

# Дослідження та методи аналізу

---

УДК 622.245

## АНАЛІЗ, СИСТЕМАТИЗАЦІЯ ТА ОЦІНЮВАННЯ ВАГОМОСТІ ФАКТОРІВ, ЩО СПРИЧИНЯЮТЬ НЕЯКІСНЕ КРІПЛЕННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ТА БОКОВИХ СТВОЛІВ

*І.М. Ковбасюк, О.Б. Марцинків, М.І. Ковбасюк, Б.О. Марцинків*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727137,  
e-mail: drill@nung.edu.ua*

*Систематизовано причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів з врахуванням результатів нових теоретичних, експериментальних та промислових досліджень. Пропонується випадки неякісного кріплення свердловин обсадними колонами розділити на дві групи: 1) пошкодження обсадних колон, 2) недопуск колон і неякісне стикування секцій. До кожної з груп віднесено відповідно види неякісного кріплення.*

*Запропоновано узагальнену класифікацію причин зім'яття обсадних колон, згідно якої основні з них об'єднані в дві групи: гірничо-геологічні та техніко-технологічні. Першоосновою причин зім'яття обсадних колон вважаються гірничо-геологічні фактори, основним з яких є текучість пластичних порід. Техніко-технологічні фактори вважаються вторинними, які полегливають або провокують прояв текучості порід, а також знижують опір обсадних труб деформуванню під дією зовнішнього тиску.*

*З метою оцінки вагомості впливу різних факторів, що спричиняють неякісне кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів, запропоновано проводити багатофакторний аналіз з використанням теорії розпізнання об'єктів. На прикладі одного з родовищ розраховано вагомості і значення діагностичних коефіцієнтів для найбільш та найменш сприятливих умов з точки зору цілісності обсадних колон, виявлено основні причини їх пошкодження та запропоновано заходи з їх попередження.*

*Ключові слова: обсадні колони, пошкодження, текучість порід.*

*Систематизировано причины некачественного крепления наклонно-направленных скважин и боковых стволов с учетом результатов новых теоретических, экспериментальных и промышленных исследований. Предлагается случаи некачественного крепления скважин обсадными колоннами разделить на две группы: 1) повреждение обсадных колонн, 2) недопуск колонн и некачественная стыковка секций. К каждой из групп отнесены соответствующие виды некачественного крепления.*

*Предлагается обобщенная классификация причин смятия обсадных колонн, согласно которой главные причины объединены в две группы: горно-геологические и технико-технологические. Первоосновой причин смятия обсадных колонн считаются горно-геологические факторы, главным из которых является текучесть пластических пород. Техничко-технологические факторы считаются второстепенными, которые облегчают или провоцируют проявление текучести пород, а также понижают сопротивляемость обсадных труб деформированию под воздействием внешнего давления.*

*С целью оценки весомости влияния разных факторов, которые могут стать причиной некачественного крепления наклонно-направленных скважин и боковых стволов, предложено проводить многофакторный анализ с использованием теории распознавания образов. На примере одного из месторождений рассчитаны вес и значения диагностических коэффициентов для наиболее и наименее благоприятных условий, с точки зрения целостности обсадных колонн, выявлены главные причины их повреждений и предложены мероприятия по их предупреждению.*

*Ключевые слова: обсадные колонны, повреждение, текучесть пород.*

*Causes of poor quality casing of the directional wells and side holes taking into account the results of new theoretical, experimental and industrial research have been systemized. Cases of poor quality fastening of the casing can be divided into two groups: 1) damage to the casing, 2) non-admission of columns and poor joining of the sections. Each of the groups is classified in accordance with the types of poor casing.*

*A generalized classification of the reasons of casing jams, according to which the main ones are united in two groups: the geological and technical-technological has been proposed. Geological factors the main of which is flow of plastic rocks are considered to be the main reasons of casing jams. Technical and technological factors are considered secondary ones facilitating or provoking the manifestation of fluidity cases and reduce the resistance of casing deformation under external pressure.*

*To evaluate the importance of various factors that cause poor fastening of the directional wells and side holes, it is proposed to conduct multivariate analysis using the theory of object recognition. By the example of one of the fields the importance of diagnostic factors for the most and least favorable conditions in terms of the integrity of the casing has been calculated, the main causes of damage and proposed measures to prevent them have been suggested.*

Keywords: casing, damage, rocks fluidity.

**Вступ.** Під час буріння та експлуатації похило-скерованих свердловин та бокових стволів підвищується імовірність ускладнень та аварій, найбільш затратними серед яких є пошкодження обсадних колон. Аналіз статистичних даних показує, що близько 7 % всіх аварій в бурінні припадає на аварії з обсадними колонами, на ліквідацію яких витрачається майже 12 % від усього аварійного часу. Нерідко ремонтно-відновлювальні роботи не дають позитивних результатів, і закінчені свердловини, в тому числі і такі, що знаходяться в експлуатації, приходиться ліквідувати. Це призводить, крім значних матеріальних втрат, до порушення режимів відбору пластових флюїдів, зниження коефіцієнтів флюїдовилучення, забруднення доквілля та інше.

**Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень і публікацій.** Кількість факторів, що спричиняють неякісне кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів досить велика, тому виникає потреба в їх систематизації та оцінюванні вагомості кожного з них.

Аналіз причин неякісного кріплення свердловин та їх класифікацію описано в літературних джерелах [1 – 11], однак більшість з них ґрунтується на даних окремих родовищ і недостатньо уніфіковано.

В роботі А.А.Абрамова і Л.Б.Ізмайлова [1] розроблено класифікацію пошкоджень обсадних колон на основі вивчення фактичного матеріалу по свердловинах Північного Кавказу. Це була перша класифікація, в якій систематизовані основні види і причини пошкоджень обсадних колон. На думку авторів, основними видами пошкоджень обсадних колон слід вважати:

- зім'яття;
- розрив;
- зношування;
- втрата герметичності різьбових з'єднань.

Слід зауважити, що зношування колон не можна вважати видом пошкодження, а його слід вважати однією з причин пошкоджень колон. Крім цього, в згаданій роботі авторами подано не всі, на наш погляд, основні причини пошкоджень обсадних колон.

М.Л.Кісельманом [2] запропонована схема класифікації пошкоджень обсадних колон, яка складена на основі вивчення промислового матеріалу. За цією класифікацією розрізняється три групи причин пошкоджень обсадних труб, а саме:

- дефекти металургійного виробництва;

- дефекти, які утворилися при перевезенні і зберіганні труб;

- дефекти, які утворилися в процесі експлуатації свердловин.

Однак дана класифікація не дає змоги систематизувати основні види і причини пошкоджень обсадних колон, а лише встановлює джерело виникнення дефектів.

Класифікація пошкоджень обсадних труб, розроблена Н.Г.Федоровою [3], обмежена тільки зміною форми поперечного перерізу труби та наявністю мікротріщин на її внутрішній поверхні.

Автор роботи [4], досліджуючи проблему аварій з обсадними колонами, дійшов висновку, що пошкодження обсадних колон найчастіше спостерігається:

- в інтервалах, ускладнених кавернами;
- при великій різниці діаметра свердловини і обсадної колони;
- внаслідок зовнішнього тиску, що виникає вище цементного кільця за рахунок обвалювання порід;
- від одночасної дії горизонтальної і вертикальної сил;
- через наявність в розрізах свердловин горизонтів глин, пружно-пластичний стан яких з часом значно змінюється, що призводить до підвищення гірського тиску на обсадну колону в цій зоні;
- через значний вплив корозійного фактору на міцність колони та ін.

Ю.Д.Комнатним [5] запропоновано класифікацію факторів, що мають безпосередній вплив на міцність і герметичність різьбових з'єднань. Їх поділено автором на три групи:

- конструктивні;
- технічні;
- технологічні.

А.І.Булатов [6, 7] запропонував класифікацію причин газопроявлень, грифоутворень і негерметичності цементного кільця, але не розглянув причини неякісного кріплення свердловин, пов'язаних з роботою обсадних колон.

Класифікація аварій, розроблена авторами [8], ґрунтується на систематизації матеріалів за даними бурових організацій Азербайджану, Туркменії, Північного Кавказу та інших регіонів. Ними виділено пошкодження обсадних колон, які обумовлено:

- дією внутрішнього тиску;
- дією зовнішнього тиску;
- роботою бурильних труб і долота;
- дією розтягуючих навантажень;
- іншими причинами.

Повнішу класифікацію видів і причин пошкоджень обсадних колон розроблено А.А.Федоровим і Я.С.Коцкуличем [9 – 11]. Основними видами пошкоджень обсадних колон автори вважають:

- зім'яття;
- розрив (поздовжній або поперечний);
- порушення герметичності.

Основні причини пошкоджень обсадних колон, згідно із запропонованою класифікацією, об'єднано в чотири групи:

1 група – неправильний розрахунок обсадних колон на міцність;

2 група – порушення технології буріння, кріплення і експлуатації свердловини;

3 група – зношування обсадних колон;

4 група – стихійні явища.

Аналізуючи вищезгадані праці, можна дійти висновку, що вони присвячені вивченню причин неякісного кріплення переважно вертикальних свердловин. Однак, існує необхідність у дослідженні причин неякісного кріплення, які характерні для будівництва похило-скерованих свердловин та бокових стволів.

Вважають, що в міру освоєння нетрадиційних вуглеводнів частка горизонтальних свердловин може досягти 50-70 % від числа всіх пробурених [12]. Щоб зменшити витрати і підвищити продуктивність свердловини, провідні нафтогазовидобувні компанії активно використовують багатовибійні свердловини, в яких бокові стволи бурять від головної. Технології буріння багатовибійних свердловин класифікують у відповідності до The TAML Classification System. В залежності від складності, ризику і типу з'єднань стволів розрізняють (рис. 1):

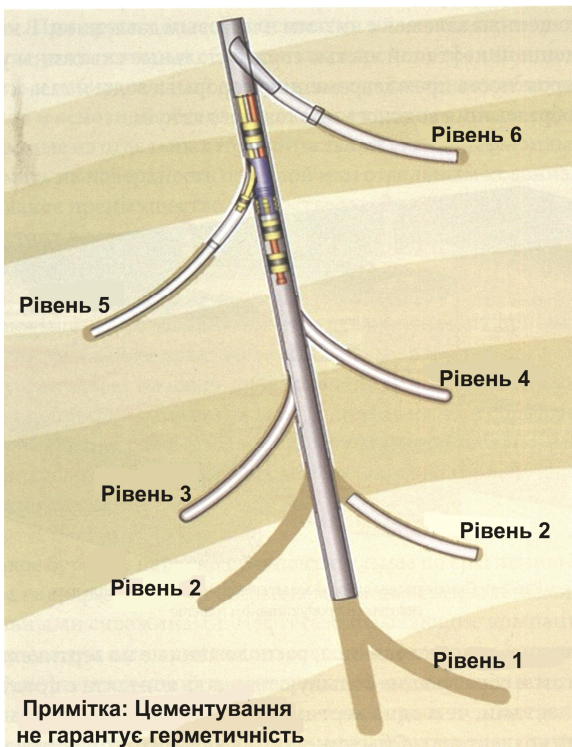


Рисунок 1 – Класифікація багатовибійних свердловин

- рівень 1 – основний ствол і бокові відгалуження не мають кріплення обсадними трубами, або в кожному стволі підвищений хвостовик. Міцність з'єднань і його гідравлічна герметичність залежить від властивостей гірської породи, в якій знаходиться місце з'єднання;

- рівень 2 – основний ствол закріплений і зацементований, боковий ствол має відкритий вибій або обладнаний хвостовиком (фільтром). З'єднання гідравлічно не ізолювано;

- рівень 3 – основний ствол закріплений і зацементований, боковий ствол закріплений без цементування (можливе кріплення у місці розгалуження без цементування);

- рівень 4 – основний і боковий стволи закріплені і зацементовані. Боковий ствол обладнаний хвостовиком (фільтром);

- рівень 5 – основний і боковий стволи закріплені і зацементовані (технологічне обладнання кріпиться з використанням пакерів). З'єднання герметичне і може бути зацементоване;

- рівень 6 – основний ствол має вибійне розгалуження і кріплення обладнання для роздільного видобутку. З'єднання герметичне, використання тільки цементу для герметизації недостатньо.

**Висвітлення основного матеріалу.** Нами запропонована класифікація причин неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів обсадними колонами, яка ґрунтується на роботах [9 – 11] і враховує результати нових теоретичних, експериментальних та промислових досліджень з даної проблеми [13].

Пропонується випадки неякісного кріплення свердловин обсадними колонами поділити на дві групи (таблиця 1):

1 – пошкодження обсадних колон;

2 – недопуск колон і неякісне стикування секцій.

До кожної з груп віднесено відповідні види неякісного кріплення.

Основною причиною неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів вважають пошкодження, які обумовлені неправильними розрахунками обсадних колон на міцність, порушеннями технологій кріплення свердловин, зношуванням обсадних колон і гірничо-геологічними причинами. Недопуски колон до проектної глибини і неякісне стикування секцій є вторинними, які впливають з низької прохідності ствола, неточного визначення глибини свердловини, неякісного стикування секцій і гірничо-геологічних умов.

Під порушеннями технологій слід розуміти відхилення в технологіях виготовлення стикувальних пристроїв, буріння, кріплення, освоєння та експлуатації свердловин.

Зношування обсадних колон підвищується із збільшенням глибин буріння та інтенсивності викривлення свердловин.

Неякісне кріплення свердловин є результатом сумісної дії багатьох факторів, які виникають внаслідок пошкоджень обсадних колон і недопусків їх до проектних глибин.

Таблиця 1 – Причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стовбурів

1. Пошкодження обсадних колон	2. Недопуск колон і неякісне стикування секцій
1.1. Неправильний розрахунок колон на міцність 1.1.1. Використання неточних формул для визначення міцнісних характеристик обсадних труб і величини крутного моменту згвинчування 1.1.2. Не враховано зниження міцності труб при перфорації і в місцях зарізання другого стовбура 1.1.3. Не враховано вплив згину на напружений стан обсадних труб в інтервалах інтенсивного викривлення стовбура свердловини 1.1.4. Не враховано гірський тиск пластичних порід 1.1.5. Не враховано поля допусків геометричних параметрів труб	2.1. Низька прохідність стовбура свердловини 2.1.1. Різкі перегини стовбура свердловини 2.1.2. Наявність каверн і уступів у стовбурі свердловини 2.1.3. Наявність жолобів у викривленому інтервалі стовбура свердловини 2.1.4. Неякісне калібрування ствола свердловини 2.1.5. Використання промивальних рідин низької якості
1.2. Порушення технології кріплення 1.2.1. Неякісне стикування секцій обсадних колон 1.2.2. Відсутність контролю величини крутного моменту згвинчування різьбових з'єднань труб під час спуску в свердловину 1.2.3. Спуск обсадних труб із заводськими дефектами 1.2.4. Відхилення від регламентованого режиму спуску обсадних колон 1.2.5. Зупинки обсадних колон при спуску	2.2. Неточне визначення глибини свердловини 2.2.1. Неточний замір довжини бурильного інструменту 2.2.2. Неточний замір глибини свердловини при геофізичних роботах 2.2.3. Неврахування осьових деформацій обсадної колони
1.3. Зношування обсадних колон 1.3.1. Зношування бурильними трубами і замками 1.3.2. Зношування долотами і ловильним інструментом 1.3.3. Гідроабразивне зношування 1.3.4. Корозія	2.3. Неякісне стикування секцій 2.3.1. Установлення голови хвостовика в кавернах або нестійких породах 2.3.2. Установлення голови секції колони в кавернах або нестійких породах 2.3.3. Використання стикувальних пристроїв недосконалої конструкції 2.3.4. Незадовільне центрування обсадної колони
1.4. Гірничо-геологічні причини 1.4.1. Землетруси в сейсмічно активних зонах 1.4.2. Тектонічні зміщення пластів 1.4.3. Повзучість і осипання порід 1.4.4. Непередбачувані причини	2.4. Гірничо-геологічні причини 2.4.1. Тектонічні зміщення пластів 2.4.2. Повзучість і осипання порід 2.4.3. Непередбачувані причини

З метою оцінки вагомості впливу різних факторів, що спричиняють неякісне кріплення свердловин, можна провести багатofакторний аналіз з використанням теорії розпізнання об'єктів [14].

Для побудови варіаційного ряду для кожного окремого фактора визначають кількість інтервалів (діапазонів)  $n$  і значення кроку  $z$ , який відповідає даному інтервалу, за умови

$$n = 1 + 1.5 \cdot \ln(M + N); \quad (1)$$

$$z = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2}, \quad (2)$$

де  $N$  і  $M$  – кількість об'єктів, відповідно для першого (свердловини із неякісним кріпленням) і другого (свердловини з якісним кріпленням) класів;

$x_{\max}$  і  $x_{\min}$  – відповідно максимальне і мінімальне значення кожного фактора.

Для факторів, які не можуть бути виражені кількісно, приписують умовні значення – цілі

числа (ранги). Діагностичний коефіцієнт  $DK(x_j^i)$  для кожного інтервалу (діапазону) визначають за формулою

$$DK(x_j^i) = 10 \cdot \lg \frac{P_1(x_j^i)}{P_2(x_j^i)}, \quad (3)$$

де  $P_1(x_j^i)$  і  $P_2(x_j^i)$  – імовірність прояву  $i$ -ої градації  $j$ -ої компоненти серед об'єктів, які належать до першого і другого класів відповідно.

В ситуаціях типу  $P_1 = 0$  і  $P_2 \neq 0$  імовірності для розрахунку діагностичних коефіцієнтів замінюють відповідно на  $P_1 = 1/N$  і  $P_2 = P_1 + P_2$ . Отримавши в такий спосіб діагностичні коефіцієнти для всіх градацій, визначають інформативність (вагомність) кожної компоненти

$$I(x_j) = 0.5 \sum_{i=1}^k DK(x_n^i) [P_1(x_n^i) - P_2(x_n^i)]. \quad (4)$$

Таблиця 2 – Причини зім'яття обсадних колон

1. Гірничо-геологічні причини	2. Техніко-технологічні причини		
	2.1. Порушення технології	2.2. Неправильний розрахунок колон на міцність	2.3. Зношування обсадних колон
1.1. Текучість пластичних порід	2.1.1. Неякісне тампонування	2.2.1. Неврахування гірського тиску	2.3.1. Зношування бурильним інструментом
1.2. Тектонічні зміщення пластів	2.1.2. Наявність каверн в свердловині	2.2.2. Неврахування нерівномірності навантаження труб	2.3.2. Зношування насосно-компресорними трубами
1.3. Землетруси в сейсмічно активних зонах	2.1.3. Наявність різких перегинів свердловини	2.2.3. Неврахування згину колони	2.3.3. Гідроабразивне зношування
1.4. Осідання земної поверхні внаслідок експлуатації родовища	2.1.4. Спуск труб із заводськими дефектами	2.2.4. Неврахування двохосевого навантаження	2.3.4. Корозія
1.5. Зсув і осипання порід	2.1.5. Неправильне маркування труб	2.2.5. Неврахування впливу перфорації	
	2.1.6. Недолив колони під час спуску	2.2.6. Використання неточних формул для визначення міцнісних характеристик труб	
	2.1.7. Зниження рівня рідини в колоні нижче допустимого	2.2.7. Неврахування зміни температурного режиму	
	2.1.8. Перевищення швидкості спуску колони	2.2.8. Неврахування тиску від набухання порід	
		2.2.9. Неврахування аномально високого пластового тиску	

Як показує аналіз промислових даних, зім'яття є одним з найпоширеніших і найзатратніших видів пошкоджень обсадних колон, особливо похило-скерованих свердловин. Враховуючи складність проблеми, існує необхідність в окремому вивченні причин зім'яття обсадних колон та їх класифікації.

Запропонована нами класифікація причин зім'яття обсадних колон наведена в таблиці 2.

За цією класифікацією, причини зім'яття обсадних колон об'єднано в дві групи: гірничо-геологічні та техніко-технологічні. Першоосовною більшості причин зім'яття обсадних колон вважають гірничо-геологічні фактори, основним з яких є текучість пластичних порід (солей, глин). Техніко-технологічні фактори зім'яття обсадних колон є вторинними, які полегшують або провокують прояв текучості порід, а також знижують опір обсадних труб деформуванню під дією зовнішнього тиску.

Нами розглянуто вагомість впливу різних геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон та виявлено основні причини їх зім'яття [15]. З цією метою проведено багатфакторний аналіз з використанням формул (1) – (4), в яких  $N$  і  $M$  - кількість об'єктів, відповідно для першого (свердловини із зім'ятими колонами) і другого (свердловини з нормальним станом колон) класів.

Для аналізу, як приклад, вибрано вертикальні та похило-скеровані свердловини Орів-Уличнянського родовища, які розміщені у двох аномально напружених тектонічних зонах – 14 діючих свердловин з нормальним станом обсадних колон та 11 свердловин із зім'ятими колонами.

З масиву даних для аналізу було використано 16 геолого-технічних факторів та часовий фактор:

- $x_1$  - глибина свердловини, м;
- $x_2$  - призначення свердловини;
- $x_3$  - профіль свердловини;
- $x_4$  - глибина пошкодження обсадних колон, м;
- $x_5$  - тип відкладів;
- $x_6$  - тип порід;
- $x_7$  - величина пластового тиску, МПа;
- $x_8$  - конструкція свердловини в інтервалі текучих порід;
- $x_9$  - глибина спуску експлуатаційної колони, м;
- $x_{10}$  - глибина спуску проміжної колони, м;
- $x_{11}$  - наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною в інтервалі текучих порід у зоні проміжної колони та за її межами;
- $x_{12}$  - мінімальна товщина стінки експлуатаційної колони навпроти інтервалу залягання текучих порід (для зім'ятих колон - товщина стінки в інтервалі пошкодження), мм;

Таблиця 3 – Вагомість впливу різних факторів на зім'яття обсадних колон у свердловинах Орів-Уличнянського родовища

Фактори	Інформативність	Найсприятливіші умови / ДК	Найменш сприятливі умови / ДК
<b>Геологічні (некеровані) фактори</b>			
x <sub>5</sub> - тип відкладів, свита	4.68	менілітова, еоценова, стрийська, ямницька / -4.71	воротищенська / 8.52
x <sub>6</sub> - тип порід	4.45	пісковики, гіпси, алевроліти, аргіліти, вапняки / - 4.26	солі, засолені глини / 8.45
x <sub>4</sub> - глибина пошкодження колон, м	0.58	920 ÷ 1310 / -4.63	2093 ÷ 2483 / 2.71
x <sub>7</sub> - величина пластового тиску, МПа	0.48	0 ÷ 6 / -3.46	25 ÷ 30 / 2.19
x <sub>1</sub> - глибина свердловини, м	0.2	2945 ÷ 3096 / -1.91	3552 ÷ 3702 / 1.66
<b>Технічні (керовані) фактори</b>			
x <sub>11</sub> - наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною в інтервалі текучих порід у зоні проміжної колони та за її межами	2.2	наявність у зоні проміжної колони / -6.74	відсутність у зоні проміжної колони / 4.73
x <sub>17</sub> - тривалість експлуатації свердловин, років	1.64	1 ÷ 5 / -4.13	10 ÷ 14 / 4.96
x <sub>14</sub> - тип використаного цементу в інтервалі текучих порід	0.89	ШПЦС-120 / -4.08	ЦГС / 3.24
x <sub>13</sub> - середнє значення коефіцієнта кавернозності ствола свердловини в інтервалі текучих порід	0.67	1.1 / -3.81	1.6 / 4.11
x <sub>3</sub> - профіль свердловини	0.64	вертикальна / -3.71	похило-скерована / 1.55
x <sub>12</sub> - мінімальна товщина стінки експлуатаційної колони в інтервалі текучих порід (для зім'яття колон – товщина стінки в інтервалі пошкодження), мм	0.62	11 ÷ 12 / -4.1	7 ÷ 8 / 4.11
x <sub>2</sub> - призначення свердловини	0.59	нагнітальна / -4.97	експлуатаційна / 1.05
x <sub>16</sub> - кількість центраторів, встановлених на колоні в інтервалі текучих порід, шт.	0.50	17 ÷ 20 / -5.00	0 ÷ 3 / 2.56
x <sub>15</sub> - діаметр експлуатаційної колони або співвідношення діаметрів колон (проміжної і експлуатаційної) напроти інтервалу текучих порід, мм	0.46	146, 245/146 / -1.93	324/168 / 3.5
x <sub>10</sub> - глибина спуску проміжної колони, м	0.34	2322 ÷ 2748 / -1.76	2749 ÷ 3175 / 2.11
x <sub>9</sub> - глибина спуску експлуатаційної колони, м	0.26	2937 ÷ 3086 / -2.28	3534 ÷ 3683 / 2.34
x <sub>8</sub> - конструкція свердловини в інтервалі текучих порід	0.07	одноколонна / -1.18	двоколонна / 0.54

x<sub>13</sub> - середнє значення коефіцієнта кавернозності ствола свердловини в інтервалі текучих порід;

x<sub>14</sub> - тип використаного цементу в інтервалі текучих порід;

x<sub>15</sub> - діаметр експлуатаційної колони або співвідношення діаметрів колон (проміжної та експлуатаційної) в інтервалі текучих порід, мм;

x<sub>16</sub> - кількість центраторів, встановлених на колоні в інтервалі текучих порід, шт.;

x<sub>17</sub> - тривалість експлуатації свердловин (в свердловинах із зім'ятими колонами – трива-

лість експлуатації свердловин до виявлення пошкодження), років.

Розраховані дані вагомості і значень діагностичних коефіцієнтів для найбільш та найменш сприятливих умов, з точки зору цілісності обсадних колон, вносили до діагностичної таблиці, в якій компоненти розміщені в міру зниження їх інформативності (таблиця 3).

Аналіз даних таблиці 3 показує, що деякі геологічні фактори мають досить високу вагомість на даному родовищі (тип відкладів I = 4.68, тип порід I = 4.45) з точки зору

зім'яття обсадних колон. Саме наявність текучих порід (глин, солей) воротищенської світи в аномально напружених тектонічних зонах стало першопричиною пошкодження обсадних колон. Однак, свердловини з незім'ятими колонами у зазначених відкладах діють і сьогодні, що свідчить про можливість запобігання певними технічними і технологічними засобами пошкодженню колон та забезпечення необхідного безаварійного строку роботи свердловин.

Найбільш вагомим технічним фактором, який впливає на зім'яття обсадних колон, є наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною в інтервалі залягання текучих порід ( $x_{11}$ ,  $I = 2.2$ ), причому він складається з чотирьох якісних інтервалів: наявності чи відсутності цементного каменя в зоні проміжної колони та його наявності чи відсутності нижче башмака проміжної колони. Як видно з таблиці 3, перші два інтервали мають максимальні протилежні значення діагностичних коефіцієнтів і роблять основний внесок у вагомість даного фактора (загальна їх вагомість складає 2.14 (97.5 %)) і свідчать про дуже високу імовірність зім'яття обсадних колон в текучих породах за відсутності цементного каменя або низької якості цементування між проміжною та експлуатаційною колонами. Незначний вплив двох інших інтервалів (загальна їх вагомість складає тільки 0.06 (2.5 %)) вказує на те, що наявність цементного каменя за експлуатаційною колоною при відсутності проміжної колони в інтервалі пластичних порід для більшості свердловин не підвищило їх міцності за умови дії зовнішнього надлишкового тиску і не запобігло корозії труб в агресивному пластовому середовищі. Це зумовлено низькою якістю виконаних тампонажних робіт через високу кавернозність ствола свердловини ( $x_{13}$ ), відсутність необхідної кількості центруючих пристроїв ( $x_{16}$ ), викривленням ствола свердловини ( $x_3$ ) та невідповідність вибору тампонажного матеріалу для цементування колон зазначеним інтервалам ( $x_{14}$ ).

Високе значення вагомості часового фактора ( $x_{17}$ ,  $I = 1.64$ ) вказує на несприятливі умови з точки зору цілісності обсадних колон, зростання часу експлуатації свердловини внаслідок зношування обсадних труб, особливо в похило-скерованих свердловинах.

Таким чином, найнебезпечнішими, з точки зору пошкодження обсадних колон, особливо в похило-скерованих свердловинах, є інтервали залягання текучих порід, в яких при розрахунках не враховувалася дія гірського тиску і які були перекриті двома колонами за відсутності тампонажного матеріалу між ними. Це може стати причиною виникнення нерівномірного навантаження на кріплення свердловин. Передумовою його проявлення слід вважати:

- наявність каверн та відсутність цементного каменя за колоною або низька якість цементування (проявляється здебільшого при бурінні свердловин або в початковий період їх експлуатації залежно від швидкості течії породи);

- зосереджена дія на експлуатаційну колону з боку зім'ятої проміжної.

При нерівномірному зовнішньому навантаженні колони пластичними породами її опір зім'яттю суттєво знижується. Схема нерівномірного зовнішнього навантаження на обсадну колону є найімовірнішою при витіканні пластичних порід у свердловину. Однак, в процесі буріння та в початковий період експлуатації свердловин випадки зім'яття колон в пластичних породах мають місце тільки в окремих свердловинах, не зважаючи на нерівномірний характер навантаження на обсадні труби. Переважна більшість обсадних труб з коефіцієнтом запасу міцності на рівномірне навантаження гірським тиском менше одиниці витримали нерівномірне навантаження пластичними породами. Це можна пояснити наступним чином:

- під час буріння свердловин має місце розуцільнення масиву пластичних порід, розташованих поблизу ствола, величина тиску яких на обсадні труби значно менша, ніж величина повного гірського тиску;

- під час охоплення обсадної колони або цементного каменя текучими породами, останні ущільнюються і тиск порід на колону при цьому зростає за одночасного зменшення прояву нерівномірності зовнішнього навантаження;

- вплив нерівномірності зовнішнього навантаження з боку текучих порід на опірність обсадної колони зім'яттю залежить від геометричної форми каверни та розміщення в ній колони, фізико-механічних властивостей порід, радіуса розуцільнення масиву порід, розташованих поблизу ствола;

- із збільшенням радіуса розуцільнення масиву порід, розташованих поблизу ствола, зменшується нерівномірність дії зовнішнього навантаження текучих порід на колону;

- під час охоплення обсадної колони або цементного каменя текучими породами в залежності від міцності труб, інтенсивності викривлення обсадної колони, величини тиску розуцільнених порід та нерівномірності навантаження можливі три основні варіанти деформованого стану обсадних колон:

- 1) відсутність деформування;
- 2) незначне деформування (збільшення овальності);

- 3) значне деформування (зім'яття);

- після охоплення труби або цементного каменя текучими породами на неї діє рівномірний тиск, який у разі досягнення початкової щільності деформованих порід (до їх розкриття) може бути рівним повному гірському тиску;

- опір зім'яттю обсадних труб під час дії рівномірного зовнішнього навантаження у в'язко-пружному середовищі (цементний камінь, текучі породи) більший, ніж за гідравлічної схеми навантаження, тому труби з коефіцієнтом запасу міцності на гірський тиск менше одиниці не зминаються, оскільки вони розраховані за гідравлічною схемою навантаження.

В процесі тривалої експлуатації свердловини зім'яття обсадної труби від дії рівномірного гірського тиску в текучих породах можливе тільки внаслідок місцевої втрати стійкості її форми і спричинене, головним чином, негатив-

ним впливом зношування на ділянці інтенсивного викривлення похило-скерованої свердловини та корозії труб. При цьому найбільш імовірною схемою нерівномірного навантаження є зосереджена дія на експлуатаційну колону зім'ятою проміжною за відсутності тампонажного каменю між ними або низької його якості.

Під час зім'яття проміжної колони в текучих породах на експлуатаційну колону передаються контактні тиски, величина яких значно перевищує міцність труб. Опір кріплення системи із двох концентричних обсадних колон у разі дії зовнішнього тиску з боку текучих порід за відсутності або низької якості тампонажного матеріалу між ними слід оцінювати величиною тиску зім'яття труб зовнішньої колони. Тому пріоритетне значення в збереженні цілісності кріплення свердловини загалом має розроблення комплексу заходів з попередження пошкодження проміжної колони, якими передбачається:

- вибір раціональної конструкції похило-скерованої свердловини;
- розрахунок обсадних колон на зім'яття від дії гірського тиску;
- запобігання зношуванню і корозії труб та їх врахування під час розрахунку колон;
- використання техніко-технологічних засобів з формування циліндричного ствола свердловини;
- застосування найбільш ефективних промивальних рідин і тампонажних розчинів;
- забезпечення якісного цементування свердловини.

### Висновки

З врахуванням результатів нових теоретичних, експериментальних та промислових досліджень систематизовано причини неякісного кріплення похило-скерованих свердловин та бокових стволів та запропоновано узагальнену класифікацію причин зім'яття обсадних колон.

На прикладі Орів-Уличнянського родовища розраховано вагомості і значення діагностичних коефіцієнтів для найбільш та найменш сприятливих умов з точки зору цілісності обсадних колон, виявлено основні причини їх пошкодження та запропоновано заходи з їх попередження. Багатофакторним аналізом з використанням теорії розпізнання об'єктів можна оцінити вагомість впливу різних факторів, що спричиняють неякісне кріплення свердловин на інших родовищах України.

### Література

- 1 Абрамов А.А. Классификация поврежденной обсадных колонн / А.А. Абрамов, Л.Б. Измайлов // В сб. "Буровые растворы и крепление скважин": [тр. ВНИИКРнефть]. – Краснодар, 1971. – С. 13-18.
- 2 Кисельман М.Л. Износ и защита обсадных колонн при бурении глубоких скважин / М.Л. Кисельман. – М.: Недра, 1971. – 208 с.
- 3 Федорова Н.Г. Расчет параметров остаточной прочностности обсадных колонн / Н.Г. Федорова // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 40-41.

4 Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – М.: Недра, 1988. – 294с.

5 Комнатный Ю.Д. Классификация факторов, определяющих герметичность резьбовых соединений обсадных колонн / Ю.Д. Комнатный // Техника и технология промывки и крепления скважин: [тр. ВНИИКРнефть]. – Краснодар, 1982. – С. 122-125.

6 Булатов А.И. Газопроявления в скважинах и борьба с ними / А.И. Булатов, В.И. Рябченко, Н.А. Сидоров – М.: Недра, 1969. – 280 с.

7 Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1983. – 256 с.

8 Караев А.К. Обсадные колонны для глубоких скважин / [Караев А.К., Сароян А.Е., Ширинзаде С.А.]. – М.: Недра, 1971. – 160 с.

9 Анализ причин некачественного крепления скважин на буровых предприятиях треста "Львовнефтегазразведка" / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич, А.М. Скачедуб [и др.]. – Рефер. информ. о законченных научно-исследовательских работах в вузах УССР, 1975. – № 9.

10 Анализ причин поврежденных обсадных колонн в эксплуатационных и водонагнетательных скважинах месторождений Прикарпатья / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич, М.Н. Чучвич [и др.] // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1976. – № 13. – С. 73-75.

11. Федоров А.А. О классификации поврежденных обсадных колонн и их причин / А.А. Федоров, Я.С. Коцкулич // Нефтепромысловые трубы: [тр. ВНИИТнефть]. – 1974. – Вып. 4. – С. 68-72.

12 Рябцев Г.Л. Нетрадиционные углеводороды: настоящее и будущее [Текст]: монография / Г.Л. Рябцев, С.В. Сапегин, М.И. Кривогуз. – К.: Психея, 2014. – 352 с.

13 Марцинків О.Б. Причини неякісного кріплення похило-направлених свердловин на прикладі Хрещищенського ВБР / О.Б. Марцинків // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – № 36. – С. 85-95.

14 Мирзаджанзаде А.Х. Методические указания по применению статистических методов в бурении нефтяных и газовых скважин / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Г. Аветисов, А.И. Булатов. – Красноград: ВНИИКРнефть, 1983. – 316с.

15. Коцкулич Я.С. Про вплив геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон / Я.С. Коцкулич, І.М.Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 4. – С. 19-20.

Стаття надійшла до редакційної колегії  
25.01.16

Рекомендована до друку  
професором **Коцкуличем Я.С.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
канд. техн. наук **Тершаком Б.А.**  
(ПАТ «Укрнафта», м. Київ)