

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Дремлюх Наталія Степанівна

УДК 622.279

ДИСЕРТАЦІЯ

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З
НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ НА ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОВИХ
РОДОВИЩАХ**

05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
_____ Н.С. Дремлюх

Науковий керівник Кондрат Роман Михайлович, доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2018

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.

Більшість газових родовищ України знаходяться на завершальній стадії розробки, яка характеризується закономірним зниженням поточного видобутку газу. Для стабілізації і нарощування видобутку газу з виснажених родовищ необхідно підвищити продуктивність видобувних свердловин в умовах аномально низького пластового тиску і наявності ускладнень в їх роботі. До ускладнень, характерних для завершальної стадії розробки родовищ, відносять обводнення свердловин і руйнування привибійної зони у нестійких пластах-колекторах.

Експлуатація газових свердловин з нестійкими колекторами супроводжується винесенням із пласта частинок породи і скупченням їх на вибої свердловини з утворенням піщаних корків.

Піщані корки призводять до зниження дебітів свердловин і можуть спричинити прихоплення насосно-компресорних труб.

У процесі експлуатації свердловин піщані корки промивають переважно водними розчинами поверхнево-активних речовин (ПАР). Застосування в ролі промивального агента води на виснажених газових родовищах може призвести до поглинання пластом значної кількості води, яку потім трудно видалити із пласта. У результаті зустрічаються випадки, коли після промивання піщаних корків дебіти свердловин значно менші ніж були раніше.

На виснажених газових родовищах для видалення піщаних корків необхідно використовувати промивальні агенти з низькою густиною, зокрема піни високої кратності і значної стійкості.

Для винесення піску із вибою свердловини промивальним агентом дуже важливе значення має стійкість піни. Оскільки при низькій стійкості піни можливе її руйнування з випаданням із піни частинок твердої фази з осіданням їх на муфтових з'єднаннях насосно-компресорних труб і утворенням глухих піщаних корків у затрубному просторі. Для підвищення стійкості піни використовують стабілізатори.

Проведено критичний огляд досліджень з підвищення продуктивності свердловин з нестійкими колекторами і боротьба з піскоутворенням у процесі їх експлуатації.

Розроблено дві експериментальні установки для дослідження винесення частинок твердої фази з вибою модельної свердловини потоком газу і піни з і без додавання до водного розчину піноутворюючого ПАР стабілізаторів піни.

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.

Співставлено результати експериментальних досліджень і теоретичних розрахунків за формулами різних авторів критичної швидкості винесення потоком газу твердої фази із свердловини.

За результатами експериментальних досліджень, оцінено кратність і стійкість піни водних розчинів досліджених ПАР (савенолу SWP, стінолу і софіру M2) із стабілізаторами (гуаровою і ксантановою смолами, карбоксиметилцелюлозою).

Згідно з результатами досліджень найбільшу стійкість мають піни, утворені з розчинів савенолу SWP і стінолу у прісній воді із додаванням ксантанової смоли.

Визначені оптимальні значення концентрацій піноутворюючих ПАР і стабілізаторів у водних розчинах для отримання стійких пін можуть бути використані для промивання піщаного корка на вибоях свердловин на виснажених газових і газоконденсатних родовищах.

Експериментально визначено швидкості руху піни з додаванням і без додавання стабілізатора піни, які необхідні для винесення з моделі ліфтових труб

частинок твердої фази різного діаметра. Згідно з результатами досліджень найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з розчину стінолу у прісній воді із додаванням ксантанової смоли. Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм необхідна швидкість руху потоку піни, утвореної з 1 % мас розчину стінолу у прісній воді з додаванням 0,5% мас ксантанової смоли, становить відповідно 0,017; 0,025; 0,04; 0,064 м/с.

Розроблено дві композиції ПАР і стабілізаторів піни, одна з яких пропонується для промивання піщаних корків на вибої свердловини, а інша – для безперервного введення у затрубний простір свердловини з метою попередження накопичення твердої фази на вибої.

Теоретичними дослідженнями обґрунтовано раціональне співвідношення діаметрів насосно-компресорних труб, колони гнучких труб і витрату промивального агента для промивання піщаного корка у свердловинах різними промивальними агентами. Згідно з результатами виконаних досліджень промивання піщаного корка на вибої свердловини з використанням колони гнучких труб (КГТ), опущених всередину колони насосно-компресорних труб (НКТ), більш ефективним є пряме промивання, при якому досягаються менші 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 при висоті 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 найменший тиск на вибої свердловини

Виконано теоретичні дослідження впливу збільшення діаметра стовбура свердловин в інтервалі продуктивного пласта на дебіт, депресію на пласт і градієнт тиску. Визначено оптимальне значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту свердловини з використанням числового методу безумовної мінімізації – золотим перерізом. За результатами дослідження кратність збільшення діаметра стовбура свердловини, вище яких дебіт газу мало змінюється становить: для низькодебітних свердловин – 13,92 разів, для малодебітних свердловин – 5,176 разів; для середньодебітних свердловин – 2,009 разів; для високодебітних свердловин – 1,037 разів. Кратність збільшення діаметра стовбура свердловини в 13,92 разів для низькодебітної свердловини є економічно недоцільною і технологічно неможливою. Тому необхідно обмежитись меншим економічно доцільним і здійсненим ступенем збільшення діаметра стовбура свердловини.

Виконано теоретичні дослідження впливу розмірів і проникності гравійної набивки на продуктивну характеристику свердловини. За результатами виконаних досліджень обґрунтовано оптимальні значення радіуса гравійної набивки і відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта.

Запропоновано за результатами експериментальних досліджень патентозахищений склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта тампонажного каменю з високими значеннями міцності (до 4 МПа) і проникності (до 3,47 мкм²), який включає тампонажну суміш ТС-100 – 62,85 – 63,5 % мас; спучений перліт – 3 – 3,5 % мас; неіоногенну ПАР – 0,3 – 0,35 % мас; пластифікатор – 0,1 % мас; вода – решта.

Запропоновано патентозахищену конструкцію пристрою для руйнування піщаних корків і конструкцію пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони пошкодженої у результаті ерозійного руйнування частинками пластового піску.

Розроблено удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами і рекомендації щодо її практичного використання.

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

ABSTRACT

Dremlukh 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.

Most of Ukraine's gas deposits are at the final stage of development, which is characterized by a natural decrease in current gas production. In order to stabilize and increase the production of gas from depleted deposits, it is necessary to increase the productivity of the exploitation wells under conditions of abnormally low reservoir pressure and the presence of complications in their work. The complications characteristic of the final stage of the development of deposits include watering wells and the destruction of the hinterland in unstable reservoirs.

The operation of gas wells with unstable reservoirs is accompanied by removal of rock particles from the formation and their accumulation on the bottom hole with formation of sand plugs.

Sand plugs cause the well flow rate reduction and may cause the tubing string sticking.

During well operation sand plugs are mainly flushed with water solutions of surface-active substances (SAS). Use of water as a flushing-out agent on depleted gas fields may lead to the formation absorption of a considerable amount of water, which is difficult to be removed from the formation. As a result, there are cases, when after flushing-out of sand plugs, the well flow rates are considerably less than were before that.

On depleted gas fields, low-density flushing-out agents, in particular, foams with high expansion ratio and considerable stability shall be used to remove sand plugs.

The foam stability is of great importance for removal of sand a flushing-out agent from the bottom hole by. If the foam stability is low, it may break and solid phase particles will fall out and deposit on the tubing string couplings and formation of bridge sand plugs in the annular space. To enhance the foam stability, stabilizing agents are used.

A critical review of research on increasing the productivity of wells with unstable collectors and the fight against pond formation in the process of their exploitation has been carried out.

Two experimental facilities for the study of the transfer of solid phase particles to the face of a model well with a flow of gas and foam with and without the addition of an aqueous solution of foaming surfactant foam stabilizers were developed.

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, 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.

The results of the experimental studies and theoretical calculations were compared on the basis of different authors' formulas of critical velocity for removal of solids by gas flow from the well bottomhole.

According to the experimental research results, the foam expansion ratio and stability of analysed SAS water solutions (savenol SWP, stinol and sofir M2) with stabilizing agents (guar and xathane gums, carboxymethyl cellulose).

According to the research results, the foams, formed from solutions of savenol SWP and stinol in fresh water with addition of xanthane gum, are the most stable.

The determined optimum values of foam-forming SAS and stabilizing agents concentrations in water solutions for obtaining of stable foams may. Research results be used for flushing-out of sand plugs in the bottom holes on depleted gas and gas condensate fields and prevent accumulation of solids at the bottom.

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. According to the results of researches, the foam, formed from a solution of stinol in fresh water with the addition of xanthan gum, has the greatest penetrating ability. For values of diameters of sand particles 0,1; 0,315; 0,63; 1 mm required speed of motion of the foam stream formed from 1 % of the weight of the solution of stinol in fresh water with the addition of 0,5% by weight of xanthan gum is 0,017; 0,025; 0,04; 0,064 m/s.

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.

Theoretical researches have justified the rational ratio of diameters of producing string, coil tubing and the expense of a washing agent for washing the sand plugs in wells with various washing agents. According to the results of the research carried out, the washing of sand plugs on a well hole using a coil tubing, lowered into the column of the producing string, is more efficient than direct flush, which achieves lower values of bending pressure, therefore, in the course of eliminating the sand plugs on the well hole, a smaller amount of flushing agent can be absorbed by the formation. According to the results of the research for a well with a depth of 2600 m at a height of 14 m, the following characteristics of the process of direct wash of the sand plugs are offered by various washing agents: for water – flow 0,0034 m³ /s, internal diameter of the coil tubing – 0,0325 m, internal diameter of the producing string – 0,062 m; for GER – flow 0,0027 m³/s, internal diameter of the coil tubing – 0,0325 m, internal diameter of the producing string – 0,062 m; for gaseous agents – flow rate 0,133 m³ /s, internal diameter of coil tubing – 0,0381 m, internal diameter of producing string – 0,062 m, for foam – flow – 0,0037 m³/s, internal diameter of coil tubing – 0,0325 m, internal diameter of producing string – 0,062 m.

The most effective washing agent according to the results of the study is foam, in which the least pressure on the well hole is achieved.

Theoretical studies of the effect of the wellbore diameter increase in the interval of the productive formation on the flow rate, reservoir drawdown, and the pressure gradient have been carried out. The optimal value of the multiplicity of increase in the diameter of the wellbore in the interval of the productive layer depending on the initial well flow is determined using the numerical method of unconditional minimization – the golden section. According to the results of the study, the multiplicity of increase in diameter of the wellbore, above which the gas flow rate does not change, is: for marginal wells – 13,92 times, for depleted wells – 5,176 times; for mid-wells – 2,009 times; for – 1,037 times. The multiplicity of the diameter of a wellbore diameter of 13,92 times for a marginal wells is economically inexpedient and technologically impossible. Therefore, it is necessary to limit to a less economically feasible and implemented degree of increase in the diameter of the wellbore.

The theoretical studies of influence of size and permeability of gravel packing on the productive characteristic of the well are fulfilled. According to the results of the performed researches, the optimal values of the radius of gravel packing and the ratio of the permeability of the gravel packing and the productive layer are substantiated. According to the results of experimental research, the patent protection of plugging slurry for the creation in the hollow zone of the formation of a cement stone with high strength values (up to 4 MPa) and permeability (up to 3,47 micron²), which includes the tampon mixture TS-100 – 62,85 – 63, 5% by weight; convoluted perlite – 3 – 3,5% by weight; non-ionic surfactant – 0,3 – 0,35% by weight; plasticizer – 0,1% by weight; water – the rest.

The patent protected design of the device for the destruction of sand casts and the design of a device for repairing the lower part of the service column damaged as a result of erosive fracture of sandy particles have been proposed.

The advanced technology of intensifying the operation of wells with unstable collectors and recommendations for its practical use have been developed.

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

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів пінотворних 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 колтюрінгової 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 очищення вибоїв свердловин від піщаних корків у свердловинах з нестійкими колекторами. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової 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 колтбінгової 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; заяв. 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., Климишин Я. Д.; № 201103507; заяв. 24.03.2011; опуб. 11.06.2012, Бюл №11.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ І БОРОТЬБА З ПІСКОУТВОРЕННЯМ У ПРОЦЕСІ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	13
1.1 Причини і характер руйнування привибувальної зони у свердловинах з нестійкими колекторами. Вплив піскоутворення на продуктивну характеристику і експлуатаційну надійність свердловин	13
1.2 Характеристика методів запобігання надходження піску із пласта у свердловину.....	20
1.2.1 Технологічні методи	20
1.2.2 Механічні методи.....	21
1.2.3. Хімічні методи.....	26
1.2.4 Фізико-хімічні методи.....	30
1.2.5 Комбіновані методи.....	30
1.3 Характеристика методів запобігання скупчення частинок твердої фази на вибої свердловин	32
1.4 Характеристика методів очищення вибою свердловин від піщаних корків промиванням	34
1.4.1 Характеристика промивальних агентів, умови їх застосування	34
1.4.2 Техніка і технології ліквідації піщаних корків на вибої свердловин промиванням. Колтюбінгові установки	37
1.5 Характеристика методів ліквідації піщаних корків на вибої свердловин розбурюванням. Техніка і технологія проведення робіт	41
Висновки до першого розділу	43
РОЗДІЛ 2	
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИНЕСЕННЯ ЧАСТИНОК ТВЕРДОЇ ФАЗИ ІЗ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ПОТОКОМ ГАЗУ І ПІННИМИ СИСТЕМАМИ	45

2.1	Дослідження винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу.....	45
2.1.1	Опис експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску потоком газу із моделі свердловини і методика досліджень.....	45
2.1.2	Результати дослідження винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу.....	48
2.2	Дослідження винесення частинок твердої фази з вибою свердловин пінними системами.....	55
2.2.1	Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни.....	55
2.2.2	Дослідження процесу винесення частинок твердої фази із свердловин використанням водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни	67
	Висновки до другого розділу	82

РОЗДІЛ 3

	ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА І ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ НА ЇХ ПРОДУКТИВНІСТЬ	84
3.1	Дослідження характеристик процесу промивання піщаних корків у свердловинах на виснажених родовищах з використанням колтюбінгової установки і різних промивальних агентів.....	84
3.1.1	Розрахункова схема промивання піщаного корка у свердловині з допомогою колтюбінгової установки. Основні розрахункові формули і залежності.....	84
3.1.2	Результати дослідження промивання піщаного корка на вибої свердловини різними промивальними агентами	90
3.2	Дослідження впливу діаметра стовбура свердловини в зоні газоносного пласта на продуктивну характеристику свердловини.....	105

3.2.1	Розрахункова схема свердловини з вибоєм різного діаметра. Основні розрахункові формули і залежності.....	105
3.2.2	Результати досліджень впливу діаметра стовбура свердловини в зоні газоносного пласта на її продуктивну характеристику.....	111
3.3	Дослідження впливу розмірів і проникності штучно створеної присвердловинної зони пласта на продуктивну характеристику свердловини.....	116
3.3.1	Розрахункова схема свердловини із штучно створеною привибувальною зоною. Основні розрахункові формули і залежності	116
3.3.2	Результати досліджень впливу розмірів і проникності штучно створеної привибувальної зони на продуктивну характеристику свердловини	119
	Висновки до третього розділу	123

РОЗДІЛ 4

	УДОСКОНАЛЕННЯ І РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ І ТЕХНІЧНИХ ПРИСТРОЇВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ	125
4.1	Розроблення рекомендацій з попередження скупчення твердої фази на вибої свердловини і ліквідації піщаних корків у свердловинах з нестійкими колекторами	125
4.1.1	Вибір технологічного режиму експлуатації свердловин і конструктивних розмірів насосно-компресорних труб для винесення з вибою частинок твердої фази потоком газу	125
4.1.2	Вибір складу водних розчинів піноутворюючих ПАВ і стабілізаторів піни для дозованого уведення в затрубний простір діючих свердловин з метою попередження скупчення твердої фази на вибої.....	127
4.1.3	Вибір складу водних розчинів піноутворюючих ПАВ і стабілізаторів піни для очищення від твердої фази з вибою свердловин пінами.....	130

4.2	Обґрунтування діаметрів насосно-компресорних труб і колони гнучких труб, витрати промивального агента для промивання піщаного корка на вибої свердловини.....	131
4.3	Обґрунтування діаметра стовбура свердловини в зоні продуктивного пласта з нестійкими породами.....	132
4.4	Технологія створення гравійної набивки у привибійній зоні свердловини.....	133
4.5	Розроблення складу тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності і проникності для кріплення порід у привибійній зоні пласта	135
4.5.1	Характеристика вихідних реагентів.....	136
4.5.2	Дослідження параметрів тампонажного розчину.....	143
4.5.3	Дослідження міцнісних характеристик цементного каменю.....	145
4.5.4	Дослідження проникності цементного каменю.....	149
4.6	Технологія створення у привибійній зоні свердловин з нестійкими колекторами цементного каменю з відповідними значеннями проникності і міцності	153
4.7	Розроблення пристрою для руйнування піщаних корків на вибоях свердловин	155
4.8	Розроблення пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони	157
4.9	Розроблення удосконаленої технології інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами	160
	Висновки до четвертого розділу	161
	ВИСНОВКИ	163
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	166
	ДОДАТОК А	183

ВСТУП

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 пінних 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.

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 піноутворюючої ПАВ стінолу і 0,5 % мас стабілізатора піни – ксантанової смоли.

Для попередження скупчення на вибої свердловини піску, який надходить із пласта, рекомендується дозовано уводити в затрубний простір запропонований водний розчин 1 % мас піноутворюючої ПАВ 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.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ДОСЛІДЖЕНЬ З ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ І БОРОТЬБА З ПІСКОУТВОРЕННЯМ У ПРОЦЕСІ ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

1.1 Причини і характер руйнування привибійної зони у свердловинах з нестійкими колекторами. Вплив піскоутворення на продуктивну характеристику і експлуатаційну надійність свердловин

Слабкоцементовані нестійкі пласти – колектори зустрічаються практично у всіх основних нафтогазовидобувних регіонах світу. Такі родовища містять значну кількість видобувних запасів вуглеводнів, але з різних причин вони не розробляються. Основними причинами, що перешкоджають уведенню у розробку цих родовищ, є руйнування привибійної зони пласта (ПЗП) [100].

Проблема руйнування ПЗП на родовищах розглядалася в роботах 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.І. Flanigan, W.L Penberthy, N.Stein та інших дослідників.

Продуктивні пласти є складною гідродинамічною системою, в якій фізичні, хімічні та фізико-хімічні процеси до розкриття пластів знаходяться у відносно рівноважному стані. При виклику припливу рівноважний стан системи свердловина-пласт порушується, відбувається руйнування і пластичний рух слабкоцементованих порід, який посилюється фільтраційними процесами при русі пластових флюїдів до вибою свердловини.

При експлуатації свердловин встановлено, що порушення стійкості ПЗП приурочено головним чином до піщаних слабкоцементованих порід. До

слабкостійких або нестійких пластів-колекторів відносяться піщаники і піски, в яких зв'язок між зернами відсутній, або здійснюється цементуючим матеріалом, який не володіє достатньою міцністю. Дослідженнями [99] встановлено, що цей зв'язок здійснюється глинистим матеріалом, який легко руйнується при виклику припливу флюїду із пласта в свердловину.

Руйнування ПЗП відбувається на всіх етапах „життя” свердловини – від початку розкриття продуктивного пласта бурінням та перфорації, під час освоєння та експлуатації свердловини і до закінчення розробки покладу.

Неякісне розкриття продуктивного пласта і проникнення бурового розчину в пласт під час буріння свердловин призводить до погіршення природної проникності гірської породи-колектора у привибійній зоні та необхідності створення великих депресій при викликанні припливу нафти або газу із пласта. Депресії на пласт при освоєнні свердловин можуть перевищувати критичну депресію, при якій відбувається руйнування порід і фільтрат промивальної рідини, який поступає у пласт, ослаблює зв'язок між частинами породи і спричиняє руйнування порід за незначних депресій на пласт.

На інтенсифікацію винесення порід із ПЗП впливає спосіб закінчування свердловин (із відкритим вибоєм або обсадженим стовбуром), а також весь комплекс робіт і якість їх виконання [41].

Тенденція до винесення піску послаблюється зі збільшенням глибини залягання пластів. Це пов'язано з підвищенням гірничого тиску, більш сильним стисненням піску [24].

Інтенсивність процесу піскопроявлення у свердловинах зростає із викривленням стовбура. Особливо інтенсивно піскопроявлення спостерігається у свердловинах з горизонтальним стовбуром.

Наступний етап порушення стійкості порід-колекторів відбувається при перфорації свердловин. Існуючі способи перфорації обсаджених труб продуктивних пластів призводять до руйнування цементного каменю, причому на значні відстані від розкритих ділянок, що веде до обводнення свердловин і винесення піску із пласта навіть у стійких колекторах [175, 176].

Освоєння свердловин, в яких можливе утворення піщаних корків на вибої, як показує практика, слід здійснювати методом плавного запускання. У разі слабкозцементованих колекторів величина депресії та, особливо, плавність зміни вибійного тиску під час пуску свердловин відіграють вирішальну роль у запобіганні руйнування привибійної зони [56].

При освоєнні свердловин переважно проводять оброблення привибійної зони продуктивних горизонтів: соляно-кислотні оброблення (СКО), гідравлічний розрив пласта (ГРП). Характерною особливістю цих операцій є створення високих надлишкових тисків на привибійну зону продуктивних пластів – депресій і репресій. Депресії при цьому досягають 15-20 МПа, а репресії - 30–50 МПа. Вплив високих гідродинамічних навантажень на елементи кріплення і фільтр свердловини – один з головних чинників порушення герметичності роз'єднання пластів у за колонному просторі, виникнення за колонних і міжпластових перетікань пластових флюїдів, прориву підшовних вод до вибою свердловини, обводнення продукції і винесення піску [125].

Причини, які призводять до руйнування ПЗП в процесі експлуатації свердловин у нестійких колекторах, можна поділити на три групи [2, 28, 57, 93].

До першої групи належать чинники, які викликані особливостями геологічної будови пластів і фізико-літологічними властивостями гірських порід (глибина залягання пласта, пластовий і гірничий тиски, зцементованість, гранулометричний склад, пористість, проникність, склад пластового флюїду, що видобувається), проте істотно вплинути на їх усунення дуже складно. Задача полягає у виборі такого режиму роботи свердловини, щоб негативний вплив цих чинників був мінімальним.

До другої групи відносяться технологічні чинники, зумовлені розкриттям пластів та експлуатацією свердловин: дебіт свердловини; величина репресії і депресії на пласт; погіршення природної проникності (скін-ефект); фільтраційні навантаження.

До третьої групи відносять технічні чинники, зумовлені конструкцією вибою свердловин, поверхнею вибою, через яку відбувається фільтрація (інтервал розкриття пласта, відкриті або закупорені перфораційні канали і т.д.).

У літературі за основну причину винесення піску із пласта у свердловину приймають руйнування привибійної зони, яке є наслідком виникнення високих напружень у породі при фільтрації пластових флюїдів (газу, нафти, води) через породу або перепаду тиску біля стінки свердловини [23, 35, 59].

Руйнування ПЗП відбувається тоді, коли ці напруження перевищують межу міцності гірської породи. Руйнування може відбуватися за нормального і дотичного напружень. Дотичним напруженням може протидіяти тільки скелет гірської породи, а нормальному напруженню – напруження твердих частинок і тиск флюїду, який заповнює пори [56].

Руйнування скелета пласта залежно від величини напружень у ньому може відбуватися за умов утворення великих каверн у привибійній зоні (обвалювання стінок свердловини) і випирання породи (поперечна деформація) [56].

Стійкість порід до руйнування характеризується наявністю сил тертя і сил зчеплення між частинками породи [99]:

$$\tau = \alpha \cdot p_2 + C, \quad (1.1)$$

де τ – сила стійкості, Па;

α – коефіцієнт тертя;

p_2 – гірничий тиск, Па;

C – сила зчеплення, Па;

В основному, сила зчеплення слабкоцементованих порід є низькою і стійкість гірських порід до руйнування визначається в основному силами тертя.

В умовах руйнування колекторів під дією фільтраційного напору визначальним чинником є величина допустимої депресії на пласт [56, 61].

Для визначення максимально-допустимої депресії, при якій колектор у привибійній зоні не руйнується, використовують формулу, яка визначає стійкість привибійної зони свердловини [113]:

$$\Delta p = \frac{\sigma_{cm}}{2} - \varepsilon(\rho_n \cdot g \cdot H \cdot 10^6 - p_{пл}), \quad (1.2)$$

де σ_{cm} – міцність породи на стиск, МПа;

$p_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

ρ_n – густина гірських порід, кг/м³;

H – глибина залягання пласта, м.

У початковий період експлуатації свердловин руйнування продуктивних колекторів не відбувається, якщо депресія на пласт не перевищує критичного значення для певного типу колектора. Для суперколекторів (колекторів з надвисокими фільтраційно-ємнісними властивостями, проникність таких колекторів досягає 3,5 мкм², головними ознаками суперколекторів є низький вміст (до 6%) глинистих фракцій, низькі міцнісні властивості) у початковий період експлуатації свердловин максимальнодопустима депресія на пласт становить 0,5 – 0,6 МПа, а для більш щільних колекторів – 1,0–1,2 МПа. У міру зростання накопиченого видобутку газу, збільшення припливу води, зниження пластового тиску величина максимальнодопустимої депресії знижується.

Основною причиною руйнування привибійної зони пласта є високе значення градієнта тиску на стінці свердловини і швидкість фільтрації газу. При високих градієнтах тиску і недостатній міцності цементуючого матеріалу зерна пісковики відокремлюються від основного масиву і виносяться у свердловину [52, 103].

Для кожної породи існує критичне значення швидкості фільтрації і градієнту тиску, перевищення яких призводить до їх руйнування [52].

До основних чинників, які впливають на критичне значення градієнта тиску, відносять: гірничий тиск, швидкість фільтрації, ефективний тиск (різниця між гірничим і пластовим тисками); міцність породи, яка залежить від її мінералогічного складу і наявності в газі рідини.

За величиною градієнтів тиску, які викликають руйнування, гірські породи умовно поділяють на чотири категорії [56, 157]:

1) нестійкі породи, які під час розмокання переходять у стан текучості і руйнуються при градієнтах тиску до 0,5 МПа/м;

2) слабкостійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску від 0,5 до 10 МПа/м;

3) середньостійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску від 10 до 15 МПа/м;

4) стійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску понад 15 МПа/м.

Ч. І. Аббасов у роботі [1] показує, що руйнування ПЗП може відбуватися при градієнтах тиску і швидкості фільтрації, які менші, ніж критичні значення, через попереднє руйнування скелета порід. Зі збільшенням ступеня попереднього руйнування порід привибійної зони значення критичних градієнтів тиску і швидкості фільтрації зменшуються.

Згідно з даними, отриманими А.Д. Башкатовим [23], до різкої інтенсифікації піскопроявлень призводить не стільки швидкість фільтрації, як її зміна як в сторону збільшення, так і в сторону зменшення. Іншими словами, винесення піску зростає при дестабілізації режиму фільтрації.

Головною причиною руйнування ПЗП і винесення піску на поверхню є надходження пластових вод у продуктивну частину покладу [4, 26].

У процесі експлуатації свердловин пластова вода конусоподібно підтягується до фільтрової зони, надходячи у газонасичену товщину пласта, обводнює його, внаслідок чого дебіт газових свердловин суттєво знижується через інтенсивне руйнування ПЗП [40].

Обводнення свердловин відбувається по окремих, найбільш проникних прошарках продуктивного пласта через нерівномірне виробленням шарово-неоднорідних продуктивних пластів [40].

Піщані і глинисто-піщані корки зустрічаються у свердловинах, які експлуатують менілітові відклади на нафтових родовищах (Долинське, Лопушнянське та ін.) і нижньодашавські відклади на газових родовищах (Залужанське, Свидницьке, Садковецьке, Пинянське) Прикарпаття.

На основі аналізу матеріалу, можна зробити висновок, що процес руйнування привибійної зони пласта має складний характер і залежить від багатьох чинників. Крім природних геологічних умов, ускладнення, пов'язані з піскопроявленням, багато в чому зумовлені технікою і технологією первинного і вторинного розкриття продуктивних відкладів, методами освоєння свердловин і характером їх експлуатації.

Аналіз наслідків винесення піску

Будь-яке піскопроявлення призводить до негативних наслідків [2, 28, 40, 54]:

- руйнування пласта-колектора як у привибійній зоні, так і на відстані від свердловини. Найбільш інтенсивне руйнування відбувається у підпокрівельній частині пласта, складеної слабкосцементованими породами. Це призводить до осідання покрівлі пласта, що може спричинити змінання експлуатаційної колони, прихоплення насосно-компресорних труб (НКТ); порушення герметичності за колонного простору;

- зменшення дебіту газу або повне припинення припливу газу із пласта в свердловину [41]. Це пов'язано зі зменшенням поперечного перерізу нижньої частини експлуатаційної колони або насосно-компресорних труб, по яких рухається газ, і створенням додаткових фільтраційних опорів рухові газу в зоні піщаного корка. Дебіт газу буде щоразу менший, коли менша проникність і більша висота піщаного корка [157]. Проникність піщаного корка переважно менша за проникність пласта у зв'язку із закупорюванням його глинистими частинами із ущільненням твердих фаз на вибої свердловини;

- зупинки свердловин для очищення або промивання вибою від твердої фази, що призводить до зниження коефіцієнта експлуатації свердловин;

- кольматація вибійних захисних пристроїв (фільтрів) з наступним руйнуванням фільтра каркаса і утворенням локальних каналів фільтрації;

- абразивне зношення підземного і наземного обладнання свердловин і газопровідних систем (трубопроводів, устаткування сепарації);

- утворення під час роботи свердловини висячих (псевдозріджених) піщаних корків, нижче вибою і в самій колоні НКТ. При зупинці свердловини пісок осідає на вибої, що призводить до прихоплення нижньої частини колони НКТ.

При наявності частинок твердої фази у газі, що видобувається, внутрішньосвердловинне і наземне обладнання піддається ерозійному зношуванню, що є однією з додаткових причин виходу видобувних свердловин з діючого фонду.

У зв'язку з цим, виникає інтерес до економічно ефективних методів запобігання винесення піску зі свердловин шляхом ремонту і проведення спеціальних заходів.

1.2 Характеристика методів запобігання надходження піску із пласта у свердловину

Існуючі методи боротьби з піскопроявленням при експлуатації газових свердловин можна умовно розділити на дві групи: методи, що забезпечують винесення піску із вибою на поверхню, і методи запобігання надходження піску у свердловину [49, 65, 96, 162].

Для першої групи методів характерним є застосування різних техніко-технологічних рішень щодо забезпечення винесення піску із свердловини потоком газу, що видобувається із наступним відділенням піску на поверхні. Головний недолік методу – руйнування привибійної зони пласта.

Більш ефективні методи боротьби з піскопроявленням, в основі яких лежить принцип запобігання надходження піску в свердловину. З цією метою для зміцнення привибійної зони свердловини застосовують технологічні, механічні, фізико-хімічні, хімічні та комбінації цих методів.

1.2.1 Технологічні методи

Суть технологічних методів полягає в обмеженні депресії на пласт, ізоляції підшовних вод [3, 65, 93]. Запобігти руйнуванню порід можна зменшенням дебіту газу до певного допустимого рівня, при цьому зменшуються швидкість фільтрації і депресія на пласт.

При обмеженні дебіту газу по геолого-технологічних причинах відбувається поступове зниження швидкості висхідного потоку газу за існуючих діаметрів НКТ, спостерігається випадання і відкладення твердої фази на вибої і у стовбурі свердловини. У процесі експлуатації свердловин збільшується сумарна кількість піску, що надходить у свердловину, зростає висота піщаного корка на вибої

свердловини, який за наявності рідини поступово ущільнюється і зміцнюється. Це призводить до перекриття перфораційних каналів, прохідного отвору НКТ, збільшення фільтраційних опорів, зниження продуктивності і у підсумку – до зупинки свердловини [105].

До можливих технологічних прийомів боротьби з руйнуванням привибійної зони пласта є плавний пуск свердловини в експлуатацію з поступовим нарощуванням депресії на пласт від мінімальної до значення, яке становить близько 80% від критичної. При цьому відсутній різкий гідравлічний удар на пласт, що попереджує руйнування ПЗП.

Межі використання технологічного методу можна розширити шляхом видалення з пласта дрібних фракцій при форсованих відборах газу. Метод описаний у роботі [62] і випробуваний на родовищах Газлі і Шебелинському. Суть методу полягає у циклічному форсованому відборі газу із свердловини при дебіті газу, що вищий критичного. Однак у цьому випадку необхідно передбачити відділення піску безпосередньо у свердловині, щоб виключити ерозійне зношення і засмічення трубопроводних комунікацій.

Проте технологічні методи є недостатньо ефективні, особливо в колекторах, що складені породами з великим вмістом тонкодисперсних фракцій [67]. Слід зазначити, що експлуатація свердловин з низькими депресіями і дебітами газу у більшості випадків є економічно не вигідною.

1.2.2 Механічні методи

Найбільш простими і доступними методами запобігання надходження піску із пласта в свердловину є механічні, які набули найбільшого поширення [26, 28]. До них відносять технологічні процеси обладнання свердловин різними протипіщаними фільтрами або утворення фільтрів на вибої шляхом намиву фільтруючих матеріалів [3, 65, 93].

Суть використання фільтрів полягає у затримуванні частинок піску продуктивного пласта навколо отворів штучного фільтра. Фільтр повинен

затримувати 70-80% (за масою) великих частинок породи пласта і пропускати дрібні частинки (не більше 20-30%). За цієї умови буде збережено механічну стійкість скелета пласта, хоч слід намагатися затримувати усі частинки породи [71, 73]. Фільтр повинен пропускати пластові флюїди і створювати при цьому мінімальний гідравлічний опір, запобігати проникненню твердої фази в свердловину, утворенню піщаних корків на вибоях і суттєвому зниженню дебіту свердловини [16, 166].

За конструкцією і технологією виготовлення розрізняють трубні, гравійні і металокерамічні фільтри.

Трубні фільтри виготовляють із труб і опускають у свердловину на обсадних трубах під час спорудження свердловини або з допомогою колони НКТ всередину обсадної колони. Їх поділяють на прості (з розмірами отворів 1,5-20 мм і щілин 0,4 – 0,5 мм на трубі) і складні, що утворені з простих намотуванням дроту (дротяні), встановленням кнопок (кнопкові), кілець (кільцеві) і фільтропакетів [56].

Найдешевшими є щілинні фільтри, які представляють собою трубу з різним розміщенням горизонтальних або вертикальних щілин [64].

Щілинні фільтри, незважаючи на дешевизну, отримали обмежене застосування внаслідок малої вихідної площі, схильні до корозії і ерозії, оскільки виготовляють в основному з низьковуглецевої сталі [64]. Недоліком щілинних фільтрів є також зниження продуктивності свердловин і складність вилучення фільтрів на поверхню.

Дротяні фільтри є більш досконаліми [24], представляють собою трубу з великою кількістю радіальних отворів або пазів, на зовнішній поверхні якої навивається калібрований дріт круглого або трапецієдального перерізу [64].

Ефективними є свердловинні дротяні фільтри СП «УСС», які дають змогу зберігати структуру і проникність пласта, запобігати обвалам, зменшити зношення свердловинного обладнання [9].

Дротяні фільтри менше піддаються ерозії і корозії порівняно із щілинними фільтрами, мають вищу пропускну здатність, однак вартість дротяних фільтрів більша від щілинних [17].

Сітчасті протипісочні фільтри використовують у свердловинах з відкритим вибоєм. При виготовленні сітчастих фільтрів використовують сітки із нержавіючої, хімічно стійкої сталі [90].

З 1993 року використовують сітчастий фільтр УППСС-168, розроблений спеціалістами ПО "Надымгазпром". Фільтр складається із трьох типорозмірних труб і вузла очищення свердловинного фільтра [17].

На сьогодні для запобігання надходження піску із пласта використовують сітчасті фільтри PoroMax [139], які характеризуються стійкістю до засмічення комірок, забезпечують підвищення темпів видобування флюїдів і продовження періоду експлуатації свердловин.

Одними із перспективних фільтрів запобігання винесенням піску із пласта є металокерамічні фільтри. Їх виготовляють шляхом пресування металевого порошку і кераміки в сталевих пресформах, які мають форму фільтрувальних елементів, з подальшим спіканням у печах за високої температури (1200°C) у середовищі водню [56]. Металокерамічні фільтри характеризуються корозійною стійкістю, теплостійкістю і теплопровідністю, їм властива достатньо висока міцність і пластичність, що дає змогу витримувати високі перепади тиску, володіють малим гідравлічним опором і затримують найдрібніші фракції піску.

На вітчизняних родовищах вуглеводнів сьогодні найпоширенішим є встановлення механічних свердловинних фільтрів (титаномагнієвих, щілинних, лавсанових, склопластикових на алюмінієвому каркасі, склопластикових тощо). З-поміж фільтрів вітчизняного виробництва можна виділити ФС-1, ФІЛ-1, ФІЛ-2, К-168-Н, ФСЦ [52].

У ДАТ «Чорноморнафтогаз» є багатий досвід використання вибійних фільтрів різної конструкції на експлуатаційних свердловинах майкопських відкладів Джанкойського, Стрілкового, Архангельського газових родовищ, Голіцинського газоконденсатного родовища.

Аналіз роботи свердловинних фільтрів, які випускаються вітчизняною і зарубіжною промисловістю, показав, що вони повинні відповідати таким основним вимогам [49]:

- забезпечення заданого рівня експлуатаційних характеристик;
- достатня механічна міцність і стійкість;
- забезпечення заявленого ступеня фільтрації;
- забезпечення низького гідравлічного опору;
- можливість проведення механічного або хімічного очищення фільтра (регенерації) без вилучення його із свердловини.

Аналіз результатів досліджень з цього напрямку виявив наступне: використання фільтрів має ряд недоліків, які ведуть до зниження потенційного дебіту, засмічення механічними домішками (пісок, мул), бактеріологічного заростання і корозії фільтрів. Збільшення робочої депресії на пласт для забезпечення необхідного дебіту газу призводить до руйнування фільтра, утворення локальних каналів фільтрації і інтенсифікації винесення піску. Крім того, використання фільтрів пов'язано із застосуванням пакера, його надійної герметизації [8].

У промисловій практиці для боротьби з винесенням піску із пласта у свердловину широке застосування отримали гравійно-навивні фільтри. Такий фільтр являє собою щілинний фільтр-каркас, кільцевий простір між ним і стінкою свердловини заповнюють гравієм [72].

В Україні гравійні фільтри широко використовували на Архангельському газовому родовищі, Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу, на Безіменному газовому родовищі (кінець 80-х – початок 90-х рр. минулого століття) та ін [52].

Спорудженням гравійно-навивних фільтрів на родовищах і підземних сховищах газу з 1983 року займається ВНДГаз (м. Москва). З того часу гравійними фільтрами було облаштовано понад 400 свердловин на Касимовському, Щелковському, Краснодарському, Базайському та інших підземних газосховищах, а також на Уренгойському нафтогазоконденсатному родовищі.

Довжину фільтра-каркаса визначають з умов перекриття ним всього інтервалу продуктивної частини пласта-колектора. Залежно від геолого-технічних умов гравійно-навивні фільтри встановлюють у відкритому стовбурі, перфорованій частині обсадної колони або в розширеній привибійній зоні [148].

Намивні гравійні фільтри у відкритому стовбурі свердловини встановлюють там, де міцність привибійної зони дає змогу розширити стовбур свердловини. Ці фільтри мають низькі фільтраційні опори і, як наслідок, більш високу продуктивність порівняно із внутрішньокolonними гравійними фільтрами або кріпленням привибійної зони хімічними реагентами [113].

Найбільш ефективним і перспективним механічним способом запобігання піскопроявленням є створення гравійних фільтрів у процесі закінчування свердловин бурінням [21]. Суть технології полягає в наступному. Свердловину бурять і закріплюють до покрівлі продуктивного горизонту, який розкривають долотом меншого діаметру. Після цього стовбур свердловини розширюють в продуктивному інтервалі, опускають фільтр з урахуванням перекриття продуктивного інтервалу і запомповують гравій в розширений інтервал між пластом і фільтром.

Гравійні фільтри можуть ефективно працювати тільки у випадку правильно підібраної ширини щілин або розмірів зерен гравію (крупнозернистого піску) з урахуванням гранулометричного складу пластового піску [56].

У США під час вибору розміру зерен гравію для набивки, а також фільтра, зазвичай, керуються такими міркуваннями [30]: частинки гравію повинні бути більшими від частинок пластового піску, з винесенням яких ведеться боротьба не більше, ніж в 5-6 разів; фільтр повинен ефективно затримувати найдрібніші частинки гравію; для гравійної набивки бажано використовувати гравій з округлими зернами.

В умовах аномально низького пластового тиску і високої проникності продуктивного пласта встановлення гравійних фільтрів з використанням традиційних технологій ускладнено через інтенсивні поглинання продуктивними пластами рідини-пісконосія. Розв'язати цю проблему дає змогу, розроблена у ОАО "СевКавНИПИгаз", технологія встановлення гравійних фільтрів у газовому середовищі, яка забезпечує збереження колекторських властивостей продуктивного пласта за рахунок використання в якості агента-пісконосія природного газу, який запомповують у пласт [37].

Найбільш широко використовують попередньо напружені фільтри, що розширюються [133]. Такі фільтри характеризуються більш щільним запаковуванням зерен гравію та ефективніше запобігають руйнуванню привибійної зони пласта у процесі експлуатації свердловини. Згідно з даними, наведеними в роботі [157], при використанні свердловинних напружених фільтрів не відбувається руйнування пласта напругами зсуву і розтягу.

Гравійні фільтри досить дешеві і достатньо довговічні – термін експлуатації фільтрів становить до 5 років [29, 172]. Експлуатація фільтрів потребує їхнього періодичного очищення (промивання), що неможливо здійснити на практиці. Недоліком гравійних фільтрів є також зниження продуктивності свердловин (через утворення непроникного масиву між фільтром і стінкою свердловини), складність проведення ремонтних робіт, особливо у свердловинах на багатопластових родовищах, а у свердловинах підземного сховища газу гравійна набивка розуцільнюється і поступає у пласт при запоповуванні газу, складність вилучення фільтрів на поверхню [29, 90].

Аналіз досвіду використання механічних методів запобігання надходження піску із пласта у свердловину, які ґрунтуються на створенні на вибої свердловин різних фільтрів, показав їх недостатню надійність. Це пов'язано з тим, що створення і правильний вибір конструктивних елементів механічних фільтрів залежить від багатьох складних чинників як технічного, так і геологічного характеру, і являє собою досить трудомісткий і дорогий процес. Істотними недоліками фільтрів є їхня кольматація і недостатня механічна міцність.

1.2.3 Хімічні методи

Спосіб вирішення проблеми з піскопроявленнями у свердловинах шляхом установки фільтрів не завжди є доцільним і економічно ефективним. Тому з метою підвищення продуктивності і зменшення витрат на поточний і капітальний ремонт свердловин присвердловинну зону пласта переважно укріплюють хімічними методами [108].

Хімічні методи ґрунтуються на штучному закріпленні порід у привибійній зоні свердловин різними хімічними складами. Відомо, що проведення робіт з кріплення привибійної зони пласта на етапі закінчування свердловин бурінням або в початковий період експлуатації (через 1-3 місяці після виходу з буріння) дає найбільш високі результати (дозволяє отримати успішність робіт 70-90%) [93].

На сьогоднішній день вітчизняні та іноземні компанії активно застосовують для кріплення слабкоцементованих гірських порід полімерні композиції, суміші цементу з різними наповнювачами, синтетичні смоли, а також суміші їх з піском [8, 28, 89, 108].

Найбільший інтерес представляють суміші портландцементів, як найбільш дешевого і доступного в'язучого агента. Він нетоксичний, зручний у застосуванні і формує досить міцний камінь, який зберігає свої властивості в часі.

Але у пластах, які містять глинисту фацію (глинистий мул), введення в привибійну зону цементного розчину, зазвичай, не дає бажаних результатів у кріпленні порід, оскільки суміш цементного розчину з глиною не утворює міцного цементного каменю [156].

У вітчизняній і зарубіжній практиці використовують технології кріплення гірських порід різними в'язучими речовинами полімерного типу. Це способи кріплення синтетичними смолами, смолопіщаними сумішами, вспіненими смолами, складами на основі резолформальдегідної і фенолформальдегідної смол СФЖ-30-12, Контарен-2, сланцевого закріплювача. Основна відмінність цих композицій полягає у використанні, залежно від типу смоли, різних наповнювачів, які визначають якість утвореного полімерного фільтра, його проникність і час затвердіння [8, 28, 65, 93, 108].

Автори роботи [103] вказують, що багато технологій кріплення привибійної зони пласта за допомогою синтетичних смол не забезпечують достатньо високої ефективності зміцнення породи при одночасному збереженні проникності пласта.

Використання складів на основі смол вимагає проведення додаткових трудомістких операцій з отримання проникного складу для кріплення нестійких порід, які з часом втрачають міцність, дають усадку або супроводжуються

виділенням води в продуктивний пласт, що погіршує колекторські властивості продуктивних пластів. Крім того, вони дорогі, дефіцитні і екологічно небезпечні [3].

Полімери, які використовують для кріплення слабкоцементованих порід, повинні мати наступні характеристики: високу адгезійну здатність до мінеральних зерен, які складають пласт; бути досить стійкими до впливу кислот і пластової рідини при тривалому контакті; тривалість полімеризації повинна забезпечувати можливість проведення ремонтно-ізоляційних робіт у повному обсязі [109].

У роботах [93, 108, 137, 142] наведено полімерні склади для кріплення слабкоцементованих колекторів.

Основним завданням кріплення привибійної зони свердловини є підвищення її міцності при збереженні або незначному зниженні фільтраційно-ємнісних властивостей колектора для забезпечення високого дебіту свердловини. Оскільки хімічний спосіб пов'язаний з уведенням у присвердловинну зону пласта в'язучих матеріалів різної фізико-хімічної природи, то не слід очікувати відновлення природної проникності пористого середовища в повному обсязі, проте вдосконалення хімічних способів кріплення слабкоцементованих колекторів може дати значні результати [108].

Важливим показником, який визначає ефективність скріплення піску, є здатність порід чинити опір руйнуванню під дією зовнішніх сил. Для оцінки цієї характеристики визначають границю міцності порід на об'ємне стиснення [162].

На основі проведеного аналізу науково-технічної і патентної літератури можна відзначити, що в Україні і за кордоном розроблено, запатентовано і використовують на практиці значну кількість хімічних способів кріплення слабкоцементованих порід у ПЗП [114, 120, 154].

Калюжним А.М. запропоновано спосіб закріплення привибійної зони свердловини силікатизацією колекторів, який полягає у запомповуванні в свердловину суміші рідкого скла, яку попередньо емульгують в органічній рідині (патент №57223). Спосіб випробувано на свердловинах № 202 і 205 Більського нафтогазового родовища. Після проведення закріплюючих робіт свердловини відновили продуктивність.

Відомий спосіб кріплення привибійної зони слабкоцементованих колекторів піскопроявляючих газових свердловин за рахунок запомповування затверджуючої полімерної композиції [120]. Промислові випробування проводили на свердловинах №27, 64, 76, 87, 92 Червонопартизанського ПСГ.

Відомий склад для кріплення привибійної зони свердловин нестійких порід-колекторів [114], який включає тампонажний цемент (70 %), металічний алюміній (0,01–1,0 %), 2,6-діхлоріндофіналят натрію (0,01–0,02 %) і воду. Запропонований склад дозволяє значно збільшити дебіт свердловин без винесення піску після кріплення привибійної зони при підвищенні депресії на пласт, а також збільшити міжремонтний період роботи свердловин.

Кафедрою «Розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ» Санкт-Петербурзького державного гірничого університету розроблено спосіб кріплення привибійної зони пласта, який запобігає винесенню піску за незначного зниження проникності газонасиченого пісковика (на 11 – 13%) [154].

Основною перевагою хімічних методів є можливість проведення короткочасного ремонту у діючих свердловинах і відносно низька вартість порівняно з механічними і фізико-хімічними методами [170].

Аналіз вітчизняних розробок і патентних публікацій на цю тему свідчить наявність великої кількості складів для кріплення ПЗП, проте залежно від технологічних і геологічних параметрів свердловини ефективність їх сильно відрізняється. Загалом успішність робіт з кріплення привибійної зони залишається низькою і становить 50-60 % [93, 173].

Склади, які використовуються, і технології для кріплення ПЗП не дозволяють повністю вирішити проблему боротьби з руйнуванням порід (низька міцність закріпленої зони, невеликий міжремонтний період експлуатації, значне зниження проникності пласта в зоні кріплення, токсичність багатьох реагентів, великі матеріальні витрати та ін.). Актуальною проблемою є необхідність пошуку нових в'язучих матеріалів (або їх модифікацій) і техніко-технологічних рішень, спрямованих на підвищення якості кріплення нестійких порід-колекторів.

1.2.4 Фізико-хімічні методи

Фізико-хімічні методи закріплення колекторів ґрунтуються на застосуванні фізичних (температура, перепади тиску і т.д.) і хімічних (хімічні реагенти і продукти реакції) методів – коксування нафти у привибійній зоні у результаті її полімеризації, створення пропантового фільтра у привибійній зоні свердловини, обробка привибійної зони пласта реагентами з наступною термічною обробкою, проведення гідророзриву пласта з наступним закріпленням тріщини [65, 93, 170].

Метод коксування нафти в ПЗП застосовують на ранній стадії експлуатації родовищ з високою в'язкістю нафти і невеликих глибинах залягання пластів [22]. Для більшості родовищ, які знаходяться на завершальній стадії розробки, цей метод неприйнятний через високу вартість [170].

Для свердловин з інтенсивним піскопроявленням, що призводить до утворення каверн у ПЗП, випробувана технологія кріплення на основі малотоннажного гідравлічного розриву пласта (ГРП) з використанням РСР-пропанту масою до 5 т.

Суть цієї технології [103] полягає в створенні у привибійній зоні добре проникного екрану за експлуатаційної колоною і в пласті, який перешкоджає винесенню незцементованого дрібнодисперсного піску.

Недоліками цього методу є порівняно великі витрати пропанту на одну свердловино-опрецію, винесення пропанту в свердловину, складність роботи з низькотемпературними свердловинами, ретельний підбір активаторів.

Застосування фізико-хімічних методів боротьби з винесенням піску із пласта ще не вийшло за межі експериментальних робіт і не знайшло широкого розповсюдження.

1.2.5 Комбіновані методи

Комбіновані методи передбачають використання механічних фільтрів та хімічне закріплення зерен піску [105].

В кінці 90-х років минулого століття для боротьби з винесенням піску використовували комбінований метод, який включає такі операції:

- ізоляцію «старої» частини пласта із заповненням виробленої каверни цементом;
- перенесення фільтра вище рівня водонафтового контакту (ВНК);
- напрацювання каверни для подальшого намивання гравійного фільтра;
- обладнання ПЗП протипісочними фільтрами (ППФ);
- заповнення простору між ППФ і обсадною колоною гравійно-піщаної сумішшю.

Недоліками цього способу є висока вартість, великий термін ремонту, тривалий вихід свердловин на заданий режим експлуатації через заповнення великого об'єму води при намиванні гравійного фільтра [58].

Також відомий спосіб кріплення нестійких порід нагнітанням у ПЗП суміші піску з омагніченими кульками малого розміру. У пласті кульки притягуються між собою і створюють каркас, який утримує частинки піску. Недоліком цього методу є складність подачі магнітних кульок з піском у свердловини.

Вибір способу запобігання надходження піску із пласта у свердловину

При виборі способу запобігання надходження піску із пласта у свердловину враховують ряд чинників. Велике значення має конструкція вибою свердловини. При закінчуванні свердловин з відкритим вибоєм, зазвичай, використовують механічні або комбіновані методи. Хімічні методи закріплення піску застосовують, в основному у нових свердловинах. При виборі способу боротьби з винесенням піску враховуються температурні обмеження. Для хімічних методів допустимі межі температур становлять 16-175 °С, для механічних методів обмежень немає, крім тих випадків, коли при утворенні набивок використовують нафту, загущені розчини [93].

1.3 Характеристика методів запобігання скупчення частинок твердої фази на вибої свердловин

При високих градієнтах тиску і недостатній міцності цементуючого матеріалу зерна пісковика відокремлюються від основного масиву і виносяться у свердловину. При недостатній швидкості руху газу (нафти) на вході в НКТ частинки породи осідають на вибої свердловини з утворенням піщаного корка, який створює додатковий опір рухові пластових флюїдів. Водночас корок може не утворитися, якщо швидкість руху газу на вході в НКТ буде вищою від критичної, при якій швидкість висхідного потоку газу в НКТ дорівнює швидкості падіння твердої фази під дією сили тяжіння [105].

Для стабільної роботи свердловини необхідно забезпечити повне і своєчасне видалення частинок породи з вибою свердловини на поверхню. Це може бути досягнуто способом збільшення швидкості руху газу на вході в НКТ вище критичної швидкості.

Запропоновано ряд залежностей для визначення критичної швидкості руху газу.

Критичну швидкість руху газу можна визначити за формулою [91]:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{4}{3}g} \sqrt{\frac{d_u(\rho_u - \rho_2)}{C_D \rho_2}} = 3,62 \sqrt{\frac{d_u(\rho_u - \rho_2)}{C_D \rho_2}}. \quad (1.3)$$

Критичну швидкість руху газу визначають за формулою Рітінгера [158]:

$$W_{кр} = \sqrt{\frac{2(\rho_u - \rho_2)gd_u}{\rho_2 \phi}} = 2,557 \sqrt{\frac{(\rho_u - \rho_2)d_u}{\rho_2 \phi}}, \quad (1.4)$$

де ϕ – аеродинамічний коефіцієнт ковзання, величина якого залежить від форми частинок породи, для частинок кульової форми $\phi = 0,25$.

Критичну швидкість руху газу визначають за формулою Стокса, якщо діаметр частинок $d_u < 0,08$ мм [44]:

$$W_{кр} = \frac{d_u^2 (\rho_u - \rho_z) g}{18 \mu_z}. \quad (1.5)$$

Критичну швидкість руху газу визначають за формулою Аллена, якщо діаметр частинок $d_u = 0,3 - 0,8$ мм [44]:

$$W_{кр} = 0,153 \frac{d_u^{1,14} (\rho_u - \rho_z)^{0,71} g^{0,71}}{(\mu_z / \rho_z)^{0,49} \rho_z^{0,71}}. \quad (1.6)$$

Критичну швидкість руху газу визначають за формулою Ньютона, якщо діаметр частинок $d_u > 0,8$ мм [44]:

$$W_{кр} = 1,75 \sqrt{\frac{d_u (\rho_u - \rho_z) g}{\rho_z}}. \quad (1.7)$$

Критичну швидкість руху газу визначають за формулою О.Р. Кондрата і Н.М. Гедзика [70]:

$$W_{кр} = 2,84 \cdot 4 \sqrt{\frac{(\rho_u - \rho_z)}{\rho_z^2}}. \quad (1.8)$$

Критичну швидкість руху газу залежно від режиму руху газового потоку визначають також за формулами [10]:

ламінальний режим руху $Re \leq 2$ або $Ar \leq 36$

$$W_{крт} = d_u^2 \cdot g \cdot \frac{(\rho_u - \rho_z)}{18 \mu_z}, \quad (1.9)$$

перехідний режим руху $2 < Re \leq 500$ або $36 < Ar \leq 83000$

$$W_{крт} = \frac{0,78 \cdot d_u^{0,43} \cdot (\rho_u - \rho_z)^{0,715}}{\rho_z^{0,285} \cdot \mu_z^{0,43}}, \quad (1.10)$$

турбулентний режим руху $Re > 500$ або $Ar > 83000$

$$W_{крт} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_u \cdot (\rho_u - \rho_z)}{\rho_z}}, \quad (1.11)$$

де Re – критерій Рейнольдса;

Ar – критерій Архімеда.

Критерії Рейнольдса та Архімеда визначають за формулами:

$$Re = W \cdot d_{\text{ч}} \cdot \frac{\rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}} \quad \text{або} \quad Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_{\text{г}}}{d \cdot \mu_{\text{г}}}, \quad (1.12)$$

$$Ar = d_{\text{ч}}^3 \cdot \rho_{\text{г}} \cdot g \cdot \frac{(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{г}})}{\mu_{\text{г}}^2}. \quad (1.13)$$

Для винесення частинок піску на поверхню необхідно, щоб швидкість газowego потоку на вході в НКТ перевищувала критичну швидкість більше ніж на 20 %.

Швидкість винесення частинок піску потоком газу визначають із формули В.С. Бойка [56]:

$$Re = \exp \sqrt{a_8 (\ln Ar)^{a_9} + a_{10} (\ln Ar)^{a_{11}} + a_{12} + a_{13} (\ln Ar)^{a_{14}} - a_{15}}. \quad (1.14)$$

1.4 Характеристика методів очищення вибою свердловин від піщаних корків промиванням

Не завжди вдається досягнути ефективного запобігання коркоутворення і забезпечити нормальну роботу свердловин, а тому у свердловинах все-таки періодично утворюються піщані корки, які призводять до погіршення умов експлуатації. Для відновлення експлуатації свердловин застосовують ліквідацію піщаних корків.

На сьогоднішній час ліквідацію піщаних корків у свердловинах здійснюють періодичним промиванням свердловин методом циркуляції рідини, очищенням гідробуром та іншими пристроями. Вибір способу ліквідації корка залежить від ступеня сипкості корка.

1.4.1 Характеристика промивальних агентів, умови їх застосування

Найбільш раціональним способом очищення свердловин від піщаних корків є промивання різними промивальними агентами.

Вибір промивального агента залежить від стану приви́бійної зони пласта, а також від величини пластового тиску [36, 43, 65, 147].

Промивальні агенти, які застосовують для промивання свердловин методом циркуляції рідини, поділяють на нестисливі (вода, сольові розчини, легкі фракції нафти, кислоти і рідкі біополімерні суміші) і стисливі (сухий стиснений газ, аеровані рідини і піни) [43, 53, 65, 147].

Більшість свердловин з коркоутворенням характеризуються низькими пластовими тисками, які змінюються у межах від 10 до 50% відносно гідростатичного тиску. У цих умовах промивання водою не вдається винести зі стовбура свердловини весь піщаний корок. Частина піску разом із водою проникає у пласт внаслідок сильного поглинання, що викликає додаткове руйнування приви́бійної зони пласта, а іноді призводить і до деформації експлуатаційної колони [56, 148].

Нестисливі промивальні агенти використовують, якщо пластовий тиск є близьким до гідростатичного тиску.

На виснажених газових родовищах з пластовими тисками, які набагато нижчі від гідростатичного тиску, для ліквідації піщаних корків застосовують стисливі промивальні агенти, що не проникають у пласт. Зазвичай використовують газ (здебільшого – азот). Перевагами азоту є нетоксичність, інертність, погане розчинення у воді і вуглеводневих рідинах. Використання азоту дає змогу різко понизити величину протитиску на ви́бій свердловини. Однак у порівнянні з пінними системами використання азоту для ліквідації піщаних корків потребує використання компресорів великої потужності [54, 153].

До ефективних стисливих промивальних агентів відносять аеровані рідини і піни [56]. В основному промивання свердловин здійснюють аерованими рідинами густиною 720–840 кг/м³.

Останнім часом у ролі промивальних рідин використовують пінні системи [90–92]. Піни мають ряд переваг перед газоподібними і аерованими системами, а саме: підвищену стійкість; здатність утримувати в підвішеному стані великі тверді частинки, що не вдається здійснити іншим типам промивальних рідин;

можливість регулювання густини в широкому діапазоні; кращу виносну здатність за рахунок флотаційного ефекту; низьку фільтраційну здатність; підвищену в'язкість; здатність тимчасово блокувати пористе середовище у присвердловинній зоні пласта [40, 169].

Пінні системи, на відміну від нестисливих рідин, мають меншу густину і високу несучу (утримувальну) здатність, що дозволяє промивати свердловини без негативного впливу на пласт, порівняно з іншими промивальними агентами [5, 6, 16, 91, 169].

У нафтогазопромисловій практиці використовують такі види пін: двофазну (отримують шляхом аерації води, обробленої ПАР), трифазну (готують шляхом аерації глинистого розчину з додаванням ПАР), пінокислотну (отримують шляхом аерації кислотного розчину з додаванням ПАР).

Трифазну піну використовують для промивання піщаних корків у свердловинах, в яких пластовий тиск близький до гідростатичного, розкриття продуктивних пластів з низькими пластовими тисками. Трифазна піна на основі глинистого розчину є стійкішою, ніж двофазна. Недоліком трифазної піни є те, що при промиванні свердловин трифазними пінами по незамкнутій (відкритій) системі циркуляції необхідні більші витрати ПАР і енергії для приготування нових порцій промивального агента. Стійка трифазна піна, яка виходить на денну поверхню у великих об'ємах, погано піддається руйнуванню і потребує великих фінансових витрат для її утилізації, що в умовах підвищених вимог до охорони навколишнього середовища обмежує її застосування. Для промивання піщаних корків переважно застосовують двофазну піну [40].

Для винесення піску із вибою свердловини промивальним агентом дуже важливе значення має стійкість піни. При низькій стійкості піни можливе її руйнування з випаданням із піни частинок твердої фази. Для підвищення стійкості піни використовують стабілізатори, які збільшують в'язкість розчину, сприяють сповільненню процесу витікання рідини із піни.

Для утворення піни використовують різні поверхнево-активні речовини (ПАР), які відносяться до чотирьох класів: аніоноактивні, неіоногенні,

катионоактивні і амфотерні. Асортимент ПАР, які використовують для видалення піщаних корків, достатньо широкий, але найбільше поширення отримали аніоноактивні і неіоногенні ПАР, що володіють високою піноутворюючою здатністю. В нафтогазопромисловій практиці використовують такі ПАР: сульфол, карпатол, жиринокс-С, ріпок-6, савенол SWP, стінол, неонол та ін.

Пінні системи потребують більш складних режимів роботи обладнання. При використанні пін необхідно забезпечити очищення висхідного потоку піни на виході із свердловини від шламу, для чого необхідний процес руйнування пін на поверхні [40].

При промиванні свердловин, що мають кут нахилу більше 30° , застосування піни небажане, оскільки при їх розпаді у процесі піднімання колоною ліфтових труб відбувається утворення застійних зон в місцях, де колона гнучких труб стикується з внутрішньою поверхнею ліфтових труб. У ряді випадків може утворюватися низхідний потік рідини, який повертає частинки піску на вибір.

Як промивальні рідини для ліквідації піщаних корків використовують полімерні гелі, які є неньютонівськими рідинами. Це більш простий спосіб, ніж застосування піни, вимагає тільки колони гнучких труб, змішувача, пересувного насоса і ємності для зберігання рідини. Недоліком є те, що полімерні гелі використовують у свердловинах із порівняно високим пластовим тиском [127].

1.4.2 Техніка і технології ліквідації піщаних корків на вибої свердловин промиванням. Колтюбінгові установки

Промивання піщаних корків ґрунтується на використанні енергії струменя запомповуваної рідини для руйнування піщаного корка і винесення піщинок на поверхню. Розрізняють пряме, неперервне пряме, зворотне і комбіноване промивання. Найбільш простим і широко використовуваним є пряме та зворотне промивання.

Вибір технології промивання зумовлюється типом корка, місцем його знаходження, станом експлуатаційної колони, величиною пластового тиску.

Недоліками прямого промивання є порівняно малі швидкості висхідного потоку рідини з піском і низька виносна здатність по піску, оскільки площа перерізу кільцевого простору значно більша від площі перерізу промивальних труб, особливо в свердловинах з великим діаметром експлуатаційних колон [33]. Для покращення промивання слід належним чином підбирати діаметр промивальних труб, створювати великі витрати рідини і, як наслідок, підвищений тиск на викиді промивального насоса.

При неперервному (швидкісному) прямому промиванні застосовують промивальну головку, яка дає змогу нарощувати труби майже без припинення пропомповування рідини.

Зворотне промивання свердловини передбачає запомповування рідини в кільцевий простір між НКТ і експлуатаційною колоною, а піднімання рідини разом з піском по НКТ. Це дає змогу досягнути вищих швидкостей висхідного потоку рідини для успішного винесення піску і зменшення тривалості часу видалення піщаного корка. При цьому необхідно застосовувати спеціальне обладнання.

Якщо фонтанні прояви свердловини можливі, то піщані корки слід промивати комбінованим способом, тобто розмивати піщаний корок прямим способом (запомповуванням у НКТ), а вимивати пісок зворотним способом (запомповуванням у затрубний простір). Комбінований спосіб промивання також застосовують при наявності щільного піщаного корка, розмивання якого неможливе зворотним промиванням. У решті випадків промивати піщаний корок необхідно зворотним способом.

Запропоновано технологію промивання піщаного корка, яка полягає в тому, що на вибій свердловини, яка продовжує газопроявлення, подають через безмуфтну довгомірну трубу (БДТ) піноутворюючу рідину, яка створює з пластовим газом пінну двофазну систему, яка і виносить на поверхню пісок кільцевим простором між БДТ і НКТ [136].

Залежно від конструкції свердловини, наявності технічних засобів, пластових умов, міцності піщаного корка використовують декілька технологій видалення корків з вибою свердловин [33].

1. Промивання піщаного корка водою через насадку з центральним отвором (для рихлого корка). В умовах аномально низьких пластових тисків при промиванні водою будуть виникати великі репресії на пласт, що призведуть до поглинання промивальної рідини.

2. Промивання піщаного корка пінами через насадку з центральним отвором, що дозволяє виключити репресію на пласт. Використання піни підвищує умови винесення продуктів руйнування пласта на поверхню.

3. Промивання піщаного корка водою або піною з використанням гідроударника, що дозволяє руйнувати щільний піщаний корок.

4. Імпульсне промивання піщаного корка водою і піною забезпечує руйнування піщаного корка водою і винесення продуктів руйнування піною.

5. Промивання піщаного корка водою з одночасною обробкою свердловини при підвищених депресіях на пласт.

В останній час у промисловій практиці для ліквідації піщаних корків знайшли застосування новітні колтюбінгові технології з використанням колони гнучких труб, яку опускають і піднімають зі свердловини за допомогою спеціального агрегата [31].

Для ліквідації глино-піщаних корків розроблено технологію продування вибою випускними газами [153]. Вона відрізняється тим, що замість рідинного циркуляційного агента застосовують газоподібний. При цьому зберігається природна проникність пласта і з'являється можливість проводити очищення свердловини за умови депресії на пласт, що сприяє глибшому очищенню ПЗП.

Використання колони гнучких труб (колтюбінга) під час ремонту свердловин – це принципово новий підхід до процесу ремонту, оскільки дає змогу провести його без глушіння свердловини, тобто під тиском, без піднімання колони НКТ. Це значно скорочує тривалість ремонтних операцій, а відтак здешевлює процес ремонту [164]. За допомогою колтюбінгового обладнання ліквідацію піщано-глинистого корку можна виконати в загальній складності за 3–5 днів [46].

В Україні зразки колтюбінгової техніки з'явилися в 2003 році. На сьогодні офіційно в нашій країні 10 колтюбінгових установок (ДК “Укргазвидобування” –

6 од., ПАТ “Укрнафта” – 2 од., компанія “Реґіон” – 2 од.). Інші сервісні нафтогазові компанії мають ще 2–3 установки, але точних даних про них немає.

Для підвищення ефективності процесу руйнування корка використовують насадки на колону гнучких труб (КГТ) різної конструкції. Всі вони ґрунтуються на гідромоніторному ефекті, а відрізняються числом отворів і напрямком просторового розміщення.

Співвідношення довжини і діаметра КГТ визначає глибину її опускання. Це зумовлено низкою чинників, основним з яких є витрата технологічної рідини, що забезпечує якісне розмивання піщаного корка і очищення стовбура свердловини, міцнісні показники матеріалу, з якого виготовляють труби. В основному використовують КГТ діаметром 38 і 42 мм, які мають найбільш широкий діапазон глибини опускання [38].

Швидкість висхідного потоку при роботі з колтубінговою трубою, як і при будь-якому промиванні, повинна перевищувати швидкість осідання твердих частинок піску. Вважається, що для забезпечення підняття піску в вертикальній свердловині швидкість висхідного потоку рідини повинна перевищувати встановлену швидкість осідання у 1,5 – 2 рази, а в горизонтальних ділянках – у 10 разів.

Найбільші труднощі при проведенні операцій з видалення корків за допомогою колтубінгових установок виникають на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії розробки:

- 1) низькі пластові тиски (0,1 – 0,3 від гідростатичного) призводять до поглинання промивальної рідини;
- 2) через високу щільність піщано-глинистих корків гідромоніторний вплив струменя недостатній для його розмивання.

Для видалення піщано-глинистого корка з вибою свердловин на родовищах Стрийського району українсько-польське підприємство "Реґіон" використовувало установку Coiled Tubing в комплексі з насосним агрегатом і азотною установкою. Аналіз проведених робіт свідчить про велику перспективу використання установки Coiled Tubing для промивання піщано-глинистого корка, а також проведення

інтенсифікаційних робіт, особливо на свердловинах з аномально низькими пластовими тисками, що характерно для родовищ Передкарпатського регіону [70].

У результаті масштабних досліджень і стендових дослідів розроблена нова інтегрована система PowerCLEAN, яка дозволяє розв'язувати задачі промивання свердловини з використанням колтюрінга [71]. В окрузі Пекос штат Техас успішно проведений цілий ряд промивальних робіт з використанням технології PowerCLEAN.

Система включає в себе:

- програмне забезпечення для планування робіт;
- спеціально спроектовану промивальну форсунку, яка істотно поліпшує якість промивання;
- спеціальні рідини і систему моніторингу твердих частинок.

Для кожної конкретної свердловини і робочих умов програма системи PowerCLEAN оцінює доцільність використання того чи іншого промивального агента або поєднання різних агентів і пропонує рекомендації по промивальних агентах і технологічних процедурах, наприклад, максимальна швидкість опускання і піднімання КГТ, оптимальна подача насоса і т.д.

1.5 Характеристика методів ліквідації піщаних корків на вибої свердловин розбурюванням. Техніка і технологія проведення робіт

На сьогоднішній час розроблено ряд пристроїв для очищення вибою свердловин від піщаних корків.

1. Роторний пристрій, який опускають на шланзі [13]. Розмивання піску відбувається за рахунок сили реактивного струменя робочого агента (наприклад води), який витікає з ротора.

2. Насосно-вакуумний пристрій з використанням КГТ [41]. Для руйнування піщаного корка у КГТ запомповують промивальну рідину. Для генерації піни на вибої в якості робочої рідини використовують піноутворюючу рідину, а в

якості газоподібного агенту – пластовий газ. Використання енергії пластового газу інтенсифікує процес руйнування піщаного корка і покращує очищення ПЗП.

3. Занурювальний ежекційний пристрій для видалення глинисто-піщаних корків в умовах значного зниження пластового тиску [124]. Руйнування щільних піщаних корків відбувається внаслідок поєданого впливу гідромоніторного ефекту, ерозійної здатності кавітаційних струменів, амплітудних і частотних коливань, які виникають при закінченні високонапірних кавітаційних струменів.

4. Гідравлічний пристрій для очищення піщаних корків у поглинаючих пластах, який працює за рахунок статичного рівня стовпа рідини. Пристрій опускають у свердловину за допомогою канату або НКТ [173].

5. Гідромеханічний пристрій для очищення міцних піщаних корків на свердловинах родовищ SOCAR [173].

6. Пристрій, який підвищує ефективність очищення свердловини за рахунок чергування інтенсивного розмивання піщаного корка пульсуючим струменем з подальшим винесенням його на поверхню [14].

7. Пристрій для очищення свердловин від щільних корків [122]. Пристрій розроблений таким чином, що чергуються максимально можливі обертальні і ударні навантаження на піщаний корок за рахунок впливу на нього через робочий механізм всієї ваги насосно-компресорної труби. Силу впливу на корок визначають міцнісними характеристиками насосно-компресорної труби.

8. Пристрій, який підвищує ефективність очищення свердловин від гіпсових і піщаних корків за рахунок руху фрези-розпушувача, а також одночасного розбурювання, подрібнення і вимивання корків [121].

Проведений аналіз літературних матеріалів у вітчизняних і зарубіжних виданнях свідчить про значний обсяг досліджень в області застосування пристроїв для очищення вибою свердловин від піщаних корків, проте розроблені конструкції пристроїв не знайшли широкого застосування на практиці через їх недосконалість. Більшість розроблених пристроїв не руйнують щільний піщаний корок на вибої свердловини. Все це вимагає проведення додаткових досліджень для вдосконалення, впровадження відомих і розроблення нових конструкцій пристроїв для руйнування та очищення вибою свердловини від піщаного корка.

Висновки до першого розділу

За результатами огляду досліджень з підвищення продуктивності свердловин з нестійкими колекторами і боротьби з піскоутворенням у процесі їх експлуатації можна зробити наступні висновки:

1. Процеси піскопроявлення пов'язані з фізико-літологічними характеристиками і складом порід-колекторів, умовами фільтрації газу в привибійній зоні пласта, надходженням пластових вод у продуктивну частину покладу. Тому оцінка стану привибійної зони пласта, виявлення причин піскопроявлення і розроблення геолого-технічних заходів з попередження і ліквідації піскопроявлень є найважливішим завданням наукових і практичних досліджень, спрямованих на створення нових технологій інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами.

2. Результати публікацій у вітчизняних і зарубіжних науково-технічних виданнях свідчать про велику кількість трубних і гравійних фільтрів, які застосовують у свердловинах для запобігання надходження піску із пласта. Найбільший інтерес представляють гравійні фільтри, серед них попередньо напружений гравійний фільтр з нагнітанням рідини-носія з гравієм безпосередньо у пласт. Слід зазначити, що гравійні фільтри поступово забиваються глинистими частинками і мулом, що вимагає вдосконалення їх конструкції і способу періодичного очищення від забруднення. Науковий і практичний інтерес представляє оцінка впливу на продуктивність свердловини розміру і проникності попередньо розмитої і заповненої гравієм привибійної зони пласта.

3. Аналіз літературних джерел свідчить, що тампонажні склади і композиції, які використовують для кріплення порід у привибійній зоні пласта, повинні відповідати двом основним критеріям ефективності – це збереження проникності колектора по газу і утворення міцного каменю (скріпленого пісковика), який здатний витримувати великі знакозмінні навантаження, що виникають при видобуванні і запомповуванні газу. Слід зазначити, що більшість запропонованих складів для кріплення нестійких порід не забезпечують достатньо високої ефективності зміцнення породи при одночасному збереженні фільтраційних характеристик пласта. Різноманітність пластово-свердловинних умов визначає

необхідність пошуку нових в'язучих матеріалів (або їх модифікацій) і техніко-технологічних рішень, спрямованих на підвищення якості кріплення ПЗП.

4. 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, оскільки при низькій стійкості піни можливе її руйнування з випаданням із піни частинок твердої фази з осіданням їх на муфтових з'єднаннях насосно-компресорних труб і утворенням глухих піщаних корків у затрубному просторі. Для підвищення стійкості піни використовують стабілізатори, які збільшують в'язкість розчину і плівок, сприяють сповільненню процесу витікання рідини із піни. Проте у науково-технічній літературі недостатньо висвітлені дані про застосування різних типів ПАР і стабілізаторів пін для промивання піщаних корків пінними системами і попередження скупчення твердої фази на вибої газової свердловини шляхом безперервного винесення її на поверхню в процесі експлуатації свердловин.

6. На сьогодні в Україні і за кордоном розроблено і запатентовано ряд пристроїв для руйнування і очищення вибою свердловин від піщаних корків – від простих (як желонки), до досить складних у виготовленні і експлуатації. Кожен із пристроїв має свою область використання. Більшість розроблених пристроїв не руйнують щільний піщаний корок на вибої свердловини. Все це вимагає проведення додаткових досліджень для вдосконалення відомих і розроблення нових конструкцій пристроїв для руйнування і очищення вибою свердловини від піщаного корка.

7. Аналіз науково-технічної і патентної літератури свідчить, що пристрої, які використовують для ремонту експлуатаційних колон, пошкоджених у результаті ерозійного руйнування частинками твердої фази, які поступають з нестійких порід-колекторів і виносяться потоком газу, є складними у виготовленні, дорогими, не забезпечують надійність і ефективність проведених робіт, оскільки герметизуючий елемент виступає із внутрішньої поверхні обсадної колони, що може спричинити труднощі при опусканні насосно-компресорних труб. Актуальним є розроблення конструкції присторою для ремонту обсадних колон, яка підвищує якість ліквідації дефектів у колоні.

РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВИНЕСЕННЯ ЧАСТИНОК ТВЕРДОЇ ФАЗИ ІЗ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ПОТОКОМ ГАЗУ І ПІННИМИ СИСТЕМАМИ

2.1 Дослідження винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу

2.1.1 Опис експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску потоком газу із моделі свердловини і методика досліджень

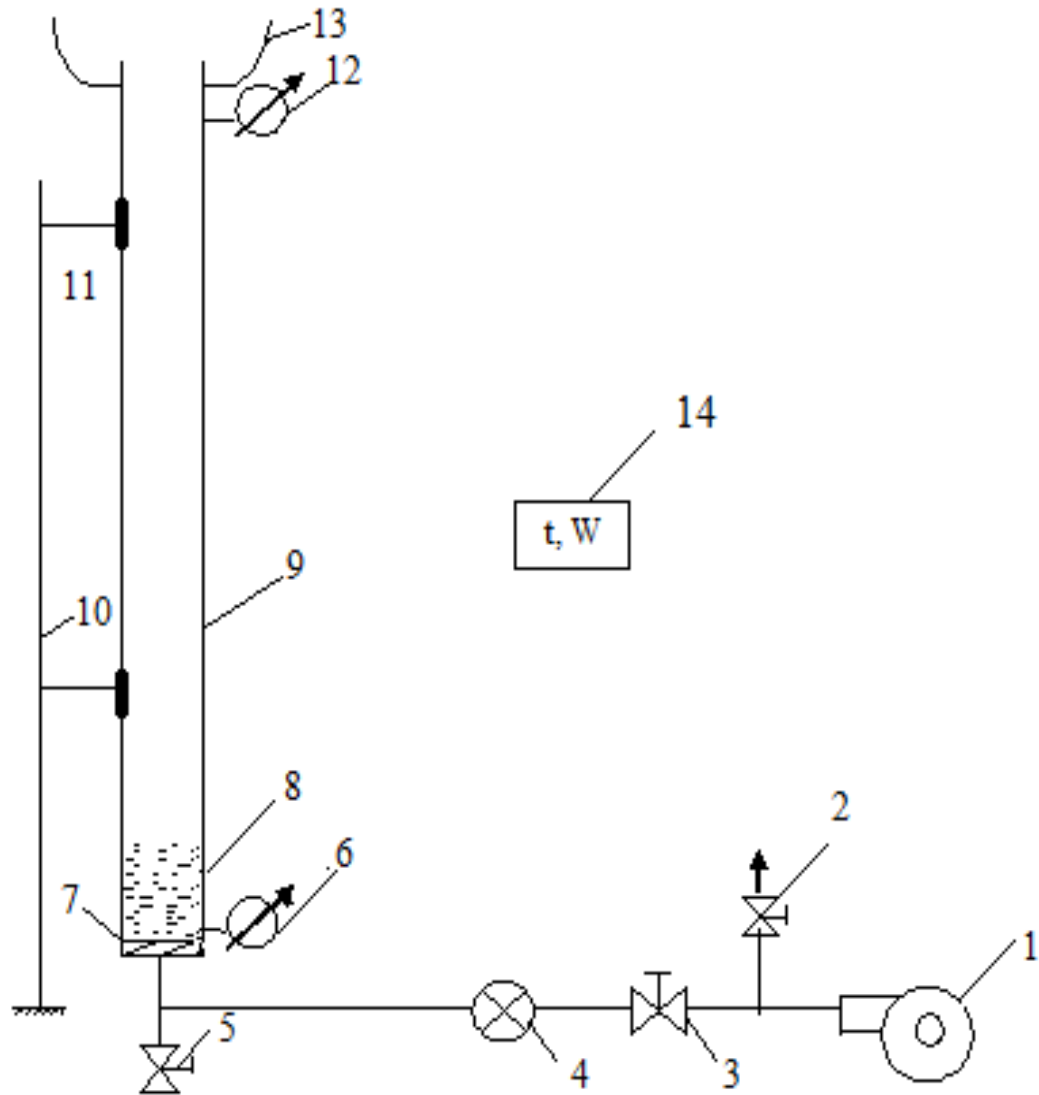
Для вивчення процесу очищення від піщаного корка вибою газових свердловин розроблено експериментальну установку, принципову схему якої зображено на рис. 2.1 [77].

Важливим елементом установки є колонка 9 із зовнішнім діаметром 25 мм і довжиною 0,9 м, яка моделює колону ліфтових труб. Колонка виготовлена зі скла, що дає змогу здійснювати візуальний контроль за процесами всередині колонки. Колонка 9 закріплена за допомогою двох кріплень до штатива 10.

Для нагнітання газу в колонку використано компресор 1 відцентрового типу. Для перепускання надлишку газу в атмосферу, служить сферичний кран 2. За допомогою сферичного крану 3 здійснюється додаткове регулювання величини витрати газу, що подається в колонку. У нижній частині колонки розміщений дротяний фільтр 7. Перед подачею газу в колонку 9 засипали кварцовий пісок.

Реєстрацію тиску в нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки здійснювали за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску 6 і 12, для визначення температури повітря і його відносної вологості використовується цифровий давач температури і відносної вологості повітря SHT15. Передача даних із давачів на комп'ютер здійснюється за допомогою мікроконтролерного блоку керування з подальшим їх конвертуванням в середовище Microsoft Excel.

Згідно зі схемою (рис. 2.1) змонтовано експериментальну установку для дослідження умов винесення частинок піску з вибою свердловини на поверхню потоком газу, загальний вигляд якої зображено на рис. 2.2.



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 2.1 – Схема експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску потоком газу із моделі свердловини



Рисунок 2.2 – Загальний вигляд експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску із моделі свердловини

Методика виконання досліджень винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу на розробленій установці полягала в наступному:

1. Здійснювали підготовку кварцового піску наступним чином. Висушений зразок породи подрібнювали на кусочки, не руйнуючи окремих зерен, і обробляли 10%-м розчином соляної кислоти для видалення карбонатів. Після цього зразок розтирали у фарфоровій чашці з одночасним промиванням водою для видалення глинистої фракції. Відміту породу висушували, зважували і просіювали через набір сит протягом 15 хв.

2. Засипали підготовлену фракцію піску у скляну колонку 9.

3. Здійснювали нагнітання газу в нижню частину колонки 9 за допомогою компресора 1, плавно збільшуючи швидкість руху газу від 0,295 до 10,2 м/с.

4. За допомогою аналогового давача АWM720P1 4 вимірювали витрату газу.

5. Реєстрацію тисків в нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки здійснювали за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску 6 і 12.

6. Винесені частинки піску збирали в ємності 13 і зважували на електронній вазі.

Дослід закінчували, коли виносився весь пісок із скляної колонки.

2.1.2 Результати дослідження винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу

Результати дослідження винесення частинок твердої фази з вибою свердловини потоком газу заносили у таблицю і обробляли [82].

Дослідження проводили з трьома фракціями піску: 0,1 – 0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 мм.

У процесі проведеного експерименту з фракцією піску з діаметром частинок 0,1 – 0,315 мм найперше виносилась найдрібніша фракція піску з діаметром частинок 0,1 – 0,14 мм в діапазоні швидкостей руху газового потоку 0,295 – 0,985 м/с. Масова частка винесеної фракції піску склала 18,75%.

У діапазоні швидкостей руху газового потоку 0,985 – 1,876 м/с спостерігали винесення фракції піску з діаметром частинок 0,17 – 0,22 мм в кількості 26,92 % мас.

Остання масова частка фракції 54,33 % з діаметром частинок 0,23 – 0,315 мм винеслась при досягненні швидкостей руху газового потоку 1,876 – 3,289 м/с.

Діаметр частинок піску, які виносились, визначали за допомогою електронного мікроскопа USB DIGITAL MICROSCOPE. Частинки піску з відповідним діаметром, які виносились під час експерименту, зображені на рис. 2.3 і 2.4.

Аналогічні дослідження проведено для піску з діаметром частинок 0,315 – 0,63 мм і 0,63 – 1 мм. Результати експериментів наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати експериментів з дослідження швидкості винесення частинок піску газовим потоком з моделі свердловини

Швидкість винесення частинок піску, м/с	Діаметр частинок піску, мм	Масова частка винесеного піску, %
Фракція піску з діаметром частинок 0,1 – 0,315 мм		
0,985	0,101- 0,14	18,75
1,876	0,17 – 0,22	26,92
3,289	0,23 – 0,315	54,33 %
Фракція піску з діаметром частинок 0,315 – 0,63 мм		
4,4065	0,3-0,31	25,71
7,732	0,375-0,52	50,12
8,54	0,585-0,63	24,17
Фракція піску з діаметром частинок 0,63 – 1 мм		
8,95	0,68-0,78	24,96
9,387	0,78-0,86	53,33
10,2	0,96-0,98	21,71



Рисунок 2.3 – Розміри частинок піску, які виносились з моделі свердловини в діапазоні швидкостей руху газового потоку 1,876 – 3,282 м/с

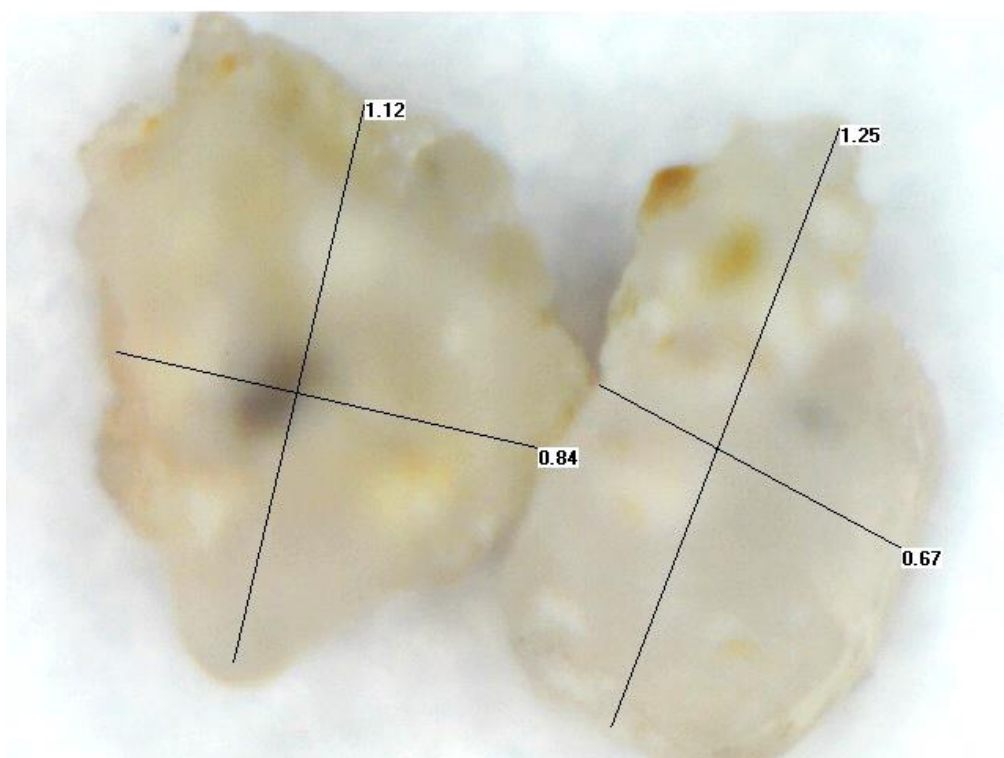


Рисунок 2.4 – Розміри частинок піску, які виносились з моделі свердловини в діапазоні швидкостей руху газового потоку 9,387 – 10,2 м/с

Результати експериментальних досліджень масових часток винесеного піску трьох досліджуваних фракцій потоком газу зображено на рис. 2.5.

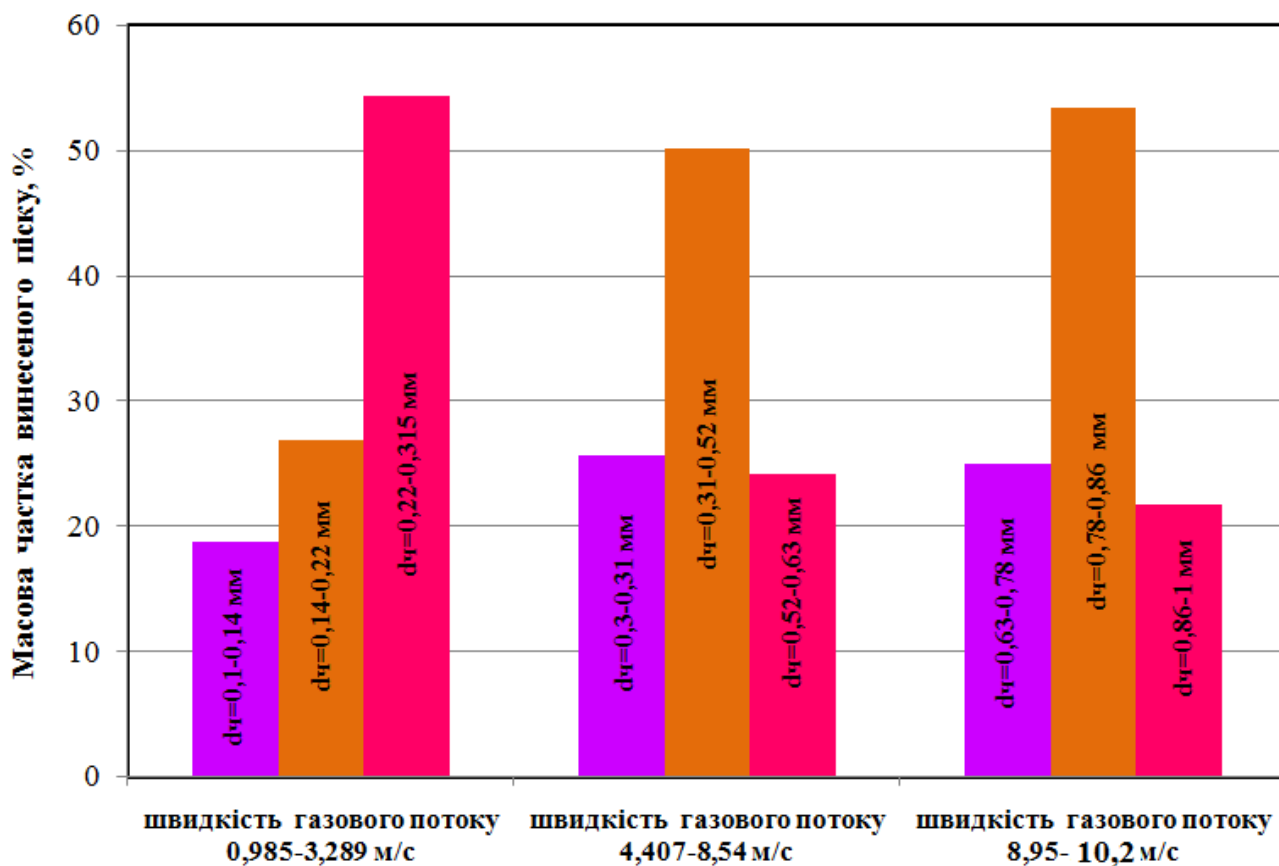
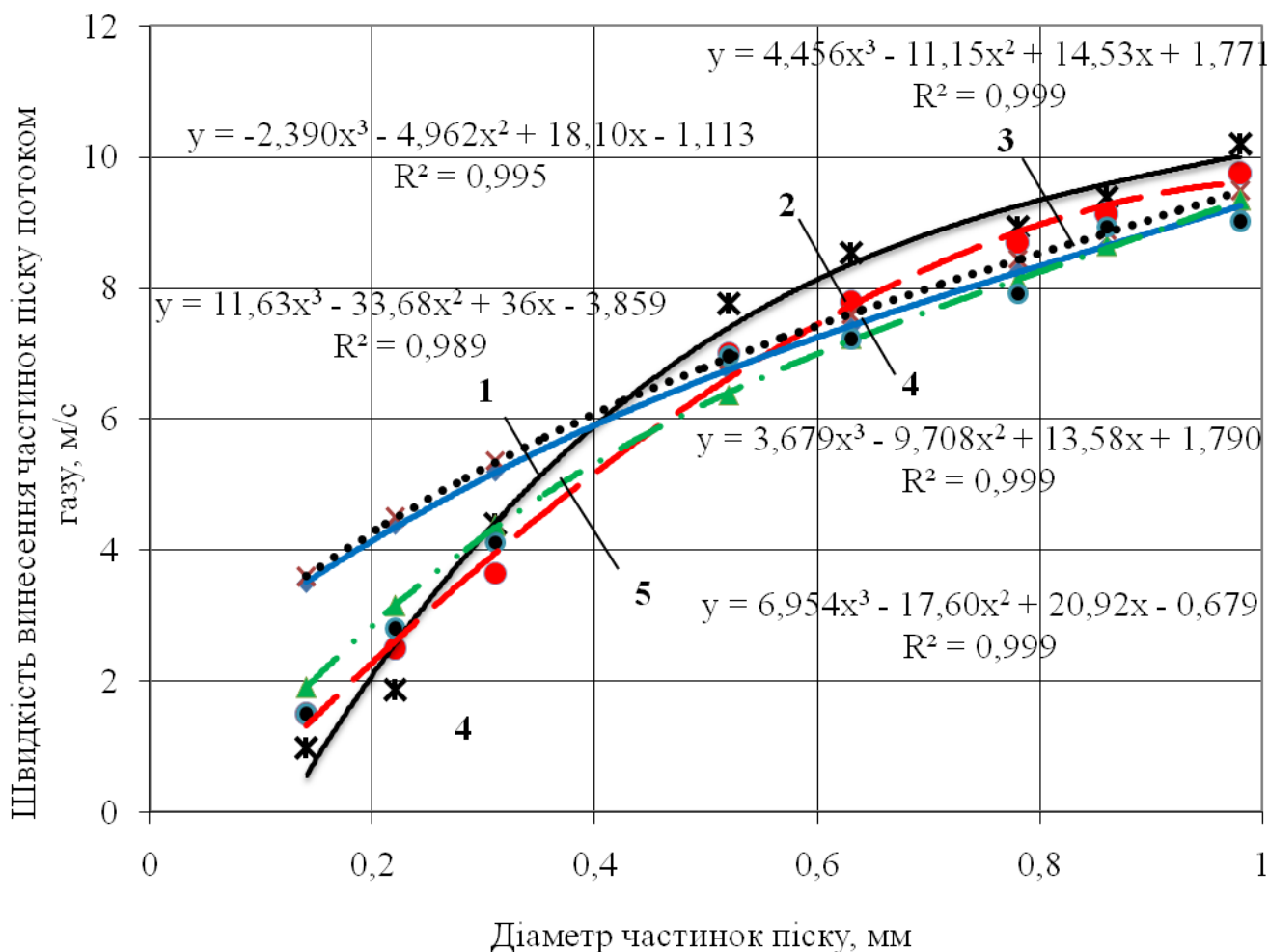


Рисунок 2.5 – Масова частка винесеного піску потоком газу при виконанні експериментів

Аналіз наведених на рис. 2.5 діаграм свідчить, що в межах кожної з трьох досліджуваних фракцій піску є окремі частинки твердої фази з найбільшою масовою часткою винесення їх з моделі свердловини. При цьому для всіх трьох фракцій піску максимальні і мінімальні масові частки винесеної твердої фази близькі між собою.

На рис. 2.6 зображено співставлення експериментально визначених і розрахованих за формулами різних авторів Рітінгера, В.С. Бойка, (1.3) і (1.7) критичних швидкостей руху газу для винесення частинок піску потоком газу.



1 – за експериментальними даними; 2 – за формулою (1.3); 3 – за формулою (1.7); 4 – за формулою Ріттінгера; 5 – за формулою В.С. Бойка

Рисунок 2.6 – Залежності швидкості винесення частинок піску потоком газу від їх діаметру

Згідно з результатами досліджень, швидкість винесення частинок піску з вибою модельної свердловини на поверхню газовим потоком змінюється в межах 0,985 – 10,2 м/с за експериментальними даними і 1,49 – 9,74 м/с за теоретичними залежностями. Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм швидкість руху газу (повітря), яка необхідна для винесення твердої фази, становить відповідно 0,985; 4,4065; 8,54; 10,2 м/с.

Зі збільшенням розміру частинок піску залежність $W = f(d_y)$ поступово виположується.

За результатами статистичної обробки експериментальних даних одержано регресійну залежність необхідної швидкості винесення частинок піску від їх діаметра:

$$W = 11,63d_{\text{ч}}^3 - 33,68d_{\text{ч}}^2 + 36d_{\text{ч}} - 3,859, \quad (2.1)$$

$d_{\text{ч}}$, мм; W , м/с.

У табл. 2.2 наведено співставлення фактичних і розрахункових значень необхідної швидкості руху газу для винесення потоком газу частинок піску різного діаметра.

Таблиця 2.2 – Значення необхідної швидкості руху газу для винесення потоком газу частинок піску різного діаметра.

Діаметр частинок піску, мм	Необхідна швидкість руху газу для винесення частинок піску, м/с					
	За експериментальними даними	За формулою (1.3)	За формулою Рітінгера	За формулою (1.7)	За формулою В.С. Бойка	За формулою (2.1)
0,14	0,9845	1,488	3,492	3,5796	1,903	0,553
0,22	1,876	2,496	4,38	4,488	3,151	2,555
0,31	4,407	3,6504	5,184	5,37	4,373	4,411
0,52	7,764	7,014	6,732	6,9	6,373	7,389
0,63	8,54	7,776	7,404	7,5948	7,231	8,361
0,78	8,94	8,682	8,244	8,4504	8,255	9,249
0,86	9,387	9,1248	8,652	8,8728	8,751	9,589
0,98	10,2	9,744	9,2352	9,4716	9,442	10,02

Результати досліджень свідчать, що експериментальні значення і визначені за формулою (1.7) швидкості руху газу для винесення частинок твердої фази майже співпадають (похибка 1,4%, коефіцієнт кореляції експериментальних даних становить 0,989, розрахункових даних – 0,979).

Порівнюючи експериментальні значення швидкості руху газу для винесення твердої фази і визначені за формулою Рітінгера (1.4) похибка становить 1,9%, коефіцієнт кореляції для розрахункових даних – 0,99.

Найбільша збіжність експериментальних значень швидкості руху газу для винесення частинок твердої фази із розрахунковими значеннями визначені за формулою (1.3) (похибка 0,9 %, коефіцієнт кореляції розрахункових даних – 0,995).

Розрахункові значення швидкості руху газу для винесення твердої фази за формулами (1.4) і (1.7) майже співпадають, а за формулою (1.3) в області діаметрів частинок піску до 0,5 мм дещо занижуються порівняно з результатами розрахунків за формулами (1.4) і (1.7), і потім співпадають.

При діаметрі частинок піску до 0,4 мм експериментальні і визначені за формулою (1.3) значення швидкості руху газу мало відрізняються між собою, а при діаметрі частинок піску понад 0,4 мм фактичні значення швидкості винесення піску є дещо вищими порівняно з розрахунковими значеннями.

Зіставлення отриманих результатів свідчить про деяке відхилення експериментальних і теоретичних значень необхідної швидкості руху газу для винесення частинок твердої фази, яке може бути пов'язане із використанням «реальних» частинок піску, тобто химерної форми для проведення дослідів (див. рис. 2.3), тоді як в теоретичних залежностях форма частинок прийнята кулькоподібною.

Отже, створено лабораторну модель свердловини для дослідження винесення твердої фази з вибою газовим потоком на поверхню. Експериментально визначено швидкості руху газу для винесення з вибою модельної свердловини частинок твердої фази різного діаметру. Результати експериментальних досліджень свідчать, що 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).

2.2 Дослідження винесення частинок твердої фази з вибою свердловин пінними системами

На виснажених газових родовищах для видалення піщаних корків необхідно використовувати промивальні агенти з низькою густиною, зокрема піни високої кратності і значної стійкості.

Для винесення піску із вибою свердловини промивальним агентом дуже важливе значення має стійкість піни. Оскільки при низькій стійкості піни можливе її руйнування з випаданням із піни частинок твердої фази з осіданням їх на муфтових з'єднаннях насосно-компресорних труб і утворенням глухих піщаних корків у затрубному просторі. Для підвищення стійкості піни використовують стабілізатори, які є органічними сполуками, мають високу гідрофільність і розчинність у воді, збільшують в'язкість розчину і плівок на поверхні твердої фази і газових пухирців, сприяють сповільненню процесу витікання рідини із піни.

2.2.1 Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни

З урахуванням задач досліджень, поставлених на основі аналізу літературних джерел, у роботі виконано експериментальні дослідження з вибору композицій ПАР і стабілізаторів піни для утворення пін з високими пінотворними характеристиками.

У задачу подальшого етапу досліджень входило:

- визначення висоти рівня піни у скляній колонці в кінці процесу піноутворення і тривалості часу виділення з піни половини об'єму рідини, зв'язаної у піну, за значенням яких визначали кратність і стійкість піни;
- вибір типу ПАР і стабілізатора піни, які забезпечують найбільші значення кратності і стійкості піни;
- розроблення двох нових композицій ПАР і стабілізаторів піни, одна з яких пропонується для промивання піщаних корків на вибої свердловини, а інша –

для дозованого запомповування у затрубний простір свердловини з метою попередження накопичення твердої фази на вибої.

Для утворення піни використовують різні поверхнево-активні речовини, які відносяться до чотирьох основних класів: аніоноактивні, неіоногенні, катіоноактивні і амфотерні. Асортимент ПАР, які використовують для видалення піщаних корків, достатньо широкий, але найбільше поширення отримали аніоноактивні і неіоногенні ПАР, що володіють високою піноутворюючою здатністю.

Для дослідження було вибрано розчини савенолу SWP, стінолу і софіру M2 у прісній воді з масовими концентраціями 0,125; 0,25; 0,5; 1; 2; 4%. З наведених ПАР савенол SWP – це суміш гідратованих неіоногенних ПАР, стінол – синергетична суміш ПАР аніоноактивного і неіоногенного типів ПАР, софір M2 – аніоноактивна ПАР. Савенол SWP, стінол і софір M2 є нетоксичними ПАР, які випускаються вітчизняними підприємствами і використовуються при проведенні ремонтних робіт у газових і газоконденсатних свердловинах і для інтенсифікації винесення з них рідини спінюванням.

У нафтогазопромисловій практиці в якості стабілізаторів піни використовують органічні полімери. Вони складаються із ряду повторюваних або схожих груп атомів, які називають мономерами і є сполуками вуглецю. До природних полімерів (біополімерів) належить крохмаль (технічний крохмаль, модифікований крохмаль), гуарова і ксантанова смоли, технічний желатин. До органічних полімерів відносять карбоксиметилцелюлозу, гідроксиетилцелюлозу [101].

Відомі стабілізатори пін, які використовують для розкриття продуктивних пластів, на основі глинопорошку [40].

У дослідженнях в якості стабілізаторів піни використовували карбоксиметилцелюлозу (КМЦ) та природні біополімери ксантанову смолу (ксантанову камедь) і гуарову смолу (гуарову камедь) з масовими концентраціями 0,25 і 0,5 %.

Карбоксиметилцелюлоза представляє собою простий ефір целюлози та гліколевої кислоти (тилоза, валоцел, едіфас), (загальна формула $[C_6H_7O_2(OH)_{3x}(OCH_2COOX)_x]_n$, де $x=0,08-1,5$) [144].

За зовнішнім виглядом КМЦ – порошкоподібний або волокнистий продукт білого кольору, добре розчинний у воді. Найбільш важливою властивістю КМЦ є її здатність утворювати високов'язкі прозорі водні розчини [159].

Очищена КМЦ використовується у харчовій, фармацевтичній, косметичній промисловостях, технічна КМЦ є хімічним реагентом промивальних бурових рідин при бурінні нафтових і газових свердловин.

КМЦ успішно використовують в якості заміни традиційних гелеутворювачів при проведенні гідравлічного розриву пласта [144].

Ксантанова смола являється камедю кукурудзяного цукру (ксантан, ксантанова смола, ксантановий віск, загальна формула $(C_{35}H_{49}O_{29})_n$) – це суміш полісахаридів, які утворюються як вторинні метаболіти при аеробній ензимації природної сахарози бактеріями *Xanthomonas campestris*. Макромолекула такого гетерополісахариду складається з трьох моноз: β -D-глюкози, α -D-манози і α -D-глюкуронової кислоти при співвідношенні 2:2:1 відповідно [144].

Ксантанова смола – це порошок білого або кремового кольору, майже не має запаху. Володіє яскраво вираженою хімічною стійкістю до дії ферментів, спиртів, кислот. Характерною ознакою ксантанової смоли є її стійкість до впливу дуже широкого діапазону температур: від +120 С до мінус 20 °С. Володіє високими значеннями в'язкості в діапазоні рН від 2 до 12 [80].

Гуарова смола – це полісахарид з насіння *Cyamopsis tetragonoloba*, що містить до 70% вищого полісахариду галактоманнану. За зовнішнім виглядом це порошок від білого до жовтого кольору з характерним запахом, добре розчинний у холодній і гарячій воді, але не розчинний у більшості органічних розчинників [128].

Вказані біополімери розкладаються у ґрунті та є екологічно безпечними за своєю природою, а в деяких випадках самі є джерелами підживлення рослин речовинами – моно- і дисахаридами, що утворюються при їх розкладанні [144]. Ксантанову і гуарову смоли використовують у косметичній, фармацевтичній і

харчовій промисловостях в якості гелеутворювача, структуроутворювача, загущувача та стабілізатора [104].

Експерименти проводили за температур 20, 40 і 60 °С і атмосферного тиску 0,1013 МПа.

Опис експериментальної установки для дослідження пінотворних властивостей розчинів поверхнево-активних речовин та стабілізаторів піни і методика досліджень

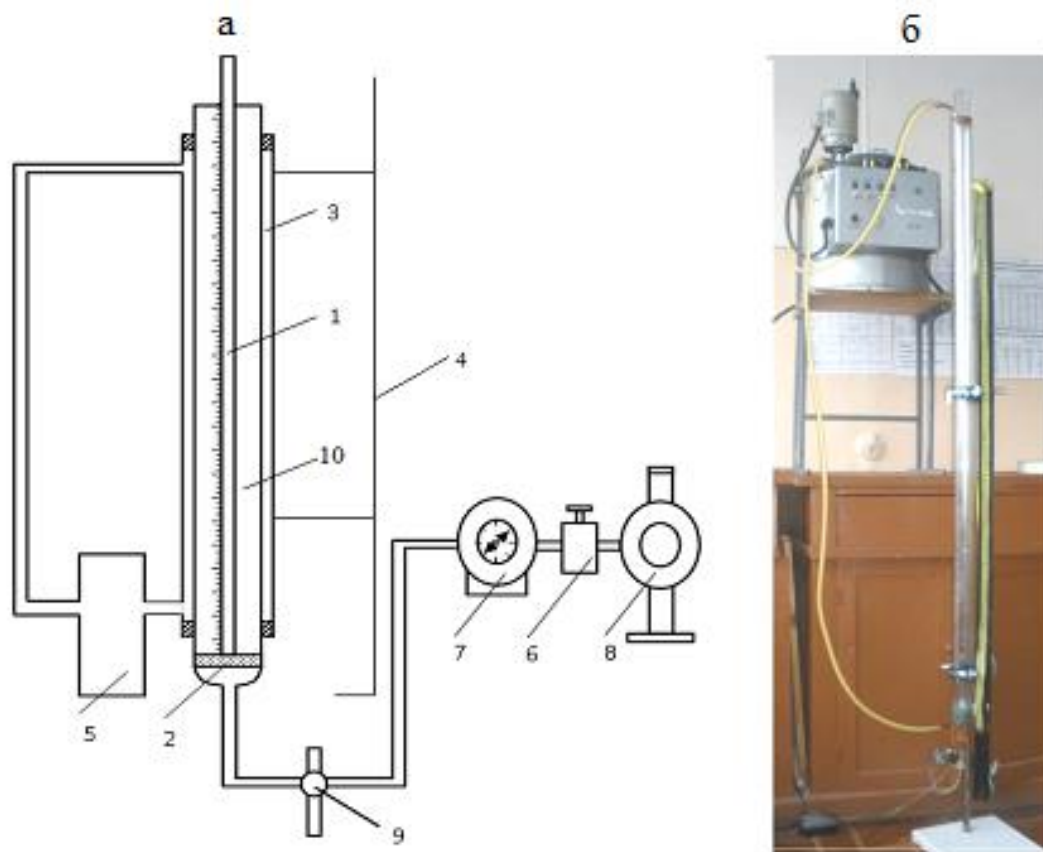
Лабораторні дослідження з вибору композицій ПАР і стабілізаторів піни для утворення пін з високими піноутворювальними характеристиками проводили на установці, принципову схему та загальний вигляд якої зображено на рис. 2.7.

Основними частинами установки є внутрішня вертикальна скляна колонка 1 із зовнішнім діаметром 0,03 м і довжиною 1,5 м з кварцевим пористим фільтром 2 у нижній частині, та зовнішня скляна колонка 3 довжиною 1,4 м і зовнішнім діаметром 0,044 м, яка закріплена за допомогою двох кріплень до штатива 4.

Потрібну температуру в кільцевому просторі скляних колонок створювали за допомогою термостата 5. У колонку 1 заливали 20 см³ досліджуваного розчину ПАР, після цього через пористий фільтр знизу вверх пропускали газ (повітря) за постійної витрати 16,6 см³/с (1 л за 60 с). Витрату газу регулювали за допомогою регулятора витрати газу 6 та фіксували за допомогою лічильника газу 7. Джерелом газу (повітря) для проведення досліджень служив компресор 8. Після пропускання 0,5 л газу (через 30 с від початку досліду) подачу його в колонку припиняли за допомогою триходового крана 9 і визначали висоту стовпа піни в колонці і тривалість часу, за який з піни виділяється 50 % зв'язаної у піну рідини. За цими даними визначали кратність і стійкість піни.

Кратність піни – це відношенням об'єму утвореної піни $V_{п}$ до об'єму піноутворювальної рідини $V_{р}$ [56].

Стійкість піни – величина, обернена об’ємній швидкості осідання піни – відношення тривалості періоду виділення з піни половини об’єму рідини, зв’язаної в піну, до об’єму рідини, що виділилась.

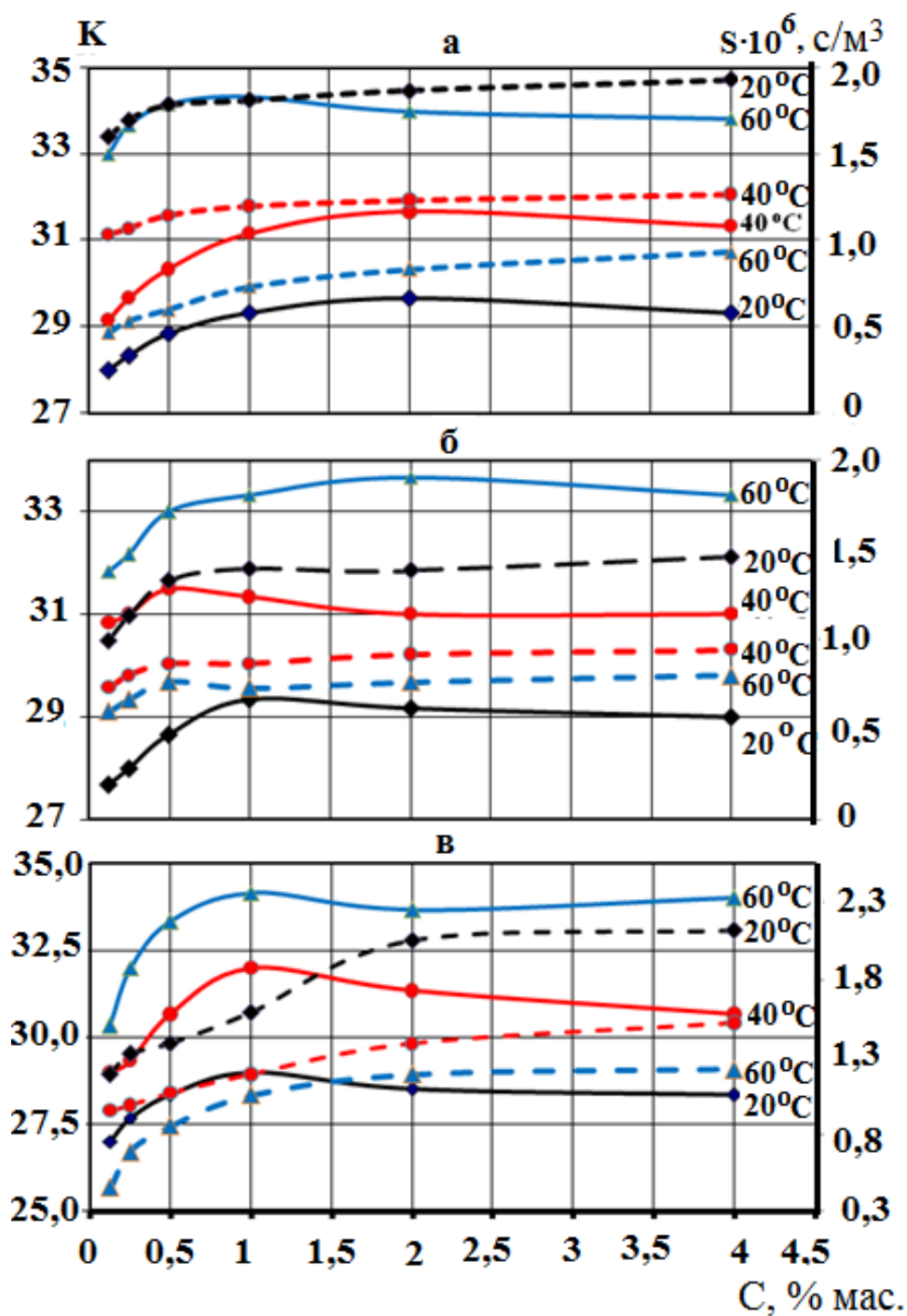


1, 3 – скляні колонки, 2 – кварцевий пористий фільтр; 4 – штатив; 5 – термостат; 6 – регулятор витрати газу; 7 – лічильник газу; 8 – компресор; 9 – триходовий кран; 10 – мірна лінійка

Рисунок 2.7 – Схема (а) та загальний вигляд (б) експериментальної установки для дослідження піноутворюючих властивостей розчинів поверхнево-активних речовин.

Результати досліджень процесу піноутворення з використанням водних розчинів піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни

Результати досліджень зображено на рис. 2.8 – 2.11 у вигляді залежностей кратності K і стійкості S піни від масової концентрації ПАР у водному розчині для різних температур за наявності і відсутності стабілізаторів піни [78].



а) савенол SWP; б) стінол; в) софір М2; ——— кратність піни; - - - стійкість піни

Рисунок 2.8 – Залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації ПАР у прісній воді за різних температур

Аналіз експериментальних даних щодо вспінювальних властивостей різних ПАР свідчить, що зі збільшенням температури кратність піни, утвореної з водних

розчинів досліджуваних ПАР у прісній воді, безперервно зростає, а стійкість піни зменшується.

Найбільшою піноутворюючою здатністю володіє савенол SWP, меншою – стінол і софір M2. Найбільшу стійкість піни мають розчини савенолу SWP і софіру M2 у прісній воді, найменшу – розчин стінолу для всіх досліджених значень температури.

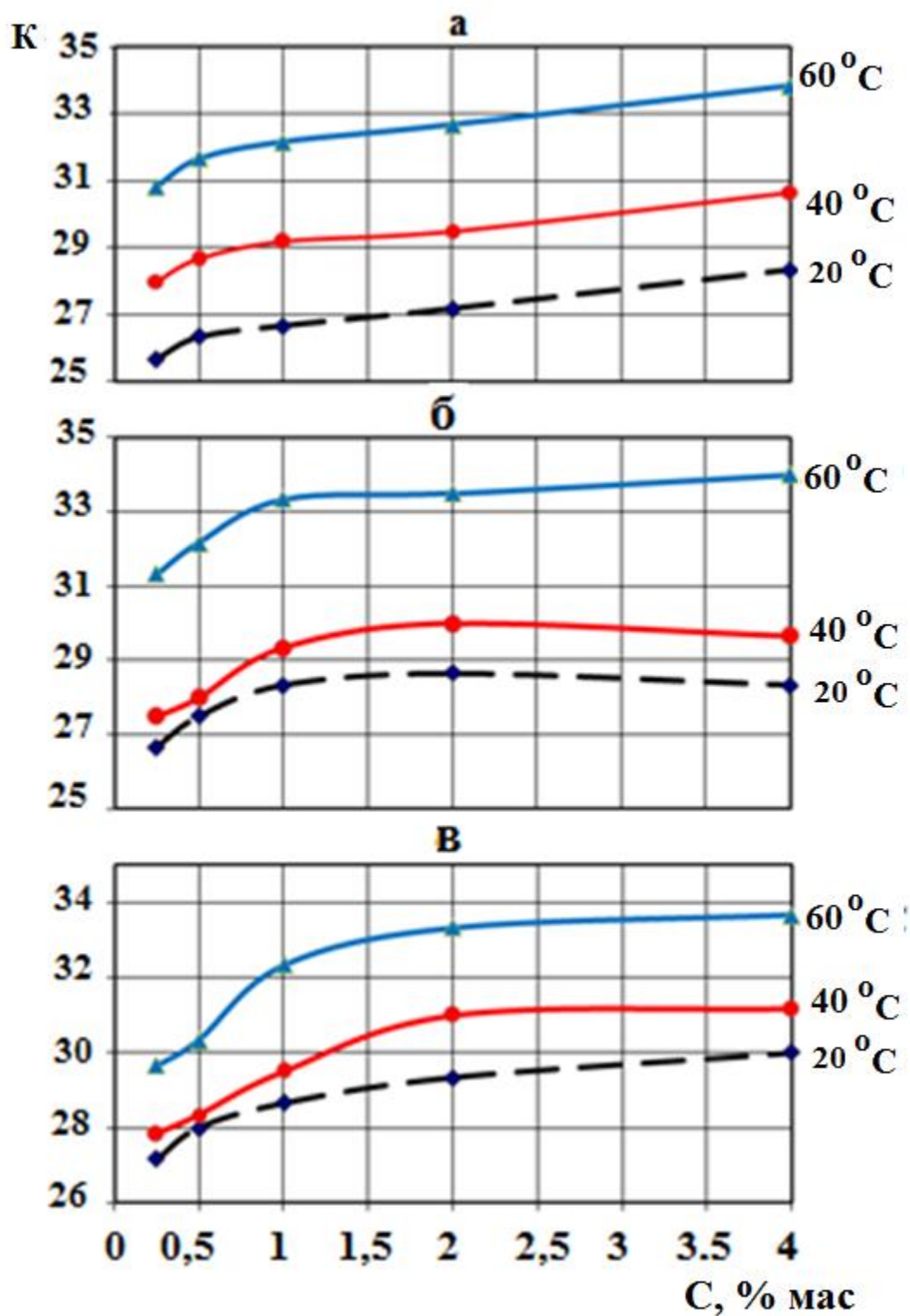
Для савенолу SWP характеристики піноутворення змінюються в наступних межах: при температурі 20 °С – кратність піни – 27,67 – 29,67, стійкість піни – $1,6 \cdot 10^6$ – $1,93 \cdot 10^6$ с/м³; при температурі 40 °С – кратність піни – 29,33 – 31,67, стійкість піни – $1,03 \cdot 10^6$ – $1,27 \cdot 10^6$ с/м³; при температурі 60 °С – кратність піни – 33 – 34,33, стійкість піни – $0,47 \cdot 10^6$ – $0,93 \cdot 10^6$ с/м³.

Для стінолу характеристики піноутворення змінюються в наступних межах: при температурі 20 °С – кратність піни – 27,67 – 29,33, стійкість піни – $1 \cdot 10^6$ – $1,47 \cdot 10^6$ с/м³; при температурі 40 °С – кратність піни – 30,83 – 31,5, стійкість піни – $0,73 \cdot 10^6$ – $0,95 \cdot 10^6$ с/м³; при температурі 60 °С – кратність піни – 31,83 – 33,67; стійкість піни – $0,6 \cdot 10^6$ – $0,8 \cdot 10^6$ с/м³.

Для софіру M2 характеристики піноутворення змінюються в наступних межах: при температурі 20 °С – кратність піни – 27 – 29, стійкість піни – $1,13 \cdot 10^6$ – $2,07 \cdot 10^6$ с/м³; при температурі 40 °С – кратність піни – 29 – 32, стійкість піни – $0,9 \cdot 10^6$ – $1,47 \cdot 10^6$ с/м³; при температурі 60 °С – кратність піни – 30,33 – 34,17, стійкість піни – $0,4 \cdot 10^6$ – $1,17 \cdot 10^6$ с/м³.

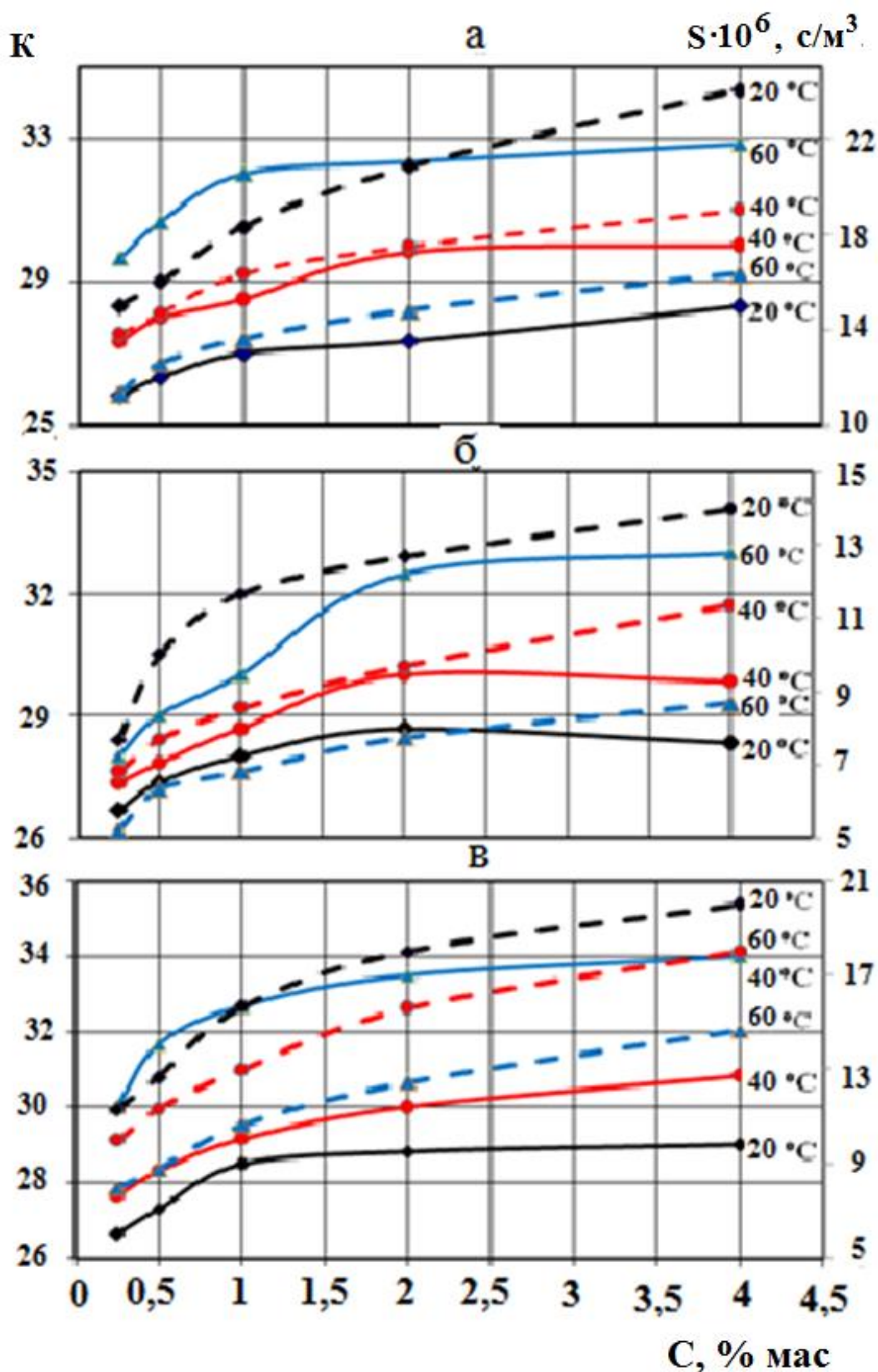
Для всіх досліджених значень температури спостерігається загальна тенденція зростання кратності і стійкості піни зі збільшенням концентрації ПАР у прісній воді.

За результатами статистичної обробки експериментальних даних методом найменших квадратів, оптимальна концентрація досліджуваних ПАР у прісній воді без додавання стабілізаторів піни становить 0,5 % мас. При подальшому зростанні концентрації ПАР у прісній воді кратність і стійкість піни зростають мало, а в інтервалі зміни концентрації ПАР від 2 до 4 % мас майже не змінюються.



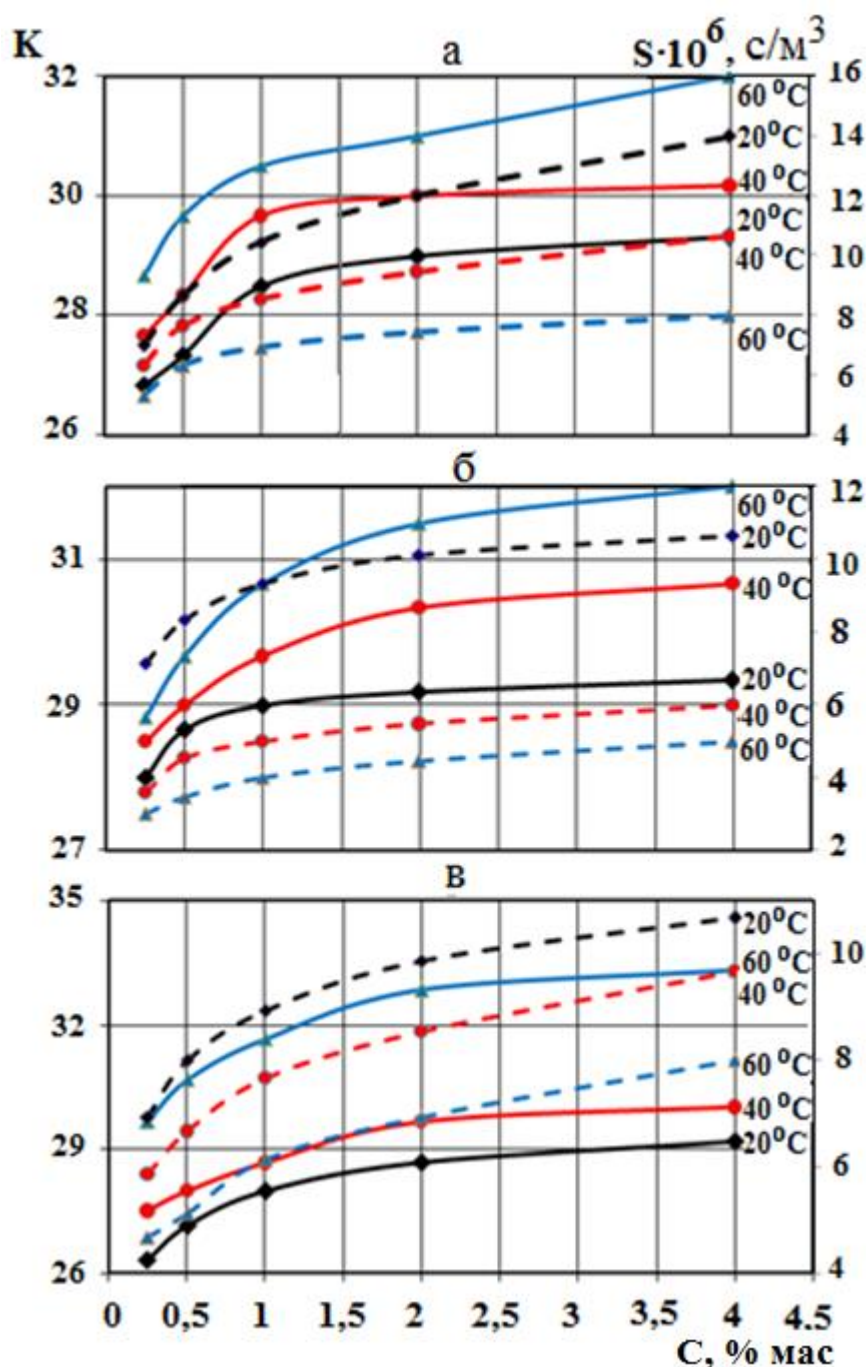
а) савенол SWP; б) стінол; в) софір M2

Рисунок 2.9 – Залежності кратності піни від масової концентрації ПАР + 0,5% мас ксантанової смоли у прісній воді за різних температур



а) савенол SWP; б) стінол; в) софір M2; ——— кратність піни; - - - стійкість піни

Рисунок 2.10 – Залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації ПАР + 0,5 % мас гуарової смоли у прісній воді за різних температур



а) савенол SWP; б) стінол; в) софір M2; ——— кратність піни; - - - стійкість піни

Рисунок 2.11 – Залежності кратності і стійкості піни від масової концентрації ПАР + 0,5 % мас КМЦ у прісній воді за різних температур

У роботі не наведено результати досліджень з використанням стабілізаторів піни з масовою концентрацією 0,25 %, оскільки за цієї концентрації стабілізаторів отримували неоднорідну (бульбашки газу різного розміру) і нестійку піну порівняно з піною за концентрації стабілізаторів 0,5 %.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що при концентрації стабілізаторів у розчині ПАР у прісній воді 0,5 % мас кратність піни зменшується, а стійкість піни зростає.

Так, при масовій концентрації піноутворюючої ПАР 1 % і масовій концентрації стабілізатора піни 0,5 % кратність піни зменшується: при температурі 20 °С для савенолу SWP і ксантанової смоли – у 1,11 разів, для савенолу SWP і гуарової смоли – у 1,1 разів, для савенолу SWP і карбоксиметилцелюлози – у 1,07 разів, для стінолу і ксантанової смоли – у 1,07 разів, для стінолу і гуарової смоли – у 1,07 разів, для стінолу і карбоксиметилцелюлози – у 1,02 разів, для софіру M2 і ксантанової смоли – у 1,04 разів, для софіру M2 і гуарової смоли – у 1,07 разів, для софіру M2 і карбоксиметилцелюлози – у 1,07 разів; при температурі 40 °С для савенолу SWP і ксантанової смоли – у 1,09 разів, для савенолу SWP і гуарової смоли – у 1,11 разів, для савенолу SWP і карбоксиметилцелюлози – у 1,1 разів, для стінолу і ксантанової смоли – у 1,13 разів, для стінолу і гуарової смоли – у 1,12 разів, для стінолу і карбоксиметилцелюлози – у 1,09 разів, для софіру M2 і ксантанової смоли – у 1,14 разів, для софіру M2 і гуарової смоли – у 1,13 разів, для софіру M2 і карбоксиметилцелюлози – у 1,14 разів; при температурі 60 °С для савенолу SWP і ксантанової смоли – у 1,08 разів, для савенолу SWP і гуарової смоли – у 1,12 разів, для савенолу SWP і карбоксиметилцелюлози – у 1,16 разів, для стінолу і ксантанової смоли – у 1,04 разів, для стінолу і гуарової смоли – у 1,15 разів, для стінолу і карбоксиметилцелюлози – у 1,12 разів, для софіру M2 і ксантанової смоли – у 1,13 разів, для софіру M2 і гуарової смоли – у 1,08 разів, для софіру M2 і карбоксиметилцелюлози – у 1,11 разів. За масової концентрації піноутворюючої ПАР 1 % і масової концентрації стабілізатора піни 0,5 % стійкість піни зростає за температури 20 °С для савенолу SWP і гуарової смоли – у 10,1 разів, для савенолу SWP і карбоксиметилцелюлози – у 5,8 разів, для стінолу і гуарової смоли – у 8,4 разів, для стінолу і карбоксиметилцелюлози – у 6,6 разів, для софіру M2 і гуарової смоли – у 10,3 разів, для софіру M2 і карбоксиметилцелюлози – у 5,8 разів; за температури 40 °С для савенолу SWP і гуарової смоли – у 12,8 разів, для савенолу SWP і карбоксиметилцелюлози – у 7,1 разів, для стінолу і гуарової

смоли – у 9,8 разів, для стінолу і карбоксиметилцелюлози – у 5,7 разів, для софіру М2 і гуарової смоли – у 12 разів, для софіру М2 і карбоксиметилцелюлози – у 6,8 разів; за температури 60 °С для савенолу SWP і гуарової смоли – у 18,6 разів, для савенолу SWP і карбоксиметилцелюлози – у 9,5 разів, для стінолу і гуарової смоли – у 9,3 разів, для стінолу і карбоксиметилцелюлози – у 5,5 разів, для софіру М2 і гуарової смоли – у 10,5 разів, для софіру М2 і карбоксиметилцелюлози – у 6 разів.

Згідно з результатами досліджень, при додаванні ксантанової смоли піна є дуже стійкою. Вона не осідає в скляній колонці і не відбувається виділення з піни рідини за проміжок часу більше 10 хв. При використанні гуарової смоли і карбоксиметилцелюлози після припинення подачі повітря в скляну колонку спостерігається поступове зменшення висоти стовпа піни в результаті руйнування дисперсної системи і виділення з піни рідини.

Найбільшу кратність піни мають розчини софіру М2 і савенолу SWP у прісній воді зі всіма досліджуваними стабілізаторами. Найбільшу стійкість піни мають розчини савенолу і стінолу у прісній воді із ксантановою смолою. Піна є стійкою, однорідною, бульбашки газу одного розміру.

При виконанні дослідів з розчинами ПАР масовою концентрацією 0,125 і 0,25 % у прісній воді з додаванням стабілізаторів отримували неоднорідну піну з бульбашками газу різного розміру. Піна рвалась на частини.

Згідно з результатами статистичної обробки дослідних даних методом найменших квадратів, оптимальна концентрація досліджуваних ПАР у прісній воді з додаванням стабілізаторів піни становила від 0,81– 0,94 % мас, а оптимальна масова концентрація ксантанової і гуарової смоли – 0,5 %. Враховуючи, що ПАР адсорбуються на поверхні твердої фази і виникають втрати ПАР при приготуванні пінотворного розчину і по шляху його руху в трубах в результаті адсорбції на їх поверхні, оптимальна масова концентрація досліджуваних ПАР у прісній воді з додаванням стабілізаторів становить 1 %.

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.

Для попередження скупчення на вибоях свердловин твердої фази, яка поступає із пласта, рекомендується дозовано подавати у затрубний простір свердловини водний розчин композицій ПАР і стабілізаторів піни з масовим вмістом 1% савенолу SWP або стінолу і 0,5% гуарової смоли.

Таким чином, за результатами лабораторних експериментів, розроблено дві композиції пінотворних ПАР і стабілізаторів піни для боротьби з піскоутворенням у стовбурі свердловини з нестійким колекторами. Перша композиція представляє собою водний розчин 1 % мас пінотворної ПАР стінолу і 0,5 % мас стабілізатора піни – ксантанової смоли, призначена для ліквідації піщаних корків на вибої свердловин шляхом промивання пінами. Друга композиція представляє собою водний розчин 1 % мас (стінолу або савенолу SWP) і 0,5 % мас стабілізатора піни – гуарової, призначена для дозованого уведення у затрубний простір свердловини з метою попередження накопичення твердої фази на вибої.

Застосування ксантанової і гуарової смол в якості стабілізаторів піни і композиції пінотворних ПАР і стабілізаторів піни запропоновано вперше. Встановлено механізм впливу стабілізаторів піни на процес піноутворення.

2.2.2 Дослідження процесу винесення частинок твердої фази із свердловин використанням водних розчинів пінотворних ПАР і стабілізаторів піни

Опис експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску із моделі свердловини пінними системами і методика досліджень

Умови подібності. При дослідженні процесу винесення твердої фази із моделі свердловини пінними системами необхідно максимально наблизити умови проведення експерименту до фактичних промислових умов, оскільки при дотриманні подібності природи і моделі можливе вивчення практичних питань на

основі даних, отриманих на моделі, і використання результатів експериментальних досліджень для вирішення практичних задач.

Основним етапом моделювання є створення або вибір моделі. Здійснення цього етапу можливе лише за дотримання законів подібності. Фізичні явища (чи процеси) називають подібними, якщо вони відрізняються тільки числовими значеннями розмірних визначаючих параметрів і при цьому значення відповідних безрозмірних критеріїв подібності $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_m$ співпадають [12].

Із практики гідрогазодинамічних розрахунків відомі геометричні і гідродинамічні критерії подібності моделі і природи.

При побудові моделі необхідно забезпечити геометричну подібність. Модель є геометрично подібна природі і відрізняється лише розмірами; напрям швидкостей у моделі і природі однаковий. Визначальними параметрами є: діаметр поперечного перерізу (внутрішній діаметр) l , швидкість руху v , в'язкість промивального (робочого) агента μ і його густина ρ [19].

Відношення подібних розмірів природи й моделі називають константами подібності, наприклад: $\frac{\alpha_H}{\alpha_M} = c_\alpha = const.$

Константа подібності c_α є масштабним (перехідним) множником, показує у скільки разів треба змінити розміри, щоб природа і модель збіглися.

Забезпечити геометричну подібність при побудові моделі набагато простіше, ніж гідродинамічну. Умови гідродинамічної подібності моделі і природи потребують рівності на моделі і в природі відношень всіх сил, під дією яких протікає процес.

На частинку піску, яка рухається у потоці піни, діє сила тяжіння G , сила Архімеда $F_{арх}$ і сила напору потоку піни R .

Динамічна подібність процесу виконується при дотриманні рівності:

$$\frac{F_{арх}^H}{F_{арх}^M} = \frac{G^H}{G^M} = \frac{R^H}{R^M}. \quad (2.2)$$

Оскільки сила Архімеда і сила тяжіння діють паралельно, то з урахуванням їх різнонапрявленості динамічна подібність процесу може бути виражена як:

$$\frac{F_{\text{арх}}^{\text{H}} - G^{\text{H}}}{F_{\text{арх}}^{\text{M}} - G^{\text{M}}} = \frac{R^{\text{H}}}{R^{\text{M}}}. \quad (2.3)$$

У процесі створення лабораторної установки для проведення лабораторних досліджень необхідно виконувати умови моделювання, які ґрунтуються на використанні принципів подібності і рівності для моделі і натури критеріїв подібності.

Безрозмірні критерії подібності, які описують рух газорідної суміші у трубах описані в роботах [110] і представлені системою рівнянь:

$$P_1 = \frac{\rho \cdot l \cdot \nu}{\mu}, \quad P_2 = \frac{g \cdot l^3 \cdot \rho_{\text{п}} (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{п}})}{\mu^2}, \quad P_3 = \frac{\nu}{\sqrt{g \cdot l}}, \quad P_4 = \frac{P}{\rho \cdot \nu^2}. \quad (2.4)$$

Комплекси P_1 , P_2 , P_3 , P_4 відповідно є відомими критеріями Рейнольдса (відношення сил в'язкості до сил інерції), Архімеда (визначальними є виштовхувальна Архімедова сила і сила в'язкості), Фруда (відношення інерційних сил до сил ваги), Ейлера (відношення сил тяжіння до сил інерції).

Критерієм подібності, що характеризує рух піни, є критерій Рейнольдса:

$$Re = \frac{\rho \cdot l \cdot \nu}{\mu}, \quad (2.5)$$

де ν – швидкість руху потоку піни;

l – лінійний розмір (в даному випадку діаметр труби);

ρ – густина піни;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості піни.

Процес руху твердих частинок у піні визначається параметром Архімеда і критеріями, які характеризують режим їх обтікання.

$$Ar = \frac{g \cdot l^3 \cdot \rho_{\text{п}} (\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{п}})}{\mu^2}, \quad (2.6)$$

де $\rho_{\text{ч}}$ – густина частинок піску.

З рівності значень критерію Рейнольдса для моделі і натури $Re = idem$ і при використанні промивального агента, що має такі самі параметри густини та динамічної в'язкості, які має модельний промивальний агент, дотримується рівність коефіцієнтів моделювання густини $K_\rho = idem$ і динамічної в'язкості $K_\mu = idem$.

Для того, щоб результати експериментальних досліджень можна було перенести з моделі на природу, необхідно, щоб діапазони зміни вибраних критеріїв подібності моделі та природи були близькими або одного порядку.

Скориставшись умовами подібності двох процесів, отримуємо співвідношення відповідних критеріїв між натурною «*н*» і модельною «*м*» конструкціями:

$$Re_n \approx Re_m, \frac{\rho_n \cdot l_n \cdot v_n}{\mu_n} \approx \frac{\rho_m \cdot l_m \cdot v_m}{\mu_m},$$

$$Ar_n \approx Ar_m, \frac{g \cdot l_n^3 \cdot \rho_{\Pi}^n (\rho_{\text{ч}}^n - \rho_{\Pi}^n)}{\mu_n^2} \approx \frac{g \cdot l_m^3 \cdot \rho_{\Pi}^m (\rho_{\text{ч}}^m - \rho_{\Pi}^m)}{\mu_m^2},$$
(2.7)

$$Fr_n \approx Fr_m, \frac{v_n}{\sqrt{g \cdot l_n}} \approx \frac{v_m}{\sqrt{g \cdot l_m}},$$

$$Eu_n \approx Eu_m, \frac{P_n}{\rho_n \cdot v_n^2} \approx \frac{P_m}{\rho_m \cdot v_m^2}.$$

У реальних свердловинах порядок значень критерію Рейнольдса змінюється від 10^3 до 10^6 . На лабораторній моделі свердловини середнє значення критерію Рейнольдса становить 10^4 .

Значення критерію Архімеда на експериментальній установці становить $4 \cdot 10^2$, а в реальних об'єктах $36 - 83 \cdot 10^3$.

Значення критерію Фруда для газу на експериментальній установці становить 52, в реальних об'єктах $10^{-1} - 10^2$.

Значення критерію Ейлера для реальних об'єктів становить $10^2 - 10^4$, на експериментальній установці цей параметр у середньому становить 10^3 .

Отже, змонтована лабораторна модель свердловини в основному моделює реальні умови.

Для проведення лабораторних досліджень процесу очищення вибою газових свердловин від піщаного корка пінними системами було модернізовано лабораторну установку (рис.2.1) шляхом додаткового встановлення малопродуктивного дозувального насоса Peripamp Electronic для подачі і регулювання витрати розчину ПАР із стабілізатором піни в нижню частину колонки через зворотний клапан (рис. 2.12).

Вимірювання тиску в нижній (перед корком) та у верхній частинах колонки здійснювали, як і в попередній установці, за допомогою аналогових давачів диференційного перепаду тиску повітря MPX5010DP, витрату газу аналоговим давачем AWM720P1.

Згідно з принциповою схемою (рис. 2.12) змонтована експериментальна установка для дослідження умов винесення частинок піску з вибою свердловини на поверхню, загальний вигляд якої зображено на рис. 2.13 [79].

Задачею експерименту було отримання піни в нижній частині скляної колонки (рис. 2.1), а також підтримання постійної швидкості її руху, при якій відбувається винесення твердих частинок в ємність 15.

Методика досліджень винесення частинок твердої фази з вибою свердловини на поверхню пінними системами на запропонованій установці полягала у наступному:

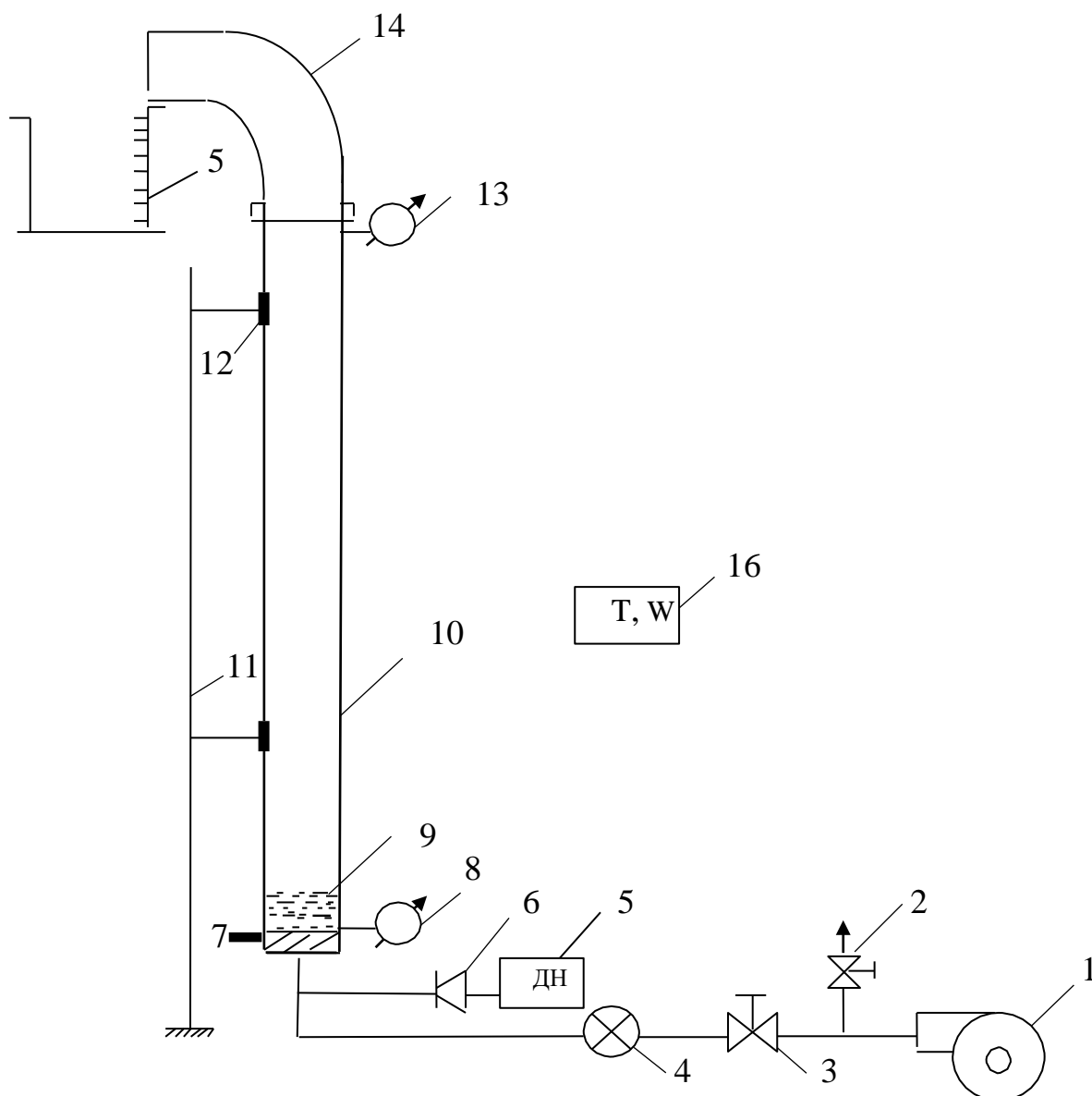
1. Підготовлену фракцію піску засипали у скляну колонку 9 при попередньому демонтюванні коліна 14 у верхній частині колонки 10.

2. Подавали у нижню частину колонки розчин ПАР із стабілізатором піни дозувальним насосом 5 і газ за допомогою компресора 1, послідовно збільшуючи витрату газу.

4. За допомогою аналогових давачів AWM720P1 4 вимірювали витрату газу та тиски в нижній (перед корком) 8 та у верхній частинах колонки 13.

6. Винесені частинки піску із піною збирали в мірну ємність 15.

7. Дослід закінчували, коли із колонки виносився весь пісок.



1 – відцентровий компресор; 2, 3 – сферичні крани; 4 – аналоговий давач витрати газу AWM720P1; 5 – малопродуктивний дозувальний насос Peripamp Electronic; 6 – зворотний клапан; 7 – дротяний фільтр; 8, 13 – аналогові давачі тиску; 9 – піщаний корок; 10 – скляна колонка; 11 – штатив; 12 – монтажні кріплення; 14 – знімальне коліно; 15 – мірна ємність для винесеного піску піною; 16 – цифровий давач температури і відносної вологості повітря SHT15

Рисунок 2.12 – Принципова схема експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску із моделі свердловини пінними системами



Рисунок 2.13 – Загальний вигляд експериментальної установки для дослідження умов винесення частинок піску із моделі свердловини

Тип і концентрація піноутворюючої ПАР та стабілізатор піни вибрані за результатами проведених нами досліджень у підрозділі 2.2.1.

Досліди проводили з розчинами савенолу SWP і стінолу у прісній воді з масовими концентраціями 0,5 і 1%.

Основними показниками процесу промивання свердловин від твердої фази є значення швидкості руху промивального агента у промивальних трубах і у затрубному (кільцевому) просторі.

При визначенні швидкості руху висхідного потоку промивального агента для винесення твердої фази з вибою свердловини на поверхню враховують наявність шламу (твердих частинок). Якщо припустити, що проковзування між шламом і піною відсутнє, то швидкість руху пінного потоку можна визначити за формулою:

$$W = \frac{q_z + q_p + q_{ш}}{F}, \quad (2.8)$$

$$q_z = \frac{q_o \cdot z(p, T) \cdot p_{am} \cdot T}{p \cdot T_o}, \quad (2.9)$$

де

$q_{ш}$ – витрата шламу (визначали експериментальним шляхом), м³/с;

q_p – подача рідини малопродуктивним дозувальним насосом Регіратр Electronic, м³/с.

q_z – витрата газу (повітря) за тиску p і температури T , м³/с .

$z(p, T)$ – коефіцієнт стисливості газу за тиску p і температури T ;

F – площа поперечного перерізу колони труб, м²;

$p_{am} = 0,1013 \cdot 10^6$ – атмосферний тиск, Па;

p – середній тиск в моделі свердловини, Па;

T – середня температура в моделі свердловини, К.

Пінна система характеризується параметром – коефіцієнтом (або ступенем) аерації піни, який являє собою відношення об'єму газу, що міститься у піні, до об'єму піноутворюючої рідини зведеного до атмосферних умов і дорівнює:

$$\alpha = \frac{q_o}{q_p}. \quad (2.10)$$

Одним із важливих параметрів пінної системи є густина піни, яка змінюється в широкому діапазоні і залежить від густини піноутворюючої рідини, ступеня аерації піни та умов за яких її визначають (тиск, температура).

Густину піни визначали за формулою:

$$\rho_{пінни} = \varphi \rho_z + (1 - \varphi) \rho_p^*, \quad (2.11)$$

$$\rho_z = \rho_{ст} \frac{p T_o}{z(p, T) p_{am} T}, \quad (2.12)$$

$$\rho_p^* = \frac{q_p \rho_p + q_{ш} \rho_{ш}}{q_p + q_{ш}}, \quad (2.13)$$

ρ_z – густина газу за тиску P і температури T , кг/м³;

ρ_{cm} – густина газу за стандартних умов, кг/м³;

φ – істинний газовміст.

Для висхідного потоку істинний газовміст дорівнює [5]:

$$\varphi = (1 - k_n) \beta, \quad (2.14)$$

де

$$\beta = \frac{q_z}{q_z + q_p}, \quad (2.15)$$

k_n – коефіцієнт проковзування газової фази відносно рідкої фази, $k_n = 0,05$;

β – витратний газовміст.

Підставивши формули (2.9) і (2.10) у формулу (2.15), отримаємо:

$$\beta = \frac{\alpha z(p, T) p_{am} T}{p T_o + \alpha z(p, T) p_{am} T}. \quad (2.16)$$

Підставляючи ρ_z , φ і β у рівняння (2.11), отримаємо формулу для визначення густини піни:

$$\rho_{пінни} = (1 - k_n) \frac{\alpha z(p, T) p_{am} T \rho_{cm} p T_o}{(p T_o + \alpha z(p, T) p_{am} T) z(p, T) p_{am} T} + \left[\frac{p \cdot T_o + k_n \alpha z(p, T) p_{am} T}{p \cdot T_o + k_n \alpha z(p, T) p_{am} T} \right] \rho_p^* \quad (2.17)$$

Планування експерименту з визначення швидкості винесення твердої фази пінними системами

У лабораторних умовах на швидкість руху потоку піни, яка необхідна для винесення із свердловини твердої фази, в основному впливають три чинники, а саме: діаметра частинок піску, концентрація піноутворюючої ПАР, а при додаванні до водного розчину стабілізатора піни також концентрація ксантанової смоли.

Зважаючи на характер експериментальних досліджень, конструктивні особливості та техніко-технологічні можливості експериментального стенду, приймаємо такі діапазони зміни чинників: діаметр частинок піску 0,1 – 1 мм, масова

концентрація стінолу у прісній воді – 0,5 – 1 %, масова концентрація ксантанової смоли у прісній воді 0 – 0,5 %. При дослідженнях використовували фракції піску такого діаметру: 0,1 – 0,315 мм; 0,315 – 0,63 мм і 0,63 – 1 мм.

Для спрощення розрахунків значення чинників перетворимо в умовні одиниці, тобто так, щоб вони відповідали числам: -1, +1.

Відповідно до рекомендацій [51], була складена матриця планування експерименту для трьох чинників (таблиця 2.2), згідно з якою визначали швидкість винесення частинок піску потоком піни з моделі свердловини. У випадку раціонального планування експерименту для трьох чинників, які змінюються на двох рівнях достатньо проведення 8 експериментів ($2^3=8$). Кожен паралельний дослід виконували 5 разів, а результати фіксували в таблиці 2.3.

Таблиця 2.2 – Матриця планування експерименту

Номер досліджу	Значення факторів						
	Умовна одиниця				Фактична одиниця		
	X_0	X_1	X_2	X_3	d_q , мм	$C_{ПАР}$, %	$C_{ксант.см}$, %
1	+1	+1	+1	+1	1	1	0,5
2	+1	-1	+1	+1	0,1	1	0,5
3	+1	+1	-1	+1	1	0,5	0,5
4	+1	-1	-1	+1	0,1	0,5	0,5
5	+1	+1	+1	-1	1	1	0
6	+1	-1	+1	-1	0,1	1	0
7	+1	+1	-1	-1	1	0,5	0
8	+1	-1	-1	-1	0,1	0,5	0

Результати експерименту наведено у таблиці 2.3.

Обчислимо коефіцієнти рівняння регресії:

$$b_0 = 1/8 \cdot (0,064 + 0,017 + 0,082 + 0,029 + 0,067 + 0,02 + 0,0994 + 0,033) = 0,051375;$$

$$b_1 = 1/8 \cdot (0,064 - 0,017 + 0,082 - 0,029 + 0,067 - 0,02 + 0,0994 - 0,033) = 0,026625;$$

$$b_2 = 1/8 \cdot (0,064 + 0,017 - 0,082 - 0,029 + 0,067 + 0,02 - 0,0994 - 0,033) = -0,009375;$$

$$b_3 = 1/8 \cdot (0,064 + 0,017 + 0,082 + 0,029 - 0,067 - 0,02 - 0,0994 - 0,033) = -0,003375.$$

Таблиця 2.3 – Результати експерименту

Номер досліджу	Експериментальні значення W, м/с					
	1	2	3	4	5	W
1	0,062	0,066	0,065	0,064	0,063	0,064
2	0,017	0,016	0,018	0,019	0,015	0,017
3	0,081	0,084	0,082	0,083	0,08	0,082
4	0,031	0,032	0,025	0,027	0,03	0,029
5	0,069	0,07	0,065	0,066	0,065	0,067
6	0,018	0,021	0,022	0,02	0,019	0,02
7	0,097	0,099	0,096	0,098	0,105	0,0994
8	0,033	0,036	0,032	0,034	0,03	0,033

Тоді рівняння регресії запишеться в наступному вигляді:

$$W(X_1, X_2, X_3) = 0,051375 + 0,026625 \cdot X_1 - 0,009375 \cdot X_2 - 0,003375 \cdot X_3.$$

Після переведення умовних одиниць у дійсні рівняння регресії прийме вигляд:

$$W(X_1, X_2, X_3) = 0,051375 + 0,026625 \cdot d_{\text{ч}} - 0,009375 \cdot C_{\text{ПАР}} - 0,003375 \cdot C_{\text{ксант.см}}.$$

Отримані під час експериментів кількісні показники піддаємо аналізу з використанням методів математичної статистики.

$$\text{Рядкові дисперсії становлять: } S_1^2 = 7,5 \cdot 10^{-6}; \quad S_2^2 = 2,5 \cdot 10^{-6}; \quad S_3^2 = 5 \cdot 10^{-6};$$

$$S_4^2 = 8,5 \cdot 10^{-6}; \quad S_5^2 = 5,5 \cdot 10^{-6}; \quad S_6^2 = 2,5 \cdot 10^{-6}; \quad S_7^2 = 1,25 \cdot 10^{-6}; \quad S_8^2 = 5 \cdot 10^{-6}.$$

Однорідність дисперсії S_i^2 перевіряємо за критерієм Кохрена, розрахункове значення якого дорівнює $G_p = 0,17347$. Табличне значення критерію Кохрена для ступенів свободи $f_1 = m - 1$ і $f_2 = N$ буде рівне. $G_r = 0,3910$.

Оскільки $G_T > G_p$ ($0,3910 > 0,17347$), то дисперсія однорідна. Визначаємо помилку дослідів $S_0^2 = 6,13 \cdot 10^{-6}$.

Середньоквадратичне відхилення, або похибка відтворюваності $S_0 = 2,476 \cdot 10^{-3}$

На наступному етапі аналізу виконували перевірку значимості коефіцієнтів рівняння регресії. Дисперсія коефіцієнтів регресії становить $S_b^2 = 6,19 \cdot 10^{-5}$ і $S_b = 2,868 \cdot 10^{-3}$.

Визначаємо розрахункове значення критерію Стюдента $t_{op} = 17,913$;

$$t_{1p} = 9,283; \quad t_{2p} = 3,269; \quad t_{3p} = 2,17.$$

Табличне значення критерію Стюдента при ступені свободи $f_0 = 8 \cdot (5 - 1) = 40$ і рівнів значимості $q = 0,05$ становить $t_T = 2,04$.

Оскільки $t_{ip} > t_m$, то усі коефіцієнти рівняння значимі.

За другим способом порівнювали абсолютні значення коефіцієнтів $|b_i|$ зі значенням довірчого інтервалу $|\Delta b_i|$.

$$\text{Для } b_0 : 0,051375 > 2,868 \cdot 10^{-3};$$

$$b_1 : 0,026625 > 2,868 \cdot 10^{-3};$$

$$b_2 : 0,009375 > 2,868 \cdot 10^{-3};$$

$$b_3 : 0,003375 > 2,868 \cdot 10^{-3}.$$

Отже, і за другим способом усі коефіцієнти рівняння регресії є значимими.

На наступному етапі аналізу рівняння регресії проводили перевірку його адекватності.

Визначали значення функції відгуку для кожного рядка:

$$\bar{y}_1 = 0,06525; \quad \bar{y}_2 = 0,012; \quad \bar{y}_3 = 0,084; \quad \bar{y}_4 = 0,03075; \quad \bar{y}_5 = 0,072; \quad \bar{y}_6 = 0,01875;$$

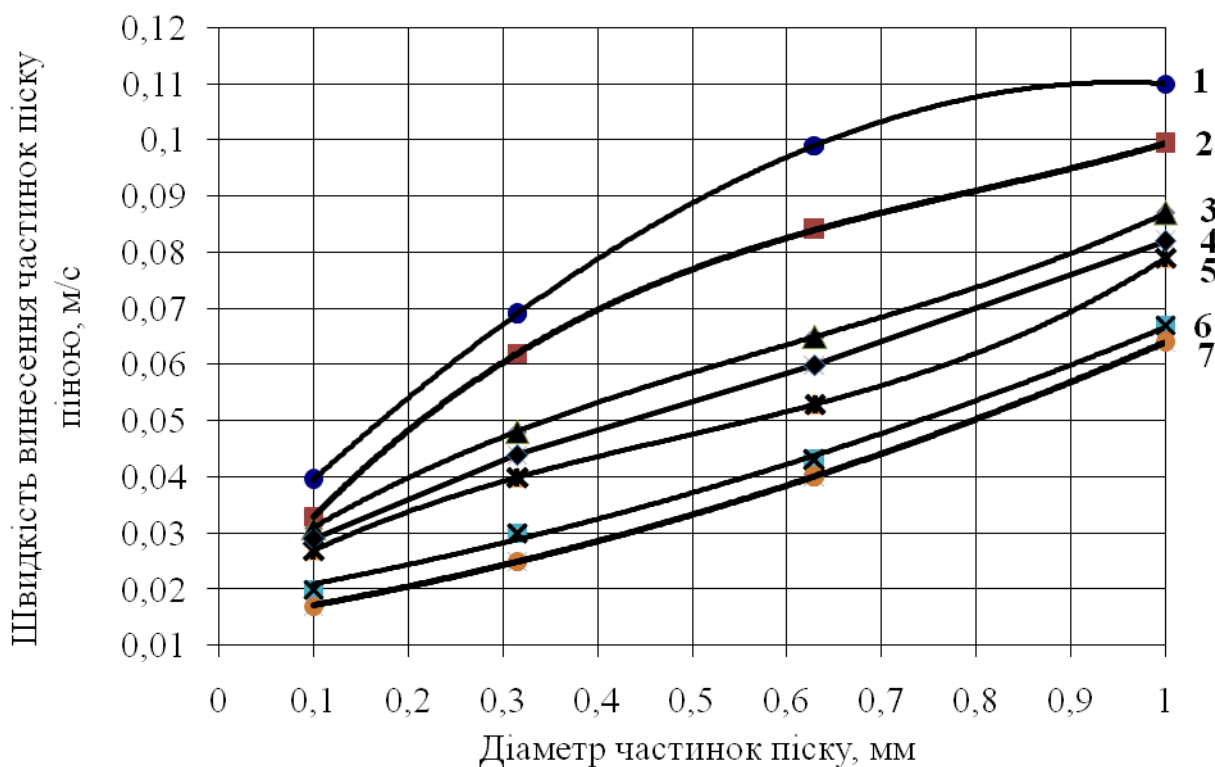
$$\bar{y}_7 = 0,09075; \quad \bar{y}_8 = 0,0375.$$

Обчислювали дисперсію адекватності $S_{ад}^2 = 1,86 \cdot 10^{-6}$. Визначали розрахункове значення критерію Фішера $F_p = 0,30343$; та порівнювали його із

табличним (при ступенях свободи $f_{ад} = 4$ і $f_o = 32$ і при 5%-й значимості) $F_T = 2,626$. Оскільки $0,30343 < 2,626$, то це свідчить про адекватність рівняння регресії.

Для більш детального дослідження залежності швидкості винесення частинок піску піною від їх діаметру, проводили дослідження для трьох фракцій піску з різними масовими концентраціями ПАР (стінолу і савенолу SWP) з додаванням і без додавання стабілізатора піни ксантанової смоли [83].

Результати експериментальних досліджень зображені на рис. 2.14.



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 2.14 – Функції відгуку для діаметрів частинок піску 0,1–1 мм та експериментальні точки при використанні водних розчинів пінотворних ПАР різної масової концентрації і стабілізатора піни

Згідно з результатами експериментальних досліджень швидкість винесення частинок піску діаметром 0,1 – 1 мм з вибою модельної свердловини на поверхню потоком піни змінюється в межах: 0,0395 – 0,11 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 0,5 %; 0,031 – 0,087 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 %; 0,033 – 0,0994 м/с для масової концентрації стінолу у воді 0,5 %; 0,027 – 0,079 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 %; 0,02 – 0,067 м/с для масової концентрації савенолу SWP у воді 1 % + 0,5% ксантанової смоли; 0,017 – 0,064 м/с для масової концентрації стінолу у воді 1 % + 0,5% ксантанової смоли.

Швидкість руху потоку піни, яка необхідна для винесення із свердловини твердої фази, зростає зі збільшенням діаметра фракцій піску і зменшується із збільшенням концентрації піноутворюючого ПАР і при додаванні до водного розчину стабілізатора піни – ксантанової смоли. Кращими витіснювальними властивостями характеризується піна, утворена з водного розчину стінолу порівняно з використанням савенолу SWP. Додаткове введення у водний розчин піноутворюючого ПАР запропонованого стабілізатора піни – ксантанової смоли підвищує як виносну здатність піни, так і її стійкість, що попереджає випадання з піни твердої фази по шляху її руху з вибою на поверхню. За візуальними спостереженнями, піна, утворена з використанням стабілізатора, має вищу стійкість у порівнянні з пінами без стабілізатора.

Згідно з результатами досліджень, найбільшу виносну здатність мають піни, утворені з розчину стінолу у прісній воді із додаванням ксантанової смоли.

Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм швидкість руху потоку піни утвореної з 1 % мас розчину стінолу у прісній воді з додаванням 0,5 % мас ксантанової смоли, яка необхідна для їх винесення із свердловини, становить відповідно 0,017; 0,025; 0,04; 0,064 м/с.

За експериментальними даними, залежність швидкості винесення частинок піску піною утвореною з водного розчину стінолу концентрацією 1 % мас і ксантанової смоли концентрацією 0,5 % мас від їх діаметру описується рівнянням:

$$W = 0,023d_y^2 + 0,026d_y + 0,014 \quad (2.18)$$

d_y , мм; W , м/с.

Коефіцієнт кореляції рівняння (2.18) дорівнює 0,999.

У таблиці 2.4 наведено залежності густини піни від концентрації ПАР і стабілізатора піни.

Таблиця 2.4 – Залежності густини піни від складу піни

Склад піни	Густина піни, кг/м ³
Масова концентрація савенолу SWP у прісній воді 0,5 %	165,623
Масова концентрація стінолу прісній воді 0,5 %	172,35
Масова концентрація савенолу SWP у прісній воді 1 %	186,52
Масова концентрація стінолу у прісній воді 1 %	192,29
Масова концентрація савенолу SWP у прісній воді 1 % і ксантанової смоли 0,5 %	238,19
Масова концентрація стінолу у прісній воді 1 % і ксантанової смоли 0,5 %	245,24

Одержані результати досліджень (таблиця 2.4) свідчать про зростання густини піни за наявності стабілізатора піни ксантанової смоли.

Аналізуючи результати досліджень, слід відмітити, що властивості пінних систем такі як густина, дисперсність, газовміст залежать від концентрацій ПАР і стабілізаторів піни.

У процесі промивання піщаного корка піною постійно існує гідродинамічний зв'язок між пластом і свердловиною, низька густина піни і висока виносна здатність піни ефективно запобігають негативному впливу промивальної рідини на колектор.

Отже, створено лабораторну установку для дослідження винесення частинок твердої фази з вибою модельної свердловини потоком піни. Вперше експериментально визначено швидкості руху піни з додаванням і без додавання стабілізатора піни для винесення з вибою модельної свердловини частинок твердої фази різного діаметру. Одержано регресійну залежність швидкості руху потоку піни від діаметру частинок, концентрації у водному розчині піноутворюючого ПАР і стабілізатора піни.

Висновки до другого розділу

1. Розроблено дві експериментальні установки для дослідження винесення частинок твердої фази з вибою модельної свердловини потоком газу і піни з додаванням і без додавання до водного розчину піноутворюючого ПАР стабілізаторів піни.

2. За результатами дослідження на моделі свердловини з винесення потоком газу частинок піску трьох різних фракцій (0,1 – 0,315; 0,315 – 0,63; 0,63 – 1 мм) вперше визначено швидкість руху газу 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. За результатами дослідження одержано регресійну залежність швидкості руху газу для винесення частинок піску від їх діаметра. Співставлення експериментальних даних з результатами теоретичних розрахунків швидкості руху газу для винесення із свердловини частинок твердої фази за відомими залежностями і запропонованою залежністю свідчить про їх абсолютну збіжність (похибка 1,4%, коефіцієнт кореляції 0,989).

3. За результатами експериментальних досліджень оцінено кратність і стійкість піни водних розчинів досліджених ПАР (савенолу SWP, стінолу і софіру M2) із стабілізаторами (гуаровою і ксантановою смолами, карбоксиметилцелюлозою). Згідно з результатами досліджень, найбільшу стійкість мають піни, утворені з розчинів савенолу SWP і стінолу у прісній воді із додаванням ксантанової смоли. Визначені оптимальні значення концентрацій піноутворюючих ПАР і стабілізаторів у водних розчинах для отримання стійких пін, які не руйнуються в часі в інтервалі температур 20 – 60 °С.

4. Вперше експериментально визначено швидкості руху піни з додаванням і без додавання стабілізатора піни, які необхідні для винесення з вибою модельної свердловини частинок твердої фази різного діаметру. Для значень діаметрів частинок піску 0,1; 0,315; 0,63; 1 мм необхідна швидкість руху потоку піни утвореної з 1 % мас розчину стінолу у прісній воді з додаванням 0,5 % мас ксантанової смоли становить відповідно 0,017; 0,025; 0,04; 0,064 м/с.

5. За результатами експериментальних досліджень розроблено дві композиції пінотворних ПАР з стабілізатором піни. Перша композиція представляє водний розчин 1 % мас пінотворної ПАР стінолу і 0,5 % мас стабілізатора піни – ксантанової смоли, призначена для промивання піщаних корків на вибої свердловини. Друга композиція представляє 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.

РОЗДІЛ 3

ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА І ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ НА ЇХ ПРОДУКТИВНІСТЬ

3.1 Дослідження характеристик процесу промивання піщаних корків у свердловинах на виснажених родовищах з використанням колтюрінгової установки і різних промивальних агентів

3.1.1 Розрахункова схема промивання піщаного корка у свердловині з допомогою колтюрінгової установки. Основні розрахункові формули і залежності

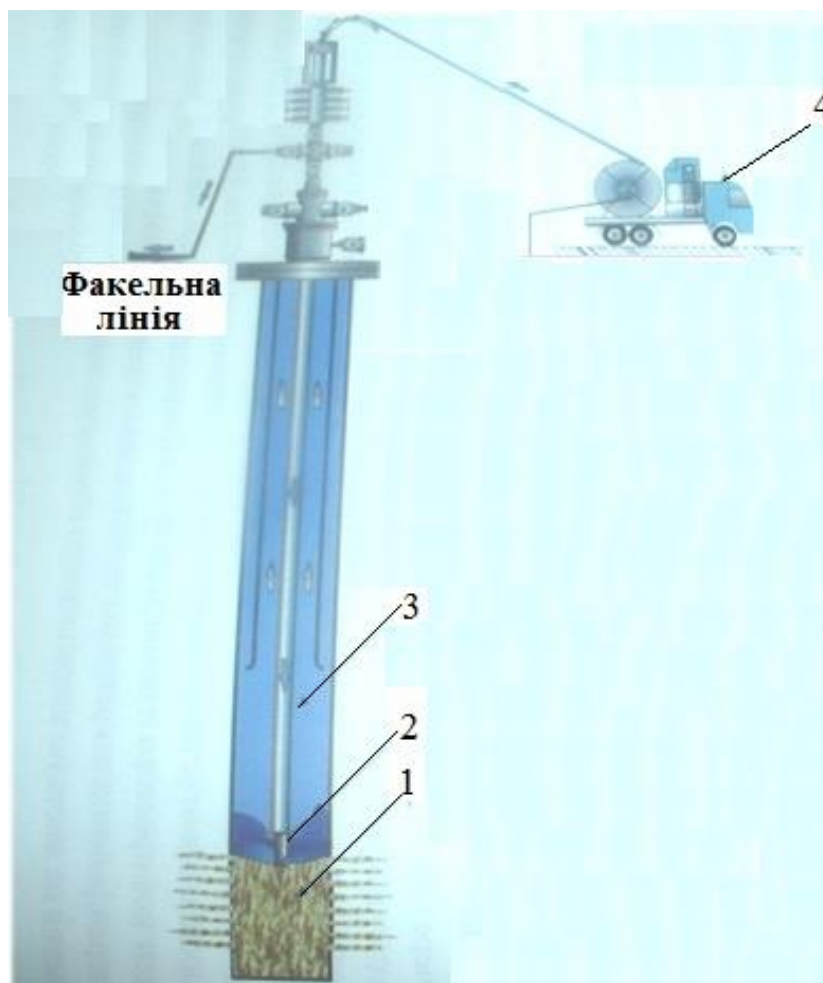
Остпнім часом у промисловій практиці для ліквідації піщаних корків на вибої свердловини знайшли застосування новітні колтюрінгові технології з використанням колони гнучких труб.

Основними чинниками, які впливають на очищення вибою свердловини від піщаного корка, є діаметри експлуатаційної колони, НКТ і колони гнучких труб (КГТ), через які ведуться роботи, густина промивального агента, розмір і густина твердих частинок, допустима витрата запомповуваного промивального агента, кривизна стовбура свердловини, пластовий тиск, глибина свердловини [127].

На рис. 3.1 зображено принципову схему очищення вибою свердловини від піщаного корка.

Огляд літературних матеріалів і вивчення світового досвіду використання колтюрінгових установок свідчать, що основний обсяг робіт припадає на нафтові родовища. Тому існує необхідність в удосконаленні відомих та розробленні нових технологій ремонту газових свердловин при депресії на пласт в умовах постійного припливу газу із пласта [136]. На жаль, у літературних матеріалах недостатньо даних про вибір типу промивального агента, ефективного діаметра колони

промивальних труб, оптимальної витрати агента для промивання свердловини від піщаного корка.



1 – піщаний корок; 2 – пристрій для руйнування піщаного корка; 3 – промивальний агент; 4 – колтюбінгова установка М-10

Рисунок 3.1 – Принципова схема очищення свердловини від піщаного корка з використанням колони гнучких труб

Основними показниками процесу промивання свердловини від піщаного корка є величини швидкостей руху рідини і газу в промивальних трубах і затрубному просторі.

Швидкості руху промивальної рідини і газу в КГТ визначали за формулами:

$$W_p = \frac{Q_v}{0,785 \cdot d_{\text{КГТ вн}}^2}, \quad (3.1)$$

$$W_z = \frac{Q_z \cdot z_{\text{виб}} \cdot p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{p_{\text{виб}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot 0,785 \cdot d_{\text{КГТ вн}}^2}, \quad (3.2)$$

$$W_{\text{піни}} = \frac{Q_{\text{піни}}}{0,785 \cdot d_{\text{КГТ вн}}^2}, \quad (3.3)$$

де

$$Q_{\text{піни}} = Q_v \left(1 + \frac{\alpha \cdot p_{\text{ат}} \cdot z(p, T) \cdot T}{p_k \cdot T_{\text{ст}}} \right), \quad (3.4)$$

Q_v , Q_z , $Q_{\text{піни}}$ – відповідно витрата води, газу і піни, м³/с;

$d_{\text{КГТ вн}}$ – внутрішній діаметр КГТ, м;

α – коефіцієнт аерації;

p_k – тиск нагнітання, Па.

За аналогічними залежностями визначали швидкості руху промивальної рідини і газу в НКТ, тільки замість внутрішнього діаметра КГТ підставляли внутрішній діаметр колони НКТ.

Швидкості руху промивальної рідини і газу в затрубному просторі між експлуатаційною колоною і НКТ визначали за формулами:

$$W_p = \frac{Q_v}{0,785 (d_{\text{екс вн}}^2 - d_{\text{НКТ з}}^2)}, \quad (3.5)$$

$$W_z = \frac{Q_z \cdot z_{\text{виб}} \cdot p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{p_{\text{виб}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot 0,785 (d_{\text{екс вн}}^2 - d_{\text{НКТ з}}^2)}, \quad (3.6)$$

$$W_p = \frac{Q_{\text{піни}}}{0,785 (d_{\text{екс вн}}^2 - d_{\text{НКТ з}}^2)}, \quad (3.7)$$

де $d_{екс\ вн}$ – внутрішній діаметр експлуатаційної колони, м;

$d_{НКТ\ з}$ – зовнішній діаметр НКТ, м.

Аналогічно визначали швидкості руху промивальної рідини, газу і піни в кільцевому просторі між НКТ і КГТ, підставляючи у формули (3.5), (3.6) і (3.7) замість $d_{екс\ вн}$ і $d_{НКТ\ з}$ відповідно внутрішній діаметр колони НКТ і зовнішній діаметр КГТ.

Для оцінки можливості винесення твердих частинок потоком рідини використовують поняття сталої швидкості осідання твердих частинок, яка залежить від їх форми, розміру і густини, а також характеристик промивальної рідини (газу) [136].

Вважається, що для забезпечення піднімання піску у вертикальній свердловині швидкість висхідного потоку рідини повинна перевищувати сталу швидкість осідання у 1,5–2 рази, а в горизонтальних ділянках – у 10 разів [52].

Сталу швидкість осідання сферичних твердих частинок піску у воді визначають за графічною залежністю, яка наведена в роботі [127] або за формулою [88]:

$$W_{ос} = \frac{Re \cdot (\mu_p \cdot 0,001)}{d_u \cdot \rho_p}, \quad (3.8)$$

де μ_p – динамічний коефіцієнт в'язкості води, мПа·с;

ρ_p – густина води, кг/м³;

d_u – діаметр частинок твердої фази, м.

Сталу швидкість осідання сферичних твердих частинок у газі визначали за формулою [50]:

$$W_{ос.г} = \frac{\mu_g \cdot Re}{d_u \cdot \rho_g}, \quad (3.9)$$

де ρ_g – густина газу (азоту) за вибієного тиску і пластової температури, кг/м³.

Критерій Рейнольдса визначають через критерій Архімеда за формулами [50]:

для $Ar < 36$ ($Re < 2$)

$$Re = 0,056 Ar, \quad (3.10)$$

для $Ar = 36 - 83 \cdot 10^3$ ($Re = 2 - 500$)

$$Re = 0,152 Ar^{0,71}, \quad (3.11)$$

для $Ar > 83 \cdot 10^3$ ($Re > 500$)

$$Re = 0,175 Ar^{0,5}. \quad (3.12)$$

Застосуємо для порівняння ефективності промивання піщаного корка через КГТ або НКТ додатковий параметр – тривалість піднімання частинок породи з вибою на поверхню.

Тривалість піднімання розмитої породи з вибою свердловини на поверхню визначали за формулою [127]:

$$t = \frac{L}{W_p - W_{oc}}, \quad (3.13)$$

де W_p – швидкість висхідного потоку промивальної рідини під час промивання свердловини, м/с;

W_{oc} – стала швидкість осідання сферичних твердих частинок у промивальній рідині, м/с;

L – глибина свердловини, м.

Під час промивання свердловини суттєве значення мають втрати тиску в системі. Втрати тиску при промиванні свердловини водою і гідрофобно-емульсійним розчином (ГЕР) у кільцевому (затрубному) просторі в турбулентному потоці ($Re > 4000$) визначали за формулою [127]:

$$\Delta p = \frac{\rho^{0,75} W_p^{1,75} \mu^{0,25} \Delta L K_{turb}}{4,9 (d_{НКТ\ вн} - d_{КГТ\ з})^{1,25}}, \quad (3.14)$$

де ρ – густина рідини, кг/м³;

W_p – швидкість руху промивальної рідини, м/с;

ΔL – довжина кільцевого (затрубного) простору, м;

K_{turb} – поправочний коефіцієнт на ексцентриситет.

ρ , кг/м³; μ , Па·с; W_p , м/с; ΔL , м.

Втрати тиску у промивальних трубах при промиванні свердловини водою в турбулентному потоці ($Re > 4000$) визначали за формулою [127]:

$$\Delta p = 812,15 \cdot 10^{-3} \frac{L f Q^2 \rho}{d^5}, \quad (3.15)$$

де f – коефіцієнт гідравлічного опору труб;

L – довжина промивальних труб, м;

d – внутрішній діаметр промивальних труб, м;

Q – витрата рідини, м³/с.

Коефіцієнт гідравлічного опору потоку в трубах для турбулентного режиму руху рідини визначали за графіками І.Ф. Муді залежно від матеріалу і діаметра труб, їх абсолютної і відносної шорсткостей [6].

Втрати тиску при промиванні свердловини азотом в кільцевому (затрубному) просторі визначали наближено за формулою [158]:

$$\Delta p_{тер} \approx \sqrt{\Theta \cdot Q_2^2}, \quad (3.16)$$

де Q_2 – витрата газу, тис.м³/д;

Θ – комплексний параметр, який визначали за формулою [73]:

$$\Theta = 0,0133 \cdot \lambda \frac{z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d_{ef}^5} \cdot (e^{2s} - 1), \quad (3.17)$$

де

$$s = 0,03415 \frac{\bar{\rho}_2 \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}}, \quad (3.18)$$

s – комплексний параметр;

L – відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації, м;

T_{cp} – середня температура в стовбурі свердловини, К;

z_{cp} – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску p_{cp} і середньої температури T_{cp} у стовбурі свердловини;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору труб;

d_{ef} – ефективний діаметр, см, який визначали за формулами:

$$d_{ef} = \sqrt{d_{НКТ\ вн}^2 - d_{КГТ\ з}^2} \quad \text{– для кільцевого простору};$$

$$d_{ef} = \sqrt{d_{екс\ вн}^2 - d_{НКТ\ з}^2} \quad \text{– для затрубного простору};$$

$$d_{ef} = d_{НКТ\ вн} \quad \text{або} \quad d_{ef} = d_{КГТ\ вн} \quad \text{– відповідно для НКТ і КГТ.}$$

Коефіцієнт гідравлічного опору є функцією числа Рейнольдса та відносної шорсткості труб $\lambda = f(Re, \varepsilon)$, які визначали за формулами [50].

Потужність потоку рідини, яка необхідна для промивання свердловини від піщаного корка, визначали за формулою [56]:

$$N = \frac{p_{вих.нас} Q_v}{1000 \eta}, \quad (3.19)$$

де $p_{вих.нас}$ – тиск на виході із насоса, Па;

η – загальний механічний коефіцієнт корисної дії насосного устаткування (береться рівним 0,8).

3.1.2 Результати дослідження промивання піщаного корка на вибої свердловини різними промивальними агентами

Дослідження ефективності прямого і зворотного промивання піщаного корка у свердловинах водою, азотом, гідрофобно-емульсійним розчином (ГЕР) і піною запропонованого складу (водний розчин 1% мас піноутворюючої ПАВ стінолу і 0,5% мас стабілізатора піни – ксантанової смоли) виконано для наступних даних [55, 76, 81]: глибина свердловини – 2600 м, початковий пластовий тиск – 27 МПа, поточний пластовий тиск – 10 МПа, пластова температура – 330 К; внутрішній

діаметр експлуатаційної колони – 0,132; 0,1523 м; зовнішній (внутрішній) діаметр НКТ – 0,073 (0,062); 0,0889 (0,0759); 0,1016 (0,0886) м; зовнішній (внутрішній) діаметр КГТ – 0,0254 (0,02159); 0,0318 (0,027); 0,0381 (0,0325); 0,0445 (0,0381); 0,0508 (0,0434) м; витрата води і ГЕР – 0,0027; 0,0034; 0,0047; 0,0058 м³/с; витрата азоту – 0,133; 0,15 м³/с; витрата піни – 0,0037 м³/с.

У розрахунках прийнято: $d_c=0,002$ м; $\mu_v=1$ мПа·с; $\rho_c=2600$ кг/м³; $z_{виб}=0,86$; $\mu_{ГЕР}=150$ мПа·с; $\rho_{ГЕР}=1070$ кг/м³.

ГЕР – гідрофобна емульсія різних складів на нафтовій і нафтодистилятній основах з густиною від 920 до 1320 кг/м³ і динамічним коефіцієнтом в'язкості від 50 до 650 мПа·с, яку використовують як рідину глушіння в свердловинах, що експлуатують карбонатні і девонські відклади з високою тріщинуватістю, а також у свердловинах, що експлуатують карбонатні відклади з низькими пластовими тисками [36].

Склад ГЕР, який беремо для розрахунків: нафтопродукт – 37,5–38%, пластова вода – 60%, емульгатор ЕС-2 – 2,5% (ТУ-38 УРСР 201351-81).

Для запомповування води і ГЕР у свердловину застосовували насос НПЦ 32, для запомповування азоту – газифікаційне устаткування АГУ-8К. В якості промивальних труб використовували НКТ і КГТ, які опускали всередину колони НКТ.

Результати досліджень характеристик процесу прямого і зворотного промивання піщаного корка на вибої свердловини водою, ГЕР і піною наведено у таблицях 3.1 і 3.2, газом – у таблицях 3.3 і 3.4. У зв'язку із великою кількістю розрахункових даних у таблицях 3.1 – 3.4 наведено тільки результати розрахунків для внутрішнього діаметра експлуатаційної колони – 0,1523 м; витрати рідини – 0,0027; 0,0034; 0,0047 м³/с; витрати газу – 0,133; 0,15 м³/с; витрата піни – 0,0037 м³/с. Швидкість осідання сферичних твердих частинок у воді становить 0,274 м/с, у газі – 0,338 м/с, у ГЕР – 0,0183 м/с, у піні – 0,094 м/с.

Таблиця 3.1 – Характеристики процесу прямого промивання піщаного корка на вибої свердловини водою, ГЕР і піною за різних діаметрів труб і витрат промивальних агентів

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ, мм	Витрата рідини, м ³ /с			Витрата ГЕР, м ³ /с			Витрата піни, м ³ /с
		0,0027	0,0034	0,0047	0,0027	0,0034	0,0047	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Швидкість руху висхідного потоку рідини у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, м/с	25,4	1,075	1,354	1,872	1,075	1,354	1,872	1,472
	31,8	1,214	1,529	2,114	1,214	1,529	2,114	1,663
	38,1	1,438	1,81	2,503	1,438	1,81	2,503	1,969
	44,5	1,845	2,324	3,212	1,845	2,324	3,212	2,527
	50,8	2,722	3,428	4,739	2,722	3,428	4,739	3,728
Швидкість руху висхідного потоку рідини у затрубному просторі при внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 152,3 мм і різних діаметрах НКТ, м/с	73	0,191	0,242	0,332	0,191	0,242	0,335	0,389
	88,9	0,225	0,283	0,392	0,225	0,283	0,392	0,495
	101,6	0,361	0,455	0,629	0,361	0,455	0,629	0,663
Швидкість осідання твердої фази, м/с		0,274			0,0183			0,094
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, хв	25,4	54,083	40,124	27,122	40,99	32,44	23,382	31,436
	31,8	43,784	32,895	22,122	36,241	28,69	20,681	27,623
	38,1	37,238	28,204	19,444	30,532	24,18	17,434	23,113
	44,5	27,652	21,196	14,785	23,72	18,801	13,571	17,809
	50,8	17,698	13,738	9,705	16,022	12,710	9,182	11,923
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка у затрубному просторі при внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 152,3 мм і різних діаметрах НКТ, хв	73			710,4	353,2	193,35	136,785	146,68
	88,9		4815	367,2	209,73	163,56	116,111	108,14
	101,6	498,08	239,41	122,07	126,45	99,23	70,962	76,12
Втрати тиску в стовбурі свердловини при прямому промиванні піщаного корка по КГТ різного діаметра (винесення піску із рідиною відбувається по кільцевому просторі між НКТ і КГТ), МПа	25,4	1,073	1,607	2,832	3,897	5,833	10,281	1,575
	31,8	1,688	2,527	4,454	6,129	9,175	16,173	2,457
	38,1	3,04	4,551	8,02	11,04	16,52	21,11	5,468
	44,5	6,948	10,4	18,33	25,22	30,76	35,55	9,672
	50,8	23,97	26,88	29,23	32,11	37,15	39,94	15,36

Кінець таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Втрати тиску у стовбурі свердловини при промиванні піщаного корка по НКТ різного діаметра (винесення піску із рідиною відбувається по затрубному просторі між експлуатаційною колоною і НКТ), МПа	73	0,02	0,03	0,053	0,074	0,111	0,196	0,035
	88,9	0,034	0,052	0,092	0,129	0,193	0,339	0,044
	101,6	0,066	0,084	0,124	0,186	0,279	0,597	0,073
Тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 при промиванні піщаного корка по КГТ різного діаметра, МПа	25,4	26,73	27,31	28,66	31,2	33,05	37,32	19,03
	31,8	27,39	28,31	30,46	33,36	36,28	39,98	19,33
	38,1	28,85	30,52	34,48	38,1	43,35	44,43	20,91
	44,5	33,13	37,05	46,42	51,6	60,78	57,16	23,12
	50,8	40,19	44,15	52,17	60,15	62,73	63,15	26,14
Тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 при промиванні піщаного корка по НКТ різного діаметра, МПа	73	25,41	25,48	25,57	27,11	27,23	27,42	17,51
	88,9	25,45	25,53	25,64	27,19	27,35	27,62	17,8
	101,6	25,56	25,69	25,81	27,39	27,54	27,93	17,89
Потужність насосного устаткування, яка необхідна для прямого промивання піщаного корка по КГТ різного діаметра, кВт	25,4	245,51	482,24	1250	712,29	1344	3277	463,1
	31,8	84,22	164,25	421,42	250,21	471,1	1149	162,3
	38,1	42,39	81,95	207,72	105,97	205,2	499,2	80,88
	44,4	40,77	78,36	197,19	58,632	110,2	267,5	70,14
	50,8	102,02	197,05	499,93	42,85	80,39	194,6	149,5
Потужність насосного устаткування, яка необхідна для прямого промивання піщаного корка по НКТ різного діаметра, кВт	73	0,69	2,46	7,8	4,31	9,29	24,35	8,027
	88,9	0,16	1,19	4,44	1,709	4,32	12,09	6,756
	101,6	0,06	0,24	1,47	0,32	2,11	6,34	7,245

Згідно з результатами досліджень характеристик процесу прямого промивання піщаного корка водою, ГЕР і піною, швидкість руху висхідного потоку рідини у кільцевому просторі між НКТ і КГТ набагато вища від швидкості руху висхідного потоку рідини у затрубному просторі між експлуатаційною колоною і НКТ, і для всіх розглянутих діаметрів КГТ перевищує швидкість осідання сферичних твердих частинок у воді, ГЕР і піні.

Найбільші швидкості руху промивальної рідини у кільцевому просторі отримано у свердловинах з внутрішнім діаметром НКТ 0,062 м, а в затрубному просторі – у свердловинах з 0,132 м експлуатаційною колоною.

Із порівняння швидкості руху висхідного потоку рідини і швидкості осідання піщинок у промивальній рідині випливає, що для свердловин з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 0,132 м винесення піщинок відбувається при прямому промиванні свердловини водою як через КГТ, так і через НКТ. За внутрішнього діаметра експлуатаційної колони 0,1523 м, зовнішнього діаметра НКТ 0,073 м і витрат рідини 0,0027 і 0,0034 м³/с та зовнішнього діаметра НКТ 0,0889 м і витрати рідини 0,0027 швидкість руху висхідного потоку рідини в затрубному просторі є недостатньою для винесення твердих частинок при промиванні піщаного корка водою.

Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по кільцевому і затрубному просторах при прямому промиванні свердловини водою змінюється у межах: у кільцевому просторі 7,774 – 213,06 хв, у затрубному просторі 56,54 – 4815 хв; при промиванні піщаного корка ГЕР у кільцевому просторі 7,433 – 94,39 хв, у затрубному просторі – 42,4 – 353,2 хв; при промиванні піщаного корка піною у кільцевому просторі 11,923 – 77,415 хв, у затрубному просторі – 76,12 – 255,45 хв.

Із порівняння тривалості піднімання розмитого піщаного корка кільцевим і затрубним просторами у процесі промивання свердловини водою, ГЕР і піною, випливає, що найефективніше застосувати КГТ, а в якості промивального агенту ГЕР і піну оскільки тривалість процесу у цьому випадку є значно меншою.

При прямому промиванні свердловини водою по НКТ втрати тиску у стовбурі свердловини змінюються у межах 0,02 – 0,131 МПа, при промиванні ГЕР – 0,074–0,735 МПа, при промиванні піною – 0,035 – 0,173 і є меншими порівняно з втратами тиску при промиванні свердловини по КГТ водою (1,073 – 30,5 МПа), ГЕР (3,897 – 40,85 МПа) і піною (1,575 – 15,36 МПа).

Згідно з результатами розрахунків при прямому промиванні піщаного корка водою по КГТ насос НПЦ-32 не можна використовувати у таких випадках: витрата води 0,0034 м³/с і зовнішні діаметри КГТ 0,0254 і 0,0318 м; всі діаметри КГТ за

витрат води 0,047 і 0,058 м³/с; при прямому промиванні піщаного корка ГЕР по КГТ діаметрами 0,0254; 0,0318 і 0,0381 м за витрати ГЕР 0,0027 м³/с і всі діаметри КГТ за витрат ГЕР 0,0034; 0,0047 і 0,0058 м³/с; при прямому промиванні піщаного корка піною по КГТ діаметрами 0,0254; 0,0318 і 0,0381 м за витрати піни 0,0037 м³/с, оскільки номінальна корисна потужність насоса становить 108 кВт, що є більшою за необхідну потужність.

Згідно з результатами розрахунків, тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 при прямому промиванні свердловини водою від піщаного корка змінюється в межах 25,41 – 58,44 МПа, при промиванні ГЕР змінюється в межах 27,11– 64,5 МПа, при промиванні піною змінюється у межах 17,51– 26,14 МПа, що є більшим від поточного пластового тиску (10 МПа).

На основі отриманих результатів можна зробити висновок про те, що при прямому промиванні піщаного корка водою, ГЕР і піною більш ефективним є запомповування промивальних рідин у КГТ з зовнішнім діаметром 0,0381 м, винесення піску із промивальною рідиною відбувається по кільцевому простору між КГТ і НКТ з внутрішнім діаметром НКТ 0,062 м, для води витрата – 0,0034 м³/с, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини становить – 28,204 хв, тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 – 30,52 МПа, потужність насосного устаткування, яка необхідна для прямого промивання піщаного корка по КГТ – 81,95 кВт; для ГЕР витрата – 0,0027 м³/с, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини становить – 30,53 хв, тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 – 38,1 МПа, потужність насосного устаткування, яка необхідна для прямого промивання піщаного корка по КГТ – 105,97 кВт; для піни витрата – 0,0037 м³/с, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини становить – 23,113 хв, тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 – 20,91 МПа, потужність насосного устаткування, яка необхідна для прямого промивання піщаного корка по КГТ – 80,88 кВт.

Таблиця 3.2 – Характеристики процесу зворотного промивання піщаного корка на вибої свердловини водою, ГЕР і піною за різних діаметрів труб і витрат промивальних агентів

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ, мм	Витрата води, м ³ /с			Витрата ГЕР, м ³ /с			0,0037
		0,0027	0,0034	0,0047	0,0027	0,0034	0,0047	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Швидкість руху висхідного потоку рідини в КГТ різного діаметру, м/с	25,4	7,379	9,292	12,845	7,379	9,292	12,845	10,105
	31,8	4,718	5,941	8,213	4,718	5,941	8,213	6,461
	38,1	3,256	4,101	5,668	3,256	4,101	5,668	4,459
	44,5	2,369	2,984	4,125	2,369	2,984	4,125	3,245
	50,8	1,826	2,299	3,179	1,826	2,299	3,179	2,501
Швидкість руху висхідного потоку рідини в НКТ різного діаметру, м/с	73	0,895	1,127	1,558	0,895	1,127	1,558	1,225
	88,9	0,597	0,752	1,039	0,597	0,752	1,039	0,818
	101,6	0,438	0,552	0,763	0,438	0,552	0,763	0,6
Швидкість осідання твердої фази, м/с		0,274			0,0183			0,094
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по КГТ різного діаметру, хв	25,4	6,029	4,805	3,447	5,887	4,673	3,378	4,329
	31,8	9,751	7,646	5,458	9,22	7,316	5,288	6,806
	38,1	14,53	11,324	8,033	13,383	10,615	7,669	9,927
	44,5	20,68	15,992	11,254	18,431	14,614	10,551	13,753
	50,8	27,92	21,394	14,918	23,971	18,991	13,711	18,005
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по НКТ різного діаметру, хв	73	69,781	50,801	33,752	49,441	39,091	28,15	38,303
	88,9	134,16	90,66	56,645	74,87	59,07	42,443	59,884
	101,6	263,98	156,02	88,67	103,2	81,23	58,215	85,635
Втрати тиску у стовбурі свердловини при запомповуванні води (ГЕР) у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм (винесення піску із рідиною відбувається по КГТ), МПа	25,4	43,26	49,807	56,632	65,4	68,8	75,175	18,24
	31,8	24,69	40,887	44,184	22,38	37,32	60,834	14,98
	38,1	13,78	20,101	37,030	9,176	14,91	26,432	12,27
	44,5	11,79	17,724	31,430	4,103	6,799	12,378	10,15
	50,8	9,499	12,542	30,061	2,086	3,562	6,483	8,43

Кінець таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Втрати тиску у стовбурі свердловини при запомповуванні води у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3мм (винесення піску із рідиною відбувається по НКТ), МПа	73	0,498	0,752	1,359	0,961	1,105	1,456	0,624
	88,9	0,185	0,281	0,499	0,348	0,548	0,864	0,438
	101,6	0,054	0,102	0,155	0,103	0,154	0,354	0,214
Тиск на вибої свердловини під час роботи насоса НПЦ-32 при запомповуванні води і ГЕР у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, МПа	25,4	60,14	67,9	76,2	75,4	79,4	82,6	35,22
	31,8	51,02	60,76	66,72	62,7	65,17	68,15	31,07
	38,1	35,49	41,35	53,69	58,23	60,23	62,18	24,63
	44,5	30,45	32,63	38,52	42,02	49,07	51,13	22,38
	50,8	28,76	29,028	32,92	35,36	39,15	47,86	20,75
Тиск на вибої свердловини під час роботи насоса НПЦ-32 при запомповуванні води у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, МПа	73	25,78	25,838	25,871	28,66	29,03	29,87	18,09
	88,9	25,73	25,849	25,971	28,01	28,17	28,52	17,12
	101,6	25,65	25,835	25,99	27,53	27,65	28,1	16,68
Потужність насосного устаткування при запомповуванні води у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, кВт	25,4	284,6	556,07	1435	738,5	1390	3384	372,4
	31,8	96,95	187,58	478,56	259,1	487,1	1185	129,5
	38,1	46,4	89,01	224,49	113,3	212,4	513,2	63,99
	44,5	39,61	75,83	190,6	61,21	114,7	275,5	56,09
	50,8	90,27	174,5	443,39	46,33	109,43	208,7	123
Потужність насосного устаткування при запомповуванні води у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, кВт	73	2,61	4,58	10,1	6,142	10,25	22,14	8,183
	88,9	1,36	2,65	6,2	4,727	8,042	17,72	6,778
	101,6	1,12	1,35	3,6	2,24	5,64	11,67	6,1

Аналіз результатів розрахунку характеристик процесу зворотного промивання піщаного корка водою, ГЕР і піною свідчить, що для всіх досліджених значень діаметрів КГТ і НКТ і витрат води, ГЕР і піни швидкість руху висхідного потоку рідини в промивальних трубах перевищує швидкість осідання твердих частинок у воді, ГЕР і піні. Швидкість руху висхідного потоку рідини в КГТ змінюється в межах 1,826 – 15,851 м/с і є набагато більша, ніж у НКТ (0,438 – 1,922 м/с).

При зворотному промиванні піщаного корка водою тривалість піднімання сферичних твердих частинок по КГТ змінюється в межах 2,782 – 27,92 хв, по НКТ – 26,293 – 263,98 хв, при промиванні ГЕР по КГТ – 2,737 – 23,971 хв, по НКТ – 22,762 – 103,2 хв, а при промиванні піною по КГТ – 4,329– 18,005 хв, по НКТ – 38,303 – 85,635 хв і є меншою, ніж при прямому промиванні піщаного корка.

Втрати тиску в стовбурі свердловини при запомповуванні води у кільцевий простір змінюється в межах 9,499-59,87 МПа, при запомповуванні ГЕР – 2,086 – 77,7 МПа, при запомповуванні піни – 8,43–18,24 МПа і є більшими при запомповуванні промивальних агентів у затрубний простір (для води – 0,054 – 1,576 МПа, для ГЕР – 0,103–1,715 МПа, для піни – 0,214 – 0,624).

Результати розрахунків свідчать, що при зворотному промиванні піщаного корка водою насос НПЦ-32 не можна використовувати за зовнішніх діаметрів КГТ 0,0254 і 0,0318 м за витрат води 0,0047 і 0,0058 м³/с; при промиванні піщаного корка ГЕР по кільцевому просторі всі діаметри КГТ і витрати ГЕР 0,0034; 0,0047 і 0,0058 м³/с, оскільки тиск на виході з насоса перевищує максимально допустимий тиск нагнітання.

Результати розрахунків свідчать, що насос НПЦ-32 не можна використовувати при зворотному промиванні піщаного корка водою: витрата води 0,0034 м³/с, зовнішні діаметри КГТ 0,0254 і 0,0318 м; всі діаметри КГТ за витрат рідини 0,0047 і 0,0058 м³/с; при зворотному промиванні піщаного корка ГЕР – витрата 0,0027 м³/с, зовнішні діаметри КГТ 0,0254; 0,0318 і 0,0381 м; всі діаметри КГТ за витрат ГЕР 0,0034; 0,0047 і 0,0058 м³/с; при зворотному промиванні піщаного корка піною – витрата піни 0,0037 м³/с, зовнішні діаметри КГТ 0,0254; 0,0318 і

0,0508 м, оскільки номінальна корисна потужність насоса становить 108 кВт, що є більшою за необхідну потужність.

При зворотному промиванні піщаного корка водою значення тиску на вибої свердловини під час роботи насоса НПЦ-32 змінюються в межах 25,65 – 84,8 МПа, при промиванні ГЕР 27,53 – 86,9 МПа; при промиванні піною 16,68 – 35,22 і є більшими, ніж при прямому промиванні піщаного корка водою (25,41– 86,2 МПа), ГЕР (27,11– 64,5 МПа) і піною (17,51 – 26,14 МПа).

Згідно з результатами розрахунків, при зворотному промиванні піщаного корка водою насос НПЦ-32 не можна використовувати у таких випадках: витрата води 0,0034 м³/с і зовнішні діаметри КГТ 0,0254 і 0,0318 м; всі діаметри КГТ за витрат води 0,047 і 0,058 м³/с у зв'язку з тим, що номінальна корисна потужність насоса становить 108 кВт і є більшою необхідної потужності для зворотного промивання свердловини. При зворотному промиванні піщаного корка ГЕР насос НПЦ-32 неможна використовувати у таких випадках: витрата ГЕР 0,0027 м³/с і зовнішній діаметр КГТ 0,0254 м; витрата ГЕР 0,0034 м³/с і зовнішні діаметри КГТ 0,0254; 0,0318 і 0,0508 м; всі діаметри КГТ за витрат 0,0047 і 0,0058 м³/с.

На основі отриманих результатів можна зробити висновок про те, що при зворотному промиванні піщаного корка водою, ГЕР і піною більш ефективним є запомповування промивальних агентів у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ – 0,062 м, для води – витрата 0,0034 м³/с, зовнішній діаметр КГТ – 0,0381 м, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини становить 11,324 хв; тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 – 41,35 МПа, потужність насосного устаткування, яка необхідна для зворотного промивання піщаного корка по КГТ – 89,01 кВт; для ГЕР – витрата 0,0027 м³/с, зовнішній діаметр КГТ 0,04445 м, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини 18,431 хв; тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 – 42,02 МПа, потужність насосного устаткування, яка необхідна для зворотного промивання піщаного корка по КГТ – 61,21 кВт; для піни – витрата 0,0037 м³/с, зовнішній діаметр КГТ 0,0381 м, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини 9,927 хв; тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПЦ-32 – 24,63 МПа, потужність насосного

устаткування, яка необхідна для зворотного промивання піщаного корка по КГТ – 63,99 кВт.

Таблиця 3.3 – Характеристики процесу прямого промивання піщаного корка на вибої свердловини газом за різних діаметрів труб і витратах газу

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ мм	Витрата газу, м ³ /с	
		Q ₁ =0,133	Q ₂ =0,15
Швидкість руху висхідного потоку газу у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, м/с	25,4	1,039	1,172
	31,8	1,173	1,323
	38,1	1,389	1,567
	44,45	1,783	2,011
	50,8	2,63	2,967
Швидкість руху висхідного потоку газу у кільцевому просторі при внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 152,3 мм і різних діаметрах НКТ, м/с	73	0,172	0,194
	88,9	0,191	0,215
	101,6	0,255	0,288
Швидкість осідання твердої фази, м/с		0,338	
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка кільцевим простором при внутрішньому діаметрі НКТ 62 мм і різних діаметрах КГТ, хв	25,4	58,80	42,65
	31,8	49,47	36,38
	38,1	39,39	29,44
	44,45	28,75	21,82
	50,8	18,18	14,02
Втрати тиску у стовбурі свердловини при прямому промиванні піщаного корка азотом по КГТ різного діаметра, МПа	25,4	2,09	2,357
	31,8	3,274	3,692
	38,1	5,727	6,458
	44,45	12,217	13,778
	50,8	18,644	19,247
Тиск на вибої свердловини при прямому промиванні піщаного корка по КГТ різного діаметра, МПа	25,4	20,873	20,938
	31,8	20,992	21,986
	38,1	21,164	21,385
	44,45	24,157	24,447
	50,8	26,438	26,965

Згідно з результатами розрахунків для розглянутих значень внутрішніх діаметрів НКТ 0,062; 0,0759; 0,0886 м, зовнішніх діаметрів КГТ 0,0254; 0,0318; 0,0381; 0,04445; 0,0508 м і витратах газу 0,133 і 0,15 м³/с забезпечується повне винесення розмитого піску по кільцевому простору НКТ-КГТ при нагнітанні газу по КГТ. При внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 0,132 м і при нагнітанні газу по НКТ винесення піску по затрубному простору забезпечується тільки при зовнішньому діаметрі НКТ 0,1016 м при витраті газу 0,133 м³/с і при зовнішніх діаметрах НКТ 0,0889 і 0,1016 м при витратах газу 0,15 м³/с. При внутрішньому діаметрі експлуатаційної колони 0,1523 м пісок по затрубному простору не виноситься, оскільки швидкість руху висхідного потоку газу у ньому є меншою швидкості осідання твердих частинок у газі (0,338 м/с).

Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по кільцевому і затрубному просторах при прямому промиванні свердловини газом змінюється в межах 14,02–2166,67 хв.

Ефективнішим є пряме промивання піщаного корка по КГТ, оскільки тривалість піднімання розмитого піску кільцевим простором змінюється в межах 14,02 – 58,8 хв і є значно менша ніж затрубним (2166,67 хв).

Більшими є втрати тиску в стовбурі свердловини при підніманні розмитого піску кільцевим простором між НКТ і КГТ, які змінюються в межах 2,09 – 19,247 МПа, і меншими є втрати тиску при підніманні розмитого піску затрубним простором між експлуатаційною колоною і НКТ 0,57 – 1,58 МПа.

Тиск на вибої свердловини при прямому промиванні піщаного корка азотом по НКТ змінюється в межах 7,5 – 8,4 МПа, по КГТ змінюється в межах 20,873 – 26,965 МПа і є більший від вибійного тиску при прямому промиванні піщаного корка піною.

На основі отриманих результатів можна зробити висновок про те, що при прямому промиванні піщаного корка азотом більш ефективним є запомповування азоту у КГТ з зовнішнім діаметром 0,0381 м, винесення піску із промивальним агентом відбувається по кільцевому простору між КГТ і НКТ з внутрішнім діаметром НКТ 0,062 м, витрата азоту – 0,15 м³/с, тривалість піднімання твердої

фази з вибою свердловини становить – 29,44 хв, тиск на вибої свердловини в процесі роботи насоса НПС-32 – 21,385 МПа.

Таблиця 3.4 – Характеристики процесу зворотного промивання піщаного корка на вибої свердловини газом за різних діаметрів труб і витратах газу

Параметри	Зовнішній діаметр КГТ, НКТ мм	Витрата газу, м ³ /с	
		Q ₁ =0,133	Q ₂ =0,15
1	2	3	4
Швидкість руху висхідного потоку газу у КГТ різного діаметру, м/с	25,4	7,27	8,199
	31,8	4,649	5,243
	38,1	3,208	3,618
	44,45	2,335	2,633
	50,8	1,799	2,029
Швидкість руху висхідного потоку газу у НКТ різного діаметру, м/с	73	0,882	0,994
	88,9	0,588	0,663
	101,6	0,432	0,487
Швидкість осідання твердої фази, м/с		0,338	
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по КГТ різного діаметру, хв	25,4	6,25	5,51
	31,8	10,05	8,83
	38,1	15,10	13,21
	44,45	21,70	18,88
	50,8	29,66	25,63
Тривалість піднімання розмитого піщаного корка по НКТ різного діаметру, хв	73	79,657	66,057
	88,9	173,333	146,893
	101,6	460,99	290,8
Втрати тиску у стовбурі свердловини при запомповуванні азоту у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, МПа	25,4	9,633	10,865
	31,8	5,735	6,467
	38,1	3,997	4,509
	44,45	3,321	3,745
	50,8	3,616	4,078

Кінець таблиці 3.4

1	2	3	4
Втрати тиску у стовбурі свердловини при запомповуванні азоту у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, МПа	73	0,615	0,693
	88,9	0,397	0,448
	101,6	0,105	0,238
Тиск на вибої свердловини при запомповуванні азоту у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 62 мм, МПа	25,4	25,225	25,205
	31,8	24,971	24,792
	38,1	24,592	24,402
	44,45	24,234	24,027
	50,8	23,844	23,644
Тиск на вибої свердловини при запомповуванні азоту у затрубний простір з внутрішнім діаметром експлуатаційної колони 152,3 мм, МПа	73	15,239	15,245
	88,9	15,235	15,231
	101,6	15,23	15,22

Аналіз результатів розрахунку характеристик процесу зворотного промивання піщаного корка азотом свідчить, що для всіх досліджених значень діаметрів КГТ і НКТ і витрат азоту швидкість піднімання розмитого піску в промивальних трубах перевищує швидкість осідання твердих частинок у газі.

Швидкість руху висхідного потоку газу в КГТ змінюється в межах 1,799 – 8,199 м/с і є набагато більша, ніж у НКТ (0,432 – 0,994 м/с).

При зворотному промиванні піщаного корка азотом тривалість піднімання сферичних твердих частинок по КГТ змінюється в межах 5,51 – 29,66 хв, по НКТ – 66,057 – 460,99 хв і є меншою, ніж при прямому промиванні піщаного корка.

Згідно з результатами досліджень, при зворотному промиванні піщаного корка азотом тиск на вибої свердловини змінюється в межах 15,22 – 25,225 МПа, втрати тиску у стовбурі свердловини – 0,105 – 10,865 МПа.

На основі отриманих результатів можна зробити висновок про те, що при зворотному промиванні піщаного корка азотом більш ефективним є запомповування азоту у кільцевий простір з внутрішнім діаметром НКТ 0,062 м і зовнішнім

діаметром КГТ 0,0381 м з витратою 0,133 м³/с, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини 15,21 хв, тиск на вибої свердловини 15,21 МПа.

При промиванні піщаних корків ГЕР, порівняно з водою при однакових витратах промивальних рідин, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини є меншою для ГЕР, але є більшими значення тисків на вибої свердловини і на виході з насоса. Результати виконаних досліджень свідчать, що найменші значення вибійних тисків є при промиванні піною. До основних недоліків використання води як промивального агента на виснажених родовищах відноситься надходження значних об'ємів води в пласт, що призводить до зниження продуктивності свердловини. Після ліквідації піщаних корків свердловини переважно працюють з нижчими дебітами газу, ніж до проведення ремонтних робіт, і потрібний тривалий час для відновлення попереднього дебіту газу.

За результатами виконаних досліджень промивання піщаного корка на вибої свердловини з використанням колони гнучких труб (КГТ), опущених всередину колони насосно-компресорних труб (НКТ) більш ефективним є пряме промивання, при якому досягаються менші значення вибійного тиску, тому у процесі ліквідації піщаного корка на вибої свердловини менша кількість промивального агента може поглинатися пластом. При зворотному промиванні піщаного корка більші швидкості руху висхідного потоку промивального агента з піском і відповідно менша тривалість процесу, проте більший вибійний тиск і може мати місце заклинення твердою фазою частини колони гнучких труб, яка знаходиться на барабані.

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; тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 28,204 хв; для ГЕР – витрата 0,0027 м³/с, внутрішній діаметр КГТ – 0,0325 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 18,431 хв; для газоподібних агентів – витрата 0,133 м³/с, внутрішній діаметр КГТ – 0,0381 м, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м, тривалість піднімання твердої фази з вибою

свердловини – 28,75 хв; для піни – витрата $0,0037 \text{ м}^3/\text{с}$, внутрішній діаметр КГТ – $0,0325 \text{ м}$, внутрішній діаметр НКТ – $0,062 \text{ м}$, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 23,113 хв.

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. Дещо вищі значення тиску на вибої свердловини отримані при застосуванні газоподібного промивального агента, що створює умови для поглинання його пластом, але в процесі подальшого освоєння свердловини газоподібний агент повністю витісняється із пласта.

3.2 Дослідження впливу діаметра стовбура свердловини в зоні газоносного пласта на продуктивну характеристику свердловини

3.2.1 Розрахункова схема свердловини з вибоєм різного діаметра. Основні розрахункові формули і залежності

Аналіз результатів експлуатації свердловин на родовищах нафти і газу України свідчить, що абсолютна більшість з них відноситься до низькодебітного фонду [129].

Одним з напрямків науково-технічного прогресу в нафтогазовій галузі є буріння свердловин великого діаметра як спосіб збільшення дебіту і зменшення депресії на пласт, що особливо важливо для нестійких колекторів. Однак буріння свердловин великого діаметра вимагає значних капітальних вкладень.

Для малodeбітних свердловин достатньо розширити їх стовбур в інтервалі продуктивного пласта на стадії освоєння після буріння (рис. 3.2) або при капітальному ремонті у пластах різного літологічного складу і структури фільтраційних каналів [32].

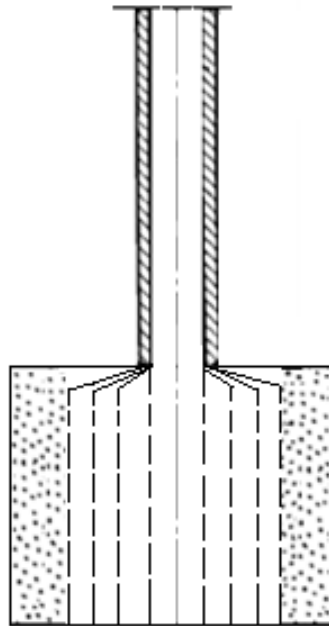


Рисунок 3.2 – Схема свердловини з розширеним стовбуром

Розширення діаметра стовбура свердловини в основному рекомендують проводити для видалення закольматованої привибійної зони, розширення існуючих каналів фільтрації, утворення нових горизонтальних тріщин, для створення гравійних фільтрів у свердловинах з відкритим вибоєм [174].

У. Л. Пенберті [167] провів промислові дослідження ефективності створення гравійних фільтрів різними способами. За результатами досліджень продуктивність свердловин з гравійним фільтром у необсадженому стовбурі значно вища, ніж у свердловинах, в яких гравій знаходиться в колоні і за перфорованими отворами (більший діаметр вертикального прохідного каналу стовбура в межах продуктивного пласта, усувається вплив перфораційних отворів на приплив рідини і газу).

Однією з причин недостатньої ефективності намівних гравійних фільтрів у відкритому стовбурі свердловини є необґрунтований вибір розміру розширеного стовбура в інтервалі продуктивного пласта.

Теоретичні основи оцінки ефективності збільшення діаметра стовбура свердловини розглянуто у роботах [32, 132], але у цих роботах не обґрунтовано оптимальні значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта для низькодебітних, малодобітних,

середньодебітних і високодебітних свердловин. Для дослідження впливу збільшення діаметра стовбура на продуктивність газових свердловин проведено додаткові дослідження.

Проведемо кількісну оцінку способу збільшення діаметра вертикальних газових свердловин на їх продуктивність.

Свердловини експлуатуються на технологічному режимі з постійним градієнтом тиску, який рівний критичному значенню.

Визначимо зміну дебіту свердловини, депресії на пласт і градієнта тиску на стінці свердловини при розширенні стовбура в інтервалі продуктивного пласта в n разів.

Закон Дарсі при фільтрації газу до вибою свердловини переважно порушується, особливо за великих дебітів газу. Тому у дослідженнях використовуємо рівняння припливу газу до вибою свердловини за нелінійного закону фільтрації, яке має вигляд:

$$\Delta p^2 = Aq + Bq^2, \quad (3.20)$$

де
$$\Delta p^2 = p_{пл}^2 - p_{виб}^2, \quad (3.21)$$

A і B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта, які для гідродинамічно недосконалої свердловини визначають за формулами:

$$A = \frac{\mu_{сер} z_{сер} p_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left(\ln \frac{R_{к}}{r_{с}} + c_1 + c_2 \right), \quad (3.22)$$

$$B = \frac{\rho_z^{ст.у} z_{сер} p_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 l' T_{ст}} \left(\frac{1}{r_{с}} - \frac{1}{R_{к}} + c_3 + c_4 \right), \quad (3.23)$$

$$\mu_{сер} = \frac{\mu(p_{пл}) + \mu(p_{виб})}{2}, \quad (3.24)$$

$$z_{сер} = \frac{z(p_{пл}) + z(p_{виб})}{2},$$

k – коефіцієнт проникності пласта, м²;

h – товщина пласта, м;

R_k – радіус контуру живлення (радіус зони дренування свердловини), м;

r_c – радіус свердловини за долотом, м;

$\mu_{сер}$ – середнє значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу в зоні дренування свердловини, Па·с;

$z_{сер}$ – середнє значення коефіцієнта стисливості газу в зоні дренування свердловини;

$z(p_{пл}), z(p_{виб}), \mu(p_{пл}), \mu(p_{виб})$ – відповідно коефіцієнт стисливості і динамічний коефіцієнт в'язкості газу за пластової температури $T_{пл}$, пластового $p_{пл}$ та вибійного $p_{виб}$ тисків;

C_1, C_2, C_3, C_4 – коефіцієнти, які враховують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пласта. За відкритого вибою і розкритого свердловиною продуктивного пласта на всю товщину коефіцієнти C_1, C_2, C_3, C_4 дорівнюють нулю.

Оскільки $R_k \gg r_c$, то значенням $\frac{1}{R_k}$ у формулі (3.23) можна знехтувати.

При збільшенні діаметра стовбура свердловини у n разів в інтервалі продуктивного пласта, необсадженого експлуатаційною колоною, формули для визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B матимуть наступний вигляд:

$$A_1 = \frac{\mu z p_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} - \ln n \right), \quad (3.25)$$

$$B_1 = \frac{\rho_{ст} z p_{ат} T_{пл}}{2\pi^2 h^2 l' T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c \cdot n} \right). \quad (3.26)$$

Ступінь зміни коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B дорівнює:

$$\delta_A = \frac{A_l}{A} = l - \frac{\ln n}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (3.27)$$

$$\delta_B = \frac{B_l}{B} = \frac{l}{n}. \quad (3.28)$$

Рівняння припливу газу до вибою свердловини збільшеного діаметра при постійному дебіті газу має вигляд:

$$\Delta p_1^2 = A_1 q + B_1 q^2 \quad (3.29)$$

або

$$\Delta p_1^2 = \delta_A \cdot A q + \delta_B B q^2, \quad (3.30)$$

де

$$\Delta p_1^2 = p_{nl}^2 - p_{виб1}^2. \quad (3.31)$$

Депресію на пласт можна визначити за формулами:

$$\Delta p = p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - \Delta p^2}, \quad (3.32)$$

$$\Delta p_1 = p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - \Delta p_1^2}. \quad (3.33)$$

Ступінь зміни депресії на пласт при постійному дебіті газу дорівнює:

$$\delta_{\Delta p} = \frac{\Delta p_1}{\Delta p} = \frac{p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - (A \delta_A q + B \delta_B q^2)}}{p_{nl} - \sqrt{p_{nl}^2 - (A q + B q^2)}}. \quad (3.34)$$

Дебіт газової свердловини за постійної депресії на пласт дорівнює:

$$q = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{\Delta p^2}{B}}, \quad (3.35)$$

$$q_1 = -\frac{A \delta_A}{2B \delta_B} + \sqrt{\left(\frac{A \delta_A}{2B \delta_B}\right)^2 + \frac{\Delta p^2}{B \delta_B}}. \quad (3.36)$$

Ступінь зміни дебіту свердловини при збільшенні діаметра стовбура дорівнює:

$$\delta_q = \frac{q_1}{q} = \left[\frac{-A\delta_A + \sqrt{A^2\delta_A^2 + 4B\delta_B\Delta p^2}}{-A + \sqrt{A^2 + 4B\Delta p^2}} \right] \frac{1}{\delta_B}. \quad (3.37)$$

Градiєнт тиску визначають за формулою:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} v + \frac{\rho}{l'} v^2. \quad (3.38)$$

Попередньо запишемо:

$$\rho = \rho_{cm} \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{am} \cdot T}, \quad v = \frac{q}{F} = \frac{q_M}{\rho F} = \frac{q_o \rho_{cm}}{\rho_{cm} \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{am} \cdot T} 2\pi r h} = \frac{q_o z \cdot p_{am} \cdot T}{p \cdot T_{cm} \cdot 2\pi r h}. \quad (3.39)$$

Враховуючи, що максимальне значення градиєнта тиску є на стінці свердловини, швидкість фільтрації має вигляд:

$$v = \frac{q_o z \cdot p_{am} \cdot T}{2\pi r_c h \cdot p \cdot T_{cm}}. \quad (3.40)$$

Підставляючи ρ і v у рівняння (3.67), отримаємо:

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu}{k} \frac{q_o z p_{am} T}{2\pi r_c h p T_{cm}} + \frac{\rho_o}{l'} \frac{q_o^2 z p_{am} T}{4\pi^2 r_c^2 h^2 p T_{cm}}. \quad (3.41)$$

При збільшенні діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта в n разів зменшення градиєнта тиску становитиме:

$$\left(\frac{dp}{dr} \right)_1 = \frac{\mu}{k} \frac{q_o z p_{am} T}{2\pi r_c n h p T_{cm}} + \frac{\rho_o}{l'} \frac{q_o^2 z p_{am} T}{4\pi^2 r_c^2 n^2 h^2 p T_{cm}}. \quad (3.42)$$

Ступінь зміни градиєнта тиску:

$$\delta_{grad p} = \frac{\left(\frac{dp}{dr} \right)_1}{\frac{dp}{dr}} = \frac{2\mu\pi r_c n h l' + \rho_{cm} q_o k}{\left(2\mu\pi r_c h l' + \rho_{cm} q_o k \right) n^2}. \quad (3.43)$$

За робочим дебітом видобувні газові свердловини поділяють на п'ять груп [132]:

низькодебітні, з дебітом $q_2 \leq 25$ тис.м³/д,

малодебітні, з дебітом $25 < q_2 \leq 100$ тис.м³/д,

середньодебітні, з дебітом $100 < q_2 \leq 500$ тис.м³/д,

високодебітні, з дебітом $500 < q_2 \leq 1000$ тис.м³/д,

надвисокодебітні, з дебітом $q_2 > 1000$ тис.м³/д.

3.2.2 Результати досліджень впливу діаметра стовбура свердловини в зоні газоносного пласта на її продуктивну характеристику

Дослідження впливу діаметра стовбура свердловини на її продуктивну характеристику виконано для наступних даних [80]: пластовий тиск $p_{пл} = 11$ МПа, радіус контуру живлення $R_k = 800$ м, радіус стовбура свердловини $r_c = 0,1$ м, коефіцієнт проникності пласта $k = 55,5 \cdot 10^{-15}$ м², пластова температура $T_{пл} = 325$ К, товщина пласта $h = 7$ м; відносна густина газу $\bar{\rho}_2 = 0,66$; дебіт газу $q_{21} = 25$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_1 = 0,15$ МПа; дебіт газу $q_{22} = 90$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_2 = 0,53$ МПа; дебіт газу $q_{23} = 250$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_3 = 1,6$ МПа; дебіт газу $q_{24} = 500$ тис.м³/д за депресії на пласт $\Delta p_4 = 3,7$ МПа. Дослідження виконано для різних значень кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в 1,5; 2; 2,5; 3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15 разів в інтервалі продуктивного пласта.

Результати досліджень зображено на рис. 3.3 – 3.6.

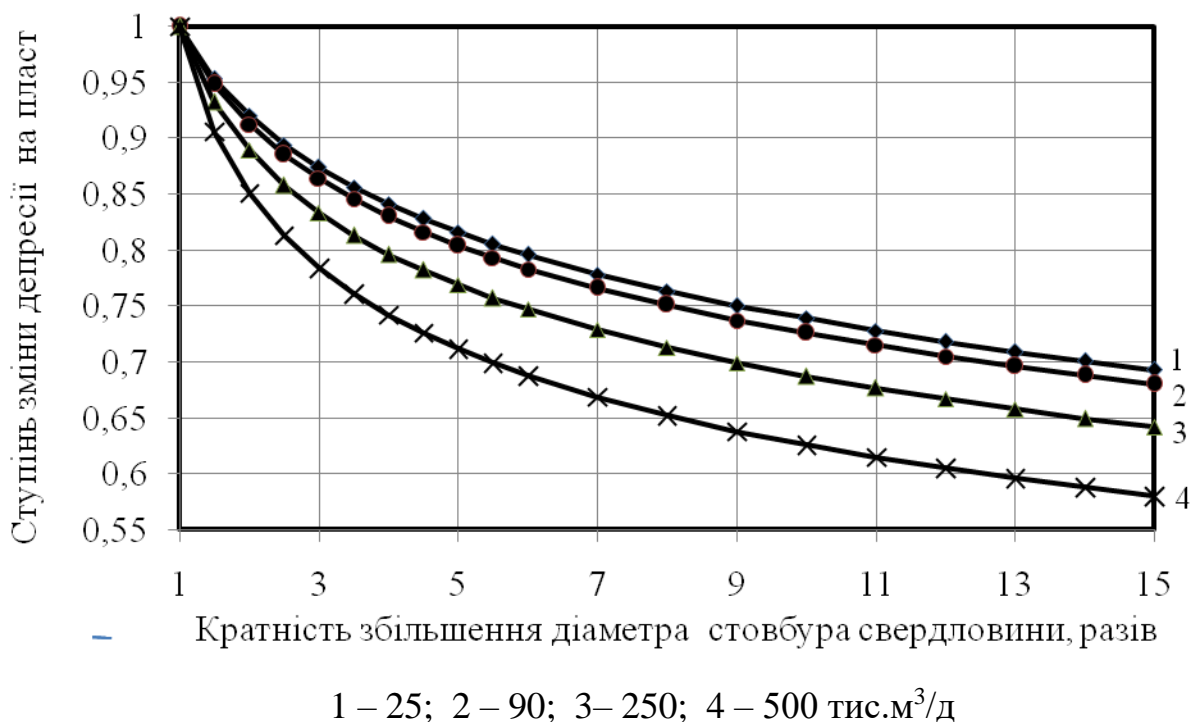


Рисунок 3.3 – Залежність ступеня зміни депресії на пласт $\delta_{\Delta p}$ від кратності збільшення діаметра стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

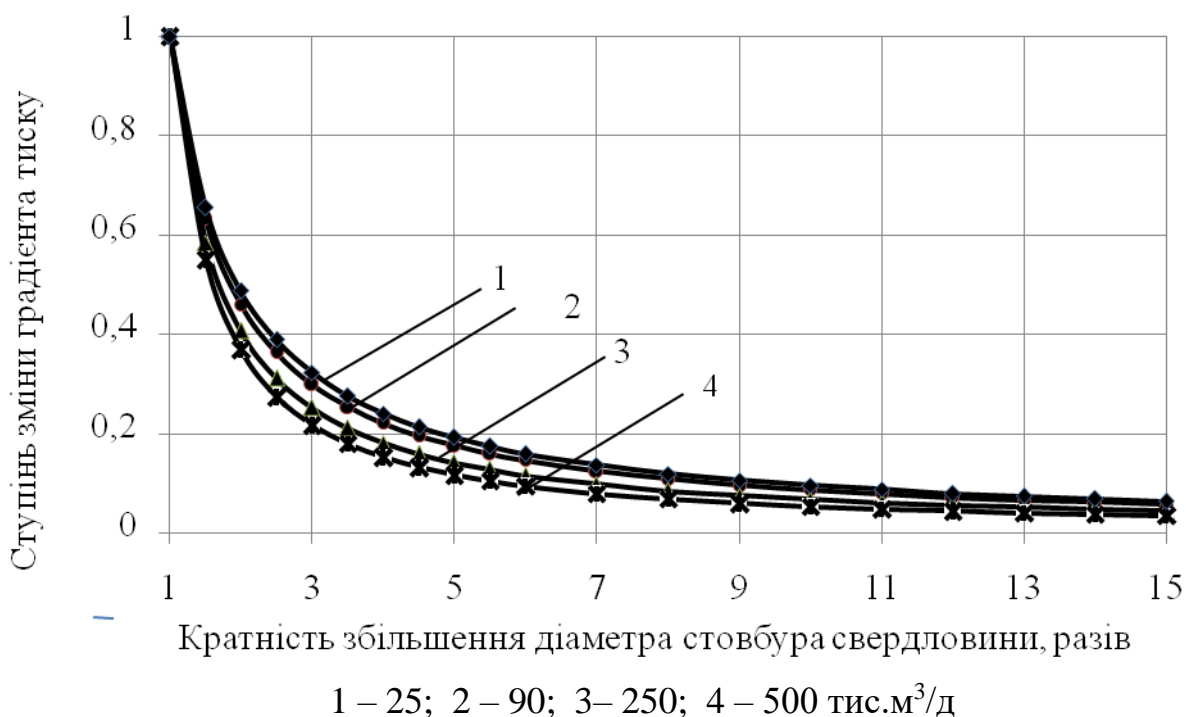


Рисунок 3.4 – Залежність ступеня зміни градієнта тиску $\delta_{grad p}$ від кратності збільшення діаметра стовбура свердловини за умови постійного вибійного тиску для кожного значення початкового дебіту газу

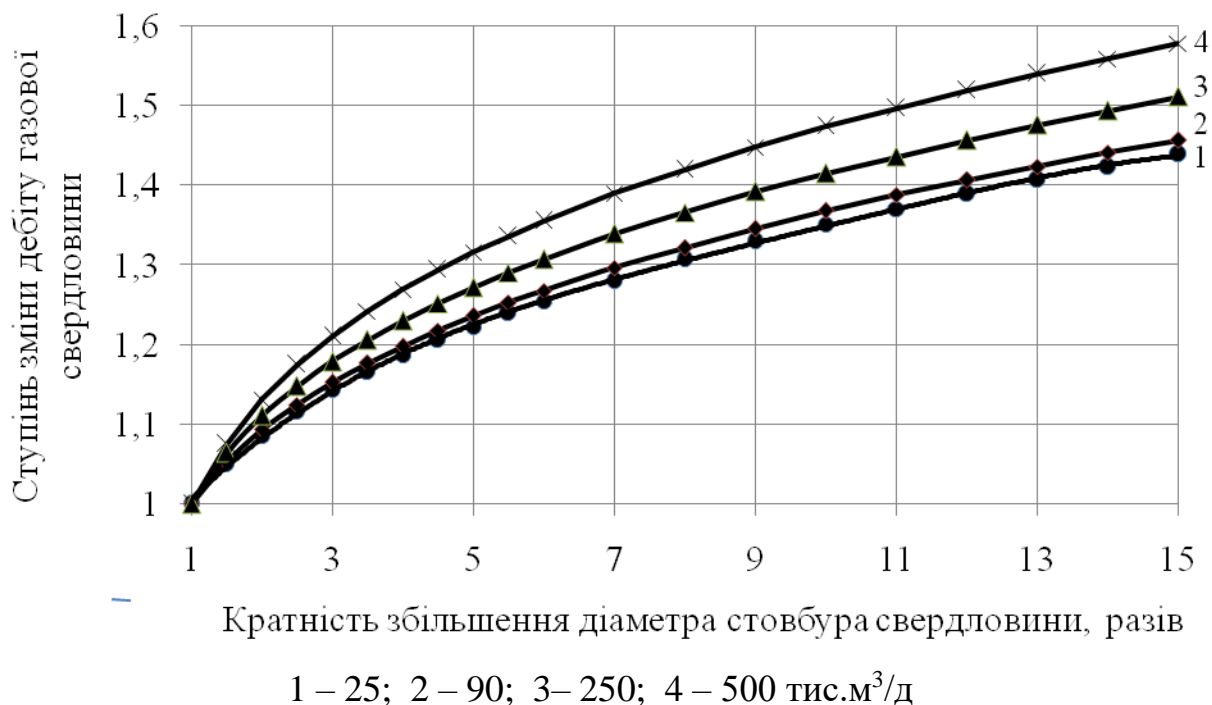


Рисунок 3.5 – Залежність ступеня зміни дебіту газу δ_q від кратності збільшення

діаметра стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

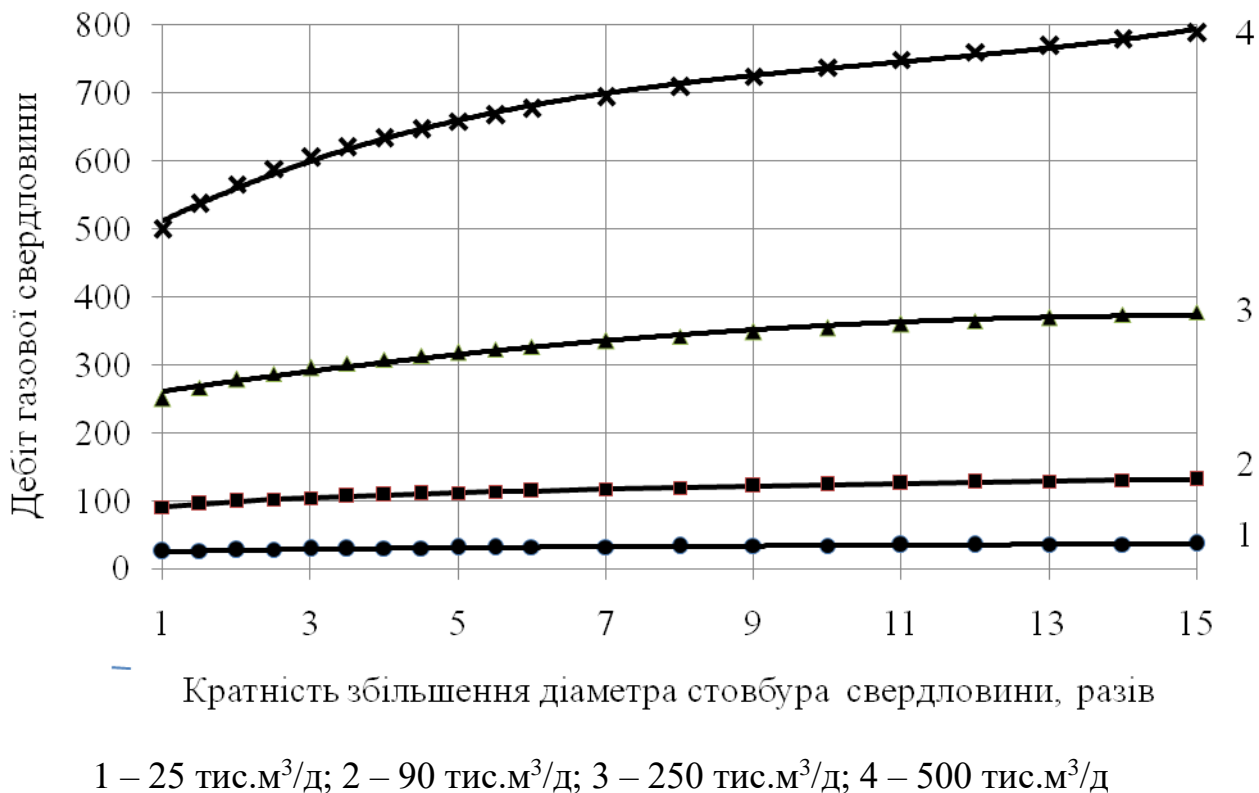


Рисунок 3.6 – Залежність дебіту газу від кратності збільшення діаметра стовбура свердловини для різних значень початкового дебіту газу

Згідно з результатами розрахунків для кожного з досліджених початкових значень дебіту газу і депресії на пласта із збільшенням діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта зменшуються коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони А і В і відповідно зменшуються депресія на пласт і градієнт тиску на стінці вибою свердловини і зростає дебіт газу (рис. 3.4 – 3.6).

Слід зазначити, що ефективність збільшення діаметра стовбура газових свердловин значно вища, ніж нафтових. Це зумовлено істотнішим проявом нелінійних фільтраційних опорів у газових свердловинах. У нафтових свердловинах зазвичай проявляється лінійний закон фільтрації Дарсі.

Зображені на рис. 3.4 – 3.6 графічні залежності поступово виположуються зі збільшенням діаметра стовбура свердловини.

Згідно з результатами розрахунків, депресія на пласт при збільшенні діаметра стовбура свердловини у 1,5 – 15 разів зменшується у таких межах: для низькодебітних свердловин – від 4,7 до 30,7 %; для малодебітних свердловин – від 5,2 до 32 %; для середньодебітних свердловин – від 6,8 – 35,8 %; для високодебітних свердловин – від 9,4 до 42 % (рис. 3.6).

При однаковій кратності збільшення діаметра стовбура свердловини ступінь зменшення депресії на пласт 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).

При збільшенні діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта у два рази градієнт тиску на стінці свердловини знижується на 51,3 – 54 % для низькодебітних і малодебітних свердловин і на 59,3 – 63,1% для середньодебітних і високодебітних свердловин, а при збільшенні діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта у шість разів градієнт тиску на стінці свердловини знижується на 84,1 – 85,5% для низькодебітних і малодебітних свердловин і на 88,5 – 90,6 % для середньодебітних і високодебітних свердловин (рис. 3.4).

Для всіх досліджених значень збільшеного діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта від 1,5 до 15 разів спостерігається тенденція зростання дебіту газу від 5 до 43,9% ($q=25$ тис.м³/д); від 5,3 до 45,7% ($q=90$ тис.м³/д); від 6,4 до 51,1% ($q=250$ тис.м³/д) і від 7,6 до 57,8% ($q=500$ тис.м³/д) (рис. 3.5). При збільшенні діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта дебіт газу зростає із збільшенням його початкового значення (рис. 3.6).

Оптимальне значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від ступеня зміни дебіту газу визначали одним із числових методів безумовної мінімізації – золотим перерізом.

Цей метод дає змогу визначити максимум унімодальної функції однієї змінної на заданому відрізку. В основу методу покладено принцип ділення відрізка в пропорціях золотого перерізу [42]. Для визначення оптимального значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта склали програму, написану в середовищі MatLab.

На рис. 3.7 зображено залежність оптимальної кратності збільшення діаметра стовбура свердловини від початкового дебіту газу.

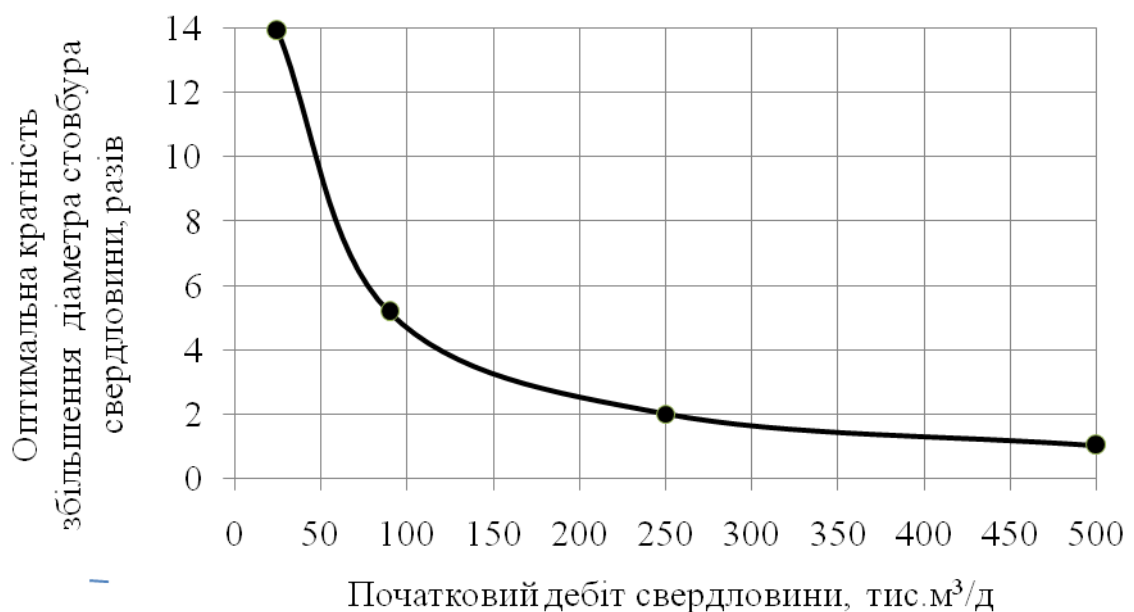


Рисунок 3.7 – Залежність оптимальної кратності збільшення діаметра стовбура свердловини від початкового дебіту газу

За результатами методу золотого перерізу кратність збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту газу для низькодебітної свердловини становить 13,92; для малодебітної свердловини – 5,176; для середньодебітної – 2,009; для високодебітної – 1,037.

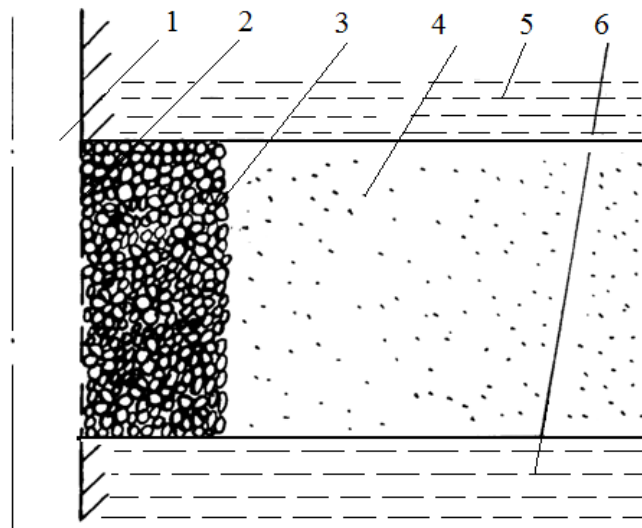
Наведеними оптимальними значеннями слід керуватись при розширенні стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта для створення гравійного фільтра у відкритому стовбурі. Для низькодебітної свердловини кратність збільшення діаметра стовбура свердловини в 13,92 рази є економічно недопустимою. Тому для низькодебітних свердловин слід обмежитись меншим економічно доцільним ступенем збільшення діаметра стовбура свердловини.

За результатами дослідження у свердловинах з відкритим вибоєм встановлено закономірності зміни депресії на пласт, градієнтатиску на стінці вибою і дебіту газу при збільшенні діаметра стовбура в інтервалі продуктивного пласта. Отримано оптимальні значення ступеня збільшення діаметра стовбура свердловини методом золотого перерізу, вище яких дебіт газу мало змінюється: для низькодебітних свердловин – в 13,92 рази, для малодебітних свердловин – в 5,176 рази; для середньодебітних свердловин – в 2,009 рази; для високодебітних свердловин – 1,037 рази.

3.3 Дослідження впливу розмірів і проникності штучно створеної присвердловинної зони пласта на продуктивну характеристику свердловини

3.3.1 Розрахункова схема свердловини зі штучно створеною приви́бійною зоною. Основні розрахункові формули і залежності

У промисловій практиці для боротьби з винесенням піску із пласта у свердловину широке застосування отримали гравійно-навивні фільтри [66]. Такий фільтр являє собою щільний фільтр-каркас, кільцевий простір між фільтром і пластом заповнюють гравієм (рис.3.8).



1 – свердловина; 2 – фільтр-каркас; 3 – гравійна набивка; 4 – пласт-колектор;
5, 6 – верхні і нижні непроникні породи

Рисунок 3.8 – Схема обладнання привибійної зони пласта гравійним фільтром

Гравій запомповують у привибійну зону пласта з такими цілями [66]:

- 1) припинення або обмеження поступлення піску із пласта у свердловину;
- 2) створення навколо свердловини зони підвищеної проникності;
- 3) кріплення відкритих стінок продуктивного пласта.

Однією з причин недостатньої ефективності гравійних фільтрів є необґрунтований вибір параметрів гравійної набивки. У науково-технічній літературі відсутні дослідження про вплив розмірів і проникності гравійної набивки на продуктивну характеристику свердловини, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

Розглянемо круговий пласт радіусом R_k з концентрично розміщеною свердловиною радіусом r_c , у привибійній зоні якої створено гравійну набивку радіусом R з іншим коефіцієнтом проникності k_2 , ніж коефіцієнт проникності продуктивного пласта k_1 (рис. 3.9). Межа поділу зон перпендикулярна до лінії течій [25]. Газ, який поступає із пласта в свердловину, послідовно рухається по пласту і проходить через гравійний фільтр.

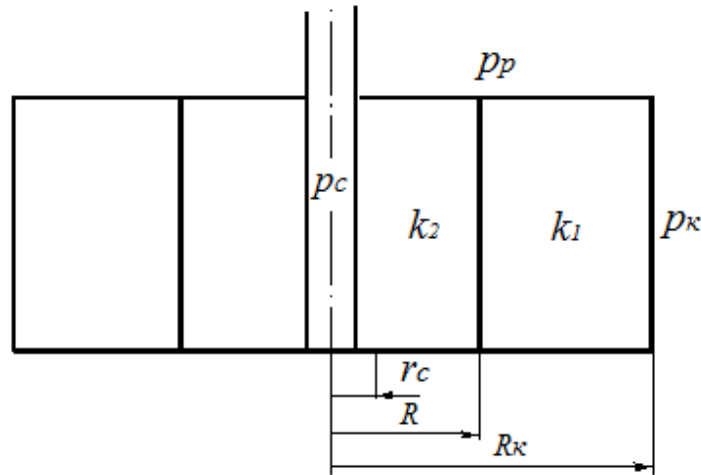


Рисунок 3.9 – Схема зонально-неоднорідного пласта з гравійною набивкою

Дебіт газової свердловини при фільтрації реального газу за законом Дарсі за відсутності гравійного фільтра визначають за формулою:

$$q_o = \frac{\pi \cdot k_1 \cdot h \cdot T_{cm} (p_{пл}^2 - p_{виб}^2)}{\mu_{сер} \cdot z_{сер} \cdot p_{ат} \cdot T_{пл} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} \right)}, \quad (3.44)$$

де k_1 – коефіцієнт проникності пласта;

q_o – дебіт газу за стандартних умов.

$q_o, м^3/с; k_1, м^2; h, R_k, r_c, м; p_{пл}, p_{виб}, p_{ат}, Па; T_{пл}, T_{cm}, К; \mu, Па \cdot с.$

$\mu_{сер}$ і $z_{сер}$ визначають за формулами (3.24).

Дебіт газової свердловини з гравійним фільтром визначають за формулою:

$$q_{грав} = \frac{\pi \cdot h \cdot T_{cm} (p_{пл}^2 - p_{виб}^2)}{\mu \cdot z \cdot p_{ат} \cdot T_{пл} \left(\frac{1}{k_2} \ln \frac{R}{r_c} + \frac{1}{k_1} \ln \frac{R_k}{R} \right)}, \quad (3.45)$$

де k_2 – коефіцієнт проникності зони навколо стовбура свердловини (проникність гравійної набивки), $м^2$;

R – радіус зони гравійної набивки (радіус зони з проникністю k_2), $м$.

Проникність зони пласта поблизу стінки свердловини k_2 з гравійною набивкою відрізняється від проникності решти пласта k_1 . Ця відмінність зумовлена

створенням навколо свердловини зони з підвищеною проникністю (гравійної набивки) для запобігання надходження піску із пласта у свердловину. Для оцінки впливу розміру і проникності привибійної зони з гравійною набивкою на дебіт свердловини порівнюємо дебіт газової свердловини з гравійним фільтром $q_{грав}$ з дебітом цієї ж свердловини q_0 , яка працює в аналогічних умовах, але без гравійного фільтра:

$$\frac{q_{грав}}{q_0} = \frac{\frac{1}{k_1} \ln \frac{R}{r_c}}{\frac{1}{k_1} \ln \frac{R}{R} + \frac{1}{k_2} \ln \frac{R}{r_c}} \quad (3.46)$$

або

$$\frac{q_{грав}}{q_0} = \frac{\ln \frac{R}{r_c}}{\ln \frac{R}{R} + \frac{1}{\alpha} \ln \frac{R}{r_c}}, \quad (3.47)$$

де

$$\alpha = \frac{k_2}{k_1},$$

α – відношення коефіцієнтів проникності гравійної набивки і продуктивного пласта.

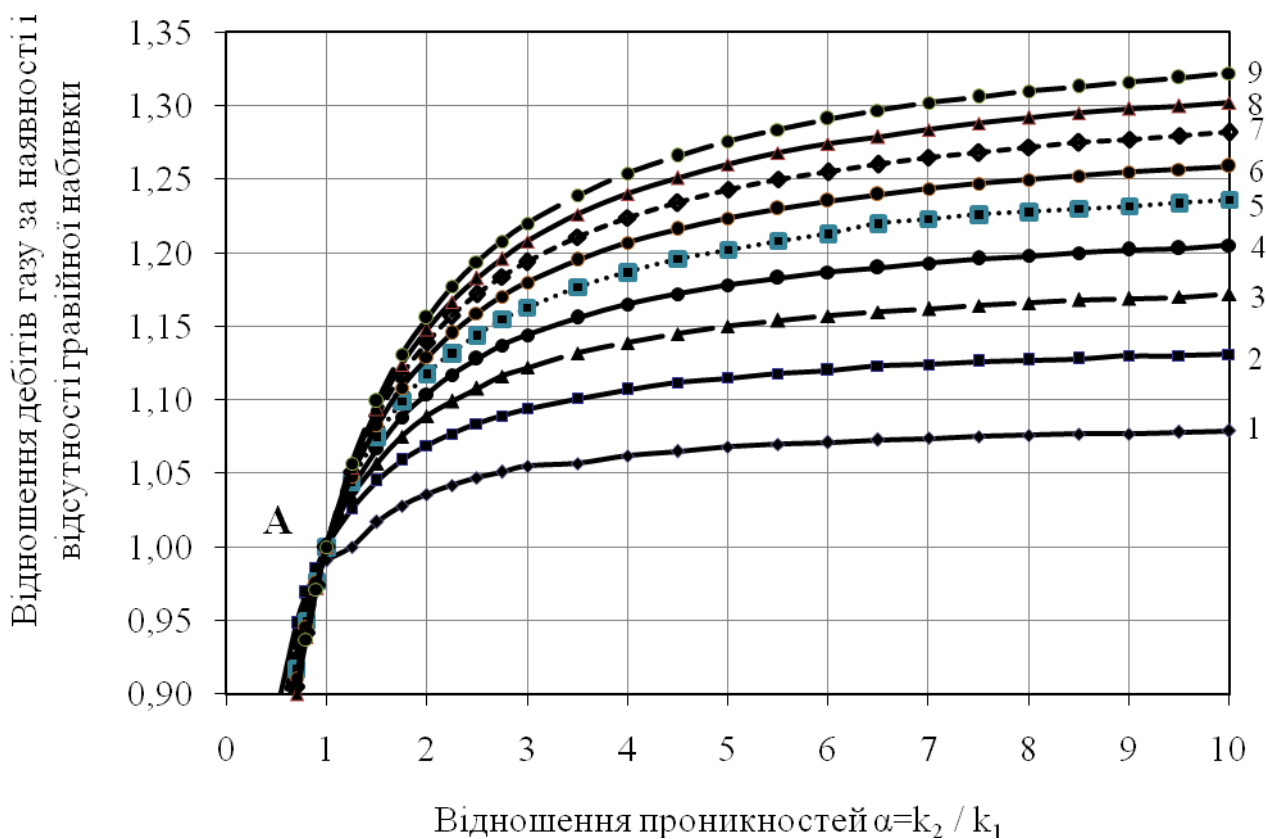
З використанням залежності (3.56) виконано розрахунки впливу на продуктивну характеристику свердловини співвідношення коефіцієнтів проникності гравійної набивки k_2 і продуктивного пласта k_1 ($\alpha = k_2 / k_1$) і радіуса гравійної набивки R .

3.3.2 Результати досліджень впливу розмірів і проникності штучно створеної привибійної зони на продуктивну характеристику свердловини

Дослідження виконано для таких значень параметрів: співвідношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта α – 0,1; 0,5; 0,7; 0,8; 0,9; 1; 1,25; 1,5; 1,75; 2; 2,25; 2,5; 2,75; 3; 3,5; 4; 4,5; 5; 5,5; 6; 6,5; 7; 7,5; 8; 8,5; 9; 9,5; 10; 12;

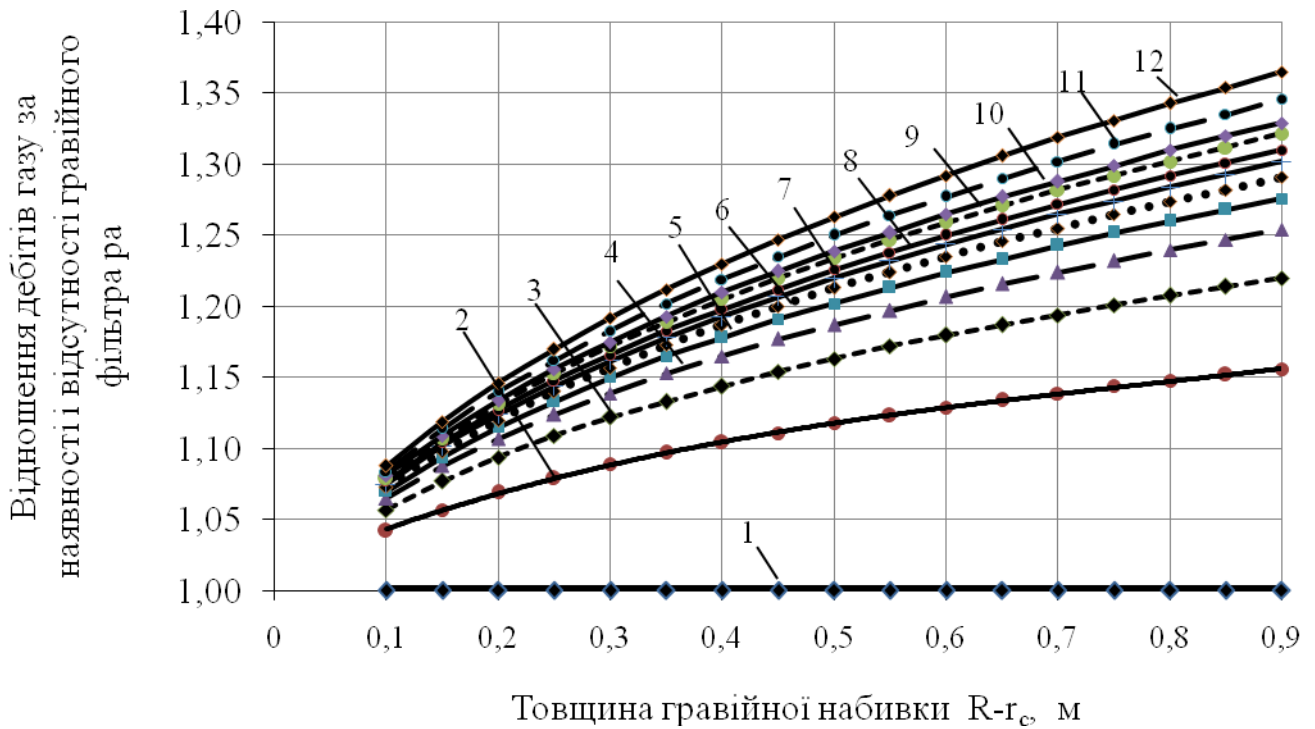
20; 100, товщина гравійної набивки $(R-r_c) - 0,1; 0,15; 0,2; 0,25; 0,3; 0,35; 0,4; 0,45; 0,5; 0,55; 0,6; 0,65; 0,7; 0,75; 0,8; 0,85; 0,9$ м; радіус гравійної набивки $R - 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1$ м; радіус контуру живлення $R_k = 500$ м [74].

Результати досліджень зображено на рис. 3.10 і 3.11 у вигляді відношення дебітів газу за наявності і відсутності гравійної набивки від відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта (рис. 3.10) і товщини гравійної набивки (рис. 3.11) для різних значень радіуса гравійної набивки (рис. 3.10) і співвідношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта (рис. 3.11).



1 – 0,2; 2 – 0,3; 3 – 0,4; 4 – 0,5; 5 – 0,6; 6 – 0,7; 7 – 0,8; 8 – 0,9; 9 – 1 м

Рисунок 3.10 – Залежності відношення дебітів газу $\frac{q_{грав}}{q_0}$ від відношення проникностей $(\alpha = k_2 / k_1)$ для різних значень радіуса зони гравійної набивки R



1 – 1; 2 – 2; 3 – 3; 4 – 4; 5 – 5; 6 – 6; 7 – 7; 8 – 8; 9 – 10; 10 – 12; 11 – 20; 12 – 100

Рисунок 3.11 – Залежності відношення дебітів газу $\frac{q_{зрав}}{q_o}$ від товщини гравійного фільтра для різних значень відношень проникностей $(\alpha = k_2 / k_1)$

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить, що дебіт газової свердловини з гравійним фільтром зростає зі збільшенням його товщини і проникності (рис. 3.10 і 3.11).

Точка А на рис. 3.10 відповідає умові рівності проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта. При значеннях проникності гравійної набивки, менших проникності пласта, дебіт газу різко зменшується. Така ситуація може мати місце при закупорюванні гравійного фільтра частинками твердої фази, що виносяться потоком газу із пласта, або складниками технологічних рідин, які застосовують при ремонті свердловин, тому в процесі експлуатації і ремонту свердловин дуже важливо запобігти забрудненню гравійного фільтра сторонніми інгредієнтами.

Графічні залежності на рис. 3.10 і 3.11 поступово виположуються зі збільшенням відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта та

товщини (радіуса) гравійної набивки. За результатами статистичної обробки розрахункових даних методом найменших квадратів для інтервалу зміни товщини гравійної набивки від 0,1 до 0,9 м значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта змінюється від 2,273 до 2,47, оптимальне значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта, вище якого дебіт газу мало змінюється, становить 2,4.

Аналіз графічної залежності (рис. 3.11) свідчить, що дебіт газу зростає зі збільшенням товщини гравійної набивки в розглянутому інтервалі її зміни до 0,9 м.

За результатами статистичної обробки розрахункових даних методом найменших квадратів, оптимальне значення товщини гравійної набивки становить 0,4 м.

Цим співвідношенням слід керуватись при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійного фільтра стосовно умов конкретного пласта-колектора.

Отже, результати виконаних досліджень свідчать, що дебіт свердловини з гравійним фільтром зростає зі збільшенням його розміру і проникності. Найістотніше дебіт газу зростає зі збільшенням відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта до 3-х разів, а після 20-ти кратного збільшення відношення проникностей майже не змінюється. За результатами статистичної обробки розрахункових даних методом найменших квадратів визначено оптимальне значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта, вище якого дебіт газу мало змінюється, становить 2,39. Зі збільшенням товщини гравійної набивки дебіт газу поступово зростає, проте створення гравійної набивки великої товщини є технологічно складним і економічно витратним, тому його товщину слід вибирати такою, щоб в процесі експлуатації свердловин градієнт тиску на зовнішній межі гравійної набивки був меншим від критичного градієнта тиску для руйнування породи.

Висновки до третього розділу

За результатами теоретичних досліджень впливу характеристик привибійної зони пласта на продуктивність свердловин отримано такі результати:

1. За результатами теоретичних досліджень промивання піщаного корка у свердловинах різними промивальними агентами обґрунтовано раціональне співвідношення діаметрів насосно-компресорних труб, колони гнучких труб і витрати промивального агента. За результатами дослідження найбільш ефективним способом ліквідації піщаного корка на вибої свердловини є пряме промивання при запомповуванні промивальних агентів у колону гнучких труб (КГТ). Для умов розглянутого у роботі прикладу при застосуванні НКТ із внутрішнім діаметром 0,062 м, внутрішній діаметр КГТ для різних промивальних агентів становить: вода – 0,0325 м, за витрати води 0,0034 м³/с, гідрофобно-емульсійний розчин (ГЕР) – 0,0325 м, за витрати ГЕР 0,0027 м³/с, для газоподібних агентів (азоту) – 0,0381 м, за витрати азоту 0,133 м³/с.

2. За результатами дослідження у свердловинах з відкритим вибоєм встановлено закономірності зміни депресії на пласт, градієнта тиску на стінці вибою і дебіту газу при збільшенні діаметра стовбура в інтервалі продуктивного пласта і обґрунтовано оптимальне значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини залежно від початкового дебіту газу з використанням числового методу безумовної мінімізації – методу золотого перерізу, при якому запобігається руйнування нестійких порід-колекторів. За результатами дослідження кратність збільшення діаметра стовбура свердловини, вище яких дебіт газу мало змінюється, становить: для низькодебітних свердловин – 13,92 разів, для малодебітних свердловин – 5,176 разів; для середньодебітних свердловин – 2,009 разів; для високодебітних свердловин – 1,037 разів. Кратність збільшення діаметра стовбура свердловини в 13,92 разів для низькодебітної свердловини є економічно недоцільною і технологічно неможливою, тому необхідно обмежитись меншим економічно доцільним і здійсненим ступенем збільшення діаметра стовбура свердловини.

3. 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. Згідно результатів 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.

РОЗДІЛ 4

УДОСКОНАЛЕННЯ І РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЙ І ТЕХНІЧНИХ ПРИБОРІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН З НЕСТІЙКИМИ КОЛЕКТОРАМИ

Наведені у попередніх розділах результати експериментальних і теоретичних досліджень дозволяють розробити удосконалені технології інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами та технічні пристрої для їх реалізації і рекомендації щодо практичного використання результатів дисертаційної роботи.

4.1 Розроблення рекомендацій з попередження скупчення твердої фази на вибої свердловини і ліквідації піщаних корків у свердловинах з нестійкими колекторами

4.1.1 Вибір технологічного режиму експлуатації свердловин і конструктивних розмірів насосно-компресорних труб для винесення з вибою частинок твердої фази потоком газу

Згідно з результатами виконаних експериментальних досліджень, які наведено у підрозділі 2.1.2, для винесення частинок твердої фази з вибою свердловини необхідна певна швидкість руху газового потоку на вході в НКТ, яка залежить від діаметра частинок. За результатами досліджень в межах зміни діаметра частинок від 0,1 до 1 мм необхідна швидкість руху газового потоку змінюється від 0,985 до 10,2 м/с.

Необхідну швидкість руху газового потоку на вході в НКТ можна забезпечити вибором конструктивних розмірів НКТ (діаметра і глибини опускання) і технологічних параметрів роботи свердловини (тиску на усті).

При наявності піску у пластовій продукції необхідно уточнити діаметр НКТ (у сторону зменшення) і опустити башмак НКТ до нижніх отворів інтервалу перфорації. Необхідно, за можливістю, зменшити устьовий тиск, що дозволить

зменшити вибійний тиск. У результаті збільшується дебіт газу, що припливає із пласта у свердловину, і зросте об'єм газу за вибійних умов внаслідок його розширення, що призведе до збільшення швидкості руху газу на вході в НКТ.

Критичну швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{кр}$ можна визначити за значенням діаметра частинок твердої фази за отриманою нами формулою (2.1). Необхідну (оптимальну) швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{опт}$ слід приймати на 20 % вищою за критичну швидкість $W_{опт} = 1,2W_{кр}$. За значенням $W_{опт}$ визначають внутрішній діаметр НКТ з формули для швидкості руху газу на вході в НКТ:

$$W_{опт} = \frac{q_2 \cdot z_{виб} \cdot p_{атм} \cdot T_{виб}}{p_{виб} \cdot T_{ст} \cdot 0,785 d_{вн}^2 \cdot 86,4}, \quad (4.1)$$

де q_2 – дебіт газу за стандартних умов;

$p_{атм}$, $p_{виб}$ – відповідно атмосферний і вибійний тиски;

$T_{ст}$, $T_{виб}$ – відповідна стандартна і вибійна температури;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ;

$z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу за $p_{виб}$, $T_{виб}$.

q_2 , тис.м³/доб; $p_{атм}$, $p_{виб}$, МПа; $T_{ст}$, $T_{виб}$, К; $d_{вн}$, м; $W_{опт}$, м/с.

З формули (4.1) визначають внутрішній діаметр НКТ. Значення дебіту газу q_2 і вибійного тиску $p_{виб}$ для заданого значення устьового тиску p_y отримують із формули при спільному розв'язку двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і формули Г.А. Адамова для руху газу у вертикальних трубах свердловини [73]:

$$q = -\frac{A}{2(B+\Theta)} + \sqrt{\left[\frac{A}{2(B+\Theta)}\right]^2 + \frac{p_{пл}^2 - p_y^2 e^{2s}}{B+\Theta}}, \quad (4.2)$$

$$p_{виб} = \sqrt{p_y^2 \cdot e^{2s} + \Theta q^2}, \quad (4.3)$$

де s , Θ – комплексні параметри.

Значення дебіту газу q_2 і вибійного тиску $p_{виб}$ для заданого значення устьового тиску p_y знаходять з використанням методу послідовних наближень. Шляхом спільного розв'язку залежностей (4.1) – (4.3) знаходять практично прийнятні значення устьового тиску p_y і внутрішнього діаметра НКТ $d_{вн}$, при яких забезпечується необхідна швидкість руху газу на вході в НКТ $w_{онт}$ для винесення з вибою свердловини частинок твердої фази.

4.1.2 Вибір складу водних розчинів піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни для дозованого уведення в затрубний простір діючих свердловин з метою попередження скупчення твердої фази на вибої

Якщо неможливо за технічних умов забезпечити необхідну швидкість руху газу на вході в НКТ для винесення твердої фази з вибою на поверхню, то рекомендується застосовувати пінні системи для попередження скупчення частинок піску на вибої свердловини.

Для попередження скупчення на вибоях свердловин твердої фази, яка надходить із пласта, розроблено склад робочого агента (розчину), який рекомендується уводити у затрубний простір свердловини дозовано. Запропонований склад представляє собою водний розчин 1% мас піноутворюючих ПАР – стінолу або савенолу SWP і 0,5% мас стабілізатора піни – гуарової смоли. Такий розчин характеризується високими значеннями кратності і стійкості піни. Кратність піни водного розчину 1 % мас стінолу і 0,5% мас гуарової смоли за температур 20 °С, 40 °С і 60 °С становить відповідно 28,1; 28,67 і 30, а стійкість піни становить відповідно $11,67 \cdot 10^6$, $9,7 \cdot 10^6$ і $6,8 \cdot 10^6$ с/м³. Кратність піни водного розчину 1 % мас савенолу SWP і 0,5% мас гуарової смоли за температур 20 °С, 40 °С і 60 °С становить відповідно 27; 28,5 і 32, а стійкість піни $18,2 \cdot 10^6$, $16,3 \cdot 10^6$ і $13,6 \cdot 10^6$ с/м³.

Запропонований водний розчин 1% мас стінолу або савенолу SWP і 0,5% мас гуарової смоли з метою попередження накопичення твердої фази на вибої

запомповують у затрубний простір свердловини централізовано по інгібіторопроводах з установки комплексної підготовки газу, дозовано за допомогою присвердловинної установки типу «Лотос», періодично за допомогою пересувних насосних агрегатів. За відсутності інгібіторопроводів доцільно свердловини обладнати заводськими метанольними бачками або виготовленими безпосередньо на промислі (наприклад, із труб діаметром 0,3 м і ємністю близько 0,05 м³) і здійснювати із них за графіком запомповування запропонованого розчину ПАР у затрубний простір свердловини.

У разі дозованого подавання водних розчинів ПАР і стабілізатора піни у затрубний простір свердловини витрату робочого розчину ПАР q_{pp} , масову витрату піноутворюючої ПАР $m_{ПАР}$ та стабілізатора піни $m_{см}$ і витрату технічної води для приготування робочого розчину ПАР $q_{Т.В}$ визначають за формулами [73]:

$$q_{p.p} = \frac{(q_k \rho_k + q_v \rho_v) \cdot C_2}{\rho_{p.p} (C_1 - C_2)}, \quad (4.4)$$

$$m_{ПАР} = \frac{(q_{p.p} \cdot \rho_{p.p} + q_k \rho_k + q_v \rho_v) C_2'}{100 \cdot a'}, \quad (4.5)$$

$$m_{см} = \frac{(q_{p.p} \cdot \rho_{p.p} + q_k \rho_k + q_v \rho_v) C_2''}{100 \cdot a''}, \quad (4.6)$$

$$q_{Т.В} = \frac{q_{p.p} \cdot \rho_{p.p} - (m_{ПАР} + m_{см})}{\rho_{Т.В}}, \quad (4.7)$$

де

$$\rho_{p.p} = \frac{(m_{ПАР} + m_{см}) + q_{Т.В} \cdot \rho_{Т.В}}{q_{p.p}}, \quad (4.8)$$

$$q_k = \Phi_k \cdot q_2, \quad (4.9)$$

$$q_v = \Phi_v \cdot q_2, \quad (4.10)$$

$$C_1 = C_1' + C_1'', \quad (4.11)$$

$$C_2 = C_2' + C_2''. \quad (4.12)$$

q_2 – дебіт газу, тис.м³/доб;

$q_в, q_к$ – відповідно дебіт пластової води і конденсату, м³/доб;

$\Phi_в, \Phi_к$ – відповідно водний і конденсатний фактор, м³/м³;

$q_{p.p}$ – витрата робочого розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни, м³/доб;

$q_{Т.В}$ – витрата технічної води для приготування робочого розчину ПАР і стабілізатора піни, м³/доб;

$m_{ПАР}$ – масова витрата піноутворюючої ПАР, кг/доб;

$m_{ст}$ – масова витрата стабілізатора піни, кг/доб;

$\rho_к, \rho_в, \rho_{Т.В}$ – відповідно густина конденсату, пластової і технічної води, кг/м³;

$\rho_{p.p}$ – густина робочого розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни, кг/м³;

a', a'' – кількість активної маси піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни у товарному розчині, в частках одиниці;

C_2', C_2'' – масова концентрація відповідно піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни у спінюваній рідині, %;

C_1', C_1'' – масова концентрація відповідно піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни у робочому розчині, %;

C_1, C_2 – сумарна масова концентрація піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни відповідно у робочому розчині і спінюваній рідині, %.

$$C_2 = C_2' + C_2'' = 1 + 0,5 = 1,5\% \text{ мас.}$$

Значення $q_{pp}, m_{ПАР}$ і $q_{Т.В}$ знаходять з використанням методу послідовних наближень. У першому наближенні приймають $\rho_{p.p} = \rho_{Т.В}$, виконують розрахунки за формулами (4.4) – (4.7), потім визначають $\rho_{p.p}$ за формулою (4.8) і повторюють розрахунки з уточненням значення $\rho_{p.p}$ до отримання заданої точності у визначенні шуканих величин.

Для прикладу наведемо результати розрахунку витрати запропонованого водного розчину 1% мас піноутворюючої ПАР стінолу і 0,5% мас стабілізатора піни гуарової смоли при дозованій подачі з присвердловинного інгібіторного бачка у затрубний простір свердловини 36 Залужанського газового родовища, яка характеризується такими параметрами: дебіт газу – 15 тис.м³/доб; водний фактор – $30 \cdot 10^{-6}$ м³/м³; густина пластової води – 1020 кг/м³, глибина свердловини – 2234 м, інтервал перфорації – 2224,7–2234 м, колона НКТ з внутрішнім діаметром 62 мм опущена на глибину 2229 м, тиск на усті – 2,05 МПа.

За результатами розрахунків за формулами (4.4 – 4.12) масова витрата піноутворюючої ПАР стінолу становить 4,883 кг/д, масова витрата стабілізатора піни – гуарової смоли – 2,442 кг/д, витрата робочого розчину ПАР – 0,029м³/д, витрата технічної води – 0,022 м³/д.

4.1.3 Вибір складу водних розчинів піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни для очищення від твердої фази вибою свердловин пінами

За результатами лабораторних досліджень пропонується склад водного розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни для очищення від твердої фази вибою свердловин пінами. Особливість цього розчину полягає в тому, що в нього, крім піноутворюючої ПАР, ще додається запропонований нами новий стабілізатор піни – ксантанова смола, який раніше не використовувався. Робочий розчин хімічних речовин представляє собою водний розчин 1% мас піноутворюючої ПАР – стінолу і 0,5% мас стабілізатора піни – ксантанової смоли. Розчин такого складу запропоновано вперше. Він забезпечує утворення піни з високими піноутворюючими характеристиками: кратність піни за 20 °С досягає значення 28,33, за 40 °С – 29,35 а за 60 °С – 33,04. Згідно з результатами лабораторних досліджень піна вказаного складу є дуже стійкою і не руйнувалася протягом 10 хв.

Швидкість винесення частинок піску діаметром від 0,1 до 1 мм потоком піни запропонованого складу хімічних агентів змінюється від 0,017 до 0,064 м/с і є

меншою за необхідну швидкість руху газу для винесення частинок піску вказаного діаметра у 57 разів.

Технологія промивання піщаного корка піною запропонованого складу аналогічна технології промивання піщаного корка аерованою рідиною.

4.2 Обґрунтування діаметра насосно-компресорних труб і колони гнучких труб, витрати промивального агента для промивання піщаного корка на вибої свердловини

Згідно з результатами теоретичних досліджень, які наведено у підрозділі 3.1.2, для винесення частинок твердої фази з вибою свердловин необхідна певна швидкість руху промивального агента в промивальних трубах і затрубному просторі. Вона залежить від діаметрів експлуатаційної колони, НКТ і колони гнучких труб (КГТ), через які ведуться роботи, густини промивальної рідини, діаметра і густини твердих частинок і допустимої витрати запоповуваної промивальної рідини.

За результатами виконаних досліджень промивання піщаного корка на вибої свердловини з використанням колони гнучких труб (КГТ), опущених всередину колони насосно-компресорних труб (НКТ), більш ефективним є пряме промивання, при якому досягаються менші значення вибійного тиску, ніж при зворотному промиванні, тому у процесі ліквідації піщаного корка на вибої свердловини менша кількість промивального агента може поглинатися пластом. При зворотному промиванні піщаного корка більша швидкість руху висхідного потоку промивального агента з піском і відповідно менша тривалість процесу, проте більший вибійний тиск і може мати місце заклинення твердою фазою частини колони гнучких труб, яка знаходиться на барабані.

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 – $0,0034 \text{ м}^3/\text{с}$, внутрішній діаметр КГТ – $0,0325 \text{ м}$, внутрішній діаметр НКТ – $0,062 \text{ м}$;

тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 28,2 хв; для гідрофобно-емульсійного розчину (ГЕР) – витрата – $0,0027 \text{ м}^3/\text{с}$, внутрішній діаметр КГТ – $0,0325 \text{ м}$, внутрішній діаметр НКТ – $0,062 \text{ м}$, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 18,43 хв; для газоподібних агентів – витрата – $0,133 \text{ м}^3/\text{с}$, внутрішній діаметр КГТ – $0,0381 \text{ м}$, внутрішній діаметр НКТ – $0,062 \text{ м}$, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 28,75 хв; для піни – витрата – $0,0037 \text{ м}^3/\text{с}$, внутрішній діаметр КГТ – $0,0325 \text{ м}$, внутрішній діаметр НКТ – $0,062 \text{ м}$, тривалість піднімання твердої фази з вибою свердловини – 23,11 хв. При цьому вибійний тиск при прямому промиванні піщаного корка різними промивальними агентами становить: для води – 30,52 МПа, для ГЕР – 38,1 МПа, для газоподібного агента – 24,157 МПа, для піни – 20,91 МПа.

Найефективнішими промивальними агентами є азот і піна. Вони забезпечують менші тиски на вибої свердловини у процесі промивання піщаного корка, ніж вода і ГЕР. У разі поглинання азоту пластом у подальшому при освоєнні свердловини весь поглинутий азот виноситься із пласта, проте більш ефективним є застосування піни для промивання піщаного корка на вибої свердловини. Піна створює менший тиск на вибій, ніж азот і повніше очищує вибій від твердої фази в результаті зв'язування її у пінну систему. При цьому попереджається можливе осідання твердої фази на муфтових з'єднаннях труб і утворення “завислих” корків у затрубному (кільцевому) просторі при підніманні на поверхню промивального агента із піском.

4.3 Обґрунтування діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта з нестійкими породами

Експлуатація свердловин з нестійкими породами супроводжується руйнування привибійної зони пласта (ПЗП). Процес руйнування порід у ПЗП починається, коли при збільшенні дебіту газу (депресії на пласт) градієнт тиску на стінці вибою свердловини досягає критичного значення. З подальшим збільшенням дебіту газу радіус зони руйнування порід зростає. У дослідженнях ставилася задача, за якого

діаметра стовбура свердловини і дебіту газу не відбувається руйнування привибійної зони пласта.

За результатами виконаних теоретичних досліджень, які наведено у підрозділі 3.2.2, визначено оптимальне значення кратності збільшення діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта залежно від початкового дебіту свердловини (проникності газоносного пласта) з використанням числового методу безумовної мінімізації – методом золотого перерізу.

За результатами дослідження кратність збільшення діаметра стовбура свердловини, вище якого дебіт газу мало змінюється, становить: для низькодебітних свердловин – у 13,92 разів, для малодебітних свердловин – у 5,176 разів; для середньодебітних свердловин – у 2,009 разів; для високодебітних свердловин – у 1,037 разів.

Кратність збільшення діаметра стовбура свердловини в 13,92 разів для низькодебітної свердловини є економічно недоцільною і технологічно неможливою, тому необхідно обмежитись меншим економічно доцільним і технічно здійснимим ступенем збільшення діаметра стовбура свердловини.

Наведені оптимальні значення рекомендується враховувати при розширенні стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта з метою збільшення дебіту газу у нестійких породах при відсутності їх руйнування.

4.4 Технологія створення гравійної набивки у привибійній зоні свердловини

Розширення діаметра стовбура свердловини у нестійких продуктивних пластах з метою запобігання їх руйнування і збільшення дебіту газу не завжди економічно доцільно і є технологічно складним у виконанні. Крім того, при збільшенні діаметра стовбура свердловини в інтервалі продуктивного пласта у привибійній зоні утворюється пустота, яка буде поступово заповнюватися мулом і частинками породи, що може призвести до зворотного негативного результату від розширення стовбура свердловини. Ефективнішим і простішим у виконанні є

збільшення діаметра стовбура свердловини на меншу величину і створення у розширеному привибійному просторі гравійної набивки.

Згідно з результатами виконаних теоретичних досліджень впливу товщини і проникності штучно створеної у привибійній зоні пласта гравійної набивки на продуктивну характеристику свердловини, які наведено в підрозділі 3.3, дебіт газової свердловини з гравійною набивкою зростає зі збільшенням її товщини і проникності.

За результатами статистичної обробки результатів розрахунків методом найменших квадратів оптимальне значення відношення проникностей гравійної набивки і продуктивного пласта, вище якого дебіт газу мало змінюється, становить 2,4, а оптимальне значення товщини гравійної набивки – 0,4 м. Цими співвідношеннями рекомендується керуватись при виборі діаметра зерен гравію для створення гравійної набивки стосовно умов конкретного пласта-колектора і при виборі товщини гравійної набивки (шляхом розширення стовбура свердловини на задану величину).

У разі створення гравійного фільтра (набивки) у свердловинах з відкритим вибоєм з $\text{grad } p_{\text{пл}} < 10^{-2}$ МПа/м роботи проводять у такій послідовності [56].

1. Розширюють стовбур свердловини в інтервалі пласта-колектора.
2. Уточнюють за допомогою каверноміра діаметр розширеної частини стовбура.
3. Складають і опускають у свердловину на колоні НКТ вузол гравійного фільтра (замість вузла гравійного фільтра може застосовуватись металічний фільтр-каркас)
4. Ретельно промивають свердловину протягом 5-6 циклів.
5. Проводять монтаж, обв'язку наземного обладнання і намівання гравію по затрубному простору у зафільтровий простір (закінчення процесу намівання гравію встановлюють за різким збільшенням тиску нагнітання).
6. Промивають свердловину від залишків гравію до отримання на поверхні чистої води.

7. Оцінюють кількість намитого гравію і після опускання підземного експлуатаційного обладнання освоюють свердловину.

У разі застосування гравійного фільтра (набивки) у свердловинах з $\text{grad } p_{\text{пл}} \geq 10^{-2}$ МПа/м гирло свердловини необхідно обладнати регульовальним штуцером, а також використовувати промивальні рідини з необхідною (підвищеною) густиною.

Стовбур свердловини розширюють гідравлічним розширювачем. Після опускання розширювача в обсадну колону на задану глибину навпроти інтервалу стовбура свердловини, який передбачається розширити бокові важелі, які на кінцях обладнані різальними головками, під дією гідравлічного тиску промивального агента висуваються в сторони і здійснюється розмивання відкритого стовбура нижче від башмака обсадної колони. Для складання розширених бокових важелів припиняють подавання рідини насосами.

Необхідну кількість гравію для створення гравійного фільтра (гравійної набивки) визначають за результатами кавернометрії розширеної частини привибійної зони пласта (за умови заповнення гравієм кільцевого простору між фільтром-каркасом і розширеним стовбуром, а також між надфільтровою трубою, контрольним фільтром і експлуатаційною колоною).

Для сортування гравію за фракціями застосовують механічні вібраційні сита типу СВ-1, СВС та інші. Перед нагнітанням у свердловину відсортований гравій обробляють 15 % розчин соляної кислоти.

4.5 Розроблення складу тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з відповідними значеннями міцності і проникності

Спосіб вирішення проблеми з коркоутворенням на вибої свердловин шляхом встановлення фільтрів не завжди є доцільним і економічно ефективним, тому з метою підвищення продуктивності і зменшення витрат на поточний та капітальний ремонт свердловин здійснюють кріплення порід у привибійній зоні свердловин

різними хімічними складами, проте відомі закріплювальні агенти (піщаноцементні суміші, смоли та інші) не дозволяють зберегти природну проникність пластів-колекторів. Після кріпильних робіт проникність порід значно зменшується. Нами запропоновано створювати у привибійній зоні свердловини цементний камінь (фільтр) з високими значеннями проникності і міцності.

Актуальним є розроблення такого тампонажного розчину (складу), який формував би у привибійній зоні пласта проникний цементний камінь без застосування додаткових складних технологій, був простим у приготуванні, не містив великої кількості реагентів, необхідних для фізичних і хімічних процесів його формування.

Цементний камінь також повинен відповідати необхідним показникам міцності та володіти необхідними фільтраційними властивостями.

Для створення цементного каменю у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами пропонується склад, який захищено патентом України № 113026 [117].

4.5.1 Характеристика вихідних реагентів для створення високопроникного і міцного цементного каменю у привибійній зоні свердловини

В якості вихідних реагентів використовували тампонажну суміш ТС–100, наповнювач (спучений перліт фракції 0,16–1,25 мм), неіоногенну ПАР, пластифікатор і воду.

Тампонажна суміш ТС-100

Як базове в'язуче для досліджень і розроблення тампонажного складу використано композиційну тампонажну суміш ТС-100 [150], яка на відміну від відомих базових тампонажних цементів ПЦТ І-100, І-G (API) за компонентним складом практично відповідає інноваційному матеріалу компанії "Schlumberger" (табл. 4.1) .

Таблиця 4.1 – Порівняльний склад тампонажних матеріалів

Тип матеріалу	Хімічний склад, %									
	CaO	SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	SO ₃	K ₂ O + Na ₂ O	MgO	TiO ₂	Інші	Питома поверхня, м ² /кг
ПЦТ І-100	66,36	21,3	3,5	5,25	0,91	0,86	0,71	0,18	0,9	280 – 295
Тампонажна суміш "Schlumberger"	59,3	26,86	4,05	5,69	0,9	0,66	1,1	–	1,44	320 – 360
ТС-100	57,91	26,2	2,35	5,89	0,9	0,82	1,2	0,34	1,8	320 – 345

Тампонажна суміш ТС-100 відповідно до ТУ У 26. 6- 50 32571045-001-2011 "Сухі тампонажні суміші" - однорідний порошок сірого кольору.

Присутність у складі ТС-100 більшої частки кремнеземистої складової (SiO₂) порівняно із ПЦТ І-100, а також менший вміст оксиду кальцію (CaO) сприяють підвищенню корозійної стійкості та температуростійкості суміші [116, 123, 135].

На рис. 4.1 наведено фотографію мікроструктури цементного каменю ТС-100.

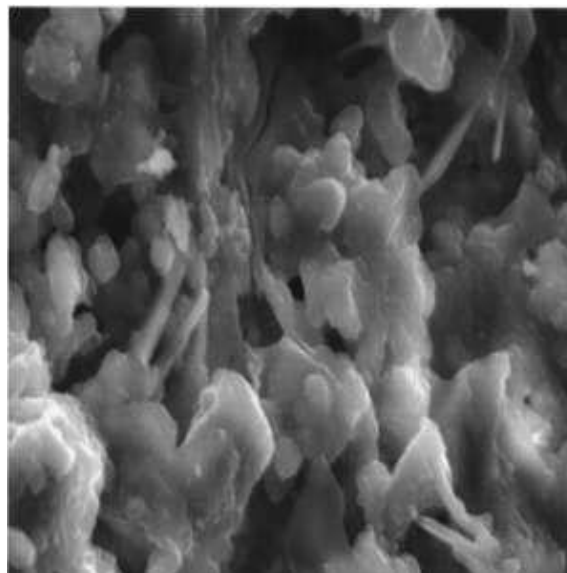


Рисунок 4.1 – Мікроструктура цементного каменю ТС-100

Наповнювач

В якості наповнювача використовували спучений перліт фракції 0,16–1,25 мм з метою утворення пористої структури цементного каменю. Використання спученого

перліту як полегшувальної мінеральної добавки дозволяє порівняно з прототипами, підвищити стабільність тампонажного розчину, виготовленого з тампонажної суміші, покращити його прокачувальні властивості, знизити нижню відмітку густини розчину і підвищити міцність затвердівшого каменю.

Перліт – це вулканічне скло, що складається в основному з SiO_2 (65-75%) і Al_2O_3 (10-16%), також присутні K_2O , Na_2O , Fe_2O_3 , MgO , CaO , вміст води 2-5% [171]. Текстура перліту подібна на перли, які і дали назву цій породі (з франц. *perle* – перли). Візуально перліт виглядає як пісок або щебінь (залежно від розміру фракцій) білого або трохи сірого кольору, без запаху (рис 4.2) [145]. Особливістю перлітів є здатність до спучування при тепловій обробці з багатократним збільшенням у 5 – 20 разів від початкового об'єму і відповідним зменшенням об'ємної маси, що зумовлено вмістом у матеріалі води, яка випаровується при високих температурах [18, 106].



а

б

Рисунок 4.2 – Фотографія природного перліту (а) і спученого перліту (б)

На сьогодні перліти використовують як у природному вигляді, так і після теплової обробки (спучений перліт). Традиційна область застосування у світі - будівельна індустрія, що зумовлено такими його властивостями, як негорючість,

низьке водопоглинання, високі звуко- і теплоізоляційні властивості. У природному стані перліт застосовують в основному для виготовлення важких конструкційних бетонів, як активна гідравлічна добавка при виробництві цементу, як наповнювач при будівництві доріг. Спучений перліт дрібних фракцій (фільтроперліт) знайшов застосування для фільтрації в харчовій, хімічній, нафтохімічній і медичній промисловостях. Перліт є адсорбентом для різних барвників, масел та інших речовин. Його широко застосовують для створення штучних ґрунтових субстратів і як твердий носій різних гербіцидів і добрив [107, 171].

В Україні є власні великі запаси сировини – перлітове родовище Фогош, с. Мужієво Закарпатської області (підтверджені запаси становлять близько 13,4 млн. т.) [134]. Закарпатське родовище функціонує з 1960 року і відоме не лише в Україні, а й далеко за її межами.

Спучений перліт – нетоксичний, легкий, пористий, негорючий, екологічно чистий природний матеріал, безпечний для людини, не викликає алергічних реакцій і подразнень шкіри. Спучений перліт має унікальну сукупність властивостей: низьку теплопровідність (0,052 Вт/(м°К)); малу насипну щільністю (від 50 до 150 кг/м³); високу вогнестійкість і біостійкість, нерозчинний у воді та ін. [18, 106, 107, 145]. Застосування перліту можливо в широкому діапазоні температур від мінус 200°С до плюс 875°С [69].

В Україні спучений перліт отримують в результаті термічної обробки алюмосилікатної перлітової породи вулканічного походження згідно з ТУ У 00294349-049-98 марок М-75 і М-100, густиною від 50 до 250 кг/м³ і пористістю 80-90% [118].

Спучений перліт, який виготовляють в Україні за двостадійною технологією ДП «НДІБМВ» із вторинно гідратованого перліту родовища Фогош, є більш міцним порівняно з перлітом, який виготовляють за одностадійною технологією з первинно-гідратованих перлітів родовищ Греції, Туреччини, Грузії, Вірменії, що дозволяє зменшити стирання перліту при приготуванні сухої суміші [4].

Насипна щільність спученого перліту, отриманого за двостадійною технологією складає 90-120 кг/м³, міцність якого збільшена в 2,5-3 рази (0,25-0,35 МПа), а водопоглинання зменшена в 3-4 рази (100-150% по масі) [4].

Залежно від розміру зерен, які отримують після випалювання перліту (ГОСТ 10832-91), спучений перліт поділяють на пісок (зерна розміром менше 5 мм) і щебінь (зерна розміром 5–20 мм). Характеристики перліту із родовища Фогош (Україна) наведені у табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Характеристики перліту із родовища Фогош (Україна)

Характеристика перлітової сировини			Характеристика спученого перліту			
Насипна щільність перлітової сировини, кг/м ³	Режим термообробки	Втрати при прожаренні	Насипна щільність спученого перліту, кг/м ³	Водопоглинання, % по масі	Міцність при стисненні в циліндрі, МПа	Теплопровідність, Вт/(м·К)
1150	1 стадія	5,2	180	390	0,24	0,062
	2 стадія	3	80	150	–	0,046

Основні фізико-технічні і фізичні характеристики спученого перліту наведені у табл. 4.3–4.4.

Таблиця 4.3 – Фізико-технічні характеристики спученого перліту

Найменування показників	Марка перліту "М-75"	Марка перліту "М-100"
Насипна щільність кг/м ³	75	100
Теплопровідність за температури (25 ±5)°С, Вт/(м·К)	0,043	0,052
Зерновий склад, мм	0,16-1,25	0,16-1,25
Воогість за масою, %	2	2

Таблиця 4.4 – Фізичні характеристики спученого перліту

Найменування показника	Фізичні характеристики
Колір	Білий
Яркість	70–80
Твердість по МООСУ	5,5
pH	нейтральний
Водопоглинання, % мас	200–600
Температура розм'якшення, °С	980
Втрати при згоранні (за 3 год при 900°С), %	до 1,5
Вологість, %	до 1,0
Межа міцності, МПа	до 6,0
Пористість, %	70–85
Частка повітря, %	80–95
Теплопровідність, Вт/(м·К)	0,043–0,068
Температуропровідність, м ² /с	0,632–0,330

Неіоногенні ПАР

Поверхнево-активні речовини (ПАР) – це речовини з асиметричною молекулярною структурою, молекули яких містять одну або декілька гідрофільних груп та один або декілька гідрофобних радикалів.

На сьогодні ПАР широко застосовують для регулювання властивостей цементів, розчинів і бетонів на їх основі.

У роботі використовували неіоногенні ПАР (неонол АФ-09-10, савенолу SWP, стінол). Найкращі показники були досягнуті при використанні неонолу АФ-09-10, який забезпечує стабільність і однорідність розчину після його перемішування. При цьому тампонажний розчин набуває пластичності, а це забезпечує проникнення його в пори (канали) породи, що сприяє якісному кріпленню привибійної зони свердловини і не закупорює канали породи. Крім того, неіоногенні ПАР впливають на зміну змочуваності поверхні породи продуктивного колектора, підвищуючи проникність для вуглеводнів.

Неіоногенні ПАР, зазвичай, не вступають у хімічну взаємодію із солями пластових вод, тому не втрачають своєї поверхневої активності [138].

Неонол АФ-09-10 – технічна суміш поліетиленгліколевих ефірів моноалкілфенолів наступного складу $C_9H_{19}C_6H_4O(C_2H_4O)_nH$, де C_9H_{19} - алкільний радикал ізононіл, приєднаний до фенолу переважно в пара-положенні до гідроксильної групи, n - усереднене число молей окису етилену, приєднаних до одного молю алкілфенолів [140].

Неонол АФ-09-10 – прозора масляниста рідина від безбарвного до жовтуватого кольору (ТУ 2483-077-05766801-98), температура застигання 278 К. В'язкість за температури 323 К – 260-118 мПа·с, густина – 1030 – 1080 кг/м³, молекулярна маса – 600-750 г/моль [68].

Пластифікатори

Найсуттєвішою класифікаційною ознакою пластифікаторів є пластифікуючий ефект, тобто ступінь зміни рухливості цементного тіста, бетонної суміші при введенні у них модифікатора.

Пластифікуючі добавки поділяють на 2 категорії [126]:

- помірно ефективні;
- високоефективні.

Помірно ефективні добавки – це пластифікатори, які зменшують вміст води на 5-10 %, високоефективні – це суперпластифікатори (СП), які зменшують вміст води на 15 – 40 %.

Для забезпечення оптимальних реологічних характеристик тампонажних систем та необхідної розтічності як модифікатор застосовано пластифікатор нового покоління – суперпластифікатор на основі полікарбоксилатів, які отримують методами співполімеризації мономерів у середовищі органічних розчинників у воді або шляхом суспензійної полімеризації [163].

Полікарбоксилатні гіперпластифікатори – це синтетичні розчинні у воді поверхнево-активні ланцюгові або сітчасті полімери [135, 141], які ефективніше знижують в'язкість та зменшують кількість води, необхідної при замішуванні тампонажних сумішей порівняно із суперпластифікаторами [163].

Полікарбоксилати та акрилові сополімери є найбільш ефективними з усіх хімікатів. Вони можуть призводити до зменшення водопотреби більш, ніж на 40 %.

У роботі використано полікарбоксилатний суперпластифікатор *Терміт ПТ*

Терміт ПТ – суперпластифікатор нового покоління, на основі полікарбоксилатів, що інтенсифікує процес твердіння. Застосовується для бетонів і цементних розчинів. Терміт ПТ відповідає вимогам суперпластифікаторів EN 934-2:2001, ДСТУ БВ.2.7-171-2008, NEQ [151].

У табл. 4.5 наведено технічні характеристики полікарбоксилатного суперпластифікатора Терміт ПТ

Таблиця 4.5 – Технічні характеристики полікарбоксилатного суперпластифікатора Терміт ПТ

Основа	Полікарбоксилатний етер
Густина, кг/л	1,08±0,02
Рівень рН	4,0±1,0
Концентрація розчину, %	50±1
Вміст хлоридів, %	≤ 0,1
Вміст лугів, %	≤ 0,1
Вміст повітря, %	≤ 2,5
Колір	Світло-жовта рідина

Методика приготування складу

На лабораторних вагах зважують при відомій пропорції сухі компоненти (ТС-100, спучений перліт), після чого поміщають їх у суху тару і перемішують. Інші компоненти (неіоногенну ПАР, воду, пластифікатор) зважують окремо в змочуваній посудині і змішують з рідиною замішування.

Після зважування необхідні інгредієнти перемішують протягом 3 хвилин у лабораторній мішалці ЛМР-1 (1200 об/хв.).

4.5.2 Дослідження параметрів тампонажного розчину

Дослідження технологічних властивостей тампонажних систем проведено згідно з вимогами нормативних документів [98, 131, 150, 160].

Одна з найважливіших умов успішного кріплення слабкоцементованих порід – забезпечення необхідної рухомості тампонажного розчину, тобто здатності зберігати текучість до закінчення процесу кріплення. Вимірювали її з допомогою приладу – конуса АзНДІ.

За допомогою конуса вимірювали діаметр розтічності цементного розчину у двох взаємно перпендикулярних напрямках, результат округлювали до 1 мм. За розтічність приймали середньоарифметичне значення результатів двох вимірювань, різниця між якими не перевищує 10 мм.

Після досягнення необхідної розтічності тампонажного розчину визначали його густину з використанням пікнометра [48].

У табл. 4.6 і на рис. 4.3 наведено результати експериментальних досліджень впливу спученого перліту на розтічність тампонажного розчину за конусом АзНДІ і його густину.

Таблиця 4.6 – Результати експериментальних досліджень впливу спученого перліту на розтічність тампонажного розчину за конусом АзНДІ і його густину

№ досліджу	Склад тампонажного розчину, % мас					Параметри тампонажного розчину	
	Тампонажний цемент	Спучений перліт	Неіоногенна ПАР	Пластифікатор	Вода	Густина,	Розтічність,
						кг/м ³	мм
1.	68,3	0,5	0,2	–	31	1520	222
2.	65,75	1	0,2	0,05	33	1450	215
3.	65,15	1,5	0,25	0,075	33,025	1380	210
4.	64,625	2	0,25	0,075	33,05	1320	200
5.	64	2,5	0,3	0,1	33,1	1270	195
6.	63,5	3	0,3	0,1	33,1	1210	190
7.	62,85	3,5	0,35	0,1	33,2	1160	185
8.	62,3	4	0,4	0,1	33,2	1120	175

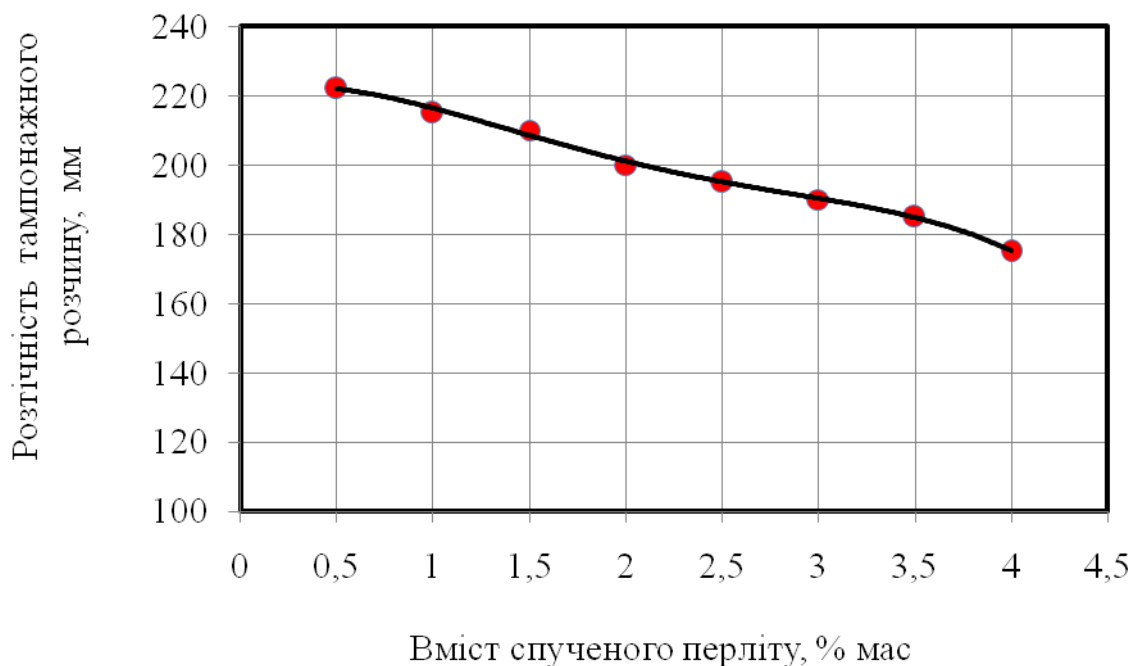


Рисунок 4.3 – Залежність розтічності тампонажного розчину від вмісту спученого перліту

Встановлено, що вміст спученого перліту в тампонажному розчині більше 3,5 % мас призводить до зменшення розтічності розчину нижче 180 мм, що не відповідає вимогам ДСТУ та може стати причиною ускладнень у процесі запомповування тампонажної суміші.

4.5.3 Дослідження міцнісних характеристик цементного каменю

Важливою властивістю цементного каменю є безперервна зміна його властивостей у часі. Процес структуроутворення, внаслідок якого цементний розчин перетворюється у тверде тіло, триває у період проходження реакції гідратації.

Відомо, що цементний камінь проходить дві головні стадії: стадія розвитку (структуроутворення) і стадія «старіння». Чим вища температура і чим десперсніші вихідні компоненти, тим швидше закінчується перша стадія і починається друга. Підвищення інтенсивності процесу гідратації прискорює формування структури цементу з однієї сторони, а з іншої призводить до інтенсивнішого протікання процесу деструкції.

Важливими фізико-механічними характеристиками тампонажних матеріалів є міцнісні властивості цементного каменю, які характеризують граничним опором на стиск та вигин (ДСТУ БВ. 2.7-86-99).

Формування взірців цементного каменю з метою визначення міцнісних характеристик проведено з використанням приладу КЦ-3. Максимальний робочий тиск становив 40 МПа, а температура – +75°C.

Температурний режим під час формування взірців цементного каменю підтримували електронагрівачами, що працюють в автоматичному режимі, з реєстрацією потенціометрами. Необхідний тиск задавався гідравлічним пресом та нагріванням робочої рідини автоклаву.

Для дослідження вибрано балочки розміром 20x20x100 мм, які тестовано на міцність стиск та вигин.

Взірці тампонажного розчину тужавіли в автоклаві при температурі, що відповідає статичній температурі типових свердловин, протягом 24-72 год. Потім взірці охолоджували до кімнатної температури, демонтували форми для формування взірців та маркували (рис. 4.4).



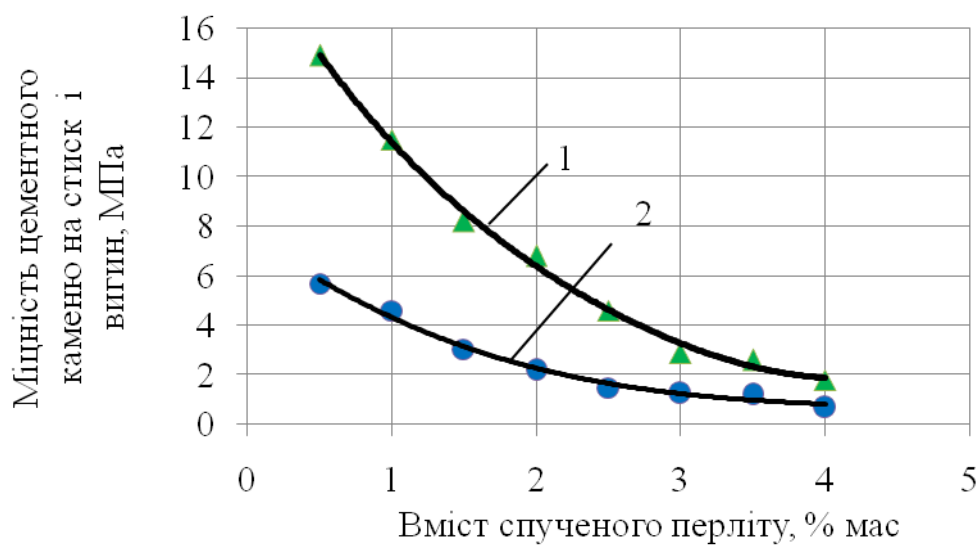
Рисунок 4.4 – Зразок взірця цементного каменю на основі ТС-100 + спучений перліт + неіоногенна ПАР + суперпластифікатор (у віці 72 години)

Чотири взірці кожного складу досліджували на міцність (руйнівним методом при вигинанні та стисканні). Дослідження на вигин проводили на розривній машині МР-05, а дослідження на стиск – на гідравлічному пресі ПСУ-10.

Для дослідження міцності на стиск ультразвуковим методом використано прилад "Пульсар". У табл. 4.7 наведено результати досліджень міцності цементного каменю на стиск і вигин. За одержаними результатами побудовано графічні залежності, зображені на рис. 4.5 і 4.6.

Таблиця 4.7 – Результати експериментальних досліджень міцності цементного каменю

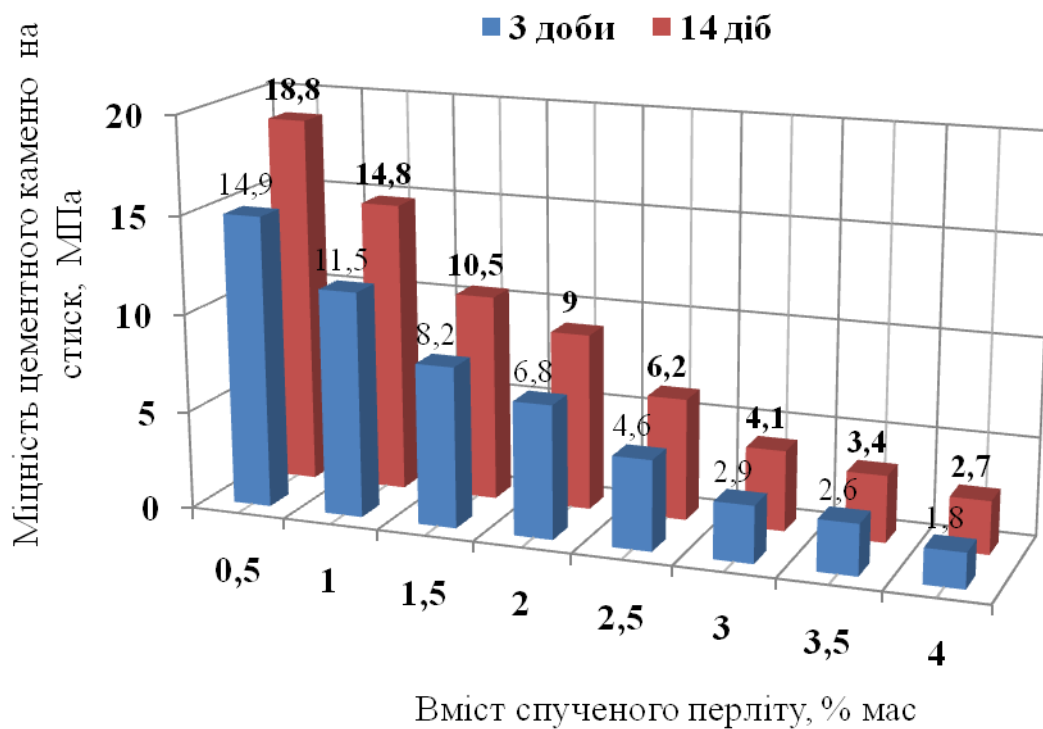
№ п/п	Склад тампонажного розчину, % мас					На стиск		На вигин	
	Тампонажний цемент	Спучений перліт	Неіоногенна ПАР	Пластифікатор	Вода	Час тверднення за стандартних умов, діб		Час тверднення за стандартних умов, діб	
						3	14	3	14
1.	68,3	0,5	0,2	–	31	14,9	18,8	5,7	7,6
2.	65,75	1	0,2	0,05	33	11,5	14,8	4,6	6,1
3.	65,15	1,5	0,25	0,075	33,025	8,2	10,5	3,04	4,2
4.	64,625	2	0,25	0,075	33,05	6,8	9	2,2	3,8
5.	64	2,5	0,3	0,1	33,1	4,6	6,2	1,5	2,1
6.	63,5	3	0,3	0,1	33,1	2,9	4,1	1,2	1,8
7.	62,85	3,5	0,35	0,1	33,2	2,6	3,4	1,1	1,5
8.	62,3	4	0,4	0,1	33,2	1,8	2,7	0,8	1,2



1 – міцність на стиск, 2 – міцність на вигин

Рисунок 4.5 – Залежності міцності цементного каменю на стиск і вигин від вмісту спученого перліту у віці 3 доби

а)



б)

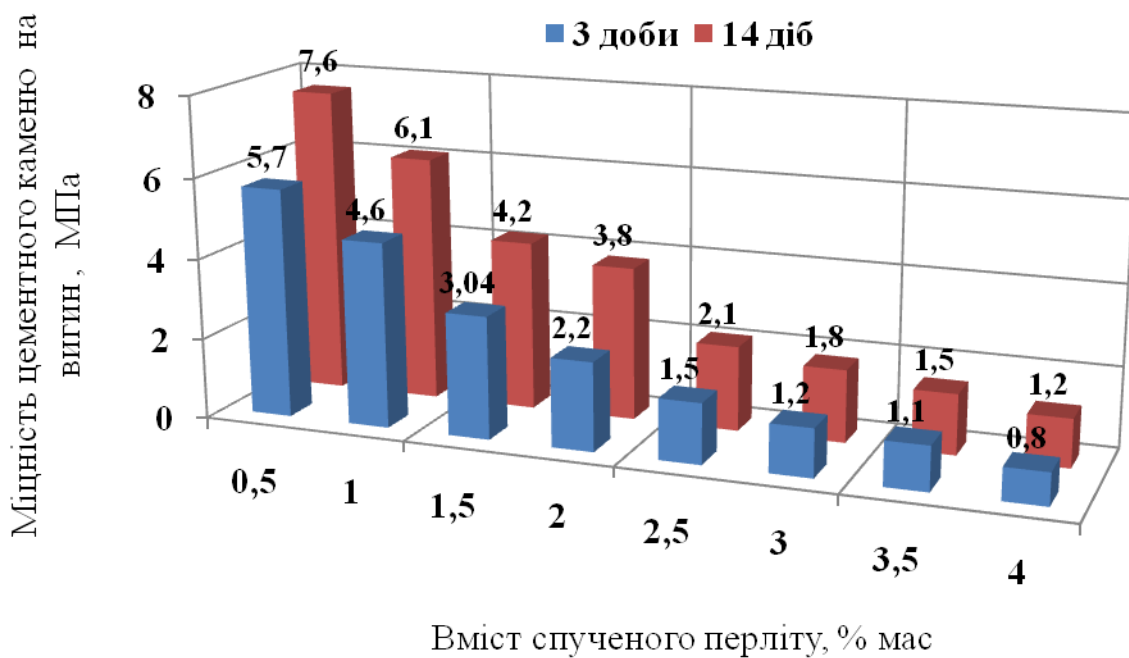


Рисунок 4.6 – Порівняльна гістограма зміни міцності цементного каменю у часі на стиск (а) і на вигин (б)

Результати експериментальних досліджень свідчать, що збільшення вмісту спученого перліту в тампонажному розчині понад 3,5 % мас призводить до втрати міцності цементного каменю, що не відповідає вимогам кріплення слабозцементованих порід.

Найвища міцність цементного каменю на стиск і вигин спостерігається при вмісті спученого перліту 0,5–1% мас і становить відповідно 14,9 і 11,5 МПа.

Виходячи із аналізу експериментальних даних, слід відзначити, що міцність цементного каменю на стиск і вигин зростає у часі до 35 %. Це свідчить про можливість використання композиції з метою створення міцного цементного каменю. Таким чином, вміст спученого перліту 0,5 –1 % мас є більш ефективним з точки зору збереження міцності привибійної зони пласта, що забезпечує підвищення надійності ПЗП та продовження періоду безаварійної експлуатації свердловини.

4.5.4 Дослідження проникності цементного каменю

Дослідженням передувало оцінювання проникності структури каменю, яку здійснювали відповідно до ГОСТ 26450.2-85 [130]. Через взірець цементного каменю, сформованого протягом 24 год в термостаті при тиску 0,1 МПа і температурі 75 °С, пропускали газ із фіксацією перепаду тиску до і після взірця. Коефіцієнт абсолютної газопроникності при стаціонарній фільтрації за лінійним напрямком потоку газу визначали за формулою (4.1):

$$k_z = \frac{2Q \mu l p_{at}}{F(p_1^2 - p_2^2)}, \quad (4.1)$$

де k_z – коефіцієнт газопроникності, м²;

Q – витрата газу, яку вимірювали на виході із взірця (за атмосферних умов), м³/с;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості газу за умов фільтрації, Па·с;

p_1 – тиск на вході у взірець; Па;

p_2 – тиск на виході із взірця ($p_2=p_{ат}=101325$ Па);

L – довжина взірця, м;

F – площа поперечного перерізу взірця, м².

Згідно з ГОСТ 26450.2-85 перед випробуванням взірці висушували у сушильній шафі за температури (105 ± 2) °С протягом 2 год.

У табл. 4.8 наведено результати експериментальних досліджень з визначення проникності цементного каменю

Таблиця 4.8 – Результати дослідження проникності цементного каменю

№ п/п	Склад цементного каменю, % мас					Коефіцієнт газопроникності цементного каменю, мкм ²
	Тампонаж- ний цемент	Спучений перліт	Неіоногенна ПАР	Пластифі- катор	Вода	
1.	68,3	0,5	0,2	–	31	0,0011
2.	65,75	1	0,2	0,05	33	0,004
3.	65,15	1,5	0,25	0,075	33,025	0,01
4.	64,625	2	0,25	0,075	33,05	0,08
5.	64	2,5	0,3	0,1	33,1	0,15
6.	63,5	3	0,3	0,1	33,1	2,92
7.	62,85	3,5	0,35	0,1	33,2	3,22
8	62,3	4	0,4	0,1	33,2	5,5

Результати експериментальних досліджень свідчать, що зі збільшенням вмісту спученого перліту від 0,5 до 4 % мас у складі для кріплення нестійких порід-колекторів коефіцієнт проникності цементного каменю зростає від 0,0011 до 5,5 мкм². Разом з цим необхідно враховувати, що збільшення вмісту в камені спученого перліту веде до зменшення міцності цементного каменю. 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 рис. 4.7.

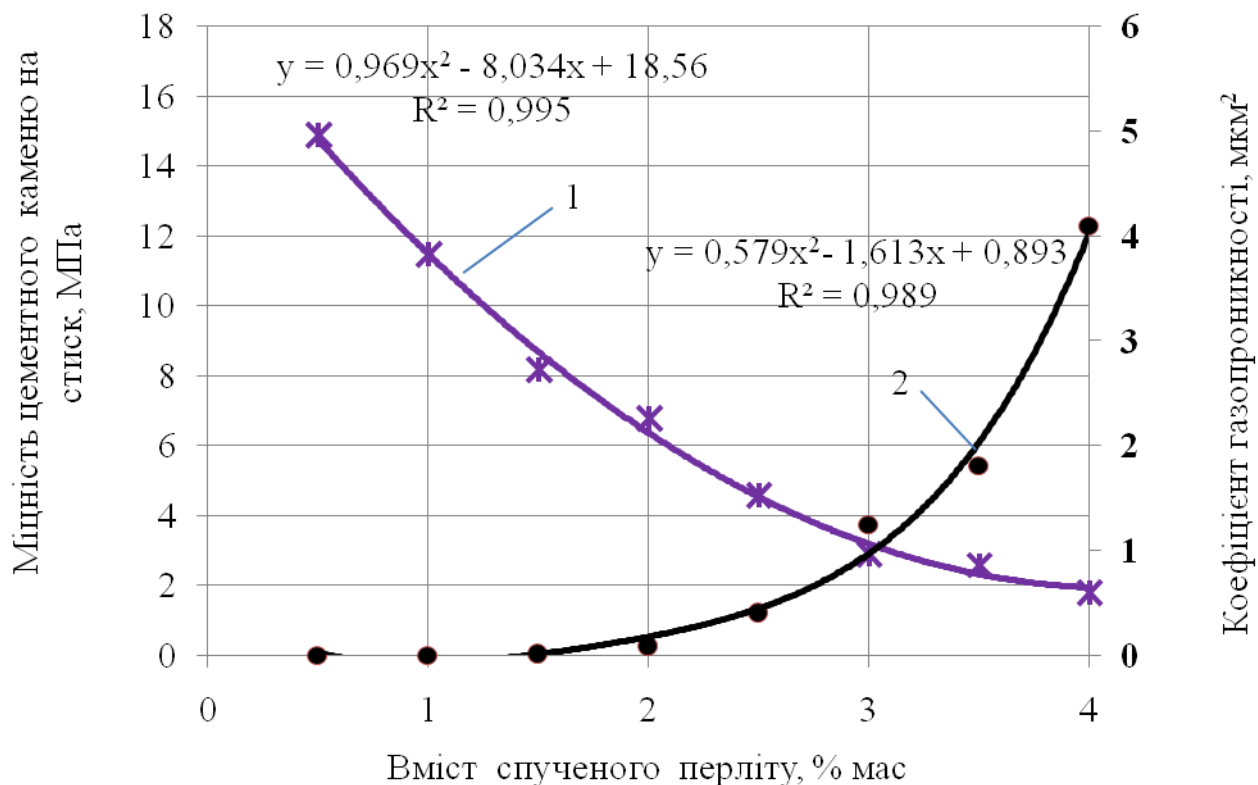


Рисунок 4.7 – Залежності міцності цементного каменю на стиск (1) і коефіцієнта проникності каменю (2) від вмісту спученого перліту у складі

Згідно з результатами експериментальних досліджень, зображених на рис. 4.8, оптимальний діапазон використання запропонованого складу знаходиться при вмісті спученого перліту 3 – 3,5 % мас. При цих концентраціях отримуємо необхідну міцність каменю на стиск при одночасному збереженні фільтраційних властивостей колектора.

Розтічність тампонажного розчину за вмісту спученого перліту 3 – 3,5 % мас складає відповідно 190 і 185 мм, що технологічно зручно для приготування і запомповування розчину в свердловину.

У такому разі отримано високу седиментаційну стійкість тампонажного розчину, водовідділення повністю відсутнє.

У табл. 4.9 наведено узагальнені результати експериментальних досліджень закріплюючих сумішей за вмісту спученого перліту 3 – 3,5 % мас.

Таблиця 4.9 – Узагальнені результати експериментальних досліджень закріплюючих сумішей

№ Складу	Компонентний склад тампонажного розчину, % мас	Параметри тампонажного розчину		Умови проведення досліджень цементного каменю		Час тужавіння зразків, год	Межа міцності на стиск, МПа	Коефіцієнт проникності, мкм ²
		Густина, кг/м ³	Розтічність, мм	Тиск, МПа	Температура, °С			
5	Тампонажний цемент – 63,5 перліт – 3 ПАВ – 0,3 пластифікатор – 0,1 вода – решта	1210	190	0,1013	20	72	2,8	2,92
		1210	190	0,1013	50	48	3,2	3,18
		1210	190	0,1013	75	24	3,4	3,47
		1210	190	5	50	48	3,6	2,35
		1210	190	10	50	48	3,7	2,07
		1210	190	20	50	48	3,9	1,64
		1210	190	40	75	24	4	1,25
6	Тампонажний цемент – 62,85 перліт – 3,5 ПАВ – 0,35 пластифікатор – 0,1 вода – решта	1160	185	0,1013	20	72	2,7	3,22
		1160	185	0,1013	50	48	3,02	3,65
		1160	185	0,1013	70	24	3,2	3,89
		1160	185	10	50	48	3,4	2,24
		1160	185	20	50	48	3,7	1,81
	прототип			Нормальні умови			4,1	0,03 (при твердінні у воді) 0,265 (при твердінні у нафті)

Результати експериментальних досліджень свідчать, що розроблений склад є більш ефективним від прототипу, оскільки при відповідних параметрах тампонажного розчину, часу тужавіння зразків та межі міцності на стиск значення коефіцієнта проникності цементного каменю збільшується у 10 разів.

Проникність у межах $1,25 - 3,47 \text{ мкм}^2$ та міцність на стиск 4 МПа отриманого цементного каменю дозволяють значно збільшити дебіт свердловини без винесення піску після кріплення привибійної зони при підвищенні депресії на пласт, а також збільшити міжремонтний період роботи свердловини.

Експериментальними дослідженнями підтверджено оптимальні масові концентрації складу для кріплення нестійких порід-колекторів: тампонажний цемент – $62,85 - 63,5 \%$; спучений перліт – $3 - 3,5\%$; неіоногенна ПАР – $0,3 - 0,35\%$; пластифікатор – $0,1 \%$; вода – решта. Подальше підвищення концентрацій компонентів не суттєво впливають на зміну коефіцієнта проникності, а концентрації нижче вказаної межі – є недостатніми для отримання ефекту від обробки ПЗП.

Таким чином, на основі результатів експериментальних досліджень розроблено і запатентовано тампонажний склад на основі тампонажної суміші з додавання спученого перліту, неіоногенної ПАР і пластифікатора, який скріплює частинки породи між собою. Утворений цементний камінь характеризується високою механічною міцністю на стиск (до 4 МПа) і проникністю по газу (до $3,47 \text{ мкм}^2$). Перевагою розробленого складу порівняно з відомими складами є відсутність необхідності застосування додаткового обладнання при здійсненні технологічного процесу із запомповування у пласт закріплюючих агентів, вища надійність і низька собівартість використовуваних реагентів.

4.6 Технологія створення у привибійній зоні свердловин з нестійкими колекторами цементного каменю з відповідними значеннями проникності і міцності

Для запобігання поступлення піску із пласта у свердловину з відкритим вибоєм рекомендується розширити стовбур свердловини в інтервалі продуктивного пласта на задану величину (згідно з результатами виконаних досліджень, які наведено у підрозділі 3.2) одним із відомих методів, наприклад, за допомогою ентримерів, розширювачів і заповнити отриманий порожнистий простір тампонажним розчином запропонованого складу. Після тужавіння розчину

розбурюють цементний камінь у стовбурі свердловини долотом меншого діаметру за внутрішній діаметр експлуатаційної колони.

Якщо свердловина обсаджена колоною труб, створення у привибійній зоні пласта цементного каменю проводять у наступній послідовності.

Свердловину промивають до вибою, оцінюють її приймальність, башмак НКТ встановлюють на 3-5 м вище від верхніх отворів фільтра. Устя свердловини обладнують заливальною головкою і з'єднують її із цементозмішувальними агрегатами. У мірних ємностях попередньо готують рідину замішування (вода + неіоногенна ПАР + пластифікатор). Одночасно у цементозмішувачі готують суху суміш, яка містить тампонажну суміш і спучений перліт. Суміш готують методом почергової подачі компонентів у воронку цементозмішувача. Для отримання рівномірного розподілу компонентів у суміші останню ретельно перемішують шляхом 2-3ох кратного перебункерування з одного цементозмішувача в інший. Після цього суху суміш змішують з рідиною замішування.

Запомповують 1-3 м³ водного розчину ПАР, 0,5 м³ чистої тампонажної суміші ТС-100 (для запобігання розрідження тампонажного розчину запропонованого складу) і при відкритому затрубному просторі на максимальній швидкості подачі агрегата запомповують тампонажний розчин запропонованого складу, який доводиться до башмака заливальних труб шляхом запомповування води в труби. Після цього засувку на затрубному просторі закривають і протискають суміш водою у привибійну зону, відновлюють циркуляцію, відкривши засувку на затрубному просторі, а свердловину промивають до чистої води і піднімають НКТ. Для тужавіння тампонажної суміші свердловину залишають у спокою на 48 годин, потім ретельно промивають водою і знову визначають її поглинальну здатність. Після пуску в експлуатацію (освоєння) свердловину досліджують з метою оцінки ефективності запропонованої технології створення високопроникного і міцного цементного каменю у привибійній зоні.

Для прикладу наведемо результати розрахунку створення високопроникного і міцного цементного каменю у привибійній зоні свердловини 36 Залужанського газового родовища, яка характеризується такими конструктивними параметрами:

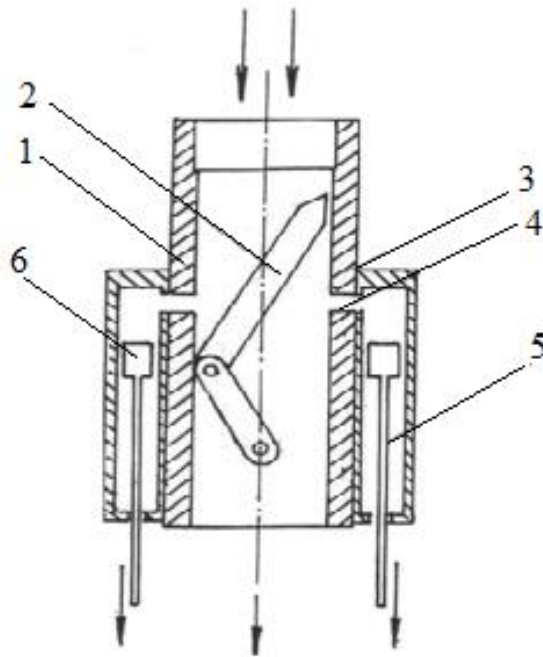
глибина опускання НКТ – 2229 м, глибина свердловини – 2234, внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м, внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,132 м, товщина пласта – 9,3 м, дебіт газу – 15 тис.м³/доб.

Згідно з результатами виконаних теоретичних досліджень (підрозділ 3.2) для низькодебітних свердловин оптимальне співвідношення діаметрів розширеного стовбура і діаметра стовбура за долотом повинно бути не менше 9,3. За діаметра стовбура свердловини за долотом 0,1 м, діаметр розширеного стовбура становитиме 0,93 м. За результатами розрахунків необхідна кількість цементу для створення цеменного каменю у привибійній зоні становить 9677 кг, спученого перліту – 290,31 кг, неіоногенної ПАР – 24,754 кг, пластифікатора – 8,251 кг, води для протискування тампонажного розчину в пласт – 8,655 м³, тривалість часу запомповування тампонажного розчину у свердловину – 18 хв 16 с, тривалість часу протискування тампонажного розчину в пласт – 8 хв 20 с. Для проведення робіт використовували цементувальний агрегат ЦА-320М.

4.7 Розроблення пристрою для руйнування піщаних корків на вибоях свердловин

Ліквідацію піщаних корків на вибоях свердловин здійснюють періодичними промиваннями її методом циркуляції рідини або механічним очищенням за наявності твердих (стійких) корків. Для розпушування піщаного корка на башмак НКТ нагвинчують різні наконечники: короткий патрубок із косозрізаним кінцем («перо») або із заокругленим конусним кінцем («олівець») з отвором (діаметр 12-37 мм), із зубами на торці (фрезер-мундштук). Ця конструкція недосконала тим, що вона не руйнує спресовані піщані корки. Нами запропоновано нову патентозахищену конструкцію пристрою для руйнування піщаного корка.

На рис. 4.8 зображено схему патентозахищеного пристрою для руйнування піщаного корка [115].



1 – корпус; 2 – перекидний клапан; 3 – приварені направляючі трубки;
4 – бокові отвори; 5 – стержні; 6 – обмежувачі руху

Рисунок 4.8 – Схема пристрою для руйнування піщаного корка на вибої свердловин

Пристрій складається з корпусу 1, в якому розміщений перекидний клапан 2. З метою інтенсивного руйнування корка зовні корпусу приварені направляючі трубки 3, які закриті зверху і мають бокові отвори 4 у верхній частині. У направляючих трубках 3 містяться із зазором і можливістю вертикально та обертово переміщуватись стержні 5. На їхніх верхніх кінцях є обмежувачі руху 6. Стрілками показано вхід і вихід рідини.

Пристрій працює таким чином.

Пристрій під'єднують до НКТ або колтюбінгових гнучких труб і опускають у свердловину до контакту з піщаним корком, стержні вільно посажені і впираються у піщаний корок. Трубчасті направляючі зверху закриті. Збоку із сторони корпусу є отвори для проходження частини струменя у направляючі трубки, створюючи тиск на стержні. По НКТ (КГТ) подають під тиском промивальну рідину, вона проходить перекидний клапан 2, який автоматично перекриває і відкриває по черзі потік рідини в отвори 4. Імпульси тиску рідини передаються стержням 5, причому пульсація рідини створює удари стержнів на піщаний корок і руйнує його.

Вібруючий потік рідини подрібнює піщаний корок та переводить у суспензію, що добре виноситься потоком рідини.

Найбільш близькою по більшості ознак та принципу дії до запропонованої нами є відома конструкція вібратора з перекидним клапаном [149], яка відноситься до бурового вибійного обладнання для створення ударних навантажень на долото. Пристрій складається з корпусу, всередині якого розміщена калібрована втулка. Кривошип всередині втулки встановлений за допомогою осі. Перекидний клапан з'єднаний за допомогою пальця з кривошипом. Для формування струменя рідини передбачений штуцер, який фіксується пружиною. Ущільнення використовують для герметизації зазору між корпусом і втулкою.

Недоліком відомого пристрою є те, що пристрій використовують тільки при бурінні свердловин і він не має елементів для руйнування піщаного корка.

Порівняно з відомим пристроєм ефективність застосування запропонованого пристрою – це інтенсивне руйнування і подрібнення піщаного корка та збільшення коефіцієнта перетворення енергії струменя в енергію вібрації для руйнування корка.

4.8 Розроблення пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони

Однією із основних проблем, що виникає під час експлуатації свердловин із нестійкими породами-колекторами, є руйнування ПЗП. Процес руйнування ПЗП супроводжується винесенням частинок породи із пласта у свердловину.

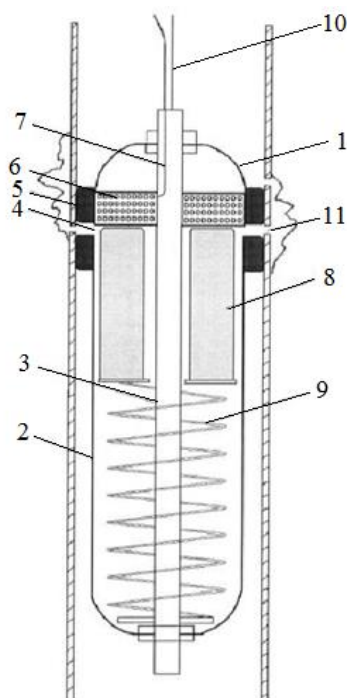
Інтенсивне винесення твердої фази із пласта призводить до абразивного зношування підземного і наземного обладнання свердловин, порушення стійкості і обвалювання порід у привибійній зоні, прихоплення насосно-компресорних труб, забивання піском свердловинного обладнання і утворення піщаних корків на вибоях, що, у свою чергу, веде до зниження продуктивності свердловини аж до її повної зупинки.

У зв'язку із абразивним зношенням і руйнуванням підземного обладнання, зокрема експлуатаційної колони, виникає інтерес до розроблення ефективних

методів ремонту підземного обладнання, пошкодженого ерозійним зношенням. Нами запропоновано нову патентозахищену конструкцію пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони.

На рис. 4.9 зображено схему патентозахищеного пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони [119].

Пристрій складається із верхньої 1 і нижньої 2 частин корпусу, які з'єднані скріплюючим стержнем 3 і розділені кільцевою щілиною 4. Ззовні до верхньої і нижньої частин корпусу прикріплені ущільнюючі елементи 5, які прилягають до обсадної колони і формують подачу розплавленого термоклею у дефекти. У верхній частині корпусу розміщений нагрівний елемент 6, що живиться через електрокабель 7, у нижній частині корпусу розміщений термоклей у твердому стані 8 з можливістю вертикального переміщення і знаходиться під тиском пружини 9. Пристрій піднімають і опускають за допомогою канату 10.



1 – верхня частина корпусу; 2 – нижня частина корпусу; 3 – скріплюючий стержень; 4 – кільцева щілина; 5 – ущільнюючі елементи; 6 – нагрівний елемент; 7 – електрокабель; 8 – термоклей; 9 – пружина; 10 – канат

Рисунок 4.9 – Схема пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони

Пристрій працює таким чином.

На канаті 10 пристрій опускають у свердловину нижче рівня дефектів в обсадній колоні 11. Включають живлення нагрівника і повільно піднімають пристрій лебідкою. Стиснута пружина 9 притискає термоклей 8 до нагрівника 6, перетворюючи його в рідкий стан, а створений пружиною 9 тиск витісняє його через кільцеву щілину 4 між верхньою 1 і нижньою 2 частиною корпусу і заповнює дефекти, які зустрічаються по довжині колони. Ущільнюючі елементи 5 на верхній і нижній частинах корпусу не дозволяють витікати термоклею 8 в простір свердловини, створюють умови для заповнення термоклеєм дефектів, а нижній ущільнювач вирівнює заповнені ділянки застигаючим термоклеєм до геометричних розмірів обсадної колони.

Найбільш близький по більшості ознак та принципу дії до запропонованого є пристрій для ремонту обсадних колон при їх негерметичності [14], який включає корпус із закріпленими на ньому ущільнювальними, упорними і стопорними елементами. Для підвищення надійності ремонту за рахунок щільного прилягання ущільнюючого елемента до поверхні не круглої обсадної колони встановлено між корпусом і ущільнювальними елементами одна пара різців, шарнірно з'єднаних із корпусом і підпружинених між собою, кінці яких виконані із ріжучими кромками, направлені вздовж корпусу в протилежні сторони, а упорні елементи виконані у вигляді втулок із бандажами. До верхньої втулки і корпусу прикріплена за допомогою зрізних штифтів гільза з пазами, а стопорні елементи виконані у вигляді гайки – нижньої і шпонок – верхньої, при цьому між верхнім стопорним елементом і гільзою є зазор.

Недоліком відомого пристрою є те, що конструкція складна і дорога у виготовленні, а герметизуючий елемент виступає із внутрішньої поверхні обсадної колони, що може спричинити труднощі при опусканні насосно-компресорних труб.

Порівняно з відомим пристроєм ефективність застосування запропонованого пристрою – це можливість при одній операції ремонтувати декілька пошкоджень по довжині і відновлювати гладкість внутрішньої поверхні колони. В результаті скорочується тривалість ремонту свердловин.

4.9 Розроблення удосконаленої технології інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами

За результатами узагальнених матеріалів експериментальних (розділ №2, розділ 4) і теоретичних досліджень (розділ №3) розроблено 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 з подальшим розбурюванням цементного каменю в інтервалі продуктивного пласта або обладнання нижньої частини експлуатаційної колони металічним фільтром-какрасом і створення між фільтром-каркасом і стінками розширеного стовбура намивного гравійного фільтра за відомою технологією.

У свердловинах, які експлуатуються тривалий час і обладнані фільтром або перфорованою експлуатаційною колоною, тампонажний розчин запомповується через отвори фільтра у за колонний простір для заповнення каверн, утворених під час тривалої експлуатації свердловин.

2. Пряме промивання піщаного корка на вибої свердловини по колоні гнучких труб, обладнаних в нижній частині пристроєм для руйнування піщаного корка, з використанням в ролі промивального агента водного розчину піноутворюючої ПАР і ксантанової смоли.

3. Дозоване запомповування у затрубний простір свердловини водного розчину піноутворюючої ПАР і гуарової смоли для винесення піною частинок твердої фази, яка надходить із пласта, з метою попередження накопичення її на вибої.

Наукові розробки з інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами рекомендується використовувати на свердловинах, які експлуатують нижньодашавські відклади на газових родовищах ГПУ «Львівгазвидобування» (Залужанське, Свидницьке, Садковецьке, Пинянське та інші), а також на родовищах східного регіону України (Більське, Островерхівське, Скоробагатьківське, Західно-Солохівське та інші).

Висновки до четвертого розділу

За результатами виконаних експериментальних і теоретичних досліджень удосконалено технології і технічні пристрої для підвищення ефективності експлуатації газових свердловин з нестійкими колекторами, які включають такі наукові розробки.

1. Обґрунтовано вибір параметрів технологічного режиму експлуатації свердловин і конструкції колони насосно-компресорних труб для забезпечення винесення частинок твердої фази із свердловин потоком газу.

2. Запропоновано склад хімічних агентів для безперервного винесення частинок твердої фази з вибою свердловин пінами на основі водного розчину 1 % мас піноутворюючої ПАВ стінолу або савенолу SWP і 0,5 % мас стабілізатора піни – гуарової смоли.

3. Запропоновано склад хімічних агентів для очищення вибою свердловин від піщаного корка пінами (і технологія його застосування), який представляє собою водний розчин 1% мас піноутворюючої ПАВ стінолу і 0,5% мас стабілізатора піни – ксантанової смоли.

4. Обґрунтовано вибір діаметра стовбура свердловини в інтервалі газоносного пласта залежно від продуктивності свердловини, при якому запобігається руйнування нестійких порід-колекторів.

5. Аргументовано вибір товщини і проникності гравійної набивки у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами, при яких попереджається винесення піску із пласта у свердловину.

6. Розроблено і запатентовано склад тампонажного розчину (і технологію його застосування) для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю з високими значеннями міцності на стиск (до 4 МПа) і проникності по газу (до 3,47 мкм²) який включає: тампонажний цемент ТС–100, наповнювач (спучений перліт фракції 0,16–1,25 мм), неіоногенну ПАВ, пластифікатор, воду.

7. Розроблено і запатентовано конструкцію пристрою для руйнування піщаного корка на вибої свердловини, принцип роботи якого ґрунтується на використанні вібраційної дії стержнів пристрою під напором промивального агента на піщаний корок.

8. Розроблено і запатентовано конструкцію пристрою для ремонту нижньої частини експлуатаційної колони, пошкодженої у результаті ерозійного руйнування частинками твердої фази, які поступають з нестійких порід-колекторів і виносяться потоком газу. Використання пристрою дає змогу при одній операції ремонтувати декілька пошкоджень по довжині і відновлювати гладкість внутрішньої поверхні колони.

9. Розроблено удосконалену технологію інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами, яка залежно від геолого-технічної характеристики свердловини і стану привибійної зони пласта включає такі елементи:

а) 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 мкм²), 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 намивного 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 запоповують через отвори фільтра у за колонний простір для заповнення штучних каверн, утворених під час тривалої експлуатації свердловин у результаті винесення потоком газу пластового піску.

б) 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 піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни – ксантанової смоли.

в) дозоване запоповування у затрубний простір свердловини водного розчину піноутворюючої ПАР і стабілізатора піни – гуарової смоли для винесення піною частинок твердої фази, яка поступає 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 піноутворюючих 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 піноутворюючої ПАР стінолу і 0,5 % мас стабілізатора піни – ксантанової смоли. Для попередження накопичення твердої фази у свердловині запропоновано дозовано уводити у затрубний простір водний розчин 1 % мас піноутворюючої 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 витрати, при якій забезпечується мінімальне значення вибієного тиску і відповідно зменшується кількість поглинутого пластом промивального агента. Найменше значення вибієного 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, спучений 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 пінотворної ПАР і стабілізатора піни по колоні гнучких труб, низ яких обладнаний пристроєм для руйнування піщаного корка; дозоване уведення в затрубний простір свердловини водного розчину пінотворної ПАР і стабілізатора піни для винесення твердих частинок із свердловин і використання пристрою для ліквідації ерозійних пошкоджень пластовим піском нижньої частини експлуатаційної колони. Розроблено рекомендації щодо практичного використання наукових розробок дисертаційної роботи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аббасов Ч. И. К вопросу определения допустимой депрессии на слабосцементированные пласты. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1968. №12. С. 29–32.
2. Абдулин Ф. С., Калашнев В. В. Пробкообразование в газовых скважинах Ставропольского месторождения. *Газовая промышленность*. 1970. №8. С. 7–9.
3. Аксьонова Н. А. Исследование и разработка техники, технологии заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. Тюмень, 2004. 23 с.
4. Алексеева Л. В., Набиевский С. Ю. Опыт применения вспученного перлита в строительстве. *Будівельні матеріали і вироби*. 2013. № 5–6. С. 62–65.
5. Амиян В. А., Амиян А. В., Васильева Н. П. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов. Москва: Недра, 1980. 380 с.
6. Амиян А. В. Некоторые вопросы гидравлики пенных систем. *Газовая промышленность*. 1976. № 4. С. 24–26.
7. Амиян В. А., Амиян А. В., Казакевич Л. В., Бекиш Е. Н. Применение пенных систем в нефтегазодобыче: Москва: Недра, 1987. 229 с.
8. Антонов М. Д., Кряквин Д. А. Исследование причин образования бездействующего фонда скважин на завершающей стадии разработки месторождений западной Сибири. *Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз»*. Тюмень, 2013. 302 с.
9. Апрель А. М. Управление выносом песка при добыче нефти. *Научные труды*. 2012. №3. С. 59–62.
10. Арбузов В. Н., Курганова Е. В. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 60 с.
11. Арестов Б. В. Разработка и исследование техники и технологии создания гравийных фильтров в скважинах: автореф. дис. канд. техн. наук: 05.15.06. Москва, 1987. 24 с.

12. Архипов В. А., Усанина А. С. Движение аэрозольных частиц в потоке. Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2013. 92 с.
13. А. с. 867104 СССР. Роторное устройство для очистки скважин от песчаных пробок: № 2929217/22-03; опубл. 23.05.80.
14. А. с. 825868 СССР. Устройство для ремонта обсадных колонн: №2488398/22-03; заявл. 23.05.1977; опубл. 30.04.1981, Бюл №6.
15. Афанасьев А. В. Использование технологи крепления призабойной зоны скважины «ЛИНК» для ограничения выноса песка. *Инженерная практика*. 2010. №2. С. 38–47.
16. Ахметов А. А., Жуковский К. А., Шарипов А. М. и др. Ликвидация пескопроявления при добыче газа. *Газовая промышленность*. 1998. №9. С. 20–22.
17. Ахметов А. А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. 219 с. ISBN 5-7831-0383-7.
18. Балыкова Л. И., Сарайкина И. П. Теплоизоляционные материалы на основе камчатских перлитов. *Вестник Камчатского государственного технического университета*. 2009. № 9. С. 15–20.
19. Баренблатт Г. И. Подобие, автомодельность, промежуточная асимптотика. Ленинград: Гидрометеиздат, 1982. 254 с.
20. Баррил Р., Гей Л. Предотвращение выноса песка при высоких дебитах газовых скважин. *Нефть, газ и нефтехимия*. 1983. № 9. С. 10–14.
21. Басарыгин Ю. М., Будников В. Ф., Булатов А. И Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации у б т. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», Т. 5. 2006. 431 с. ISBN 5-8365-0156-4.
22. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И, Проселков Ю. М. Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин. Краснодар: «Сов. Кубань», 2002. 584 с.
23. Башкатов А. Д. Предупреждение пескования скважин. Москва.: Недра, 1981. 176 с.
24. Близнюков В. Ю., Гилаев А. Г., Исламов Р. Ф., Моллаев З. Х. Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах.

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. №9. С.15–21.

25. Бойко В. С., Бойко Р. В. Підземна гідрогазомеханіка. Львів: Априорі, 2007. 452 с.

26. Бондаренко В. А. Савенок О. В. Анализ существующих методов борьбы с пескопроявлениями и разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчанистых пород. *Научный журнал Наука. Техника. Технологии*. 2014. № 1. С. 35–42.

27. Бондаренко В. А., Климовец В. Н., Щетников В. И., Сухляев А. О., Долгов С. В., Шостак А. В. Опыт борьбы с пескопроявлениями при эксплуатации скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения Краснодарского края. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2013. №6. С. 17–21.

28. Бондаренко В. А., Савенок О. В. Разработка статистической модели деформационно-пространственной нестабильности и разрушения песчанистых пород с целью снижения пескопроявлений. *ГеоИнжиниринг*. 2014. № 1(21). С. 84–87.

29. Боридько Е. В. Анализ современных механических способов предотвращения выноса пластового песка в скважинах подземных хранилищ газа. *Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета*. 2012. № 3 (32). С. 68–71.

30. Борьба с пескопроявлениями. *Нефтяная промышленность. Сер. нефтепромысловое дело*. Москва: ЭИ ВНИИОЭНГ, 1984. №1. С.17–20.

31. Букринський І. Б., Трачевський В. В., Бойко Я. М. Проблеми та перспективи використання колтубінгової техніки для проведення кислотної обробки привибійної зони свердловини. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. №1. С. 25–27.

32. Васильев В. А. Гунькина Т. А., Зиновьева Л. М., Копченков В. Г. Инновационные технологии повышения продуктивности скважин. *Нефтепромысловое дело*. 2014. №6. С. 5–74.

33. Васильев В. А. Дубенко В. Е., Гунькина Т. А. Технология очистки

забоя скважины от песка с использованием колтюбинговой установки. *Нефтепромысловое дело*. 2005. №11. С. 46–49.

34. Вернигорова В. Н., Костин Д. С., Саженко Д. С., Ульянов В. В. О взаимодействии суперпластификаторов и гиперпластификаторов с водой. *Региональная архитектура и строительство*. 2010. №1. С. 26–30.

35. Врачев В. В. Шафаренко Е. Н., Шустров В. П. и др. Пескопроявление при эксплуатации ПХГ. *Газовая промышленность*. 1999. №11. С. 62.

36. Гасумов Р. А., Машков В. А., Сингуров А. А., Кондренко О. С., Минликаев В. З., Дубровский Н. Д. Опытные-промышленные испытания технологии и технических средств по удалению глинисто-песчаных пробок в условиях АНПД. *Время колтюбинга*. 2005. №3. С. 18–23.

37. Гасумов Р. А. Предупреждение слипания влажного песка при сооружении гравийного фильтра в газовой среде. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2009. №9. С. 37–39.

38. Гасумов Р. А., Кондренко О. С., Сингунов А. А. Проблемы использования и возможности применения колтюбинговой установки при очистке скважины от песчаных пробок. *Время колтюбинга*. 2005. №12.

39. Гасумов Р. А., Гасумов Э.Р. Современные представления о механизме разрушения призабойной зоны пласта и образования глинисто-песчаных пробок. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2011. №12. С. 26–28.

40. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: монография: в 2 т. Москва: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.1. 360 с.

41. Гасумов Р. А., Минликаев В. З. Техника и технология ремонта скважин: монография: в 2 т. – Москва: ООО «Газпром экспо», 2013. Т.2. 267 с.

42. Горбійчук М. І., Пістун Є. П. Числові методи і моделювання на ЕОМ: навч. посібник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ Факел, 2010. 409 с. ISBN 978-966-694-098-1.

43. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). Москва: Недра, 1985. 509 с.

44. Гужов А. И., Титов В. Г., Медведев В. Ф., Васильев В. А. Сбор,

транспорт и хранение природных углеводородных газов. Москва: Недра, 1978. 405 с.

45. Гунькина, Т. А., Драчев Т. И., Дубенко В. Е., Ливинцев П. Н. Результаты лабораторных экспериментов по использованию контейнерного фильтра с гравийной обсыпкой в скважинах ПХГ. *Проблемы эксплуатации и капитального ремонта скважин на месторождениях и ПХГ: сб. научн. тр. СевКавНИПИгаза*. Ставрополь: РИЦ ООО «СевКавНИПИГаз», 2003. С. 492–496.

46. Гураль В. Р. Колтюбинг на Прикарпатье. *Время колтюбинга*. 2007. №19.

47. Гурбанов И. И. Гурбанов И. И., Хакимов А. А. Анализ разрушения призабойной зоны пласта эксплуатационной скважины. Новые технологии - нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. 2014. С. 43-45.

48. Данюшевский В. С., Алиев Р. М., Толстых И. Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. Москва: Недра, 1987. 373 с.

49. Диденко О. Г. Скважинные фильтры – выбор конструкции и анализ рисков. *Время колтюбинга*. 2014. №3. С. 90–92.

50. Довідник з нафтогазової справи. За заг. ред. докторів технічних наук Бойка В. С., Кондрата Р. М., Ярмійчука Р. С. Київ: Львів, 1996. 620 с. ISBN 5-335-01293-5.

51. Дорошенко В. М. Основы научных исследований: навч. посіб. Київ: ІСДО, 1993. 128 с.

52. Драчук О. Г., Гришаненко В. П., Тимах Р. В., Панасенко О. В., Касянчук С. В., Василишин Р. Я. Вибір технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів у свердловинах родовищ нафти і газу. *Нафтогазова галузь України*. 2014. № 5. С. 16–19.

53. Дремлюх Н. С. Способы ликвидации пещаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №2. С. 19–29.

54. Дремлюх Н. С. Аналіз способів очищення вибоїв свердловин від

піщаних корків у свердловинах з нестійкими колекторами. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі: матеріали міжнародної науково-технічної конференції* (Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, С. 283–285.

55. 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.

56. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія. Бойко В. С., Франчук І. А., Иванов С. І., Бойко Р. В. Київ, 2004. 400с. ISBN 966-694-012-4.

57. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. Алескеров С. С., Алибеков Б. И., Алиев С. М., и др. Москва: Недра, 1971. 200 с.

58. Жихор П. С. Вартумян Г. Т., Кошелев А. Т., Учурев Р. П. Эволюция методов крепления призабойной зоны скважин IV горизонта Анастасиевско-Троицкого месторождения. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2010. №6. С. 47–49.

59. Жуковский К. А., Ахметов А. А., Шарипов В. Н., Хозяинов В. Н. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. Москва: Недра, 1998. 464 с.

60. Закиров С. Н., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. Москва: Недра, 1974. 376 с.

61. Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Москва: Недра, 1989. 334 с.

62. Зотов Г. А., Тверковкин С. М. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин. Москва: Недра, 1970. 191 с.

63. Зотов Г. А. Алиев З. С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва: Недра, 1980. 301 с.

64. Зотов Г. А., Динков А. В., Черних В. А. Эксплуатация скважин в

неустойчивых коллекторах. Москва : Недра, 1987. 172 с.

65. Ивачев Л. М. Промывочные жидкости в разведочном бурении. Москва: Недра, 1975.

66. Иоакин Г. Добыча нефти и газа. Москва: Недра, 1966. 543 с.

67. Исмагилов Ф. З., Кадыров Р. Р., Жиркеев А. С., Сахапова А. К., Хасанова Д. К., Бакалов И. В. Технология ликвидации пескопроявлений в нефтяных скважинах. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, 2010.

68. Дряхлов В. О., Капралова Н. Н., Шайхиев И. Г., Абдуллин И. Ш., Ибрагимов Р. Г., Батыршин Р. Т. Исследование разделения водомасляных эмульсий, стабилизированных ПАВ «неонол» с помощью плазменно-модифицированных мембран. *Вестник Казанского технологического университета*. 2011. № 6. С. 31–35.

69. Каблов В. Ф., Новопольцева О. М., Кочетков В. Г. Влияние наполнителя перлит на теплостойкость резин на основе этиленпропилендиенового каучука. *Современные проблемы науки и образования*. 2013. №3. С. 444.

70. Катеринчук П., Грасела А. Гибкая труба в Польше и на Украине. *Время колтюбинга*. 2004. №8.

71. Комплексная система эффективной и качественной промывки забоя скважин. *Время колтюбинга*. 2004. №7. С. 28–31.

72. Кондрат О. Р., Гедзик Н. М. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 4. С. 164–178.

73. 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. С. 14–25.

74. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження впливу розміру і проникності штучно створеної присвердловинної зони пласта на продуктивну характеристику свердловини. *Науковий вісник*. 2016. № 1. С. 14–19.

75. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: Навчальний посібник. Івано-

Франківськ: Нова Зоря, 2015. 288 с.

76. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С. Дослідження технологічної ефективності промивання свердловини від піщаного корка на виснажених родовищах з використанням колтюрбінгової установки і різних промивальних агентів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. №1. С. 72–80.

77. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксенич А. І. Експериментальне дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази з вибою свердловини на поверхню. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3. С. 106–112.

78. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів пінотворних ПАВ і стабілізаторів піни. *Науковий вісник НГУ*. 2017. №3. С. 20–26.

79. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксенич А. І. Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3. С. 90–96.

80. 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. С. 92–101.

81. 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.

82. 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.

83. 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.

84. Копей Б. В., Кузьмін О. О. Очищення вибою свердловин від піску використанням колони гнучких труб. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2009. №4. С. 80–84.

85. Котяхов Ф. И. Условия выноса воды и песка при эксплуатации нефтяных скважин, Грозный 1946. 114 с.

86. Ксантова смола <http://www.easysoap.com.ua/shop/ksantanovaya-kamed/>

87. Латыпов Б. М. Техническое обеспечение устойчивости работы штанговой винтовой насосной установки в малодебитных скважинах, осложненных пескопроявлениями: дис. канд. техн. наук: 05.02.13. Уфа, 2014. 133 с.

88. Листак М. В. Удаления песчаной пробки у нефтяных скважинах с помощью гибкой трубы и гидравлической желонки. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2014. №4. С. 39–44.

89. Легаев Ю. Н., Ванюрихин И. С., Пищаев Д. В., Галимов Р. Р., Валовский К. В. Метод восстановления работоспособности глубиннонасосного оборудования в скважинах с интенсивным поглощением промывочной жидкости продуктивным пластом. *Нефтяное хозяйство*. 2015. №7. С. 54–55.

90. Ледков А. О. Выбор забойных фильтров добывающих скважин Ванкорского месторождения. *Научные исследования и инновации*. 2011. №1. С. 99–102.

91. Леонов Е. Г. Гидравлический расчет промывки скважин пеняй. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2004. № 7. С. 22–25.

92. Леонов Е. Г., Исаев В. И. Гидроаэромеханика в бурении: учебник для вузов. Москва: Недра, 1987. 304 с.

93. Магадова Л. А., Ефимов Н. Н., Губанов В. Б., Нескин В.А., Трофимова М. В. Разработка композиции для крепления призабойной зоны пласта в скважинах подземных хранилищ газа. *Территория нефтегаз*. № 5. 2012. С. 63–67.

94. Мамаев В. А., Одишария Г. Э., Семенов Н. И., Точигин А. А. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах. Москва: Недра, 1969. 208 с.
95. Мамедов Г. А. Производительность скважин с песчаной пробкой. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1959. №9. С.59.
96. Мамчистова А. И, Ожгибесова А. В. Способы борьбы с образованием песчаных пробок на забоях газовых скважин. *Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании* : материалы V Всероссийской научно-технической конференции с международным участием. Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. С. 128–133.
97. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. – Москва: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
98. Матеріали тампонажні розширні (РТМ): ТУ У В.27-26.6-32312060-1003:2005. Чинний від 2008-11-07.–К.:, ТОВ НВП "Спецматеріали", 2008. 28с.
99. Мелик–Асланов Л.С., Везиров А. Р. Проблема песка при добыче нефти. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1981. №8. С. 25–28.
100. Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: пер. с англ. и фр., под ред. В. Мори и Д. Фурметро. Москва: Мир, 1994.С.149–156.
101. Минибаев В. В. Исследование и разработка промывочных жидкостей на основе акриловых реагентов многофункционального назначения: автор. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. Москва, 2010. 24 с.
102. Мирзаджанзаде А. Х., Бабич Ю. А., Шапиро Б. А. Влияние заиления фильтра на дебит скважины. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1957. №9. С. 17–20.
103. Михайлов А. Г., Волгин В. А., Ягудин Р. А., Стрижнев В. А., Рагулин В. В. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз». *Территория нефтегаз*. 2010. №12. С. 84–89.
104. Мысаков Д. С., Чугунова О. В., Заворохина Н. В., Панкратьева Н. А. Использование ксантановой камеди в качестве структурообразователя при производстве бисквитного полуфабриката. *Новые технологии*. 2014. № 3. С. 13–20.

105. Моторин Д. В., Кротов П. С., Гурьянов В. В. Проблемы добычи газа на завершающем этапе разработки месторождений. *Территория нефтегаз*. 2011. № 10. С. 50–53.

106. Мусафирова Г. Я., Ярмантович П. В. Перлитобетон на основе вспученного перлита «Perlit de lux» ПТ ООО «Тайфун». Сборник статей участников IX Международной научно-практической конференции «Инновации в технологиях и образовании». Белово. 2016. С. 63–67.

107. Научный потенциал молодых ученых для инновационного развития строительного комплекса Нижнего Поволжья: материалы Международной научно-практической конференции в 2-х ч. Ч. I. Волгогр. гос. архит.-строит. ун-т. Волгоград : ВолгГАСУ, 2011. 275 с.

108. Нескин В. А., Ефимов Н. Н., Лыков О. П. Исследование состава на основе кремнийорганического полимера для крепления призабойной зоны пласта. *Труды РГУ Нефти и газа имени И.М. Губкина*. 2014. № 1 (274).

109. Нескин В. А. Разработка и исследование композиции на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в газовых скважинах: автореф. дис. канд. техн. наук: 02.00.11. Москва, 2016. 25 с.

110. Ногид Л. М. Теория подобия и размерностей. Государственное союзное издательство судостроительной промышленности Ленинград 1959. С.93

111. Образцов И. В. Оптимизация зерновых составов цементно-минеральных смесей для производства строительных композитов методами компьютерного моделирования: дис. канд. техн. наук: 05.23.05. Тверь, 2014. 131 с.

112. Паневник, О. В., Концур І. Ф., Паневник Д. О. Підвищення ефективності процесу промивання піскових корків. *Нафтогазова галузь України*. 2017. № 5. С. 11–15.

113. Паникаровский Е. В., Паникаровский В. В., Бельтиков Я. Б. Ликвидация пескопроявлений при эксплуатации скважин. *Нефть и газ*. 2011. №4. С. 50–54.

114. Пат. 42382 Україна. Склад для кріплення нестійких порід-колекторів: №2001020882; заявл. 09.02.2001; опубл. 15.10.2001, Бюл. №9.

115. Пат. 58826 Україна. Пристрій для видалення і руйнування піщаної

пробки: № 201011886; заявл. 07.10.2010; опуб. 26.04.2011, Бюл. №8.

116. Пат. 88637 Україна. Розширна полегшена тампонажна суміш: №u201312045; заявл. 14.10.2013; опубл. 25.03.2014, Бюл. №6.

117. Пат. 113026 Україна. Склад для кріплення нестійких порід колекторів: № 201606383; заявл. 13.06.2016; опубл. 10.01.2017, Бюл. №1.

118. Пат. 13254 Україна. Тампонажна суміш: №u200509726 заявл. 17.10.2005; опубл. 15.03.2006, Бюл. №3.

119. Пат. 98732 Україна. Пристрій для ремонту обсадних колон: №201103507; заявл. 24.03.2011; опубл. 11.06.2012, Бюл. №11.

120. Пат. 45565 Україна. Спосіб кріплення привибійної зони пласта: № 2001010190; заявл. 10.01.2001; опубл. 15.04.2002, Бюл. №4.

121. Пат. 78512 Российская Федерация. Устройство для очистки забоя скважины: № 2008116803/22; заявл. 28.04.2008; опуб. 20.10.2008.

122. Пат. 79613 Российская Федерация Устройство для очистки скважины от плотной пробки: №2008130301/22; заявл. 22.07.2008; опубл. 20.02.2009.

123. Пат. 93800 Україна. Розширний тампонажний матеріал для цементування свердловин в умовах впливу сольової агресії: № u201405834; заявл. 29.05.2014; опубл. 10.10.2014, Бюл. №19.

124. Пахлян И. А. Разработка погружного эжекционного устройства для удаления глинисто-песчаных пробок. *Материалы девятой Международной научно-технической конференции посвященной 100-летию со дня рождения Протозанова Александра Константиновича*. Тюмень, 2014. С. 78–81.

125. Перейма А. А., Кукулинская Е. Ю. Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №2. С. 35–41.

126. Пластифікатори Cement – superplasticizer compatibility [електронний ресурс]. Режим доступу: <http://www.theconcreteportal.com/compat.html>

127. Поліник М. М., Ясюк В. М., Яремійчук Р. С. Колтюрінг в нафтогазовидобуванні : довідник - навч. посіб. Львів : Центр Європи, 2014. 336 с. ISBN 978-966-464-006-7.

128. Половко Н. П., Башура А. О., Башура О. Г. Дослідження гелів гуарової камеді. *Актуальні питання фармацевтичної і медичної науки та практики*. 2012. № 2. С. 94–96.

129. Полтавская М. Д., Вержбицкий В. В., Гунькина Т. А. Влияние увеличенного диаметра ствола на повышение производительности скважин. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*. 2013. № 6. С.74–85.

130. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации: ГОСТ 26450.2-85. Введ. 01.07.1986. Москва: Изд-во стандартов. 17 с.

131. Портландцементи тампонажні. Технічні умови: ДСТУ Б В.2.7-88-99. – Чинний від 2000-01-01. Київ: Держкомбудівництва, архітектури і житлової політики, 1999. 12 с.

132. Правила розробки родовищ нафти та газу затверджені наказом Мінпаливенерго від 2010 р.

133. Пятахин М. В. Напряженный фильтр для стабилизации призабойной зоны скважин. *Газовая промышленность*. 2004. №11. С. 64–68.

134. Родовище Фогош <http://gidproekt.com/chto-takoe-perlit-karakteristika-perlita-i-oblast-ego-primeneniya-v-stroitelstve.html>.

135. Саницький М. А., Соболь Х. С., Марків Т. Є. Модифіковані композиційні цементи: навчальний посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. 130 с.

136. Сахабутдинов Р. Р. Разработка технологий ремонта газовых скважин без глушения (на примере Уренгойского газонефтеконденсатного месторождения): автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. Уфа, 2005. 24 с.

137. Сидоров И. В., Демичев С. С., Сабитов Р. Р. Анализ работы по изоляции водо-и пескопроявлений на скважинах месторождений «РН-Сахалинморнефтегаз». *Территория нефтегаз*. 2010. №4. С. 52–54.

138. Силин М. А., Магадова Л. А., Давлетшина Л. Ф., Пономарева В. В., Мухин М. М., Белых А. А., Учаев А. Я. ПАВ различного типа в составе технологических жидкостей, применяемых в процессах нефте- и газодобычи. *Нефтепромысловое дело*. 2010. № 10. С. 22–24.

139. Сітчастий фільтр PoroMax www.halliburton.com.

140. Смазочно-охлаждающее технологическое средство на основе неанола для финишной обработки алюминиевых сплавов Акулович Л.М., Сергеев Л.Е., Бабич В.Е., Сенчуров Е.В. Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2009. № 8. С. 135-138.

141. Соболев Х. С., Петрук М. П., Доскач Я. В. Дослідження властивостей бетону на багатоконпонентних цементах з КХД. Матеріали Міжреспубліканського семінару-наради. Ангрен, 1991. С. 25–27.

142. Строганов В. М., Дадька В. И., Гиляев Г. Г. и др. Состояние и развитие работ в области крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин. НИТПО: Наука. 2004.

143. Справочная книга по добыче нефти. Под ред. д-ра техн. наук Ш.К. Гиматудинова. М., Недра, 1974. 704 с

144. Струмінська О. О., Байляк М. М., Курта С. А. Мікробіологічні властивості природних плівко утворювачів. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 2014. №2. С. 34–40.

145. Волкова О. Е., Волкова А. Ю. Строительные материалы на основе вспученного перлита и магнезиального вяжущего. *Труды Братского государственного университета. Серия: Естественные и инженерные науки*. 2015. Т. 1. С. 201–203.

146. Сувернев С. П. Химическое связывание слабосцементированной породы для борьбы с песком. *Инженерная практика*. 2011. №2. С.101–102.

147. Сулейманов Н. Э. Об опыте применения гибких насосно-компрессорных труб в нефтегазодобыче. *Нефтегазовое дело*. 2005. №2.

148. Сулейманов Б. А. Промывка песчаной пробки газированными гидкостями. *Научные труды*. 2011. №1. С. 30–36.

149. Султанов Б. З., Гибдрахимов М. С. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин. Москва: Недра, 1997. 192 с.

150. Суміші сухі тампонажні: ТУ У 23.5-3251045-001:2011. Чинний від 2012-02-09. Дніпропетровськ; ТОВ "Спецбудконструкція", 2011. 11 с.

151. Суперпластифікатор Терміт ПТ <http://www.termitua.com/uk/dobavka-do-betonu-termit-pt>.

152. Сьюмен Д., Эллис Р., Снайдер Р. Справочник по контролю и борьбе с пескопроявлениями в скважинах. Москва: Недра, 1986. 176 с.

153. Тагиров К.М. Техника и технология проведения ремонтных работ в газовых скважинах с использованием газообразных агентов. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: реф. сб. ВНИИЭгазпрома*. 1985. вып. 3. С. 28–32.

154. Тананыхин Д. С., Петухов А. В., Долгий И. Е., Петухов А. А. Исследование характера разрушения призабойной зоны скважин Гатчинского ПХГ и обоснование химического способа крепления слабосцементированных песчаников. *Современные проблемы науки и образования*. 2012. № 3. С. 162.

155. Тарко Я. Б. До питання визначення розподілу тиску у пласті під час проведення депресійного впливу у свердловині. *Нафтова і газова промисловість*. 2004. № 3. С. 28–30.

156. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навчальний посібник. Акульшин О. І., Акульшин О. О., Бойко В. С., Дорошенко В. М. Івано-Франківськ: Факел, 2003. 434 с.

157. Технологический режим работы газовых скважин. Алиев З. С., Андреев С. А., Власенко А. П., Коротаев Ю. П. Москва.: Недра, 1978. 278 с.

158. Требин Ф. А. Добыча природного газа. Москва: Недра, 1976. 367 с.

159. Физико-химические свойства полисахаридных реагентов, основным компонентом которых является натрий карбоксиметилцеллюлоза. Денисова М. Н., Будаева В. В., Минаев К. М.: *материалы IX Всероссийской научно-практической в сборнике: Технологии и оборудование химической, биотехнологической и пищевой промышленности* С.22-24.

160. Цементи. Відбір і підготовка проб: ДСТУ Б В.2.7-44-96. Введ. 1997-01-01. Київ: Держкоммістобудування України, 1996. 26 с.

161. Цементи тампонажні. Методи випробувань: ДСТУ Б В.2.7-86-99. Чинний від 2000-01-01. Київ: Держкомбудівництва, архітектури і житлової політики, 1999. 18 с.

162. Цицорин А. И., Демьяновский В. Б., Каушанский Д. А. Химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. *Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика*. 2014. №2.

163. Цюпко Ф. І., Ларук М. М., Ятчишин Й. Й., Ільницький З. М. Одержання полікарбонатних гіперпластифікаторів. *Вісник національного університету "Львівська політехніка"*. 2012. № 726. С. 49–52.

164. Червінський В. П., Филь В. Г., Яковлев А. В. Перший досвід застосування колтубінгової техніки в Україні. *Нафтова і газова промисловість*. 2004. №3. С. 23–24.

165. Шерстнев Н. М., Гурвич Л. М., Булина И. Г. и др. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин. – Москва: Недра, 1988. 184 с. ISBN 5-247-0085-4.

166. Штурн Л. В., Кононенко А. А., Денисов С. О. Отечественные фильтры для заканчивания скважин. *Территория нефтегаз*. 2010. № 6. С.57–61.

167. Щелкачев В. Н., Лапук Б. Б. Подземная гидравлика. Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2001. 736 с.

168. Юргенс Х., Невигер З. Применение одноконтурных проволочных фильтров. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2009. №9. С.40–43.

169. Юсупходжаев М. А., Галкин М. В. Математическая модель промывки песчаной пробки на газовых и газоконденсатных скважинах пенными системами с применением колонны гибких труб. *Время колтубинга*. 2005. №2. С.45–49.

170. Ягудин Р. А., Стрижнев В. А. Особенности крепления призабойной зоны слабосцементированных пластов синтетическими смолами. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2011. №7. С. 43–47.

171. Яковишин Л.А., Гришковец В. И., Корж Е. Н. Физико-химическое взаимодействие тритерпеновых гликозидов с перлитом. *Ученые записки Крымского федерального университета имени В.И. Вернадского. Биология. Химия*. 2012. № 25 (64). С. 294–299.

172. Ясашин А. М. Ликвидация песчаных пробок в нефтяных скважинах. Москва: Недра, 1964. 150 с.

173. Flanigan M. J. Smaller gravel and coated screens enhance 50-Year-Old field. «Petrol. Technol.», 1980, 32, № 5, p.p. 757-763.

174. Penberthy W. L., Cope B. I. Design and productivity of gravel-packed completion 1980.

175. Stein N. Mechanical properties of friable sands from conventional log data. *J. of Petroleum Technology*. 1976, July. P. 213–217.

176. Stein N., Oden A.S., Jones L.G. Estimating maximum sandfree production rates from friable sands for different well completion geometry. *J. of Petroleum Technology*. 1974, October. P. 138–141.

177. SPE-177338-RU Ш.П. Казымов, Фариз ф. Ахмед Регулирование притока песка из пласта на скважинах месторождений SOCAR.

ДОДАТОК А

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опублікуванні основні результати дисертації

1. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів пінотворних 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 колтюрінгової 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 очищення вибоїв свердловин від піщаних корків у свердловинах з нестійкими колекторами. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової 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 колтбінгової 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; заяв. 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., Климишин Я. Д.; № 201103507; заяв. 24.03.2011; опуб. 11.06.2012, Бюл №11.