

**НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ « ПОЛТАВСЬКА  
ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»**

**МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

*на тему:*

*«Проектування технології відновлення і підвищення  
продуктивності газових свердловин: на прикладі  
Коломацького ГКР»*

*Група 601-МН*

*Коробка Сергій Олексійович  
2025р.*

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія  
Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій  
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

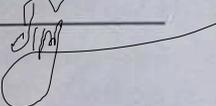
До захисту  
завідувач кафедри



МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему проективання технології відведення і підвищення  
продуктивності газових свердловин: на прикладі Желізночного Т.К.Р  
Пояснювальна записка

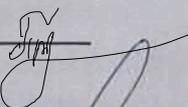
Керівник

ст. викладач  
посада, наук. ступінь, ПІБ  
Ганюта В.В.  
підпис, дата, 

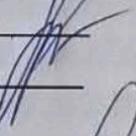
Виконавець роботи

Коробка С.О.  
студент, ПІБ  
група ВДІ-ММ  
20  
підпис, дата

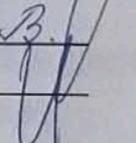
Консультант за 1 розділом

ст. викладач  
Ганюта В.В.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис 

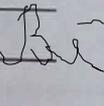
Консультант за 2 розділом

доц. к.т.н. Рибачук В.І.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис 

Консультант за 3 розділом

доц. к.т.н. Гострунська М.В.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис 

Консультант за 4 розділом

доц. к.т.н. Савиш В.М.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис 

Дата захисту \_\_\_\_\_

Полтава, 2025

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

**Завідувач кафедри НГІТ**

“ ” 20 року

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Жордан Сергій Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: проектувальне технічне відведення і підвищення продуктивності надрів свердловин на прикладі Камішанського ГПР

Керівник роботи ст. викладач Голубов В.В.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від “ ” 2024 року №

2. Строк подання студентом роботи 20 року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.

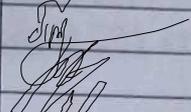
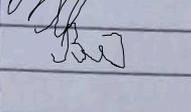
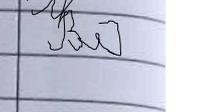
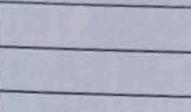
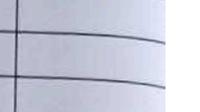
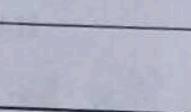
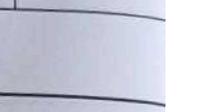
2. Експериментальна частина.

3. Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

5. Перелік графічного матеріалу

## 6. Консультанти розділів роботи

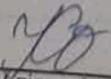
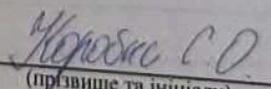
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	ст. викладач Ганюта В.Б.		
2	доц. К.Т.М. Рубель В.П.		
3	доц. К.Т.М. Петрушик М.В.		
4	доц. К.Т.М. Савицький.		

7. Дата видачі завдання \_\_\_\_\_

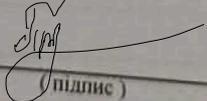
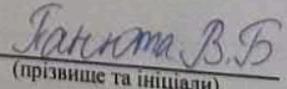
## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20
2	Експериментальна частина	21.10-01
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11-15
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-01
5	Оформлення та узгодження роботи	02.12-15
6	Попередні захисти робіт	16.12-28
7	Захист магістерської роботи	

Студент

  
(підпис)  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
(підпис)  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	
<i>9</i> .....	
РОЗДІЛ I АНАЛІЗ СТАНУ ФОНДУ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДІВ, ЩО ВЖИВАЮТЬСЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ І ВІДНОВЛЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН КОТЕЛЕВСЬКОГО ГКР.....	
1.1 Особливості експлуатації свердловин на пізній стадії розробки родовищ.....	<i>10</i>
1.2 Головні причини зниження продуктивності газових свердловин.....	<i>13</i>
1.3 Вивчення механізму скупчення рідини в газових свердловинах.....	<i>19</i>
1.4 Методи підвищення і відновлення продуктивності газових свердловин.....	<i>28</i>
РОЗДІЛ II ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ПРОЦЕС ПІНОУТВОРЕННЯ РІДИНИ І ЇЇ ВИНЕСЕННЯ ЗІ СВЕРДЛОВИНИ.....	<i>31</i>
2.1 Дослідження використовуваних ПАР для видалення рідини зі свердловин.....	<i>31</i>
2.2 Дослідження умов утворення піноемультсійних систем, що забезпечують винесення зі свердловин водогазоконденсатних сумішей.....	<i>42</i>
2.3 Розробка складів для інтенсифікації припливу флюїда пласта.....	<i>55</i>
РОЗДІЛ III РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ І ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ, ЩО ЗАБЕЗПЕЧУЮТЬ СТАБІЛЬНІСТЬ РОБОТИ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН КОТЕЛЕВСЬКОГО РОДОВИЩА .....	<i>67</i>

3.1 Розробка технології видалення рідини, що скупчилася, з допомогою твердих піноутворювачів.....	07
3.2 Розробка технології відновлення і підвищення продуктивності свердловин родовищ.....	81
3.3 Розробка установки для дослідження газових свердловин .....	94
РОЗДІЛ IV РОЗРОБКА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ І ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ВИГОТОВЛЕННЯ ТВЕРДИХ ПІНОУТВОРЮВАЧІВ .....	
4.1 Розробка установки для виготовлення твердих стержнів-піноутворювачів.....	99
4.2 Розробка технології виготовлення твердих піноутворювачів .....	106
РОЗДІЛ V ЗАСТОСУВАННЯ РОЗРОБОК НА КОТЕЛІВСЬКОМУ РОДОВИЩІ ТА ОЦІНКА ЇХ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ	
5.1 Результати дослідно-промислових випробувань.....	110
5.2 Оцінка економічної ефективності розробок.....	132
ВИСНОВКИ.....	136
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	139

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Підвищення міри вилучення газу і газового конденсату з надр - одна з найважливіших проблем в області раціональної розробки газових і газоконденсатних родовищ. Розробка родовищ показує, що газовіддача при існуючих методах складає 50 % - 90 %. Окрім природних, є багато чинників, що істотно впливають на газовіддачу. Особливо гостро ця проблема стоїть при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на пізній стадії розробки родовищ.

Для вирішення завдання забезпечення рівня видобутку газу і газового конденсату важливе значення має підтримку експлуатаційного фонду свердловин в робочому стані. При цьому особлива увага приділяється вдосконаленню технології підвищення і відновлення продуктивності свердловин, у тому числі: своєчасне видалення рідини із ствола свердловин, інтенсифікація припливу вуглеводневих флюїдів, ліквідація водоприпливів, зміцнення ПЗП і так далі

Особливі труднощі виникають при проведенні робіт на родовищах, що знаходяться на завершальній стадії розробки. На пізній стадії експлуатації родовищ в газових свердловинах має місце інтенсивний ввід і накопичення рідини пласта на забої свердловини, що за певних умов може привести до глушення продуктивного пласта і припинення процесу видобутку газу.

На початковій стадії експлуатації родовищ і при порівняно невеликих об'ємах рідини, що поступає, її винесення зі свердловини здійснюється за рахунок високої швидкості ліфтування газу.

У подальшому, при відробітку родовища і зниженні тиску пласта, спостерігається збільшення об'ємів вступу рідини пласта і поступове накопичення її на забої свердловини. З цієї причини росте бездіяльний фонд свердловин. Для відвертання цих негативних явищ доводиться в процесі експлуатації свердловин коригувати технологічний режим, що призводить до зменшення об'єму видобутку газу, а також зниження коефіцієнта газовіддачі продуктивних пластів.

У зв'язку з вищевикладеним, підтримка продуктивності свердловин, питання попередження накопичення рідини на забої свердловин і технологія її своєчасного

Розробка методики вибору свердловин для ефективного видалення рідини, що скупчилася, за допомогою твердих піноутворювачів.

Розробка технології підвищення і відновлення продуктивності газових свердловин.

Розробка технології ізоляції водопрпливу в газових свердловинах.

Розробка методики досліджень з використанням сучасних лабораторних приладів, установок, математичних методів і моделювання з програмним забезпеченням.

**Наукова новизна.** На підставі узагальнення теоретичних, експериментальних досліджень розроблені склади і спосіб отримання твердих піноутворювачів для видалення рідини з газових свердловин з регульованими швидкостями розчинення для вод пластів з різною мінералізацією для Котелевського ГКР.

Розроблені склади твердих піноутворювачів для видалення рідини з газових свердловин, що відрізняються від раніше вживаних, з регульованими швидкостями розчинення для вод пластів різної мінералізації з урахуванням експлуатації Котелевського ГКР, а також способи їх отримання.

Розроблена нова технологія видалення свердловини, що скупчується в стволі, в процесі її експлуатації рідини з використанням твердих піноутворювачів з різною швидкістю розчинення, застосовано для продуктивних покладів Котелевського ГКР.

На основі аналізу роботи експлуатаційних свердловин запропонована методика їх вибору для ефективного видалення рідини, що скупчилася, за допомогою твердих піноутворювачів з урахуванням геометричних параметрів свердловин і умов пластів.

#### **Практична цінність і реалізація роботи.**

Практична значущість роботи характеризується відповідністю напрямів досліджень і її складників вмісту науково-технічних програм.

**Об'єм роботи.** Магістерська робота викладена на 147 сторінках машинописного тексту, включає 48 малюнків, 24 таблиці.

Робота складається з вступу, п'яти розділів, загального висновку і списку використаних джерел з 150 найменувань.

## РОЗДІЛ І

# АНАЛІЗ СТАНУ ФОНДУ СВЕРДЛОВИН, МЕТОДІВ, ЩО ВЖИВАЮТЬСЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ І ВІДНОВЛЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН КОТЕЛЕВСЬКОГО ГКР

### 1.1 Особливості експлуатації свердловин на пізній стадії розробки родовищ

Основні розвідані запаси мегабасейну приурочені до теригенних відкладень сеноманської продуктивного покладу. Товщина порід колекторів продуктивних відкладень сеномана складає від 0,4 до 25 м. Максимальна газонасичена товща порід в склепінній частині родовищ досягає 300 м. Сумарний вміст проникних порід в газонасичена товща зменшується зі сходу на захід від 80 % до 20 %. Зі збільшенням глибини залягання покрівлі продуктивних відкладень відбувається глинизація і ущільнення гірських порід, що призводить до погіршення їх фільтраційно-ємнісних властивостей. Фізичні властивості колекторів змінюються в широких межах: коефіцієнт пористості 0,1-0,45, проникність від 0,0001 до 3-10" м, коефіцієнт газонасиченості і 0,2-6,96.

Аналіз динаміки газоводяного контакту(ГВК) продуктивних покладів свідчить про те, що в зонах відбору відбувається активне диференційоване впровадження підшовної води в газову частину пласта, що сприяє помітному зниженню темпу падіння тиску пласта. При зниженні тиску пласта і дебіта погіршуються умови винесення рідини із забою свердловин. Поява рідини у свердловині пов'язана як з підтягуванням підшовних і контурних вод, недостатньою герметичністю цементного каменю, так і з конденсацією пари води в стволі свердловини і привибійної зоні пласта [1].

Аналогічної думки дотримуються автори [2], що вважають, що газові свердловини обводнюються підшовною водою пласта в результаті підйому ГВК, конусоутворення, підтягування води по заколонному простору із-за дефектів його цементування.

Одним з головних негативних наслідків обводнення продуктивних інтервалів є руйнування привибійної зони свердловин, внаслідок розмиву глинистого цементуючого матеріалу.

Гідрогазодинамічними дослідженнями встановлено, що на забоях багатьох досліджуваних свердловин є псевдозріджена пробка нижче черевика насосно-компресорних труб(НКТ), положення якої залежить від режиму експлуатації свердловини. Параметри режимів досліджень свердловин задавалися, виходячи з аналізу їх передісторії, і знаходилися в наступних діапазонах:

дебіт газу : 179 - 1003 тис. м<sup>3</sup>/добу;

швидкість у черевика ліфтової колони : 3,9 - 14,5 м/с;

швидкість в експлуатаційній колоні: 1,4 - 8,2 м/с;

депресія: 0,03 - 1,24 МПа.

Мінімальні швидкості потоку, при яких були зафіксовані виноси води і механічних домішок газовими свердловинами родовища, варіювали в межах 1,4 - 1,6 м/с.

Результатами промислових досліджень, лабораторними експериментами і теоретичними оцінками розрахунками для різних моделей і розмірів часток встановлено, що мінімально-необхідна швидкість потоку для стійкого винесення рідини і механічних домішок мають бути більше 2 м/с, а для повного очищення забою свердловини від псевдозрідженої піщаної пробки - більше 5 м/с.

Швидкості потоку в ліфтовій колоні при дослідженнях свердловин були вищі мінімально необхідних, чого не можна сказати про швидкості в експлуатаційній колоні. З цієї причини систематичні виміри положень поточних забоїв у свердловинах з високою підвіскою НКТ свідчать про їх підйом в часі. І це закономірний процес, запобігти якому технологічними заходами не представляється можливим у зв'язку з падінням дебітів свердловин і характером розподілу швидкостей - зменшення їх до нульового значення в районі нижніх отворів інтервалу перфорації.

За результатами газогідродинамічних досліджень ні по одній свердловині не спостерігалось тривалого «обвального» винесення продуктів руйнування колектора привибійної зони. При існуючих і контрольованих режимах роботи

свердловин, за теоретичними уявленнями про природу і механізм руйнування колектора, а також у зв'язку з тим, що експлуатація свердловин робиться через фільтр, цей процес маловірогідний. Значне винесення при короткочасних режимних випробуваннях пов'язане переважно з винесенням «шламу» із зумпфа свердловини і продуктів попереднього руйнування. На користь цього укладення говорять результати вимірів положення поточних забоїв і зменшення кількості механічних домішок, що виносяться, при переході на інтенсивніший режим роботи свердловини.

Свердловинами виносяться водоглинопіщану суміш у вигляді «шламу», в якому кількість абразивних компонентів незначна, а негативна їх дія на знос устаткування «компенсується» частково присутністю рідкої фази, що робить змашуючий ефект. Недоцільно обмежувати дебіти свердловин, це не покращує ситуацію, а призводить до більше негативними наслідкам. Проблема полягає в «пошуку» найменш стійкого до абразивного зносу елементу технологічного ланцюга і в планомірній його ревізії або заміні.

Розробка продуктивних покладів Котелевського НГКР знаходиться на стадії видобутку, що падає, викликаній значним зниженням тиску пласта. Внаслідок невеликої різниці тисків статичного і шлейфового режим роботи різнодебітних свердловин куца при їх бесштуцерной експлуатації в один газозбірний колектор повністю визначається проти тиском з боку ГСК.

У цих умовах періодичні коливання тиску в шлейфі призводять до того, що дебіт окремих свердловин з відносно низькими продуктивними характеристиками знижується нижче достатнього для винесення краплинної рідини, і на забоях скупчується конденсаційна вода спільно з технічною або пластом, причому інтенсивність вступу останньої з часом збільшується. При цьому навіть порівняно невеликий стовп води, 10 - 30 м, в колоні ліфтових труб (КЛТ) або інтервалі перфорації може бути причиною різкого зниження дебіта газу, і навіть зупинки свердловини. Тому експлуатація свердловин куца з відносно низькими продуктивними характеристиками ускладнена рідиною, що скупчується в їх підйомниках. Ситуація ускладнюється в різному ступені руйнуванням пласта, однією з головних причин якого є підвищена водо насиченість привибійної зони.

Для утворення рідкої фази CO<sub>2</sub> в діапазоні існуючих температур парціальні тиски діоксиду вуглецю в суміші газів повинні складати: в пригирловій зоні свердловин - більше 4,73 МПа, в привибійної - більше 7,28 МПа, при цьому концентрація його повинна досягати - 59 % і 83 %, відповідно. У зв'язку з тим, що вміст вуглекислого газу в суміші газів пластів значно нижчий (0,3 %), то перехід його в рідку фазу за даних умов неможливий.

Додатковим джерелом вступу CO<sub>2</sub> у свердловину можуть бути солянокислотна і глинокислотна обробки привибійної зони, що виконуються для інтенсифікації припливу.

Об'єм діоксиду вуглецю, що виділився в результаті реакції HCl і HF з включеннями карбонатного складу в теригенному колекторі, необхідний для досягнення концентрації фазового переходу в закритий простір свердловини, приведений до нормальних термобаричних умов, розраховується на основі рівняння Менделєєва-Клапейрона :

$$V_o = \frac{PVT_o}{P_o T_z},$$

де P - середнє парціальне означає тиски вуглекислого газу у свердловині; МПа;

V - середнє парціальне значення об'єму вуглекислого газу у свердловині; м;

Tонна - середнє значення температури по стовбурі продуктивних свердловин, До;

P<sub>0</sub> - тиск в нормальних умовах, МПа;

T<sub>0</sub> - температура в нормальних умовах, До;

Z - коефіцієнт стисливості газу в нормальних умовах.

Середнє значення температури по стовбурі продуктивних свердловин - 295 К. Мінімальний парціальний тиск утворення рідкої фази CO<sub>2</sub> для цієї температури - 6,0 МПа (рисунок. 1.1), що становить 70,6 % від середнього тиску суміші газів у свердловині. Тоді парціальний об'єм в закритому просторі свердловини складає 28 м,

Таким чином, шуканий об'єм складе:

$$V_o = \frac{PVT_o}{P_o T_z} = \frac{6,0 \cdot 28 \cdot 273}{0,1 \cdot 295 \cdot 0,92} = 1690 \text{ м}^3.$$

Для отримання такого об'єму вуглекислого газу необхідно, щоб карбонати повністю прореагували з безводною HCl в кількості:

$$m_{HCl} = \frac{V_o \rho_{CO_2} 2M_{HCl}}{M_{CO_2}} = \frac{1690 \cdot 1,98 \cdot 0,073}{0,048} = 5089 \text{ кг},$$

де  $\rho_{CO_2}$  - густина діоксиду вуглецю в нормальних умовах, кг/м<sup>3</sup>;

$M_{HCl}$  - маса моля безводної соляної кислоти, кг;

$M_{CO_2}$  - маса моля діоксиду вуглецю, кг

Об'єм 12-% соляної кислоти, використовуваної для обробки ПЗП продуктивних свердловин, повинен складати:

$$V_{HCl} = \frac{5089}{0,12 \cdot 1060} = 40 \text{ м}^3$$

Враховуючи невисоку карбонатність продуктивних теригенних відкладень, можна вважати, що в оброблюваній зоні пласта видобувається необхідна кількість карбонатів для нейтралізації розрахованого об'єму HCl. Концентрація CO<sub>2</sub>, достатня для переходу в рідку фазу, може бути досягнута короткочасно в обмеженому об'ємі привибійної зони. Подальше зміщення вуглецю, що утворився в результаті хімічної реакції діоксиду, з газом пласта зумовить зниження його концентрації нижче меж існування рідкої фази. Таким чином, в продуктивних свердловинах Котелевського ГКР видобувні умови для стабільного існування рідкої фази діоксиду вуглецю.

У роботі [8, 9] приведені криві, що характеризують умови початку гідратуутворення сусідніх родовищ. Автор відмічає, що на родовищі усі свердловини, що знаходяться в консервації, характеризуються гідратним режимом в стволі. Тому необхідно передбачати заходи по попередженню утворення гідратів в стволі свердловин на період тимчасової їх консервації.

Газогідрати у верхній частині стволів свердловин можуть утворюватися в точках дроселювання газу, при його перетіканні через нещільність в муфтових з'єднаннях, а також в стволах свердловин, що тривало простоюють.

відносною щільністю газу 0,6012 відповідно складають 20 °С і 11,5-14,0 МПа [6]. На початковому етапі розробки родовища тиски пластів відповідали цим умовам, а температура пласта 19 °С - 20 °С всюди фіксується нині в нагнітальних свердловинах. Тобто, підтверджується припущення Ю.Ф.Макогопа, що в привибійній зоні нагнітальних свердловин можливе утворення гідратів.

Початок утворення гідратів характеризується різким збільшенням електроопору і різким падінням тиску. Розкладання гідратів, навпаки, супроводжується зростанням тиску, оскільки в одному об'ємі гідрата може міститися від 70 до 300 об'ємів газу.

При утворенні і розкладанні гідратів відзначається стрибок температури за рахунок виділення тепла і в тому і в іншому випадку, по дещо різної кількості [9].

Таким чином, зміни електроопору, тиску і температури можуть використовуватися як контрольні методи виявлення гідратів в привибійній зоні. У ряді свердловин родовища, різкі асинхронні зміни температури пласта і тиску пласта, що спостерігаються, можуть побічно свідчити про освіту і розкладання гідратів в привибійній зоні.

Слід звернути особливу увагу на циклічність утворення і руйнування гідратів в привибійній зоні пласта при виникненні відповідних умов. Обумовлені цим циклічні зміни тиску сприяють розущільненню порід пласта і цементного каменю і, як наслідок, збільшенню винесення механічних домішок, утворенню глинисто-піщаних пробок в перфорованій частині ствола.

Крім того, різке збільшення тиску в привибійній частині свердловини при розкладанні газогідратів передається по пласту в інші свердловини куща. У них, у свою чергу, можливий підйом ГВК, гідратоутворення не, прорив конуса підошовних вод.

Отже, підйом ГВК, газових гідратів, утворення піщаних пробок в привибійній зоні є процесами взаємозв'язаними і їх слід розглядати як єдину систему [9]. Відновлення і підвищення продуктивності свердловин за рахунок видалення рідини, що скупчується на забої, або її ізоляції одночасно призводить до зниження або відвертання утворення піщаних пробок, руйнування колектора і винесення піску.

### 1.3 Вивчення механізмів екупчення рідини і руйнування колектора в газових свердловинах

Газові і газоконденсатні родовища є складовою частиною великої крейдяної водонапірної системи. Водонасичені породи так само як і газонасичені, дуже анізотропний. Тиск пласта в газових колекторах урівноважується гідростатичним тиском підземних вод водонапірної системи, що свідчить про існування між ними газогідродинамічному зв'язку. При зменшенні тиску пласта в покладі водонапірна система чуйно реагує на це вторгненням підземних вод в поклад, при цьому спостерігається падіння гідростатичного тиску на межі поклад - водонапірна система в законтурній частині і появу води у свердловинах, розташованих в межах газового покладу.

Рух вод пластів в межах покладу стримується наявністю глинистих порід, які перешкоджають переміщенню води в поклади як по простяганню, так і по розрізу.

За наявності "літологічних вікон", опесчаності розрізу і значних потужностях колекторів інтенсивність вступу води збільшується, що проявляється в підйомі газоводяного контакту (ГВК) до 1,5-2 м/рік і більше.

З впровадженням води відбувається розчленування покладу на окремі ділянки, знижується дебіт експлуатаційної свердловини, відбувається руйнування колектора і інші негативні явища, як наслідок, знижується газовіддача, свердловина виходять з експлуатації, Прогнозування впровадження води в поклад, підйому газоводяного контакту є дуже актуальним завданням.

У південній частині сеноманської газового покладу на ділянках 1, 2, 3 початок впровадження води в поклад і підйому газоводяного контакту спостерігається після восьми-дев'яти місяців експлуатації покладу [10]

Зниження тиску пласта з початку експлуатації ділянки 1 (рисунки 1.1, 1.2)

$$P_m = 0,38(T - t_i) \quad (1.2)$$

де  $DP_{ш}$  - зміна тиску пласта з початку експлуатації покладу на ділянці 1, МПа;

Тонна - поточний рік експлуатації;  $t_i$  - рік початку експлуатації.

"плавне" введення свердловин в експлуатацію після їх зупинки для проведення досліджень або капітального ремонту.

Основним чинником, що призводить до винесення піску, є режим фільтрації флюїда в при свердловинній зоні. При ламінарному режимі можливе формування стійких абочних структур і відвертання піскування при фільтрації, що встановилася. При турбулентному режимі фільтрації абочні структури під впливом пульсуючих швидкостей і тисків на контурі руйнуються, що призводить до піскопроявлень. Порушення стійкості структури спостерігається і при ламінарному режимі під час зупинки свердловини або інтенсифікації припливу газу. При цьому спостерігається пульсація тиску на контурі абочної структури, виникає гідравлічний удар, і режим фільтрації дестабілізується.

Як було вказано вище, продуктивні пласти України складаються неоднорідними у вертикальному розрізі породами з включенням пропластків глини, що обумовлює різну швидкість фільтрації флюїдів пластів і призводить до переважаючого винесення піску через інтервали проникних пропластков. В процесі експлуатації об'єм винесеної з найбільш продуктивних інтервалів породи збільшується, призводячи до зростання об'єму порожнин, утворених в при свердловинній зоні.

При збільшенні об'єму каверни її стійкість знижується і при деяких критичних значеннях відбувається обвалення стінок, що супроводжується різким збільшенням кількості піску, що поступає у свердловину, внаслідок чого формується піщана пробка.

Геологічним чинником, що обумовлює піскування свердловин, неабиякою мірою супроводять технологічні чинники на стадії буріння і освоєння свердловин. Вживані бурові розчини по складу рідкої фази зазвичай різко відрізняються від складу вод пластів, частково або що повністю насичують рихлі породи. Використовувані при освоєнні свердловин і обробці пластів кислотні і інші хімічно активні до порід і пропласткам глин розчини призводять до розвитку в пласті іонообмінних процесів, процесів масо переносу, які сприяють розчиненню(руйнуванню) природного цементуючого матеріалу, що скріплює між

собою окремі зерна піску, зміні пористості, тобто дестабілізації фільтраційного потоку на ранній стадії експлуатації свердловин.

Оскільки в процесі буріння свердловин фільтрат бурового розчину по різному насичує призабойну зону, то, природно, і депресії руйнування і характер їх зміни в часі будуть розрізні для усіх свердловин, що розкривають один і той же пласт. Відомо, що від вологонасичення пористого середовища значною мірою залежать і пружних властивості цього середовища(породи)

У роботі [13] показано, що залежність депресії, при якій починається руйнування стінки забою свердловини від тиску пласта визначають наступні параметри :

коефіцієнт бічного розпору, рівний відношенню вертикального гірського тиску до горизонтального;

гірський тиск на заданій глибині;

коефіцієнт Пуассона породи-колектора;

фізико-механічних властивосте породи-колектора.

На газоконденсатному родовищі, продуктивні горизонти якого складені піщаниками з глинистим цементуючим матеріалом, коефіцієнт бічного розпору може бути прийнятий рівним одиниці. Це пояснюється тим, що за період формування покладу вертикальне і горизонтальне гірські тиски в "м'яких" породах устигають вирівнятися.

Залежність депресії руйнування від тиску пласта визначають за результатами дослідження свердловин на режимах, що встановилися [13]. При цьому первинне дослідження свердловини, привибійна зона якої здатна руйнуватися, обов'язково має бути багато цикловим з виходом в кожному циклі на режим з руйнуванням і відробітком на цьому режимі до повного винесення часток породи. Т.к, вологонасиченість призабойної зони фільтратом БР змінюється від 1 на забої до 0 на деякому видаленні від свердловини, то це визначає міцність породи і схильність ес до руйнування. Тому при багатоциклових дослідженнях свердловини відбувається очищення привибійної зони від вологонасиченої маломіцної породи, що приводить при подальших випробуваннях свердловини до збільшення депресії руйнування.

При визначенні за результатами випробування свердловин депресії руйнування отримане значення, при якому спостерігається винесення часток породи, не завжди характеризує процес руйнування привибійної зони, оскільки при деяких режимах випробування винесення часток породи, що спостерігається, не означає, що отримані умови руйнування. Таким режимам відповідає дебіт, необхідний для захоплення часток породи із забою і винесення їх на поверхню або для очищення перфораційних каверн. Тому якщо на деякому режимі випробування з дебітом  $Q_0$  відбувається винесення часток породи і при цьому отриманий дебіт  $Q_0$  значно більше  $Q_{min}$ , необхідного для захоплення цих часток із забою, то що відповідає цьому режиму депресія є депресією руйнування [13].

$$Q_{min} = 0,358D^2 \left[ \frac{P^2 (29,27 Z T \gamma_2 - 10^4 P \gamma_1)}{Z^3 T^3 \gamma_1^2} \right]^{1/4} \quad (1.7)$$

де  $D$  - діаметр НКТ, м;

$P$  - тиск у черевика НКТ, МПа;

$Z$  - коефіцієнт надстисливості;

$T$  - температура, °С;

$\gamma_1$  - відносна щільність газу по повітрю;

$\gamma_2$  - щільність часток породи, кг/м<sup>3</sup>.

При  $Q_0 - Q_{min}$  винесення часток не завжди свідчить про руйнування привибійної зони. Щоб переконатися, чи є отримана депресія депресією руйнування, необхідно при випробуванні свердловини на цьому режимі визначити залежність зміни кількості породи, що виноситься, в часі.

Про підвищення вірогідності пескопроявлення і утворенні піщаних пробок у свердловинах родовища при перевищенні робочого дебіта над дебітом, при якому відбувається руйнування ПЗП, свідчить той факт, що з 408 свердловин з дефектами різного характеру 10 % складають свердловини з наявністю піщаних пробок.

Накопичення рідини на забої газових і газоконденсатних свердловин є однією з найбільш важливих проблем, що визначають можливість збереження видобутку газу на родовищах.

Проблема видалення свердловинної рідини є усе більш актуальною, оскільки постійно збільшується число родовищ, що вступили в завершальну стадію розробки. Накопичення свердловинної рідини, що відбувається при швидкостях газового потоку нижче певного критичного значення [14-16], серйозно ускладнює технологічний процес видобутку газу, різко скорочує продуктивність свердловин аж до сам оглушення.

Так, на родовищі при експлуатації продуктивних свердловин з дебітами газу, що не забезпечують винесення рідини, відбувається накопичення конденсаційної води в стволі свердловини. Враховуючи низькі депресії (менше 0,1 МПа), це призводить до самозадавку по свердловині впродовж двох - трьох днів [17]. Аналогічні явища характерні і для інших родовищ. За даними авторів [3] більше 20 % продуктивних свердловин експлуатаційного фонду родовищ і працюють з водонакопиченням, пов'язаним з недостатньою швидкістю газового потоку.

На родовищі з початку розробки середній тиск пласта знизився з 10,15 МПа до значень близько 2 МПа. Біля третини експлуатаційного фонду свердловин працює з накопиченням води пласта на забої [4].

Таким чином, підводячи підсумки вищевикладеного, можна зробити наступні висновки:

особливості гірничо-геологічних умов продуктивних колекторів газових і газоконденсатних родовищ України, інтенсивність їх експлуатації обумовлюють високий темп переміщення газоводяного контакту, диференційоване впровадження контурних і підшовних вод в газову частину продуктивного пласта;

у більшості експлуатаційних свердловин газових і газоконденсатних родовищ України існують необхідні і достатні умови для активного гідратоутворення;

низька швидкість газового потоку є головною причиною скупчення рідини у свердловині, що призводить не лише до зниження продуктивності, але і мимовільному глушенню її (до зупинки);

- накопичення в привибійної зоні конденсаційної води, впровадження вод в газову частину колектора, процеси гідратоутворення є головними причинами руйнування слабо-цементованих порід колектора, утворення глинисто-піщаних і гідратів пробок в експлуатаційних свердловинах, різкого зниження їх дебітів.

#### **1.4 Методи підвищенні і відновлення продуктивності газових свердловин. Способи видалення рідини зі свердловин**

На пізній стадії розробки газових родовищ виникають ускладнення, пов'язані з осадженням краплинної рідини при низьких швидкостях висхідного потоку газу і накопиченням її па забої свердловини.

Стабільність роботи свердловин, що обводнюються, знаходяться на завершальній стадії розробки, освоєння самозаглушених свердловин забезпечується різними фізичними і фізико-хімічними методами, спрямованими на видалення рідини, що скупчується. Нерідко для її видалення на промислах вимушені застосовувати продування. Наприклад, на 72 свердловинах родовища продування робилися від двох раз на тиждень до двох раз на місяць. Продування свердловин застосовуються і на інших родовищах [21-23].

Застосування продувань не лише призводить до екологічних і економічних витрат, але також сприяє посиленню украй небажаних міграційних процесів в привибійної зоні продуктивних пластів, наслідком яких є руйнування останньої і утворення піщаних пробок.

Відомі багато технологічних прийомів, реалізація яких дозволяє розв'язати проблему видалення рідини із забою свердловини

У Україні широко застосовується метод видалення рідини за допомогою поверхневоактивних речовин(ПАР). При введенні поверхнево-активних речовин у свердловину, що обводнює, утворюється піна, яка виноситься на поверхню потоком газу.

Відомий також метод збільшення швидкості газу в ліфтовій колоні за рахунок переходу на менший діаметр труб, що не знаходить великого застосування із-за великих капітальних витрат.

Збільшення швидкості газу в осьовому каналі ліфтової колони труб може бути досягнуте за рахунок установки усередині спеціальних пристроїв - реверсивних насадок [24-27] чи диспергаторів.

Мінімальний дебіт газу, при якому можливе безперервне винесення рідини зі свердловини, визначається по відомій формулі [15]:

$$Q = 65 \cdot \frac{d^2}{T \cdot Z} \cdot \sqrt{P}$$

де Q - мінімальний дебіт газу, м<sup>3</sup>/добу;

d - внутрішній діаметр труб ліфтової колони, м;

T - температура газу, До;

Z - коефіцієнт надстисливості газу;

P - тиск на початку або кінці ліфта, МПа.

Фізичною основою вказаної формули служить реверсна швидкість газу, нижче якої настає протитечійна течія газу і рідини в колоні НКТ, що призводить до її вступу на забій свердловини, і, як наслідок певного накопичення, припиненню процесу видобутку газу.

Мінімальна швидкість газорідного потоку, при якій ще можливе винесення рідини пласта із забою свердловин  $V_{Kp} = 15$  м/с.

Ефективна технологія видалення рідини зі свердловин з використанням ПАР пов'язана з необхідністю оцінки можливих об'ємів рідини пласта, що добувається.

Достоїнства цього методу видалення рідини відбиті у ряді робіт [20,21].

До цих достоїнств відноситься можливість введення ПАР у свердловину без її глушіння.

Недолік - підбір реагентів з урахуванням конкретних умов пластів, хімічного складу рідини, температури і тону, д. Характерним для усіх реагентів є зниження ефективності винесення рідини зі збільшенням її мінералізації.

Спосіб введення ПАР у свердловину також впливає на ефективність видалення рідини пласта.

Періодичне введення ПАР, при недостатньо високому рівні рідини пласта, призводить до недостатньої концентрації реагенту в зоні барботування.

## РОЗДІЛ II

### ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИХ РЕЧОВИН НА ПРОЦЕС ПІНОУТВОРЕННЯ РІДИНИ І ЇЇ ВИНЕСЕННЯ ІЗ СВЕРДЛОВИНИ

#### 2.1 Дослідження використовуваних ПАР для видалення рідини зі свердловин. Піноутворювачі для видалення свердловинної рідини

Для видалення води що скупчується на забої рідини застосовуються різні поверхнево- активні речовини(ПАР), що відносяться до чотирьох основних класів : аніонактивні(АПАР), неіоногенні(НПАР), катіонактивні(КПАР) і амфолітні поверхнево-активні речовини. Асортимент ПАР, використовуваних для видалення свердловинної рідини, досить широкий, але найбільше поширення отримали аніонактивні і неіоногенні поверхнево-активні речовини.

АПАР містять в молекулі одну або декілька гідрофільних груп і диссоціюють з утворенням вуглеводневого аніона( $R - COO^-$ ;  $R - OSO_3^-$ ;  $R - SO_3^-$ ), де  $R$  - вуглеводневий радикал).

Найчастіше для видалення рідини, що скупчується, застосовують наступні групи АПАР : алкілсульфати( $R - OSO_3^-$  де  $M$  - катіон металу) - Прогрес, Волгонат; алкіл(арил) сульфонати( $R - SO_3M$ ) - сульфонол, а- олефінсульфонати; алканетоксисульфати.

Сульфонол(декілька модифікацій) - алкіларилсульфонат, випускається як в порошкоподібному виді, так і виді концентрованого розчину [31]. Ефективний в низько мінералізованих розчинах; з катіонами полівалентних металів утворює нерозчинні солі, олефінсульфонати(декілька модифікацій) - випускаються у вигляді водного розчину; наявність у вуглеводневому ланцюзі подвійного зв'язку призводить до збільшення критичної концентрації міцело- утворення і солестійкості; широко використовується в різних технологічних процесах в Україні і за кордоном [32].

Прогрес - вторинні алкілсульфати - є прозорим, слабоокрашеною рідиною, нетоксичний, невибухонебезпечний; стійкий до 80 °С; при 0 °С випадає осад алкілсульфатів і сульфат натрію [31].

Окрім представлених ПАР, використовуються аніоноактивні азотовмісні реагенти: три-етаноламінові солі первинних жирних кислот [33], нових солей складних ефірів фосфорної кислоти [34]. Триетаноламінові солі жирних кислот (реагенти ТЭАС - М, ТЭАС - АВС і інші модифікації) мають високу піноутворювальну здатність і досить високою солестійкістю. Ефективність цих з'єднань в газоконденсатних свердловинах залежить від мінералізації водогазоконденсатних сумішей, що видаляються. Неіонні ПАР при розчиненні у воді не дисоціюють на іони. Залежно від будови вуглеводневого радикала виділяються декілька груп неіонних поверхневоактивних речовин: оксиетильовані похідні спиртів, алкілфенолов, карбонових кислот, амінів, амидов, блоксополімерів оксидів етилену і пропілену.

НПАР на основі окислу етилену отримали найбільше поширення [31, 35-37].

ОП-10 - оксиетильований алкілфенол (середня міра оксиетильовання дорівнює 10).

Неіони (декілька модифікацій з мірою оксиетильовання більше дев'яти) - оксиетильовані моноалкілфеноли на основі тримерів пропілену.

Синтаноли - моноалкілові ефіри полігліколя на основі первинних жирних спиртів.

Добрі результати дає використання блоксополімерів оксидів етилену і пропілену для видалення високомінералізованих водогазоконденсатних сумішей [38-41].

АПАР мають більш високу піноутворювальну здатність, ніж НПАР, відрізняються ефективністю в широкому температурному інтервалі, але сфера їх застосування обмежена із-за високій чутливості до мінералізації вод, що видаляються, особливо за наявності газоконденсату. Неіонні ПАР використовують зазвичай для видалення високо мінералізованих рідин як з газових, так і газоконденсатних свердловин.

Катіоноактивні ПАР у водних розчинах диссоціюють з утворенням вуглеводневого гідрофобного(зазвичай азотвмісного) поверхнево-активного катіона і неорганічного аніона. Виділяються наступні групи КЛАВ : аміни, четвертинні амонієві підстави, окисли амінів.

Для видалення рідини з широкого асортименту КЛАВ застосовують в основному окисли амінів [31, 42-44].

Амфолітні(амфотерні) ПАР містять в молекулі основні і кислотні групи, тому залежно від рН водного середовища проявляють властивості катіоноактивних або аніоноактивних ПАР.

Амфолітні ПАР запропоновані для видалення рідини з газоконденсатних свердловин [44], але так і не знайшли промислового впровадження.

Аналіз промислових матеріалів показав, що ефективність видалення рідини за допомогою ПАР залежить від властивостей піноутворювача, що якнайкраще відповідають складу рідини, що видаляється, і міри забезпечення дозованого введення ПАР в рідину, що видаляється.

Вживані методи дослідження ефективності ПАР для видалення свердловинної рідини

Для видалення свердловинної рідини в лабораторних умовах дослідження піноутворюючих властивостей ПАР проводили на установці, що певною мірою моделює свердловинні умови, а також з використанням лопатевої мішалки.

Методика оцінки ефективності ПАР в динамічних умовах аналогічна методикам, приведеним в роботах [40-42, 45, 46]. Дослідження проводили на скляній колонці з внутрішнім діаметром 0,028 м, завдовжки 2,3 м, нижня частина якої на глибину 0,7 м поміщена у водяну лазню, задана температура в якій підтримувалася теплоелектропідігрівачем. Підігріте повітря з регульованою за допомогою ротаметра швидкістю подавалося знизу через шар досліджуваної рідини об'ємом 250 см<sup>3</sup>. Час проведення експерименту складав зазвичай 30 хвилин. Дані про процес утворення піни і винесенні рідини фіксувалися в журналі через кожні 5 хвилин.

Визначали відсоток винесення рідини як відношення об'єму винесеної рідини до початкового її об'єму.

Поведінка АПАР при мінералізації розчинів у біля критичної області і вище. Із-за зниження стабільності емульсії, що утворюється, збільшуються концентрація ПАР і енергетичні витрати на емульгування газоконденсату. Деякі результати досліджень представлені на рисунках 2.10 - 2.13, Склади з концентрацією ПАР менше 1% мають низьку піно- здатність, що утворює, при мінералізації вище за критичне значення, і винесення рідини у більшості випадків не спостерігається. Винесення рідини відбувається в основному при 1% і 2% ПАР, причому різниця у винесенні між складами з такою концентрацією ПАР істотна. Це добре видно на рисунках 2.10, 2.11. Розбавлення початкової мінералізованої води в два рази призводить до помітного збільшення виносячої здатності, але вона все ж гірше, ніж на прісній воді(рисунок 2.13): на прісній воді винесення водогазоконденсатної суміші вже при 0,5% ПАР фактично повний. При мінералізації(г/л) : NaCl - 13; CaCl<sub>2</sub> - 2, хід кривої залежності зміни відносної висоти стовпа піноемульсії знаходиться в перехідній області між типовою конденсованою і звичайною пеноемульсіями - певна взаємодія між адсорбційними шарами все ж спостерігається.

Вміст газоконденсату впливає на виносячу здатність складів по-різному залежно від швидкості повітряного потоку, мінералізації і концентрації ПАР. Так, при низькій швидкості повітряного потоку найгірше виносяться склади з низьким вмістом газоконденсату(10 %); при 25 %-ом вмісті винесення трохи покращується, а при 50 %-ом знову знижується. Мабуть, це пов'язано з тим, що при низькій інтенсивності перемішування мала кількість газоконденсату важче залучається до процесу емульгування. Збільшення кількості останнього стимулює емульгування, але знижує пінотворну здатність; та все ж що переважає – емульгування.

На рисунках 2.11 і 2.12 представлені залежності виносячої здатності ПАР від швидкості повітряного потоку при різному вмісті газоконденсату. Добре помітна різниця в поведінці залежно від мінералізації (ПАР - 2%). При критичній мінералізації хід кривих з різним вмістом газоконденсату однотипний, і виносяча здатність знаходиться в прямій залежності від вмісту газоконденсату: видно два мінімуми у виносячій здатності - при швидкості повітряного потоку 0,43 м/с і 1,18 м/с (рисунк 2.11). При видаленні розбавленої води поведінка систем зі вмістом газоконденсату 10% і 25% різко відрізняються від поведінки цих систем зі вмістом газоконденсату 50%. У першому випадку хід кривих аналогічний, приведеним на рисунку 2.13; при 50%-ом вмісті газоконденсату мінімум при швидкості 0,43 м/с віддубуній. Для порівняння ефективності АПАР (а-олефінсульфонатов фр. С12 - Сі) і НПАР (Блок- 84) при «критичній» для а-олефінсульфонатов мінералізації. У таблиці 2.3 представлені деякі ці дослідження виносячої здатності складів при різній температурі і швидкості повітряного потоку.

З таблиці 2.3 видно, що збільшення температури при високій швидкості повітряного потоку призводить до збільшення винесення складів, що містять як а-олефінсульфонати, так і Блок- 84. При низькій швидкості винесення рідини з а-олефінсульфонатами знижується з підвищенням температури більш ніж в два рази, а з блоксополимером, також як при високій швидкості, збільшується. Зниження винесення з а-олефінсульфонатами явно пов'язане зі зменшенням стабільності емульсії, що утворюється, при підвищенні температури: газоконденсат, що виділяється, при слабкій інтенсивності перемішування насилу залучається до процесу реемульгування. При великих швидкостях час винесення зменшується до 5 - 10 мін у складів з а-олефінсульфонатами фракції С- 12 « 3 ] 4 і з блоксополимером при низькій температурі (при 40 °С винесення Блока- 84 триває). Відсоток винесення з АПАР вищий, ніж з НПАР, але по кратності піни до кінця періоду а-олефінсульфонати, що заміряється, значно поступаються Блоку- 84 і, що дуже важливо, до кінця барботажу суміш, що залишилася в трубці, у разі а-олефінсульфонатами фракції Сц - Сі більше нагадує емульсію, а Блок- 84 - стійку піну. Піна на основі а-олефінсульфоіатов фракції Сі2 ~ Сі4 швидше не виноситься, а «випльовується» з експериментальної трубки.

Таким чином, ефективне винесення в до газоконденсатної суміші у вигляді пепоземulsioni відбуватиметься у тому випадку, коли рідина, що видаляється, утворює звичайну піноемulsioniю з даним ПАР. Іншими словами, винесення відбувається у разі слабкої взаємодії між адсорбційними шарами на поверхні глобул газоконденсату і бульбашок повітря в умовах міжфазної поверхні, що легко оновлюється.

Вплив газоконденсату на виносячу здатність НПАР у вигляді пепоземulsioniи викладений в роботі [51], де показано, що ефективність НПАР залежить від структури і стабільності утворюваних ними міжфазних плівок. Якісну характеристику останніх можна отримати, досліджуючи тип і зовнішній вигляд системи, утворюваною маслорозчинною частиною ПАР.

Кращу виносячу здатність мають ПАР, маслорозчинна частина яких утворює піноемulsioniю, після руйнування якої і седиментації емульсії утворюється два шари: згори - гідрофільна емульсія, знизу - прозорий або слабо опалесцируючий водний шар і чітка межа між ними.

Кількість газоконденсату до 50 %, як видно з приведених вище за даних, загалом, мало впливає на винесення суміші. Подальше збільшення вмісту газоконденсату знижує піноутворні властивості ПАР до фактично повної їх втрати при 70 %-ом вмісті газоконденсату [48], коли зазвичай відбувається звернення фаз, згідно з правилом [52], що у разі перемішування системи з двох рідин, дисперсійним середовищем прагне стати та з них, об'єм якої більший. Хоча в лабораторних умовах вдавалося отримувати винесення мінералізованих сумішей при об'ємному вмісті газоконденсату до 80 % за допомогою блоксополімерів окислів етилену і пропілену з молекулярною масою 5500, але вспененная рідина, що залишилася в експериментальній трубці, була дуже стійкою, високов'язку піноемulsioniю.

З урахуванням вищевикладеного, при вмісті газоконденсату в суміші, що видаляється, більше 50% проблематичною стає ефективність більшості відомих ПАР. Позитивних результатів в цьому випадку можна чекати при використанні тільки НПАР з дуже низькою розчинністю в газоконденсаті, тобто високомолекулярних з високою мірою оксиетішшрвання (якщо мінералізація води вище критичною для АПАР).

насосних агрегатів, які забезпечені наземними(глибинними) автоматичними дозуючими апаратами або з використанням стержнів твердого піноутворювача.

Способи введення розрізняються залежно від наявності техніки, матеріалів, стану свердловин і під'їзних доріг до них і інших умов.

Зазвичай застосовуються тверді ПАР у вигляді стержнів з різним діаметром і завдовжки. Введення їх у свердловину здійснюється через лубрикатор і НКТ.

Приготування твердих ПАР здійснюється різними способами з використанням широкого асортименту реагентів.

Одним із способів отримання твердого піноутворювача є сплав речовин, що служать початковим матеріалом для отримання ПАР. До розплаву можуть бути додані також різні інгібітори, обважнювач, стабілізатор і так далі. В якості речовин-носіїв можна використати розчинні у воді тверді спирти, поліетилепгліколь, сорбітол і тому подібне. Рідку суміш заливають у форми і охолоджують [53].

Іншим способом отримання твердих піноутворювачів являється перемішування початкових компонентів до тістоподібного стану і формування стержнів з подальшою їх сушкою: порошок [34, 54-57] чи перемішування з подальшим пресуванням [35, 58, 59].

Склад піноутворювачів досить різноманітний, по зазвичай це ПАР, еднальне, обважнювач, рідше цільова добавка. В якості ПАР застосовуються широко поширені ПАР, часто у вигляді сумішей; в якості еднального використовують полімери, по відоме застосування для цієї мети і бентоніту. Обважнювачем є зазвичай розчинні і нерозчинні у воді солі. З цільових добавок відоме застосування інгібіторів корозії, газообразователів і полегшуючих добавок.

Основними вимогами до складів твердого піноутворювача є забезпечення ефективного винесення свердловинної рідини, достатня міцність і стійкість їх при зберіганні.

Для продовження часу дії ПАР необхідно регулювати швидкість розчинення стержнів так, щоб в цей конкретний момент концентрація ПАР знаходилася в оптимальній області.

Лабораторні дослідження проводили на установці, що є скляною трубкою завдовжки 2,3 м і діаметром 0,032 м. Через ротаметр повітря подавали в нижню

Базові склади не мають добавок і служать для виявлення оптимального вмісту компонентів і їх впливу на кінцевий результат. Від вмісту ПАР - активній частині залежить об'єм рідини (Увж), який може бути винесений (пов'язаний) одиницею маси стержня (ш). Чим вище вміст ПАР, тим вище виносяча здатність твердого піноутворювача, що видно з графіку 2.14. З графіку 2.15 видно, що при зменшенні швидкості розчинення виносяча здатність зростає. На графіці помітний перегин - при значеннях виносячої здатності, що трохи зменшуються, швидкість розчинення до певного моменту змінюється не сильно (0,03-0,05 м/ч) - це оптимальна ділянка. При збільшенні швидкості розчинення об'єм винесеної рідини зменшується на одиницю маси стержня твердого піноутворювача, оскільки в початковий момент часу утворюється розчин з надмірною концентрацією ПАР, який буде винесений першими порціями піни, що утворюється, висхідним потоком повітря (газу). Швидкість розчинення залежить від вмісту Загущувача - швидкорозчинного компонента ТП.

Встановлено, що виносяча здатність ТП тим вище, чим вище вміст ПАР і нижче вміст Загущувача, але межу їх вмісту визначають прочностні якості стержнів. Пропоновані склади ТП обумовлені підбором оптимальних характеристик: виносячою здатністю, швидкістю розчинення і прочностними якостями. Нижня межа вмісту Загущувача пропонованих складів ТП (таблиці 2.7 і 2.8) обумовлена їх прочностними властивостями, оскільки при меншому вмісті Загущувача ТП має тенденцію бути менш міцним (воскоподібним, пластичним). Верхня межа вмісту Загущувача в пропонованих складах ТП пов'язана зі значним зниженням виносячої здатності, обумовленої зі зниженням вмісту ПАР.

Швидкорозчинні ТП містять додатково в складі водорозчинні полімери, які допомагають стабілізувати піну, що позитивно позначається на виносячій здатності, завдяки чому остання зростає в 1,5-2 рази (таблиця 2.7) при швидкостях розчинення, що трохи змінюються.

де  $p$  - число атомів вуглецю в алкільному радикалові, рівне 5 - 15;  $ш$  - число мілі окислу пропілену, рівне 9 - 45;  $r$ -число мілі окислу етилену, рівне 30- 180.

Характеристика використовуваних блоксополімерів представлена в таблиці 2,15. В якості порошкоподібного лігносульфонату використали конденсовану сульфит-спиртову барду(КССБ) по ТУ 39-095-75, сульфит-дрожжєвую брагу(СДБ) по ТУ 81-04-225 ТБ, липосульфонати технічні марки по ГОСТУ 13-183-83. Карбоксиметилцелюлозу - по ТУ 6-55-39-90; 6- 5540-90,

Отримували стержні твердого піноутворювача шляхом перемішування в змішувачі складених компонентів до отримання однорідної маси і завантаження останнього в прес-форми. Щільність отримуваних стержнів від 1000 до 1030 кг/м<sup>3</sup>.

Розчинення піноутворювача відбувається дуже повільно, що приводить до подерживани- ию концентрацію ПАР на оптимальному рівні.

Активність розробленого піноутворювача не знижується в мінералізованому середовищі, оскільки використовувані блоксополімерьг мають високу міру оксидилювання і відповідно високу точку помутніння і утворювані ними комплекси з іонами кальцію і магнію [61], адсорбуючись на межі розділу фаз, утворюють міцний адсорбційний шар ПАР. Виносяча здатність ПАР за наявності газоконденсату в рідині пласта знижується, оскільки частина піноутворювача витрачається на емульгування газоконденсату. Швидкість розчинення складів пролонгованої дії дуже низька, а виносяча здатність в кілька разів вище, чим у складів з високою швидкістю розчинення, формування стержнів твердого піноутворювача(що включає газообразователь) за допомогою сухого льоду або сплавом.

Для видалення рідини використовуються також тверді піноутворювачі, що містять газо- образуватели. Більшість використовуваних газообразователей це двух- і трехкомпонентные водорозчинні системи, вступаючи в реакцію при змішуванні у вологому середовищі, що утрудняє їх доставку на забій. Щоб уникнути газування ще на поверхні використовують наступні способи введення піноутворювачів : послідовне закачування порцій компонентів газообразова- теля; одночасно роздільне закачування(у трубний і затрубний простір) [34, 55-57, 62, 63]. Використання газообразователей дозволяє не лише підвищити ефективність

видалення свердловинної рідини за рахунок утворення мелкодисперсної піни з більш високою кратністю (що збільшує об'єм винесеної рідини на одиницю маси піноутворювача), але і відновити роботу зупинених в результаті накопичення рідини свердловин.

При розробці і оцінці ефективності піноутворювача, що містить газообразователь, треба враховувати величину свердловинного тиску. З підвищенням тиску значно збільшується розчинність газів у воді і збільшується вірогідність того, що газ, що має високу розчинність у воді і водогазоконденсатній суміші, буде частковий або повністю розчинений в рідині, що видаляється свердловиною, і не зробить інтенсифікуючої дії на процес ціноутворення. Використання газообразователів, при розкладанні яких виділяється вуглекислий газ (який, як відомо, має високу розчинність як у воді, так і в га-з про конденсат; причому з підвищенням тиску розчинність його різко збільшується) може дати ефект тільки у відносно неглибоких свердловинах. У глибоких свердловинах увесь углекислий газ буде знаходитися в розчиненому стані і не вплине на спінювання водогазоконденсатної суміші [65].

Розроблений склад піноутворювача, включаючий НПАР, органічну кислоту і наповнювача при такому співвідношенні компонентів, травні. %:

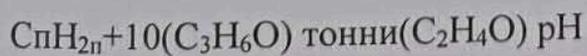
неіоногенна поверхнево-активна речовина 24-31;

органічна кислота 26-41;

наповнювач комплексний 28 - 50,

Склад не розкритий, оскільки передбачається подання заявки в Роспатент на передбачуваний винахід.

В якості неіоногенного ПАР використовується як реагенти на основі окислу етилену, так і блоксополімера окислів етилену і пропілену. Стержні легко формуються, відрізняються міцністю, але при тривалому зберіганні їх потрібна герметична упаковка, оскільки у вологих умовах можливе поглинання води з повітря і ініціація газовиділення. В якості неіоногенного ПАР використовують: ОП-10 по ГОСТ 8433-81, неол АФ по ТУ 38.103625-81, блок- сополімери загальної формули :



де  $p$  - число атомів вуглецю в алкільному радикалові, рівне 5 - 15;  $m$  - число мілі окислу пропілену, рівне 9 - 45;  $r$  - число мілі окислу етилену, рівне 30- 180, відомі по [39].

При контакті піноутворювача з рідиною, що видаляється, відбувається розчинення і взаємодія компонентів піноутворювача, інтенсивне газування і спінювання рідини, що видаляється.

В результаті протікання реакцій утворюються гази: вуглекислий і азот. Ці гази пожаро- і вибухобезпечні. Найбільший ефект від газоутворення досягається в низкодебитних газоконденсатних свердловинах, оскільки бульбашки газу, що виділяються, забезпечують інтенсивне емульгування газоконденсату і спінювання водо газоконденсатних сумішей. Неполарний газ(азот), що виділяється в результаті реакції, як відомо, має низьку розчинність у воді і у водогазо- кондепсатіою суміші, а, отже, високий тиск насичення, тому велика частина його знаходиться в газоподібному стані навіть при використанні в глибоких свердловинах.

Треба відмітити, що є велика кількість складів твердих піноутворювачів які використовуються при розробці і експлуатації газових і газоконденсатних родовищ. Проте у зв'язку з умовами експлуатації родовищ, що змінюються, виникає необхідність в розробці нових рецептур складів твердих піноутворювачів.

Нові склади твердих піноутворювачів розроблені з урахуванням геолого-промислових умов експлуатації Котелевського родовища

## РОЗДІЛ III

### РОЗРОБКА ТЕХНОЛОГІЇ ВІДНОВЛЕННЯ І ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

#### 3.1 Розробка технології видалення рідини, що скупчилася, за допомогою твердих піноутворювачів

##### *Визначення кількості ТП для видалення рідини*

Кількість твердого піноутворювача, необхідна для видалення зі свердловини рідини, залежить від її об'єму, вміст активної маси ПАР в ТП і розраховується по формулі

$$n = 100 \frac{V_{ж} \cdot C}{a \cdot q} ,$$

де  $n$  - число ТП, необхідних для видалення рідини, шт;

$V_{ж}$  - об'єм рідини, що видаляється, знаходиться в КЛТ і інтервалі перфорації,

м<sup>3</sup>;

$C$  - концентрація ПАР, необхідна для спінювання рідини, що видаляється 07 - 0,15 кг/м<sup>3</sup>;

$a$  - активна маса ПАР у складі ТП %;  $q$  - все одного ТП, кг

Об'єм рідини, що скупчилася, у свердловині, близькій до зупинки, визначають по вимірах АМТ по формулі:

$g$  - прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;

$P_t$  - тиск на 100 м вищий за черевик КЛТ, МПа.

Слід зазначити, що завищення розрахункової кількості ТП, що вводяться, у свердловину може викликати утворення концентрованої в'язкої піни, що створює великий гідравлічний опір потоку і тимчасове зниження дебіта свердловини, але на ефективність винесення рідини це не робить впливу.

Підготовка свердловини до введення піноутворювачів

Заздалегідь, до першого введення ТП у свердловину, що відповідає вимогам, провести в ній роботи:

визначити мінералізацію води, отриманої при продуванні па факел;  
відбити глибину забою, прошаблонировать КЛТ вантажем завдовжки не менше 400 мм і діаметром не менше 1,1 від діаметру ТП;  
визначити тиск по стовбурі приладом АМТ : із зупинками вище черевика КЛТ на 100 м, у черевика КЛТ, в середині і нижній частині інтервалу перфорації;  
перевірити режим роботи вимірами гирлової температури і тиску трубного(і затруби ого при беспакерной експлуатації);  
перевірити справність буферною і шлейфовою засувки, при необхідності замінити.

Перед обробкою:

за добу до введення ТП встановити самописні прилади на буфері(і в затруби ом просторі за відсутності пакера) для запису тисків і температури. За відсутності вказаних приладів зробити виміри зразковими манометрами і термометром, при нагоді, визначити дебіт свердловини;

при закритій буферній засувці 2(рисунок 3.1) встановити на неї лубрикатор 1 для введення ТП і опресувати тиском газу свердловини.

При повторних введеннях у свердловину ТП підготовчі роботи обмежити вимірами гирлових параметрів і установкою лубрикатора, якщо він після обробки свердловини знятий.

Введення у свердловину твердих піноутворювачів і проведення процесу видалення рідини

Робота виконується двома операторами, в зимовий час з використанням ПШУ для відігрівання устаткування. У разі використання стандартного лубрикатора з вентиляем(рисунок 3.1) при закритій буферній засувці 2 і наверхній заглишці 7 підбурити тиск з лубрикатора за допомогою вентиля, відвернути заглишку і ввести розрахункову кількість ТП, очищених від поліетиленової оболонки.

Наверхнути заглишку на лубрикатор, закрити шлейфову засувку, поступовим відкриттям буферної засувки повідомити трубний простір з лубрикатором, повністю відкрити буферну засувку для введення ТП у свердловину.

Закрити буферну засувку, відвернути заглишку лубрикатора і переконатися в падінні усіх ТП, після чого наверхнути заглишку.

Перед закінченням робочого дня (але не раніше, ніж через 2 години після введення ТП) зробити виміри по стовбурі свердловини приладом АМТ.

Незалежно від контролю гирлових параметрів електронними приладами робити виміри тиску і температури зразковим манометром і термометром щодня до закінчення дії ТП.

Часом закінчення дії ПАР рахувати встановлення гранично допустимих параметрів роботи свердловини - температури, гирлових тисків, різке зниження дебіта газу. Якщо введення ПАР здійснювалося з метою інтенсифікації припливу газу - до досягнення параметрів, з якими свердловина працювала перед введенням ПАР.

У свердловинах, не обладнаних пакером, ефективність роботи ТП визначається по зміні тиску в затрубному просторі і шлейфі. Під'їм тиску в затрубному після скидання ТП у свердловину свідчить про початок дії ПАР, зменшення тиску в подальшому - очищення свердловини від води. Додатково процес контролю дублювати свідченнями температури газу в шлейфі.

У свердловинах, обладнаних пакерами, за відсутності діафрагми на шлейфі, зміна режиму до і після введення ТП слід визначати по зміні температури газу в об'язуванні свердловини шлейфу з урахуванням впливу температури повітря. У працюючій свердловині температура має бути не нижча плюс 4 С.

### *Розробка техніки і технології введення твердих піноутворювачів в газові свердловини*

Вибір свердловин для ефективного видалення рідини, що скупчилася, за допомогою твердих піноутворювачів

Об'єктами для видалення рідини є свердловини з дебітами газу недостатніми для постійного винесення води з КЛТ і фільтрової зони свердловини, не перекритою КЛТ.

З урахуванням різних конструкцій підйомного ліфта мінімально необхідний дебіт газу ( $Q$ ) для безперервного винесення рідини (суміш пласта і конденсаційної вод) із забоїв і КЛТ визначають згідно (1.8) [37].

Розраховувавши необхідний дебіт по приведеній формулі або визначивши по графіках рисунка 3.2 і порівнявши його з фактичним, визначуваним за даними

досліджень і поточним параметрам роботи свердловини, можна зробити висновок про придобуність рідини в ній. Кількість води і її розподіл у свердловині можна так само розрахувати за даними вимірів АМТ по різниці тисків в затрубному і трубному просторі, статичного і робочого гирлових тисків. Надійною ознакою необхідності введення ТП є знижена гирлова температура свердловини.

Свердловини для введення в них твердих піноутворювачів з метою видалення рідини, що скупчилася, повинні задовольняти наступним технічним умовам:

- глибина зумпфа до 25 м;
- відстань від черевика КЛТ, підвешеною вище за інтервал перфорації, до його верхніх отворів не більше 50 м;
- кривизна ствола не більше 45 ;
- ліфтові труби не повинні мати клапанів-відсікачів, перевідників і звужень, що перешкоджають проходженню твердих піноутворювачів;
- справність буферної і шлейфової засувок.

За технологічними параметрами для введення твердих піноутворювачів неприйнятні свердловини:

- з наявністю сторонніх предметів в КЛТ;
- продукція яких містить олії, нафту;
- з інтенсивним припливом води, що вимагає проведення продування через 72 години і частіше;
- з пробкою гідрата в КЛТ;
- з низьким дебітом після продування і прогрівання, що не забезпечує мінімально допустимий температурний режим роботи.

У свердловинах, обладнаних пакером, об'єм води, що скупчилася, можна визначити вимірами АМТ із зупинками у нижніх отворів перфорації, у черевика КЛТ і на 100 м вище за черевик КЛТ(без урахування втрат на тертя) по формулі

$$V_{ж} = F_{гк} \frac{10^4 (P_{гф} - P_{бши})}{\gamma_{ж}} + F_{г100} \frac{10^4 (P_{гш} - P_{100})}{\gamma_{ж}}$$

$V_{ж}$ - об'єм рідини, що скупчилася, в просторі від нижніх отворів інтервалу перфорації до черевика КЛТ і в 100 м низу КЛТ, м<sup>3</sup>;

$F$  - площа внутрішнього перерізу експлуатаційної колони в інтервалі перфорації, м<sup>2</sup>;  $F_{\text{КЛТ}}$  - площа внутрішнього перерізу КЛТ, м ;

$P_{\text{нф}}$  - тиск у нижніх отворів інтервалу перфорації, МПа;

$P_{\text{бш}}$  - тиск у черевика КЛТ, МПа;

$P_{\text{г}}$  - тиск на глибині 100 м вищий за черевик КЛТ, МПа;

$\gamma$  - щільність рідини, що скупчилася, кг/м<sup>3</sup>.

Об'єм рідини, що скупчується, від нижніх отворів інтервалу перфорації до черевика КЛТ і в КЛТ можна визначити по графіках рисунка 3.3, побудованим по формулі 3.3, але з урахуванням впливу щільності газу.

Точніше, з урахуванням втрат тиску на тертя, об'єм рідини, що знаходиться в КЛТ, визначається по графіку залежності тиску від глибини вимірів в працюючій свердловині, побудованому за даними АМТ (рисунк 3.4). У розрахунках втратами на тертя в обсадній колоні нижче КЛТ можна нехтувати, враховуючи їх незначність.

Визначення об'єму рідини, що скупчилася у свердловині, без використання вимірів АМТ.

Цей спосіб визначення об'єму рідини доцільний у випадках, коли проведення поінтервальних вимірів в стволі свердловини глибинними приладами з тих або інших причин неможливо.

Присутність води, висота її стовпа у свердловині визначаються за допомогою так званого умовного статичного тиску, який встановлюється впродовж 15 хвилин після закриття шлейфової засувки і фіксується по зразковому манометру на буфері.

$$H_{\text{ж}} = \frac{10^4 (P_{\text{пл}} - P_{\text{ст}} - P_{\text{г}})}{\gamma_{\text{ж}}}$$

де  $H_{\text{ж}}$  - висота стовпа рідини у свердловині, м;

$P_{\text{пл}}$  - тиск пласта, МПа;

$P_{\text{ст}}$  - умовний статичний тиск, МПа;

$P_{\text{г}}$  - тиск стовпа газу у свердловині, МПа;

$\gamma$  - щільність рідини, що видаляється, кг/м<sup>3</sup>.

$$H_{\Sigma} = H_{\Sigma} + H_{\Sigma_{\text{ком}}}$$

де  $H_{\Sigma}$  - висота стовпа рідини у свердловині, м;

$H_{\Sigma}$  - висота стовпа рідини в експлуатаційній колоні (від черевика КЛТ до низу інтервалу перфорації), м; якщо черевик КЛТ розташований нижче інтервалу перфорації,  $H_{\Sigma} = 0$  м;

$H_{\text{к}}$ , тонна - висота стовпа рідини в КЛТ, м.

Сумарний об'єм рідини, що скупчилася, визначається по формулі

$$V_{\Sigma} = \frac{F_{\Sigma} \cdot H_{\Sigma} + F_{\text{к}} \cdot H_{\text{к}}}{\cos \alpha},$$

де  $\alpha$  - кут викривлення інтервалу свердловини, заповненого рідиною, град.;

$F$  - площа внутрішнього перерізу експлуатаційної колони в інтервалі перфорації, м<sup>2</sup>;

$F_{\text{к}}$  - площа внутрішнього перерізу КЛТ, м<sup>2</sup>;

Щодо об'єму накопичення конденсаційної води після першого видалення рідини зі свердловини визначати з урахуванням дебіта газу, забійного, пласта, гирлового тисків і температури з використанням відомих графіків (рисунки 3.5) по формулі

$$q_{\text{к}} = Q_{\text{г}} (W_{\text{з}} - W_{\text{г}}),$$

де  $q_{\text{к}}$  - кількість конденсаційної води, випадної у свердловині за добу, кг;

$Q_{\text{г}}$  - дебіт газу, тис. м<sup>3</sup>/добу.;

$W_{\text{з}}$  - вологовміст газу при забійному тиску і температурі, кг/1000 м<sup>3</sup>;

$W_{\text{г}}$  - вологовміст газу при гирловому тиску і температурі, кг/1000 м<sup>3</sup>.

З урахуванням вступу води пласта, за відсутності припливу технічної з сусідніх ремонтів свердловин загальний об'єм води, що скупчилася на забої визначати по формулі

$$V_{\text{в}} = V_{\text{к}} \left( 1 + \frac{M_{\text{к}}}{M_{\text{п}} - M_{\text{к}}} \right),$$

де  $V$  - загальний об'єм води, що скупчилася, на забої, м<sup>3</sup>/добу;

$V_{\text{к}}$  - об'єм конденсаційної води, що випала у свердловині, м<sup>3</sup>/добу.;

$M_{\text{к}}$  - мінералізація води, що скупчилася у свердловині, г/л;

$M_{\text{п}}$  - мінералізація води пласта, г/л.

конденсаційної води високопроникними пропластками, темп припливу води пласта. Заздалегідь розрахувати час дії ТП в конкретній свердловині не представляється можливим. Тому при першому введенні ТП, виконаному за попереднім розрахунком, потрібний ретельний контроль за працею свердловини до припинення дії ТП.

Промислова безпека при введенні твердих піноутворювачів

При виконанні робіт необхідно керуватися «Правилами безпеки в нафтовій і газовій промисловості»(ПБ 08-624-03) [112].

Обробку свердловин ТП виконувати по індивідуальному або груповому плану(графіку), що стверджується заступником генерального директора з виробництва.

Гирло свердловини обладнати мостками і сходами, зручними для роботи із засувками і лубрикатором.

Лубрикатори для скидання ТП - нові або після ремонту, опресувати на півторакратний максимальний робочий тиск з оформленням акту на опресовування. У разі застосування лубрикаторів не заводського виготовлення - усі елементи лубрикатора(фланець, патрубки, заглушка і так далі) мають бути виготовлені згідно ТУ(технічних умов), погоджених і затверджених в установленому порядку, мати паспорти. Періодичність проведення:

- стендових опресовувань лубрикатора - не рідше за 1 раз в 6 місяців
- методом неруйнівного контролю(ВУЗД) - не рідше за 1 раз в 6 місяців;

Роботи по введенню ТП виконують 2 оператори. Відповідальним виконавцем робіт призначається особа з числа ИТР(майстер, начальник партії і тому подібне)

Увесь персонал, що бере участь в обробці свердловини ТП, має бути навчений по курсу «Контроль свердловини. Управління свердловиною при НГВП» з відповідною групою допуску і по промисловій і протипожежній безпеці.

Виконавці робіт повинні мати засоби надійного зв'язку з промислом.

Підприємство, що проводить роботи по обробці свердловин ТП повинно розробити, погоджувати і затвердити в установленому порядку схеми обв'язування свердловини і розташування устаткування і спецтехніки кущу. Використовуваний

транспорт і спецтехніку встановлювати не ближче 10 м від свердловини з урахуванням напрямку вітру.

Газодинамічні дослідження ДИКТом здійснювати згідно «Інструкції але охороні праці при газодинамічних дослідженнях діючого фонду свердловин ДИКТом(діафрагмовий вимірник критичної течії) (сеноман і неогрудка)»[90-92].

Газодинамічні дослідження колектором здійснювати згідно «Інструкції по охороні праці при спеціальних газодинамічних дослідженнях діючого фонду свердловин колектором [91].

Виміри глибинними приладами здійснювати згідно «Інструкції по охороні праці при глибинних дослідженнях в п'єзометричних, спостережливих розвідувальних і експлуатаційних свердловинах(сеноман, неогрудка)»[92].

Спецодяг операторів повинен відповідати вимогам виконання робіт по установці і зняттю лубрикатора - х/би брюки, куртка, черевики, рукавиці. У холодний час - утеплений одяг.

Піноутворювачі виготовляються з малотоксичних негорючих або трудноспаламеняємих матеріалів, тому спеціальні засоби індивідуального захисту при роботі з ними не потрібно.

Для відігрівання замерзлого устаткування гирла свердловини при проведенні обробок ТП використати пару або теплу воду.

У разі прилипання ТП до внутрішньої порожнини лубрикатора закрити надкоренну і шлейфову засувки, підбурити тиск через факельну лінію, відвернути заглушку лубрикатора, проштовхнути ТП до упору в надкоренну засувку. Навернути заглушку на лубрикатор, відкрити надкоренну засувку для скидання ТП(як правило, зрив ТП з клину засувки і політ їх в КЛТ деякий час прослуховується), після чого закрити буферну засувку.

У разі зупинки приладу АМТ після введення ТП підняти його в лубрикатор. Закрити буферну засувку, короткочасно(на 10 с) закрити шлейфову засувку і відкрити її. [92] Повторний спуск приладу АМТ при необхідності здійснювати не раніше, ніж через 2 години роботи свердловини.

Приклад розрахунку необхідної кількості твердих піноутворювачів для видалення води зі свердловини

*Початкова інформація для розрахунку:*

Діаметр експлуатаційної колони - 219 мм

Інтервал перфорації - 1135 - 1167 м.

Поточний забій - 1165 м.

КЛТ діаметром 101,6 мм спущені на глибину 1126,5 м. Затрубний простір загерметизований пакером.

Тиск в інтервалі фільтру за даними вимірів АМТ - 32 кгс/см<sup>2</sup>.

Тиск на гирлі - 25 кгс/см<sup>2</sup>.

Температура на забої - 27 С.

Температура на гирлі - 8 С.

Мінералізація води - 3,5 г/л.

Вміст іонів металів жорстких солей у воді - 0,38 г/л.

Вага одного ТП - 0,5 кг

Вміст активної маси ПАР в швидкорозчинному ТП - 50 %, в медленпорастворимом - 35 %.

Дані вимірів тиску в працюючій свердловині приладом АМТ представлені на графіці рисунка 3.4.

Дебіт газу перед обробкою свердловини 100 тис. м<sup>3</sup> /добу.

Вказаний дебіт недостатній для винесення води з інтервалу перфорації свердловини і близький до критичного для винесення води з КЛТ.

Об'єм води, що підлягає видаленню зі свердловини, визначуваний по графіках малюнків 3.3 і 3.4. Цей об'єм включає:

воду, що скупчилася в обсадній колоні від нижніх отворів інтервалу перфорації до черевика КЛТ;

воду, що знаходиться в КЛТ.

Для визначення вказаних об'ємів води поступаємо таким чином. На рисунку 3.3 залежностей тиску в працюючій свердловині від глибини проводимо вертикальні лінії, що відповідають глибинам підвіски КЛТ, низу і верху інтервалу перфорації, забою. Проводимо горизонтальні лінії, що проходять через точки перетину глибини нижніх отворів перфорації, черевика КЛТ з кривою графіку(точки в і а). Проводимо дотичну лінію перед місцем різкого перегину

кривою, стовпа води, що відповідає верхній межі, до перетину з вертикаллю, що відмічає глибину спуску КЛТ(точка б).

Відрізок тиску, що відсікається горизонтальними лініями, що проходять через точки в і а на осі ординат, буде перепадом тиску стовпа води, що скупчилася у фільтровій зоні від нижніх отворів інтервалу перфорації до черевика КЛТ, - 1,9 кгс/см<sup>2</sup>(втратами на тертя нехтуємо із-за їх незначності). По графіку рисунка 3.3 при перепаді тиску 1,9 кгс/см для обсадної колони 219 мм об'єм води між нижніми отворами інтервалу перфорації і черевиком КЛТ складе 0,51 м<sup>3</sup>

Кількість води, що знаходиться в КЛТ вище за черевик, визначаємо в наступному порядку.

Відрізок тиску, що відсікається горизонтальними лініями, що проходять через точки(а) і(б) на осі ординат(рисунок 3.3), буде перепадом тиску АРВ, створюваним стовпом рідини - 1 кгс/см<sup>2</sup>.

По графіку рисунка 3.4 при перепаді тиску 1 кгс/см визначуваний об'єм води в КЛТ діаметром 101,5 мм - 0,05м<sup>3</sup>(маршрут б).

Загальний об'єм води на забої свердловини(у фільтровій зоні обсадної колони і КЛТ) складе 0,51+ 0,05 - 0,56 м<sup>3</sup>.

При вмісті активної маси ПАР в ТП 50 % визначаємо необхідну кількість швидкорозчинних ТП для винесення 0,56 м<sup>3</sup> по формулі 3,1.

Концентрацію ПАР, виходячи з мінералізації рідини, що видаляється, приймаємо С- 1 кг/м<sup>3</sup>

$$n = 100 \frac{0,56 \cdot 1}{50 \cdot 0,5} = 2,2 \text{ шт.}$$

Приймаємо необхідну кількість ТП 2 шт.

Кількість медленнорастворимих ТП залежить від дебіта газу після видалення води. Якщо він перевищує критичний, необхідний для видалення води з КЛТ, досить скинути 2-3 ТП, щоб забезпечити тривалий час винесення води, що повільно накопичується в інтервалі перфорації свердловини.

У разі, коли дебіт газу недостатній для винесення води з КЛТ, а мінералізація її за початковими даними 3,5 г/л, об'єм рідини, що накопичується на забої за добу, визначуваний по формулі 3.8

$$V_{05} = VK[1 + 3,5 / (18 - 3,5)] = 1,24 VK$$

т. б. загальний об'єм води на забої в 1,24 разу більше об'єму конденсаційної води.

Кількість конденсаційної води, випадної у свердловині, визначаємо по формулі 3.7 з використанням рисунка 3.5

W, - вологосодержання газу при забійній температурі і тиску

$$W_j = 0,87 \text{ кг} / 1000 \text{ м}^3$$

W<sub>y</sub> - вологовміст газу при гирловому тиску і температурі

$$W_y = 0,3 \text{ кг} / 1000 \text{ м}^3.$$

За початковими даними q до = 100(0,87 - 0,3) = 57 кг(л).

$$\text{Відповідно } V_{0g} = 1,24 \times 57 = 87 \text{ л.}$$

Зробимо розрахунок кількості повільно розчинних стержнів для безперервного винесення рідини, що скупчується, зі свердловини впродовж 5 діб(після видалення води швидкорозчинними ТП). За цей час у свердловину поступить 435 л(5 x 87). При вазі ТП 0,5 кг і вмісті в нім 35 % активного ПАР по формулі 3.8 визначаємо кількість ТП

$$n = 100 \frac{0,435 \cdot 1}{35 \cdot 0,5} = 2,5 \text{ шт.}$$

Приймаємо необхідну кількість ТП - 3 шт.

Усі стержні вводять у свердловину окремо впродовж однієї обробки, в першу чергу - медленнорастворимие.

### 3. 2 Розробка технології відновлення і підвищення продуктивності свердловин

#### *Способи ізоляції водопроникного пласта*

Аналіз існуючих технологічних рішень показав, що різноманіття гірничо-геологічних умов і технологічних особливостей розробки родовищ не дозволяють з однаковою успішністю використати відомі технічні рішення по обмеженню водопривлів для вирішення проблеми відновлення і підвищення продуктивності свердловин. Одно з перспективних напрямів - використання високомодульних

силікатів в якості водо ізоляційного матеріалу, вимагає також подальшого вдосконалення. Здатність високомодульних силікатів утворювати два види з'єднань - водо нерозчинних опадів і гелевидних систем, що мають різні властивості, дозволило розробити технологію ізоляції водопроникного пласта з використанням ізолюючого складу на основі високомодульних силікатів. Використання як добавка відходу виробництва, що містить у своєму складі суміш солей і кислот забезпечило в процесі формування ізолюючого екрану більш високу міцність за рахунок утворення просторової гелевидної структури, що включає тверді частки різних розмірів, що виконують роль наповнювача, що структурує.

Відомі ж технічні рішення менш ефективні, оскільки у своїй структурі містять тільки один вид хімічних сполук - або солі, або гелевидні системи.

Відомий спосіб розробки нафтового родовища, який може бути використаний для обмеження водонритока вод пластів. Спосіб передбачає закачування в пласт через нагнітальну свердловину технологічного розчину - водного розчину, що містить колоїдний кремнезем з кремнеземним модулем 5-70, який є високомодульним силікатним з'єднанням, і видобуток нафти через добувну свердловину [93]. Технологічний розчин закачують у свердловину циклами від 1 до 5 з розрахунку 1 - 10 м<sup>3</sup> на 1 м перфорованої частини пласта. Перед закачуванням технологічного розчину в пласт закачують буфер, а після закінчення кожного циклу закачування технологічного розчину і буфера закачують водний розчин мінеральних солей з іонною силою 0,25 - 5,8.

Недоліком вищезгаданого способу є низька ефективність ізоляції. Це обумовлено наступними причинами: ізоляційний екран, що утворюється при взаємодії високомодульного силікатного з'єднання, - колоїдного кремнезему з розчинами мінеральних солей має невисоку міцність, яка обумовлена тим, що в результаті реакції утворюються нерозчинні опади, що виконують роль закупорюючого агента. Крім того, речовини, що утворюються, як правило, мають кристалічну структуру, і процес солеутворення характеризується мимовільним зростанням кристалів. В результаті може виникнути невідповідність розмірів часток осаду, що утворюється, розмірам пір пласта, що не дозволить закачати

технологічний розчин на необхідну глибину, особливо в колекторах з низькою проникністю.

Особливістю процесу солеобразовакия є висока швидкість реакції, тобто осад утворюється миттєво. Застосування операції закачування буфера - води для уповільнення швидкості реакції солеутворення і циклічний характер закачування розчину колоїдного кремнезему неефективно, оскільки в поровому просторі процес дифузії розчинів силікату і солей через буфер води відбувається дуже повільно і розрахувати час, достатній для створення гарантованої міцності дуже складно. У зв'язку з цим, вказаний спосіб передбачає закачування великих об'ємів використовуваних реагентів, що ускладнює його і збільшує час проведення робіт. Крім того, застосування великих кількостей використовуваних реагентів збільшує вартість робіт;

Застосовується спосіб обробки пласта нафтових родовищ шляхом закачування в пласт водного розчину аніонного полімеру, неорганічної або органічної кислоти, розчинної у воді, і солі полівалентного металу [101]. Закачувана композиція додатково містить рідке скло, причому перед введенням солі полівалентного металу у водний розчин полімеру дозують рідке скло і доводять рН реакційної маси до 0,5 - 2,5 шляхом додавання кислоти. Водний розчин аніонного полімеру, рідкого скла і солі полівалентного металу беруть при наступному співвідношенні компонентів, травні. %.

Водорозчинний аніонний полімер	0,01 - 5,0
Рідкескло	1,5 - 8,0
Сіль полівалентного металу	0,001 - 0,06
Вода	решта .

Як рідке скло використовують 30 % - ний водний розчин силікату натрію марки «Силином - 30» - високомодульне силікатне з'єднання. Приготовану суміш закачують в пласт від одного до сотень метрів кубічних на 1 м перфорації або товщини пласта в один прийом або циклічно поперемінно з водою.

Недоліком відомого способу є низька ефективність ізоляції. Це обумовлено наступними причинами: за цим способом внаслідок закачування використовуваних компонентів закупорюючим агентом являються гелі, утворення яких відбувається

по двох типах реакції : при взаємодії високомодульного силікату і при зшиванні полімеру солио полівалентного металу. Проте ізоляційний екран, що утворюється, не має високої міцності, оскільки міцність силікатних гелів залежить від багатьох чинників, у тому числі і від концентрації компонентів і величини рН розчину. Кінетика гелеобразовання має складну залежність. Існує декілька областей, в яких при різних значеннях рН розчину, - мають однаковий час гелеобразовання, але різну міцність, що пояснюється особливостями протікання реакцій. У області значень рН, близькою до 2,0 високо модульні силікати не утворюють гелів. При рН розчинів, близькому до 10,0, гелі також не утворюються, в системі відбувається тільки укрупнення(агрегація) колоїдних часток, а в сильно лужному середовищі при рН більше 10, відбувається розчинення агрегованих часток. Розширення діапазону рН призводить до того, що в реальних умовах у вказаному способі при певних значеннях рН закупорюючий ефект пояснюється хімічними реакціями одних компонентів(силікатний гель), при інших значеннях рН - хімічними реакціями інших компонентів(зшивання полімерів іонами полівалентних металів). Синергетичного ефекту не спостерігається.

Складність способу, багатокомпонентність композиції, циклічний характер закачування не дозволяють з достатньою точністю визначити оптимальний час гелеобразовання. рН розчину в силікатних розчинах як правило, визначає час гелеобразовання, яке відіграє важливу роль для визначення часу проведення робіт в цілому. У цьому способі у разі циклічного закачування композиції поперемінно з водою, відбувається розбавлення ізолюючого складу і, як наслідок, зміна рН, що не дозволяє визначити оптимальний час гелеутворення, достатній для створення міцного ізоляційного екрану. Для досягнення позитивного результату спосіб передбачає закачування необгрунтовано великої кількості суміші(до сотень кубічних метрів на 1 м перфорації), що зрештою збільшує час проведення робіт, особливо у свердловинах з низькою прийомистістю. Застосування великої кількості полімерів не завжди призводить до синергетичного ефекту, проте ускладнює і збільшує час проведення робіт, В межах, вказаних у формулі винаходу(до 5 %) вмісту водорозчинного аніонного полімеру в'язкість розчинів може бути істотною перешкодою при закачуванні існуючої на промислах нафтової і газової

промисловості технікою, особливо, якщо йдеться про полімери акрилового ряду. Підвищення в'язкості ізолюючого складу не є показником закупорюючого ефекту, оскільки в'язкість - це показник, що характеризує внутрішні властивості рідини, тобто опір течії між частками самої рідини і може характеризувати можливість прокачування складу існуючою технікою. А міцність ізоляційного екрану більшою мірою визначається хімічними зв'язками, що виникають в результаті взаємодії ізолюючого складу з породами пласта. Високі показники структурної в'язкості можна досягти при використанні тільки полімерів без добавок інших реагентів, хоча ізолюючий ефект буде низьким. Високу в'язкість можна отримати при концентрації полімерів менше 1 % [95].

Крім того, розширення діапазону рН не завжди доцільно. У нафтовій і газовій промисловості велика увага приділяється корозійній активності складу. Застосування розчинів, рН, що мають, що різко відрізняється від нейтрального середовища, призводить до найбільшого зносу технологічного устаткування, аж до виведення свердловини із експлуатації. Застосування в якості зшиваючих агентів токсичних і дорогих компонентів (хромати, біхромати), характеризує спосіб як екологічно небезпечний і призводить до високої вартості робіт.

Спосіб ізоляції припливу вод, пластів передбачає закачування складу при наступних масових долях компонентів %, [96]:

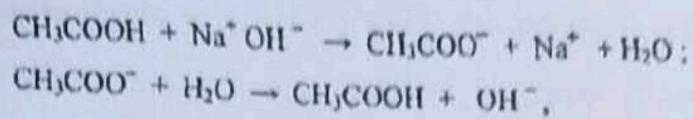
Гідроксид натрію 8,0

Синтетична жирна кислота 15,0

Високому одулигое рідке скло 10,0-20,0

Вода решта.

Недоліком цього способу є недостатня ефективність ізоляції. Це обумовлено наступними причинами: використання вказаного складу, який є гелевидною системою, являється недостатня міцність, яка обумовлена тим, що при описаному порядку приготування складу в системі не утворюються опади, що зміцнюють просторову структуру гелю. При взаємодії жирних кислот з гідроксисами лужних металів вони опадів не утворюють, у воді жирні кислоти гідролізуються і мають лужну реакцію [97].



Таким чином, гідроксид натрію йде на нейтралізацію кислоти.

Отже, описаний технічний результат можна досягти при використанні кислоти в концентраціях, значно менше заявлених у формулі винаходу приблизно 1,0 - 2,0 травня. %. Збільшувати лужність складу не має сенсу, оскільки використовуваний високомодульний силікат має рН в межах(9,0-11,0). Це сильно лужне середовище. Крім того, у своєму складі він містить іони натрію(тобто є колоїдним силікатом натрію, модифікованим оксидами лужних металів). Тому введення гідроксиду натрію не сприяє поліпшенню технологічних властивостей складу, а призводить тільки до значного збільшення витрати використовуваних реагентів і збільшення вартості ремонтних робіт і не забезпечує створення міцного ізоляційного екрану.

Використовується спосіб ізоляції водонепроникного пласта шляхом закачування в пласт водного розчину полісиліката натрію - високомодульний силікат натрію і кислотного гелеутворювача [98]. Закачують водний розчин полісиліката натрію з силікатним модулем 4,2 - 6,5 з концентрацією 1-10 мас.%. В якості кислотного гелеутворювача використовують сульфамінову або соляну кислоту або хлористий кальцій. За способом закачують послідовно прісну воду - буферну рідину і водний розчин полісиліката натрію і кислотний гелесоборозователь.

Недоліком відомого способу є недостатня ефективність способу ізоляції. Це обумовлено наступними причинами: закачувана за способом суміш полісиліката натрію і кислотного гелеутворювача не містить добавок, що регулюють механічну міцність. При використанні кислот як гелеутворювача, гель має недостатньо високу міцність. Це пояснюється тим, що гелевидні системи, у тому числі і описана силікатна, є дисперсною системою, суцільна пространствен паю сітка якої заповнена рідиною, що забезпечує рухливість окремих елементів структури в місцях контактів. Матеріали з такою структурою мають високу пластичність і здатність до повзучості при невеликій нарузі зрушення, що знижує міцність ізоляційного екрану. Крім того, для гелів, що не містять у своєму складі

регулюючих добавок, характерне старіння в часі, що проявляється в поступовому зміцненні структури, її стискуванні і вивільненні частини рідини із структурної сітки. Це явище дістало назву синерезису. В результаті синерезису порушується цілісність ізоляційного екрану, що значно знижує його міцність.

У разі застосування хлористого кальцію в якості гелеутворювача використовуваної в способі суміші властиві усі недоліки, характерні для солетворних систем, механічні властивості яких безпосередньо залежать від властивостей структури, яка визначається як атомним і молекулярною будовою окремих кристалів і зерен, так і їх розмірами, взаємним розташуванням, якістю зв'язків між ними, наявністю дефектів, пористості і іншими чинниками. Без регулюючих добавок в системі відбувається мимовільне зростання кристалів. Зі збільшенням розмірів часток міцність ізолюючого матеріалу знижується із-за наявності дефектів в кристалічній структурі. Дефекти неоднорідні і хаотично розподілені в об'ємі кристала або матеріалу і на їх поверхні. Окрім якості структури окремих зерен і хаотичності їх розташування, міцність структури визначається числом контактів і меаду зернами, що доводяться на одиницю їх поверхні, і міцністю окремого контакту. Поверхня контактів пропорційна числу контактів, а також дисперсності. Таким чином, зі збільшенням розміру часток зменшується число контактів і поверхня контактів, що значно знижує міцність структури. Отже, при реалізації цього способу ізоляційний екран не володітиме достатньою прощоюстю. Застосування води в якості буферної рідини призводить до зміни концентрації початкової ізолюючої суміші водного розчину полісиліката натрію і кислотного гелеутворювача, а саме до розбавлення і зміни рН суміші, що не дозволяє досить чітко визначити оптимальний час гелеутворення в умовах пластів. Модель пласта після проведення ізоляції витримують впродовж 48 годин. У свердловинних умовах процес гелеутворення протікає значно повільніше. Це означає, що час простою свердловини буде декілька діб. Збільшується час проведення робіт. Крім того, за вказаним способом не визначають товщину ізоляційного екрану, а використання як кислотного гелеутворювача вищезгаданих компонентів вимагає певних витрат і збільшує вартість робіт.

Відповідно до поставленого завдання - підвищення ефективності ізоляції, розроблений спосіб ізоляції водонепроникного пласта [99], що забезпечує створення міцного ізоляційного екрану при мінімальній кількості реагентів.

За розробленою технологією, що передбачає закачування в пласт водного розчину високомодульного силікату натрію і кислотного гелеутворювача, з подальшою витримкою його в пласті на час гелеутворення заздалегідь проводять вичислення необхідної товщини екрану за формулою:

$$L = \frac{P_d \cdot K}{\text{grad } P_3},$$

де  $L$  - товщина ізоляційного екрану, м ;

$P_d$  - величина депресії в частині продуктивного пласта, що обводнює, МПа;

$K$  - коефіцієнт запасу міцності ізоляційного екрану;

$\text{grad } P_3$  - градієнт тиску початку фільтрації води пласта через ізоляційний екран, МПа/м (7,7 - 40,0 за даними експериментальних досліджень).

У експериментальних дослідженнях, проведених спільно з лабораторією технологічних рідин, вивчена залежність  $\text{grad } P_3$  необхідного для створення ізоляційного екрану заданої міцності від концентрації кремнезему в колоїдному силікаті натрію.

Об'єм необхідного розчину, що закачується в пласт, залежить від необхідної величини радіусу ізоляційного екрану, що обумовлює гарантовану ефективність способу ізоляції.

Величину радіусу ізоляційного екрану визначають з умови  $R \geq R_d$

де  $R_d$  - величина депресії в частині продуктивного пласта, що обводнює, МПа;

При радіусі ізоляційного екрану менше розрахункової величини не забезпечуються його ізоляційні властивості і відбувається прорив вод пластів у свердловину. Радіус ізоляційного екрану більше розрахункової величини не впливає на якість ізоляції, а призводить до невиправданої витрати реагентів, що є економічно недоцільним.

Вибір коефіцієнта запасу міцності більше 1,2 призводить до неефективної витрати реагентів, а менше 1,2 - до зниження якості способу ізоляції із-за

погрішності у визначенні величини Рд, ИЛИ не Прогнозованому збільшенню Рд в результаті зміни гірничо-геологічних умов.

Кількість високомодульного силікату натрію - «Сиалита 30-50» в складі вибирають з умов створення ізоляційного екрану необхідної міцності і необхідної глибини проникнення-товщини ізоляційного екрану.

Час гелеутворення підбирають, керуючись загальним часом проведення процесу ізоляції. Воно має бути достатнім для проведення усіх технологічних операцій, які передбачають : приготування розчину, підготовчі операції по монтажу, обв'язуванню і опресовуванню технологічного устаткування, закачуванню і продавливанню в пласт, а також запас часу на непередбачені технологічні зупинки. Зважаючи на це розрахунковий час гелеутворення визначають як суму складових

$$T_{г} = T_{1} + T_{2} + T_{3} + T_{4},$$

де  $T_{г}$  - розрахунковий час гелеутворення, ч;

$T_{1}$  - час, необхідний для приготування розчину, ч;

$T_{2}$  - час на підготовчі операції, ч;

$T_{3}$  - час закачування і продавливання розчину в пласт, ч;

$T_{4}$  - запас часу на непередбачені технологічні зупинки, ч.

У якості високому одули [ого силікату натрію використовують колоїдний силікат натрію марки «Сиалит 30-50», в якості кислотного гелеутворювача - рідкі відходи процесу електрохімічного покриття металів, а змішування вказаних компонентів роблять до рН розчину, рівного 3-9.

Колоїдний силікат натрію марки «Сиалит 30-50» використовуваний в розробленому складі випускається вітчизняною промисловістю по ТУ 2145-002-43811938-97 і має наступні фізико-хімічні показниками:

Вміст  $SiO_2$ (% мас.) 26,6 - 30,8

Вміст  $Na_2O$ (% мас.) 0,47 - 0,67.

Силікатний модуль( $SiO_2 / Na_2O$ ) 45 - 55

рН при 20 З(ед.рН) 9,0-10,8

Щільність при 20 З(кг/м<sup>3</sup>), не більше 0,011 -0,012

В'язкість при 20 З(мм<sup>2</sup>/сік), не більше 10.

лугами. Незважаючи на полімерне походження, про кремнезем говорять не як про полімер, а як про частки розмірами 2-3 нм і вище.

Ефективність розробленого складу пояснюється наступним: з високомодульним силікатом - натрію(кремнеземом) цей гелеобразователь взаємодіє по двох типах реакцій : гелеутворення і солеутворення. В результаті реакцій утворюються два типи з'єднань:

гелевидна дисперсна система, що має суцільну тривимірну просторову структуру;

водонерозчинні опади, що виконують роль добавок, що підвищують міцність блокуючого екрану.

Реакція гелеутворення колоїдних часток з утворенням силікатних( $\text{Si} - \text{Si}$ ) зв'язків відбувається під дією кислот, що містяться у використуваному гелеобразователі. Одночасно з реакцією гелеутворення відбувається також утворення нерозчинних опадів при взаємодії високомодульних силікатів з солями, придобуваними у складі пропонованого гелеутворювача. Агреговані частки, розподіляючись в проміжках просторової структури гелю, зміцнюють його, утворюючи хімічні зв'язки з гелевидною структурою, внаслідок чого просторова структура стає в пласті жорсткою і нерухомою. Це запобігає руйнуванню(синерезис) гелів з часом і збільшує механічну міцність і стійкість до механічних дій, зокрема до напруження, які виникають в пласті при проведенні технологічних операцій.

Характерною особливістю є і те, що утворення дисперсних часток відбувається не лише з солями полівалентних металів, але практично з солями металів будь-якої валентності з утворенням мостикових зв'язків. Так, однозарядні катіони можуть утворювати мостикову зв'язок за схемою: у водному розчині іон натрію в результаті гідратації оточується шістьма атомами кисню, що належать молекулам води. Це підтверджується тим, що при адсорбції іона на поверхні кремнеземної частки один або декілька атомів кисню молекул води гідрата можуть заміщатися атомами кисню, що належать поверхневим силанольним групам  $\text{SiOH}$ , так що останні виявляються безпосередньо пов'язаними з атомом натрію. Отже, позитивний заряд іона натрію здатний нейтралізувати негативний заряд

адсорбованого поблизу нього гідроксил-іона, який якраз визначає поверхневий заряд частки. В результаті на поверхні утворюється нейтральний адсорбційний комплекс. При високих концентраціях іонів натрію ніщо не перешкоджає заміщенню однієї або більше за молекули води, які доти були пов'язані з іоном натрію із зовнішнього боку на поверхневі силанольні групи, що належать другій вступаючої в зіткнення частки.

Таким чином, іон натрію може діяти як мостикова зв'язок між двома частками кремнезему.

При адсорбції двохзарядних катіонів, зокрема кальцію, спочатку відбувається нейтралізація лише одного негативного заряду, і вони проявляють себе як позитивно заряджені центри, які при зіткненні з негативно зарядженими кремнеземними частками легко утворюють мостикові зв'язки. Взаємодія полівалентних іонів і високомодульних силікатів має складніший механізм.

Закачування в якості кислотного гелеутворювача рідких відходів процесу електрохімічного покриття металів значно підвищує міцність ізолюючого екрану за рахунок утворення в системі двох типів з'єднань. Просторової тривимірної структури гелю і мелкодисперсних водонерозчинних часток, що виконують роль наповнювача, що підвищує механічну міцність і запобігає синерезису (руйнування) гелів з часом.

Використання вищезгаданих відходів дозволяє розширити асортимент гелеутворюючих речовин при одночасному рішенні екологічної проблеми - утилізації відходів виробництва. Крім того, застосування відходів значно скорочує вартість матеріалів.

З метою визначення часу гелеутворення у присутності води пласта проведені дослідження високомодульних силікатів при використанні як кислотного гелеутворювача - кислих відходів гальванічного виробництва.

За результатами досліджень для забезпечення ефективної ізоляції водопроникного пласта закачуваний склад повинен володіти рН 3,0-8,0, який забезпечить оптимальний час гелеутворення, значно скоротить час проведення робіт і, зрештою, підвищить видобуток газу за рахунок скорочення часу простою

акустичного зонду, кабелю зв'язку, блоку реєстрації з виходом на те, що прослуховує і записує пристрої, а також контрольно-вимірювальних пристроїв для виміру пристрою, а також контрольно-вимірювальних пристроїв для виміру тиску і температури.

Істотним недоліком установки є те, що вона застосовна для дослідження поодиноких свердловин в умовах відносної однорідності розкритого інтервалу продуктивного пласта. Установка не дозволяє врахувати усередині перетікання пластів газу між зонами дренавання кущів свердловин, а також між свердловинами в самому кущі, що не дозволяє забезпечити достатню ефективність гідродинамічних досліджень (ГДИ), що проводяться. Крім того, проведення ГДД супроводжується випуском газу в атмосферу, що погіршує екологію. З усіх параметрів, що заміряються, автоматично робиться реєстрація тільки концентрації механічних домішок в газі. Витрата газу, температура і тиск фіксуються візуально.

Установка для дослідження газових свердловин [110] включає: звужуючий пристрій, прилади для виміру тиску і температури, багатопараметричний датчик, блок реєстрації (контроллер), радіостанцію і концентратор даних. Контрольно-вимірювальні прилади установки сполучені кабелем з входом багатопараметричного датчика, вихід якого сполучений з входом блоку реєстрації (контроллера) за допомогою кабелю, блок реєстрації і радіостанція мають безпроводний зв'язок за допомогою радіомодему, а радіостанція сполучена з концентратором даних кабелем зв'язку.

Недоліком установки є неможливість проводити дослідження одночасно на декількох свердловинах, що знижує якість досліджень і не дозволяє оперативно встановити вплив роботи однієї свердловини на роботу поруч розташованих свердловин.

Метою установки, що розробляється, для дослідження газових свердловин є [109, 110] підвищення ефективності досліджень за рахунок більшої оперативності і скорочення часу досліджень.

Поставлена мета досягається тим, що конструкція установки дозволяє одночасно реєструвати параметри роботи декількох свердловин (дебіт, тиск,

свердловин за рахунок зменшення кількості обслуговуючого персоналу, в підвищенні безпеки праці за рахунок виключення дії таких чинників, як шум і токсикологічну дію продуктів горіння газу, таких, як оксид вуглецю.

Використання розробленої установки дозволяє виключити втрати газу на кожній досліджуваній свердловині в кількості 200 тис.м /добу. Економічний ефект визначається двома основними складовими:

виключення втрат газу;

виключення виплат за забруднення довкілля.

## РОЗДІЛ IV

### РОЗРОБКА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ І ТЕХНОЛОГІЇ ДЛЯ ВИГОТОВЛЕННЯ ТВЕРДИХ ПІНОУТВОРЮВАЧІВ

#### 4.1 Розробка установки для виготовлення твердих стержнів-піноутворювачів

Процес виготовлення твердих піноутворювачів для видалення рідини зі свердловини є відповідальним етапом, від якого залежить ефективність цього технологічного процесу. Як відомо, вживані тверді піноутворювачі розробляється і виготовляються для кожного родовища індивідуально, з урахуванням гірничогеологічних і геометричних умов свердловини, властивостей реологій і фізико-хімічних рідин, наявних у свердловині і ін., чинників. Відповідно, для виготовлення твердих піноутворювачів з урахуванням цих чинників і кількості стержнів, що виготовляються, цей технологічний процес вимагає автоматизації. Розробка установки для виготовлення твердих стержнів піноутворювачів зажадала проведення відповідних теоретичних досліджень і узагальнення наявних в галузі вживаних технічних засобів.

При розробці технічних засобів - установки для виготовлення твердих стержнів піноутворювачів були вивчені літературні джерела і проведені патентні дослідження в цій області. Було виявлено, що відомий пристрій для приготування розчинів, що містить порожнистий циліндричний корпус із завантажувальним люком(бункером) і встановленим в нім шнеком, пов'язаним з турбінним двигуном [126]. У корпусі пристрою встановлений перфорований диск і ножі, які в сукупності з іншими конструктивними елементами утворюють механічну дробарку. Пристрій призначений для перемішування високов'язких полімерів з розчинником в умовах низьких температур.

Недоліками вказаного пристрою є відносно невисока продуктивність і низька якість отриманої продукції. Це обумовлено наступними причинами:

для отримання необхідної дисперсної фази порошкоподібних полімерних компонентів, в механічному дробильнику необхідно робити зміну перфорованого диска при кожній операції дроблення, тобто переривати процес приготування розчину;

відпрацьована в турбіні рідина має температуру близько  $50^{\circ}\text{C} - 60^{\circ}\text{C}$  технології вигот, що недостатньо для отримання гомогенної суміші при затворенні використовуваних реагентів- полімерів;

віддобуність електронагрівного елемента не дозволяє робити нагрів високов'язких полімерів, більшість яких є термоплавкими, що не забезпечує отримання гомогенної суміші.

Розроблена установка по виготовленню твердих стержнів поверхневоактивних речовин(ПАР), що включає блок попереднього приготування, що складається з подрібнювача, місткості змішувача, елементів перемішування, виконаних у вигляді лопатей і встановлених на вертикальному валу редуктора і блок формування, що містить порожнистий циліндричний корпус(місткість) із завантажувальним люком і формувальну трубу [119]. Для подання суміші у формувальну трубу, блок формування оснащений гідравлічним пресом.

Недоліками вказаної установки є низька продуктивність і низька якість отриманої продукції, що обумовлено рядом причин:

установка складається з трьох самостійних, не пов'язаних між собою блоків, що вимагають двократного ручного переміщення суміші, що не забезпечує безперервності процесу приготування;

віддобуність електронагрівного елемента не дозволяє робити нагрів термоплавких ПАР, що не забезпечує приготування гомогенної суміші;

віддобуність шнека і конструктивних елементів, що забезпечують замкнуту циркуляцію, не дозволяє багаторазово і інтенсивно перемішувати суміш, із забезпеченням її гомогенності;

як прототип взята установка по виготовленню твердих стержнів ПАР

що включає блок попереднього приготування, що складається з місткості для механічного дроблення, місткості(місткості для механічного приготування) змішувача, елементів перемішування, виконаних у вигляді лопатей і встановлених

а вертикальному валу редуктора і блок формування, що містить порожнистий циліндричний корпус (місткість для розміщення підготовленої пасти) із завантажувальним люком і встановленим в нім шнеком, пов'язаним з електродвигуном і формувальну трубу, виконану у вигляді трубчастої насадки [119].

Недоліками вказаної установки є низька продуктивність і низька якість отримуваної продукції, що обумовлено рядом причин:

установка складається з автономних блоків, що вимагають використання ручної праці, тобто віддубуня безперервність процесу приготування;

установка оснащена редуктором, тобто ступінчастим пристроєм з обмеженим інтервалом пониження оборотів електродвигуна, що не дозволяє робити інтенсивне перемішування суміші;

у установці віддубуній електронагрівний елемент для підігрівання термоплавких ПАР, що не забезпечує приготування гомогенної суміші;

віддубуність в установці конструктивних елементів, що забезпечують замкнуту циркуляцію, не дозволяє багаторазово і інтенсивно перемішувати суміш, із забезпеченням її гомогенності.

Технічний результат, який може бути отриманий при здійсненні пропонованого винаходу, зводиться до наступного:

підвищується продуктивність установки за рахунок поліпшення інтенсивності перемішування і забезпечення безперервності процесу приготування;

підвищується якість отримуваної продукції за рахунок забезпечення гомогенності суміші.

Технічний результат досягається за допомогою відомої установки [119], що включає блок попереднього приготування, що складається з ємності змішувача з елементами перемішування, встановленими на валу редуктора і блок формування, що містить порожнистий циліндричний корпус із завантажувальним люком і встановленим в нім шнеком, пов'язаним з електродвигуном і формувальну трубу. По заявлюваній конструкції установки для виготовлення твердих стержнів піноутворювачів, блок попереднього приготування додатково містить накопичувальну місткість. При цьому місткість змішувача виконана з можливістю

обертання в горизонтальній площині, а елементи перемішування виконані у вигляді ножів і встановлені на горизонтальному валу редуктора з можливістю обертання у вертикальній площині. У блоці формування шнек встановлений співісному порожнистому циліндричному корпусу і поміщений в ресівер, який додатково містить електронагрівач і запобіжний клапан. При цьому електродвигун оснащений частотним перетворювачем, а вихід полого циліндричного корпусу обладнаний перфорованою кришкою і триходовим краном і пов'язаний із завантажувальним люком байпасною лінією. Накопичувальна місткість блоку попереднього приготування і завантажувальний люк блоку формування сполучені завантажувальною лінією, оснащеною відцентровим насосом. Ресівер блоку формування і місткість змішувача блоку попереднього приготування сполучені гнучкою системою. Таким чином, заявлюване технічне рішення відповідає умові новизни.

Аналіз наявних технічних засобів показав наступне: відомі установки для дозованого подання поверхнево-активних речовин в нафтові пласти, електронагрівачі, що містять, для підігрівання ПАР [114-116]; відома установка дозування хімреагентів, обладнана електронагрівачем [117]; відомий спосіб приготування тампонажного розчину, в якому для нагріву волокнистих ниток до температури пластичної деформації використовують місткість, що складається з електронагрівача і мішалки з електродвигуном [121]; відома установка періодичної дії для литва швидкотвердіючих сумішей, що складається з двох компонентів - місткостей, обладнаних мішалками і водяною лазнею [122]; відомий пристрій для приготування звичайних цементних розчинів, що об'єднують, в якому змішувач складається з двох апаратів змішувачів, - гідравлічного і механічного, відома установка для приготування промивальних рідин, що містить два фрезерно-струминні млини: приймальню - для попереднього грубого подрібнення і зливну - для остаточного тонкого помелу матеріалів у водяному середовищі [125]; відомий пристрій для приготування розчинів, в якому змішувач виконаний з можливістю обертання [130]; відомий пристрій для приготування отверждаємих глинистих розчинів, в якому для змішування компонентів розчину перегородки встановлені з можливістю обертання у вертикальній площині відносно осі пристрою [131]; відомі

бісерні млини, в яких розмельна камера і мішалка виконані з можливістю обертання відносно осі пристрою [123, 124]; відомі змішувачі з можливістю багатократного повторення циклу змішення [125, 126]; відома установка для приготування і обробки бурових розчинів, працююча по прохідній і циркуляційною схемам [127]; відома мішалка, що складається з циліндричного корпусу із завантажувальним і розвантажувальним патрубками, робочого органу у вигляді валу, забезпеченого у верхній частині шнеком [128]; відома механічна глиномішалка, що складається з корпусу з воронкою, встановленого в ній шнека, хрестоподібного ножа і камери змішувача [129]; відомий агрегат змішувача для приготування цементного розчину, забезпечений шнеком, приводом шнека, вихідним патрубком, приймальною воронкою, пристроєм змішувача і викидною трубою [130]; відомий дозатор для приготування сумішей, що включає циліндричні ємності із завантажувальними патрубками, шнековий робочий орган, пов'язаний з приводом, з регульованою швидкістю обертання [131]; відомий змішувач, що містить місткість змішувача, з розташованим усередині неї перфорованим ротором, в якому на валу змонтована спіральна лопать, привід, трубопровід із засувкою, що дозволяє подавати розчин на повторну диспергацію [132].

Переважне число свердловин розташовано в зоні ММП, де забійна температура досягає 85 С. В установці для приготування твердих стержнів піноутворювачів імітуються відповідні термічні умови, які відповідають тепловим умовам забою свердловини. До композиційного складу твердого піноутворювача входить ряд компонентів, більшість яких є твердими і термоплавкими. Тому при виготовленні потрібний попередній їх нагрів до температури ~ 100 З, і тільки після цього створюються необхідні умови для їх перемішування і надання форми. Виготовлений твердий стержень піноутворювач повинен мати певну механічну міцність, з метою досягнення забою свердловини, де він починає розчинятися в рідині з певною(заданою) швидкістю(активно або пасивно).

завантажувальною лінією 21, оснащеною відцентровим насосом 22. Ресівер 12 блоку формування сполучений з місткістю змішувача 1 блоку попереднього приготування гнучкою системою 23. Ресівер 12 оснащений краном 24 для подання гарячої води в ємність змішувача 1 і краном 25, для заповнення ресівера водою. Установа змонтована на підставах 26 і 27, виконаних у вигляді металевих столів.

Детальніше добув цього технічного рішення можна пояснити наступним прикладом.

Установа має наступні габарити:

Длина, мм 1500

Ширина, мм 520

Висота основи, мм 1120

Маса, кг 380

Робота установки розпочинається із заповнення водою ресівера 12 через кран 25 з водопровідної мережі. Потім включають електронагрівач 13, який автоматично підтримує в ресівері 12 задану температуру води. Для отримання 20 кг суміші в ємність змішувача 1 завантажують необхідні компоненти [141,142]. Відкривають кран 24 і подають гарячу воду в розрахунковій кількості з ресівера 12 по гнучкій системі 23 в ємність змішувача 1. Для зачиннення фізико-хімічної суміші, вода, що подається, має температуру - 100 °С, що досить для перетворення компонентів на тестообразующую масу. Місткість змішувача 1 закривають кришкою і включають редуктор 4, для обертання місткості змішувача 1 і ножів 2. Таким чином, за рахунок можливості обертання місткості змішувача в горизонтальній площині і ножів 2 у вертикальній площині, досягається інтенсивність перемішування і забезпечується гомогенність суміші. Перемішування роблять в течії 30 хвилин.

Отримана суміш з місткості змішувача 1, за допомогою руків'я 5, складається в накопичувальну місткість 6. З накопичувальної місткості 6 суміш поступає по завантажувальній лінії 21, оснащеною відцентровим насосом 22, в завантажувальний люк 8 блоку формування. Привід шнека 10 здійснюється від електродвигуна 15, керованого частотним перетворювачем 16, який є безступінчатим пристроєм, здатним змінювати частоту обертання шнека 10 практично у будь-якому діапазоні від 20 до 200 про/мін, забезпечуючи при цьому

необхідну продуктивність пристрою і багатократне, якісне перемішування. У конкретному прикладі встановлюють частоту обертання шнека 10 — 100 про/хв. Установка полого циліндричного корпусу 7 усередині ресівера 12, оснащеного електронагрівачем 13 з автоматичним регулюванням температури ~ 100 З, дозволяє забезпечити нагрів суміші при безперервному її перемішуванні. Далі суміш через триходовий кран 18 і байпасну лінію 19 потрапляє в завантажувальний люк 8. У течії 30 хвилин відбувається багатократне змішування суміші, за рахунок забезпечення замкнутої циркуляції. При перемиканні руків'я триходового крану 18, гомогенна суміш поступає у формувальну трубу 20 і далі видавлюється в поліетиленовий рукав для подальшого застигання і утворення твердих стержнів-піноутворювачів. Оскільки в ресівері 12 при нагріві води до температури — 100 З можливо утворення деякої кількості пари води і, тим самим підвищення тиски, його оснащують запобіжним клапаном 14.

На установці за один робочий день виготовляють 200 штук стержней-піноутворювачів, діаметром 40 мм і завдовжки 400 мм. Маса такого стержня дорівнює 1 кг, отже, продуктивність установки складає 200 кг/день або 25 кг/годину.

На пропонованій установці за один робочий день виготовляють 128 штук стержнів-піноутворювачів, діаметром 40 мм і завдовжки 1000 мм, маса стержня - 2,5 кг, отже продуктивність установки складає 320 кг/день або 40 кг/годину.

З прикладу видно, що продуктивність пропонованої установки в 1,6 разу вище, ніж по прототипу.

Таким чином, заявлюване технічне рішення відповідає критерію патентоспроможності, а саме, умові новизни, винахідницького рівня і промислової застосовності.

#### **4.3 Розробка технології виготовлення твердих піноутворювачів**

*Рекомендовані склади твердих піноутворювачі і технологія їх приготування*

Для виробництва твердих піноутворювачів придатні як неіоногенні ПАР(неонол АФ 9-12, ОП-10, блоксополімери і деякі інші), так і аніоноактивні, переважно сухі(сульфонол, сульфонат, пральні порошки без піногасника). Оскільки

витрату ПАР. Щоб уникнути зриву піноутворення концентрація ПАР в рідині, що видаляється, має бути 0,3 % - 0,5 %.

Виходячи з цих міркувань, для проведення промислових випробувань була виготовлена партія стержнів твердого піноутворювача на основі НПАР масою близько 0,4 кг, завдовжки - близько 0,3 м; діаметром - 0,04 м, щільністю - близько 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Технологія видалення рідини за допомогою твердих стержнів піноутворювачів включає:

- вибір свердловин для видалення рідини, що скупчилася;
- підготовчі роботи;
- введення стержнів піноутворювача у свердловину;
- контроль за параметрами роботи свердловини після введення піноутворювача.

Вибір свердловин для видалення рідини, що скупчилася :

Об'єктами для одноразового або епізодичного використання ТП є свердловини з продуктивністю, недостатньою для винесення рідини з КЛТ і фільтрової зони свердловини нижче КЛТ, що освоюються після капремонту і в яких накопичення рідини сталося в процесі тимчасового зниження продуктивності. Як правило, останні, після очищення привибійної зони і стабілізації температурного режиму, працюють тривало без зупинки.

З урахуванням різних конструкцій підйомного ліфта визначити мінімально необхідний дебіт газу(Q) для безперервного винесення рідини із забоїв і КЛТ можна по формулі [110]:

$$Q = 65 \frac{d^2}{T \cdot Z} \sqrt{P},$$

де Q - мінімально необхідний дебіт газу, тис.м<sup>3</sup>/добу.;

d - внутрішній діаметр труби, м;

P - тиск на початку або кінці ліфта, ПМа

Тонна - температура газу, До;

Z- коефіцієнт стисливості газу.

Розрахувавши необхідний дебіт по формулі 5.1 і, порівнявши його з фактичним дебітом, визначуваним за даними досліджень, можна зробити висновок про придобуність рідини у свердловині. У беспакерних свердловинах кількість рідини в КЛТ рекомендується визначати по різниці тисків в затрубному і трубному просторі при мінімальній продуктивності (невеликих втратах на тертя), а розподіл рідини по глибині - за даними вимірів приладом АМТ. У свердловинах, обладнаних пакером, висоту стовпа рідини в інтервалі перфорації і вище, рекомендується визначати по різниці тиску пласта і суми тисків стовпа газу у свердловині з гирловим тиском, заміряним через 15 хвилин після закриття шлейфової засувки (без попереднього продування свердловини).

Свердловини, в яких рекомендується використати ТП для видалення рідини, що скупчилася, повинні задовольняти наступним технічним умовам :

глибина зумпфа до 25 м;

відстань черевика КЛТ від верхніх отворів перфорації не більше 50 м;

кривизна ствола не більше 45 ;

ліфтові труби не повинні мати клапани-отсекатели, перевідників і звужень, що перешкоджають проходженню твердих піноутворювачів;

справність буферної і шлейфової засувок;

вільне проходження шаблону по КЛТ.

Для введення твердих піноутворювачів неприйнятні свердловини:

продукція яких містить олії, нафту;

з постійним інтенсивним припливом води, що вимагає проведення продування через 72 години і частіше;

з піщаною пробкою в інтервалі фільтру, головною причиною погіршення роботи свердловини, що являється;

з гидратією пробкою в КЛТ.

Підготовчі роботи:

визначення компонентного складу рідини, що видаляється;

проведення лабораторних і стендових досліджень по підбору найбільш ефективного для конкретних умов ПАР;

розрахунок кількості стержнів, необхідний для введення у свердловину;

з 14 червня по 22 червня 2015 року проведені досвідчені обробки твердими

піноутворювачами(ТП) на 4 газових свердловинах - 97, 21,23,72.

Ці свердловини, як правило, експлуатуються в нестійкому режимі, характеризуються нестабільними гирловими параметрами і зупинками, що періодично повторюються, із-за накопичення рідини.

Для випробувань були підібрані проблемні свердловини вертикальні, наклонно- спрямовані, з різною підвіскою НКТ діаметром 168 мм

Роботи проводили згідно з Планами дослідно-промислових випробувань технології видалення рідини, що скупчується, зі свердловин Котелевського ГKM з використанням твердих піноутворювачів.

Безпосередньо перед введенням ТП свердловини запускали на факел на режимах, близьких до робітників(підбором діаметрів шайб). Впродовж часу, достатнього для стабілізації режиму, визначали інтенсивність винесення рідини по вимірах установки «Надим - 1», горінню факела і візуально. Після цього вводили тверді піноутворювачі в кількості, згідно з розрахунком. Час очікування на падіння ТП і їх розчинення від 0,5 до 2 годин. Далі свердловину пускали на факел на робочому режимі і відпрацьовували 1 - 2 години. В цей час знову визначали інтенсивність винесення рідини для оцінки спрацьовування ТП і повнота очищення свердловини.

Потім свердловину запускали в шлейф, через 30 хвилин спускали прилад АМТ і робили поінтервальні виміри тиску і температури згідно з «Планом.».

Одночасно гирлові параметри(температура і тиск) фіксували в деяких випадках приладом РТП. У подальшому щодня робили контрольні виміри гирлової температури і тиску. Результати усіх вимірів оформлені у вигляді таблиць і графіків.

Нижче приведені дані про результати обробки кожної зі свердловин.

Свердловина № 26

НКТ діаметром 168 мм спущені на глибину 1159 м, інтервал перфорації 1092 - 1157 м, поточний забій відбитий на глибині 1150 м, мінералізація води 9541,32 мг/л при вмісті іонів(Ca + Mg) 2927,2 мг/л (присутність технічної рідини).

Після продування впродовж 1 години 20 хв. на режимі, близькому до робітника (діаметр шайби мм), винесення рідини зі свердловини склало 7 л, факел

НКТ діаметром 168 мм спущені на глибину 1194 м, інтервал перфорації 1105-1191 м, пакер встановлений на глибині 1064 м, поточний забій відбитий на 1007 м 15.07.02 р. По затвердженому режиму дебіт свердловини на 2 квартал 2005 р. - 150 тис./м3 при тиску на буфері 21,39 атм і  $T_y = 4^\circ\text{C}$ . Даних по мінералізації води немає.

Обробку здійснювали в тому ж порядку, що і у свердловині № 26. Виміри тиску і температури 18.06.2005 г, робили із зупинками на глибинах 0, 10 м, 500 м, 750 м, 900 м, 950 м і 1000 м.

При відробітку свердловини через до введення ТП на режимі, близькому до робітника (шайба 19 мм), факел періодично гаснув із-за невеликого винесення води.

Після введення 2 пролонгованих, трьох швидкорозчинних ТП і очікування розчинення їх впродовж 2 годин, свердловину пустили через на тому ж режимі, що і до обробки. Через 5 хвилин стало виносити велику кількість води, факел не горів. При зупинках свердловини в ловцях було 5 - 7 л води, решту простору заповнювала піна. Поступово інтенсивність винесення води зменшилася, і через 1 годину 20 хвилин відробітку встановили шайбу діаметром 22 мм

Винесення води знову інтенсифікувалося, співвідношення між рідиною і піною у водозбірниках не мінялося. На збільшеній шайбі відпрацювали 30 хвилин, запустили свердловину в шлейф.

Після невеликої витримки зробили виміри тиску і температури по стовбурі свердловини із зупинками па тих же глибинах, що і до обробки. Дані вимірів поміщені на рисунках 5.5, 5.6. На їх основі побудовані графіки тиску і температури (рисунки 5.7, 5.8), що дозволяють оцінити дію ТП на режим роботи свердловини. По них можна визначити, що стовп рідини у свердловині перед обробкою ТП створював тиск на пласт близько 3 атм, після - 0,4 атм., очевидно, у складі піни, оскільки тиск в нижній частині свердловини розподілений рівномірно. Температура на гирлі збільшилася з 4  $^{\circ}\text{C}$  до 6  $^{\circ}\text{C}$ .

Внаслідок запуску ГП- 6 після зупинки тиск в шлейфі в процесі проведення робіт збільшився. З цієї причини графік тиску після обробки па рисунку 7 розміщується вище за графік тиску до обробки. Через добу температура в об'язуванні свердловини 6,7 $^{\circ}\text{C}$ , тиск на гирлі 21,53 атм.

накопичення рідини з подальшим зниженням продуктивності, про що свідчить падіння гирлової температури до 43 - 5 С.

Перед досвідченими обробками геологічною службою У ГР і ЛМ були виконані поінтервали виміри тиску і температури приладами АМТ, тиск у свердловині після остановки на 15 хвилин, продуктивність при роботі на факел при тиску па гирлі, близькому до робітника, винесення рідини на цьому режимі.

На жаль, через незадовільну роботу приладів РТП і їх конструктивних недоліків, записати гирловий тиск і температуру свердловин в процесі проведення робіт не вдалося.

Після аналізу цих вимірів АМТ і статичного тиску розраховували необхідну кількість ТП для повного видалення рідини, що накопичилася у свердловинах, і вводили тверді піноутворювачі (2-3 шт. вагою 0,6 - 0,7 кг).

Час очікування падіння ТП і розчинення 0,5 години. Далі, якщо статичний тиск було досить, відразу пускали свердловину в шлейф. При незначному перевищенні статичного над шлейфовим, заздалегідь відпрацьовували свердловини на факел при тисках, близьким до робітників, впродовж 0,5 - 1 години (шайби на ДИКТе 17-25 мм). В цей час візуально оцінювали інтенсивність винесення рідини.

Потім свердловину пускали в шлейф. Через 2 години або через 12 годин залежно від темпу відновлення гирлової температури, робили поінтервальні виміри тиску і температури по стовбурі свердловини приладом АМТ для оцінки повноти видалення рідини.

У подальшому щодня робили контрольні виміри гирлової температури і тиску, а через 2-4 діб після скидання ТП - контрольний вимір дебіта газу свердловини па факел при гирловому тиску, близькому до робітника. інтенсивно виноситися рідина, факел потух і не підпалювався. Через 15 хвилин відробітку свердловину пустили в шлейф при гирловому тиску 21,96 атм. і температурі 4,2 С.

Через 30 хвилин спустили прилад АМТ і зробили поінтервальні виміри тиску і температури. З графіку (рисунок 5.19), побудованого за даними АМТ можна зробити висновок, що після скидання ТП рідина із забою свердловини видалена.

р. дебіт свердловини на факел при гирловому тиску 20,21 атм., шайбі 25 мм і температурі 8 Із склав 174,3 тис.м3/добу.

По проведених роботах можна зробити наступні **висновки**.

Скидання 2 - 3 ТП(1,5 - 2 кг) у свердловини сеномана, працюючі з обмеженням гирлових параметрів із-за накопичення рідини, забезпечує повне винесення її при продуванні па факел через шайби 19 - 25 мм, стабілізуючи роботу свердловин з підвищеною продуктивністю.

В результаті обробок ТП отриманий приріст дебіта газу по свердловинах 101.3 - 155 тис.м3/добу, 101.6 - 125,1 тислг/добу, 109.7 - 108,8 тис.м3/добу, 102,1-21,4 тис.м3/добу

При використанні ТП з діаметром до 50 мм не відмічений жодного випадку зависання їх в арматурі фонтану і НКТ, як у вертикальних, так і похилих свердловинах, що підтверджується повним винесенням рідини із забоїв свердловин в усіх випадках

Кількість рідини, що скупчилася у свердловині, можна визначити по різниці тиску пласта і статичного після 15 - хвилинної зупинки свердловини(без попереднього продування її па факел), що дозволяє виключити використання для цієї мети поінтервальніе виміри АМТ.

Перед скиданням ТП шаблонированне свердловин необхідно, якщо воно не робилося останні 3 роки. Найбільш вірогідною причиною зависання ТП як у ФА, так і НКТ може бути мастило, що закачується в центральні засувки з лишком.

Рекомендується широке використання ТП для стабілізації роботи і інтенсифікації припливу як в низкодебитних, так і високо дебитних свердловинах при накопиченні в них рідини будь-якої мінералізації.

Використання ТП для видалення рідини зі свердловин з колонами 168 мм дозволяє ослабити режим продування на факел або зовсім виключити її при своєчасному введенні ТП, коли тиску у свердловині ще вистачає для викиду стовпа рідини, що накопичилася, переведеної в піну. Це виключить застосування високої депресії на пласт при продуванні, що створює загрозу руйнування привибійної зони і утворення піщаної пробки.

Надмірне введення ТП(більше 3 шт. або більше 1,5-2 кг) уповільнює виведення свердловин на нормальний режим роботи, оскільки при цьому утворюється в'язка піна, що створює високий опір потоку газу в НКТ.

Для уточнення часу дії ТП в оброблених свердловинах продовжувати виміри тиску і температури 1 -2 діб до досягнення параметрів, зафіксованих перед обробкою.

Рекомендований оптимальний діаметр ТП 45 - 50 мм для НКТ діаметром 168 мм, 40 - 45 мм для НКТ 114 - 89 мм

Використання для видалення рідини зі свердловин ТП в оптимальних кількостях не створює загрози для системи очищення газу, що підтверджується проведеними дослідженнями хімічного аналізу

Таким чином, дослідно-промислові випробування стержнів твердих піноутворювачів на Котелевському ГКР показали їх високу ефективність.

Результати застосування технології ізоляції водопритливів на свердловині № 71 Котелевського газоконденсатного родовища проводилися роботи по установці водоізоляційного екрану із застосуванням складу на основі колоїдного силікату натрію марки «Спалить 30 - 50», приготованого по рецептурі

Приготоване 10 м<sup>3</sup> водоізоляційного розчину на основі колоїдного силікату натрію марки «Сиалит 30 - 50»

Вихідні дані

Експлуатаційна колона 0219 мм 1240 м;

Штучний забій 1229 м

Поточний забій 12200;

Інтервал перфорації 1143-1157, 1159-1162, 1162-1180, 1180-1200 м;

НКТ 0 73 мм 1175 м;

Перевищення столу ротора над фланцем КГ; 6,45 м;

Поточний стан свердловини;

Раніше проводилися роботи по глушінню свердловини розчином ПАР з блокуючим розчином НПОЖ

Необхідне устаткування і епецтехника

Насосні агрегати ЦА- 320 - 2 ед.

\* Щокварталу додаватиметься по 2 свердловини, т. п. у роботі за новою технологією на кінець 2021 року знаходитиметься 12 свердловин

У таблиці 5.8 представлений розрахунок комерційної ефективності використання результатів запроектованої технології в 2020-2024 рр.

Дана науково - дослідницька розробка є ефективною, оскільки значення показника чистого дисконтованого доходу - величина позитивна (12 518,22 тис. грн.), а індекс ефективності - більше одиниці ( $2,86 > 1$ ). Термін окупності розробки 3 роки.

## ВИСНОВОК

Моніторинг динаміки газоводяного контакту продуктивних покладів свідчить про те, що в зонах відбору газу відбувається активне диференціальне впровадження підшовної води в газову частину покладу, що сприяє помітному зниженню темпу зменшення тиску пласта.

Існуючі перетікання газу усередині експлуатаційних кушів обумовлені значними депресіями у верхній частині сеноманського горизонту. Наявність перетікань з нижньої частини горизонту призводить до розвитку депресивної воронки вниз по розрізу, що зрештою призводить до швидшого впровадження підшовної води.

Низька швидкість газового потоку є головною причиною скупчення рідини у свердловинах, що призводить не лише до зниження продуктивності, але і мимовільному їх глушенню(зупинці).

Встановлено, що застосування(скидання у свердловину) 2-3 твердих піноутворювачів(1,5 - 2 кг) у свердловині покладу, працюючого з обмеженням гідрологічних параметрів із-за накопичення рідини, забезпечує повне винесення її при продуванні на факел через шайби 19 - 25 мм, стабілізуючи роботу свердловини з підвищеною продуктивністю.

Результати впровадження на Котелевському ГКР показали, після введення твердих піноутворювачів і видалення рідини, отриманий приріст дебіта газу по свердловинах №26 - 155 тис.м<sup>3</sup>/добу, №21 -125,1 тис.м<sup>3</sup>/добу, №23- 108,8 тис.м<sup>3</sup>/добу, №72 -21,4 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Виявлено, що при використанні твердих піноутворювачів з діаметром до 50 мм не відмічений жодного випадку зависання їх в арматурі фонтану і НКТ як у вертикальних, так і похилих свердловинах, що підтверджується повним винесенням рідини із забоїв свердловин.

Встановлено, що кількість рідини, що скупчилася у свердловині, можна визначити по різниці тиску пласта і статичного після 15 - хвилинної зупинки свердловини(без попереднього продування її на факел), що дозволяє виключити використання для цієї мети поінтервальні виміри АМТ.

Потрібне широке використання твердих піноутворювачів для стабілізації роботи і інтенсифікації припливу як в низькодебітних, так і високодебітних свердловинах при накопиченні в них рідини будь-якої мінералізації.

Встановлено, що використання твердих піноутворювачів для видалення рідини зі свердловин з колонами 168 мм дозволяє ослабити режим продування на факел або зовсім виключити її при своєчасному введенні твердих піноутворювачів, коли тиску у свердловині ще вистачає для викиду стовпа рідини, що накопичилася, переведеної в піну. Це виключить застосування високої депресії на пласт при продуванні, що створює загрозу руйнування привибійної зони і утворення піщаної пробки.

Виявлено, що надмірне одноразове введення твердих піноутворювачів (більше 2 кг) уповільнює виведення свердловин на нормальний режим роботи, оскільки при цьому утворюється в'язка піна, що створює високий опір потоку газу в НКТ.

Для уточнення часу дії твердих піноутворювачів в оброблених свердловинах необхідно продовжувати виміри гирлового тиску і температури 1-2 діб до досягнення параметрів, зафіксованих перед обробкою.

Рекомендований порядок визначення діаметру твердих піноутворювачів: 45 - 50 мм для НКТ діаметром 168 мм, 40 - 45 мм для НКТ 114 - 89 мм

Встановлено, що використання для видалення рідини зі свердловин твердих піноутворювачів в оптимальних кількостях не створює загрози для системи очищення газу.

На основі аналізу генезису попутних вод і їх впливу на умови експлуатації свердловин рекомендується наступне:

мінімально-необхідна швидкість потоку газу в стволі свердловини для винесення рідини і механічних домішок має бути більше 2 м/с;

по свердловинах з питомим накопиченим відбором більше 300-400 млн. м<sup>3</sup> на 1 метр працюючого "суперколектора" і наявністю динамічного рівня рідини в інтервалі перфорації, допустима депресія має бути не більше 0,3 МПа;

по свердловинах з питомим накопиченим відбором менше 300 млн. м<sup>3</sup> на 1 метр працюючого "суперколектора" і відсутністю динамічного рівня рідини в інтервалі перфорації, допустима депресія може бути збережена на рівні початкової (5-6 МПа);

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Case histories, indentification of and remedial action for liquid loading in gas wells: intermediate SHELF GAS PLAY [Text] / T. Libson, J. Henry // JPT. - 1980. - V. 32. - № 4. - P. 685.
- 2 Степанюк, Надія. "Поверхнево-активні речовини." (2012): 139.
- 3 Пирог, Тетяна Павлівна, and Сергій Вікторович Ігнатенко. "Мікробні поверхнево-активні речовини: проблеми промислового виробництва." *Біотехнологія* (2008).
- 4 Cameotra S. S., Makkar R. S. Recent applications of biosurfactants as biological and immunological molecules // *Curr.Opin. Microbiol.* — 2004. — V. 7, N3. — P. 262–266.
- 5 Singh P., Cameotra S. S. Potential applications of microbial surfactants in biomedical sciences // *Trends Biotechnol.* — 2004. — V. 22, N3. — P. 142–146. 3. Rodrigues L., Banat I. M., Teixeira J., Oliveira R. Biosurfactants: potential applications in medicine // *J. Antimicrob. Chemo ther.* — 2006. — V. 57, N4. — P. 609–618.
- 6 Ron E. Z., Rosenberg E. Natural roles of biosurfactants // *Environ. Microbiol.* — 2001. — V. 3, N 4 . — P.229–236. 5. Desai J. D., Banat I. M. Microbial production of surfactants and their commercial potential // *Microbiol. Mol. Biol. Rev.* — 1997. — V. 61, N1. — P. 47–64.
- 7 Banat I. M, Makkar R. S., Cameotra S. S. Potential commercial applications of microbial surfactants // *Appl. Microbiol. Biotechnol.* — 2000. — V. 53, N5. — P. 495–508.
- 8 Makkar R. S., Cameotra S. S. An update on use of unconventional substrates for biosur factants production and their new applications // *Ibid.* — 2002. — V. 58, N4. — P. 428–434.
- 9 . Raza Z. A., Rehman A., Khan M. S., Khalid Z. M. Improved production of biosurfactant by *Pseudomonas aeruginosa* mutant using vegetable oil refinery wastes // *Biodegrada tion.* — 2007. — V. 18, N1. — P. 115–121.
- 10 Shah V., Jurjevic M., Badia D. Utilization of restaurant waste oil as a

precursor for sophorolipid production // *Biotechnol. Prog.* — 2007. — V. 23, N2. — P. 512–515.

11 Trummler K., Effenberger F., Syldatk C. An integrated microbial/enzymatic process for production of rhamnolipids and l(+)-rhamnose from rapeseed oil with *Pseudomonas* sp. DSM 2874 // *Eur. J. Lipid. Sci. Tech.* — 2003. — V. 105. — P. 563–571.

12 Vance Harrop M. H., de Gusmao N. B., de Campos Takaki G. M. New bioemulsifiers produced by *Candida lipolytica* using D-glucose and babassu oil as carbon sources // *Braz. J. Microbiol.* — 2003. — V. 34. — P. 120–123.

13 Pekin G., Vardar Sukan F., Kosaric N. Production of sophorolipids from *Candida bombicola* ATCC 22214 using Turkish corn oil and honey // *Eng. Life Sci.* — 2005. — V. 5, N4. — P. 357–362.

14 Rahman K. S., Rahman T. J., McClean S. et al. Rhamnolipid biosurfactant production by strains of *Pseudomonas aeruginosa* using lowcost raw materials // *Biotechnol. Prog.* — 2002. — V. 18, N 6. — P. 1277–1281.

15 Ferraz C., de Araujo A. A., Pastore G. M. The influence of vegetable oils on biosurfactant production by *Serratia marcescens* // *Appl. Biochem. Biotechnol.* — 2002. — V. 98–100. — P. 841–847.

16 Kim H. S., Jeon J. W., Kim B. H. et al. Extracellular production of a glycolipid biosurfactant, mannosylerythritol lipid, by *Candida* sp. SY16 using fed batch fermentation // *Appl. Microbiol. Biotechnol.* — 2006. — V. 70, N4. — P. 391–396.

17 Nitschke M., Costa S. G., Haddad R. et al. Oil wastes as unconventional substrates for rhamnolipid biosurfactant production by *Pseudomonas aeruginosa* LB1 // *Biotechnol. Prog.* — 2005. — V. 21, N5. — P. 1562–1566.

18 Benincasa M., Contiero J., Mansera M. A., Moraes I. O. Rhamnolipid production by *P. aeruginosa* LB1 growing on soapstock as the sole carbon source // *J. Food Eng.* — 2002. — V. 54. — P. 283–288.

19 Benincasa M., Abalos A., Oliveira I., Mansera A. Chemical structure, surface properties and biological activities of the biosurfactant produced by *Pseudomonas aeruginosa* LB1 from soapstock // *Anton. Leeuw. Int. J. G.* — 2004. —

V. 85, N1. — P.1–8.

20. Abalos A., Pinazo A., Infante M. R. et al. Physicochemical and antimicrobial properties of new rhamnolipids produced by *Pseudomonas aeruginosa* AT10 from soyabean oil refinery wastes // *Langmuir*. — 2001. — V. 17, N5. — P. 1367–1371.

21. Bednarski W., Adamczak M., Tomasik J., Plaszczyk M. Application of oil refinery waste in biosynthesis of glycolipids by yeast // *Bioresour. Technol.* — 2004. — V. 95, N1. — P. 15–18.

22. Dubey K., Juwarkar A. Distillery and curd whey wastes as viable alternative sources for biosurfactant production // *World J. Microbiol. Biotechnol.* — 2001. — V. 17, N1. — P. 61–69.

23. Dubey K., Juwarkar A. Determination of genetic basis for biosurfactant production in distillery and curd whey wastes utilizing *Pseudomonas aeruginosa* strain BS2 // *Indian J. Biotechnol.* — 2004. — V. 3, N1. — P. 74–81.

24. Thompson D. N., Fox S. L., Bala G. A. Biosurfactants from potato process effluents // *Appl. Biochem. Biotechnol.* — 2000. — V. 84–86. — P.917–930.

25. Thompson D. N., Fox S. L., Bala G. A. The effects of pretreatments on surfactin production from potato process effluent by *Bacillus subtilis* // *Ibid.* — 2001. — V. 91–93. — P. 487–502.

26. Noah K. S., Bruhn D. F., Bala G. A. Surfactin production from potato process effluent by *Bacillus subtilis* in a chemostat // *Ibid.* — 2005. — V.121–124. — P. 465–473.

27. Noah K. S., Fox S. L., Bruhn D. F. et al. Development of continuous surfactin production from potato process effluent by *Bacillus subtilis* in an airlift reactor // *Ibid.* — 2002. — V. 98–100. — P. 803–813.

28. Nitschke M., Pastore G. Production and properties of a surfactant obtained from *Bacillus subtilis* grown on cassava waste water // *Bioresour. Technol.* — 2006. — V. 97, N2. — P. 336–341.

29. Nitschke M., Pastore G. M. Cassava flour wastewater as a substrate for biosurfactant production // *Appl. Biochem. Biotechnol.* — 2003. — V. 105–108, N3. — P. 295–301.

30. Nitschke M., Pastore G.M. Biosurfactant production by *Bacillus subtilis*

using cassava processing effluent // *Ibid.* — 2004. — V. 112, N3. — P. 163–172.

31. Пирог Т. П., Антонюк С. І. Особливості синтезу поверхневоактивних речовин штамом *Acinetobacter calcoaceticus* K4 // *Наук. праці Нац. унту харчових техно логій*. — 2007. — №22. — С. 50–53.

32. Carvalho C. de, Parreno Marchante B., Neumann G. et al. Adaptation of *Rhodococcus erythropolis* DCL14 to growth on n alkanes, alcohols and terpenes // *Appl. Microbiol. Biotechnol.* — 2005. — V. 67. — P. 383–388.

33. Carvalho C. de, Fonseca M. da. Degradation of hydrocarbons and alcohols at different temperatures and salinities by *Rhodococcus erythropolis* DCL14 // *FEMS Microbiol. Ecol.* — 2005. — V. 51. — P. 388–399.

34. Rosenberg E., Ron E.Z. High and low molecular mass microbial surfactants // *Appl. Microbiol. Biotechnol.* — 1999. — V. 52. — P. 154 — 162.

35. Macdonald C. R., Cooper D. G., Zajic J. E. Surface active lipids from *Nocardia erythropolis* grown on hydrocarbons // *Appl. Environ. Microbiol.* — 1981. — V. 41, N1. — P. 117–123.

36. Kim S. H., Lim E. J., Lee S. O. et al. Purification and characterization of biosurfactants from *Nocardia* sp. L417 // *Biotechnol. Appl. Biochem.* — 2000. — V.

37. — P. 249–253. 38. Yazdani S. S., Gonzales R. Anaerobic fermentation of glycerol: a path to economic viability for the biofuels industry // *Curr. Opin. Biotechnol.* — 2007. — V. 18. — P. 213–219.

38. Sen R., Swaminathan T. Characterization of concentration and purification parameters and operating conditions for the small scale recovery of surfactin. // *Process Biochem.* — 2005. — V. 40, N9. — P. 2953–2958.

39. Reiling, H. E., Thanei Wyss U., Guerra Santos L. H. et al. Pilot plant production of rhamnolipid biosurfactant by *Pseudomonas aeruginosa* // *Appl. Environ. Microbiol.* — 1986. — V. 51, N5. — P. 985–989.

40. Dubey K. V., Juwarkar A. A., Singh S. K. Adsorption-desorption process using wood based activated carbon for recovery of biosurfactant from fermented distillery waste water // *Biotechnol. Prog.* — 2005. — V. 21, N3. — P. 860–867.

41. Kuyukina M. S., Ivshina I. B., Philp J. C. Recovery of *Rhodococcus* biosurfactants using methyl tertiary butyl ether extraction // *J. Microbiol. Meth.* —

2001. — V. 46, N2. — P. 149–156.

42. Philp J. C., Kuyukina M. S., Ivshina I. B. et al. Alkanotropic *Rhodococcus ruber* as a biosurfactant producer // *Appl. Microbiol. Biotechnol.* — 2002. — V. 59, N2–3. — P. 318–324.

43. Sen R. Response surface optimization of the critical media components for production of surfactin // *J. Chem. Tech. Biotechnol.* — 1997. — V. 68, N3. — P. 263–270.

44. Sen R., Swaminathan T. Application of responsesurface methodology to evaluate the optimum environmental conditions for the enhanced production of surfactin // *Appl. Microbiol. Biotechnol.* — 1997. — V. 47. — P. 358–363.

45. Sen R., Swaminathan T. Response surface modeling and optimization to elucidate the effects of inoculum age & size on surfactin production // *Biochem. Eng. J.* — 2004. — V. 21. — P. 141–148.

46. Shabtai Y., Gutnick D. L. Enhanced emulsan production in mutants of *Acinetobacter cal7 coacetivus* RAG1 selected for resistance to cetyltrimethylammonium bromide // *Appl. Environ. Microbiol.* — 1986. — V. 52. — P. 146–151.

47. Davis D. A., Lynch H. C., Varley J. The application of foaming for recovery of surfactin from *B. subtilis* ATCC 21332 // *Enzyme Microb. Technol.* — 2001. — V. 28, N4–5. — P. 346–354.

48. Ramnani P., Kumar S. S., Gupta R. Concomitant production and downstream processing of alkaline protease and biosurfactant from *Bacillus licheniformis* RG1: bioformulation as detergent additive // *Process Biochem.* — 2005. — V. 40, N10. — P. 3352–3359.

49. Koch A. K., Kappeli O., Fiechter A., Reiser J. Hydrocarbon assimilation and biosurfactant production in *Pseudomonas aeruginosa* mutants // *J. Bacteriol.* — 1991. — V. 173, N13. — P. 4212–4219.

50. Tahzibi A., Kamal F., Assadi M. M. Improved production of rhamnolipids by a *Pseudomonas aeruginosa* mutants // *Iran. Biomed. J.* — 2004. — V. 8, N1. — P. 25–31.

51. Lin S. C., Lin K. G., Lo C. C., Lin Y. M. Enhanced biosurfactant production by a *Bacillus licheniformis* mutant // *Enzyme Microb. Technol.* — 1998.

— V. 23. — P. 267–273.

51. Ohno A., Ano T., Shoda M. Production of a lipopeptide antibiotic, surfactin, by recombinant *Bacillus subtilis* in solidstate fermentation // *Biotechnol. Bioeng.* — 1995. — V. 47. — P. 209–214.

52. Ochsner U. A., Reiser J., Fiechter A., Wilholt B. Production of *Pseudomonas aeruginosa* rhamnolipid biosurfactants in heterologous hosts // *Appl. Environ. Microbiol.* — 1995. — V. 61, N9. — P. 3503–3506.

53. Yakimov M. M., Giuliano L., Timmis K. N., Golyshin P. N. Recombinant acylheptapeptide lichenysin: high level of production by *Bacillus subtilis* cells // *J. Mol. Microbiol. Bio technol.* — 2000. — V. 2, N2. — P. 217–224.

54. Koch A. K., Reiser J., Kappeli O., Fiechter A. Genetic construction of lactoseutilizing strains of *Pseudomonas aeruginosa* and their application in biosurfactant production // *Nat. Biotechnol.* — 1988. — V. 6. — P. 1335–1339.

55. Dogan I., Pagilla K. R., Webster D. A., Stark B. C. Expression of *Vitreoscilla haemoglobin* in *Gordonia amarae* enhances biosurfactant production // *J. Ind. Microbiol. Biotechnol.* — 2006. — V. 33, N8. — P. 693–700.

56. Stuver O., Hommel R., Haferburg D., Kleber H.P. Production of crystalline surface active glycolipids by a strain *Torulopsis api7 cola* // *J. Biotechnol.* — 1987. — V. 6. — P. 259–269.

57. De Roubin M. R., Mulligan C. N., Gibbs B. F. Correlation of enhanced surfactin production with decreased isocitrate dehydrogenase activity // *Can. J. Microbiol.* — 1989. — V. 35, N9. — P. 854–859.