

3 Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1990. – 348 с.

4 Профили направленных скважин и компоновок низа бурительных колонн / А.Г. Калинин, Б.Д. Никитин, К.М. Солодкий, А.С. Павлихин. – М.: Недра, 1995. – 649 с.

5 Использование естественного искривления при проводке наклонно-направленных скважин / Т.М.Боднарук, В.А.Степанюк, В.О.Белорусов, Я.И.Гирнык // Нефтяное хозяйство. – 1981. – №3. – С. 14-16.

6 Дияк И.В., Семак Г.Г. Предупреждение искривления при бурении нефтяных и газовых скважин в Прикарпатье // Труды ВНИИБТ. – 1971. – Вып. 29. – С. 168-171.

7 Яремийчук Р.С., Семак Г.Г. Обеспечение надёжности и качества стволов глубоких скважин. – М.: Недра, 1982. – 260 с.

8 Фриз И.М. Буріння глибких спрямованих свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – №4. – С. 13-18.

9 Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 272 с.

10 Воевидко И.В. Математическая модель пространственного искривления ствола скважины при бурении неориентированными КНБК с использованием гидравлических забойных двигателей в сложных геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – №12. – С. 10-12.

11 Воевідко І.В. Математична модель просторового викривлення стовбура свердловини при роторному способі буріння неорієнтованими КНБК в складних геологічних умовах // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №2(7). – С. 32-34.

12 Лукьянов В.Т., Александров М.М., Григулецкий В.Г. Выбор оптимальных параметров КНБК с учётом закономерностей искривления скважин // Нефтяное хозяйство. – 1982. – № 11. – С. 26-28.

УДК 622.243.23: 532.5.011.12

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ

<sup>1</sup>І.І.Чудик, <sup>2</sup>С.П.Мелінішин

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 45560  
e-mail: chudotan@ukr.net

<sup>2</sup>Прикарпатське УБР, Івано-Франківська обл., м. Долина, Степана Бандери, 1, тел. (03477) 77500,  
e-mail: xxxtilo@mail.ru

*Представлены результаты экспериментальных исследований процесса углубления скважины на Монастырчанском месторождении. Акцентируется внимание на влиянии расхода бурового раствора на механическую скорость бурения и энергоёмкость процесса промывки скважины. Сделаны выводы по использованию высокопроизводительного процесса промывки скважин.*

*The work contains the results of the experimental research of the process of the drill hole deepening at the Monastyrchansk field. Attention is paid to the impact of the drilling mud delivery on the mechanized drilling rate and on the power intensity of the process of the irrigation of the drill hole. The conclusions are made and the technical guidelines on the usage of the highly productive process of the irrigation of the drill hole are given.*

У процесі буріння свердловини одним із основних чинників збільшення механічної швидкості є якісне і своєчасне очищення гірничої виробки від вибуреної породи за допомогою промивальної рідини. За її недостатньої витрати шлам із вибою свердловини виноситься погано, повторно перемелюється і зумовлює зменшення темпів проходки. Це обґрунтовано низкою наукових і практичних досліджень [1, 4, 5]. Натомість у процесі промивання свердловини за великих подач насоса було встановлено турбулентність та завихрення потоку бурового розчину, що також погано впливає на винесення шламу, затрати енергії і механічну швидкість буріння внаслідок суттєвого збільшення диференційного тиску на вибої, гідралічного опору в кільцевому просторі тощо [3].

На підставі проведених аналітичних і експериментальних досліджень, очевидним є те, що з існуючими конструкціями породоруйнівного інструменту, буровими насосами та бурильними трубами неможливо суттєво збільшити механічну швидкість буріння за рахунок перевитрати гідралічної потужності [3]. Тому на сьогоднішній день у процесі буріння свердловин коригування подачі бурового насоса за показниками механічної швидкості має обґрунтовану необхідність.

Для визначення фактичного впливу витрат промивальної рідини на зміну техніко-економічних показників буріння (ТЕП) свердловини 6-Монастирчани проводилися відповідні дослідження в інтервалах буріння 1953–2200 м та 2200–2252 м. Згідно наведеної схеми конструк-

ції свердловини (рис. 1), експеримент проводився під час буріння першої і другої проміжної колон за діаметрів породоруйнівного інструменту 393,7 та 295,3 мм. Для проведених досліджень застосовувались:

1. Бурильна колона: в інтервалі 1953–2200 м: ОБТ229×100 – 18 м, ОБТ203×90 – 56 м, БТ127×10 – 2126 м; в інтервалі 2200–2252 м: ОБТ229×100 – 24 м; ОБТ203×90 – 143 м; БТ127×10 – 2085 м.

2. Деякі параметри промивальних рідин: в інтервалі 1953–2200 м:

$$\rho_{БР} = 1400 \text{ кг/м}^3, T=45 \div 50 \text{ с};$$

в інтервалі 2200–2252 м:

$$\rho_{БР} = 1750 \text{ кг/м}^3; T=55 \div 60 \text{ с}.$$

3. Осьове навантаження, кутова швидкість обертання долота та коефіцієнт кавернозності для відповідних інтервалів буріння становили:  $P_d=200\text{--}230 \text{ кН}$ ;  $\omega_d=9,42 \text{ с}^{-1}$ ;  $K_{кав}=1,1$ .

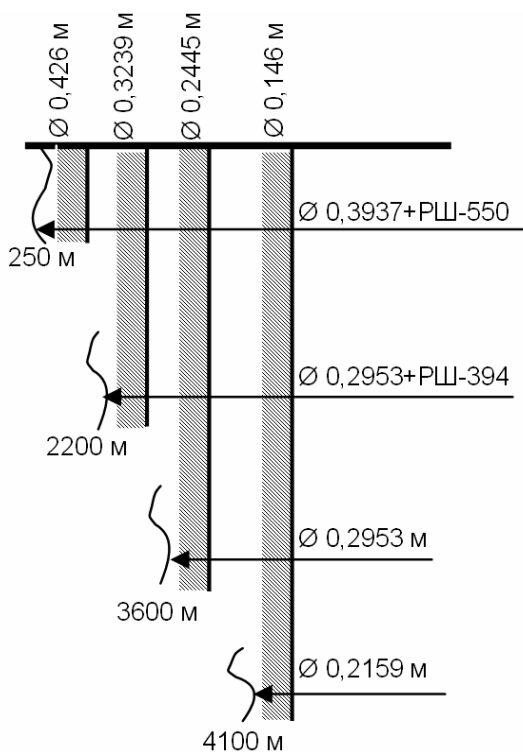


Рисунок 1 – Схема конструкції свердловини 6-Монастирчани

В інтервалах буріння 1953-2200 м та 2200-2252 м проводилися спостереження і реєстрація проходки на долото, механічної швидкості буріння та швидкості висхідного потоку промивальної рідини (табл. 3).

Відповідно до вказаних параметрів за існуючою методикою розрахунку гідравлічної програми промивання [5], проведено визначення втрат тиску в елементах циркуляційної системи  $P_i$  та затрат гідравлічної потужності при цьому:

$$N = K \cdot Q \cdot P_i, \quad (1)$$

де:  $Q$  – подача насоса;

$P_i$  – втрати тиску в елементах циркуляційної системи під час подачі;

$K$  – коефіцієнт використання гідравлічної потужності бурового насоса.

Згідно з даними (табл. 3) сумарна гідравлічна потужність на момент проведення спостережень за процесом промивання свердловини в інтервалах (в однотипному гірському масиві) 1953–2200 м і 2200–2252 м зростає від 681,4 кВт до 791,3 кВт (на 16%) за рахунок часткового збільшення глибини свердловини та промивальної системи долота незважаючи на зменшення подачі насоса з 43,2 до 36,8 л/с. При цьому гідравлічна енергія на один метр проходки в інтервалах 1953–2200 м і 2200–2252 м становила відповідно 2,35 МДж/м та 2,54 МДж/м.

На основі запропонованої методики розрахунку оптимальної витрати промивальної рідини [7] залежно від механічної швидкості буріння, подачі насоса та інших техніко-технологічних параметрів буріння визначено (теоретично) фактичну концентрацію шламу в буровому розчині

$$C = \frac{v_M \cdot f_{ВИБ}}{(v - v_0) \cdot f_{КП}}, \quad (2)$$

де:  $v_M, v, v_0$  – відповідно механічна швидкість буріння, підймання бурового розчину і осідання шламу в затрубному просторі;

$f_{виб}, f_{кп}$  – відповідно площі вибою свердловини і поперечного перерізу кільцевого простору.

$$v_0 = 3 \cdot \sqrt{0,56 \cdot \sqrt{l \cdot (t - b)} \cdot \left( \frac{\rho_{ГП}}{\rho_{БР}} - 1 \right)}, \quad (3)$$

де:  $\rho_{БР}, \rho_{ГП}$  – густина бурового розчину і гірської породи ( $\rho_{ГП}=2800 \text{ кг/м}^3$ ), що розбурюється;

$t$  – максимальний крок зубків шарошки ( $\varnothing_{дол}=393,7 \text{ мм} - t=27 \text{ мм}$ ;  $\varnothing_{дол}=295,3 \text{ мм} - t=22 \text{ мм}$ );

$l$  – висота зубка шарошки ( $\varnothing_{дол}=393,7 \text{ мм} - l=14 \text{ мм}$ ;  $\varnothing_{дол}=295,3 \text{ мм} - l=10 \text{ мм}$ );

$b$  – ширина зубків у площині вибою ( $\varnothing_{дол}=393,7 \text{ мм} - b=12 \text{ мм}$ ;  $\varnothing_{дол}=295,3 \text{ мм} - b=10 \text{ мм}$ ).

В результаті розрахунків за наведеними даними і формулами (2) і (3) отримали, що за  $\varnothing_{дол}=393,7 \text{ мм}$  концентрація шламу в буровому розчині становила 0,11%, а за  $\varnothing_{дол}=295,3 \text{ мм} - C=0,03\%$ . Згідно єдиних технічних правил ведення бурових робіт концентрація шламу в буровому розчині (кільцевому просторі) повинна становити не більше 5% [8]. Зважаючи на це, величини подачі бурового розчину (табл. 3) є суттєво завищеними. Якщо врахувати навіть можливий коефіцієнт наповнення насоса в межах (0,75–0,8) та втрати бурового розчину в різьбових з'єднаннях бурильної колони (до 25%, [9]), подача насоса не мала б в даному випадку перевищувати 0,018 м<sup>3</sup>/с, а це б зумовило (в 3–4,5 рази) зниження затрат енергії на процес промивання свердловини. Тому дані промислового експериментального дослідження показали дійсну практичну перевитрату енергії на процес промивання свердловини за відсутності збільшення ТЕП буріння.

Таблиця 1 – Окремі параметри бурових насосів

Інтервал буріння, м	Тип насоса	К-сть насосів, шт.	Коефіцієнт використання гідравлічної потужності насоса	Діаметр втулок насоса, мм	Подача насоса, м <sup>3</sup> /с	Тиск насоса, МПа
1953-2200	У8 6 МА 2	2	0,77	150	0,0216	16,8
2200-2252				140	0,0184	22,9

Таблиця 2 – Породоруйнівний інструмент

Інтервал буріння, м	Типорозмір долота	Розширювач	Кількість насадок долота, шт.	Діаметр насадок долота (пром. каналів), м
1953-2200	295,3 С-ЦВ	РШ 394	–	0,0517
2200-2252	295,3 Т-ГВ	–	3	0,013

Таблиця 3 – Результати спостереження за процесом поглиблення свердловини

Стратиграфічний підрозділ	Інтервал буріння, м		Проходка на долото, м	Механічна швидкість буріння $V_{\text{мех.}}$ , м/год	Q, м <sup>3</sup> /с
	від	до			
Ворогищенська свита	1953	1961	8	0.27	0.0432
	1961	1965	4	0.21	
	1965	1975	10	0.28	
	1975	1984	9	0.3	
	1984	1991	7	0.21	
	1991	1999	8	0.22	
	1999	2017	18	0.32	
	2017	2025	8	0.25	
	2025	2040	15	0.27	
	2040	2048	8	0.18	
	2048	2064	16	0.36	
	2064	2082	18	0.40	
	2082	2098	16	0.39	
	2098	2102	4	0.17	
	2102	2106	4	0.7	
	2106	2115	9	0.27	
	2115	2121	6	0.25	
	2121	2126	5		
	2126	2137	11	0.3	
	2137	2145	8	0.26	
	2146	2156	11	0.28	
	2156	2163	7	0.23	
	2163	2171	8	0.37	
	2171	2177	6	0.34	
	2177	2190	13	0.26	
	2190	2200	10	0.21	
2200	2206	6			
2206	2219	13	0.24	0.0368	
2219	2230	11	0.35		
2230	2236	6	0.32		
2236	2252	16	0.40		

Таблиця 4 – Затрати гідравлічної потужності в процесі промивання свердловини

Інтервал, м	$N_{\text{ОБТ}}$ , кВт	$N_{\text{ОБТ}}^{\text{КП}}$ , кВт	$N_{\text{БТ}}^3$ , кВт	$N_{\text{БТ}}^{\text{НЗ}}$ , кВт	$N_{\text{БТ}}$ , кВт	$N_{\text{ЗАМ}}$ , кВт	$N_{\text{ОБВ}}$ , кВт	$N_{\text{Д}}$ , кВт	$N_{\Sigma}$ , кВт
1953-2200	26,15	0,42	0,905	5,123	593,2	0.003	31,5	24,07	681,4
2200-2252	47,14	2,44	17,07	0	465,3	0.043	24,3	234,6	791,3
<b>Різниця</b>	1.8	5.8	18.9	–	0.78	1.43	0.77	10.12	1.16

**Примітка:**  $N_{\text{ОБТ}}$ ,  $N_{\text{ОБТ}}^{\text{КП}}$ ,  $N_{\text{БТ}}^3$ ,  $N_{\text{БТ}}^{\text{НЗ}}$ ,  $N_{\text{БТ}}$ ,  $N_{\text{ЗАМ}}$ ,  $N_{\text{ОБВ}}$  – відповідно гідравлічні потужності на подолання опорів в ОБТ, в кільцевому просторі за ОБТ, в закріпленому і незакріпленому кільцевих просторах за бурильною колоною, всередині бурильної колони, у замках бурильних труб, в обв'язці насоса та в долоті.

Відповідно до отриманих результатів, можна зробити такі висновки.

Оскільки спостереження за процесом поглиблення свердловини проводилося без використання глибинного спеціального обладнання, то можна припустити, що зростання механічної швидкості буріння могло бути викликане сумарним ефектом від використання гідромоніторного долота (це підвищило ефективність очищення шарошок від сальників та вибою від шламу), а також зменшення гідравлічних опорів у кільцевому просторі і, відповідно, гідродинамічного тиску в вибійній частині.

Використання гідромоніторного долота спричинило збільшення гідравлічної потужності у разі забезпечення процесу промивання свердловини (на 16%) та питомої витрати гідравлічної енергії на метр проходки (на 8%). За рахунок цієї перевитрати у процесі промивання свердловини при зменшеній витраті промивальної рідини отримано зростання середньої механічної швидкості (з 0.29 до 0.31 м/с) на 4%, що з точки зору енерговитрат і ТЕП буріння є негативним результатом.

### Література

1 Гарумов Г. А., Мустафаєв Н. Б., Матаєв Г. А., Семенякин О. М. Об эффективности очистки скважины при бурении // Изв. ВУЗов „Нефть и газ”. – 1988. – №9. – С. 17–21.

2 Дверій В.П., Марухняк В.М., Євдошук М.І. Стратегія промивання при бурінні свердловини глибиною 6000 м // Технологія будівництва нафтових і газових свердловин та автоматизація виробничих процесів: Зб. наук. праць. – К.: Наукова думка. – 1999. – С. 10–20.

3 Хакімов Л. З., Дверій В. П. Оптимальні витрати промивальної рідини для буріння свердловини долотами діаметром 215.9 мм // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №4. – С. 24–25.

4 Бревдо Р. Д. Проектирование режимов бурения. – М.: Недра, 1988. – 200 с.

5 Промивання свердловини. Відробка доліт. Довідник буріння свердловин в 5-ти томах. Т. 5 / Під ред. М.А.Мислюк, І.Й.Рибчич, Р.С.Яремійчук. – Київ: Інтерпрес, 2005. – 304 с.

6 Регулирование перепада давления в зоне разрушения породы при бурении нефтяных и газовых скважин / В. Б. Штур, М. Р. Мавлютов, Н. М. Филимонов, Р. А. Абдуллин. – М., 1982. – 43 с. – (Обзорная информация // ВНИИОЭНГ; сер. Бурение скважин, вып.20(38)).

7 Чудик І. І., Бабій Р. Б. Оптимальна подача на вибій при бурінні свердловини свердловини // Нафтова енергетика. – №3(4). – 2007. – С. 71–75.

8 Лігоцький М. В. Оптимальні швидкості у кільцевому просторі для винесення вибуреної породи // Нафтова і газова промисловість. – №4. – 2002. – С. 24–25.

9 Янтурин А. Ш. Предупреждение аварий с колоннами бурильных труб. (Обзорная информация / ВНИИОЭНГ; сер. Строительство скважин, вып.7). – 1989. – 52 с.