

НОВІ ТЕХНОЛОГІЇ У СПОРУДЖЕННІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

М.А. Мислюк¹, І. Й. Рибчич², А.В.Козлов³

¹Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ

²Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України", Київ

³Державне акціонерне товариство "Чорноморнафтогаз", Сімферополь

Надійшла до редакції 12.08.05

Резюме: Розроблена методика прогнозування аномально високих пластових тисків (АВПТ), яка базується на побудові статистичних залежностей режимно-технологічних індикаторів тиску від диференціального тиску і за інтерпретаційними можливостями та інформаційною змістовністю переважає відомі зарубіжні аналоги. Сформульована стратегія технології попередження ускладнень та обґрунтовано вибір раціональних технологічних рішень при бурінні свердловин в умовах інформаційної невизначеності. Удосконалена технологія відробки шарошkových доліт при роторному бурінні. Реалізовані інноваційні проекти спорудження свердловин з метою розробки газових родовищ в українському секторі Чорного і Азовського морів.

Ключові слова: прогнозування АВПТ, технологія попередження ускладнень в бурінні, відробка шарошkových доліт, технологія спорудження свердловин на морі.

М.А. Мыслук, И.И. Рыбчич, А.В. Козлов. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН.

Резюме: Разработана методика прогнозирования аномально высоких пластовых давлений (АВПД), которая базируется на построении статистических зависимостей режимно-технологических индикаторов давлений от дифференциального давления и за интерпретационными возможностями и информационной содержательностью улучшает известные зарубежные аналоги. Сформулирована стратегия технологии предупреждения осложнений и обоснован выбор рациональных технологических решений при бурении скважин в условиях информационной неопределенности. Усовершенствована технология обработки шарошечных долот при роторном бурении. Реализованы инновационные проекты технологий строительства скважин с целью разработки газовых месторождений в украинском секторе Черного и Азовского морей.

Ключевые слова: прогнозирование АВПД, технология предупреждения осложнений в бурении, обработка шарошечных долот, технология строительства скважин на море.

М.А. Myslyuk, I.J.Rybchych, A.V. Kozlov. NEW TECHNOLOGIES IN GAS WELLS CONSTRUCTION.

Abstract: The methodology of prediction of abnormal high pore pressures is developed and is based on construction of statistical dependences of technological conditional indicators of pressure versus differential pressure. The methodology surpasses known foreign analogues in interpretational opportunities and information pithiness. Strategy of technology of complications avoiding is formulated and is proved a choice of rational technological decisions at drilling wells in conditions of information uncertainty. The technology of drilling bits utilization is improved during rotary drilling. The innovational projects of wells construction are realized with the purpose of development of gas field in the Ukrainian sector of Black and Azov seas.

Key words: prediction of abnormal high pore pressures, technology of complications avoiding in drilling, cone bits utilization, offshore wells construction technology.

Спорудження газових свердловин відноситься до складних високотехнологічних і витратних процесів, які здійснюються за допомогою специфічних техніки і технологій та базуються на науковій основі. Підвищення ефективності буріння газових свердловин вимагає удосконалення існуючих, розробки та впровадження нових науковомістких технологій, застосування високопродуктивних бурових установок, обладнання та інструменту.

На даний час інноваційна діяльність у спорудженні газових свердловин направлена головним чином на здешевлення вартості видобутої продукції в умовах жорстких екологічних вимог. Це визначає основні напрямки діяльності провідних нафтогазовидобувних компаній світу і стосується використання сучасних новітніх технологій і бурового інструменту, систем бурових розчинів, систем контролю і керування процесом буріння.

В даній статті узагальнено результати розробок і впровадження деяких нових технологій у спорудженні газових свердловин [1–13].

1. ТЕХНОЛОГІЇ ПРОГНОЗУВАННЯ АВПТ В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ

Випадкова зміна індикаторів тиску з глибиною, емпіричний характер методів кількісної оцінки порових тисків і неточність допоміжної інформації створює передумови необхідності побудови статистичних прогнозів порових тисків в зонах АВПТ [1, 2]. Це дозволяє послабити інформаційну невизначеність за рахунок імовірнісних оцінок можливих станів прогнозованої величини.

Методологія побудови статистичних прогнозів порових тисків основана на використанні комплексу сингулярних методів прогнозування та включає процедури виділення перехідної зони, побудови статистичних прогнозів та їх синтезу [1–3]. Це підви-

щить точність прогнозів пластових тисків і ефективність прийняття технологічних рішень в умовах інформаційної невизначеності.

Оперативне виділення перехідної зони за результатами спостережень індикаторів тиску IND з глибиною зводиться до знаходження глибини z_{Π} , на якій відбувається зміна параметрів моделі IND(z)

$$a = \begin{cases} a_{\Pi}, & \text{при } z \leq z_{\Pi}; \\ a_{\Pi}, & \text{при } z > z_{\Pi}, \end{cases} \quad (1)$$

де a_{Π} , a_{Π} – вектори параметрів регресійної моделі IND(z) відповідно у зонах з нормальними та підвищеними тисками.

Розв'язок задачі (1) побудований з використанням алгоритму кумулятивних сум, а також на основі аналізу апостеріорної імовірності розкриття перехідної зони залежно від глибини. Аналіз роботи алгоритмів виділення перехідної зони за промисловими даними різних регіонів вказує на їх достатньо високу і приблизно однакову ефективність [2, 3].

Прогноз з допомогою d-експоненти.

Індикатор d-експоненти при розбурюванні літологічно однорідних порід та інших рівних умовах (тип долота, очистка вибою і т. ін.) в зоні нормального порового тиску збільшується з глибиною. В таких умовах можна припустити про існування функціональної залежності $d = d(z, \Delta p)$. Тоді очевидно, що існує обернена до неї функція $\Delta p = \Delta p(z, d)$, яка може бути використаною для прогнозування порових тисків в зоні АВПТ [1, 2]. Таким чином, задача прогнозування порових тисків зводиться до побудови з допомогою вибірки спостережень невідомого функціонального зв'язку $\Delta p^v(z, d)$, $v \in \mathcal{D}$ в деякому класі \mathcal{D} неперервних і диференційованих функцій.

Припустимо, що модель $\hat{\Delta p}^v(z, d)$ належить класу \mathcal{D} адитивних моделей виду

$$\Delta p^v = \sum_{k,l,m} [\alpha_k^v \varphi_k(z) + \alpha_l^v \chi_l(d) + \alpha_m^v \psi_m(z,d)],$$

$$v \in \mathfrak{D}, \quad (2)$$

де α^v – вектор невідомих коефіцієнтів; $\varphi_k, \chi_l, \psi_m$ – деякі базисні функції.

Клас моделей $\hat{\Delta p}^v(z,d)$ формується цілеспрямованим перебором різних комбінацій базисних функцій виду $1, z, z^2, \ln z, d, d^2, \ln d$ та інших. В табл. 1 для прикладу наведений клас можливих моделей Δp^v для прогнозування порових тисків.

Тоді алгоритм прогнозування порових тисків може бути побудований з використанням ідей методу групового врахування аргументів за такою схемою.

1. В зоні з відомими (нормальними) поровими тисками сформувати вибірку спостережень $\{z_i, \Delta p_i, d_i\}$, $i = 1, N$.

2. Розділити вихідну вибірку спостережень на навчальну об'ємом N_0 і перевіірочну

об'ємом $N - N_0$ послідовності даних.

3. Сформувати клас моделей \mathfrak{D} .

4. За навчальною вибіркою спостережень оцінити параметри моделей

$$\frac{\partial}{\partial \alpha_j^v} \left[\sum_{i=1}^{N_0} [\Delta p^v(\alpha^v, z_i, d_i) - \Delta p_i]^2 \right] = 0 \Rightarrow \left\{ \hat{\alpha}_j^v \right\},$$

$$v \in \mathfrak{D},$$

де $\hat{\alpha}^v$ – оцінки вектора параметрів моделей.

5. Співставити оцінки векторів $\hat{\alpha}^v$ з допустимою множиною A^v розв'язку задачі. Якщо для деякого підкласу $\mathfrak{D}_1 \in \mathfrak{D}$ $\hat{\alpha}^v \notin A^v$, то прийняти $S_v^2 \rightarrow \infty$ для $v \in \mathfrak{D}_1$ (S_v^2 – оцінка дисперсії v -ї моделі).

6. Вибрати оптимальну \hat{v} модель для прогнозу за умовою мінімуму дисперсії на перевіірочній вибірці спостережень

$$\min_v \left\{ S_v^2 = \frac{1}{N - N_0 - r_v} \times \right.$$

Таблиця 1. Клас \mathfrak{D} моделей для прогнозування порових тисків з допомогою d -експоненти

Модель \mathfrak{D}	Клас моделей виду $d^v(z, \Delta p)$	Клас моделей виду $\Delta p^v(z, d)$
1	$d = k_1 z^{k_2} \exp(k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln z + \alpha_2 \ln d$
2	$d = k_1 \exp(k_2 \sqrt{z} + k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \sqrt{z} + \alpha_2 \ln d$
3	$d = k_1 \exp(k_2 z + k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 z + \alpha_2 \ln d$
4	$d = k_1 \exp(k_2 \sqrt{z} + k_3 z + k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \sqrt{z} + \alpha_2 z + \alpha_3 \ln d$
5	$d \exp(k_1 d) = k_2 z^{k_3} \exp(k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \ln z + \alpha_2 \ln d + \alpha_3 d$
6	$d \exp(k_1 d) = k_2 \exp(k_3 \sqrt{z} + k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \sqrt{z} + \alpha_2 \ln d + \alpha_3 d$
7	$d \exp(k_1 d) = k_2 \exp(k_3 z + k_4 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 z + \alpha_2 \ln d + \alpha_3 d$
8	$d = k_1 + k_2 \Delta p / z$	$\Delta p = \alpha_0 z + \alpha_1 z d$
9	$d = k_1 + k_2 z + k_3 \Delta p / z$	$\Delta p = \alpha_0 z + \alpha_1 z^2 + \alpha_2 z d$
10	$d / z = k_1 + k_2 z + k_3 z^2 + k_4 \Delta p$	$\Delta p = \alpha_0 z + \alpha_1 z + \alpha_2 z^2 + \alpha_3 (d / z)$
11	$d = \sqrt{z} \ln(k_1 + k_2 z + k_3 \Delta p)$	$\Delta p = \alpha_0 + \alpha_1 \exp(d / \sqrt{z}) + \alpha_2 z$

$$\times \sum_{i=N_0+1}^N \left[\Delta p_i - \Delta p_i^v \left(\hat{\alpha}^v, z_i, d_i \right) \right]^2, v \in \mathcal{D} \setminus \mathcal{D}_1 \} \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \left\{ \hat{\Delta p}^v \left(\hat{\alpha}^v, z, d \right), v = \hat{v} \right\},$$

де r_v – розмірність вектора $\hat{\alpha}^v$.

7. Уточнити (при необхідності) по всій вибірці спостережень об'ємом N оцінки вектора $\hat{\alpha}^v$ і дисперсії S_v^2 для $v = \hat{v}$.

8. Побудувати матрицю O коваріацій похибок параметрів моделі \hat{v} для прогнозу порових тисків, оберненням інформаційної O^{-1} матриці Фішера

$$o_{jk}^{-1} = \frac{1}{S_{Hv}^2} \sum_{i=1}^{N_0} \frac{\partial}{\partial \alpha_j^v} \left[\hat{\Delta p}^v \left(\hat{\alpha}^v, z_i, d_i \right) \right] \times$$

$$\times \frac{\partial}{\partial \alpha_k^v} \left[\hat{\Delta p}^v \left(\hat{\alpha}^v, z_i, d_i \right) \right],$$

де o_{jk}^{-1} – елементи інформаційної матриці Фішера; S_{Hv}^2 – оцінка дисперсії за навчальною вибіркою спостережень.

9. Побудувати прогноз в зоні з невідомими поровими тисками за схемою

$$z_A \Rightarrow d_A = d_A(z_A) \Rightarrow \Delta p_A = \hat{\Delta p}^v \left(\hat{\alpha}^v, z_A, d_A \right) \Rightarrow$$

$$\Rightarrow \text{grad}_{p_{\Pi}}(z_A) = (p_B - \Delta p_A) / z_A,$$

де p_B – вибійний тиск на глибині прогнозування z_A .

З останнього кроку алгоритму випливає, що схема допускає побудову випереджальних прогнозів, тобто глибше фактичного вибою свердловини. В даному випадку замість d_A використовують екстрапольоване на глибину прогнозу z_A значення d -експоненти.

Прогноз з допомогою рівняння механічної швидкості проходки

$$v_M = k_B (G/D)^x n^y \epsilon(t), \quad (3)$$

де k_B – коефіцієнт буримості гірських порід; G – осьове навантаження на долото; D – діаметр долота; n – частота обертання долота; $\epsilon(t)$ – функція зносу озброєння долота в процесі додання, для незатуплюючого долота $\epsilon(t) = 1$ [1–3].

Побудуємо цей прогноз на аналогічних методологічних принципах. Відомо, що коефіцієнт буримості залежить від фізико-механічних властивостей гірських порід, глибини їх залягання, типу долота, якості очистки вибою, диференціального тиску та інших факторів. Припустимо, що при розбурюванні літологічно однорідних порід та інших рівних умовах (тип долота, очистка вибою та інше) коефіцієнт буримості описується рівнянням із класу мультиплікативних моделей

$$k_B = k_0^v \prod_{k,l,m} \Phi_k^v(z) \chi_l^v(\Delta p) \Psi_m^v(z, \Delta p), \quad (4)$$

де $\Phi_k^v, \chi_l^v, \Psi_m^v$ – деякі базисні функції, які допускають лінеаризацію рівняння (3) з урахуванням (4) та одержати явне аналітичне представлення виду $\Delta p = \Delta p^v(v_M, G/D, n, z, \dots)$.

Аналогічно (2) формується клас \mathcal{D} моделей $\Delta p^v(a^v, v_M, G/D, n, z, \dots)$ за рахунок можливих комбінацій базисних функцій в (4). Алгоритм побудови прогнозу порових тисків з використанням рівняння механічної швидкості проходки (3) зводиться до реалізації процедур, описаних для d -експоненти.

В табл. 2 наведені дані, які ілюструють ефективність прогнозів порових тисків з допомогою моделей (2) та (3) у порівнянні з найбільш розповсюдженими методами для d -експоненти. Прогнозні значення порових тисків порівнювались з результатами прямих вимірювань пластових тисків у продуктив-

Таблиця 2. Порівняльна оцінка достовірності методів прогнозування АВПТ

Свердловина	Інтервали			Похибка прогнозу – абсолютна ($\Delta \cdot 10^{-4}$, Па/м ⁴)/відносна (δ , %)				
	навчання	перевірки	прогнозу	метод еквівалентних глибин	метод М.Замори	метод Б.Ігона	модель $d(z, \Delta p)$	модель $v_m(z, \Delta p, G/D \dots)$
22-Мурманська*	1565-1845	1845-1985	2575-2735	0,02/1,8	0,21/22	0,24/21	0,01/0,8	0,02/1,8
98-Бованенковська*	2100-2600	2600-2850	2873-3160	0,18/11	0,09/5,5	0,23/14	0,01/0,3	–
42-Харасавейська*	1920-2300	2300-2600	2600-2900	0,41/23,2	0,6/34,3	0,48/27,2	0,04/2,3	–
47-Крузенштерська	2180-2400	2300-2500	2500-3000	0,16/8,6	0,17/9,4	0,22/12,3	0,03/1,1	–
44-Котелевська	5400-5550	5550-5680	5750-5920	0,2/14	0,06/4,2	0,12/8,4	0,02/0,8	0,01/0,7
15-Котелевська	4350-4860	4860-5100	5100-5300	0,2/14	0,12/8,4	0,14/9,7	0,016/1,4	0,03/1,8
12-Східно-Полтавська	4600-4900	4900-5000	5000-5500	0,12/7,4	0,3/18,5	0,23/14,3	0,019/1,1	0,021/1,2
11-Руденківська	2400-2900	2900-3400	3400-3800	0,13/7,9	0,2/12,1	0,12/7,2	0,02/1,3	0,023/1,4
1-Зах.Сагайдакська*	4350-4560	4560-4630	4630-4800	0,42/21	0,38/18	0,24/11,3	0,025/1,2	0,023/1,1
493-Можаровська	4400-4600	4600-4800	4800-5600	0,02/1,4	0,12/8,4	0,12/8,4	0,01/0,6	0,01/0,6
63-Степова	4700-4800	4800-4900	4900-5650	0,27/18	0,08/5,3	0,21/14	0,024/1,6	0,024/1,6
3-Рожнятівська*	3000-3320	3320-3650	3650-4500	0,17/11,5	0,23/15,5	0,06/4,1	0,02/1,4	0,02/1,4

Примітка. Абсолютні похибки наведені за модулем; * - обробка даних здійснювалась за результатами прямих вимірювань пластового тиску

них горизонтах нижче перехідної зони, або з прогнозними величинами порових тисків за даними геофізичних досліджень свердловин. Дані табл. 2 свідчать про співставимість точності прогнозу порових тисків з допомогою статистичних моделей та методів промислової геофізики. Величина похибки для методів на основі моделей (2) та (3) не залежить від величини диференціального тиску.

Практична реалізація методу прогнозування АВПТ з допомогою статистичних моделей індикаторів тиску від глибини і диференціального тиску пов'язана з обробкою інформації в реальному масштабі часу на ЕОМ. Накопичення вихідної вибірки спостережень необхідно здійснювати в інтервалах, складених глинистими породами при використанні доліт тих типорозмірів, які використовуватимуться при розбурюванні зони АВПТ.

Можливі класи ϑ статистичних моделей виду $\Delta p = \Delta p^v(\text{IND}, z, \dots)$ (див. табл. 1) сформовані на основі аналізу літературних джерел і результатів обробки промислових даних. При накопиченні достатнього промислового матеріалу ці класи можуть бути скоректовані у відповідності з конкретними умовами буріння. Слід також відмітити, що адитивність і мультиплікативність моделей (2) та (3) і (4) наведені з метою спрощення інтерпретаційних можливостей даного підходу і достатності для побудови достовірних прогнозів. При необхідності класи ϑ моделей можуть бути розширені за рахунок включення більш складних залежностей.

Оцінка статистичних характеристик прогнозів порових тисків з допомогою тих чи інших методів в загальному випадку може бути побудована за результатами статистичного моделювання [2, 3].

Ефективність і достовірність прогнозу порових тисків при розбурюванні зон АВПТ

суттєво підвищуються при використанні декількох незалежних методів прогнозування. При цьому виникає необхідність побудови комбінованої оцінки прогнозу порового тиску або синтез-прогнозу.

Формально **побудова синтез-прогнозу** включає послідовний розв'язок таких задач:

- 1) встановлення області, всередині якої результати сингулярних (одиничних) прогнозів можуть вважатись несуперечними;
- 2) встановлення такого співвідношення між різними несуперечними сингулярними прогнозами, яке в найбільшій мірі відображало би їх зв'язок із ймовірним станом природи.

Перша задача вирішується з допомогою експертних або статистичних методів (наприклад, перевіркою сукупності статистичних гіпотез про рівність середніх). Для розв'язку другої задачі використовуються процедури синтезу, які базуються на відповідних принципах оптимальності: мінімум дисперсії σ_*^2 результуючої оцінки прогнозу, максимум апостеріорної функції щільності розподілу ймовірностей. Остання процедура використовується у випадках доцільності урахування апріорної статистичної інформації, яка формується, наприклад, за результатами буріння попередніх свердловин на даній чи аналогічних площах або на основі регіональних геофізичних методів.

Практична реалізація технологій прогнозування АВПТ здійснювалась з використанням системи підтримки прийняття рішень PROTECTOR [2].

2. ТЕХНОЛОГІЇ ПОПЕРЕДЖЕННЯ УСКЛАДНЕНЬ

Науково обґрунтовані технології попередження ускладнень (поглинання, прояви, порушення стійкості стінок свердловин) при

бурінні газових свердловин в умовах інформаційної невизначеності наведені в [3, 4].

Формалізована їх методологія, яка включає:

- побудову прогнозів градієнтів тиску виникнення ускладнень у відкритому стовбурі свердловини та обґрунтування обмежень на градієнт гідравлічного тиску у свердловині з метою попередження ускладнень;
- регулювання властивостей (в тому числі реологічних) бурового розчину з метою попередження ускладнень та виконання основних технологічних функцій промишляння свердловини;
- керування гідродинамічною ситуацією у свердловині під час виконання різних технологічних операцій;
- цілеспрямовану зміну характеристик зон можливих ускладнень.

Розроблена методика прогнозування градієнтів тиску виникнення ускладнень (поглинань, порушення стійкості свердловин за гідравлічними причинами, проявів) в умовах невизначеності інформації про причини ускладнень, фізико-механічні властивості гірських порід, геостатичні і пластові тиски та інші параметри [3, 4]. Методика ґрунтується на статистичних і нечітких процедурах, які реалізовані з використанням промислових даних про ускладнення та їх статистичного моделювання. З останнім підходом зв'язане практичне застосування методик прогнозування градієнтів тиску виникнення ускладнень в умовах інформаційної невизначеності. Розроблений пакет програм для побудови статистичних і нечітких прогнозів градієнтів тиску виникнення ускладнень.

Запропонована методика дає змогу обґрунтувати в умовах нечіткої інформації обмеження на градієнт гідравлічного тиску з метою мінімізації ризику виникнення ускладнень в процесі проходження свердловини.

На даний час у вітчизняній та зарубіжній практиці відсутні аналоги методик прогнозування градієнтів тиску виникнення ускладнень в умовах інформаційної невизначеності.

Обґрунтовані принципи регулювання властивостей бурових розчинів з метою попередження ускладнень. Залежно від причин поглинань та на основі побудованої гідродинамічної моделі поглинаючого пласта розроблені рекомендації для регулювання реологічних властивостей бурового розчину з метою їх попередження [3, 4].

Розроблена методика обробки даних ротаційної віскозиметрії, яка ґрунтується на строгому розв'язку основного рівняння ротаційної віскозиметрії та враховує інформаційну змістовність дослідів [5, 6]. Методика реалізована у вигляді пакету програм "Реометрія" [7] для класу реологічних моделей Ньютона, Шведова–Бінгама, Оствальда, Гершеля–Балклі і Шульмана–Кессона, враховує інформаційну змістовність дослідів на оцінці реологічної моделі і властивостей, забезпечує високу точність обробки даних ротаційної віскозиметрії, переважає за інтерпретаційними можливостями відомі зарубіжні та вітчизняні аналоги.

Керування гідродинамічною ситуацією у свердловині при виконанні різних технологічних операцій зводиться до виконання умови

$$\text{grad}^* p_y(z_i) \leq \text{grad} p_j(z_i) \leq \text{grad}^* [p(z_i)],$$
$$i = \overline{1, N}, \quad (5)$$

де $\text{grad} p_j(z_i)$ – градієнт гідравлічного тиску в довільному перерізі z_i відкритого стовбура свердловини при виконанні j -ї технологічної операції; $\text{grad}^* p_y(z_i)$ – обмеження на градієнт гідравлічного тиску у свердловині з метою попередження ускладнень за причиною зниження тиску (порушення стійкості стінок свердловини, флюїдопрояви); $\text{grad}^* [p(z_i)]$ – обмеження на градієнт гідравлічного тиску у

свердловині з метою попередження поглинань; N – кількість небезпечних перерізів у відкритому стовбурі свердловини.

Комплекс профілактичних заходів з метою виконання умови (5) достатньо широкий і включає регулювання властивостями бурових розчинів, вибір способу буріння і компоновки низу бурильного інструменту, керування швидкостями проведення технологічних операцій, використання проміжних промивок свердловин і таке інше.

Науково обґрунтовані та розроблені рекомендації для керування швидкостями проведення технологічними операціями буріння і кріплення свердловин з метою виконання умов (5). Для класу реологічних моделей Ньютона, Шведова–Бінгама, Оствальда, Гершеля–Балклі і Шультмана–Кессона побудовані алгоритми розрахунку гідродинамічних тисків при виконанні різних технологічних операцій [3, 4, 6].

Створене програмне забезпечення для керування швидкостями проведення технологічних операцій [3, 4]:

- вибору оптимальної продуктивності з умови мінімізації градієнта гідравлічного тиску та попередження поглинань в процесі механічного буріння;
- розрахунку швидкостей спуску бурильної або обсадної колони у свердловину з метою виконання умови (5);
- розрахунку швидкостей підйому бурильної колони та контролю рівня бурового розчину у свердловині з метою попередження ускладнень за причиною зниження гідродинамічних тисків у свердловині;
- розрахунку швидкостей нагнітання та протискування тампонажного розчину при цементуванні обсадних колон з метою попередження поглинань.

Обґрунтовані також профілактичні заходи при запуску бурових насосів, розходженні бурильної або обсадної колони, глушінні

проявів, виконанні різних технологічних операцій [3, 4].

Узагальнені рекомендації для цілеспрямованої **зміни характеристик зони ускладнень** [3], які охоплюють використання наповнювачів для закупорювання поглинаючих каналів пласта, штучну кольматацію стінок свердловини, застосування ванни для укріплення стінок свердловини та інші профілактичні заходи.

Науково обґрунтований **вибір раціональних технологічних рішень в процесі розбурювання зон АВПТ** в умовах інформаційної невизначеності [2, 3]. В його основу покладена стратегія мінімізації середніх втрат під час реалізації технологічного рішення, яка побудована за результатами статистичного прогнозування АВПТ.

Запропонована методика разом з вибором традиційних технологічних рішень (які стосуються обважнення бурового розчину до необхідної густини) дозволяє обґрунтовувати прийняття рішення щодо спуску проміжної колони [3]. Методика не має аналогів у зарубіжній практиці та реалізована в інтерактивній системі підтримки прийняття рішень PROTECTOR [2].

Технології попередження ускладнень впроваджені у виробництво при бурінні газових свердловин на площах бурового управління "Укрбургаз".

3. ТЕХНОЛОГІЇ ВІДРОБКИ ТРИШАРОШКОВИХ ДОЛІТ

Одним із напрямків підвищення ефективності буріння газових свердловин є удосконалення технології відробки шарошkových доліт, частка проходки яких у загальному її обсязі для бурових підприємств НАК "Нафтогаз України" перевищує 96 %. Технологія відробки включає вибір типу долота і параметрів режиму буріння, а також методи їх контролю та інтенсифікації.

Вибір типів доліт оснований на результатах аналізу показників їх роботи у подібних геолого-технологічних умовах і включає [6, 7]:

- формування вибірок спостережень про первинні показники роботи доліт (типорозмір доліт, проходка, час механічного буріння та ін.) у подібних геолого-технологічних умовах;
- обґрунтування критерію відробки доліт (вартість метра проходки, рейсова швидкість буріння, вартість інтервалу буріння) для заданих умов буріння;
- побудова вибірок спостережень критеріїв відробки доліт для заданих умов буріння;
- статистичний аналіз вибірок спостережень і прийняття рішення про раціональний тип долота.

Концепція вибору типу долота на основі статистичного аналізу інформації про їх роботу в подібних геолого-технологічних умовах оснований на використанні електронних баз даних обліку роботи доліт і реалізована в буровому управлінні "Укрбургаз". Створений пакет програм допускає використання довільних критеріїв відробки доліт, виконує первинну статистичну обробку даних та їх порівняння з використанням параметричних і непараметричних критеріїв [7].

Економічна ефективність від використання рекомендацій з вибору раціональних типів доліт для буріння свердловин на Яблунівському ГКР на 2002 р. складає в середньому 99 грн/м (для різних стратиграфічних підрозділів знаходиться в межах від 39 до 158 грн/м) [7].

Вибір параметрів режиму буріння за результатами аналізу показників роботи доліт у подібних геолого-технологічних умовах залежно від їх репрезентативності зводиться до перевірки статистичних гіпотез, а також кореляційного та регресійного аналізу даних [6, 7].

На основі первинної вибірки спостережень про показники роботи і параметри режиму буріння відповідного типорозміру долота (проходка, час механічного буріння, осьове навантаження G , частота обертання ω , продуктивність бурових насосів Q) формують вибірки спостережень обґрунтованого критерію K відробки долота. Дефектні довбання (передчасний підйом долота, робота по металу і т. ін.) у вибірку спостережень не включають.

Перевірка статистичних гіпотез про рівність середніх застосовується у випадку, коли вибірка спостережень достатньо повно охоплює область можливих значень параметрів G , ω , Q та характерно виділяється підмножина оптимальних поєднань режимних параметрів. В такій ситуації вибір оптимальних значень G_* , ω_* і Q_* здійснюється із оптимальної області за величиною критерія K відробки доліт.

Якщо за результатами вибірки спостережень $\{K_j\}$ явно не виділяється характерна підобласть оптимальних поєднань режимних параметрів, то для вибору G_* , ω_* і Q_* можуть бути використані елементи кореляційного аналізу. Величина коефіцієнту кореляції є більш чутливою і дозволяє обґрунтувати G_* , ω_* і Q_* на границях області зміни режимних параметрів.

Найбільш ефективним методом для обґрунтування оптимальних режимних параметрів є використання регресійного аналізу. В даному випадку, враховуючи обмеженість області зміни параметрів G , ω і Q , залежність $K(G, \omega, Q)$ може бути апроксимованою у вигляді полінома

$$K = a_0 + a_1G + a_2\omega + a_3Q + a_4G\omega + a_5QG + a_6Q\omega + a_7G\omega Q + a_8G^2 + a_9\omega^2 + \dots, \quad (6)$$

де a_0, a_1, a_2, \dots – параметри регресійної моделі.

Нелінійність за окремими параметрами

моделі (6) залежить від кількості рівнів і діапазону їх значень у вихідній виборці спостережень. Параметри моделі (6) визначають за результатами спостережень з умови мінімізації функціоналу

$$\Phi(a) = \sum_{j=1}^n \frac{1}{S_j^2} (a_0 + a_1 G_j + a_2 \omega_j + a_3 Q_j + a_4 G_j \omega_j + \dots - K_j)^2 \rightarrow \min ,$$

де S_j^2 – дисперсія критерію j -ї групи даних з відповідними режимними параметрами.

Оптимальні режимні параметри G_* , ω_* та Q_* визначають із розв'язку задачі

$$\begin{cases} K(G, \omega, Q) \rightarrow \min(\max), \\ G - [G] \leq 0, \quad \omega - [\omega] \leq 0; \\ Q - [Q] \leq 0, \quad Q_{\min} - Q \leq 0, \end{cases} \quad (7)$$

де $[G]$, $[\omega]$, $[Q]$ – максимально допустимі осьове навантаження і частота обертання долота та продуктивність бурових насосів; Q_{\min} – мінімально допустиме значення продуктивності насосів.

Зазначимо, що використання регресійного аналізу дозволяє обґрунтувати вибір оптимальних режимних параметрів і за межами області їх зміни у вибірці спостережень, тобто з урахуванням екстраполяції рівнянь регресії. Це визначає переваги цього методу для вибору G_* , ω_* і Q_* .

Задача (7) може бути узагальнена на випадок вибору оптимальних поєднань типу долота і режимних параметрів

$$\begin{cases} K^v(G, \omega, Q) \rightarrow \min(\max), \quad v = \overline{1, N}; \\ G - [G] \leq 0, \quad \omega - [\omega] \leq 0; \\ Q - [Q] \leq 0, \quad Q_{\min} - Q \leq 0, \end{cases} \quad (8)$$

де $K^v(G, \omega, Q)$ – регресійна модель виду (6) для v -го типу долота; N – кількість типів доліт.

Розв'язок задачі (8) знаходять у такій послідовності. Спочатку для кожного типу v

долота визначають оптимальні режимні параметри G_{v*} , ω_{v*} та Q_{v*} , а потім із умови

$$\min_{v=\overline{1, N}} (\max) K^v(G_{v*}, \omega_{v*}, Q_{v*}) \Rightarrow \hat{v}$$

знаходять оптимальний тип \hat{v} долота і відповідні йому режимні параметри.

Вибір оптимальних типу долота і параметрів режиму буріння відповідно із (7) та (8) реалізовано у вигляді програми, яка входить у склад пакету програм бази даних обліку роботи доліт в буровому управлінні "Укрбургаз" [7]. Економічний ефект від використання рекомендацій з вибору параметрів режиму буріння для Яблунівського ГКР на 2003 р. складає в середньому 80 грн/м [7].

Технологія відробки шарошkových доліт на основі експериментів із загальмованим барабаном бурової лебідки розроблена в буровому управлінні "Укрбургаз" [6–9]. Суть технології основана на побудові для заданих компоновок низу бурильної колони та умов буріння емпіричних кривих зміни осьового навантаження у часі $\Delta G/\Delta t = f(G, \omega)$ при бурінні із загальмованим барабаном лебідки, на основі яких визначають робочі діапазони регулювання осьового навантаження G залежно від частоти ω обертання долота при розбурюванні літологічно однорідних порід. Спосіб реалізується в такій послідовності.

1. При холостому обертанні бурильної колони визначають з допомогою гідравлічного індикатора ваги вагу бурильної колони.

2. Виходячи з ваги ОБТ, визначають максимально допустиме G_{\max} осьове навантаження на долото

$$G_{\max} = (0,75 \dots 0,80) G_{\text{ОБТ}},$$

де $G_{\text{ОБТ}}$ – розрахункова вага ОБТ в буровому розчині.

3. Здійснюють буріння з осьовим навантаженням G_{\max} .

4. Загальмовують барабан бурової лебідки і за допомогою секундоміру визначають час відробки кожної поділки приладу до моменту зменшення осьового навантаження на долото до 40...60 кН.

5. Досліди у відповідності з п.п. 3 і 4 проводять при різних швидкостях обертання ротора.

6. На основі одержаних даних будують емпіричні графіки $|\Delta G|/\Delta t = f(G, \omega)$ (рис. 1), за допомогою яких визначають робочі діапазони регулювання осьового навантаження на долото залежно від швидкості обертання ротора.

Промислові експерименти, виконані на свердловинах бурового управління "Укрбургаз", показали, що криві, як правило, характеризуються наявністю мінімумів та максимумів (див. рис. 1), що чергуються у певній послідовності і відображають хвильові процеси в бурильній колоні. Оскільки величина

$|\Delta G|/\Delta t$ характеризує по суті механічну швидкість проходки, то осьові навантаження, які відповідають локальним максимумам на емпіричних кривих $|\Delta G|/\Delta t = f(G, \omega)$, визначають область стійкої рівноваги низу бурильної колони. Тоді, локальні мінімуми на емпіричних кривих характеризують область нестійкої рівноваги низу бурильної колони.

Відповідно до запропонованої технології відробки шарошкових доліт задача вибору оптимальних режимних параметрів зводиться до їх пошуку в області стійкої рівноваги, яка діагностується на основі дослідів при бурінні із загальмованим барабаном лебідки. При цьому вибір продуктивності бурових насосів здійснюють із умов забезпечення основних функцій промивання свердловини [6, 7], а задача пошуку оптимальних G^* і ω^* формалізується у вигляді:

$$\begin{cases} K(G, \omega) \rightarrow \min(\max), \\ G \in Y(\omega), \omega \in \{\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_n\}, \end{cases} \quad (9)$$

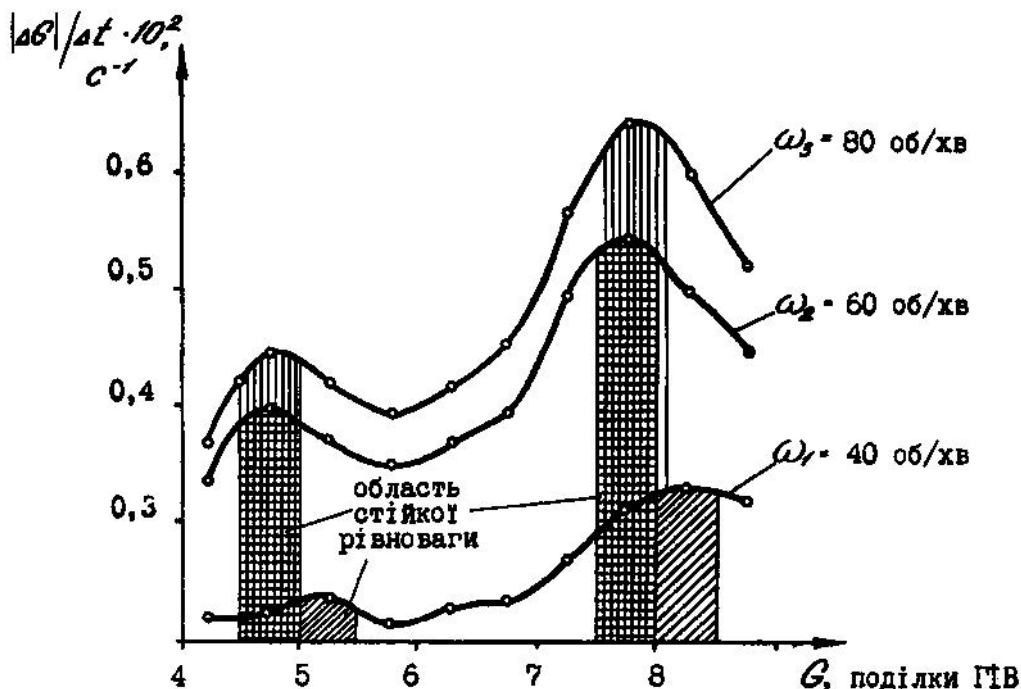


Рис. 1. Емпіричні криві $|\Delta G|/\Delta t = f(G, \omega)$ (свердловина 71-Юліївська, глибина 3350 м)

де $K(G, \omega)$ – критерій відробки долота; $Y(\omega)$ – область стійкої рівноваги низу бурильної колони; $\omega_1, \dots, \omega_n$ – частоти обертання ротора.

Для задачі (9) математичні моделі поглиблення свердловини ідентифікуються в області стійкої рівноваги низу бурильної колони. Промислові досліди показують, що область стійкої рівноваги діагностується, як правило, в межах однієї поділки гідравлічного індикатора ваги (до 10...15 кН). Це формально дає підставу розглядати $Y(\omega)$ як дискретну множину $Y_j(\omega_j)$, де індекс j вказує на відповідні максимуми емпіричної кривої при швидкості обертання долота ω_j (рис. 1). Тоді розв'язок задачі (9) зводиться до обчислення критерію $K(G_j, \omega_j)$ та вибору таких параметрів G^* і ω^* , які забезпечують його оптимальність.

Розроблена технологія відробки шарошkových доліт при роторному бурінні має ряд переваг, а саме:

- простота і доступність реалізації, що робить можливим її використання на всіх бурових установках, у тому числі й з ручним управлінням;
- незначний рівень перешкод, що накладаються на контрольовані параметри (осьове навантаження), джерелом яких є в основному нерівномірна подача долота;
- можливість використання алгоритмічного модуля, який реалізує запропонований метод для оперативного керування технологічним процесом поглиблення свердловини, тобто для встановлення оптимальних режимів та ідентифікації моделі зношування долота, а також для визначення раціонального часу його перебування на вибої.

Технологія відробки доліт впроваджена при бурінні газових свердловин родовищ України і Західного Сибіру з 1984 року. Пробу-

рено 285,2 тис. м із економічним ефектом 1,04 млн крб (в цінах 1991 р.).

Підвищення ефективності руйнування гірських порід і покращення показників роботи шарошkových доліт досягається регулюванням їх **динамічних режимів** [6, 7]. Це забезпечується на основі вибору компоновок низу бурильної колони, їх елементів (амортизаторів, відбивачів та ін.) та параметрів режиму буріння (швидкість обертання долота, осьове навантаження). Побудована математична модель, створене програмне та інформаційне забезпечення і науково обґрунтовані рекомендації для цілеспрямованого вибору динамічних режимів роботи шарошkových доліт при роторному бурінні вертикальних свердловин [7]. Модель впроваджено у практику буріння газових свердловин на площах бурового управління "Укрбургаз".

Технології відробки шарошkových доліт з використанням промислової інформації виконані на рівні зарубіжних аналогів. Їх особливість полягає у більш гнучкому підході до вибору критерію оптимальності, а також використанні регресійних моделей для обґрунтування оптимальних параметрів.

4. ТЕХНОЛОГІЇ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН В УКРАЇНСЬКОМУ СЕКТОРІ ЧОРНОГО І АЗОВСЬКОГО МОРІВ

ДАТ "Чорноморнафтогаз" є невід'ємною частиною енергетичного комплексу України та єдиним підприємством, яке на даний час здатне технічно і технологічно забезпечити розвідку, освоєння і розробку родовищ вуглеводневої сировини в українському секторі Чорного і Азовського морів, а також її обробку, транспортування і зберігання.

Для виконання основних завдань у ДАТ "Чорноморнафтогаз" реалізовані різні схеми облаштування і введення в експлуатацію газових і газоконденсатних родовищ. Ці схеми

забезпечують реалізацію інноваційних технологій спорудження свердловин (кущове буріння похило-скерованих свердловин, буріння горизонтальних і багатовибійних свердловин) [10–12].

Облаштування родовищ льодостійкими морськими технологічними платформами забезпечують їх експлуатацію на протязі року, в тому числі і в льодовій ситуації. Проектні рішення і спорудження платформ були направлені на їх стійкість від дії значних льодових навантажень. Це було досягнуто за рахунок оригінальної конструкції, яка має мінімальну площу контакту з льодом, а також за рахунок технології кріплення платформи на поверхні дна моря.

На даний час ДАТ "Чорноморнафтогаз" експлуатує Східно-Казантипське і Стрілкове газові родовища в льодових умовах. Льодостійка технологічна платформа ТП-1 (рис. 2) розташована в акваторії Азовського моря, схильного до замерзання в зимовий період. Платформа ТП-1 призначена для розміщення необхідного технологічного обладнання та виконання операцій для спорудження свердловин і видобування газу на родовищі Східний Казантип.

При розробці Східно-Казантипського родовища традиційно для ефективного розкриття продуктивної товщі необхідно пробурити п'ять похило-скерованих свердловин з будівництвом двох технологічних платформ. Запропоновано буріння чотирьох горизонтальних і однієї вертикальної свердловини з однієї МСЛП. Не дивлячись на те, що буріння похило-скерованих свердловин обходиться дешевше, ніж буріння горизонтальних, але будівництво другої платформи значно підвищує вартість проекту. Економічна ефективність за показниками чистого доходу запропонованого варіанту з однією МСЛП складає 39,8 млн грн.

Для реалізації проекту необхідно було забезпечити відхилення вибою горизонталь-



Рис. 2. Загальний вигляд льодостійкої технологічної платформи на газовому родовищі Східний Казантип

них свердловин від вертикалі до 900 м. В зв'язку із незначною глибиною продуктивного горизонту (460 м) це ставило складні технологічні задачі перед буровими службами ДАТ "Чорноморнафтогаз". Для виконання цих задач була обґрунтована програма буріння горизонтальних свердловин, яка потім успішно була реалізована [11, 12].

На рис. 3 для прикладу наведені проектні і фактичні проекції траєкторії однієї із чотирьох свердловин. Після буріння останньої експлуатаційної свердловини в серпні 2004 р. Східно-Казантипське родовище було здано в дослідно-промислову експлуатацію.

На основі аналізу проблеми експлуатації родовищ із стаціонарних технологічних платформ була розроблена концепція **підводного облаштування родовищ з бурінням багатовибійних свердловин**, які керуються з стаціонарних чи плаваючих засобів, або з берегу.

Перший пілотний проект такої концепції з підводним облаштуванням свердловин реалізований на Північно-Булганацькому родовищі, яке знаходиться в Азовському морі на відстані 10 км від берегу при глибині моря 11–12 м.

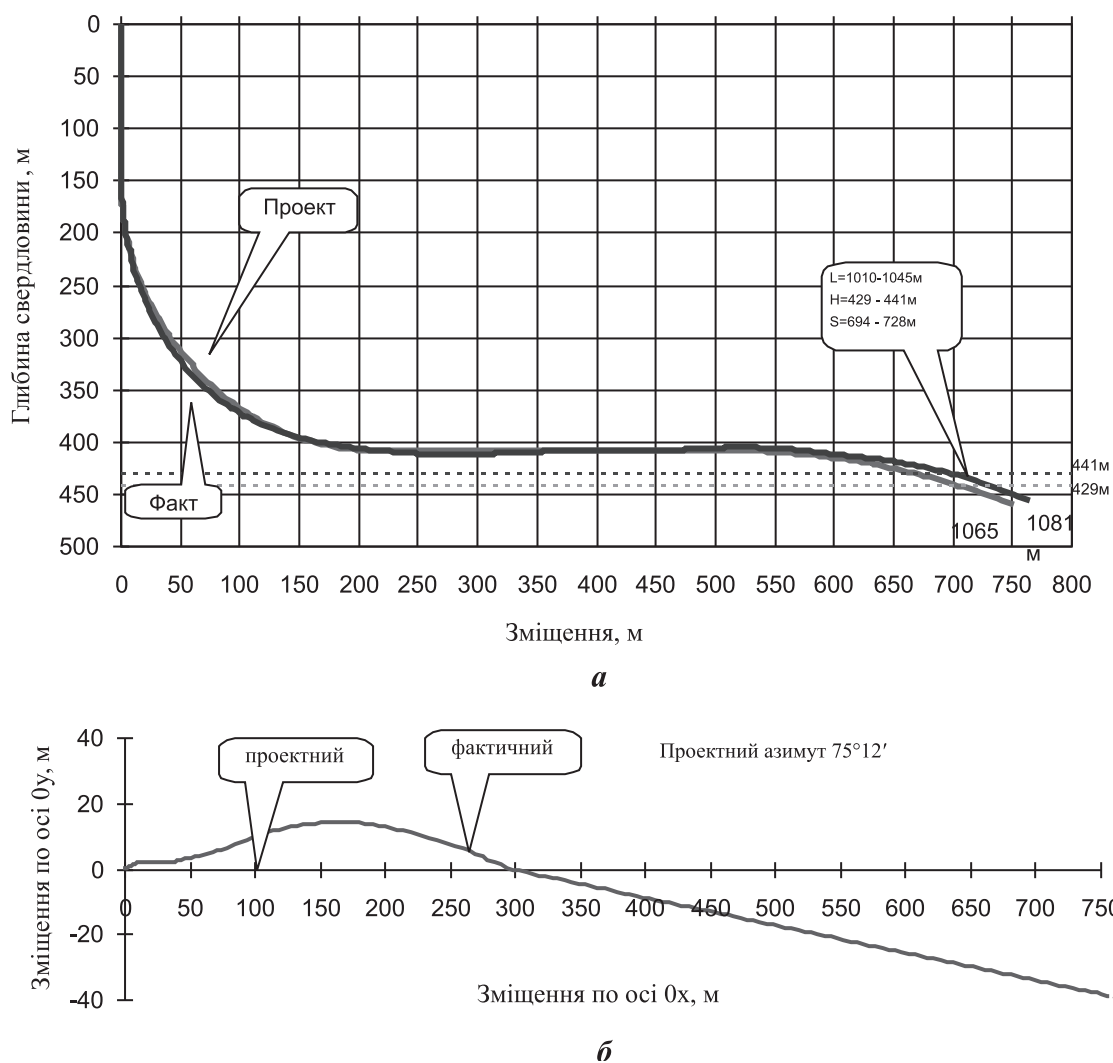


Рис. 3. Проекції траєкторії свердловини №12-Східно-Казантипська: *а* – на вертикальну площину; *б* – на горизонтальну площину

Підводна продукційна система (рис. 4) складається з гирла свердловини і набору підводного обладнання (викидна лінія, контрольна лінія, маніфольд, донна конструкція для фіксації місця розміщення свердловини на дні, обладнання і трубопроводів для видобування і транспортування газу на берегову установку). Обладнання розміщене на загальній донній плиті.

Продукція від свердловини через маніфольд подається у підводний магістральний газопровід. Керування підводним обладнанням з отриманням необхідних технологічних параметрів здійснюється з допомогою спеціального кабелю, який прокладений від станції керування (розташована в берегових спорудах) і від судна обслуговування до внутрішньосвердловинного і гирлового обладнання.

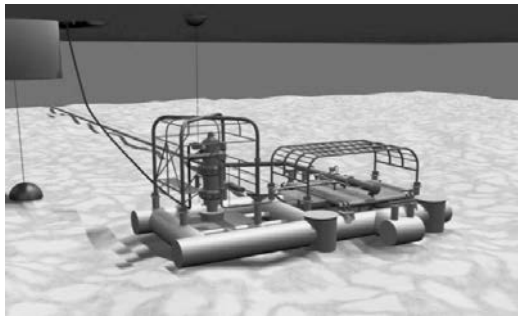


Рис. 4. Загальний вигляд підводної продукційної системи

Для реалізації концепції підводного облаштування родовищ обґрунтований проект та розроблена програма буріння багатовибійної свердловини 6 типу відповідно до рівня класифікації TAML [13]. У липні 2004 року ДАТ "Чорноморнафтогаз" успішно завершив бурінням багатовибійну свердловину 10 Північно-Булганак. Основний і боковий стовбури свердловини експлуатуються в газопровід.

Цей проект є унікальним і немає аналогів у світі для такої малої глибини моря. Розрахунок економічної ефективності показав, що облаштування родовища традиційним методом з будівництвом МСЛП призводить до подорожчання проекту в порівнянні з підводним облаштуванням гирла свердловин на 14,6 млн грн., що й складає економічну ефективність.

ВИСНОВКИ

Наведена інформація свідчить про можливість підвищення ефективності буріння газових свердловин у різних гірничогеологічних умовах.

Це, насамперед, стосується широкого застосування сучасних технологій прогнозування АВПТ і попередження ускладнень в бурінні, затрати часу на ліквідацію яких в буровому управлінні "Укрбургаз" складають в

середньому 5–7 % календарного часу. Їх важлива особливість полягає у врахуванні інформаційної невизначеності про умови буріння, побудові оцінок і керуванні ризиком технологічних рішень. Використання статистичних моделей виду (2) або (4) перспективне у промислово-геофізичних методах прогнозування АВПТ, в тому числі з допомогою вибійних MWD-систем.

Концепція технологій відробки шарошkových доліт основана на використанні промислової інформації із електронних баз даних та результатів спеціальних експериментальних досліджень. Запропоновані моделі (7)–(9) передбачають вибір критеріїв оптимальності, які у заданих умовах забезпечують ефективність буріння свердловин.

Перспективне застосування технологій спорудження горизонтальних і багатовибійних свердловин у розробленні газових родовищ в українському секторі Чорного та Азовського морів. Впровадження таких інноваційних проектів забезпечило економічну ефективність у розмірі 54,4 млн грн.

ЛІТЕРАТУРА

1. **Мыслюк М. А.** О прогнозировании аномально-высоких пластовых давлений в процессе бурения скважин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Вип. 28. – Львів: Світ, 1991. – С. 64–67.
2. **Мыслюк М. А., Лужаница А. В., Близиюков В. Ю.** Выбор рациональных технологических решений при разбуривании зон АВПД. – М.: ИРЦ Газпром, 1995. – 67с.
3. **Мыслюк М. А., Рибич І. Й., Яремійчук Р. С.** Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.5: Ускладнення. Аварії. Екологія. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 376 с.
4. **Ясов В. Г., Мыслюк М. А.** Осложнения в бурении: Справочное пособие. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
5. **Мыслюк М.А.** О методике определения реологических свойств дисперсных сред по данным ротационной вискозиметрии // Инженерно-физический журнал. – 1988. – Т. 54. – №6. – С. 975–979.

Інновації при видобуванні та транспортуванні природного газу

6. **Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С.** Буріння свердловин: Довідник: У 5т. Т.2.: Промивання свердловин. Відробка доліт. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 303 с.
7. Совершенствование технологии отработки трехшарошечных долот при роторном бурении скважин / М. А. Мислюк, Р. И. Стефурак, И. И. Рыбчич, Ю. М. Василюк. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2005. – 212с.
8. **Котельников В. С., Рыбчич И. И.** Внедрение новой технологии регулирования режимов бурения // Нефтяная и газовая промышленность. –1991.–№4. –С. 15–17, 38.
9. **Калужний Б. С., Рибчич І. Й.** Оптимізація режиму поглиблення свердловини за критерієм механічної швидкості // Нафтова і газова промисловість. – 1992. – №3. – С. 20–22.
10. **Ільницький М. К., Козлов А. В., Глушич В. Г. та ін.** Досвід буріння бокового горизонтального стовбура в експлуатаційній колоні на Штормовому ГКР // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – №3. – С. 26–28.
11. **Повалихин А. С., Козлов А. В., Глушич В. Г., Камский П. Э.** Вскрытие наклонно залегающих пластов горизонтальным боковым стволом // Нефтегазовые технологии.–2000.–№1.–С. 27–28.
12. **Ільницький М. К., Козлов А. В., Мессер А. Г. и др.** Бурение горизонтального ствола из эксплуатационной колонны на шельфе Черного моря // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 6. – С. 9–11.
13. **Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С.** Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.3: Вертикальне та скероване буріння. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.