

УДК 622.24.053

Н. А. Дудля¹, канд. техн. наук; Г. Н. Викторов², Г. Н. Кириченко², В. И. Ледней³,
В. В. Митюрёв³, инженеры

¹ Национальный горный университет, г. Днепрпетровск, Украина

² Днепрпетровское отделение Укр ГГРИ, г. Днепрпетровск, Украина

³ Производственное объединение «Укр углегеология», г. Донецк, Украина

ОБЛЕГЧЕННАЯ БУРИЛЬНАЯ КОЛОННА ИЗ СТАЛЬНЫХ ТРУБ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ГИДРОТРАНСПОРТОМ КЕРНА

The new design of a double boring column with the weight facilitated in 1,4 time for drilling and carrying out of a core by a return stream flushing liquids with use of the equipment of standard chisel complex CLC-100 is theoretically proved.

Широкое применение высокопроизводительного и экономичного способа бурения с гидротранспортом керна в настоящее время ограничивается глубинами использования. Если в 80-е годы, после создания комплекса КГК-300, технические возможности в целом удовлетворяли геологическую службу, то в настоящее время возможности применения этого способа ограничены глубинами до 100 м. Это связано с тем, что отсутствует возможность приобретения легкосплавных труб ТБДЛ-75.

Практически при применении стальных труб существуют два пути увеличения глубин бурения – увеличение приводной мощности бурового агрегата или применение более легких бурильных колонн.

Схема компоновки облегченной двойной трубы нового комплекса КГК-200 (рис. 1) аналогична КГК-100 и отличается уменьшенными диаметрами внешней и внутренней трубы, заменой внутренней легкосплавной трубы на стальную с меньшей толщиной стенки.

Конструкция трубы КГК-200 включает: внешнюю трубу 1, внутреннюю трубу 2, муфту замка 3, ниппель замка 4, гильзы 5, штуцер 6. Соединительные резьбы внешних и внутренних труб идентичны по профилю резьбе Спк 73 комплекса КГК-100. Сборка внешней трубы с соединениями производится на канифольной смазке с приложением момента затяжки до 20 кНм. Такая технология сборки предотвращает развенчивание резьбовых соединений во время проведения спуска и подъема труб с использованием вращателя буровой установки; герметичность при соединении внутренних труб в колонну обеспечивается резиновыми кольцами, которые размещены в канавках штуцера. Гильза 5 имеет расширение для размещения в нем штуцера 6 при сборке труб в колонну.

Нами выполнены следующие поверочные расчеты:

- затрат мощности на бурение;
- потерь давления промывочной жидкости при бурении;
- бурильной колонны на прочность.

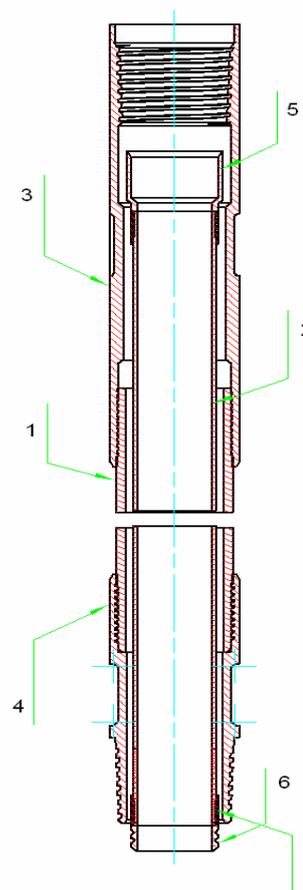


Рис. 1. Бурильная труба КГК-200.

Полные затраты мощности на бурение равны [1]:

$$N = N_{x.o.} + N_{заб.} + N_{доод.}, \quad (1)$$

где $N_{x.o.}$ – затраты мощности на холостое вращение колонны;

$N_{заб.}$ – затраты мощности на разрушение породы на забое буровой скважины;

$N_{доод.}$ – затраты мощности на преодоление сопротивления, которое образуется при трении о стенки скважины.

Затраты мощности на холостое вращение (кВт) определяются по формуле:

$$N_{x.o.} = 2,5 \cdot 10^{-8} k_1 k_2 (0,9 + 0,02\delta) q D n^{1,83} L^{0,75} k_3, \quad (2)$$

где L – длина ствола скважины, м;

q – масса 1 м бурильной колонны, кг;

n – частота вращения бурового снаряда, мин⁻¹;

D – диаметр скважины, м;

δ – радиальный зазор, м; $\delta = (D - d_2) / 2$; d_2 – наружный диаметр бурильных труб, м;

k_1 – коэффициент, который учитывает тип соединения труб. (при небольшой разности в размерах наружного диаметра трубы замковых соединений КГК принимаем равным 1);

k_2 – коэффициент, учитывающий смазочные свойства промывочной жидкости. Для технической воды равен 1;

k_3 – коэффициент, учитывающий угол наклона буровой скважины. Для вертикальных буровых скважин равен 1.

При проведении расчетов приняты следующие величины:

Наружный диаметр колонны ТБДС-73 $d_2 = 0,073$ м; ТБДЛ-75 $d_2 = 0,075$ м; ТБДС-60,3 $d_2 = 0,0603$ м. Диаметр бурения при использовании ТБДС-73 и ТБДЛ-75 $D = 0,084$ м, а для ТБДС-60,3 расчет затрат мощности выполнен для двух диаметров бурения

$D = 0,084$ м и $D = 0,076$ м. Исходя из приведенного выше радиальный зазор для труб ТБДС-73 $\delta = (0,084 - 0,073) / 2 = 0,00505$ м; для труб

ТБДЛ-75 $\delta = (0,084 - 0,075) / 2 = 0,0045$; для труб ТБДС-60,3

$\delta = (0,084 - 0,0603) / 2 = 0,01185$, и $\delta = (0,076 - 0,0603) / 2 = 0,00785$.

Мощность, которая реализуется на забое, равна:

$$N_{заб.} = 0,6 \cdot 10^{-6} \mu P n D_{cp}, \text{ кВт}, \quad (3)$$

где P – осевая нагрузка на коронку, $P = 2000$ даН (максимально возможная нагрузка) (7);

D_{cp} – средний диаметр коронки, $D_{cp} = (D + d_1) / 2$, м;

d_1 – внутренний диаметр коронки, м;

μ – коэффициент трения резцов коронки о породу забоя, для глин изменяется в пределах 0,12 – 0,20. Принимается равным 0,16.

Таблица 1. Основные параметры труб КГК-200

Наименование параметра	Значение параметров, мм					
	Наружная труба			Внутренняя труба		
	труба	муфта замка	ниппель замка	труба	штуцер	гильза
Наружный диаметр	60,3	67	67	42	54	55
Диаметр отверстия	50,3	52,5	49	38,4	38,4	38,4
Длина трубы с соединениями	4000	—	—	3995	—	—
Масса одного метра гладкой трубы, деталей соединений, кг	6,8	2,6	1,6	1,8	0,25	0,4

Дополнительная мощность на вращение сжатой части колонны бурильных труб определена по формуле:

$$N_{\text{доп.}} = 3,4 \cdot 10^{-6} f n P, \text{ кВт}, \quad (4)$$

где f – стрела прогиба.

Результаты расчета приведены в табл. 1 и на рис. 2.

Проверочный расчет бурильной колонны на прочность проводится по третьей теории прочности (3):

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{\text{изг}})^2 + 4\tau^2}, \text{ Па}, \quad (5)$$

где σ_{Σ} – суммарное напряжение в верхнем сечении колонны;

σ_p – напряжение растяжения; $\sigma_{\text{изг}}$ – напряжение изгиба; τ – касательное напряжение.

Напряжение растяжения определяется по формуле:

$$\sigma_p = \frac{(\lambda - \lambda_1)}{F} q g \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho} \right),$$

где F – площадь поперечного сечения трубы, см^2 ; $F = \frac{\pi(d_n^2 - d_e^2)}{4}$

$d_n = 0,0603$ м – внешний диаметр трубы; $d_e = 0,05$ м – внутренний диаметр трубы:

λ – наибольшая длина бурильной колонны, м ($\lambda = 200$);

λ_1 – длина сжатой части колонны, м;

q – масса одного метра труб, кг/м ;

ρ_p и ρ – плотность промывной жидкости и материала труб.

$\rho_p = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho = 7850 \text{ кг/м}^3$.

Длина сжатой части колонны, которая создает нагрузку, равняется:

Таблица 2. Анализ затрат мощности при применении различных конструкций труб КГК

Глубина	Частота вращения			Затраты мощности (кВт) при скорости вращения												
	II			III			ТБДС-73			ТБДС-60,3 при D _в =84мм			ТБДС-60,3 при D _в =76мм			
	мин ⁻¹	с ⁻¹	мин ⁻¹	с ⁻¹	мин ⁻¹	с ⁻¹	I	II	III	I	II	III	I	II	III	
20							3,40	2,38	4,57	7,8	2,86	5,69	9,94	2,57	5,12	8,95
40							4,74	3,03	6,12	10,8	3,82	7,96	14,39	3,44	7,17	12,98
60							5,92	3,60	7,47	13,5	4,66	9,96	18,30	4,19	8,98	16,51
80							7,00	4,13	8,72	15,9	5,42	11,79	21,89	4,89	10,63	19,76
100							8,01	4,62	9,89	18,2	6,14	13,50	25,25	5,54	12,19	22,80
120							8,97	5,08	11,00	20,4	6,83	15,14	28,45	6,16	13,67	25,70
140	140	14,65	225	23,55	325	34,02	9,90	5,53	12,07	22,5	7,49	16,70	31,52	6,76	15,08	28,48
160							10,79	5,96	13,10	24,5	8,12	18,22	34,49	7,33	16,45	31,16
180							11,65	6,38	14,10	26,4	8,74	19,68	37,36	7,89	17,78	33,76
200							12,49	6,79	15,07	28,3	9,33	21,10	40,15	8,43	19,06	36,28
220							13,31	7,19	16,01	30,2	9,92	22,49	42,87	8,95	20,32	38,75
240							14,11	7,57	16,94	32,0	10,49	23,85	45,54	9,47	21,55	41,15
260							14,90	7,95	17,84	33,8	11,05	25,18	48,14	9,97	22,75	43,51
280							15,67	8,33	18,73	35,5	11,59	26,49	50,70	10,47	23,93	45,82
300							16,42	8,69	19,60	37,2	12,13	27,77	53,21	10,96	25,09	48,10

$$\lambda_1 = \frac{P}{qg \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho}\right)}, \text{ м.}$$

Напряжение изгиба определяется по формуле:

$$\sigma_{изг} = \frac{\pi^2 E I f}{l_n^2 W}, \text{ Па,}$$

где E – модуль продольной упругости, для стали $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па;

I – экваториальный момент инерции поперечного сечения тела трубы, м⁴:

$$I = \frac{\pi(d_n^4 - d_s^4)}{64} \approx 0,05(d_n^4 - d_s^4);$$

f – стрела прогиба бурильной колонны, м;

$$f = \frac{(D_o - d_n)}{2}$$

l_n – длина полуволны изгиба, м

$$l_n = \frac{10}{\omega} \sqrt{\pm 0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EI\omega^2}{gq}}},$$

где $\omega = \frac{\pi n}{30}$ – угловая скорость, с⁻¹;

n – частота вращения снаряда, мин⁻¹;

z – координата рассматриваемого сечения бурильной колонны; W – осевой момент сопротивления изгиба в сечении, для которого делается вычисление:

$$W = \frac{\pi(d_n^4 - d_s^4)}{32D}$$

Касательное напряжение определяется по формуле: $\tau = \frac{M_{кр}}{W_p}$, где $M_{кр}$ – крутящий момент, который передается бурильной колонне;

$$M_{кр} = \frac{N}{\omega}, \text{ Нм,}$$

N – полная мощность, которая расходуется в верхнем сечении ;

W_p – полярный момент сопротивления плоскости поперечного перереза труб при кручении, см⁴:

$$W_p = \frac{\pi(d_n^4 - d_s^4)}{16d_s}$$

В связи с тем, что при частоте вращения 325 мин⁻¹ на глубине 200 м затраты мощности на бурение превышают мощность бурового станка, эти расчеты были выполнены для двух частот вращения 140 и 225 мин⁻¹ для верхнего сечения труб. Максимальная величина осевой нагрузки в соответствии с технической характеристикой бурового станка УРБ-2А2 принята равной 26 тыс. Н. Суммарные расчеты приведены в табл. 3. Максимальная величина сложного напряженного состояния в верхнем сечении составила 85,9 МПа. В соответствии с ГОСТ 633-80 временное сопротивление для насосно-компрессорных труб, которые изготовлены из стали группы прочности Д, должно быть не менее 655 МПа, что значительно выше расчетного. Расчёты бурильной колонны на прочность приведены в табл. 3.

Выводы

На основании расчетов можно сделать следующие выводы:

1. Затраты мощности при глубине скважины 200 м с использованием колонны труб диаметром 60,3 мм и породоразрушающего инструмента диаметром 76 мм сопоставимы с затратами мощности с использованием легкосплавной колонны ТБДЛ-75 при глубине скважины 300 м.

2. Использование облегченной колонны диаметром 60,3 мм со стальными наружной и внутренней трубами в соединении с породоразрушающим инструментом диаметром 84 мм ведет к увеличению затрат мощности на 10 – 11 %.

3. Дополнительно проведены расчеты потерь давления промывочной жидкости, которые из-за громоздкости здесь не приведена, в общепринятую методику внесены дополнения:

3.1. Учитываются местные потери давления, которые связаны с наличием методика определения количества кусков керна, который одновременно находится в этом канале исходя из скорости его движения в трубе, скорости бурения и средней длины кусков керна, а также внесены коррективы в формулу для определения потерь давления, которая учитывает движение керна.

3.2. Разработана методика определения потерь давления, которые связаны с затратами гидравлической энергии на транспортирование керна и шлама с забоя скважины на поверхность.

3.3. Определены минимально необходимые для выноса керна и шлама затраты промывочной жидкости (88 л/мин). При ограничении средней механической скорости бурения до 60 м/ч на глубине 200 м затраты промывочной жидкости могут быть увеличены до 180 л/мин.

Таблица 3. Расчет бурильной колонны на прочность

Нагрузка на породоразрушающий инструмент Н	Частота вращения n, мин ⁻¹			Затраты мощности N, кВт			Напряжение растяжения, Па	Напряжение изгиба, Па		Касательное напряжение, Па		Сложное напряженное состояние, Па	
	I	II	III	I	II	III		I	II	I	II	I	II
0				7,12	16,96	33,25	18240505,38	1987004	3501665	21887708	32450808	48222808	68446634
1000				7,25	17,17	33,55	17088710,30	2017601	3535699	22289835	32852935	48501527	68866737
2000				7,38	17,38	33,85	15936915,23	2048778	3570112	22691962	33255062	48817883	69311764
3000				7,51	17,59	34,16	14785120,16	2080540	3604905	23094089	33657189	49171112	69781218
4000				7,64	17,80	34,46	13633325,08	2112895	3640079	23496216	34059315	49560388	70274593
5000				7,77	18,01	34,76	12481530,01	2145846	3675637	23898343	34461442	49984831	70791370
6000				7,90	18,22	35,07	11329734,94	2179399	3711579	24300470	34863569	50443513	71331024
7000				8,03	18,43	35,37	10177939,87	2213558	3747907	24702597	35265696	50935472	71893021
8000				8,16	18,64	35,67	9026144,79	2248328	3784621	25104724	35667823	51459716	72476825
9000				8,30	18,85	35,98	7874349,72	2283712	3821723	25506850	36069950	52015228	73081894
10000				8,43	19,06	36,28	6722554,65	2319713	3859213	25908977	36472077	52600979	73707689
11000				8,56	19,27	36,59	5570759,58	2356334	3897091	26311104	36874204	53215934	74353667
12000				8,69	19,48	36,89	4418964,50	2393578	3935360	26713231	37276331	53859053	75019291
13000	140	225	325	8,82	19,69	37,19	3267169,43	2431447	3974018	27115358	37678458	54529302	75704026
14000				8,95	19,90	37,50	2115374,36	2469942	4013067	27517485	38080585	55225656	76407339
15000				9,08	20,12	37,80	963579,28	2509064	4052506	27919612	38482711	55947102	77128707
16000				9,21	20,33	38,10		2618300	4011567	28321739	38884838	56703960	77873072
17000				9,34	20,54	38,41		2582641	4045948	28723866	39286965	57505755	78678029
18000				9,47	20,75	38,71		2547460	4080626	29125993	39689092	58307661	79483002
19000				9,60	20,96	39,01		2512757	4115602	29528120	40091219	59109672	80287992
20000				9,73	21,17	39,32		2478532	4150875	29930247	40493346	59911783	81092996
21000				9,87	21,38	39,62	0	2444785	4186446	30332373	40895473	60713989	81898017
22000				10,00	21,59	39,92		2411515	4222314	30734500	41297600	61516286	82703053
23000				10,13	21,80	40,23		2378722	4258479	31136627	41699727	62318669	83508104
24000				10,26	22,01	40,53		2346404	4294941	31538754	42101854	63121135	84313171
25000				10,39	22,22	40,84		2314559	4331700	31940881	42503981	63923679	85118254
26000				10,52	22,43	41,14		2283186	4368754	32343008	42906108	64726298	85923351

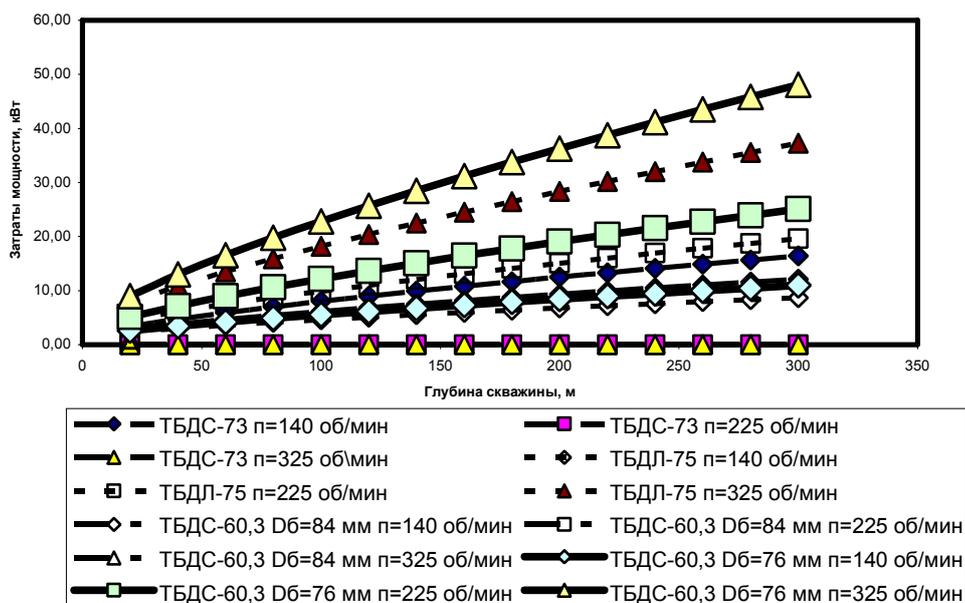


Рис. 2. Анализ затрат мощности при применении разных конструкций труб КГК.

4. Максимальная величина сложного напряженного состояния труб в верхнем сечении колонны (85,9 МПа) значительно меньше временного сопротивления для труб (655 МПа), которое предусмотрено ГОСТ 633-80.

5. Доказана возможность применения стальных труб для изготовления бурильной колонны для бурения скважин с гидротранспортом керна на глубину 200 м с использованием комплекса оборудования КГК-100.

Литература

1. Альштуль А. Д., Животовский А. С., Иванов Л. П. Гидравлика и аэродинамика. – М.: Стройиздат, 1987. – 414 с.
2. Ганджумян Р.А. Практические расчеты в разведочном бурении. – М.: Недра, 1986. – 253 с.

Поступила 17.05.2006 г.