

УДК 622.272:[622.648: 62-82

В.П. Плотников

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ГИДРОПРИВОДА ПРИ ПОДЗЕМНОЙ ДОБЫЧЕ УГЛЯ

Предложен способ добычи угля комбайнами с гидроприводом при передаче гидравлической энергии на большое расстояние в пределах шахты. Приведен подробный расчет гидромагистралей шахт для комбайнов.

Ключевые слова: очистные комбайны, гидромагистралей шахт, трубопроводы для гидропривода.

Известно, что подземная добыча угля связана с огромным риском для здоровья и жизни шахтеров. Только за 2001-2005 гг. в угольной промышленности России произошло 50 взрывов метана и угольной пыли, из них – 42 в Южном Кузбассе, при этом погибли сотни шахтеров.

Взрывы метана и угольной пыли происходят чаще в очистном забое при выемке угля современными с большой энерговооруженностью комбайнами.

Основным, разрушающим при взрыве фактором, является угольная пыль. Метан обычно находится в верхней части забоя и в опасной концентрации редко опускается до комбайна, находящегося внизу на почве пласта. Значительное повышение мощности комбайнов с 105 до 1000 кВт, увеличение количества электродвигателей с 1 до 5, напряжения с 380 до 1140 В резко повысило вероятность взрыва. В настоящее время убедительно доказано, что в сверхкатегорных шахтах России производительность комбайнов не должна превышать 1,6 т/мин [1], однако современные комбайны уже дают до 15-20 т/мин, при этом количество метана и угольной пыли возрастают много-

кратно и значительно превышает все нормы. В многочисленных работах утверждается, что современные комбайны сильно переизмельчают уголь. Выход пыли и штыба (0-6 мм) в среднем составляет 61,4 %. Штыб в ценах 1967 г. на 10 рублей, т.е. как и в настоящее время примерно в 2,0 раза дешевле более крупного сортового угля. Стоимость прямых потерь угля только на железнодорожном транспорте составляла 1,0 млрд. руб в год в ценах 1967 г.

В последнее время эти потери оцениваются 46 млрд. руб в год. Это больше бюджета Кемеровской области, где добывается половина всего угля России. Только этих причин достаточно, чтобы признать современные очистные комбайны морально устаревшими, чтобы разрабатывать новые комбайны с гидроприводом исполнительных органов.

С точки зрения науки эргономики, т.е. удобств управления, обслуживания и ремонта современные комбайны отстали от требований времени на 80-100 лет. Управление угольными комбайнами в стесненных опасных условиях забоя осуществляется при движении комбайна со скоростью до 20 м/мин. Перемещение комбайнера

осуществляется пешком, иногда на тонких пластах ползком. Применение кабеля дистанционного управления принципиально вопроса не решает. Это снижает качество наблюдения и анализа сложной обстановки в забое, повышает опасность труда шахтеров, сдерживает скорость перемещения и производительность комбайна.

Вполне, очевидно, что при мощности пласта более **1,5 ÷ 2,0** м комбайны надо оборудовать прочными герметичными кабинами, снабженными приборами, кондиционерами, а на случай аварии и автономным снабжением воздухом для комбайнера, как это давно сделано на зерноуборочных комбайнах.

Кроме того, первые отечественные угольные узкозахватные комбайны (которые часто называют «цельнотянутыми» с зарубежных комбайнов) имели более грамотно сконструированный и эффективный исполнительный орган. Нижний барабан (позднее шнек) отбивал уголь в начале у почвы пласта, т.е. внизу, а верхний барабан (шнек) был расположен рядом сзади этого барабана (шнека) и отбивал уголь в верхней части пласта в зоне максимального ослабления его горным давлением, т.е. с меньшей в 2-3 раза энергоемкостью. Все современные узкозахватные комбайны отбивают уголь передним шнеком сверху у кровли пласта и в нижней части пласта остается слой угля вне зоны горного давления, энергоемкость отбойки его в 2-3 раза больше. Это приводит к снижению производительности комбайна и переизмельчению угля, т.е. к снижению экономической эффективности работы шахт.

Учитывая вышеизложенное, автор предлагает добывать уголь комбайнами с гидроприводом при передаче гидравлической энергии на большое расстояние в пределах шахты. Однако

вследствие новизны этой научной темы и неизбежного при этом недопонимания мы вынуждены привести более подробный расчет гидромагистралей шахт для комбайнов. В отличие от опубликованной ранее статьи [2], где расчеты гидропривода выполнены для минерального масла и-30, ниже мы приводим расчет основных параметров гидропривода с водомасляной эмульсией, которая отличается безопасностью, экономичностью и применением в шахтах для работы механизированных крепей.

Расчет параметров магистральных трубопроводов для гидропривода угольных комбайнов выполняем по рекомендациям работ [3, 4, 5].

Учитывая рекомендации [3, с. 53] для длинных магистральных трубопроводов определяем только гидравлические потери по длине без учета местных сопротивлений.

Скорость течения жидкости в нагнетательном трубопроводе диаметром до 25 мм Хорин В.Н. [4] рекомендует принимать до 3 м/с, при диаметре трубы больше 25 мм – до 3,6 м/с.

Астахов А.В. и Пономаренко Ю.Ф. [5] указывают, что скорость жидкости в напорных трубопроводах обычно принимается 4-5 м/с.

Известно, что в объемном гидроприводе его мощность зависит от расхода, т.е. скорости жидкости и от давления

$$N = \frac{Q \cdot P}{61,2 \eta_{\text{Э}} \eta_{\text{Н}}}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где Q – расход жидкости, л/мин; P – давление жидкости, МПа; $\eta_{\text{Э}}$ – КПД электродвигателя насоса – 0,85; $\eta_{\text{Н}}$ – КПД насоса – 0,92.

В настоящее время в шахтах применяются насосные станции с насосами на давление до 32 МПа, поэтому

утверждать, что гидравлическая энергия по формуле (1) вследствие гидравлических потерь в трубах не дойдет до комбайна необоснованно.

Принимаем скорость движения эмульсии в трубах от 1 до 3 м/с.

Внутренний диаметр труб определяем по формуле [5]

$$d_B = 1,13 \sqrt{\frac{Q}{60V}}, \text{ см}, \quad (2)$$

где Q – расход жидкости, см³/мин; V – скорость жидкости, см/сек.

Толщину стенки стального трубопровода определяем по формуле Центрального котлотурбинного института им. Ползунова, рекомендованную Хориным В.Н. [4]

$$S = \frac{P \cdot D_H}{2,3R + P} + c, \quad (3)$$

где P – рабочее давление, кгс/см²; D_H – наружный диаметр трубы; R – допускаемое напряжение, для стали 20; $R = 1680$ кгс/см²; c – прибавка, зависящая от допуска, 10 %.

Коэффициент гидравлического сопротивления трубы определяем по формуле

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{R_e}}, \quad (4)$$

где R_e число Рейнольдса.

Потери давления в трубе находим по формуле

$$\Delta p = \lambda \cdot \gamma \cdot \frac{\ell \cdot V^2}{d \cdot 2g}, \quad \text{кгс/см}^2, \text{ (МПа)}, \quad (5)$$

где ℓ и d – длина и диаметр трубы, см, V – скорость жидкости, см/с, γ – объемный вес жидкости, кг/см³; g – ускорение свободного падения, см/сек².

Результаты расчета основных параметров магистральных трубопрово-

дов гидропривода при подземной добыче угля приведены в таблице. Из этой таблицы видно, что при изменении расхода эмульсии в системе гидропривода от 90 до 1080 л/мин и внутреннего диаметра трубы с 44 до 88 мм скорость жидкости увеличивается от 1 до 3 м/с. Общий КПД трубопровода при длине труб 1000 м и шлангов 200м изменяется в пределах **0,926 ÷ 0,979**. Потери давления колеблются от 0,39 до 1,05 МПа, а потребляемая мощность – от 30 до 387 кВт. Это значит, что падение давления в трубопроводе и шлангах не более 8%. Падение напряжения в шахтных электрических сетях обычно не менее 10%, кроме того, в момент включения комбайновых электродвигателей падение напряжения достигает 20%, а вращающего момента – 50%. В этом еще одно достоинство гидропривода.

Необходимо отметить, что выпускаются гидромоторы МР-2,5, работающие с давлением 25 МПа и готовятся к выпуску – на 32 МПа. Тогда в указанных трубопроводах КПД будет еще выше, а относительные потери давления меньше в 2 раза.

В заключение можно отметить, что труба часто выигрывает соревнование у колеса. Нефть, газ, уголь в виде пульпы и другие материалы давно выгоднее транспортировать по трубам. В США более 30 лет успешно работал трубопровод длиной 620 км, по которому транспортировался уголь в соотношении с водой 1:2.

Нефть давно транспортируется в основном по трубам, а не в железнодорожных цистернах, как раньше. Газ также на тысячи километров подается к потребителю по трубам. Газопровод диаметром 1,4 м подает за год количество газа, по калорийности равноценное годовой добыче угля в России, т.е. 300 млн т.

Основныe параметры магистральных трубопроводов для гидропривода при подземной добыче угля

| №.№ пп | Наименование параметров | Количество | | | | | |
|-----------|---|------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1. | Производительность насосов, л/мин. | 90 | 180 | 270 | 360 | 720 | 1080 |
| 2. | Давление насосов, МПа. | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 | 32 |
| 3. | Рабочий объем гидромоторов, л/об. | 2,5 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 |
| 4. | Рабочее давление гидромоторов, МПа. | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 | 16 |
| 5. | Скорость вращения ротора гидромотора, об/мин. | 36 | 18 | 27 | 36 | 2 x 36 | 3 x 36 |
| 6. | Внутренний диаметр стального трубопровода, мм. | 44 | 60 | 60 | 88 | 88 | 88 |
| 7. | Внешний диаметр трубопровода, мм. | 50 | 70 | 70 | 98 | 98 | 98 |
| 8. | Внутренний диаметр и количество шлангов, мм. | 38 | 38 | 38 | 38(2) | 38(4) | 38(6) |
| 9. | Скорость водномасляной эмульсии в трубе, м/с. | 1,0 | 1,06 | 1,59 | 1,0 | 2,0 | 3,0 |
| 10. | Число Рейнольдса в трубе. | 28758 | 41568 | 62353 | 57120 | 115033 | 172549 |
| 11. | Коэффициент гидравлического сопротивления трубы. | 0,024 | 0,022 | 0,02 | 0,02 | 0,017 | 0,016 |
| 12. | Потери давления на 100 м трубы, МПа. | 0,028 | 0,021 | 0,043 | 0,012 | 0,039 | 0,083 |
| 13. | Скорость жидкости в шлангах, м/с, их количество. | 1,34(1) | 2,68(1) | 3,96(1) | 2,68(2) | 2,68(4) | 2,68(6) |
| 14. | Число Рейнольдса в шлангах. | 33281 | 66562 | 98598 | 66562 | 66562 | 66562 |
| 15. | Коэффициент гидравлического сопротивления в шлангах, их количество. | 0,023(1) | 0,019(1) | 0,018(1) | 0,019(2) | 0,019(4) | 0,019(6) |
| 16. | Длина стального трубопровода, м. | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 | 1000 |
| 17. | Длина шлангов, м. | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 | 200 |
| 18. | Потери давления на 100 м шлангов, МПа. | 0,055 | 0,11 | 0,38 | 0,11 | 0,11 | 0,11 |
| 19. | Потери давления в трубопроводе, МПа длиной 1000 м. | 0,28 | 0,21 | 0,43 | 0,12 | 0,39 | 0,83 |
| 20. | Потери давления в шлангах, МПа длиной 200 м. | 0,11 | 0,22 | 0,76 | 0,22 | 0,22 | 0,22 |
| 21. | Сумма потерь в трубопроводах и шлангах, МПа. | 0,39 | 0,43 | 1,19 | 0,34 | 0,61 | 1,05 |
| 22. | Общий КПД трубопровода и шлангов. | 0,976 | 0,973 | 0,926 | 0,979 | 0,962 | 0,934 |
| 23. | Необходимое давление насосных станций, МПа. | 16,4 | 16,4 | 17,3 | 16,3 | 16,6 | 17,1 |
| 24. | Потребляемая мощность насосных станций, кВт. | 30 | 62 | 98 | 123 | 250 | 387 |

Гидрошахта «Юбилейная» (второй район) в г. Новокузнецке в лучшие годы достигала месячной производительности труда 280 т на трудящегося с учетом всех цехов и отделов на поверхности. Это значительно выше, чем в США. На этой гидрошафте по магистральным трубопроводам диаметром 350 мм подавалось 2000 м³ воды в час под давлением 10 МПа насосами с электродвигателем 3000 кВт. При этом гидрошахта «Юбилейная» (III район) несколько лет по трубам диаметром 350 мм выдавала 12000 т угля в сутки.

Таким образом, применение рекомендуемых трубопроводов для гидропривода очистных комбайнов с указанными выше параметрами вполне возможно в ближайшие годы, т.к. все технические условия для этого имеются, а конкурентоспособность гарантирована.

По нашим расчетам [2] при сопротивляемости угля резанию $A = 100$ кН/м и применении в очистных комбайнах высокомоментных гидромоторов МРФ-10 с расходом жидкости 344 л/мин теоретическая производительность комбайна может достигать 26,6 т/мин. Эксплуатационная производительность при коэффициенте непрерывности работы 0,5 может составить 13,3 т/мин. При магистральном трубопроводе (см. таблицу) с внутренним диаметром 88 мм при расходе эмульсии 1080 л/мин теоретическая производительность нескольких гидромеханизированных комбайнов составит 80 т/мин, а эксплуатационная – 40 т/мин. При шестичасовой смене и трехсменном режиме работы эксплуатационная производительность шахты будет 14364 т угля в сутки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ермолаев А.М. Определение предельной нагрузки на очистной забой по газовому фактору в сверхкатегорных шахтах. Ермолаев А.М., Егоров П.В., Ермолаев А.А. Уголь, №11, 2006 г., с.6-7.
2. Плотников В.П. Определение основных параметров корончатых исполнительных органов комбайнов с гидроприводом для добычи крупного угля. Плотников В.П. Уголь, №11, 2006, с.34-35.
3. Коваль П.В. Гидравлика и гидропривод горных машин. Коваль П.В. - М.: Машиностроение, 1979, 415 с.
4. Хорин В.Н. Объемный гидропривод забойного оборудования. Хорин В.Н. - М.: Недра, 1980, 415 с.
5. Астахов А.В. Гидропривод горных машин. Астахов А.В., Пономаренко Ю.Ф. - М.: Недра, 1971, 248 с. **ИДБ**

Коротко об авторе

Плотников В.П. – доцент, кандидат технических наук, СибГИУ, rector@sibsiu.ru

