для скв. $\varnothing 131$ мм			
	При подаче промывочной жидкости, л/мин				При подаче промывочной жидкости, л/мин				При подаче промывочной жидкости, л/мин			
	50	100	150	200	50	100	150	200	50	100	150	200
50	4,80	2,40	1,60	1,20	7,8	3,9	2,7	1,95	8,3	4,15	2,8	2,07
100	9,60	4,80	3,20	2,40	15,6	7,8	5,2	3,9	16,6	8,3	5,6	4,15
200	19,20	9,60	6,40	4,80	31,2	15,6	10,4	7,8	33,2	16,6	11,2	8,3
400	38,40	19,20	12,80	9,60	62,4	31,2	20,8	15,6	66,4	33,2	22,4	16,6

Исследование изменений давления в гидросистеме станка в зависимости от скорости перемещения шпинделя

Кроме непосредственного измерения скорости бурения, возможно замерять изменение давления в гидросистеме станков, которое зависит от механической скорости бурения. Последнее определяет скорость перемещения шпинделя станка и поршней в цилиндрах гидросистемы.

Бурение с нагрузкой. Допустим, что до подхода породоразрушающего инструмента к полезному ископаемому бурение ведется по вмещающим породам со скоростью v_n . Затем разрушающий орган входит в угольный пласт, механическая скорость бурения обычно заметно возрастает и достигает величины v_y . Таким образом, прирост механической скорости бурения составит $(v_y - v_n)$, а, следовательно, скорость движения поршня в гидроцилиндре станка возрастает на эту же величину. В нижней полости гидроцилиндра будет наблюдаться увеличение давления $(+\Delta p)$ ввиду возрастания потерь в сливной сети из-за увеличения скорости движения масла (рис. 5, а). При постоянной скорости бурения в верхнюю полость гидроцилиндра масло подается в строго определенном количестве при постоянном давлении (режим подачи масла задается сменным мастером с помощью дросселя). Увеличение скорости поршня вызывает уменьшение давления в этой полости $(-\Delta p)$.

Бурение с разгрузкой. При бурении с разгрузкой по той же причине будет наблюдаться также увеличение давления в нижней полости X и уменьшение в верхней полости — (рис. 5, б).

Из всего вышеизложенного вытекают три возможных способа регистрации момента изменения скорости движения поршня в гидроцилиндре (а следовательно, и момента входа породоразрушающего инструмента в угольный пласт): 1) путем измерения давления в полости цилиндра, соединенной со сливной линией (замер можно производить с помощью манометра); 2) путем измерения давления в рабочей полости гидроцилиндра (тоже с помощью манометра); 3) путем замера разности давления в нижней и верхней полостях гидроцилиндра (с помощью дифманометра).

Первый способ сравнительно прост, так как гидравлическое сопротивление сливной линии постоянно. Давление в полости будет изменяться только в зависимости от изменения скорости потока масла

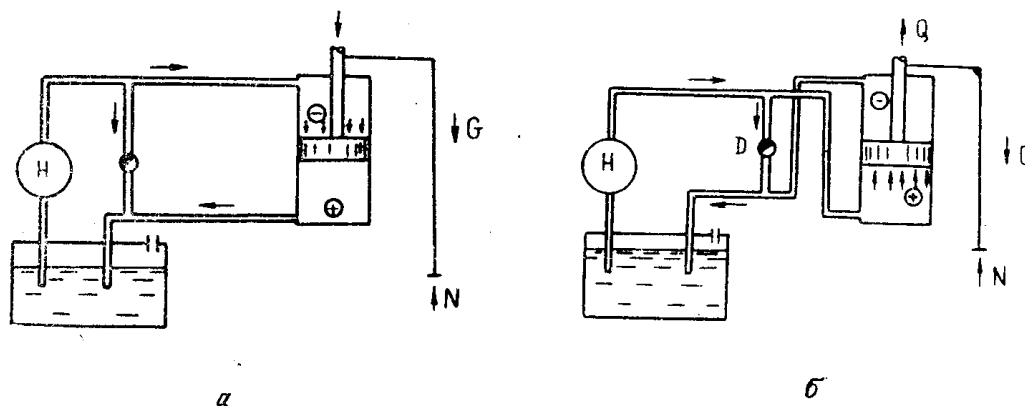


Рис. 5. Схема действия гидравлической системы станков типа ЗИФ: а — при бурении с дополнительной нагрузкой; б — при бурении с разгрузкой.

в сливной линии, что связано с изменением механической скорости бурения.

Второй способ мало приемлем из-за того, что гидравлическое сопротивление нагнетательной линии не постоянно. Ее величина меняется сменным мастером соответственно характеру проходимых пород. Следовательно, в данном случае изменение давления в полости гидроцилиндра будет зависеть от изменения скорости движения потока масла в нагнетательной линии, от ее гидравлического сопротивления, имеющего переменную величину. При конструировании аппаратуры, работающей на данном принципе, потребуются какая-то связь, синхронизирующая положение иглы дросселя и датчика сигналов об изменении механической скорости бурения. Это очень усложнит аппаратуру.

Третий способ представляет собой комбинацию первых двух. В данном случае предполагается замерять несколько большие давления (сумму перепадов в обеих полостях, так как они разного знака). Поэтому этот способ можно применять в тех случаях, когда механические скорости бурения пород кровли угольного пласта и угля отличаются незначительно. Недостатки этого способа те же, что и у второго.

Таким образом, наиболее перспективным является первый способ регистрации изменения механической скорости бурения. В этом случае не требуется никаких связей регистрирующего прибора с дросселем, что обуславливает несколько большую надежность работы аппаратуры.

Рассмотрим зависимость между скоростью движения поршня (механической скоростью бурения) и давлением в нижней полости при бурении с нагрузкой. Давление в полости цилиндра будет равно сумме гидравлических потерь по всей линии, т. е. всех линейных и местных. При установившемся движении жидкости потери напора могут быть найдены по формуле (4)

$$p = \frac{\gamma}{2q} \left(\sum_{i=1}^n \lambda \frac{l}{d} v^2 + \sum_{i=1}^n b\varphi v^2 \right), \quad (1)$$

где v — средние скорости потока жидкости на каждом участке в м/сек;

q — ускорение силы тяжести, равное 9,81 м/сек²;

γ — удельный вес масла в кг/м³;

l — длина каждого участка трубопровода в м;

d — внутренний диаметр трубопровода в м;

φ — коэффициент местной потери в коленах, ответвлениях, клапанах, золотниках, в местах сужения и расширения потока и т. п. Коэффициент φ зависит от критерия Рейнольдса R_e , но в расчетах принимается постоянным. Непостоянство коэффициента φ учитывается поправочным коэффициентом b .

b — поправочный коэффициент. При ламинарном режиме потока он обратно пропорционален критерию Рейнольдса R_e , при турбулентном $b = 1$;

R_l — критерий Рейнольдса. Для круглых трубопроводов

$$HR_e = \frac{1,274 Q}{d\nu} \frac{vd}{\nu}, \quad (2)$$

ν — кинематический коэффициент вязкости;

λ — коэффициент трения в трубопроводе.

В силу неразрывности потока можно найти скорость движения масла в любом сечении сливной сети по формуле

$$v = \left(\frac{F_n}{f} \right) v_0, \quad (3)$$

где

v , v_0 — скорость потока масла в рассматриваемом сечении трубопровода и скорость движения поршня;

f , F_n — площадь рассматриваемого сечения трубопровода и площадь цилиндра (поршня).

Выражая скорость движения масла во всех сечениях трубопровода через скорость движения поршня (т. е. через механическую скорость бурения) и, подставляя в формулу (1), получим:

$$p = v_0^2 \frac{\gamma}{2q} \left[\sum_{i=1}^n \lambda \frac{l}{d} \left(\frac{F_n}{f} \right)^2 + \sum_{i=1}^n b\varphi \left(\frac{F_n}{f} \right)^2 \right] \quad (4)$$

При изменении скорости движения масла величины ν , γ , q , l , d и φ будут оставаться постоянными; коэффициент трения λ и поправочный коэффициент b будут изменяться, так как критерий Рейнольдса $HR_e = f(v_0)$. С учетом этого формулу (4) можно записать в следующем виде:

$$p = C \left[\sum_{i=1}^n A_i \lambda_i + \sum_{i=1}^n B_i b_i \right] v_0^2, \quad (5)$$

где A_i , B_i , C — некоторые постоянные величины.

Из формулы (5) видно, что потери в сливной линии прямо пропорциональны суммам коэффициентов трения в трубопроводе λ_i и поправочных коэффициентов b_i , а также квадрату механической скорости бурения. Рассмотрим степень влияния изменения величины упомянутых коэффициентов на фиксируемое давление.

Критическое значение критерия Рейнольдса $R_{e_{кр}}$ (выше которого наблюдается турбулентный режим) имеет следующее значение: для

круглых гладких труб — 2000 ÷ 2300; для местных сопротивлений 20 ÷ 700.

Подсчитав значение критерия Рейнольдса Re при практических скоростях бурения ($v_0 = 5,0 \div 30$ см/мин), находим, что для гладких труб в большинстве случаев он не превышает $Re_{кр} = 2000 \div 2300$, а для колен, клапанов, золотников и т. п. — выше своего критического значения. Следовательно, практически режим протекания масла в золотниках, коленах и т. п. всегда турбулентный, а в гладких трубах чаще всего ламинарный, но может быть и турбулентным. Поправочный коэффициент bi в таком случае будет равен 1, а коэффициент трения λ_i на различных прямолинейных участках сливной сети будет зависеть от режима протекания масла. В случае ламинарного потока:

$$\lambda_i = \frac{64}{Re} = \frac{64 \nu}{d_i} \cdot \frac{1}{v_i} = \frac{n}{v_i}; \quad (6)$$

в случае турбулентного потока:

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{v_i d}} = \frac{m}{\sqrt[4]{v_i}}. \quad (7)$$

где n, m — постоянные коэффициенты для рассматриваемого сечения трубопровода.

Вполне вероятен такой общий случай, когда на отдельных участках сети может быть ламинарный режим, на других — турбулентный. Тогда формула (5) с учетом (6), (7) и (3) запишется следующим образом:

$$p = C \left[\sum_{i=1}^n A_i \lambda_i + \sum_{i=1}^n B_i b_i \right] v_0^2 = C \left[\sum_{i=1}^n A_i \left(\frac{n}{v_i} + \frac{m}{\sqrt[4]{v_i}} \right) + \sum B_i \right] \cdot v_0^2 = N v_0 + M v_0^{7/4} + K v_0^2. \quad (8)$$

Кроме того в уравнение, связывающее давление в сети со скоростью опускания шпинделя, должен входить свободный член. Это связано с тем, что на некотором свободном участке сливной сети всегда циркулирует поток жидкости с постоянным расходом, равным производительности насоса, т. е. на этом участке потери давления не зависят от скорости перемещения шпинделя.

Окончательно уравнение $p = f(v)$ можно записать следующим образом:

$$p = K v_0^2 + M v_0^{7/4} + N v_0 + C. \quad (9)$$

где K, N, M, C — постоянные коэффициенты.

Ввиду того, что $v^2 \approx v^{7/4}$, уравнение (9) приближенно может быть записано так:

$$p = a v^2 + b v + c, \quad (10)$$

где a, b, c — некоторые постоянные величины:

v — механическая скорость бурения.

При установившейся скорости бурения коэффициенты a, b, c есть величины постоянные для данного станка. Теоретическое вычисление этих коэффициентов очень громоздко (ввиду сложности определения характеристики сливной линии), поэтому их определение целесообразно осуществлять экспериментальным путем. Опыты сводились к определению скорости движения шпинделя в зависимости от перепада давления в нижней полости гидроцилиндра станка ЗИФ-650А (при положении золотника «Шпиндель вниз»). На рис. 6 приведена схема подсоединения

приборов к гидросистеме станка. Изменение давления в полости цилиндра определялось по манометру. С целью изменения гидравлического сопротивления сливной линии в нее вмонтировалось дроссельное устройство. Это давало возможность получить функциональные зависимости $p = f(v)$ при различных характеристиках сливной линии, что то же самое для различных станков с гидравлической подачей. Кроме того, постройка дроссельного устройства была обусловлена еще и тем, что при «естественной» характеристике сливной линии давления были весьма незначительными, порядка $0,1 \div 0,2 \text{ ат}$, что трудно фиксировать обычными манометрами. Для создания большого диапазона скоростей движения шпинделя к нему крепился груз P .

Опыты проводились следующим образом. Шпиндель поднимался в крайнее верхнее положение, а рукоятка золотника ставилась в поло-

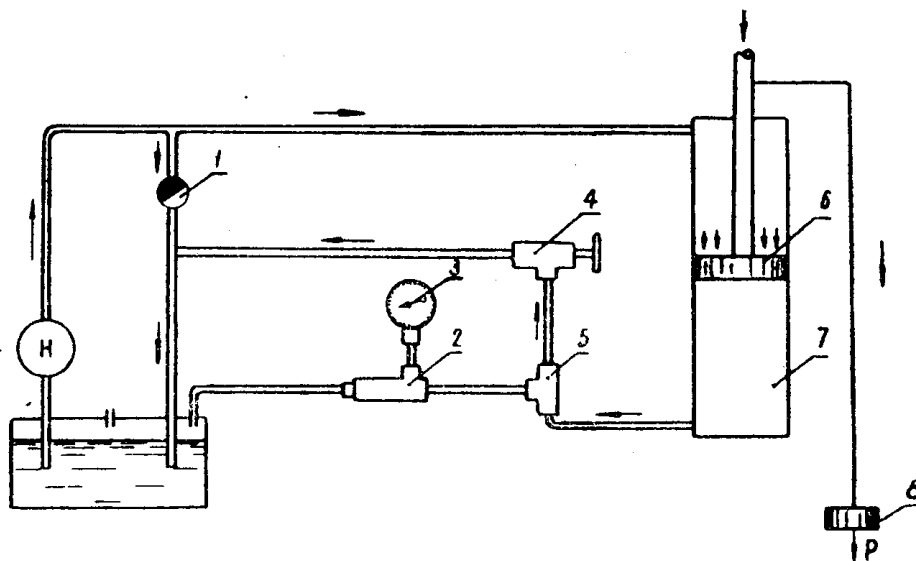


Рис. 6. Схема подключения приборов к гидравлической системе станков типа ЗИФ: 1 — золотник; 2 — предохранительный клапан; 3 — манометр; 4 — дроссельное устройство; 5 — тройник; 6 — поршень; 7 — гидроцилиндр станка; 8 — груз для создания равномерного хода поршня.

жение «бурение с нагрузкой». После этого скорость опускания шпинделя доводилась до величины, которая соответствовала определенному давлению в сливной сети. При одном и том же давлении опыт проводился несколько раз, а скорость опускания бралась как среднее арифметическое из всех однозначных опытов. Давление устанавливалось от $0,4$ до 5 ати , через каждые $0,2 \text{ ати}$. По данным одной серии опытов была построена кривая зависимости $p = f(v)$. Полученная кривая (рис. 7) не имеет особых точек перегиба (что говорит о постоянстве режима протекания жидкости при всех скоростях опускания шпинделя) и, следовательно, может быть представлена одним уравнением. За основу было принято более простое уравнение (10). После нахождения коэффициентов (они находились методом наименьших квадратов) формула (10) для серии проведенных опытов, приобретает вид:

$$p = (0,6v_3^2 + 29,1v_3 + 363,7) \cdot 10^{-3}, \quad (11)$$

где P — давление в сливной линии гидросистемы, в ати;
 v_3 — механическая скорость бурения в см/мин.

На рис. 7 наглядно видна достаточная близость экспериментальных точек кривой, полученной по формуле (11). Итак, опыты подтвердили теоретические выводы о функциональной зависимости давления в слив-

ной линии от скорости опускания шпинделя станка. Установленный вид зависимости $p = f(v)$ и значения коэффициентов a , b и c позволяют произвести градуировку шкалы манометра по механической скорости бурения и сделать некоторые практические рекомендации. Приращение давления от увеличения механической скорости бурения по формуле (10) определится как:

$$\Delta p = p_2 - p_1 = a(v_2^2 - v_1^2) + b(v_2 - v_1) = a(v_2 + v_1)\Delta v + b\Delta v, \quad (12)$$

где v_2 , v_1 — механическая скорость бурения соответственно по углю и породе.

Анализ формулы (12) приводит к следующим выводам:

1. Величина приращения давления в полости гидроцилиндра прямо пропорциональна приращению механической скорости бурения (Δv),

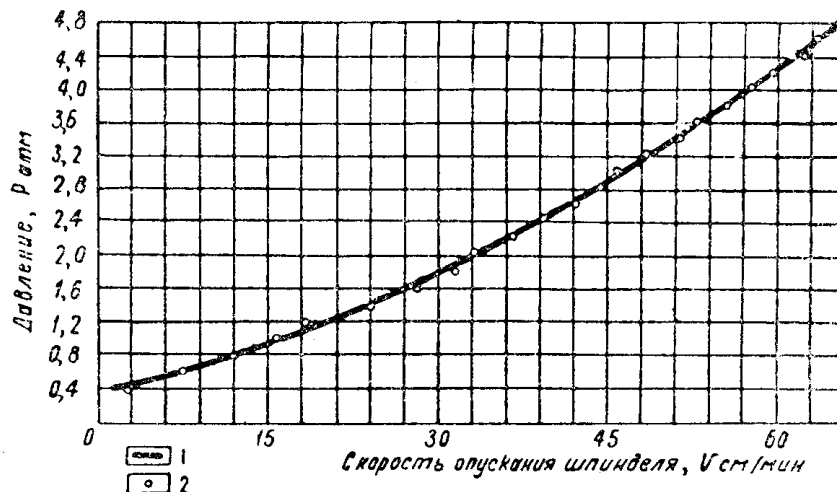


Рис. 7. Зависимость давления в сливной линии гидросистемы станка ЗИФ-650А от скорости опускания шпинделя: а — по опытным данным; б — по расчетным данным.

а также сумме механических скоростей по породам кровли и углю ($v_1 + v_2$).

2. Для увеличения приращения давления встречу угольного пласта необходимо производить на форсированных режимах бурения. Все вышесказанное относится к случаю бурения с нагрузкой. В случае, если бурение ведется с разгрузкой, манометр следует подсоединять к верхней полости гидроцилиндра. В данном случае встреча угольного пласта будет отмечаться не увеличением, а уменьшением давления, и вопрос о функциональной зависимости $p = f(v)$ требует дополнительных исследований.

Для практической регистрации угольного пласта (с помощью замера давления в гидросистеме станка) необходимо иметь приспособление, включающее: 1) кран, с помощью которого можно подсоединять манометр к верхним или к нижним полостям гидроцилиндров; 2) клапан, предохраняющий манометр от высокого давления при расхождении; 3) дроссельное устройство, с помощью которого можно приводить гидравлическую характеристику станка в соответствии с градуировкой шкалы манометра.

В заключение можно сказать, что фиксирование момента встречи угольного пласта по замерам давления в гидросистеме станка возможно только при достаточном различии в механических скоростях бурения пород и углей.

Исследование расхода мощности на бурение при изменении механических свойств горных пород

Известно, что скорость углубки скважины определяется скоростью и объемом разрушения горной породы, условиями отделения этой породы от массива и интенсивностью удаления ее с забоя. Величина внедрения резцов и объем разрушаемой породы в единицу времени (или за 1 оборот коронки) зависят от физико-механических свойств породы, если считать другие условия (как то: тип коронки, ее диаметр, режим бурения) постоянными. Естественно, что на объемное разрушение пород с различными физико-механическими свойствами расходуется различная мощность. Возникает вопрос, нельзя ли по затрачиваемой мощности определить некоторые физико-механические свойства пород и возможно ли выделить из суммарной мощности, затрачиваемой на процесс бурения, мощность на разрушение породы или эту мощность необходимо измерять непосредственно.

Суммарная мощность N_6 , затрачиваемая на процесс бурения, определяется следующим выражением (6):

$$N_6 = N_{ст} + N_{хв} + N_{доп} + N_{рз}, \quad (13)$$

где $N_{ст}$ — мощность на преодоление трения в буровом станке;
 $N_{хв}$ — мощность на холостое вращение колонны;
 $N_{доп}$ — дополнительная мощность на вращение колонны бурильных труб при передаче осевой нагрузки на забой;
 $N_{рз}$ — мощность на разрушение породы на забое скважины.

Каждая из этих составляющих может быть найдена по соответствующим формулам. При исследованиях в полевых условиях ставилась задача определения общей мощности на процесс бурения N_6 , а такие ее составляющие, как $N_{ст}$, $N_{хв}$, $N_{доп}$, предполагалось определить по формуле. Тогда при неизменных параметрах режимов бурения изменение N_6 должно зависеть от изменения $N_{рз}$, т. е. от смены физико-механических свойств породы забоя.

Для проведения хронометража механических и электрических параметров выбирались скважины с наибольшим подсечением угольных пластов. Хронометраж электрических параметров производился одновременно с хронометражем механических параметров. Замер электрических параметров производился с помощью комплекта малогабаритных измерительных приборов КМП-10, собранных по схеме Арона. Следует отметить, что во всех случаях измерялась активная мощность, потребляемая электромотором из сети.

Для определения мощности N_6 и составляющих $N_{ст}$ и $N_{хв}$ необходимо знать мощность на валу электромотора $P_в$, которая является функцией мощности $P_с$, потребляемой из сети, в свою очередь мощность $P_с$ зависит от к. п. д. двигателя, который изменяется в зависимости от его загрузки.

Активная мощность $P_с$ определялась по формуле

$$p_c = C\alpha_i(a + b) \text{ вт}, \quad (14)$$

где a и b — отсчеты со своим знаком по ваттметрам, вт;

c — коэффициент повышения пределов измерений мощности ваттметрами комплекта КМП-10;

α_i — коэффициент трансформации тока.

Для определения мощности $P_в$ строился (отдельно для каждого двигателя) график зависимости $P_в = f(P_с)$, по которому снимались значения $P_в$, соответствующие замеренным значениям $P_с$. Для построения графиков использовались формулы и зависимости по Л. Б. Гейлеру (5).

Данные хронометражных наблюдений по механической скорости и замерам мощности и значения P_6 , снятые по графику, сводились в таблицы, а затем подвергались математической обработке, в основу которой легли методы математической статистики. Все скважины по идентичности условий, при которых производились замеры, были разбиты на три группы: 1) вертикальные скважины, буримые станком ЗИФ-650А (скв. 5562, 7160, 7169); 2) вертикальные скважины, буримые станком ЗИФ-300 (скв. 5565); 3) наклонные скважины ($\Theta = 15^\circ$), буримые станком ЗИФ-300 (скв. № 5561, 5563, 5701).

По результатам обработки замеров были составлены сводные таблицы суммарных затрат мощностей на процесс бурения (при указанных режимах и условиях бурения) по группам скважин отдельно для песчаников, алевролитов и угля. Ввиду недостатка данных по затратам мощности на бурение пород и углей при идентичных условиях пока не представляется возможным привести сравнительный анализ и сделать определенные выводы.

Для проведения предварительного анализа было решено разложить суммарную мощность на ее составляющие части и выделить мощность на разрушение породы забоя. При этом предполагалось, что при идентичных условиях затраты на разбурку пород и углей будут различными, а остальные составляющие — равными. Однако при расчете суммарной мощности по формулам В. П. Зиненко и А. Н. Кирсанова (6) оказалось, что она несколько выше суммарной мощности, полученной экспериментальным путем. И это несоответствие тем более, чем выше скорость вращения инструмента и чем выше осевое усилие подачи. Таким образом, выделение мощности на разрушение породы забоя с помощью экспериментальных и расчетных данных оказалось практически невозможным.

При анализе формулы (13) можно убедиться, что с увеличением глубины скважины доля мощности N_{pz} , в общем балансе мощности на процесс бурения будет падать. Сравнение суммарных мощностей (по нашим наблюдениям) на бурение пород различными коронками и углей простой и двойной колонковой трубой при идентичных прочих условиях показывает, что эти мощности почти не отличаются друг от друга. Отсюда становится ясным, что выделение N_{pz} из суммарной мощности практически невозможно. Это усугубляется еще и тем, что сама мощность N_{pz} в течение рейса не остается постоянной и к концу рейса увеличивается в полтора раза по сравнению с начальной (6).

Итак, выделение из общего баланса затрачиваемой на бурение мощности N_6 , мощности на разрушение забоя N_{pz} для целей регистрации контактов угольных пластов, по крайней мере для условий проведения хронометражных наблюдений, практически невозможно по ряду причин. Прежде всего, суммарная мощность на процесс бурения N_{pz} с увеличением глубины скважины возрастает, доля же мощности N_{pz} в общем балансе падает. Кроме того, теоретическое определение N_{pz} по формуле Зиненко и Кирсанова дает завышенные результаты. Наконец, резко изменяются условия бурения в связи с зашламованностью скважин, неустойчивостью стенок, расклиниванием керна в колонковой трубе и др. факторами, обуславливающими изменение N_6 .

Путь решения вопроса регистрации момента смены пластов пород или угольных пластов в данном случае может быть один: измерение мощности только на разрушение породы на забое скважины (N_{pz}), для чего необходимо ставить забойные датчики крутящего момента или затрачиваемой мощности. Для этого необходимо провести лабораторные исследования по определению N_{pz} для разных пород и углей при различных условиях бурения; исследовать вопрос влияния на N_{pz} автоматического изменения давления (если имеем станки с гидравлической

подачей) при смене пород по буримости; найти практически приемлемые технические средства замера крутящего момента или мощности ($N_{рз}$) на разрушение пород непосредственно на забое; разработать методику и технику передачи сигналов и приема их на поверхности.

На основании всего вышеизложенного можно заключить, что определение момента встречи угольных пластов возможно осуществлять по изменению механической скорости только при наличии дополнительных данных. Регистрация момента встречи угольного пласта может осуществляться измерением давления в гидросистеме станка, так как установлена тесная связь давления в гидросистеме со скоростью перемещения шпинделя станка. Наконец, использование данных по затрате мощности на бурение возможно только при замере ее непосредственно на забое ($N_{рз}$).

ЛИТЕРАТУРА

1. Эпштейн Е. Ф. Теоретические основы прибора для механического каротажа скважин в процессе бурения. Издательство Днепропетровского горного института, т. XXX, кн. 2, 1957.
2. Пальянов П. Ф. Исследование по выявлению возможности создания приборов для сигнализации момента встречи угольных пластов при бурении. Листок производственно-технической информации треста «Луганскуглеология», № 3 (6), 1957.
3. Пальянов П. Ф., Петренко Г. П. Материалы к разработке приборов для сигнализации момента встречи пласта угля при разведочном бурении. Известия Днепропетровского горного института, т. XXX, кн. 2, 1957.
4. Хаймович Е. М. Гидроприводы и гидроавтоматика станков. Машгиз, 1959.
5. Гейлер Л. Б. Построение кривой к. п. д. электродвигателей. Журнал «Электричество», № 4, 1941.
6. Зиненко В. П., Кирсанов А. Н. Экспериментальные измерения мощности, затрачиваемой при колонковом бурении разведочных скважин. Госгеолтехиздат, 1961.