Записки Ленинградского ордена Ленина, ордена Октябрьской Революции
и ордена Трудового Красного Знамени горного института им. Г.В.Плеханова.
1988. Т. 116

УДК 622.244.43

ВЛИЯНИЕ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ЕЕ ВИДА НА МЕХАНИЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ АЛМАЗНОГО БУРЕНИЯ

А.Н.ХОЛОДОК, Д.Ю.БОРОВСКИЙ, И.В.ГОДУН

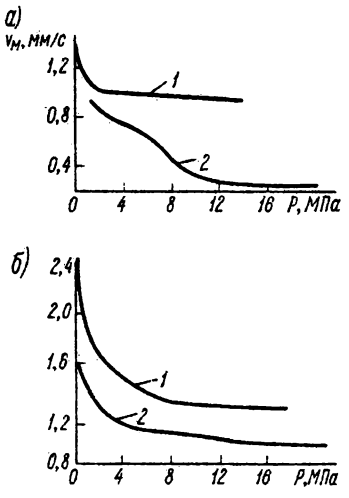


Рис.1. Зависимость механической скорости бурения от перепада давления на забое при разбуривании мрамора при частоте вращения алмазной коронки: а - 460 мин$^{-1}$; б - 800 мин$^{-1}$
1 - промывка водой; 2 - промывка глинистым раствором

До последнего времени стендовые исследования по отработке режимных параметров бурения алмазным инструментом проводились без учета влияния забойного давления. В результате данные, полученные в стендовых условиях, имели значительные неточности.

Во ВНИИБТ была сделана установка с камерой высокого давления (до 100 МПа), позволяющая изучать влияние перепада давления на забое на механическую скорость бурения[x]. Бурение велось по образцам известняка, песчаника и мрамора. В качестве породоразрушающего инструмента использовалось шарошечное микродолото. Проведенные эксперименты показали, что механическая скорость бурения резко снижается с увеличением перепада давления на забое (рис.1). При бурении по мрамору увеличение перепада давления на забое на 2 МПа приводит к снижению механической скорости на 30 %.

С целью исследования влияния забойного давления на механическую скорость при алмазном бурении авторами был разработан и смонтирован лабораторный стенд (рис.2), который по сравнению с существующими стендами позволяет использовать образцы горных пород любого размера и произвольной формы.

Экспериментальное бурение проводилось по блокам мрамора У категории по шкале буримости. Твердость, определенная по методу вдавливания пуансона в породу (ГОСТ 12288-66), равнялась 1100 МПа. Перед проведением экспериментального бурения в блоке мрамора предварительно забуривается посадочное мес-

[x] Синев С.В. Результаты экспериментальных исследований разрушения пород микродолотами на стенде высокого давления // Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. 1985. № 2. С. 33-36.

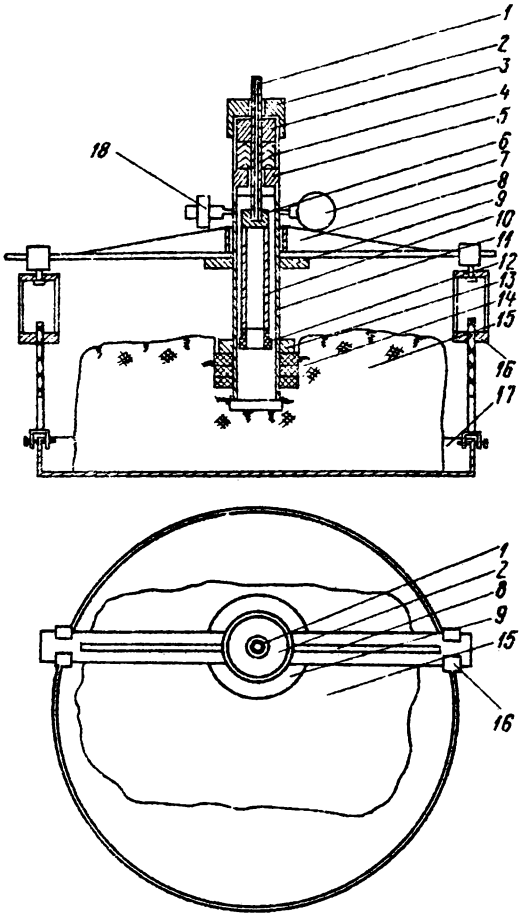


Рис.2. Конструкция опытного стенда
1 – бурильная труба; 2 – нажимная гайка; 3 – центратор; 4 – резиновые уплотнительные манжеты; 5, 6 – переходники; 7 – манометр; 8 – коромысло; 9 – опорное кольцо; 10 – колонковая труба; 11 – корпус; 12 – коронка; 13 – нажимное кольцо; 14 – резиновые уплотнительные элементы; 15 – блок породы; 16 – натяжное устройство; 17 – поддон; 18 – кран для регулирования давления

то для резиновых уплотнителей I4. Забурка посадочного места проводится ступенчатой коронкой, выполненной из двух алмазных коронок диаметром 76 и 59 мм.

Вращение бурильной трубы создавалось модернизированным станком ЗИФ-650М с плавно регулируемой частотой вращения шпинделя от 0 до I060 мин$^{-1}$. Контроль за нагрузкой на породоразрушающий инструмент и частотой вращения производился комплексом КУРС-6I3. Промывочная жидкость подавалась насосом НБ 3-I20/40. Забойное давление регулировалось тарельчатым краном I8, а давление контролировалось по образцовому манометру 7 с пределом измерения от 0 до 6,0 МПа. Для бурения использовалась алмазная коронка диаметром 46 мм типа 0IA3Д60К50. Интервал бурения каждого опыта составлял 50 мм.

В процессе бурения применялись три вида очистного агента: вода, полимер-глинистый и полимер-солевой растворы. В состав полимер-глинистого раствора входили I2,0 % глинопорошка и 0,3 % КМЦ-85-500. Параметры этого раствора были следующими: условная вязкость 23 с, показатель фильтрации 7,5 см^3/30 мин, плотность I075 кг/м^3, эффективная вязкость 9,I2·I0^{-3} Па·с, статическое напряжение сдвига – за I мин и I0 мин соответственно 9 и 2I дПа.

Состав полимер-солевого раствора: I5 % хлористого натрия, I % КМЦ-85-500, I,5 % модифицированного крахмала, 0,5 % коллагенотаннидного реагента, 0,2 % гидроксида натрия, а параметры этого раствора были следующими: условная вязкость 2I с, показатель фильтрации 5,0 см^3/30 мин, плотность раствора I090 кг/м^3, статическое напряжение сдвига за I и I0 мин

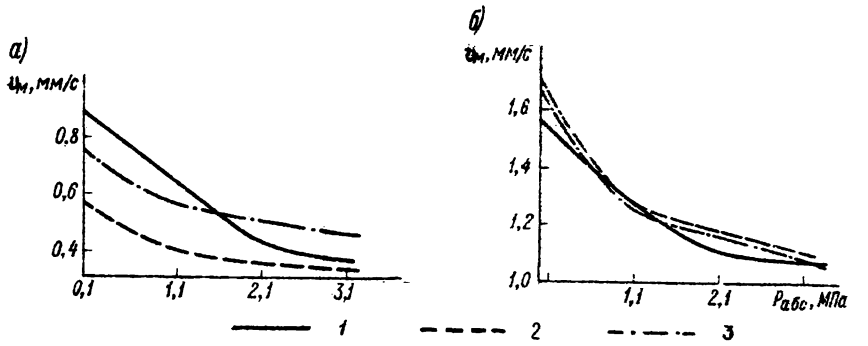


Рис.3. Зависимость механической скорости бурения от перепада давления на забое и вида промывочной жидкости при частоте вращения алмазной коронки: а - 400 мин$^{-1}$; б - 800 мин$^{-1}$

1 - вода; 2 - полимер-глинистый раствор; 3 - полимер-солевой раствор

соответственно 3 и 6 дПа. Эффективная вязкость определялась на приборе ВСН-3.

При проведении исследований были выбраны следующие режимы бурения: нагрузка на забой 500 даН, частота вращения 400 и 800 мин$^{-I}$, подача промывочного агента I5 л/мин. Абсолютные значения забойного давления устанавливались равными 0,I; I,I; 2,I и 3,I МПа. При увеличении забойного давления нагрузка на коронку увеличивалась на усилие, равное противодавлению жидкости и силы трения.

В результате исследований было проведено II5 замеров времени бурения интервалов и результаты представлены в виде графических зависимостей (рис.3).

Анализируя полученные данные, можно сделать ряд выводов. Увеличение забойного давления ведет к снижению механической скорости алмазного бурения. Например, при увеличении забойного давления на 3,0 МПа и частотах вращения 800 и 400 мин$^{-I}$ происходит снижение механической скорости бурения при промывке водой соответственно на 28,3 и 55,9 %, при промывке полимер-солевым раствором - на 3I,9 и 36,03 %; при промывке полимер-глинистым раствором - на 3I,90 и 37,39 %.

При высоких частотах вращения (800 мин$^{-I}$) алмазного инструмента свойства промывочного раствора незначительно влияют на механическую скорость бурения, так как скорость проникновения фильтрата промывочного агента в зону предразрушения ниже скорости бурения породы.

При снижении частоты вращения (400 мин$^{-I}$) алмазного инструмента скорость фильтрации играет бо́льшую роль, так как фильтрат проникает в микротрещины зоны предразрушения, ослабляет силы сцепления между частицами породы, уменьшает дифференциальное давление между забоем и микротрещинами, а, следовательно, это отражается на механической скорости бурения (рис.3,а).

При промывке водой скорость бурения резко снижается, что можно объяснить значительным поверхностным натяжением воды по сравнению с фильтратами полимер-глинистого и полимер-солевого раствора.