



УДК 622.245

ПРО КОНТРОЛЬ РІВНЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ В СВЕРДЛОВИНІ В ПРОЦЕСІ ПІДНІМАННЯ ТРУБНОЇ КОЛОНИ

І.В Костриба , В.О. Клицюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727181

Важливим чинником попередження флюїдопроявлень є контроль за рівнем бурового розчину у свердловині в процесі виконання спуско-підіймальних операцій. При підніманні трубною колоною свердловини необхідно доливати і водночас контролювати відповідність об'єму долитого бурового розчину об'єму металу піднятих труб. Під час спускання трубною колоною у свердловину аналогічно необхідно контролювати об'єм витісненого трубами бурового розчину. Зниження рівня бурового розчину у свердловині порушує встановлену вимогу фонтанної безпеки величину репресії на напірний пласт, що може викликати поступлення флюїду в ствол свердловини, а потім газонафтопроявлення.

Вітчизняна та зарубіжна практика бурових робіт свідчить, більше 50 % флюїдопроявлень відбувається із-за порушень вимог фонтанної безпеки в процесі виконання спуско-підіймальних операцій. Тому питання підвищення якості контролю за рівнем бурового розчину в свердловині є досить важливим.

Правилами безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України регламентується доливати свердловину з допомогою ємності розміщеної таким чином, щоб забезпечити дискретний самодолив за рахунок різниці геодезичних рівнів устя свердловини і доливної ємності. Причому об'єм доливної ємності повинен бути на 20-30% більшим максимального об'єму металу трубною колоною, знаходиться у свердловині. За такою схемою обладнана переважна більшість свердловин бурових підприємств України. Контроль процесом доливу свердловини здійснюється шляхом порівняння необхідного розрахункового об'єму доливу з реально долитим. Для визначення розрахункового об'єму доливу свердловини бурова команда користується відповідними графіками або таблицями.

На даний час не обґрунтована і не регламентована відповідними документами періодичність доливу свердловини в процесі піднімання трубною колоною. Опитування фахівців бурових підприємств показує, що свердловину доливають зазвичай після підняття кожних 4-5 свічок бурильної колоною при їх номінальній довжині 36 м.



Зазначена технологія доливу свердловини має суттєвий недолік. Вона базується лише на визначенні необхідного об'єму доливу і не пов'язана з контролем репресії на пласт, яка зменшується внаслідок пониження рівня бурового розчину при підніманні бурильної колони. Крім того, не враховуються геометричні параметри перерізу ствола свердловини (зовнішній і внутрішній діаметри бурильної колони, внутрішній діаметр обсадної колони). Як наслідок, немає відповіді на питання скільки труб можна підняти із свердловини без її доливу, виходячи з вимог фонтанної безпеки.

Нами зроблена спроба обґрунтувати періодичність доливу свердловини, іншими словами визначити яку максимальну кількість труб можна підняти із свердловини без її доливу, зберігаючи при цьому необхідний рівень репресії на пласт.

Запропонована методика розрахунку базується на вимогах «Правил безпеки в нафто-газовидобувній промисловості України» щодо нормативних значень репресії на пласт при бурінні нафтогазових свердловин (табл. 1). В американській практиці вважається достатньою для попередження флюїдопроявлення репресія рівною 0,7...1,4 МПа. Розрахунок проводиться за умови, що в процесі піднімання бурильної колони репресія на пласт, внаслідок зниження рівня бурового розчину в свердловині, не повинна виходити за межі нормативних значень (табл. 1).

Таблиця 1 – Нормативні значення репресії на пласт

Глибина свердловини, м	Репресія на пласт, МПа	
	% від пластового тиску	не більше, МПа
до 1200	10-15	1,5
1200-2500	5-10	2,5
понад 2500	4-7	3,5

Отримана розрахункова формула для визначення мінімальної частоти доливу свердловини в процесі піднімання бурильної колони (свердловину необхідно обов'язково доливати після підняття кожних z труб).

$$z = \frac{R \cdot \rho_m \cdot S}{\rho_p \cdot g \cdot m}, \quad (1)$$

де R – реальна репресія на пласт, МПа;

ρ_m – густина матеріалу труб ($\rho_m = 7850$ кг/м³);

S – площа горизонтального перерізу ствола свердловини, заповненого буровим розчином, м²;



- ρ_p – густина бурового розчину, кг/м^3 ;
 g – прискорення вільного падіння м/с^2 ;
 m – маса одної труби, кг .

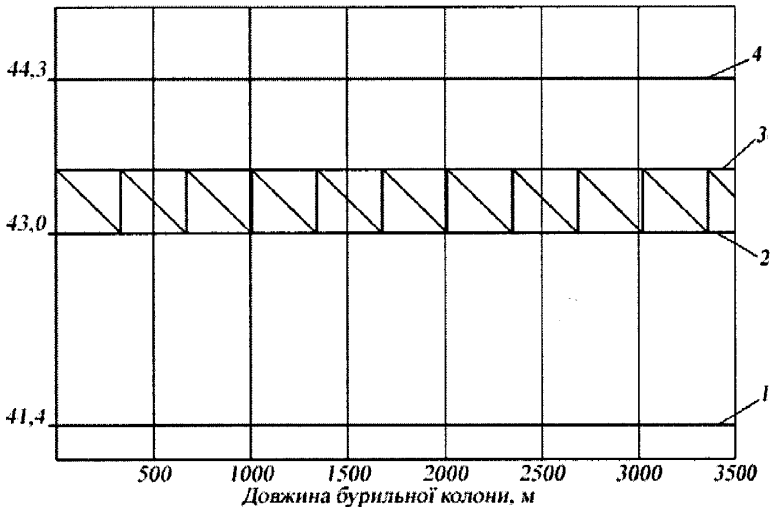
Алгоритм розрахунку мінімальної частоти доливу свердловини в процесі піднімання бурильної колони полягає в наступному:

1) Використовуючи величину пластового тиску, глибину залягання пласта, згідно рекомендацій (табл. 1) визначаємо мінімальне та максимальне значення репресії на пласт, а також відповідні значення вибійного тиску.

2) Розраховуємо реальне значення вибійного тиску та репресії на пласт, знаючи дійсну густину бурового розчину. Логічно, що реальна репресія повинна знаходитися в полі її нормативних значень.

3) За формулою (1) визначаємо мінімальну частоту доливу свердловини.

На рис. 1 зображено схематично результати розрахунку періодичності доливу свердловини.



1 – пластовий тиск; 2, 4 – вибійні тиски, що відповідають нормативній репресії; 3 – реальний вибійний тиск у свердловині

Рисунок 1 – Мінімальна частота доливання свердловини в процесі піднімання бурильної колони типорозміру 127 x 9,2

Для прикладу прийняті такі необхідні для розрахунку дані:

- типорозмір обсадної колони – 245x10;
- типорозмір бурильної колони – 127x9,2;



- пластовий тиск – 41,4 МПа;
- густина бурового розчину – 1200 кг/м³;
- нормативне значення репресії на пласт – (4...7) % від величини пластового тиску.

Отримані результати мають інженерно-практичне значення і можуть бути використані для розроблення відповідного нормативно-технічного документу.

УДК 622.248.6 : 621.318.2

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕМПЕРАТУРИ НА ПАРАМЕТРИ МАГНІТНИХ СИСТЕМ ЛОВИЛЬНИХ ПРИБОРІВ

Т. Л. Романишин

*ІФНТУНГ, 76019, м. ІваноФранківськ, вул. Карпатська, 15,
тел. (0342) 727181 e-mail: tarasromanushun@gmail.com*

Під час експлуатації на значних глибинах магнітні ловильні пристрої піддаються впливу високих температур. Як відомо, параметри постійних магнітів змінюються внаслідок дії зовнішніх умов. Тому важливо встановити вплив високих температур на характеристики магнітних систем і визначити верхню межу їх використання.

В магнітних системах ловильних пристроїв доцільно використовувати рідкісноземельні неодимові магніти [1]. Проте вони мають порівняно низьку максимальну робочу температуру – від 80 °С до 200 °С. За її перевищення внаслідок магнітної нестабільності відбуваються незворотні зміни, які можна усунути лише повторним намагнічуванням магніту. Зворотні зміни властивостей магнітів мають місце в межах робочої температури і визначаються температурними коефіцієнтами магнітної індукції та коерцитивної сили. Окрім того, зворотні зміни магнітного поля залежать від конструкції системи, а також співвідношень розмірів її елементів [2].

Постійні магніти є складовими частинами магнітних систем, тому їх розмагнічувальний чинник зменшується і незворотні втрати магнітного потоку виникатимуть за вищих температур. Визначити конкретні значення температур, за яких з'являються незворотні зміни, можна лише в процесі експериментальних досліджень ловильних пристроїв.

Температурні коефіцієнти зміни магнітної індукції α , коерцитивної сили β для магнітів Nd-Fe-B від'ємні та становлять $-(0,08-0,12) \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ і $-(0,55-0,65) \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ згідно [2]. Отже, підвищення температури буде призводити до зменшення магнітних параметрів системи.