

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.245.42. 004.6

ДОСВІД ВІДНОВЛЕННЯ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТОРУ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ

Б.А.Тершак

*Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ «Укрнафта»
76018, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2,
e-mail: tershak@ndpi.ukrnafta.com*

Виконано аналіз ефективності ремонтно-ізоляційних робіт щодо ліквідації заколонних перетікань та відновлення герметичності кріплення свердловин нафтогазових родовищ України. Вивчено досвід формування та відновлення кріплення у свердловині 52-Росільнянська. Наведено результати контролю якості цементного каменя, сформованого з тампонажного розчину в умовах свердловини. Показано, що цементний камінь додатково містить суттєву домішку компонентів промивальної рідини, у тому числі баритового наповнювача. За допомогою сучасних методів дослідження вивчено структуру та компонентний склад вказаного матеріалу. Розглянуто особливості виконання робіт за удосконаленою технологією.

Ключові слова: заколонний простір, кріплення свердловини, цементний камінь, буровий розчин

Выполнен анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонных перетоков и возобновления герметичности крепи скважин нефтегазовых месторождений Украины. Изучен опыт формирования и возобновления крепи в скважине 52-Росильнянска. Приведены результаты контроля качества цементного камня, сформированного из тампонажного раствора в условиях скважины. Показано, что цементный камень дополнительно содержит существенную примесь компонентов промывочной жидкости, в том числе баритового наполнителя. С помощью современных методов исследования изучена структура и компонентный состав указанного материала. Рассмотрены особенности выполнения работ по усовершенствованной технологии.

Ключевые слова: заколонное пространство, крепь скважины, цементный камень, буровой раствор

The analysis of squeeze cementing efficiency is executed for behind-the-casing flow liquidation and renewal of well support impermeability of oil-and-gas fields of Ukraine. The experience of forming and renewal of well support is studied for 52-Rosilnyanska well. The results of control of cement stone quality, which formed from plugging solution in the well conditions, are presented. It is give that the cement stone additionally contains the substantial admixture of cleansing compound components, including barite bulk additive. The structure and component composition of this material are studied by the modern researches methods. The properties of works implementation on the improved technology are considered.

Keywords: bore hole annulus, well support, plugging material, drilling mud

В сучасних ринкових умовах господарювання перед нафтогазовою галуззю України постають якісно нові вимоги. Екстенсивні чинники зростання виробництва себе практично вичерпали. Головне завдання полягає в тому, щоб компенсувати зменшення приросту запасів нафти і газу підвищенням ефективності виробництва, зростання якого, за наявної ресурсної бази вуглеводнів, у першу чергу можливе за рахунок забезпечення та підтримання експлуатаційної надійності діючого фонду свердловин. Це особливо актуально для родовищ ВАТ «Укрнафта», де зосереджено основний потенціал нафтовидобутку країни (табл. 1).

Більшість родовищ компанії належать до важковидобувних, для яких характерні: нестаціонарний бародинамічний стан покладів, порушена система розробки, велика (до 98%) обводненість продукції, низькі (2-10 т/д) дебіти пластових флюїдів, жорсткі режими експлуатації, що спричиняють негативні впливи на якість будівництва та подальшу експлуатацію свердловин. Диференціювання поточних пластових тисків за розміром продуктивного покладу з різнонапірними пластами призводить до складного гідродинамічного стану системи заколонного простору кріплення. Настає безпосередня взаємодія пластів, насичених різними

Таблиця 1 – Динаміка розвитку фонду свердловин родовищ ВАТ «Укрнафта»

| № з/п | Фонд свердловин | Роки | | | | | |
|-------|-----------------|------|------|------|------|------|------|
| | | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
| 1 | Нафтові, з них: | 2194 | 2178 | 2188 | 2195 | 2261 | 2227 |
| | - бездіючі | 42 | 61 | 71 | 124 | 93 | 148 |
| 2 | Газові, з них: | 231 | 237 | 241 | 243 | 250 | 265 |
| | - бездіючі | 24 | 32 | 17 | 42 | 50 | 64 |
| 3 | Спеціальні | 803 | 594 | 628 | 665 | 667 | 668 |
| 4 | Ліквідовані | 3743 | 3841 | 4467 | 4234 | 4283 | 4152 |

Таблиця 2 – Результати проведення операцій зі встановлення ізоляційних екранів

| № з/п | Вид проведення операції | Кількість ремонтів, шт. | | Тривалість ремонтів, год. | | Вартість ремонтних робіт, тис. грн. | |
|-------|--|-------------------------|---------|---------------------------|---------|-------------------------------------|---------|
| | | 2004 р. | 2005 р. | 2004 р. | 2005 р. | 2004 р. | 2005 р. |
| 1 | Відокремлення нижнього пласта мостом | 31 | 29 | 11581 | 14279 | 3144,36 | 4144,52 |
| 2 | Перехід на верхній горизонт з відокремленням нижнього пласта мостом | 13 | 17 | 6373 | 3963 | 1907,45 | 1435,53 |
| 3 | Перехід на нижній горизонт з відокремленням верхнього пласта тампонуванням | 3 | 3 | 5287 | 3920 | 1197,94 | 1004,80 |
| 4 | Відокремлення проміжного пласта тампонуванням | - | 1 | - | 429 | - | 111,41 |
| 5 | Ізоляція без розмежування пластів | 3 | - | 898 | - | 173,33 | - |

пластовими флюїдами. Ці нестационарні процеси з часом тільки інтенсифікуються, що викликає зниження кінцевої нафтовіддачі пластів, порушення вимог охорони надр та довкілля. За таких умов для забезпечення експлуатаційної надійності свердловини як інженерної споруди визначальний вплив мають конструкція вибою та стан заколонного простору кріплення.

Незважаючи на розроблення та використання різноманітних заходів (застосування пакерів, розширюючих цементів, диференціювання технологічних властивостей тампонажних сумішей тощо), проблема забезпечення герметичності заколонного простору свердловин під час їх будівництва на родовищах ВАТ «Укрнафта» залишається актуальною. Так, у 2003-2005 рр. позаколонні перетікання на етапі будівництва зафіксовано у свердловинах 452-, 513-Бугруватівські, 54-Коржівська, 71-, 73-Східно-Рогінцівські, 27-Гоголівська, 12-Артюхівська, 32-Волошківська, 80-Сахалінська. Наприклад, середній рівень обводненості нафти, видобутої на родовищах НГВУ "Полтаванaftогаз" за період 2003-2005 рр., знаходиться в межах від 70,6% до 82,8%. Найбільшу ж обводненість має нафта, що одержана зі свердловин НГВУ "Чернігівнафтогаз", – понад 90%. Особливо гостро проблема ліквідації водоперетікань стоїть для Анастасіївського, Артюхівського, Бугруватівського, Долинського, Коржівського, Перекопівського, Північно-Долинського, Рибальцівського та інших родовищ.

Зростання кількості перетікань, інтенсивне обводнення продуктивних пластів, насамперед, свідчать про недостатню ефективність відомих технологій первинного та повторного розмежування пластів у складних гірничо-геологічних умовах.

У практиці буріння та експлуатації нафтових і газових свердловин серед методів ізоляції заколонних перетоків найбільш поширеним є встановлення мостів під тиском. При цьому відповідні роботи, як правило, виконують за наступною традиційною схемою. У кріпленні свердловини навпроти каналу перетоку виконують перфораційні отвори, через які в подальшому під тиском нагнітають ізоляційний матеріал [1]. Незважаючи на уявну простоту, ефективність таких робіт залишається досить низькою. Так, для відновлення герметичності кріплення на 32 свердловинах ВАТ „Укрнафта” та ДК „Укргазвидобування” проведено 81 операцію, з яких тільки 9 виявились успішними з першої спроби, а у свердловинах 4-Тищенківська та 14-Козіївська ВАТ „Укрнафта” для отримання позитивного результату було проведено по 5 операцій.

У табл. 2 наведено відомості про основні види операцій зі встановлення ізоляційних екранів у свердловинах родовищ НГВУ „Чернігівнафтогаз” ВАТ „Укрнафта” за 2004-2005 рр. Як бачимо такі роботи є надзвичайно затратними та водночас низькоєфективними.

За таких обставин позитивний досвід селективної ізоляції заколонного простору кріплення свердловини 52-Росільнянська має велике практичне значення. Під час її будівництва на глибині 2130 м розкрито лінзовидний поклад газу, що в даній частині структури не дренувалося іншими свердловинами. У промивальній рідині густиною 1500 кг/м^3 на виході привибійної пачки бурового розчину газокаротажною станцією зафіксовано вміст газу в розчині 70% (у тому числі метану – до 30%). Підвищення густини до 1800 кг/м^3 з метою запобігання флюїдопроявам дало змогу зменшити вміст газу в розчині до фонових показників. Для забезпечення якісного кріплення проектом передбачено використання розширювального тампонажного матеріалу (РТМ) густиною до 1780 кг/м^3 . Виходячи з реальних умов, що склалися на свердловині, зокрема необхідності збільшення густини бурового розчину, використання РТМ стало технологічно недоцільним.

Перед цементуванням хвостовика параметри промивальної рідини (температура замірів досліджень 20°C) були наступними: густина – 1770 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 42 с; водовіддача за 30 хв. – 20 см^3 ; статична напруга зсуву $\text{СНЗ}_{1/10}$ – $14,7/38,22 \text{ дПа}$; пластична в'язкість – $79 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; динамічне напруження зсуву – $91,5 \text{ дПа}$; водневий показник (рН) фільтрату – 12. Для регулювання густини використовувався баритовий обважнювач. З урахуванням технологічної ситуації для цементування нижньої секції експлуатаційної колони $\text{Ø} 168,3 \text{ мм}$ в інтервалі 2438-1611,5 м використано пластифіковану тампонажну суспензію зі зменшеним водоцементним відношенням на базі портландцементу ПЦТ І-50 густиною 1960 кг/м^3 . Під час очікування затвердіння в'язучого (ОЗЦ) з постійним промиванням свердловини протягом 15 год. та технологічної зупинки 3 год. присутності газу в буровому розчині не зафіксовано. Під час підймання і розкручування підвіски бурових труб (через 34 год. після завершення цементування) спостерігалася розгазованість бурового розчину. Після спуску фальшконуса (для перевірки можливості стикування секцій) до глибини 1574 м під час промивання свердловини максимальний вміст газу у розчині становив 74%, а також спостерігалось зменшення густини бурового розчину до 1720 кг/м^3 . Газопрояви вдалось ліквідувати збільшенням густини бурового розчину до 2030 кг/м^3 . Ймовірно причиною ускладнення є одностороннє заповнення тампонажною суспензією заколонного простору свердловини, що з урахуванням подальших контракційних ефектів та суффозії глинистої кірки могло призвести до формування потенційних каналів для міграції пластового флюїду. За результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) із застосуванням методу акустичної цементометрії (АКЦ) щільність контакту сформованого цементного каменю навпроти продуктивних горизонтів (2397-2339 м) можна оцінювати як «часткову» або «відсутню».

Продуктивна частина розрізу перфорована в інтервалі 2397-2390 м кумулятивним пристроєм ПКО-89 щільністю 18 отв/м , в інтервалах 2384-2383 м, 2381-2380 м, 2370-2358 м та 2352-2339 м – пристроєм ПКС-80 щільністю 18 отв/м . Освоєння свердловини проводилось шляхом заміни бурового розчину густиною 1820 кг/м^3 на технічну воду, оброблену поверхнево-активними речовинами (ПАР), з наступним запуском свердловини зі встановленням штуцера $\text{Ø} 10 \text{ мм}$ в трубному просторі. На початку фонтанування замінено штуцер $\text{Ø} 5 \text{ мм}$ і свердловина працювала 9 і 10 січня 2008 р. по 6 і 8 годин, відповідно. В результаті вибіркового освоєння менілітових відкладів отримано приплив газу, газового конденсату орієнтованим дебітом $10\text{-}15 \text{ тис. м}^3/\text{д}$ та пластової мінералізованої води $30 \text{ м}^3/\text{д}$ при постійному фонтануванні ($P_{\text{тр}} = 8,0 \text{ МПа}$; $P_{\text{затр}} = 20,0\text{-}21,0 \text{ МПа}$). Для ізоляції свердловини в інтервалі 2418-2343 м встановлено під тиском цементний міст, який в подальшому розбурено до глибини 2375 м. Під час повторного освоєння отримано приплив мінералізованої води дебітом $3,6 \text{ м}^3/\text{д}$. Виконано комплекс ГДС, за результатами яких встановлено поступлення води на ділянках 2350-2352 м та 2358-2362 м. Для ізоляції перетікання виконано тампонування під тиском частини перфорованого інтервалу (2339-2352 м) та отримано: інтервал 2339-2342 м – мінералізована вода дебітом до $1 \text{ дм}^3/\text{хв}$, інтервал 2339-2352 м – мінералізована вода дебітом до $3 \text{ дм}^3/\text{хв}$, інтервал 2358-2362 м – мінералізована вода $2 \text{ дм}^3/\text{хв}$ та газ (факел $0,3\text{-}0,5 \text{ м}$). Вирізання «вікна» у системі кріплення свердловини та формування штучного уступу виконано за допомогою пристрою УВУ-168 в інтервалі 2359,5-2364,5 м (рис.1). Як бачимо, в результаті цієї операції діаметр стовбура свердловини збільшено із номінального ($215,9 \text{ мм}$) до 250 мм . У той же час, за даними мікрокавернометрії існує на значне пошкодження внутрішньої поверхні обсадної колони в інтервалі 2336-2376 м, що в першу чергу викликано пульсацією тиску промивальної рідини під час формування уступу. На цю обставину необхідно звертати увагу під час виконання аналогічних операцій у інших свердловинах. Під час формування технологічного вікна відібрано зразки цементного каменя, сформованого у свердловині. На зовнішній поверхні зразків, утворених у заколонному просторі, спостерігаються характерні сліди взаємодії каменю з обсадною колоною. Товщина зразків становила від 9 мм до 11 мм , що, очевидно, обумовлено ексцентричним розташуванням обсадної колони у свердловині, коли труби опираються на муфти.

У таблиці 3 наведено результати рентгеноструктурного аналізу, виконаного в лабораторії ВАТ «Івано-Франківськцемент» на приладі ARL-9800.

Як бачимо з наведених результатів, порівняно з контрольним зразком (ПЦТ-1-100), цементний камінь, сформований у свердловині, містить меншу кількість CaO (замість $65,7\%$ лише $32,4\text{-}42,6\%$) та SiO_2 (замість $21,2\%$ лише

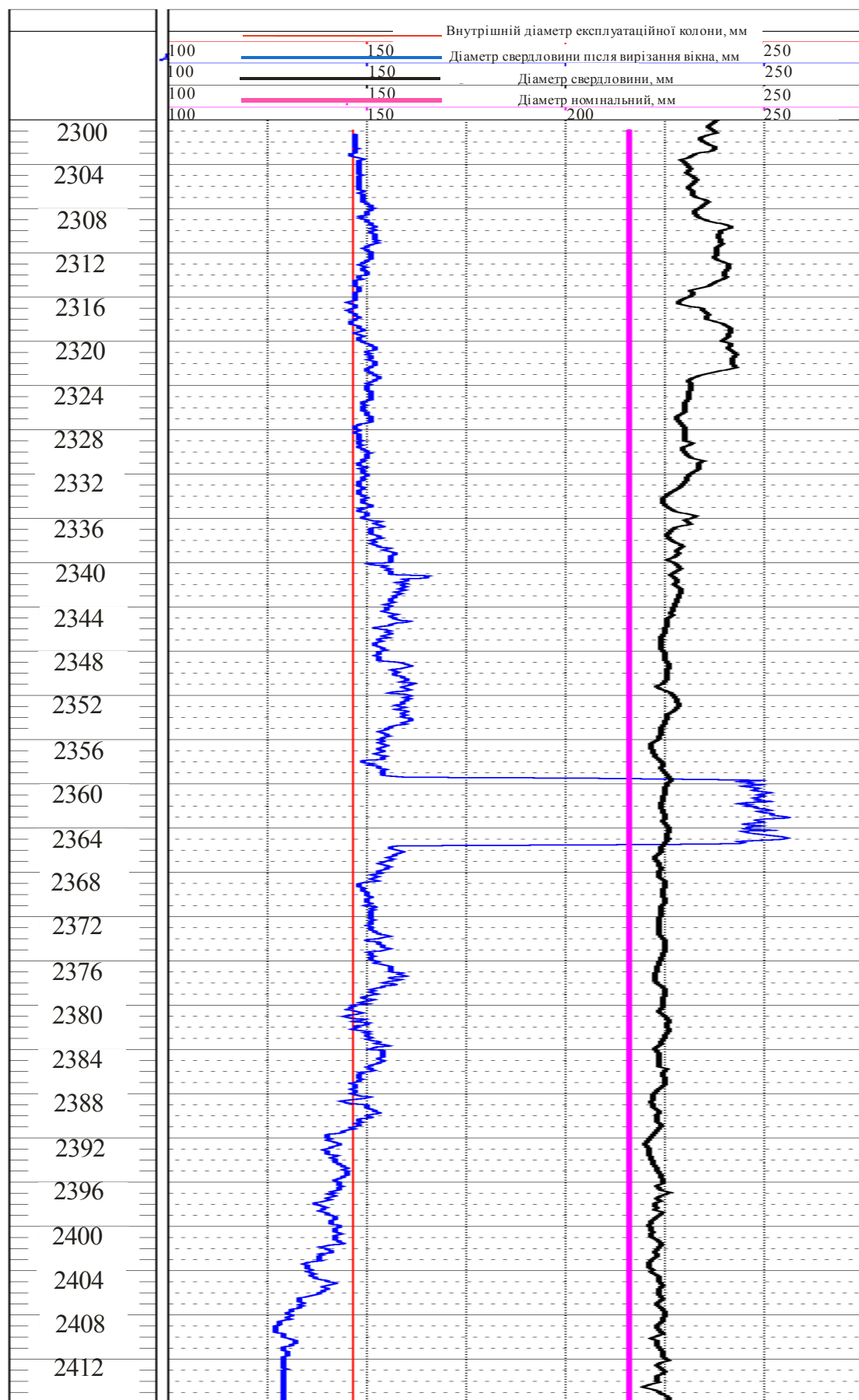


Рисунок 1 – Результати кавернометрії та мікрокавернометрії стовбура після вирізання "вікна"

Таблиця 3 – Компонентний склад матеріалів

| Тип матеріалу | Компонентний склад | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------------------|-----------|------------------|-----------------|--------------------------------|--------------------------------|-------------|------------------|---------|------------------|-------------------------------|--------|
| | CaO | BaO | SiO ₂ | SO ₃ | Fe ₂ O ₃ | Al ₂ O ₃ | MgO | TiO ₂ | SrO | K ₂ O | P ₂ O ₅ | Інші |
| Баритовий обважнювач | 0,17 | 56,9 | 4,04 | 35,8 | 0,698 | 0,825 | 0,314 | | 0,528 | | 0,171 | 0,346 |
| Контрольний зразок ПЦТ І-100 | 65,7 | - | 21,2 | 2,94 | 3,93 | 5,14 | 0,684 | 0,388 | 0,89 | 0,225 | 0,94 | 0,84 |
| Цементний камінь зі свердловини | 32,4-42,6 | 16,2-20,7 | 14,3-16,1 | 10,1-12,3 | 3,17-3,92 | 3,3-3,83 | 0,038-0,424 | 0,18-0,37 | до 0,23 | 0,15-0,19 | 0,11-0,16 | до 0,4 |

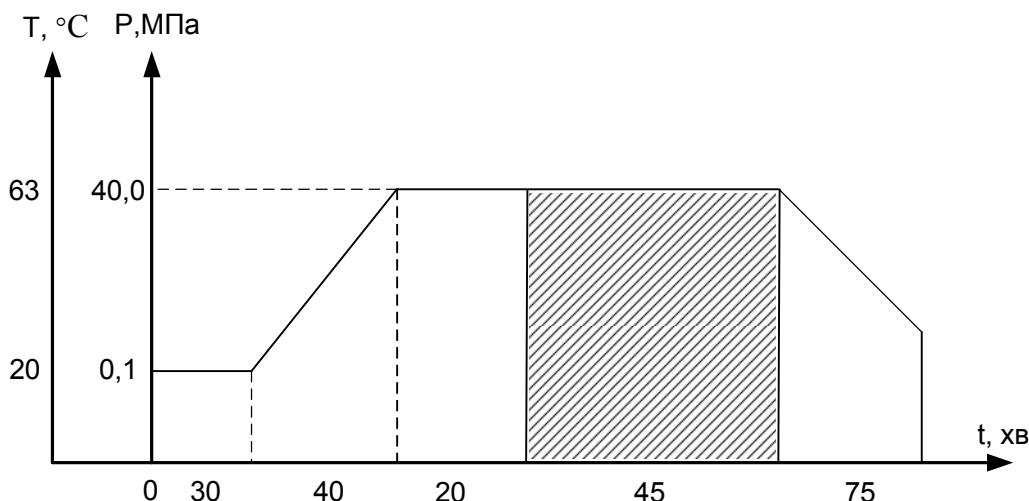


Рисунок 2 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань тампонажного розчину для установки ізоляційного цементного моста у свердловині 52-Росільнянська

14,3-16,1%). У той же час у камені додатково з'явився BaO (16,2-20,7%) та збільшився з 2,94% до 10,1-12,3% вміст SO₃, що підтверджує присутність у камені баритового обважнювача.

Можна стверджувати, що цементний камінь, сформований в умовах свердловини 52-Росільнянська, суттєво відрізняється від контрольного щільністю структури, компонентним складом, наявністю мікротрещин та мікропор, а, відповідно, і міцнісними характеристиками та корозійною стійкістю. Останні обставини є надзвичайно важливими для забезпечення довговічності ізоляційного цементного кільця [2].

Причинами змішування і неповного заміщення бурового розчину тампонажним та формування саме такої структури каменю є:

- складні геологічні умови (буріння вздовж нашарування пластів, що викликає порушення стінок свердловини і утворення каверн);
- неефективна підготовка стовбура свердловини перед цементуванням;
- ексцентричне розташування обсадної колони у свердловині, недостатня кількість елементів технологічного оснащення обсадної колони;
- формування застійних зон промивальної рідини у кавернозній частині стовбура свердловини.

Подальшими геофізичними дослідженнями встановлено, що приплив мінералізованої води густиною 1150 кг/м³ (дебіт 25 дм³/хв, тиск на глибині 2300 м – 35,13 МПа) відбувається в інтервалі 2358-2366 м і газу – в інтервалі 2339-2349 м.

Підбір рецептури тампонажної суспензії для ремонтно-ізоляційних робіт в інтервалі 2414-2354 м виконано фахівцями НДПІ ВАТ «Укрнафта» згідно з режимом дослідження (рис. 2), з урахуванням термобаричних, гірничо-геологічних та техніко-технологічних особливостей виконання операції.

За результатами дослідження розроблено рецептуру модифікованої тампонажної композиції на базі цементу ПЦТ І-100 з такими основними технологічними властивостями: густина 1870 кг/м³; розтічність 230 мм; час загуснення 4 год 00 хв; міцність на вигин цементного каменю у віці 1 доби 5,0 МН/м².

Ліквідація поза колонного перетікання, шляхом установлення контактного цементного моста в інтервалі 2414-2354 м виконано за спеціальною технологією, розробленою фахівцями Прикарпатського УБР та НДПІ ВАТ «Укрнафта» з урахуванням особливостей [3]. Роботи виконано у два етапи. На першому установлено нижній міст до глибини 2366 м. Після 48 годин

очікування затвердіння цементу (ОЗЦ) у свердловину спустили підвіску труб, оснащену спеціальним пристроєм з боковими гідромоніторними насадками. За рахунок інтенсивного промивання, яке супроводжувалось осьовим та радіальним переміщенням, забезпечено ефективне очищення новоствореної каверни. Установлення верхньої частини моста виконували шляхом подачі тампонажної суспензії безпосередньо в зону уступу при одночасному розходжуванні та обертанні підвіски труб.

Після завершення ОЗЦ і заміни бурового розчину на воду встановлено, що приплив мінералізованої води у за колонному просторі припинився.

Досвід первинного та повторного кріплення свердловини 52-Росільнянська ВАТ «Укрнафта» може бути корисним для фахівців нафтогазової галузі України.

Література

1 Серенко И.А. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин / Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. – М.: Недра, 1988. – 263 с.

2 Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов – М.: Недра, 1990. – 408 с.

3 Пат. 44098 Україна, МПК Е21В33/13, Е21В43/00. Спосіб ізоляції міжпластових перетікань у за колонному просторі свердловини / Мрозек Є.Р., Наритник І.І., Тершак Б.А., Шумєга С.В.; заявник та патентовласник ВАТ "Укрнафта". – № u200812596; заявл. 27.10.2008; опубл. 25.09.2009, Бюл. № 18.

*Стаття постуила в редакційну колегію
23.10.09
Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*

Техніка і технології

УДК 622.279.5

ДОСЛІДЖЕННЯ ДИСКРЕТНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ МАЛОДЕБІТНИХ СВЕРДЛОВИН ШЕБЕЛИНСЬКОГО ГКР

Ю. Л. Фесенко

ГПУ «Шебелинкагазвидобування»,
64250, Харківська обл., Балаклійський р-н, смт Червоний Донець, вул. Жовтнева 9;
тел./факс (05749) 93966, E-mail: k d m @ s h g p u . k h a r k o v . u k r t e l . n e t

Розглядається новий спосіб експлуатації малодебітних свердловин. Наведено схему та загальні принципи роботи автоматичного комплексу за контролем та управлінням роботи свердловини. Перші результати впровадження комплексу на свердловинах Шебелинського ГКР довели простоту та надійність комплексу, ефективність технології у ході експлуатації на родовищах, що перебувають на завершальній стадії розробки.

Ключові слова: малодебітні свердловини, автоматичний комплекс контролю, технологія.

Рассматривается новый способ эксплуатации малодебитных скважин. Приведены схема и общие принципы работы автоматического комплекса контроля и управления работой скважины. Первые результаты внедрения комплекса на скважинах Шебелинского ГКМ показали простоту и надежность комплекса, эффективность технологии при эксплуатации на месторождениях, которые находятся на завершающей стадии разработки.

Ключевые слова: малодебитные скважины, автоматический комплекс контроля, технология.

The new method of using of low-income wells is given in this article. The diagram and general principles of arrangement of automatic control complex and well control are provided. The initial results of application of the complex within Shebelinka Gas Field Wells showed its simplicity and reliability as well as efficiency of technology when applied at final extraction stage wells.

Keywords: low-income wells, automatic complex control, technology.

Останнім часом питання вдосконалення технології експлуатації малодебітних свердловин набуває все більшого значення. Велика кількість газових родовищ в Україні та за її межами перебувають на завершальній стадії розробки, що характеризується появою зон аномально низького пластового тиску (АНПТ), зон обводнення та значних розбіжностей таких показників пласту, як проникність, пластовий тиск, газонасиченість, продуктивність.

Все це призводить до появи свердловин, різних за параметрами та потужністю. Особливої уваги потребують малодебітні свердловини, оскільки їх кількість буде зростати в міру виснаження родовищ. Експлуатація таких свердловин ускладнюється тим, що вони не можуть працювати сумісно з іншими, більш потужними свердловинами.

Значна кількість свердловин Шебелинського родовища на даний час відноситься до категорії малодебітних, які працюють в умовах

низьких пластових тисків. Експлуатацією таких свердловин складно керувати та контролювати, оскільки під час їх роботи на спільний газозбірний колектор вхідний тиск всіх свердловин УКПГ майже однаковий. Тому така свердловина може зупинитися та навіть почати поглинати газ, що складно визначити на вимірювальних приладах. Це призводить до значних ускладнень в роботі – обводнення, пробкоутворення, зупинки тощо [1, 2]. Для забезпечення надійного контролю за експлуатацією такої свердловини її переводять на режими періодичних відборів газу (метод накопичення тиску). В такому режимі роботи свердловина вручну зупиняється для набору тиску вищого, ніж тиск газозбірного колектора. Згодом, коли тиск газу в шлейфі свердловини сягає певного значення, її пускають в експлуатацію шляхом відкриття вхідної засувки і стравлення тиску в газозбірний колектор УКПГ. Далі процедура повторюється.

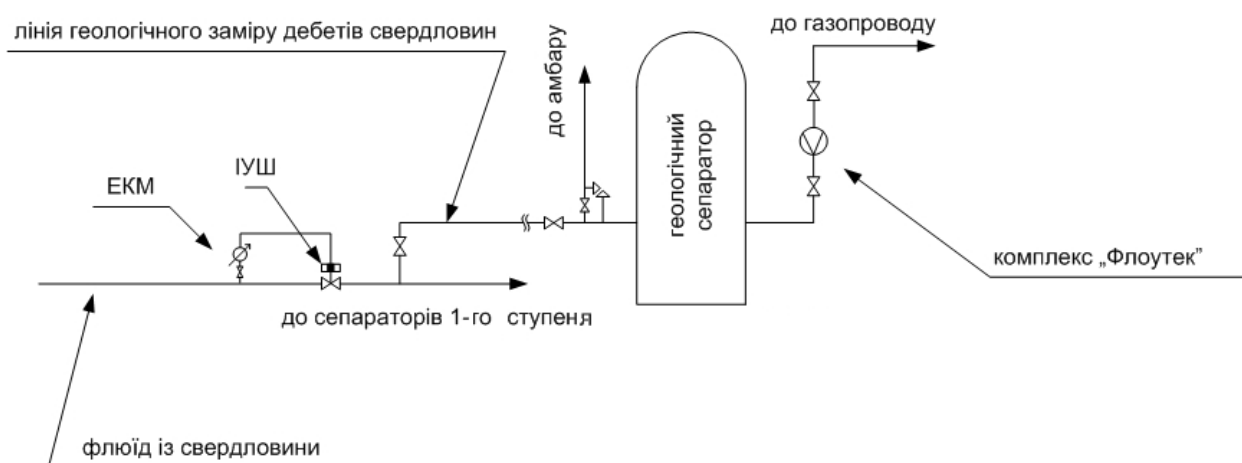


Рисунок 1 – Обладнання для проведення досліджень технології в промислових умовах

Однак такий режим експлуатації малодебітних свердловин має певні недоліки, а саме:

- всі переключення та контроль за роботою свердловини проводяться вручну;
- постійні, а іноді дуже тривалі технічні простой свердловини;
- порушується режим роботи свердловини та значно погіршується контроль за її експлуатацією;
- недостатній контроль та керування роботою свердловини призводять до неможливості вибору оптимальних тисків пуску – зупинки свердловини і, відповідно, отримання максимального та обґрунтованого дебіту газу;
- немає можливості своєчасно визначити порушення та спрогнозувати аварійні ситуації в роботі свердловин, їх характер та інтенсивність;
- існуюча технологія передбачає лише ручне керування та контроль за експлуатацією свердловини, а це суттєво обмежує можливі режими їх роботи.

Для проведення експериментальних досліджень роботи малодебітних свердловин та визначення оптимальних режимів їх експлуатації [3] розроблено комплекс автоматичного керування та контролю за роботою свердловин [4].

Визначено основні вимоги до комплексу з дослідження технології оптимізації тисків роботи свердловини, що дає можливість:

- оперативно контролювати зміни тиску флюїду свердловини та поточної фіксації основних бародинамічних його характеристик;
- коригувати режими тиску та відбору флюїду свердловини; формувати, контролювати та утримувати обрані режими роботи свердловини.

Додаткові вимоги до комплексу:

- можливість широкого промислового використання для видобування газу;
- можливість інтеграції комплексу в стандартне обладнання УКПГ;
- низька вартість комплексу, простота та надійність його застосування.

Для проведення досліджень технології в промислових умовах вирішено використовувати таке обладнання [5]:

- керований запірний орган на базі виконавчого пристрою шарового (ІУШ);
- пристрій контролю тиску та формування імпульсів керування обладнанням на базі електроконтактного манометру (ЕКМ);
- лічильник спрацьовування ЕКМ;
- лінію геологічного заміру дебітів свердловин;
- комплекс «Флоутек».

Наведене обладнання встановлюється на УКПГ таким чином (рис. 1). Для контролю тиску флюїду в шлейфі на вході до УКПГ встановлюється ЕКМ, далі на шлейфі встановлюють запірний ІУШ, що керується вхідним ЕКМ. Для тарування роботи свердловини використовується існуюча лінія геологічного заміру, геологічний сепаратор та геологічний замірний вузол, обладнаний «Флоутек».

Комплекс працює так [6]:

- 1) при закритому запірному органі свердловина набирає тиск, ЕКМ контролює тиск в її шлейфі до запірного органу;
- 2) після досягнення тиском верхньої граничної межі діапазону ЕКМ спрацьовує і дає сигнал на відкриття запірного органу та на переключення лічильника спрацьовувань комплексу;
- 3) робота свердловини на УКПГ супроводжується падінням тиску флюїду в шлейфі до певного рівня, що заданий на ЕКМ. Після досягнення цього тиску ЕКМ «зупиняє» свердловину через закриття запірного органу.

Для дослідження технології були обрані свердловини № 332, 344, 345, 346 та 387 Шебелинського родовища з метою дослідження динамічних процесів відновлення тиску флюїду в залежності від динаміки його відбору, технічних та геологічних характеристик свердловин.

Крім цього, значну увагу приділено потенційній можливості часткового відновлення дебіту виснажених свердловин, контроль за їх роботою та шляхи збільшення терміну корисного використання свердловини шляхом динамічного перерозподілу тиску в газододі свердловини.



Рисунок 2 – Зразок автоматичних комплексів керування свердловинами на УКПГ № 3 Шебелинського ГКР



Рисунок 3 – Зразок автоматичних комплексів керування свердловинами на УКПГ № 3 Шебелинського ГКР

З цією метою на УКПГ № 3 Шебелинського ГКР змонтовані автоматичні комплекси керування свердловинами (рис. 2, 3).

Розглянемо хід досліджень на прикладі свердловини № 332 Шебелинського ГКР.

На початковому етапі досліджень був змодельований та досліджений режим роботи

свердловини, аналогічний тому, що передував експерименту. Тобто на ЕКМ були задані ті параметри роботи свердловини (тиски пуску та зупинки), на яких вона працювала перед експериментом. Це дало змогу визначити початкові показники експлуатації та створити порівняльну базу для оцінки ефективності технології.

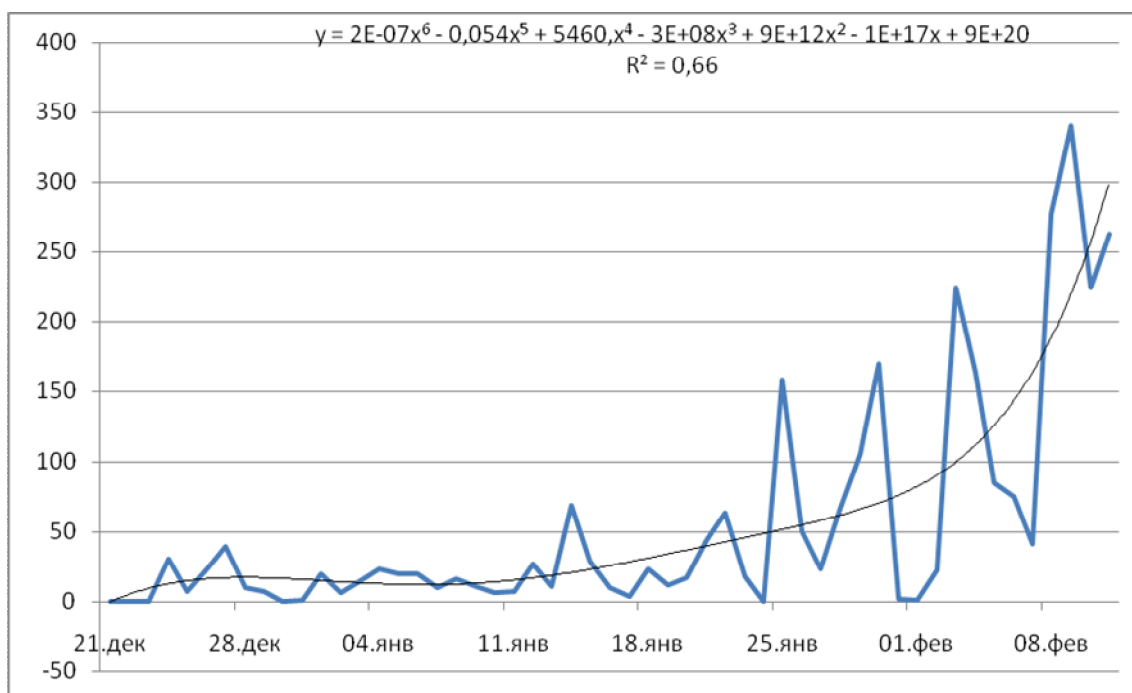


Рисунок 4 – Результати дослідження базового режиму

Слід зауважити, що на відміну від традиційно ручного керування свердловиною в нашому випадку застосовано автоматичний режим. Це значно підвищило об'єктивність експерименту та дало підставу для проведення порівняльного аналізу різних режимів роботи свердловини.

Результати дослідження базового режиму зображено на рис. 4.

На ординаті графіка відображено кількість спрацювань комплексу за добу, на осі абсцис – день експерименту. Як видно з графіка, на початок експерименту свердловина працювала доволі повільно – в середньому 5-20 спрацювань. Геологічні заміри свідчать, що за один цикл перемикавання комплексу відбиралося 35-45 м³ газу. Тобто за добу свердловина фактично давала до 1,0 тис.м³. Але поступовий усталений рух газу призвів до часткового очищення зон накопичення рідини (фільтр, шлейф), що призвело до послідовного відновлення роботи свердловини. Вже через місяць експлуатації свердловини в автоматичному режимі її дебіт почав відновлятися – кількість спрацювань комплексу зросла до 150-250 разів. Добовий дебіт сягнув майже 2 тис. м³ газу.

На рисунку чітко виділяється циклічність притоку газу, що може свідчити про наявність в свердловині рідини. Свердловина працювала на тисках пуску – 24 кгс/см² та тиску зупинки – 11,5 кгс/см².

Слід зауважити, що на останньому етапі експерименту свердловина практично не зупинялась.

Результати експерименту були оброблені за допомогою програми Excel та отримано поліном із ступенем достовірності R=0,66, що свідчить про задовільну прогнозованість процесу відбирання газу під керівництвом автоматичного комплексу.

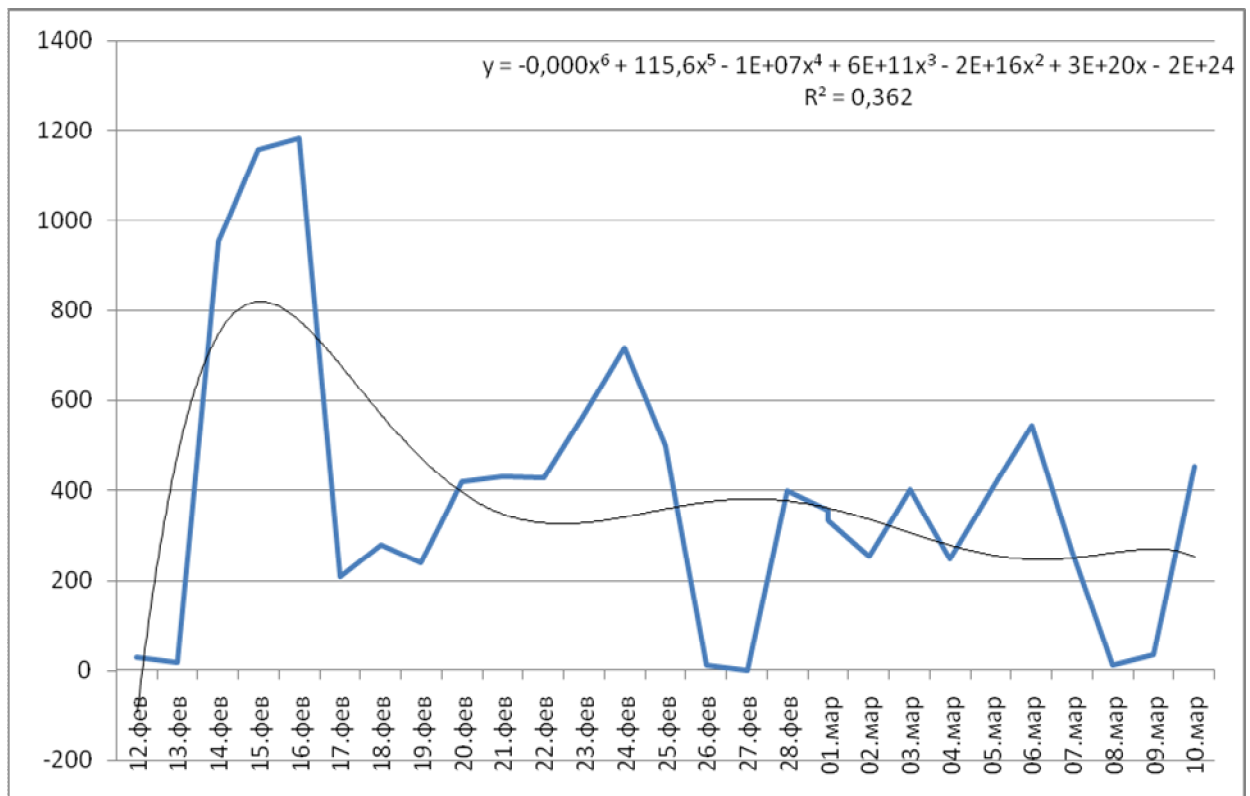
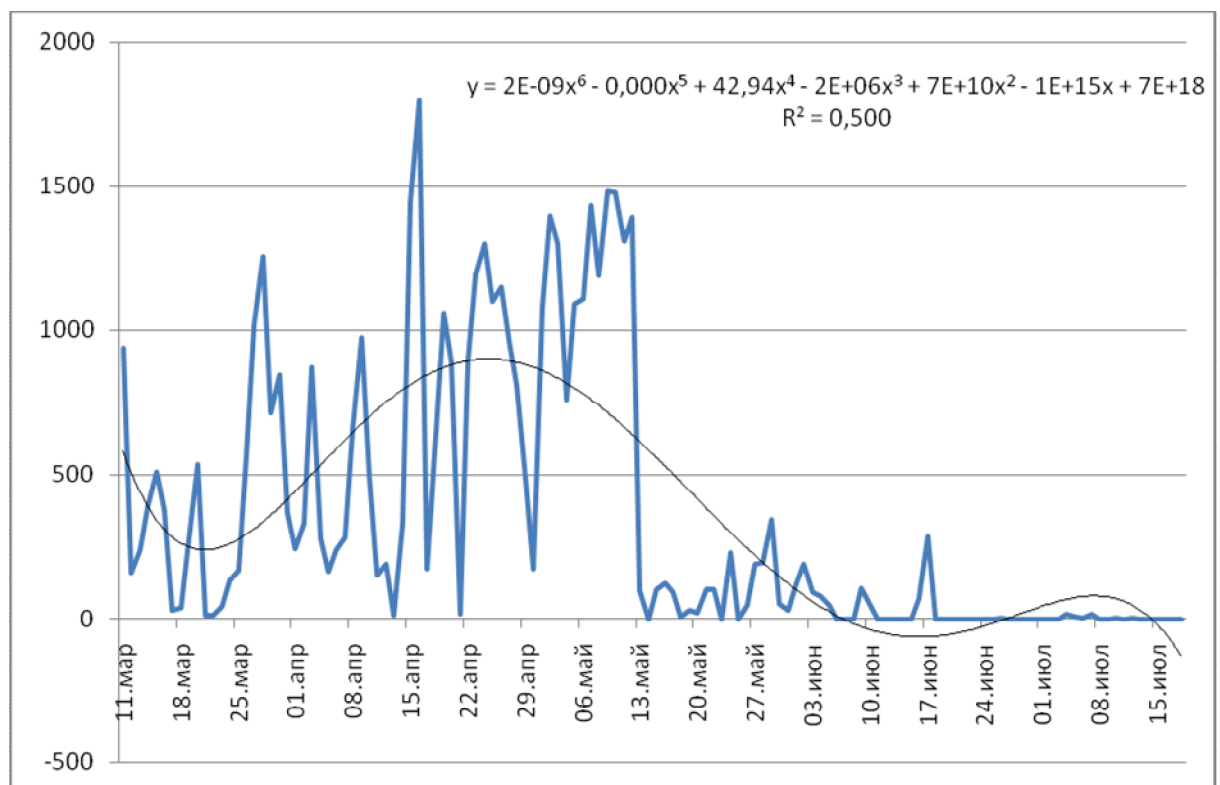
Наступним етапом експерименту була зміна тиску пуску свердловини в роботу з 24 до 20 кгс/см² (див. рис. 5). Мета зниження пускового тиску – скорочення часу набору тиску свердловиною, підвищення динаміки відбирання газу, збільшення депресії на пласт.

На рис. 5 видно, що інтенсивність роботи комплексу зросла: кількість пусків свердловини сягла 400-1200 разів на добу, дебіт свердловини зріс до 2,5-3,2 тис.м³/ на добу, середній відбір газу за цикл переключення склав 43 м³.

Отже, можна зробити висновок, що в межах технічної похибки об'єм газу, який відбирався за один цикл перемикавання комплексу, майже не змінився. Це пов'язано з порівняно невеликими коливаннями пускового тиску свердловини, майже незмінною швидкістю руху газу шлейфом свердловини та іншими газодинамічними умовами на вході УКПГ.

Крім цього, з рис. 5 видно, що після досягнення певного піку (14-18 лютого) відбувається поступове падіння дебіту – два наступних піки менші за амплітудою. Крива апроксимації загалом засвідчує про певну стабілізацію дебіту. Перший пік вказує на потенціал комплексу до короткочасного керованого збільшення дебіту свердловини, що свідчить про перспективи використання змінних режимів для покращання винесення рідини з вибою або шлейфу свердловини, проведення динамічних досліджень продуктивності пласта тощо.

Наявність трьох піків дебіту вказує на характер притоку газу в зону фільтра. Новий режим відбирання газу обумовив виснаження та поступове відновлення насиченості привибійної зони пласта. Цим пояснюється зниження коефіцієнта достовірності апроксимації. Таке дослідження дає змогу визначитися з розмірами

Рисунок 5 – Графік зміни тиску пуску свердловини в роботу з 24 до 20 кгс/см²Рисунок 6 – Графік зниження пускового тиску свердловини з 20 до 18 кгс/см²

активної зони дренування та проникністю привибійної зони пласта.

Наступний режим роботи свердловини – зниження пускового тиску свердловини з 20 до 18 кгс/см². Мета – дослідження режиму подальшого зниження пускового тиску (рис. 6).

У новому режимі свердловина мала такі параметри:

- дебіт свердловини: 3-5,5 тис.м³,
- кількість відбору газу за цикл: 27-30 м³,
- кількість пусків: 500-1700 разів на добу.

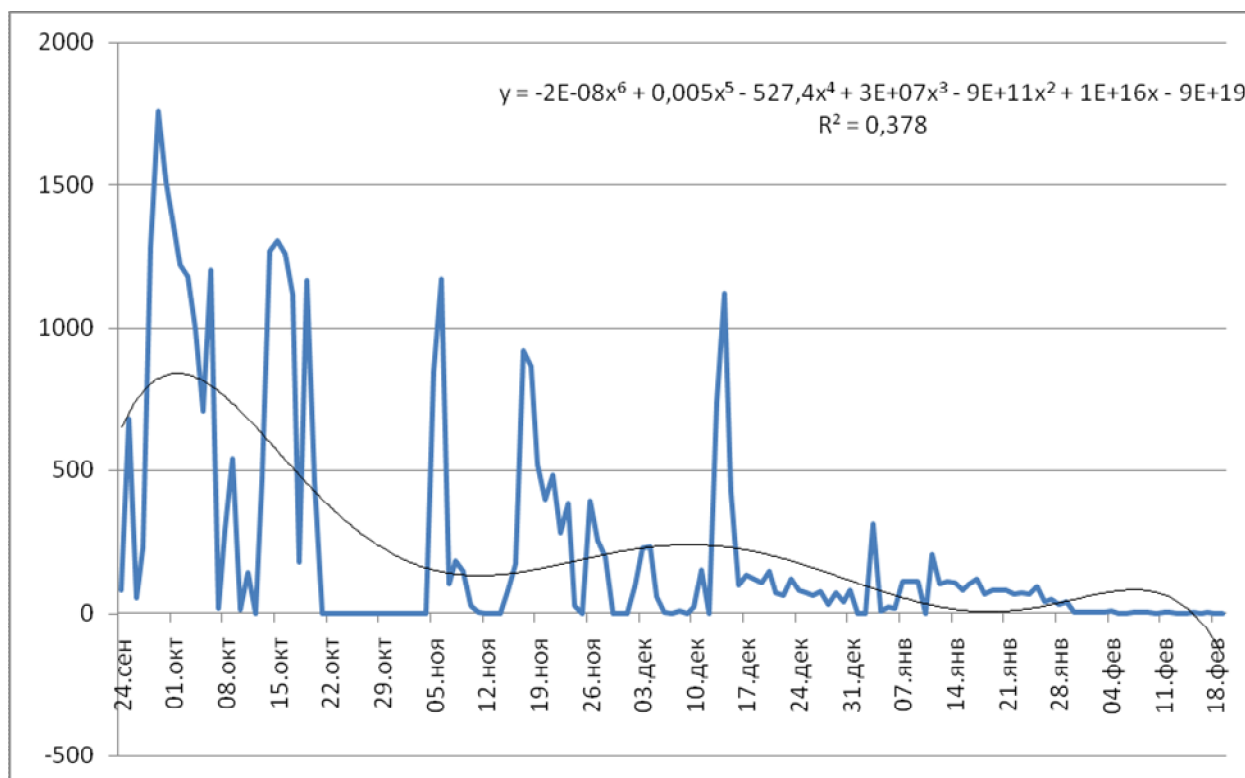


Рисунок 7 – Графік режиму відбору газу за тиску пуску свердловини 40 кгс/см², тиску зупинки -35 кгс/см²

З рис. 6 видно, що з попереднього режиму свердловина поступово відновила свій дебіт та навіть збільшила його, але згодом надходження газу майже припинилося. Це свідчить про накопичення на вибої свердловини рідини, тож свердловина потребує продування або промивання з ПАР. Використання комплексу дало змогу майже миттєво зафіксувати аварійну ситуацію на свердловині, що відкриває широкі перспективи для контролю за роботою саме малодобітних свердловин.

Після продування свердловини її зупинили для визначення статичного тиску, тому наступний режим відбору газу був таким:

- тиск пуску свердловини – 40 кгс/см²,
- тиск зупинки – 35 кгс/см².

Мета – дослідження роботи свердловини на штучно підвищених баричних параметрах (за умов зростання тиску у газопроводі - зупинка ДКС, зменшення споживання газу тощо). На рис. 7 зображено результати експерименту.

У даному режимі свердловина мала такі параметри:

- дебіт свердловини: 3-5,5 тис.м³,
- кількість відбору газу за цикл: 5-30 м³,
- кількість пусків: 300-1700 разів на добу.

З рис. 7 видно, що робота свердловини менш стабільна. Це може бути пов'язано з погіршенням умов винесення рідини (за рахунок зменшення кількості газу циклу та зменшення вологовмісту газу (із зростанням тиску)). Але тенденція залишилася – виділяються цикли накопичення та стравлення тиску, поступове виснаження зони дренування.

Слід зауважити, що на сьогодні з'явилася можливість дослідити та проаналізувати поведінку свердловини за весь час роботи комплексу (рис. 8).

Якщо прийняти для кожного режиму свій середній дебіт циклу, помноживши його на кількість спрацьовувань комплексу, то отримаємо графік дебіту свердловини.

З рис. 8 видно, що протягом року було два піки дебітів газу, але другий за значеннями - дещо нижчий. Це наглядно демонструє тенденцію до поступового виснаження родовища.

З результатів проведених досліджень можна зробити наступні висновки:

- зниження тиску пуску свердловини до певного рівня призводить до збільшення дебіту малодобітної свердловини, покращує динаміку відбирання газу завдяки відновленню тиску як у самій свердловині та її шлейфі, так і в привибійній зоні пласта;

- під час переходу до режимів більш низьких пускових тисків відбувається підвищення дебіту завдяки збільшенню перепадів тиску системи «пласт-шлейф», з поступовою стабілізацією та зниженням дебіту свердловини;

- характер дренування малодобітної свердловини – хвильовий з характерними піками та зменшеннями дебіту;

- збільшення пускового тиску свердловини призводить до погіршення циклічності роботи свердловини, а на певному рівні – і до появи її простоїв, що пов'язане з порогом стабільної фільтрації газу малодобітної свердловини. У випадку перевищення цього порогу дренуван-

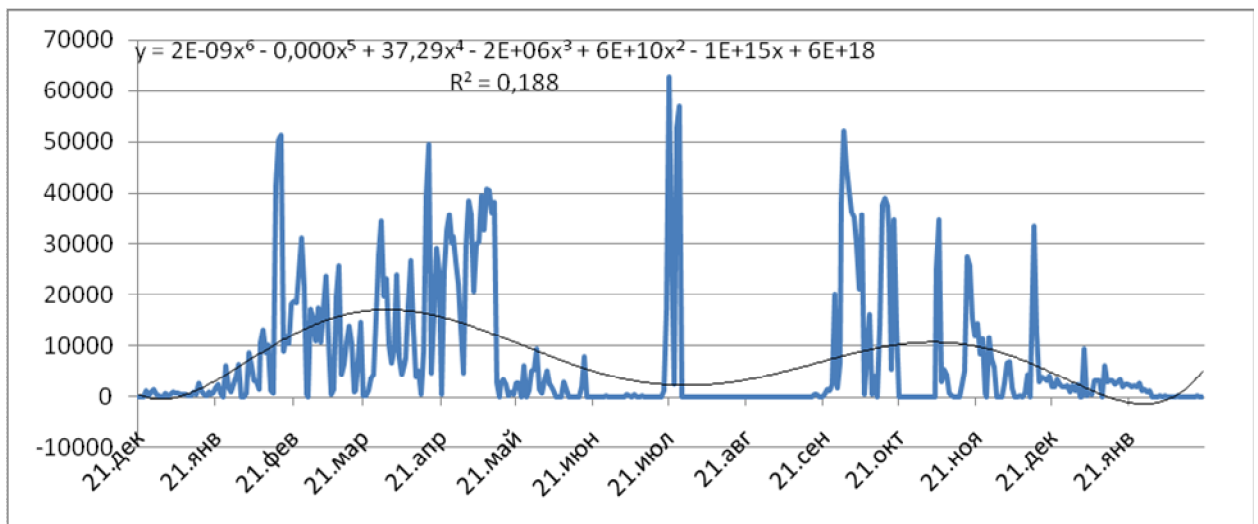


Рисунок 8 – Графік поведінки свердловини за весь час роботи комплексу

ня газу ускладнюється незначними перепадами в привибійній зоні пласта;

– тривала робота свердловини під керуванням автоматичного комплексу засвідчила динаміку виснаження зони дренажування свердловини.

Література

1 Фик І.М. Підвищення видобутку газу оптимізацією термобаричних умов експлуатації свердловин / Фик І.М., Шендрик О.М. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 4(21).

2 Іванишин В.С. Нафтопромислова геологія / Іванишин В.С. – Львів, 2003. – 648 с.

3 Патент України на корисну модель № 9720 Спосіб оптимальної експлуатації свердловин в умовах критичних параметрів.

4 Шендрик О.М. Вплив термобаричних умов флюїду на роботу свердловини та керування параметрами газу для збільшення його видобутку: Доповідь на IV конференції молодих спеціалістів ДК „Укргазвидобування”. – 2005.

5 Шендрик О.М. Оптимізація тиску відбору флюїду з метою збільшення видобутку вуглеводнів підвищення ефективності використання енергії газу: Доповідь на II конференції молодих вчених. / Шендрик О.М. // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. праць / ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України». – 2007. – Вип. 5. – 648 с.

6 Шендрик О.М. Оптимізація режимів роботи свердловин, як спосіб збільшення видобутку вуглеводнів, спосіб енергозбереження та охорони навколишнього середовища: Доповідь на конференції молодих спеціалістів ДК «Укргазвидобування», м. Харків. – 2007.

Стаття постуила в редакційну колегію
26.10.09

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.24.051

ПРИСТРОЇ ЗМІНИ ДИНАМІКИ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ НА БУРОВОМУ СТЕНДІ ІФНТУНГ

Б.Д.Борисевич, В.М.Мойсишин, Р.Б.Щербій, Б.В.Долішній

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: public@nung.edu.ua*

Для проведення досліджень на буровому стенді ІФНТУНГ були розроблені і виготовлені пристрої зміни динаміки процесу буріння, конструкція яких дає можливість змінювати жорсткість та коефіцієнт демпфування пружного елемента незалежно одне від одного. Для зміни коефіцієнта демпфування компоновки бурильного інструмента були використані серійні вертикальні гідравлічні поглиначі коливань КВЗ-ЛІИЖТ, у конструкцію яких були внесені деякі зміни.

Ключові слова: буровий стенд, жорсткість, коефіцієнт демпфування, пружина стиску, гідравлічний поглинач, процес буріння, дросьель, клапан.

Для проведения исследований на буровом стенде ИФНТУНГ были разработаны и изготовлены устройства изменения динамики процесса бурения, конструкция которых позволяет изменять жесткость и коэффициент демпфирования пружинистого элемента независимо одно от другого. Для изменения коэффициента демпфирования были использованы серийные вертикальные гасители колебаний КВЗ-ЛИИЖТ, конструкция которых была изменена.

Ключевые слова: Буровой стенд, жесткость, коэффициент демпфирования, пружина сжатия, гидравлический гаситель, процесс бурения, дросьель, клапан

For carrying out investigations at the bedstead of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas the devices for drilling process dynamics modification the design of which allows us to change rigidity and damping coefficient of elastic elements irrespective of one another. For change damping coefficient of making drilling tools the series vertical hydraulic vibration dampers KVZ, were used, in the design of when some modifications were introduced.

Keywords: drilling bedstead, rigidity, damping coefficient, compression spring, hydraulic damper, drilling process, throttle, valve

У процесі буріння нафтових і газових свердловин шарошковими долотами виникають вібрації бурового інструмента. Для зменшення негативного впливу вібрацій на роботу бурового обладнання використовують віброзахисні пристрої (амортизатори, гідродемпфери та амортизуючі ударні пристрої). Основне застосування одержали амортизатори. За характеристиками пружного елемента, енергоємністю і демпфуючою здатністю, визначають основні параметри амортизаторів: жорсткість та коефіцієнт демпфування. Дослідження впливу параметрів амортизаторів на процес буріння і вібрації бурової колони проводились як у стендових умовах [2, 4, 8], так і під час буріння глибоких нафтових та газових свердловин [5, 6, 7, 8]. Основний недолік конструкцій амортизаторів, які використовувались під час проведення цих до-

сліджень, відсутність зміни жорсткості та коефіцієнта демпфування пружного елемента амортизатора незалежно одне від одного.

З метою встановлення експериментальних залежностей між параметрами амортизатора і процесом буріння, за результатами досліджень на стенді ІФНТУНГ [3], розроблено і виготовлено пристрої зміни динаміки процесу буріння, жорсткість пружного елемента яких змінювалась в певному діапазоні за постійного значення коефіцієнта демпфування і навпаки.

Для зміни жорсткості компоновки бурильного інструмента, під час проведення стендових досліджень, використовувався пристрій (див. рис. 1), пружним елементом якого була віта пружина стиску 1. Передача обертового моменту від обертача до долота здійснювалась через рухоме шлицеве з'єднання 2.

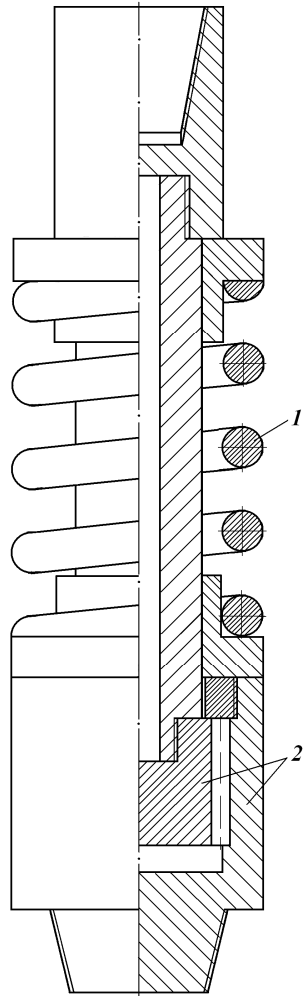
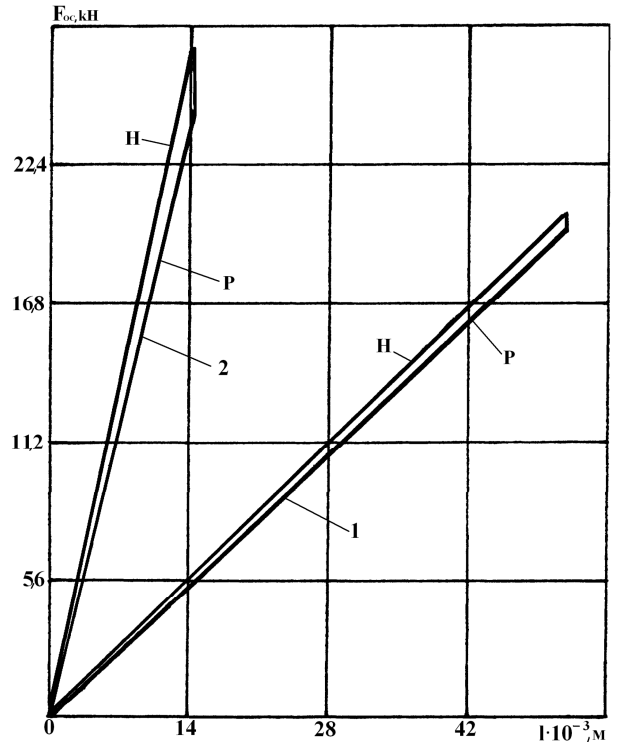


Рисунок 1 – Пристрій для зміни жорсткості компоновки інструмента бурового стенда

Використання у пристрої пружин різної жорсткості змінює загальну жорсткість компоновки бурового інструмента. Характеристики пружин визначались дослідним шляхом за допомогою розривної п'ятитонної машини.

Методика визначення характеристики наступна. Навантаження пружини проводиться ступінчасто, інтервал ступені – 2,5 кН. Після досягнення відповідного кінцевого навантаження індикатором годинникового типу (ціна ділення 0,01 мм) визначається деформація пружини – $l_H \cdot 10^{-3}$, м. Розвантаження пружини проводиться аналогічно у зворотному порядку – $l_P \cdot 10^{-3}$, м. На рисунку 2 зображено експериментальні характеристики пружин №№ 3 і 14. Під час побудови характеристик пружин деформація відкладається по осі X, а навантаження по осі Y.

Втрати на тертя оцінюються петлею гістерезиса, що утворена навантажувальною (Н) і розвантажувальною (Р) ділянками характеристик. Коefіцієнт демпфування, який характеризує втрати енергії стиску пружини при статичному навантаженні, це відношення площі петлі гістерезиса до площі характеристики під віткою навантаження. Для пружин №№ 3 і 14 коefіцієнт демпфування визначається за такими формулами:



1 – пружина №3; 2 – пружина №14;
Н – ділянка навантаження характеристики;
Р – ділянка розвантаження

Рисунок 2 – Експериментальні характеристики пружин стиску пристрою зміни жорсткості компоновки інструмента бурового стенда

$$\beta_{CT} = \frac{\frac{F_{OC.MAX}}{\mu_F} \cdot \frac{l_{H.MAX}}{\mu_l} - \frac{F'_{OC.MAX}}{\mu_F} \cdot \frac{l_{P.MAX}}{\mu_l}}{\frac{F_{OC.MAX}}{\mu_F} \cdot \frac{l_{H.MAX}}{\mu_l}} = \frac{20}{0,14} \cdot \frac{51,75}{0,35} - \frac{17,5}{0,14} \cdot \frac{51,75}{0,35} = \frac{20 \cdot 51,75}{0,14 \cdot 0,35} = 0,125; \quad (1)$$

$$\beta_{CT} = \frac{\frac{F_{OC.MAX}}{\mu_F} \cdot \frac{l_{H.MAX}}{\mu_l} - \frac{F'_{OC.MAX}}{\mu_F} \cdot \frac{l_{P.MAX}}{\mu_l}}{\frac{F_{OC.MAX}}{\mu_F} \cdot \frac{l_{H.MAX}}{\mu_l}} = \frac{27,5}{0,14} \cdot \frac{14,36}{0,35} - \frac{25}{0,14} \cdot \frac{14,36}{0,35} = \frac{27,5 \cdot 14,36}{0,14 \cdot 0,35} = 0,091. \quad (2)$$

У таблиці 1 наведено значення жорсткостей і коefіцієнт демпфування пружин пристрою та відповідні цим значенням жорсткості компоновки бурового інструменту. Жорсткість компоновки за відсутності пристрою – 6000 кН/м.

Для зміни коefіцієнта демпфування компоновки бурового інструмента використовувався пристрій (див. рис. 3). Відповідна жорст-

Таблиця 1 – Жорсткість і коефіцієнт демпфування пружин пристрою та жорсткість компоновки бурового інструмента

| № пр | 8 | 3 | 5 | 11 | 4 | 14 | 2 | 6 | 3 |
|------------------|-------|-------|-------|-------|------|-------|------|-------|-------|
| СПР, КН/м | 120 | 400 | 650 | 1100 | 1700 | 1900 | 2500 | 4600 | 8700 |
| β , кН·с/м | 0,233 | 0,125 | 0,123 | 0,115 | 0,1 | 0,091 | 0,09 | 0,089 | 0,089 |
| СКП, КН/м | 225 | 400 | 600 | 1000 | 1480 | - | 1700 | 2100 | 2500 |

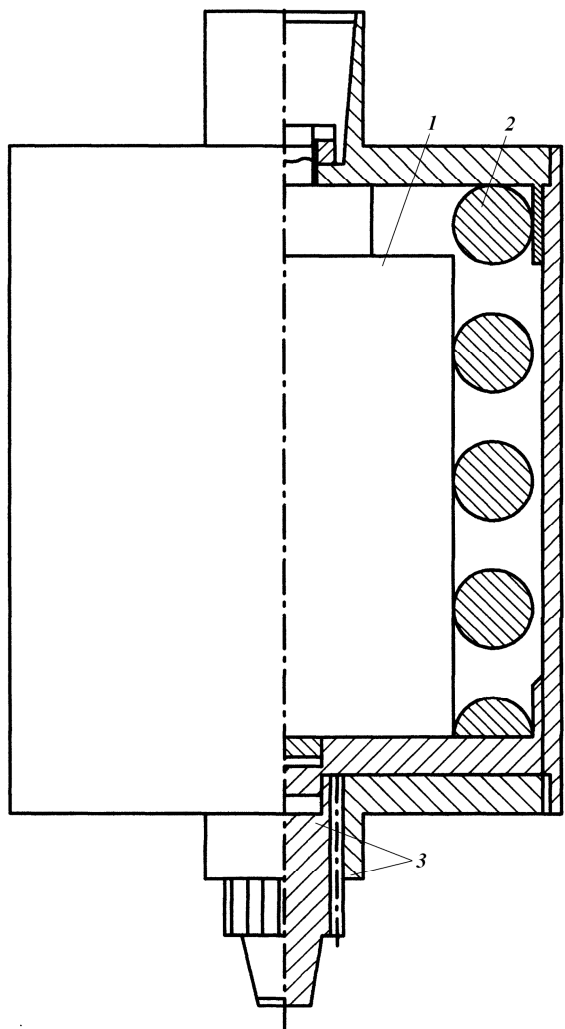


Рисунок 3 – Пристрій для зміни коефіцієнта демпфування компоновки інструмента бурового стнда

кість компоновки забезпечується витю пружиною стиску 2. Зміна коефіцієнта демпфування здійснюється рідинною пружиною 1, яка оснащена демпфером у вигляді дроселя двосторонньої дії. Через рухоме шлицеве з'єднання 3 передається обертовий момент від обертача до долота.

Як рідинну пружину використано серійні вертикальні гідравлічні поглиначі коливань конструкції КВЗ-ЛІИЖТ, у конструкцію яких було внесено деякі зміни (див. рис. 4).

Принцип роботи поглинача коливань полягає в послідовному переміщенні в'язкої рідини (масла приборного МВП ГОСТ 1805-51) поршнем 2 через дросельні отвори клапанів, нижнього 3 і верхнього 1 (див. рис. 4). Під час прохо-

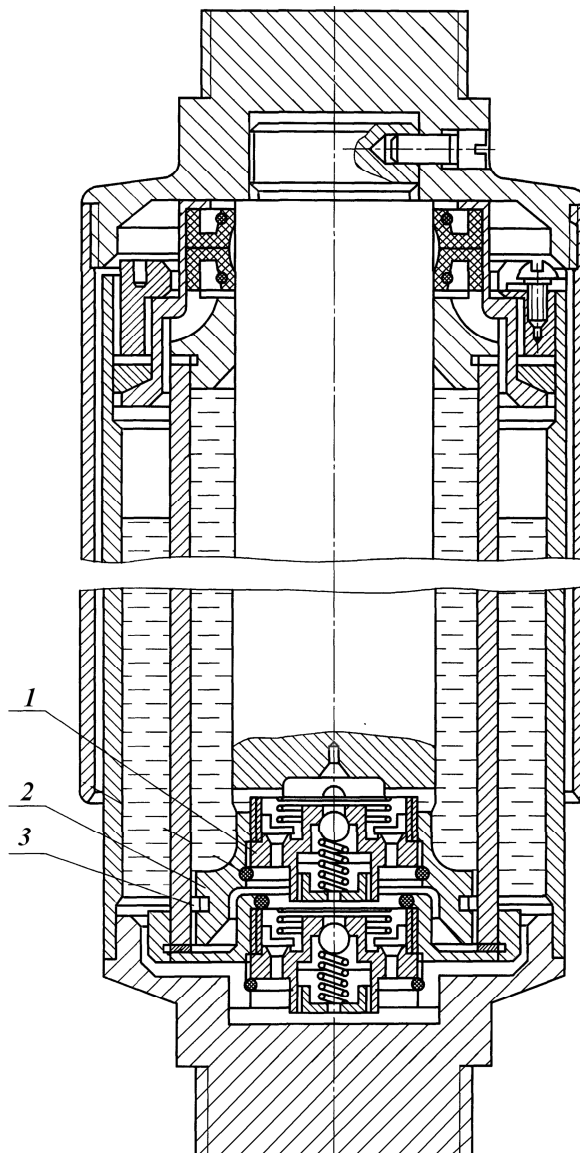
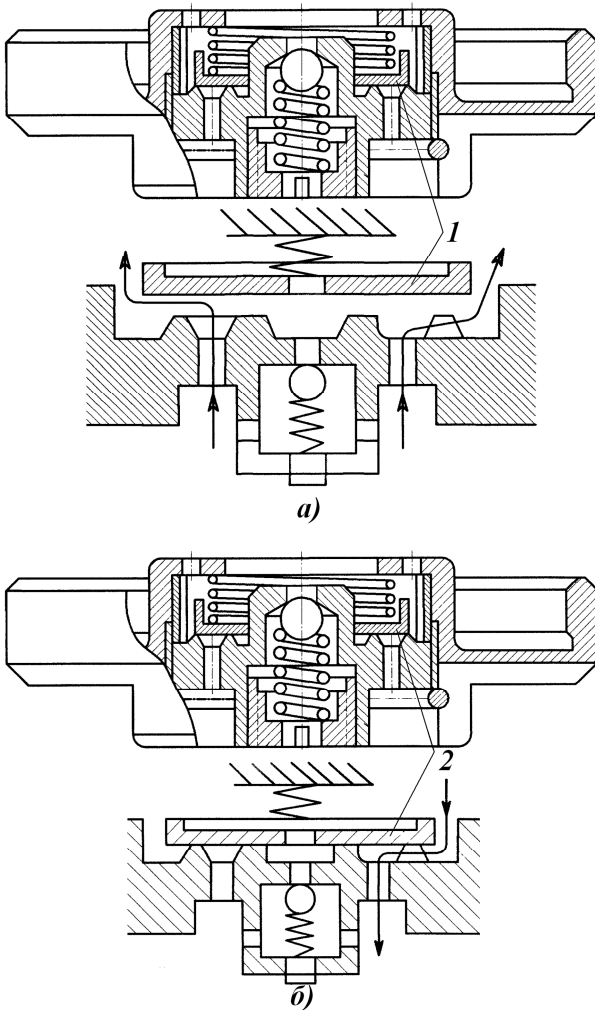


Рисунок 4 – Гідравлічний поглинач коливань КВЗ-ЛІИЖТ

дження рідини через отвори, енергія коливного руху, внаслідок сил тертя, перетворюється в теплову, яка розсіюється в навколишньому середовищі. Під час руху поршня вниз (хід стиску) рідина під поршнем стискається, внаслідок цього $p_1 > p_2$, де p_1 – тиск рідини під поршнем, p_2 – тиск над поршнем. За рахунок перепаду тисків диск 1 верхнього клапана (див. рис. 5,а) підіймається і рідина з камери під поршнем вільно (без опору) перетікає в камеру над поршнем. Під час руху поршня вниз тиск p_1 зростає і, внаслідок цього, диск 2 нижнього клапана перекидає канал вільного перетікання рідини,

а частина рідини перетікає через дросельні отвори з великим гідродинамічним опором у резервуар (див. рис. 5,б). Під час руху поршня вгору (хід розтягу) $r_1 < r_2$. Внаслідок цього диск 1 верхнього клапана перекидає канал вільного перетікання рідини, а частина рідини перетікає через дросельні отвори з великим гідродинамічним опором у камеру під поршнем. Під час руху поршня вгору в підпоршневі камері виникає розрідження, внаслідок цього диск 2 нижнього клапана підіймається і рідина з резервуару без опору перетікає у цю камеру. За однакового зусилля опору під час ходів стиску і розтягу і за взаємозамінності клапанів відношення діаметрів штока $d_{ш}$ і циліндра $d_{ц}$ повинно відповідати залежності – $d_{ш}^2 = d_{ц}^2 - d_{ш}^2$.

Основним параметром гідравлічних поглиначів коливань є коефіцієнт демпфування β , який характеризує величину сили в'язкого опору віднесеної до одиниці швидкості переміщення поршня поглинача відносно циліндра, розмірність – $\frac{H \cdot c}{m}$.



а – схема роботи верхнього клапана;
б – схема роботи нижнього клапана

Рисунок 5 – Схема роботи клапанів гідравлічного поглинача під час стиску рідини (хід вниз)

Значення величини β визначається за діаграмою роботи сил опору, записаною на стенді ПКБ ЦВ МПС.

Для можливості зміни коефіцієнта демпфування серійного поглинача використаємо основні теоретичні положення гідравліки трубопроводів і проектування гідравлічних пружин [1].

За цими положеннями опір дросельного отвору $\Delta p_{д.о}$ можна представити в вигляді формули:

$$\Delta p_{д.о} = \frac{Q^2 \cdot \gamma}{\mu^2 \cdot A^2 \cdot 2g}, \quad (3)$$

де: Q – середній розхід рідини;
 μ – коефіцієнт розходу;
 γ – об'ємна вага рідини;
 A – площа поперечного перерізу дросельного отвору;
 g – прискорення земного тяжіння.
Середня швидкість руху

$$V_{CP} = \frac{h}{t}, \quad (4)$$

де: h – величина ходу поршня;
 t – час ходу поршня.

Середня витрата рідини

$$Q = V_{CP} \cdot \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2), \quad (5)$$

де D і d – відповідно діаметри циліндра і штока.

Підставивши (5) і (4) у (3) одержимо

$$\Delta p_{д.о} = \frac{h^2 \cdot \pi^2 \cdot \alpha^2 \cdot \gamma}{32 \cdot t^2 \cdot \mu^2 \cdot A^2 \cdot g}, \quad (6)$$

$$\alpha = (D^2 - d^2). \quad (7)$$

Сила $F_{ш}$, що діє на шток внаслідок перепаду тиску, який виникає під час руху рідини через дросельні отвори, визначається за формулою

$$F_{ш} = A_{ш} \cdot \Delta p_{д.о} = \frac{A_{ш} \cdot h^2 \cdot \pi^2 \cdot \alpha^2 \cdot \gamma}{32 \cdot t^2 \cdot \mu^2 \cdot A^2 \cdot g}, \quad (8)$$

де $A_{ш}$ – площа поперечного перерізу штока.

За формулою (7), під час постійності характеристик рідини, якою заповнений поглинач, і коефіцієнта витрати, який залежить тільки від числа Рейнольдса, і за умови $s \geq 2d$, де s – товщина стінки клапана у місці розміщення дросельних отворів, d – діаметр дросельних отворів, має постійне значення, величина сили $F_{ш}$ залежить тільки від сумарної площі поперечних перерізів дросельних отворів A .

Представимо формулу (7) в вигляді:

$$F_{ш} = \frac{K}{A^2}, \quad (9)$$

K – постійна величина, яка визначається за формулою

$$K = \frac{A_{ш} \cdot h^2 \cdot \pi^2 \cdot \alpha^2 \cdot \gamma}{32 \cdot t^2 \cdot \mu^2 \cdot g}. \quad (10)$$

За формулою (9), змінюючи площу поперечного перерізу дросельних отворів, можна змінювати величину сили $F_{ш}$ та коефіцієнт демпфування β .

Таблиця 2 – Експериментальні значення L , значення β і $F_{ш}$

| | | | | | | | | | | | |
|--|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $L, \text{мм}$ | 54 | 57,8 | 61,5 | 64,5 | 68 | 71 | 77,7 | 80,5 | 83,5 | 87 | 90 |
| $\beta, \text{кН}\cdot\text{с}/\text{м}$ | 90 | 96 | 101 | 106 | 112 | 117 | 128 | 133 | 138 | 143 | 148 |
| $F_{ш}, \text{Н}$ | 8500 | 9000 | 9500 | 10000 | 10500 | 11000 | 12000 | 12500 | 13000 | 13500 | 14000 |

Таблиця 3 – Основні характеристики гідравлічних поглиначів коливань

| Типорозмір поглинача | ПГВ – 8 | ПГВ - 16 | ПГВ – 12 | ПГВ - 4 | ПГВ - 2 |
|---|---------|----------|----------|---------|---------|
| $L, \text{мм}$ | 54 | 40 | 36 | 30 | 20 |
| $\beta, \text{кН}\cdot\text{с}/\text{м}$ | 90/90 | 70/46 | 60/60 | 50/180 | 40/359 |
| Кількість дросельних отворів | 8 | 16 | 12 | 4 | 2 |
| Площа поперечного перерізу дросельних отворів | 56,55 | 113,10 | 84,82 | 28,27 | 14,14 |
| $F_{ш}, \text{Н}$ | 8500 | 4250 | 5667 | 17003 | 39994 |

У таблиці 2 наведено експериментальні значення довжини робочої діаграми сил опору L , значення коефіцієнта демпфування β і сили $F_{ш}$, одержані на стенді ПКБ ЦВ МПС.

Емпіричні апроксимуючі залежності $\beta = f(L)$ і $\beta = f(F_{ш})$, підібрані за експериментальними даними таблиці 2 мають вигляд:

$$\beta = f(L) = 1,408 + 1,629799 L, \frac{\text{кН}\cdot\text{с}}{\text{м}}; (11)$$

$$\beta = f(F_{ш}) = 0,864 + 0,0105465 F_{ш}, \frac{\text{кН}\cdot\text{с}}{\text{м}}. (12)$$

Для одержання різних значень $F_{ш}$ кількість дросельних отворів у клапанах серійного поглинача КВЗ-ЛІИЖТ змінюється від 2 до 16. Значення коефіцієнта демпфування β визначають за діаграмами сил опору, одержаних на стенді ПКБ ЦВ МПС. На рисунку 6 зображено робочу діаграму серійного гідравлічного поглинача коливань КВЗ-ЛІИЖТ з 8-а дросельними отворами у верхньому та нижньому клапанах, а на рисунку 7 – діаграми поглиначів з 2-а та 16-а дросельними отворами.

У таблиці 3 наведено основні експериментальні характеристики гідравлічних поглиначів коливань із різною кількістю дросельних отворів. У рядку із значеннями β через риску наведені значення, одержані за значень

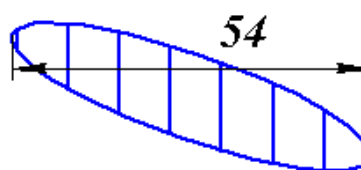
$$K = F_{ш} \cdot A^2 = 8500 \cdot \frac{8 \cdot \pi \cdot 3^2}{4} = 480664 \quad \text{і}$$

$$F_{ш} = \frac{480664}{A^2} \quad \text{та залежністю (12).}$$

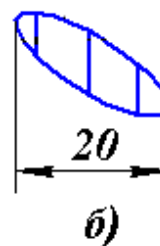
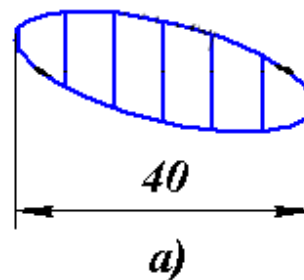
Аналізуючи зазначене вище, слід відзначити наступне.

1. Збільшення числа дросельних отворів з 8 до 12 відповідає емпіричним залежностям $\beta = f(L)$ і $\beta = f(F_{ш})$, підібраних за експериментальними даними таблиці 2.

2. Під час збільшення отворів з 12 до 16 експериментальна характеристика демпфера (див. рис. 7,а) не відповідає цим залежностям, спостерігається збільшення опору демпфування. За цієї кількості отворів коефіцієнт витрати із постійної величини перетворюється на змінну,



Рисунки 6 – Робоча діаграма серійного гідравлічного поглинача коливань КВЗ-ЛІИЖТ



а – кількість дросельних отворів – 16;
б – кількість дросельних отворів – 2

Рисунки 7 – Робочі діаграми гідравлічних поглиначів коливань КВЗ-ЛІИЖТ із різною кількістю дросельних отворів

оскільки умова $s \geq 2d$ не виконується. Із збільшенням числа отворів у клапані понад 12 товщина стінки s у місці розміщення дросельних отворів зменшується.

3. Зменшення числа отворів до 2 і 4 не відповідає емпіричним залежностям $\beta = f(L)$ і $\beta = f(F_{ш})$. Це пояснюється тим, що із зменшенням числа отворів збільшується тиск у циліндрі понад допустиме значення. У цьому випадку спрацьовує запобіжний кульковий кла-

пан поглинача розрахований на допустиме значення тиску. Під час перевищення цього значення частина рідини перетікає в обхід дросельних отворів клапана і коефіцієнт демпфування β зменшується. Це підтверджується експериментальною характеристикою демпфера з двома дросельними отворами (див. рис. 7,б).

Література

- 1 Башта Т.М. Машиностроительная гидравлика / Т.М. Башта – М.: Машиностроение, 1971/ – 672с.
- 2 Владиславлев В.С. Разрушение пород при бурении скважин / В.С. Владиславлев – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 242 с.
- 3 Буровий стенд для дослідження процесу руйнування гірських порід і динаміки бурильного інструменту [Текст] / Б.Д. Борисевич, В.М. Мойсишин, Р.Б. Щербій [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – Вип. 3 (32). – С. 23–29.
- 4 Ганджумян Р.А. Экспериментальное исследование колебаний штырьевых шарошечных долот в стендовых условиях / Р.А. Ганджумян // Машины и нефтяное оборудование: РНТС / ВНИИОЭНГ. – М., 1970. – № 6. – С. 6-10.
- 5 Кольцов О.П. Экспериментальные исследования продольных колебаний бурильной колонны / О.П. Кольцов, В.В. Осипов // Тр.: Краснодарский НИПИ нефтяной промышленности. – М., 1972. – Вып. 3. – С.36-46.
- 6 Некоторые результаты исследования работы виброзащитных устройств / П.И. Огородников, В.Ф. Плисак, Г.Н. Огородникова [та ін.] // Известия вузов. Нефть и газ. – М., 1977. – № 3. – С.15-16.
- 7 Результаты сравнительных испытаний вибросостояния бурильной колонны при различной виброзащите / П.И. Огородников, И.Ю. Вронский, Г.Н. Огородникова [та ін.] // Известия вузов. Нефть и газ. – М., 1980. – №10 – С.15-18.
- 8 Бевзюк Ф.И. Исследование влияния виброгасителя в компоновке низа бурильной колонны на повышение эффективности работы шарошечных долот [Текст]: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук / Бевзюк Ф.И. – Куйбышев, 1974. – 15 с.
- 9 Garrett W. The of a down hole shock absorber on drill bit and drill stem performance. "Paper. of Amer. Soc. Mech. Engin", No. 21, 1962, pp.11.

*Стаття поступила в редакційну колегію
17.09.09*

*Рекомендована до друку професором
Векериком В.І.*

ЛАБОРАТОРНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ГЕОЛОГО-ПРОМИСЛОВИХ ФАКТОРІВ НА ЗАХИСНІ ВЛАСТИВОСТІ ІНГІБІТОРА СОЛЕВІДКЛАДЕНЬ СНПХ-5314

Р.М.Кондрат, О.Р.Кондрат, Я.Д.Климишин

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

Наведено результати лабораторних досліджень впливу на солезахисні властивості інгібітора СНПХ-5314 температури, вуглеводневого конденсату, інгібітора гідратоутворення метанолу, інгібіторів корозії нафтохіму-3, ТАЛу, коразолу-1, спінюючої ПАВ савенолу SWP і вплив інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 на процеси корозії обладнання і спінювання пластової рідини. Обґрунтовано склад комплексного інгібітору для боротьби з ускладненнями в процесі експлуатації свердловин і винесення рідини із свердловин спінюванням.

Ключові слова: свердловина, експлуатація, газ, вуглеводневий конденсат, вода, температура, солевідкладення, корозія, гідратоутворення, спінювання, інгібітор, пар, інтенсифікація

Приведены результаты лабораторных исследований влияния на сольезащитные свойства ингибитора СНПХ-5314 температуры, углеводородного конденсата, ингибитора гидратообразования метанолу, ингибиторов коррозии нефтехима-3, ТАЛа и коразола-1, вспенивающего ПАВ савенола SWP и влияния ингибитора солеобразования СНПХ-5314 на процессы коррозии оборудования и вспенивание пластовой жидкости. Обоснован состав комплексного ингибитора для борьбы с осложнениями (солеотложениями, гидратообразованием и коррозией оборудования) в процессе эксплуатации скважин и выноса жидкости из скважин вспениванием.

Ключевые слова: скважина, эксплуатация, газ, углеводородный конденсат, вода, температура, солеотложение, коррозия, гидратообразование, вспенивание, ингибитор, пав, интенсификация

Presented the results of the laboratory investigations of the influence on salt-protecting properties of inhibitor SNPH-5314 temperature, hydrocarbon condensate, inhibitor of hydroformation of methanol, inhibitors of corrosion of petrochemical-3, TAL, pentylenetetrazol, foam PAB savenole SWP and the influence of scale SNPH-5314 inhibitor on the process of the equipments and foam of formation liquid. Substantiated the structure of complex inhibitor for the struggle with the complication in the process of exploitation of the well and the replacement of liquid from the well by foam.

Keywords: well, exploitation, gas, hydrocarbon condensate, water, temperature, salt scale, corrosion, hydrate formation, foam, inhibitor, pav, intensification

Експлуатація видобувних свердловин на родовищах природних газів часто супроводжується солевідкладенням у привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях свердловин. Випадання солей з попутної пластової води, яка видобувається разом з газом, призводить до зменшення поперечного перерізу каналів, якими рухається газ, аж до їх повного перекриття і припинення руху газу. У процесі накопичення солей на поверхні порових каналів у пласті і стінках труб поступово зростає додатковий опір рухові газу і, відповідно, зменшується дебіт газу. За наявності рідини у пластовій продукції передчасно припиняється природне фонтанування свердловин.

До основних причин солевідкладень відносяться дефіцит вологи в газі (у випадку поступлення у свердловину з різних горизонтів води і газу, який недонасичений водою); дегазація води з переходом двооксиду вуглецю з води в газову фазу у процесі зниження пластового тиску під час розробки родовища; змішування у свердловині несумісних пластових вод різного хімічного складу з різних горизонтів; зміна термобаричних умов (зменшення температури) вздовж шляху руху газорідинного потоку; змішування з пластовою водою певного хімічного

складу метанолу та інших хімічних реагентів, які використовуються для оброблення свердловин; в деяких випадках перенасичення пластової води солями за рахунок розчинення окремих складників породи під час руху води у пористому середовищі та інші.

Відомі методи боротьби із солевідкладеннями ґрунтуються на попередженні випадання з води солей і відкладання їх на поверхні пористого середовища і труб, а також видаленні солевих відкладів [1-5].

Методи видалення відкладів солей поділяються на механічні, хімічні та комбіновані. До механічних методів відноситься ліквідація твердих осадів за допомогою гідромоніторів та інших спеціальних пристроїв, розбурювання буровим інструментом (в тому числі з використанням колтубінгових установок), а також встановлення на гирлі свердловин спеціальних гіпсозбірників та інші. Хімічні методи ґрунтуються на розчиненні твердих осадів прісною водою (хлоридні сольові відклади) та розчинами у воді різних хімічних речовин залежно від складу солей (розчини соляної кислоти, натрію їдкого, гідроксидів лужних металів (наприклад, соди каустичної), етилендіамінтетраоцтової кислоти та її солей, карбонатні і бікарбона-

тні розчини лужних металів, суміш соляної кислоти і хлориду натрію тощо).

Методи боротьби із солевідкладеннями шляхом ліквідації твердих осадових вимагають залучення значних коштів і спеціальної техніки, є трудомісткими і тривалими в часі, призводять до втрат у видобутку газу і вуглеводневого конденсату і не запобігають подальшому відкладенню солей, які потрібно періодично видаляти. Ефективнішими є методи попередження солевідкладень. Вони включають уведення в газорідний потік спеціальних хімічних речовин – інгібіторів солевідкладень, діяння на газорідний потік фізичними полями (магнітогідродинамічним, ультразвуковим, струмами високої частоти) і вибір відповідного підземного обладнання та технологічного режиму експлуатації свердловин [1-5]. Методи попередження солевідкладень з допомогою фізичних полів знайшли застосування в теплоенергетиці і використовуються частково для попередження солевідкладень у теплообмінних апаратах на родовищах природних газів Російської Федерації [5]. До технологічних методів попередження солевідкладень відносяться: періодичне або неперервне (дозоване) уведення прісної води в затрубний простір високодебітних свердловин з метою попередження дефіциту вологи в газі і випаровування пластової води; вибір такого технологічного режиму експлуатації свердловин, при якому значення термобаричних параметрів (тиску і температури) газорідного потоку в стовбурі будуть перебувати за межами області солевідкладень; збільшення швидкості руху газорідного потоку в насосно-компресорних трубах (НКТ) шляхом зменшення тиску на гирлі свердловин і діаметра НКТ, що скорочує тривалість періоду перебування перенасичених розчинів у НКТ і тим самим знижує інтенсивність прилипання мікрокристалів солей до внутрішньої поверхні труб; турбулізація газорідного потоку в стовбурі свердловини шляхом обладнання НКТ штуцерами і диспергаторами різного типу, що зменшує тривалість безпосереднього контакту водної фази з поверхнею труб, попереджує утворення застійного шару рідини на внутрішній поверхні НКТ і погіршує умови прилипання мікрокристалів солей до поверхні труб; нанесення на внутрішню поверхню НКТ гладкого захисного покриття з низькою адгезійною здатністю до мікрокристалів солей тощо.

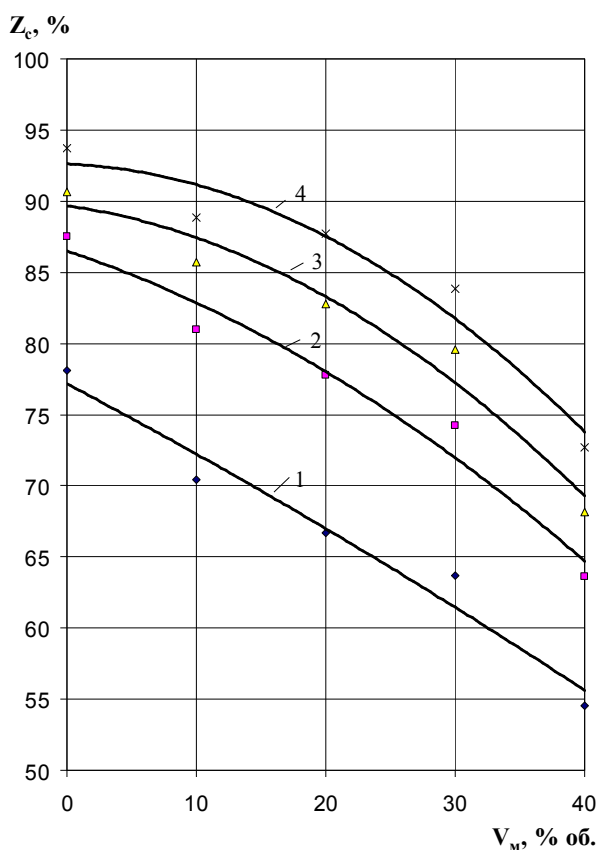
Найбільшого застосування в промисловій практиці для попередження відкладання з води солей набули інгібітори солевідкладень. Вони складаються з однокомпонентних хімічних реагентів або суміші різних однокомпонентних реагентів, при змішуванні яких отримують синергетичний ефект захисної дії. Інгібітори солевідкладень уводять у газорідний потік неперервно або періодично у вигляді розведених чи концентрованих розчинів, дисперсної системи (емульсії, суспензії, аерозолі) і в твердому вигляді (гранули, таблетки тощо). При уведенні інгібіторів солеутворень у розчин солей різко

сповільнюється процес осадоутворення і зменшується кількість утвореного осаду.

З метою вибору ефективного інгібітора солевідкладень для попередження випадання з водних розчинів карбонату кальцію згідно з умовами експлуатації газоконденсатних свердловин верхньовізейських покладів родовищ НГВУ „Полтаванафтогаз” в ІФНТУНГ виконано комплекс лабораторних досліджень, в яких оцінювались полязахисні властивості таких хімреагентів: СНПХ-5314, коразол-1, поліакрилат натрію, савенол SWP, КТІ-С. Основні результати досліджень наведено в роботі [6]. У ході дослідів у пробірці з розчином гідрокарбонату кальцію опускали в зразки із сітки з нержавіючої сталі, що мали вигляд пластинок прямокутної форми, скручених у трубочки, і витримували їх за температури 80°C впродовж 24 годин. При підвищенні температури гідрокарбонат кальцію розкладається з утворенням карбонату кальцію, який, випадаючи в осад, потрапляє на зразки із сітки. За зміною маси зразка із сітки, площею поверхні зразка і тривалістю часу проведення досліду визначали швидкість відкладання солей на зразках. За відносною зміною швидкості відкладання солей в неінгібованому та інгібованому середовищі визначали ефективність досліджуваного інгібітора солевідкладень (ступінь захисту від солевідкладень Z_c).

За результатами виконаних експериментів із досліджених хімічних речовин найкращими захисними властивостями проти випадання з води солей карбонату кальцію володіє інгібітор СНПХ-5314. Ступінь захисту від солевідкладень при вмісті в робочому розчині 0,1% мас. інгібітора СНПХ-5314 перевищує 70%, при вмісті 0,5% мас. – становить близько 90%, а при подальшому збільшенні концентрації інгібітора змінюється мало. У порядку зменшення солезакисних властивостей інші інгібітори розміщуються так: КТІ-С, коразол-1, савенол SWP і поліакрилат натрію.

У дослідах з метанолом до робочого розчину гідрокарбонату кальцію додавався метанол в кількості 10; 20; 30 і 40% об. з розрахунку на загальний об'єм системи „робочий розчин – метанол”. Згідно з експериментальними даними наявність у робочому розчині метанолу призводить до зниження ступеня захисту від солевідкладень з допомогою інгібітора СНПХ-5314 (рис. 1), причому темп його зниження зростає з підвищенням вмісту метанолу в системі. Так для вмісту у робочому розчині 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 додавання 20% об. метанолу спричиняє зменшення ступеня захисту від солевідкладень з 90,63% до 82,8%, а 40% об. метанолу – до 68,18%. Найбільш істотно ступінь захисту від солевідкладень зростає із збільшенням вмісту інгібітора СНПХ-5314 до 0,25% мас. З подальшим збільшенням концентрації інгібітора СНПХ-5314 в робочому розчині темп зростання ступеня захисту від солевідкладень зменшується.



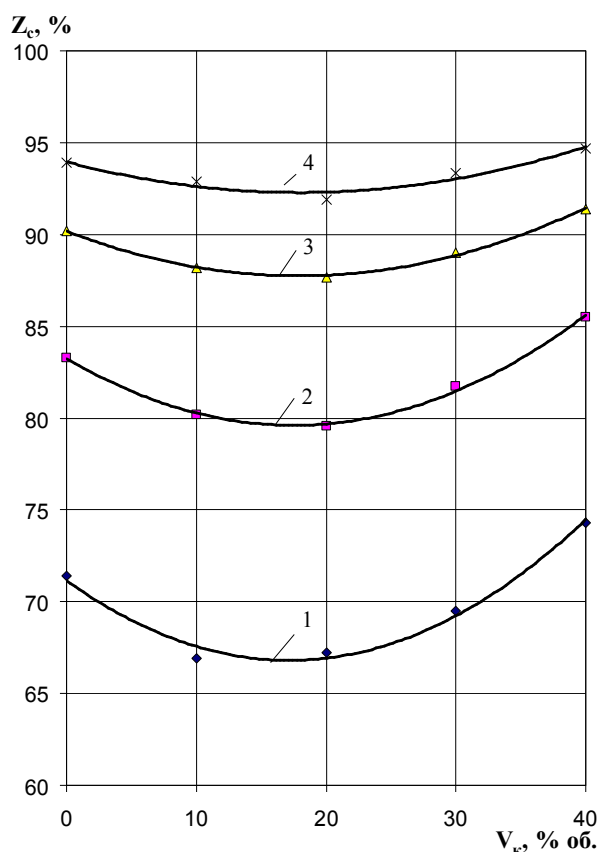
1-0,125; 2-0,25; 3-0,5; 4-1% мас.

Рисунок 1 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в системі метанолу для різного вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314

У дослідях з вуглеводневим конденсатом вміст його в системі „робочий розчин-конденсат” становив 10; 20; 30 і 40% об. За результатами експериментів абсолютне значення ступеня захисту від солевідкладень дещо зменшується (на 2,0 – 4,52%) із збільшенням об’ємного вмісту конденсату до 20%. У подальшому ступень захисту від солевідкладень зростає і при об’ємному вмісті конденсату понад 30% стає більшою, ніж за його відсутності у системі (рис. 2). Величина зниження ступеня захисту від солевідкладень тим менша, чим більший вміст інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 у робочому розчині. Темп зростання ступеня захисту від солевідкладень найвищий в області збільшення концентрації інгібітора СНПХ-5314 до 0,25%, а потім – сповільнюється. Порівняння результатів дослідів з метанолом і конденсатом свідчить, що негативний вплив конденсату на захисні властивості інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 є незначним і набагато меншим, ніж метанолу.

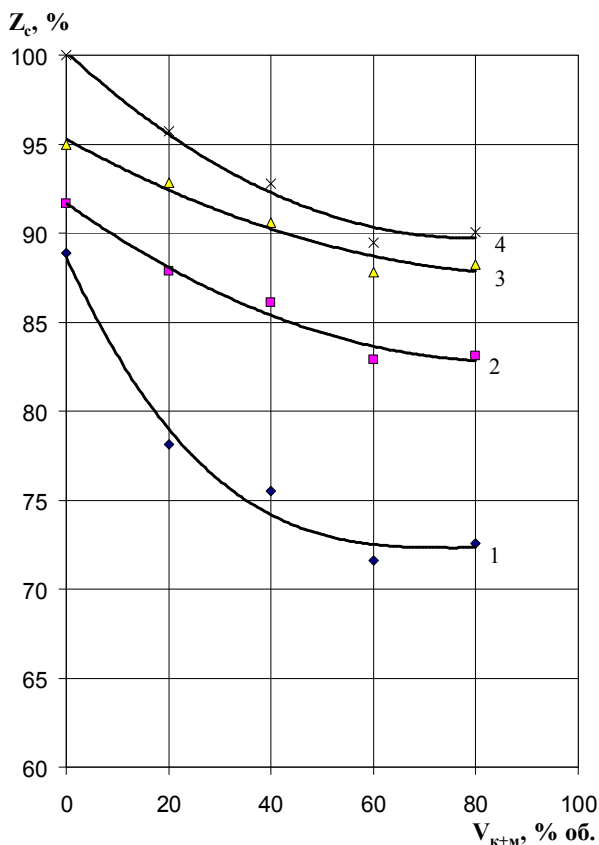
Спільний вплив метанолу і вуглеводневого конденсату на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 вивчався в дослідях, в яких сумарний вміст цих добавок у системі становив 20; 40; 60; 80% об. у їх співвідношенні 1:1. За дослідними даними із збільшенням вмісту метанолу і вуглеводневого конденсату в системі

від 0 до 60% об. ступінь захисту від солевідкладень з допомогою інгібітора СНПХ-5314 неперервно зменшується, причому тим інтенсивніше, чим менша концентрація інгібітора СНПХ-5314 в робочому розчині (рис. 3). Так, при вмісті в системі 40% об. метанолу і вуглеводневого конденсату (по 20% об. кожного) ступінь захисту від солевідкладень зменшується: в 1,177 разів – при концентрації інгібітора 0,125% мас., у 1,065 разів – при концентрації інгібітора 0,25% мас., у 1,049 разів – при концентрації інгібітора 0,5% мас. Інтенсивність зменшення ступеня захисту від солевідкладень сповільнюється із збільшенням вмісту в системі метанолу і вуглеводневого конденсату. При сумарному вмісті в системі 80% об. метанолу і вуглеводневого конденсату (по 40% об. кожного) спостерігається деяке зростання ступеня захисту від солевідкладень порівняно з 60% об. вмістом наведених добавок. Аналогічно як в дослідях окремо з метанолом і вуглеводневим конденсатом за наявності в системі одночасно метанолу і вуглеводневого конденсату із збільшенням концентрації інгібітора СНПХ-5314 понад 0,25-0,5% мас. темп зростання ступеня захисту від солевідкладень поступово сповільнюється.



1 – 0,125; 2 – 0,25; 3 – 0,5; 4 – 1% мас.

Рисунок 2 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в системі вуглеводневого конденсату для різного вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314



1 – 0,125; 2 – 0,25; 3 – 0,5; 4 – 1% мас.

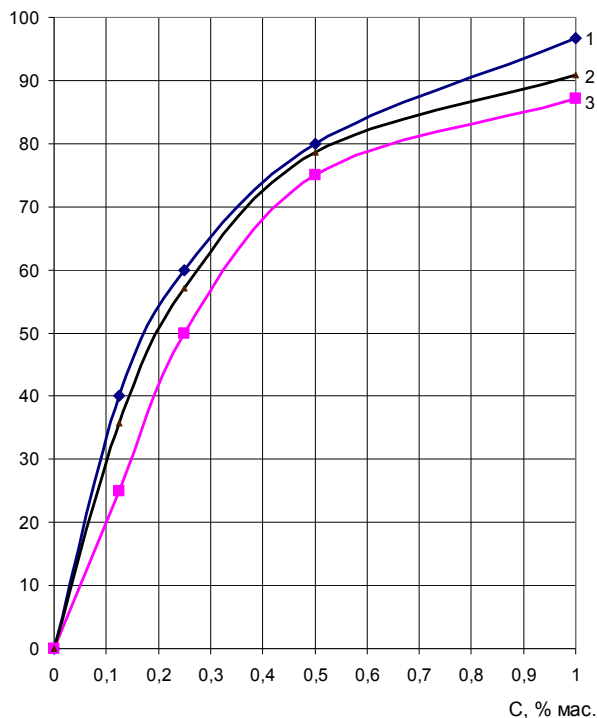
Рисунок 3 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в системі метанолу і вуглеводневого конденсату у співвідношенні 1:1 для різного вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314

Таким чином, наявність у газорідному потоці у стовбурі свердловини одночасно вуглеводневого конденсату, який видобувається разом з газом з пласта, і метанолу, який подається з поверхні для боротьби з гідратуутворенням, сприяє випаданню солей з пластової води і зменшує солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Найбільше негативно впливає метанол, оскільки вплив конденсату є незначним і лише за малого вмісту його в пластовій рідині (до 20% об.).

Наведені дослідження проводились при 80⁰С. В реальних умовах температура в стовбурі свердловин змінюється в широких межах (від пластової (вибійної) до остьової), а процес експлуатації свердловин може ускладнюватися гідратуутворенням і корозією обладнання, для боротьби з якими використовуються інгібітори гідратуутворення і корозії. У газоконденсатних свердловинах процес солевідкладень протікає за наявності в пластовій продукції вільного вуглеводневого конденсату. З метою оцінки впливу на процес солевідкладень температури, інгібіторів солевідкладень і корозії і вуглеводневого конденсату виконано додаткові лабораторні дослідження за методикою [6], результати яких наведено нижче.

Подальші дослідження проводились з іншою пробою інгібітора солевідкладень СНПХ-5314, відібраною з партії реагента з дещо гіршими солезакисними властивостями. Дослідні дані свідчать про однаковий характер залежності ступеня захисту від солевідкладень від масового вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 з обох його проб, що дає змогу якісно інтерпретувати і зіставляти результати досліджень з обома пробами реагента.

Вплив температури на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 вивчався у ході дослідів, за температури робочого розчину 20; 50 і 80⁰С. У міру підвищення температури спостерігається зниження захисного ефекту інгібітора СНПХ-5314 (рис. 4). Підвищення температури інтенсифікує процес солевідкладень, що пояснюється збільшенням швидкості утворення мікрокристалів карбонату кальцію і зниженням здатності інгібітора адсорбуватись на поверхні зародків мікрокристалів через зменшення (послаблення) взаємодії в системі „мікрокристал-інгібітор”. При вмісті в системі понад 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 відповідні графічні залежності на рис. 4 виположуються. Вплив температури на захисний ефект інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 зменшується із збільшенням вмісту його в системі. Так, для вмісту в системі 0,125% мас. інгібітора СНПХ-5314 абсолютне зменшення ступеня захисту від солевідкладень при збільшенні температури від 20 до 50⁰С становить 4,29%, а при збільшенні температури від 20 до 80⁰С – 15%. Для вмісту в



1 – 20; 2 – 50; 3 – 80⁰С

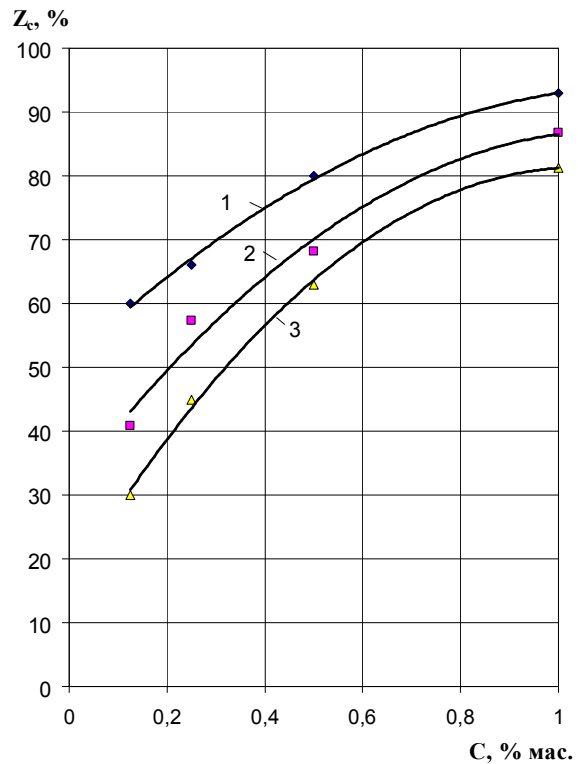
Рисунок 4 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 для різних температур

системі 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 абсолютне зменшення ступеня захисту від солевідкладень становить відповідно 1,43 і 5%. Загалом, вплив температури на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 є невеликим. Так, для вмісту в системі 0,5% мас. інгібітора СНПХ-5314 збільшення температури від 20 до 50⁰С і від 20 до 80⁰С призводить до зменшення ступеня захисту від солевідкладень відповідно в 1,018 і 1,067 разів.

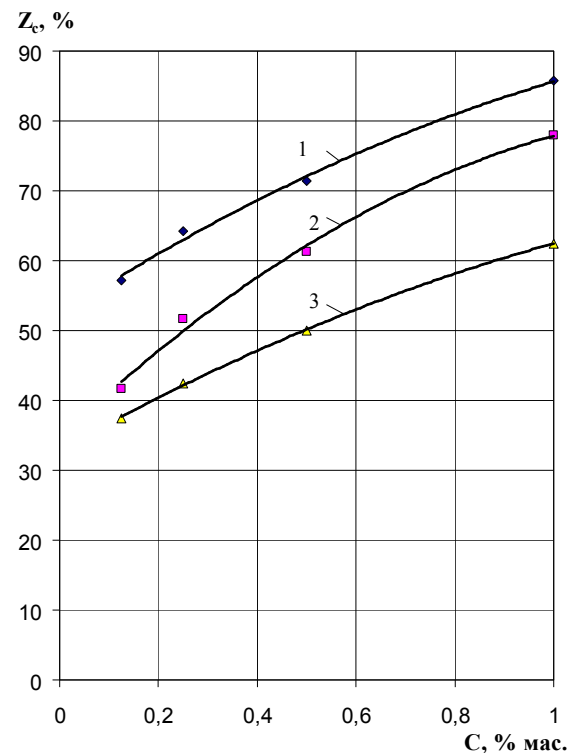
Процес солевідкладень часто супроводжується корозією нафтогазопромислового обладнання. Так, аналіз сольових відкладів і продуктів корозії, що утворюються у свердловинах на родовищах ВО „Оганскнефть” свідчить, що процеси солевідкладень і корозії під час експлуатації свердловин взаємопов'язані [2]. Для боротьби з цими ускладненнями в роботі свердловин доцільно використовувати реагенти-інгібітори, які володіють багатофункціональними властивостями і забезпечують ефективну боротьбу із солевідкладенням, корозією обладнання, гідратуутворенням і, у разі необхідності, є також спінювачами пластової рідини.

У дослідах оцінено вплив на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛ, які використовуються в НГВУ „Полтаванaftогаз” для боротьби з корозією нафтогазопромислового обладнання. Вказані інгібітори корозії додавались до робочого розчину в кількості 2,5 г/л. На рис. 5 і 6 зображено результати досліджень окремо з інгібітором СНПХ-5314 при температурі 80⁰С і разом з інгібіторами корозії при температурах 50 і 80⁰С. Згідно з результатами досліджень додавання по 2,5 г/л інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛу призводить до зменшення солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314. Так, при вмісті в робочому розчині 0,25% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і додаванні 2,5 г/л інгібітора корозії ступінь захисту від солевідкладень при температурі 80⁰С зменшується для нафтохіму-3 у 1,467 разів, для ТАЛу – у 1,517 разів. Для вмісту в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 ступінь захисту від солевідкладень зменшується у 1,27 разів – для нафтохіму-3 і у 1,428 разів – для ТАЛу. Експериментальні дані свідчать про більший негативний вплив ТАЛу порівняно з нафтохімом-3 на солезакисну властивість інгібітора СНПХ-5314. Із збільшенням вмісту в робочому розчині інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 вплив на процес солевідкладень інгібіторів корозії зменшується. Результати досліджень підтверджують висновок про зменшення ступеня захисту від солевідкладень з допомогою інгібітора СНПХ-5314 із збільшенням температури (див. рис. 4 і рис. 5 і 6).

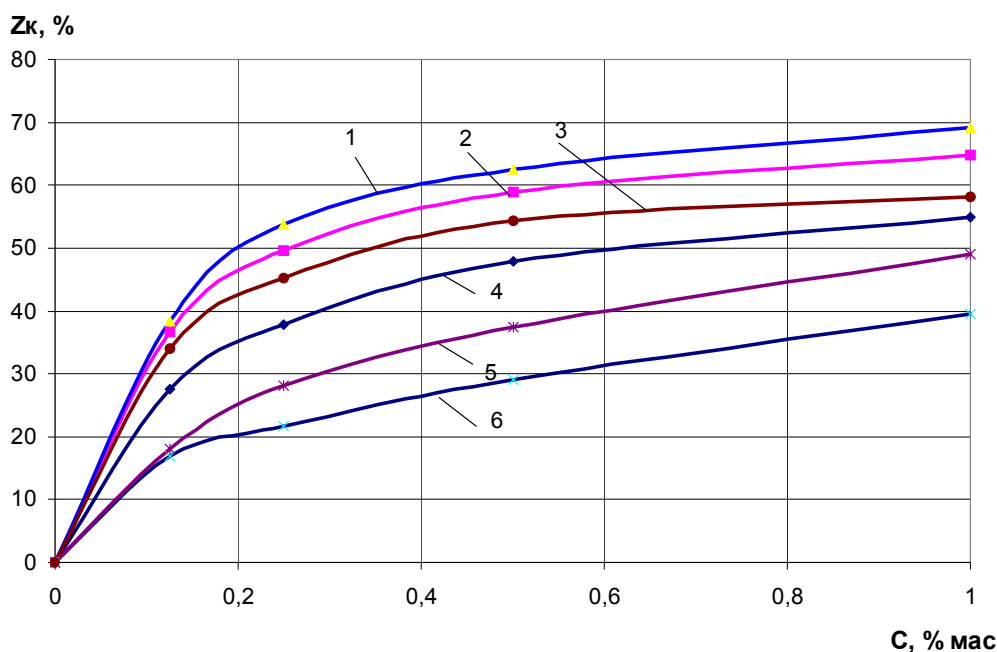
Для оцінки впливу інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 на процес корозії нафтогазопромислового обладнання в різних корозійних середовищах при використанні різних інгібіторів корозії виконано додаткові дослідження. Як корозійне середовище використовувався розчин хлористого натрію в дистильованій воді з вмістом NaCl 100 г/л. Як інгібітори корозії



1,3 – 80; 2 – 50⁰С
Рисунок 5 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 (1-3) і добавки 2,5 г/л нафтохіму-3 (2,3) для різних температур



1,3 – 80; 2 – 50⁰С
Рисунок 6 – Графіки залежності ступеня захисту від солевідкладень від вмісту в робочому розчині інгібітора СНПХ-5314 (1-3) і добавки 2,5 г/л ТАЛу (2,3) для різних температур



1 – СНПХ+0,5 г/л коразолу-1; 2 – 1 – СНПХ+2,5 г/л нафтохіму-3;
 3 – СНПХ+2,5 г/л ТАЛу; 4 – СНПХ; 5 – СНПХ+10% об. конденсату;
 6 – СНПХ+10% об. метанолу

Рисунок 7 – Графіки залежності ступеня захисту від корозії від вмісту у водному розчині NaCl (100 г/л) інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 з різними добавками

досліджувалися нафтохім-3, ТАЛ і коразол-1. Для моделювання природних умов в окремих дослідах до робочого розчину додавали 10% об. вуглеводневого конденсату або 10% об. метанолу. Процес корозії вивчався на зразках із сталі Ст.20. Ступінь захисту від корозії визначалася як відношення різниці між швидкістю корозії за відсутності інгібітора СНПХ-5314 і швидкістю корозії при вмісті заданої кількості інгібітора СНПХ-5314 до швидкості корозії за відсутності інгібітора СНПХ-5314. Визначена таким способом ступінь захисту від корозії характеризує вплив на процес корозії інгібітора СНПХ-5314.

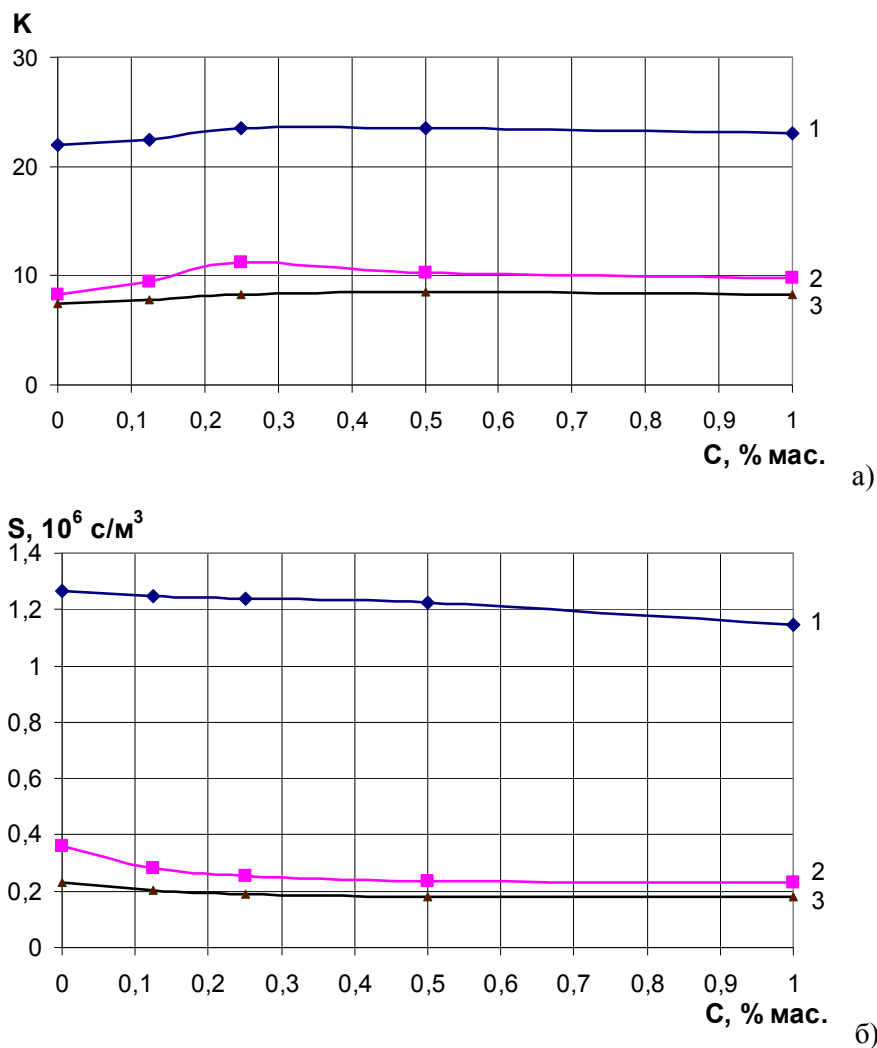
На рис. 7 зображено залежності ступеня захисту від корозії від вмісту в робочому розчині інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 з різними добавками. Аналіз дослідних даних свідчить, що інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 володіє також антикорозійними властивостями і при вмісті в робочому розчині 0,5% мас. забезпечує ступінь захисту від корозії близько 48%.

Ступінь захисту від корозії зростає із збільшенням вмісту в робочому розчині інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і при його концентрації понад 0,5% мас. змінюється мало (рис. 7, крива 4). Додавання до робочого розчину з інгібітором солевідкладень СНПХ-5314 інгібіторів корозії призводить до зростання ступеня захисту від корозії в усьому дослідженому діапазоні зміни концентрації інгібітора солевідкладень від 0 до 1% мас. (рис. 7, криві 1,2,3). Найкращими антикорозійними властивостями характеризується інгібітор коразол-1, який ви-

пускається Івано-Франківським ВАТ „Барва” (рис.7, крива 1). Нижчий ступінь захисту від корозії в інгібіторів нафтохім-3 і ТАЛ (рис. 7, криві 2, 3). При вмісті в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і додаванні 0,5 г/л коразолу-1, 2,5 г/л нафтохіму-3 або 2,5 г/л ТАЛу ступінь захисту від корозії становить відповідно 62,5; 58,97 і 54,26%. Різниця в значеннях ступеня захисту від корозії обладнання наведеними інгібіторами є невеликою і для боротьби з корозією обладнання в умовах солевідкладень може використовуватися кожний з цих інгібіторів корозії (з врахуванням можливості їх придбання і ціни).

Додавання до робочого розчину з інгібітором солевідкладень СНПХ-5314 вуглеводневого конденсату і метанолу призводить до зниження ступеня захисту від корозії (рис. 7, криві 5 і 6). Найбільше ступінь захисту від корозії знижує метанол, менше – вуглеводневий конденсат. Так, для вмісту в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 ступінь захисту від корозії знижується з 48 до 37,38% при додаванні 10% об. вуглеводневого конденсату і до 29% при додаванні 10% об. метанолу.

В умовах низьких дебітів газу і високого об'ємного вмісту рідини в пластовій продукції експлуатація свердловин ускладнюється накопиченням рідини на вибої. У промисловій практиці для інтенсифікації винесення рідини із свердловин широко застосовування отримали спінюючі ПАР, зокрема савенол SWP. Як було показано в попередніх дослідженнях [6], савенол SWP володіє також полезахисними власти-



1 – 20; 2 – 50; 3 – 80°C

Рисунок 8 – Графіки залежності кратності (а) і стійкості піни (б) водного розчину NaCl (100 г/л) з вмістом 0,5% мас. савенолу SWP від вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 для різних температур

востями проти випадання з водного розчину солей карбонату кальцію. Згідно з результатами проведених нами додаткових досліджень додавання савенолу SWP в кількості 0,25 і 0,5% мас. до робочого розчину з вмістом 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 дає змогу збільшити ступінь захисту від солевідкладень відповідно в 1,116 і 1,153 разів. Таким чином, спінююча ПАР савенол SWP покращує солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314.

Для оцінки впливу інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 на оцінюючі властивості савенолу SWP виконано дослідження на лабораторній моделі свердловини. Під час дослідів у вертикальну скляну колонку з фільтром у нижній частині заливали 20 см³ досліджуваного розчину ПАР та інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 і впродовж 30 с пропускали низзу угору газ (повітря) з постійною витратою 16,6 см³/с (1 л за 60 с) при постійному тиску 760 мм водяного стовпа, після чого визначали характеристики утвореної піни. На рис. 8 зображено

графіки залежності кратності і стійкості піни водного розчину NaCl (100 г/л) з вмістом 0,5% мас. савенолу SWP від масового вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 для різних температур. Аналіз дослідних даних свідчить, що уведення в робочий розчин із спінюючою ПАР савенолом SWP інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 призводить до деякого зростання кратності піни, яка досягає максимального значення при вмісті інгібітору солевідкладень 0,25-0,5% мас. Стійкість піни зменшується із збільшенням вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 в усьому дослідженому діапазоні – від 0 до 1% мас. Стійкість піни можна підвищити уведенням у спінювану рідину стабілізаторів піни. Дослідні дані свідчать про негативний вплив температури на процес піноутворення з використанням савенолу SWP. Із збільшенням температури кратність і стійкість піни різко зменшуються в області температур від 20 до 50°C, після чого вплив температури стає меншим.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість використання інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 спільно з дослідженим інгібітором гідратуутворення (метанолом), інгібіторами корозії (нафтохімом-3, ТАЛом, коразолом-1) і спінюючою ПАР (савенолом SWP) для одночасної боротьби із солевідкладеннями, корозією обладнання і гідратуутворенням та інтенсифікації винесення пластової рідини із свердловин спінуванням. Інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 також володіє антикорозійними властивостями і сприяє зростанню кратності піни. Вуглеводневий конденсат і температура мало впливають на солезахисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Більше впливають інгібітори гідратуутворення і корозії, проте їх негативний вплив можна зменшити збільшенням вмісту інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 у пластовій рідині. За результатами лабораторних досліджень оптимальна концентрація інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 у воді, що виноситься із свердловин, становить 0,25-0,5% мас. Значення концентрації СНПХ-5314, а також концентрацій інгібіторів корозії і гідратуутворення та спінюючої ПАР у пластовій рідині слід вибирати за результатами дослідно-промислових випробувань залежно від геолого-промислової характеристики конкретних свердловин.

Література

- 1 Кашавцев В.Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В.Е. Кашавцев, Ю.П. Гаттенбергер, С.Ф. Люшин. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
- 2 Кашавцев В.Е. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти: Учебное пособие / В.Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во „Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2001. – 134 с.
- 3 Пути повышения эффективности предотвращения образования отложений неорганических солей в скважинах / А.Ш. Сиртланов, Р.А. Фасхутдинов, Ф.Д. Шайдуллин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №4. – С. 59-61.
- 4 Синергизм и эффективность смесей ингибиторов солеотложения и коррозии / А.Г.Перекупка, О.С.Елизарова, А.А.Машопина, Э.П.Мингалева // Нефтяное хозяйство. – 2004. – №3. – С. 84-85.
- 5 Болотов А.А. Импульсно-волновая технология предупреждения солеотложений в теплообменных аппаратах / А.А. Болотов, Г.А. Лазарев, В.П. Студиев // Газовая промышленность. – 2006. – №2. – С. 83-85.
- 6 Кондрат Р.М. Лабораторні дослідження з вибору інгібітора для боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Я.Д. Климишин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – № 3(28). – С. 44-48.

*Стаття поступила в редакційну колегію
02.10.09*

*Рекомендована до друку професором
Мислюком М.А.*

ВПЛИВ CrB_2 НА КІНЕТИКУ УСАДКИ У ПРОЦЕСІ ГАРЯЧОГО ПРЕСУВАННЯ КОМПОЗИТІВ АЛМАЗ – Co – Cu – Sn ДЛЯ БУРОВИХ ІНСТРУМЕНТІВ

М.О.Бондаренко, В.А.Мечник, М.В.Супрун, О.В.Панов

Інститут надтвердих матеріалів ім. В. М. Бакуля НАН України,
04074, м. Київ, вул. Автозаводська, 2, тел. (044) 467-56-25, E-mail: bond@ism.kiev.ua

Досліджено вплив технологічних режимів і дибориду хрому на кінетику усадки у процесі гарячого пресування алмазовмісних матеріалів на основі порошків кобальту, міді і олова. Виявлено основні фактори, які впливають на кінетику даного процесу, і показано, що активація в досліджуваних системах здійснюється механічним шляхом

Ключові слова: склад, система, усадка, швидкість усадки, тиск, температура, алмаз, прошарок, матриця

Исследовано влияние технологических режимов и диборида хрома на кинетику усадки при горячем прессовании композиционных алмазосодержащих материалов на основе порошков кобальта, меди и олова. Выявлены основные факторы, влияющие на кинетику данного процесса, и показано, что активация в исследуемых системах осуществляется механическим путём

Ключевые слова: состав, система, усадка, скорость усадки, давление, температура, алмаз, переходный слой, матрица

Agency of technological regimes and CrB_2 on liquid shrinkage kinetics is investigated at hot pressing of composition diamond-bearing materials on the basis of powders of cobalt, cuprum and stannous. It is revealed the major factors influencing kinetics of yielded process, and it is demonstrated, that activation in investigated systems is carried out mechanical by

Keywords: composition, system, liquid shrinkage, velocity of liquid shrinkage, pressure, temperature, diamond, transition layer, matrix

1. Вступ

Технологія отримання нових композиційних алмазовмісних матеріалів (КАМ) для породоруйнівних інструментів залишається актуальною [1]. Вона передбачає створення матеріалів з прогнозованими властивостями та інструментів на їх основі з підвищеною зносостійкістю. В [2-4] розглянуто кінетичні особливості, структуру і механічні властивості КАМ на основі систем алмаз – 51% Fe – 32%Cu – 9% Ni – 8% Sn і алмаз – 50,6% Fe – 31,36%Cu – 8,2% Ni – 7,84% Sn – 2% CrB_2 (тут і далі % за масою), які використовують для виготовлення породоруйнівних інструментів. В них було показано, що структура та механічні властивості таких КАМ суттєво залежить від складу вихідних речовин і технологічних режимів гарячого пресування. Їх виготовляють методами гарячого пресування, гарячого ізостатичного пресування та вільного спікання [5]. З метою поліпшення структури та підвищення рівня механічних властивостей до їх складу вводять добавки дибориду хрому (CrB_2) [2, 3]. Не дивлячись на значну кількість публікацій, наведених в монографії [1], багато питань ще зараз залишаються дискусійними і потребують вивчення. Так, зокрема, на основі експериментальних і теоретичних досліджень [1] встановлено, що надлишок CrB_2 та недостатня температура спікання не дозволяють отримати КАМ з високими механічними характеристиками, і навпаки, висока температура та недостача CrB_2 погіршують ці

властивості внаслідок утворення вільного вуглецю в прошарку навколо частинок алмаза.

Слід відзначити, що породоруйнівні елементи для бурових доліт часто виготовляють на основі порошків кобальту, міді і олова [1]. Ці КАМ також залежать від методів та технологічних режимів спікання. Відомо, що введення CrB_2 до вихідної шихти сприяє гомогенізації фазового складу, що розширює межі керованого впливу на властивості КАМ. По-друге, збільшуючи тиск можна отримувати композити з низькими значеннями залишкової пористості. По-третє, змінюючи хімічний склад можна створювати зовсім нові матеріали з наперед заданими функціональними характеристиками. По-четверте, система має добру здатність до пресування, що дозволяє отримати КАМ різної форми, та використовувати їх для виготовлення інструментів складної форми.

Зазначені ефекти є вагомими як для теоретичної науки, оскільки перевіряють вже встановлені підходи, а, можливо, і їх поглиблюють, так і для практики – визначають нові області використання КАМ. Перспективним шляхом передбачення властивостей КАМ є методи кінетичного аналізу [6]. Вони дають змогу оцінити поведінку багатокомпонентної системи від початкового до кінцевого станів. Для цього необхідно детальне вивчення кінетики усадки в таких системах у широкому діапазоні зміни складу шихти та технологічних режимів спікання.

В даній роботі проведено дослідження впливу CrB_2 на усадку і швидкість відносної

усадки у процесі гарячого пресування системи алмаз – 80%Co – 12%Cu – 8% Sn (тут і далі % за масою) у широкому діапазоні тиску з метою їх застосування для створення ефективних бурових інструментів.

2. Матеріали і методи дослідження

Досліджували лінійну усадку l і швидкість відносної усадки da/dt у процесі гарячого пресування зразків КАМ, які були отримані на основі вихідних сумішей різного складу вільним спіканням в муфельній печі. Для виготовлення зразків використовували порошки алмазу каталітичного синтезу марки АС 160Т (ТУ 2-37-344-85) зернистістю 400/315, кобальту ПК -1у (ГОСТ 97-97), міді ПМС-1 (ГОСТ 4960-75), олова ПО-1 (ГОСТ 9723-73) і дибориду хрому (Донецький завод хімічних реактивів).

Вихідні порошки металів і дибориду хрому піддавали механічному обробленню в барабанному млині з використанням розмельних куль із високощільної алюмооксидної кераміки в режимі сухого млива. Швидкість обертання млина становила 200 об/хв, що забезпечувало ударно-зсувну дію куль на порошки. Співвідношення маси куль і порошоків становило 5:1, тривалість оброблення – 10 год. Розміри вихідних порошоків не перевищували 5 мкм. Отримані порошки в потрібній кількості змішували у спиртовому середовищі за схемою, наведеною у таблиці. Алмазовмісні суміші одержали в інший спосіб. В порошоків суміші I – III додавали алмазний порошок із розрахунку 1,54 каратів на 1 см³ шихти (що відповідає відносній концентрації $K=35$) та змішували з застосуванням гліцерину до потрібної якості без використання розмельних куль та активних речовин.

Таблиця 1 – Склад вихідних сумішей

| № шихти | Зразки | Склад, % (за масою) | | | |
|---------|--------|---------------------|-------|------|------------------|
| | | Co | Cu | Sn | CrB ₂ |
| I | 1 – 3 | 80,00 | 12,00 | 8,00 | – |
| II | 4 – 6 | 78,40 | 11,76 | 7,84 | 2,00 |
| III | 7 – 9 | 76,80 | 11,52 | 7,68 | 4,00 |

Зміна кількості дибориду хрому в отриманих сумішах служила критерієм зміни усадки і її швидкості за гарячого пресування досліджуваних зразків. КАМ отримували в такий спосіб. Наважки масою 5,913 г (суміш I), 5,870 г (суміш II) і 5,830 г (суміш III) закладали в жаростійкої форми із засипним отвором діаметром 10 мм і здійснювали холодне пресування (кімнатна температура) при тиску 100 МПа. Одержані брикети піддавали вільному спіканню в муфельній печі SNOL 72/100 при температурі 800 °С протягом однієї години і наступному гарячому пресуванню на гідравлічному пресі ПГР 400 10Т з одночасним записуванням лінійної усадки l у змінних умовах тиску. Зразки 1,4,7 отримали при тиску 100 МПа, зразки 2,5,8 – 160 МПа, зразки 3,6,9 – 200 МПа.

Усадку l за гарячого пресування записували за допомогою електронного індикатора D1G/CO 10 (TESA, Швейцарія) з цифровим відліком при кроці дискретності 0,001 мм. При вимірюванні лінійної усадки для кожного значення тиску виконували не менше чотирьох випробувань. За результатами випробувань визначали математичні характеристики: математичне сподівання E величини лінійної усадки l_j , середнє квадратичне відхилення

$$\sigma = \sqrt{1/m_i \sum_{j=1}^{m_i} (E - l_j)^2}, \text{ варіаційний коефіцієнт}$$

$$v = (\sigma/E) 100\%, \text{ середня похибка варіаційного}$$

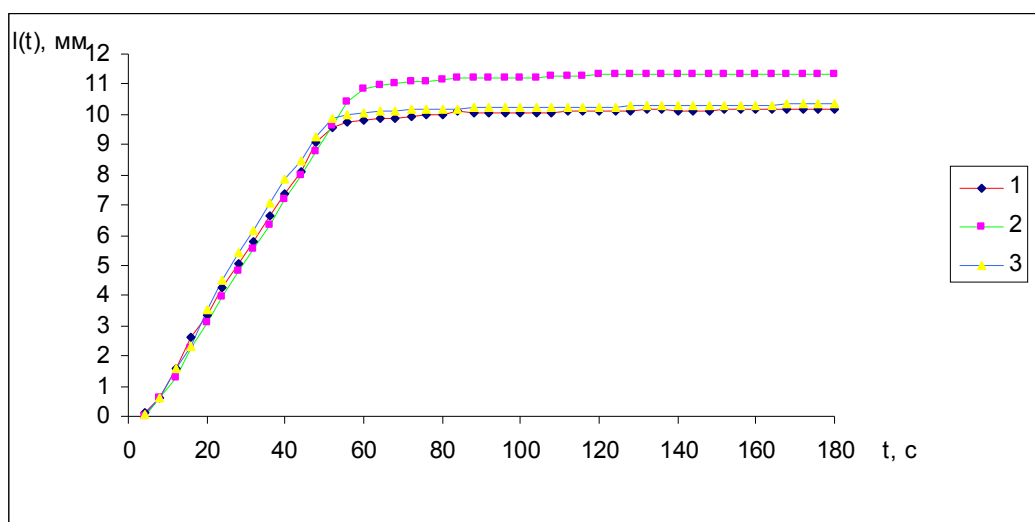
коефіцієнта $\sigma_v = v \sqrt{0,5v^2 / 100 \sqrt{m_i}}$, середня похибка середнього арифметичного відхилення

$\delta = (\sigma_v / \sqrt{m_i}) 100\%$, де $m_i=4$ – число випробувань. Для обробки приймалися ті дані середньоарифметичних значень величин лінійної усадки, для яких значення $\delta \leq 5\%$. За експериментальними даними лінійної усадки розраховували швидкість відносної усадки da/dt на інтервалі процесу з кроком 2 с.

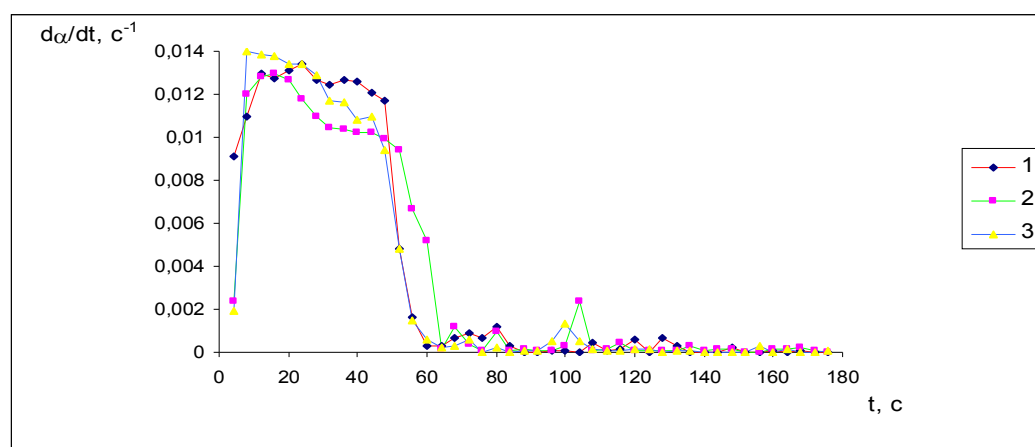
3. Результати дослідження та їх обговорення

Слід зазначити, що лінійні розміри висоти брикетів, отриманих холодним пресуванням при тиску 100 МПа, мали дещо менші значення від аналогічних параметрів цих самих брикетів після їх спікання в муфельній печі. Причиною цього є дифузія олова в міді та поліморфні перетворення в системах Co – Cu і Co – Sn. Так, зокрема, в системі Cu– Sn при температурі $\geq 500^\circ\text{C}$ внаслідок дифузії олова в міді утворюються β -, γ -, δ - і ε - фази, які супроводжуються розширенням [7, 8]. Внаслідок цих процесів при вільному спіканні досліджуваних зразків дифузійне розширення перевищує усадку при утворенні рідкої фази, що і було зафіксовано. В той час як при гарячому пресуванні цих самих зразків спостерігається інтенсивна усадка (рис. 1а – 3а).

Видно (рис. 1, а), що для зразка 1, отриманого при тиску 100 МПа, лінійна усадка на інтервалі процесу 0 – 55 с (початковий етап) рівномірно зростає від 0 до 9,47 мм. При збільшенні тривалості гарячого пресування від 55 до 180 с спостерігається незначне зростання усадки. Аналіз отриманої залежності в рамках теорії Кінжері [9] дає підстави зробити висновок, що механізм ущільнення цього зразка двостадійний. На першій стадії (стадія інтенсивної усадки) рідка фаза (евтектична рідина в системі Cu– Sn) під дією капілярних сил легко змочує тверді частинки кобальту та міді, що спричиняє перегрупування вихідних елементів і, як наслідок, інтенсивну усадку. На другій стадії в моменти часу 55 – 180 с, де усадка зростає несуттєво, діє механізм розчинення – осадження. При цьому евтектична рідина частково розчиняє кобальт і мідь, що призводить до додатко-



а



б

а, б: 1 – $p = 100$ МПа (зразок 1); 2 – $p = 160$ МПа (зразок 2); 3 – $p = 200$ МПа (зразок 3)

Рисунок 1 – Залежності лінійної усадки (а) і швидкості відносної усадки (б) від часу гарячого пресування зразків 1 – 3, отриманих на основі суміші І в різних умовах тиску p

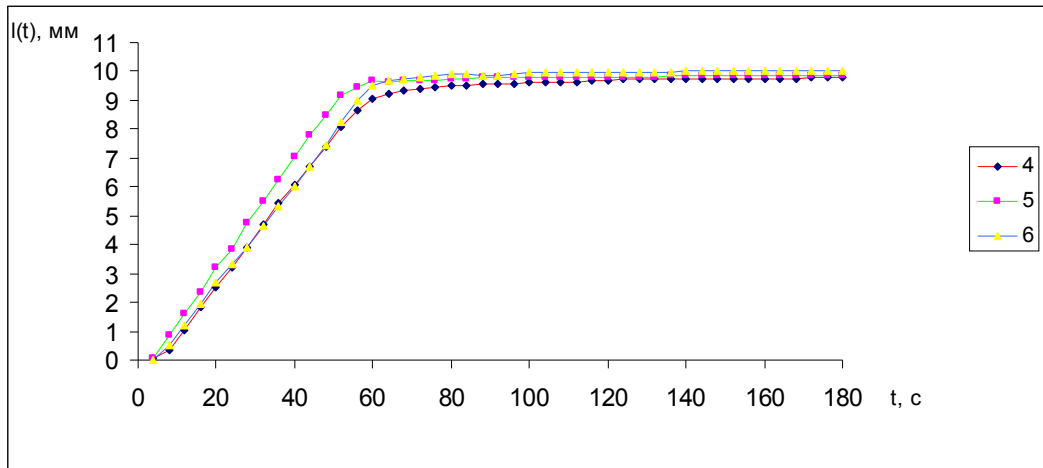
вої усадки. У зв'язку з цим зупинимося дещо детальніше на аналізі швидкості відносної усадки $d\alpha/dt$ за гарячого пресування.

Залежність швидкості усадки для зразка 1 має суто нелінійний характер (рис. 1, б). Її аналіз свідчить, що в моменти часу 0 – 30 с усадка проходить зі зростаючою швидкістю. Ця обставина пояснюється тим, що на цьому інтервалі процесу вихідні елементи суміші І внаслідок дії тиску сильно ущільнюються. Зі збільшенням тривалості гарячого пресування усадка відбувається зі згасаючою швидкістю. Водночас, на заключному етапі процесу в моменти часу 70, 80, 110, 120 і 150 спостерігаються слабкі піки швидкості усадки, що вказує на структурні зміни, а, можливо, і фазові перетворення. Це пов'язано із тим, що тут змінюються механізми масопереносу внаслідок взаємодії між елементами системи. Зауважимо, що ця взаємодія може мати як фізичну, так і суто хімічну природу і по-різному впливати не тільки на кінетику усадки, а й на структуру та фізико-механічні властивості композиту. Лише при досить тривалому часі швидкість усадки майже не змінюється, набуваючи мінімальних значень. Це означає, що в системі відбулося повне ущіль-

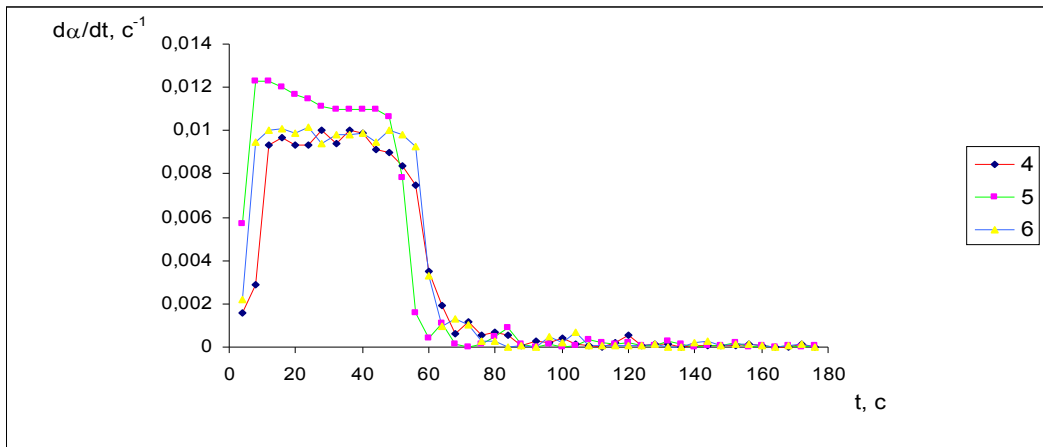
нення складових і вона на цьому інтервалі процесу перейшла із метастабільного в стабільний стан.

Таким чином, виявлена залежність швидкості усадки свідчить про те, що механізм масопереносу при гарячому пресуванні зразка 1 складний, а не двостадійний. Очевидно, зміна механізмів масопереносу є не лише наслідком взаємодії вихідних елементів даної системи, а й результатом тиску. Це вказує на особливості структурно-фазових перетворень, які мають місце і, відповідно, на можливі зміни в характері самої взаємодії. Проаналізуємо кінетику усадки за гарячого пресування системи в умовах підвищеного тиску.

Величини лінійної усадки на заключному етапі процесу для зразків 2 і 3 збільшуються відповідно до 10,36 і 11,35 мм в порівнянні з усадкою 10,16 мм для зразка 1 (рис. 1), отриманого при меншому тиску. Це свідчить про те, що підвищення тиску від 100 до 200 МПа призводить до зменшення залишкової пористості, а, можливо в зміні характеру міжмолекулярної взаємодії і, як наслідок, вдосконалення структури та підвищення рівня механічних властивостей цих КАМ.



а



б

а, б: 4 – $p = 100$ МПа (зразок 4); 5 – $p = 160$ МПа (зразок 5); 6 – $p = 200$ МПа (зразок 6)

Рисунок 2 – Залежності лінійної усадки (а) і швидкості відносної усадки (б) від часу гарячого пресування зразків 4 – 6, отриманих на основі суміші II в різних умовах тиску p

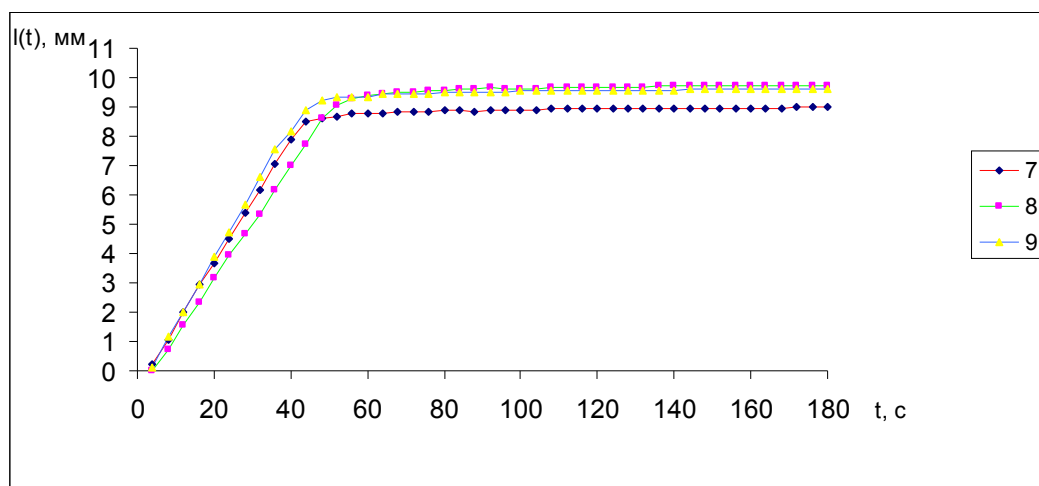
Що стосується залежностей швидкості усадки для зразків 2 і 3 (рис. 1, б, криві 2 і 3), то вони подібні характеру залежності швидкості усадки для зразка 1 (рис. 1, б, крива 1), але є і принципові відмінності. Так, зокрема, для зразків 2 і 3, які були отримані за тиску відповідно 160 і 200 МПа, швидкість усадки в початкові моменти часу має дещо менші значення порівняно з аналогічними параметрами для зразка 1, отриманого за тиску 100 МПа. В той час як на заключних етапах процесу для зразків 2 і 3 спостерігаються більші сплески швидкості усадки порівняно з сплесками для зразка 1. Ця обставина вказує на те, що в досліджуваній системі при більшому тиску структурні зміни відбуваються значніше. Присутність майже непомітних відхилень на кривих швидкості усадки свідчить про незначну взаємодію між елементами системи та її згасання.

Аналізуючи отримані результати за гарячого пресування зразків 1 – 3, можна зробити висновок, що зміна швидкості усадки відображує характер самої взаємодії між вихідними елементами системи, що свідчить про зміну механізмів масопереносу в різних інтервалах процесу та структурно-фазових перетворень, які, в свою чергу, залежать від технологічних

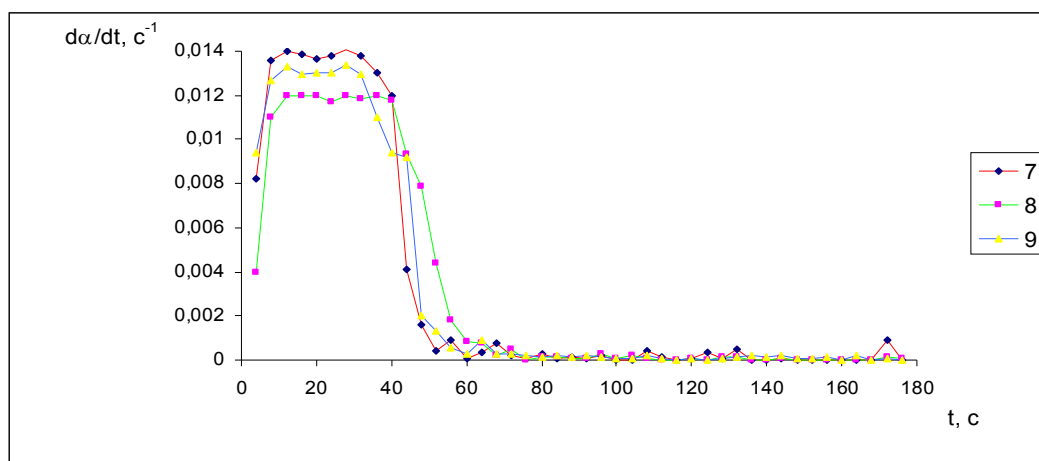
режимів отримання та складу вихідної суміші. Ці результати підтверджуються і тим, що КАМ, які отримано на основі суміші I за різними технологічними режимами, мають різну структуру та фізико-механічні властивості. Тому розглянемо кінетику усадки за гарячого пресування КАМ, отриманих на основі суміші I з додаванням дибориду хрому.

Система алмаз – 78,40% Со – 11,76% Cu – 7,84% Sn – 2,00% CrB₂ (зразки 4 – 6).

Усадка для зразка 4 (рис. 2, а, крива 4) має дещо менші значення порівняно зі значеннями усадки для зразка 1 (рис. 1, а, крива 1), отриманих в однакових умовах при тиску 100 МПа. Зменшення усадки пов'язано із тим, що введення дибориду хрому до складу вихідної суміші I ускладнює процес гарячого пресування. Оскільки диборид хрому досить тугоплавка сполука з високими значеннями пружних модулів, які суттєво перевищують аналогічні параметри для порошоків кобальту та міді, то це і є причиною зміни усадки. Швидкість усадки в цьому випадку на початкових етапах процесу зменшується майже у 1,5 рази (відповідно рис. 2, б, 1, б – крива 4 і 1). Далі спостерігається плавне зменшення швидкості усадки і її незначне



а



б

а, б: 7 – $p = 100$ МПа (зразок 7); 8 – $p = 160$ МПа (зразок 8); 9 – $p = 200$ МПа (зразок 9)

Рисунок 3 – Залежності лінійної усадки (а) і швидкості відносної усадки (б) від часу гарячого пресування зразків 7–9, отриманих на основі суміші ІІІ в різних умовах тиску p

коливання на заключному етапі. Відхилення від лінійності в цьому випадку мають менші значення, ніж для зразка І, що вказує на можливе проковзування частинок порошків в даній системі та додаткове ущільнення.

При збільшенні тиску в системі спостерігається зміна як усадки, так і її швидкості (відповідно рис. 2, а і б – криві 5 і 6). Аналіз рис. 2, а свідчить, що усадка для зразків 5 і 6, отриманих при тиску 160 і 200 МПа, зростає порівняно із усадкою для зразка 4, отриманого при тиску 100 МПа, але вона менша ніж для зразків 1–3, отриманих на основі суміші І, яка не містить у складі вихідних речовин дибориду хрому. Швидкість усадки для зразків 5 і 6 майже не змінюється (рис. 2, б, криві 5 і 6) на усіх етапах процесу, але порівняно із зразком 4 на початкових етапах швидкість усадки має більші значення. З іншої сторони порівнюючи положення сплесків швидкості усадки та їх числові значення на заключних етапах гарячого пресування зразків 1–6 можна прийти до висновку, що введення дибориду хрому до складу вихідної суміші активує процес, що позитивно відображається на структурі та фізико-механічних властивостях КАМ. З погляду практичного засто-

сування таких КАМ розглянемо кінетику усадки в системі з іншим складом вихідних речовин.

Система алмаз – 76,80% Со – 11,52% Сu – 7,68% Sn – 4,00% CrB₂ (зразки 7–9).

Результати усадки і швидкості відносної усадки за гарячого пресування зразків, отриманих на основі цієї суміші, зображено на рис. 3. В цій системі за гарячого пресування усадка має менші значення, ніж для системи ІІ, що випливає із аналізу результатів, наведених відповідно на рис. 3, а і 2, а. Це пов'язано із тим, що в першому випадку вихідна суміш містить більшу кількість чи концентрацію дибориду хрому. Так, зокрема, усадка для зразка 7 складає 8,97 мм (рис. 3, а, крива 7), в той час як для зразка 4 вона становить 9,87 м (рис. 2, а, крива 1). Швидкість усадки на початкових інтервалах процесу в цьому випадку зростає від 0,009 до 0,013 с⁻¹ (рис. 2, б і 3, б, криві 4 і 7), що ще раз свідчить про те, що диборид хрому активує процес. На заключному етапі процесу швидкість усадки для цих зразків майже не змінюється.

При збільшенні тиску за гарячого пресування зразків 8 і 9 усадка зростає порівняно із

усадкою для зразка 7, отриманого при меншому тиску (рис. 3а, криві 8, 9 і 7). Швидкість усадки в цьому випадку змінюється слабкіше (рис. 3б, криві 8, 9 і 7). Однак положення максимумів та загальний характер залежності швидкості усадки на заключному етапі процесу помітно відрізняється для цих зразків. Положення піків при підвищенні тиску зсуваються в бік меншого часу. Ця обставина має однозначне пояснення, пов'язане зростанням коефіцієнтів дифузії як у фазах, так і на границях фаз, а також збільшенням густини матеріалу [8]. З отриманих даних випливає, що за горячого пресування КАМ на основі сумішей I – III активація процесу здійснюється механічним шляхом. Це є суттєвим для створення нових КАМ із наперед заданими функціональними характеристиками.

Висновки

1. Досліджено вплив добавки дибориду хрому та технологічних режимів на усадку і її швидкість за горячого пресування композиційних алмазовмісних матеріалів на основі порошків кобальту, міді і олова.
2. Показано, що зміна швидкості усадки відображає основні процеси, які відбуваються за горячого пресування.
3. Доведено, що змінюючи тиск і склад вихідних речовин можна цілеспрямовано керувати усадкою і механізмами масопереносу в досліджуваних системах за горячого пресування.
4. Результати досліджень вказують на їх перспективність як в прикладних, так і теоретичних областях.

Література

- 1 Бондаренко Н. А. Основы создания алмазодержащих композиционных материалов для породоразрушающих инструментов / Бондаренко Н. А., Жуковский А. Н., Мечник В. А.; под ред. Н. В. Новикова. – К.: Институт сверхтвердых материалов им. В.Н.Бакуля НАН Украины, 2008. – 456 с.
- 2 Порошковая металлургия. Материалы, технология, свойства, области применения: [справочник] / И. М. Федорченко, И. Н. Францевич, И. Д. Радомысельский и др. – К.: Наук. Думка, 1985. – 624 с.
- 3 Бондаренко М.О. Критерії для оцінки якості зв'язок для породоруйнівних елементів / М.О. Бондаренко, В.А. Мечник, М.В. Супрун // Розвідка і розробка нафтових і газових свердловин. – 2009. – №
- 4 Бондаренко М.О. Вплив умов спікання на кінетику усадки і механічні властивості породоруйнівних вставок системи алмаз-Fe-Cu-Ni-Sn / М.О. Бондаренко, В.А. Мечник, М.В. Супрун. // Розвідка і розробка нафтових і газових свердловин. – 2009. – №
- 5 Бондаренко М.О. Вплив тиску на структуру і властивості породоруйнівних елементів системи алмаз-Fe-Cu-Ni-Sn-CrB₂ / М.О. Бондаренко, В.А. Мечник, М.В. Супрун // Розвідка і розробка нафтових і газових свердловин. – 2009. – №
- 6 Влияние диффузии и химических реакций на структуру и свойства буровых вставок. Кинетическое описание системы С_{алмаз} – (ВК6 – CrB₂ – W₂B₅) / Н. В. Новиков, Н. А. Бондаренко, А. Н. Жуковский и др. // Физическая мезомеханика. – 2005. – Т. 8, №2. – с. 99-106.
- 7 Структура двойных сплавов в 2 т. / [М. Хансен, К. Андерко; под ред. И. Л. Рогельберга]. – М.: Цветная металлургия, 1962. – Т. 2. – 622 с.
- 8 Савицкий А. П. Жидкофазное спекание систем с взаимодействующими компонентами. / Савицкий А. П. – Новосибирск: Наука, 1991. – 184 с.
- 9 Kingery W. D. Densification during sintering in the presence of a liquid phase // J. Appl. Phys. – 1959. – 30. №3. – P. 301 – 307.

*Стаття поступила в редакційну колегію
12.10.09
Рекомендована до друку професором
Крилем Я.А.*

МОДЕЛЮВАННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ТА ВЗАЄМОДІЇ КНБК ІЗ СТІНКАМИ ТА ВИБОЄМ СВЕРДЛОВИНИ В ЛАБОРАТОРНИХ УМОВАХ

В.М.Івасів, І.І.Чудик, А.Р.Юрич, Л.Д.Мельниченко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42480,
e-mail: jurich05@rambler.ru

Відображено результати лабораторних досліджень напружено-деформованого стану і взаємодії низу бурильної колони із вибоєм та стінками свердловини.

Ключові слова: буріння, компоновки низу бурильної колони

Отраженные результаты лабораторных исследований напряженно деформированного состояния и взаимодействия низа буровой колонны с забоем и стенками скважины.

Ключевые слова: бурение, компоновки низа буровой колонны

The results of laboratory research of drill string bottom stressed-deformed state and its interaction with borehole bottom well walls are shown.

Keywords: drilling, string bottom assembly

На даний час Україна є енергодефіцитною державою. Частка власної вуглеводневої сировини від загальної потреби становить близько 10% для нафти та продуктів її переробки і 25% відсотків для газу. Одним із можливих варіантів вирішення даної проблеми залишається залучення до промислової розробки покладів вуглеводнів, зосереджених на родовищах з низькими фільтраційно-місткісними властивостями колекторів. Як свідчить світова практика, одним із ефективних шляхів вирішення цієї проблеми є спорудження похило-скерованих (ПСС) і горизонтальних свердловин (ГС), а також зарізка бокових стовбурів в законсервованих та малодобітних свердловинах [1, 2]. При виконанні таких робіт дотримання параметрів проектного профілю є першочерговим завданням.

Актуальність проблеми керування в процесі поглиблення свердловини поступальним рухом долота і КНБК обумовлено тим, що при відхиленні профілю свердловини від проектного, можуть виникнути як при бурінні, так і в процесі експлуатації свердловини ускладнення і аварії, ліквідація яких потребує значних затрат часу та додаткових коштів. А значні відхилення від проектно-траєкторії можуть призвести до непопадання вибоєм свердловини в коло допуску і тим самим не виконання поставленої задачі. Це зумовить необхідність спорудження нового стовбура – «перобурку». Вирішення цієї проблеми потребує проведення комплексних досліджень різних технологічних чинників, одним з яких є дослідження напружено-деформованого стану (НДС) КНБК та її взаємодії з вибоєм і стінками свердловини з урахуванням умов роботи компоновки на вибої свердловини.

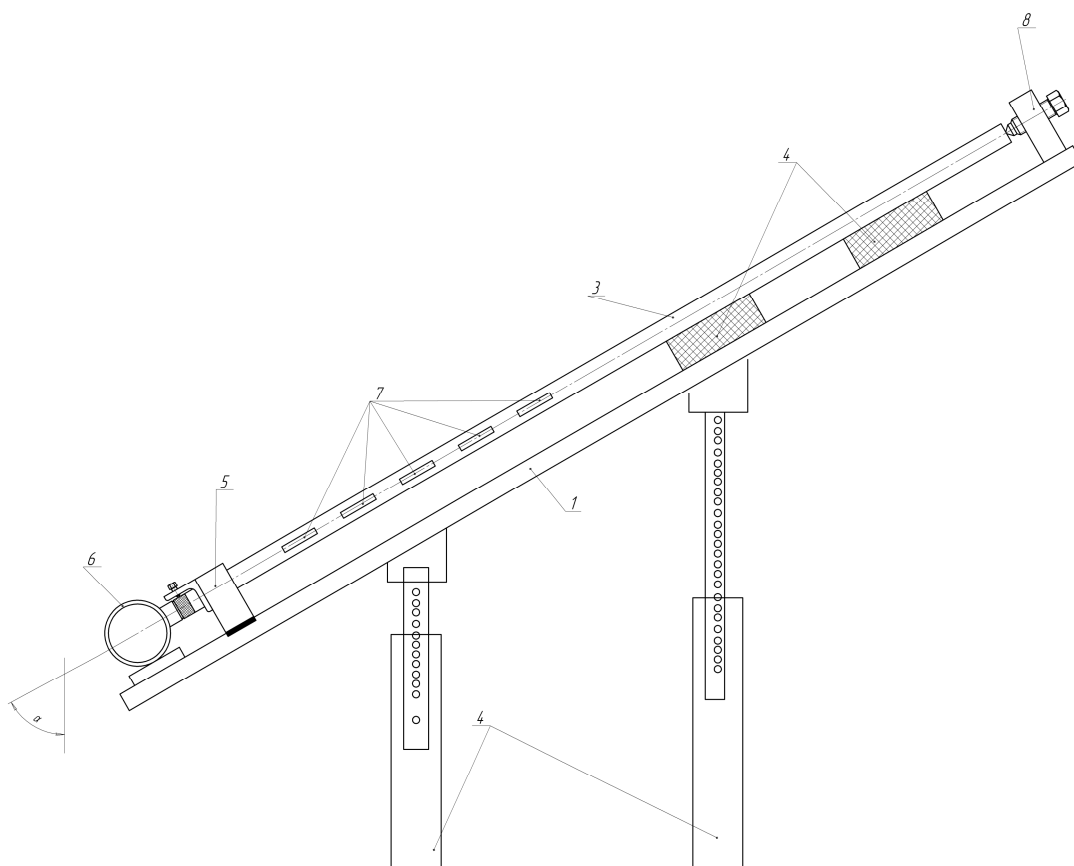
Існуючі методи дослідження НДС [3, 4] опираються на аналітичні спрощення та припущення, пов'язані з складністю отримання

розв'язку диференціальних рівнянь. На даний час наявність комп'ютерного забезпечення дає змогу розв'язувати такі задачі з високою точністю. У поєднанні з відомостями про умови роботи КНБК це дозволить ефективніше оцінити їх НДС і забезпечити проводку свердловини згідно проектного профілю. Перші кроки у вдосконаленні класичних методів проектування та розрахунку КНБК були зроблені авторами [5, 6], проте і вони не відображають, в повній мірі, реальні умови роботи компоновки на вибої свердловини. Тому нами розроблено методику, що дає можливість змодельовати НДС КНБК в похило-скерованому стовбурі свердловини з урахуванням умов її роботи [7, 8], а саме в оцінці згинаючого моменту на одній із її ділянок.

Критерієм оцінки якості аналітичних моделей є лабораторні експериментальні дослідження [9-10], що дасть можливість встановити якісне та кількісне співвідношення отриманих аналітичних результатів та уточнити основні положення і припущення аналітичної моделі.

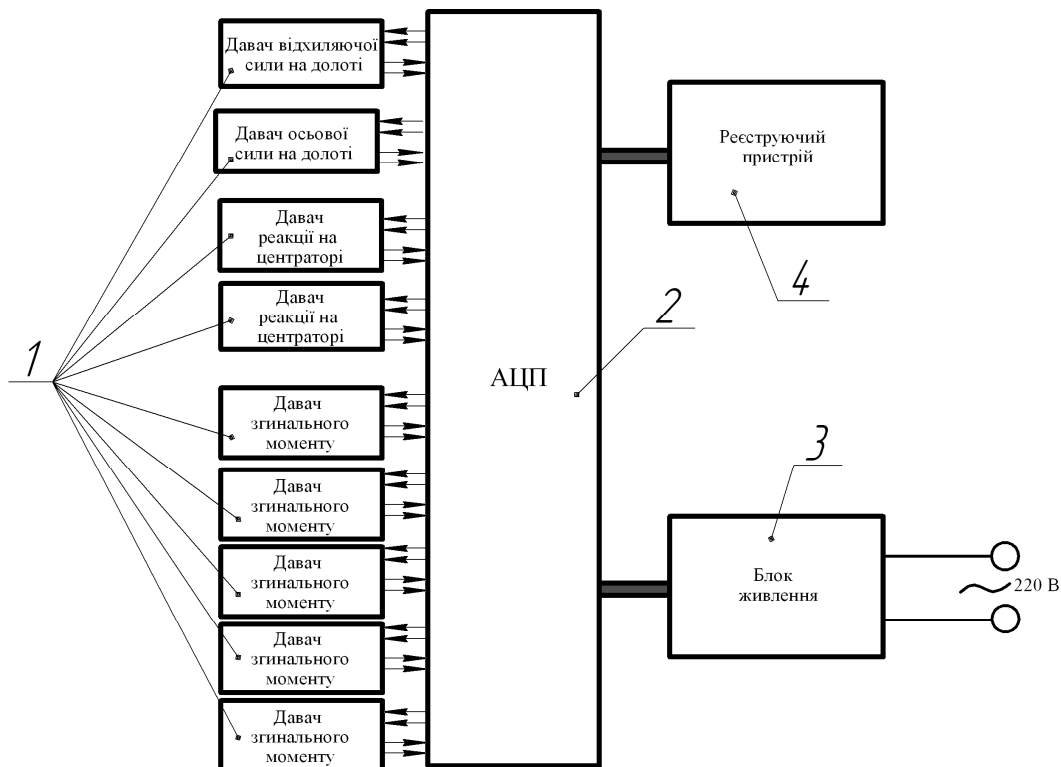
Для проведення такого роду досліджень було удосконалено експериментальний стенд для вивчення взаємодії елементів КНБК із стінками свердловини та НДС КНБК [12]. На відміну від експериментальних досліджень [12] крім параметрів, які характеризують взаємодію КНБК з вибоєм та стінками свердловини (відхиляючої сили на долоті Q , реакції на опорно-центруючих елементах (ОЦЕ) R , осьової сили на долоті P) конструкцією стенда передбачено дослідження згинального моменту по довжині КНБК $M_{зг}$ (рис. 1). Вимірювання на експериментальному стенді при дослідженні КНБК здійснюється за допомогою пристроїв, які в сукупності являють собою вимірювальну сітку, принципову схему якої зображено на рис. 2.

Електрична схема вимірювання складається з наступних елементів:



1 – основа; 2 – телескопічні опори; 3 – трубка; 4 – підставки; 5, 6 – силовимірювальні вузли; 7 – тензодавачі для вимірювання згинального моменту; 8 – навантажувальний блок.

Рисунок 1 – Схема конструкції експериментального стенду



1 – давачі; 2 – АЦП; 3 – блок живлення; 4 – реєструючий пристрій.

Рисунок 2 – Вимірювальна схема експериментального стенда

1. Давачі для вимірювання:
 - а) осьової і відхиляючої сил на долоті та реакції на центраторі;
 - б) згинального моменту по довжині КНБК.
2. Аналого-цифровий перетворювач.
3. Блок живлення.
4. Реєструючий пристрій.

Принцип її функціонування полягає в наступному: блок живлення 3 працює від зовнішнього джерела змінного струму з напругою 220 В. До нього під'єднано АЦП 2, який призначений для живлення кожного з давачів і зворотного прийому від них сигналів. Тензометричні давачі 1 розраховані на напругу 4,5 В. Під час деформації конструкцій, на які наклеєні давачі, виникає зміна їх опору. Це дає змогу зміну напруги в електричному колі, яка фіксується за допомогою реєструючого пристрою 4.

Параметри, що характеризують напружено-деформований стан КНБК та її взаємодію з вибоєм та стінками свердловини при експериментальному моделюванні отримуємо в безрозмірному вигляді. Це дозволяє проводити дослідження КНБК в межах пружних деформацій на трубах, які виконані із різних матеріалів, як показано в роботі [9], незалежно від геометричних розмірів і використовувати їх для моделювання багаторозмірних КНБК.

Експериментальні дослідження включають серію дослідів на моделях компоновок, які відповідають визначеним навантаженням на долото при різних кутах нахилу осі свердловини. Дослідження проводилось для навантажень, що відповідають реальному осьовим навантаженням в діапазоні 100÷140 кН при зенітних кутах від 10° до 60°.

На основі теорії подібності і розмірностей [9, 10, 13, 14] було зроблено висновок, що НДС КНБК характеризується наступними параметрами:

- P – осьове навантаження на долото;
- M – згинальний момент по довжині КНБК;
- EI – жорсткість на згин елемента КНБК;
- q – вага одиниці довжини елемента КНБК;
- L – довжина компоновки;
- g – прискорення вільного падіння.

Відповідно до основних положень теорії розмірностей для шести параметрів системи (n) та трьох основних одиниць вимірювання (r) можна записати три критерії подібності ($r - n$):

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= (EI)^{\alpha_1} \cdot (g)^{\alpha_2} \cdot (q)^{\alpha_3} \cdot L; \\ K_2 &= (EI)^{\beta_1} \cdot (g)^{\beta_2} \cdot (q)^{\beta_3} \cdot P; \\ K_3 &= (EI)^{\gamma_1} \cdot (g)^{\gamma_2} \cdot (q)^{\gamma_3} \cdot M; \end{aligned} \right\} (1)$$

де $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \beta_1, \beta_2, \beta_3, \gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$ – невідомі коефіцієнти.

Незалежними параметрами приймаємо значення довжини компоновки, осьового навантаження на долото та згинального моменту. Записавши розмірності відповідних параметрів та провівши математичні перетворення отримали наступні співвідношення.

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= \frac{L}{m} \\ K_2 &= \frac{P}{q \cdot m} \\ K_3 &= \frac{M}{q \cdot m^2} \end{aligned} \right\} (2)$$

де $m = 3 \sqrt{\frac{EI}{q \cdot \cos(\alpha)}}$ – довжина однієї безрозмірної одиниці довжини [9, 10] при зенітному куті α .

Використавши необхідну та достатню умову подібності двох явищ або процесів [9], отримуємо наступні співвідношення:

$$\left. \begin{aligned} \frac{L_n}{m_n} &= \frac{L_m}{m_m} \\ \frac{P_n}{q_n \cdot m_n} &= \frac{P_m}{q_m \cdot m_m} \\ \frac{M_n}{q_n \cdot m_n^2} &= \frac{M_m}{q_m \cdot m_m^2} \end{aligned} \right\} (3)$$

Параметри, що відносяться до натурної конструкції КНБК і моделі позначені індексами "н" і "м" відповідно. Для визначення фактичних значень Q, R, M_{3z} , довжини КНБК L та радіальних зазорів r скористаємось наступними співвідношеннями:

$$\left. \begin{aligned} L_n &= \frac{L_m \cdot m_n}{m_m} \\ r_n &= \frac{r_m \cdot m_n}{m_m} \\ Q_n &= \frac{Q_m \cdot q_n \cdot m_n}{q_m \cdot m_m} \\ R_n &= \frac{R_m \cdot q_n \cdot m_n}{q_m \cdot m_m} \\ M_n &= \frac{M_m \cdot q_n \cdot m_n^2}{q_m \cdot m_m^2} \end{aligned} \right\} (4)$$

На рисунках 3-7 зображено результати теоретичних та експериментальних досліджень, що перераховані на натурну безопорну КНБК, яка складається з долота діаметром 190,5 мм, гвинтового двигуна ДГ-155 та обважнених бурильних труб ОБТС-146.

На рисунку 3 зображено залежність відхиляючої сили від навантаження на долото. Як видно з рисунку зі зростанням навантаження на долото відхиляюча сила зменшується. Так для кривих побудованих за результатами отриманими аналітично, при зенітному куті 60° значення відхиляючої сили на долоті зменшилось від 2963 Н (при $P=100$ кН) до 2758 (при $P=140$ кН), що становить 6,91%. При зенітному куті 10° значення відхиляючої сили на долоті змен-

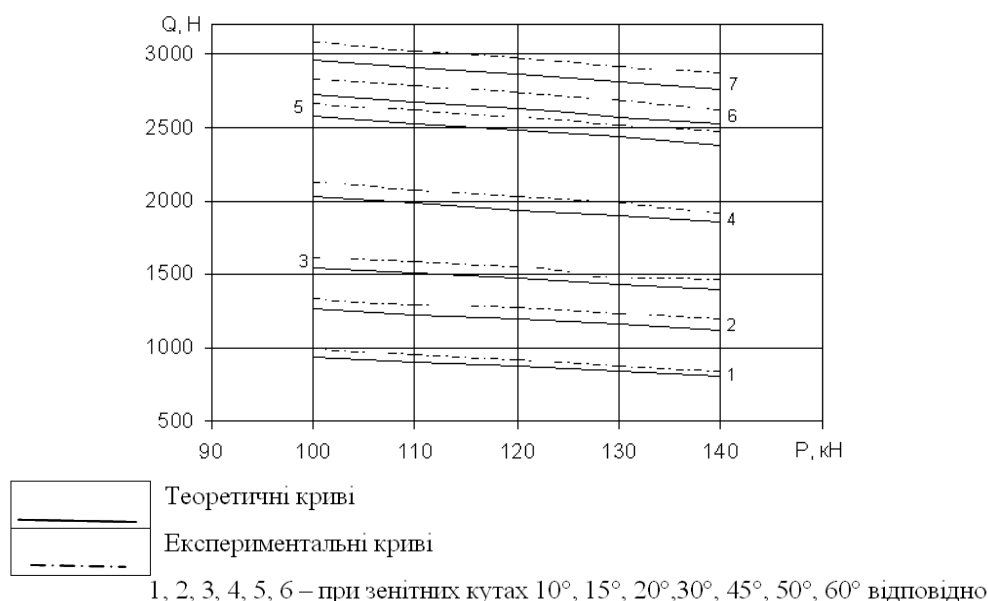


Рисунок 3 – Залежність відхиляючої сили на долоті від навантаження на долото

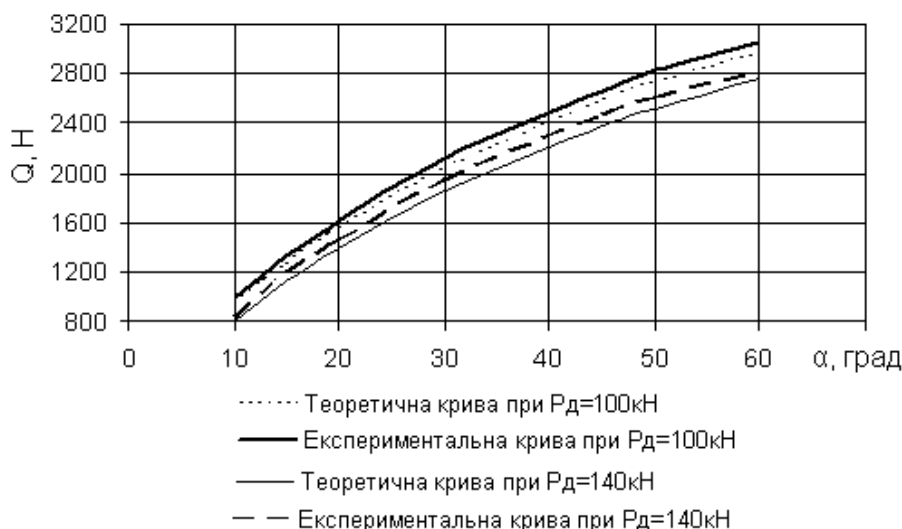


Рисунок 4 – Залежність відхиляючої сили на долоті від зенітного кута при різних значеннях навантаження на долото.

шилось від 936 Н (при $P=100$ кН) до 808 (при $P=140$ кН), що становить 13,63%. Для експериментальних кривих зміна становить 3049 Н→2818 Н, або 7,05 та 991 Н→837 Н, що становить 15,53% відповідно.

На рисунку 4 зображено залежність відхиляючої сили на долоті від зенітного кута нахилу свердловини. З рисунка видно, що при зростанні зенітного кута відхиляюча сила також зростає. При навантаженні на долото 100 кН відхиляюча сила на долоті збільшується в 3,17 та 3,07 рази за теоретичними та експериментальними результатами відповідно. При навантаженні на долото 140 кН відхиляюча сила змінилась в 3,41 та 3,36 рази.

На основі отриманих результатів можна зробити висновок про те, що зміна значення зенітного кута свердловини має більший вплив на величину відхиляючого зусилля на долоті,

ніж зміна навантаження на долото. Однак зміна навантаження на долото в процесі буріння також впливає на траєкторію стовбура свердловини і тому її необхідно враховувати при проектуванні та розрахунку КНБК.

На представлених рисунках ми бачимо, що існує деяка різниця значень отриманих різними способами, а характер кривих зміни відхиляючої сили є однаковим. Як свідчить розрахунок (таблиця 1) різниця значень отриманих теоретично та експериментально становить 2,52-5,59%, причому немає чіткої залежності збільшення чи зменшення розбіжності результатів від значення зенітного кута та навантаження на долото.

На рисунках 5-7 зображено залежності зміни згинального моменту по довжині КНБК. Як видно з графічних залежностей теоретичні і експериментальні криві відрізняються між собою



Рисунок 5 – Залежність згинального моменту по довжині КНБК, при zenітному куті 10°

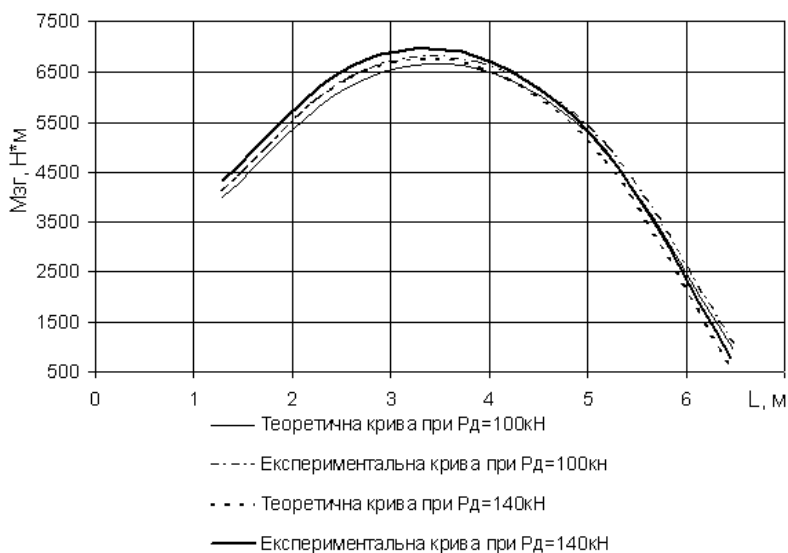


Рисунок 6 – Залежність згинального моменту по довжині КНБК, при zenітному куті 60°

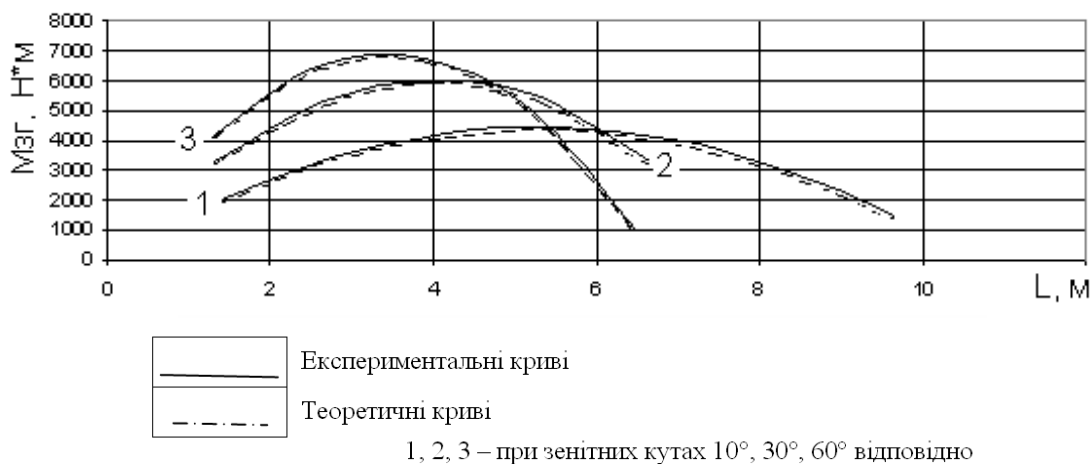


Рисунок 7 – Зміна згинального моменту по довжині КНБК при навантаженні на долото 110 кН

Таблиця 1 – Результати розрахунку розбіжності теоретичних та експериментальних значень відхиляючого зусилля на долоті

| α | | Навантаження на долото(P), кН | | | | | $\Delta(\alpha)$, % | | |
|------------------------------------|---------|-------------------------------|------|------|------|------|----------------------|------|---------|
| | | 100 | 110 | 120 | 130 | 140 | max | min | Середня |
| Зенітний кут (α), град | 10 | 5,59 | 3,83 | 4,35 | 3,43 | 3,51 | 5,59 | 3,43 | 4,14 |
| | 15 | 4,38 | 4,28 | 5,46 | 5,70 | 5,96 | 5,96 | 4,28 | 5,16 |
| | 20 | 3,66 | 4,30 | 4,97 | 2,52 | 4,46 | 4,97 | 2,52 | 3,98 |
| | 30 | 4,56 | 3,87 | 4,10 | 4,43 | 2,83 | 4,56 | 2,83 | 3,96 |
| | 45 | 3,05 | 3,07 | 3,12 | 3,14 | 3,25 | 3,25 | 3,05 | 3,12 |
| | 50 | 3,61 | 3,78 | 3,88 | 3,99 | 3,37 | 3,99 | 3,37 | 3,72 |
| | 60 | 3,77 | 3,58 | 3,73 | 3,30 | 3,63 | 3,77 | 3,30 | 3,60 |
| $\Delta(P)$, % | max | 5,59 | 4,30 | 5,46 | 5,70 | 5,96 | | | |
| | min | 3,05 | 3,07 | 3,12 | 2,52 | 2,83 | | | |
| | Середня | 4,09 | 3,82 | 4,23 | 3,79 | 3,86 | | | |

Таблиця 2 – Результати розрахунку розбіжності теоретичних та експериментальних значень згинального моменту

| P, кН | Відстань від «долота» до місця встановлення давача на моделі, м | | | | | | | Δ | | |
|--------------------------------------|---|------|------|------|-------|------|-------|----------|------|---------|
| | 0,25 | 0,5 | 0,75 | 1 | 1,25 | 1,5 | 1,75 | max | min | Середня |
| Зенітний кут 10 град | | | | | | | | | | |
| 100 | 4,00 | 5,30 | 3,99 | 2,59 | 2,26 | 4,64 | 8,98 | 8,98 | 2,26 | 4,54 |
| 140 | 4,95 | 6,13 | 4,89 | 5,28 | 5,36 | 8,52 | 12,05 | 12,05 | 4,89 | 6,74 |
| Зенітний кут 60 град | | | | | | | | | | |
| 100 | 2,68 | 2,75 | 1,95 | 2,85 | 11,32 | – | – | 11,32 | 1,95 | 4,31 |
| 140 | 4,79 | 3,44 | 2,58 | 3,64 | 13,15 | – | – | 13,15 | 2,58 | 5,91 |
| α, град | | | | | | | | | | |
| Навантаження на долото 110 кН | | | | | | | | | | |
| 10 | 7,70 | 4,74 | 4,31 | 3,59 | 5,11 | 4,84 | 10,95 | 10,95 | 3,59 | 5,89 |
| 30 | 4,85 | 3,04 | 2,66 | 3,22 | 3,06 | – | – | 4,85 | 2,66 | 3,37 |
| 60 | 2,68 | 2,71 | 1,69 | 3,25 | 12,05 | – | – | 12,05 | 1,69 | 4,48 |

в числовому значенні, хоча характер зміни параметрів, що досліджуються, є однаковим для двох методів.

Як свідчить розрахунок (таблиця 2), різниця значень отриманих теоретично та експериментально становить 1,95-13,15 %, при чому немає чіткої залежності збільшення чи зменшення розбіжності результатів від значення зенітного кута та навантаження на долото. Разом з тим спостерігається значне збільшення розбіжності результатів в точках, що максимально наближені до точки контакту КНБК зі стінкою свердловини.

Загалом отримані результати підтверджують справедливості аналітичної моделі, а розбіжність результатів можна пояснити, в першу чергу, прийнятими припущеннями в аналітичній моделі, а також з похибкою вимірювань при проведенні експерименту та округленні числових значень при перерахунку експериментальних значень на натурну конструкцію. Тому є доцільність провести промислове впровадження моделі, для її удосконалення з урахуванням результатів промислового використання.

Література

1 Використання горизонтальних свердловин для розробки родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів // Зб. наук. праць наук.-практ. конф. «Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України – 2003», [Івано-Франківськ], 18-21 листопада 2003 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003.– 303 с.

2 Збільшення обсягів похило-спрямованого та горизонтального буріння – значний резерв підвищення ефективності видобування вуглеводнів та ступеня їх вилучення // Зб. наук. праць наук.-практ. конф. «Стан і перспективи розробки родовищ нафти і газу України – 2003», [Івано-Франківськ], 18-21 листопада 2003 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003.– 303с.

3 Вудс Г. Искривление скважин при бурении / Г. Вудс, А. Лубинский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 161 с.

4 Работа буровой колонны в скважине / Б.З. Султанов, Е.И. Ишемгузин, М.Х. Шаммасов, В.Н.Сорокин. – М.: Недра, 1973.–217 с.

5 Чудик І.І. Вдосконалення методики проектування неорієнтованих компоновок низу бурильної колони: автореф. дисертації на здобуття наук. ступеня канд. техн. наук: спец. 05.15.10 «Буріння свердловин»/ Чудик Ігор Іванович; Івано-Франків. нац. тех. ун-т. нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2007. – 20 с.

6 Янтурин Р.А. Совершенствование методов расчетов параметров компоновок низа бурильной колонны и их элементов для безориентированного бурения: автореф. диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук; 05.02.13 «Машины, агрегаты и процессы» (нефтегазовая отрасль) / Янтурин Руслан Альфредович; Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа, 2005. – 20 с.

7 Юрич А. Математичне моделювання положення безпорних компоновок низу бурильної колони (КНБК) в похило-скерованому стовбурі свердловини / Андрій Юрич // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2008. – №1(26). – С. 40-43.

8 Моделювання компоновок низу бурильної колони з опорно-центруючими елементами (ОЦЕ) в похило-скерованому стовбурі свердловини / А.Р. Юрич, І.І. Чудик, В.В. Гриців [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2008. – №2(27). – С. 51-55. – Бібліогр.: с. 114

9 Григулецкий В.Г. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 304 с.

10 Исследование на механической модели статической устойчивости колонны бурильных труб: Материалы межвузовского совещания. «Нефтяное машиностроение», т. 3, 1958. Балицкий А.В.

11 Оганов А.С. Экспериментальное исследование низа бурильной колонны в наклонной скважине / Оганов Александр, Цибульский Иван // Теория и практика бурения наклонных скважин. – 1981. – С.8-12.

12 Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони / Є.І. Крижанівський, І.І. Чудик, М.М. Яворський [та ін] // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2003. – №4(9). – С. 30-34.

13 Седов Л.И. Методы подобия и размерностей в механике / Л. Седов. – М.: Наука, 1987. – 430 с.

14 Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтопромисловій справі / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 494 с.

Стаття поступила в редакційну колегію

20.10.09

Рекомендована до друку професором

Коцкуличем Я.С.

ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ НАПРУЖЕНОГО СТАНУ ОБСАДНИХ ТРУБ ПРИ ЗГІНІ

Я.С.Коцкулич, О.М.Лев, О.Б.Марцинків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nuing.edu.ua

Подаються результати експериментальних досліджень впливу згину на напружений стан і форму поперечного перерізу обсадних труб, які узгоджуються з результатами теоретичних досліджень. Рекомендовано в методиці розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин враховувати не лише додаткові осеві напруження від згину, але і зниження опірності труб зовнішньому тиску за рахунок збільшення їх овальності.

Ключові слова: кріплення похило-скерованих свердловин, обсадна колона, напружений стан, деформація, згин, овальність

Приведены результаты экспериментальных исследований влияния изгиба на напряженное состояние и форму поперечного сечения обсадных труб, которые согласуются с результатами теоретических исследований. Рекомендуется в методике расчета обсадных колонн для крепления наклонно-направленных скважин учитывать не только дополнительные осевые напряжения от изгиба, но и снижение сопротивляемости труб наружному давлению за счет увеличения их овальности.

Ключевые слова: крепление наклонно-направленных скважин, обсадная колонна, напряженное состояние, деформация, изгиб, овальность

The article shows the results of the experimental research devoted to the influence of bend on the stress state and form of casing cross section which conform with the results of theoretical research. In the methods of casing string calculations for mounting of directional wells there has been recommended to take into consideration not only additional axial stress from bend but also decrease of pipes' resistance to the external pressure due to the enlargement of pipe out-of-roundness.

Keywords: mounting of directional wells, casing string, stress state, deformation, bend, out-of-roundness

Умови роботи обсадних колон із збільшенням глибин буріння ускладнюються, внаслідок чого підвищуються вимоги до їх кріпленості, що найбільш характерно для кріплення похило-скерованих свердловин. Тому дослідження працездатності обсадних колон, особливо в інтервалах інтенсивного викривлення свердловини, створить передумови щодо попередження ускладнень і аварій з обсадними колонами як у процесі буріння, так і у ході експлуатації свердловин.

Для проведення експериментальних досліджень напруженого стану моделей обсадних труб при одночасній дії згинаючої сили і внутрішнього тиску була виготовлена лабораторна установка.

Вимірювання деформацій моделей обсадних труб здійснювалося з допомогою тензорезисторних датчиків 2ПКБ-20-200ГБ з використанням станції «СІИТ-3». За величиною деформації визначали напруження в небезпечних перерізах труби. Як моделі обсадних труб використано насосно-компресорні труби, виготовлені зі сталі групи міцності «Д», довжиною 7м, діаметром 60,3мм і товщиною стінки 5,0мм.

Установка складається із досліджуваної труби, на кінцях якої нагвинчуються заглушки з каналами для під'єднання до гідравлічної системи з допомогою штуцерів. Заглушки з'єднуються з моделями обсадних труб за допомогою подовженої конічної трубної різьби і надійно герметизується.

На рис. 1 зображено схему гідравлічної обв'язки експериментальної установки. Експериментальні дослідження проводилися у такій послідовності. Модель обсадної труби 1, з попередньо наклеєними на її поверхні за прийнятою схемою тензорезисторів, під'єднували до насосної групи.

Заповнення внутрішньої порожнини труби 1 здійснювалося технічною водою з допомогою центробіжного насоса 18 при відкритому вентилі 10, а для створення внутрішнього тиску як робоча рідина використовувалося трансформаторне масло. Внутрішній тиск створювався з допомогою плунжерного насоса 19 і ручного преса 20, які можуть працювати незалежно один від одного. Згин труби здійснювали з допомогою домкрата 5, під'єданого до гідравлічної схеми. Величина прогину труби реєструвалася механічним самописцем 6.

Після заповнення досліджуваної труби 1 водою вентилі 7 і 10 закривали і переходили до режиму створення внутрішнього тиску. Під час створення тиску в трубі вентиль 9 і за необхідності вентиль 12, відкриті, а вентиль 8, "скид" маніфольда 17, "скид" і "нагнітання" маніфольда 16 – закриті. Створення тиску у циліндрі домкрата 5 проводилось при відкритому вентилі 8 і вентилі "нагнітання" маніфольда 16 та закритих вентилі 9, "скиді" маніфольда 16, "скиді" і "нагнітання" маніфольда 17.

Ручний прес 20 підключається до роботи у разі необхідності прискореного підвищення

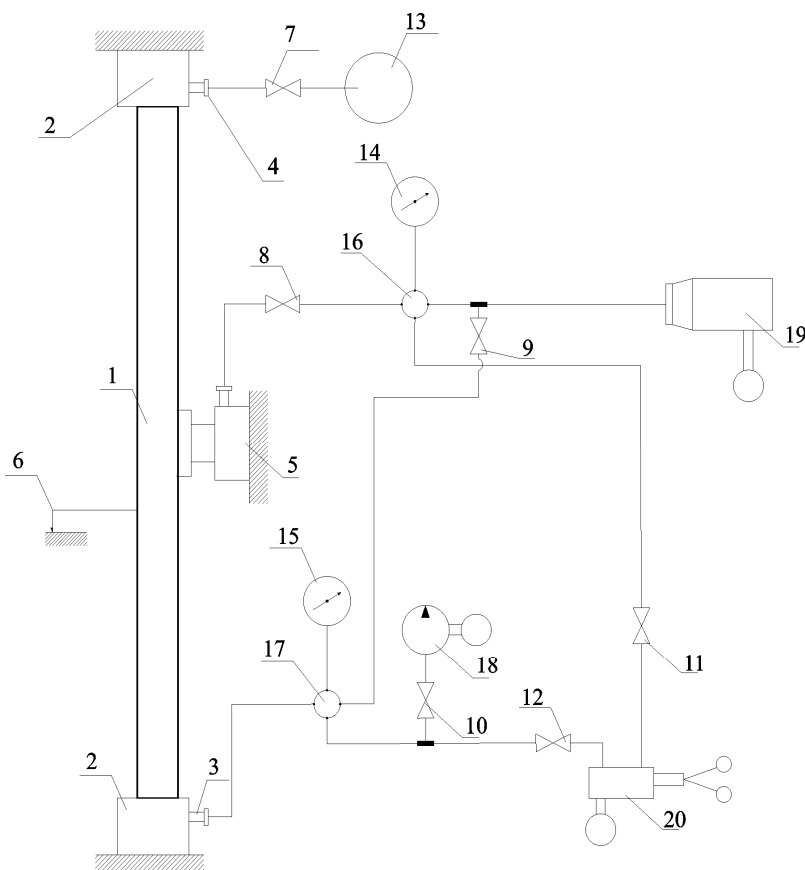


Рисунок 1 – Схема гідравлічної обв’язки установки

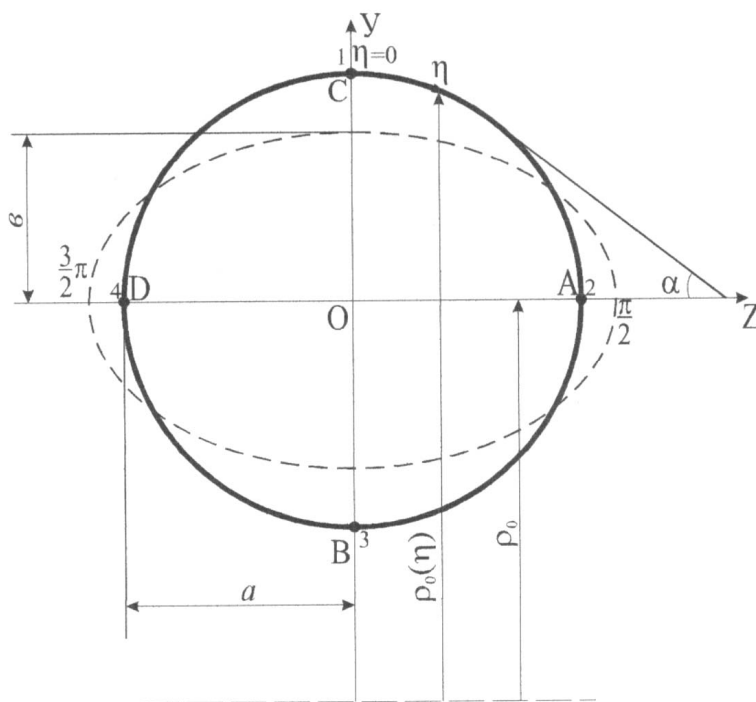


Рисунок 2 – Схема зміни форми поперечного перерізу труби при згині

тиску в системі або для створення згинаючих навантажень. Для створення внутрішнього тиску відкривають вентиль 12, а вентилі 10 і 11 закривають. Для створення згинаючих навантажень вентиль 12 закривають і відкривають вентилі 8 і 11.

Деформації заміряли в точках А, В, С і Д (рис.2) для прямолинійної труби при зміні тиску від 0 до 25,0 МПа з кроком 5,0 МПа. Аналогічні заміри проведені при зміні стріли прогину осі труби до 100 мм з кроком 25 мм.

Таблиця 1 – Результати експериментальних досліджень за відсутності тиску

| Стріла прогину, м | Радіус кривизни, м | Деформація | Точки заміру (координата) | | | |
|-------------------|--------------------|----------------|---------------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------------|
| | | | С (0) | А (π/2) | В (π) | Д (3π/2) |
| 0 | ∞ | ε ₁ | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | | ε ₂ | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 0,025 | 82 | ε ₁ | 3,382·10 ⁻⁴ | -9,524·10 ⁻¹² | -3,382·10 ⁻⁴ | -9,524·10 ⁻¹² |
| | | ε ₂ | -1,006·10 ⁻⁴ | -8,652·10 ⁻⁷ | 1,023·10 ⁻⁴ | -8,652·10 ⁻⁷ |
| 0,05 | 41 | ε ₁ | 6,766·10 ⁻⁴ | -2,381·10 ⁻¹¹ | -6,766·10 ⁻⁴ | -2,381·10 ⁻¹¹ |
| | | ε ₂ | -1,995·10 ⁻⁴ | -3,462·10 ⁻⁶ | 2,064·10 ⁻⁴ | -3,462·10 ⁻⁶ |
| 0,075 | 27 | ε ₁ | 1,015·10 ⁻³ | -1,905·10 ⁻¹¹ | -1,015·10 ⁻³ | -1,905·10 ⁻¹¹ |
| | | ε ₂ | -2,967·10 ⁻⁴ | -7,789·10 ⁻⁶ | 3,122·10 ⁻⁴ | -7,789·10 ⁻⁶ |
| 0,1 | 20 | ε ₁ | 1,353·10 ⁻³ | 2,381·10 ⁻¹¹ | -1,353·10 ⁻³ | 2,381·10 ⁻¹¹ |
| | | ε ₂ | -3,92·10 ⁻⁴ | -1,384·10 ⁻⁵ | 4,197·10 ⁻⁴ | -1,384·10 ⁻⁵ |

Для зменшення розбіжності результатів вимірювання кожний експеримент повторювався не менше п'яти разів. Для обробки приймалися результати з відхиленнями в межах ± 5%.

Дані експериментальних досліджень наведені в таблиці 1. Для оцінки напруженого стану і форми поперечного перерізу обсадних труб при згині результати наведені без врахування дії внутрішнього тиску.

Розглядаємо обсадну трубу як тонку оболонку. Нехтуємо радіальним напруженням порівняно з поздовжніми і кільцевими [1].

Визначивши відносні деформації, знаходимо за законом Гука поздовжні σ₁ і кільцеві σ₂ напруження у відповідних точках

$$\sigma_1 = \frac{E}{1 - \mu^2} \cdot (\varepsilon_1 + \mu \cdot \varepsilon_2);$$

$$\sigma_2 = \frac{E}{1 - \mu^2} \cdot (\varepsilon_2 + \mu \cdot \varepsilon_1),$$

де: ε₁ – відносні поздовжні деформації;
ε₂ – відносні кільцеві деформації;
μ – коефіцієнт Пуассона;

E – модуль пружності матеріалу труби, Па.

Інші компоненти напруження у відповідності з гіпотезою тонких оболонок дуже малі порівняно з σ₁ і σ₂, тому ними можна знехтувати [1, 4].

Визначимо величини напружень в точках А, В, Д і С (рис.2), скориставшись напівбезмоментною теорією тонких оболонок. За вихідні приймаємо спрощені рівняння типу Мейснера, які для випадку круглих труб з малою кривизною мають вигляд [1]

$$\psi + v\nu \cos \alpha = -m \sin \alpha;$$

$$\nu - v\psi \cos \alpha = 0,$$

де: ψ, ν – невідомі функції η;

α – кут між дотичною до серединної поверхні труби (в точці з координатою η) і віссю z (рис. 2);

v, m – безрозмірні параметри кривизни труби і її зміни;

$$v = \sqrt{12(1 - \mu^2)} \frac{t^2}{\rho \delta};$$

$$m = v \left(1 - \frac{\rho}{\rho_0} \right),$$

де: ρ₀, ρ – відповідно радіуси кривизни осі труби до і після деформації, м;

δ – товщина стінки труби, м.

Крапки над невідомими функціями ψ і ν означають диференціювання за безрозмірною координатою η, пропорційною довжині меридіану серединної поверхні S, відліченої від прийнятого початку координат

$$\eta = \frac{S}{t},$$

де t – периметр поперечного перерізу труби, поділений на 2π.

Для розв'язання рівнянь (2) скористаємося методом лінійного розв'язку в тригонометричних рядах. Розглянемо трубу з поперечним перерізом, симетричним відносно осей у і z (рис.2), і розкладемо функції sin α і cos α в ряди Фур'є [1, 2]

$$\sin \alpha = \sum_{j=1,3} S_j \sin j\eta;$$

$$\cos \alpha = \sum_{j=1,3} C_j \cos j\eta.$$

В розкладаннях sin α і cos α відсутні всі парні члени, що виходить з умови симетрії. Для перерізів, форма яких мало відрізняється від кола, в (5) можна обмежитися тільки двома членами, і коефіцієнти розкладу S_j і C_j можуть бути визначені із співвідношень [3]

$$S_1^2(1 + \lambda^2) - 0.5S_1(\lambda^2 + \lambda + 2) + \frac{1}{16}(\lambda - 1)(\lambda + 3) = 0;$$

$$C_1 = \frac{1 + \lambda(4S_1 - 1)}{4};$$

$$S_1 - S_3 = 1; \quad C_1 + C_3 = 1;$$

$$\lambda = \frac{2 + e}{2 - e},$$

де e – овальність труби.

Підставляючи (5) в (2), одержимо систему рівнянь, розв'язок якої будемо шукати у вигляді рядів Фур'є [1, 4]

$$\psi = \sum_{j=1,3} b_j \sin j\eta ; \quad (7)$$

$$v = \sum_{n=2,4} a_n \sin n\eta , \quad (8)$$

де a_n і b_j – коефіцієнти розкладу.

Прирівнюючи коефіцієнти при $\sin \eta$, $\sin 2\eta$, в лівій і правій частині кожного з рівнянь (2), і враховуючи, що для обсадних труб

$$v \ll 1, \quad C_1, S_1 \approx 1, \quad |S_3| \ll 1, \quad |C_3| \ll 1,$$

отримаємо систему рівнянь, з яких визначаємо невідомі a_n, b_j

$$a_2 \approx -\frac{1}{8} \cdot v \cdot m;$$

$$a_4 \approx \frac{-v^2 \cdot a_2 + 2 \cdot v \cdot m \cdot S_3 + 18 \cdot v \cdot C_3 \cdot b_1}{576}; \quad (9)$$

$$b_1 \approx m \cdot S_1;$$

$$b_3 \approx \frac{1}{9} \cdot m \cdot S_3 + \frac{1}{18} \cdot v \cdot (a_2 + a_4).$$

Згідно з напівбезмоментною теорією переміщення ω по нормалі до серединної поверхні зв'язано з кутом повороту співвідношенням [4]

$$v = -\frac{1}{b} \cdot \frac{d\omega}{d\eta} - \frac{1}{r} \int \frac{\omega}{r} \cdot b \cdot d\eta , \quad (10)$$

де r – радіус кривизни серединної поверхні труби, м.

Задаючись ω у виді ряду Фур'є

$$\omega = \sum_{n=2,4} \omega_n \cdot \cos n\eta \quad (11)$$

і підставивши (11), (8) в (10), знайдемо залежність коефіцієнтів ω_n ряду для ω від коефіцієнтів a_n :

$$\omega_n = b \cdot a_n \cdot \frac{n}{n^2 - \frac{b^2}{r^2}} . \quad (12)$$

Підставивши (12) в (11), зрештою одержимо:

$$\omega = \sum_{n=2,4} b \cdot a_n \cdot \frac{n}{n^2 - \frac{b^2}{r^2}} \cdot \cos n\eta . \quad (13)$$

Порівняння коефіцієнтів a_2 і a_4 із (9) свідчить [5], що $|a_4| \ll |a_2|$. Отже у виразі (13) можна обмежитися тільки одним членом ряду, і тоді, враховуючи, що $t/r \approx 1$, маємо

$$\omega = \omega_2 \cdot \cos 2\eta \approx \frac{2}{3} \cdot b \cdot a_2 \cdot \cos 2\eta . \quad (14)$$

З (14) виходить, що точки С і В зміщуються до центра на величину $\omega_0 = \frac{2 \cdot b \cdot a_2}{3}$, а точки А і D на таку ж величину віддаляються від центра, тобто поперечний переріз серединної поверхні труби ще більше сплющується, як це показано на рис. 2 пунктирною лінією. Велика і мала піввісь еліпса в деформованому стані ста-

ють рівними відповідно $a + \omega_0$ і $b - \omega_0$. В результаті овальність перерізу збільшується на величину e' і стає рівною

$$e = e_0 + e' , \quad (15)$$

де $e' = \frac{4a_2}{3}$.

Грунтуючись на другій гіпотезі Кірхгофа, основною задачею стає визначення поздовжніх σ_1 і кільцевих σ_2 напружень, що виникають в стінках труби при її згині.

Найбільші поздовжні і кільцеві напруження σ_1, σ_2 , які виникають в перерізі зігнутої труби, визначаються через функції ψ, v [1]

$$\sigma_1 = \frac{E\delta}{t\sqrt{12(1-\mu^2)}} \left(\psi \pm \mu \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} v \right); \quad (16)$$

$$\sigma_2 = \frac{E\delta}{t\sqrt{12(1-\mu^2)}} \left(\pm \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} v - \psi \frac{t}{\rho_0} \sin \alpha \right).$$

Підставляючи в (10) функції ψ і v із (7) і (8), одержуємо

$$\sigma_1 = \frac{E\delta}{t\sqrt{12(1-\mu^2)}} \left[b_1 \cos \eta + 3b_3 \cos 3\eta \pm \mu \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} (2a_2 \cos 2\eta + 4a_4 \cos 4\eta) \right]; \quad (17)$$

$$\sigma_2 = \frac{E\delta}{t\sqrt{12(1-\mu^2)}} \left[\pm \sqrt{\frac{3}{1-\mu^2}} (2a_2 \cos 2\eta + 4a_4 \cos 4\eta) - \frac{t}{\rho_0} (b_1 \sin \eta + b_3 \sin 3\eta) (S_1 \sin \eta + S_3 \sin 3\eta) \right].$$

Знаки «+» і «-» відповідають напруженням на внутрішній і зовнішній стінках труби. Одержані формули дозволяють визначити поздовжні і кільцеві напруження, які виникають в будь-якій точці поперечного перерізу обсадної труби з врахуванням зміни його форми, під дією згинаючого навантаження в межах зміни полярного кута η від 0 до 2π .

Результати теоретичних розрахунків і експериментальних досліджень наводяться в таблиці 2, з якої видно, що внаслідок згину із зменшенням радіуса кривизни збільшуються як поздовжні, так і кільцеві напруження. Згин спричиняє виникнення розтягуючих поздовжніх і кільцевих напружень на випуклій поверхні труби (точка С, рис.2), стискаючих – в точках А і D (рис.2) і стискаючих поздовжніх та розтягуючих кільцевих на увігнутій поверхні труби (точка В, рис.2).

Визначимо як змінюється форма поперечного перерізу труби внаслідок дії згинаючого навантаження за формулами (2) – (15).

Аналіз результатів розрахунку (табл.3) підтверджує, що овальність труб збільшується у випадку зменшення радіуса викривлення, причому чим менший радіус викривлення, тим інтенсивніше зростає овальність труб.

Таблиця 2 – Величини поздовжніх σ_1 і кільцевих σ_2 напружень згину

| Радіус кривизни, м | Напруження, МПа | Координати | | | | | | | |
|--------------------|-----------------|------------------|------------|------------------|------------|------------------|------------|------------------|------------|
| | | 0 | | $\pi/2$ | | π | | $3\pi/2$ | |
| | | експериментальні | теоретичні | експериментальні | теоретичні | експериментальні | теоретичні | експериментальні | теоретичні |
| ∞ | σ_1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | σ_2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 82 | σ_1 | 71,09 | 71,16 | -0,06 | -0,06 | -70,97 | -71,04 | -0,06 | -0,06 |
| | σ_2 | 0,2 | 0,2 | -0,2 | -0,2 | 0,2 | 0,2 | -0,2 | -0,2 |
| 41 | σ_1 | 142,32 | 142,45 | -0,24 | -0,24 | -141,84 | -141,97 | -0,24 | -0,24 |
| | σ_2 | 0,8 | 0,8 | -0,8 | -0,8 | 0,8 | 0,8 | -0,8 | -0,8 |
| 27 | σ_1 | 213,66 | 213,86 | -0,54 | -0,54 | -212,58 | -212,78 | -0,54 | -0,54 |
| | σ_2 | 1,8 | 1,8 | -1,8 | -1,8 | 1,8 | 1,8 | -1,8 | -1,8 |
| 20 | σ_1 | 285,04 | 285,31 | -0,96 | -0,96 | -283,13 | -283,4 | -0,96 | -0,96 |
| | σ_2 | 3,19 | 3,19 | -3,19 | -3,19 | 3,19 | 3,19 | -3,19 | -3,19 |

Таблиця 3 – Овальність моделей обсадних труб залежно від радіуса кривизни

| Радіус кривизни, м | Початкова овальність, % | Додаткова овальність, % | Результуюча овальність, % |
|--------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------------|
| ∞ | 0,25 | 0 | 0,25 |
| 82 | 0,25 | 0,00063795 | 0,251 |
| 41 | 0,25 | 0,00255243 | 0,253 |
| 27 | 0,25 | 0,00574296 | 0,256 |
| 20 | 0,25 | 0,0102047 | 0,26 |

Виходячи з викладеного можна зробити такі висновки.

1. При проектуванні профілів похило-скерованих свердловин передбачати обмеження інтенсивності викривлення в інтервалах набору і спаду зенітного кута не тільки з умови проходження обсадної колони в цих інтервалах, але і з умови міцності труб.

2. В методиці розрахунку обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин передбачити врахування додаткових осьових напружень внаслідок згину та зниження опірності труб зовнішньому тиску за рахунок збільшення їх овальності.

Література

1 Аксельрад Э.Л. Расчет трубопроводов / Э.Л. Аксельрад, В.П. Ильин. – Л.: Машиностроение, 1972. – 240 с.

2 Коцкулич Я.С. К вопросу изменения формы поперечного сечения обсадных труб в искривленных скважинах / Я.С. Коцкулич, О.М. Лев // Нефть и газ. – 1989. – № 7. – С.38-41.

3 Аксельрад Э.Л. Изгиб и потеря устойчивости тонкостенных труб при гидростатическом давлении / Э.Л. Аксельрад // Изв. АН СССР, ОТН. – Механика и машиностроение. – 1962. – № 1. – С. 98-110.

4 Аксельрад Э.Л. Гибкие оболочки / Э.Л. Аксельрад. – М.: Наука, 1976. – 376 с.

5 Коцкулич Я.С. Определение деформации поперечного сечения обсадных труб в наклонно-направленных скважинах. / Я.С. Коцкулич, О.М.Лев, В.Я.Дацишин. – 1987. – Рукопись деп. в УКРНИИИТИ 28.09.1987г. № 2743-Ук 87.

Стаття поступила в редакційну колегію
05.10.09

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.

АНАЛІТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ГАЗОВОДОКОНДЕНСАТНОГО ПОТОКУ СВЕРДЛОВИНИ В ГОРИЗОНТАЛЬНИХ ТРУБАХ НА БАЗІ ВИКОРИСТАННЯ БАГАТОФЛЮЇДНОЇ МОДЕЛІ

П.М.Райтер

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 504708,
e-mail: pete@nung.edu.ua

Викладено адаптовану для газоводоконденсатного потоку математичну модель для аналітичного моделювання трифазного (рідина/рідина/газ) розширеного і пробкового потоків. Підхід базується на одновимірній двофлюїдній моделі, в якій двофазовий вміст газу і суміші двох рідин моделюється через модель приведеної швидкості дрейфу. Для замикання моделі вводяться скалярні рівняння збереження маси та кількості руху для кожної з фаз потоку. Рівняння вирішуються чисельно використовуючи процедури ППП Maple 13. Пропонований метод використовується для дослідження потоку конденсату, води і газу в горизонтальних трубах. Показано, що метод в стані коректно прогнозувати, при заданні початкових даних та граничних умов, швидкості фаз потоку, вміст рідини, водовміст потоку свердловини.

Ключові слова: трифазовий потік, приведена швидкість дрейфу, чисельне моделювання, двофлюїдна модель, водовміст, фазова швидкість.

Изложено адаптированную для газоводоконденсатного потока математическую модель для аналитического моделирования трехфазного (жидкость/жидкость/газ) расслоенного и пробкового потоков. Подход базируется на одномерной двухфлюидной модели, в которой двухфазовое содержание газа и смеси двух жидкостей моделируется с помощью модели приведенной скорости дрейфа. Для замыкания модели вводятся скалярные уравнения сохранения массы и количества движения для каждой из фаз потока. Уравнения решаются чисельно, используя процедуры ППП Maple 13. Предложенный метод используется для исследования потока конденсата, воды и газа в горизонтальных трубах. Показано, что метод в состоянии корректно прогнозировать, при задании начальных данных и граничных условий, скорости фаз потока, содержание жидкостей в потоке, водосодержание потока скважины.

Ключевые слова: трехфазный поток, приведенная скорость дрейфа, чисельное моделирование, двухфлюидная модель, водосодержание, фазовая скорость.

The article presents adapted for gas-condensate-water flow analytical model to simulate three-phase (liquid/liquid/gas) stratified and slug flows. The approach is based on the one-dimensional two-fluid model in which the two-phases consist of the gas and the mixture of the two liquids, what being modelled via a drift-flux model. In order to close the model, a scalar transport equation for the conservation of mass and momentum for every phases is introduced. The equations are solved numerically using Maple 13 code. The proposed method is applied to the study of the flow of oil, water and gas in horizontal pipes. It is demonstrated that the developed model is capable of correctly predicting phase velocity, total liquid hold-up, flow watercut, for given initial data and boundary conditions.

Keywords: Three-phase flow; Drift-flux; Numerical simulation; Computational modeling; Two-fluid model; Water-cut; Phase velocity

Трифазові потоки суміші двох рідин та газу зустрічаються в нафтохімічних технологічних процесах досить часто. Особливо такі потоки є характерними для газовидобувних та газотранспортних підприємств. Для таких потоків характерним є достатньо високий газовміст потоку, який може складати більше 95% по об'єму. Тому, на перший погляд, вплив параметрів рідкої фази на динаміку руху потоку є незначним. Але експлуатація трубопроводів з вказаними потоками в умовах реальних технологій спростовує останнє твердження. Це зумовлено тим, що в результаті ковзання газової та рідкої фаз реальна частка перерізу трубопроводу, що зайнята рідкою фазою, є суттєво більшою ніж 5%, а маса її співмірна, або навіть більша за масу газової частки потоку. Крім того, довжина шлейфових трубопроводів від свердловини до установок комплексної підготовки газу чи групових сепараційних установок може складати до 10 км, що при перепадах висот рельєфу прокладення трубопроводу (в окремих

випадках до 1 км) призводить до місцевого накопичення рідкої фази, перетворюючи структуру газоводоконденсатного потоку з розширеної або кільцевої до снарядної. Снарядна структура руху потоку, створюючи значні динамічні навантаження на трубопровід та обладнання, позводить до ускладнення ведення технологічного процесу видобутку та переробки вуглеводнів і до передчасного спрацювання обладнання газовидобувних підприємств. Тому доцільним є, з одного боку, застосовувати пристрої, які уможливають відображення структури потоку та витрати окремих компонентів потоку, а, з іншого боку, математичне моделювання умов та параметрів руху таких потоків при вхідних даних та граничних умовах максимального наближених до реальних.

Оскільки навіть двофазовий газорідинний потік є досить складним, є логічним, що додавання третьої фази тільки додатково ускладнить його опис та формалізацію математичних моделей. Основна відмінність між дво- і трифа-

зовими потоками полягає в тому, що присутність двох рідин збільшує різноманітність структур потоку [8]. Залежно від витрат фаз потоку ступінь перемішування є різним. Одна рідина може бути диспергована в іншій, або рідини можуть текти окремими шарами. Будучи «спокійними» в середині шарів розшарованого потоку, перемішування рідин на границі рідина-рідина призводить до того що навіть розшарована структура потоку містить різні завихрення фаз [1].

З метою дослідження вказаних потоків проведено ряд досліджень, в основі яких лежало як фізичне, так і математичне моделювання. Найбільший об'єм інформації за результатами експериментальних дослідження трифазових потоків викладено в роботах Маліновського [12], Ацікгоза [1], Хала [7], Пана [16], Одозі [15].

Зокрема в роботі [1] наведено результати фізичного моделювання водонафтогазового потоку в горизонтальній плексигласовій трубі довжиною 5,78 м і внутрішнім діаметром 19 мм, за динамічної в'язкості нафти $\mu_0 = 0,1164$ Па·с, що в 116 разів більше за в'язкість води. Діапазон наведених швидкостей у ході досліджень складає: за повітрям 0,15-50 м/с, за нафтою 0,043-0,24 м/с, за водою 0,004-0,66 м/с. Для різних значень наведених швидкостей автором складено карту структур потоків. Структури потоків класифіковано у відповідності до комбінацій властивостей потоків на три рівні: 1) рідка фаза, що домінує в контакті зі стінками труби; 2) структура потоку рідина-рідина (сепаровані або дисперговані); 3) відповідна структура потоку між рідкою та газовою фазами. На першому рівні визначення структури потоку автор ідентифікував їх як нафтобазовану або водо-базовану; на другому рівні – диспергована, розшарована, дисперговано-розшарована структура потоку рідина-рідина; на третьому рівні – шість можливих структур: розшарована, хвильова, пробкова, снарядна, кільцева і диспергована.

Коли відбувається перемішування фаз, одна з двох рідких фаз (вода чи конденсат) може бути неперервною, а інша – дисперговою (у формі крапель). В цих умовах може здійснюватися фазова інверсія, коли неперервна і диспергована фази спонтанно міняються місцями. Такий феномен є загальним, він характерний для широкого діапазону промислових процесів. Однак, складний механізм, що відповідає за фазову інверсію, і ефект впливу на нього фізичних та геометричних параметрів досі ще добре не вивчений. Залежно від того, яка фаза є неперервною, а яка дисперсною градієнт тиску потоку може щоразу суттєво відрізнятись. Тому важливо спрогнозувати інверсію фаз. Внаслідок існування інверсії фаз, в роботах [12,7,16,15] описано скачкоподібні зміни у втраті тиску через в'язкість водо-конденсатної суміші. Це пояснюється тим що, в'язкість суміші значною мірою визначається тим, яка фаза неперервна, а яка диспергована.

Наприклад, в роботі [12] наводяться результати експериментальних досліджень з використанням низьков'язкої нафти – конденсату (в'язкість $\mu_c = 4 - 5$ МПа·с в горизонтальній прозорій акриловій трубі довжиною 29,7 м і внутрішнім діаметром 38,1 мм за тиску 0,2 МПа. Діапазон приведених швидкостей у ході експерименту був таким: 1,5 – 4,3 м/с за повітрям, 0,26-1,36 м/с – за конденсатом, і 0,19-2,08 м/с – за водою. Поверхневий натяг конденсат-вода складає $\sigma_{ow} = 0,023$ Н/м. Досліджувались кореляції градієнту тиску Бега і Бріла [5], якими вказувалось що в'язкість водоконденсатної суміші можна визначати шляхом лінійної інтерполяції за процентним вмістом конденсатної і водяної фаз. Але ці дослідження показали погану відтворюваність вказаних кореляцій. Автором за вказаними кореляціями було розраховано в'язкість суміші за експериментально отриманими значеннями градієнту тиску, і зроблено висновок, що в'язкість водоконденсатної суміші може бути в кілька разів вищою, ніж чистої рідкої окремої фази: в неперервній конденсатній фазі з дисперговою водою отримано, що в'язкість цієї суміші в 20 разів більша за в'язкість чистого конденсату за 50% водовмісту в суміші рідких фаз потоку.

Робіт з математичного моделювання трифазних снарядних і розшарованих потоків є набагато менше, ніж з математичним моделюванням двофазових потоків. Лише три такі роботи присвячені цій проблемі: це роботи Ларсена (Larsen, 1997)[13], Ларсена і Хенде (Larsen and Hende, 2001)[14], та Бонізі і Ісса (M.Bonizzi, R.I.Issa, 2003)[17]. У першій роботі описано результати комп'ютерного моделювання чотирьох газорідних режимів потоку (розшарований, кільцевий, снарядний і диспергований), причому вважається, що рідкі фази завжди присутні в розшарованому стані. Друга робота [14] враховує присутність крапель рідини в шарі газу, що міститься в трифазному розшарованому потоці, і в газовому ядрі кільцевого потоку. Програмне забезпечення, що використовувалось під час моделювання базувалось на одновимірних рівняннях неперервності, запропонованих в трифлюїдній моделі Барнеа і Тайтеля (Barnea and Taitel, 1996) [4]. Тут розв'язувалось п'ять рівнянь неперервності (для газу, плівки нафти, плівки води, крапель нафти і крапель води), три рівняння збереження імпульсу (для плівки нафти, плівки води, і для суміші газ+краплі нафти+краплі води), одне рівняння збереження енергії суміші і одне рівняння балансу тиску. Але ці рівняння мінімально враховують ковзання фаз і зовсім не враховують взаємодію «рідина-рідина» в рідкій фазі багатofазного потоку з високими значеннями газовмісту.

Пропонується модель трифазового потоку для умов газоконденсатоводяного потоку з високим значенням газовмісту для тисків до 8 МПа. Як базову тут вибрано модель для опису вуглеводневого потоку однієї газової і двох рідких фаз на основі трифлюїдної моделі Бонізі і

Ісса [17], які, в свою чергу, в основу моделювання поклали набір рівнянь трифлюїдної моделі Барнеа і Тайтля [4] (Barnea and Taitel, 1996). Однак, така модель вводить багато додаткових ускладнень, і вимагає набагато більших обчислювальних ресурсів порівнянно з двофлюїдною моделлю для двофазового потоку, і, що важливо, не завжди дає коректні корені вирішення. Альтернативним методом розв'язання згаданої задачі є застосування моделі приведенної швидкості дрейфу [10] Іші (Ishii, 1978) до руху рідини, де швидкість ковзання фаз віднесена до інших частин потоку алгебраїчним виразом. Використання рівнянь моделі приведенної швидкості дрейфу дає змогу зменшити кількість рівнянь і, відповідно, невідомих, для яких знаходяться розв'язки. Прийнятий підхід, за якого дві рідини (конденсат і вода) трактуються як єдина рідка фаза, дає змогу зменшити кількість рівнянь перенесення з шести до п'яти. Хоча це зменшення може здаватися не важливим, в дійсності це істотно спрощує чисельні процедури, необхідні для розв'язку рівнянь, оскільки:

1) в зменшеному наборі присутні ті ж самі чотири основні змінні, як і в рівняннях двофлюїдної моделі, а саме фазова частка однієї з фаз потоку, швидкість руху газу, швидкість руху об'єднаної рідкої фази (суміші), і міжфазний тиск. П'ята змінна (тобто фазова частка однієї з рідких фаз) не відображена явно в решті рівнянь перенесення, і тому може бути оброблена як допоміжна величина, що отримана окремо з власного скалярного рівняння перенесення;

2) масових швидкостей, які вимагаються для задоволення загальної неперервності, є лише дві;

3) умови сумісності (фазові частки потоку в сумі дорівнюють одиниці) уможливають введення тільки двофазових часток потоку; третя частка виводиться з «допоміжного» рівняння (задаючи неперервність однієї з рідких фаз).

Як висновок, нова модель лише частково відрізняється від двофлюїдної моделі, що застосовується до двофазового потоку, і може бути коректно введена до процедури чисельного обчислення, що базується на структурі двофлюїдної моделі. Додатково модель, як вказуватиметься, досить добре описує структуру трифазового снарядного потоку.

В запропонованому підході інформація, що визначає структуру локального конденсато-водяного потіку рідини (або в'язкість одної з рідин що стала дисперговою внаслідок перемішування) має бути подана у відповідних рівняннях моделі, які є замкненими. Для запропонованої моделі приймаються структури потоку: розшарований (рис. 1) і повністю диспергований (рис. 2) конденсато-водяний потік. Звісно, такі типи потоку частково відображають ідеальні умови, бо дисперсія може ще існувати між розшарованими рідкими шарами, що призводить до введення більш складних структур потоку. Однак, ці додаткові труднощі є другого ступеня важливості, і основні елементи потоку

можуть бути адекватно відображені запропонованою ідеалізованою моделлю. Однак, важливою особливістю, що відіграє основну роль, і яка повинна бути прийнята до уваги, є фазова інверсія. Для того щоб врахувати цю особливість потоку, вводиться кореляція для визначення точки інверсії, щоб ідентифікувати, яка з рідких фаз є неперервною а яка дисперговою рідиною в суміші. Репрезентативна схема можливих комбінацій типів рідкого потоку відображена на рис. 3.

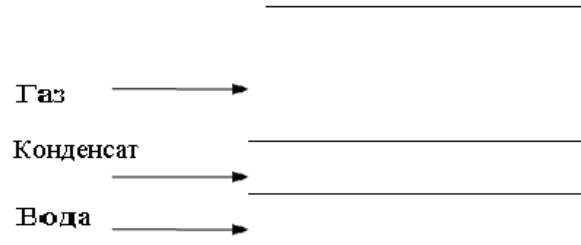


Рисунок 1 – Розшарування рідких фаз в потоці

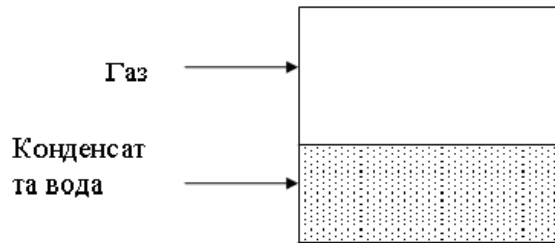


Рисунок 2 – Дисперсія рідких фаз в потоці

Стартовою точкою при виведенні основних рівнянь є трифазова модель, в якій рівняння стану формулюються для кожної фази потоку [4]. Рівняння неперервності і збереження імпульсу для двох рідин (приймаємо для конденсату і води) комбінуються для того, щоб отримати нові рівняння в термінах значень суміші рідин; детальне виведення подається в [6]. Нові параметри суміші:

1) об'ємний вміст рідкої фази α_M , представлено сумою часток конденсату α_C та води α_W потоку $\alpha_M = \alpha_C + \alpha_W$, пов'язаних з часткою газової фази α_G через основне рівняння:

$$\alpha_M + \alpha_G = 1; \quad (1)$$

2) водовміст C_W , визначається як співвідношення між об'ємним вмістом води і рідкої фази ($C_W = \alpha_W / \alpha_M$);

3) густина суміші ρ_M , яка є лінійною функцією густин конденсату і води представлена рівнянням:

$$\rho_M = (1 - C_W) \cdot \rho_C + C_W \cdot \rho_W. \quad (2)$$

4) Швидкість центра мас рідини u_M [2], подається так:

$$u_M = \frac{(1 - C_W) \cdot \rho_C \cdot u_C + C_W \cdot \rho_W \cdot u_W}{\rho_M}. \quad (3)$$

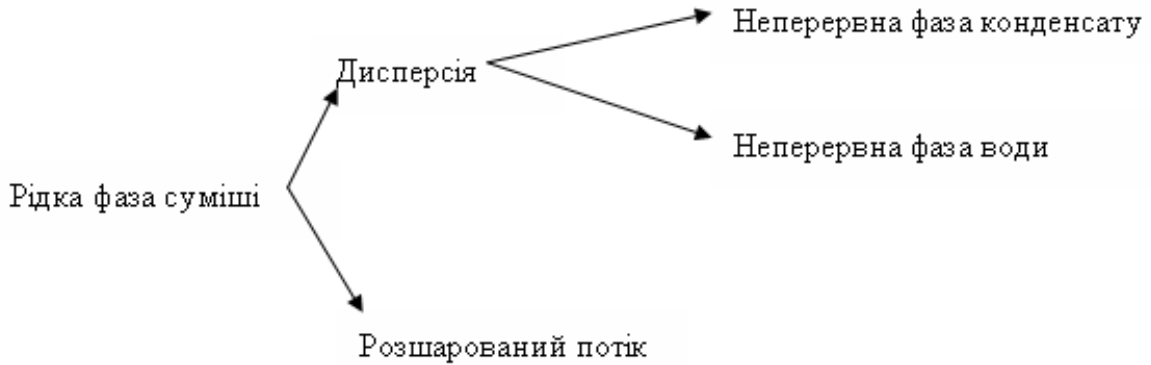


Рисунок 3 – Можливі комбінації типів потоку рідкої фази трифазного потоку для пропонованої моделі

Якщо швидкість ковзання між фазами конденсату та води визначається як

$$u_s = u_c - u_w, \quad (4)$$

то можна вивести вирази для швидкостей конденсату і води з рівнянь (3) і (4) відповідно

$$u_c = u_m + \frac{C_w \cdot \rho_w \cdot u_s}{\rho_m} \quad (5)$$

та

$$u_w = u_m - \frac{(1 - C_w) \cdot \rho_c \cdot u_s}{\rho_m} \quad (6)$$

Відповідно, швидкість ковзання визначається скалярним рівнянням, що залежить від типу локального потоку рідкої фази в суміші.

У пропонованій моделі, газ приймається як стискуване середовище, що підлягає законам ідеального газу, тоді як рідини розглядаються як нестискувані. Приймається також що потік є ізотермічним. Рівняння, що підлягають вирішенню, для розшарованого некерованого снарядного трифазного потоку, за умов відсутності передачі маси між фазами, наступні [6].

Рівняння неперервності для газової фази

$$\frac{\partial(\rho_G \cdot \alpha_G)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_G \cdot \alpha_G \cdot u_G)}{\partial x} = 0 \quad (7)$$

Рівняння неперервності для рідкої фази (суміші фаз)

$$\frac{\partial(\rho_M \cdot \alpha_M)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_M \cdot \alpha_M \cdot u_M)}{\partial x} = 0 \quad (8)$$

Рівняння стану для водовмісту

$$\frac{\partial(\rho_w \cdot C_w \cdot \alpha_M)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_w \cdot C_w \cdot \alpha_M \cdot u_M)}{\partial x} = 0 \quad (9)$$

Рівняння збереження імпульсу для газової фази

$$\frac{\partial(\rho_G \cdot \alpha_G \cdot u_G)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_G \cdot \alpha_G \cdot u_G^2)}{\partial x} = -\alpha_G \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - \alpha_G \cdot \rho_G \cdot g \cdot \sin \beta - \frac{\tau_{GL} \cdot S_{GL}}{A} - \frac{\tau_{wG} \cdot S_G}{A} \quad (10)$$

Рівняння збереження імпульсу для рідкої фази (суміші фаз)

$$\frac{\partial(\rho_M \cdot \alpha_M \cdot u_M)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_M \cdot \alpha_M \cdot u_M^2)}{\partial x} = -\alpha_M \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - \alpha_M \cdot \rho_M \cdot g \cdot \frac{\partial h}{\partial x} \cos \beta - \alpha_M \cdot \rho_M \cdot g \cdot \sin \beta + \frac{\tau_{GL} \cdot S_{GL}}{A} - \frac{\sum_{K=1}^N \tau_{wK} \cdot S_K}{A} + \Omega + \Psi \quad (11)$$

де: індекси G, M, W стосуються газової фази, суміші рідин та водяної фази відповідно; x – координата напрямку руху потоку; ρ – густина; α – фазова частка потоку; C – вміст рідкої фази потоку; u – швидкість; p – міжфазний (і газовий) тиск; h – висота рівня рідкої фази суміші; S_L і S_G – периметри стінок труби, що омиваються відповідно рідкою і газовою фазами потоку; S_{GL} – довжина міжфазної хорди по границі рідина-газ; τ – дотичні напруження; A – площа поперечного перерізу труби; β – кут нахилу труби до лінії горизонту; g – прискорення вільного падіння. Індекс N під час додавання правої сторони рівняння (11) відображає число рідких фаз що перебувають в контакті з стінками труби, тобто $N = 2$ (вода і конденсат) за умови розшарування рідин, або $N = 1$, якщо рідини дисперговані і допускається, що стінки труби неперервно змочуються рідиною. Геометричні параметри відображаються на рис. 4 у випадку розшарування усіх трьох фаз.

Терміни Ω та Ψ в рівнянні (11) замінюють наступні залежності:

$$\Omega = -\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{\alpha_M \cdot C_w \cdot (1 - C_w) \cdot \rho_w \cdot \rho_c \cdot u_s^2}{\rho_m} \right] \quad (12)$$

і

$$\Psi = \alpha_M \cdot (\rho_M - \rho_c) \cdot g \cdot \cos \beta \cdot \frac{\partial h}{\partial x} - \alpha_w \cdot (\rho_w - \rho_c) \cdot g \cdot \cos \beta \cdot \frac{\partial h_w}{\partial x} \quad (13)$$

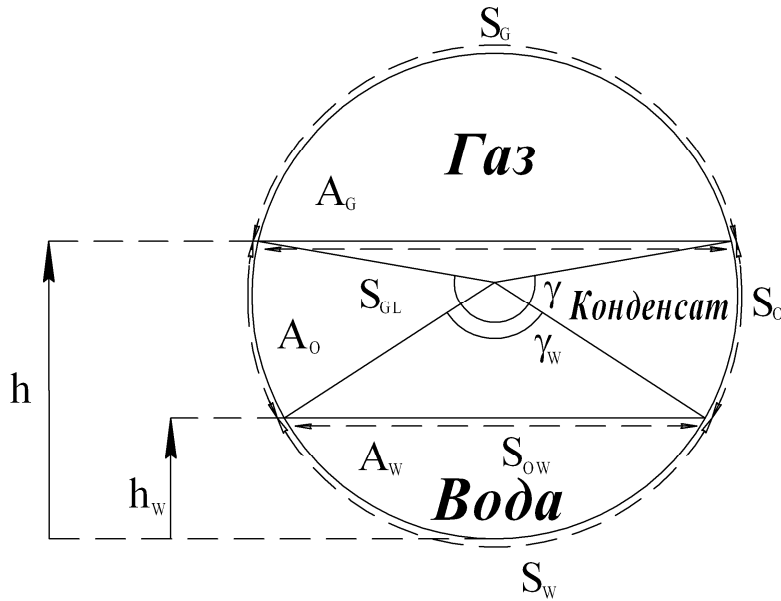


Рисунок 4 – Структура розширеного потоку

коли потік рідин перебуває в розширеному стані. Якщо рідини є повністю диспергованими, то $\Psi=0$. Похідні від висоти рівня рідин в рівнянні (13) відносяться до відповідних рідких фракцій:

$$\frac{\partial h}{\partial x} = \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot \sin \frac{\gamma}{2}} \cdot \frac{\partial \alpha_M}{\partial x} \quad (14)$$

та

$$\frac{\partial h_W}{\partial x} = \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot \sin \frac{\gamma_W}{2}} \cdot \frac{\partial \alpha_W}{\partial x} \quad (15)$$

де: D – діаметр труби, γ та γ_W – кути розширення для всієї рідини та шару води відповідно (рис. 4).

Важливою особливістю моделі є комбінування рівнянь двох рідин для того, щоб отримати рівняння суміші. Це, однак, вводить нову змінну u_S , яка є швидкістю ковзання між рідкими фазами; а для того, щоб визначити цю швидкість, необхідні заключні залежності.

Коли рідини перебувають в розширеному стані, швидкість ковзання тоді розраховується з рівнянь збереження імпульсу конденсату і води, допускаючи локальні умови рівноваги [10]. Тому, нехтуючи девіацією в часі, гідростатичним напором (тиском) та інерцією у повних рівняннях збереження імпульсу, вираз для ковзання може бути отриманий як [6]

$$u_S = \left\{ \frac{(1 - C_W) \cdot \tau_{wW} \cdot S_W}{A} - \frac{C_W \cdot \tau_{wC} \cdot S_C}{A} + \frac{C_W \cdot \tau_{GC} \cdot S_{GC}}{A} + C_W \cdot \alpha_C \cdot (\rho_W - \rho_C) \cdot g \cdot \sin \beta \right\} \times \frac{2 \cdot A}{f_{CW} \cdot \rho_C \cdot S_{CW}} \quad (16)$$

де зволожені периметри і міжшарові ширини зображені на рис.4, і коефіцієнт водоко конденсатного міжфазного тертя позначається як f_{CW} .

Якщо рідкі фази змішані, тоді формується дисперсія, суміш поводить себе як гомогенний потік (тобто з нульовим ковзанням $u_S=0$). Це є обґрунтованим припущенням, що базується на тому, що дві рідини мають подібні густини, як у випадку води і конденсату, описаних вище; з іншого боку, швидкість ковзання не є незначною.

Характеристичний аналіз

Рівняння двофлюїдної моделі для розшированих і снарядних потоків (які містять гідростатичний термін $(\alpha \cdot \rho \cdot g \cdot \partial h / \partial x)$) є умовно гіперболічні, і тому можуть бути коректними як початкова задача [2,11]. Завдання полягає у дослідженні природи нової запропонованої моделі, і встановленні що система є все ще умовно коректною. Відтак проводиться вивчення характеристик запропонованого набору рівнянь, і доведення існування реальних характеристик для описаних випадків.

Набір рівнянь (7)-(11) є системою диференціальних рівнянь часткових похідних першого порядку, який може бути записаний в компактній формі як:

$$A \frac{\partial \Phi}{\partial t} + B \frac{\partial \Phi}{\partial x} = C, \quad (17)$$

де: A і B – коефіцієнти матриць (в даному випадку розмірністю 5×5), Φ – вектор-розв'язок

$$\Phi = [\alpha_G, C_W, u_G, u_M, p]^T \quad (18)$$

C – вектор, що містить всі алгебраїчні терміни. Граничні умови є розв'язок системи (17) в наступному діапазоні значень:

$$a \leq x \leq b, \quad t \geq 0 \quad (19)$$

Значення для початкових умов

$$\Phi(t=0, x) = G(x) \quad (20)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\rho_M & \alpha_M \cdot (\rho_W - \rho_C) & 0 & 0 & 0 \\ -C_W & \alpha_M & 0 & 0 & 0 \\ u_G \cdot \rho_G & 0 & \alpha_G \cdot \rho_G & 0 & 0 \\ -u_M \cdot \rho_M & u_M \cdot \alpha_M \cdot (\rho_W - \rho_C) & 0 & u_M \cdot \rho_M & 0 \end{bmatrix}; \quad (22)$$

$$B = \begin{bmatrix} u_G & 0 & \alpha_G & 0 & 0 \\ -\rho_M \cdot u_M & \alpha_M \cdot u_M \cdot (\rho_W - \rho_C) & 0 & \alpha_M \cdot \rho_M & 0 \\ P & \alpha_M \cdot u_M - \frac{\alpha_M \cdot \rho_C \cdot u_S \cdot (\rho_C \cdot (1 - c_w)^2 - \rho_W \cdot C_W^2)}{\rho_M^2} & 0 & C_W \cdot \alpha_M & 0 \\ \rho_G \cdot u_G^2 & 0 & 2 \cdot \alpha_G \cdot \rho_G \cdot u_G & 0 & \alpha_G \\ \Theta & Z & 0 & 2 \cdot \alpha_M \cdot \rho_M \cdot u_M & \alpha_M \end{bmatrix}. \quad (23)$$

і значення Φ або похідних визначається на границях $x=a$ і $x=b$. Система (17) визначається як коректна (або гіперболічна) коли рівняння з відповідними граничними умовами і вихідними даними дають унікальний розв'язок і цей розв'язок залежить умовно від вихідних даних і граничних умов. Характер набору диференційних рівнянь в часткових похідних забезпечується розв'язком системи власних значень [9]

$$\det[B - \lambda A] = 0. \quad (21)$$

Необхідною умовою коректності системи є реальність (а не виродженість) коренів (що фізично відображають характеристики системи рівнянь (21)).

Хоча в запропонованій моделі ефект стискуваності газу береться до уваги, аналіз форми стискування рівнянь моделі є складним. На думку автора, такий аналіз думаю є необхідним, оскільки проблема негіперболічності є результатом, так як і у випадку з нестискуваними флюїдами. Отже, щоб спростити процедуру аналізу, газову фазу приймаємо як нестискувану (але тільки з метою характеристичного аналізу). Більше того, аналіз виконується для горизонтальної труби ($\beta = 0$).

Коли всі диференційні терміни в рівняннях (7)-(11) виражені як функції невідомих вектора розв'язку (18), коефіцієнти матриць A і B набувають такого вигляду (див. формули (22), (23)).

Перші два коефіцієнти в останньому рядку матриці B та один в передостанньому дано як:

$$\begin{aligned} \Theta = & -\rho_M \cdot u_M^2 - \alpha_M \cdot \rho_M \cdot g \cdot \bar{D}_L + \\ & + C_W \cdot \alpha_M \cdot (\rho_W - \rho_C) \cdot g \cdot \bar{D}_L - \\ & - C_W^2 \cdot \alpha_M \cdot (\rho_W - \rho_C) \cdot g \cdot \bar{D}_W - \\ & - \frac{(C_W - C_W^2) \cdot \rho_C \cdot \rho_W \cdot u_S^2}{\rho_M}, \end{aligned} \quad (24)$$

$$\begin{aligned} Z = & \alpha_M \cdot (\rho_W - \rho_C) \cdot u_M^2 + C_W \cdot \alpha_M^2 \cdot (\rho_W - \rho_C) \cdot g \cdot \bar{D}_W + \\ & + \frac{\alpha_M \cdot \rho_W \cdot \rho_C \cdot u_S^2 \cdot (\rho_C \cdot (1 - C_W)^2 - \rho_W \cdot C_W^2)}{\rho_M^2}, \end{aligned} \quad (25)$$

$$P = -C_W \cdot u_M + \frac{C_W \cdot (1 - C_W) \cdot \rho_C \cdot u_S}{\rho_M}; \quad (26)$$

\bar{D}_L та \bar{D}_W визначаються з рівнянь (14) і

$$(15) \text{ як } \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot \sin(\gamma/2)} \text{ і } \frac{\pi \cdot D}{4 \cdot \sin(\gamma_W/2)} \text{ відповідно.}$$

Характеристичне рівняння може тоді бути сформульовано шляхом підстановки матричних виразів даних рівняннями (22)-(25) у рівняння (21); результуюче кубічне рівняння у власному значенні λ матриці та аналітичний розв'язок цього рівняння є досить складним і громіздким, тому, щоб ілюструвати існування дійсних характеристик, корені розраховуються тут чисельно. Такий наближений розрахунок (чисельна оцінка) необхідна як вхід, значення часток газової та рідкої фаз, також як швидкостей. Подаються два такі розрахунки для типових значень змінних потоку, що виникають у випадках реального снарядного потоку досліджених експериментально і використаних під час перевірки адекватності моделі. Розрахунок виконано чисельно в середовищі ППП Maple 13.0 з використанням вбудованих процедур вирішення системи диференційних рівнянь в часткових похідних. Даний тип потоку (випадок) відноситься до трифазного газо-конденсато-водяного снарядного потоку, де приведена швидкість газу і загальна приведена швидкість рідини (конденсат+вода) – 4,0 і 0,5 м/с відповідно. Рисунок 5 і 6 ілюструють розраховані характеристики системи, що відображають залежність всього спектру водовмістів, для двох різних значень об'ємної частки газу (0,1 і 0,7 відповідно). Ці значення належать до діапазонів потоку, де: 1) існує приблизно снарядна форма газу ($\alpha_G = 0,1$) і де 2) існує тонка плівка рідини ($\alpha_G = 0,7$). Як можна бачити з діаграми, всі три характеристичні швидкості $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ є реальними і не виродженими в обох випадках, тоді верифікація свідчить, що основні рівняння (6) – (10) є гіперболічними для даних умов. Це також перевірено для значного числа умов потоку з різними значеннями α_G . Можна також спо-

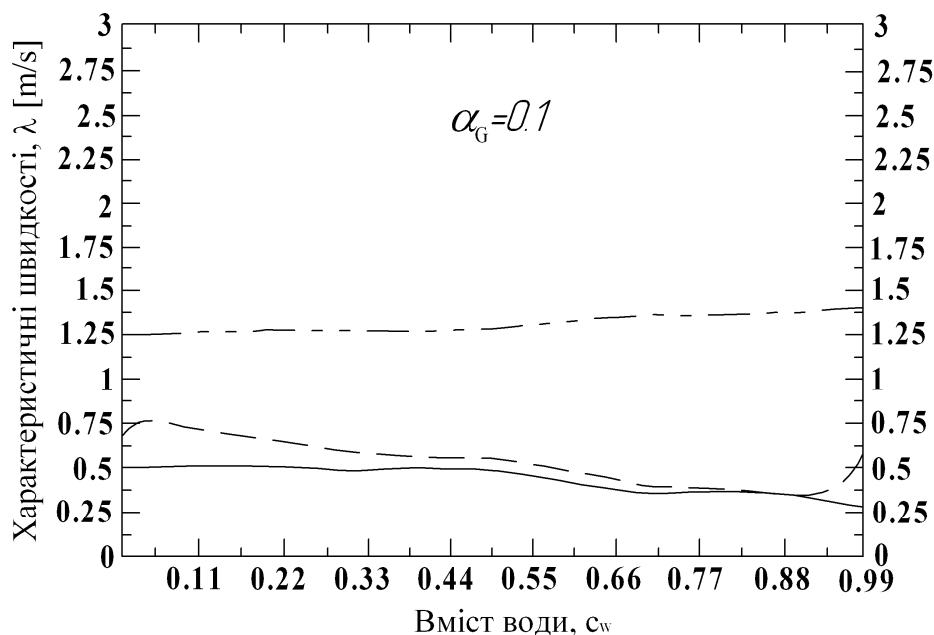


Рисунок 5 – Розраховані значення швидкостей фаз за низького газомісту потоку

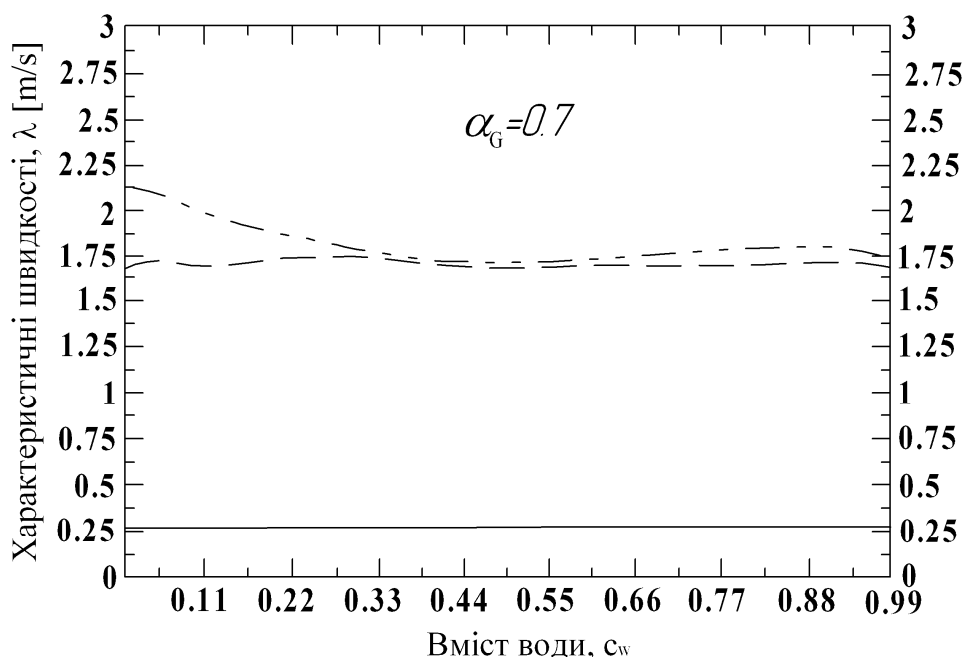


Рисунок 6 – Розраховані значення швидкостей фаз за високого газомісту потоку

стерігати, що знак всіх власних значень є позитивним, а, це означає що характеристики працюють у напрямку потоку.

Коли стисливість газу береться до уваги, два більші характеристичні значення (тобто характеристики) λ_4 і λ_5 можуть бути знайдені з [6]. Теза відноситься до хвиль стисливості і відповідає :

$$\lambda_{4,5} = \pm c, \quad (26)$$

де c є швидкість звуку.

Як бачимо, для деяких типів потоків, коли береться до уваги стисливість газу, у системі

рівнянь присутні п'ять характеристик, чотири з яких працюють в напрямку потоку, а п'ята - в протилежному напрямку. Тому це диктує число граничних умов, що мають бути накладені: чотири величини повинні бути визначені на вході і одна на виході.

Слід зауважити, що система рівнянь є тільки умовно коректно поставлена і деякі умови потоку можуть давати результат некоректної системи, в цьому випадку унікальний числовий розв'язок неможливо отримати, як показано у випадку двофазового потоку [11]. Такі випадки не розглядаються в даній роботі.

Висновки

Математична модель адаптована для аналітичного дослідження трифазових газоводоконденсатних потоків (газ/рідина/рідина) снарядної і розшарованої структури потоку в горизонтальних і близьких до горизонтальних трубах знаходиться в межах двофлюїдної моделі в поєднанні з рівняннями дрейфової швидкості комбінацій набору двох рідин (фаз) багатозфазного потоку. Снарядний режим досягається відповідним заданням визначених вхідних значень та граничних умов рівнянь в часткових похідних моделі.

Визначення законів замикання для опису структури рідина-рідина потоку і критичного водовмісту для фазової інверсії є критичним для забезпечення адекватності моделі. Розглянуто два можливі варіанти: повністю розшаровані рідини рідкої фази потоку і повністю диспергована рідка фаза. Складено характеристичне рівняння, наведено методику і обґрунтовано можливість отримання дійсних коренів системи модельних диференціальних рівнянь. Наведено результати пробного розв'язання системи рівнянь моделі чисельними методами з метою доведення можливості отримання дійсних і не вироджених коренів системи рівнянь. Надалі планується розширити об'єм математичного моделювання з використанням конкретних промислових даних для задання вихідних та граничних умов моделювання і оцінки адекватності моделі структурі і параметрам реальних газоконденсатних потоків в шлейфовому трубопроводі.

Література

- 1 Acikgoz, M., Franca, F., Lahey, R.T., 1992. An experimental study of three-phase flow regime. *Int. J. Multiphase Flow* 18, 327-336.
- 2 Banerjee, S., Chan, A.M.C., 1980. Separated flow models-I: analysis of averaged and local instantaneous formulations. *Int. J. Multiphase Flow* 6, 1-24.
- 3 Barnea, D., 1986. Transition from annular flow and from dispersed bubble flow-unified models for whole range of pipe inclinations. *Int. J. Multiphase Flow* 12, 733-744.
- 4 Barnea, D., Taitel, Y., 1996. Stratified three-phase flow in pipes-stability and transition. *Chem. Eng. Com.* 141-142, 443-460
- 5 Begg, H.D., Brill, J.P., 1973. Study of two-phase flow in inclined pipes. *J. Petr. Tech.* 25, 607-617.
- 6 Bonizzi, M., 2003. Transient one-dimensional modeling of multiphase slug flows. PhD Thesis, Imperial College, London, UK.
- 7 Hall, A.R.W., 1992. Multiphase flow of oil, water and gas in horizontal pipes. PhD Thesis, Imperial College, London, UK.
- 8 Hall, A.R.W., 1997. Flow patterns in three-phase flow of oil, water and gas. In: 8th International Conference Multiphase Production, BHR Group Conference Series, Cannes, France.

9 Hirsch, C., 1988. *Numerical Computation of Internal and External Flows*. John Wiley and Sons, New York. P.1.

10 Ishii, M., 1978. One-dimensional drift-flux model and constitutive equations for relative motion between phases in various two-phase flow regimes. Technical Report ANL-77-47, Argonne National Laboratory, Argonne, Illinois, US.

11 Issa, R.I., Kempf, M.H.W., 2003. Simulation of slug flow in horizontal or nearly horizontal pipes with the two-fluid model. *Int. J. Multiphase Flow* 29, 69-95.

12 Malinowsky, M.S., 1975. An experimental study of oil-water and air-oil-water flowing mixtures in horizontal pipes. MS Thesis, The University of Tulusa, US.

13 Larsen, M., Hustvedt, E., Hende, P., Straume, T., 1997. Petra: a novel computer code for simulation of slug flow. SPE Paper 38841, pp.965-976.

14 Larsen, M., Hende, P., 2001. Three-phase slug tracking with Petra. In: *Proceedings of ETCE2001 Eng. Techn. Conf. On Energy*, Huston, Texas, US.

15 Odozi, U.A., 2000. Three-phase gas/liquid/liquid slug flow. PhD Thesis, Imperial College, London, UK.

16 Pan, L., 1996. High pressure three-phase (gas/liquid/liquid) flow. PhD Thesis, Imperial College, London, UK.

*Стаття постуила в редакційну колегію
10.11.09
Рекомендована до друку професором
Івасівим В.М.*

ЩОДО АНАЛІЗУ РОЛИКОВОГО ОБЕРТАЧА СЕКЦІЙ ТРУБ

М.С.Воробйов

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: public@nung.edu.ua

Викладено методику вдосконаленої оцінки нерівномірності обертання секції труб та уточненого визначення крутного моменту сил приводного двигуна. В основу методики покладено врахування більш реальної не ідеальності форми труб і принцип прямої залежності ковзання в кінематичній парі «ролик-труба» від зміни реакції.

Ключові слова: секція труб, поздовжній шов труби, дезаксіал, кінетична енергія, коефіцієнт нерівномірності обертання, сила тертя, ковзання

Изложена методика усовершенствованной оценки неравномерности вращения секций труб и уточненного определения крутящего момента сил приводного двигателя. В основу методики положены учёт реальной неидеальности формы труб в секции и принцип прямой зависимости скольжения в кинематической паре «ролик – труба» от изменения реакции

Ключевые слова: секция труб, продольный шов трубы, дезаксиал, кинетическая энергия, коэффициент неравномерности вращения, сила трения, скольжение

The method of the improved estimation of unevenness of rotation of sections of pipes and specified determination of twisting moment of forces of приводного engine is expounded in the article. In basis methods are fixed account of unideality of form of pipes in sections and principle of direct dependence sliding in a kinematics pair a «roller is a pipe» from the change of reactions.

Keywords: section of pipes, longitudinal guy-sutures of pipe, dezaxial, kinetic energy, coefficient of unevenness of rotation, force of friction, sliding

Відомо [1], що у процесі автоматичного зварювання під шаром флюсу обертових стиків якість кільцевого шва напряму залежить від рівномірності обертання секцій труб, яка формує швидкість зварювання. Це пов'язане з тим, що збудження від зміни швидкості безпосередньо змінює довжину дуги, що призводить до відповідної зміни напруги та струму. Вона впливає на глибину та форму провару, частки основного металу в металі шва, його хімічному складі, на механічних властивостях і величині «підсилення» шва. Тобто знижує якість зварного з'єднання за рахунок появи таких дефектів, як непровар кромки, подрізи, напливи, перехоплення, перетяжки, пропали тощо. Причинами ж нерівномірності обертання в роликкових обертачах є овальність труб в зоні контакту з роликами, наявність поздовжнього шва, недостатня У даній статті розглядається комплексний вплив чинників на рівномірність обертання секції труб та потужність приводного двигуна.

жорсткість механічної характеристики приводного двигуна, ексцентричність центру мас секцій труб. Наприклад, сумарний ексцентриситет ξ може сягати 28 мм.

У роботах [1, 2] висвітлено деякі питання аналізу впливу роликкових обертачів на якість такого зварювання. Однак це зроблено з врахуванням тільки окремих чинників на базі спрощених моделей без врахування конструктивної специфіки привода. Обґрунтувань же потрібної потужності двигуна як для аналізу, так і для синтезу в цих роботах немає.

Приймаємо, що маса рівномірно розподілена вздовж секції; радіуси усіх роликів однакові; переріз труби має форму еліпса з півосями згідно ГОСТ 2308-68 залежно від номінального діаметра труб

$$D_n : a^* = 0,5D_n + 1,05(0,05D_n + 2),$$

$$b^* = 0,5D_n - 1,05(0,05D_n + 2);$$

обертач має симетрично розташовані ролики з однаковим радіусом r відносно вертикалі та відноситься до односекційних – здійснює обертання секції труб з одного кінця; січенням поздовжнього шва є коло радіусом $r_{ш}$.

На рис. 1 зображено схему такого обертача. У ньому велика піввісь дорівнює $a = a^* + r = \xi + r$, а мала – $b = b^* + r$, переріз поздовжнього шва розташований на подовженні більшої осі еліпса. Нерухома система координат Ox_0y_0 зв'язана з центром в O номінального округлого перерізу нерухомої секції труб, а рухома система координат $O_1x_1y_1$ – із рухомою секцією труб.

Рівняння перетворення координат відповідних точок під час контакту роликів з нульовим радіусом поза зоною перерізу еквідістентного профілю поздовжнього шва секції мають вигляд

Розв'яжемо вказану статичну невизначеність, використовуючи гіпотезу [3]: у контакті кочення ковзання S зростають у міру збільшення сили, яка передається через контактні поверхні $S = \nu R$, ν – коефіцієнт пропорційності, який має розмірність H^{-1} . У нашому випадку ковзання у точках D і C у випадку чотири будуть нерівними як за геометричними, так і за мікроковзуючими ε складовими:

$$S_D = \frac{\omega r - \dot{\varphi}(PD - r)}{\omega r} - \varepsilon_D;$$

$$S_C = \frac{\omega r - \dot{\varphi}(PC - r)}{\omega r} - \varepsilon_C.$$

На рис. 2 зображено результати апроксимації залежності коефіцієнтів тертя від ковзань S_D і S_C . З рис. 2 видно, що уявні коефіцієнти тертя можна виразити так:

$$f_D = S_D \operatorname{tg} \beta_D; f_C = S_C \operatorname{tg} \beta_C.$$

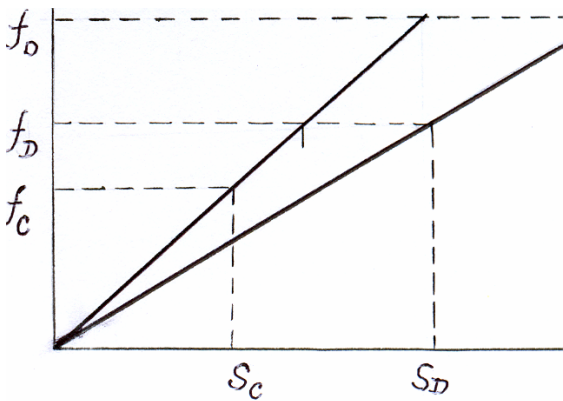


Рисунок 2 – Залежність коефіцієнтів тертя від ковзання

Підставляючи S_D і S_C через відповідні коефіцієнти тертя та реакції, отримуємо

$$\frac{f_D \nu R_D}{f_0} = \frac{\omega r - \dot{\varphi}(PD - r)}{\omega r} - \varepsilon_D;$$

$$\frac{f_C \nu R_C}{f_0} = \frac{\omega r - \dot{\varphi}(PC - r)}{\omega r} - \varepsilon_C,$$

де f_0 – статичний коефіцієнт тертя.

Тоді для сил тертя у фрикційних кінематичних парах будемо мати, з врахуванням використання для таких обертачів електродвигунів постійного струму паралельного збудження з механічною характеристикою

$$M_\delta = M_0 + H\omega;$$

$$F_{mD} = \frac{\left[1 - \dot{\varphi} H r^{-1} (PD - r) (M_0 - M_\delta)^{-1} - \varepsilon_D\right] f_0}{\nu};$$

$$F_{mC} = \frac{\left[1 - \dot{\varphi} H r^{-1} (PC - r) (M_0 - M_\delta)^{-1} - \varepsilon_C\right] f_0}{\nu},$$

де: $H = \frac{M_H}{\omega_0 - \omega_n}$ – коефіцієнт пропорційності, $\kappa_2 c^{-1}$;

$$M_0 = \frac{M_H}{\omega_0 - \omega_n};$$

$\omega, \omega_0, \omega_n$ – відповідно біжуча, холостого ходу та номінальна кутова швидкість ротора електродвигуна.

Для отримання рівняння руху обертача використаємо закон зміни кінетичної енергії, припускаючи, що вплив опору моментів тертя кочення є незначним порівняно з іншими моментами сил:

$$0,5 \left\{ \dot{\varphi}^2 \left[J + Gg^{-1} \left(\left(\frac{dx_{01}}{d\varphi} \right)^2 + \left(\frac{dy_{01}}{d\varphi} \right)^2 \right) \right] + \omega^2 (4J_p + J_\delta) \right\} =$$

$$= f_0 \varphi \nu^{-1} \left\{ \left[1 - \dot{\varphi} (PD - r) (\omega r)^{-1} - \varepsilon_D \right] r \operatorname{sign}_1 + \left[1 - \varepsilon_C - \dot{\varphi} (PC - r) (\omega r)^{-1} \right] r \operatorname{sign}_2 \right\} + G(x_{01} + \xi \cos \varphi - A),$$

де J_p, J_δ – моменти інерції відповідно ролика та ротора електродвигуна.

Тут sign_1 має значення «-1» при $0,5\pi > \varphi > 1,5\pi$ і знак «+1» при оберненому співвідношенні, а sign_2 – навпаки.

Потрібний обертовий момент рушійних сил двигуна, наприклад, для випадку 1 можна визначити за формулою

$$M_\delta = M_0 - H\Phi, \quad (4)$$

де $\Phi_1 = 2\sqrt[3]{\rho} \cos(\theta/3)$; $\Phi_2 = 2\sqrt[3]{\rho} \cos(\theta/3 + 2\pi/3)$; $\Phi_3 = 2\sqrt[3]{\rho} \cos(\theta/3 + 4\pi/3)$;

$$\rho = \sqrt{-p^3/27}; \cos \theta = -q/(2p);$$

$$p = 2 \left\{ 0,5 \left[J + Gg^{-1} \left(\left(\frac{dx_{01}}{d\varphi} \right)^2 + \left(\frac{dy_{01}}{d\varphi} \right)^2 \right) \right] \dot{\varphi}^2 - f_0 \varphi \nu^{-1} (\varepsilon_C - \varepsilon_D) + G(x_{01} - A + \xi \cos \varphi) \right\} \times$$

$$\times r^{-1} (4J_p + J_\delta);$$

$$q = 2f_0 \varphi \dot{\varphi} (PC - PD) (\nu (4J_p + J_\delta))^{-1}.$$

З трьох розв'язків потрібно використати найменше значення Φ .

Якщо знехтувати незначним впливом моментів інерції роликів та ротора електродвигуна у порівнянні з моментом інерції секції труб, тоді момент рушійних сил електродвигуна мо-

Таблиця 1 – Аналіз коефіцієнта нерівномірності обертання

| $D_n, м$ | $\varphi, рад$ | $\omega, с^{-1}$ | $\xi, м$ | $q, Нм^{-1}$ | f_0 | $t_n, 10^{-3} м$ | ε | δ |
|----------|----------------|------------------|----------|--------------|-------|------------------|---------------|----------|
| 0,72 | 0...2 | 0,042 | 0,027 | 1578 | 0,9 | 9 | 0,02...0,01 | 0,792 |
| 1,02 | 0...2 | 0,085 | 0,018 | 2491 | 0,15 | 10 | 0,02...0,01 | 0,848 |
| 1,02 | 0...2 | 0,042 | 0,027 | 2737 | 0,9 | 11 | 0,02...0,01 | 0,842 |
| 1,62 | 0...2 | 0,085 | 0,018 | 5545 | 0,15 | 14 | 0,02...0,01 | 0,987 |
| 1,62 | 0...2 | 0,042 | 0,018 | 6325 | 0,9 | 16 | 0,02...0,01 | 1,003 |

жна визначити для першого випадку вказаної взаємодії формулою

$$M_\delta = M_0 - H \left\{ 2f_0 \varphi \dot{\varphi} (PC - PD) \nu^{-1} \right\} \times \\ \times \left\{ 2 \left[r f_0 \varphi \nu^{-1} (-\varepsilon_D + \varepsilon_C) + G(x_{01} - A + \xi \cos \varphi) \right] + \right. \\ \left. + \dot{\varphi}^2 \left(J + \left(\frac{dx_{01}}{d\varphi} \right)^2 + \left(\frac{dy_{01}}{d\varphi} \right)^2 \right) \right\}^{-1}$$

Кутову швидкість обертання секції труб для даного випадку взаємодії ролика із секцією труб можна визначити за такою спрощеною формулою, якщо вважати, що електродвигун має підвищену потужність:

$$\dot{\varphi} = \left\{ n(\varphi) \pm [n^2(\varphi) - m(\varphi)L(\varphi)]^{0,5} \right\} m^{-1}(\varphi), \quad (5)$$

де: $n(\varphi) = f_0 \varphi (\nu)^{-1} (PC - PD)$;

$$m(\varphi) = H^{-1} (M_\delta - M_0) \times \\ \times \left\{ J + \left[\left(\frac{dx_{01}}{d\varphi} \right)^2 + \left(\frac{dy_{01}}{d\varphi} \right)^2 \right] Gg^{-1} \right\};$$

$$L(\varphi) = \left\{ 2 \left[r f_0 \varphi \nu^{-1} (\varepsilon_C - \varepsilon_D) + G(x_{01} - A + \xi \cos \varphi) \right] \right\}$$

Аналогічні формули можна вивести і для інших випадків вказаної взаємодії.

Координати O_1 залежать від того, якою частиною перерізу труба торкається роликів. Тому процес взаємодії секції труб з вхідними роликами можна розбити на такі чотири фази, якщо секція обертається проти годинникової стрілки.

1 При обертання секції труб на кут у межах $2\pi - \gamma_D + \mu_D \leq \varphi \leq \pi - \mu_C + \gamma_C$ обидва ролики будуть взаємодіяти по еліптичній частині перерізу труби.

2 При обертання секції труб на кут у межах $\pi - \mu_C + \gamma_C \leq \varphi \leq \pi + \mu_C + \gamma_C$ ролик у точці C буде взаємодіяти з перерізом поздовжнього шва труби.

3 При обертання секції труб на кут у межах $\pi + \mu_C + \gamma_C \leq \varphi \leq 2\pi - \mu_D - \gamma_D$ обидва ролики знов будуть взаємодіяти з еліптичною частиною перерізу труби.

4 При обертання секції труб на кут у межах $2\pi - \mu_D - \gamma_D \leq \varphi \leq 2\pi - \gamma_D + \mu_D$ ролик у то-

чці D буде взаємодіяти з перерізом з поздовжнього шва труби.

Кути, які фігурують у цих межах, визначаються так:

$$\gamma_D = \arcsin \left\{ \frac{O_1 D}{2A} \sin \alpha_0 \right\};$$

$$\gamma_C = \arcsin \left\{ \frac{O_1 C}{2A} \sin \alpha_0 \right\};$$

$$\mu_D = \arccos \left\{ \left[O_1 D^2 - 0,5r \frac{(r+r_u)^2 + O_1 D^2 - a^{*2}}{r+r_u} \right] \times \right.$$

$$\left. \times \left[O_1 D \sqrt{r^2 + O_1 D^2 - r \frac{(r+r_u)^2 + O_1 D^2 - a^{*2}}{r+r_u}} \right]^{-1} \right\};$$

$$\mu_C = \arccos \left\{ \left[O_1 C^2 - 0,5r \frac{(r+r_u)^2 + O_1 C^2 - a^{*2}}{r+r_u} \right] \times \right.$$

$$\left. \times \left[O_1 C \sqrt{r^2 + O_1 C^2 - r \frac{(r+r_u)^2 + O_1 C^2 - a^{*2}}{r+r_u}} \right]^{-1} \right\};$$

$$O_1 D = \sqrt{(A - x_{01})^2 + (B - y_{01})^2};$$

$$O_1 C = \sqrt{(A + x_{01})^2 + (B - y_{01})^2};$$

$$\alpha_0 = \arccos \left[\frac{(DO_1^2 + CO_1^2 - 4A^2) DO_1^{-1} CO_1^{-1}}{2} \right].$$

Для прикладу в таблиці 1 наведено результати аналізу коефіцієнта нерівномірності обертання δ для секцій овальними ділянками труб довжиною $L = 36$ м різних номінальних діаметрів D_n , товщини t_n та погонної ваги q .

При врахуванні проходу поздовжнього шва по роликах δ для труб $D_n = 0,72$ м складає 1,58, а для труб $D_n = 1,62$ м - 1,974, тобто секція труб обертається майже із зупинкою. При цьому на мить ролик косо вдаряється у шов, стрибкоподібно переспрягаючись. Для уникнення цього потрібно у поперечному перерізі перехід шва з іншою частиною труби виконати по угнутій кривій, радіус якої є рівним або більшим за радіус ролика.

Висновки

1 Встановлено чотири можливих випадки взаємодії приводних роликів односекційного фрикційного обертача із секцією труб, у тому числі і на ділянці з поздовжнім швом.

2 При стохастичному розподілі похибок форми труб в секціях та їх розмірів під час аналізу нерівномірності обертання потрібно приймати найгірший варіант – у перерізі труби поздовжній шов розташовується на подовженні більшого розміру овальності. Перетворенням координат можна аналітично описати рух центру перерізу труби над секційно приводними роликами.

3 У процесі уточненого аналізу закону руху секції труб потрібно враховувати статичну невизначеність односекційного обертача. У першому наближенні її можна розв'язати, приймаючи пряму залежність ковзання у фрикційній парі «приводний ролик – труба» від зусилля, що передається.

4 Встановлено, що чим більше номінальний діаметр труб, тим менш рівномірно обертається їх секція.

5 Обґрунтоване визначення потужності приводного електродвигуна можна перевірити на кожному з випадків взаємодії роликів із секцією труб за допомогою формул, аналогічних з формулами (4), (5).

Література

1 Гаген Ю.Г. Вращатели труб, применяемые при сварке магистральных и промысловых трубопроводов / Ю.Г. Гаген, Н. С.Воробьев. – М.: НИПИЭСУнефтегазстроя, – 48 с.

2 Влияние продольного шва трубы на равномерность вращения секций труб / Гаген Ю.Г., Воробьев Н.С., Журавлев Ю.В. и др. // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1974. – №11. – С. 116–118.

3 Фазекаш Ж. О качении / Ж. Фазекаш // Труды американского общества инженеров-механиков. – 1974. – №1. – С. 265.

Стаття поступила в редакційну колегію

15.10.09

Рекомендована до друку професором

Шлапаком Л.С.

РОЗРАХУНОК ВЕЛИЧИНИ КРУТНОГО МОМЕНТУ, СТВОРЮВАНОВОГО ЛОПАТЯМИ ПРОТЕКТОРА НАСОСНИХ ШТАНГ

П.Р.Гімер, Б.В.Копей, О.О.Онищук, С.Ю.Онищук, В.Б.Копей

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42166,
e-mail: kopeyb@nuing.edu.ua

Розглянуто методику визначення крутного моменту, створюваного лопатями протектора насосних штанг під час роботи верстата-гойдалки. За основу розрахунку взято методику розрахунку осьових турбін. За законом про зміну моменту кількості руху для потоку рідини та законом про зміну кількості руху визначається залежність величини крутного моменту від часу. Як вхідні дані використано параметри типової свердловини і отримано середнє за половину циклу роботи верстата-гойдалки числове значення крутного моменту, створюваного протектором.

Ключові слова: протектор, насосна штанга, лопать, крутний момент, осьова турбіна

Предлагается методика определения крутящего момента, создаваемого лопатями протектора насосных штанг при работе верстата-качалки. В основу расчёта взята методика расчёта осевых турбин. По закону изменения момента количества движения для потока жидкости и закону изменения количества движения определяется зависимость величины крутящего момента от времени. В качестве исходных данных использованы параметры типовой скважины и получены средние за половину цикла работы верстата-качалки числовые значения крутящего момента, создаваемого протектором.

Ключевые слова: протектор, насосная штанга, лопасть, крутящий момент, осевая турбина

The method of determination created by sucker rods protector vanes torque during work of pumping unit is given in the article. The method of axial turbines calculation is taken as basis of calculation. On the basis of the change of moment of motion amount law for the stream of liquid and the change of motion amount law dependence between torque value and time is determined. After using as input data parameters of typical oil well, the numerical values of the mean torques created by the protector during a half stroke of pumping unit are got.

Keywords: protector, sucker rod, vane, torque, axial turbine

Метою статті є опис методики розрахунку величини крутного моменту, створюваного лопатями протектора насосних штанг, який проводиться за методикою розрахунку осьових лопатевих турбін. На основі даних типової свердловини слід розрахувати середнє та максимальне значення величини крутного моменту за половину циклу роботи верстата-гойдалки.

Протектор колони насосних штанг являє собою суцільну циліндричну конструкцію з лопатями, яка кріпиться на тілі насосних штанг і під час руху колони штанг вниз спричиняє створення крутного моменту, дія якого змушує обертатися колону насосних штанг. Схема протектора зображена на рисунку 1.

Зважаючи на схожість призначення протектора і осьової турбіни, розрахунок величини крутного моменту, що створюється лопатями протектора, проводимемо, за методикою розрахунку осьових турбін [1].

Виходячи із призначення протектора – забезпечити повертання колони насосних штанг під час роботи верстата-гойдалки, в протекторі здійснюється процес перетворення енергії потоку рідини в механічну енергію обертання колони насосних штанг (аналогічно до гідравлічної турбіни). Рух рідини в лопатях відбувається під напором, що створюється рухом колони насосних штанг разом із закріпленими протекторами під дією власної ваги вниз відносно рідини, що заповнює колону НКТ, а обертання протектора – в результаті реактивної дії потоку на вигнуті поверхні лопатей протектора. При

цьому рідина рухається між лопатями протектора в осьовому напрямку (пропелерна турбіна).

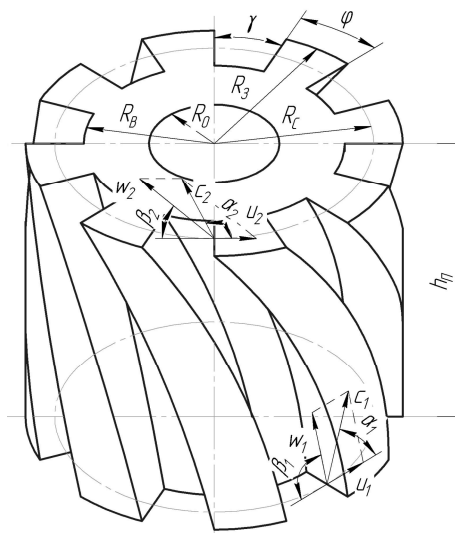


Рисунок 1 – Розрахункова схема протектора

Потік рідини між лопатями характеризується величиною і напрямком абсолютної швидкості в кожній точці розглядуваної області. Значення абсолютної швидкості \vec{c} частинки рідини в області між лопатями можна отримати як геометричну суму відносної швидкості $\vec{\omega}$ і переносної \vec{u} із паралелограма швидкостей.

Для розрахунку приймемо, що рух рідини в каналі між лопатями є струменевим. При пе-

реході до нескінчено великого числа нескінчено тонких лопатей, потік в області між лопатями стає симетричним відносно осі, і швидкість $\bar{\omega}$ може бути спрямована по дотичній до верхніх лопаті в розглядуваній точці.

Для опису схеми руху рідини між лопатями протектора введемо такі позначення:

\bar{c}_1 і \bar{c}_2 – абсолютні швидкості руху рідини на вході в простір між лопатями і на виході з нього (рис. 1);

\bar{u}_1 і \bar{u}_2 – колові (переносні) швидкості частинки рідини на вході в простір між лопатями та на виході з нього;

\bar{w}_1 і \bar{w}_2 – відносні швидкості руху вздовж лопатей (на початку і вкінці лопаті);

$\bar{\omega}$ – кутова швидкість обертання протектора;

R_3 , R_B – зовнішній та внутрішній радіус лопатей;

R_C – середній радіус лопаті;

R_0 – радіус тіла насосної штанги;

α_1 і α_2 – кути між абсолютними і коловими швидкостями \bar{c}_1 і \bar{u}_1 та \bar{c}_2 і \bar{u}_2 ;

β_1 і β_2 – кути між напрямом граней лопаті і коловими швидкостями обертання протектора;

γ – кут між боковими поверхнями каналу між лопатями в перерізі;

φ – кут між боковими поверхнями лопаті в перерізі;

h_{II} – висота протектора.

Під дією потоку рідини на лопаті, протектор буде обертатися із деякою кутовою швидкістю ω , тоді абсолютна швидкість входу рідини на лопаті \bar{c}_1 розкладеться на колову швидкість, середнє значення якої можна визначити за формулою $\bar{u}_1 = R_C \cdot \bar{\omega}$, і відносну швидкість руху вздовж лопаті \bar{w}_1 . Абсолютні швидкості \bar{c}_1 і \bar{c}_2 визначаються із паралелограма швидкостей [1].

Прийнята нами схема руху рідини між лопатями протектора передбачає наявність струменевого осесиметричного руху в каналах протектора, що можливо тільки за нескінченно великої кількості лопатей. У разі скінченного числа лопатей виникають завихрення і нерівномірність потоку видозмінюють загальну картину руху, що потребує внесення коректив у рішення, отримані на основі вказаного припущення.

Для знаходження крутного моменту, створеного при взаємодії протектора із рідиною, скористаємося законом про зміну моменту кількості руху для рухомої рідини, який в цьому випадку можна сформулювати так: зміна моменту кількості руху рідини за одиницю часу відносно осі обертання протектора дорівнює сумі моментів всіх зовнішніх сил відносно тієї ж осі, тобто рівна крутному моменту.

В потоці рідини, що проходить між лопатями протектора, відбувається зменшення моменту кількості руху в результаті передавання частини гідравлічної енергії на обертання протектора.

Обчислимо величину зміни моменту кількості руху маси рідини між перерізами на вході і виході з протектора відносно осі обертання. Якщо позначити витрату елементарної струмині через dQ , то її момент кількості руху в діаметральному перерізі на вході в протектор рівний:

$$\delta I_1 = \delta m c_1 = \rho dQ c_1, \quad (1)$$

відповідно на виході з протектора:

$$\delta I_2 = \delta m c_2 = \rho dQ c_2, \quad (2)$$

де ρ – густина рідини.

Щоб визначити зміну моменту кількості руху струмині відносно осі обертання, слід моменти кількості руху δI_1 і δI_2 перемножити на величину відповідного плеча. При сталих розмірах радіусів лопатей на вході і на виході з протектора як плече можна прийняти величину середнього радіуса лопаті:

$$R_C = \frac{R_B + R_3}{2}. \quad (3)$$

Тоді

$$dM_1 = \delta I_1 R_C = \rho dQ c_1 \cos \alpha_1 R_C; \quad (4)$$

$$dM_2 = \delta I_2 R_C = \rho dQ c_2 \cos \alpha_2 R_C. \quad (5)$$

Зміна за одиницю часу моменту кількості руху маси рідини, яка знаходиться в елементарній струмині, дорівнює різниці моментів кількостей руху, які відповідають областям входу і виходу рідини з протектора:

$$\Delta M = dM_2 - dM_1 = \rho dQ R_C (c_2 \cos \alpha_2 - c_1 \cos \alpha_1). \quad (6)$$

Зміна моменту кількості руху всієї маси рідини, яка пройшла через протектор за одиницю часу, дорівнює сумі змін моментів кількостей руху всіх елементарних струмин:

$$\Sigma \Delta M = \Sigma \rho dQ R_C (c_2 \cos \alpha_2 - c_1 \cos \alpha_1) = \rho Q_T R_C (c_2 \cos \alpha_2 - c_1 \cos \alpha_1). \quad (7)$$

Позначимо через M_{KP} крутний момент, який виникає в протекторі від взаємодії з рідиною. Оскільки під час проходження між лопатями протектора момент кількості руху рідини зменшується, то формула розрахунку крутного моменту набуде вигляду:

$$M_{KP} = \rho Q_T R_C (-c_2 \cos \alpha_2 + c_1 \cos \alpha_1). \quad (8)$$

Проведемо розрахунок величин, що входять до рівняння (8).

Величину об'єму рідини, що проходить крізь протектор за одиницю часу Q_T визначимо з умови, що вся рідина під протектором під час руху насосних штанг вниз пройде крізь площу, утворену сегментами кільцевого простору навколо лопатей протектора та площею перерізу каналів протектора за формулою:

$$Q_T = v_{HII} \cdot \pi \cdot (R_{HKT}^2 - R_0^2) \times \frac{n \cdot (R_3^2 - R_B^2) \cdot \frac{\gamma}{360}}{(R_{HKT}^2 - R_3^2) + n \cdot (R_3^2 - R_B^2) \cdot \frac{\gamma}{360}}, \quad (9)$$

де: $v_{НШ}$ – швидкість руху насосних штанг;
 n – кількість лопатей протектора;
 R_3 – зовнішній діаметр протектора;
 R_B – внутрішній діаметр протектора;
 $R_{НКТ}$ – внутрішній діаметр НКТ;
 R_0 – діаметр насосної штанги;
 γ – радіальний кут між гранями міжлопатевого каналу в перерізі (рис. 2).

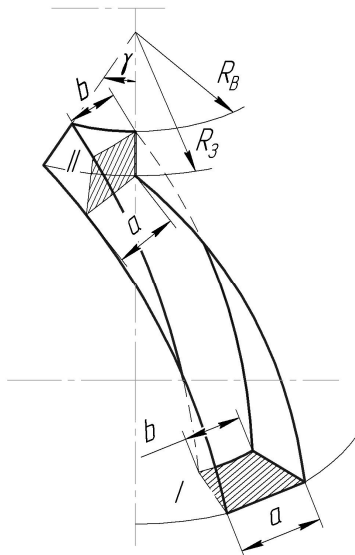


Рисунок 2 – Схема каналу між лопатями протектора

Розрахунок витрати рідини крізь протектор за формулою (9) здійснюється на основі припущення, що співвідношення потоків рідини в каналах між лопатями і в кільцевому каналі навколо протектора пропорційне співвідношенню площ їх перерізів. Насправді дане співвідношення обернено пропорційне співвідношенню гідравлічних опорів перерізів. Однак через малу величину проміжку між гранями лопатей і трубою НКТ, яка прийнята в розрахунковій моделі, різниця між обчисленою за формулою (9) величиною витрати і витрати за припущення, що вся рідина проходить каналами між лопатями, становить не більше 10%. Зрозуміло, що частина потоку рідини проходить кільцевим каналом навколо протектора, і реальне значення витрати рідини через канали протектора буде більшим за значення, обчислене за формулою (9), і менше за витрату за припущення, що вся рідина проходить каналами між лопатями. З огляду на невеликий відсоток похибки, для спрощення розрахунків далі припустимо, що співвідношення між кількістю рідини, що проходить крізь канали протектора, і кількістю рідини, що проходить крізь кільцевий переріз навколо протектора, дорівнює співвідношенню площ перерізу каналів протектора і площі кільцевого перерізу каналу навколо протектора.

Абсолютні швидкості руху рідини між лопатями протектора \bar{c}_1 і \bar{c}_2 отримані як геометрична сума відносних швидкостей \bar{u}_1 і \bar{u}_2 та переносних швидкостей \bar{w}_1 і \bar{w}_2 .

В свою чергу, значення відносної (колової) швидкості може бути отримане з формули:

$$u_1 = u_2 = \omega \cdot R_C, \quad (10)$$

де: ω – кутова швидкість обертання протектора;

R_C – середній радіус лопатей протектора.

Переносну швидкість на вході в протектор \bar{w}_1 визначимо із умови проходження об'єму рідини під протектором крізь канал між лопатями на вході в протектор (рис. 1) за одиницю часу.

$$w = \frac{Q_T}{S}, \quad (11)$$

де S – площа перерізу, крізь який проходить рідина на вході в протектор.

Визначимо величину переносної швидкості із формул (9) та (11). Отримаємо:

$$w_1 = v_{НШ} \cdot \frac{R_{НКТ}^2 - R_0^2}{R_{НКТ}^2 - R_3^2 + n \cdot (R_3^2 - R_B^2)} \cdot \frac{\gamma}{360} \quad (12)$$

З умови нерозривності потоку рідини при проходженні каналу між лопатями протектора та рівності геометричних розмірів перерізів, перпендикулярних до напрямку руху рідини між лопатями (перерізи I та II, рисунок 2), величина переносної швидкості на виході із протектора буде такою ж, як і в перерізі I-I [1]:

$$w_1 = w_2. \quad (13)$$

Значення величин абсолютних швидкостей c_1 і c_2 визначимо як довжини сторін довільного трикутника [2]:

$$c_1 = \sqrt{u_1^2 + w_1^2 - 2u_1 \cdot w_1 \cdot \cos \beta_1}; \quad (14)$$

$$c_2 = \sqrt{u_2^2 + w_2^2 - 2u_2 \cdot w_2 \cdot \cos \beta_2}. \quad (15)$$

Визначимо значення $\cos \alpha_1$ та $\cos \alpha_2$:

$$\cos \alpha_1 = \frac{c_1^2 + u_1^2 - w_1^2}{2c_1 \cdot u_1}; \quad (16)$$

$$\cos \alpha_2 = \frac{c_2^2 + u_2^2 - w_2^2}{2c_2 \cdot u_2}. \quad (17)$$

Таким чином, за рівняннями (8), (9), (12), (14), (15), (16), (17), визначаємо величину крутного моменту, створюваного протектором.

Підставивши вхідні дані – параметри роботи верстата-гойдалки (частота коливань – 10 хв⁻¹, довжина ходу плунжера – 3 м, внутрішній діаметр НКТ – 62 мм) та попередньо вибрані геометричні розміри протектора у формули, наведені вище, отримаємо закон зміни крутного моменту за половину періоду роботи верстата-гойдалки (рис. 3).

Як бачимо із графіка, максимальне миттєве значення $M_{кр}$ за половину циклу роботи верстата-гойдалки становить близько 0,3 Н·м.

Визначимо величину крутного моменту, створюваного протектором при середній за половину циклу витраті рідини, із умови, що за половину тривалості циклу роботи верстата-гойдалки через протектор і кільцевий простір

навколо протектора пройде об'єм рідини, рівний добутку площі кільцевого перерізу в колоні НКТ під протектором на довжину ходу устьового штока.

$$Q_{TC} = \frac{2s \cdot \pi \cdot (R_{НКТ}^2 - R_0^2)}{T} \times \frac{n \cdot (R_3^2 - R_B^2) \cdot \gamma}{360} \cdot \frac{1}{(R_{НКТ}^2 - R_3^2) + n \cdot (R_3^2 - R_B^2) \cdot \frac{\gamma}{360}} \quad (18)$$

Застосовуючи визначену за формулою (18) величину Q_{TC} при розрахунках за формулами (8)-(17), отримуємо значення крутного моменту при середній витраті рідини за половину циклу роботи верстата-гойдалки. При вхідних даних, що використовувались для визначення закону зміни крутного моменту, значення M_{KP} становить 0,12 Н·м.

Тепер розрахуємо величину крутного моменту, користуючись законом зміни кількості руху [3].

Розглянемо рух рідини в просторі між лопатями протектора при переміщенні від входу в протектор до виходу з нього. Для цього змодельюємо канал із віссю просторової спіральної орієнтації у вигляді каналу із криволінійною віссю в площині за збереженням кутів нахилу напрямків граней лопатей до горизонталі (рис. 4).

В перерізах I-I та II-II з площею S_1 та S_2 тиски рівні p_1 та p_2 , швидкість течії – w_1 та w_2 , а відповідна їм кількість руху – $m \cdot w_1$ та $m \cdot w_2$.

Приріст кількості руху для даного потоку за припущення, що швидкості в перерізах I-I та II-II постійні, може бути записаний як

$$md\bar{w} = m(\bar{w}_2 - \bar{w}_1) \quad (19)$$

Замінімо в цій формулі масу через масову витрату Q_m за час dt і підставимо в рівняння закону зміни кількості руху:

$$\bar{F}dt = mdw \quad (20)$$

Скоротивши на величину dt , отримуємо векторну рівність:

$$\bar{F} = Q_m(\bar{w}_2 - \bar{w}_1) \quad (21)$$

Рівнодійна сила $\bar{F} = Q_m(\bar{w}_2 - \bar{w}_1)$ загалом є векторною сумою всіх зовнішніх сил, що діють на потік: сил тиску \bar{F}_{p1} та \bar{F}_{p2} , сили ваги \bar{G} та сили реакції стінок потоку \bar{F}_R . З огляду на низьку шорсткість матеріалу, з якого виготовлений протектор, тертям в каналі між перерізами I-I та II-II знехтуємо.

Отже, рівняння зміни кількості руху може бути записане у вигляді:

$$\bar{F}_{p1} + \bar{F}_{p2} + \bar{G} + \bar{F}_R = Q_m(\bar{w}_2 - \bar{w}_1) \quad (22)$$

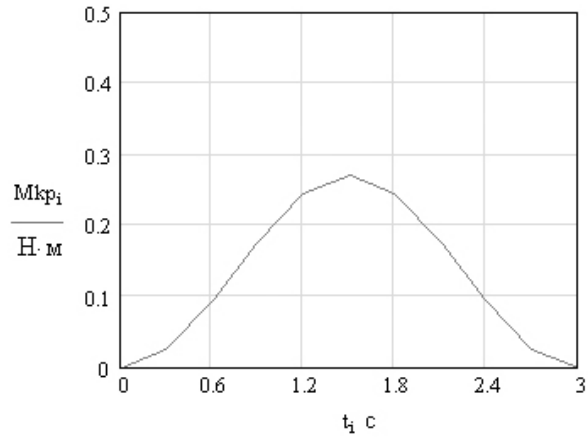


Рисунок 3 – Графік зміни величини крутного моменту, створюваного протектором, за час руху колони насосних штанг вниз

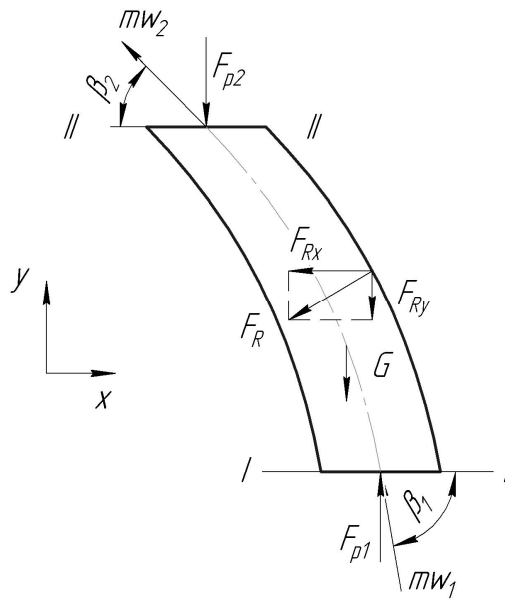


Рисунок 4 – Розрахункова схема каналу між лопатями протектора

Для розрахунку крутного моменту у протекторі, достатньо визначити силу реакції поверхні лопаті в проекції на горизонтальну вісь, дотичну до зовнішнього кола протектора (вісь x, рисунок 3).

$$-F_{Rx} = Q_m(-w_2 \cdot \cos \beta_2 + w_1 \cdot \cos \beta_1) \quad (23)$$

або

$$F_{Rx} = Q_T \cdot \rho \cdot (w_2 \cdot \cos \beta_2 - w_1 \cdot \cos \beta_1) \quad (24)$$

Тоді формула розрахунку значення крутного моменту:

$$M_{KP} = R_C \cdot F_{Rx} = R_C \cdot Q_T \cdot \rho \cdot (w_2 \cdot \cos \beta_2 - w_1 \cdot \cos \beta_1) \quad (25)$$

Підставивши вхідні параметри у формулу (25) отримуємо залежність, графік якої повністю співпадає із графіком на рисунку 3.

Отже, в статті наведено опис методики визначення крутного моменту, створюваного лопатями протектора насосних штанг. Виведено формули для обчислення миттєвого значення величини крутного моменту, створюваного протектором, на основі двох методик – закону про зміну моменту кількості руху та закону про зміну кількості руху потоку рідини. Побудовано графічну залежність величини крутного моменту від часу за половину циклу роботи верстата-гойдалки. Графіки, отримані після обчислення, дали ідентичний результат – за обома методиками збігаються. Для типової свердловини визначено значення крутного моменту при середній за половину циклу роботи подачі та максимальне значення крутного моменту за половину циклу роботи верстата-гойдалки: відповідно 0,12 Н·м та 0,3 Н·м. За отриманими аналітичними залежностями можна провести раціоналізацію параметрів роботи системи протекторів для обертання колони насосних штанг з метою отримання максимально можливого значення крутного моменту.

Література

- 1 Угинчус А.А. Гидравлика и гидравлические машины / А.А. Угинчус. – Харків: В-во Харківського у-ту, 1970. – 396 с.
- 2 Выгодский М.Я. Справочник по элементарной математике / М.Я. Выгодский. – Л.: Печатный двор, 1958. – 412 с.
- 3 Гімер Р.Ф. Основи газової динаміки. Навчальний посібник / Р.Ф. Гімер, П.Р. Гімер. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 228 с.

Стаття поступила в редакційну колегію
02.10.09

Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.

МОДЕЛЮВАННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ ТОРОПОДІБНИХ ДІЛЯНОК ТРУБОПРОВОДІВ ЗА ДАНИМИ ПРО ПЕРЕМІЩЕННЯ ТОЧОК ЇХ ПОВЕРХНІ

А.П.Олійник, І.М.Гураль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123,
e-mail: duol@il.if.ua

Розглянуто модель процесу деформації тороподібної ділянки трубопроводу з урахуванням даних про переміщення точок поверхні з використанням апроксимаційних процедур та многочленів Ерміта. Проаналізовано різні способи задання переміщень: по всій ділянці і в граничних точках. Проведено тестові розрахунки, оцінено похибку результатів, запропоновано способи зменшення її впливу на розрахункові значення напружень.

Ключові слова: напружено-деформований стан, трубопровід, многочлени Ерміта.

Рассмотрены модели процесса деформирования торообразного участка трубопровода с учетом данных о перемещении точек поверхности с использованием аппроксимационных процедур и многочленов Эрмита. Проанализированы различные способы задания перемещений: по всему участку и в граничных точках. Проведены тестовые расчеты, оценена погрешность результатов, предложены способы уменьшения ее влияния на расчетные значения напряжений.

Ключевые слова: напряженно деформированное состояние, трубопровод, многочлены Эрмита.

The deformation process model for the torus-shaped pipeline section is considered taking to account the surface points displacements data. The approximation procedure and Hermite polynomials technique is used. The different kinds of displacements data definition are analyzed: throughout the section and in boundary points. The testing calculations have been made, the results error have been estimated, the methods of error influence decreasing on the calculated stresses values have been given.

Keywords: deflected mode, pipeline, Hermite polynomials.

Задача оцінки напружено-деформованого стану (НДС) магістральних трубопроводів, які тривалий час експлуатувались в складних геокліматичних умовах, є актуальною науково-технічною проблемою, вирішення її передбачає урахування особливостей геометричної конфігурації осі трубопроводу в числі інших чинників силового впливу на трубопровід [1], її зміну в процесі експлуатації трубопроводу, що є результатом дії на трубопровід сил і моментів різної природи, кількісні характеристики і зони дії яких невідомі. Існують методики розрахунку як прямолінійних [2,3], так і криволінійних ділянок трубопроводу [4]. У той же час, за даними організацій, що займаються експлуатацією магістральних трубопроводів (Долинське лінійне виробниче управління магістральних трубопроводів (ЛВУМГ), Богородчанське ЛВУМГ), одним з визначальних чинників при оцінці НДС трубопроводів є силова взаємодія прямолінійних і криволінійних, а зокрема – тороподібних ділянок, особливо в зоні їх сполучення, оскільки взаємний вплив цих ділянок одна на одну обумовлює виникнення додаткових сил і моментів, що діють на такі ділянки. Крім того, криволінійні (тороподібні) труби мають знижену жорсткість на вигині, що обумовлює необхідність детальнішого дослідження як самих тороподібних труб, так і зон їх сполучення з прямолінійними ділянками або ділянками з великими ($R > 900D_{Tp}$, D_{Tp} – діаметр труби) радіусами кривини. Вихідною інформацією при

проведенні такого роду досліджень служить величина переміщень деякої множини точок на поверхні трубопроводу.

Розглянемо тороподібну ділянку трубопроводу в зоні його сполучення з прямолінійним. Розрахунки проводяться за методикою, описано в роботах [5, 6]. Недеформований початковий стан тороподібної ділянки описується шляхом завдання радіус-вектора \vec{r}_0 довільної точки ділянки в тороїдальній системі координат:

$$\vec{r}_0 = \begin{cases} x = (R_0 + r \cos \theta) \cos \varphi, & 0 \leq \theta \leq 2\pi \\ y = (R_0 + r \cos \theta) \sin \varphi, & \varphi_0 \leq \varphi \leq \varphi_1 \\ z = r \sin \theta, & R_1 \leq r \leq R_2, \end{cases} \quad (1)$$

де: r, θ, φ – тороїдальні координати; $R_1; R_2$ – внутрішній і зовнішній радіуси трубопроводу; $\varphi_0; \varphi_1$ – кордони торовидної ділянки по куту ($\varphi_0 = 0$); R_0 – радіус кривизни ділянки, яка для тороподібної ділянки приймається постійною. Після деформації ділянки трубопроводу радіус-вектор \vec{r} довільної його точки може бути записаний у вигляді:

$$\vec{r} = \begin{cases} x = (R_1 + \rho(r, \theta, \varphi) \cos \theta) \cos \varphi \\ y = (R_1 + \rho(r, \theta, \varphi) \cos \theta) \sin \varphi \\ z = \rho(r, \theta, \varphi) \sin \theta, \end{cases} \quad (2)$$

де: R_1 – змінений радіус кривизни ділянки $\rho(r, \theta, \varphi)$ – функція, яка характеризує зміни конфігурації перерізу ділянки.

Якщо виміри переміщень проводяться в N точках, при цьому N – достатньо велике число (при $R_0 = 10\text{м}$; $R_2 = 0,71\text{м}$ $N \geq 12$), то завдання визначення R_1 у (2) зводиться до знаходження екстремуму функцій трьох змінних $f(x_0; z_0; R_1)$:

$$f(x_0; z_0; R_1) = \sum_{i=1}^N [(\tilde{x}_i - x_0)^2 + (\tilde{y}_i + Ax_0 + Bz_0 + C)^2 + (\tilde{z}_i - z_0)^2 - R_1^2]^2 \rightarrow \min, \quad (3)$$

де: $\tilde{x}_i; \tilde{y}_i; \tilde{z}_i$ – відомі координати точок; A, B, C – відомі величини, що визначаються координатами контрольних крапок. Приймається припущення про те, що після деформації форма ділянки мало відрізняється від форми тора, але перерізи ділянки деформуються, приймаючи конфігурацію еліпса. При цьому залежності (2) набувають вигляду:

$$\begin{cases} x = (R^* + r \cos \theta) \cos \varphi \\ y = (R^* + r \cos \theta) \sin \varphi \\ z = K(\varphi) r \sin \theta, \end{cases} \quad (4)$$

де функція $K(\varphi)$ характеризує еліптичність перерізу і задовольняє умовам постійності об'єму ділянки до і після деформації, а також певним граничним умовам завдання, які встановлюють незмінність форми перерізів в граничних точках і максимальну її зміну на середині ділянки:

$$K(\varphi) = \frac{4\varphi_1^*}{\varphi_1^{*3}} (\varphi - \frac{\varphi}{2})^2 - \frac{4K_1(\varphi - \varphi_1^*)\varphi}{\varphi_1^{*2}}, \quad (5)$$

де: $[0; \varphi_1^*]$ – відрізок зміни кута тороподібності ділянки; K_1 – параметр задачі. Можливі і інші способи задання $K(\varphi)$:

$$K(\varphi) = 1 + (K_1 - 1) \sin \frac{\varphi\pi}{\varphi_1^*}. \quad (6)$$

Використовуючи формули (1) і (4), можна визначити за стандартними залежностями [7] компоненти локальних базисів $\vec{\varepsilon}_i^0; \vec{\varepsilon}_i$; метричних тензорів g_{ij}^0 і g_{ij} ; компоненти тензорів деформацій і напружень ε_{ij} і σ_{ij} (з використанням моделі пружно-деформованого ізотропного або анізотропного тіла). Підставляючи отримані компоненти σ_{ij} тензора напружень в рівняння рівноваги в тороїдальній системі координат [7]:

$$\sum_{j=1}^3 \nabla_j \sigma^{ij} = 0, \quad i = 1, 2, 3, \quad (7)$$

отримаємо нев'язки цих рівнянь $\delta_i(K_1)$, мінімізуючи величину

$$R(K_1) = \sum_{i=1}^3 \delta_i^2 \rightarrow \min_{K_1} \quad (8)$$

знаходимо $K_1^* = \arg \min_{K_1} R(K_1)$, після чого знайдене значення K_1 підставляємо в (4) і знаходимо значення σ_{ij}^* , які мінімізують нев'язки рівнянь рівноваги.

У тому випадку, коли за методикою [5, 6] здійснюється оцінка НДС прямолінійних ділянок або ділянок з великим радіусом кривини, а вимірювання переміщень на тороподібній ділянці проводяться лише в граничних точках ділянки, пропонується наступний підхід до оцінки НДС тороподібної ділянки:

Передбачаючи, що до деформації вісь тороподібної ділянки має форму кола, для радіус-вектора \vec{r} точки ділянки в початковий і контрольний моменти часу можна записати [5]:

$$\vec{r} = \begin{cases} x_{Tp} = x - R \left(\frac{-y'(x)}{\sqrt{1+y'^2(x)}} \right) - \frac{y'(x)r \sin \varphi}{\sqrt{1+y'^2(x)}} \rho(x, r, \varphi) \\ y_{Tp} = y(x) - R \frac{1}{\sqrt{1+y'^2(x)}} + \frac{\rho(x, r, \varphi) \sin \varphi}{\sqrt{1+y'^2(x)}} \\ z_{Tp} = z(x) + \rho(x, r, \varphi) \cos \varphi, \end{cases} \quad (9)$$

де $x_1 \leq x \leq x_2$; $0 \leq \varphi \leq 2\pi$; $R_1 \leq r \leq R_2$; $y(x)$ – функція, що описує конфігурацію осі до і після деформації:

до деформації:

$$y(x) = \sqrt{R^2 - x^2}, \quad (10)$$

де R – радіус кривизни осі тороподібної ділянки;

після деформації:

$$y(x) = H_3(x), \quad (11)$$

де $H_3(x)$ – многочлен Ерміта, побудований за умовами сполучення прямолінійної і тороподібної ділянок:

$$\begin{aligned} H_3(x_1) &= y_1 & H_3(x_2) &= y_2 \\ H_3'(x_1) &= y_1' & H_3'(x_2) &= y_2', \end{aligned} \quad (12)$$

де: $(x_i; y_i), i = 1, 2$ – координати точок сполучення; $y_i', i = 1, 2$ – тангенси кутів нахилу прямолінійних ділянок до горизонтальної осі. Отриманий таким чином многочлен Ерміта є многочленом третього степеня. Використовуючи залежності (9)–(11) визначаються компоненти тензора напружень σ_{ij} з врахуванням подання для функції $\rho(x, r, \varphi)$: до деформації:

$$\rho(x, r, \varphi) = r, \quad (13)$$

– після деформації:

$$\rho(x, r, \varphi) = (r + \delta(r, x)) \sqrt{\sin^2 \varphi + K_2^2 \cos^2 \varphi}, \quad (14)$$

$$\delta(r, x) = m(H_3''(x) - (\sqrt{R^2 - x^2})'')^2, \quad (15)$$

де величина K_2 знаходиться чисельними методами шляхом вирішення рівняння:

$$\int_0^{2\pi} \sqrt{K_2^2 \sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi} d\varphi = \frac{2\pi R_2}{R_2 + \delta(R_2, x)} (1 + \varepsilon_y), \quad (16)$$

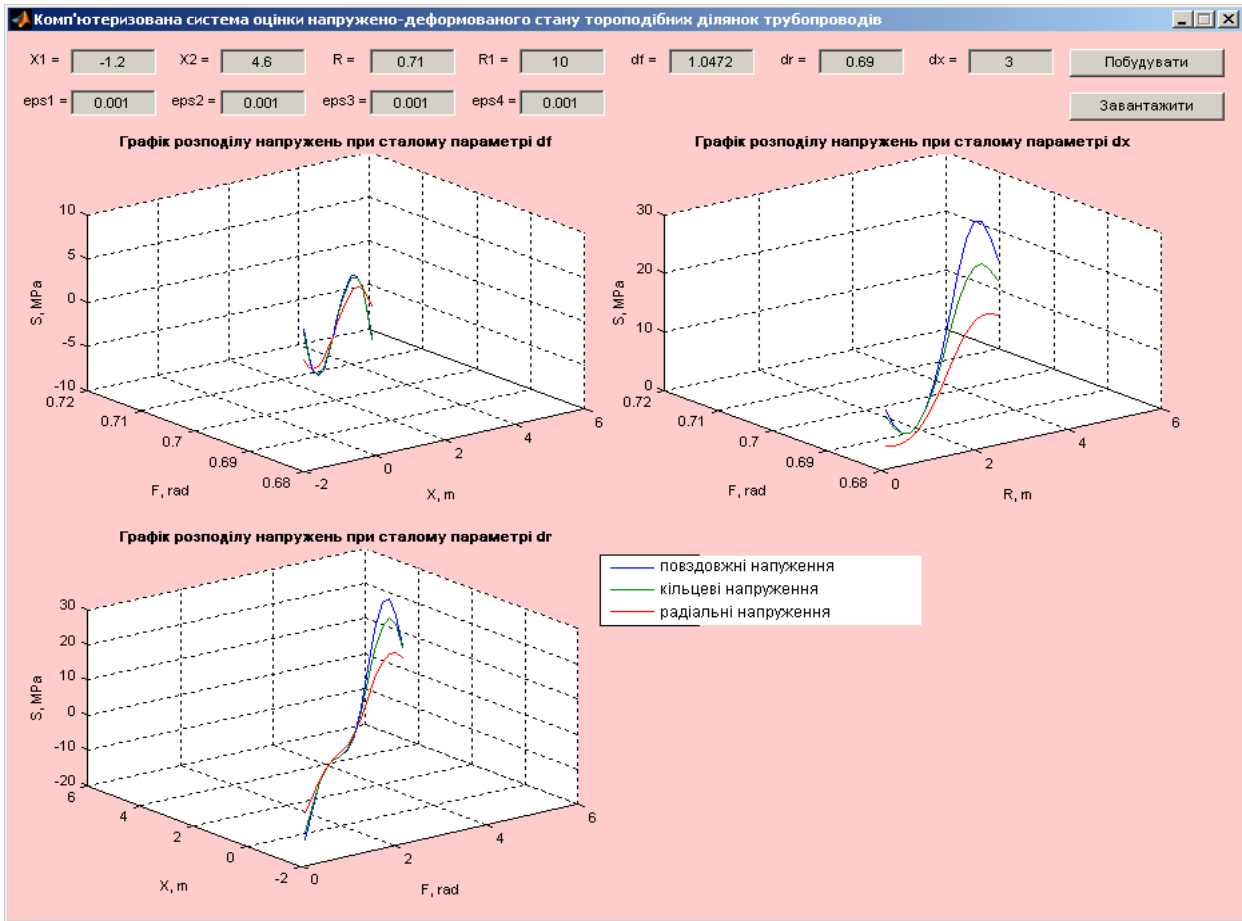


Рисунок 1 – Вікно виводу результатів розрахунку

при цьому параметри m і ε_y які описують відповідно коефіцієнт пропорційності між еліптичністю перерізу і кривиною осі, що деформується, і відносне видовження зовнішнього контуру перерізу, є параметрами оптимізації задачі визначення таких значень σ_{ij}^* , при яких мінімізуються нев'язки рівнянь рівноваги.

Запропоновані математичні моделі реалізовані у вигляді комплексу програм, по яких проведені тестові розрахунки для модельних і діючих ділянок (рис. 1). Вони дають змогу зробити наступні висновки:

1. При використанні N вузлових точок на поверхні тороподібної ділянки значення напружень, отримані розрахунковим шляхом, з похибкою 10 – 12% збігаються з експериментально визначеними значеннями напружень при $N=10-12$ для магістрального трубопроводу з параметрами $R_0 = 20 \div 40$ м; $R_2 = 0,71$ м, а для технологічного трубопроводу – при $N=4-6$ при $R_0 = 1 \div 3$ м; $R_2 = 0,15$ м.

2. Встановлено, що при малих радіусах кривини осі погрішність методу, заснованого на використанні многочленів Ерміта, зростає при фіксованому значенні діаметру трубопроводу значно швидше, ніж у тому випадку, коли переміщення задаються рівномірно вздовж осі тороподібної ділянки.

3. При розрахунку НДС за значеннями геометричних характеристик трубопроводу в граничних точках тороподібної ділянки з використанням техніки многочленів Ерміта основною проблемою є похибка при апроксимації функції вигляду (10) многочленом Ерміта. Вплив цієї похибки зменшується шляхом реалізації наступного алгоритму: використовуючи в (12) як координати x_i, y_i і y'_i значення, отримані за формулою (10), будуються поля напруги σ_{ij}^Δ шляхом реалізації описаного алгоритму.

Таким чином, за значеннями σ_{ij}^* і σ_{ij}^Δ визначається напруга:

$$\sigma_{ij}^\Sigma = \sigma_{ij}^* - \sigma_{ij}^\Delta, \quad (17)$$

у яких враховується похибка апроксимації функції вигляду $y = \sqrt{R^2 - x^2}$ многочленом Ерміта. Набутих значень σ_{ij}^Σ з погрішністю до 15% збігаються з результатами розрахунків тестового завдання про напружений стан тороподібної ділянки під дією внутрішнього тиску [1], що свідчить про можливість використання вказаних методик для розрахунку НДС тороподібних ділянок трубопроводів і зон їх сполучення з прямолінійними.

Література

- 1 Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн – М.: Недра, 1984. – 341с.
- 2 Айнбиндер А.Б. Напряженно-деформированное состояние подземного трубопровода, имеющего различные формы начального искривления. / А.Б.Айнбиндер, С.К.Гильзин // В кн. «Строительство объектов нефтяной и газовой и газовой промышленности». – ВНИИСТ, труды, вып. 35, 1997.
- 3 Бородавкин П.П. Прочность магистральных трубопроводов. / П.П. Бородавкин, А.М.Симонов – М.: Наука, 1984. – 245 с.
- 4 Бидерман В.Л. Механика тонкостенных конструкций. / В.Л.Бидерман – М.: Машиностроение, 1977. – 488 с.
- 5 Олийнык А.П. Математическое моделирование процесса деформации и напряженного состояния трубопроводов с использованием данных геодезических наблюдений. / А.П.Олийнык // Методы и средства технической диагностики: Сб. Матер. XI Межвузовской школы-семинара «Методы и средства технической диагностики». – Ивано-Франковск, 1992 – С. 125-131
- 6 Олійник А.П. Математичне моделювання процесу деформування ділянки трубопроводу з урахуванням зміни форми перерізу / А.П.Олійник // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – №3(9). – С. 153-156.
- 7 Седов Л.И. Механика сплошной среды. / Л.И.Седов. – М.: Наука, 1984. – Т. 2. – 572 с.

Стаття постуила в редакційну колегію

20.10.09

*Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

МЕТОД СИНТЕЗУ ЕМПІРИЧНИХ МОДЕЛЕЙ НА ЗАСАДАХ ГЕНЕТИЧНИХ АЛГОРИТМІВ

¹М.І.Горбійчук, ¹М.І.Козуляк, ²О.Б.Василенко, ³І.В.Щупак

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504521,
e-mail: gorb@nung.edu.ua

²Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ «Укрнафта»,
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Північний бульвар, 2, тел. (0342) 776140,
e-mail: felix122@rambler.ru

³ДП «Укрметртестстандарт», 03680, м. Київ, вул. Метрологічна, 4, тел. (044) 1265389,
e-mail: shchupak@gmail.com

Розроблено метод синтезу емпіричних моделей, які подані у вигляді поліноміальної регресії, на засадах генетичних алгоритмів. Даний метод, на відміну від комбінаторного методу, значно скорочує кількість обчислювальних операцій, що відкриває можливості для синтезу складних моделей технологічних процесів. Такі моделі можуть бути використані у задачах оптимізації та діагностування технічних систем. Ефективність розробленого методу перевірена на прикладі синтезу емпіричних моделей процесу компримування природного газу.

Ключові слова: емпірична модель, генетичний алгоритм, критерій селекції, індуктивний метод самоорганізації, функція пристосування, модель оптимальної складності

Разработан метод синтеза эмпирических моделей, которые поданы в виде полиномиальной регрессии, на принципах генетических алгоритмов. Данный метод, в отличие от комбинаторного метода, значительно сокращает количество вычислительных операций, что открывает возможности для синтеза сложных моделей технологических процессов. Такие модели могут быть использованы в задачах оптимизации и диагностирования технических систем. Эффективность разработанного метода проверена на примере синтеза эмпирических моделей процесса сжатия природного газа.

Ключевые слова: эмпирическая модель, генетический алгоритм, критерий селекции, индуктивный метод самоорганизации, функция приспособления, модель оптимальной сложности

The method of synthesis of empiric models which are given as polynomial regression is developed, on principles of genetic algorithms. This method, unlike a combinatorics method, considerably abbreviates the amount of calculable operations that reveals possibilities for the synthesis of difficult models of technological processes. Such models can be used in the tasks of optimization and diagnosing of the technical systems. Efficiency of the developed method is tested on the example of synthesis of empiric models of natural gas compression process.

Keywords: empiric model, genetic algorithm, criterion of selection, objective method of self-organization, function of adaptation, model of optimum complication

В основі емпіричного моделювання процесів і явищ лежить фундаментальний метод найменших квадратів (МНК), суть якого полягає у наступному. Припустимо, що деякий процес або явище розглядаються як певна система, функціонування якої характеризується вектором вхідних величин $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ і вихідною величиною y . Серед вхідних величин однією із змінних може бути і час t . За вхідними і вихідними величинами ведеться спостереження, у результаті якого отримано $\bar{x}^{(1)}, \bar{x}^{(2)}, \dots, \bar{x}^{(N)}$ і $Y^{(1)}, Y^{(2)}, \dots, Y^{(N)}$, де N – кількість спостережень. Сукупність векторів $\bar{x}^{(1)}, \bar{x}^{(2)}, \dots, \bar{x}^{(N)}$ утворюють матрицю, рядки якої $\bar{x}^{(1)}, \bar{x}^{(2)}, \dots, \bar{x}^{(N)}$, тобто

$$X = \begin{bmatrix} x_1^{(1)} & x_2^{(1)} & \dots & x_n^{(1)} \\ x_1^{(2)} & x_2^{(2)} & \dots & x_n^{(2)} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_1^{(N)} & x_2^{(N)} & \dots & x_n^{(N)} \end{bmatrix}.$$

Матрицю X називають матрицею спостережень. Задача полягає у тому, щоб на основі спостережень за вхідними і вихідними величинами системи побудувати модель, яка якомога точніше наближує (апроксимує) вихід системи до виходу моделі. За критерій такого наближення у МНК вибирають суму квадратів відхилень виходу моделі від виходу системи.

У МНК припускають, що структура моделі відома, яку у більшості випадків, вибирають лінійною відносно її параметрів

$$y = a_0 f_0(\bar{x}) + a_1 f_1(\bar{x}) + \dots + a_k f_k(\bar{x}), \quad (1)$$

де a_0, a_1, \dots, a_k – параметри моделі. припустимо, що певним чином вибрано параметри моделі (1) і відома матриця спостережень X . Тоді у кожній точці експерименту можна обчислити вихід моделі

$$\bar{y} = F\bar{a}, \quad (2)$$

$$\text{де: } F = \begin{bmatrix} f_0(\bar{x}^{(1)}) & f_1(\bar{x}^{(1)}) & \dots & f_k(\bar{x}^{(1)}) \\ f_0(\bar{x}^{(2)}) & f_1(\bar{x}^{(2)}) & \dots & f_k(\bar{x}^{(2)}) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_0(\bar{x}^{(N)}) & f_1(\bar{x}^{(N)}) & \dots & f_k(\bar{x}^{(N)}) \end{bmatrix};$$

$\bar{a} = (a_0, a_1, \dots, a_k)^T$ – вектор параметрів моделі (1); $\bar{y} = (y^{(1)}, y^{(2)}, \dots, y^{(N)})$ – обчислене значення виходу моделі (1) у кожній точці спостережень. За відомими $Y^{(i)}$ і $y^{(i)}$, $i = \overline{1, N}$, можна обчислити критерій апроксимації

$$J(\bar{a}) = \sum_{i=1}^N (Y^{(i)} - y^{(i)})^2, \quad (3)$$

який подамо у вигляді векторного виразу

$$J(\bar{a}) = (\bar{Y} - \bar{y})^T (\bar{Y} - \bar{y}).$$

Враховуючи значення \bar{y} , що визначається формулою (2), отримаємо

$$J(\bar{a}) = (\bar{Y} - F\bar{a})^T (\bar{Y} - F\bar{a}). \quad (4)$$

Значення параметрів моделі (1) обчислюють за умови, що критерій апроксимації набуде мінімального значення, яке знаходять з умови

$$\frac{\partial J(\bar{a})}{\partial \bar{a}} = \bar{0}.$$

Обчисливши градієнт функції від правої частини рівняння (4) і враховуючи його нульове значення отримаємо рівняння

$$F^T F\bar{a} = F^T \bar{Y}, \quad (5)$$

яке називають нормальним рівнянням МНК.

Безпосередньо із рівняння (5) можна знайти

$$\bar{a} = (F^T F)^{-1} F^T \bar{Y}. \quad (6)$$

Використовувати формулу (6) можна лише тоді, коли розмірність вектора параметрів \bar{a} невелика і матриця $F^T F$ є добре обумовленою. Якщо така умова не виконується, то для розв'язку рівняння (6) слід використовувати один із числових методів, наприклад, метод Гаусса зі зворотнім ходом [1].

У більшості випадків на вихід системи Y накладається перешкода. Якщо допустити, що вона є адитивною і має нормальний закон розподілу, то оцінки параметрів моделі є незміщеними і ефективними [2].

На практиці, як правило, структура моделі (1) невідома, що призводить до необхідності довільного вибору як числа функцій, так і вигляду самих функцій у моделі (1). Критерій (3), який використовується для визначення параме-

трів моделі (1) за формулою (6), є внутрішнім критерієм [3], і його використання призводить до помилкового правила: чим складніша модель, тим вона точніша. Складність моделі, наприклад поліноміальної, визначається числом членів і найвищим степенем полінома: чим більше членів полінома, тим меншим є значення критерію апроксимації (3).

Тому для вибору структури моделі (1) був запропонований індуктивний метод самоорганізації моделей [3], ідейну сторону якого визначає теорема Геделя. У відповідності до цієї теореми жодна система аксіом не може бути логічно замкнутою: завжди можна знайти таку теорему, для доведення якої необхідне зовнішнє доповнення – розширення початкової системи аксіом. Стосовно задачі визначення структури моделі (1) геделівський підхід означає застосування зовнішнього критерію, який дає можливість однозначного вибору єдиної моделі із заданого класу моделей. Критерій називають зовнішнім, якщо його визначення засновано на застосуванні нових даних, які не використовувались при синтезі моделі (1). Це означає, що всі дані, отримані у результаті експерименту, розбиваються на дві частини N_A і N_B . Перша із них – навчальна, а друга – перевірна.

У більшості випадків для вибору структури моделі використовують критерій регулярності

$$\Delta^2(B) = \frac{\sum_{i=1}^{N_B} (Y_i - y_i)^2}{\sum_{i=1}^{N_B} Y_i^2} \quad (7)$$

і мінімуму зміщення

$$\Delta^2(A, B) = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i(A) - y_i(B))^2}{\sum_{i=1}^N Y_i^2}. \quad (8)$$

Якщо вибраний критерій регулярності (7), то вибирають такий розподіл даних експерименту [4]: $N_A = 0,7N$ і $N_B = 0,3N$, а при виборі критерію (8) – $N_A = 0,5N$ і $N_B = 0,5N$.

Реалізація індуктивного методу самоорганізації моделей здійснюється поетапно: перший етап генерація моделей-претендентів (у певному порядку підвищення складності); другий етап – відбір найкращої моделі за критерієм селекції (7 або 8).

Розрізняють три способи генерації моделей-претендентів.

Перший із них комбінаторний метод, за яким вибирають моделі із виразу (1) шляхом прирівнювання до нуля деяких його коефіцієнтів. Таким чином, отримуємо сукупність моделей. Вибір найкращої моделі здійснюється на основі одного із критеріїв селекції.

Другий спосіб відомий як метод групового урахування аргументів (МГУА), у якому генерація моделей здійснюється на основі багаторядної процедури. У першому ряду селекції

утворюють всі можливі пари аргументів, і для кожної із них знаходять часткові моделі, наприклад, у вигляді повного полінома. Із всіх часткових моделей вибирають K найкращих, за вибраним критерієм селекції. Із виходів цих K моделей знову утворюють комбінації всіх можливих пар, які є входами моделей другого ряду селекції. Для кожної із цих пар знову формують часткові моделі і т. д. Оцінка коефіцієнтів часткових моделей здійснюється за допомогою МНК. Нарощування рядів селекції відбувається до тих пір поки основний критерій селекції спадає.

Третій метод подібний до другого. Різниця лише у тому, що на кожному ряді селекції часткові моделі утворюють шляхом прирівнювання до нуля певного числа їх коефіцієнтів.

Недоліком комбінаторного методу селекції моделей є необхідність перебору великого числа моделей. Якщо вихідною моделлю вибрано повний поліном степеня m , то загальне число моделей-претендентів складає $2^M - 1$, де M – загальне число членів повного полінома степеня m . Навіть сучасні ЕОМ не здатні реалізувати такі алгоритми через значне число змінних і високий степінь полінома. МГУА породжує моделі, у яких фігурують проміжні змінні кожного із рядів селекції, що значно утруднює процес переходу до вхідних змінних системи, що моделюється. Сказане відноситься і до третього методу, оскільки він посуті є модифікацією МГУА.

Із усіх трьох методів найпривабливішим є комбінаторний метод, оскільки він дає можливість отримати модель, де аргументами виступають вхідні величини системи. Для зняття проблеми великої розмірності застосуємо генетичний підхід. Як емпіричну модель будемо розглядати поліном степеня m

$$y = \sum_{i=0}^{M-1} a_i \prod_{j=1}^n x_j^{s_{ji}}, \quad (9)$$

де: M – кількість членів полінома;

a_i – коефіцієнти полінома;

s_{ji} – степені аргументів, які повинні задовольняти обмеженню

$$\sum_{j=1}^n s_{ji} \leq m.$$

Число членів M полінома (9) визначають за такою формулою [5]

$$M = \frac{(m+n)!}{m!n!}. \quad (10)$$

При комбінаторному методі синтезу моделі із повного полінома (9) отримують емпіричну модель, де частина параметрів приймає значення нуль. Інші параметри, будуть відмінні від нуля. Утворимо упорядковану структуру довжиною M , в якій на i -тому місці буде стояти одиниця або нуль в залежності від того чи параметр a_i , $i=1, M$ моделі (9) відмінний від нуля, чи нульовий. У теорії генетичних алгори-

змів така упорядкована послідовність має назву хромосоми або особи, а атомарний елемент хромосоми (одиниця або нуль) – це ген. Набір хромосом утворює популяцію. Важливим поняттям у теорії генетичних алгоритмів є функція пристосування, яка визначає ступінь пристосування окремих осіб у популяції. Вона дає змогу із всієї популяції вибрати особи, що є найбільш пристосованими, тобто такі, які мають найбільше (найменше) значення функції пристосування. У задачі синтезу емпіричних моделей функцією пристосованості виступає критерій селекції (7 або 8).

Таким чином, задачу синтезу емпіричної моделі сформуємо так: із початкової популяції хромосом шляхом еволюційного відбору вибрати таку, хромосому, яка забезпечує найкраще значення функції пристосування (мінімальне значення критерію селекції (7) або (8)).

Генетичний алгоритм складається із таких кроків [6].

K1. Формування початкової популяції (ініціалізація). На першому кроці роботи алгоритму випадковим чином формується популяція із I осіб, кожна із яких є хромосомою довжиною M . Число генів у хромосомі визначається за формулою (10).

K2. Оцінка пристосованості хромосоми у популяції. Для кожної хромосоми обчислюється критерій селекції (7) або (8). Здійснюється така процедура так. Якщо вибраний критерій селекції (7), то формуються матриці F_A і F_B розміром $N_A \times M$ і $N_B \times M$. Із матриці F_A вилучається i -тий стовпець, якщо на i -тій позиції у хромосомі знаходиться нуль; у протилежному випадку i -тий стовпець залишається без змін. У результаті отримаємо матрицю F_A , із якої вилучено c_A стовпців, де c_A – кількість нулів у вибраній хромосомі із початкової популяції. Розмір такої матриці – $N_A \times (M - c_A)$. Аналогічним чином формується матриця F_B розміром $N_B \times (M - c_A)$. На множині точок N_A обчислюються ненульові коефіцієнти $a_{A,i}$ моделі (9) шляхом розв'язку нормального рівняння Гауса (5), яке видозміниться наступним чином:

$$F_A^T F_A \bar{a}_A = F_A^T \bar{Y}_A, \quad (11)$$

де: $\bar{a}_A = (a_{A,0}, a_{A,1}, \dots, a_{A, M-c_A-1})^T$ – вектор параметрів моделі, яка асоційована з черговою хромосомою із початкової популяції;

$\bar{Y}_A = (Y^{(1)}, Y^{(2)}, \dots, Y^{(N_A)})^T$ – вектор експериментальних даних на множині точок A .

За відомим коефіцієнтами a_A поліноміальної моделі на множині точок B обчислюють

$$\bar{y}_B = F_B \bar{a}_A. \quad (12)$$

Знаючи \bar{y}_B , за формулою (7) обчислюють функцію пристосування $\Delta^2(B)$ для кожної хромосоми із початкової популяції. У результаті на кроці K2 отримують значення $\Delta_j^2(B)$, $j = \overline{1, I}$.

У тому випадку, коли використовують критерій селекції (8) як функцію пристосованості, тоді складають рівняння (11), яке методом Гауса розв'язують відносно вектора параметрів \bar{a}_A . Після цього обчислюють $\bar{y}_A = F_A \bar{a}_A$ і \bar{y}_B за формулою (12). Отримані значення \bar{y}_A і \bar{y}_B дають змогу знайти значення $\Delta_j^2(A, B)$, $j = \overline{1, I}$ для кожної хромосоми із початкової популяції.

K3. Перевірка умови зупинки алгоритму. Визначають

$$\Delta^2(B) = \min_j \Delta_j^2(B) \quad (13)$$

або

$$\Delta^2(A, B) = \min_j \Delta_j^2(A, B). \quad (14)$$

Якщо мінімальне значення (13) або (14) критерію селекції (7) або (8) не перевершує деякого додатного значення ε , то відбувається зупинка алгоритму. Зупинка алгоритму також може відбутися у випадку, коли його виконання не призводить до покращення функції пристосування або у тому випадку, коли алгоритмом уже виконано задане число ітерацій.

Після виконання однієї із трьох умов із популяції вибирається хромосома ch^* , для якої виконується умова (13) або (14). Ця хромосома задає структуру моделі оптимальної складності і формує матрицю F^* таким чином, що із початкової матриці F вилучаються стовпці, які асоційовані з нульовими генами хромосоми ch^* . Перерахунок параметрів моделі (9) здійснюється на множині всіх точок початкового масиву даних.

K4. Селекція хромосом. За розрахованими на другому кроці алгоритму значеннями функції пристосування здійснюється відбір тих хромосом, які будуть брати участь в створенні потомків для наступної популяції. Такий вибір проводиться у відповідності з принципом природного відбору, коли найбільші шанси у створенні нової популяції мають хромосоми з найкращим значенням функції пристосування, тобто такі, що забезпечують мінімальне значення критерію селекції (7) або (8). Найбільш поширеними методами селекції [6] є метод рулетки і метод турнірної селекції.

Суть метода рулетки у тому, що особі для нового покоління вибираються пропорційно до їх значень функції пристосованості. Кожна хромосома отримує у пулі родичів таку кількість своїх копій, яке визначається виразом [6]

$$E(ch_i) = P(ch_i) \cdot I,$$

де: $P(ch_i)$ – ймовірність селекції хромосоми;

I – кількість хромосом ch_i , $i = \overline{1, I}$ у популяції.

Величина $P(ch_i)$ підраховується за формулою

$$P(ch_i) = \frac{R(ch_i)}{\sum_{i=1}^I R(ch_i)},$$

де $R(ch_i)$ – значення функції пристосування ch_i хромосоми (у контексті задачі, що розглядається, це критерій селекції (7) або (8)). Очевидно, що метод рулетки можна застосовувати тоді, коли функція пристосованості додатна. Цей метод може використовуватись тільки у задачах максимізації.

Турнірний метод можна використовувати як у задачах максимізації, так і у задачах мінімізації функцій. При турнірній селекції всі хромосоми розбиваються на підгрупи з наступним вибором із кожної утвореної підгрупи хромосоми з найкращою пристосованістю. Підгрупи можуть мати довільний розмір, але частіше за все популяції ділять на підгрупи по 2 – 3 особи у кожній. На рис. 1 показана схема, яка ілюструє турнірний метод селекції для підгруп із z осіб.

K5. Формування нової популяції потомків здійснюється за допомогою двох основних операторів: схрещування і мутації. Слід зауважити, що оператор мутації відіграє другорядну роль у порівнянні з оператором схрещування. Це означає, що у генетичному алгоритмі схрещування проводиться майже завжди, а мутація – досить рідко. Вірогідність схрещування досить висока ($0,5 \leq P_c \leq 1$), тоді як ймовірність мутації вибирається досить малою ($0 \leq P_m \leq 0,1$).

Оператор мутації з ймовірністю P_m змінює значення гена в хромосомі на протилежне, тобто з 1 на 0 чи з 0 на 1. Ймовірність мутації P_m може змалюватись випадковим вибором числа із інтервалу $[0;1]$ для кожного гена і відбором для виконання цієї операції тих генів, для яких розігране число виявиться меншим або рівним P_m . Мутація може здійснюватись як над пулом родичів, так і над пулом потомків.

Оператор схрещування складається із двох етапів (рис. 1). На першому етапі формуються підгрупи із z осіб звідки вибирається найкраща хромосома за критерієм селекції $R(ch^*) = \min_i R(ch_i)$. У результаті отримуємо нову популяцію хромосом, до якої застосовують оператор другого етапу.

На другому етапі здійснюється схрещування. Для цього із пулу родичів $M(k)$ (рис. 1) випадковим чином з ймовірністю P_c утворюють пари у такий спосіб. Із популяції осіб ви-

падковим чином вибирається пара хромосом. Генерується випадкове число P_z із інтервалу $[0; 1]$, і якщо його значення не більше ніж P_c , то над парою хромосом здійснюється схрещування. У протилежному випадку пара хромосом залишається без зміни. Потім для кожної пари родичів розігрується позиція гена (локус) в хромосомі, яка визначає точку схрещування. Якщо хромосома кожного із родичів включає у себе M генів, то точка схрещування L_c – це натуральне число, яке менше M . Тому фіксація точки схрещування зводиться до випадкового вибору цілого числа із інтервалу $[1; L_c - 1]$. Дія оператора схрещування призводить до того, що із пари родичів утворюється нова пара потомків так: перший потомок у парі, хромосома якого на позиціях від 1 до L_c складається із ген першого родича, а на позиція від $L_c + 1$ до M – із ген другого родича; другий потомок у парі, хромосома, якого на позиціях від 1 до L_c складається із ген другого родича, а на позиція від $L_c + 1$ до M із ген першого родича.

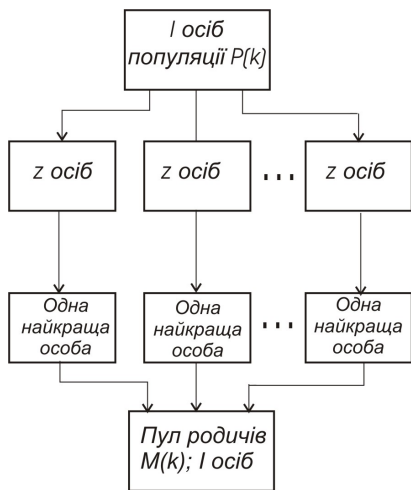


Рисунок 1 – Схема турнірної селекції для підгруп, що складаються із z осіб

Після виконання оператора схрещування відбувається перехід до К2.

Як приклад застосування розробленого методу розглянемо ідентифікацію статичних характеристик газоперекачувальних агрегатів (ГПА) природного газу.

Для вирішення задачі оптимального керування процесом компримування природного газу актуальною є побудова адекватних процесу математичних моделей на основі експериментального спостереження за роботою ГПА на режимах їх нормальної експлуатації.

Розглянемо i -й ГПА, як об'єкт, який характеризується керуючою дією x_i та впливами зовнішнього середовища z_{ij} , де j – номер зовнішнього впливу для i -го нагнітача; $j = \overline{1, r}$; r – кількість зовнішніх впливів (рис. 2).

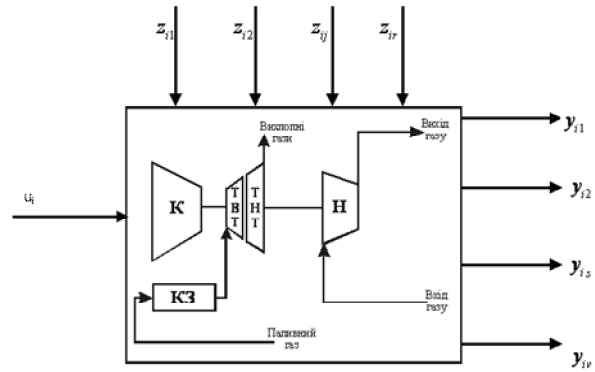


Рисунок 2 – Газоперекачувальний агрегат як об'єкт керування

Сукупність величин x_i та z_{ij} утворюють групу вхідних величин ГПА (об'єкта керування). Реакція керованого об'єкта на вхідні величини характеризується певними показниками роботи нагнітача – вихідними величинами y_{is} , $s = \overline{1, v}$, де v – кількість вихідних величин.

Для нагнітачів з газотурбінним приводом (ГТП) вихідними величинами будуть [7]:

- витрата паливного газу;
- температура газу на виході із нагнітача;
- температура газів на виході ТНТ;
- продуктивність нагнітача.

Кожна із перелічених вихідних величин є функцією керуючої дії u_i та зовнішніх впливів z_{ij} ,

$$y_{is} = f_{is}(u_i, \bar{z}_i), \quad (15)$$

де \bar{z}_i – вектор зовнішніх впливів i -го нагнітача.

Керуючою дією є частота обертання вала нагнітача n_n .

Проведений аналіз літературних джерел і роботи компресорних станцій виявив [7], що для нагнітачів з газотурбінним приводом (ГТП) зовнішніми впливами є: температура газу на вході в нагнітач T_{in} , ступінь підвищення тиску газу ε , тиск газу на вході в нагнітач P_{in} , температура T_c та тиск P_c навколишнього середовища.

Тоді, для витрати паливного газу G , температури газу на виході нагнітача T_{out} , продуктивності нагнітача Q та температури газів на виході турбіни низького тиску T_v , отримаємо:

$$G = f_1(n_n, T_{in}, \varepsilon, P_{in}, T_c, P_c),$$

$$T_{out} = f_2(n_n, T_{in}, \varepsilon, P_{in}, T_c, P_c),$$

$$Q = f_3(n_n, T_{in}, \varepsilon, P_{in}, T_c, P_c),$$

$$T_v = f_4(n_n, T_{in}, \varepsilon, P_{in}, T_c, P_c)$$

або

$$\{G, T_{out}, Q, T_v\} = f_i(n_n, T_{in}, \varepsilon, P_{in}, T_c, P_c),$$

$$i = \overline{1, 3}. \quad (16)$$

Для ідентифікації моделей (16) у роботі [5] запропонований комбінаторний метод самоорганізації. Використання цього методу передбачає, що число членів у моделі (9) визначається формулою (10), а загальне число моделей претендентів це $2^M - 1$. У табл. 1 наведена кількість моделей-претендентів для співвідношення (16), яке є поліномом (9) степеня m .

Таблиця 1 – Число моделей-претендентів для $n=7$

| Степінь полінома, m | Кількість членів у поліномі, M | Кількість моделей-претендентів, $2^M - 1$ |
|-----------------------|----------------------------------|---|
| 1 | 8 | 2.55e+002 |
| 2 | 36 | 6.871947673500000e+010 |
| 3 | 120 | 1.329227995784916e+036 |
| 4 | 330 | 2.187250724783012e+099 |
| 5 | 792 | 2.604693137843693e+238 |

Як видно із табл. 1 число моделей претендентів дуже швидко зростає із ростом степеня полінома. Допустимо, що для вибору однієї моделі із всіх можливих затрачається 0,001 с, а степінь полінома (9) $m = 5$, тоді для повного перебору затрати машинного часу становитимуть приблизно 3,2 роки, що є нереальним (це при тому, що величина 0,001 с є заниженою!). З цієї причини у роботі [5] для ідентифікації моделей ГПА з застосуванням комбінаторного методу степінь полінома (9) не перевищувала 2.

Оскільки ГПА є складною системою з багатьма входами, то складність моделі такої системи визначатиметься саме кількістю аргументів і найвищим степенем полінома (9). Для таких об'єктів модель оптимальної складності лежить за межами лінійних, квадратичних і, навіть, кубічних поліноміальних моделей [4].

Співвідношення (16) інтерпретуються як поліноми (9) степеня m [5]. Тому методика побудови всіх чотирьох моделей ГПА є однотиповою. З цієї причини була вибрана модель, яка описує залежність температури на виході турбіни низького тиску від технологічних параметрів $n_n, T_{in}, \varepsilon, P_{in}, T_c$ та P_c . Для побудови моделі були використані експериментальні дані, які отримані у ході експлуатації КС-3 Долинського лінійного виробничого управління магістральними трубопроводами ДП «Прикарпаттрансгаз». Вимірювання і реєстрація технологічних параметрів нагнітача природного газу здійснювались за допомогою штатних технічних засобів, якими оснащена компресорна станція КС-3. Вимірювались такі параметри, як тиск і температури на вході та виході ВЦН, частота обертання вала нагнітача, температура та тиск навколишнього середовища перепад тиску на конфузори, температури газів на виході тур-

біни низького тиску, витрата паливного газу. На КС-3 встановлені ГПА з приводним двигуном ДГ-90Л2 потужністю 16 МВт та відцентровим нагнітачем (ВЦН) ГПА-Ц1-16С/76-1,5, продуктивність нагнітача якого обчислювалась за такою формулою:

$$Q = A \sqrt{\frac{\Delta P_k Z_k R T_{in}}{P_{in} + 0,101}},$$

де: A – коефіцієнт витрати конфузора;
 ΔP_k – перепад тиску на конфузори, МПа;
 Z_k – коефіцієнт стисливості газу;
 R – газова стала, $\frac{Дж}{кг \cdot ^\circ K}$.

Якщо величини T_{in} і P_{in} вимірювати відповідно у $^\circ K$ та МПа, то об'ємна продуктивність нагнітача за параметрами входу буде мати

розмірність $\frac{м^3}{хв}$. Значення величин Z_k і R

обчислювались за методикою, яка наведена у [8]. Залежність $T_v = f_4(n_n, T_{in}, \varepsilon, P_{in}, T_c, P_c)$ апроксимувалась поліномом (9) степеня $m = 4$.

Аналіз експериментальних даних, який здійснювався за допомогою розробленої авторами програми у інтерактивному режимі, засвідчив, що зміна тиску навколишнього середовища незначно впливає на зміну величини T_v ; значно сильніший вплив на T_v мають попередні значення ступеня підвищення тиску ε . Це пояснюється тим, що ГПА разом з прилеглими трубопроводами є динамічною системою, у якій відбувається накопичення газу, що спричинює не миттєву, а поступову зміну тиску природного газу на виході ВЦН. Тому кінцевою моделлю була вибрана модель (9), для якої, а $X_1 = n_n^{(i)}, X_2 = \varepsilon^{(i)}, X_3 = \varepsilon^{(i-1)}, X_4 = \varepsilon^{(i-2)}, X_5 = \varepsilon^{(i-3)}, X_6 = P_{in}^{(i)}, X_7 = T_c^{(i)}$ і $Y_i = T_v^{(i)}$, де $i = \overline{1, N}$. Таким чином, у відповідності з формулою (10), кількість членів початкової моделі (9) буде складати ($m = 4, n = 7$) – $M = 330$. Оскільки у процесі розв'язання задачі з синтезу оптимальної структури полінома за допомогою розробленого методу багаторазово доводиться розв'язувати нормальне рівняння Гауса, то для кращої обумовленості задачі вхідні та вихідні змінні рекомендується [3] приводити до безрозмірного виду. Був вибраний діапазон зміни безрозмірних як вхідних, так і вихідних величин від нуля до одиниці. Тоді

$$x_k^{(i)} = \frac{X_k^{(i)} - X_{k,max}}{X_{k,max} - X_{k,min}}, \quad k = \overline{1, n}; \quad (17)$$

$$y_i = \frac{Y_i - Y_{min}}{Y_{max} - Y_{min}}, \quad i = \overline{1, N}. \quad (18)$$

Перехід до розмірних величин здійснюється за допомогою співвідношення

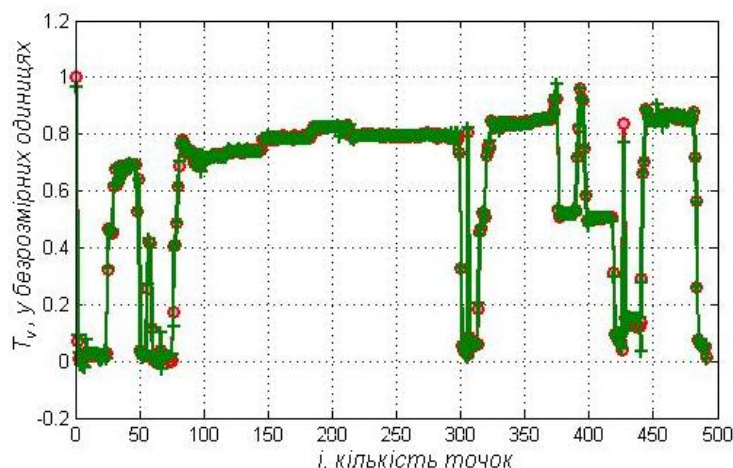


Рисунок 3 – Залежність температури на виході ТНТ від технологічних параметрів

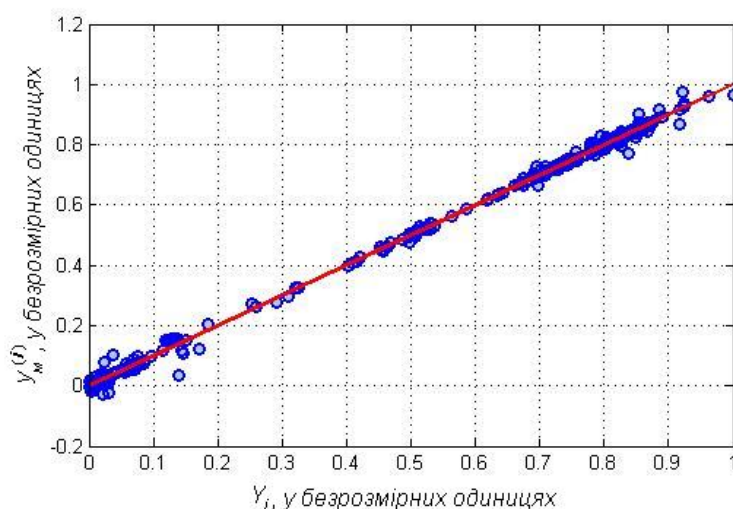


Рисунок 4 – Результати перевірки моделі на адекватність

$Y_i = y_i (Y_{\max} - Y_{\min}) + Y_{\min}$,
яке легко отримати із формули (18).

З використанням розробленої програми синтезована модель, яка вміщує 154 ненульових і $330 - 154 = 176$ нульових параметрів a_i , $i = \overline{0, M - 1}$ полінома (9). Результати роботи програми відтворює рисунок 3, де через «○» позначені експериментальні дані, а через «+» – значення температури T_v , які обчислені як вихід синтезованої моделі.

Адекватність моделі перевірялась за допомогою коефіцієнта кореляції K_{y_y} між значеннями Y_i та її виходом $y_m^{(i)}$

$$K_{y_y} = \frac{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})(y_m^{(i)} - \bar{y}_m)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i - \bar{Y})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^N (y_m^{(i)} - \bar{y}_m)^2}},$$

де $\bar{Y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Y_i$, $\bar{y}_m = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_m^{(i)}$ – оцінки математичних сподівань для величин Y_i і $y_m^{(i)}$. Було отримано: $K_{y_y} = 0,999$, що свідчить про високу ступінь кореляції між величинами Y_i і $y_m^{(i)}$.

На рис. 4 зображено залежність між виходом моделі $y_m^{(i)}$ і експериментальними значеннями Y_i . У разі виконання умови $y_m^{(i)} = Y_i$ на площині $Y_i 0 y_m^{(i)}$ матимемо пряму лінію, яка засвідчує про повний збіг експериментальних результатів і виходу емпіричної моделі, побудованої за такими результатами. Пряма лінія, яка зображена на рис. 4, побудована з використанням МНК-метода і вона вказує на досить мале відхилення експериментальних точок Y_i від розрахункових значень $y_m^{(i)}$, що свідчить про адекватність синтезованої емпіричної моделі на засадах генетичних алгоритмів.

Таким чином, розроблено метод синтезу емпіричних моделей на засадах генетичних алгоритмів, який, на відміну комбінаторного методу, значно скорочує кількість обчислювальних операцій, що відкриває можливості для побудови складних моделей технологічних процесів. Такі моделі можуть бути використані у задачах оптимізації та діагностування технічних систем. Ефективність розробленого методу перевірена на прикладі синтезу емпіричних моделей процесу компримування природного газу.

Література

- 1 Вержбицкий В.М. Основы численных методов: учебник для вузов / В.М.Вержбицкий. – М.: Высшая школа, 2002. – 840 с.
- 2 Ермаков С.М. Математическая теория оптимального эксперимента: учебное пособие / С.М.Ермаков, А.А.Жиглявский. – М.: Наука, 1987. – 320 с.
- 3 Ивахненко А.Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем / А.Г.Ивахненко. – К.: Наукова думка, 1981. – 296 с.
- 4 Ивахненко А.Г. Справочник по типовым программам моделирования / А.Г.Ивахненко, Ю.В.Коппа, В.С.Степашко и др.; под ред. А.Г.Ивахненко. – К.: Техніка, 1980. – 180 с.

5 Горбійчук М.І. Індуктивний метод побудови математичних моделей газоперекачувальних агрегатів природного газу / М.І.Горбійчук, М.І.Когутяк, Я.І.Заячук // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 5. – С. 32 – 35.

6 Рутковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рутковская, М. Пилиньский, Л. Рутковский; пер. с польск. И. Д. Рудинского. – М.: Горячая линия-Телеком, 2004. – 452 с.

7 Горбійчук М.І. Математичне моделювання процесу компримування природного газу / Горбійчук М. І., Когутяк М. І., Ковалів Є. О. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – №3 (8). – С. 21 – 26.

8 Компресорні станції. Контроль тепло-технічних та екологічних характеристик газоперекачувальних агрегатів: СОУ 60.03-30019801-011:2004. – Офіц. вид. – К.: ДК «Укртрансгаз», 2004. – 117 с.

Стаття поступила в редакційну колегію
29.10.09

Рекомендована до друку професором
Юрчишиним В.М.

Наука — виробництву

УДК 622.276.054

ОЧИЩЕННЯ ВИБОУ СВЕРДЛОВИНИ ВІД ПІСКУ ВИКОРИСТАННЯМ КОЛОНИ ГНУЧКИХ ТРУБ

Б.В.Копей, О.О.Кузьмін

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534
e-mail: koreyb@nimg.edu.ua

Авторами запропоновано схеми та обладнання для промивки свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з струминним насосом чи гідромоніторною насадкою. Дані колони гнучких труб з струминним насосом чи гідромоніторною насадкою повинні виконувати функцію очистки свердловини від піску і механічних домішок практично для всіх типорозмірів свердловинних насосів, як зарубіжного так і вітчизняного виробництва.

Ключові слова: пісок, пластовий флюїд, колтюбінг, струминний насос, гідромоніторна насадка, технологічна схема.

Авторы предложили схему и оборудование для промывки нефтяной скважины от песка с применением колонны гибких труб со струйным насосом или гидромониторными насадками. Колонна колтюбинга со струйным насосом или гидромониторными насадками должны выполнять функцию очистки забоя скважины от песка и механических частиц практически для всех типов и размеров скважинного насоса, как зарубежного, так и отечественного производства.

Ключевые слова: песок, пластовый флюид, колтюбинг, струйный насос, гидромониторная насадка, технологическая схема

Authors have offered scheme and equipments for washing of oil well from sand with the use of column of flexible pipes with a jet pump or hydromonitor nozzles. The columns of coiled tubing with a jet pump or hydromonitor nozzles must execute the function of cleaning of well from sand and mechanical particles practically for all types and dimensions of oil well pumps, as foreign or domestic production.

Keywords: sand, formation fluid, coiled tubing, jet pump, hydromonitor nozzle, technologic scheme

Під час експлуатації нафтових і газових пластів, складених сипкими пісками або слабо-цементованими пісковиками, у свердловину разом з нафтою і газом можуть поступати велика кількість піску.

Однією з найважливіших причин, що спричиняє зменшення дебіту свердловини, а також зменшення міжремонтного періоду через зношування вузлів свердловинного насосного устаткування є виніс разом з продукцією свердловини піску та механічних домішок [1].

Пісочна пробка блокує значну частину нафто-газонасиченої частини товщини пласта (від 30-70%). Причому сама пробка з часом ущільнюється, за рахунок витискання рідини із неї при створенні депресії на пласт під час відбору [2], що значно ускладнює її подальше вилучення.

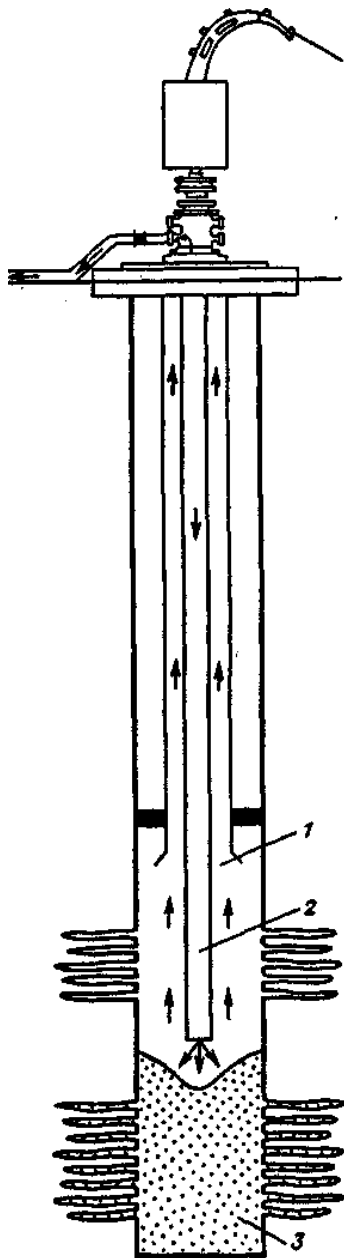
Поява піску на вибої свердловини може бути обумовлене осіданням частинок пласта, що виносяться через перфораційні отвори в експлуатаційній колоні у внутрішню порожни-

ну свердловини. Цей процес відбувається практично у всіх нафтових і газових свердловинах, і його інтенсивність визначається механічними властивостями продуктивного пласта.

Незалежно від причин появи піску для забезпечення нормальної експлуатації свердловини його слід видаляти. При цьому негативна дія на пласт повинна бути мінімальною.

При виборі устаткування для виконання подібних робіт потрібно мати на увазі, що довжина колони гнучких труб (КГТ), що містяться на котушці барабана агрегату, повинна бути не менше глибини вибою свердловини [3].

Очищення експлуатаційної колони (або вибою) від піску здійснюють за допомогою внутрішньосвердловинного устаткування, схема якого для виконання даної операції показана на рис. 1. У гирла свердловини розташовують агрегат з колоною гнучких труб, насосний агрегат, буферну ємкість для прийому промивальної рідини, що піднімається із свердловини.



1 - рідина з частинками піску, що піднімається на поверхню; 2 - полімерний гель, що закачується в свердловину; 3 - пісок

Рисунок 1 – Схема внутрішньосвердловинного устаткування у процесі промивання вибою свердловини

Основною вимогою до останньої є здатність її виносити тверді частинки зі свердловини, що необхідне і при бурінні, і при підземному ремонті свердловин. Під час роботи з колонами гнучких труб виконання цієї вимоги набуває особливої важливості, оскільки їх використання накладає певні обмеження на ефективність даного процесу.

Як промивальні використовують два типи рідин – ньютонівські і неньютонівські. До першої групи відносяться вода, соляні розчини на воді, вуглеводневі рідини (дизельне паливо, очищена нафта і тому подібне). Всі вони мають постійну в'язкість.

Другу групу складають бурові розчини і гелі. Для них характерна наявність залежності в'язкості від умов течії, вони володіють яскраво вираженими релаксаційними властивостями, а залежність між швидкістю і напруженою зсуву у них нелінійна.

Крім описаних, використовують рідини, що стискаються, тобто містять газ. До них же, правда, з певною умовністю можуть бути віднесені і піни, оскільки вони є газорідною емульсією. Як рідину для утворення пін використовують воду або нафту, як газ – азот. Для утворення стійкої піни додають невелику кількість ПАР (до 5-6%). Використання пін як промивальної рідини обумовлене прагненням понизити гідростатичний тиск на пласт при виконанні технологічних операцій. Важливою властивістю піни є її здатність утримувати в зваженому стані крупні тверді частинки, що не вдається іншим типам промивальних рідин. При промивці свердловин, що мають кут нахилу більш 30°, застосування пін небажано, оскільки при їх розпаді в процесі підйому по колоні ліфтових труб відбувається утворення застійних зон в місцях, де колона гнучких труб стикається з внутрішньою поверхнею ліфтових труб. У ряді випадків може утворюватися потік рідини, направлений зверху вниз, який переносить частинки піску назад на вибій. Запобігти цьому явищу можна, якщо забезпечити турбулентний режим течії промивальної рідини по всьому поперечному перетину ліфтової колони. Цьому сприяє подача в промивальну рідину азоту.

Рідини, що містять газ і піни, вимагають складніших режимів роботи устаткування. При їх використанні, як правило, необхідно забезпечувати дроселювання потоку, що піднімається, на виході з гирлової арматури.

Як промивальний агент використовують також і газ, в переважній більшості випадків – азот. До позитивних його властивостей слід віднести нетоксичність, інертність, погане розчинення у воді і вуглеводневих рідинах. Використання газу дає змогу різко понизити величину гідростатичного тиску на вибій свердловини.

Основними показниками процесу промивання свердловини є величини швидкостей в колоні гнучких труб v_r і затрубному просторі v_3 :

$$v_r = 1,274Q / d_{тр.в}^2 ;$$

$$v_3 = 1,274Q / (D_b^2 - d_{тр.з}^2) ,$$

де: $d_{тр.з}$, $d_{тр.в}$ – зовнішній і внутрішній діаметри гнучкої труби,

D_b – внутрішній діаметр труб в яких спущена КГТ,

Q – подача технологічної рідини.

Швидкість висхідного потоку при роботі з КГТ, як і при будь-якій промивці, повинна перевищувати швидкість осідання в ній твердих частинок. Ця умова справедлива для вертикальних свердловин і похилих ділянок в останніх

з відхиленням від вертикалі до 45°. Для похилих і тим більше горизонтальних ділянок свердловини процес винесення твердих частинок набагато складніший. У таких випадках відбувається утворення застійних зон в місцях контакту гнучкої труби із стінкою свердловини або експлуатаційною колоною. У цій зоні частинки піску осідають, не дивлячись на достатню середню швидкість течії. Для запобігання цьому явищу або зведенню його негативного ефекту до мінімуму необхідно забезпечувати достатню турбулентність потоку висхідної рідини.

Для оцінки можливості винесення твердих частинок потоком рідини використовують поняття сталої швидкості осідання частинок.

Стала швидкість осідання v_y сферичних твердих частинок малого розміру може бути визначена з емпіричного рівняння

$$v_y = Re(0,001 \cdot m) / D_{\text{ч}} c_{\text{ч}},$$

де: Re – число Рейнольдса для сферичних піщинок (для умов промивання піску в свердловинах воно може приймати значення 500);

m – в'язкість рідини;

$D_{\text{ч}}$ – діаметр частинок;

$c_{\text{ч}}$ – густина твердих частинок.

Аналіз рівняння свідчить, що стала швидкість осідання для частинок піску розміром 0,84 мм становить 0,128 м/с, а для 2 мм – 0,274 м/с. Оскільки гранулометричний склад піску в пробці достатньо різноманітний, то розрахунок слід проводити з урахуванням максимальних розмірів піщинок, що виносяться на поверхню. Вважається, що для забезпечення підйому піску у вертикальній свердловині швидкість висхідного потоку рідини повинна перевищувати сталу швидкість осідання у 1,5-2 рази, а в горизонтальних ділянках – у 10 разів. Якщо ньютонівська рідина не забезпечує винесення піску, необхідно використовувати піну або газ.

Основним чинником, що обмежує швидкість руху промивальної рідини у висхідному потоці, є гідродинамічні втрати на тертя в КГТ. Для їх подолання потрібно розвивати такий тиск на вході в колону, яке обмежене лише міцністю труб.

В більшості випадків основна частка гідродинамічних втрат у внутрішньосвердловинному устаткованні припадає на колону гнучких труб. Гідравлічний опір кільцевого простору приблизно на порядок менше цих втрат. Слід мати на увазі, що при концентрації твердих частинок в рідині до 360 кг/м³ в'язкість останньої практично не змінюється і при розрахунках її можна розглядати як чисту рідину. Крім вказаної межі необхідно враховувати властивості рідини, що змінюються.

Наявність твердих частинок в промивальній рідині, що піднімається по кільцевому простору, призводить до підвищення гідростатичного тиску на вибій. Їх присутність обумовлює збільшення тиску насоса, що подає технологічну рідину в КГТ. При використанні для контролю за тиском стрілочних манометрів з шкалою,

розрахованою на максимальні величини, цей приріст може бути і непомітний операторові. Проте якщо густину рідини підбиралася недостатньо точно і є небезпека поглинання її пластом, то може виникнути наступна ситуація. При збільшенні гідростатичного тиску технологічна рідина йтиме в пласт. При цьому її витрата у висхідному потоці зменшиться, а густина останнього весь час зростатиме, що спричинить подальше збільшення гідростатичного тиску. Цей процес йтиме до тих пір, поки не відбудеться повна втрата циркуляції, пісок опуститься по кільцевому простору вниз і відбудеться прихоплення колони гнучких труб. Подібна ситуація і її розвиток мають прямі аналоги при проведенні бурових робіт.

Тому при плануванні операцій по видаленню піщаних пробок необхідно передбачати можливість витоку рідини пласта в пласт і мати її запас. Концентрація твердих частинок, що складають пробку в технологічній рідині, що піднімається по кільцевому простору, визначається швидкістю переміщення КГТ в пробці.

При видаленні одиночної рихлої пробки концентрація твердих компонентів в рідині, що піднімається, мала і практично не робить впливу на гідростатичний тиск. При очищенні колони достатньо великої довжини з декількома пробками слід контролювати витрату технологічної рідини з кільцевого простору. В тому випадку, якщо витрата рідини зменшується або припиняється взагалі, необхідно підняти колону, продовжуючи закачування рідини до відновлення циркуляції.

Фахівці американських і канадських фірм, що виконують подібні роботи, рекомендують обмежувати швидкість спуску КГТ до 9-12 м/хв, якщо положення пробки невідоме. Якщо воно встановлене, швидкість може бути збільшена до 18 м/хв. В процесі спуску КГТ повинна підтримуватися безперервна циркуляція рідини. Небажано також залишати КГТ нерухомою протягом тривалого часу.

Після розмивання пробки або її ділянки потрібно продовжувати промивку без зміни глибини підвіски КГТ до тих пір, поки з кільцевого простору не буде винесений весь об'єм піску. При подальшому спуску колони слід контролювати навантаження на транспортер - вона повинна монотонно збільшуватися пропорційно глибині спуску. Періодично через 300 м доцільно перевіряти зусилля, необхідне для підйому колони.

Під час руйнування щільної пробки може виникнути ситуація, коли пробка сприйме вагу КГТ і її переміщення припиниться. Таке положення однозначно відбивається на показках індикатора ваги колони і манометра, який реєструє тиск, що розвивається насосом, – показання першого приладу зменшуються, а другого збільшуються. Після визначення верхньої межі пробки колону гнучких труб підводять на 3-5 м і збільшують подачу промивального насоса до розрахункової величини. Швидкість переміщення колони при руйнуванні подібної пробки складає 1-3 см/с. Якщо цей інтервал достатній

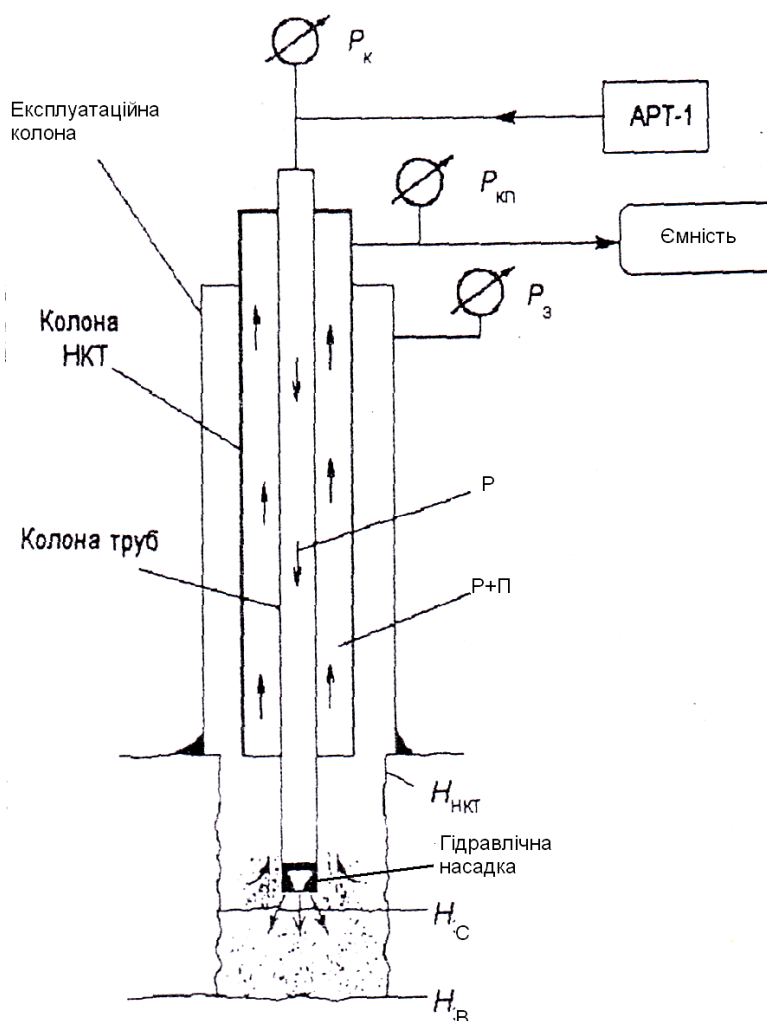


Рисунок 2 – Розміщення підземного обладнання для промивання свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з гідралічними насадками

для утворення об'єму, в якому пісок знаходиться в зваженому стані за рахунок турбулізації рідини що закінчується з КГТ потоком, то при вході в колону ліфтових труб швидкість підйому різко зростає і процес винесення піщаних частинок йде нормально. Якщо ця умова не дотримується, то верхня межа розташування зважених частинок знаходиться нижчим за башмак ліфтової колони. В цьому випадку пісок не вивозитиметься на поверхню.

Для забезпечення ефективного винесення піску використовують піни або полімерні гелі, що готуються на водній основі і, що мають підвищений опір зсуву і низьку в'язкість.

Досягши башмака ліфтової колони і по мірі підходу до вірогідної точки знаходження піску швидкість спуску зменшують до середнього значення. Момент зіткнення наконечника гнучкої труби з піщаною пробкою визначають по індикатору навантаження - величина зусилля в точці підвісу труби різко зменшується, а тиск, що розвивається промивальним насосом, зростає.

Для підвищення ефективності процесу руйнування пробки використовують насадки на КГТ різної конструкції. Всі вони засновані на

ефекті гідромонітора, а відрізняються числом отворів і напрямом. Втрати тиску на подібних насадках можуть досягати 17 МПа. Схема розміщення свердловинного обладнання при використанні насадок показана на рис. 2

Для зменшення гідростатичного тиску на пласт при видаленні піщаних пробок існують способи, засновані на застосуванні струминного насоса, що спускається на двох коаксіально розташованих колонах гнучких труб. При цьому проблеми з винесенням піску не виникає, оскільки швидкості і низхідного, і висхідного потоків промивальної рідини достатньо великі. Позитивною властивістю даного способу є і те, що гідростатичний тиск рідини, що знаходиться в свердловині і впливає на пласт, може бути зведено до мінімуму. Використання даного способу промивання може бути реалізоване тільки при достатньому внутрішньому діаметрі труб, в яких відбувається переміщення коаксіальних колон гнучких труб (рис. 3).

Всі вищеописані проблеми виникають і вирішуються при прямому способі промивання, коли технологічна рідина прямує до пробки через колону гнучких труб. Не дивлячись на поради не допускати попадання у внутрішню

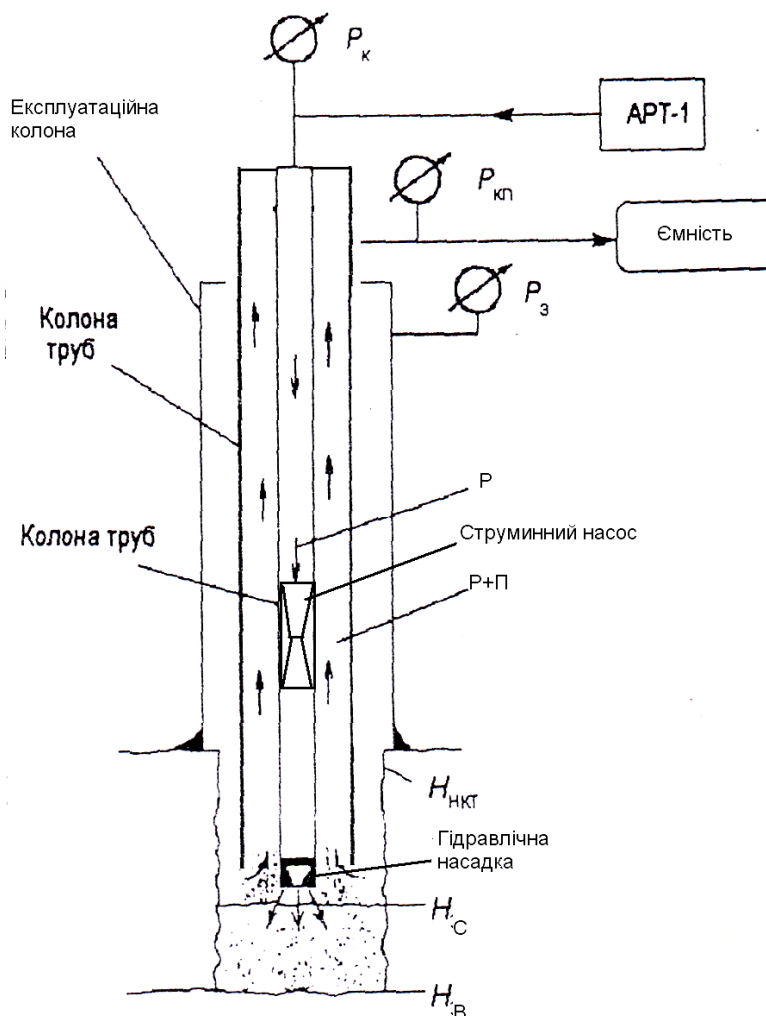


Рисунок 3 – Розміщення підземного обладнання для промивання свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з струминним насосом

порожнину піску і інших компонентів пробки, є думка про доцільність використання зворотної промивки. Всі питання про переваги і недоліки прямої і зворотної схем промивок при видаленні пробки досить добре розроблені для традиційних способів ПРС. В даному випадку вони залишаються справедливими. Основним побочуванням і аргументом проти використання схеми зворотної промивки є можливість закупорки КГТ продуктами, що формують пробку. Крім того, при подачі рідини в кільцевий простір може відбутися втрата стійкості колони гнучких труб у верхній частині і її змінання. Практичні експерименти і попередні розрахунки режимів виконання зворотної промивки показують, що як технологічні рідини в даному випадку можна використовувати тільки нестискувані рідини. Природно, що зворотні клапани на КГТ і які-небудь інші пристрої, що попереджують проникнення і рух рідини в одному напрямі по колоні і всьому тракту її течії, встановлюватися не повинні.

Таким чином, запропоновано схеми та обладнання для промивки свердловини від піску із використанням колони гнучких труб з стру-

минним насосом чи гідромоніторною насадкою.

Література

- 1 Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: Монографія / [Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В.]. – К., 2004. – 400 с.
- 2 Васильев А.В. Технологии очистки забоя скважины от песка с использованием колтюбинговой установки / Васильев А.В., Дубенко В.Е., Гунькина Т.А. // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 11. – С.46-49.
- 3 Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / Вайншток С.М., Молчанов А.Г., Некрасов В.И., Чернобровкин В.И. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 224 с.: ил. ISBN 5-7892-003В-9.

Стаття постуила в редакційну колегію
12.10.09

Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.

ОЦІНКА ДОВГОВІЧНОСТІ КОЛОНИ НАСОСНИХ ШТАНГ В УМОВАХ КОРОЗІЙНОЇ ВТОМИ З УРАХУВАННЯМ НИЗЬКОАМПЛІТУДНИХ НАПРУЖЕНЬ

В.І.Артим

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002
e-mail: viarty@rambler.ru

Робота присвячена оцінці довговічності колони насосних штанг в умовах корозійної втоми за результатами аналізу експлуатаційного навантажування колони. Для аналізу використано раніше проведені експериментальні дослідження насосних штанг на корозійну втому. Розроблено методику оцінки довговічності насосних штанг з урахуванням низькоамплітудних напружень та закономірностей накопичення корозійно-втомного пошкодження.

Ключові слова: насосна штанга, низькоамплітудне навантаження, корозійна втома, довговічність

Робота посвячена оцінці довговічності колони насосных штанг в условиях коррозионной усталости на основе анализа эксплуатационной нагрузки колонны. Для анализа используются ранее проведенные экспериментальные исследования насосных штанг на коррозионную усталость. Разработана методика оценки долговечности колонны насосных штанг с учетом низкоамплитудной нагрузки и закономерностей накопления коррозионно-усталостного повреждения.

Ключевые слова: насосная штанга, коррозионная усталость, низкоамплитудная нагрузка, долговечность

The paper is dedicated to an assessment of rod string corrosion fatigue longevity on the string operating load analysis. For the analysis earlier held experimental researches of pump rods on a corrosion fatigue are used. It is designed the procedure of a rod string longevity assessment taking into account low amplitude offloading and regularity of a corrosion-fatigue fault up building.

Key words: pump rod, corrosion fatigue, low amplitude offloading, longevity

Проблема прогнозування довговічності та залишкового ресурсу деталей в умовах корозійної втоми є актуальною, особливо для відповідальних деталей та елементів конструкцій, руйнування яких може призвести до важких аварій.

Потужним методологічним засобом вирішення цієї проблеми є використання імовірнісних кривих втоми з урахуванням закономірностей кінетики накопичення корозійно-втомного пошкодження [1, 2].

За регулярного навантаження, коли параметри циклу не змінюються в часі, імовірнісна діаграма втоми у вигляді кривих рівної ймовірності неруйнування може бути відтворена за допомогою трипараметричного рівняння кривої втоми Є.К.Почтенного [1]

$$N = \frac{Q}{\sigma} \ln \left\{ 1 + \left[\exp \left(\frac{\sigma - \bar{\sigma}_{rR}}{V_0} \right) - 1 \right]^{-1} \right\} \quad (1)$$

та функцій нормального розподілу значень границі витривалості

$$\bar{\sigma}_{rR} = \bar{\sigma}_{r\min} - tS_{r\max} \quad (t \geq 0), \quad (2)$$

де: N – кількість циклів до руйнування деталей;

σ – максимальне напруження циклу регулярного навантаження з постійним значенням

коефіцієнта асиметрії $r = \frac{\sigma_{\min}}{\sigma}$;

$Q = N_0 \cdot \bar{\sigma}_{rR}$ – коефіцієнт витривалості;

N_0 – параметр, який характеризує кількість циклів до точки нижнього перегину кривої втоми;

V_0 – параметр з розмірністю напруження;

$\bar{\sigma}_{r\min}$ – нижня межа довірчого інтервалу для середнього значення границі витривалості за регулярного навантаження з коефіцієнтом асиметрії r ;

$S_{r\max}$ – верхня межа довірчого інтервалу для квадратичного відхилення значень границі витривалості;

$\bar{\sigma}_{rR}$ – частинне значення границі витривалості, що відповідає ймовірності неруйнування R ;

t – квантиль нормального розподілу.

Суттєвою перевагою рівняння (1) є те, що з його допомогою можна досить легко врахувати кінетику втомного пошкодження і оцінювати імовірнісні параметри кінетичних кривих втоми [1, 3], які слугують для визначення залишкового ресурсу відповідальних деталей та елементів конструкцій.

Але за використання рівнянь (1, 2) для оцінки довговічності та залишкового ресурсу в умовах корозійної втоми ми зустрінемося зі значними труднощами. Крива втоми у формі (1) має нижню гілку, яка асимптотично наближається до границі витривалості. Експериментальні ж дослідження в умовах корозійної втоми свідчать, що в такому випадку крива не має горизонтальної нижньої гілки.

Якщо експлуатаційні навантаження характеризуються спектром з великою кількістю амплітуд напружень, суттєво вищих за границю витривалості, то під час оцінки довговічності та залишкового ресурсу можна знехтувати впливом пошкоджень від низьких амплітуд, тобто формою нижньої гілки кривої втоми при урахуванні кінетики зниження границі витривалості в рівнянні (1).

Але таке навантаження не є характерним в ході експлуатації багатьох відповідальних деталей та елементів конструкцій. Наприклад, наші дослідження навантаженості колони насосних штанг [3] свідчать, що максимальна приведена до симетричного циклу амплітуда напруження дорівнює 41,7 МПа. Розподіл характеризується великою кількістю циклів напружень низького рівня. Так, в блоці є 93% амплітуд напружень, менших 20 МПа.

Проведені нами дослідження [3] свідчать, що медіанна границя корозійної витривалості нових насосних штанг (НШ) з діаметром 19 мм становить $\sigma_{-1}=101$ МПа. Таким чином, рівень експлуатаційних напружень значно нижчий σ_{-1} , що мало б свідчити про високу довговічність НШ в умовах корозійної втоми. Але на практиці ми спостерігаємо досить суттєву аварійність роботи колони насосних штанг з причини її корозійно-втомного руйнування [4]. При цьому типовий розподіл кількості корозійно-втомних руйнувань КНШ залежно від часу експлуатації має такий характерний вигляд: перші 2-3 роки експлуатації спостерігається зростання кількості аварій, потім їх зниження, стабілізація і поступове збільшення до повного вичерпання ресурсу. Якщо перший пік аварійності можна пояснити недовліками металургійного і технологічного характеру, то другий пік аварійності, що настає після 8-10 років експлуатації, пояснюється незворотнім процесом поступового накопичення корозійно-втомного пошкодження НШ, який зумовлює зменшення високого початкового значення границі витривалості до рівня експлуатаційної навантаженості.

Таким чином, для НШ під час початкового накопичення пошкодження велику роль відіграє корозійний чинник, тобто існує необхідність урахування нижньої гілки кривої корозійної втоми. Для оцінки її параметрів нами запропоновано використання рівняння (1) для верхньої гілки кривої корозійної втоми в комбінації з рівнянням

$$N_{cor} = \frac{Q_{cor}}{\sigma} \ln \left\{ 1 + \left[\exp \left(\frac{\sigma}{V_{cor}} \right) - 1 \right]^{-1} \right\}, \quad (3)$$

де Q_{cor} , V_{cor} – параметри нижньої гілки кривої корозійної втоми [5].

Аналіз численних результатів експериментальних досліджень на корозійну втому, наприклад, [6], засвідчив, що у випадку використання рівнянь (1, 3) треба враховувати ступінь впливу корозійного середовища на корозійно-втомну витривалість деталей при низьких напруженнях, тобто узгоджувати експериментальні ре-

зультати і кут нахилу нижньої гілки кривої корозійної втоми. Для такого узгодження доцільним є використання одного незалежного параметра. Тому нами розроблено [7] чотирипараметричне рівняння кривої корозійної втоми з гілками (1), (3) і їх узгодженням за системою рівнянь

$$\begin{cases} \sigma = \sigma_r + k \\ N(\sigma) = N_{cor}(\sigma) \\ N'(\sigma) = N'_{cor}(\sigma) \end{cases}, \quad (4)$$

де k – коефіцієнт інтенсивності впливу корозійного чинника при низьких напруженнях, МПа.

Розв'язок рівняння в графічній формі наведено на рис. 1.

Як бачимо, параметр k характеризує зміну кута нахилу нижньої гілки кривої корозійної втоми. Таким чином, рівняння (3) і (4) дають змогу описувати нижню гілку кривої корозійної втоми з достатньою гнучкістю, враховуючи ступінь впливу корозійного чинника. Коефіцієнт інтенсивності впливу корозійного чинника (k) за низьких напружень необхідно визначати за результатами експериментальних досліджень.

Побудову кінетичних кривих корозійної втоми насосних штанг за розробленим чотирипараметричним рівнянням проведено за результатами експериментальних досліджень, наведеними у [3].

Результати розрахунку наведено в таблиці 1 [7].

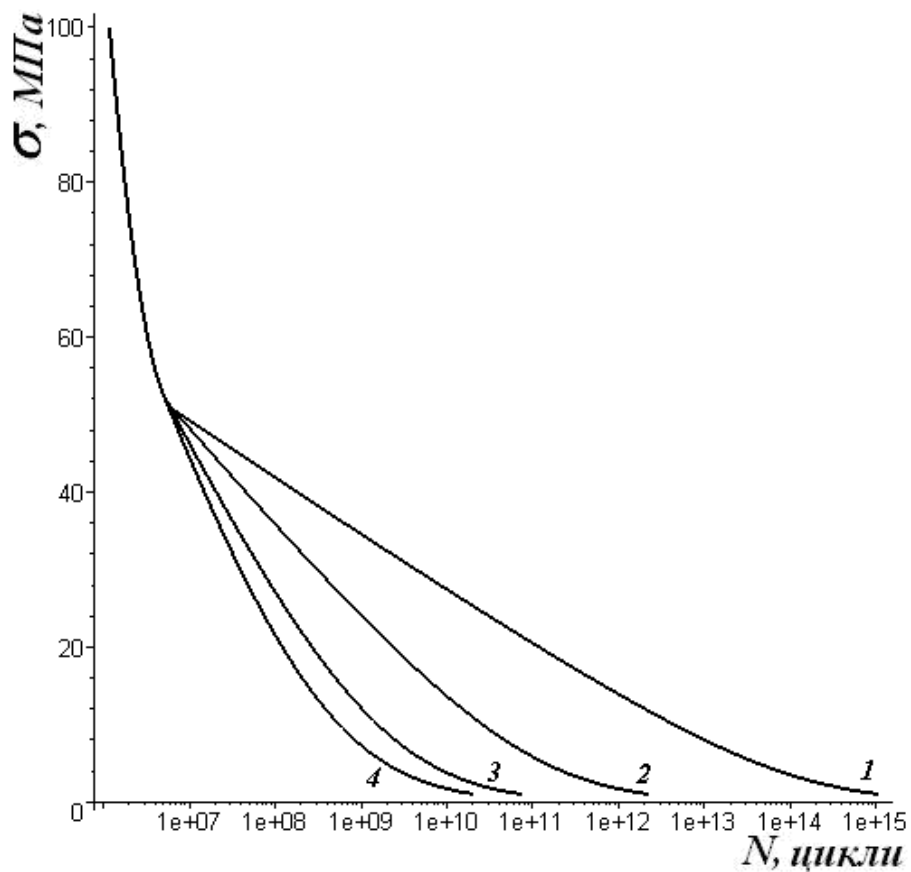
Як бачимо, з урахуванням нижньої гілки кривої корозійної втоми медіанна границя витривалості зменшується (без урахування – $\sigma_{-1}=101$ МПа [3], з урахуванням – 82,1 МПа). Також слід звернути увагу на експериментально доведену стабільність показника k для кінетичних кривих корозійної втоми насосних штанг.

Метою даного дослідження є розроблення методики оцінки довговічності НШ з урахуванням низькоамплітудної складової експлуатаційної навантаженості за допомогою запропонованого рівняння. На нашу думку, доцільним є комплексний метод оцінки довговічності та залишкового ресурсу на основі спільного аналізу результатів навантаженості та досліджень кінетики корозійно-втомного пошкодження.

Для досліджень використали запис навантаженості колони НШ на свердловині № 88 Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища [8].

Привід штангового насоса – двоплечий вєрстат-гойдалка UP12T-3000-5500, характеристики глибинного обладнання наведено в таблиці 2.

Прогнозування довговічності слід проводити для небезпечного перерізу колони НШ. З аналізу аварійності та навантаженості КНШ відомо, що одними з найбільш небезпечних в багатоступеневій КНШ є ділянки переходу на меншу ступінь.



1 – $k=0,5$ МПа; 2 – $k=1$ МПа; 3 – $k=2$ МПа; 4 – $k=3$ МПа

Рисунок 1 – Крива корозійної втоми за різної інтенсивності впливу корозійного чинника при низьких напруженнях

Таблиця 1 – Параметри кінетичних кривих корозійної втоми насосних штанг [7]

| Термін експлуатації K, роки | Q , МПа | σ_{-1} , МПа | V_0 , МПа | N_0 , цикли | Q_{cor} , МПа | k , МПа | V_{cor} , МПа |
|--------------------------------|-------------------|------------------------|----------------|------------------|----------------------|--------------|--------------------|
| K=0 (нові штанги) | $8,21 \cdot 10^7$ | 82,1 | 450 | $1 \cdot 10^6$ | $9,2 \cdot 10^{11}$ | 2 | 11 |
| K=4 | $7,04 \cdot 10^7$ | 70,4 | | | $2,64 \cdot 10^{11}$ | | |
| K=8 | $5,47 \cdot 10^7$ | 54,7 | | | $4,74 \cdot 10^{10}$ | | |

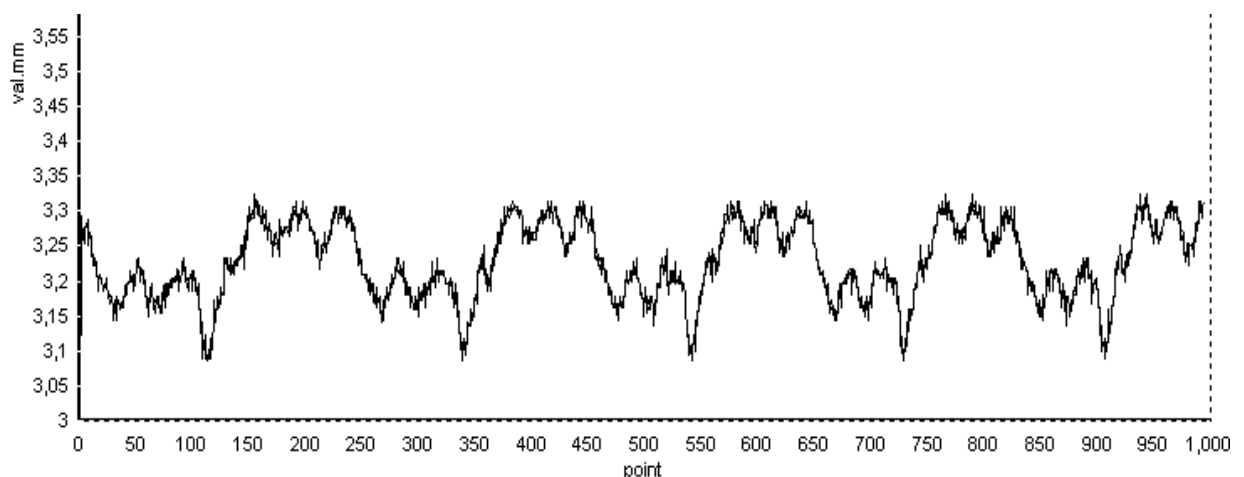


Рисунок 2 – Запис навантажень у верхній частині колони насосних штанг на свердловині № 88 Довбушансько-Бистрицького нафтового родовища

Таблиця 2 – Характеристики глибинного обладнання

| Параметр | Св. № 88 | Св. № 90 |
|--|----------|----------|
| Діаметр насоса, мм | 32 | 32 |
| Частота гойдань балансира, хв. ⁻¹ | 6,5 | 6,5 |
| Довжина ходу плунжера, м | 3 | 3 |
| Компоновка штангової колони: | | |
| 1 ступінь – 25 мм, шт. | 16 | 59 |
| 2 ступінь – 22 мм, шт. | 107 | 110 |
| 3 ступінь – 19 мм, шт. | 104 | 82 |
| Глибина підвіски насоса, м | 1823 | 2002 |
| Протитиск на гирлі, МПа | 1,7 | 1,7 |

Тому спочатку звели процес навантаження до початку ступені НШ 19 мм шляхом віднімання ваги верхніх ступенів (див. табл. 2) від загальної навантаженості на полірованому штоку.

Дослідження проводились за такою методикою. На першому етапі за методом вкладених циклів [9] за допомогою розробленого програмного забезпечення провели схематизацію процесу. Графічне зображення етапів схематизації наведено на рис. 3.

Слід звернути увагу на значну широкосмуговість процесу, про що свідчать 5 етапів схематизації. Крім того, привертає увагу дуже складний характер процесу навантажування з великою кількістю високоасиметричних складових. Розподіл коефіцієнта асиметрії циклів у дослідженому блоці навантаження проілюстровано на рис. 4 у вигляді гістограми.

Другим етапом обробки є приведення усіх асиметричних циклів навантажування до еквівалентних за пошкоджуючою дією симетричних. У результаті приведення за розробленою методикою [10] отримано блок напружень, який складається з 372 циклів з максимальним напруженням 53,5 МПа. Розподіл еквівалентних напружень в блоці проілюстровано на рис. 5 у вигляді гістограми.

Як видно з рис. 5, розподіл характеризується великою кількістю циклів напружень низького рівня. Так, в блоці є 90% циклів напружень, менших 20 МПа. Усі цикли є значно меншими за медіану границі витривалості НШ. Існуючі на сьогоднішній час методики оцінки довговічності в такому випадку вказують на достатній рівень опору втомі колони насосних штанг без відповідних розрахунків. Запропонована нижче методика дає змогу більш обґрунтовано робити висновок про довговічність та залишковий ресурс деталей, які працюють в умовах корозійної втоми за низькоамплітудного навантаження. Суть методики полягає в наступному. Після визначення приведення до симетричного циклу блоку навантаження проводиться оцінка його пошкоджуючої дії за допомогою гістограми розподілу (див. рис. 5). Якщо рівень навантаження значно вищий границі витривалості, то з несуттєвою похибкою можна знехтувати низькими напруженнями і розрахунок довговічності виконувати за

традиційними методами, наприклад [11]. В іншому випадку слід враховувати низькоамплітудні цикли та кінетику зниження границі корозійної витривалості. Існує два варіанти: 1) усі цикли напружень нижчі за границю витривалості і 2) деякі цикли вищі за границю.

По-перше, визначаємо відносне пошкодження d від одного блоку навантаження. Напруження в блоці σ_i сортуємо в спадаючому порядку. Згідно з лінійною гіпотезою накопичення пошкоджень отримаємо рівняння

$$d_1 = \sum_1^j \frac{\sigma_i}{N_{cori}}, \quad (5)$$

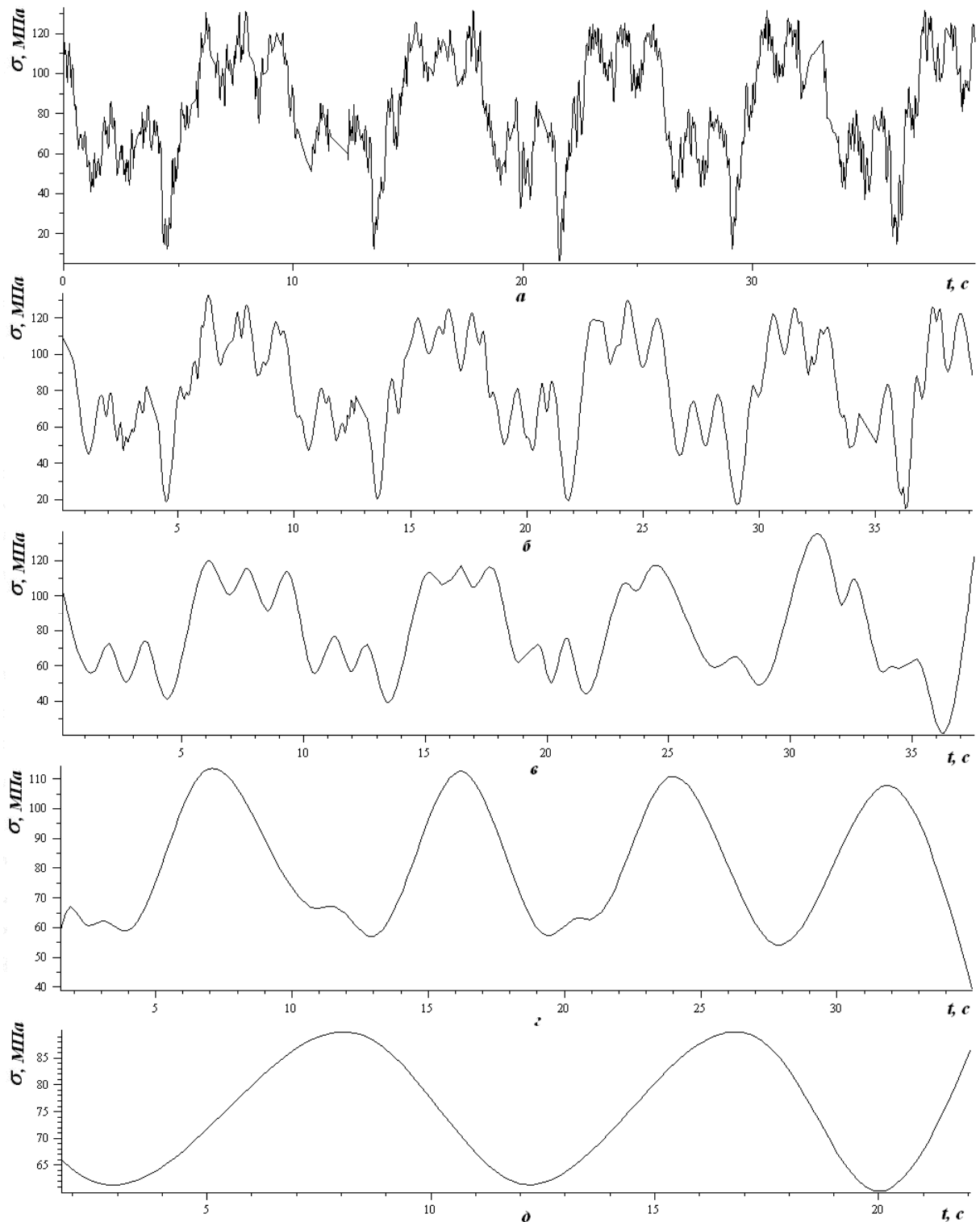
де: N_{cori} – кількість циклів до руйнування за амплітуди напруження σ_i згідно з рівнянням (3);

j – кількість циклів напружень у блоці.

По-друге, визначаємо кількість блоків навантаження до того моменту, коли кінетична границя витривалості знизиться до рівня найбільшого напруження в блоці σ_1 . Спочатку розраховуємо відносне пошкодження на визначеному контрольному рівні навантаження. Для цього використовуємо рівняння верхньої гілки кривої корозійної втоми (1), тому що її кінетика описується експериментально доведеними доволі простими закономірностями [1]. Для зменшення впливу можливої похибки кривої на рівнях навантаження, близьких до границі витривалості, нами рекомендується як контрольний використовувати рівень $1,5\sigma_{-1}$. Після деяких спрощень відповідне рівняння матиме вигляд

$$d(\sigma_1) = 1 - \frac{\sigma_{-1} \ln \left\{ 1 + \left[\exp \left(\frac{0,5\sigma_{-1}}{V_0} \right) - 1 \right]^{-1} \right\}}{(\sigma_1 - k) \ln \left\{ 1 + \left[\exp \left(\frac{1,5\sigma_{-1} - \sigma_1 + k}{V_0} \right) - 1 \right]^{-1} \right\}}. \quad (6)$$

У рівнянні (6) за допомогою параметра k враховано те, що перехід з верхньої на нижню гілку кривої корозійної втоми відбувається у точці з ординатою $\sigma = \sigma_{-1} - k$.



а – 1; б – 2; в – 3; г – 4; д – 5 етапи схематизації.

Рисунок 3 – Схематизований процес навантаження

Тоді кількість блоків буде

$$n_{b1} = \frac{d(\sigma_1)}{d_1} \quad (7)$$

По-третє, знову визначаємо відносне пошкодження d від одного блоку навантаження, але з урахуванням того, що напруження σ_{-1} вже належить до верхньої гілки кривої корозій-

ної втоми. Також необхідно знати кінетичні параметри нижньої гілки (3), а саме N_{cor1} і Q_{cor1} . Вони визначаються з системи рівнянь (1), (3) і (4) з урахуванням нового значення кінетичної границі витривалості та постійності параметра k . Відносне пошкодження в даному випадку буде

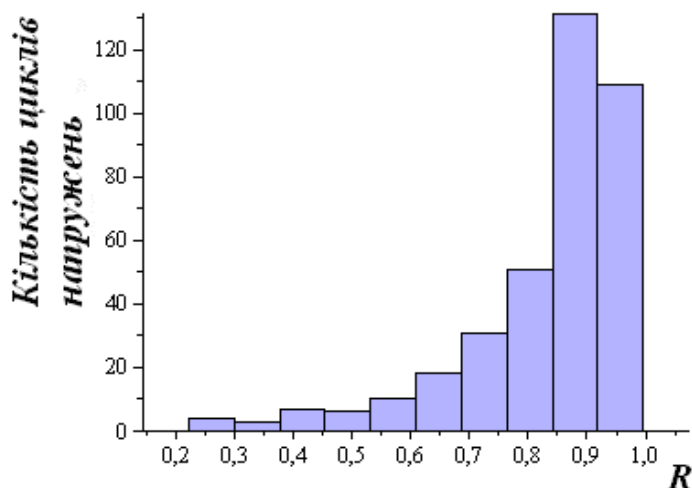


Рисунок 4 – Гістограма розподілу коефіцієнту асиметрії циклів у блоці навантажування

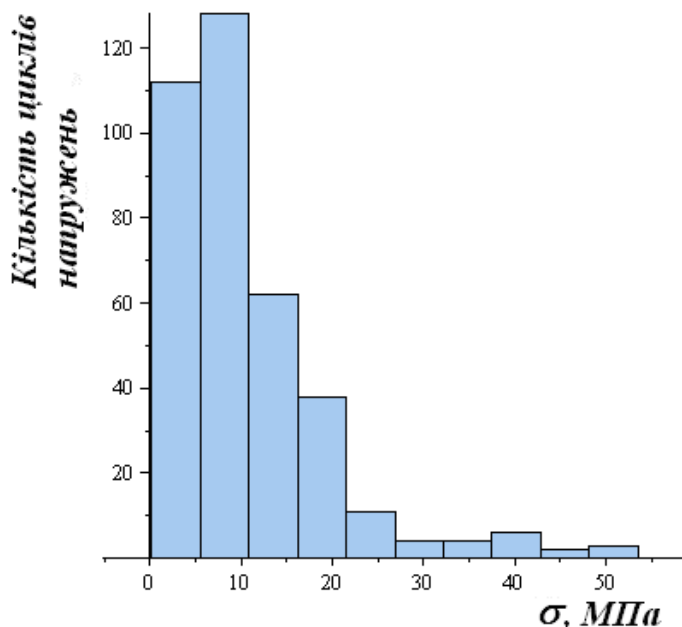


Рисунок 5 – Гістограма розподілу еквівалентних напружень в блоці навантажування

$$d_2 = \sum_2^i \frac{\sigma_i}{N_{cor2i}} + \frac{\sigma_1}{N_1} \tag{8}$$

По-четверте, знову визначаємо кількість блоків навантаження до того моменту, коли кінетична границя витривалості знизиться до рівня другого напруження в блоці σ_2 і так далі. Для цього використовуємо рівняння (6) і (7) з відповідними індексами. Рівняння (8) у загальній формі має вигляд

$$d_i = \sum_{i+1}^j \frac{\sigma_i}{N_{cor2i}} + \sum_1^i \frac{\sigma_i}{N_i} \tag{9}$$

Даний алгоритм повторюється до того часу, поки кінетична границя витривалості не знизиться до рівня, за якого кількість циклів напружень до руйнування на рівні σ_1 дорівнюватиме 1. Кількість блоків до руйнування під-

сумовується на кожному етапі. Таким чином, варіант 2 є частковим випадком варіанту 1 для розробленої методики.

Розроблений алгоритм реалізовано у вигляді комплексної програми в середовищі символічного числення Maple. Результати розрахунку свідчать, що границя витривалості знижується до рівня найбільшого напруження блоку навантаження через 5 років неперервної роботи.

Проведено більш детальні дослідження, які свідчать про те, що довговічність при досягненні границею витривалості значень, нижчих максимального рівня блоку експлуатаційних напружень на свердловині № 88, не перевищує 3 роки безперервної роботи. Таким чином, високий рівень аварійності колони НШ у початковий період пояснюється наявністю в ній НШ з низькою границею витривалості, близькою до

максимального рівня експлуатаційної навантаженості.

Результати наших експериментальних досліджень довговічності НШ [7] та інших авторів [12-14] свідчать про високий рівень статистичного розсіяння довговічності та границі витривалості промислових НШ. Наприклад, беручи до уваги наші результати [7], для імовірності неруйнування $0,9 \sigma_{-0,9} = 21,8$ МПа. За такого значення границі витривалості довговічність в умовах дослідженого блоку навантажування з урахуванням кінетики зниження σ_{-1} складає всього 2,5 доби безперервної роботи.

Отже, розроблена методика дає змогу визначити довговічність НШ з урахуванням пошкодження від низькоамплітудних циклів напружень, навіть якщо усі напруження не перевищують границі витривалості. Подальші дослідження буде спрямовано на використання розробленої методики для вибору оптимальних режимів роботи установок залежно від експлуатаційних чинників з метою підвищення ефективності роботи ШСНУ, їх надійності.

Література

- 1 Почтенный Е.К. Кинетика усталости машиностроительных конструкций / Е.К.Почтенный – Мн.: УП «Арти-Фекс», 2002. – 186 с.
- 2 Артим В.І. Визначення залишкового ресурсу насосних штанг в типових умовах експлуатації / В.І.Артим, В.М.Івасів, Я.Т.Федорович та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 2. – С. 79-82.
- 3 Артим В.І. Оцінка експлуатаційної навантаженості та її вплив на довговічність насосних штанг / В.І.Артим, В.М.Івасів, В.Р.Харун та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 4. – С. 77-81.
- 4 Пушкар П.В. Аналіз відмов колон насосних штанг в НГВУ "Надвірнанафтогаз" / П. В. Пушкар, Я. Ю. Павлюк, Т. Б. Матвіїшин та ін. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1. – С. 116-120.
- 5 Івасів В.М., / Модель багатоциклового корозійно-втомного пошкодження деталей машин Артим В.І., Гладун В.В., Дейнега Р.О. // Механічна втома металів. Під ред. В. Т. Трощенка / Праці колоквиуму. – Тернопіль, 2006. – С. 198-203.
- 6 Похмурский В.И. Коррозионно-усталостная прочность сталей и методы ее повышения / В.И.Похмурский – К.: Наукова думка, 1974. – 188 с.
- 7 Артим В. І. Урахування корозійного чинника при оцінці довговічності насосних штанг / В.І.Артим // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4. – С. 140-143.
- 8 Івасів В.М. Удосконалення експериментального дослідження навантаження колони насосних штанг / В.М.Івасів, В.Р.Харун, П.В.Пушкар та ін. // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 3. – С. 31-35.
- 9 Крижанівський Є. І. Схематизація випадкового навантажування методом вкладених циклів / Є.І.Крижанівський, В.М.Івасів, В.І.Артим та ін. // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – № 2. – С.47-54.
- 10 Івасів В. М. Урахування напружень низького рівня при розрахунках довговічності деталей машин / В. М. Івасів, В. І. Артим, П. В. Пушкар та ін. // Машинознавство. – 2003. – № 12. – С. 17-20.
- 11 Когаев В. П. Расчеты на прочность при напряжениях, переменных во времени / В. П. Когаев; под ред. А. П. Гусенкова. – М.: Машиностроение, 1993. – 364 с.
- 12 Ратич Л.В. Циклическая коррозионная трещиностойкость материалов и долговечность насосных штанг / Л.В.Ратич, Я.Т.Федорович // Физико-химическая механика материалов. – 1988. – № 6. – С. 95-100.
- 13 Копей Б.В. Опыт упрочнения новых и восстановления ресурса бывших в эксплуатации насосных штанг / Б.В.Копей, Я.Т.Федорович, Ю.С.Сычев и др. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 1991. – № 28. – С. 104-110.
- 14 Копей Б.В. Науково-технологічні принципи комплексного підвищення ресурсу свердловинного нафтогазового обладнання: дис. ... докт. техн. наук: 05.05.12 / Копей Богдан Володимирович. – Івано-Франківськ, 1996. – 478 с.

Стаття постуила в редакційну колегію
23.10.09
Рекомендована до друку професором
Івасівим В.М.

ОПТИМІЗАЦІЯ ТЕМПЕРАТУРИ ПІДГРІВУ ДОЛИНСЬКОЇ НАФТИ ПЕРЕД ТРАНСПОРТУВАННЯМ ЇЇ НАФТОПРОВОДОМ ДОЛИНА-ДРОГОБИЧ

С.Р.Яновський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42166
e-mail: seredjuk@nung.edu.ua

Запропоновано метод оптимізації температури підігріву долинської нафти перед транспортуванням її нафтопроводом Долина-Дрогобич за критерієм мінімальних витрат електричної та теплової енергії.

Ключові слова: магістральний нафтопровід, в'язкопластична рідина, температура підігріву, оптимізація, тепла енергія, електрична енергія

Предложен метод оптимизации температуры подогрева долинской нефти перед ее транспортировкой по нефтепроводу Долина-Дрогобыч с использованием критерия минимальных затрат электрической и тепловой энергии.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, вязкопластичная жидкость, температура подогрева, оптимизация, тепловая энергия, электрическая энергия

The method of optimization of temperature of heating of Dolina oil before its transportation on the oil pipeline Dolina-Drogobuch with use of criteria of the minimum expenses electric and thermal energy has been offered.

Keywords: oil pipeline, viscoplastic fluid, the heat temperature, optimization, electric energy, thermal energy

На сьогодні одним із важливих завдань у сфері трубопровідного транспорту нафти і газу є розробка рекомендацій щодо впровадження енергоощадних технологій. Особливо це актуально у разі трубопровідного транспорту високов'язких швидкозастигаючих нафт, процес транспортування яких неможливий без попереднього покращання реологічних властивостей.

Найбільшого практичного застосування набув спосіб перекачування високов'язких та швидкозастигаючих нафт з попереднім підігрівом на насосно-теплових станціях. Реалізація зазначеної технології вимагає значних витрат теплової енергії. Важливе теоретичне та практичне значення має вирішення задачі оптимізації температури підігріву за критерієм мінімуму сумарних витрат електричної та теплової енергії на перекачування нафти.

Аналіз наявних публікацій засвідчив відсутність рішень зазначеної задачі стосовно високов'язких швидкозастигаючих нафт Долинських родовищ, які характеризуються явно вираженими в'язкопластичними властивостями. Тому розроблено методику оптимізації температури підігріву долинських нафт, яка враховує специфіку їх реологічних характеристик.

У роботі [1] авторами представлено методику прогнозування пропускної здатності та режимних параметрів роботи нафтопроводу у разі перекачування нафти, що характеризується в'язкопластичними властивостями. Методика та відповідне програмне забезпечення дають можливість визначити, чи можливо здійснити перекачування нафти з відповідними реологічними властивостями і певними умовами навколишнього середовища за заданої температури підігріву. Якщо процес перекачування можливий, то зазначена методика дає змогу визначити

робочу витрату нафти, загальні втрати тиску, які дорівнюють тиску насосів ГНПС Долина, а також питомі втрати тиску, які характеризують гідравлічну енерговитратність транспортування долинської нафти.

З метою оптимізації витрат теплової енергії на підігрів долинської нафти для умов кожного місяця року та різних значень температури підігріву за програмою PROGNOZ нами виконані багатоваріантні теплогідравлічні розрахунки нафтопроводу Долина-Дрогобич. Це дало можливість для кожного варіанта перекачування знайти пропускну здатність нафтопроводу Долина-Дрогобич, а також загальні втрати тиску, які повинні бути компенсовані тиском, створеним насосами ГНПС Долина.

Теплогідравлічні розрахунки нафтопроводу Долина-Дрогобич виконані для найгірших умов, тобто за максимального прогнозованого значення повного коефіцієнта теплопередачі від нафти в навколишнє середовище, що становить $K = 4,8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \text{ } ^\circ\text{C})$. У процесу розрахунків температура ґрунту на глибині укладання трубопроводу змінювалася від 3°C у зимовий період до 11°C у літній період року.

Для кожного випадку були визначені питомі втрати тиску на перекачування долинської нафти за формулою

$$\bar{P} = \frac{P_{\text{гнпс}}}{Q}, \frac{\text{бар}}{(\text{м}^3 / \text{год})}, \quad (1)$$

де $P_{\text{гнпс}}$ – тиск насосів ГНПС, необхідний для здійснення перекачування нафти з витратою Q .

Питомі втрати тиску характеризують гідравлічну енерговитратність трубопровідного транспорту долинської нафти нафтопроводом

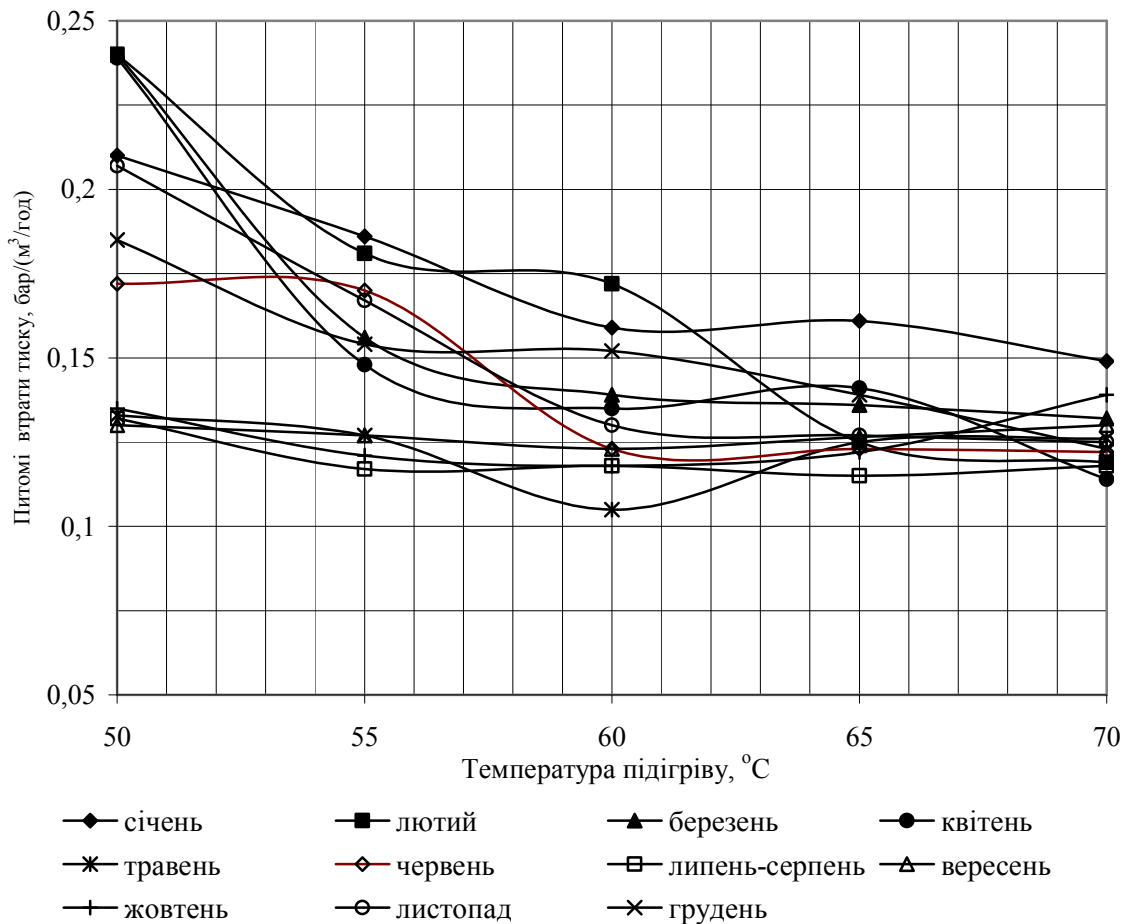


Рисунок 1 - Залежність питомих втрат тиску від температури підігріву у разі перекачування долиньської нафти нафтопроводом Долина-Дрогобич за умов 2007- 2008 рр.

Долина-Дрогобич за різних значень температури підігріву і умовах перекачування, що відповідають місяцям року (рис. 1).

Багатоваріантні розрахунки, виконані нами за програмою PROGNOZ, свідчать, що пропускна здатність нафтопроводу Долина-Дрогобич залежно від сезонних умов перекачування і температури підігріву долиньської нафти змінюється у вузькому діапазоні від 200 м³/год до 234 м³/год. При цьому загальні втрати тиску у трубопроводі змінюються у діапазоні від 25 бар до 32 бар. Оптимальними за критерієм мінімальних питомих втрат тиску під час транспортування долиньської нафти є такі значення температури підігріву: для умов січня 75°C; для умов лютого 70°C; для умов березня 70°C; для умов квітня 70°C; для умов травня 60°C; для умов червня 70°C; для умов липня-серпня 65°C; для умов вересня 60°C; для умов жовтня 60°C; для умов листопада 70°C; для умов грудня 70°C.

Як свідчать розрахунки, для умов січня зниження температури підігріву до 65°C за значної вологості ґрунтів може призвести до того, що втрати тиску перевищать тиск, створений насосами ГНПС Долина. Для інших місяців мінімальні значення температури підігріву з точ-

ки зору забезпечення нормального режиму експлуатації нафтопроводу Долина-Дрогобич за значної вологості ґрунтів становлять: для умов лютого 65°C; для умов березня 60°C; для умов квітня 55°C; для умов червня 55°C; для умов листопада 60°C; для умов грудня 65°C.

Зазначена методика є основною частиною більш загальної методології оптимізації температури підігріву долиньської нафти перед її транспортуванням нафтопроводом Долина-Дрогобич, зміст якої викладений нижче.

Потужність, спожита насосами ГНПС Долина, може бути виражена через режимні параметри роботи станції таким чином:

$$N_{\text{гнпс}} = \frac{QH_{\text{гнпс}}\rho_{\text{під}}g}{\eta_{\text{гнпс}}}, \quad (2)$$

де: $H_{\text{гнпс}}$ – напір, створений насосами при робочій витраті нафти;

$\rho_{\text{під}}$ – густина нафти за температури підігріву;

g – прискорення сили тяжіння;

$\eta_{\text{гнпс}}$ – еквівалентний ККД послідовно працюючих на ГНПС підпірного і магістрального насосних агрегатів.

Якщо відома математична модель напірної характеристики послідовно працюючих насосів, то вираз (2) можна записати у вигляді

$$N_{\text{гнпс}} = \frac{Q(A_{\text{гнпс}} - B_{\text{гнпс}}Q^2)\rho_{\text{нід}}g}{\eta_{\text{гнпс}}}, \quad (3)$$

де $A_{\text{гнпс}}, B_{\text{гнпс}}$ – коефіцієнти математичної моделі напірної характеристики насосів ГНПС.

Уводимо поняття питомих витрат енергії на перекачування нафти як відношення потужності, спожитої насосами ГНПС, до масової витрати нафти у нафтопроводі

$$\bar{W}_e = \frac{N_{\text{гнпс}}}{M}, \text{ Дж/кг}, \quad (4)$$

де M – масова витрата нафти у нафтопроводі,
 $M = Q \cdot \rho_{\text{нід}}$, кг/с. (5)

Формула (4) з врахуванням (3) і (5) набуде вигляду

$$\bar{W}_e = \frac{(A_{\text{гнпс}} - B_{\text{гнпс}}Q^2)g}{\eta_{\text{гнпс}}}, \text{ Дж/кг}. \quad (6)$$

За відсутності аналітичного виразу напірної характеристики насосів ГНПС питомі витрати енергії на перекачування нафти можуть бути визначені за формулою

$$\bar{W}_e = \frac{P_{\text{гнпс}}}{\rho_{\text{нід}}\eta_{\text{гнпс}}}, \text{ Дж/кг}. \quad (7)$$

Вирази (6) або (7) визначають питомі гідравлічні витрати енергії при перекачуванні нафти. Ці витрати компенсуються енергією, що надходить від електродвигунів проводу насосів. Вартість цієї енергії визначається чинними тарифами на електроенергію.

Формули (6) і (7) свідчать, що для визначення питомих гідравлічних витрат енергії на перекачування нафти крім математичних моделей напірних характеристик необхідно знати ККД насосів та приводних електродвигунів. На ГНПС Долина використовуються магістральні насоси типу НПС 200/700 зі змінними роторами, графічні характеристики цих насосів відсутні. Це визначило необхідність проведення на ГНПС Долина у лютому 2009 року промислового експерименту з метою одержання вихідних даних для розрахунку енергетичних показників роботи насосних агрегатів.

Протягом циклу перекачування долинської нафти 25-27 лютого 2009 року кожні дві години фіксувалися такі показники:

- витрата нафти Q ;
- тиск нафти на вході підпірного насоса $P_{\text{вх}_n}$;
- тиск нафти на виході підпірного насоса $P_{\text{вих}_n}$;
- тиск нафти на виході магістрального насоса $P_{\text{вих}_M}$;
- температура підігріву нафти $t_{\text{нід}}$;
- температура нафти у резервуарах $t_{\text{рез}}$;
- густина нафти при 20°C ρ_{20} ;

– потужність, спожита підпірним насосним агрегатом $N_{\text{нід}}$;

– потужність, спожита магістральним насосним агрегатом $N_{\text{маг}}$.

Фактичне значення ККД магістрального насосного агрегату $\eta_{\text{маг}}$ визначалось із формули

$$N_{\text{маг}} = \frac{Q(P_{\text{вих}_M} - P_{\text{вих}_n})}{\eta_{\text{маг}}}. \quad (8)$$

Фактичне значення ККД підпірного насосного агрегату $\eta_{\text{нід}}$ знаходилось із формули

$$N_{\text{нід}} = \frac{Q(P_{\text{вих}_n} - P_{\text{вх}_n})}{\eta_{\text{нід}}}. \quad (9)$$

Еквівалентний ККД послідовно працюючих підпірного і магістрального насосних агрегатів обчислювався за формулою

$$\eta_{\text{гнпс}} = \frac{\eta_{\text{нід}}(P_{\text{вих}_n} - P_{\text{вх}_n}) + \eta_{\text{маг}}(P_{\text{вих}_M} - P_{\text{вих}_n})}{(P_{\text{вих}_M} - P_{\text{вх}_n})}. \quad (10)$$

Усереднення результатів розрахунків протягом циклу перекачування долинської нафти дав змогу визначити еквівалентний ККД послідовно працюючих підпірного № 4 і магістрального № 3 насосних агрегатів

$$\eta_{\text{гнпс}} = 0,43.$$

Ці значення ККД насосних агрегатів ГНПС Долина використовувались нами при проведенні подальших оптимізаційних розрахунків.

Питома вартість енергії на перекачування долинської нафти становить

$$\bar{E}_e = \sigma_e \bar{W}_e, \text{ грн./кг}, \quad (11)$$

де σ_e – чинний тариф на електроенергію для промислових споживачів, грн./Дж.

Як зазначалось вище, для забезпечення процесу перекачування нафтопроводом високов'язка швидкозастигаюча долинська нафта повинна бути підігріта до певної температури $t_{\text{нід}}$, величина якої залежить від умов навколишнього середовища.

Необхідна теплова потужність пункту підігріву нафти становить

$$N_t = c_{38}M(t_{\text{нід}} - t_{\text{рез}}), \quad (12)$$

де: c_{38} – зведена теплоємність нафти, яка враховує приховану теплоту кристалізації парафіну, що міститься у нафті;

$t_{\text{рез}}$ – температура нафти у резервуарах (до підігріву).

Вводимо поняття питомих витрат енергії на підігрів нафти як відношення необхідної потужності пункту підігріву до масової витрати нафти у нафтопроводі

$$\bar{W}_t = \frac{N_t}{M}, \text{ Дж/кг}. \quad (13)$$

Формула (13) з врахуванням (12) приймає вигляд

$$\bar{W}_t = c_{38}(t_{\text{нід}} - t_{\text{рез}}), \text{ Дж/кг}. \quad (14)$$

Питома вартість теплової енергії на підігрів долинської нафти визначається чинними тарифами на послуги тепlopостачання.

Питома вартість енергії на підігрів долинської нафти становить

$$\bar{E}_t = \sigma_t \bar{W}_t, \text{ грн./кг} \quad (15)$$

де σ_e – чинний тариф на послуги тепlopостачання, грн./Дж.

Загальна питома вартість енергії на транспортування долинської нафти складаються із питомої вартості енергії на підігрів нафти та питомої вартості енергії на її перекачування. Таким чином, функція, яка підлягає мінімізації, має такий вигляд:

$$\bar{E} = \sigma_t \bar{W}_t + \sigma_e \bar{W}_e, \text{ грн./кг.} \quad (16)$$

Температуру підігріву, якій відповідає мінімальне значення функції (16), будемо вважати оптимальною за умови, що вона забезпечує нормальний теплогідравлічний режим роботи нафтопроводу.

Для проведення оптимізаційних розрахунків необхідно тарифи на електроенергію та теплову енергію перевести із практичних одиниць у систему одиниць SI. З 01.03.2009 р. новий тариф на електроенергію для промислових споживачів другого класу напруги (без ПДВ) становить

$$\sigma_e = 58,46 \text{ коп/кВт-год} = 16,24 \cdot 10^{-8} \text{ грн./Дж.}$$

У 2009 році НГВУ «Долинанафтогаз» поставляє теплову енергію Дрогобицькому НУ за тарифом (без ПДВ)

$$\sigma_t = 204,18 \text{ грн./Гкал} = 48,73 \cdot 10^{-9} \text{ грн./Дж.}$$

Знайдемо чинне на сьогодні співвідношення між вартістю одиниці теплової та електричної енергії

$$\alpha = \frac{\sigma_t}{\sigma_e}, \quad (17)$$

$$\alpha = \frac{48,73 \cdot 10^{-9}}{16,24 \cdot 10^{-8}} = 0,3.$$

З врахуванням (17) функція, яка підлягає мінімізації, приймає вигляд

$$\bar{E}_{зв} = \alpha \bar{W}_t + \bar{W}_e, \text{ Дж/кг} \quad (18)$$

або при переході до практичних одиниць

$$\bar{E}_{зв} = 10^{-3} (\alpha \bar{W}_t + \bar{W}_e), \text{ МДж/т.} \quad (19)$$

Наведена вище методика реалізована нами у програмі ОРТ, яка дає змогу для конкретних умов перекачування долинської нафти обчислити значення функції мінімізації (19).

Слід зазначити, що при визначенні оптимальної температури підігріву долинської нафти для конкретного місяця перекачування до уваги бралися лише ті значення функції, що відповідають температурам підігріву, за яких забезпечується нормальний теплогідравлічний режим роботи нафтопроводу. Так, для січня розглядалися тільки значення функції, що відповідають температурам підігріву 75°C і 70°C, оскільки за нижчих температур загальні втрати тиску перевищують тиск, створений насосами

ГНПС Долина. Із цих міркувань оптимальною для січня є температура підігріву 70°C, оскільки значення функції $\bar{E}_{зв}$ за цієї температури менше, ніж за температури 75°C.

Аналіз результатів оптимізаційних розрахунків, виконаних для умов перекачування долинської нафти нафтопроводом Долина-Дрогобич протягом кожного місяця року, дає підстави зробити такі висновки:

– якщо не враховувати технологічні аспекти і керуватися тільки економічними показниками, то за умов чинного на сьогодні співвідношення вартості одиниці теплової та електричної енергії для всіх місяців перекачування найбільш економічною буде найменша із розглянутих температура підігріву долинської нафти, а саме температура 50°C;

– дана ситуація зберігається як за зміни співвідношення вартості одиниці теплової та електричної енергії у три рази (за зміни коефіцієнта α від значення 0,3 до значення 0,1), так і за зміни температури нафти у резервуарах від 25°C до 40°C;

– для періоду року з ускладненими кліматичними умовами (місяці січень, лютий, березень, квітень, листопад, грудень) оптимальне значення температури підігріву визначається не економічними, а технологічними аспектами, а саме забезпеченням нормального процесу перекачування високов'язкої швидкозастигаючої долинської нафти насосами, встановленими на ГНПС Долина, з врахуванням чинних технологічних обмежень;

– з урахуванням технологічних та економічних критеріїв, зазначених вище, оптимальними для транспортування долинської нафти нафтопроводом Долина-Дрогобич є такі значення температури підігріву (з уведенням технологічного резерву):

– для умов січня 75°C; для умов лютого 70°C; для умов березня 65°C; для умов квітня 60°C; для умов травня 60°C; для умов червня 60°C; для умов липня-серпня 55°C; для умов вересня 55°C; для умов жовтня 60°C; для умов листопада 65°C; для умов грудня 70°C.

Література

1 Яновський С.Р. Метод прогнозування режимних параметрів роботи нафтопроводу при перекачуванні в'язкопластичної нафти / С.Р. Яновський, М.Д. Середюк // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – № 1(30). – С. 74-78.

Стаття поступила в редакційну колегію
28.10.09

Рекомендована до друку професором
Середюк М.Д.

ДОСЛІДЖЕННЯ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМИ КАТОДНОГО ЗАХИСТУ ПРИ ЗАСТОСУВАННІ ІЗОЛЮЮЧИХ З'ЄДНАНЬ ДЛЯ ЕЛЕКТРИЧНОГО СЕКЦІОНУВАННЯ ТРУБОПРОВОДІВ ТА ОБЛАДНАННЯ

¹Б.Б.Бачинський, ¹В.В.Григораши, ²С.М.Дранчук, ¹А.М.Сошка

¹ Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ "Укрнафта",
76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар імені Пушкіна, 2,
e-mail: vys hnevsky@ndpi.ukrnapfta.com

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
e-mail: public@nung.edu.ua

Описано результати лабораторних досліджень ізолюючих з'єднань для електричного секціонування трубопроводів та технологічного обладнання при здійсненні електрохімічного захисту в умовах ВАТ "Укрнафта". Наведено результати досліджень впливу середовищ, що транспортуються в умовах ВАТ "Укрнафта" на стандартну конструкцію ізолюючих фланцевих з'єднань та запропоновано вдосконалену конструкцію ізолюючих з'єднань з метою зменшення експлуатаційних витрат при експлуатації систем електрохімічного захисту.

Ключові слова: катодний захист, корозія, модель, електрохімічний захист, ізолююче з'єднання.

Описаны результаты лабораторного исследования изолирующих соединений для электрического секционирования трубопроводов и технологического оборудования при осуществлении электрохимической защиты в условиях ОАО "Укрнафта". Приведены результаты исследования влияния сред, которые транспортируются в условиях ОАО "Укрнафта" на стандартную конструкцию изолирующих фланцевых соединений и предложена усовершенствованная конструкция изолирующих соединений с целью уменьшения эксплуатационных расходов при эксплуатации систем электрохимической защиты.

Ключевые слова: катодная защита, коррозия, модель, электрохимическая защита, изолирующее соединение.

Data are described laboratory investigations of insulating bonds for the electric sectionalizing of ductings and processing facilities during realization of cathodic protection in the conditions of OJSC "Ukrnafta". Data of investigations of effect of environments which are transported in the conditions of OJSC "Ukrnafta" on the standard design of insulating flange butt joints and the improved construction of insulating bonds is offered with the purpose of cutback of liftings costs during production activity of collections of cathodic protection are resulted.

Keywords: cathode protection, corrosion, model, electrochemical protection, insulating bonds.

Основною діяльністю ВАТ "Укрнафта" є складний технологічний процес, який складається з: розвідки та розробки родовищ; видобутку, підготовки, транспортування та зберігання видобутої та готової продукції (нафти, конденсату, газу); переробки продукції та ін. З метою забезпечення якісного виконання кожного з етапів технологічного процесу у даній сфері працюють кваліфіковані фахівці з обслуговування обладнання, вартість якого, враховуючи специфіку галузі, є значною. Основною задачею фахівців є забезпечення ефективної, надійної і довготривалої роботи технологічного обладнання з метою виробництва якісної та конкурентно здатної продукції за оптимальних витрат на її виробництво.

Найбільш актуальним питанням для ВАТ "Укрнафта" в умовах економічної кризи є забезпечення ефективної роботи існуючого обладнання та збільшення ресурсу його роботи за рахунок забезпечення надійного захисту від корозії та зменшення експлуатаційних витрат.

На сьогодні в умовах ВАТ "Укрнафта" експлуатуються установки катодного захисту

(УКЗ), які змонтовано і передбачено для захисту від зовнішньої корозії трубопроводів, технологічного обладнання майданчиків збору та підготовки нафти, резервуарних парків.

Особливість таких систем порівняно з магістральними трубопровідними системами полягає в наявності складної, щільно насиченої комунікаціями мережі трубопроводів різних за технічними характеристиками та типом транспортованої продукції. Вирішення питань надійного та ефективного захисту від корозії за таких умов зводиться до вирівнювання захисних потенціалів та періодичного контролю стану ізоляційного покриття трубопроводів і рівня потенціалів.

На лінійних ділянках трубопроводів ці питання вирішуються традиційними методами шляхом встановлення блоків регулювання потенціалів та блоків сумісного захисту, а також при періодичних перевірках стану ізоляційного покриття виявленням і ліквідацією місць його пошкодження.

Значно складніше забезпечити необхідний рівень захисту в місцях входу трубопроводів на

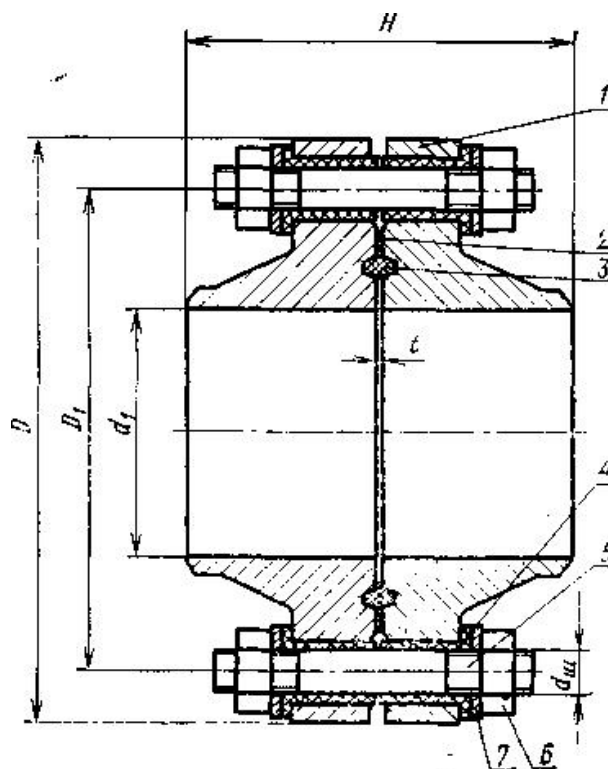
технологічні майданчики. Нормативні документи передбачають встановлення ізолюючих фланцевих з'єднань (ІФЗ) для електричного секціонування трубопроводу та технологічного обладнання, на заземленнях яких відбувається стікання захисних потенціалів. Конструкцію та вимоги до ізолюючих фланців на сьогодні встановлює ГОСТ 25660-83 [1]. Вивчивши режими роботи установок катодного захисту, які працюють на торцях трубопроводів та на технологічних майданчиках, встановлено, що стан ізолюючих фланців впливає на рівень захисного потенціалу та на режими роботи УКЗ. Проаналізувавши технічні характеристики ізолюючих з'єднань, які пропонуються виробниками, встановлено, що їх конструктивне виконання аналогічне до виробів за ГОСТ 25660-83 [1]. Фахівцями групи досліджено вплив середовищ (пластова високомінералізована вода, конденсат, нафта та газ), які присутні в технологічних процесах ВАТ "Укрнафта" на фізичні характеристики ізолюючого фланцевого з'єднання. Оскільки родовища є на пізній стадії експлуатації, видобута продукція високообводнена, а транспортування відбувається в ламінарних режимах, дослідження проведено для умов транспортування газу та пластової води. Також проводились дослідження конструкції ізолюючого з'єднання із збільшеним внутрішнім ізоляційним шаром. Методики та результати досліджень наведено нижче.

Метою проведення досліджень було визначення ефективності роботи ІФЗ виготовлених згідно ГОСТ 25660-83, (рис. 1), та пошук технічних рішень з метою зменшення стікання струмів катодного захисту через ІФЗ на заземлюючих пристроях обладнання технологічних майданчиків при розташуванні точки дренажу УКЗ в крайній точці трубопроводу, зменшення експлуатаційних витрат електроенергії та збільшення терміну служби установок катодного захисту.

Проведено визначення електричних характеристик системи катодного захисту за "Методикою розрахунку параметрів катодного захисту" [2].

В результаті розрахунків отримано наступні характеристики для створення лабораторної моделі системи катодного захисту трубопроводу діаметром 159 мм і товщиною стінки 7 мм: перехідний опір, $R_n = 1,0599 \cdot 10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$; поздовжній опір, $R_T = 7,33 \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м}$; характеристичний опір лівого плеча трубопроводу, $Z_{л1} = 0,279 \text{ Ом}$; характеристичний опір правого плеча трубопроводу, $Z_{п1} = 0,279 \text{ Ом}$; вхідний опір трубопроводу, $Z_{вт} = 0,139 \text{ Ом}$; сила струму установки катодного захисту, $I_{скз} = 13,154 \text{ А}$; напруга установки катодного захисту, $U_{скз} = 16,303 \text{ В}$; довжина зони захисту установки катодного захисту, $L_3 = 10 \text{ 980 м}$.

Для розрахунку трубопровід розділяється точкою дренажу на два плеча: ліве та праве з однаковими характеристиками. Створено лабораторну модель трубопроводу та системи електрозахисту, а саме:



1 – фланець; 2,3 – ізолююче кільце;
4 – ізолююча втулка; 5 – шпилька; 6 – гайка;
7 – шайба

Рисунок 1 – Ізолююче фланцеве з'єднання згідно з ГОСТ 25660-83 [1]

- станція катодного захисту типу "ПЕКЗ-3,0";
- анодний заземлювач – ніхромовий провід з опором 1,1 Ом;
- праве та ліве плече трубопроводу – ніхромовий провід довжиною 0,45 м, з опором 0,6 Ом.

Електричну принципову схему лабораторної моделі системи електрозахисту зображено на рис. 2.

В результаті лабораторних досліджень отримано наступні параметри роботи системи електрозахисту:

- напруга СКЗ $U = 9,3 \text{ В}$;
- струм перетворювача $I = 6,3 \text{ А}$;
- потенціал в точці дренажу $U_{т.д.} = 2,0 \text{ В}$, відповідає прийнятному для розрахунку значенню;
- струм в лівому плечі: $I_{л1} = 3,24 \text{ А}$;
- струм в правому плечі: $I_{п1} = 2,98 \text{ А}$;
- з врахуванням перевідних коефіцієнтів моделі отримано, що зона захисту плеча складає 5,489 км. Загальна зона захисту УКЗ становить 10,980 км.

Споживання електроенергії для установок катодного захисту перетворювачами катодного захисту [3] визначають за формулою

$$W = \frac{I \cdot U_{в}}{\eta} \cdot T \cdot K_{с} \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

де: I – сумарна величина захисного струму, А;
 $U_{в}$ – випрямлена номінальна напруга, В;

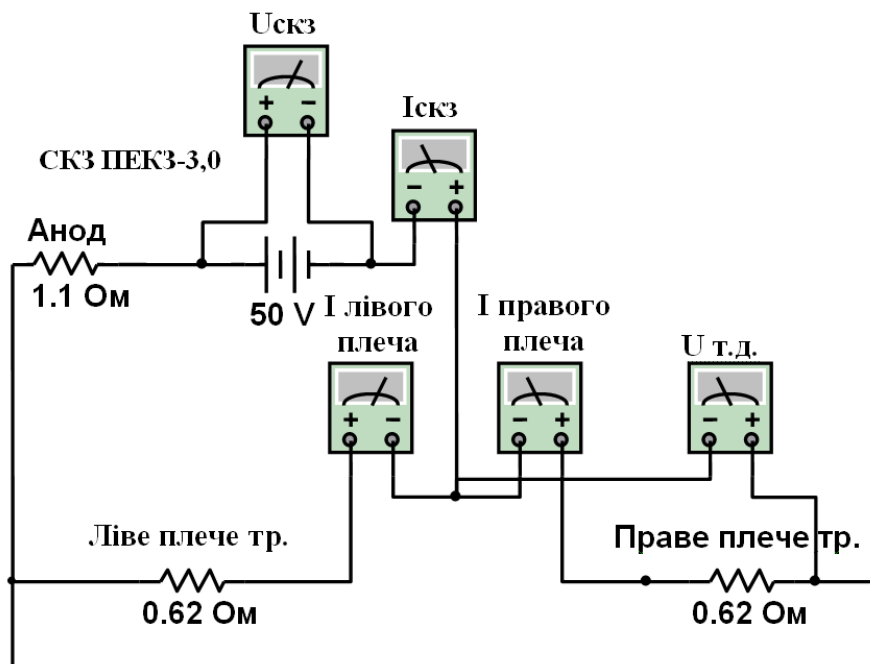


Рисунок 2 – Електрична принципова схема моделі системи електрозахисту трубопроводу

T – розрахункова тривалість роботи УКЗ, год/рік, при розрахунку споживання електроенергії за рік належить приймати $T=8760$ год;

K_c – коефіцієнт, що враховує витрати електроенергії для захисту суміжних підземних комунікацій, за відсутності спільного захисту $K_c=1$;

η – коефіцієнт корисної дії перетворювача катодного захисту, для ПЕКЗ-3,0 в номінальному режимі, не менше 0,75.

Провівши відповідні підставлення в (1) та розрахунки отримано:

– споживання електроенергії за розрахунковими даними: $W_{роз} = 9218,32$ кВт·год/рік;

– споживання електроенергії за лабораторними даними: $W_{доc} = 4415,04$ кВт·год/рік.

У ході проведення дослідження параметрів роботи УКЗ тільки на ліве плече (праве плече заземлене пристроями обладнання технологічних майданчиків при розташуванні точки дренажування УКЗ в крайній точці трубопроводу) отримано наступні параметри роботи:

- напруга СКЗ $U=19,7$ В;
- струм СКЗ $I=15,5$ А;
- струм в лівому плечі $I_л=3,28$ А;
- струм в правому плечі $I_п=12,58$ А;
- потенціал в точці дренажування $U_{т.д.}=2,0$ В;
- зона захисту приблизно становить: для лівого плеча 24 см, що становить 5,489 км.

Провівши розрахунок величини електроенергії, що споживається з мережі змінного струму перетворювачами катодного захисту за формулою (1) отримаємо:

$$W_{доc} = 10862 \text{ кВт·год/рік.}$$

Як видно з перших результатів досліду, корисний струм становить 21,16 %, струм сті-

кання становить 78,83 % від загального струму СКЗ, споживана електроенергія використовується відповідно: в корисному напрямку 2298,48 кВт·год/рік, а втрати електроенергії на "захист" (стікання на заземлюючих пристроях обладнання технологічних майданчиків) 8563,91 кВт·год/рік.

Для визначення ефективності роботи ізолюючих з'єднань (ІФЗ згідно з ГОСТ 25660-83 [1]) при транспортуванні водовмісних середовищ з різною мінералізацією (220, 170, 113 мг/л) та вивчення впливу висоти стовпа рідини на ефективність роботи ІФЗ замість правого плеча трубопроводу почергово приєднуються ІФЗ згідно ГОСТ 25660-83 [1] $D_y=90$ мм та модель ізолюючого з'єднання $D_y=90$ мм зі збільшеною внутрішньою ізолюючою вставкою нової конструкції НДП. Електричну принципову схему зображено на рис. 3.

Результати, отримані при проведенні лабораторних досліджень електричних характеристик ІФЗ, виконаного згідно ГОСТ 25660-83 [1] при транспортуванні водовмісних середовищ з різною мінералізацією, наведено в табл. 1.

Провівши розрахунок величини електроенергії, споживаної з мережі змінного струму перетворювачами катодного захисту за формулою (1), отримаємо:

за мінералізації 200 мг/л –

$$W_{доc} = 3784,32 \text{ кВт·год/рік;}$$

за мінералізації 170 мг/л –

$$W_{доc} = 3504,00 \text{ кВт·год/рік;}$$

за мінералізації 113 мг/л –

$$W_{доc} = 3293,76 \text{ кВт·год/рік.}$$

Проаналізувавши значення відображені в табл. 1, та порівнявши їх з попередніми, можна зробити наступні висновки:

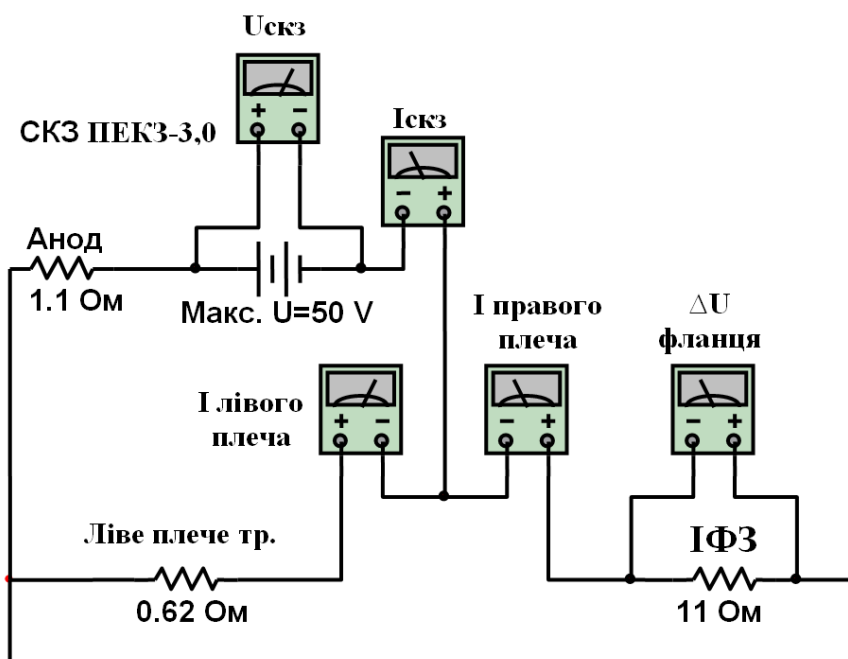


Рисунок 3 – Електрична принципова схема моделі системи електрохімічного захисту, одним плечем якої є трубопровід, іншим – ІФЗ та заземлюючі пристрої обладнання технологічних майданчиків

Таблиця 1 – Результати досліджень при застосуванні ІФЗ, виконаного згідно з ГОСТ 25660-83 [1] при транспортуванні водовмісних середовищ з різною мінералізацією (середовище – пластова вода Східницького родовища, 219,7 мг/л)

| Мінералізація, г/л | $R_{іфз}$, Ом | $\Delta U_{іфз}$, В | $I_{ф}$, А | $I_{т}$, А | $I_{скз}$, А | $U_{скз}$, В | L_3 , см | L_3 , км | $U_{тд}$, В |
|--------------------|----------------|----------------------|-------------|-------------|---------------|---------------|------------|------------|--------------|
| 219,7 | 0,8 | 1,83 | 1,81 | 3,57 | 5,4 | 8,1 | 23,9 | 5,489 | 2,0 |
| 170,3 | 0,82 | 1,8 | 1,62 | 3,4 | 5,0 | 7,8 | 24 | 5,489 | 2,0 |
| 113,2 | 0,9 | 1,79 | 1,31 | 3,3 | 4,7 | 7,2 | 24 | 5,489 | 2,0 |

– при застосуванні ІФЗ даної конструкції навантаження на УКЗ суттєво зменшується, про що свідчить зменшення напруги, струму та розрахункового споживання електроенергії;

– аналіз розподілу струмів катодного захисту в комунікації видно, що близько 66% поширюється по трубопроводу, а близько 34% стікає через ІФЗ на заземлюючі пристрої обладнання технологічного майданчика;

– споживання електроенергії УКЗ в цілому, в порівнянні з попереднім дослідом зменшується в 2,2 – 2,6 раз, при цьому струми в напрямку стікання зменшуються в 7 – 9,5 раз.

– ІФЗ, виконані згідно ГОСТ 25660-83 повністю задовольняють вимоги до електричного секціонування під час транспортування сухих (безводних) середовищ, забезпечуючи надійне секціонування, а під час транспортування водовмісних середовищ відбувається перетікання струмів через електропровідні середовища в напрямку заземлюючих пристроїв обладнання технологічних майданчиків, що спричиняє збільшення навантаження на УКЗ та експлуатаційні витрати.

З метою зменшення струмів, що стікають через електропровідні середовища в напрямку

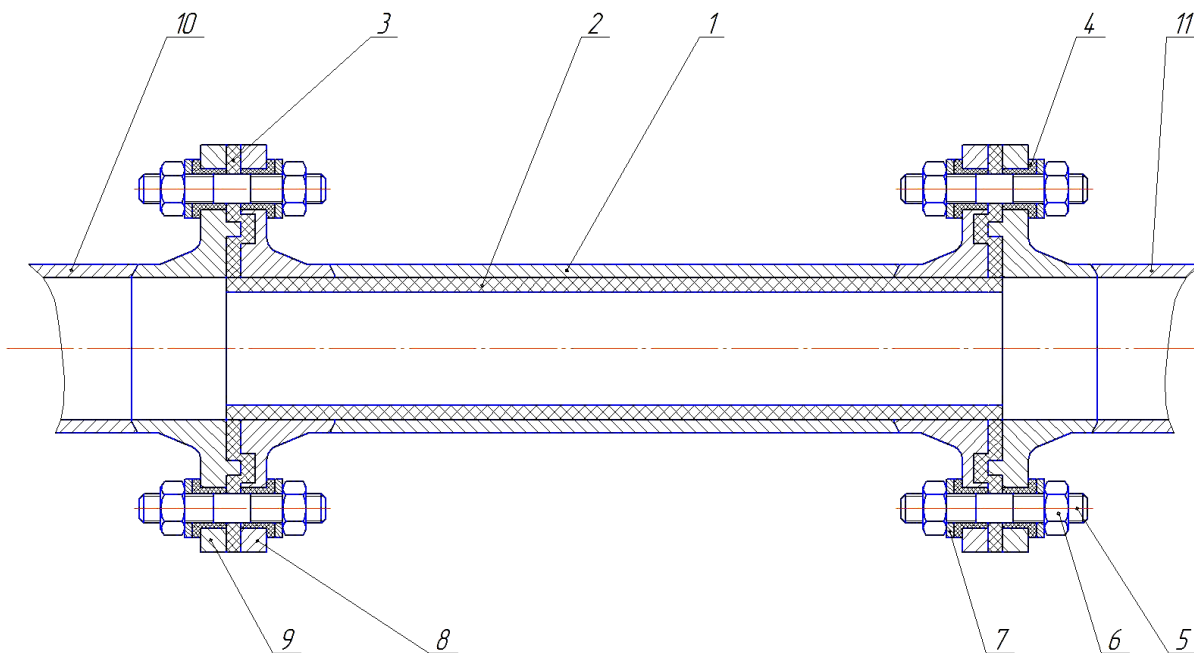
заземлюючих пристроїв обладнання технологічних майданчиків, зменшення навантаження на УКЗ та експлуатаційних витрат під час транспортування водовмісних середовищ НДП запропоновано нову конструкцію ІФЗ. Покращення секціонування досягається за рахунок збільшення ізолюючої вставки між двома частинами трубопроводу. Розроблений дослідний взірець ізолюючого з'єднання зі збільшеною довжиною ізолюючої вставки зображено на рис. 4.

Результати проведених лабораторних досліджень дослідного взірця за різних мінералізацій розчину наведено на рис. 5 – 8.

Графіки зміни опору розчину за різних мінералізацій в залежності від величини стовпа рідини, відображені на рис. 5, свідчать про лінійну залежність опору розчину від стовпа рідини, та нелінійну – від мінералізації.

Графіки зміни струму стікання через ізолююче з'єднання за різних мінералізацій в залежності від величини внутрішнього ізоляційного шару зображено на рис. 6.

Графіки зміни зони захисту УКЗ в залежності від величини внутрішнього ізоляційного шару за різних мінералізацій середовища відображено на рис. 7.



1 – труба; 2 – внутрішній ізолюючий шар; 3 – ізоляційна прокладка; 4 – ізоляційна втулка; 5 – шпилька; 6 – гайка; 7 – шайба; 8, 9 – фланець; 10, 11 – електрично роз'єднані частини трубопроводу

Рисунок 4 – Ізолююче з'єднання зі збільшеною довжиною ізолюючої вставки нової конструкції, запропонованої НДПІ

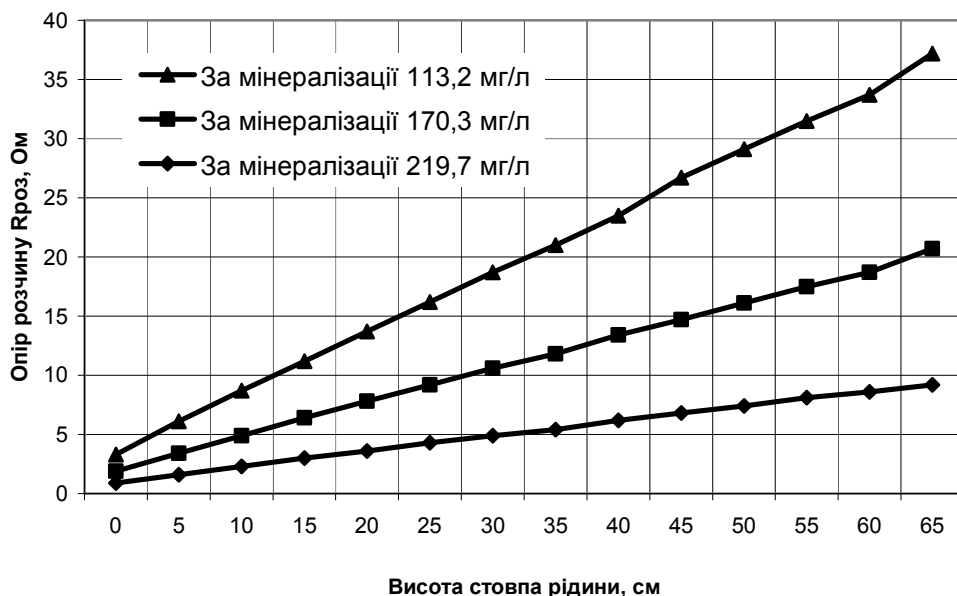


Рисунок 5 – Графік зміни опору розчину залежно від величини стовпа рідини за різних мінералізацій

Графіки зміни споживання електроенергії УКЗ в залежності від величини внутрішнього ізоляційного шару за різних мінералізацій середовища приведено на рис. 8.

Аналізуючи зміну перехідного опору середовища (рис. 5), розподілу струму стікання через ізолююче з'єднання (рис. 6), також беручи до уваги зміну величини зони захисту (рис. 7) та споживання електроенергії (рис. 8) за різних мінералізацій залежно від величини внутріш-

нього ізоляційного шару встановлено, що за оптимальну довжину внутрішнього ізоляційного шару можна приймати величину, рівну 30 см, що спричиняє зменшення струмів стікання через ізолююче з'єднання в 8–11 раз, зменшення навантаження на УКЗ за рахунок зменшення струму УКЗ в 1,3–1,5 рази, внаслідок чого збільшується термін експлуатації анодних заземлювачів, споживання електроенергії зменшується в 1,3–1,5 рази, а значить дає можли-

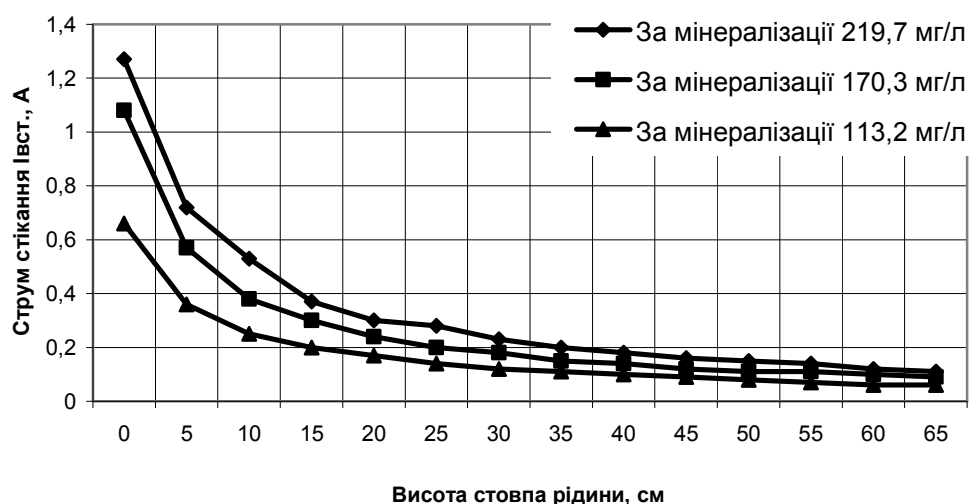


Рисунок 6 – Графіки зміни струму стікання через ізолююче з'єднання залежно від величини внутрішнього ізоляційного шару за різних мінералізацій

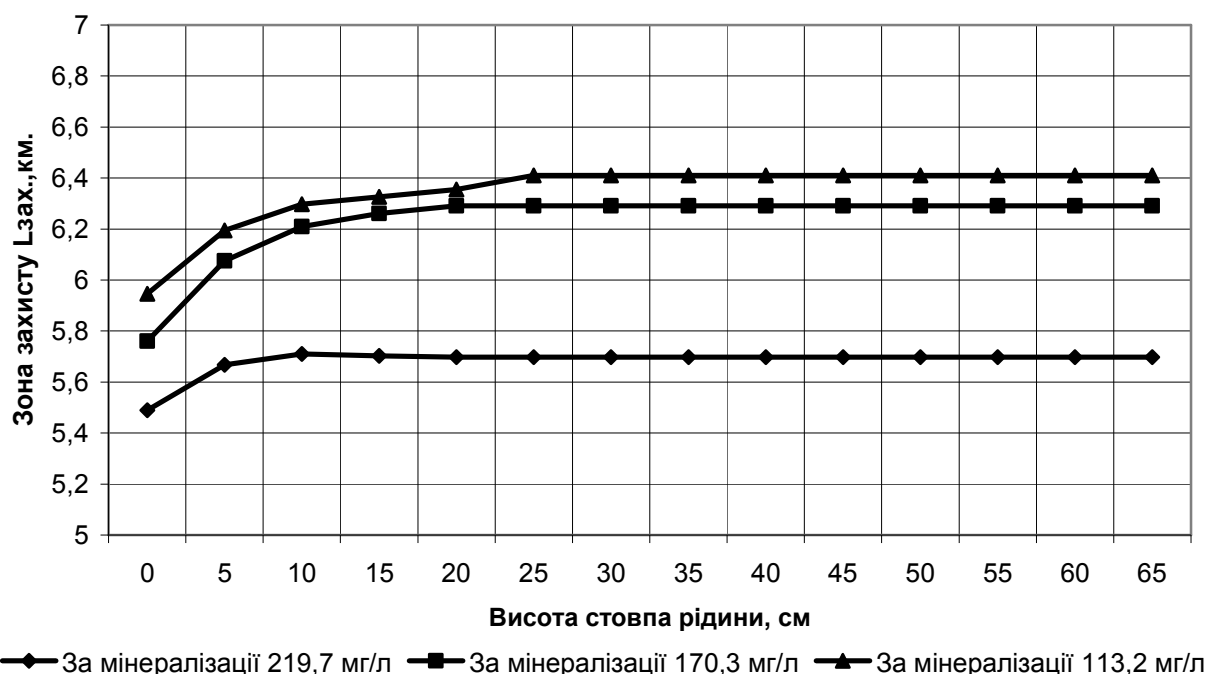


Рисунок 7 – Графіки зміни зони захисту УКЗ залежно від величини внутрішнього ізоляційного шару за різних мінералізацій середовища

вість зменшити експлуатаційні витрати в цілому. Наведений вище аналіз зроблено на основі порівняння результатів лабораторних досліджень ІФЗ (ГОСТ 25660-83 [1]) та ізолюючого з'єднання зі збільшеною довжиною ізолюючої вставки нової конструкції запропонованої НДПІ при довжині внутрішньої ізолюючої вставки 30 см за різних мінералізацій.

Результати проведених досліджень свідчать, що збільшення величини внутрішнього ізолюючого шару понад 30 см призводить до подальшого зменшення струмів стікання та споживання електроенергії, а також до певного збільшення корисних струмів.

Також результати досліджень свідчать про те, що подальше збільшення довжини внутрішнього ізоляційного шару понад 30 см для умов даного дослідження є недоцільним, оскільки подальше зменшення струмів стікання є незначним, що не призводить до покращення електричного секціонування.

На підставі вищевикладених міркувань, дослідно виведено оптимальне співвідношення діаметра трубопроводу до довжини внутрішнього ізоляційного шару:

$$k = \frac{D_y}{30} = \frac{90}{30} = 3. \quad (2)$$

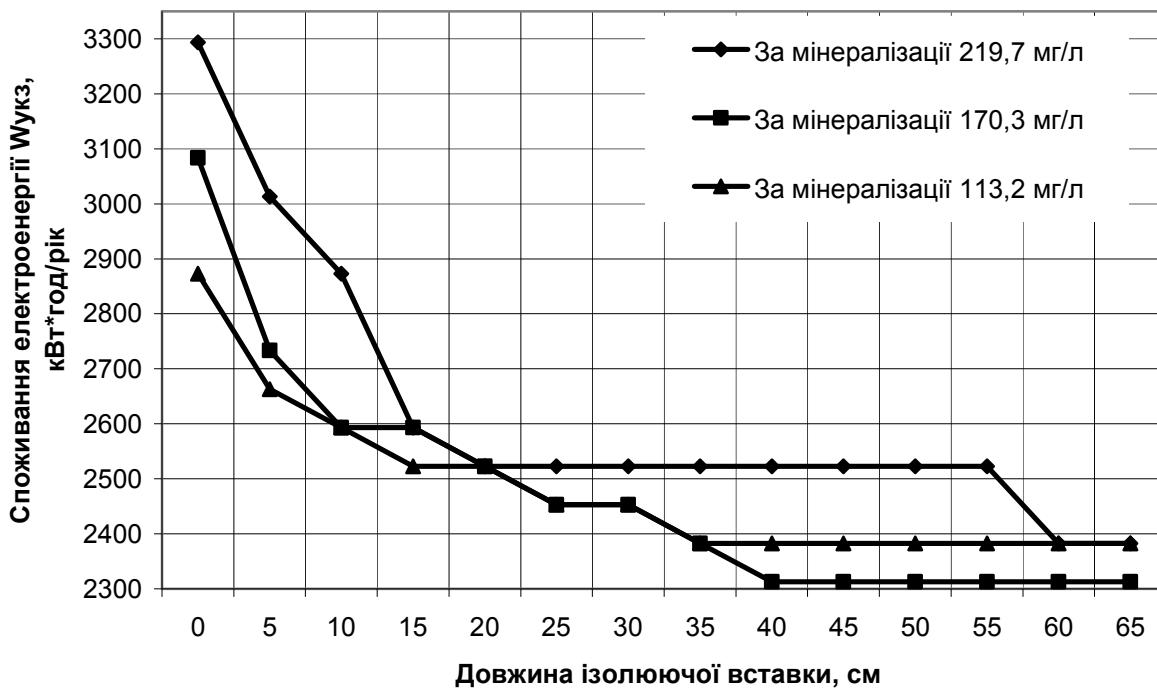


Рисунок 8 – Графіки зміни споживання електроенергії УКЗ залежно від довжини ізолюючої вставки за різних мінералізацій середовища

Отже, можна зробити висновок про доцільність виконання конструкцій з внутрішнім ізоляційним шаром для різних діаметрів рівним: $L = k \cdot D_y$.

Висновки

Провівши аналіз результатів лабораторних досліджень можна зробити наступні висновки:

1. Лабораторна модель УКЗ відображає реальні параметри роботи з певними відхиленнями від розрахункових параметрів, що можуть бути викликані різними температурними коефіцієнтами матеріалів моделі трубопроводу (ніхромовий провід).

2. Дослідно підтверджено техніко-економічну недоцільність встановлення УКЗ на торцях трубопроводів, внаслідок чого відбувається значне зменшення зони захисту (в 1,8 – 2 рази) та збільшення експлуатаційних витрат при приведенні їх до одиниці захищеного трубопроводу.

3. У процесі дослідження ІФЗ конструкції згідно ГОСТ 25660-83 [1], виконаної з фланців серійного виробництва $D_y = 90$ мм, визначено, що:

– в сухому стані: опір ізоляції "фланець-шпилька" є більшим 200 МОм; опір ізоляції "фланець – фланець" – більшим 200 МОм, отже ІФЗ виконує функції електричного секціонування в повному обсязі. Опір ізоляції "фланець – фланець" дає змогу електрично розділити трубопровід на ділянки;

– при заповненні досліджуваного фланцевого з'єднання пластовою водою з різною мінералізацією (110 – 220 мг/л) опір ізоляції "фланець-шпилька" складає більше 200 МОм; опір

ізоляції "фланець – фланець" – не більше 0,9 Ом. Отже, для водоводів та трубопроводів, по яких транспортуються високообводнені середовища, приведена конструкція ІФЗ не виконує вимог електричного секціонування трубопроводу, з причин перетікання струмів через транспортовані електропровідні середовища. Розподіл струмів за змодельованих умов відбувається в наступному співвідношенні: корисний струм (на трубопроводі) – 66-70%, струм, що стікає через ІФЗ на заземлення (ненормовані втрати) – 44-30%. Такий розподіл струмів призводить до збільшення споживання електроенергії до 33% та значно прискорює зношення анодних заземлювачів за рахунок збільшення струму катодної станції.

4. При дослідженні ізолюючого з'єднання нової конструкції, запропонованої НДПІ зі збільшеною довжиною внутрішньої ізолюючої вставки визначено:

– в сухому стані: опір ізоляції "фланець – фланець" є більшим 200 МОм.

– при заповненні досліджуваного фланцевого з'єднання пластовою водою з різною мінералізацією (110 – 220 мг/л) опір ізоляції "фланець-шпилька" складає більше 200 МОм; опір ізоляції "фланець – фланець" – 10-16 Ом. Отже, для водоводів та трубопроводів, по яких транспортуються високообводнені середовища, дана конструкція ІФЗ значно збільшує перехідний опір середовища та покращує електричне секціонування.

– досліджено вплив мінералізації та висоти стовпа рідини на перехідний опір середовища. Як видно з рис. 5, опір середовища лінійно залежить від висоти стовпа рідини, а вплив міне-

ралізації середовищ є нелінійним. Для його визначення запропоновано використання коефіцієнтів, що визначені дослідним шляхом. Надалі заплановано проведення серії досліджень з метою визначення математичної залежності зміни перехідного опору від мінералізації пластових вод;

5. За результатами лабораторних досліджень виявлено економічну доцільність встановлення ІФЗ конструкції запропонованої НДП.

6. Під час проведення порівняльного аналізу результатів лабораторних досліджень ІФЗ за ГОСТ 25660-83 [1] та нової конструкції, запропонованої НДП зі збільшеним внутрішнім ізоляційним шаром встановлено, що електричні характеристики нової конструкції в 1,5 – 2 рази кращі за аналог.

Література

1 Фланцы изолирующие для подводных трубопроводов на P_y 10,0 МПа (100 кгс/см²): ГОСТ 25660-83 – М.:1983.–7 с.;

2 Стрижевский И.В. Защита металлических сооружений от подземной коррозии: Справочник / Стрижевский И.В., Зиневич А.М., Никольский К.К. – М.: Недра, 1981. –293 с.

3 Вказівки по нормуванню палива, тепла та електроенергії на власні потреби ВАТ по газопостачанню і газифікації компанії "Укргаз" на 1999 рік. – К.: Українська книга, 1998. – 231 с.

Стаття постуила в редакційну колегію

31.10.09

*Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

Виробничий досвід

УДК 622.276.5

КОНТРОЛЬ ЗА ОБВОДНЕННЯМ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ І СВЕРДЛОВИН

Н.С.Дячук, А.В.Угриновський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nung.edu.ua

Наведено огляд методів контролю за просуванням в газові і газоконденсатні поклади пластових вод та обводненням свердловин, охарактеризовано особливості їх застосування. Обґрунтовано необхідний комплекс досліджень для контролю за обводненням покладів і свердловин.

Ключові слова: обводнення, метод, контроль, поклад, дослідження

Приведено обзор методов контроля за продвижением в газовые и газоконденсатные залежи пластовых вод и обводнением скважин, охарактеризованы особенности их применения. Обосновано необходимый комплекс исследований для контроля за обводнением залежей и скважин.

Ключевые слова: обводнение, метод, контроль, залеж, исследование

The review of control methods after formation water travel into the gas and condensate deposits drawing are showed, the features of their application are described. It Necessary complex of researches for the control after drawing is grounded.

Keywords: drawing, method, control, formation, research.

Більшість покладів природних газів пов'язана з пластовими водонапірними системами і розробляється в умовах прояву водонапірного режиму. За промисловими даними, кінцевий коефіцієнт газовилучення покладів в умовах водонапірного режиму є порівняно невисоким (70-85%), що пов'язано з мікрозащемленням газу водою в неоднорідному пористому середовищі, макророзщемленням газу в окремих ділянках пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла, та обводненням свердловин [1].

Для зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу необхідно здійснювати контроль і регулювання просування пластових вод.

У газопромисловій практиці накопичено значний досвід застосування методів контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин. Однак ця проблема залишається актуальною і важливою сьогодні.

Обводнення свердловин призводить до зменшення газонасиченої товщини продуктивного розрізу і фазової проникності для газу в працюючих газонасичених пластах за рахунок перетікання води із обводнених пластів, руйнуванню привибійної зони пласта (ПЗП) з винесенням піску і розмиванням глинистої частини

пласта і ускладненню умов видобування газу. В обводнених газових і газоконденсатних свердловинах відбуваються значно більші втрати тиску в насосно-компресорних трубах (НКТ), ніж при русі тільки газу. В результаті обводнення свердловин зменшуються дебіти газу аж до повного припинення природного фонтанування [2].

Із експлуатаційних свердловин виносяться газом такі три типи підземних вод [3].

1. Конденсаційні води, які знаходяться у вигляді пари в складі газу і переходять у водну фазу при зміні тиску і температури. Їх основою є природна вологемкість пластового газу. Конденсаційна пара за даними досліджень переходить у прісну воду із мінералізацією до 1-2 г/см³ [3]. На думку В.І. Петренко, протягом тривалого періоду розробки газоконденсатних покладів отримують маломінералізовані конденсаційні води у вигляді суміші двох типів вод – первинних і вторинних конденсаційних. Останні іменують дистиляційними. Крім того, виділяють епіконденсаційні води, що утворюються в газоконденсатних покладах у результаті конденсації парової фази води під час ретроградної конденсації важких вуглеводнів в процесі зниження пластового тиску [4].

2. Вільні або гравітаційні води – краєві, підшовні, ціликові (знаходяться у тупикових зонах і прошарках низькопроникних колекторів), об'єднані загальною назвою “пластові” [3]. Склад підшовних вод формується в процесі геохімічної взаємодії водорозчинних солей з компонентами продуктивного покладу. Краєві води поширені в приконтурних частинах покладу і представляють собою перехідний гідрохімічний тип від підшовних до пластових фонових вод. Пластові води законтурних зон залягають поза ореолом впливу покладу і представляють собою фонові незмінені води типово регіонального складу [5]. Склад пластової води характеризується наступними показниками: мінералізація до 110 г/л, густина до 1050–1090 кг/м³, натрій-хлорний коефіцієнт в середньому 0,95–1,0, коефіцієнт метаморфізації від – 0,9 до 3–4.

3. Зв'язані води (залишкові води продуктивних колекторів, а також порові води неколекторів), що збереглися за рахунок молекулярних і капілярних сил зчеплення із породою під час формування покладу [3].

Механізм обводнення експлуатаційних свердловин проходить наступним чином. На початковій стадії відбувається конусоподібне підтягування підшовної води до вибою свердловин по тріщинах. Вода поступово накопичується на вибої і в міру виснаження енергетичних можливостей газових пластів рівень її у стовбурі свердловини підвищується. Після цього настає стадія горизонтального переміщення води по тріщинах із попаданням її в інші свердловини, деякі із яких могли б не пройти початкову (конусоподібну) стадію обводнення [6].

В умовах обводнення свердловин необхідно встановити місце поступлення води, визначити її дебіт і склад. Знання цих параметрів дає змогу вести ефективний контроль за характером обводнення покладу і свердловин.

Для спостереження за зміною ступеня обводнення покладу проводять точні вимірювання дебітів рідини і визначають водні фактори по всіх свердловинах. Ознаками появи у продукції свердловини підшовної води можна вважати підвищену мінералізацію води, яка виноситься – до 150 г/л, густина води, що виноситься – до 1050–1080 кг/м³ і найголовніше, високий вміст у воді калій-іону – до 400–700 мг/л і більше [7].

На свердловинах, у продукції яких спостерігається поява пластової води, дослідження проводяться на трьох-п'яти стаціонарних режимах з відбором проб і вимірюванням кількості рідини з метою в'ясування характеру, ступеня обводнення свердловин і визначення можливого безводного робочого дебіту [8].

Велика роль в оцінці стану обводненості продукції свердловин водами різного складу і генезису (пластовими, конденсаційними і техногенними) належить широкому використанню геолого-гідрогеологічної і геофізичної інформації, яка накопичена в процесі розвідки і розробки родовищ.

Контроль за розробкою газових і газоконденсатних покладів здійснюється з допомогою комплексу різних методів (геофізичних, газодинамічних) і інших, в якості основних виділяють методи гідрогеологічного і гідрохімічного контролю.

Система контролю за розробкою родовищ включає різні геолого-промислові спостереження і дослідження, такі як:

- контроль за зміною пластових і гирлових тисків;

- вимірювання рівня рідини в п'єзометричних свердловинах;

- спостереження за переміщенням газодляного контакту і зміною газонасиченості по окремих пластах;

- контроль за зміною дебітів і хімічного складу газу, конденсату і води;

- вивчення розподілу тиску по площі і окремих пластах та інше.

В УкрНДГаз розроблено спеціальні комплексні програми промислово-геофізичних досліджень, які базуються на вітчизняній серійній геофізичній апаратурі для виявлення місця водоприпливу та його причини, а також заколонних перетоків пластової води. Промислове застосування їх показало позитивні результати [9].

За неякісного цементування у свердловину поступають води, які характеризуються іншим хімічним складом і мінералізацією порівняно із підшовними. Для цього проводять геофізичні дослідження свердловин.

До геофізичних методів контролю за обводненням свердловин належить термометрія, вологометрія, плотнометрія.

Термометрія є одним з основних геофізичних методів і зумовлена його високою інформативністю, яка, у свою чергу, пов'язана з високою чутливістю термометрів до різного роду змін стану свердловини і пласта. У цьому переважає і недолік методу. Тому для забезпечення ефективної інтерпретації результатів дослідження необхідне глибоке знання фізичних і методичних основ [10].

Розподіл природної температури порід з глибиною характеризується геотермою – температурною кривою, яка записана в непрацюючій свердловині, яка віддалена від місць нагнітання і відбирання флюїду. Геотерма приймається за базисну температурну криву. Зіставлення термограм свердловин із геотермою дає можливість по розбіжності між ними виділяти інтервали порушення теплової рівноваги, виликаної процесами, які відбуваються в пласті і стовбурі свердловини.

За відсутності геотерми по свердловині використовується типова геотерма для покладу. (В похилих свердловинах типова геотерма переробується з урахуванням кута нахилу кожної свердловини).

Для вимірювання температури застосовують термометри опору, які опускають на геофізичному кабелі. Існують термометри двох типів: високочутливі та із звичайною чутливістю до 0,3 град. Принцип роботи їх ґрунтується на

зміні опору металевого провідника із зміною температури.

Метод вологометрії застосовують для визначення складу флюїдів у стовбурі свердловини, виявлення інтервалів припливу у свердловину води, нафти, газу та їх сумішей, встановлення місць негерметичності обсадної колони, за сприятливих умов – для визначення обводненості (об'ємного вмісту води) продукції нафтової і газової свердловин.

Обмеження методу пов'язані з впливом на покази вологометра структури багатофазного потоку. При об'ємному вмісті води в продукції понад 40-60% метод практично не реагує на подальші зміни вологовмісту. В похилих свердловинах за відсутності центраторів і пакера датчик приладу реагує на вологовміст тільки біля нижньої стінки колони.

Плотнометрія гамма-каротаж застосовують для визначення складу рідини в стовбурі свердловини; виявлення інтервалів і джерел обводнення та інтервалів припливу у свердловину нафти, газу і води при оцінці експлуатаційних характеристик пласта (в комплексі із методами витратометрії і термометрії). Обмеження полягає у сильній залежності показів від складу багатофазної продукції і структури потоку флюїду у стовбурі свердловини.

Для контролю за поведінкою водонапірної системи на покладах передбачають буріння п'єзометричних свердловин. У цих свердловинах проводять регулярні режимні вимірювання рівня води, пластового тиску і контрольні відбори глибинних проб води і розчиненого в них газу [11].

В процесі розробки газових і газоконденсатних покладів, як правило, відбувається переміщення газоводяного контакту (ГВК). Визначення положення ГВК є важливим завданням контролю, без якого неможлива раціональна розробка покладів. Вибір оптимального комплексу контролю за ГВК повинен базуватися на сучасних науково-технічних досягненнях і промислового досвіду.

Поточне положення ГВК починають визначати після відбору 1% газу від запасів у період дослідно-промислової розробки покладу. Поточне положення ГВК дає змогу встановити режим пласта, темп обводнення покладу, конфігурацію фронту обводнення, вжити заходи щодо регулювання і управління процесом обводнення [12].

Технологія робіт з контролю за ГВК може бути пов'язана із роботами в стовбурі свердловин, на поверхні з використанням гирлового обладнання і сепараційних установок і, нарешті, всі визначення проводять у лабораторних умовах на пробах продукції свердловин (лабораторні дослідження).

Основними класифікаційними ознаками методів визначення положення ГВК є фізичний зміст, процес або явище, покладене в основу певного методу, а також приладове або апаратне забезпечення. За цими ознаками запропоновано наступну класифікацію методів визначення положення ГВК (таблиця 1) [12].

Для контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів на ранніх стадіях обводнення запропоновано метод [13], який передбачає відбір з свердловин та аналіз проб газу. У відібраних пробах газу визначають концентрацію мікроелементів, будують залежність концентрацій мікроелементів у газі від відстані між зоною розкриття пласта і ГВК. За зміною концентрації мікроелементів у періодично відібраних із експлуатаційних свердловин пробах газу судять про просування ГВК і обводнення свердловин. Випробування цього методу контролю за переміщенням ГВК показало його високу ефективність, оскільки він дає змогу прогнозувати наближення пластової води до вибою експлуатаційної свердловини набагато раніше, ніж інші методи. Це дає можливість своєчасно вжити відповідні заходи і запобігти обводненню свердловин.

Однією із складових комплексу спостереження за водопроявленнями є контроль газодинамічними методами. Спеціальні газодинамічні дослідження проводяться колектором "Надим-1", "Надим-2" по всьому експлуатаційному фонду свердловин і дають змогу не тільки встановити продуктивність свердловин, але і кількісно визначити наявність у потоці газу механічних домішок і пластової рідини при різних дебітах свердловин [8].

Газодинамічні дослідження проводяться не менше одного разу в рік, а також після закінчення будівництва свердловин, через 6 місяців після пуску свердловини в роботу, до і після проведення на свердловині ремонтних і інтенсифікаційних робіт. Контроль за обводненням родовищ здійснюється за допомогою промислово-геофізичних досліджень методом НГК, аналізу характеру наростання об'ємів рідини, яка виноситься із свердловин, і зміни її гідрохімічних показників [14].

Вперше гідрохімічний метод контролю за обводненням використано у 1958 р. Петренко В.І. під час дослідження перших свердловин Ленінградського газоконденсатного родовища, потім на тому ж родовищі за короткий період часу за допомогою цього методу вперше було вивчено нерівномірне обводнення багатопластового родовища. На Ленінградському газоконденсатному родовищі були остаточно відпрацьовані всі деталі використання гідрохімічного методу контролю за обводненням газових і газоконденсатних покладів і свердловин, і він, починаючи із родовищ Кубані, порівняно швидко був поширений на інші газодобувні регіони.

Швидкому впровадженню гідрохімічного методу контролю сприяла його простота, оперативність і дешевизна, завдяки чому відібрано тисячі проб конденсаційних вод на сотнях газових і газоконденсатних покладах, приурочених до різних колекторів і термобаричних параметрів, що характеризуються широким діапазоном [13].

Гідрохімічний метод дає змогу визначати початок появи води на вибої свердловини, тип обводнення і динаміку процесу. Крім того,

Таблиця 1 – Характеристика методів визначення положення газоводяного контакту

| Найменування | Характеристика |
|---|--|
| Поінтервальне випробування розрізу свердловин | – випробування за допомогою випробувачів пластів і каротажних випробувачів – відбір кернів, проб води і газу – випробування інтервалів перфорації у всій зоні передбачуваного положення ГВК |
| Геофізичні методи визначення положення ГВК | – радіометрія в свердловинах: нейтронні методи, імпульсні нейтронні методи, мічені атоми, метод наведеної активності, визначення радіогеохімічного ефекту – електричні методи: методи опору, бокове електричне зондування, боковий метод, мікрозондування, мікробоковий метод, методи опору в обсаджений свердловині – термометрія: градієнт – термометрія, аномалій – термометрія – дебітометрія – акустичний каротаж |
| Геохімічні методи контролю за переміщенням ГВК і обводненням свердловин | – гідрохімічні методи: за загальною мінералізацією і вмістом мікроконтактів, використання законів змішування пластових вод, добавка речовин – індикаторів у запомповувану воду або їх запомповування у спеціальні свердловини – за зміною властивостей видобутого конденсату – за зміною властивостей нафти (густина, коефіцієнт світлопоглинання) |
| Газогідродинамічні методи контролю за обводненням газових свердловин і покладів | – гідростатика: метод Савченко В.П., метод РГТ (метод регіонального гідростатичного тиску) – газогідродинаміка: за матеріальним балансом, за відстанню від свердловин до непроникних границь |
| Інші методи визначення і контролю за переміщенням ГВК | – гідрогеологічні методи – біологічні методи – побудова карт обводнення – оптимізація розміщення розвідувальних свердловин |
| Комплексне визначення початкового і поточного положення ГВК | – вибір та обґрунтування оптимального комплексу досліджень – комплексування технічно сумісних датчиків глибинних приладів – комплексна інтерпретація результатів всіх досліджень і геологічних даних |

за гідрохімічними даними здійснюється прогноз обводнення конкретних свердловин, що дає можливість вибрати оптимальний технологічний режим їх експлуатації. Можливості методу цим не вичерпуються. В основі даного методу лежить відмінність хімічного складу вод різних типів, таких як пластові, техногенні і конденсаційні. Найбільш відрізняються за хімічним складом пластові і конденсаційні води. Перші представлено концентрованими розчинами хлориду натрію із мінералізацією до 270 г/л.

На більшості газових і газоконденсатних покладах гідрохімічний контроль здійснюють за хлор-іоном. Але є родовища, що мають специфічні умови розробки і не дають можливість у повному обсязі використовувати цей компонент в якості показника водопроявів у свердловинах. Це пов'язано із регулярним проведенням соляно-кислотних обробок (СКО). Винесення продуктів СКО призводить до різкого збільшення вмісту хлор-іону в рідкій фазі продукції свердловини, яка може досягнути величини, характерних для пластових вод. Тому використання хлор-іону для контролю за водопроявом

у свердловинах досить ускладнене, що викликало необхідність використання іншого гідрохімічного показника, достатньо надійного для специфічних умов покладу.

Більшість компонентів складу води чітко не вказують на пластові водопрояви. Так, високі значення густини, загальної мінералізації, вміст хлору і натрію можуть бути зумовлені винесенням фільтрату бурового розчину [7].

О.М. Севаст'янов розробив методику гідрохімічного контролю за експлуатацією свердловин Астраханського і Карачаганакського газоконденсатних родовищ за концентрацією калію. Методика полягає у наступному. Якщо у пробі води, яка виноситься з газом із свердловини, концентрація калію не перевищує максимальне значення, властиве техногенно-конденсаційним водам конкретного родовища, значить домішка пластової води відсутня. Підвищення концентрації калію свідчить про надходження перших порцій пластової води. За ступенем наростання концентрації калію оцінюється частка пластової води у пробі (від 5 до 100%) [16].

Середній вміст калію в конденсаційних і техногенно-конденсаційних водах коливається від 1,0 до 26,8 мг/л. В середньому для всіх цих вод він рівний 8,0 мг/л. Більш високий вміст калію в пробах свідчить про присутність домішок пластової води.

Цей показник має наступні характеристики [6]:

- стабільна концентрація як в пластових підшовних, так і в конденсаційних, техногенно-конденсаційних водах;

- істотна відмінність вмісту в підшовних пластових, конденсаційних і техногенно-конденсаційних водах;

- вміст в техногенно-конденсаційних водах не залежить від добавок технічних рідин (соляна кислота, метанол і ін.);

- точність і швидке визначення вмісту калію на полум'яному фотометрі.

Остання характеристика методу дає можливість масово виконувати експрес-аналіз і, таким чином, регулярно контролювати склад рідинної фази продукції за великою кількістю об'єктів. Подальша деталізація гідрохімічного обліку води, яка виноситься із свердловин відбувається за результатами повного хімічного аналізу із визначенням основних іонів, загальної мінералізації, густини і гідрохімічних коефіцієнтів [17].

Досвід розробки газоконденсатних родовищ Краснодарського краю свідчить, що гідрохімічні методи дають змогу регулювати відбори газу, фіксувати початок обводнення свердловин і динаміку їх обводнення, уточнювати положення ГВК у процесі розробки, контролювати проходження конденсатної облямівки, контролювати якість ремонтно-ізоляційних робіт на родовищах [4].

У газопромисловій практиці для контролю за водопроявами крім хлор-іону і калій-іону широко використовується гідрогеохімічний контроль. Це метод спостережень за складом рідин, які виносяться флюїдним потоком із експлуатаційних свердловин. Він здійснюється за допомогою виконання хімічних аналізів проб води через певні проміжки часу. У аналітичній практиці прийнято визначати наступні компоненти складу: Cl^- , HCO_3^- , CO_3^{2-} , SO_4^{2-} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , Br^- , I^- , а також рН і загальну мінералізацію. Таким чином, при поступленні пластової води у свердловину повинен змінитися склад води, яка видобувається. Якщо систематично відбирати і аналізувати проби води, то за зміною її складу і властивостей можна визначити час початку поступлення пластової води у свердловину, і з використанням закону змішування вод можна визначити і кількість пластової води. Метод забезпечує контроль за процесом надходження пластової води у свердловину на ранній стадії обводнення покладу під час його розробки. Крім того, він дає можливість виявити можливе просування промислових стічних вод в пласті, якщо запомповування стічних вод проводиться в нижню водоносну частину експлуатованого горизонту.

Запропоновано методику визначення частки підшовних вод на основі вмісту Br^- і I^- в результаті аналізу сольового складу водноорганічних проб вод [5].

Проблема обводнення є характерною для більшості газових і газоконденсатних покладів України. Процес обводнення покладів переважно характеризується нерівномірним просуванням пластової води. Тому необхідно своєчасно встановити основні шляхи поступлення води в поклад і впровадити заходи з регулювання переміщення ГВК з метою зменшення негативного впливу водонапірного режиму на процес розробки покладу. Наведений аналіз літературних матеріалів свідчить про значну кількість методів контролю за обводненням покладів і свердловин. Одні з них є універсальними, інші мають обмежену область застосування. Тому необхідна систематизація методів контролю за обводненням покладів і свердловин, встановлення областей їх ефективного застосування залежно від стадії розробки і типу покладу, властивостей флюїдів і пластівколекторів та їх подальше вдосконалення і розвиток.

Література

- 1 Кондрат Р. Нові технології видобування газу і конденсату [Текст] / Роман Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №4. – С.20-23.
- 2 Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов [Текст] / Р. Кондрат. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
- 3 Косачук Г. Оценка характера внедрения пластовых вод в залежь АГКМ [Текст] / Г.П.Косачук, Ф.Р.Биланов, Е.В.Нифантова, С.А.Мельников // Газовая промышленность. – 2006. – №11. – С.29-33.
- 4 Нефтегазопромисловая геология и гидрогеология залежей углеводородов [Текст] / [И.П. Чоловский., М.М. Иванова, И.С. Гутман, С.Б. Вагин, Ю.И. Брагин]. – М.: Нефть и газ, 2002.
- 5 Серебряков О. Анализ внедрения воды в продуктивную залежь Астраханского ГКМ [Текст] / О.И. Серебряков // Газовая промышленность. – 1997. – №8. – С.57-58.
- 6 Севастьянов О. Особенности обводнения скважин и газоконденсатной залежи ОНГКМ [Текст] / О.М. Севастьянов, Е.Е. Захарова // Газовая промышленность. – 2004. – №10. – С.80-82.
- 7 Токман А. Выбор физико-химических индикаторов контроля за обводнением скважин АГКМ [Текст] / А.К. Токман, А.Ю. Комаров, И.М. Низамова, И.М. Шафиев, А.И. Масленников // Газовая промышленность. – 2006. – №9. – С.67-68.
- 8 Балаев С. Организация системы контроля за водопроявлениями скважин на Юбилейном и Ямсовейском месторождениях / С.Н. Балаев, В.В. Черепанов // Газовая промышленность. – 2006. – №11. – С.57-59.

9 Калюжний А. Проблеми обводнення Яблунівського ГКР і шляхи їх вирішення [Текст] / А.М. Калюжний, А.Й. Куль // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – №6. – С.31-33.

10 Головин Б.А. Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений геофизическими методами [Текст] / Б.А. Головин, М.В. Калининкова, А.А. Муха. Учебное пособие. Саратов. – 2005. – 30с.

11 Соломахин В.И. Гидрогеологический контроль за разработкой Крестищенского месторождения [Текст] / В.И. Соломахин, Е.Д. Белых, В.А. Терещенко, М.И. Дмитровский // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: реф. сб. ВНИИЭгазпрома. – 1980. – №8. – С. 1-6.

12 Залогора Г.И. Контроль за перемещением ГВК и обводнением скважин [Текст] / Г.И. Залогора // М., 1976. – 53 с. / ВНИИЭГАЗПРОМ. науч.- техн. обзор. Сер. Разраб. и экспл. газ и газоконд. месторожд.

13 Пат. 2125150 Российская Федерация, МПК E21B43/00. Способ контроля за обводнением газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] / Кирьяшкин В.М., Павлычев А. Г., Гончаров В.С., Говдун В.В.; заявитель и патентообладатель Всерос. науч.-исслед. ин-т природных газов и газовых технол. – № 96122939/03; заяв. 03.12.96; опуб. 20.01.1999.

14 Богатыренко Р.С. Анализ обводнения скважин Мессояхского месторождения [Текст] / Р.С. Богатыренко // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Реф.сб. ВНИИЭгазпрома, 1977. – №12. – С.27-31, ил I.

15 Петренко В. Некоторые новые данные о геолого-физической и геохимической роли газоэвапоригенной влаги (водяного пара) природных парогазовых смесей / В.И. Петренко, А.Л. Новожилов, В.Я. Зленко // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – 2009. – №3. – С.30-33.

16 Севастьянов О.М. Гидрогеологические исследования, проведенные в процессе разведки и опытно-промышленной эксплуатации Астраханского и Карачаганакского месторождений [Текст] // сб. Актуальные проблемы нефтяной гидрогеологии. – М.: Наука, 1993. – С.100-104.

17 Севастьянов О. Гидрохимический контроль водопроявлений. Выбор физико-химических индикаторов контроля за обводнением скважин АГКМ / О.М. Севастьянов // Газовая промышленность. – 1992. – №10. – С.17-18.

Стаття поступила в редакційну колегію

16.10.09

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*

Сертифікація, стандартизація, якість

УДК 006.07

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ СИСТЕМ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ОТРАСЛЯХ СТРАН ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И КАВКАЗА

¹М.О.Карпаш, ²Еса Ниеминен

¹ІФНТУНГ, 76019, г. Ивано-Франковск, ул. Карпатская, 15, тел. (03422) 40089,
e-mail: mkarpash@nung.edu.ua

²INOGATE, технічний секретаріат, 04053, г. Киев, ул. Кудрявская, 26/28,
тел. (044) 2302754, 2302753, e-mail: secretariat.kiev@inogate.org

Проведен детальний аналіз інфраструктур якості країн Східної Європи та Кавказу (Україна, Молдова, Білорусь, Армєнія, Азербайджан і Грузія) з урахуванням фізичних нафтогазових інфраструктур в цих країнах. Зокрема, особливу увагу приділено питанням законодавчого забезпечення, систем стандартизації та акредитації, оцінки відповідності та державного нагляду. Результати дослідження дають підстави стверджувати про доцільність переходу на модульну систему підтвердження відповідності Європейського Союзу, необхідність перегляду певних норм законодавства (особливо тих, що стосуються охорони праці та промислової безпеки).

Ключевые слова: стандартизація, акредитація, якість, нафтогазовий комплекс

Зроблено детальний аналіз інфраструктур якості країн Східної Європи та Кавказу (Україна, Молдова, Білорусь, Армєнія, Азербайджан, Грузія) з врахуванням фізичних нафтогазових інфраструктур в цих країнах. Зокрема, особливу увагу приділено питанням законодавчого забезпечення, систем стандартизації та акредитації, оцінки відповідності та державного нагляду. Результати дослідження дають підстави стверджувати про доцільність переходу на модульну систему підтвердження відповідності Європейського Союзу, необхідність перегляду певних норм законодавства (особливо тих, що стосуються охорони праці та промислової безпеки).

Ключові слова: стандартизація, акредитація, якість, нафтогазовий комплекс

The detailed analysis of the quality infrastructures of the states in the Eastern Europe and Caucasus (Ukraine, Moldova, Belarus, Armenia, Azerbaijan, Georgia) with consideration of actual physical oil and gas infrastructures has been done. The special attention has been paid to the issues of legislative maintenance, standardization, accreditation and conformity assessment systems with the regard to state control system. The obtained investigation results demonstrated crucial need of the transition to the EU conformity assessment module system, review of some legislative aspects (especially those related with health and safety).

Key words: standardization, accreditation, quality, oil and gas sector

В ходе реализации проекта «Гармонизация технических стандартов и практик нефтегазового сектора в Восточной Европе и на Кавказе» в рамках программы ИНОГЕЙТ [1], финансируемой Европейским Союзом, был проведен анализ систем технического регулирования в нефтегазовом секторе стран-бенефициаров (Армєнія, Азербайджан, Грузія, Молдова, Білорусь, Україна).

Большинство исследуемых стран можно отнести к энергозависимым – значительная часть потребляемых ими энергоресурсов им-

портируется. При этом в зависимости от собственных запасов углеводородного сырья в странах имеется нефтегазовая инфраструктура различных масштабов: Молдова, Грузія, Армєнія характеризуются, в основном, наличием транзитной инфраструктуры; нефтегазовые отрасли Украины, Азербайджана и Беларуси, кроме транзитной инфраструктуры, включают добывающие, перерабатывающие, а также предприятия, производящие нефтегазовое оборудование. Другим важным фактором является то, что в силу исторически сложившихся причин



Рисунок 1 – Типовая инфраструктура качества нефтегазовой отрасли стран-бенефициаров

нефтегазовые инфраструктуры стран Восточной Европы и Кавказа отличаются высокой степенью интеграции, что позволяет рассматривать их в комплексе с точки зрения их технического регулирования.

Нефтегазовый комплекс исследуемых стран характеризуется высокой степенью изношенности оборудования, его несоответствием современным стандартам и требованиям, значительной зависимостью от импорта.

Тем не менее наращивание объемов добычи и потребления нефти и природного газа невозможно без обновления материально-технической базы, поддержания ее на современном уровне. Этот аспект становится все более актуальным при росте стоимости нефти и газа, а также нефтегазового оборудования, значительная часть которого импортируется исследуемыми странами.

С учетом указанных обстоятельств, целесообразной является концентрация усилий на совершенствовании систем технического регулирования в нефтегазовой отрасли стран Восточной Европы и Кавказа [2].

Целью данной работы является рассмотрение результатов проведенной работы, формирование выводов и предложений по совершенствованию систем технического регулирования нефтегазового сектора стран Восточной Европы и Кавказа.

Анализ инфраструктур качества

Основное внимание уделялось вопросам законодательства в этой сфере, состоянию развития систем стандартизации, оценки соответствия и аккредитации.

В общем инфраструктуру качества нефтегазовой отрасли в любой из стран можно схематически представить следующим образом (рис. 1).

Работы, направленные на обеспечение качества в нефтегазовом секторе, базируются на определенных процедурах испытаний, сертификации и аккредитации. В основу такой инфраструктуры положены стандарты, уровень гармонизации которых с международными является основанием для оценки трудности преодоления технических барьеров в торговле. Следует также отметить, что ядром данной инфраструктуры является аккредитация – в случае непризнания результатов аккредитации органов по оценке соответствия на международном уровне, гармонизация стандартов с международными является бесперспективной.

Кроме того, в странах-бенефициарах существует система технического надзора, которая во многих смыслах дублирует наведенную инфраструктуру качества.

Исследование законодательства исследуемых стран было произведено с целью определения уровня регуляторной гармонизации между исследуемыми странами и Европейским Союзом в нефтегазовой отрасли. Было выявлено, что все страны имеют достаточно развитую систему законодательства по стандартизации, техническому регулированию, оценке соответствия, аккредитации, метрологии, защиты прав потребителей, обязательной сертификации.

Законодательство исследуемых стран предусматривает гармонизацию национальных стандартов с европейскими на основании принятия технических регламентов на базе Дирек-

Таблиця 1 – Уровень принятия Директив ЕС

| № | Директива ЕС (шифр) | Количество стандартов EN | Армения | Азербайджан | Беларусь | Грузия | Молдова | Украина |
|----|---|--------------------------|---------|-------------|----------|--------|---------|---------|
| 1 | Простые сосуды под давлением (87/404/ЕЕС) | ~30 | - | - | 2010 | + | - | + |
| 2 | Оборудование для давления (97/23/ЕС) | ~180 | - | - | 2010 | + | + | + |
| 3 | Конструкция продукции (89/106/ЕЕС) | ~400 | - | - | 2009 | + | + | - |
| 4 | Низковольтное оборудование (73/23/ЕЕС) | ~700 | + | - | + | + | + | + |
| 5 | Электромагнитная совместимость (89/336/ЕЕС) | ~210 | + | - | + | + | + | + |
| 6 | Газовые приборы (90/396/ЕС) | ~92 | + | - | 2009 | + | + | + |
| 7 | Машины (2006/42/ЕС) | ~580 | - | - | 2009 | + | + | + |
| 8 | Подъемное оборудование (95/16/ЕС) | 19 | - | - | 2009 | + | + | - |
| 9 | Ограничение опасных веществ (2002/95/ЕС) | | - | - | - | + | - | + |
| 10 | Оборудование для индивидуальной защиты (89/686/ЕЕС) | ~275 | + | - | 2010 | + | - | + |
| 11 | Охрана труда (92/58/ЕЕС) | | - | - | - | + | - | + |
| 12 | Выбросы CO ₂ (77/713/ЕЕС) | | - | - | - | + | - | + |
| 13 | Электрооборудование во взрывоопасных средах (94/9/ЕС) | ~105 | - | - | 2010 | + | - | - |

-/+ — технический регламент не принят/принят;

2009, 2010 – ожидаемый год принятия технического регламента

тив ЕС, уровень которых показан в таблице 1. Кроме того, здесь указано количество гармонизированных стандартов, предусматривающих презумпцию соответствия каждой из Директив.

Как видим, Грузия, Украина и Беларусь являются лидерами в регионе по адаптации европейского законодательства к национальному в сфере технического регулирования. Другие страны также декларируют готовность к таким же действиям на законодательном уровне. Если такие намерения осуществляются, то гармонизация нормативных документов по этим техрегламентам будет иметь первостепенное значение для реального устранения барьеров в торговле.

Следует отметить, что всеми странами не принято большинство стандартов по соответствующим техническим регламентам.

Приоритетным направлением развития национальных систем стандартизации стран на законодательном уровне определено внедрение международных и европейских стандартов. Эффективность стандартизации в качестве составляющей технического регулирования в нефтегазовой отрасли подтверждена на международном уровне.

Системы стандартизации в странах пребывают приблизительно на одном уровне органи-

зационного развития – национальные органы по стандартизации (НОС) полностью зависимы от правительства, управляются им и ему подотчетны (в Армении НОС является акционерным обществом, однако пребывает в собственности государства).

Одним из правил ЕС в сфере стандартизации является то, что все НОС должны быть операционно независимы от государства, что, в принципе, не всегда означает экономическую независимость. В таблице 2 показаны ответственности НОС стран.

Из анализа таблицы 2 видим, что некоторые НОС отвечают за аккредитацию и оценку соответствия (обязательную сертификацию), что может привести к конфликту интересов, а НОС в Азербайджане, Молдове и Украине осуществляют функции надзора за рынком с точки зрения соответствия стандартам и органа по обязательной сертификации, что также неизбежно сопряжено с конфликтом интересов.

Кроме того, исходя из практики разработки нормативных документов для нефтегазовой отрасли для всех стран, характерной особенностью является слишком большое влияние нефтегазовых государственных монополий и их

Таблица 2 – Ответственности национальных органов по стандартизации

| № | Ответственность | Армения | Азербайджан | Беларусь | Грузия | Молдова | Украина |
|---|---------------------------|---------|-------------|----------|--------|---------|---------|
| 1 | Стандартизация | Да | Да | Да | Да | Да | Да |
| 2 | Техническое регулирование | Нет | Да | Да | Да | Нет | Да |
| 3 | Аккредитация | Нет | Да | Да | Нет | Да | Нет |
| 4 | Оценка соответствия | Да | Да | Да | Нет | Да | Да |
| 5 | Обязательная сертификация | Да | Да | Да | Нет | Да | Да |
| 6 | Государственный надзор | Нет | Да | Нет | Нет | Да | Да |
| 7 | Метрология | Да | Да | Да | Да | Да | Да |

Таблица 3 – Членство стран в международных и региональных организациях по стандартизации

| № | Страна / Организация | ISO | IEC | CEN | CENELEC | МГС |
|---|----------------------|---------------|------|----------------|----------------|------|
| 1 | Армения | Член | Нет | Аффилированное | Нет | Член |
| 2 | Азербайджан | Член | Нет | Нет | Нет | Член |
| 3 | Беларусь | Член | Член | Нет | Нет | Член |
| 4 | Грузия | Корреспондент | Нет | Аффилированное | Нет | Член |
| 5 | Молдова | Корреспондент | Нет | Аффилированное | Нет | Член |
| 6 | Украина | Член | Член | Аффилированное | Аффилированное | Член |

исследовательских структур на процессы разработки и принятия стандартов.

Одной из причин такого положения можно рассматривать недостаточную развитость нефтегазовой инфраструктуры в таких странах, как Армения, Грузия и Молдова. Украина, Азербайджан и Беларусь имеют настолько развитые нефтегазовые отрасли, что местные операторы рынка могли бы на добровольной основе участвовать в разработке стандартов, что отвечало бы практике европейских стран.

Следует подчеркнуть, что стандарты сравнимы с инструментами по реализации торговой политики любой страны. Страны могут получить выгоду в том случае, если обеспечат своих национальных экономических операторов достаточным количеством взаимозаменяемых (гармонизованных) инструментов (стандартов). Отсюда, *разработка национальных стандартов на основании международных является особо важной в нефтегазовом секторе экономики [3], который отличается высокой степенью международной интеграции.*

Участие стран в международных и региональных организациях по стандартизации показано в таблице 3.

Анализ таблицы 3 показывает, что только Украина лидирует как по членству, так и по участию в технических комитетах международных и европейских организаций по стандартизации. Это приводит к тому, что международные стандарты разрабатываются странами с большими экономиками, и не учитывают проблем развивающихся стран – образуется барьер,

который преодолевается странами только путем принятия модифицированных или идентичных международных стандартов в зависимости от их способностей отвечать требованиям этих нормативных документов.

Аккредитация является центром системы технического регулирования в любой экономике, без доверия к органу по аккредитации, вся система оценки соответствия не будет восприниматься другими странами, а это значит, что иностранные рынки будут настаивать на проведении сертификации местными органами по оценке соответствия. Это означает создание дополнительного торгового барьера для экспортирующих предприятий.

Для подтверждения способности органа по аккредитации отвечать таким требованиям, он должен подвергаться инспекциям на основании международных стандартов с учетом опыта в конкретной сфере компетенции. В обратном случае вся система подтверждения соответствия пребывает под вопросом. Из таблицы 4 видно, что ни одна из стран не подписала соглашений о взаимном признании результатов аккредитации ни с Международной организацией по сотрудничеству в сфере аккредитации лабораторий (ILAC), ни с Международным форумом по аккредитации (IAF). Также в данном регионе нет регионального органа по аккредитации, к примеру с Европейской региональной организацией по аккредитации лабораторий (EA). Только органы по аккредитации Украины и Молдовы подписали соглашения о сотрудничестве с EA.

Таблиця 4 – Членство стран в международных организациях по аккредитации

| № | Страна / Организация | ВТО | ILAC | IAF |
|---|----------------------|-------------|----------------|-----|
| 1 | Армения | Да | Нет | Нет |
| 2 | Азербайджан | Наблюдатель | Нет | Нет |
| 3 | Беларусь | Наблюдатель | Аффилированное | Нет |
| 4 | Грузия | Да | Аффилированное | Нет |
| 5 | Молдова | Да | Аффилированное | Нет |
| 6 | Украина | Да | Аффилированное | Нет |

ВТО – Всемирная торговая организация

Насчет оценки соответствия следует отметить, что все страны имеют застарелую систему оценки соответствия, за исключением Грузии, которая полностью перешла на модульную систему ЕС.

В этих пяти странах существуют различные схемы сертификации продукции, зависящие от желаемого срока действия сертификата, условий размещения продукции на локальном рынке и т.п.

Анализ систем сертификации в странах показал:

1) Государственные органы имеют привилегированное положение на рынке услуг по оценке соответствия в сравнении с частными. Это видно по низкому количеству частных органов по сертификации и соответствующих испытательных лабораторий. Кроме того, известны случаи, когда одно предприятие (часто это региональное представительство национального органа по стандартизации), осуществляющее деятельность в сфере оценки соответствия, искусственно разделяет орган по сертификации и испытательную лабораторию, что свидетельствует о наличии конфликта интересов;

2) Компетентность испытательных лабораторий не подтверждена на международном уровне;

3) Отсутствует механизм стимулирования производителей следовать процедуре добровольной сертификации. Знаки соответствия, выданные частными лабораториями, не признаются на рынке;

4) Существование перечней продукции, подлежащей обязательной сертификации, может рассматриваться как инструмент предпринимательского надзора за продукцией. Такое положение вещей не стимулирует участников рынка к ведению работ по стандартизации (например, международной).

Среди главных причин такого положения следует выделить следующие:

1) наибольшие нефтегазовые компании пребывают в государственной собственности;

2) функция рыночного (государственного) надзора принадлежит НОС – конфликт интересов;

3) зачастую требования по аккредитации (оборудование, персонал) органов по сертификации и испытательных лабораторий такие, что в основном организации с государственной поддержкой могут им отвечать.

В целом можно утверждать, что в сфере аккредитации и оценки соответствия нет прозрачности, и вызывают сомнения результаты функционирования инфраструктуры качества стран в целом.

Следует отметить, что продукция с кодом ICS 75 в большинстве не подлежит обязательной сертификации (за исключением Азербайджана), к нефтегазовому оборудованию применима система технического надзора, которая направлена на обеспечение приемлемого уровня безопасности. Данная система в большей степени унаследована из советских времен и до сих пор существенных изменений не претерпела. Так как все нефтегазовое оборудование является потенциально опасным, к нему применимы все положения системы технического надзора и соответствующие нормативные документы. В сфере стандартизации эта система отображена рядом нормативных документов разного уровня, значительная часть которых до сих пор используются (ВСН, ОСТ, ПБ, ТУ, РД, ВРД и др.). Понятно, что эти документы не гармонизированы с европейскими или международными, а нормативно-правовые документы по охране труда и промышленной безопасности являются прямыми «конкурентами» технических регламентов (Директив ЕС).

Система построена так, что без разрешения технического надзора нефтегазовое оборудование не может быть эксплуатироваться. Получается, что система технадзора в некоторой степени дублирует обязательную сертификацию. Несмотря на добровольный характер подтверждения соответствия нефтегазового оборудования, перед вводом его в эксплуатацию, она должна пройти все необходимые процедуры в рамках системы технического надзора страны.

Таким образом, без качественного пересмотра системы технического надзора в нефтегазовой отрасли внедрение гармонизированных нормативных документов не будет эффективным [4].

Выводы и рекомендации

Законодательство стран в сфере технического регулирования является смесью постсоветского и европейского, ориентировано на продукцию (а не на секторы промышленности по примеру стран ЕС). В большинстве стандарты, используемые для подтверждения соответ-

ствия, не основаны на международных, что является техническим барьером в торговле. Не смотря на постепенное принятие технических регламентов на базе Директив ЕС, в странах, за исключением Грузии, на законодательном уровне закреплены перечни продукции, подлежащей обязательной сертификации.

Наличие таких перечней продукции обусловило наличие перечней «обязательных» стандартов, количество которых по мере принятия Директив ЕС будет уменьшаться.

Ввиду наличия системы технического надзора в нефтегазовой отрасли практически все оборудование должно подвергаться обязательным процедурам проверки, оценки соответствия требованиям правил безопасности и другим нормативным документам, не смотря на отсутствие этого оборудования в перечнях продукции, подлежащей обязательной сертификации.

Среды главных причин низкой степени гармонизации нормативных документов следует выделить частичное неисполнение национальными органами по стандартизации своих обязанностей, а именно:

1) национальные стандарты часто разрабатываются без учета реальных нужд экономик стран;

2) НОС практически не вовлечены в процесс разработки международных стандартов;

3) в последнее время разработано очень мало региональных стандартов ГОСТ в рамках сотрудничества в МГС;

4) низкий уровень вовлечения представителей промышленности в работу национальных технических комитетов.

Системы оценки соответствия и аккредитации стран не отвечают практике стран ЕС:

– результаты работы национальных органов по аккредитации не признаются на международном уровне;

– реальным основанием для введения процедуры обязательной сертификации выглядит не степень риска продукции для общества и требования безопасности, а поддержка государственных органов по сертификации.

С учетом проведенного анализа систем технического регулирования стран Восточной Европы и сделанных выводов были предложены рекомендации относительно приведения данных систем в соответствие с европейской моделью инфраструктуры качества, которая признается ВТО, является достаточно гибкой и позволяет всем участникам рынка работать на конкурирующем национальном, региональном и международном уровнях, а также обеспечивает поступление на рынок товаров и услуг, безопасных, здоровых и дружественных к окружающей среде.

Вторая рекомендация – пересмотр законодательства и соответствующих нормативных документов в сфере охраны труда и промышленной безопасности, исходя из принципов пропорциональности, отчетности, равенства и прозрачности.

В сфере стандартизации следует реформировать органы по стандартизации – в первую

очередь, обеспечить их операционную зависимость от государства и других сторон, а также рассмотреть методику принятия стандартов для нефтегазовой отрасли методом перевода титульного листа с учетом того, что английский язык является профессиональным в нефтегазовом секторе.

В сфере аккредитации следует искать пути формирования региональных агентств по аккредитации для экономии средств на их создание в каждой стране и согласованной работы на национальном уровне по аналогии работы МГС в сфере стандартизации и перейти, таким образом, к подписанию соглашений о взаимном признании результатов аккредитации с международными организациями.

Литература

1 <http://www.inogate.org>

2 Алан Брайден. Международные стандарты в глобальной экономике / Алан Брайден // Стандарты и качество. – 2004. – №10. – С.10-12.

3 Пугачев С.В. О роли стандартизации в развитии нефтегазового комплекса / С.В.Пугачев, В.М.Самков // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2008. – №2. – С.31-35.

4 Кершенбаум В.Я. О применении международных и зарубежных стандартов в нефтегазовом комплексе России / В.Я.Кершенбаум // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2006. – №4. – С.15-16.

*Статья поступила в редакційну колегію
11.11.09*

*Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*