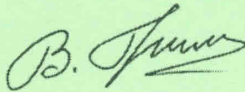


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

ГРИМАНЮК ВОЛОДИМИР ІГОРОВИЧ



УДК 622.245.422

**РОЗРОБЛЕННЯ АРМОВАНОВОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ
ДЛЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН
(НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ
ЧОРНОГО МОРЯ)**

05.15.10 — Буріння свердловин

АВТОРЕФЕРАТ
дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2014

Дисертацією є рукопис

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу Міністерства освіти і науки України



Науковий керівник: доктор технічних наук, професор
Коцкулич Ярослав Степанович,
Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу,
професор кафедри буріння
нафтових і газових свердловин

Офіційні опоненти: доктор технічних наук
Гшовський Сергій Володимирович,
Український державний
геологорозвідувальний інститут УкрДГРІ, м. Київ,
директор

кандидат технічних наук
Лазаренко Олександр Григорович,
Товариство з обмеженою відповідальністю
«Науково-технічне підприємство
«Бурова техніка», м. Полтава,
головний інженер

Захист дисертації відбудеться «25» грудня 2014р. о 10⁰⁰ на засіданні спеціалізованої ради Д.20.052.02 при Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

З дисертацією можна ознайомитись у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий «22» листопада 2014р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради,
кандидат технічних наук, доцент

I.M. Ковбасюк



АГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

an2501

роботи. Головною умовою безаварійної роботи свердловини є забезпечення герметичності її кріплення, що особливо важливо при спорудженні свердловин в акваторії моря, адже ліквідувати наслідки аварії на морських підземних спорудах надзвичайно складно.

Аналіз стану якості кріплення свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря показав, що кількість свердловин, в яких зафіксовані міжколонні тиски, складає до 30%. Причиною втрати герметичності цементного кільця є, насамперед, утворення тріщин в цементному камені та низька адгезія його контактних поверхонь з обсадною колоною та стінкою свердловини внаслідок дії надмірних внутрішніх навантажень на обсадну колону під час буріння, опресування і перфорації кріплення, зміни температурного режиму в свердловині та інших чинників. Міцність цементного каменю зі стандартних цементів на розтіг майже в 10 разів менша, ніж на стиск, деформаційні характеристики цементного каменю істотно відрізняються від характеристик матеріалу обсадних труб, що призводить до утворення зазору між цементним каменем та обсадною колоною після зняття внутрішнього навантаження на кріплення свердловини.

На основі аналізу гірничо-геологічних умов спорудження свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря, причин та механізму тріщиноутворення в тампонажному камені зроблено висновок про необхідність розробки нових рецептур тампонажних матеріалів з підвищеними деформаційними характеристиками і високою тріщиностійкістю, а також удосконалення технології їхнього приготування та цементування свердловин на родовищах підприємства публічного акціонерного товариства (ПАТ) «ДАТ «Чорноморнафтогаз». Впровадження розроблених матеріалів і технологій дозволить підвищити якість кріплення свердловини та продовжити термін її безаварійної роботи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційну роботу виконано у відповідності з планами науково-дослідних робіт за тематикою «Дослідження і розроблення інноваційних технологій буріння нафтових і газових свердловин», затвердженою на засіданні наукової ради університету від 07.09.2009 згідно з протоколом №4/54.

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є розроблення армованого тампонажного матеріалу для цементування газових свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря, дослідження герметичності контактних поверхонь тампонажного кільця з обсадною колоною і свердловиною та розроблення технології приготування армованого тампонажного розчину в умовах підприємства ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі задачі:

1. Розробити критерії оцінки роботоздатності тампонажного розчину та каменю в умовах спорудження свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря;

2. Оптимізувати компонентний склад тампонажного матеріалу з армуючою домішкою на основі розроблених критеріїв оцінки;

3. Оцінити герметичність контактних поверхонь кріплення при використанні тампонажного каменю з включенням армуючої домішки;

4. Дослідити міцнісні та деформаційні характеристики армованого тампонажного каменю (АТК) та розчину в пластових умовах та в агресивному середовищі;

5. Дослідити роботоздатність армованого тампонажного каменю при дії динамічних навантажень;

6. Розробити рекомендації щодо застосування армованого тампонажного матеріалу та передати їх до впровадження під час спорудження свердловин на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Об'єкт дослідження: тампонажний розчин і камінь, контактні поверхні тампонажного каменю з обсадною колоною і стінкою свердловини, процес тріщиноутворення в тампонажному камені.

Предмет дослідження: технологічні властивості армованого тампонажного каменю, тампонажного розчину та його суміші з біополімерним розчином та буферною рідиною, технічні засоби для вдосконалення двоступеневого цементування свердловин, умови формування герметичного контакту з обмежувачими поверхнями під час тужавіння тампонажного розчину

Методи дослідження. При виконанні дисертаційної роботи використовувались відомі методи планування експериментів, статистичні методи обробки і аналізу результатів експериментальних досліджень, спеціалізоване програмне забезпечення, стандартизовані методи лабораторних досліджень та розроблені автором методики визначення окремих технологічних властивостей тампонажного розчину та каменю, сучасні методи рентгенівської дифрактометрії, електронної мікроскопії, диференціально-термічного аналізу.

Наукова новизна результатів, отриманих в дисертаційній роботі:

1. Розроблено новий компонентний склад тампонажного розчину з включенням армуючої домішки ППФ та CaCl_2 , тампонажний камінь з якого забезпечує герметичність за колонного простору свердловини під час виконання в ній технологічних операцій, які супроводжуються високим тиском.

2. На основі аналізу умов спорудження газових свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря розроблено нові критерії оцінки роботоздатності тампонажного розчину та каменю, які покладені в основу розроблення армованого тампонажного матеріалу.

3. Експериментальними дослідженнями уточнено величину модуля Юнга армованого тампонажного каменю, який на 54 – 56% менший в порівнянні з значенням цього показника для традиційного тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 без армуючих домішок, що пояснює покращення деформаційних характеристик.

Практичне значення одержаних результатів

1. Вдосконалено методику вибору армуючої домішки для тампонажного матеріалу в умовах спорудження свердловин на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

2. Розроблено технологію приготування армованого тампонажного матеріалу, завдяки якій забезпечується гомогенний розподіл домішок в цементній суміші в умовах використання морської самопідіймальної бурової установки (СПБУ).

3. Підбрано склад буферної рідини для розмежування бурового та тампонажного розчинів під час цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», що дає змогу підвищити герметичність кріплення свердловини.

4. Вдосконалено технологію та технічні засоби для виконання двоступеневого цементування експлуатаційних колон, що дає можливість зменшити навантаження на кріплення свердловини під час розбурювання цементного стакана і технологічного оснащення в обсадній колоні.

Особистий внесок здобувача. Особисто автором проаналізовано промислові дані щодо геолого-технічних та технологічних умов спорудження свердловин підприємством ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», на основі якого встановлено причини виникнення міжколонних тисків в свердловинах. Розроблено лабораторну установку для визначення тріщиностійкості тампонажного каменю [1], проведено дослідження механічних властивостей дисперсноармованого тампонажного каменю при дії статичних і динамічних навантажень [6], та обґрунтовано рецептури седиментаційно-стійких тампонажних розчинів [5].

У співпраці з іншими науковцями розроблено методику вибору рецептури обробки цементного розчину [2, 3], досліджено герметичність контактної поверхні тампонажного каменю з обсадною колоною та стінкою свердловини [9, 10], обґрунтовано критерії оцінювання деформаційної здатності тампонажного каменю [8], проведено вибір складу армованих тампонажних розчинів [4, 7]. За результатами проведених досліджень розроблено рекомендації щодо впровадження рецептури, технології приготування армованих тампонажних розчинів та тампонування свердловин на північно-західних родовищах шельфу Чорного моря, які передані в управління розвідувального та експлуатаційного буріння ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи обговорювались на науково-технічній конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України», (м. Івано-Франківськ, 16-18 листопада 2010 р.), двадцять другій науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка, (м. Івано-Франківськ, 3-22 березня 2011 р.), міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика-2011», (м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011р.), міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовка фахівців нафтогазової галузі», (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012р.), дев'ятій міжнародній науково-практичній конференції «Нафта і газ України – 2013», (м. Яремча, 04-06 вересня 2013р.), сімнадцятій міжнародній конференції «Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения», (м. Трускавець, 14 – 20 вересня 2014р.).

У повному обсязі робота доповідалась на наукових семінарах кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (листопад 2013 р., липень 2014 р.)

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 10 наукових праць, з яких 6 у фахових наукових журналах (в т.ч. 3 без співавторів, 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus); 3 у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій; 1 патент України на корисну модель.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох глав, основних висновків та рекомендацій, списку літератури та двох додатків. Матеріали дисертації викладено на 199 сторінках, містять 61 рисунок та 56 таблиць, список використаних джерел включає 123 найменування.

Автор висловлює глибоку подяку своєму науковому керівникові професору Коцкуличу Я.С. та колективу кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ за підтримку та створення сприятливих умов для виконання дисертаційної роботи.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтовано актуальність теми дисертаційної роботи, сформульовано мету і задачі дослідження, відображено наукове та практичне значення отриманих результатів.

У першому розділі наведено характеристику геолого-технічних умов спорудження свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря – Одеському, Архангельському, Кримському, Голіцинському, Штормовому. Свердловини розкривають два газonosні горизонти, що складені як з нестійких порід майкопу, так і з сильно зцементованих порід палеоцену. Одночасна перфорація двох інтервалів створює передумови для міжпластового перетікання газу в заколонному просторі свердловини з нижнього пласта у верхній у випадку їх неякісного розмежування.

На основі аналізу причин виникнення міжколонних тисків та розроблення гіпотез їх пояснення встановлено, що однією з головних причин міжпластових перетікань флюїду є низькі деформаційні характеристики тампонажного кільця та низька герметичність його контактних поверхонь з обсадною колоною та стінкою свердловини.

Обґрунтовано, що для вирішення проблеми попередження виникнення міжколонних тисків у свердловинах північно-західного шельфу Чорного моря існує необхідність розроблення тампонажних матеріалів, які утворюють тампонажний камінь з покращеними деформаційними характеристиками в умовах статичних та динамічних навантажень.

Значний вклад у розвиток наукових досліджень у напрямку вдосконалення властивостей тампонажних матеріалів для цементування нафтових і газових свердловин зробили вітчизняні та зарубіжні науковці, зокрема Ашраф'ян М.О., Булатов А.І., Данюшевський В.С., Карімов Н.Х., Колісник В.І., Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М., Навроцький Б.І., Тершак Б.А., Bezerra E., Soltanian H. та інші.

Незважаючи на значну кількість досліджень, проблема збереження цілісності тампонажного каменю в умовах надмірних навантажень, зміни температурного режиму, роботи в агресивному середовищі залишається й досі актуальною.

Встановлено, що для розроблення нових тампонажних матеріалів необхідне вдосконалення існуючих критеріїв оцінки їхньої здатності забезпечити герметичність міжколонного простору у свердловинах, що споруджуються в складних гірничо-геологічних умовах.

Визначено основні задачі, які необхідно вирішити для забезпечення якісного кріплення свердловин на родовищах північно-західного шельфу, а саме: розробити критерії оцінки якості тампонажних матеріалів з врахуванням умов їхнього застосування; розробити рецептуру тампонажного матеріалу, камінь з якого володів би підвищеними деформаційними властивостями, високою тріщиностійкістю в умовах динамічних навантажень та високою корозійною стійкістю в агресивному середовищі; розробити технологію приготування тампонажного розчину, враховуючи специфіку виконання робіт в умовах СПБУ.

У другому розділі проведено оцінку деформацій тампонажного кільця в заколонному просторі свердловини під час опресування обсадної колони, розбурювання цементного стакана та проведення перфорації колони.

Показано, що тампонажний камінь з матеріалу ПЦТ-І-50 вітчизняного виробництва володіє низькими деформаційними властивостями і не забезпечує достатньої герметичності заколонного простору свердловини. Аналітичними розрахунками та експериментальними дослідженнями встановлено, що контактний тиск на межі «обсадна колона – тампонажний камінь» під час опресування обсадної колони перевищує допустиму величину в 1,2 – 6 раз залежно від часу тверднення каменю, глибини свердловини та параметрів бурового розчину.

Результатами розрахунків встановлено, що значення додаткового тиску на внутрішній поверхні обсадної колони внаслідок її взаємодії з бурильною колоною, яке для усіх досліджуваних моделей знаходиться в межах 2 – 5 МПа, спричиняє фактичне переміщення контактної поверхні вище критичного значення в 1,5 – 2 рази. Внаслідок цього, під час розбурювання цементного стакана і «башмака» обсадної колони відбувається розрив контактної поверхні між обсадною колоною і тампонажним кільцем у зв'язку з виникненням розтягуючих навантажень, що призводить до перевищення допустимих значень пластичної деформації тампонажного каменю. Таким чином, утворюється зазор між контактними поверхнями, що спричиняє втрату герметичності заколонного простору.

В практиці вторинного розкриття продуктивних пластів у свердловинах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» найбільш поширеним є кумулятивний спосіб перфорації. Скориставшись відомим співвідношенням теорії ударних хвиль теоретичними розрахунками встановлено, що межа текучості сталі (250 – 350 МПа) менша в десятки разів за тиск продуктів вибуху. Цей тиск частково передається на обсадну колону і тампонажне кільце в зоні перфорації, що призводить до руйнування каменю і порушення герметичності контакту.

З цього випливає, що для забезпечення герметичності кріплення свердловини слід розробити новий модифікований тампонажний матеріал з покращеними деформаційними властивостями.

Для оцінювання умов роботи тампонажного каменю в свердловинах шельфу Чорного моря розроблено критерії роботоздатності тампонажного матеріалу.

Здатність тампонажного розчину в умовах свердловини зберігати однорідність структури автором прийнято оцінювати коефіцієнтом стабільності (1), який характеризує зменшення густини тампонажного розчину в заколонному просторі внаслідок седиментації його дисперсної фази.

$$K_{CT} = \frac{\Delta\rho}{\rho_0} 100\%, \quad (1)$$

де $\Delta\rho$ – різниця густин нижньої та верхньої частини тампонажного каменю після його тужавіння в пластових умовах, ρ_0 – густина вихідного розчину.

Відповідно до умов спорудження свердловин на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» зниження густини стовпа тампонажного розчину у верхній його частині на 1 – 1,5% може призвести до втрати гідростатичного балансу в системі «свердловина – пласт» і стати причиною виникнення ускладнень. В зв'язку з цим, граничне значення коефіцієнта $[K_{CT}]$ приймаємо в межах 1 – 1,5%. Встановлене обмеження дозволить уникнути депресії на пласт та сформувати щільний тампонажний камінь.

Показник деформаційної здатності будь-якого матеріалу прийнято оцінювати за величиною його деформаційних змін після створення навантаження. Зважаючи на те, що герметичність та цілісність системи «тампонажний камінь – обсадна колона» крім інших показників залежить також і від пластичності тампонажного кільця, нами прийнято рішення визначати критерій деформаційної здатності системи через переміщення точок на її поверхні:

$$K_{ДЗ} = \frac{U_1}{U_2}, \quad (2)$$

де U_1 , U_2 – відповідно переміщення точок контактної поверхні системи «тампонажний камінь – обсадна колона» та точок зовнішньої поверхні обсадної колони за відсутності такого контакту під дією внутрішнього тиску.

Значення $K_{ДЗ}$ (2) вказує на скільки тампонажний камінь в заколонному просторі впливає на деформацію обсадної колони під дією внутрішнього тиску. Забезпечення цілісності та герметичності заколонного простору може бути досягнуто при виконанні умови (3).

$$K_{ДЗ} < [K_{ДЗ}], \quad (3)$$

Аналіз результатів розрахунків свідчить, що коефіцієнт $[K_{ДЗ}]$ за умови використання традиційного тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 ($B/\Pi = 0,5$) перевищує фактичне значення в 7 – 8 раз, що призводить до утворення зазору між поверхнею тампонажного каменю та обсадною колоною під час створення внутрішнього тиску в колоні.

Для оцінки властивостей тампонажного каменю протидіяти динамічному навантаженню під час проведення кумулятивної перфорації кріплення свердловини пропонується ввести коефіцієнт передачі енергії системи «тампонажний камінь – обсадна колона» ($K_{ПЕ}$), який оцінюватиме, у скільки разів енергія передана вибуховою хвилею кумулятивного заряду перфоратора на

одиницю площі (W_1) більша за енергію, необхідну для утворення одиниці нової площі в тампонажному камені ($W_{Т.К.}$) під час удару.

$$K_{PE} = \frac{W_1}{W_{Т.К.}}, \quad (4)$$

Значення W_1 розраховано аналітичним методом розробленим Баумом і Станюковичем з врахуванням маси та енергії активної частини кумулятивного заряду. Для визначення $W_{Т.К.}$ було використано відому методику визначення міцності твердого тіла методом товчення.

З метою оцінки властивості тампонажного каменю протистояти розповсюдженню дефектів (тріщин) в його структурі, які виникають під час створення різного виду навантажень на кріплення свердловини, введено критерій резистентності. Резистентність поширення тріщини в тампонажному камені оцінювали методом механіки руйнування твердого тіла. В момент поширення тріщини у дослідному зразку визначали навантаження та прогин зразка на проміжному етапі його розколювання і до моменту його повного руйнування. За результатами експериментів побудовано діаграму залежності сили, необхідної для поширення штучно сформованої тріщини у дослідному зразку, від прогину зразка. Виходячи з площі окремих частин діаграми, визначається кількість роботи затраченої на деформування зразка. Автором пропонується визначати коефіцієнт резистентності (здатність матеріалу чинити опір) поширенню тріщини як відношення роботи, затраченої на повне руйнування зразка до роботи, затраченої на пружну деформацію зразка за формулою (5):

$$K_p = \frac{W_1}{W_2} > 1, \quad (5)$$

де W_1 – робота, затрачена на статичне руйнування зразка; W_2 – робота, затрачена на пружне деформування зразка до моменту поширення тріщини.

Виконання умови (5) вказує на збільшення обсягу роботи, яку необхідно виконати для поширення тріщини в тампонажному камені, тобто при порівнянні тампонажних матеріалів з різними типами домішок вищий показник K_p вказує на підвищену резистентність поширенню тріщини в матеріалі.

Оскільки в пластових водах родовищ Чорного моря концентрація сульфатів та хлоридів магнію у десять разів вища в порівнянні з технічною водою, це створює умови для протікання корозійних процесів в тампонажному камені, що розміщений навпроти водоносних горизонтів. Для оцінки здатності тампонажного каменю працювати в корозійному середовищі прийнято використати відомі критерії корозійної стійкості:

1. Зміна механічних властивостей тампонажного каменю у віці від одного до 12 місяців, яка не повинна перевищувати 15%.

2. Зміна пористості тампонажного каменю, що зберігався в агресивному середовищі впродовж 12 місяців (V_1). Якщо цей показник більший, ніж пористість тампонажного зразка аналогічного складу, який тверднув у технічній воді (V_0), то такий матеріал вважатиметься корозійно-нестійким, тобто $V_1/V_0 \leq 1$.

Для вибору армуючої домішки і характеристики компонентів тампонажного матеріалу проведено дослідження волокон синтетичного (поліпропілен, поліамід, вуглеволокно) та мінерального (воластоніт, базальт, азбест) походження. Встановлено, що тампонажний камінь з домішкою поліпропіленової фібри (ППФ) володіє найкращими деформаційними властивостями з-поміж досліджуваних домішок та відносно низькою вартістю. Отже, ППФ було обрано в якості армуючої домішки.

Зважаючи на те, що кріплення свердловини на всіх стадіях її спорудження та експлуатації піддається значним навантаженням, для отримання в початковий період суфозійно-стійкого розчину та міцного каменю рекомендується вводити до його складу хлористий кальцій (CaCl_2). Ця домішка покращує реологічні властивості тампонажного розчину та позитивно впливає на корозійну стійкість тампонажного каменю.

У третьому розділі розроблено план проведення експериментів та обґрунтовано вибір рецептури тампонажного матеріалу на основі розроблених критеріїв та норм ДСТУ, проведено дослідження герметичності контакту тампонажного каменю з обсадною колоною та стінкою свердловини.

Під час планування експериментів було використано метод латинських квадратів, який дозволяє при мінімальній кількості дослідів одержати інформацію про вагомість впливу того чи іншого фактору на досліджуваний процес. Для оцінки якості матеріалів, в яких неможливо виділити єдиний характерний показник, було використано функцію бажаності:

$$D = \sqrt[n]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \dots d_n}, \quad (6)$$

де $d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$ – бажаність досліджуваних показників (межа міцності тампонажного каменю на розтяг та стиск; водовідділення та розтічність тампонажного розчину; критерій резистентності, деформаційної здатності, передачі енергії та седиментаційної стійкості).

Для проведення розрахунків за функцією (6) запропоновано шкалу відповідності між мірою бажаності та умовним еталоном у вигляді чисел, що дало змогу обрати рецептуру армованого тампонажного розчину в першому наближенні: ППФ – (0,2 – 0,6%); CaCl_2 – (1,5 – 2,5%); водоцементне відношення $V/C = 0,5$.

Подальші дослідження проведено з метою корегування кількісного вмісту домішок. Зокрема, досліджувались залежності таких показників тампонажного розчину, як пластична в'язкість, динамічне напруження зсуву (рис. 1), розтічність, водовідділення, консистенція. Встановлено, що для забезпечення якісного цементування свердловин в умовах шельфу Чорного моря одночасно з уведенням як армуючої домішки ППФ, необхідно вводити домішку CaCl_2 у кількості ППФ та CaCl_2 в межах 1,5 – 2,5 % та 0,5 – 0,6% відповідно при $V/C = 0,5$.

Експериментально встановлено, що найвищої міцності на розтяг та стиск армований тампонажний камінь досягає при концентрації домішок ППФ та CaCl_2 відповідно 0,5 – 0,6% та 2 – 2,5% (рис.2). Величина перевищення міцності на розтяг та стиск для армованого каменю порівняно з міцністю каменю з матеріалу ПЦТ-І-50 у віці 28 діб складає відповідно 2,4 та 1,8 рази.

Аналітичними розрахунками встановлено, що для утворення одиниці площі в АТК у віці 2 доби та 28 діб потрібно енергії в (2,1 – 2,8) та (1,5 – 1,8) рази більше в порівнянні з традиційним каменем з ПЦТ-I-50 відповідно. Таким чином, АТК з вмістом 0,5 – 0,6% ППФ та 2 – 2,5% CaCl₂ забезпечує зниження $K_{ПФ}$ до 3,5 разів (рис. 3 б), що суттєво знижує негативний вплив динамічних навантажень під час кумулятивної перфоратії на герметичність тампонажного кільця.

З метою дослідження резистентності АТК було застосовано спеціальний пристрій для реалізації схеми триточкового згину зразка. Величина коефіцієнту резистентності набуває максимальних значень за концентрації ППФ у верхньому діапазоні зміни вмісту домішки (0,5 – 0,6%) за умови збереження рухомості тампонажного розчину згідно ДСТУ Б В.2.7-88-99

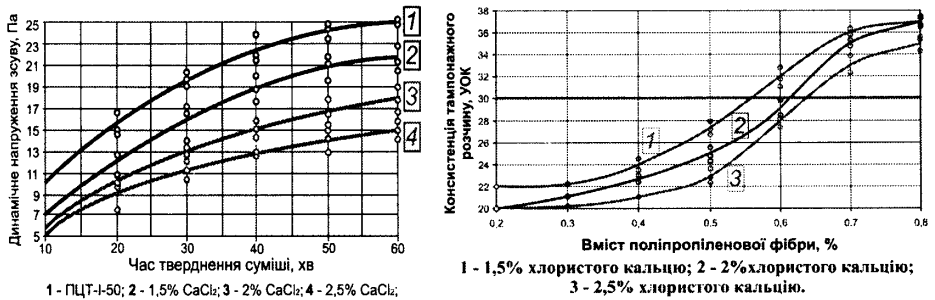


Рисунок 1 – Характер зміни динамічного напруження зсуву (а) та консистенції (б) армованого тампонажного розчину

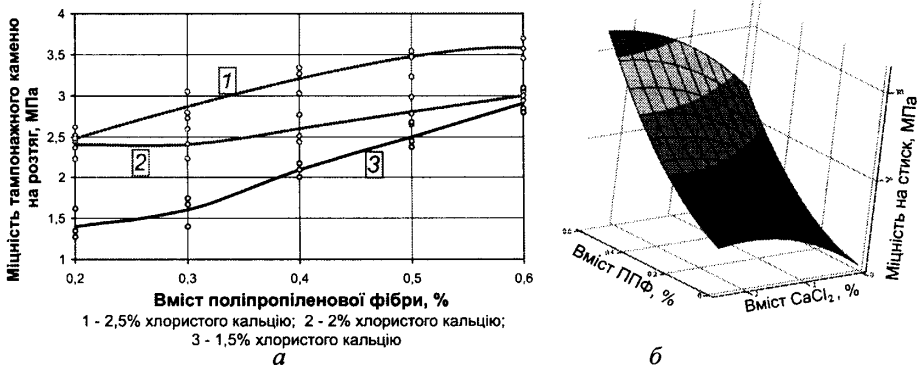
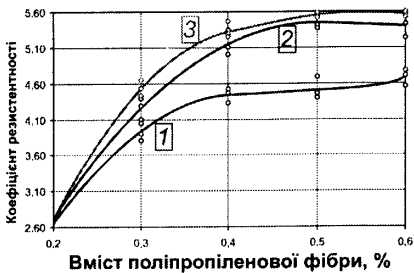
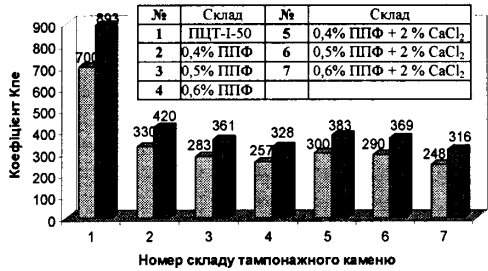


Рисунок 2 – Тенденція зміни міцності армованого тампонажного каменю на розтяг (а) та стиск (б) у віці 28 діб



1 - 1,5% хлористого кальцію; 2 - 2% хлористого кальцію;
3 - 2,5% хлористого кальцію.

а



Тип перфоратора
□ ПКО-89 ■ ПКО-73

б

Рисунок 3 – Характер зміни коефіцієнта резистентності (а) армованого тампонажного каменю та передачі енергії (б) системи «камінь – обсадна колона»

В порівнянні з тампонажним каменем з ПЦТ-I-50, для якого $Kp = 1$, значення Kp зросло в 5,5 – 5,6 рази (рис. 3 а). Таким чином, АТК найбільш ефективно протистоїть тріщиноутворенню за концентрації армуючої домішки в межах 0,5 – 0,6%. Розрахований показник кореляції впливу ППФ на Kp (0,897) дає підстави стверджувати про значний вплив цієї домішки на досліджуваний критерій.

Мінімальні значення коефіцієнта стійкості тампонажної суміші отримані при вмісті 2,5% CaCl₂ та 0,5 – 0,6% ППФ як в нормальних, так і в пластових умовах тужавіння. Це пояснюється тим, що фібра в тампонажному розчині сприяє зменшенню інтенсивності масообмінних процесів внаслідок «зависання» фібри в дисперсному середовищі та створює бар'єр для міграції в ньому дисперсної фази, а також зменшення тривалості масообміну, оскільки прискорюється структура формування тампонажного каменю за рахунок домішки CaCl₂.

Утворення тріщин у фільтраційній кірці є однією з причин втрати герметичності заколонного простору свердловини. Дослідження впливу тампонажного розчину на тріщиностійкість фільтраційної кірки були проведені з використанням армуючої домішки ППФ та CaCl₂. Встановлено, що втрата маси фільтраційної кірки бурового розчину при контактуванні з армованим тампонажним розчином в 2 – 5,5 рази менша, ніж із зразком з ПЦТ-I-50. Це пояснюється здатністю CaCl₂ зменшувати контракцію тампонажного каменю, що позитивно впливає на герметичність заколонного простору.

Дослідженнями встановлено, що в період перших трьох діб контракція тампонажного каменю інтенсивно зростає, а при подальшому твердненні рівномірно уповільнюється. З підвищенням температури контракція посилюється. Домішка ППФ у тампонажному розчині, на відміну від CaCl₂ практично не впливає на його контракцію. При додаванні CaCl₂ зменшується кількість зв'язаної води під час гідратації цементу за рахунок приєднання іонів CaCl₂ до алюмінатної і феритної фази цементу, що призводить до утворення комплексних з'єднань, які прискорюють тужавіння цементного розчину і стають центрами кристалізації для гідратації силікатних фаз.

Експериментальні дослідження герметичності системи елементів кріплення свердловини «тампонажний камінь-обсадна колона» проводились з використанням спеціальної лабораторної установки, яка дозволяє оцінити витрату повітря через контактні поверхні цементного кільця з металом внутрішньої (суцільної) та зовнішньої (розбірної) труби під впливом перепаду тиску. Встановлено, що в пластових умовах газопроникність оболонки з АТК (0,5% ППФ + 2% CaCl_2) в 1,2 рази менша від газопроникності оболонки тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 та в 1,3 рази менша від газопроникності оболонки з тампонажного каменю з домішкою 2% CaCl_2 без ППФ, що пов'язано з різними значеннями усадки АТК в часі.

Для дослідження динаміки зміни усадки тампонажного каменю в пластових умовах використовувався автоклав консистометра цементних розчинів КЦ-3 із спеціальною приставкою. Встановлено, що в період до 7-10 діб твердіння усадка всіх цементних сумішей інтенсивно зростає, і при подальшому зберіганні практично припиняється. Додавка до 2% CaCl_2 призводить до ще більшої усадки тампонажного розчину (каменю) з ПЦТ-І-50 на 10 – 20%, що пояснюється більш повною гідратацією аліту (C_3S) в цементній суміші. За підвищеної температури і тиску усадка каменю з суміші ПЦТ-І-50 зростає в 1,5 – 2 рази. Додавання до суміші ППФ призводить до зменшення усадки тампонажного розчину (каменю) і при концентрації більше 0,4% нівелює негативний вплив усадки від добавки 2% CaCl_2 . Усадка тампонажного каменю з армованого тампонажного розчину у віці після семи діб в пластових умовах практично відсутня, що пояснюється прискореною гідратацією тампонажного каменю за підвищеного тиску та температури.

У віці 6-8 діб усадка тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 досягає величини 0,13 – 0,15% при якій відбувається газопрорив контактної зони моделі (рис. 4). Експериментальні дані свідчать, що коефіцієнт усадки АТК з вмістом 0,4 – 0,6% ППФ та 2% CaCl_2 у віці 7 діб в пластових умовах не перевищує 0,12%, що достатньо для збереження герметичності контактної поверхні «тампонажний камінь-обсадна колона».

Експериментальні дослідження проникності каменю з штучною тріщиною проведено на спеціальній установці. Встановлено, що опірність газопроникності тріщин розкриттям до 100мкм в АТК зменшився в 1,3 – 1,4 рази в порівнянні з тріщинами в тампонажному камені з ПЦТ-І-50. Відзначається дві причини цього явища: наявність опору в тріщині, який створюється за рахунок волокон фібри в тріщині; капілярне утримання води між волокнами фібри (рис. 5).

Встановлено, що період корозійної стійкості для цементних зразків в агресивному середовищі MgSO_4 становить 3 місяці. Уведення домішки CaCl_2 в кількості 2 – 2,5% знижує негативний вплив магnezіальної корозії на міцність та пористість тампонажного каменю.

Для дослідження фізико-хімічних процесів, які відбуваються в тампонажному камені, використано методи динамічної термогравіметрії (ТГ), диференціальних термографічних кривих (ДТГ), диференціально-термічного аналізу (ДТА) та рентгеноструктурного аналізу (рис.6). Рентгенофазний аналіз проводився на дифрактометрі ДРОН-3.0, а термічний аналіз – на приладі синхронного термічного аналізу STA 449 F3 Jupiter.

Характер зміни кривих ДТА свідчить як про прискорюючу дію CaCl_2 на гідратацію тампонажного розчину, так і про підвищену кількість продуктів гідратації в армованому тампонажному камені, що не суперечить, а доповнює дослідження, проведені в цьому напрямку іншими авторами. Підвищена інтенсивність втрати маси зразків, які тверднули в нормальних умовах (криві ТГ) в порівнянні зі зразками, що тверднули в пластових умовах, свідчить про підвищений вміст низькоосновних гідросилікатів, які, в основному, забезпечують міцність тампонажного каменю.

Дослідженнями встановлено, що домішка CaCl_2 до 2% та ППФ 0,5 – 0,6% призводить до утворення поверхневих комплексів між CaCl_2 та продуктами гідратації аліту внаслідок перекристалізації гідратних фаз тампонажного каменю та збільшення центрів гідратуотворень. Підвищена кількість останніх на поверхні ППФ є однією з причин збільшення міцнісних та деформаційних характеристик тампонажного каменю.

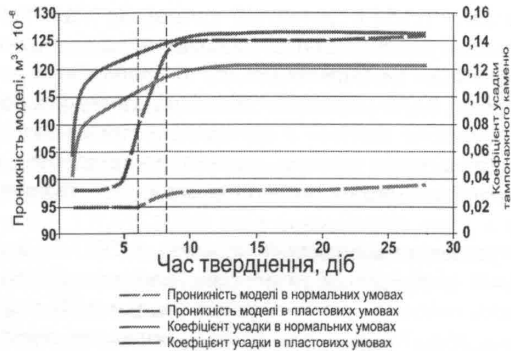
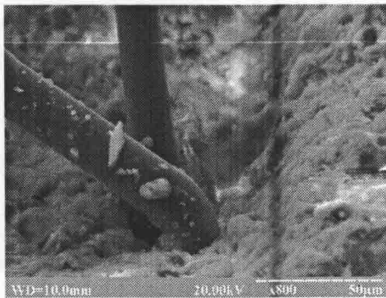
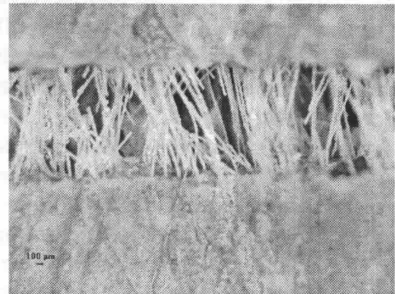


Рисунок 4 – Динаміка зміни газопроникності контактних поверхонь моделі кріплення свердловини та усадки тампонажного каменю ПЦТ-І-50



Масштаб 800 : 1



Масштаб 20 : 1

Рисунок 5 – Фотографії армованого тампонажного каменю під мікроскопом

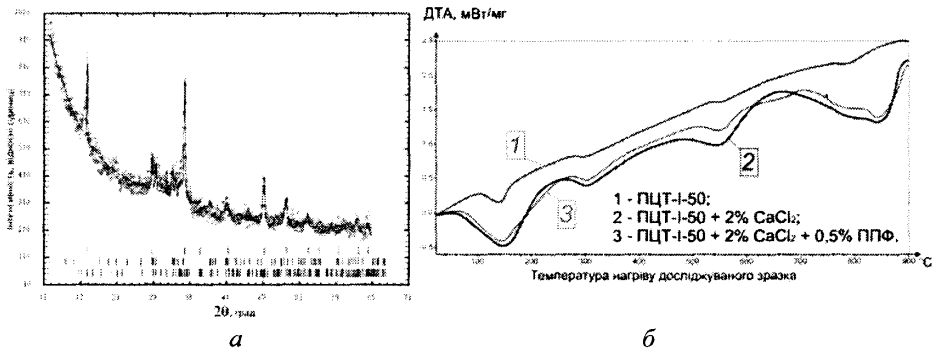


Рисунок 6 – Рентгенограма (а) та крива ДТА (б) для зразків АТК, що тверднули в пластових умовах

У четвертому розділі описано технологію приготування армованого тампонажного розчину, технічні та технологічні розробки спрямовані на збереження та покращення якості цементування свердловин в умовах підприємства ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Дослідження седиментаційної стійкості ППФ в рідині затворення були проведені лабораторні дослідження за результатами яких встановлено, що середня швидкість спливання ППФ складає 1,25% від об'єму нерухокої рідини затворення за одну годину. Тож, враховуючи, що ступеневе цементування обсадної колони триває не більше 1,2 години, навіть за відсутності циркуляції рідини затворення, в ємності фібра розподілиться гомогенно у всьому її об'ємі.

Для приготування тампонажного розчину з домішкою ППФ розроблено технологію введення фібри в рідину затворення безпосередньо перед приготуванням цементного розчину, яка забезпечує гомогенний її розподіл. В розрахункову кількість рідини затворення, яка знаходиться в ємностях оснащених лопатевими вертикальними перемішувачами, додають розрахункову кількість CaCl₂. При ввімкненому перемішувачі в рідину затворення вводять необхідну кількість ППФ. Рідина затворення подається до цементувального агрегата здійснюється за допомогою циркуляційної системи бурової установки (рис. 7 а).

Дослідженнями встановлено, що при контактуванні біополімерного бурового розчину з тампонажним відбувається процес коагуляції, в результаті якого утворюється в'язка важкопрокачувана неоднорідна маса, що може стати причиною виникнення ускладнень під час проведення цементування свердловини. Для розмежування бурового і тампонажного розчинів як буферна рідина використовується морська вода, яка призводить до корозії тампонажного каменю, тому на основі критерію сумісності з буровим і тампонажним розчинами запропоновано як буферну рідину використовувати 60%-ний водний розчин CaCl₂.

Механізм дії CaCl₂ полягає в адсорбції іонів Cl⁻ на поверхні полімеру, що створює від'ємно-заряджену оболонку навколо нього та усуває можливість приєднувати до себе суміжні частинки. Цей механізм пояснює стабільно високу розтічність сумішей тампонажного з буровим та буферним розчином. Для

дослідження можливості безаварійного прокачування суміші армованого тампонажного розчину та обраної буферної рідини було визначено час загущення суміші в пластових умовах до консистенції 30 УОК. Встановлено, що 60%-ий водний розчин CaCl_2 не створює небезпеки загущення та може бути використаний як буферна рідина.

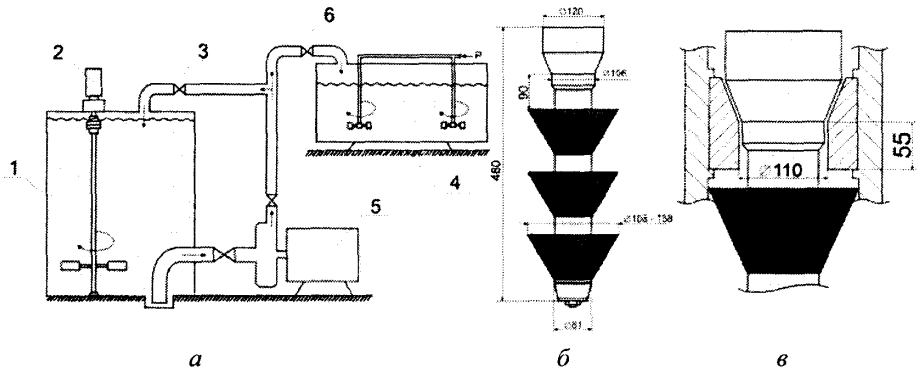
Важливим параметром буферної рідини є її густина. Встановлено, що густина обважненої буферної рідини (1250 кг/м^3) на основі 60%-го водного розчину CaCl_2 достатня для створення умов надійного розмежування тампонажного та біополімерного бурового розчинів.

В більшості випадків для цементування використовуються пристрої двоступеневого цементування з гідравлічною системою управління (ПДЦГ). Недоліком використання технології ступеневого цементування є необхідність виконання операцій, що викликають динамічні навантаження на кріплення свердловини, а саме – розбурювання двох зворотних клапанів, муфти «стоп», двох розмежувальних пробок, цементного «стакану» висотою мінімум 20 – 22 м та цементного «язика» висотою 2 – 3 м під пристроєм ПДЦГ, який утворюється внаслідок часткового заміщення бурового розчину тампонажним під час цементування другої ступені. Враховуючи низькі міцнісні характеристики новоутвореного тампонажного каменю, виникає небезпека втрати герметичності заколонного простору свердловини під дією динамічних навантажень.

Автором розроблено вдосконалену технологію цементування свердловин, яка дозволяє зменшити кількість елементів в обсадній колоні, які необхідно розбурювати після завершення її цементування, а саме: відсутність цементу в обсадній колоні, верхнього зворотного клапана та посадочного кільця пристрою ПДЦГ. Це дає змогу зменшити кількість динамічних навантажень на цементне кільце в заколонному просторі свердловини, знизити ризик заклинювання долота через зменшення кількості розбурювання дрібних металевих елементів (зокрема зворотного клапана), зменшити час та кошти на спорудження свердловини.

Окрім цього, завдяки використанню нижньої модифікованої пробки в нижньому кільці «стоп» пристрою ПДЦГ (рис.7 б) додатково досягаються такі переваги:

- відсутнє надлишкове навантаження на відкритий стовбур під башмаком попередньої обсадної колоні, оскільки відкриття «вікон» муфти ПДЦГ відбувається за значно меншого тиску (8 МПа проти 20 МПа);
- модифікована пробка змінює напрямок дії прикладеної до штифтів сили, що нівелює ризик не спрацювання системи відкриття «вікон» муфти ПДЦГ;
- відсутній ризик зворотного перетоку тампонажного розчину в обсадну колону у разі не спрацювання зворотного клапана, оскільки відбувається герметизація внутрішнього простору обсадної колоні шляхом закриття прохідного отвору нижнього кільця «стоп» пристрою ПДЦГ гумовим ущільненням модифікованої пробки (рис. 7 в).



1 – ємність для рідини затворення; 2 – механічний перемішувач; 3,6 – ручні засувки;
4 – приймальна ємність цементувального агрегата; 5 – відцентровий насос.

Рисунок 7 – Циркуляційна система (а) подачі рідини затворення до приймальної ємності цементувального агрегата та схема модифікованої пробки для пристрою ПДЦГ-168 (б) і її розташування (в) в нижньому кільці «стоп».

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в результаті виконання якої вирішено науково-прикладну проблему розроблення армованого тампонажного матеріалу для підвищення якості цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря із застосуванням домішок ППФ та CaCl_2 .

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень одержано наступні основні результати:

1. На основі аналізу промислових даних якості кріплення свердловин встановлено, що кількість свердловин північно-західного шельфу Чорного моря ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», в яких відмічено МКТ складає до 30% від загального фонду. Основними причинами МКТ є низькі пружньо-деформаційні властивості тампонажного каменю, його фізичне старіння у агресивному середовищі морської води, залишки невитісненого бурового розчину з заколонного простору свердловини, відсутність обґрунтованих критеріїв оцінки роботоздатності тампонажних матеріалів та, як наслідок, шляхів підвищення герметичності заколонного простору свердловин.

2. Встановлено, що під час проведення опресування обсадної колони та розбурювання цементного стакану в обсадній колоні фактичне переміщення контактної поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона» перевищує допустиме значення в 1,2 – 13 рази залежно від віку цементного каменю. В зв'язку з цим утворюється зазор розміром до 0,1 мм на межі контакту цементного кільця з обсадною колоною та, як наслідок, втрачається герметичність заколонного простору свердловини. Показано, що одним із шляхів зменшення негативного впливу пострілу перфоратора на цілісність тампонажного каменю та герметичність

його контактних поверхонь є підвищення деформаційної здатності системи «тампонажний камінь – обсадна колона».

3. Для оцінки роботоздатності тампонажного матеріалу розроблено ряд критеріїв, зокрема: критерій стійкості тампонажного розчину, який оцінено через коефіцієнт седиментаційної стійкості цементного розчину в затрубному просторі свердловини в пластових умовах; критерій деформаційної здатності системи «тампонажний камінь – обсадна колона», який оцінює, на скільки цементне кільце заколонного простору дозволяє деформуватись обсадній колоні під дією внутрішнього тиску; критерій передачі енергії системи «тампонажний камінь – обсадна колона», що визначає, якою мірою ця система здатна поглинати динамічні навантаження на кріплення свердловини під час її спорудження та введення в експлуатацію; критерій резистентності поширення тріщини в тампонажному камені, який оцінює здатність каменю протистояти поширенню в ньому тріщин.

4. Розроблено склад тампонажного розчину з включенням армуючого компонента – ППФ в кількості 0,5 – 0,6% та хлористого кальцію – 2 – 2,5% при водоцементному відношенні 0,5. Встановлено, що використання домішок ППФ та CaCl_2 під час приготування цементного розчину дозволяє зменшити модуль Юнга тампонажного каменю на 54 – 56%, що є основою для покращення деформаційної здатності цементного каменю;

5. Встановлено, що газопроникність цементних зразків з тріщинами розкриттям до 100 мкм в цементному камені, армованому домішками ППФ (0,5 – 0,6%) та CaCl_2 (2 – 2,5%), зменшилась на 37 – 42 % в порівнянні з газопроникністю аналогічних тріщин, сформованих в камені з ПЦТ-І-50.

6. Розроблено та впроваджено технологічну схему приготування рідини для затворення тампонажного розчину, що забезпечує однакову міцність тампонажного каменю вздовж всього заколонного простору свердловини.

7. Розроблено технічні засоби та удосконалено технологію для ступеневого цементування експлуатаційних колон на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», яка дозволяє зменшити кількість елементів в обсадній колоні, які необхідно розбурювати після завершення її цементування в дві ступені.

На основі результатів досліджень розроблені рекомендації з їх впровадження, які передано в управління розвідувального та експлуатаційного буріння ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Гриманюк В.І. Дослідження тріщиностійкості армованого тампонажного каменю для кріплення нафтових і газових свердловин / В.І. Гриманюк // Науковий вісник НГУ. – 2014. – №1(139) . – С.5-10.

2. Коцкулич Я.С. Розроблення методики вибору рецептури обробки цементного розчину / Я.С. Коцкулич, В.І. Гриманюк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2009. – №3(21). – С. 68-72.

3. Коцкулич Я.С. Стан і шляхи підвищення якості розмежування пластів у свердловинах підземних сховищ газу / Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник, В.І. Гриманюк // Науковий вісник ІФНТУНГ . – 2010. – №4(26). – С. 27-32.

4. Коцкулич Я.С. Вибір складу армованих тампонажних розчинів, / Я.С. Коцкулич, В.І. Гриманюк // Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна». – 2011. – 14(181). – С.122-126.

5. Гриманюк В.І. Підбір рецептури седиментаційно-стійких тампонажних розчинів / В.І. Гриманюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 4(41). – С. 63-66.

6. Гриманюк В.І. Дослідження механічних властивостей дисперсноармованого тампонажного каменю під час статичних та динамічних навантажень / В.І. Гриманюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 2(43). – С. 91-98.

7. Пат.79240 Україна, МПК С09К 8/42 Тампонажний розчин для формування тріщиностійкого каменю в процесі цементування нафтових і газових свердловин / В.І. Гриманюк, Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник; заявник і патентовласник В.І. Гриманюк, Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник. – заявл. 03.12.12; опубл. 10.04.2013, Бюл. №7. – 4 с.

8. Коцкулич Я.С. До питання вибору критерію оцінювання деформаційної здатності тампонажного каменю / Я.С. Коцкулич, І.В. Рибіцький, В.І. Гриманюк, О.І. Бунікевич // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – 2012. – Выпуск №12. – С.192-199.

9. Коцкулич Я.С. Оцінка тріщиностійкості фільтраційної кірки бурового розчину та методи її підвищення / Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник, В.І. Гриманюк // Українська нафтогазова академія, 9-та міжнародна науково-практична конференція «Нафта і газ України – 2013» (м. Яремча, 04-06 вересня 2013). – С. 60 – 61.

10. Коцкулич Я.С. Дослідження усадки тампонажного каменю в газових свердловинах на північно-західному шельфі Чорного моря / Я.С. Коцкулич, Колісник В.І., Гриманюк В.І., Гриманюк М.В. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – 2014. – Выпуск №12. – С.192-199.

АНОТАЦІЯ

Гриманюк В.І. Розроблення армованого тампонажного матеріалу для цементування свердловин (на прикладі родовищ північно-західного шельфу Чорного моря).

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.10 – Буріння свердловин – Івано-Франківський університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2014.

Дисертаційна робота присвячена розробленню армованого тампонажного матеріалу для цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря. Оптимізацію складу цементної суміші з підвищеними деформаційними властивостями тампонажного каменю проведено з метою забезпечення надійності кріплення свердловини.



Проаналізовано геолого-технічні умови спорудження та стан якості цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря. Охарактеризовано існуючі армовані тампонажні системи та критерії їхнього вибору у відповідності до умов буріння свердловини.

Досліджено вплив мінеральних та синтетичних домішок на властивості тампонажного каменю, розроблено критерії оцінки властивостей розчину та каменю. На основі методики раціонального планування експериментів реалізовано перший етап вибору компонентного складу армованого тампонажного матеріалу з використанням розроблених критеріїв оцінки та норм ДСТУ. Оптимізацію рецептури виконано шляхом проведення додаткових експериментальних досліджень в межах розробленого компонентного складу.

За допомогою розроблених лабораторних установок оцінено вплив армованого тампонажного матеріалу на герметичність його контактних поверхонь з обсадною колоною та стінкою свердловини. З використанням сучасних методів рентгенівського, електронного та термічного аналізу встановлено особливості структуроутворення та комплексної взаємодії армуючої та хімічної домішки в нормальних та пластових умовах тверднення.

Розроблено та передано до впровадження підприємству ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» технологію приготування армованого тампонажного розчину, схему вдосконаленої модифікованої пробки та модернізованого перевідника з лівою різьбою для зменшення величини динамічних навантажень на цементне кільце в за колонному просторі свердловини, зниження ризику заклинювання долота та зменшення затрат на спорудження свердловини.

Ключові слова: тампонажний камінь, тампонажний розчин, армуюча домішка, свердловина, навантаження, герметичність контактних поверхонь.

АННОТАЦІЯ

Гриманюк В.И. Разработка армированного тампонажного материала для цементирования скважин (на примере месторождений северо-западного шельфа Черного моря).

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.10. – Бурение скважин. – Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, 2014.

Диссертация посвящена вопросам разработки армированного тампонажного материала для цементирования скважин на месторождениях северо-западного шельфа Черного моря. Проведена оптимизация состава цементной смеси с повышенными деформационными способностями тампонажного камня с целью обеспечения герметичности крепи скважин.

Проанализированы геолого-технические условия сооружения скважин и состояние качества их крепления на скважинах месторождений северо-западного шельфа Черного моря. В частности большинство скважин заканчиваются либо традиционной обсадной колонной, либо фильтром-хвостовиком, которые перекрывают от двух до пяти продуктивных пластов. Вторичное раскрытие пластов осуществляется кумулятивной перфорацией одновременно нескольких

пластов. Такое сочетание геолого-технических условий создает предпосылку к образованию перетоков флюида между пластами вследствие негативного влияния перфорации на герметичность цементного кольца в заколонном пространстве скважины. Изучены также другие факторы, влияющие на образование межколонных давлений после сдачи скважины в эксплуатацию. Аналитически-экспериментальным путем показано, что после опрессовки обсадных колон и разбуривания цементного стакана между колонной и цементным кольцом возникает зазор.

Дано характеристику существующим армированным тампонажным системам и критериям их выбора в соответствии с условиями бурения скважин. Исследовано влияние минеральных и синтетических добавок на такие свойства тампонажного камня как прочность на сжатие и растяжение, ударостойкость. Для оценки свойств тампонажного раствора и камня, который работает в условиях скважин шельфа Черного моря, разработано следующие критерии: критерий деформационной способности и передачи энергии системы «тампонажный камень - обсадная колонна», критерий стойкости бурового раствора, критерий резистентности распространения трещины в тампонажном камне. На основании методики рационального планирования экспериментов осуществлено два этапа выбора компонентного состава армированного тампонажного материала. На первом этапе выбор производили с помощью разработанных критериев оценки и ГОСТов, а на втором – путем проведения дополнительных экспериментальных исследований в рамках разработанного компонентного состава.

При помощи разработанных лабораторных установок оценено влияние армированного тампонажного материала на герметичность его контактных поверхностей с обсадной колонной и стенкой скважины. Установлено, что содержание в тампонажном камне полипропиленовой фибры и хлористого кальция в количестве 0,5 – 0,6% и 2 – 2,5% от массы сухого цемента соответственно позволяет повысить его прочность, резистентность к распространению трещин, уменьшить усадку в нормальных и пластовых условиях, снизить количество трещин во время контакта твердеющего тампонажного раствора с фильтрационной коркой бурового раствора. При использовании современных методов рентгеновского, электронного и термического анализов, установлено особенности структурообразования и комплексного взаимодействия армирующей и химической добавок в нормальных и пластовых условиях твердения.

Разработаны и переданы к внедрению на предприятие государственного акционерного общества «Черноморнефтегаз» технология приготовления армированного тампонажного раствора, схема усовершенствованной модифицированной пробки и модернизированного переводника с левой резьбой для уменьшения динамических нагрузок на цементное кольцо в заколонном пространстве скважины, снижения риска заклинивания долота, улучшения контроля над процессом цементирования и уменьшения затрат на сооружение скважины.

Ключевые слова: тампонажный камень, тампонажный раствор, армирующая добавка, скважина, нагрузка, герметичность контактных поверхностей.

ABSTRACT

Hrymaniuk V.I. The development of the reinforced plugging material for well cementing (on the model of the reservoirs of the northwestern shelf of the Black Sea). – The Manuscript.

Thesis of the Candidate's Technical Sciences degree in engineering according to speciality 05.15.10 – Well drilling. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2014.

The thesis is devoted to the development of the reinforced plugging material for well cementing at the reservoirs of the northwestern shelf of the Black Sea. To provide the reliability of the borehole lining, the optimization of the cementing mixture composition along with the abnormal strained features of the plugging stone has been performed. The geological-technical conditions of the construction and the quality state of well cementing have been analyzed at the reservoirs of the northwestern shelf of the Black Sea. The available reinforced plugging systems and the criteria of their selection according to the well drilling conditions have been characterized.

The impact of the mineral and synthetic mixtures on the features of the plugging stone has been investigated. The estimation criteria of the slurry and the stone properties have been developed. Based on the efficient experiments planning, the first stage of the reinforced plugging material component composition along with the application of the developed estimation criteria and State Standards of Ukraine has been realized. The optimization of the composition has been fulfilled by the conduction of the additional experimental researches within the developed composition.

With the aid of the developed laboratory units the impact of the reinforced plugging material on the tightness of the contact surfaces with the casing string and the wall well has been estimated.

Using the modernized methods of the X-ray, electronic and thermal analyses, the features of the structure formation and the complex interaction of the reinforced and chemical mixture at the normal an reservoir conditions of the hardening have been determined.

The technology of the reinforced plugging material preparation, the scheme of the improved modified plug and the updated reducer with the left thread for the decreasing of the dynamic loads value on the cementing ring in the casing string-borehole annulus, the decrease of bit stuck risk and cost cutting for the well construction have been developed and introduced Public Joint-Stock Corporate “State Joint-Stock Company “Chernomornaftogaz” exploitation.

Key words: plugging stone, plugging slurry, reinforced mixture, well, load, contact surfaces tightness.

НТБ
ІФНТУНГ



an2501