

випускники газонафтопромислового факультету); випускники факультету нафтогазопроводів магістри Івоняк А.С. та Погорелов С.В. працюватимуть у філії “Придніпровські магістральні нафтопроводи”, а Сокольський В.В. та Худецький Б.Б. – в ДАТ “Чорноморнафтогаз”.

Слід зауважити, що молоді фахівці, які направляються на галузеві підприємства, забезпечуються високими заробітними платами, житлом, в колективах їм створюють сприятливі умови для адаптації на підприємстві. Тому з року в рік поліпшується ситуація з конкурсом

при вступі до університету, доїздом випускників до місць призначень та їх закріпленістю на підприємствах.

Випускники університету, працюючи на підприємствах нафтогазового комплексу як досвідчені фахівці або ж обіймаючи керівні посади, створюють добрий авторитет своєму університетові. Отож, існує впевненість у тому, що і нинішнє молоде поповнення кадрів, яке вже і серпня приступить до роботи на підприємствах галузі, продовжить ці славні традиції.

УДК 622.241

ОСНОВНІ НАПРЯМКИ ЕНЕРГОЗБЕРІГАЮЧОЇ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ ГЛИБОКИХ СВЕРДЛОВИН НА ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКІЙ ЗАПАДИНІ

В. В. Дячук, В. І. Гальченко

УкрНДІгаз, 61125, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (0572) 213755, 200219

e-mail: it11266@online.kharkov.ua

Полтавське ВБР, 36016, м. Полтава, вул. Радянська, 12, тел. (0542) 79363

В статье рассмотрены направления по повышению скоростей бурения глубоких скважин, приведена технология бурения, обеспечивающая экономию энергоносителей. В статье изложены три этапы бурения скважин глубиной 5000–5500 метров. Показано, что уменьшение диаметра, переход на новые конструкции позволяет не только повысить скорости бурения, но и сэкономить материалы — трубы, цемент, химреагенты на 20–25% на 1 метр проходки и снизить затраты энергоносителей на 30%.

The trends on increasing deep well drilling rate are considered in the article as well as the drilling technology which provides energy carriers economy. Three stages of drilling wells in a depth range of 5000 to 5500 m are described. It is shown that diameter decrease and the change-over to new constructions permit to increase drilling rate and to save materials — pipes, cement, chemical reagents by 20-25% per 1 m of hole-making and to reduce the expenditures of energy carriers by 30%.

Для буріння глибоких свердловин на нафту і газ витрачається 70% всіх матеріальних, грошових і енергетичних ресурсів нафтогазовидобувної галузі.

Загальні сумарні витрати потужності (дизельних і електроприводів) на будівництво свердловини можна описати такою формулою:

$$N = N_{\text{мон}} + N_{\text{руй}} + N_{\text{об}} + N_{\text{пром}} + N_{\text{сно}} + N_{\text{кр}} + N_{\text{випр}}, \text{ кВт} \quad (1)$$

де: $N_{\text{мон}}$ – витрати електроенергії, дизпалива при монтажних роботах;

$N_{\text{руй}}$, $N_{\text{об}}$, $N_{\text{пром}}$ – витрати потужності (електроенергії, дизельних і електроприводів) при бурінні свердловини (руйнування породи, обертання бурильної колони, промивання свердловини);

$N_{\text{сно}}$ – витрати потужності (електроенергії, дизельних і електроприводів) при спуско-підймальних операціях для заміни породоруйнівного інструменту;

$N_{\text{кр}}$ – витрати потужності на кріплення свердловини;

$N_{\text{випр}}$ – витрати потужності (електроенергії, дизельних і електроприводів) при випробуванні горизонтів на наявність продукції, викликів притоку і т.п.

Якщо оцінити всі витрати потужності в 100 одиниць, то на руйнування породи, обертання бурильної колони, промивання свердловини і спуско-підймальні операції припадає 85 одиниць витрат електроенергії, дизпалива. Тому всю основну увагу при створенні нової техніки і технології необхідно сконцентрувати на останніх трьох операціях, враховуючи складові елементи, які наповнюють і від яких залежить ефективність процесу заощадження ресурсів, енергоносіїв [1].

В технологічному плані з урахуванням формули за витратами потужності на руйнування породи

$$N_{\text{руй}} = k \cdot f \cdot d_{\text{дол}} \cdot H \cdot V_{\text{м}}, \text{ кВт} \quad (2)$$

де: k – коефіцієнт, що враховує умови руйнування породи;

f – коефіцієнт буримості порід;

$d_{\text{дол}}$ – діаметр свердловини за долотом, м;

H – глибина свердловини, м;

V_M – механічна швидкість буріння, м/год.

В даній формулі основним фактором, який залежить від виконавців робіт, є V_M – функція від осевого навантаження на долото, частоти його обертання, типу породоруйнівного інструменту, параметрів промивальної рідини, диференційного тиску, величини витрат промивальної рідини і т.д. Тут необхідно розробляти і використовувати ефективні методи руйнування порід на вибої, зменшувати об'єми породи, яку треба руйнувати, застосовувати якісні параметри промивальних рідин.

Для збільшення V_M розробляється і впроваджується технологія відпрацювання тришарошкових доліт при оптимальних частотах їх обертання і осевих навантаженнях на породоруйнівний інструмент, які забезпечують руйнування породи в об'ємному режимі. Частота обертання тришарошкових доліт визначається на ПЕОМ за спеціальною програмою з урахування таких факторів: фізико-механічних властивостей порід (твердість по штампу, коефіцієнт пластичності, абразивність); конструкції і діаметра долота; конструкції низу бурильної колони; кривизни свердловини; параметрів промивальної рідини і т.д.

Впровадження такої технології сприяє створенню найкращих умов для ефективного руйнування породи, виключає низькочастотні коливання низу бурильної колони, запобігає руйнуванню її елементів по різьбових з'єднаннях. Технологія відпрацьовувалась на 23 свердловинах в інтервалі глибин 900-5500 м. В усіх випадках механічна швидкість буріння збільшилася на 25%, не зафіксовано поломок елементів низу бурильної колони. Ця технологія дає змогу економити 17% електроенергії та дизпалива на кожен метр проходки.

Наступним важливим чинником заощадження енергоносіїв є зменшення потужності на обертання бурильної колони. Відомо, що

$$N_{об} = c \cdot \rho \cdot d_n^2 \cdot l \cdot n^{1,7}, \text{ кВт} \quad (3)$$

де: c – коефіцієнт, що враховує кривизну свердловини;

ρ – густина промивальної рідини, кг/м³;

d_n – зовнішній діаметр бурильних труб, м;

l – довжина бурильної колони (глибина свердловини), м;

n – частота обертання стола ротора (долота), с⁻¹.

Для зменшення витрат потужності на обертання ротора розробляються і впроваджуються безопорні, рівні за діаметром з обважненими бурильними трубами, елементи КНБК, які дають змогу проводити вертикальні свердловини, застосовуються типи, рецептури промивальних рідин з пониженою густиною і мінімальним вмістом твердої фази. За матеріалами буріння свердловин в Шебелинському відділенні бурових робіт в інтервалі 500–3500 м одержано збільшення швидкості буріння в 1,3 рази, на 1 м проходки заощаджується 25 кг дизпалива.

На наш погляд, суттєва економія енергоносіїв може бути досягнена при впровадженні ефективних технологій буріння свердловин глибиною 5-6 тис. м, якщо розділити її на 3 складові етапи.

I етап: буріння свердловини в інтервалі 200(300) – 2500(3000) м: застосовується роторний спосіб буріння, промивальні рідини з мінімальною густиною і твердою фазою, вибір доліт відповідно до властивостей порід, оптимальної частоти обертання долота, осеві навантаження на долото, що забезпечують об'ємне руйнування породи. На сьогодні у різних структурних підрозділах нафтогазового комплексу пробурено понад 30 свердловин. Одержані такі результати: проходка на долото знаходиться на рівні 150 м, механічна швидкість буріння 4-5 м/год, комерційна швидкість — 1000 м/ст.м, що в 2 рази більше, ніж до впровадження нових технологій. Буріння нових свердловин з такими показниками дасть змогу суттєво підвищувати швидкості буріння, заощаджувати енергоносії.

II етап: буріння свердловини в інтервалі 2500(3000) – 4200(4500) м: застосовується турбінний спосіб буріння з підбором необхідної частоти обертів долота, промивальні рідини з відповідними параметрами для складних геологічних розрізів; породоруйнівний інструмент типу ІНМ, РДС; можливе використання тришарошкових доліт з герметизованими маслonaпівненими опорами.

Впровадження такої технології ще в 70-х роках на Дніпровсько-Донецькій западині (Комішнянське, Клінено-Сарське, Опішнянське, Котелевське родовище та ін.) дало змогу одержувати проходку за рейс 70 м, механічну швидкість буріння в 1,0-1,25 м/год, комерційну швидкість буріння 550 м/ст.м.

III етап: в інтервалі 4200(4500) – 5000(5500) м (під експлуатаційну колону): застосовується комбінований спосіб буріння: роторний з тришарошковими долотами з закритою герметизованою опорою при оптимальних частотах обертання, осевому навантаженні на долото P_D із розрахунку 8-9 кН на 1 см діаметра долота; циклічна промивка свердловини, при якій в основний час витрати промивальної рідини визначаються за величиною механічної швидкості буріння і діаметра долота [2, 3].

Наприклад, при механічній швидкості буріння 1 м/год долотом діаметром 215,9 мм витрати промивальної рідини повинні бути на рівні 12-13 л/с проти 18-24 л/с. Така технологія, враховуючи, що гідравлічна потужність залежить від витрат промивальної рідини і перепаду тиску, дасть змогу зменшити її на 30-40%, тиск зменшиться на 20%, а механічна швидкість буріння збільшиться на 15-20%. У цьому інтервалі роторний спосіб необхідно застосовувати в абразивних породах, а в неабразивних — турбінний: двигун — ЗТСШ-172 або гвинтові двигуни Д2М-172(165) в комплекті з долотами ІНМ, РДС відповідного діаметра.

Заощаджувати енергоносії та матеріальні ресурси можна також шляхом зменшення об'єму зруйнованої породи

$$N_{пор} = 0,785 \cdot D^2 \cdot H,$$

де: D – діаметр свердловини, м;
 H – глибина свердловини, м.

У цьому випадку можна змінювати діаметр свердловини в бік його зменшення, що призведе до економії енергоносіїв, збільшення швидкості буріння.

Досвід буріння свердловин зменшеного і малого діаметра був накопичений ще в 60-ті роки у складних умовах Північного Кавказу, Баку. Свердловини Карабулак, Малгобек, Хаян-Корт досягли глибин 4500м, останній інтервал розбурювався долотом діаметром 140 мм. Тут спускали обсадну колону із зазорами 12–13 мм. Практика дослідження і експлуатації таких свердловин не мала труднощів. У свердловини спускалися 89-мм “хвостовики” із насосно-компресорних труб. Дебіт нафти зі свердловин був на рівні 75 тонн, газу – до 1 млн. м³ за добу.

До початку 90-х років найглибшою свердловиною малого діаметра була свердловина в США — Кіллан А1, вибій 5945 мм.

На родовищі Катус (США) пробурено 30 свердловин, які закінчені при вибої 5000 м із спуском в 140-мм “хвостовик” 114-мм експлуатаційної колони.

На Дніпровсько-Донецькій западині, основному нафтогазовидобувному регіоні України, де щорічно буриться понад 150 свердловин, в 1991-92 рр. ряд свердловин на Савенковській, Рудовській, Полтавській, Розпашновській, Бакумовській площах були закладені за конструкцією 324мм×245мм×168мм×140мм глибиною 5-6 тис. метрів. Свердловини 1 Савенківська досягла вибою 5560 м, 10 Рудівська — 5206 м, 18 Рудівська — 5919 м, 2 Північно-Яблунівська — 5454 м. В усіх цих свердловинах були спущені потайні колони діаметром 168 мм, а закінчувалися вони долотами діаметром 138,1 м. Порівняльні показники роботи доліт по свердловинах 2,3 і 18 Рудівські наведені в таблиці 1. При застосуванні породоруйнівного інструменту діаметром 138,1мм механічна швидкість буріння була в 2 рази більшою.

Потайні колони діаметром 168 мм були

Таблиця 1 — Результати роботи алмазних доліт діаметрів 163,5 і 138,1 мм

№ свердловини	Інтервал, м	Типорозмір доліт	Проходка, м	Кільк. довбань, шт.	Час мех. буріння, год.	Показники роботи доліт	
						проходка на довбання, м	мех. швид. буріння, м/год
18 Рудівська	5090–5902	ІНМ 138,1с	341	8	900	20,8	0,41
		ІНМ 138,1/52с	481	31	1095		
		Всього:	812	39	1995		
2 Рудівська	5021–5814	ІНМ 163,5с	639	31	2767,5	18,6	0,22
		ІНМ 163,5/67	163	12	796		
		Всього:	802	43	3563		
3 Рудівська	5024–5860	ІНМ 163,5т	400	17	1486	19,4	0,21
		ІНМ 163,5с	183	4	556		
		ІСЗГАУ	14	1	19		
		ІНМ 163,5/67Т	70	6	365		
		ІНМ 163,5/67СТ	169	16	1462		
		Всього:	836	44	3888		

Таблиця 2 — Витрати основних матеріалів по свердловинах

Показники	Одиниця виміру	Свердловини		
		101 Суходільська – закінчувалась діаметром 215,9 мм	2 Рудівська – закінчувалась діаметром 163,5 мм	18 Рудівська – закінчувалась діаметром 138,1 мм
1. Витрати глини і хімрегентів	кг/м	212,0	189,5	181,3
2. Витрати обсадних труб	кг/м	118,6	88,5	80,3
3. Витрати цементу	кг/м	84,1	44,5	40,4
4. Витрати дизпалива, мастил	кг/м	572,7	516,7	490,8

складені із обсадних труб груп міцності Е і Л з товщиною стінок 8,9-10,6 мм вітчизняного виробництва.

Для буріння застосовувалися долота ІНМ 138,1с і буроголовки ІНМ 138,1/52С. Керн відбирали керновідбірним комплектом СКУ 122/52. Винос керна становив 60%. Над долотом використовувалися ОБТ 120 мм Сумського виробничого об'єднання, попередньо розточені до діаметра 114 мм. Діаметр бурильних труб — 73 мм типу ПК з прохідним каналом 51-54 мм. Довжина ОБТ — 135-138 м. Режими буріння: $P_D = 40-70$ кН; $Q = 10-11$ л/с; $n = 50-65$ об/хв; $P_H = 12-15$ МПа. Густина промивальної рідини — 1460 кг/м³.

Основні витрати матеріалів по свердловинах 2, 18 Рудівська, які закінчувалися діаметром 163,5 і 139,1 мм порівняно з діаметром 215,9 мм (свердловина 101 Суходільська), наведені в таблиці 2.

На сьогоднішньому рівні, тобто на першому етапі, пропонується перехід на конструкцію свердловин на 1" (25,4 мм) менше, тобто замість конструкції 426мм×324мм×245мм×168-140мм перейти на конструкцію 324мм×245мм×194мм×140-114мм. Після накопичення досвіду, переснащення галузі перейти в окремих випадках на закінчення свердловин діаметром 163,5-152 мм, а відтак на 140 мм.

При глибині свердловини 5500 метрів економія матеріальних ресурсів становитиме на 1 м проходки: глини і хімреагентів — 23 кг; металу — 25 кг; цементу — 30 кг; дизпалива — 50 кг.

В грошах економія складає 1,5 млн. грн. на одну свердловину.

Результати, наведені в табл. 2, засвідчують високу рентабельність буріння свердловин малого діаметра.

Поряд з одержаним позитивним результатом буріння перших свердловин малого (138,1 мм) діаметра — зростання технічних показників роботи породоруйнівного інструменту, економія хімреагентів, цементу, обсадних труб, енергоносіїв мають місце негативні моменти. До них, в першу чергу, необхідно віднести великий ступінь ризику в успішному закінченні повного циклу будівництва свердловини.

Застосування ефективних оптимальних технологічних процесів буріння свердловин, перехід на конструкції свердловини зі зменшенням діаметрів колон на один розмір уже найближчим часом уможливить суттєве збільшення швидкості буріння, заощадження матеріалів і енергоносіїв.

Література

1. Дверій В.П., Буняк Б.Т., Бойко П.Я. та ін. Ресурсозберігаюча технологія буріння глибоких свердловин на нафту і газ // Зб. тез доп. VIII Міжнар. конф. "Ресурсоенергозбереження у ринкових відносинах". — К., 2001. — С. 26-27.

2. Марухняк В.М. Буріння свердловин малого діаметру // Нафт. і газ. пром-сть. — К., 1996. — № 4. — С. 17-19.

3. Дверій В.П., Істомін Р.С. Підвищення показників буріння глибоких свердловин за рахунок запобігання поздовжніх коливань низу бурильної колони // Нафта і газ України: Зб. наук. праць: Матер. 6-ої Міжнар. конф. — Івано-Франківськ, 2000. — Том 2. — С. 96-97.

XVI Губкінські читання

“Розвиток нафтогазової геології — основа зміцнення мінерально-сировинної бази”

м. Москва (Російська Федерація)
20-22 грудня 2002 р.

Оргкомітет конференції

Каламкаров Л.В.

РГУ нафти і газу ім. І.М.Губкіна
Ленінський провулок, 65
119991, ГСП-1, м. Москва, Росія

Тел.: (095) 1358526, 9309342, 1358646

Факс: (095) 1358895, 1357916

E-mail: top@vandex.ru

Тематика конференції

- Розвиток теорії та методів прогнозування нафтогазоносності надр
- Удосконалення пошуково-розвідувального процесу: проблеми оптимізації керування
- Нові напрямки в нафтогазовій геології
- Сучасні проблеми розвідувальної геофізики
- Геофізичні інформаційні системи
- Геоекологія