

622.245.42

№ 17

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

ЛАЗАРЕНКО ОЛЕКСАНДР ГРИГОРОВИЧ

(043)
УДК 622.245.42
117

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТАМПОНУВАННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН
(НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)**

Спеціальність 05.15.10 - Буріння свердловин

17/11/17

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Дисертацією є рукопис.

Робота виконана в Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу, Міністерство освіти і науки України; лабораторні дослідження механізму передачі тиску проведені в Полтавському відділенні Українського державного геологорозвідувального інституту, Міністерство екології та природних ресурсів України.

Науковий керівник:

доктор технічних наук, професор Коццулич Ярослав Степанович, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, завідувач кафедри буріння нафтових і газових свердловин

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, професор Навроцький Богдан Іванович, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

кандидат технічних наук, Горський Володимир Федорович завідувач лабораторії тампонажних матеріалів і дисперсних систем, Чернівецький національний університет ім. Ю. Федьковича

Провідна установа:

ВАТ Український нафтогазовий інститут (УкрНГІ, м. Київ)

Захист відбудеться «08» лютого 2002 р. о 14⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої ради Д.20.052.02 Івано-Франківського національного

технічного університету нафти і газу, м. Івано-

Франківська, бібліотека

нафти і газу за

адресою: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вулиця Миру, 19, м. Івано-Франківськ

Телефон: 0362 437900

Факс: 0362 437900

Електронна пошта: info@nftu.edu.ua

Сайт: www.nftu.edu.ua

Дата: 01.01.2002

Голова спеціалізованої вченої ради:

Д-р технічних наук, професор, академік НАН України

Іванівський Іван Іванович

Учені секретарі:

Д-р технічних наук, професор, академік НАН України

Добрянська Галина Степанівна

Данные об учебнике	Основны пособия, и кафе учеб	в											
	необходимо дополнить носок количество	в											
	количество учебников, имеющихся в библиотеке	б											
	учебников												

У/к

Т.

Актуальність теми. Неякісне цементування часто є головною причиною виникнення заколонних газонафтоводопроводів (ГНВП), міжпластових перетоків, фонтанів. Аналіз опублікованих даних показав, що від 10 до 60% фонду свердловин на різних родовищах газу мають заколонні перетоки, тобто такі свердловини не придатні до експлуатації. Ліквідація заколонних ГНВП, перетоків і фонтанів вимагає значних затрат часу та коштів, і ці заходи низько-ефективні. Повністю ліквідувати такі ускладнення сьогодні практично неможливо через недосконалість наявних технологій.

Над вирішенням різних аспектів проблеми удосконалення технології розмежування пластів у складних гірничо-геологічних умовах працювало багато вітчизняних та зарубіжних дослідників, серед яких Ахметов Р.А., Ашраф'ян М.О., Бережний О.І, Булатов А.І, Відовський А.Л., Гайворонський А.А., Горський В.Ф., Грачов В.В., Данюшевський В.С., Карімов Н.Х., Колісник В.І., Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М., Кузнецов Ю.С., Куксов А.К., Леонов Є.Г., Лужаниця О.В., Мавлютов М.Р., Малеванський В.Д., Маріампольський Н.А., Мірзаджанзаде А.Х., Мочернюк Д.Ю., Навроцький Б.І., Обозін О.Н., Овчинников В.П., Рахімбаєв А.М., Соловійов Є.М., Татарінов А.В., Цибін А.А., Черненко А.В., Ясов В.Г. та багато інших. Проте на сьогоднішній день проблема залишається досить актуальною.

Однією з найнебезпечніших, з точки зору виникнення ГНВП і перетоків, є початкова стадія очікування тужавіння цементу (ОТЦ). На цій стадії формування цементного каменю, коли він являє собою проникну матрицю продуктів гідратації твердої фази розчину, поровий простір якої заповнений рідиною замішування, створюється небезпека виникнення фільтрації пластового флюїду, що стає причиною суффозійного каналотворення. Згідно з опублікованими даними більше 80% заколонних ГНВП виникає у перші 2-8 годин ОТЦ.

Однією з основних причин ГНВП під час цементування є зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину на пласт у період ОТЦ. На сьогоднішній день недостатньо досліджена природа процесів зниження тиску після досягнення тампонажним розчином часу загуснення. А тому, на наш погляд, потребує вивчення механізм передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час його тужавіння. Проведення таких досліджень з тампонажними розчинами, замішаними з різними типами в'язучих, створить підґрунтя для розробки методики й удосконалення технології цементування на маторо попередження заколонних ГНВП і перетоків під час ОТЦ.

Використання відомих у практиці цементування свердловин тампонажних композицій не завжди забезпечує герметичність цементного кільця на початковій стадії ОТЦ, внаслідок чого відбувається каналотворення. Більшості рецептур притаманні незадовільні розчину та утвореного каменю.

НТБ
ІОНТУНГ



as493

Одним із шляхів вирішення проблеми попередження заколонних ГНВП може бути пошук нових ефективних домішок кремнійорганічного походження до тампонажного розчину для зниження проникності цементного каменю під час ОЦЦ.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з програмами науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Комітету з питань геології та використання надр України 1996-1999 рр. за темою 1/99-12 договору 08/9 між Департаментом геології та використання надр і ПВ УкрДГРІ та кафедрою буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та теми №53/ЗПВ пооб'єктного плану науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт УкрДГРІ (Полтавське відділення) на 2001 р.

Мета і задачі дослідження. Підвищення якості розмежування газоносних пластів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини регулюванням технологічних параметрів тампонажного розчину домішками кремнійорганічних сполук з ряду силанів та удосконалення технології цементування свердловин.

Об'єкт дослідження – матеріали і технології для цементування свердловин, які забезпечують герметичність цементного каменю в період ОЦЦ.

Предмет дослідження – умови формування герметичного цементного кільця за обсадною колоною під час тужавіння тампонажного розчину.

При виконанні дисертації використовувались відомі методи обробки і аналізу промислових даних, методи планування експериментів та статистичні методи обробки і аналізу результатів експериментальних досліджень.

Основні задачі роботи:

1. Експериментальні дослідження зміни характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину в залежності від кінетики гідратації в'язучого з моделюванням свердловинних термобаричних умов.

2. Визначення вагомості технологічних параметрів тампонажного розчину на характер передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час його тужавіння.

3. Пошук ефективних домішок кремнійорганічного походження до тампонажного розчину та перевірка можливості їх використання для зниження проникності цементного каменю на ранніх стадіях тужавіння.

4. Удосконалення технології цементування пластів і методики підбору рецептур порцій тампонажних композицій для підвищення герметичності затрубного простору у період ОЦЦ.

Наукова новизна одержаних результатів. Одержано емпіричну залежність між величиною тиску, що передається стовпом тампонажного розчину в процесі його тужавіння і міцністю цементного каменю на стиснення.

Встановлено величини меж міцності цементного каменю на стиснення, при яких починається і завершується заростання потенційно можливих каналів міграції флюїдів через структуру цементного каменю.

На основі аналізу можливих причин виникнення суффозійної міграції флюїдів запропоновано новий підхід до процесу зв'язування надлишкової води замішування кремнійорганічними сполуками типу АКОР.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблено технологію приготування і методику підбору необхідних параметрів тампонажних розчинів з домішками кремнійорганічних речовин типу АКОР і удосконалено технологію цементування свердловин, яка забезпечує попередження суффозійної міграції пластових флюїдів у період ОТЦ.

Результати виконаних наукових досліджень увійшли до проектів керівних нормативних документів "Регламент на цементування обсадних колон, які перекривають зони аномально високих пластових тисків" та "Технологія кріплення геологорозвідувальних свердловин" для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр й проекту "Технологічного регламенту на цементування обсадних колон, які перекривають газоносні горизонти з аномально високими пластовими тисками" для бурових підприємств ДК "Укргазвидобування".

Технологічні рекомендації з удосконалення технології цементування свердловин для підвищення герметичності затрубного простору у період ОТЦ впроваджені у виробництво при цементуванні свердловин на підприємствах ДП "Полтаванафтогазгеологія" та ТОВ "Пласт" і ДП "Охтирканафтогазвидобування", які споруджуються на замовлення ДП "Полтаванафтогазгеологія".

Особистий внесок здобувача. Особисто автором проведено огляд літературних джерел з питань природи виникнення і шляхів попередження міграції пластових флюїдів на стадії тужавіння цементного розчину, проаналізовано властивості тампонажних композицій, що використовуються для попередження ГНВП і перетоків у період ОТЦ. Розроблена лабораторна приставка для вивчення характеру й умов передачі тиску через стовп тампонажного розчину [3], проведені експериментальні дослідження і оброблені їх результати [1].

У співпраці з іншими науковими дослідниками зібраний та проаналізований промисловий матеріал [6], проведені лабораторні дослідження характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час його тужавіння [2]. Вдосконалено технологію цементування свердловин для попередження заколонної міграції пластових флюїдів, розроблено методику підбору рецептур порцій тампонажного розчину та схему її реалізації в промислових умовах [5]. Запропонований метод підвищення седиментаційної і суффозійної стійкості цементного каменю на початковій стадії тужавіння цементного розчину зв'язуванням надлишку води замішування і надання йому початкового напруження зсуву кремнійорганічними сполуками з ряду силанів [4]. За результатами досліджень технологічних властивостей тампонажних розчинів, оброблених АКОР, і утвореного ними цементного каменю запропоновано використання домішок АКОР_{Б300} для зниження

проникності цементного каменю на початковій стадії ОТЦ [4].

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень доповідалися й обговорювалися на науково-практичній конференції "Стан і перспективи розвитку розвідувального та експлуатаційного буріння й закінчування свердловин в Україні" (м. Харків, травень 1998 р.); 5-й міжнародній науковій конференції УНГА "Нафта і газ України - 98" (м. Полтава, вересень 1998 р.); міжнародній науково-практичній конференції "Нафтогазова освіта на межі тисячоліть: минуле, сьогодні, майбутнє" (м. Івано-Франківськ, жовтень 1998 р.); науково-технічній конференції з проблем техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин (м. Івано-Франківськ, листопад 1999 р.); науково-практичній конференції "Буріння і розкриття пластів - 2001" (м. Полтава, травень 2001 р.). У повному об'ємі дисертаційна робота доповідалася й обговорювалася на засіданнях кафедри буріння нафтових і газових свердловин (м. Івано-Франківськ, ІФДТУНГ, квітень 2000 р., листопад 2000 р.), засіданні Вченої ради ПВ УкрДГРІ (м. Полтава, червень 2001 р.), розширеному науковому семінарі кафедри буріння нафтових і газових свердловин (м. Івано-Франківськ, ІФДТУНГ, липень 2001 р.).

Публікації. Основні положення роботи опубліковано у 10 наукових працях (з яких 2 самостійно).

Структура і обсяг роботи. Робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків і додатків. Загальний об'єм роботи містить 163 сторінки і включає 26 рисунків, 23 таблиці, список літератури з 134 найменувань та 7 додатків.

Автор щиро вдячний науковому керівнику д.т.н., професору Коцкуличу Я.С. та к.т.н. Лужаниці О.В. за постійну увагу і допомогу при роботі над дисертацією.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

У вступі обґрунтована актуальність проблеми, яка досліджена автором, і дається загальна характеристика дисертаційної роботи.

Перший розділ присвячений аналізу науково-технічних джерел та промислових даних з питань природи й причин виникнення міграції пластових флюїдів на початковій стадії тужавіння тампонажного розчину. Як свідчать результати аналізу, однією з вагомих причин виникнення ГНВП у процесі ОТЦ є каналутворення у структурі цементного каменю внаслідок зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину під час гідратації в'язучого.

Процеси зниження гідростатичного тиску в стовпі тампонажного розчину, який знаходиться у стані спокою, розділяються на дві стадії. На першій стадії, яка відбувається до початку тужавіння, тиск знижується до величини гідростатичного тиску стовпа рідини замішування. На другій стадії, у міру тужавіння, тиск продовжує знижуватися до величини, яка менша за гідростатичний.

Зниження тиску на першій стадії, за даними багатьох дослідників, здійснюється внаслідок седиментації, тіксотропії, контракції тампонажного

розчину, зависання твердої фази на стінках свердловини, зниження тиску у відповідності з законами механіки водонасичених ґрунтів тощо. В залежності від гіпотези природи зниження тиску в нерухомому стовпі тампонажного розчину авторами одержані різні формули, що описують ці процеси.

Названі причини зниження тиску на другій стадії. На думку більшості науковців, зниження тиску відбувається внаслідок тіксотропії, седиментації тампонажного розчину, заростання простору поміж частинками цементу, контракції, зависання частинок цементу й утворення кристалічного каркасу, пружної та пластичної деформації скелета. Проте одноставної думки, щодо причин зниження тиску на стадії тужавіння немає, а у деяких випадках трактування цих причин є взаємно протилежне.

Аналіз відомих у практиці розмежування пластів шляхів попередження міграції пластового флюїду в період ОТП показав, що вони не завжди дозволяють попередити заколонні ГНВП, що особливо характерне для більшості газоносних родовищ ДДз.

Особливу увагу приділено аналізу властивостей тампонажних композицій для попередження міграції пластових флюїдів на початковій стадії тужавіння. Критично проаналізовано метод зв'язування вільної води замішування введенням водорозчинних полімерів. Доведена низька ефективність даного методу, яка підтверджена фактами виникнення ГНВП після цементування свердловин. Результати аналізу свідчать, що використання загальновідомих у практиці кріплення свердловин тампонажних композицій не завжди забезпечує герметичності заколонного простору, а більшості розчинам притаманні незадовільні технологічні властивості розчину і каменю.

Проведений аналіз теоретичних, експериментальних і практичних робіт, присвячених вивченню природи й причин виникнення міграції пластових флюїдів у період тужавіння тампонажного розчину, став основою для формування мети роботи і основних задач досліджень.

У другому розділі наведені результати експериментальних досліджень характеру й умов передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час його гідратації.

Дослідження процесу передачі тиску через стовп тампонажного розчину проводилися паралельно з рентгенофазовим (РА) і диференційним термографічним аналізами (ДТА), оцінкою відкритої пористості цементного каменю та кількості хімічно незв'язаної води замішування у цементному камені на початковій стадії тужавіння.

Для проведення експериментальних досліджень характеру і умов передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час тужавіння була розроблена лабораторна приставка, яка дозволяє моделювати умови формування ізоляційних систем при пластових умовах (рис. 1). Коефіцієнт передачі тиску оцінюється відношенням

тиску, зафіксованого на верхній межі тампонажного розчину, до надлишкового тиску у камері автоклава.

Результати досліджень зміни характеру передачі тиску та його абсолютної величини під час тужавіння тампонажного розчину, замішаного з ПЦТ-100 при $V/D=0,5$, наведено на рис 2. Весь процес можна розділити на три основні стадії.

На першій стадії зміна тиску в камері автоклава миттєво передається на верхню межу стовпа тампонажного розчину, тобто тампонажний розчин володіє властивостями рідини. Перша стадія триває близько 90 хв. і співпадає з часом загуснення тампонажного розчину. Результати РА показують, що на цій стадії тверда фаза тампонажного розчину представлена, в основному, вихідними компонентами портландцементу, а новоутворення знаходяться у вигляді поодиноких кристалів. У розчині міститься значна кількість вільної води. Результати ДТА показують, що сила зв'язків води з твердою фазою розчину відносно невелика і суттєво не впливає на характер передачі тиску.

Через 90+100 хв. від початку замішування, коли тампонажний розчин стає непрокачуваним, тиск на верхній межі стовпа тампонажного розчину вирівнюється до величини тиску в камері автоклава з деяким запізненням, величина якого зростає у часі. Причиною сповільнення швидкості передачі тиску є перехід тампонажного розчину від суспензії до стану ідеального ґрунту. Результати РА свідчать, що поряд з компонентами клінкера починають утворюватися перші продукти гідратації, зменшується концентрація вихідних компонентів клінкера. Новоутворені кристали разом із частинками непрогідратованого клінкера утворюють стінки системи капілярів, заповнених незв'язаною водою. У цей час сповільнюється протікання реакцій гідратації, що підтверджується результатами РА, оцінкою вологості та ефективної пористості цементної структури. Об'єм відкритих каналів зразка протягом 3+4,5 годин гідратації залишається практично постійним. Проте кількість незв'язаної води інтенсивно знижується. Імобілізація води відбувається внаслідок утворення тоберморитового гелю. На поверхні агрегативних мас гелю вода адсорбується у вигляді тонких шарів. Утворення плівкової води стає причиною штучного звуження каналів пор. Наявність адсорбційної і зв'язаної у гідратах води підтверджують результати ДТА. В результаті цих процесів темп передачі тиску сповільнюється у часі, хоча коефіцієнт передачі тиску дорівнює "одиниці". Поступово міжзерновий простір заповнюється частками гідратів, пластичне тіло переходить у крихке (починається процес тужавіння).

У подальшому (через 4,5 години від початку гідратації) спостерігається інтенсивне звуження і заростання каналів у цементній структурі, що позначається на зменшенні об'єму відкритих пор. Результати РА свідчать про інтенсивний ріст новоутворених кристалів гідратації. Концентрація вихідних компонентів портландцементу суттєво зменшується.

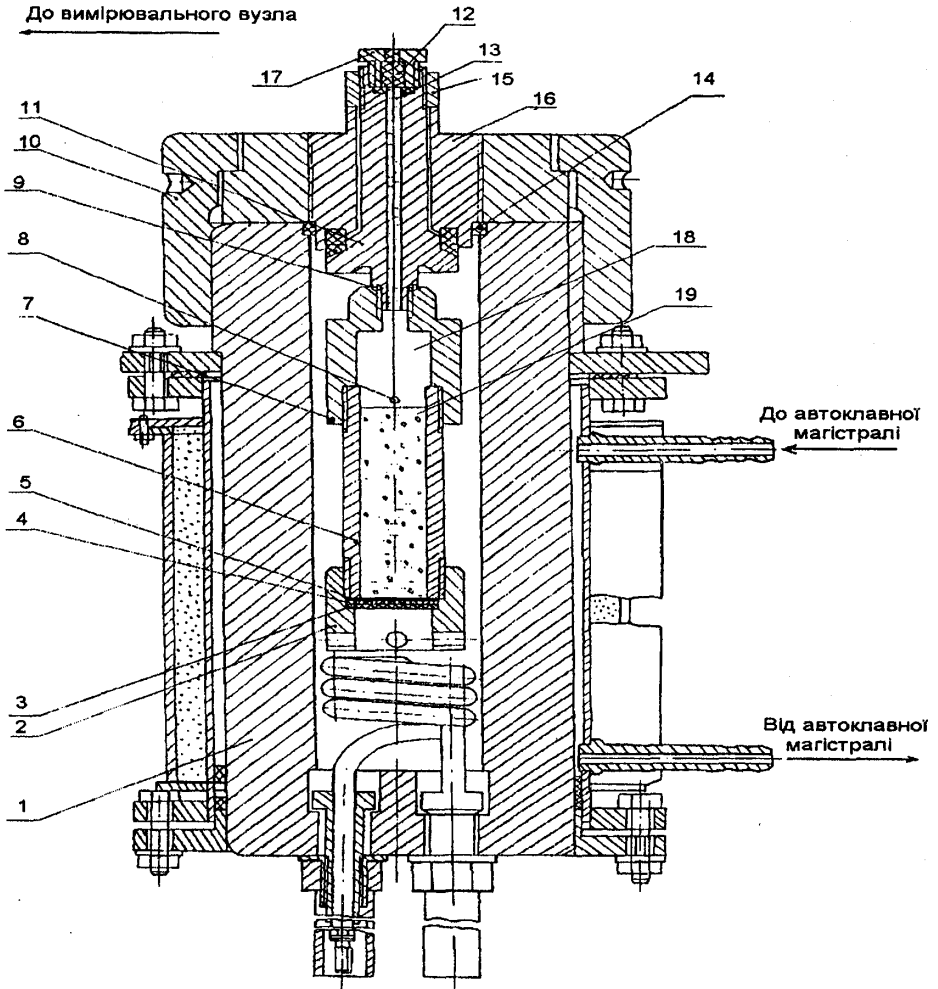


Рис.1. Схема приставки до автоклаву А-2

1 – автоклав; 2 – нижня пробка; 3 – фільтраційний папір; 4 – решітка; 5 – гумова прокладка; 6 – труба; 7 – верхня пробка; 8 – датчики тиску і температури; 9 – гумове кільце; 10 – гумові прокладки; 11 – втулка; 12, 13, 14 – фторопластові ущільнення; 15 – гайка; 16 – пробка; 17 – болт; 18 – масло; 19 – тампонажний розчин.

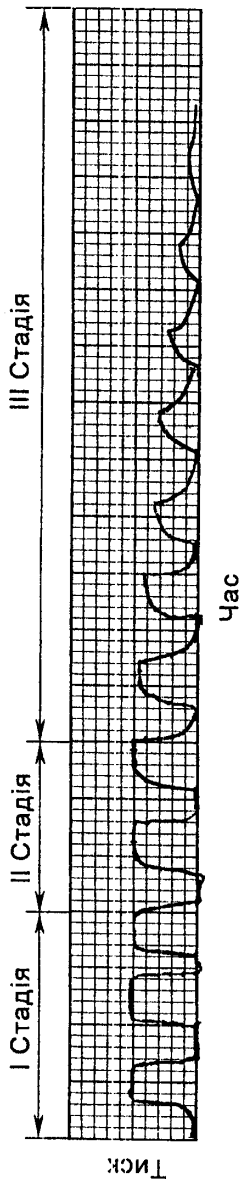
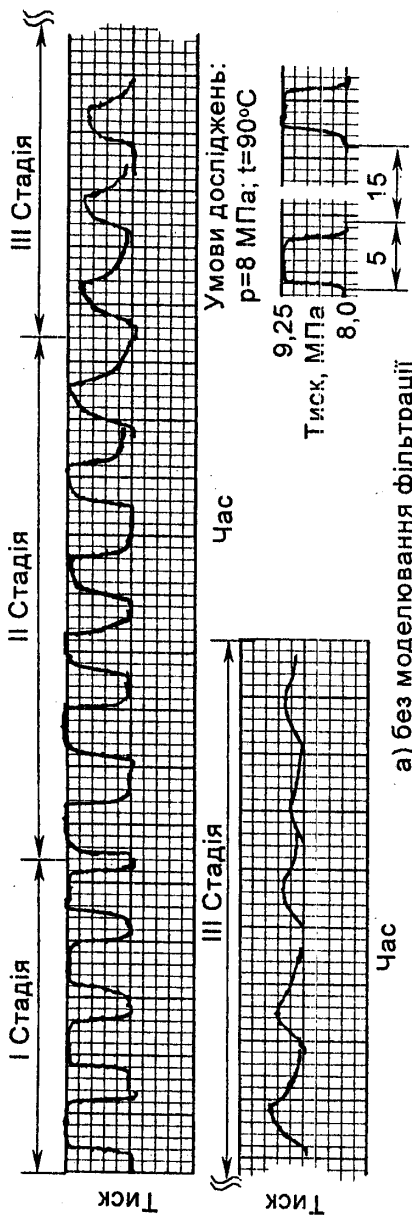


Рис. 2 Діаграми показів датчика тиску під час тужавіння тампонажного розчину з поргланцементу ПЦТ-100 при $V/D=0,5$

I – передача тиску здійснюється через тампонажний розчин; II – передача тиску здійснюється через пористе середовище; III – величина переданого тиску зменшується у часі.

У цей час чітко виділяється третя стадія зміни передачі тиску, коли амплітуда коефіцієнта передачі тиску поступово знижується наближаючись до "нуля". Результати ДТА показали, що зменшення амплітуди спричинене інтенсивним утворенням тоберморітового гелю, який, заповнюючи пори, створює опір фільтрації. Темп зменшення вмісту вільної води у зразках знижується і її кількість стабілізується. У камені залишається лише вода, яка не бере участь у гідратації.

Через 5-6 годин від початку замішування тампонажний камінь перетворюється у практично непроникне тіло і передача тиску припиняється.

Якщо гідратація супроводжується відфільтровуванням надлишкової води замішування, процес утворення непроникного бар'єру в цементному камені прискорюється. Як видно з рис. 1. б. усі три стадії зміни характеру передачі тиску настають раніше. Зміна кількості води замішування у тампонажному розчині суттєво впливає на процеси заростання пор у цементному камені. Це підтверджують результати сумісних досліджень вологості та відкритої пористості зразків портландцементного каменю з В/Ц 0,4 і 0,6. Якісно процеси заростання відкритих пор і зв'язування вільної води при В/Ц відмінних від 0,5 співпадають. Проте зниження В/Ц прискорює цей процес у часі, а його підвищення, навпаки, – сповільнює час створення непроникного бар'єру.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що передача тиску через стовп тампонажного розчину в період ОЦЦ проходить у результаті фільтрації флюїду через пористе середовище, утворене з продуктів гідратації. Припинення передачі тиску пов'язане з процесами заростання порових каналів.

Для перевірки факторів, які впливають на створення суцільного непроникного кільця (проникнення пластового флюїду у пори проходить лише на молекулярно-дифузійному рівні), за робочу була прийнята гіпотеза, яка найрозповсюдженіша у світовій практиці. За цією гіпотезою процес формування непроникного бар'єру співпадає у часі з відрізком, обмеженим початком і кінцем тужавіння цементного розчину.

Отримані результати досліджень свідчать, що технологія цементування, яка базується на закачуванні в свердловину двох порцій тампонажного розчину, які відрізняються термінами тужавіння, у більшості випадків не попереджує каналоутворення через цементний камінь. Імовірність реалізації даної гіпотези з достовірністю 0,999 складає 0,23. Ця рекомендація справедлива лише для портландцементних розчинів, а для тампонажних розчинів із спеціальних цементів і розчинів з домішками сповільнювачів тужавіння вона неприйнятна.

У ході досліджень встановлено, що існує тісний зв'язок між величиною переданого тиску та міцністю каменю на стискування (рис. 3) незалежно від типу в'язучого, наявності й виду домішок регуляторів тужавіння тампонажного розчину та інших факторів.

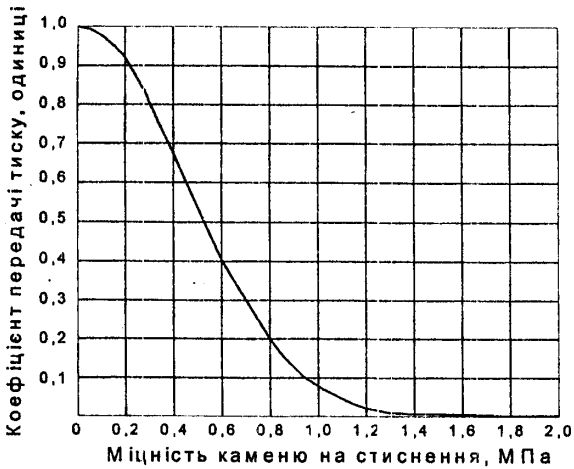


Рис. 3 Результати непараметричного згладжування експериментальних даних

За результатами обробки експериментальних даних встановлено критичні значення границі міцності каменю на стиснення, при яких починається зниження коефіцієнта передачі та повністю припиняється передача тиску (рис. 4). Вони відповідно дорівнюють 0,56 і 1,42 МПа. Таким чином, тампонажні розчини, максимальна границя міцності каменю на стиснення яких не перевищує 1,42 МПа, не забезпечують герметичності цементного кільця.

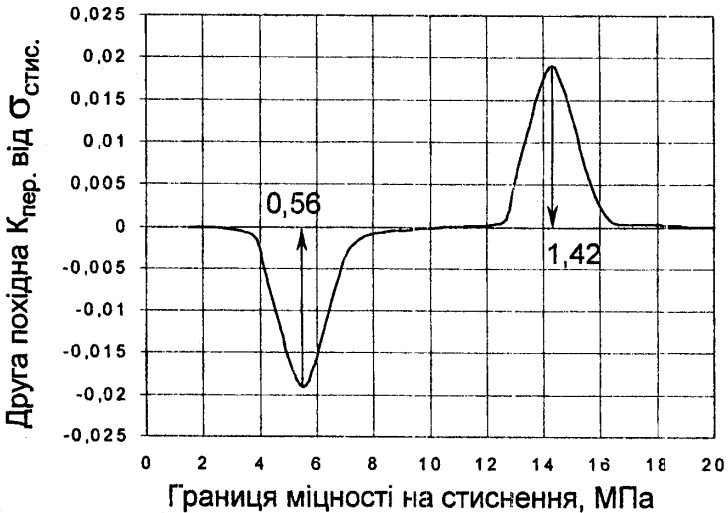


Рис. 4 Зміна другої похідної функції $\hat{K}_p(\sigma) = f(\sigma)$

Третій розділ присвячений удосконаленню технології цементування й методики підбору рецептур порцій тампонажного розчину для конкретних гірничо-геологічних умов кріплення.

Удосконалено технологію цементування продуктивних горизонтів для попередження міграції пластових флюїдів на початковій стадії ОТЦ, яка базується на результатах експериментальних досліджень і полягає в тому, що цементування нижньої секції експлуатаційної або проміжної обсадної колони проводиться двома порціями тампонажних розчинів із різними темпами набору міцності цементного каменю на стиснення. Перша порція (для інтервалу залягання продуктивного горизонту) повинна досягати міцності 1,42 МПа до того, як міцність верхньої порції досягне 0,56 МПа.

Регулювання темпів набору міцності цементного каменю може здійснюватися шляхом активації процесу гідратації в'язучого або зміною компонентного складу суміші.

Розроблено методику підбору рецептур для обох порцій тампонажного розчину для конкретних гірничо-геологічних умов цементування, схема якої подана на рис. 5.

Об'єми порцій тампонажного розчину в затрубному просторі визначені з умови попередження ГНВП і міжпластових перетоків флюїдів у період ОТЦ та попередження змішування порцій і утворення застійних зон, а границя порцій повинна при цьому розташовуватися на 50+100 м вище покрівлі верхнього флюїдо-насиченого пласта, який потребує надійної ізоляції.

Четвертий розділ присвячений дослідженню можливості використання кремнійорганічних сполук типу АКОР як домішок до тампонажного розчину для зниження проникності цементного каменю на початковій стадії тужавіння.

Кремнійорганічні матеріали АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} – це суміші поліефірів ортокремніевої кислоти різного ступеня поляризації. Ці речовини випускаються згідно з ТУ 39-1331-88 і ТУ 39-0147009-90.

Показано, що зниження проникності цементного каменю на початковій стадії тужавіння з допомогою АКОРів відбувається внаслідок зв'язування надлишків води замішування і надання їм початкового напруження зсуву.

Механізм гелеутворення при взаємодії АКОРів з водою полягає в тому, що сполуки типу АКОР гідролізуються у воді з утворенням рідких водорозчинних продуктів. У подальшому в результаті поліконденсації останніх утворюється гель із високим початковим напруженням зсуву. Встановлено, що температура середовища не впливає на зміну реологічних параметрів утвореного гелю.

На основі теоретичних і експериментальних робіт розроблено методику і визначено необхідні концентрації реагентів типу АКОР у тампонажному розчині з умови зв'язування вільної рідини замішування після закінчення закачування тампонажного розчину. Визначена концентрація АКОР у тампонажному розчині у залежності від водоцементного відношення складає 3+6 % від маси в'язучого.

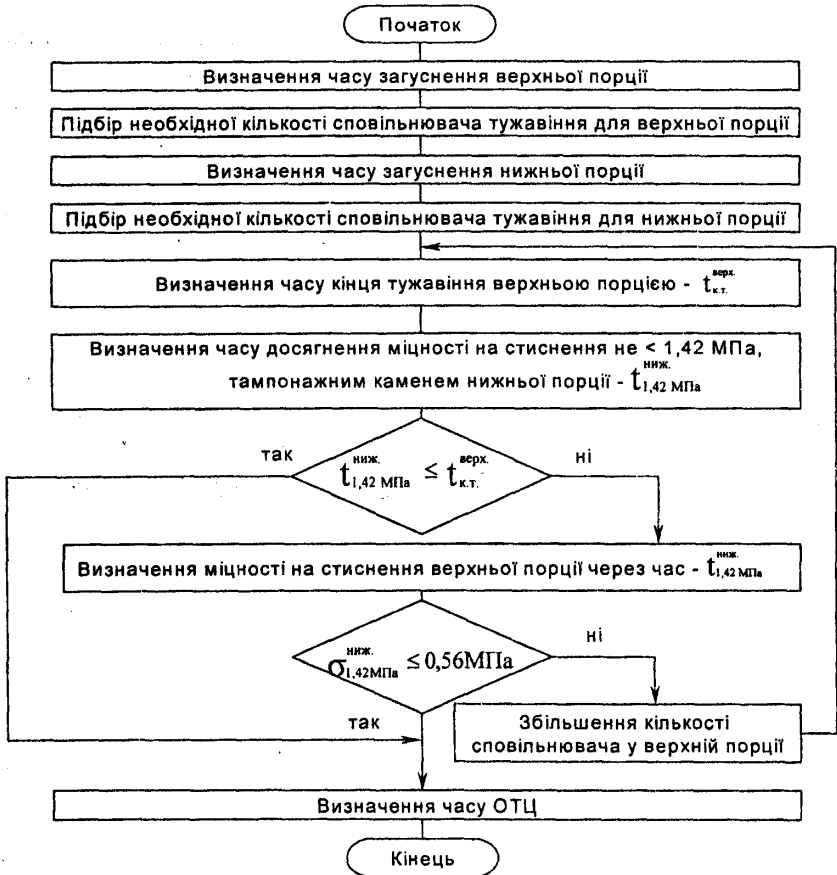


Рис. 5 Схема підбору рецептур порцій тампонажного розчину

Дослідженнями впливу домішок АКОР на основні технологічні властивості тампонажного розчину встановлено, що при введенні вони підвищують рухливість і седиментаційну стійкість, знижують фільтрацію тампонажного розчину, суттєво не змінюючи термінів його тужавіння. Тампонажні розчини з домішкою АКОР_{Б300} відповідають вимогам діючих стандартів.

Перевірено можливість регулювання часу загуснення тампонажних розчинів з домішками АКОР_{Б100н} і АКОР_{Б300} з найпоширенішими у практиці цементування свердловин в умовах ДДз рецептурами.

Оскільки швидкість гідролізу речовин типу АКОР зростає зі зниженням концентрації водневих іонів розчинника, то для підвищення технологічності застосування АКОРів найдоцільніше використовувати їх з кислотами сповільнювачами термінів тужавіння. При проведенні лабораторних досліджень була використана

нітротриметилфосфонова кислота (НТФК), яка найпоширеніша у технології цементування свердловин серед регуляторів часу загуснення.

Встановлено, що прокачуваність портландцементних і цементно-зольних розчинів з домішками АКОР_{Б300} і НТФК забезпечується в однакових термобаричних умовах протягом необхідного технологічного часу при зменшенні домішки НТФК у 2÷4 рази. Це пов'язано з тим, що в результаті гідролізу алкілхлорсиланів утворюється соляна кислота, присутність якої спричиняє синергетичний ефект (підсилює дію) НТФК як сповільнювача.

За результатами досліджень часу загуснення тампонажних розчинів з домішками АКОР_{Б100н} встановлено, що останній не може бути використаний при цементуванні у зв'язку з неможливістю забезпечення прокачуваності розчинів, що найімовірніше пов'язано з високою активністю АКОР_{Б100н} до гелеутворення у присутності каталізатора (гідроксиду кальцію), яким збагачується вода замішування. Прискорення процесу поліконденсації АКОР_{Б100н} стає причиною передчасного зв'язування вільної води, тому подальші експериментальні дослідження проводились із використанням тампонажних рецептур з домішкою АКОР_{Б300}.

Дослідженнями механічних властивостей каменю, одержаного з тампонажних розчинів з домішками АКОР_{Б300}, встановлено, що міцнісні характеристики цементного каменю при добавці АКОР_{Б300} не змінюються.

Ізолюючи здатність цементного каменю з тампонажного розчину з домішками АКОР_{Б300} оцінювали на установці УИПК-1М тиском прориву каменю на початковій стадії його формування (табл. 1).

Таблиця 1

Величини градієнтів тиску гідропрориву зразків цементного каменю

Рецептура	grad p _{пр} , МПа/м
ПЦТ-100+ НТФК 0,08% (В/Ц=0,5)*	237,5÷245
ПЦТ-100+ НТФК 0,05% +АКОР _{Б300} 4,9% (В/Ц=0,5)*	45÷55
ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,04% +АКОР _{Б300} 5% (В/С=0,52)**	110÷122,5
ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,1% (В/С=0,52)**	0,45÷1,075
ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,05% +АКОР _{Б300} 5% (В/С=0,52)***	135÷145
ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,15% (В/С=0,52)***	1,4÷1,825
ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,08% +АКОР _{Б300} 5% (В/С=0,52)****	187,5÷230
ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,24% (В/С=0,52)****	2,5÷3,75

- Примітки: 1. * – час тужавіння 4 год. при t=100°C і p=20 МПа;
 2. ** – час тужавіння 6 год. при t=110°C і p=30 МПа;
 3. *** – час тужавіння 6 год. при t=120°C і p=30 МПа;
 4. **** – час тужавіння 6 год. при t=130°C і p=30 МПа.

Домішки АКОР_{Б300} до портландцементних розчинів при температурах до 100°C не знижують проникності цементного каменю, що пов'язано з утворенням гелю з необхідними реологічними параметрами при температурах до 100°C

протягом часу, який значно перевищує час, необхідний для проведення цементування. При температурах 100÷130°C домішки АКОР_{Б300} забезпечують суттєве зниження проникності цементного каменю.

Ізолюючи здатність цементного каменю на пізніших стадіях формування оцінювали проникністю з допомогою устанвки ГК-5 (табл. 2). Дослідженнями встановлено, що газопроникність цементного каменю з домішками АКОР_{Б300} знижується. Це обумовлено, на наш погляд, додатковим ущільненням структури каменю не тільки внаслідок кольматації порового простору гелем, але й внаслідок утворення непроникної полімерної плівки з продуктів поліконденсації на стінках пор цементного каменю, тобто на пізній стадії тужавіння дія АКОР_{Б300} аналогічна дії латексів.

Таблиця 2

Газопроникність зразків цементного каменю з АКОР_{Б300} через 12 годин тужавіння

Рецептура	Газо- проникність, 10 ⁻¹⁵ м ²	Умови випробування	
		t, °C	p, МПа
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)	0,85	90	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300}	0,36	90	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,15% НТФК	0,53	90	30,0
ЦЗ _л 1:1 (В/С=0,45)	0,63	90	30,0
ЦЗ _л 1:1 (В/С=0,45)+5% АКОР _{Б300}	0,28	90	30,0
ЦЗ _л 1:1 (В/С=0,45)+5% АКОР _{Б300} +0,15% НТФК	0,45	90	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,1% НТФК	0,3	110	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+0,1% НТФК	0,74	110	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,18% НТФК	0,27	120	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+0,18% НТФК	0,7	120	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,24% НТФК	0,18	130	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+0,24% НТФК	0,63	130	30,0

Експериментальними дослідженнями встановлено, що тампонажний камінь з цементно-зольних сумішей і домішками АКОР_{Б300} безусадочний. Домішки АКОР_{Б300} не впливають також на кінетику об'ємних змін тампонажних розчинів, що розширюються.

Експериментальними дослідженнями сульфату і хлориду магнію встановлено, що корозійна стійкість каменю з цементно-зольних сумішей з домішками АКОР_{Б300} протягом всього часу зберігання вища, ніж без домішок.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій, на підставі виконаних досліджень характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину в процесі його гідратації, удосконалено технологію цементування для попередження ГНВП по структурі цементного каменю у період ОТЦ та для зниження проникності

цементного каменю запропоновано проводити хімічну обробку тампонажного розчину кремнійорганічними сполуками типу АКОР. Основні результати дисертації зводяться до наступного.

1. В результаті аналізу промислових даних і огляду літературних джерел встановлено, що однією з можливих причин виникнення ГНВП у процесі ОТЦ є утворення каналів у структурі цементного каменю внаслідок зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину. Разом з тим відсутня однотайність у поглядах щодо природи каналотворення після втрати рухливості тампонажним розчином, тому запропоновані різними авторами рецептури тампонажних розчинів, які підвищують їх суфозійну стійкість, не забезпечують надійної ізоляції затрубного простору.

2. Лабораторними дослідженнями характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину в процесі гідратації встановлено, що:

- після втрати тампонажним розчином рухливості передача тиску здійснюється із запізненням внаслідок утворення пористої структури з продуктів гідратації в'язучого;
- зниження величини тиску, що передається стовпом тампонажного розчину, обумовлене зв'язуванням води заміщування у гелеподібних продуктах гідратації;
- зрушення і заростання пор у структурі цементного каменю призводить до зниження, а у подальшому і до повного припинення передачі тиску.

3. Встановлено, що заростання порових каналів починається після настання кінця тужавіння тільки у портландцементних розчинів без домішок. Для розчинів із спецементів і портландцементів з домішками сповільнювача, терміни тужавіння не характеризують процес заростання порових каналів. За результатами експериментальних даних встановлено, що незалежно від типу в'язучого повніше процес заростання порозих каналів цементного каменю характеризують його міцнісні характеристики. Процес заростання каналів розпочинається після досягнення цементним каменем міцності на стиснення 0,56 МПа, а передача тиску припиняється після досягнення цементним каменем міцності на стиснення 1,42 МПа. Тампонажні розчини, максимальна границя міцності каменю яких не перевищує 1,42 МПа, не забезпечують герметичності цементного кільця.

4. За результатами лабораторних досліджень і аналізу промислових даних удосконалено технологію цементування із застосуванням двох порцій тампонажного розчину з різними темпами набору міцності цементним каменем. Нижня порція (для інтервалу залягання продуктивного горизонту) повинна досягати міцності 1,42 МПа до того, як міцність верхньої порції досягне 0,56 МПа. Розроблено методику підбору рецептур порцій тампонажного розчину для конкретних гірничо-геологічних умов кріплення.

5. Встановлено, що домішка АКОР_{Б300} до тампонажних розчинів при температурі 100÷130°C у 80÷100 разів знижує проникність каменю на початковій стадії тужавіння, не погіршуючи міцнісні характеристики та технологічні параметри

тампонажного розчину, підвищує седиментаційну і корозійну стійкість, утворюючи безусадочний камінь. Розроблено рекомендації з хімічної обробки тампонажного розчину АКОР_{Б300} при цементуванні свердловин.

6. За результатами виконаних наукових досліджень розроблено проекти керівних нормативних документів з цементування свердловин для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр і проект регламенту на цементування свердловин для бурових підприємств ДК "Укргазвидобування", які передано до впровадження. Технологічні рекомендації з удосконалення технології цементування свердловин для підвищення герметичності затрубного простору у період ОТЦ впроваджені у виробництво при цементуванні свердловин на підприємствах ДГП "Полтаванафтогазгеологія" і ТОВ "Пласт", ДП "Охтирканафтогазвидобування", які споруджуються на замовлення ДГП "Полтаванафтогазгеологія". В усіх випадках одержана задовільна якість кріплення. Міжколонні і міжпластові перетоки не відзначалися.

ОСНОВНІ ПУБЛІКАЦІЇ ПО РОБОТІ

1. Лазаренко О.Г. Підбір рецептури тампонажного розчину з домішками кремнійорганічних рідин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1997. - №34. - С. 91-96.

2. Лужаниця О.В., Лазаренко О.Г. До дослідження причин виникнення міжколонних тисків // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - Т. 1. - 1998. - №35. - С. 87-91.

3. Лазаренко О.Г. Лабораторна установка для дослідження природи виникнення каналів у стовпі тампонажного розчину // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - Т. 2. - 1998. - №35. - С. 191-198.

4. Лужаниця О.В., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г., Михайленко С.Г. Шляхи попередження міграції газу на ранніх стадіях формування цементного каменю // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - Т. 2. - Т. 3. - 1999. - №36. - С. 108-115.

5. Лужаниця О.В., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г., Михайленко С.Г. Технологія цементування свердловин з потенційною міграцією пластових флюїдів // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - №5. - С. 38-40.

6. Лазаренко О.Г., Лужаниця О.В. Аналіз причин порушення герметичності заколонного простору зацементованої свердловини // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - Т. 2. - 2001. - №38. - С. 11-18.

АНОТАЦІЯ

Лазаренко О.Г. Удосконалення тампонування газових свердловин (на прикладі родовищ Дніпровсько-Донецької западини). - Рукопис.

Дисертація на здобуття вченого ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.10. - Буріння свердловин. - Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2001.

В дисертації досліджено характер й умови передачі тиску через стовп тампонажного розчину в процесі його тужавіння. Встановлено зв'язок між величиною переданого тиску і міцністю каменю на стискування. Визначені критичні значення міцності цементного каменю на стиснення, при яких починається зниження і припинення передачі тиску. Удосконалено технологію цементування та розроблено методику підбору рецептур для попередження заколонних ГНВП на початковій стадії тужавіння цементного розчину. Для зниження проникності цементного каменю на початковій стадії тужавіння рекомендується зв'язувати надлишок води замішування і надавати йому початкового напруження зсуву кремнійорганічними сполуками з ряду силанів – АКОР. Показано позитивний спектр властивостей тампонажних розчинів і утвореного цементного каменю з домішками АКОР. На основі результатів виконаних досліджень розроблені проекти керівних нормативних документів з кріплення свердловин для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр й ДК "Укргазвидобування". Рекомендації з удосконалення технології цементування свердловин впроваджені у виробництво.

Ключові слова: тампонажний розчин, цементний камінь, гідростатичний тиск, проникність, міграція пластових флюїдів, очікування тужавіння цементного розчину, суффозія, гідратація, АКОР_{Б300}.

АННОТАЦИЯ

Лазаренко А.Г. Усовершенствование тампонирувания газовых скважин (на примере месторождений Днепровско-Донецкой впадины). - Рукопись.

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, 2001.

На основании анализа теоретических, экспериментальных и практических работ выделено основные причины возникновения миграции пластовых флюидов на начальном этапе формирования тампонажного камня. Главными из этих причин следует считать появление движущей силы, которая возникает при уменьшении гидростатического давления столба тампонажного раствора и образовании суффозионных каналов миграции пластовых флюидов.

При исследовании характера и условий передачи гидростатического давления через столб тампонажного раствора в процессе его затвердения установлено, что причиной передачи давления является фильтрация флюида через пористую среду с

продуктов гидратации цемента, а её прекращение связано с процессами зарастания поровых каналов.

Показано, что существующая на сегодняшний день рекомендация, согласно которой конец схватывания в нижней порции тампонажного раствора должен наступать не позднее двух часов до начала схватывания верхней порции, справедлива только для портландцементных растворов. Для специальных цементов и тампонажных растворов с добавкой замедлителя сроков схватывания эта рекомендация неприемлема.

Установлено наличие связи между величиной передаваемого давления и прочностью камня на сжатие независимо от типа вяжущего, наличия и вида добавок регуляторов срока схватывания тампонажного раствора и других факторов. Устанавливаются критические значения границ прочности камня на сжатие, при которых начинается снижение коэффициента передачи и полностью прекращается передача давления, которые соответственно составляют 0,56 и 1,42 МПа. Тампонажные растворы, граница прочности камня которых на сжатие не превышает 1,42 МПа, не обеспечивают герметичности цементного камня, а их использование может стать причиной возникновения заколонной миграции пластовых флюидов.

Усовершенствована технология разобнения продуктивных горизонтов, которая заключается в цементирование двумя порциями тампонажных растворов с разными темпами набора прочности камня. Нижняя порция (для интервала залягания продуктивного горизонта) должна достигать прочности 1,42 МПа, до того, как прочность верхней порции достигнет 0,56 МПа. Разработана методика подбора рецептур тампонажного раствора для конкретных горно-геологических условий ДДв.

Предложено для снижения проницаемости цементного камня на начальных стадиях твердения связывать избыток воды затворения и придавать ей начальное напряжение сдвига кремнийорганическими соединениями типа АКОР.

На основе теоретических и экспериментальных работ разработана методика и определены оптимальные концентрации АКОР_{Б300}, составляющие в зависимости от водоцементного соотношения 3÷6% массы вяжущего. Пористость цементного камня на начальной стадии твердения не зависит от типа вяжущего, водоцементного отношения и введенных химреагентов, а определяется только степенью его гидратации.

Исследованы технологические свойства рецептур тампонажных растворов и полученного цементного камня с добавками АКОР. Добавка АКОР_{Б300} в состав тампонажного раствора улучшает его реологические параметры, повышает седиментационную устойчивость, понижает фильтрацию и не изменяет при этом сроков схватывания. АКОР_{Б300} существенно снижает проницаемость камня на начальной стадии твердения без ухудшения его прочностных характеристик. Экспериментальными исследованиями величины расширения при твердении

цементно-зольных смесей с добавками АКОР_{Б300} установлено, что они являются безусадочными. Изучением влияния добавки АКОР_{Б300} на кинетику объемных изменений расширяющихся тампонажных растворов установлено, что она не уменьшает величины расширения. Коррозионная устойчивость цементно-зольных смесей с добавкой АКОР_{Б300} в агрессивных солях сульфата и хлорида магния повышается.

По результатам экспериментальных исследований показана целесообразность использования добавки АКОР_{Б300} при пластовых температурах 100÷130°С.

Результаты проведенных научных исследований вошли в состав проектов руководящих нормативных документов по креплению скважин для буровых организаций Департамента геологии и использования недр, и ДК "Укргаздобыча". Технологические рекомендации по усовершенствованию технологии цементирования скважин для повышения герметичности затрубного пространства в период ОЗЦ испытаны при цементировании скважин на предприятиях ГПП "Полтаванафтегазгеология" и ООО "Пласт", ДП "Охтырканафтегаздобыча", которые строятся на заказ ГПП "Полтаванафтегазгеология". Во всех случаях получено удовлетворительное качество крепления. Заколонные перетоки отсутствуют.

Ключевые слова: тампонажный раствор, цементный камень, гидростатическое давление, проницаемость, миграция пластовых флюидов, ожидание затвердения цементного раствора, суффозия, гидратация, АКОР_{Б300}.

ABSTRACT

Lazarenko O.H. Improvement the tamponage of gas wells (the deposits in Dnieper-Donetsk cavity taken as an example). - Manuscript.

Dissertation for a Degree of Candidate of technical sciences by speciality 05.15.10. - Well drilling. - Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2001.

The given thesis contains the study of the nature and conditions for pressure transmission through the column of grouting mortar in the process of its setting. There has been fixed the relation between the value of the pressure transmitted and the rock compressive strength. Also there have been defined the critical values of compression strength of cement rock, at which pressure transmission starts lowering and stops. Cementing technology has been improved, and methods of selecting formulae to prevent gas, oil and water manifestations at the initial stage of grouting mortar setting have been developed. To lower the permeability of cement rock at the initial stage of setting, it has been suggested to add mixing water excesses and to bring them to the initial stress level of the displacement by AKOP – silicon organic compounds belonging to silanes. There have been described the positive properties of grouting mortars and of formed rock with AKOP admixtures. The results of the investigation can be found in the normative documents on well grouting, sent with the aim of implementation to the drilling enterprises that belong to the Department of geology and mineral and natural resources

use in Ukraine, and to "Ukrgezvydobuvannia" branch company. The recommendations at cementing technology are introduced in drilling companys.

Key-words: grouting mortar, cement rock, hydrostatic pressur, permeability, migration of stratum fluids, expectancy of grouting mortar setting, suffosion, hydration, AKOP_{Б300}.

