

- применения: Сб. науч. тр. – К. ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2015. – Вып. 15. – С. 268–282.
15. Пат. 72841 Україна, МПК (2012.01) B22F3/00. Пристрій для гарячого пресування порошків шляхом прямого пропускання електричного струму / М. О. Азаренков, Е. С. Геворкян, С. В. Литовченко та ін. – Заяв. 15.03.12; опубл. 27.08.12; Бюл. № 116..
16. Kraus W., Nolze G. Powder Cell—A program for the representation and manipulation of crystal structures and calculation of the resulting X-ray powder patterns // J. Appl. Cryst. – 1996. – N 29. – P. 301–303.
17. Selected powder diffraction data for education straining (Search manual and data cards). International Centre for diffraction data. USA, 1988. – 432 p.
18. Свойства элементов. В 2 ч. Ч. 1. Физические свойства: справочник / Под ред. Г. В. Самсонова. – М.: Металлургия, 1976. – 600 с.

Поступила 13.03.17

УДК 622.248.33

А. А. Кожевников¹, д-р. техн. наук, **Ю. Л. Кузин¹**, канд. техн. наук, **А. А. Лексиков¹**,
Б. Т. Ратов², д-р. техн. наук, **А. Р. Байбоз²**

¹Государственное высшее учебное заведение «Национальный горный университет»,
г. Днепр Украина

²Казахский национальный технический университет, г. Алматы

ВЛИЯНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ НА ДЛИНУ ПОЛУВОЛНЫ В СЖАТОЙ ЧАСТИ КОМБИНИРОВАННОЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Рассмотрено влияние толщины стенки бурильной трубы на длину полуволны искривленной комбинированной бурильной колонны. Получена зависимость длины полуволны для двухсекционной бурильной колонны, позволяющая оценить напряжение, возникающее в сжатой части бурильной колонны.

Ключевые слова: бурильная колонна, промывочная жидкость

Цель настоящей работы – определить зависимость между длиной полуволны комбинированной бурильной колонны и толщиной стенки бурильной трубы.

На колонну бурильных труб при бурении воздействует центробежная сила инерции, которая в зависимости от скорости вращения и осевой загрузки, создаваемой массой бурильной колонны, вызывают изгиб колонны с соответствующей изменяющейся длиной полуволны.

При совместном воздействии продольной и центробежной сил, в зависимости от знака (растяжение или сжатие) увеличивается длина полуволны в части колонны, лежащей выше нулевого сечения, и уменьшается длина полуволны в части колонны, лежащей ниже нулевого сечения.

Действие крутящего момента сводится только к приданию плоскоизогнутой колонне формы винта со значительным шагом, в связи с чем будем учитывать лишь совместное действие центробежной и осевой сил.

С учетом формы изогнутой бурильной колонны /1/ приходим к выводу о возможности использования формулы

$$l = \frac{\gamma}{\varphi n} \sqrt{-z + \sqrt{z^2 + (\varphi n)^2}} \quad (1)$$

где

$$\gamma = \sqrt{\frac{8,4 \cdot 10^{11} \beta I \pi^2 \left(1 - \frac{\gamma_{Ж}^H + \gamma_{Ж}^B}{2 \cdot \gamma_C}\right)}{900 p g \alpha^2}} \cdot 30 \sqrt{\frac{\alpha g}{2 \beta \left(1 - \frac{\gamma_{Ж}^H + \gamma_{Ж}^B}{2 \gamma_C}\right)}} = 2035985 \cdot \sqrt{\frac{I}{p \alpha}};$$

$$\text{где } \beta - \varphi = \sqrt{\frac{8,4 \cdot 10^{11} \beta I \pi^2 \left(1 - \frac{\gamma_{Ж}^H + \gamma_{Ж}^B}{2 \cdot \gamma_C}\right)}{900 p g \alpha^2}} = \sqrt{\frac{8,4 \cdot 10^{11} \pi^2}{900 g}} \cdot \sqrt{\frac{\beta I \left(1 - \frac{\gamma_{Ж}^H + \gamma_{Ж}^B}{2 \cdot \gamma_C}\right)}{\alpha^2 p}} \text{ поправочный}$$

коэффициент при учёте поперечных нагрузок – сил инерции; поправочный коэффициент при применении бурильных труб наружного диаметра 50 мм и соединённых с помощью муфто-замковых соединений $\beta = 1,41$ [1]; γ_C^i – плотность нисходящего потока промывочной жидкости, кг/м³; $\gamma_{Ж}^B$ – плотность восходящего потока промывочной жидкости, несущего разбуренную породу, кг/м³; g – ускорение силы тяжести, м/с²; I – момент инерции, м⁴; p – вес одного погонного метра гладкой части бурильной трубы в промывочной жидкости, Н/м; γ_C – плотность материала стальных бурильных труб, кг/м³; α – поправочный коэффициент, учитывающий увеличение веса бурильной колонны за счёт высадки концов бурильных труб муфто-замкового соединения [2].

Рассчитаем длину полуволн в нулевом сечении, у забоя и в месте перехода СБТ в СБТУ для двухсекционной бурильной колонны длиной 1000 м при частоте оборотов шпинделя станка $n = 300$ об/мин и осевой нагрузке на забой $P_{oc} = 1000$ кг = 9810 Н.

При применении в качестве промывочной жидкости технической воды длина сжатой части бурильной колонны

$$L_C = \frac{P_{oc}}{p \cdot \alpha \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{Ж}^H + \gamma_{Ж}^B}{2 \cdot \gamma_C}\right)} \text{ м.} \quad (2)$$

Длина сжатой части комбинированной бурильной колонны при различной толщине стенок бурильных труб СБТУ приведена в табл. 1.

Длина состоящей из труб СБТ бурильной колонны

$$L_{СБТ} = L - L_{СБТУ} \text{ м,} \quad (3)$$

где L – длина всей комбинированной бурильной колонны, $L = 1000$ м; $L_{СБТУ}$ – длина части бурильной колонны, собранной из бурильных труб СБТУ, м.

$$L_{СБТУ} = 1,25 \cdot L_C, \text{ м} \quad (4)$$

Полученные результаты сведём в таблицы 2–4 и построим график зависимости длины полуволны в этих сечениях от толщины стенки бурильной трубы.

Таблица 1. Длина сжатой части бурильной колонны при осевой нагрузке $P = 9800$ Н; плотности нисходящего потока промывочной жидкости $\gamma_c^d = 1000$ кг/м³; плотности восходящего потока промывочной жидкости $\gamma_c^v = 1020$ кг/м³; плотности материала бурильных труб, $\gamma_s = 7850$ кг/м³

Типоразмер СБТУ	Вес 1 п.м. бурильной трубы ρ , Н	Коэффициент α	Длина сжатой части бурильной колонны, $L_{сж}$, м
Ø50×7,5	77,11	1,029	142
Ø50×9,5	93,10	1,010	120
Ø50×11,5	107,13	1,038	101
Ø50×13,5	119,19	1,032	92
Ø50×15,5	129,39	1,028	85
Ø50×17,5	137,63	1,025	80
Ø50×19,5	143,91	1,023	76
Ø50×20,0	145,19	1,022	76

Таблица 2. Длина полувазлы двухсекционной бурильной колонны у забоя скважины

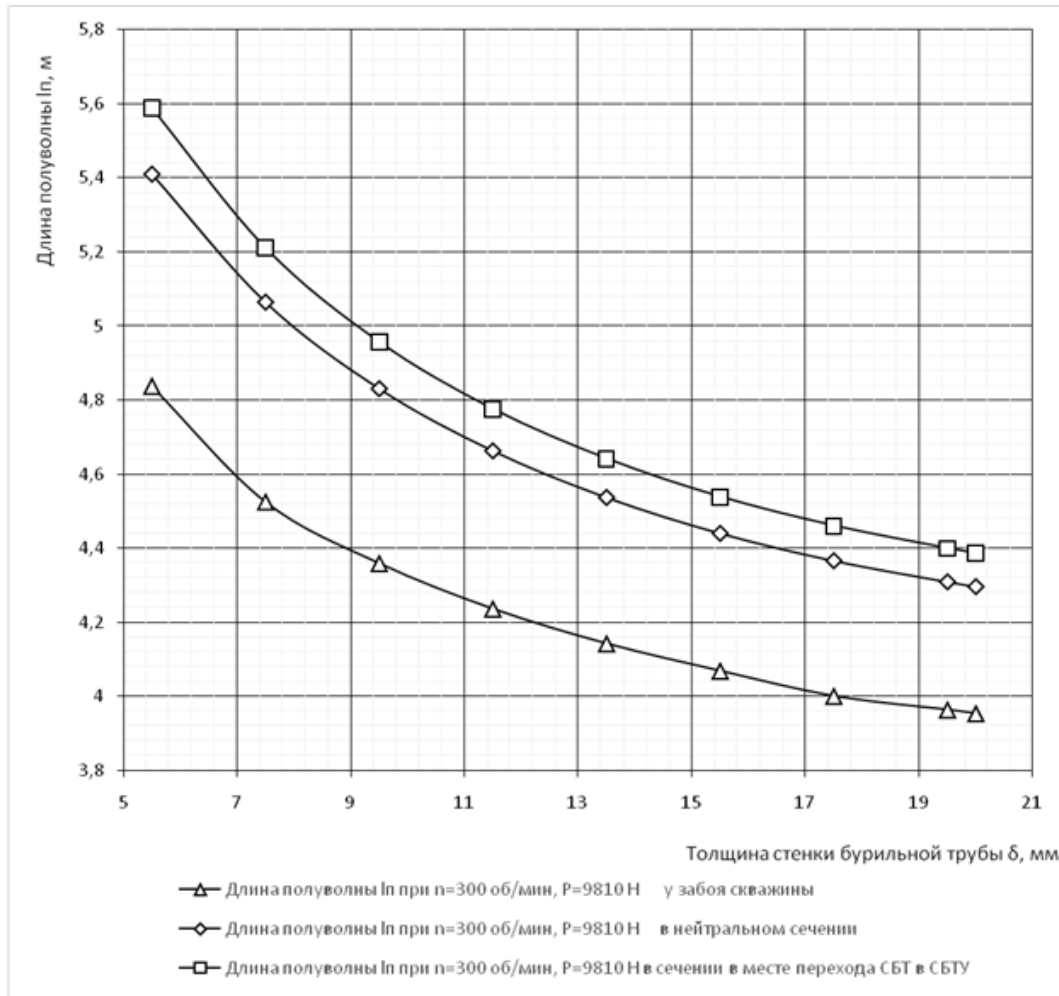
Типоразмер бурильной трубы	Коэффициент γ	Коэффициент φ	Расстояние от нулевого сечения до забоя z , м	Длина полувазлы у забоя скважины L , м
Ø50×5,5	142,155	2,301	155,904	4,838
Ø50×7,5	126,569	2,082	141,898	4,525
Ø50×9,5	116,220	1,929	119,736	4,359
Ø50×11,5	106,792	1,749	101,250	4,236
Ø50×13,5	101,410	1,665	91,529	4,142
Ø50×15,5	97,328	1,601	84,640	4,068
Ø50×17,5	94,232	1,553	79,828	4,100
Ø50×19,5	91,862	1,515	76,473	3,963
Ø50×20,0	91,385	1,508	75,875	3,953

Таблица 3. Длина полувазлы двухсекционной колонны в нейтральном сечении

Типоразмер бурильной трубы	Коэффициент γ	Коэффициент φ	Расстояние от нулевого сечения до забоя z , м	Длина полувазлы в нейтральном сечении L , м
Ø50×5,5	142,155	2,301	0	5,411
Ø50×7,5	126,569	2,082	0	5,065
Ø50×9,5	116,220	1,929	0	4,831
Ø50×11,5	106,792	1,749	0	4,663
Ø50×13,5	101,410	1,665	0	4,537
Ø50×15,5	97,328	1,601	0	4,440
Ø50×17,5	94,232	1,553	0	4,366
Ø50×19,5	91,862	1,515	0	4,309
Ø50×20,0	91,385	1,508	0	4,296

Таблица 4. Длина полувазлы двухсекционной бурильной колонны в сечении в месте перехода СБТ в СБТУ

Типоразмер бурильной трубы	Коэффициент γ	Коэффициент φ	Расстояние от нулевого сечения до забоя z , м	Длина полувазлы в нейтральном сечении L , м
Ø50×5,5	142,155	2,301	-44,732	5,589
Ø50×7,5	126,569	2,082	-35,475	5,211
Ø50×9,5	116,220	1,929	-29,934	4,957
Ø50×11,5	106,792	1,749	-25,313	4,776
Ø50×13,5	101,410	1,665	-22,882	4,642
Ø50×15,5	97,328	1,601	-21,16	4,539
Ø50×17,5	94,232	1,553	-19,957	4,461
Ø50×19,5	91,862	1,515	-19,118	4,400
Ø50×20,0	91,385	1,508	-18,969	4,387



Зависимости длины полуволны в различных сечениях сжатой части буровой колонны от толщины стенки буровой трубы

Вывод

Зависимость длины полуволны в различных сечениях сжатой части буровой колонны от толщины стенки буровой трубы имеет убывающий характер.

Розглянуто вплив товщини стінки бурової труби на довжину напівхвилі викривленою комбінованої бурової колони. Отримано залежність довжини напівхвилі для двосекційною бурової колони, що дозволяє оцінити напруження, що виникає в стиснутій частині бурової колони.

Ключові слова: буровна колона, промивна рідина

INFLUENCE OF THE THICKNESS OF THE WALL OF THE DRILLING PIPE ON THE LENGTH OF THE SEMI-FINAL IN THE COMPRISED COMBINED DRILLING COLUMN

The influence of parameters of the drilling regime (axial load and speed) on the length of the half-wave of a curved combined drill string is considered. Dependences of the half-wave length for a two-section drill string are obtained, which allows estimating the stresses arising in the compressed part of the drill string.

Key words: drill string, washing liquid

Литература

1. Воздвиженский Б. И., Васильев М. Г. Буровая механика. – М.: Госгеолтехиздат, 1954. – 492 с.

2. Кожевников А. О., Кузін Ю. Л., Лексиков О. А. Залежність між теоретичною масою метра труби та товщиною стінки // Гірнична електромеханіка та автоматика: наук.-техн. зб. – 2004. – Вип. 72. – С. 102–107.

Поступила 13.06.17

УДК:622.248.33

Ю. Л. Кузін, канд. техн. наук, **Д. А. Судакова**

Государственный ВУЗ «Национальный горный университет», г. Днепр, Украина

ТЕРМОМЕХАНІЧНИЙ СПОСІБ ТАМПОНУВАННЯ ПРОНИКНИХ ГОРИЗОНТІВ БУРОВИХ СВЕРДЛОВИН

Метою роботи є підвищення ефективності ізоляційних робіт за рахунок застосування термопластичних сумішей на основі поліетилентерефталату. Розроблено спосіб ізоляції поглинаючих горизонтів термопластичними матеріалами, для реалізації якого необхідно виконати наступні технологічні операції: доставку термопластичних матеріалів на вибій свердловини, плавлення термопластичних матеріалів і задавлювання термопластичних матеріалів в канали поглинання.

Ключові слова: буріння свердловин, поглинаючий горизонт, термопластичні матеріали.

Процес буріння свердловин пов'язаний з геологічними ускладненнями. Найбільш частими видами ускладнень, що порушують технологію бурових робіт, є поглинання бурових і тампонажних розчинів.

Щорічні витрати на боротьбу з ускладненнями складають від 8 до 16% календарного часу буріння і від 5% до 10% фінансових коштів [1]. При цьому, матеріальні витрати не піддаються суворому обліку. Виконаний аналіз застосування технологій боротьби з поглинаннями показує, що ефективність в середньому становить 30 %. Витрати часу в загальному балансі на буріння зростають до 18–23 % [1, 2].

Це обумовлено тим, що для ліквідації поглинання промивальної рідини застосовуються недостатньо ефективні тампонажні матеріали, які готуються на водній основі з введенням в його склад мінералов'язучих або синтетичних речовин.

Основними недоліками цих матеріалів є те, що вони володіють великою чутливістю до розбавлення водою. При тампонуванні розчини легко переміщуються з промивною рідиною і пластовими водами, особливо при наявності міжпластового перетікання. Відбувається разубожіння, седиментація тампонажних розчинів, що ведуть до підвищення часу схоплювання, розтіканню на значні відстані від свердловини, та як слідство веде до перевитрати тампонажних сумішей, необхідності повторення операцій з тампонування. На практиці, при ліквідації поглинання промивальної рідини витрачаються тонни, десятки тонн цементу [3].

Мають певний інтерес тампонажні розчини на основі термопластичних, неразубоживаємих пластовими водами матеріалів з низькою температурою плавлення, розплав яких може легко проникати в канали поглинання промивальної рідини і тверднути там.

До теперішнього часу з термопластичних матеріалів застосовувалися суміші на основі бітуму [4], сірки [5] і синтетичних термопластів (поліетилен, поліпропілен) [6]. Фізико-механічні властивості цих речовин досить добре відомі і детально висвітлені в літературних джерелах. З позитивних властивостей, що сприяють їх застосуванню в якості тампонажного матеріалу, слід зазначити такі, як неразубоживаємость водою і нерозчинність у ній. Їх плавлення відбувається при порівняно невисокій температурі і вони не втрачають своїх властивостей після повторних