

БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

УДК 622.245.4

РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДИКИ ВИБОРУ РЕЦЕПТУРИ ОБРОБКИ ЦЕМЕНТНОГО РОЗЧИНУ

Я.С.Коцкулич., В.І.Гриманюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504691
e-mail: tdcentre@nung.edu.ua

Розроблено схему вибору рецептури обробки цементного розчину для надійного розмежування пластів з використанням взаємодоповнюючих модулів, що можуть працювати як окремо, так і в комплексі. Як критерій герметичності пропонується використовувати деформаційні характеристики цементного каменю і теорію зниження тиску в поровому просторі під час твердіння цементного розчину в свердловині.

Ключові слова: цементний розчин, критерії герметичності, програмний комплекс

Разработана схема выбора рецептуры обработки цементного раствора для надежного разделения пластов с использованием взаимодополняющих модулей, работающих как по отдельности, так и в комплексе. В качестве критериев герметичности предлагается использовать деформационные характеристики цементного камня и теорию снижения давления в поровом пространстве во время затвердевания цементного раствора в скважине.

Ключевые слова: цементный раствор, критерии герметичности, программный комплекс

It is designed the scheme of choosing cement slurry treatment using interchanging modules which can work both separate and combined. As for impermeability criterion, it is offered to use deformational characteristics of cement stone and theory of pressure decreasing in pore space during solidification of slurry in a well.

Keywords: cement slurry, criterion of impermeability, soft

Тампонажний камінь, розміщений між обсадною колоною і стінкою свердловини, повинен забезпечувати герметичність заколонного простору протягом усього терміну експлуатації свердловини. Герметичність кільцевого простору свердловини, насамперед, залежить від повноти заміщення промивальної рідини цементним розчином у свердловині, властивостей цементного розчину та, як наслідок, цементного кільця, а також від здатності останнього чинити опір напруженням, що виникають у свердловині і діють на обсадну колону в процесі її будівництва та експлуатації. Навіть у разі, якщо цементним розчином був заповнений кільцевий простір в свердловині і піднятий до проектною глибини, навантаження, спричинені технологічними операціями у свердловині, можуть спричинити такий напружений стан, за якого цілісність цементного каменю може бути порушена. З плином часу, навантаження на цементний камінь в свердловині можуть зростати під час опресування обсадних колон, у разі збільшення густини рідини, що заповнює свердловину, у ході проведення перфорації та інших технологічних операцій.

У результаті пошкоджень, у цементному камені виникають мікротріщини настільки малих розмірів, що їх практично неможливо визначити візуально. Але навіть такі мікротріщини можуть створити передумови для виникнення каналів міграції флюїду у свердловині. Витрати на проведення ремонтних робіт у таких свердловинах у США оцінюються більш, ніж у 50 тис. доларів [1]. В Україні налічується 61,7% нафтових та 24,5% газових свердловин, вік яких становить понад 20 років [2], що вимагає підвищеної уваги до технічного стану свердловин, розроблення та впровадження нових технологій, спрямованих на забезпечення герметичності заколонного простору свердловини.

Незважаючи на прогнозовані та не прогнозовані зміни термобаричних умов у свердловині протягом тривалого терміну її експлуатації, досягнення довготривалої та надійної ізоляції горизонтів є необхідною умовою для сучасної нафтогазової промисловості, яка зараз, як ніколи раніше, є дуже чутливою до фінансових коливань та охорони навколишнього середовища. Тому для забезпечення цих вимог необхідно вдосконалити процедуру вибору рецептури об-

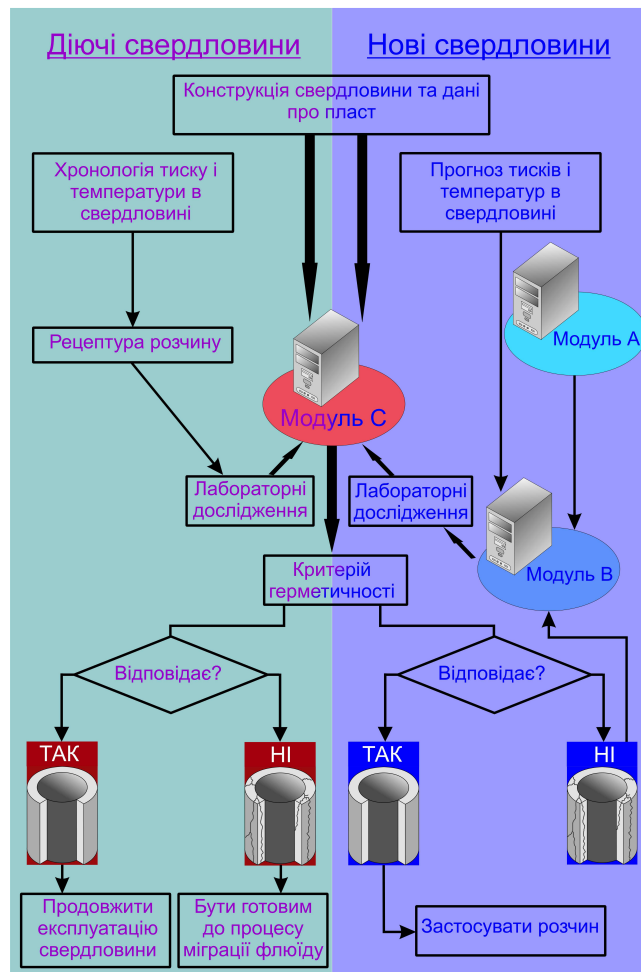


Рисунок 1 — Схема послідовності вибору рецептури обробки цементного розчину

робки цементного розчину та оцінки стану цементного каменю в свердловині.

Сформульоване завдання може бути вирішене шляхом створення комплексу програмного забезпечення для вибору рецептури обробки цементної суміші та мінімізації часу на проведення лабораторних досліджень (рис. 1).

Нами пропонується алгоритм програмного комплексу, який складається з трьох модулів:

1. Модуль А (рис. 2) формуватиме відомості про технологічні властивості цементного розчину. До нього входить масив значень результатів експериментальних досліджень тампонажних розчинів, отриманих із основних типів цементу, що використовуються для цементування свердловин на родовищах України, та основних типів хімічних реагентів, якими можна регулювати властивості цементного розчину.

2. Модуль В (рис. 4) передбачає наявність логічної послідовності операцій під час вибору типу цементного розчину з врахуванням конкретних термобаричних умов, конструкції свердловини, характеристики цементувального обладнання та параметрів промивальної рідини, що знаходиться на даний момент у свердловині.

3. Модуль С (рис. 3) займає чільне місце в запропонованому комплексі, за допомогою якого здійснюється вибір показників тампонажного розчину, що характеризують його здатність

забезпечити герметичність за колонного простору протягом всього терміну експлуатації свердловини. До таких показників належать: початковий градієнт фільтрації в системі «тампонажний камінь – оточуюче середовище», тріщиностійкість тампонажного каменю під час дії статичних та динамічних навантажень, стійкість тампонажного каменю до деструктивних змін в заданих діапазонах температури і тиску, деформаційна здатність тампонажного каменю.

Кожен модуль програми повинен працювати як окремий алгоритм операцій. Послідовність формування модуля А зображена на рис. 2. Фактично, цей модуль формуватиме числовий масив даних про технологічні властивості цементних розчинів, для створення якого необхідно здійснити близько 300 експериментів. В ньому буде розміщено інформацію про тенденцію зміни основних реологічних властивостей розчину як в нормальних (атмосферних), так і в пластових умовах.

Модуль В містить алгоритм, який дає змогу, враховуючи конструкцію свердловини, характеристику насосів, дані про пласт та властивості бурового розчину, провести вибір конкретного типу розчину. Під час проведення аналізу, основним критерієм вибору типу цементної суміші будуть такі умови:

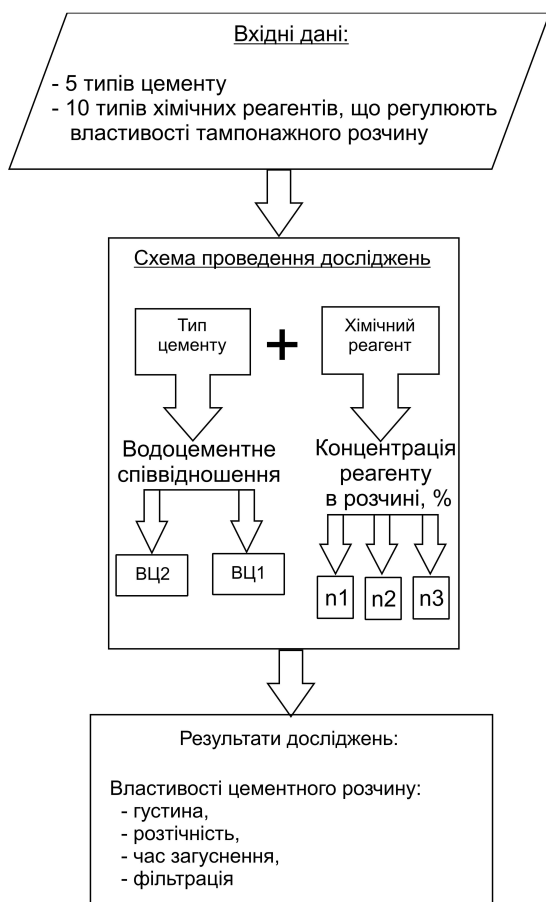


Рисунок 2 — Модуль А програмного комплексу вибору рецептури обробки цементного розчину

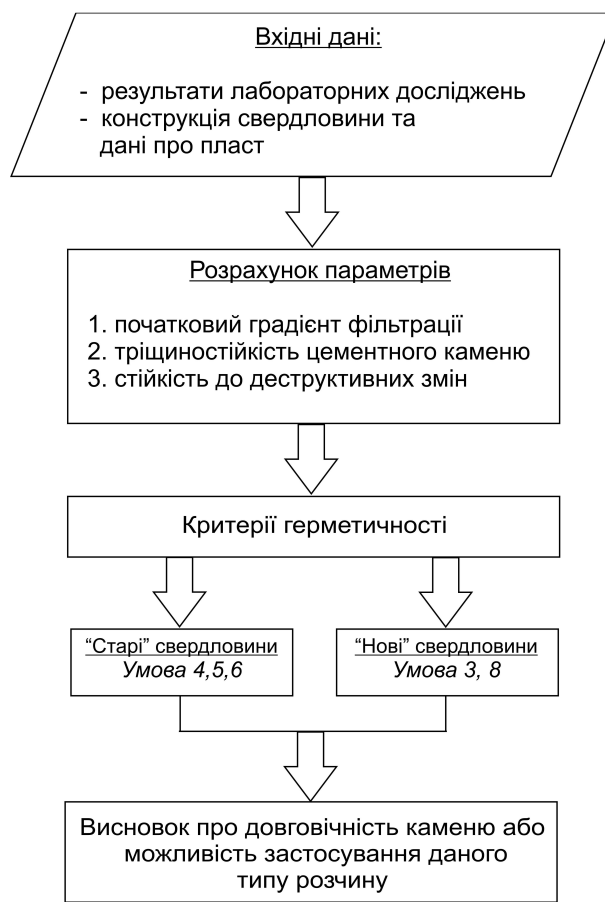


Рисунок 3 — Модуль С програмного комплексу вибору рецептури обробки цементного розчину

$$t_{\text{ЦЕМ}}^{\text{Мод.А}} \geq t_{\text{ЦЕМ}}^{\text{РОЗРАХ}} ; \quad (1)$$

$$\rho_{\text{ЦЕМ}}^{\text{Мод.А}} \leq \rho_{\text{ЦЕМ}}^{\text{РОЗРАХ}} , \quad (2)$$

де: $t_{\text{ЦЕМ}}^{\text{Мод.А}}$ та $t_{\text{ЦЕМ}}^{\text{РОЗРАХ}}$ — відповідно лабораторне та розрахункове значення часу загуснення цементного розчину, с.

$\rho_{\text{ЦЕМ}}^{\text{Мод.А}}$ та $\rho_{\text{ЦЕМ}}^{\text{РОЗРАХ}}$ — відповідно лабораторне та розрахункове значення густини цементного розчину, кг/м³.

Ця умова є необхідною для забезпечення безперешкодного прокачування розчину та підняття його на проектну висоту. У разі, коли масив інформації модуля А не міститиме відомостей про розчин з необхідними властивостями, передбачено наявність допоміжного блоку, для надання рекомендацій зі зміни окремих параметрів цементної суміші або додавання певних хімічних реагентів-регуляторів.

Модуль С передбачає розрахунок параметрів, за допомогою яких можливо сформулювати вимоги щодо реологічних властивостей цементного розчину та критерії герметичності цементного кільця. Ці критерії можна поділити на дві групи — для свердловин, що перебувають на стадії експлуатації («старі» свердловини), і ті, що знаходяться на стадії проектування («нові» свердловини).

Щоб сформулювати критерії герметичності, розглянемо детальніше параметри, які необхідно розрахувати в модулі С (див. рис. 3).

Початковий градієнт фільтрації відображає стан порового простору, і буде змінюватись з плином часу в процесі перетворення тампонажного розчину у камінь. Тампонажний розчин вважається придатним для надійного розмежування пластів у тому разі, якщо в будь-який момент відрізка часу, що розглядається, початковий градієнт фільтрації вище діючого градієнта тиску. Для недопущення фільтрації флюїду з пласта в свердловину необхідне виконання умови:

$$\text{grad } P_{\phi} > 0 . \quad (3)$$

Для забезпечення *тріщиностійкості тампонажного каменя при статичних та динамічних навантаженнях* приріст тиску в обсадних трубах після ОЗЦ не повинен перевищувати критичного $P_{кр}$. Відповідно, по всій висоті цементного кільця, яке розміщене нижче башмака попередньої колони, повинна бути виконана умова:

$$P_{y1} + \rho_1 g H_1 < P_{y2} + \rho_2 g H_2 + P_{кр} , \quad (4)$$

де: P_{y1} , ρ_1 , H_1 — відповідно тиск на усті, густина і висота стовпа рідини в колоні у розглянутому сеченні;

P_{y2} , ρ_2 , H_2 — ті ж параметри в період ОЗЦ.

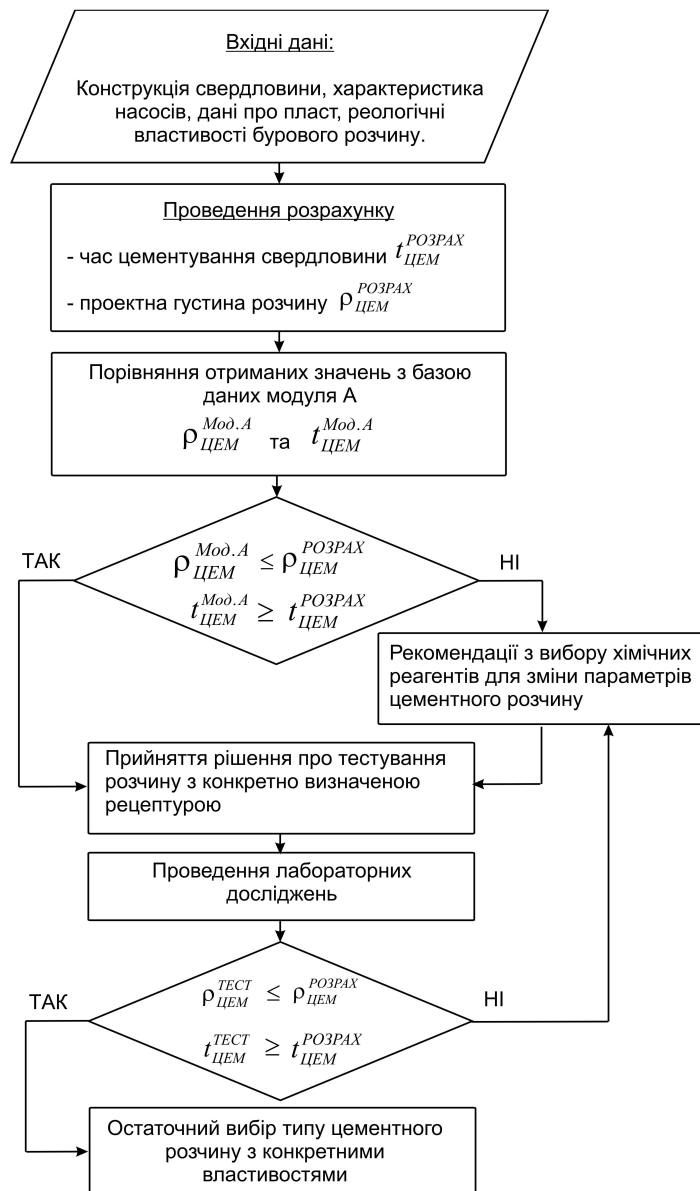


Рисунок 4 — Модуль В програмного комплексу вибору оптимального складу цементного розчину

Виконання умови (4) обов'язково при всіх роботах, пов'язаних з підвищенням тиску в зацементованій свердловині.

Якщо цементний камінь приготовлений з матеріалів, що випускаються серійно, а цементне кільце концентричне, то значення $P_{кр}$ залежить, в основному, від типорозміру обсадних труб, і знаходиться за допомогою таблиць [3].

Методика випробування *стійкості тампонажного каменю до деструктивних змін в заданих діапазонах температури і тиску* передбачає виймання зразків з автоклаву і охолодження їх до нормальної температури. Загалом результати випробувань засвідчили, що міцність тампонажного каменю в автоклаві, який моделює пластові умови, менша, ніж у нормальних умовах в середньому на 16%. Отриманий результат пояснюється тим, що спад тиску в автоклаві створює ефект декомпресії, що призводить до пониження міцності досліджуваного зразка.

Звідси можна зробити висновок, що умову стійкості каменю можна сформулювати з вимог державного стандарту [4], приймаючи значення параметру міцності тампонажного каменю на 16% меншою.

Деформаційна здатність тампонажного каменю. Аналіз лабораторних досліджень [5], свідчить про широту діапазону зміни контактних тисків в момент опресування. Значення цих тисків коливаються в межах:

$$(21,4 \leq \Delta R \leq 69) \cdot 10^{-5}, \quad (5)$$

$$\sigma_c \leq 8,5; \quad \sigma_p \leq 2,7, \quad (6)$$

де: ΔR — радіальні деформації тампонажного каменю, м;

σ_c, σ_p — відповідно нормальні стискаючі та розтягуючі напруження, МН/м².

Окрім запропонованих критеріїв герметичності для умов (3÷6) можна також скористатись теорією зниження тиску в поровому просторі тампонажного розчину.

З точки зору зміни рушійних сил флюїдопрояву, велике значення має перший етап зниження порового тиску, оскільки флюїдопрояв може виникнути тільки за наявності каналів, тобто гідравлічного зв'язку між пластом і певною точкою в заколонному просторі. За цих умов, в момент виникнення флюїдопрояву протиск на пласт не може бути нижчим за гідростатичний тиск вільної рідини затворення, яка заповнює флюїдопровідний канал. В зв'язку з цим, зміна порового тиску в тампонажному розчині з глином часу матиме вигляд:

$$P_{ПОР} = g \cdot (h - z) [(\rho_{Т.Р.} - \rho_{Р.З.}) \cdot \mu + \rho_{Р.З.}], \quad (7)$$

де: $\mu = \exp[-2\theta_0 e^{\beta t} / \xi (\rho_{Т.Р.} - \rho_{Р.З.}) \cdot g]$;
 $P_{ПОР}$ — тиск в поровому просторі тампонажного розчину, МПа;
 g — прискорення вільного падіння, м/с²;
 h — висота підйому тампонажного розчину в затрубному просторі (від вибою), м;
 z — відстань від вибою до точки що розглядається, м;
 $\rho_{Т.Р.}$ і $\rho_{Р.З.}$ — густина тампонажного розчину і рідини за творення, кг/м³;
 θ_0 — початкове статичне напруження зсуву тампонажного розчину, МПа;
 β — функція швидкості росту міцності структурних зв'язків, с⁻¹;
 ξ — характерний геометричний розмір, що дорівнює відношенню об'єму ємності до площі його внутрішньої поверхні, м.

Користуючись методикою, запропованою авторами [6], запишемо критерій герметичності:

$$0 \leq \{(1 - A)\rho_{Б.Р.} + A(1 - B) \cdot [(\rho_{Т.Р.} - \rho_{Р.З.})\mu + \rho_{Р.З.} + \rho_{Р.З.}\lambda] - (1 - AB)a\rho_{Р.З.}\} \times \quad (8)$$

$\times \{\rho_{Р.З.} [A \cdot (1 - B)\lambda + (1 - AB)(b - a)]\}^{-1} \leq 1$,
 де: $A = h/H$; $B = z/H$; $C = z/h$; $a = P_{Пл}/P_{Г}$;
 $b = P_{Г.Р.}/P_{Г}$; $P_{Г} = (H - z) \cdot \rho_{В} \cdot g$.

$P_{Пл}$, $P_{Г}$, $P_{Г.Р.}$ — пластовий, гідростатичний тиск та тиск гідророзриву, МПа

H — глибина свердловини, м

λ — показник, що характеризує ізолюючу здатність матеріалу у заколонному просторі (коефіцієнт ізоляції) на одиницю висоти його стовпа;

a_i — коефіцієнт аномальності пластового тиску в точці z_i ;

Виконання обмеження знизу для формули (6) означає відсутність проявів щодо пласта і поступлення пластового флюїду на денну поверхню. Таким чином, в цій формулі містяться вимоги до властивостей матеріалу, який заповнює заколонний простір, виконання яких в даних геолого-технічних умовах забезпечить його герметичність.

Герметичність зацементованого заколонного простору може бути забезпечена тільки у тому разі, коли існують різноманітні методи, що дозволяють зробити обґрунтований вибір рецептури обробки цементного розчину, який

впродовж експлуатаційного терміну зможе виконувати свої функції в свердловині.

Запропонована методика дасть змогу мінімізувати час на прийняття рішення з вибору рецептури цементного розчину, зменшити ризик виникнення ускладнень при цементуванні і, керуючись критеріями герметичності, оцінити ризик втрати герметичності після завершення процесу цементування, оцінити деформаційний стан цементного каменя в «старих» свердловинах.

Враховуючи актуальність проведення лабораторних випробувань тампонажних розчинів і каменю, які в найбільш наближено відповідатимуть реальним термобаричним умовам в свердловині, необхідно внести окремі доповнення до діючого державного стандарту з методів випробування тампонажних розчинів для цементування обсадних колон в нафтових і газоконденсатних свердловинах. Зокрема, необхідно здійснити розподіл з визначенням властивостей цементного розчину залежно від густини розчину (нормальної густини, полегшений або обважнений), інтервалу розміщення розчину (верхня або нижня пачка) та коефіцієнту проникності пласта, який перекиває даний тип цементного розчину.

Література

1 Беллабара М. Забезпечення ізоляції заколонного простору після завершення терміну експлуатації свердловини / Маріо Беллабара // Журнал Schlumberger Oilfield Review. – 2008. – №2. – С. 18-31

2 Стан та перспектива забезпечення надійності заколонного простору кріплення свердловин на пізній стадії розробки родовищ України / Б.А. Тершак, Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – №2(23). – С. 123-126.

3 Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов — М.: Недра, 1990. — 409 с. — ISBN 5-247-01179-1.

4 ДСТУ Б В.2.7 -86-99 (ГОСТ 26798.1-96). Цементи тампонажні. Методи випробувань. — [Чинний від 2000 – 01 – 01]. — К. : Держспоживстандарт України, 2000.

5 Сухін Є.І., Елементи створення, формування та експлуатації підземних сховищ газу / Є.І. Сухін, Б.І. Навроцький — К. : ППНВ, 2004 — 528 с. — ISBN 966-8638-00-X.

6 Куксов А.К., Заколонные проявления при строительстве скважин / А.К. Куксов, А.В. Черненко — М. : ВНИИОЭНГ, 1988. — 68с. (Серия «Техника и технология бурения скважин»: обзор. информ. ; вып. 9). — С. 8 -16

Стаття постуила в редакційну колегію
16.07.09

Рекомендована до друку професором
Б. О. Черновим