

ДО ПИТАННЯ ОПТИМІЗАЦІЇ ПРОСТОРОВОЇ АРХІТЕКТУРИ СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ

Б.А.Тершак, М.М.Величко, Є.М.Ставичний, С.А.П'ятківський

Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ "Укрнафта",
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2, тел/факс: (03422) 776140,
e-mail: admin@ndpi.ukrnafta.com

Розглянуто вплив просторової архітектури стовбура свердловини на роботу насосних штанг. Проведено розрахунок додаткових зусиль, викликаних тертям насосних штанг для різних типів похило-спрямованих свердловин. Проаналізовано та обґрунтовано вибір оптимальних типів профілів для споруджування свердловин на Бугруватівському родовищі.

Ключові слова: свердловина, профіль, насосна штанга, сили тертя.

Рассмотрено влияние пространственной архитектуры ствола скважины на работу насосных штанг. Проведен расчет дополнительных усилий, которые вызваны трением насосных штанг для различных типов наклонно-направленных скважин. Проанализирован и обоснован выбор оптимальных типов профилей для сооружения скважин на Бугруватовском месторождении.

Ключевые слова: скважина, профиль, насосная штанга, усилия трения.

Influence of three-dimensional architecture of well bore on work of pumping rods is considered. The calculations of additional forcing, which are caused by frictional force of pumping rods for the different types of directional wells, are carried out. The choice of optimum types of profiles for wells building on Bugruvativ field is analyzed and grounded.

Keywords: well, profile, pumping rod, frictional force.

В останні роки для нафтогазовидобувних підприємств України є характерним збільшення обсягів похило-спрямованого і горизонтального буріння, сумарна частка яких у загальній проходці становить 85-90%. Це зумовлено як зміною структури форм власності, а, відповідно, і проблемами із землевідведенням для монтажу бурових верстатів, необхідністю проведення бурових робіт на території зі складним рельєфом, так і необхідністю оптимізації розробки родовищ нафти і газу.

Зазвичай профіль похило-спрямованої свердловини (ПСС) на етапі проектування вибирають і реалізують, в першу чергу, з умови мінімізації затрат часу і засобів для безпечення свердловини до проектної глибини доведуться яких ускладнить, забезпечивши необхідну якість виконаних робіт для тривалої та безаварійної експлуатації свердловини.

Так, більшість зарубіжних компаній надає перевагу застосуванню дво- та триінтервальних типів профілів, що дозволяє, порівняно з п'ятиінтервальними, мінімізувати сили опору під час переміщення колони труб у свердловині (зменшення загального зусилля на гаку на 20-25%) та зменшувати крутний момент в процесі поглиблення, що для глибоких свердловин є надзвичайно важливим. Іншою важливою перевагою дво- та триінтервальних профілів є можливість входження в продуктивний горизонт під кутом, що забезпечує збільшення площі дренивання. Так, при входженні під кутом 30° площа дренивання пласта-колектора збільшується на 15-20%, а при куті входження 60° – на 90-110%, що, в свою чергу, викликає значне зростання коефіцієнта нафтовилучення.

На родовищах ВАТ „Укрнафта” більш характерним є застосування п'ятиінтервального типу профілю, який передбачає наявність двох вертикальних ділянок і ділянок набору, стабілізації та падіння кривизни. Як правило, його використовують при одночасній експлуатації кількох продуктивних горизонтів [1].

Слід зазначити, що враховуючи порівняно високу складність та вартість споруджування ПСС, дуже важливим є вчасне виявлення та зменшення різноманітних ризиків, пов'язаних як з проблемами успішного будівництва, так і досягнення проектних параметрів розробки родовищ і показників видобутку. У зв'язку з цим особливо гостро постає питання впливу просторової архітектури свердловини на роботу нафтопромислового обладнання.

Аналіз фонду нафтовидобувних свердловин ВАТ „Укрнафта” за 2006-2008 рр. свідчить, що частка свердловин, які працюють з допомогою штангової глибинної насосної установки (ШГНУ), становить від 52% до 56%.

Нижче проаналізовано вплив просторової архітектури стовбура свердловини на роботу насосних штанг на прикладі Бугруватівського родовища, яке є одним з найбільш перспективних нафтових родовищ на території України. Останнє розташоване у межах Охтирського виступу фундаменту північної прибортової зони центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. Продуктивні горизонти належать до візейського (В-14, В-16, В-17, В-18, В-20, В-21, В-22), турнейського (Т-1) ярусів нижньої карбону і фаменського (Д-9) ярусу верхнього девону в інтервалі глибин 3234-3984 м.

Таблиця 1 – Умови виникнення поломок штанг у свердловинах Бугруватівського родовища за 2007 р.

Номер свердловини	Вибій свердловини	Тип профілю	Макс. зенітний кут, град	Відхід вибою від устя, м	Глибина встановл. насоса, м	Глибина пориву штанг
9	4545	верт	3°	не визнач.	2099	*
27	3952	верт	2° 45'	не визнач.	1825	24; 1124
28	3450	верт	3°	не визнач.	1788	1700
50	3605	верт	3°	не визнач.	2203	*
72	3710	верт	1° 30'	не визнач.	1832	*
94	3410	верт	2°	не визнач.	1357	848
102	3640	верт	2° 45'	не визнач.	2270	*
105	3630	ПС	12° 45'	181	2250-2261	438; 49; 380; 152; 380
133	3709	верт	3° 15'	не визнач.	2102	3
303	3968	ПС	13°	256	2493	2469
312	3959	ПС	12°	270	2504	376
326	3865	верт	1°	не визнач.	2154	1980
327	3870	верт	2° 30'	не визнач.	2293	*
419	3632	верт	3° 15'	не визнач.	2200	263; 3
421	3629	верт	2°	не визнач.	2056	*
427	3652	ПС	12° 30'	235	2071	1945; 1918
459	3650	ПС	13° 30'	319	2243	66
476	3652	ПС	12° 15'	306	1983; 1973	1903; 1933
502	3840	ПС	12°	259	2194	*
504	3870	ПС	21° 30'	529	2044	*, *
506	3624	ПС	18° 30'	507	2200	343; 343; 360; 360; 375; 325
513	3615	ПС	17° 30'	293	2299	2283
548	3600	ПС	11° 45'	278	1797	*

Примітка: * – порив полірованого штока

ШГНУ на Бугруватівському родовищі працюють у складних умовах: їх експлуатація в похило-спрямованих свердловинах та присутність високомінералізованої пластової води створюють передумови пориву штанг. Так, протягом 2007 р. на 23 свердловинах мали місце 37 поривів штанг (табл. 1).

Як бачимо, 62,2% пошкоджень відбувались у 11 похило-спрямованих, а решту – в 12 умовно-вертикальних свердловинах. Причому, у першому випадку кількість пошкоджень на одну свердловину була майже у два рази більшою.

Однією з причин такої ситуації є виникнення додаткових зусиль, зумовлених проявом сил тертя при роботі у похило-спрямованих свердловинах [2]. Для їх оцінювання використано методику професора Александрова М.М. [3] з урахуванням таких вимог:

- штанговий глибинний насос установлюють тільки в умовно-вертикальній ділянці ПСС;
- глибина розміщення насоса повинна бути не менше 2200 м (по вертикалі);
- максимальну інтенсивність набору кривизни для усіх типів профілів прийнято 0,5° на 10 м, а спаду – 0,3° на 10 м.

Розрахунок додаткових зусиль (F) здійснено на основі функціональної залежності:

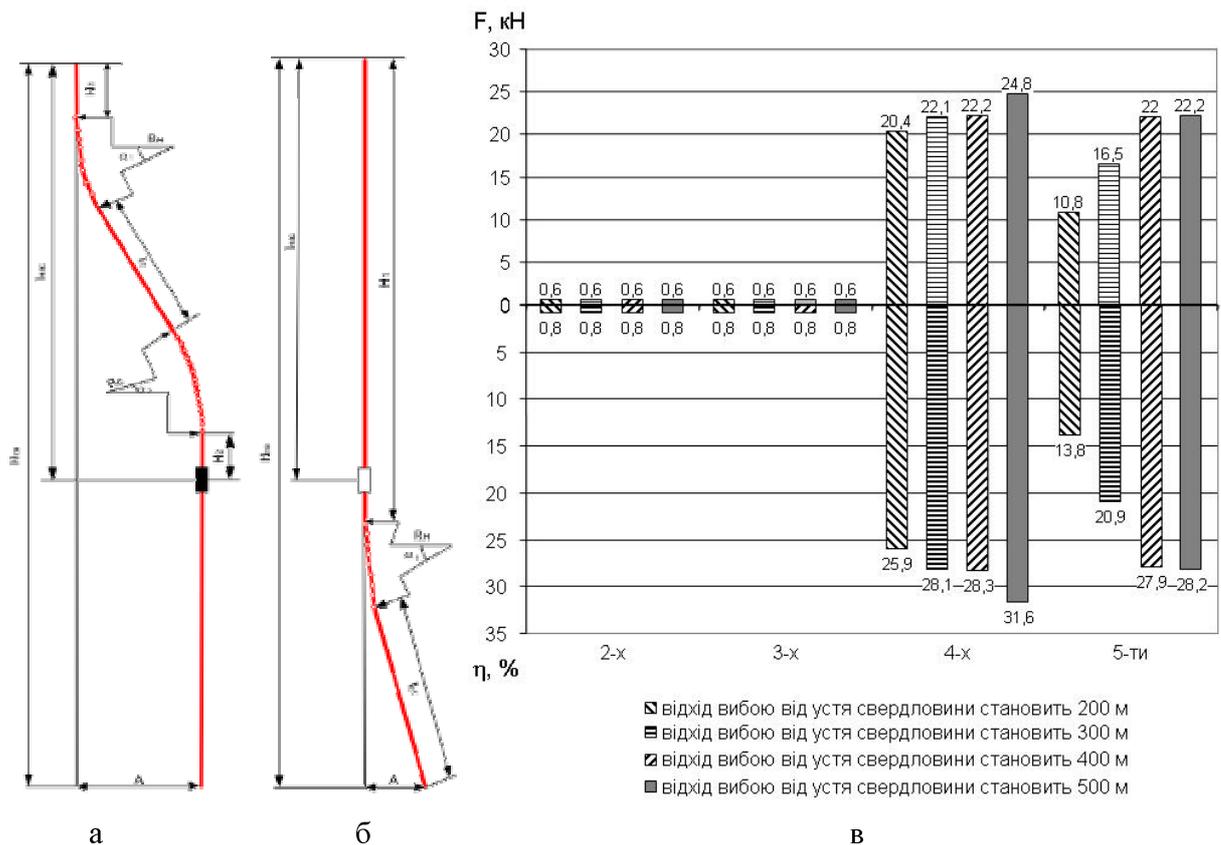
$$F = f(\psi, h, \xi, \mu),$$

де: ψ – параметри профілю ПСС;
 h – інтервал встановлення насоса;
 ξ – параметри флюїду;
 μ – коефіцієнт тертя.

В умовно-вертикальних свердловинах додаткові зусилля на штанги є незначними і зумовлені природнім викривленням свердловин. Як правило, максимальний зенітний кут у таких свердловинах не перевищує 2-3°, а зміна азимутального кута є мінімальною. Тому найбільш ймовірною причиною поривів насосних штанг в умовно-вертикальних свердловинах може бути втрата міцнісних характеристик через довготривалу експлуатацію.

Результати розрахунків зображено на рис. 1.

Отримані результати засвідчують, що найбільші додаткові зусилля (F) в колоні штанг виникають під час їх роботи у свердловинах із п'яти- і, особливо, з чотириінтервальними профілями при відході вибою від устя на 500 м, де вони відповідно становлять 22,19 кН і 24,83 кН.



а – п'ятиінтервальний тип профілю; б – триінтервальний тип профілю;
в – додаткові зусилля (F) та величини перевантажень (η) відносно власної ваги
колоні насосних штанг за різних величин відходу вибою від устя

Рисунок 1 – Типи профілів та додаткові зусилля, що виникають внаслідок тертя насосних штанг

Одночасно у дво- і триінтервальному профілі свердловин, де колони штанг працюють у вертикальній ділянці, додаткові зусилля (за рахунок природного викривлення свердловини) становлять 0,62 кН.

Ці дані добре корелюються з табл. 1. Наприклад, 5 поломків відбулось на свердловині № 105, яку пробурено за чотириінтервальним профілем. За фактичними даними щодо викривлення свердловини проведено обчислення додаткових зусиль, що діють на насосні штанги, як з врахуванням тільки зенітного кута (викривлення в одній площині), так і з врахуванням зенітного та зміни азимутального кутів (просторове викривлення). Розрахунки дають змогу оцінити, на скільки збільшуються додаткові зусилля в результаті просторового викривлення порівняно з викривленням свердловини в одній площині, при однаковому відході вибою від устя. Результати обчислень (рис. 2) свідчать, що додаткові зусилля, які виникають у свердловині, де змодельовано зміну тільки зенітного кута, становлять 19,1 кН, а при просторовому викривленні свердловини – 25,3 кН. Тобто, спостерігаємо збільшення величини додаткових зусиль на 6,2 кН (32,5 %).

На свердловинах, які пробурені за п'ятиінтервальним профілем, зафіксовано 18 випадків поломків насосних штанг (порив полірованого

штоку), серед яких 6 поломків відбулось на свердловині № 506. Додаткові зусилля (рис. 2), що виникають у свердловині, де змодельовано зміну тільки зенітного кута, становлять 40,9 кН, а при просторовому (фактичному) викривленні свердловини – 59,7 кН, що на 18,8 кН (46%) більше. Великі додаткові зусилля зумовлені зміною як зенітного кута з інтенсивністю до 2° на 10 м, так і азимуту при відході вибою від устя – 507,5 м.

Таким чином, з точки зору зменшення навантаження на ШГНУ доцільним є перехід на буріння ПСС із двох- і трьохінтервальними профілями. Слід зазначити, що це не вимагає суттєвої зміни конструкції свердловин Бугруватівського родовища. Здійснювати кріплення проміжною колоною Ø 245 мм рекомендовано в умовно-вертикальній ділянці свердловини на глибині 1900-2300 м; набір кривизни проводити, відповідно, з відмітки 1950-2350 м, тобто в інтервалі буріння під експлуатаційну колону. Для досягнення відходу вибою від устя 200 м у свердловині з двоінтервальним профілем максимальний зенітний кут викривлення становить лише 15° 42', для відходу 300 м – 23° 23', 400 м – 30° 51', 500 м – 38° 3'. У ПСС із трьохінтервальним профілем вказаних відходів вибою досягають при наступних значеннях кутів: 200 м – 8° 21'; 300 м – 12° 50'; 400 м – 17° 30'; 500 м –

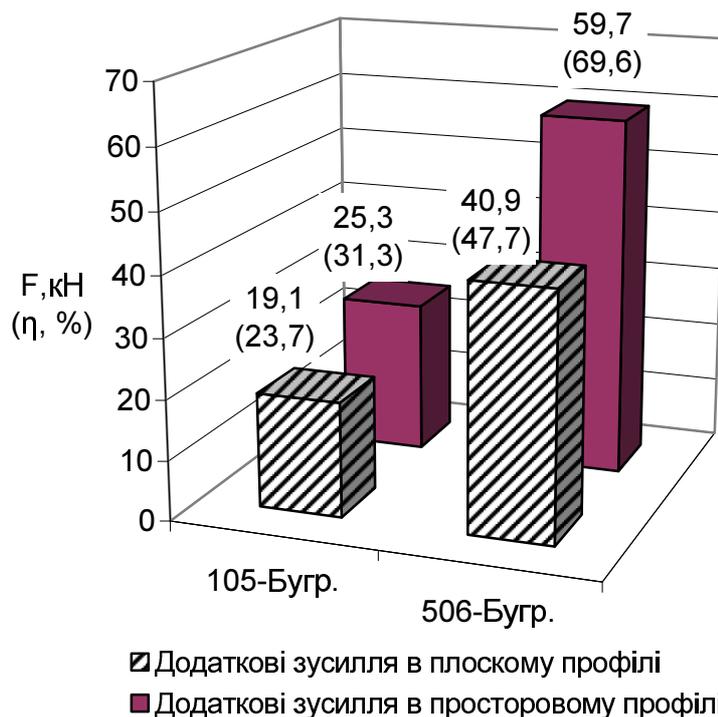


Рисунок 2 – Додаткові зусилля (F), що діють на насосні штанги, та величини перевантажень (η) відносно власної ваги колони насосних штанг у свердловинах № 105 і № 506 Бугруватівського родовища

22° 30'. Максимальна інтенсивність набору кривизни для даних типів профілів не перевищує 0,5° на 10 м.

Застосування дво- і триінтервальних типів профілів ПСС має не тільки техніко-технологічні переваги (зменшення загального зусилля на гаку бурової установки та навантажень на ШГНУ під час експлуатації свердловин, зменшення кількості поломок насосних штанг та збільшення терміну їх роботи), але дозволяє суттєво заощаджувати як матеріально-технічні, так і енергетичні та фінансові ресурси.

На основі проведених досліджень можна зробити такі висновки.

1. При проектуванні просторової архітектури стовбура свердловини необхідно додатково враховувати подальший спосіб та особливості експлуатації свердловини.

2. З точки зору отримання мінімальних додаткових зусиль на насосні штанги, що виникають внаслідок тертя, для Бугруватівського родовища найбільш оптимальними є дво- і, особливо, триінтервальні профілі ПСС.

3. Конструкція свердловин на Бугруватівському родовищі дозволяє споруджувати ПСС із дво- і триінтервальними профілями.

Література

1 Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: У 5 т. Т III. / Мислюк М.А., Рибчич Й.І., Яремійчук Р.С. – К.: „Інтерпрес ЛТД”, 2004. – 294 с.

2 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях / Персиянцев М.Н. – М.: ООО „Недра-Бизнесцентр”, 2000. – 653 с.

3 Александров М.М. Взаимодействие колонн труб со стенками скважины / Александров М.М. – М.: Недра, 1982. – 144 с.

*Стаття поступила в редакційну колегію
16.11.09*

*Рекомендована до друку професором
Я. С. Коцкучичем*