

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ВТРАТ ГІДРАВЛІЧНОЇ ПОТУЖНОСТІ ДЛЯ РІЗНИХ ТИПІВ БУРИЛЬНИХ ТРУБ

I. I. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 45560

e-mail: chudoman@ukr.net

Приведен усовершенствованный способ расчета гидравлических потерь давления для труб различных типов одного диаметра при учете их конструктивных особенностей, точнее длины бурильного замка. Проведен расчет потерь гидравлической мощности для всех типов бурильных труб и установлено, что конструкции с внутренней высадкой, есть наиболее энергоемкими. С точки зрения минимизации потерь энергии при прокачке бурового раствора в бурильных трубах и кольцевом пространстве лучше всего использовать трубы с внешней высадкой.

У процесі буріння свердловини значна частина енергії витрачається на промивання вибою і винесення шламу на денну поверхню [1]. Окрім видалення частинок гірської породи, промивальна рідина є ще носієм гідравлічної енергії, яка реалізується у вигляді механічної роботи турбобура чи гвинтового вибійного двигуна, струминами гідромоніторного долота та ін. Каналом передачі енергії від бурового насоса до долота є бурильна колона. За рахунок значної довжини малих поперечних розмірів внутрішньої порожнини, наявності великих подач насоса, бурильних замків та реологічних параметрів промивальної рідини у процесі прокачування бурового розчину по трубах виникають великі втрати гідравлічної енергії [1, 2]. Тому зменшення втрат тиску саме в бурильній колоні є актуальною задачею, яка потребує вирішення. Для цього є декілька шляхів:

1 Використання бурових розчинів із низькими реологічними параметрами.

2 Збільшення діаметра прохідного каналу бурильних труб і замків.

3 Зменшення подачі бурового насоса та довжини бурильної колоні і з'єднань до неї.

4 Використання найменш енергоємних (із точки зору гідравлічних втрат) конструкцій бурильних труб і з'єднань до них.

Перший шлях є обмежений геологічними, а другий і третій – техніко-технологічними умовами буріння свердловин. Залишається як оптимальний – четвертий, тобто серед існуючих типорозмірів бурильних труб доцільно вибирати ті, які характеризуються найменшими гідравлічними втратами тиску. На сьогодні, під час буріння свердловин з проектними значеннями глибини більше 5000 м це має особливу актуальність. Адже з глибиною зростає довжина бурильної колоні та зменшується її зовнішній діаметр та відповідно і внутрішній. Окрім того, із збільшенням глибини гірничої виробки зростає пластовий тиск на вибої. З метою недо-

The advanced way of calculation of hydraulic losses of pressure for pipes of different types of one diameter is resulted at the account of their design features, namely lengths of the boring lock. The expenses of hydraulic capacity for all types of boring pipes was calculated and it showed that designs with landing deep into were the most power-consuming. It is better to use pipes with landing on from the outside from the point of view of minimization of hydraulic power inputs at drilling.

пущення аварій під час буріння, викликаних флюїдопроявленнями та осипаннями стінок свердловини, збільшують густину бурового розчину. Про те, це в значній мірі підвищує гідравлічні втрати тиску під час промивання свердловини з боку бурильної колоні, які в широкому діапазоні можна регулювати шляхом використання різноманітних техніко-технологічних заходів. Дана задача частково вирішувалася в дослідженнях [4], лише при цьому розглядалися тільки окремі типи бурильних труб (ТБВ і ТБН) за критеріями надійності, міцності та гідравлічних втрат за однакових значень погонної ваги та товщин стінок.

З метою оптимізації бурильних труб за величиною гідравлічних втрат із довідкових матеріалів [3] було вибрано діаметр 114.3 мм, який зустрічається серед типів ТБВ, ТБН, ТБНК, ТБВК, ТБПВ. Різниця у трубах щодо кожного типорозміру обумовлена висадкою назовні (ТБН і ТБНК) та всередину (ТБВ і ТБВК), а також комплектацією різними бурильними замками (табл. 1). Так як бурильна колона складається із великої кількості однотипних різьбових з'єднань, які в сумі становлять від 100 до 500 шт. під час промивання свердловини це може викликати невинуваті енергетичні затрати внаслідок неправильного вибору типорозміру труб з точки зору ефективності промивання свердловини

Зазвичай за загальновідомими гідравлічними програмами буріння під час підрахунку втрат тиску в бурильній колоні зовнішню та внутрішню висадки по тілу труби не враховується. Проте, виходячи із табл. 1 та рис. 1, для одного різьбового з'єднання довжина висадки змінюється від 26 до 31 см. При глибині свердловини близько 5000 м довжина висадки в бурильній колоні становитиме 140-160 м, що для окремих типорозмірів труб зумовить зростання гідравлічних втрат тиску.

Таблиця 1 – Конструктивні параметри бурильних труб і з'єднань до них

Конструктивні параметри	Тип бурильних труб				
	ТБВ	ТБН	ТБВК	ТБНК	ТБПВ
Зовнішній діаметр бурильної колони (d_{BT}), мм	114.3				
Товщина стінки (Δ), мм	9				
Тип замкового з'єднання	ЗШ-146	ЗУ-155	ЗУК-146	ЗУК-155	-
Зовнішній діаметр замкового з'єднання ($d_{зам}$), мм	146	155	146	155	146
Діаметр прохідного каналу бурильного замка ($d_{зам}^B$), мм	80	95	82	95	82
Діаметр прохідного каналу тіла труби по висадці ($d_{мін}$), мм	74	96.3	78	93.3	96.3
Довжина висадки ($l_{мін}$), мм	130	-	155	155	-
Довжина замка ($L_{зам}$), мм	158				

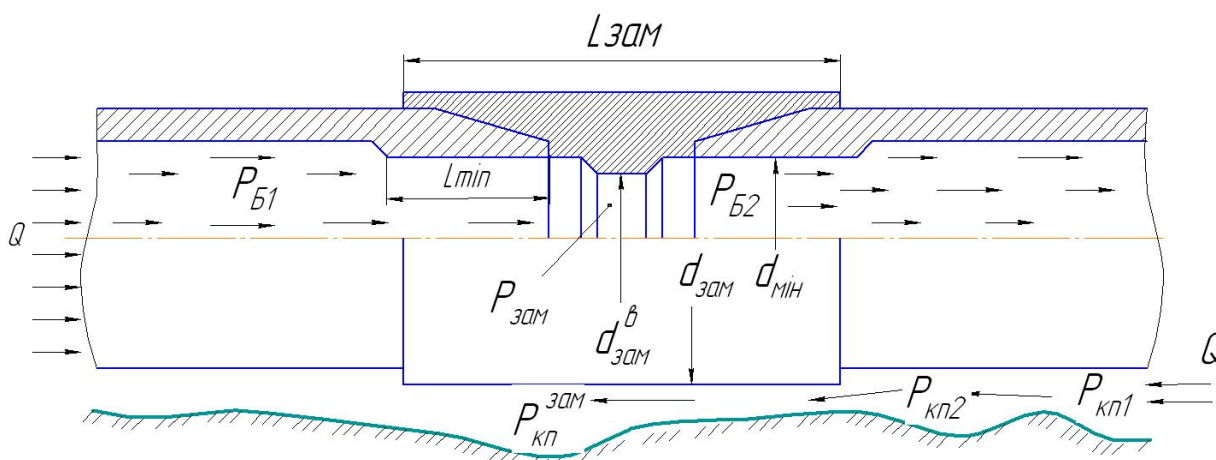


Рисунок 1 — Розрахункова схема втрат тиску в бурильних трубах і КП

Для розрахунку втрат тиску в середині труб і кільцевому просторі у процесі промивання свердловини наводиться розрахункова схема, зображена на рис. 1.

Згідно з розрахунковою схемою довжина труби з незмінною площею поперечного перерізу прохідного $l_{п}$ становить

$$l_{п} = l_{BT} - 2 \cdot l_{мін}, \quad (1)$$

де l_{BT} – довжина бурильної труби згідно з ДСТУ.

Втрати гідравлічної потужності під час прокачування промивальної рідини всередині бурильної труби визначаються за такою залежністю:

$$N_{BT} = (P_{Б1} + P_{Б2} + P_{ЗАМ}) \cdot Q, \quad (2)$$

де: $P_{Б1}$ – втрати тиску в частині труби незмінного поперечного перерізу;

$P_{Б2}$ – втрати тиску в звуженій частині бурильної труби;

$P_{ЗАМ}$ – відповідно втрати тиску в бурильному замку;

Q – подача насоса.

Відповідно до встановленого режиму руху промивальної рідини (турбулентний), втрати тиску $P_{Б1}$, $P_{Б2}$, $P_{ЗАМ}$ у трубах визначаються

(для однієї бурильної труби) за наступними залежностями:

$$P_{Б1} = \frac{8 \cdot \lambda_1 \cdot \rho_{БР} \cdot Q^2 \cdot l_{п}}{\pi^2 \cdot [d_{BT} - 2 \cdot \Delta]^5}; \quad (3)$$

$$P_{Б2} = \frac{16 \cdot \lambda_2 \cdot Q^2 \cdot \rho_{БР} \cdot l_{мін}}{\pi^2 \cdot d_{мін}^5}; \quad (4)$$

$$P_{ЗАМ} = \frac{8 \cdot Q^2 \cdot \rho_{БР} \cdot \xi}{\pi^2 \cdot d_{мін}^4}, \quad (5)$$

де: λ_i – коефіцієнти гідравлічного під час руху промивальної рідини в бурильних трубах по висадці й поза нею;

ξ – коефіцієнт гідравлічного опору бурильного замка по внутрішньому прохідному каналу;

$\rho_{БР}$ – густина промивальної рідини в кільцевому просторі із врахуванням в ній шламу.

Аналогічно залежності (2) визначаються втрати гідравлічної потужності за час прокачування промивальної рідини в кільцевому просторі (за встановленого режиму руху рідини у відповідному поперечному перерізі):

$$N_{КП} = (P_{КП1} + P_{КП2} + P_{КП}^{ЗАМ}) \cdot Q, \quad (6)$$

Таблиця 2 – Затрати гідравлічної потужності під час прокачування промивальної рідини всередині бурильної колони і в КП

Тип труб	Q, л/с	N _{КП} , кВт	N _{БТ} , кВт	N _{сум} , кВт	N _{сум*} , кВт	Δ _{СЕР} , %
ТБВ	10	0.3	0.54	0.84	0.8	7.2
	20	0.78	3.98	4.68	4.37	
	30	1.45	12.52	13.98	13.0	
	40	2.33	28.86	31.2	28.95	
	50	3.46	55.33	58.79	54.47	
ТБН	10	0.31	0.5	0.81	0.8	0.63
	20	0.84	3.58	4.42	4.39	
	30	1.65	11.47	13.12	13.06	
	40	2.78	26.4	29.18	29.08	
	50	4.32	50.55	54.86	54.71	
ТБВК	10	0.3	0.53	0.83	0.8	5.06
	20	0.78	3.79	4.57	4.35	
	30	1.45	12.16	13.61	12.93	
	40	2.33	28.0	30.33	28.78	
	50	3.45	53.65	57.1	54.14	
ТБНК	10	0.31	0.5	0.81	0.8	1.0
	20	0.84	3.59	4.44	4.39	
	30	1.65	11.53	13.17	13.06	
	40	2.78	26.52	29.3	29.08	
	50	4.32	50.80	55.11	54.73	
ТБПВ	10	0.3	0.53	0.83	0.82	0.5
	20	0.78	3.83	4.61	4.58	
	30	1.45	12.32	13.77	13.72	
	40	2.33	28.4	30.74	30.64	
	50	3.46	54.46	57.92	57.77	

Примітки:

N_{КП} – затрати потужності в КП поза бурильними трубами із врахуванням довжини замків;

N_{БТ} – затрати потужності всередині труб із врахуванням висадки;

N_{сум} – сумарні затрати потужності N_{КП} і N_{БТ};

N_{сум*} – сумарні затрати потужності N_{КП} і N_{БТ} без врахування внутрішньої висадки та довжини замків;

Δ_{СЕР} – усереднене процентне відношення N_{сум} до N_{сум*}.

де P_{КП1}, P_{КП}^{ЗАМ}, P_{КП2} – втрати тиску по тілу труби, довжині замка та під час переходу з нього на трубу і навпаки.

Для ламінарного режиму руху бурового розчину в кільцевому просторі відповідні втрати тиску визначаються із наступних залежностей:

$$P_{КП1} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l_{П}}{\beta_{КП} \cdot [K \cdot D_{ДОЛ} - d_{БТ}]}; \quad (7)$$

$$P_{КП2} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l_{min}}{\beta_{КП} \cdot [K \cdot D_{ДОЛ} - d_{max}]}; \quad (8)$$

$$P_{КП}^{ЗАМ} = \frac{4 \cdot \tau_0 \cdot l_{ЗАМ}}{\beta_{КП} \cdot [K \cdot D_{ДОЛ} - d_{ЗАМ}]}, \quad (9)$$

де: K – коефіцієнт кавернозності;

D_{ДОЛ} - діаметр долота;

τ – динамічне напруження зсуву бурового розчину;

d_{max} – діаметр бурильної труби по зовнішній висадці;

β_{КП} – коефіцієнт гідравлічних втрат тиску, визначений через критерій Сен-Венана [1].

Дані залежності відповідають не обсадженої частині стовбура свердловини. Якщо визначати втрати тиску в стволі гірничої виробки, яка закріплена обсадною колоною, то тоді множник K · D_{ДОЛ} необхідно замінити на d_О^{ВН} (внутрішній діаметр обсадної колони).

Якщо режим руху рідини в кільцевому просторі за бурильною колоною не ламінарний, а турбулентний, то тоді для визначення втрат тиску та гідравлічної енергії під час промивання свердловини необхідно використовувати залежності (3-5) тільки з врахуванням кільцевої форми поперечного каналу затрубного простору.

Сумарні затрати гідравлічної потужності під час прокачування промивальної рідини по бурильній колоні визначаються:

$$N_{СУМ} = N_{БТ} + N_{КП} . \quad (10)$$

З метою встановлення величини впливу на втрати гідравлічної потужності під час промивання свердловини не врахованих до сьогодні таких конструктивних параметрів як висадка по тілу труби проведемо розрахунок по запропонованій методиці всіх типів бурильних труб одного з діаметрів. В результаті розрахунку за вихідними даними згідно з табл. 1, при діаметрі долота $D_{\text{дол}} = 0,1905$ м; коефіцієнті кавернозності $K_{\text{кав}} = 1,12$, густині бурового розчину $\rho_{\text{бр}} = 1200$ кг/м³, довжинах труби $L_{\text{ТР}} = 12$ м та бурильної колони в цілому $L_{\text{БК}} = 120$ м при подачі насоса $Q = (10 \div 50) \times 10^{-3}$ м³/с, отримаємо табл. 2.

На основі отриманих результатів зроблено низку висновків щодо затрат гідравлічної потужності у процесі прокачування промивальної рідини по трубах і в кільцевому просторі із незмінним діаметром свердловини, а саме:

Основним поглиначем гідравлічної потужності бурового насоса у процесі промивання свердловини на прикладі бурильних труб є їх внутрішній канал. При цьому найбільша втрата гідравлічної потужності є характерною для труб ТБВ і перевищує відповідне значення на 7.2 % для ТБН, на 6.6 % для ТБНК, на 1.5 % для ТБПВ та на 3.2 % для ТБВК. Тому з точки зору мінімізації енерговитрат, у процесі промивання свердловини найкраще використовувати труби ТБН, які (для заданих параметрів розрахунку) характеризуються меншими втратами тиску, порівняно з іншими.

Нововведенням в аналітичну модель розрахунку гідравлічних втрат тиску доцільно вважати врахування довжин замка по зовнішній частині та внутрішньої висадки в місцях з'єднання труб із відповідним діаметром прохідного каналу, що зумовлює збільшення втрат енергії бурового розчину в процесі промивання свердловини понад 7%.

Запропоноване вдосконалення методики розрахунку гідравлічних втрат тиску під час промивання свердловини є ефективним

Література

- 1 Маковой Н. Гидравлика бурения: Пер. с рум. – М.: Недра, 1986. – 537 с.
- 2 Стетюха Е. И. Гидродинамические расчеты в бурении. – Киев: Техника, 1981. – 115 с.
- 3 Йогансен К.З. Спутник буровика – М.: Недра, 1981. – 200 с.
- 4 Сравнительный анализ гидравлических и прочностных характеристик бурильных труб с наружной и внутренней высадкой / В.С.Гомберг, Ю. А. Жидков, В. Ф. Кузнецов, А. И. Загриценко, Т. А. Жидкова / Нефтепромысловые трубы // Труды ВНИИТнефть. Вып. 10. – Куйбышев, 1978. – С. 44–49.