

622.279(043)

Д.73

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

ДРЕМЛЮХ НАТАЛІЯ СТЕПАНІВНА

УДК 622.279

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З
НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ
РОДОВИЩАХ

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

АВТОРЕФЕРАТ

дисертації на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

Івано-Франківськ – 2018

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
Кондрат Роман Михайлович,
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
професор кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ

Офіційні опоненти:

доктор технічних наук, доцент
Акульшин Олександр Олексійович,
ПАТ «Український нафтогазовий інститут», м. Київ,
заступник голови правління з наукової роботи

кандидат технічних наук, доцент
Дмитренко Вікторія Іванівна,
ВНЗ Укоопспілки «Полтавський університет економіки і торгівлі», м. Полтава,
в.о. завідувача кафедри хімії

Захист відбудеться "7" червня 2018 р. о 10⁰⁰ годині на засіданні спеціалізованої вченої 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 ознайомитися у науково-технічній бібліотеці Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за адресою: 76019, Україна, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15.

Автореферат розісланий "4" травня 2018 р.

Учений секретар спеціалізованої вченої ради Д 20.052.02
кандидат технічних наук, доцент



НТБ
ФОНТУНГ



an2696

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОБОТИ

Обґрунтування вибору теми дослідження. На сьогодні значна кількість газових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, яка характеризується закономірним зниженням поточного видобутку газу. Одним із напрямів стабілізації і нарощування видобутку газу з виснажених родовищ є підвищення продуктивності видобувних свердловин в умовах аномально низького пластового тиску і наявності ускладнюючих чинників у їх роботі. До ускладнень, які характерні для завершальної стадії розробки родовищ, відносять обводнення свердловин і руйнування привибійної зони у нестійких пластах-колекторах з утворенням на вибоях рідинних і піщаних корків.

Питанням запобігання надходженню піску із пласта у свердловину і ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин присвячено ряд досліджень. До відомих методів, які запобігають руйнуванню привибійної зони пласта, відносять закріплення порід у привибійній зоні цементно-піщаними сумішами, цементним розчином, смолами та іншими закріплюючими агентами. Але більшість запропонованих складів для кріплення нестійких порід не забезпечують достатньо високу ефективність зміцнення породи при одночасному збереженні фільтраційних характеристик пласта. Особливу зацікавленість представляє застосування тампонажних складів для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності і проникності.

Ліквідацію піщаних корків на вибої свердловини найчастіше проводять шляхом промивання різними промивальними агентами. Застосування в якості промивального агента води або водного розчину різних хімічних речовин має суттєві недоліки на виснажених родовищах з аномально низькими пластовими тисками внаслідок інтенсивного поглинання пластом промивальної рідини, яку потім трудно видалити із пласта. Частина піску з піщаного корка разом з водою проникає у пласт і закупорює його. Зростає тривалість процесу освоєння свердловини. У результаті знижуються поточні дебіти газу. Актуальним є розроблення складу промивального агента з низькою густиною, зокрема піни високої кратності і значної стійкості для промивання піщаних корків на вибоях свердловин на виснажених родовищах.

При надходженні піску із пласта у свердловину необхідно попередити скупчення його на вибої шляхом безперервного винесення на поверхню. Одним із ефективних методів винесення із свердловини частинок твердої фази є застосування піпних систем певного складу, обґрунтування яких вимагає проведення додаткових досліджень.

Однією з актуальних проблем видобування природного газу при руйнуванні привибійної зони пласта та інтенсивному винесенні твердої фази є підвищення ефективності експлуатації підземного і наземного обладнання свердловин в умовах ерозійного зношення. У зв'язку з цим виникає інтерес до розроблення пристрою для ремонту експлуатаційних колон, пошкоджених у результаті ерозійного руйнування частинками твердої фази, які виносяться з нестійких порід-колекторів.

Отже, актуальним є проведення досліджень з удосконалення технологій і технічних пристроїв для інтенсифікації видобутку газу із свердловин з нестійкими колекторами.

an2696

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової енергетики і екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за період 2007–2009 рр. за темою Д-1-07-Ф «Дослідження нових енергоресурсозберігаючих екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів» (№0107U001558), за період 2010–2011 рр. за темою Д-6-10-П «Нові технології видобування вуглеводнів із родовищ з важковилучуваними запасами» (№0107U000116) і за період 2012–2013 рр. за темою Д-16-12-П «Нові технології збільшення видобутку газу і конденсату з родовищ природних газів на завершальній стадії розробки» (№0112U003012).

Мета і завдання дослідження. Метою дослідження є підвищення видобувних можливостей і забезпечення стабільної роботи газових свердловин, які експлуатують нестійкі слабкоцементовані пласти-колектори, шляхом запобігання надходження піску із пласта створенням у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності та проникності і винесення твердої фази з вибою свердловини пінними системами.

Основні задачі досліджень:

1. Узагальнення публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях щодо боротьби з піскопроявленням при експлуатації газових свердловин з нестійкими колекторами.

2. Експериментальні дослідження з винесення твердої фази з вибою свердловин потоком газу і пінними системами.

3. Експериментальні дослідження з вибору складу пінних систем для очищення вибою свердловин від піщаного корка і винесення із свердловин частинок твердої фази, які надходять із пласта.

4. Експериментальні дослідження з вибору складу тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності і проникності.

5. Дослідження впливу товщини і проникності штучно створеної у привибійній зоні пласта гравійної набивки на продуктивну характеристику свердловини.

6. Дослідження впливу збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта на дебіт газу і критичний градієнт тиску на стінці вибою.

7. Розроблення пристроїв для руйнування піщаного корка на вибої свердловини і ремонту нижньої частини експлуатаційної колони, пошкодженої ерозійним руйнуванням частинками твердої фази.

8. Удосконалення технології інтенсифікації роботи газових свердловин з нестійкими колекторами і розроблення рекомендацій щодо практичного використання результатів дисертаційної роботи.

Об'єктом дослідження є процеси руйнування привибійної зони пласта, утворення та ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин і винесення із свердловин твердої фази, яка надходить із пласта.

Предметом дослідження є технології запобігання руйнування привибійної зони свердловин з нестійкими колекторами і винесення частинок твердої фази з вибою на поверхню.

Методи дослідження. Поставлені завдання вирішувалися шляхом проведення експериментальних і теоретичних досліджень з обробленням одержаних результатів методами математичної статистики.

Вірогідність отриманих результатів роботи підтверджена експериментальними дослідженнями на моделі свердловини.

Наукова новизна одержаних результатів

1. За результатами лабораторних досліджень з вибору вмісту окремих компонентів у тампонажному розчині, який містить тампонажний цемент, спучений перліт (використання його запропоновано вперше), пластифікатор, неіоногенну поверхнево-активну речовину (ПАР) і воду, для створення цементного каменю у привибійній зоні пласта встановлено оптимальне значення вмісту спученого перліту у розчині, за якого забезпечуються відповідні значення міцності на стиск (до 4 МПа) і проникності по газу (до 3,47 мкм²) цементного каменю.

2. Вперше експериментально оцінено необхідні швидкості руху висхідного потоку піни, утвореної з водного розчину піноутворюючої ПАР і нової речовини ксантанової смоли в ролі стабілізатора піни, для винесення частинок твердої фази різного діаметра з вибою свердловини. Одержано регресійну залежність для визначення необхідної швидкості руху піни залежно від діаметра частинок твердої фази.

3. Вперше теоретично обґрунтовано оптимальне значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту газу (проникності пласта) (з використанням числового методу безумовної мінімізації – методу золотого перерізу), вище якого запобігається руйнування нестійких порід-колекторів (депресія на пласт і градієнт тиску на стінці вибою не перевищують критичних значень).

4. За результатами теоретичних досліджень впливу товщини і проникності штучно створеної гравійної набивки у привибійній зоні пласта на продуктивну характеристику свердловини, вперше визначено для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м оптимальні значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта (2,4) і товщини гравійної набивки (0,4 м), вище яких дебіт газу мало змінюється.

Практичне значення одержаних результатів

Використання наукових розробок дозволяє підвищити дебіт газових свердловин з нестійкими колекторами і покращити умови їх роботи за рахунок запобігання надходженню піску із пласта у свердловину, ліквідації піщаних корків на вибої і винесення твердої фази з вибою на поверхню у процесі експлуатації свердловин.

Для запобігання надходженню піску із пласта рекомендується створювати у розширеному стовбурі свердловини в інтервалі продуктивного пласта (штучно розширеному на задану величину у процесі буріння свердловини чи природно розмитому під час експлуатації свердловини) гравійну набивку із зерен гравію певного розміру чи цементний камінь із заданими значеннями міцності на стиск і

проникності із запропонованого тампонажного розчину (патент на корисну модель №113026).

Ліквідацію піщаного корка на вибої свердловини рекомендується проводити прямим промиванням по колоні гнучких труб, низ яких обладнаний запропонованим пристроєм для покращення руйнування піщаного корка (патент на корисну модель №58826). У ролі промивального агента рекомендується використовувати запропонований водний розчин 1 % мас пінотворної ПАР стінолу і 0,5 % мас стабілізатора піни – ксантанової смоли.

Для попередження скупчення на вибої свердловини піску, який надходить із пласта, рекомендується дозовано вводити в затрубний простір запропонований водний розчин 1 % мас пінотворної ПАР савенолу SWP або стінолу і 0,5 % мас стабілізатора піни – гуарової смоли.

Для ліквідації ерозійних пошкоджень нижньої частини експлуатаційної колони твердою фазою, що виноситься потоком газу із пласта, рекомендується використовувати спеціальний пристрій, який усуває вм'ятини та інші пошкодження з внутрішньої поверхні труб (патент на винахід №98732).

Використання наукових розробок дозволяє в умовах нестійких порід-колекторів забезпечити стабільну роботу видобувних свердловин без піскопроявлення з підвищеними дебітами газу і збільшити кінцевий коефіцієнт газоконденсатовилучення.

Особистий внесок здобувача. Автором проведено ретельний огляд літературних джерел з питань руйнування нестійких порід-колекторів, утворення піщаних корків на вибоях і винесення твердої фази із свердловин різними промивальними агентами [2, 3, 9]. Проведено теоретичні дослідження ефективності промивання свердловини від піщаного корка на виснажених родовищах з використанням колтубінгової установки і різних промивальних агентів [4, 10, 11]. Досліджено вплив діаметра стовбура в інтервалі продуктивного пласта на продуктивність газових свердловин [8] і вплив товщини та проникності штучно створеної гравійної набивки у присвердловинній зоні пласта на дебіт газових свердловин [5]. Виконано експериментальні дослідження на тему дисертації та оброблено отримані результати [1, 6, 7, 12, 13]. Розроблено тампонажний склад для створення цементного каменю у привибійній зоні пласта [15] і конструкції пристроїв для руйнування піщаного корка на вибої свердловини [14] і ремонту нижньої частини експлуатаційної колони [16].

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались на:

- міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі», 3–6 жовтня 2012 р., (м. Івано-Франківськ);
- міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2013», 7–11 жовтня 2013 р., (м. Івано-Франківськ);
- міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» присвячена 70-річчю газонафтопромислового факультету грудень 2014 р., (м. Івано-Франківськ);

– міжнародній науково-технічній конференції «Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики» присвячена 65-річчю Геологорозвідувального факультету, травень 2016 р., (м. Івано-Франківськ);

– міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2017», травень 2017 р., (м. Івано-Франківськ).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 16 наукових праць, з них 8 у фахових наукових журналах (в т.ч. 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus), 5 – у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій, отримано 2 патенти України на корисну модель, 1 патент України на винахід.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (177 найменувань). Викладена на 165 сторінках машинописного тексту, містить 34 рисунки та 17 таблиць.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику доктору технічних наук, професору Кондрату Р.М. за постійну увагу і наукові консультації, а також колективу кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ за підтримку і сприяння у проведенні наукових досліджень.

ОСНОВНИЙ ЗМІСТ РОБОТИ

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

У першому розділі проаналізовано причини, які призводять до руйнування привибійної зони пласта у процесі експлуатації свердловин з нестійкими колекторами; виконано аналіз відомих методів запобігання надходженню піску із пласта у свердловину та ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин.

Встановлено, що основними причинами руйнування привибійної зони пласта є порушення технологічного режиму експлуатації свердловин у результаті збільшення градієнта тиску на стінці вибою (депресії на пласт) вище критичного значення для розгляданого типу порід, обводнення свердловин пластовою водою, яка послаблює зв'язки між твердими частинками і розчиняє в собі глинисті частинки, пуск свердловини в експлуатацію після зупинки, при якому виникає різкий імпульс тиску на пласт, освоєння свердловин, зокрема з продуванням по факельній лінії чи на установку комплексного підготовки газу.

Питанням експлуатації свердловин у нестійких колекторах присвячено роботи Ч.І. Аббасова, О.О. Акульшина, З.С. Алієва, А.А. Аміяна, В.А. Аміяна, А.А. Ахметова, А.Д. Башкатова, В.С. Бойка, Р.А. Гасумова, С.В. Долгова, В.М. Дорошенка, П.С. Жихора, С.Н. Закірова, Ю.О. Зарубіна, Г.А. Зотова, В.П. Ільченка, К.Л. Капрієлова, Ю.Д. Качмара, В.А. Керімова, О.Р. Кондрата, Р.М. Кондрата, О.А. Конторщикова, Ю.П. Коротаєва, В.Н. Маслова, В.А. Нескіна, А.А. Плотникова, В.В. Ремізова, Д. Сьюмена, К.М. Тагірова, Я.Б. Тарка, А.А. Ханіна, М. J. Flanigan, W.L Penberthy, N. Stein та інших дослідників.

Простими і доступними методами запобігання надходженню піску із пласта у свердловину є механічні, які набули найбільшого поширення. До них відносяться обладнання свердловин різними протипіщаними фільтрами або утворення фільтрів на вибої шляхом намівання шару твердих частинок за стінки перфорованої труби. В

останній час на практиці широко застосовують намівні гравійні фільтри. До основного їх недоліку відносять закупорювання глинистими частинками і мулом, які виносяться із пласта з подальшим руйнуванням каркаса і утворенням локальних каналів фільтрації. При використанні гравійних фільтрів також можливий перерозподіл частинок гравію та їх винесення з продукцією свердловини. Практичний інтерес представляє оцінка впливу на продуктивність свердловини товщини і проникності попередньо розмитої і заповненої гравієм привибійної зони пласта.

Вітчизняні та іноземні компанії активно застосовують хімічні методи запобігання надходженню піску у свердловини, які ґрунтуються на використанні полімерних композицій, сумішей цементу з різними наповнювачами, епоксидних, фуранових, карбамідних, фенольних і фенолформальдегідних смол, а також їх сумішей з піском. Більшість відомих складів для кріплення нестійких порід не забезпечують достатньо високу ефективність зміцнення породи при одночасному збереженні фільтраційних характеристик пласта.

Для стабільної роботи свердловини необхідно забезпечити повне і своєчасне видалення частинок твердої фази з вибою на поверхню. Це може бути досягнуто збільшенням швидкості руху газу на вході в НКТ вище критичної швидкості. Відомо ряд залежностей для визначення критичної швидкості руху газу, аналіз яких наведено в роботі.

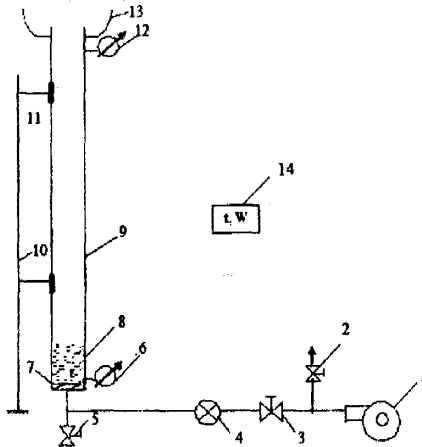
Основним методом ліквідації піщаних корків на вибої є періодичне промивання свердловин методом циркуляції рідини. Більшість свердловин з коркоутворенням характеризуються низькими пластовими тисками. За цих умов промиванням водою не вдається видалити із свердловини весь піщаний корок. Частина піску з водою протискується в пласт у результаті сильного поглинання, що викликає часткове руйнування привибійної зони пласта, іноді призводить і до деформації експлуатаційної колони. На виснажених газових родовищах з низькими пластовими тисками для видалення піщаних корків використовують пінні системи. Для винесення піску із вибою свердловини промивальним агентом дуже важливе значення має стійкість піни. Проте у науково-технічній літературі недостатньо висвітлено питання про застосування різних типів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни для промивання піщаних корків пінними системами і попередження скупчення твердої фази на вибої газової свердловини шляхом безперервного чи періодичного винесення її на поверхню у процесі експлуатації свердловини.

Останнім часом у промисловій практиці для ліквідації піщаних корків застосовують новітні колтубінгові технології з колоною гнучких труб. Застосування колтубінгових установок поряд з очевидними перевагами має і ряд недоліків, пов'язаних з високими гідравлічними втратами тиску в гнучких трубах, внаслідок чого не завжди досягається необхідна швидкість руху висхідного потоку промивального агента для забезпечення винесення твердої фази на поверхню.

Проведений аналіз дозволив обґрунтувати необхідність удосконалення технології інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами.

У другому розділі наведено результати експериментальних досліджень винесення частинок твердої фази з моделі свердловин потоком газу і пінними системами.

Принципову схему експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску потоком газу із моделі свердловини зображено на рисунку 1.



1 – відцентровий компресор; 2, 3, 5 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу AWM720P1; 6, 12 – аналогові давачі тиску; 7 – дротяний фільтр; 8 – піщаний корок; 9 – скляна колонка; 10 – штатив; 11 – монтажні кріплення; 13 – ємність для винесеного піску; 14 – цифровий давач температури і відносної вологості повітря SHT15

Рисунок 1 – Принципова схема експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску потоком газу із моделі свердловини

Важливим елементом установки є скляна колонка із зовнішнім діаметром 25 мм і довжиною 0,9 м, яка моделює колону ліфтових труб. Для нагнітання газу в колонку використано компресор відцентрового типу. Витрату газу та тиски у нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки вимірювали аналоговими давачами. Дослідження проводили з трьома фракціями піску: 0,1 – 0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 мм.

Згідно з результатами експериментальних досліджень, які зображені на рисунку 2, необхідна швидкість винесення газівим потоком частинок піску діаметром від 0,1 до 1 мм з моделі свердловини змінюється від 0,985 до 10,2 м/с. Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм швидкість руху газового потоку, яка необхідна для винесення твердої фази, становить відповідно 0,985; 4,407; 8,54; 10,2 м/с. Із збільшенням розміру частинок піску залежність $W = f(d_p)$ поступово виположується.

За результатами проведених експериментальних досліджень одержано регресійну залежність для швидкості винесення частинок піску газовим потоком від їх діаметра:

$$W = 11,63d_p^3 - 33,68d_p^2 + 36d_p - 3,859. \quad (1)$$

Запропонована регресійна залежність для оцінки швидкості винесення частинок піску потоком газу є достатньо точною (числове значення коефіцієнта кореляції 0,989 вказує на близький функціональний зв'язок між швидкістю руху газу і діаметром частинок піску).

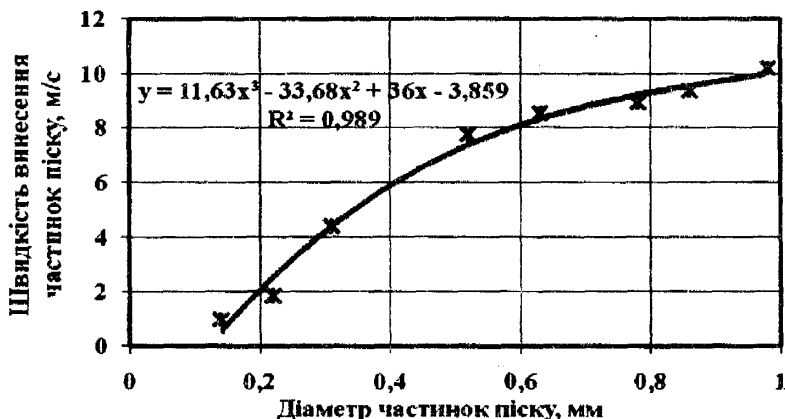


Рисунок 2 – Залежність швидкості винесення частинок піску потоком газу від їх діаметра

Необхідні швидкості винесення потоком газу частинок піску різного діаметра визначали також за відомими аналітичними залежностями. Співставлення експериментальних даних і результатів розрахунків за формулами різних авторів свідчить, що швидкості руху газу для винесення частинок твердої фази майже співпадають (похибка змінюється від 1,4% до 3,6%). Деяке відхилення експериментальних і теоретичних значень швидкості руху газу може бути пов'язане з використанням «реальних» частинок піску, тобто химерної форми для проведення дослідів, тоді як в теоретичних залежностях форма частинок приймалась кулькоподібною.

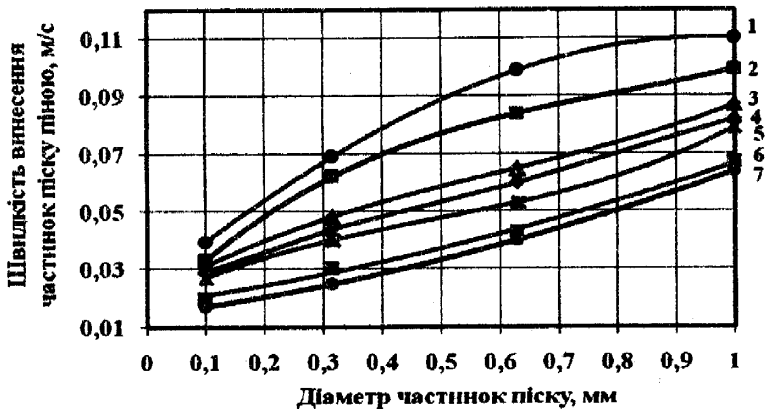
Для видалення піщаних корків з вибою свердловин на виснажених газових родовищах з низькими пластовими тисками необхідно використовувати промивальні агенти з низькою густиною, зокрема піни високої кратності і значної стійкості. Для вибору композицій пінотворних ПАР і стабілізаторів піни для утворення пін з високими пінотворними характеристиками виконано експериментальні дослідження, які проводили з розчинами савенолу SWP, стінолу і софіру М2 у прісній воді з масовими концентраціями 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4 %. В якості стабілізаторів піни використовували карбоксиметилцелюлозу (КМЦ) та природні біополімери ксантанову і гуарову смоли з масовими концентраціями 0,25 і 0,5 %. Експерименти проводили за температур 20, 40 і 60 °С і атмосферного тиску 0,1013 МПа.

За результатами статистичної обробки експериментальних даних методом найменших квадратів, оптимальна масова концентрація досліджуваних пінотворних ПАР у прісній воді без додавання стабілізаторів піни становить 0,5 %. Аналіз

результатів досліджень свідчить, що при додаванні стабілізаторів піни кратність піни зменшується, а стійкість зростає. Найбільшу стійкість піни мають розчини савенолу SWP і стінолу у прісній воді із ксантановою смолою. Піна є стійкою, однорідною, бульбашки газу одного розміру. Стабілізатори піни, ксантанова і гуарова смоли, які раніше не використовувалися в технологічних процесах ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин і винесення рідини з вибою спінюванням, забезпечують більші значення стійкості піни порівняно з карбоксиметилцелюлозою, яка застосовується при бурінні і ремонті свердловин. Оптимальна масова концентрація досліджуваних піноутворюючих ПАР у прісній воді з додаванням стабілізаторів піни становить 1 %, а оптимальна масова концентрація стабілізаторів піни – 0,5 %.

Для проведення лабораторних досліджень процесу очищення вибою газових свердловин від піщаного корка пінними системами було модернізовано лабораторну установку, яка наведена на рисунку 1, шляхом додаткового встановлення малопродуктивного дозувального насоса Peripamp Electronic для подавання і регулювання витрати розчину піноутворюючої ПАР із стабілізатором піни в нижню частину колонки через зворотний клапан.

Результати експериментальних досліджень винесення частинок твердої фази з моделі ліфтових труб пінними системами зображено на рисунку 3.



1 – 0,5 % мас савенолу SWP; 2 – 0,5 % мас стінолу; 3 – 1 % мас савенолу SWP; 4 – 0,5 % мас стінолу і 0,5 % мас ксантанової смоли; 5 – 1 % мас стінолу; 6 – 1 % мас савенолу SWP і 0,5 % мас ксантанової смоли; 7 – 1 % мас стінолу і 0,5 % мас ксантанової смоли

Рисунок 3 – Залежності швидкості винесення частинок піску пінними системами від їх діаметра за різного вмісту в робочому розчині ПАР і стабілізаторів піни

Згідно з результатами досліджень найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з водного розчину стінолу концентрацією 1 % мас у прісній воді із додаванням ксантанової смоли концентрацією 0,5 % мас. Швидкість винесення

потокем піни з моделі свердловини частинок піску діаметром від 0,1 до 1 мм змінюється в межах 0,017 – 0,064 м/с.

За експериментальними даними запропоновано регресійну залежність швидкості винесення частинок піску піною, утвореної з водного розчину стінолу концентрацією 1 % мас і ксантанової смоли концентрацією 0,5 % мас від їх діаметра:

$$W = 0,023d_c^2 + 0,026d_c + 0,014. \quad (2)$$

За результатами досліджень для практичного використання рекомендовано дві композиції пінотворних ПАР і стабілізаторів піни. Перша композиція представляє собою водний розчин 1% мас пінотворної ПАР стінолу і 0,5% мас ксантанової смоли, призначена для промивання піщаних корків на вибоях свердловин. Друга композиція представляє собою водний розчин 1% мас пінотворної ПАР стінолу або савенолу SWP і 0,5% мас стабілізатора піни гуарової смоли, призначена для дозованого уведення у затрубний простір свердловини з метою попередження накопичення твердої фази на вибої.

У третьому розділі наведено результати теоретичних досліджень ефективності прямого і зворотного промивання піщаного корка на вибої свердловин водою, азотом, гідрофобно-емульсійним розчином (ГЕР) і піною запропонованого нами складу та оцінено вплив на продуктивну характеристику свердловини збільшення діаметра стовбура в інтервалі продуктивного пласта і створення у привибійній зоні пласта гравійної набивки.

Згідно з результатами виконаних досліджень промивання піщаного корка на вибої свердловини з використанням колони гнучких труб (КГТ), опущених всередину колони насосно-компресорних труб (НКТ), найефективнішим є пряме промивання, за якого досягаються найменші значення вибійного тиску, тому у процесі ліквідації піщаного корка на вибої свердловини менша кількість промивального агента може поглинатися пластом.

За результатами дослідження для свердловини глибиною 2600 м за висоти піщаного корка 14 м пропонуються такі характеристики процесу прямого промивання піщаного корка різними промивальними агентами: для води – витрата 0,0034 м³/с, внутрішній діаметр КГТ – 0,0325 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; для ГЕР – витрата 0,0027 м³/с, внутрішній діаметр КГТ – 0,0325 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м; для газоподібних агентів – витрата 0,133 м³/с, внутрішній діаметр КГТ – 0,0381 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м, для піни – витрата 0,0037 м³/с, внутрішній діаметр КГТ – 0,0325 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м.

Найефективнішим промивальним агентом за результатами дослідження є піна, при використанні якої досягається найменше значення тиску на вибої свердловини, тому менша кількість промивального агента поглинається пластом у процесі промивання піщаного корка на вибої. Крім того, піна зв'язує у свою структуру тверді частинки, що сприяє повнішому очищенню вибою свердловини від піщаного корка і попереджує випадання з піни твердих частинок по шляху руху піни на поверхню по затрубному (кільцевому) простору з утворенням завислих корків. Дещо вищі значення тиску на вибої свердловини отримано при застосуванні газоподібного промивального агента, що створює умови для поглинання його

пластом, але в процесі подальшого освоєння свердловини газоподібний агент повністю вилучається із пласта.

Експлуатація свердловин з нестійкими колекторами супроводжується руйнуванням привибійної зони пласта. Процес руйнування порід у привибійній зоні пласта починається, коли при збільшенні дебіту газу (депресії на пласт) градієнт тиску на стінці вибою досягає критичного значення. Із подальшим збільшенням дебіту газу радіус зони руйнування порід зростає. У дослідженнях ставилася задача оцінити, при яких значеннях діаметра стовбура свердловини і дебіту газу не відбувається руйнування привибійної зони пласта. Для цього виконано теоретичні дослідження впливу збільшення діаметра стовбура свердловин в інтервалі продуктивного пласта на дебіт газу, депресію на пласт і градієнт тиску на стінці вибою.

Результати дослідження, які зображено на рисунку 4, свідчать, що при однаковій кратності збільшення діаметра стовбура свердловини, ступінь зменшення депресії на пласт і градієнта тиску на стінці вибою свердловини щоразу більший, коли більший початковий дебіт газу (найбільший для високодебітної свердловини з дебітом газу 500 тис.м³/д і найменший для низькодебітної свердловини з дебітом газу 25 тис.м³/д). Із зростанням кратності збільшення діаметра стовбура свердловини графічні залежності, які зображені на рисунку 4 поступово виположуються.

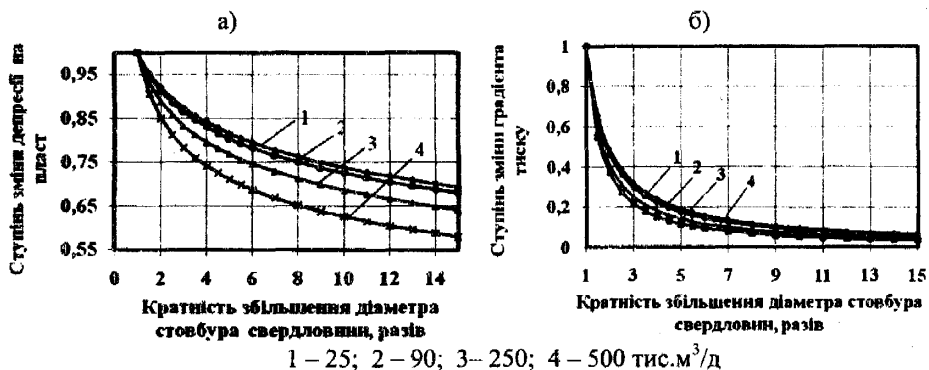


Рисунок 4 – Залежності ступеня зміни депресії на пласт (а) і градієнта тиску на стінці вибою свердловини (б) від кратності збільшення діаметра стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

З використанням методу золотого перерізу визначено оптимальне значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини, вище якого дебіт газу мало змінюється: для низькодебітних свердловин – в 13,92 разів, для малодебітних свердловин – в 5,176 разів; для середньодебітних свердловин – в 2,009 разів; для високодебітних свердловин – в 1,037 разів. Кратність збільшення діаметра стовбура свердловини в 13,92 разів для низькодебітної свердловини є економічно недоцільною і технічно неможливою. Тому необхідно обмежитись меншим економічно доцільним і технічно здійсненим ступенем збільшення діаметра

стовбура свердловини. При розширенні стовбура свердловини на визначену величину запобігається руйнування привибійної зони пласта.

Для боротьби з винесенням піску із пласта у свердловину в промисловій практиці використовують гравійно-навивні фільтри. З метою вибору оптимальної конструкції гравійного фільтра виконано теоретичні дослідження впливу товщини і проникності штучно створеної гравійної набивки у привибійній зоні пласта на продуктивну характеристику свердловини, результати яких зображено на рисунку 5.

Згідно з результатами виконаних досліджень, дебіт газової свердловини з гравійною набивкою (гравійним фільтром) зростає зі збільшенням товщини і проникності гравійної набивки. Найістотніше дебіт газу зростає зі збільшенням відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта k_2/k_1 до 3-х разів, у подальшому графічні залежності на рисунку 5 виположуються, а після 20-ти кратного збільшення відношення проникностей k_2/k_1 дебіт газу майже не змінюється.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних методом найменших квадратів для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м встановлено оптимальні значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта (2,4) і товщини гравійної набивки (0,4 м), вище яких дебіт газу мало змінюється. Цим співвідношенням рекомендується керуватись при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійного фільтра стосовно умов конкретного пласта-колектора.

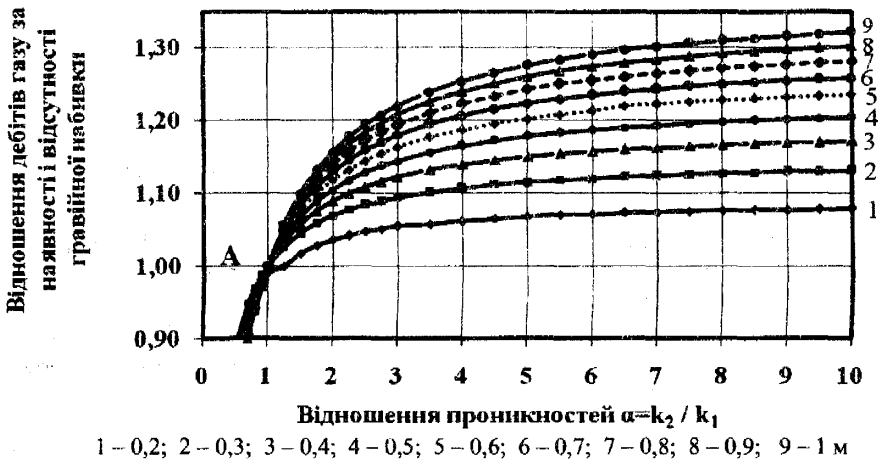


Рисунок 5 – Залежності відношення дебітів газу за наявності і відсутності гравійної набивки від відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта для різних значень радіуса зони гравійної набивки R (за радіуса стовбура свердловини за долотом 0,1 м)

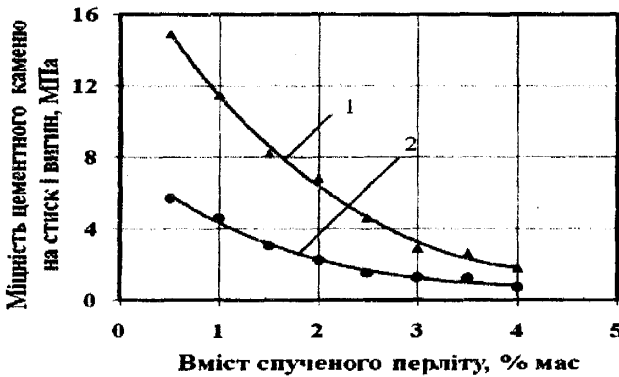
У четвертому розділі наведено результати експериментальних досліджень з розроблення складу тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності і проникності, подано

результати досліджень з розроблення пристроїв для руйнування піщаного на вибої свердловини і ліквідації ерозійного пошкодження твердою фазою нижньої частини експлуатаційної колони, обґрунтовано удосконалені технології інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами та технічні пристрої для їх реалізації.

В якості вихідних матеріалів для створення тампонажного розчину використовували тампонажний цемент ТС-100, спучений перліт фракції 0,16 – 1,25 мм, неіоногенну ПАР, пластифікатор і воду.

Результати експериментальних досліджень впливу спученого перліту на розтічність тампонажного розчину за конусом АзНДІ свідчать, що вміст спученого перліту в тампонажному розчині понад 3,5 % мас призводить до зменшення розтічності розчину нижче 180 мм (що не відповідає вимогам ДСТУ та може стати причиною ускладнень у процесі запомповування тампонажного розчину у пласт).

Важливою фізико-механічною характеристикою тампонажних матеріалів є міцнісні властивості цементного каменю. Міцність цементного каменю характеризують граничним опором на стиск та вигин. Результати експериментальних досліджень (рисунок 6) свідчать, що збільшення вмісту спученого перліту в тампонажному розчині понад 3,5 % мас призводить до втрати міцності цементного каменю (що не відповідає вимогам кріплення слабкоцементованих порід). Експериментально встановлено, що найвища міцність цементного каменю на стиск і вигин досягається за вмісту спученого перліту 0,5 – 1 мас % і становить відповідно 14,9 і 11,5 МПа. Згідно з експериментальними даними міцність цементного каменю на стиск і вигин зростає у часі (до 35 % після 14 діб), що свідчить про можливість використання розглядуваної композиції з метою створення міцного цементного каменю.



1 – міцність на стиск, 2 – міцність на вигин

Рисунок 6 – Залежності міцності цементного каменю на стиск і вигин від вмісту спученого перліту у віці 3 доби

Експериментальні дослідження з визначення проникності цементного каменю свідчать, що із збільшенням вмісту спученого перліту від 0,5 до 4 % мас у складі тампонажного розчину коефіцієнт проникності зростає від 0,0011 до 5,5 мкм².

Для визначення оптимального значення вмісту спученого перліту у складі, який буде забезпечувати необхідну міцність каменю при збереженні проникності породи, побудовано графічну залежність, яку зображено на рисунку 7. Оптимальний вміст спученого перліту в запропонованому складі 3 – 3,5 % мас.

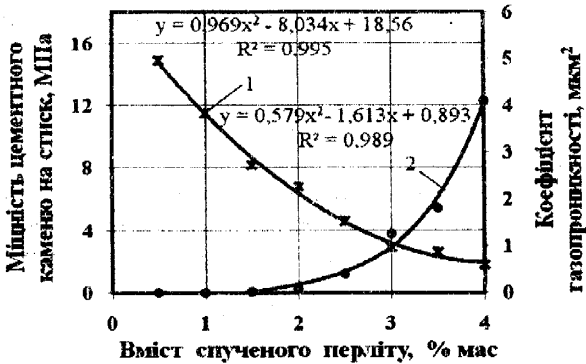


Рисунок 7 – Залежності міцності цементного каменю на стиск (1) і коефіцієнта проникності каменю (2) від вмісту спученого перліту у складі

Експериментальними дослідженнями підтверджено оптимальні масові концентрації складу для створення міцного і проникного цементного каменю у привибійній зоні пласта: тампонажний цемент – 62,85 – 63,5 %; спучений перліт – 3 – 3,5 %; неіоногенна ПАР – 0,3 – 0,35 %; пластифікатор – 0,1 %; вода – решта. Утворений цементний камінь характеризується високою механічною міцністю на стиск (до 4 МПа) і проникністю по газу (до 3,47 мкм²). Запропонований склад є більш ефективним від відомого, оскільки значення коефіцієнта проникності цементного каменю збільшується у 10 разів.

За результатами виконаних досліджень розроблено патенто захищені конструкції пристрою для руйнування піщаного корка на вибої свердловин і пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони пошкодженої у результаті ерозійного руйнування частинками пластового піску.

Пристрій для руйнування піщаного корка кріпиться у нижній частині колони промивальних труб. Руйнування піщаного корка відбувається за рахунок вібраційної дії стержнів пристрою. Імпульси промивального агента переводять частинки твердої фази у зважений стан, які потім легко виносяться на поверхню потоком промивального агента.

За наявності піску у пластовій продукції відбувається поступове ерозійне руйнування нижньої частини експлуатаційної колони. Запропоновано патенто захищену конструкцію пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони, пошкодженої ерозійним руйнуванням частинками пластового піску, яка дає змогу за одну операцію ремонтувати декілька пошкоджень по довжині колони і ліквідувати нерівності на поверхні експлуатаційної колони.

За результатами виконаних досліджень запропоновано удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка

залежно від геолого-технічної характеристики свердловини і стану привибійної зони пласта, може включати такі елементи.

1. Розширення стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта за відомою технологією у процесі спорудження свердловини і заповнення утвореного порожнистого простору тампонажним розчином, який при застиганні утворює цементний камінь із заданими значеннями міцності на стиск (до 4 МПа) і проникності по газу (до $3,47 \text{ мкм}^2$), з подальшим розбурюванням цементного каменю (“стакану”) у стовбурі свердловини в інтервалі продуктивного пласта або обладнання нижньої частини експлуатаційної колони металічним фільтром-каркасом і створення між фільтром-каркасом у нижній частині експлуатаційної колони і розширеним стовбуром намівного гравійного фільтра із зерен гравію відповідного розміру за відомою технологією.

У свердловинах, які експлуатуються тривалий час і обладнані в інтервалі продуктивного пласта фільтром або перфорованою експлуатаційною колоною, тампонажний розчин запомповують через отвори фільтра у за колонний простір для заповнення штучних каверн, утворених під час тривалої експлуатації свердловин у результаті винесення потоком газу пластового піску.

2. Пряме промивання піщаного корка на вибої свердловини по колоні гнучких труб, башмак яких обладнаний пристроєм для руйнування піщаного корка, з використанням в ролі промивального агента водного розчину пінотворної ПАР і стабілізатора піни – ксантанової смоли.

3. Дозоване запомповування у затрубний простір свердловини водного розчину пінотворної ПАР і стабілізатора піни – гуарової смоли для винесення піною частинок твердої фази, яка надходить із пласта.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій за результатами експериментальних і теоретичних досліджень обґрунтовано удосконалену технологію інтенсифікації роботи газових свердловин з нестійкими колекторами. Отримано такі основні результати.

1. Експериментальними дослідженнями на моделі свердловини вперше визначено мінімально необхідні швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра, які становлять: 0,1 мм – 0,985 м/с, 0,315 мм – 4,407 м/с; 0,63 мм – 8,54 м/с; 1 мм – 10,2 м/с. Одержано регресійну залежність для оцінки необхідної швидкості руху газового потоку для винесення частинок піску різного діаметра.

2. Експериментально обґрунтовано склади водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни для боротьби з накопиченням твердої фази у свердловині. Для промивання піщаного корка на вибої свердловини запропоновано використовувати водний розчин 1 % мас пінотворної ПАР стінолу і 0,5 % мас стабілізатора піни – ксантанової смоли. Для попередження накопичення твердої фази у свердловині запропоновано дозовано вводити у затрубний простір водний розчин 1 % мас пінотворної ПАР стінолу або савенолу SWP і 0,5 % мас стабілізатора піни –

гуарової смоли. Ксантанова і гуарова смоли є природними полімерами і вперше запропоновані в ролі стабілізаторів піни.

3. Експериментально визначено швидкості руху потоку піни з додаванням і без додавання стабілізатора піни для винесення з вибою модельної свердловини частинок твердої фази різного діаметра. Необхідна швидкість руху потоку піни, утвореної з водного розчину 1 % мас стінолу і 0,5% мас ксантанової смоли, для винесення частинок твердої фази різного діаметра становить: 0,1 мм – 0,017 м/с; 0,315 мм – 0,025 м/с; 0,63 мм – 0,04 м/с; 1 мм – 0,064 м/с.

4. За результатами математичного моделювання процесу промивання піщаного корка на вибої свердловини різними промивальними агентами (вода, гідрофобно-емульсійний розчин, газоподібні агенти і піна) з використанням колони гнучких труб (КГТ), які опущені всередину насосно-компресорних труб (НКТ), обґрунтовано раціональний спосіб промивання піщаного корка (пряме промивання із запомповуванням промивального агента в КГТ), раціональне співвідношення діаметрів НКТ і КГТ для кожного промивального агента і його витрату, при якій забезпечується мінімальне значення вибійного тиску і відповідно зменшується кількість поглинутого пластом промивального агента. Найменше значення вибійного тиску отримано при використанні в ролі промивального агента піни, дещо вище – при застосуванні газоподібного агента.

5. Теоретичними дослідженнями обґрунтовано значення діаметра розширеного стовбура свердловини в інтервалі газоносного пласта залежно від продуктивності свердловини, вище якого запобігається руйнування нестійких порід-колекторів, а градієнт тиску на стінці вибою свердловини менший за критичне значення.

6. За результатами теоретичних досліджень обґрунтовано вибір параметрів (товщини і проникності) гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, при яких запобігається винесення піску із пласта у свердловину. За результатами статистичної обробки розрахункових даних для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м встановлено оптимальні значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта (2,4) і товщини гравійної набивки (0,4 м), вище яких дебіт газу мало змінюється.

7. Запропоновано склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності на стиск (до 4 МПа) і проникності по газу (до 3,47 мкм²), який включає: тампонажний цемент, случений перліт, неіоногенну ПАР, пластифікатор і воду.

8. Запропоновано конструкції пристроїв для інтенсифікації процесу очищення вибою свердловин від піщаного корка при його промиванні і для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони, пошкодженої у результаті ерозійного руйнування частинками твердої фази, які поступають із нестійких порід-колекторів і виносяться потоком газу на поверхню.

9. Удосконалено технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка включає розширення на задану величину стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта під час її спорудження і заповнення утвореного порожнистого простору (або каверн, які утворились у процесі тривалої експлуатації свердловин) тампонажним розчином для утворення цементного каменю високої

міцності і проникності; промивання піщаного корка на вибої свердловини водним розчином піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни по колоні гнучких труб, низ яких обладнаний пристроєм для руйнування піщаного корка; дозоване уведення в затрубний простір свердловини водного розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни для винесення твердих частинок із свердловин і використання пристрою для ліквідації ерозійних пошкоджень пластивим піском нижньої частини експлуатаційної колони. Розроблено рекомендації щодо практичного використання наукових розробок дисертаційної роботи.

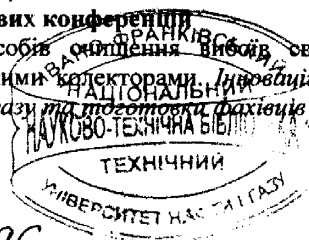
СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опубліковані основні результати дисертації

1. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни *Науковий вісник НГУ*. 2017. №3. С. 20–26. (Фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази Scopus).
2. Дремлюх Н. С. Способи ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №2. С. 19–29.
3. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Використання трубних і гравійних фільтрів для запобігання надходження піску із пласта у свердловину. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. №2(51). С. 14–25.
4. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження технологічної ефективності промивання свердловини від піщаного корка на виснажених родовищах з використанням колтюбінгової установки і різних промивальних агентів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. №1 (54). С. 72–80.
5. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу розміру і проникності штучно створеної присвердловинної зони пласта на продуктивну характеристику свердловини. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2016. № 1(40). С.14–19.
6. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальне дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази з вибою свердловини на поверхню. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3 (56). С. 106–112.
7. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 2 (62). С. 90–96.
8. Кондрат Р. М., Горбійчук М. І., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу діаметра стовбура на продуктивність газових свердловин *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3 (64). С. 92–101.

Тези наукових конференцій

9. Дремлюх Н. С. Аналіз способів оптимізації вибоїв свердловин від піщаних корків у свердловинах з нестійкими колекторами. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовка фахівців нафтогазової*



an 2696

галузі: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, С. 283-285.

10. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С., Ватуляк Т. З. Дослідження технологічної ефективності різних методів очищення вибою газових свердловин від піщаних пробок на виснажених родовищах. *Нафтогазова енергетика 2013*: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 07-11 жовтня 2013 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. С. 34-36.

11. Дремлюх Н. С. Дослідження технологічної ефективності промивання свердловини від піщаного корка на виснажених родовищах з допомогою колтубінгової установки і насосно-компресорних. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи присвячена 70-річчю газонафтопромислового факультету*: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, грудень 2014 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. С. 121-123.

12. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Експериментальні і теоретичні дослідження умов винесення твердої фази газовим потоком з вибою свердловини *Перспективи нарощування ресурсної бази нафтогазової енергетики присвячена 65-річчю Геологорозвідувального факультету*: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, травень 2016 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. С. 193-196.

13. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Експериментальні дослідження з вибору складу пінних систем для очищення від піщаних корків вибоїв свердловин *Нафтогазова енергетика 2017*: матеріали міжнародної науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, травень 2017 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. С. 68-70.

Патенти

14. Пат. №58826 Україна, МПК Е 21 В37/00. Пристрій для видалення і руйнування піщаної пробки. Кондрат О. Р., Дячук Н. С. № 201011886; заявл. 07.10.2010; опуб. 26.04.2011, Бюл. №8.

15. Пат. №113026 Україна, МПК Е 21 В33/138. Склад для кріплення нестійких порід колекторів. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Ковальчук Ю. І. № 201606383; заявл. 13.06.2016; опуб. 10.01.2017, Бюл. №1.

16. Пат. № 98732 Україна, МПК E21B 29/10, F16L 55/162. Пристрій для ремонту обсадних колон. Кондрат Р. М., Дячук Н. С., Климичин Я. Д.; № 201103507; заявл. 24.03.2011; опуб. 11.06.2012, Бюл. №11.

АНОТАЦІЯ

Дремлюх Н. С. Підвищення ефективності експлуатації свердловин з нестійкими колекторами на виснажених газових родовищах. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2018.

За результатами дослідження на моделі свердловини визначено швидкість руху газу для винесення частинок піску трьох різних фракцій (0,1–0,315; 0,315–

0,63; 0,63–1 мм), які становлять: 0,1 мм – 0,985 м/с, 0,315 мм – 4,407 м/с; 0,63 мм – 8,54 м/с; 1 мм – 10,2 м/с.

Розроблено дві композиції ПАВ і стабілізатора піни, одна з яких пропонується для промивання піщаних корків на вибої свердловини, а інша – для дозованого уведення у затрубний простір свердловини з метою запобігання накопичення твердої фази на вибої.

Теоретичними дослідженнями обґрунтовано вибір діаметра стовбура свердловини в зоні газоносного пласта залежно від продуктивності свердловини і визначено оптимальні значення товщини і проникності гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, за яких запобігається винесення піску із пласта у свердловину.

Ключові слова: піщаний корок, ліфтові труби, газ, піна, діаметр стовбура свердловини, тампонажний розчин, цементний камінь.

АННОТАЦІЯ

Дремлюх Н. С. Повышение эффективности эксплуатации скважин с неустойчивыми коллекторами на истощенных газовых месторождениях. – Квалификационный научный труд на правах рукописи.

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.15.06 – Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Иванов-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Иванов-Франковск, 2018.

Диссертация посвящена исследованию вопросов предотвращения разрушения призабойной зоны пласта и ликвидации песчаной пробки на забое скважины.

Разработаны две экспериментальные установки для исследования выноса частиц твердой фазы с забоя модельной скважины потоком газа и пены с добавлением и без добавления к водному раствору пенообразующего ПАВ стабилизаторов пены. По результатам исследования на модели скважины по выносу потоком газа частиц песка разных фракций (0,1 – 0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 мм) определена скорость движения газа для выноса частиц песка различного диаметра, которая составляет: 0,1 мм – 0,985 м/с, 0,315 мм – 4,407 м/с; 0,63 мм – 8,54 м/с; 1 мм – 10,2 м/с.

Экспериментально определены скорости движения пены с добавлением и без добавления стабилизатора пены, которые необходимы для выноса из модели скважины частиц твердой фазы различного диаметра. Для значений диаметров частиц песка 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм необходима скорость движения потока пены образованной 1% масс раствора стинола в пресной воде с добавлением 0,5% масс ксантановой смолы составляет соответственно 0,017; 0,025; 0,04; 0,064 м/с.

По результатам исследований, для практического использования рекомендуется две композиции пенообразующих ПАВ и стабилизаторов пены. Первая композиция представляет собой водный раствор 1 % масс пенообразующего ПАВ стинола и 0,5 % масс ксантановой смолы, предназначена для промывки песчаных пробок на забое скважины. Вторая композиция представляет собой водный раствор 1% масс пенообразующего ПАВ стинола или савенола SWP и 0,5 % масс стабилизатора пены – гуаровой смолы, предназначена для дозированного

введения в затрубное пространство скважины с целью предупреждения накопления твердой фазы на забое.

Теоретическими исследованиями обоснованы рациональное соотношение диаметров насосно-компрессорных труб, колонны гибких труб и расход промывочного агента для промывания песчаной пробки на забое скважины различными промывочными агентами.

Теоретическими исследованиями обоснован выбор диаметра ствола скважины в интервале газоносного пласта в зависимости от производительности скважины и определены оптимальные значения толщины и проницаемости гравийной набивки в призабойной зоне скважины с неустойчивыми коллекторами, при которых предупреждается вынос песка из пласта в скважину.

Экспериментально обоснован состав тампонажного раствора для создания в призабойной зоне пласта цементного камня с соответствующими значениями прочности на сжатие (до 4 МПа) и проницаемости по газу (до 3,47 мкм²), который включает: тампонажный цемент ТС-100, наполнитель (вспученный перлит фракции 0,16 – 1 25 мм), неионогенный ПАВ, пластификатор, воду.

Разработаны и запатентованы конструкции устройств для разрушения песчаной пробки на забое скважины и для ремонта нижней части эксплуатационной колонны, поврежденной в результате эрозионного износа твердой фазой.

Устройство для разрушения песчаной пробки крепится в нижней части колонны промывочных труб. Разрушение песчаной пробки происходит за счет вибрационного воздействия стержней устройства. Импульсы промывочного агента переводят частицы твердой фазы у взвешенное состояние, которые легко выносятся на поверхность потоком промывочного агента.

Предложена конструкция устройства для ремонта нижней части эксплуатационной колонны, поврежденной эрозионным разрушением частицами пластового песка, которая позволяет за одну операцию ремонтировать несколько повреждений по длине колонны и ликвидировать неровности на поверхности колонны обсадных труб.

Разработана усовершенствованная технология интенсификации работы скважин с неустойчивыми коллекторами и рекомендации по ее практическому использованию.

Ключевые слова: песчаная пробка, лифтовые трубы, газ, пена, диаметр ствола скважины, тампонажный раствор, цементный камень.

ABSTRACT

Dremljukh N. S. Increasing the efficiency of operation of wells with unstable reservoirs on depleted gas fields. – Qualifying scientific work on the rights of manuscripts.

The thesis for the degree of candidate of technical sciences, specialty 05.15.06 – Development of oil and gas fields.– Ivano-Frankovsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankovsk, 2018.

According to the results of the study, the velocity of the gas for the removal of the sand particles of three different fractions (0,1 – 0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 mm) was determined on the well model model, which are: 0,1 mm – 0,985 m/s, 0,315 mm – 4,407 m/s; 0,63 mm – 8,54 m/s; 1 mm – 10,2 m/s.

Experimentally determined the velocities of the foam with the addition and without the addition of a foam stabilizer, which are necessary for removing from the model of elevator pipes solid particles of different diameters.

Two compositions of SAS and foam stabilizing agent were developed - one of them is proposed to be used for flushing-out of sand plugs in the bottom hole, the other one shall be used for continuous injection into the well annular space to prevent solid phase accumulation on the bottom hole.

The theoretical researches have substantiated the choice of the diameter of the wellbore in the zone of the gas bearing layer, depending on the productivity of the well, and the optimal values of the thickness and permeability of the gravel packing in the hollow zone of the well with unstable collectors, which prevents the transfer of sand from the formation to the well, is determined.

Key words: sand plugs, lift pipes, gas, foam, diameter of the wellbore, plugging slurry, cement stone.

Підписано до друку 27.04.2018. Формат 60x84/16. Папір офсетний.
Друк різнографічний. Гарнітура Times New Roman. Авт. арк. 0, 9. Наклад 100.

Видавець та виготівник «Симфонія форте»

76019, м. Івано-Франківськ, вул. Крайківського, 2, тел. (0342) 77-98-92

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру видавців
та виготівників видавничої продукції: серія ДК № 3312 від 12.11. 2008 р.