

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

В.А. Сидоренко
В.А. Сидоренко

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Паноморфнізм в Україні: вплив тектонічних процесів на формування геологічної структури та нафтогазових запасів

Пояснювальна записка

Серівник

посада, наук. ступінь, ПІБ

Сидоренко В.А.
підпис, дата

Виконавець роботи

Сидоренко С.В.

студент, ПІБ

група *602.111*

Сидоренко С.В.
підпис, дата

Консультант за 1 розділом

доц. І.Т.М. Руденко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

доц. І.Т.М. Руденко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

доц. І.Т.М. Руденко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

доц. І.Т.М. Руденко

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту _____

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Інженерно-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Кваліфікаційний рівень: Магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ

В.О. Зуб...
" " 20__ року

**ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ**

Шквело Сергій Володимирович

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи: Налаштування об'єкту управління за допомогою
систем команд управління для інтеграції
в систему управління з шаром керування в режимі реального часу

Рівень роботи

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

Затверджені наказом закладу вищої освіти від "08" 08 2024 року № 9/В.Ф.а
Строк подання студентом роботи 20__ року

Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання,
зробки родовищ (за необхідності). 2. Проекти розробки чи технологічні схеми
роботи підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи
свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

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

ступ 1 Інформаційно-оглядова частина.

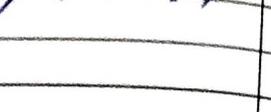
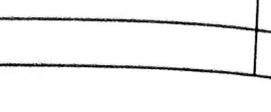
Експериментальна частина.

Теоретична частина (Аналітика. Моделювання).

Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.

Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
	доц. О. П. М. Руденко В. П.		
	доц. М. П. М. Коваленко І. П.		
	доц. М. П. М. Руденко В. П.		
	доц. М. П. М. Савченко В. П.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20
2	Експериментальна частина	21.10-03
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	04.11-17
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

Розділ I ХАРАКТЕРИСТИКА ГІДРОПІСКОСТРУМЕНЕВОЇ ПЕРФОРАЦІЇ

- 1.1. Суть гідропіскоструменевої перфорації
- 1.2. Обладнання для перфорації
- 1.3. Технологія проведення перфорації
- 1.4. Розрахунки процесу перфорації
- 1.5. Висновки до розділу

Розділ II ТЕХНОЛОГІЯ ВПЛИВУ НА ШАРУВАТІ ПЛАСТИ ПОХИЛИМИ КАНАЛАМИ ПЕРФОРАЦІЇ

- 2.1. Технологія і техніка дії на шаруваті пласти похилими пересічними каналами перфорації
- 2.2. Гродинамічні дослідження ефективності утворення системи похилих каналів перфорації в при забойну зону пласта
- 2.3. Оцінка вірогідності якості перфорації свердловин
- 2.3. Висновки до розділу II

Розділ III ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

- 3.1. Геолого-промислова характеристика родовища і покладу
- 3.2. Аналіз розробки покладу
- 3.3. Аналіз поточного стану експлуатації свердловин покладу
- 3.4. Висновки до розділу III

Розділ IV ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

- 4.1. Охорона праці
- 4.2. Охорона навколишнього середовища
- 4.3. Техніко-економічна оцінка проектних рішень
- 4.4. Висновки за роділом

ВИСНОВКИ

ЛІТЕРАТУРА

ВСТУП

Актуальність роботи. За останні 10-15 років значно зріс інтерес до робіт в області розробки й експлуатації нафтових і газових родовищ, пов'язаних з відновленням та підвищенням продуктивності видобувних і нагнітальних свердловин.

Цей інтерес фахівців і менеджерів був викликаний тим, що в багатьох (або майже в усіх) нафтогазовидобувних країнах накопичилася велика кількість свердловин, у яких у результаті падіння пластового тиску, обводненості, забруднення привибійної зони свердловин різними відкладеннями різко (аж до зупинки припливу пластових флюїдів) знизилася продуктивність. У деяких регіонах, особливо з'явилася велика кількість законсервованих свердловин та тих, що простоюють. Цей фонд перебуває за межею рентабельності. З точки зору ринкової економіки недоцільна подальша експлуатація цих свердловин (з добовими дебітами по нафті 0,5 - 1 тонна і по газу 5-10 тисяч кубометрів).

З цих самих причин на сьогодні в Україні близько 30% фонду видобувних газових свердловин простоюють.

Слід відмітити, що в Канаді (провінція Альберта) у зв'язку з виснаженістю покладів і приростом дебіту свердловин фонд свердловин, що простоюють та законсервованих в 2006 році становив 47 тисяч одиниць.

Зовсім інша картина в країнах Європи й у США. У США видобуток газу й нафти здійснюється при дебітах нижче рентабельності експлуатації; наприклад, нафтові компанії "Свіфт Енерджі Компані" і енергетична корпорація "Тріада" експлуатують свердловини з добовими дебітами по нафті 0,2 тонни і по газу 1,4 тисячі кубометрів.

Чому зазначені країни допускають протиріччя з ринковими умовами й продовжують експлуатувати свердловини за межами рентабельності?

Треба думати, тут дають про себе знати інші умови: невблаганний ріст цін на енергоносії, відсутність ефективних нетрадиційних джерел енергії,

порушення екологічної рівноваги після закриття свердловин, які починають виконувати функцію посудин-акумуляторів тиску й ін.

Наведені міркування пояснюють причини, з яких сьогодні на нафтогазовому ринку високий попит на інноваційні технології (з елементами «ноу-хау») для відновлення й підвищення продуктивності видобувних і нагнітальних свердловин.

В даній магістерській роботі розглянуто методи підвищення нафтогазовидобутку, а саме гідропіскоструменеву перфорацію з похилими каналами.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Магістерську роботу виконано на основі чинної нормативно-законодавчої бази України, яка пов'язана з проблемами наукового супроводження проектування збільшення нафтогазовидобутку.

Мета і завдання досліджень. Метою магістерської роботи є розробка технології впливу на шаруваті пласти похилими каналами перфорації на Розпашнівському родовищі.

Для досягнення цієї мети необхідно вирішити такі задачі:

- вивчити досвід використання гідропіскоструменевої перфорації, існуючі способи її проектування, врахувати помилки, які можуть виникати при її проведенні, а також методи контролю якості видобутку;
- в лабораторних умовах створити стенд, який відображає процес гідропіскоструменевої перфорації з похилими каналами;
- порівняти результати досліджень на стенді та на родовищі;
- підібрати комплект обладнання для проведення запроєктованого методу дії на ПЗП;
- впровадити технологію у практику та оцінити її економічність в порівнянні із звичайною гідропіскоструменевою перфорацією.

Об'єкт досліджень – гідропіскоструменеві перфоратори з похилими каналами перфорації.

Предмет досліджень – розробка технології впливу на шаруваті пласти

похилими каналами перфорації.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у тому, що багато родовищ має шарувату будову тому з метою підвищення успішності і ефективності перфораційних робіт в умовах шаруватих колекторів запропоновано створювати похилі канали за технологією гідроабразивної перфорації. Абразивна перфорація забезпечує утворення каналів значної довжини і діаметра, проте процес утворення рисоефективний через великі гідравлічні опори струменю робочої суміші і зворотньому потоку відпрацьованої суміші в каналі і в отворі, виробленому струменем в обсадній колоні. Заміна точкової перфорації щілистої пояснюється тим, що унаслідок зменшенні гідравлічних опорів глибина щілини збільшується в 2—3 рази в порівнянні з каналом точкової перфорації.

Практичне значення роботи полягає у вивченні особливостей шаруватої будови продуктивного пласта та підвищенні нафтогазовидобутку із таких родовищ за допомогою створення похилих каналів за технологією гідроабразивної перфорації.

Упровадження роботи. Результати досліджень використані на свердловині № 200 Розпашнівського ГКР.

Особистий внесок автора роботи полягає у:

- проведенні літературного пошуку, постановці мети і задач досліджень;
- виконанні стендових випробувань;
- упровадженні даної технології на Розпашнівському ГКР

Структура та обсяг магістерської роботи. Магістерська робота складається із вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел (___ найменувань). Робота викладена на 150 сторінках, у тому числі ___ сторінок основного тексту, ___ сторінок списку використаних джерел, ___ рисунків і ___ таблиць.

РОЗДІЛ I

ХАРАКТЕРИСТИКА ГІДРОПІСКОСТРУМЕНЕВОЇ ПЕРФОРАЦІЇ

1.1. Суть гідропіскоструменевої перфорації

Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) – це утворення в обсаджених та не обсаджених свердловинах каналів із великою поверхнею фільтрації у вигляді отворів та щілин під дією на обсадну колону та породу кінетичної енергії струменя абразивної рідини, сформованого в насадках.

Канали утворені гідропіскоструминною перфорацією мають довжину $l = 10 \div 30$ см і поверхню фільтрації $S = 200 \div 500$ см². Оскільки поверхня фільтрації таких каналів у декілька десятків разів більша від поверхні фільтрації каналів, які виникають в результаті кумулятивної перфорації, то ГПП особливо корисна при вторинному розкритті тріщинуватих колекторів.

Гідропіскоструминна перфорація використовується також в глибоких свердловинах, де великі тиски та температури й перфорація свердловин кумулятивними зарядами та кулями недостатньо ефективна. Вибухові речовини при дії високої температури можуть не вибухати, а тільки згоряти. Ефект вибуху у глибоких свердловинах зменшується під дією гідростатичного тиску рідини у свердловині.

ГПП застосовують здебільшого в розвідувальних свердловинах, при необхідності розкриття пласта перекритого кількома колонами та пластів складених тріщинуватими колекторами. ГПП використовується також при капітальному ремонті свердловин, особливо після проведення ізоляційних робіт та для вторинної перфорації. ГПП перфорує пласти невеликої потужності, до 25 м. Найбільшу ефективність ГПП одержують в свердловинах, якщо дослідження роботи свердловини вказує на недосконале розкриття пласта.

Обґрунтування вибору свердловини для проведення ГПП здійснюють на основі аналізу параметрів роботи свердловини, порівняння її продуктивності із сусідніми свердловинами цього ж пласта, даних гідродинамічних досліджень, за

яка сідає на верхнє сідло перфоратора і перекриває насадки. Після опресування кулю підіймають на дроті або вимивають зворотною промивкою. З допомогою геофізичних приладів уточнюють глибину знаходження перфоратора за глибиною розміщення товстостінного патрубку над перфоратором та реперного пласта і встановлюють його з врахування видовження труб від тиску, при якому буде вестися перфорація. Величину видовження враховують. Укидають кулю, яка сідає на нижнє гніздо перфоратора і закриває нижній кінець труб. Відновлюють промивку і після досягнення необхідного перепаду тиску на насадках, переходять на закачування рідини з абразивним матеріалом. Абразивним матеріалом служить кварцовий пісок.

Кварцовий пісок повинен мати рисий вміст глини (до 0,5%), фракційний склад піску може бути від 0,2 до 2 мм, але найоптирисьніший 0,5 ÷ 1,2 мм. Найбільші частинки не повинні мати розмір понад 2 мм, бо інакше можуть закривати отвори в насадках перфоратора. Рациональна концентрація піску в рідині становить 30 ÷ 50 кг/м³ (3 ÷ 5%). Зі зростанням концентрації піску переважно збільшується об'єм каналу ГПП при тій же глибині. Концентрація піску може доводитися до 150 кг/м³.

Перепад тиску у насадці є одним із параметрів процесу, що зумовлює збільшення глибини каналу ГПП, але який найважче підтримувати сталим. Початкова швидкість струменя є функцією квадратного кореня з перепаду тиску $u_0 = f(\Delta P^{0,5})$, і саме вона лінійно впливає на довжину утвореного каналу. Наприклад, збільшення перепаду тиску від 17 до 32 МПа сприяє зростанню довжини каналу від 9 до 13 см за інших рівних умов. Звичайно перепад тиску в насадках становить 25 ÷ 35 МПа, що при продуктивності трегатів 8-16 л/с створює швидкість виходу рідини з насадок в межах 160 ÷ 240 м/с.

Час утворення каналу - контрольований параметр процесу, незалежний від інших факторів. Канал виробляється інтенсивніше в перші хвилини різання струменем. Після 30 хв. процес зростання глибини каналу значно

сповільнюється. Збільшення довжини каналу ГШП можна записати як функцію часу:

$$l_1 = f(t) \quad (1.1)$$

Ця функція описує збільшення каналу за обмежений час, наприклад, до 100 хв. від початку різання. Практично, тривалість роботи на одному місці складає 90-100 хв.

У процесі перфорації за рахунок зміни тиску, нижній кінець труб зміщується. При збільшенні тиску колона труби видовжується, а при зменшенні скорочується. Слід розрізняти умови різання із зафіксованими та незафіксованим низом НКТ і перфоратором.

У першому випадку маємо закриті умови утворення каналу, а в другому - відкриті. У закритих умовах розширення каналу утруднюється, бо багато енергії витрачається на подолання зустрічного потоку руху рідини в круглому отворі, що утворився в експлуатаційній обсадній колоні і має розмір $3 + 4 d_0$ діаметра насадки. У відкритих умовах, коли отвір у колоні овальний і велика вісь його близька до $20 d_0$ струмінь, витікаючи з каналу, зустрічає менший опір і глибина каналу збільшується.

Зміна тиску, по відношенню заданої величини, яка звичайно складає $20 + 30$ МПа, становить $\pm 2 + 3$ МПа. Така зміна тиску спричинюється нерівномірним рухом плунжерів насосних агрегатів. Це змінює положення перфоратора. Наприклад, у свердловині глибиною близько 3000 м зміна тиску в гирлі на 1 МПа переміщує АП (а значить, і насадки) майже на 3 см. Тому, в обсадній колоні виробляється не отвір діаметром $20 + 25$ мм, як при перфорації зацземленим АП, а щілина довжиною ≈ 10 см.

Перфорація при незакріпленому перфораторі має переваги у порівнянні з ГШП із закріпленим АП:

перша — довжина утворюваного каналу зростає на $20 + 30\%$;

друга — не виникає надлишковий тиск у каналі перфорації за обсадною колоною, а значить, не руйнується цементне кільце й не забиваються пори породи на поверхні перфораційного каналу, який утворюється. Зростає довжина

наду та якість розкриття пласта ГПП на відміну від кумулятивної перфорації. дкриті умови, властиві для ГПП у зоні фільтра або нетацementeваної колонії.

На агрегатах установлюють фільтри з отворами діаметром 4 мм. Перепад тиску на насадках повинен складати не менше 10 + 20 МПа для 6 мм насадок, 15 + 20 МПа для 4,5 + 3 мм, в міцних породах відповідно 18 + 20 МПа і 25 + 30 МПа.

Швидкість висхідного потоку рідини з піском у свердловині повинна бути не менше 0,5 м/с. Таку швидкість необхідно підтримувати, щоб пісок не осів у свердловині.

Під час ГПП, постійно руйнується вхідна частина насадки, а також збільшується її переріз. Насадки зі сплаву ВК-6 після 10 + 15 різань слід міняти, бо діаметр їх збільшується на 1,0 + 1,5 мм.

Довжина каналу збільшується на 30% при використанні насадок діаметром 4 мм замість 4,5 мм, на 40% - при зростанні перепаду тиску у насадках з 20 до 30 МПа.

Якщо час формування каналу збільшити від 20 до 60 хв., то його довжина вільно зростатиме на 20%, а поверхня фільтрації - на 400% (дуже швидко). При одночасному застосуванні згаданих засобів довжина каналу може збільшуватись у два-три рази.

Міцність породи на стиск значно впливає на довжину каналу. Початкова швидкість руйнування породи, від якої залежить довжина каналу ГПП, є функцією квадратного кореня від значення її міцності на стиск $u_{оп} = f(\sqrt{\sigma_{ст}})$. Наприклад, за однакових умов довжина каналу в породі міцністю на стиск 20 МПа дорівнює 185 мм, а міцністю 60 МПа - 125 мм.

Форма та діаметр насадки також впливають на довжину каналу ГПП. Найефективнішими є насадки з коноїдальним входом і конусною проточною частиною, діаметр яких вибирають, виходячи з гідравлічної потужності використовуваних насосних агрегатів. Збільшення діаметра насадки у два рази, за інших однакових умов, збільшує довжину каналу майже удвічі.

приготовленому розчині, або з використанням того розчину, на якому велося буріння.

Для проведення ГПП на спеціальному глинистому розчині потрібно приготувати розчин бентонітової глини густиною $1140 + 1180 \text{ кг/м}^3$. Потім на поверхні здійснити 5-6 циклів циркуляції всього розчину. В цей час диспергуються частинки глини й розчин набирає стабільності. Завдяки диспергуванню витрата глинопорошку зменшується вдвічі. Далі додають до приготовленого розчину абразивний матеріал - барит, гематит, пісок кварцовий. У цьому ряді абразивність розчину зростає від бариту до піску.

Глинисті розчини, на яких велося буріння, густиною $1500 + 1800 \text{ кг/м}^3$ застосовують без добавки абразивного матеріалу. Абразивним матеріалом служать частинки обважнювача: бариту, гематиту та частинки шламу.

Довготривала робота насосних агрегатів забезпечується, якщо діаметр частинок абразиву перебуває в межах $0,4 + 0,8 \text{ мм}$. У розчин спочатку додають 5% абразивного матеріалу. Після 2-3 циклів циркуляції, через насадки АП, розчин відпрацьовується і потрібно додати в розчин новий абразивний матеріал (5%).

ГПП з газовою фазою (азотом) доцільно здійснювати в свердловинах із низьким пластовим тиском. Особливості технології пов'язані із застосуванням вих азотних газифікаційних установок (АГУ-8к), що перевозять рідкий азот і газифікують його під тиском 22 МПа і з витратою $6 \text{ м}^3/\text{хв}$. Газ подається в сквадину через ежектор, що дозволяє підтримувати тиск газорідинної суміші на глибині біля 30 МПа. Тиск на насосних агрегатах повинен складати 40 МПа.

При застосуванні ГПП із газовою фазою глибина каналу зростає на 30%, а його об'єм - на 200%. Створюється додатковий перепад тиску на насадках і зменшується протитиск на пласт. Недоліками цього способу є труднощі, пов'язані з транспортуванням рідкого азоту на свердловини та його висока вартість.

ГПП із створенням перехресних каналів запропоновано для нахилених пластів. Для здійснення перфорації насадки розміщують під

$$dP = \frac{\rho_c v^2}{2\mu^2} \quad (1.3)$$

Швидкість витікання рідини з насадки в залежності від перепаду тиску в м/с:

$$v = \mu \sqrt{2 \times 10^6 dP / \rho_c}, \quad (1.4)$$

де

dP – перепад тиску на насадці, Па

μ – коефіцієнт витрат, рівний 0,89-0,93;

ρ_c – густина суміші рідини та піску, кг/м³;

Розхід рідини через насадку в залежності від швидкості витікання рідини в м³/с становить:

$$q_n = \frac{3,14 v d_n^2}{4} \quad (1.5)$$

d_n – діаметр насадки в м.

Розхід рідини в залежності від перепаду тиску на насадці в м³/с:

$$q_n = 0,785 d_n^2 \mu \sqrt{\frac{2 \times 10^6 dP}{\rho_c}} \quad (1.6)$$

– коефіцієнт витрат, рівний 0,89-0,93;

Допустима глибина спуску труб в м:

$$H = \frac{P_{ст} - k F_T P_y}{kgq}, \quad (1.7)$$

– навантаження, яке відповідає межі текучості тіла труби, або різі, Н;

– площа січення прохідного каналу труби, м²;

– внутрішній тиск в трубах на усті, Н;

коефіцієнт запасу міцності $k = 1,3-1,5$,

вага 1 м погонного труби, кг/м.

Для розрахунку НКТ, тиск на усті приймається рівним тиску опресування в свердловині. Тиск опресування НКТ вибирається виходячи із тиску на під час різання отворів. Цей тиск складається із гідравлічних втрат тиску в

трубах, затрубному просторі та насадках. Тиск опресування повинен бути у 1,5 рази більший від очікуваного тиску під час різання, але не більший робочого тиску насосних агрегатів.

Втрати тиску визначають за однією з методик, або з використанням відповідних таблиць.

Допустимий тиск на усті виходячи із міцності насосно-компресорних труб, визначають за формулою:

$$P_y = \frac{P_{ст} - kHqg}{kF_T}, \quad (1.8)$$

Знаючи тиск на усті, перевіряють насосно-компресорні труби на міцність та визначають видовження труб під час різання за рахунок внутрішнього тиску.

Видовження колони труб:

$$\Delta l = \frac{P F_T L}{(1,5 \div 2) SE}, \quad (1.9)$$

де

P – тиск у трубах, Па

F_T – площа січення прохідного каналу труби, м²;

L – довжина секції труб, м

S – площа поперечного січення тіла труби, м²;

E – модуль Юнга, рівний $2,1 \times 10^5$ МПа.

Коефіцієнт 1,5-2 враховує те, що тиск на усті не діє на всю довжину колони труб. За рахунок утрат тиску в трубах, розтяжне зусилля на кінці труб менше ніж на усті. Не розтягують, а навпаки скорочують колону втрати тиску в трубному просторі.

Потрібна кількість цементувальних агрегатів високого тиску:

$$n_a = \frac{QP_y}{\eta q_a P_a} + 1, \quad (1.10)$$

· необхідна сумарна продуктивність агрегатів,

· тиск на усті під час роботи,

· коефіцієнт наповнення насоса, приймається рівним 0,7-0,9;

q_n – продуктивність одного агрегату,

P_n – робочий тиск, який створює агрегат при вибраній продуктивності.

Потрібна кількість допоміжних агрегатів для подачі рідини на піскозмішувачі та насосні агрегати рівна:

$$n_n = \frac{Q}{q_n}, \quad (1.11)$$

q_n – продуктивність одного допоміжного цементувального агрегату.

Сумарна продуктивність агрегатів визначається множенням витрат рідини через одну насадку q_n на кількість насадок n_n .

$$Q = q_n n_n \quad (1.12)$$

Густина суміші рідини з піском визначається за формулою:

$$\rho_c = C(\rho_n - \rho_v) + \rho_v, \quad (1.13)$$

– об'ємна доля піску, %;

– густина піску, яка рівна 2700 кг/м^3 ;

– густина рідини (води) в кг/м^3 .

Об'ємна доля піску рівна:

$$C = \frac{C_o}{C_o + \rho_n}, \quad (1.14)$$

масова доля піску в суміші, кг/м^3 .

Кількість різань i_p визначається в залежності від потужності пласта h та густоти насадок в апараті n_n та заданої густоти перфорації n , тобто кількості отворів на 1 м. погонний пласта. Віддаль між отворами в перфораторі може бути 200 мм, 400 мм.

$$i_p = \frac{hn}{n_n} \quad (1.15)$$

Витрати рідини і піску на операцію визначаються в залежності від схеми

2. Гідропіскоструминна перфорація (ГПП) – це утворення в обсаджених та не обсаджених свердловинах каналів із великою поверхнею фільтрації у вигляді отворів та щілин під дією на обсадну колону та породу кінетичної енергії струменя абразивної рідини, сформованого в насадках.

3. В залежності від умов, які склалися в свердловині, ступеня недосконалості, міцності породи, глибини свердловини, наявної тампонажної техніки вибирають потрібну довжину каналу, яку потрібно одержати, діаметр насадки, швидкість витікання рідини з насадки, перепад тиску в насадці. Ці величини можна розрахувати, або взяти з експериментальних даних, тобто відповідних таблиць.

РОЗДІЛ II

ТЕХНОЛОГІЯ ВІДЛИВУ НА ШАРУВАТІ ПЛАСТИ ПОХИЛИМИ КАНАЛАМИ ПЕРФОРАЦІЇ

2.1 Технологія і техніка дії на шаруваті пласти похилими пересічними каналами перфорації

Багато родовищ країни характеризуються шаруватою будовою колекторів при частому чергуванні нафтогазо насичених шарів завтовшки 0.05-0.1 м (наприклад, Розпашнівське родовище [7], кирчакинська свита Азербайджану [4]) з непроникними різницями порід. Точкове утворення каналів, нормальних до осі свердловини, за існуючими технологіями стріляючої і гідроабразивної перфорацією супроводжується закономірним проведенням вхолосту значною кількістю каналів, внаслідок чого знижується успішність і ефективність перфораційних робіт.

З метою підвищення успішності і ефективності перфораційних робіт в умовах шаруватих колекторів запропоновано [78] створювати похилі канали за технологією гідроабразивної перфорації. Абразивна перфорація забезпечує утворення каналів значної довжини і діаметра, проте процес утворення неефективний через великі гідравлічні опори струменю робочої суміші іворотньому потоку відпрацьованої суміші в каналі і в отворі, виробленому струменем в обсадній колоні. Заміна точкової перфорації щілистої пояснюється тим, що унаслідок зменшенні гідравлічних опорів глибина щілини збільшується 2—3 рази в порівнянні з каналом точкової перфорації [6]

Вертикальні щілини також забезпечують повний обхват тонкошаруватих продуктивних пластів. Проте утворення щілин в обсадній колоні і цементному камені приводить до значного зниження міцності кріплення свердловини.

клапан 7. Для проведення перфорації апарат спускають в свердловину на насосно-компресорних трубах без кульки клапана 7. Після спуску на необхідну глибину свердловину промивають і закидають в труби кульку клапана 7. Потім за відомою технологією проводять різання каналів при всіх відкритих насадках протягом часу, достатнього для освіти в пласті пересічних каналів. При цьому на втулці 3 утворюється деякий перепад, що створює сила, врівноважуване пружинами 5 і 6. Для перекриття частини насадок 2 перепад тиску збільшують до значення, достатнього для подолання зусилля пружин 5 і 6. Зважаючи на те що основне зусилля сприймається пружиною 5, зриву її з упора втулки 3 закриття насадок 2 відбувається швидко. Закриття насадок досягається за рахунок посадки нижньої конічної втулки 3 в корпусу перфоратора, розміщене насадок, що нижче закриваються. Після закриття частини насадок різання продовжується через відкриті насадки, що залишилися. При цьому збільшення глибини каналів досягається за рахунок витіснення з них потоків відпрацьованої суміші по раніше створених каналах, в результаті чого струмінь робочої суміші не прямує (див. рис. 2.3), а також за рахунок зменшення перепаду тиску на відкритих насадках. Переклад перфоратора в робоче положення (з відкритими всіма насадками) відбувається після зрівняння тиску у внутрішній порожнині перфоратора до величини тиску в оточуючому просторі свердловини. Стендові і промислові випробування показали наступні результати роботи апарату.

Апарат типу № 4 з рухомими деталями вузла перекриття середніх сопел розроблені в трьох модифікаціях, відмінних конструктивними рішеннями. Апарат складається із збірного корпусу, вузла верхніх насадок, вузла середніх насадок вузла нижніх насадок, вузла нижнього кульового механізму з механізмами і норриських солетримачів з насадками, по рухомій втулці, механізму фіксатора, напряму з центратором.

2. Використання перфоративних каналів в процесі відведення потоку рідини з скважини через стіну з метою збільшення глибини другого і третього свердловинних отворів (рис. 2.1) і збільшення (розширення), прилеглої до стінок скважини.

3. Використання в скважині різних структурних апаратів, що забезпечують процес відведення рідини.

Слід для виготовлення скважин розробляти канали з відведенням у бік стінок скважини відкритими скважинами (уявними) з цементним каменем (рис. 2.2). Другий канал призначений для отворів, а в горні її встановлювали перфоратори і насоси. На цьому етапі відбувалися процеси перфорації, що відбувалися в скважині різними апаратами типу М-2 (див. рис. 2.4, 6 н) в положенні (рис. 2.1) з стінками скважин, показаних на рис. 2.2. Відведення рідини через перший канал (ближче до насоски) відповідає процесу відведення рідини каналом 5 з відведенням рідини через канали 2 і 3 (рис. 2.2) в відведення поворотного потоку через другий канал на стінці скважини іншої частини вказаного каналу з підключенням для процесу відведення рідини каналом 4 (див. рис. 2.2). При випробуванні процесів перфорації в трубі з цементним каменем без відведення поворотних рідин був створений канал певної глибини і подальше його поглиблення практично вже не відбувалося. Якщо включити відведення суміші через канал, розташований за перешкодою, поглиблення каналу перфорації буде інтенсивніше і незабаром він досягне другого каналу. В умовах скважин на стінці збільшення глибини каналу перфорації складає два нівелювання в порівнянні з звичайною технологією. Конфігурації одержаних відповідних схемі рис. 2.2.

Основні випробування розроблених способів і апаратів проводилися в скважинах і нагнітальних свердловинах. Наприклад, дебіт нафтової скв. інтервал дії 1594...1598 м) після обробки збільшився в 2,5 рази, дебіт скв. № 8-СД (НГДУ «Должанефтегаз», інтервал дії 2770...2695 м) збільшився в 1,95 рази і свердловина при глибинно-насосному обладнанні стала

проявляти фонтанування, в нагнітальній скв. №114-СД (інтервал дії 2986 ... 2989 м) після обробки змінився профіль прийорисності і зросло при цьому закачування води в пласт.

2.2 Гідродинамічні дослідження ефективності утворення системи похилих каналів перфорації в призабойну зону пласта

Продуктивність свердловин в умовах шаруватої будови колекторів, як показує практика, можна значно збільшити за допомогою похилих каналів дії, створюваних гідропіскоструйним способом.

В зв'язку з цим нами досліджена гідродинамічна сторона ефективності утворення похилих каналів, зокрема, розглянуті наступні питання.

1. Притока рідини до свердловини з похилими непересічними каналами нагнітальні технологічні параметри процесу перфорації.
2. Вплив анізотропії пласта на притоку рідини до свердловини з похилими каналами.
3. Вплив забруднення призабойної зони пласта на продуктивність свердловини з похилими каналами.
4. Притока рідини до свердловини з системою похилих пересічних каналів перфорації.

Природні умови перебігу рідини до гідродинамічні недосконалої свердловини по характеру розкриття пласта дуже складні і визначаються багатьма чинниками. За наявності похилих перфораційних каналів в призабойній зоні ці умови ще більше ускладнюються — виникає тривимірна інтерференція похилих каналів і отворів на колоні або горизонтальних каналів певної довжини (кульових, кумулятивних). Тому для досліджень ставимо певні геометричні, фізичні і гідродинамічні обмеження.

Розглядаємо горизонтальний пласт кінцевих розмірів, розкриттів створюється свердловиною і круговими батареями похилих каналів перфорації в призабойній зоні свердловини. Свердловина розташована коаксиально в пласті форми

...успішного ...
діяльність пласта по проникності в відношенні до ... (останній дія чинника
костей пласта як до перфорації, так і під час неї (останній дія чинника
знаються окремо). Рідина в продуктивному пласті, що рухається,
має і нестискувана.

...динамічної точки зору задачу ставимо для циліндрового пласта з
мною вертикальною свердловиною при непрониких горизонтальних
відомі. На круговому контурі пласта задаємо постійний середній тиск,
рхні свердловини і каналів також задаємо відповідний однаковий
й тиск. Рух рідини описуємо лінійним законом фільтрації.

торова задача притоки до недосконалої по характеру розкриття пласта
ині (на колоні є отвори, перехідні в загальному випадку в канали
й довжини и діаметра) з додатковими похилими каналами в
у зону пласта в строгій її гідродинамічній постановці не має рішення,
смо введенням двох важливих гідродинамічних обмежень для самої
и.

ше, недосконалість свердловини по характеру розкриття пласта при
к довжині і діаметрі норриських каналів, проведених за допомогою
а кумулятивної перфорації, характеризуємо її приведеним радіусом,
задачу аналізуємо для двох граничних випадків, а саме: свердловина
е обсаджена колоною) і свердловина (центральний вертикальний
працює.

е, що просторову задачу притоки до вертикальної досконалої
т з приведеним радіусом і батареї похилих каналів спрощуємо
анізотропію і тонкошарова будова пласта, зводимо її до рішення
плоскої задачі підземної гідродинаміки [104]. Граничне значення
допускаючої просторовість (тривимірність) потоку, приймаємо

у вертикальному напрямі рівним нулю. Припущенню $k_{\Sigma} = 0$ відповідає нульова швидкість фільтрації у вертикальному напрямі. При цьому якоюсь мірою збільшується загальний опір фільтрації через подовження шляху руху, і в результаті виходить занижений дебіт свердловини (нижня межа). Для практики, як правило, цілком достатньо знання нижньої межі. Оцінка заниження дебіта свердловини унаслідок зведенні просторового потоку фільтрації до плоского показує допустимість такого обмеження (див. нижче).

Притока рідини до свердловини з похилими непересічними каналами і оптириєсні технологічні параметри процесу перфорації. Розглядаємо горизонтальний пласт кінцевих розмірів, розкритий вертикальною свердловиною і круговою батареєю з n каналів перфорації радіусу r_1 (рис. 2.6). Еліптичні перетини похилих каналів в будь-якій площині перебігу рідини, паралельній кривлі н підосві пласта, замінюємо круговими з радіусом r_1 , рівним півсумі осей еліпса [101] і вираженням на підставі простих геометричних збудов у вигляді

$$r_1 = r_1 \frac{1 + \cos \alpha}{2 \cos \alpha} \quad (2.1)$$

В пласті відбувається сталий плоский рух однорідної рідини з намічною м'якістю t . Відомі постійні потенціали на контурі пласта Φ_{Γ} н ітурах скважини і каналів Φ_a , пов'язані з тиском по виразу

$$\Phi = kP/m \quad (2.2)$$

kP — проникність пласта в радіальному (горизонтальному) напрямі.

Припускаємо, що на площині комплексного змінного J дана деяка течія (рис. 2.7). Унаслідок симетрії достатньо розглянути притоку до одного каналу н тини контура свердловини в секторі з центральним кутом $\rho\sigma = 2\rho/m$.

Рівняння (2.44) для круглого пласта замінюємо виразом для пластини на основі рівності опорів фільтрацій у напрямі r для круглого пласта і x для пластини (див. рис. 2.15, б). Опори фільтрацій елементів dr круга і dx пластини відповідно запишемо як:

$$d\Omega_k = \frac{\mu dr}{kh\varphi_c r}; \quad d\Omega_n = \frac{\mu dx}{khs} \quad (2.6)$$

s – ширина поверхні пластини; h – товщина пласта з урахуванням анізотропії пористості, прийнята однаковою для круга і пластини; φ_c – кут сектора круга.

Прирівнюючи $d\Omega_k$ і $d\Omega_n$, одержуємо:

$$\frac{dr}{r} = \frac{\varphi_c}{s} dx \quad (2.7)$$

Визначаємо радіус r_0 , при якому ширина поверхні пластини співпадає з шириною поверхні круга, тобто

$$s = \varphi_c r_0 \quad (2.8)$$

Використовуючи (2.27) рівняння (2.46) має вигляд:

$$\frac{dr}{r} = \frac{1}{r_0} dx \quad (2.8)$$

Інтегруючи (2.48) в межах по r від r_c до R_k і по x від x_c до L_k (приймаємо $x_c = 0$), одержуємо:

$$x_c = R_k - r_0 \ln(R_k/r_c) \quad (2.9)$$

Важливий перехід описаний в [51]. Проте на відміну від цієї роботи в загальному вигляді ($r_c = r_1 + z \operatorname{tg} \alpha$) входить змінна товщина пласта \bar{z} . Тому при вимогах постійної ширини поверхні пластини приймаємо $r_0 = \operatorname{const}$ і виходить з нього при $\bar{z} = 0$ і $x_c = r_1$, тобто

$$r_0 = \frac{R_k - r_1}{\ln(R_k/r_1)} \quad (2.10)$$

Враховуючи товщину пласта \bar{z} поверхню перетвореної галереї (див. рис. 2.15, в) представляємо

$$x_c = R_k - \frac{R_k - r_1}{\ln(R_k/r_1)} \ln \frac{R_k}{r_1 + z \operatorname{tg} \alpha} \quad (2.11)$$

Враховуючи товщину пласта \bar{z} між r і x аналогічно (2.51) знаходимо з (2.48) у вигляді:

різницями порід неминуче зниження числа корисних розкриттів пласта в порівнянні із загальним числом розкриттів.

Хай розкрита повна товщина пласта h складається з безлічі хаотично розподілених шарів завтовшки h_i , причому продуктивна товщина пласта $h_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n h_i$. Інтервал h розкривається каналами, рівномірно розподіленими з відомою густиною. Визначимо вірогідність k' корисних з гідродинамічної точки зору каналів при n загальних проведених каналів. Тут і далі під n і k' розуміємо кількість площин перфорації (густина каналів уздовж осі свердловини), а для скорочення називаємо просто каналами.

Прийmemo, що в інтервалі h проводиться один канал (див. рис. 2.26, в). Вірогідність розкриття цим каналом першого пропластка (виходячи з геометричного визначення вірогідності) рівна h_1/h , другого $- h_2/h$, i -го $- h_i/h$. Оскільки одним каналом не можна розкрити більше за одне пропластка (несумісність подій), то вірогідність розкриття одного з шарів рівна сумі вірогідності розкриття кожного пропластка по теоремі складання вірогідності, тобто

$$p_r = h_1/h + h_2/h + \dots + h_i/h = \sum_{i=1}^n h_i/h = h_{\text{пр}}/h. \quad (2.65)$$

Хай далі маємо n каналів. Оскільки розкриття кожним каналом $-$ події незалежні між собою, для визначення вірогідності k' розкриттів продуктивних шарів при n загальних проведених каналах використовуємо відому формулу Бернуллі (про повторні події при $0 \leq k' \leq n$):

$$P_n(k') = C_n^{k'} \cdot p_r^{k'} (1 - p_r)^{n-k'} \quad (2.66)$$

де $C_n^{k'}$ $-$ число поєднань з n елементів по k' ; p_r $-$ вірогідність розкриття одним каналом.

Для прийнятої вище умови припустимо рівність товщини шарів, тобто $h_{\text{пр}} = \sum_{i=1}^n n h_n$, і рівність відстаней між каналами ($h = \sum_{i=1}^n l_i = n l_n$), вважаючи, що на кожний канал доводиться по одному продуктивному пропластка. Тоді вірогідність розкриття першого пропластка рівна h_1/l_1 ,

другого – h_2/l_2 , і-го – h_i/l_i , тобто вірогідність розкриття одним каналом будь-якого з шарів постійна:

$$p'_i = h_n/l_n. \quad (2.67)$$

Оскільки розкриття продуктивних шарів – події незалежні, а вірогідність кожного постійна, застосуємо формулу Бернуллі:

$$P_n(k') = C_n^{k'} \cdot \left(\frac{h_n}{l_n}\right)^{k'} \cdot \left(1 - \frac{h_n}{l_n}\right)^{n-k'} = C_n^{k'} \cdot \left(\frac{h_n n}{l_n n}\right)^{k'} \cdot \left(1 - \frac{h_n n}{l_n n}\right)^{n-k'} = C_n^{k'} \times \\ \times \left(\frac{h_n}{h}\right)^{k'} \cdot \left(1 - \frac{h_n}{h}\right)^{n-k'}. \quad (2.68)$$

Вираз (2.108) співпадає з (2.106). Значить, вірогідність розкриття продуктивного пропластка не залежить від пропозиції про постійність товщини пропластка.

Визначимо вірогідність розкриття продуктивних шарів з урахуванням діаметра d_k перфораційного каналу (див. рис. 2.26, г).

Тоді вірогідність розкриття першого пропластка рівна $(h_1 + d_k)/l_1$, другого – $(h_2 + d_k)/l_2$ і т.д.

При $h_1 = h_2 = \dots = h_n = h_n$ і $l_1 = l_2 = \dots = l_n = l_n$ маємо

$$p'_0 = (h_n + d_k)/l_n. \quad (2.69)$$

Аналогічно, використовуючи формулу Бернуллі вірогідність k' корисних розкриттів при n загальних проведених каналах:

$$P_n(k') = C_n^{k'} \cdot \left(\frac{h_n + d_k}{l_n}\right)^{k'} \cdot \left(1 - \frac{h_n + d_k}{l_n}\right)^{n-k'}. \quad (2.70)$$

Перетворюючи це співвідношення подібно (2.68) одержуємо формулу типу (2.66), де відповідно у випадках норриських і похилих каналів встановлюємо:

$$p_r = \frac{h_n + n d_k}{l_n}; \quad (2.71)$$

$$p_r = \frac{n \cdot l_n (\cos \alpha + 0,5 \sin \alpha) + h_n}{h}. \quad (2.72)$$

Звідси укладаємо, що (2.66) з обліком (2.71) і (2.72) справедлива в загальному випадку при різній товщині кожного пропластка. Причому

вірогідність розкриття не залежить від характеру (рівномірного або не рівномірного) розподілу продуктивних шарів і проведених каналів.

При великих значеннях n і k' для розрахунків краще користуватися формулою Муавра-Лапласа:

$$p_n(k') \cong \frac{1}{\sqrt{np_r q_r}} \varphi(x) \quad (2.73)$$

де $\varphi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2}}$ – табульована функція [29];

$$x = (k' - np_r) / \sqrt{np_r q_r}; p_r = (h_n + nd_k) / h; q_r = 1 - p_r.$$

Для розрахунку вірогідності розкриття в інтервалі $[k'_1, k'_2]$ значень k'_1 і k'_2 корисних розкриттів відповідна формула Муавра-Лапласа має вигляд:

$$p_n(k') = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{x_1}^{x_2} e^{-\frac{x^2}{2}} dx = \Phi(x_2) - \Phi(x_1) \quad (2.74)$$

де $\Phi(x_1)$ і $\Phi(x_2)$ – табульовані функції Лапласа [29];

$$x_1 = (k'_1 - n \cdot p_r) / \sqrt{n \cdot p_r q_r}; x_2 = (k'_2 - n \cdot p_r) / \sqrt{n \cdot p_r q_r}.$$

Згідно (2.106) наймовірніше значення числа настань гідродинамічно корисних розкриттів продуктивних шарів визначаємо з умови [29]:

$$n \cdot p_r + q_r - 1 \leq n \cdot p_r + q_r. \quad (2.75)$$

По виведених формулах проведені розрахунки, результати яких представлені на рис. 2.30 і 2.31.

На рис. 2.30 зображена залежність $p_n(k')$ від k' для ПВН-90, ПК-103 і гідропіскоструменевого перфоратора. Для наочності сусідні крапки, які представляють графік функції $p_n(k')$ (функція ця визначена лише для цілих значень $k' = 0, 1, n$), що сполучені прямолінійними відрізками. З графіків виходить, що при $h_n = 0,25/h$ найбільшою вірогідністю гідродинамічно корисного розкриття володіють від 16 до 50 % каналів із загального числа проведених для стріляючих перфораторів і від 40 до 80 % – для гідропіскоструменевого перфоратора. Причому при рисому n для ПВН-90 найбільш вірогідним буде неефективне проведення каналів, а для

гідропіскоструменевого перфоратора найбільшою вірогідністю володіє 50 % каналів. Із збільшенням n і h_n відсоток корисно проведених каналів зростає.

Величина k'_0 , як це видно з рис. 2.31, а, побудованого умовно (2.75), приймає при різному n найбільше значення у разі вживання гідропіскоструменевого перфоратора. Стріляючі перфоратори характеризуються у край низькими значеннями k'_0 . Наприклад, з шести проведених каналів при $h_n = 0,25/h$ найбільшої відповідно ПВН-90, ПК-103 і гідропіскоструменевого каналу 75, 125 і 175 мм

З порівняння рис. 2.31, а і 2.31, б бачимо, що при розкритті похилими пластами стабілізація k'_0 на рівні n відбувається починаючи з $n = 3$ при будь-якій довжині (відповідно діаметру) каналу ($h_n = 0,25/h$), а при розкритті похилими пластами каналів – аналогічно тільки з $n = 9$. При незначній частці ($h_n = 0,1/h$) ефективної товщини в продуктивному розрізі свердловини стабілізація k'_0 настає (рис. 2.31, б) при $n = 5$. Тобто ступінь обхвату пластами тонкошаруватих пластів істотно підвищується при дії похилими пластами.

Загальна вірогідність якості перфорації свердловин.

Проведене порівняння способів перфорації по вірогідності розкриття тонкошаруватих продуктивних шарів слідує доповнити обліком можливості забруднення свердловини з пластом при забрудненні привибійній зоні (зона внутрішньої закупорки пласта твердою фазою бурового розчину і наявності здатності перфораторів).

вертикального стовбура забезпечать 99 % продуктивності гідродинамічно досконалої свердловини з додатково створеними двома похиленими каналами.

5. Похилі канали дії приводять до найбільшого ефекту в умовах рисих відстаней між свердловинами і гідродинамічно недосконалих свердловин

б. Збільшення продуктивності свердловини залежно від початкового значення приведенного радіусу зростає в 1,05 – 1,5 і більш раз, асимптотически наближаючись до осі кратності збільшення продуктивності.

Клімат району помірно-континентальний з середньорічною температурою $+7,2^{\circ}\text{C}$, середньорічна кількість опадів 450-500 мм. Глибина промерзання ґрунту 0,64 м.

В географічному відношенні Розпашнівська площа розташована в Придніпровській низині і являє собою рівнину, похило нахилену з півночі на південь і зі сходу на захід.

За характером рельєфу район являє горбисту рівнину, яка посечена сіттю ярів та річних долин. Загальне похилення місцевості південно-західне, максимум висотні відмітки поверхні району досягають 154 м, мінімуми - 103 м над рівнем моря.

Гідрогеологічну сітку району складають річки Орчик, Коломак, що належать басейну р. Ворскла.

В економічному відношенні даний район переважно сільськогосподарчий.

За 13 км на південь від родовища проходить магістральний газопровід Єфремівка-Диканька-Київ (ЄДК), північніше газопровід Шебелинка-Диканька-Київ (ШДК).

Історія геологічної вивченості та розвідки родовища

Розпашнівське родовище розташоване в Карлівському районі Полтавської області. Родовище відкрито в 1973 році, введено в розробку в 1976 р.

Родовище приурочено до монокліналі північно-західного простягання, з півночі обмеженої ніжною соляного діапіру.

Промислова газоносність встановлена у відкладах нижньої пермі верхнього карбону і у крутопадаючих породах середнього та нижнього карбону. На державному балансі початкові запаси газу по родовищу числяться в об'ємі 400 млн.м³, в тому числі: горизонти Р-1+К-1,2 - 47419 млн.м³, горизонти Б-5, 9 - 3147 млн.м³, горизонти С-4, С-6 - 834 млн.м³. В 1983 р. запаси газу

Розпашнівського ГКР були затверджені в ДКЗ в об'ємі 48218 млн.м³, в тому числі: горизонти Р-1+К-1,2 - 44237 млн.м³, горизонти Б-5, Б-9 - 3147 млн.м³, горизонти С-4, С-6 - 834 млн.м³.

В 1984 р. УкрНДІгазом був складений проект розробки Розпашнівського родовища [1] на затверджені ДКЗ запаси газу. В проекті розробки було розглянуто три варіанти розробки: 1-й - виснаження існуючим фондом свердловин (18 одиниць); 2-й - зі стабілізацією рівня річного видобутку газу (біля 2000 млн.м³/рік); 3-й - з визначенням потенційних можливостей родовища, як регулятора газопостачання в системі регуляторів регіону для покриття сезонної нерівномірності споживання. 29 березня 1985 р. на засіданні НТР Укргазпрому проект розробки був затверджений за 1 варіантом з показниками, розрахованими до 2010 р. включно по I і II об'єктах і до 2000 р. - по III об'єкту.

Проектний видобуток газу дотримувався два роки (1984, 1985 рр.), в подальшому фактичний видобуток газу перевищував проектні рівні, в основному за рахунок підвищеного фактичного коефіцієнту експлуатації 0,99 (проектний 0,9) і роботи високодебітних свердловин по трубах і затрубному простору одночасно.

В 1989 р. УкрНДІгазом виконано "Аналіз і корективи проекту розробки Розпашнівського ГКР". В якому були уточнені запаси газу за методом падіння пластового тиску, запаси оцінювалися в об'ємі 43,2 млрд.м³ і були прийняті для розрахунку показників розробки родовища. З 1989 по 1996 рр. розробка родовища здійснювалась у відповідності з "Аналізом і корективами проекту розробки...", 1989 р.

До 1993 р. включно родовище розроблялось 18 свердловинами. В 1994 р. були уведені до експлуатації ще 3 свердловини (200, 204, 89) і 2 свердловини (90, 203) в 1995 р. На кінець 1996 р. діючий фонд свердловин дорівнював 23 одиниці. Зростання фонду свердловин сприяло збільшенню річного відбору газу. В 1996 р. річний відбір газу становив 880 млн.м³, на 93 млн.м³ більш ніж в 1995 р. (787 млн.м³) на 23 % більше проектного.

В 1996 р. УкрНДІгазом була виконана НДР "Аналіз і корективи розробки Розпашнівського ГКР" у відповідності з рекомендаціями якої з 1997 р. ведеться розробка родовища. Ліцензія на розробку родовища № 1935 від 14.07.1999р.

В даній роботі аналізується період розробки родовища з 1996 р. по 2005 р. включно. За цей період на родовищі пробурено і введено до експлуатації 7 проектно-експлуатаційних свердловин (91, 92, 93, 94, 95, 96,97).

Станом на 1.01.2010 р. діючий фонд свердловин на родовищі складав 29 одиниць, 1 свердловина (86) очікує ліквідації, 1 свердловина (89) в капремонті. Свердловина 90 сумісно розробляє поклади I і II експлуатаційних об'єктів.

В результаті буріння і введення до експлуатації нових проектно-експлуатаційних свердловин отримані нові дані, які дозволили уточнити геологічну модель родовища в північній і східній частинах, уточнити запаси газу за даними розробки і спричинило необхідність корегування показників розробки родовища на перспективу. Це стало вихідною причиною ставлення цієї роботи ГПУ "Полтавагазвидобування" за договором 51.419/2004-2006.

При виконанні даної роботи використовані матеріали розробки Розпашнівського родовища ГПУ "Полтавагазвидобування". Корективи проекту розробки складені станом на 1.01.2006 р.

Стратиграфія

Розпашнівське родовище приурочене до центральної частини ДДЗ, де осадовий чохол представлений в повному обсягу. Свердловинами пошукового та розвідувального буріння розкриті породи палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем в межах глибин 0-5000 м.

Палеозойська ера (Pz).

Девонська система (D).

Відклади девонської системи представлені у вигляді "штокової" та козирькової солі з уламками діабазів. Товщина солі, розкрита свердловинами, коливається від 1171 м до 3097 м. Розкрита товщина відкладів представлена

білого і світло-сірого кольору, напівпрозорою, кристалічно-зернистою з плямками карбонатних порід.

Кам'яновугільна система (С)

Представлена нижнім, середнім та верхнім відділом. Відклади системи розкриті в приштокових блоках ("задірах"), де кут залягання пластів досягає 85° .

Відклади нижнього відділу нижнього карбону свердловини не розкриті. Відклади башкирського ярусу представлені перешаруванням аргілітів, алевролітів, пісковиків з прошарками вапняків з вмістом характерного комплексу форамініфер. Піщані горизонти башкирського ярусу містять поклади БВ. Товщина ярусу досягає 700 м.

Московський ярус (С2м). Складений вапняками та пісковиками. Товщина ярусу близько 700 м.

Верхньокам'яновугільний відділ (С3) представлений касимовський та гжельським ярусами. Складений ритмічною товщею перешарування пісковиків, алевролітів, аргілітів та вапняків. В верхній частині відділу розвинуті червонокольорові відклади. Горизонти К-1-2-3 араукоритової світи верхньокам'яновугільного відділу продуктивні.

Товщина верхньокам'яновугільних відкладів досягає 1480 м.

Пермська система (Р). Представлена в об'ємі ассельського ярусу нижньопермського відділу.

Асельський ярус (Р_{1а}) включає дві різні за літологічними особливостями товщі: нижню теригенну (картамишська) і верхню карбонатно-хемогенну, що складається з микитівської і слов'янської свит.

Картамишська свита (Р_{1а}^{кт}) представлена меліхівською товщею.

Меліхівська товща (Р_{1а}^{кт}_{мч}) неузгоджено залягає на відкладах верхнього карбону та представлена чергуванням червоно-бурих, сірувато-зелених глин, алевролітів, пісковиків та одиничних прошарків вапняків.

Відклади картимишської свити поділяються на дві літологічно різновидні частини. В розрізі нижньої частини (від вапняку Q₅ до Q₇) спостерігається гли-

алевролітова товща з прошарками пісковиків і поодиноких вапняків. По розрізу виділяється глинисто-карбонатна товща з прошарками піриту і змішаних порід. Змішані породи складені дрібними уламками сірого кольору. Порода комковата з наявністю вугільного змішаного матеріалу і піриту. Наявність у відкладах змішаних комковатих порід з включенням ангідриту і аргіліту чорного кольору з вуглефікованими включеннями дозволяє віднести ці породи до верхньої частини (в межах вапняків) меліхівської товщі.

Микитівська свита (P_{1a}^{nk}) залягає безпосередньо на відкладах млишської свити нижньої пермі. В розрізі переважають ангідриди, доломітизовані вапняки, мергелі і алевроліти. Газоносна частина складається на 60-70% з доломітів та вапняків.

Слов'янська свита (P_{1a}^{sl}) складена переважно ангідридами, доломітами з прошарками солі, аргілітів та алевролітів.

В хемогенних відкладах широко розвинуті вторинні перетворення: сульфатизація, осолонення, окремнення, піритизація.

Мезозойська група (Mz)

Складена відкладами тріасової, юрської, крейдової системи.

Тріасова система (T).

Залягає на розмитій поверхні пермі. Представлена строкастими глинами та пісковиками. Загальна товщина відкладів 500 - 750 м.

Орська система (J).

Складена пісковиками, алевролітами, вапняками. Верхня частина системи сірокольорова. Товщина системи складає 500 - 750 м.

Крейдова система (K) складена теригенними породами (глини, пісковики) та крейдовими відкладеннями з прошарками глини та мертелів в нижній частині системи. Товщина системи 500 — 550 м.

Кайнозойська група складена відкладами :

палеогенова, неогенова та четвертинна системи - представлені шаруванням пісковиків, мергелів та глини загальною товщиною до 180 м.

Тектоніка

Розпашнівська структура розташована на північному-сході центрального грабена ДТЗ та входить в склад Кочубєєвсько-Хрестищенського антиклінального підняття. Складіна частина валу ускладнена одним із найкрупніших у складі Чутівсько-Розпашнівсько-Білухівським соляним діапiром.

За геофізичними даними глибина залягання докембрійського фундаменту в межах родовища досягає 12 км.

Розкритий свердловинами осадочний чохол підрозділяється на три структурних комплекси - мезокайнозойський, нижньопермський та верхньокем'яновугільний. Комплекси розділені між собою поверхнями стратиграфічних та кутових неузгоджень.

Розпашнівська структура являє собою монокліналь північно-західного простягання. Диз'юктивними порушеннями структура розбита на три блока: південно-східний, центральний та західний.

Західний блок обмежений із заходу та півночі соляним діапiром, зі сходу рiсо амплітудним (10-12 м) скидом субмеридіанального простягання. Продуктивні горизонти в межах блоку не виявлені. Розміри блоку 2,5 x 1,5 км.

До центрального блоку приурочене Розпашнівське родовище. З півночі центральний блок обмежений соляним діапiром. Зі сходу та заходу розривними порушеннями. В північній частині центрального блоку встановлено скид (амплітудою 2000 - 2200 м), який простягається паралельно контуру соляного штоку. Скид обмежує приштокові блоки з крутопадаючими пластами відкладів башкирського та серпухівського ярусів. Розміри центрального блоку 6 x 4 км.

Південно-східний блок (блок свердловин 102, 200, 204) з заходу та півночі обмежений скидами, а з південного-заходу Білухівським штоком. Розміри блоку 0,9x1,1 км.

За ступінню кута нахилу гірських порід в межах родовища виділяють три

зони

1) зона "задірів" складена відкладами башкирського і

випробуваннях порівняно з деякими свердловинами порівн 48 - 80%. Підвищення з
підвищенням продуктивності, а з підвищенням глибини ліній свердловин. Ширини
підвищення - 300 - 400 м.

3) Продуктивна зона Навітряно-підземна карбонатно-підземна та
виробничі родовища зони Рут-підземна порівн в межах зони 15 -
40. Складові пластові горизонти вивантажені в межах зони 1500 - 1600 м.

4) Продуктивна зона Навітряно-підземна карбонатно-підземна та
підземна порівн в межах зони 15%. В межах зони вивантажені
виробничі родовища в межах зони 1500 - 1600 м.

Таким чином, родовища приурочені до при підземній базису, родовища
дуже продуктивні порушеннями з кутами падіння порівн від 10° до 25°.

Газоносність

Дані про газоносність родовища отримані в результаті буріння і
випробування 11 розвідувальних, 11 пошукових та 1% експлуатаційних
свердловин. Продуктивні горизонти на родовищі пов'язані з відкладами нижнього
карбону (гор. С-4-С-6), середнього карбону (гор. Б-6-Б-12), верхнього карбону
(гор. К-1-2) та нижньої пермі (гор. Р-1). Дані довготривалої експлуатації
свідчать про наявність уповільненого газодинамічного зв'язку між продуктивними
ризонтами родовища.

Газоносність блоку свердловин 102, 200 та 204 випробуванням не
ведена. Так в свердловині 204 при випробуванні інтервалу 4298 - 4110 м
впливу пластового флюїду не отримано. В свердловині 200 в результаті
місного випробування горизонту К-1-2-3 - розкритого торпедуванням
Т в інтервалі 4099 - 3980 м, та горизонту Р-1 - розкритого
форациєю в інтервалі 3904 - 3894 м отримано приплив газу дебітом 50,4

тис. м/доб на 8 мм шайбі. Після випробування промислово-геофізичні дослідження з ціллю визначення газонасичених інтервалів в свердловині 200 не проводилися. Також в зв'язку з ускладненнями при бурінні керн в свердловині 200 не відбирався та не був проведений повний комплекс ГДС, з-за чого немає даних про колекторські властивості (K_m , K_r , $h_{ог}$) продуктивної частини розриву. Свердловина 102 ліквідована без випробування за технічними причинами.

Горизонт Р-1 залягає в верхній частині картамишської світи нижньої пермі. Розробляється свердловинами 4, 13, 16, 19, 79, 90, 91, 97, 200 та 204.

В свердловині 91 фільтром охопчений інтервал залягання горизонтів К-1-2-3 та Р-1, але за даними ГДС в межах горизонту К-1-2-3 газонасичених колекторів не виявлено. Свердловина 91 потрапила в приштокову зону "задірів", що часто спостерігається в подібних умовах. Свердловиною були відкриті відклади нижньої пермі, які добре корелюються з розрізами свердловин розташованих поблизу, та верхня заглинитизована частина нижнього карбону.

Горизонт Р-1 складений пісковиками, гравелітами, алевролітами та аргілітами. Газоносні колектори представлені пісковиками середньозернистими або гравелітистими.

Коефіцієнт пористості колекторів в гребеневій частині покладу складає 0,17. В південно-східному напрямку спостерігається заміщення порів щільними породами та, як слід, зменшення колекторських пористостей. Так в свердловинах 9, 12 та 81 пісковики повністю заміщуються аргілітами та аргілітами. За даними ГДС середньозважений коефіцієнт пористості складає 0,16 газонасиченості 0,8.

В південно-східному блоці горизонт Р-1 випробувався в свердловинах 200

Свердловина 102 без випробування ліквідована за технічними

При випробуванні свердловини 200 після використання МПН в інтервалі 2094-2804 м отримано промисловий приплив газу дебітом 50,4 тис. м³/доб на тис. 8 мм. Замірний пластовий тиск на глибині 2800 м склав 25,05 МПа. По технічним причинам був проведений не повний комплекс ГДС, в зв'язку з чим виділені газоносні та газонасичені пласти не охарактеризовані по ємності, газонасиченості та ефективній товщині.

В свердловині 204 горизонт Р-1 випробуваний в інтервалі 4023 - 3818 м сумісно з горизонтом К-1-2-3. В результаті випробування отримано слабкий приплив газу.

Газоносні пропластки горизонту Р-1 в свердловині 204 характеризуються за даними ГДС низькими колекторськими властивостями. Так середньозважений по ефективній товщині коефіцієнт пористості складає 0,128. В розташованих гіпсометрично вище свердловинах 16 та 102 відповідно складає 0,172 та 0,143. Таким чином, беручи до уваги вищесказане можливо припустити, що свердловина 204 потрапила в перехідну, частково ущільнену зону, між піщаним колектором та частково заміщуючим його алевролітами та аргілітами.

На південному-сході горизонт Р-1 зрізаний нізкою соляного штоку. З півночі обмежений границею літологічного ущільнення, проведеного на середині детані між свердловинами в яких колектори горизонту Р-1 ущільнені (свердл. 12, 81) та свердловинами, в яких при випробуванні отримано промисловий приплив газу, або в свердловинах, які розкрили за даними ГДС газоносні пласти.

На півдні покладу контур літологічного ущільнення проведено через свердловину 204 в якій отримано не промисловий приплив газу, а колектор за умовок фаціального заміщення частково ущільнених.

системі, є ретроградна конденсація. В результаті випадіння важких вуглеводнів в пласті змінюється потенційний вміст вуглеводнів C5+ в пластовому газі і відповідно полегшується склад видобувного конденсату (табл. 1.2). Так по мірі падіння пластового тиску в процесі розробки продуктивних покладів спостерігається закономірне зниження вмісту вуглеводнів C5+ у видобувному газі продуктивного горизонту Р-1 (св. 13) з 44,6 г/м³ при пластовому тиску (Рпл. = 29,41 МПа) до 16,61 г/м³ (Рпл. = 8,1 МПа); горизонту К-1-2-3 - з 59,95 г/м³ (Рпл. = 37,00 МПа) до 18,65 г/м³ (Рпл. = 8,70 МПа) та горизонту С-3 - з 52,57 г/м³ (Рпл. = 29,73 МПа) до 26,01 г/м³ (Рпл. = 22,20 МПа).

Також по даним продуктивним горизонтам простежується полегшення складу конденсату. За результатами досліджень конденсати можна віднести до групи середніх конденсатів їх густина складає 0,7914-0,7623 г/см³, молекулярна маса - 152-120, температура кінця кипіння 374-259 °С. Вміст бензинових фракцій, що викіпають до 200°С, складають 43,0-87,5 % об.

На протязі останніх десяти-одинадцяти (з 1996 р.) років розробки продуктивних покладів газоконденсатні дослідження не проводились. Для уточнення потенційного вмісту вуглеводнів C5+ у видобувних газах і газоконденсатної характеристики продуктивних покладів Розпашнівського родовища при поточних пластових параметрах необхідно провести газоконденсатні дослідження.

Гідрогеологічна характеристика родовища

Розпашнівське родовище в гідрогеологічному відношенні розташоване в центральній, найбільш зануреній частині Дніпровсько-Донецького артезійського басейну та характеризується повнотою гідрогеологічного розрізу. Одоносні горизонти у розрізі родовища приурочені до відкладів кайнозою, палеоцену, юри, тріасу, пермі, верхнього та середнього карбону. Водонесними є,

підприємств, піщано-алевритові породи, а в деяких частинах розросту - конгломератні сарконоваті породи.

Грунтові води у межах родовища, приурочені до антропогенних сульфатних. Найріш водонасний горизонт з прісними водами розвинуті у пісках та піщаних конгломератах новопетрівсько-берекського, межигірсько-обухівського, бучацького сеноманського та нижньокрейдяного віку. Водонасний горизонт, що приурочений до пісків новопетрівсько-берекського ярусу, використовується для технічного водопостачання промислу і бурових. Дебіти води тут досягають 120 м³/добу при зниженні рівня 10 м. Залягає цей горизонт на глибинах 55-120 м.

У населених пунктах поблизу родовища для технічного та питного водопостачання використовується також бучацький водонасний горизонт, що залягає на глибинах 230-305 м. Дебіти води з цього горизонту досягають 170 м³/добу при зниженні рівня 17 м.

Нижче бучацького водонасного горизонту, під водотривкою крейдяно-мергельною товщею виділяється сеноман-нижньокрейдяний водонасний комплекс, який у межах Розпашнівського родовища розвинений не повсюдно.

Названі водонасні горизонти належать до зони активного водообміну і містять прісні кальцієво-натрієві води з мінералізацією 0,5-1,3 г/л. Пластові тиски у водонасних горизонтах цієї зони на 0,1-0,3 МПа нижче умовних гідростатичних. Оскільки водовміщуючі породи мають високі показники колекторських властивостей, то вони схильні до поглинання технічних рідин. У зв'язку з цим ця зона підлягає ретельній охороні від можливого забруднення в процесі буріння свердловин та їх освоєння.

Гідрогеологічний контроль за станом обводнення газових покладів Розпашнівського родовища в процесі їх розробки проводився шляхом вивчення водного режиму роботи свердловин, що включає аналіз величин водних факторів, мінералізації та хімічного складу супутніх вод.

Попередніми аналізами водного режиму експлуатації свердловини виявлено надто незначну активність законтурних вод. Через особливості будови газоносних покладів та їх літологічного складу, що характерні для покладів цієї родовища цієї зони, просування пластових вод у поклади ускладнене і відстає від темпів відбору газу. Тому водний режим експлуатації свердловини обумовлений виносом конденсаційної, слабкозв'язаної та зацементованої внутрішньоконтурної води.

Об'єкт представлений горизонтом Р-1 і розробляється свердловинами: 4, 13, 16, 19, 79, 90, 97, 200, 204. Пластовий тиск за період від початку розробки покладу знизився приблизно у 6,5 разів і складає 6,06 МПа.

За результатами геолого-промислових досліджень за останні 8 років експлуатації по свердловині 4 водний фактор залишається стабільно низьким від 1,9 до 3,3 $\text{см}^3/\text{м}^3$ (що не перевищує поточного вологовмісту газу, рівного 3,9 $\text{м}^3/\text{м}^3$) при робочих дебітах від 100 (1997 рік) до 50-70 тис. $\text{м}^3/\text{добу}$ у подальшому (рисунок 2.8). У супутніх водах, що виносяться свердловиною, спостерігається деяке підвищення мінералізації від 12,23 г/л до 97,7 г/л.

Умови залягання природного газу. Початкові запаси газу, стабільного конденсату і супутніх компонентів

Запаси газу Розпашнівського ГКР, затверджені ДКЗ СРСР в 1983 р. (протокол №9366), по категорії С₁ склали 48218 млн. м^3 (таблиця 2.1), запаси конденсату по категорії С₁ - 2535 тис.т. (геол.) та 1571 тис.т. (видоб.). На 01.01.2006 на балансі числяться запаси газу по категорії С₁ в об'ємі 51400 млн. м^3 конденсату 2636 тис.т (геол.) та 1571 тис.т (видоб.). З початку розробки видобуто 38176 млн. м^3 газу та 531 тис.т конденсату.

По I об'єкту на протязі 1996-2005 рр. проектні і фактичні річні відбори газу відрізнялися від 45 % в 1997 р. до 2,4 % в 2003 р. Крім 2003 р., усі роки

МПа. Тому в попередній роботі [3] свердловини 200 і 204 були виділені в окремий об'єкт експлуатації.

Подальша розробка родовища показала, що блок св. 200 і 204 дренується свердловиною 19 основного горизонту Р-1 (розділ 3.3). З початку роботи на 1.01.2010р. св. 200 і 204 видобуто 86,34 млн.м³ газу, що складає 6,7 % від запасів (1280 млн.м³), а пластовий тиск за цей час знизився з 31,26 до 8,83 МПа, що становить 28,2 % від початкового тиску. Тому в даній роботі горизонт Р-1 і блок св. 200 і 204 розглядаються як один експлуатаційний об'єкт.

3.2. Аналіз розробки покладу

Коротка історія та етапи проектування розробки родовища. Основні положення останнього проектного документу на розробку та експлуатацію родовища і покладу

Розпашнівське газоконденсатне родовище розробляється з 1976 року. Низька газоносність пов'язана з відкладами нижньої пермі, верхнього та середнього карбону. Родовище має складну геологічну будову, його структурна брахіантиклінальна складка північно-східного простягання вкрита соляним штоком до відкладів верхньопермського віку. Родовище складає собою багатопластовий поклад, з великим поверхом газоносності.

Початкові запаси газу, які числяться на балансі складають 51400 млн.м³, в тому числі: горизонти Р-1+К-1-2 - 47419 млн.м³, горизонти Б-5, Б-9 - 3147 млн.м³, горизонти С-4, С-6 - 834 млн.м³. З них затверджені ДКЗ в сумарній кількості 48218 млн.м³, в тому числі: горизонти Р-1+К-1-2 - 44237 млн.м³, горизонти Б-5, Б-9 - 3147 млн.м³, горизонти С-4, С-6 - 834 млн.м³.

З початку на родовищі було виділено 4 об'єкти експлуатації:

Об'єкт - горизонт Р-1.

Об'єкт - горизонти К-1-2.

Об'єкт - горизонти С-4.

Об'єкт - блок свердловин 200, 204.

Згідно останнього проекту розробки (2006р.) I та IV об'єкти розробки було об'єднано в один, оскільки незважаючи на значну різницю статичних та пластових тисків було виявлено гідродинамічний зв'язок між цими об'єктами.

УкрНДГазом були виконані роботи: в 1984 р. "Проект розробки Розпашнівського газоконденсатного родовища", в 1989 р. "Аналіз і корективи проекту розробки Розпашнівського ГКР", в 1996 р. "Аналіз і корективи розробки Розпашнівського родовища". З 2007 р. розробка родовища ведеться у відповідності з рекомендаціями останньої роботи "Аналіз і корективи..." (2006 р.).

Аналіз зміни пластового тиску по площі газоносності, взаємодії та відробки окремих горизонтів

Протягом експлуатації Розпашнівського ГКР багаторазово проводилися заміри статичних тисків, пластових тисків, які розраховані за статичними тисками і замірах пластових тисків глибинними манометрами.

Графіки динаміки пластового тиску, побудовані в часі, для яких зняті значення пластових тисків по кожній свердловині на кінець року. Для розрахунку початкових запасів газу за методом падіння пластового тиску по покладах Р-1 визначалися двома способами:

- як середньоарифметичне по свердловинах;
- визначення середнього пластового тиску по картах ізобар (рис. 2.1-2.2)

Карти ізобар побудовані на 3 роки (1996, 2000, 2004 рр.). Як видно по картах ізобар, поклади Р-1 достатньо рівномірно дрениються існуючим фондом свердловин. В 1996 р. по покладу Р-1 виділяються зони підвищеного пластового тиску в районі свердловин 16 і 200, 204. Свердловини 200 і 204 були введені до експлуатації в 1994, 1995рр. з високим пластовим тиском ($P_{пл.поч} = 31,26$ МПа), тоді як в найближчій свердловині 19 на 1.01.1996 р. пластовий тиск становив 8,60 МПа. Передбачалось, що тектонічне порушення, що обмежує цей

10,2 тис. м³/добу, фактичний - 108,0; 113,7; 13,0 тис. м³/добу, а на кінець 2005 р.
середній проектний дебіт однієї свердловини по покладах I, II, III об'єктів
становить відповідно до ЗДК: 31,9 тис. м³/добу, а фактичний - до 32,8; 46,5;
14,0 тис. м³/добу. Зниження продуктивності свердловин пояснюється, як
випадковим, так і внаслідок укладень при експлуатації
свердловин, таких як накопичення рідини на вибоях, збільшення гідравлічних
коєфіцієнтів в напрямку від Ромашнівського ГКР до Хрестинської
ДК:

Станом на 1.01.2013 р. з початку експлуатації на родовищі відібрано
107,5 млн. м³ газу, що складає 73,7 % від балансових (31400 млн. м³) і 85,3 %
від утворених розробкою за методом падіння пластового тиску (44727 млн. м³).

До об'єкту горизонту Р-1 на прогязі 1996-2008 рр. проектні і фактичні річні
відбори газу відрізнялися від 45 % в 1997 р. до 2,4 % в 2005 р. Крім 2005 р., усі
роки фактичний відбір газу перевищував проектний. В останні 2005, 2006, 2007
рр. розбіжність в межах 3,2-2,4 %. Це пояснюється тим, що в проекті
передбачалося введення нових свердловин до експлуатації з середнім дебітом
по покладу. Фактично ж дебіт більшості нових свердловин був значно нижче.
Розробка покладу здійснюється в умовах газового режиму.

Свердловини 200 і 204 були введені до експлуатації в 1994, 1995 рр. з високим
пластовим тиском ($P_{пл.пoch} = 31,26$ МПа), тоді як в найближчій свердловині
на 1.01.1996 р. пластовий тиск становив 8,60 МПа.

Аналіз просування в поклад пластових вод і обводнення свердловин

Поклад горизонту Р-1 і розробляється свердловинами: 4, 13, 16, 19, 79, 90,
200, 204. Пластовий тиск за період від початку розробки покладу знизився
близько у 6,5 разів і складає 6,06 МПа.

За результатами геолого-промислових досліджень за останні 8 років
експлуатації по свердловині 4 водний фактор залишається стабільно низьким
9 до 3,3 см³/м³ (що не перевищує поточного вологовмісту газу, рівного 3,9
) при робочих дебітах від 100 (1997 рік) до 50-70 тис. м³/добу у по-

дальшому. У супутніх водах, що виносяться свердловиною, спостерігається деяке підвищення мінералізації від 12,23 г/л до 97,7 г/л. Конденсаційна вода з домішкою пластової була отримана у червні 1996, 1999, 2000 років.

Винос мінералізованих вод експлуатаційними свердловинами став спостерігатися після зниження тиску у покладі більш, ніж на 15 МПа від початкового. Епізодичний винос невеликої кількості мінералізованої води спостерігався майже по всіх свердловинах покладу 13, 16, 19, 79, 200, 204, 97. Зі стабільними дебітами і водними факторами (у межах поточного вологовмісту газу від 3,9 до 4,2) працювали свердловини 13, 19, 97.

По свердловині 16 з березня 1999 року по березень 2000 р. дебіт газу знизився з 80 до 5 тис. м³/добу, а далі знову зріс до 25-40 тис. м³/добу. При цьому водний фактор залишився на рівні від 11,9 до 13,3 см³/м³ (у 3 рази більше поточного вологовмісту). Деяко підвищене, але стабільне значення водного фактору свідчить про його слабкий функціональний зв'язок з дебітом газу.

По свердловині №79 з початку 2003 року робочий дебіт знизився зі 125 до 14-39 тис. м³/добу, при цьому винос супутньої води не зріс, тобто зниження дебітів теж не пов'язано з початком обводнення. Деяке зростання водних факторів по свердловині 200 до 6-6,9 см³/м³ пов'язане, скоріш за все, з поліпшенням умов винесення води з вибою у зв'язку з підвищенням робочого дебіту зі 5 до 25 тис. м³/добу.

Свердловина 204 працює стабільно з дебітами 5 тис. м³/добу. Водні фактори, заміряні в останні роки розробки (6-6,7 см³/м³), а також аналізи супутніх вод, про обводнення свердловини пластовими водами не свідчать.

Появу у супутніх водах свердловин, що експлуатують горизонт Р-1, домішок високомінералізованих пластових вод можна пояснити виносом заглибованої і защемленої води з невеликих водоносних пропластків і лінз, що знаходяться у середині продуктивного горизонту. По мірі вилучення запасів газу надходження такої води ослаблюється. Вказані водоносні пропластки і лінзи були встановлені і випробувані у нижньо-пермських відкладах Розпашнівського ГКР у свердловинах 4, 9, 12, 81 та інших. Горизонти

Свердловина № 97 працює в режимі накопичення тиску, піддавалася рідинно, потребує періодичних продувок.

По свердловині № 91 в 2008 році відбулося зменшення видобутку газу з 50 до 20 тис.м³/добу і збільшення газоводяного фактору з 3,2 до 9,7 л/тис.м³.

Проводилися відбивки рівня рідини: 3865 м (02.07.2007р.), 3820 м (12.07.2007 р.), 3715 м (25.12. 2007). Свердловина потребує періодичних продувок, вносить в основному конденсаційну воду питомої ваги 1,004-1,008 г/см³. Періодично працює по затрубному простору.

В звітному році стабільно працювали свердловини №№ 13, 16 з видобутком, відповідно, 50 і 60 тис.м³/добу (Pроб= 1,8-1,9МПа) та №№ 4, 19 - 4 - = 30 тис.м³/добу. Pроб. = 1,9-2.0 МПа. З невисоким дебітом - 14 тис.м³/добу експлуатувалася і свердловина №200.

В свердловині № 16 знаходяться обірваний глибинний манометр і 127м роту.

По свердловині № 79 протягом року продуктивність зменшилася з 41 до тис.м³/добу. Замірний статичний! тиск 30.08.2008 склав всього 1,7 МПа и шаблонуванні до гл. 3910м (і.п. 3608-4110м) рівня рідини не було мічено, продувки компресором позитивних результатів не дали.

Поклад розробляється в умовах газового режиму. Пластову воду питомої 1,02 - 1,017 г/см³ (аналізи від 24.07.2007р. і 15.09.2007р.) вносить лловина № 97 св.№ 204 - $\rho_v = 1,034$ г/см³ (аналіз від 17.07.2007р.).

Станом на 01.01.2009 року з об'єкту видобуто 35868,8 млн. м³ газу, що є 87,6% від початкових, уточнених в процесі розробки, запасів.

Ц об'єкт експлуатації - поклади горизонтів К-1-2

ю 1989 р. розробка горизонтів К-1-2-здійснювалась окремо, а з 1989 р., ченням наявності динамічного зв'язку, горизонти К-1-2 були об'єднані н експлуатаційний об'єкт з загальними запасами вугле

На 1.01.2019 р. поклади 2 об'єкту розроблялися 16 свердловинами (75, 76, 77, 78, 80, 82, 83, 84, 85, 87, 88, 89, 90, 92, 93, 203), свердловина 89 знаходиться в капремонті, свердловина 86 - очікує ліквідацію. За період 1996-2007 рр. до експлуатації введено 2 свердловини: 92 - в 1998 р. і 93 - в 1999 р. з початковим дебітом 30 і 10 тис.м³/добу відповідно.

На 1.01.2009 р. 6 свердловин - 76, 83, 84, 88, 90 - працюють з дебітом 160-85 тис.м³/добу, 4 свердловини - 77, 78, 92, 93 - з дебітом 10-15,8 тис.м³/добу і 6 свердловин - 75, 80, 82, 85, 87, 203 - з дебітом 0,7-0,3 тис.м³/добу.

Свердловина 75 введена до експлуатації в 1977 р. з початковим дебітом 1300 тис.м³/добу, в 1984 р. дебіт свердловини знизився до 400 тис.м³/добу, а в 1990р. - до 40 тис.м³/добу, в 1996 р. - до 5 тис.м³/добу. Пластовий тиск на 1.01.2009 р. знизився до 2,5 МПа, тобто на 43,02 МПа або на 94,5 % від початкового. Основною причиною зниження продуктивності свердловини 75 є снаження пластової енергії.

Свердловина 80 працює з 1979 р., початковий дебіт становив 10 тис.м³/добу, в 1984 р. - 10 тис.м³/добу, з 1994 по 2000 рр. - 5 тис.м³/добу. На 1.01.2009 р. дебіт 0,3 тис.м³/добу. Свердловина 80 знаходиться в приконтурній покладу з погіршеними колекторськими властивостями.

Свердловина 82 введена до експлуатації в 1979 р. з початковим дебітом 420 тис.м³/добу, в 1984 р. дебіт газу становить 420 тис.м³/добу, в 1990 р. - 20 тис.м³/добу, 1996 р. - 5 тис.м³/добу, на 1.01.2009 р. - 0,3 тис.м³/добу. Пластовий тиск знизився до 2,5 МПа від початкового. Свердловина підтягує пластову воду, який дебіт не забезпечує виносу води на поверхню, що погіршує продуктивну характеристику привибійної зони.

Свердловина 85 працює з 1980 р., початковий дебіт становив 220 тис.м³/добу. В 1984 р. дебіт знизився до 220 тис.м³/добу, в 1989 р. - до 10 тис.м³/добу, в 1992 р. до 5 тис.м³/добу. На 1.01.2009 р. свердловина працює з дебітом 0,6 тис.м³/добу, пластовий тиск становить 4,4 МПа. В продукції свердловини присутня супутня вода з підвищеною мінералізацією.

Свердловина 87 введена до експлуатації в 1982 р. з початковим дебітом 5,10 тис.м³/добу. В 1996 р. дебіт становив 1,65 тис.м³/добу, в 1999 р. - 0,64 тис.м³/добу, з 1999 р. дебіт різко знизився до 0,5 тис.м³/добу, а на 1.01.2009 р. до 0,6 тис.м³/добу. Пластовий тиск на 1.01.2009 р. - 1,6 МПа. Основною причиною зниження продуктивності свердловини є виснаження пластової енергії.

Свердловина 203 введена до експлуатації в 1995 р. з початковим дебітом 3 тис.м³/добу, з негерметичністю НКТ на глибині 2650 м. Капремонт, кислотна обробка, промивка піщаної пробки в 1995 р. збільшення припливу газу не дали. В 1996-2008 рр. свердловина працювала з дебітом 19,9-0,7 тис.м³/добу. Свердловина знаходиться в зоні з низькими колекторськими властивостями.

Початкові запаси газу по покладах II об'єкту, за даними розробки, за методом падіння пластового тиску оцінюються в об'ємі 33178 млн.м³. (29981 млн. м³ К-1-2+ 3197 млн. м³ Б-6). На 1.01.2009 р. з покладів К-1-2 видобуто 28867,4 млн.м³ газу (87 %) і 418,20 тис.т конденсату. На протязі 1996-2008 рр. фактичний відбір газу відставав від проектного на 4,1 % в 1996 р. -28,1 % в 2013 р. Це пояснюється тим, що в проекті передбачалось введення нових свердловин до експлуатації з середнім дебітом по покладу. Фактично ж дебіт більшості нових свердловин був значно нижче. Розробка покладу здійснюється в умовах газового режиму.

III об'єкт експлуатації - поклади горизонтів С-3-4-5-6. До 2001 р. поклади розроблялися однією свердловиною 5. Свердловина 5 введена до експлуатації в грудні 1976 р. з початковим дебітом 250 тис.м³/добу, в січні 1997 р. дебіт знизився до 10 тис.м³/добу. В період 1996-1999 рр. свердловина працювала з дебітом 15 тис.м³/добу, з 2000 р. з дебітом 5 тис.м³/добу.

В серпні 2001 р. на поклад горизонту С-6 була введена нова проектно-експлуатаційна свердловина 95 (інтервал перфорації 4005-4023 м) з початковим дебітом 120 тис.м³/добу, однак в грудні 2001 р. дебіт знизився до 40 тис.м³/добу, а через рік до 5-2 тис.м³/добу.

В червні 2013 р. свердловина 95 була переведена на поклади гор. С-3 (інтервал перфорації 3851-3923 м) і введена до експлуатації з дебітом 30 тис.м³/добу. На 1.01.2007 р. дебіт свердловини становить 22 тис.м³/добу.

В 2012 р. на покладі горизонтів С-5-6 була введена нова проектно-експлуатаційна свердловина 94 з початковим дебітом 10 тис.м³/добу. На 1.01.2019 р. свердловина працює з дебітом 1 тис.м³/добу.

Початкові запаси газу за методом падіння пластового тиску були підраховані окремо по кожній свердловині. Сумарні запаси газу по свердловинах 5, 94, 95 оцінюються в об'ємі 446 млн.м³. На 1.01.2009 р. з покладів Ш об'єкту відібрано 251,3 млн.м³ газу (58 %) і 0,723 тис.т конденсату. Проектні показники розраховані тільки до 2000 р. В 1996 р. фактичний річний відбір перевищує проектний на 0,8 %, в 2000 р. на 82 %. В проекті передбачалась розробка Ш об'єкту свердловиною 5 з початковими запасами 185 млн.м³. Фактично буріння і введення до експлуатації свердловин 94 і 95 дозволило збільшити дреновані запаси газу до 446 млн.м³

IV об'єкт експлуатації - поклади горизонтів Б-6, Б-9. Станом на 01.01.20 свердловинами № 8 та №96 з об'єкту видобуто 2799,8 млн.м³ газу, що складає 87,2 % від уточнених початкових запасів.

Характеристика і аналіз ефективності методів дії на привибійну зону пласта

На Розпашнівському ГКР проводилися багаторазові солянокислотні обробки пластів в 1998 р. на св. 200 і 204 з метою збільшення видобутку вуглеводнів. Вони позитивного ефекту не дали, а запропонований УкрНДІгазом кислотний гідророзрив пласта за новою технологією так і не був проведений. Тільки після проведення в листопаді 2013р. багаторазових продувок і очистки ПВП св.200 дебіт її збільшився з 5 тис.м³/добу до 25 тис.м³/добу.

Солянокислотна обробка широко використовується на практиці через її технологічну простоту проведення і ефективність. Суть її полягає в тому, що кислота реагує з карбонатами, які містяться в породі, і збільшує проникність пласта. Щоб кислота не взаємодіяла з НКТ використовують інгібітори корозії.

вилучення з пласта продуктів реакції до вилучення доданків ПАВ і фільтратори. Технологія проведення СКО полягає в заварці вилученні в пласт, зриманні її в пласті і освоєнні свердловини.

На св. 95 через 4 місяці після КР проводилися роботи по ліквідації НКГ, чкою розчину КМЦ з добавкою крейди і азбестової кришки. Роботи були ведені ефективно, дебіт збільшився з 5 до 30 тис.м³/добу, на сьогоднішній складає 20 тис.м³/добу.

Св. 96 була введена в експлуатацію на гор. В-9 в лютому 2003 р. з дебітом 2.м³/добу. При випробуванні продуктивного інтервалу на 5 мм штуцері дебіт дав 10,9 тис.м³/добу. Обробка приливної зони розчином ПАВ і горазові продувки позитивного результату не дали.

Св. 203 введена в експлуатацію в грудні 1995р. з початковим дебітом 5тис.м³/добу. Це наслідок забруднення ПЗП під час буріння. Після ведення капремонту по ліквідації негерметичності НКГ, було проведено із закачкою метанолу в пласт. Ефекту одержано не було. Невелике кання припливу газу до 10 тис.м³/добу було одержано тільки в результаті ведення додаткової перфорації.

Початкові запаси газу по покладах II об'єкту, за даними розробки, за том падіння пластового тиску оцінюються в об'ємі 33178 млн.м³. (29981 м³ К-1-2+ 3197 млн. м³ Б-6). На 1.01.2009 р. з покладів К-1-2 видобуто ,4 млн.м³ газу (87 %) і 418,20 тис.т конденсату.

Характеристика методів дослідження свердловин покладу, геологія, техніка та періодичність їх проведення. Обробка результатів дослідження свердловин

Основою дослідження свердловин є вивчення фільтраційних опорів приливної зони пласта. Види досліджень в свердловині, їх об'єм і періодичність проведення регламентується процесом розробки.

Враховуючи складний характер геологічної будови родовища і величезність продуктивного розрізу, основними задачами промислових

досліджень є спостереження за процесом його утворення і розвитку; визначення
тепелі дренажування покладу по площі і розриву; утримання певного рівня
смаків і запасів газу по падінню пластового тиску; визначення
аніонального режиму експлуатації свердловини.

В зв'язку з цим на родовищі проводяться такі роботи:

- замір статичного тиску зразком *за допомогою спеціальних приладів* з точності по всіх експлуатаційних свердловинах (2 рази в рік);
- визначення пластового тиску глибинним *за допомогою спеціальних приладів* свердловини є стовп рідини, що не виділяється;
- перевірка глибини вибою свердловини *спустивши спеціальний прилад* діаметру для виявлення піщаних пробок і попередження притоку НКТ (не рідше 1 раз в рік);
- ведеться поточний облік видобутої кількості *води і газу* і визначається її хімічний склад з метою контролю за *вмістом* свердловин;
- відбір проб газу на аналіз для контролю за його *вмістом* (2 рази в рік);
- ведеться постійний контроль за міжколонними *перетіками* (щомісячно);

Крім цього дослідження проводяться після кожного *капітального ремонту* долин.

1. Первинні дослідження проводяться у всіх *розвідкових і експлуатаційних* свердловинах. Ці дослідження є основними і *обов'язковими*, дозволяють визначити: параметри пласта, його *продуктивну* характеристику; встановити режим експлуатації свердловини і *зависимість* від вибійним і устьовим тисками і температурою; кількість *фільтрації* і домішок при різних режимах роботи; пластовий тиск, *вплив* ступеня і *швидкості* розкриття на продуктивність і коефіцієнти *фільтраційних* отворів. *У* *первинних* дослідженнях свердловини визначаються: статичні тиски на усті свердловини;

- пластичний тиск на постійних замірах, розрахованих на основі даних за даними глибинними манометрами;
- вибітний тиск на різних режимах роботи свердловини; також як і пластичний тиск, на даних заміру тиску в трубинному і за трубинному протіканні за допомогою глибинного манометра або комбіляку;
- дебіт свердловини за даними діафрагмового вимірювача критичної течії або діафрагмового вимірювача, дифманометра до критичної течії в замірному пункті;

- процеси відновлення і стабілізації тиску і дебіта, фіксуюмі самонісучим манометром (дифманометром), а в разі відсутності такої через певні проміжки часу вірцевими манометрами. Для добре проникних колекторів на початковій стадії відновлення і стабілізації тисків заміри проводяться через 30, 60 і 120с. в подальшому частота ресетрації тиску зменшується і виконується через кожні 0, 600, 1800 і 3600с. В низько проникних колекторах процеси відновлення і стабілізації тиску продовжуються декілька діб. В цих випадках кінцеві ділянки вихідних відновлення і стабілізації тиску фіксуються з частотою 1 доба і більше. Часи роботи свердловини на кожному режимі і час відновлення тиску між режимами вибираються попередньо за даними віддужки і можуть бути змінювані в бік зменшення чи збільшення часу.

2. Поточні дослідження проводяться на експлуатаційних і переведених в експлуатації розвідувальних свердловинах в процесі розробки родовища. Головна задача поточних досліджень є отримання інформації про всі, або про певні параметри, визначаємих в процесі первинних досліджень для аналізу і контролю за розробкою. Об'єм поточних досліджень визначається конкретними умовами кожного родовища, необхідністю виявлення характеру змінюваних параметрів під час процесу розробки. Поточні дослідження проводяться для того, щоб встановити сталість режиму експлуатації свердловини, процес відновлення або забруднення привибійної зони свердловин, відкладення солей в порожнині, процес корозії свердловинного обладнання, характер розподілу тиску по площі і по товщині пласта, про рух води в покладі,

характер вносу конденсату, ефективність вводу інгібітору і робіт з інтенсифікації.

Об'єм поточних досліджень регламентується "Правилами розробки газових і газоконденсатних родовищ", затверджених Держгіртехнаглядом СРСР в 04. 1970р. і залежить від стадії розробки родовища. Найбільший обсяг поточних досліджень припадає на стадію дослідно - промислової експлуатації родовища. Після вводу в розробку на повну потужність, оцінки запасів методом вивчення пластового тиску, вивчення продуктивної характеристики покладу в різних його частинах, свердловини з близькими параметрами групуються для проведення тільки контрольних досліджень в обмеженому колі свердловин. Обов'язково поточні дослідження виконуються після проведення ремонтно - профілактичних робіт і інтенсифікації.

3. Спеціальні дослідження проводяться для визначення різних параметрів, обумовлених специфічними характеристиками родовища. До числа спеціальних досліджень відносяться роботи по контролю за положенням контактів "газ - вода" в спеціально вибраних свердловинах, вивчення ступеня виснаження окремих пластів, можливостей перетоку газу, нафти і води із одного пласта в другий в процесі розробки при їх спільному (сумісному) відкритті; установка цементних мостів, інтенсифікація видобутку шляхом СКО, додаткової перфорації і т. і.

4. Комплексні дослідження свердловин включають: газогідродинамічні роботи при стаціонарних і нестаціонарних режимах фільтрації газу; промислово - геофізичні дослідження продуктивного розрізу, визначення продуктивної товщини пласта, зв'язку між продуктивними пластами, їх пористості, проникності, насиченості, зміни газонасиченості в процесі розробки, газоконденсатні дослідження в промислових і лабораторних умовах. Дослідження дозволяють визначити неоднорідності продуктивного розрізу і отримати цю інформацію при прогнозуванні видобутку флюїдів; оцінити ефективність обводнення свердловини і ступінь, виснаженості всього

Поточний ремонт свердловин (ПРС) – це комплекс робіт для підтримання дієздатності підземного та гирлового обладнання, а також усунення ушкоджень під час експлуатації свердловин з метою забезпечення заданих технічних режимів роботи.

Капітальний ремонт свердловин (КРС) – це комплекс робіт, що виконуються з метою відновлення робочого стану свердловин, а також покращення впливу на продуктивний пласт і регулювання розробки покладу.

Основні роботи при поточному ремонті свердловин наступні:

1). Оснащення гирловим і свердловинним обладнанням свердловин, які використовуються з буріння, освоєння або консервації, а також при зміні способу їх експлуатації чи виду фонду;

2). Підтримання дієздатності свердловинного обладнання (ревізія, обпресування НКТ, заміна обладнання гирла свердловини);

3). Оптимізація роботи свердловинного обладнання (зміна типорозміру і глибини підвіски НКТ, проведення досліджень для проведення поточного ремонту);

4). Запобігання ускладнень при експлуатації свердловин і їх усунення.

Основні роботи при КРС: спуско – підйрисьні операції; обстеження свердловин; дослідження свердловин; ревізія, ремонт і заміна гирлового обладнання; усунення несправностей експлуатаційної колони; роботи пов'язані з бурінням; перфораційні роботи; випробування експлуатаційної колони на герметичність і обпресування обладнання; виклик припливу; дія на привибуїну зону пласта.

Роботи, які виникають в свердловинах під час поточного ремонту (ПРС)

значною мірою зумовлені способом експлуатації.

Основними причинами, що викликають потребу в КРС, є неякісне цементування експлуатаційної колони в процесі буріння, внаслідок чого немає повної ізоляції газоносних горизонтів від водоносних; руйнування цементного кільця в за трубному просторі або цементного стакана на вибої свердловини; обводнення; наявність тріщин; раковин й інших дефектів у трубах.

...розташованій колонії на причині корозії, підвищення витрати в процесі ...
...Основними протизношувальними видами ремонтних робіт по відновленні ...
...Розпашівського родовища є зміна колон НКТ і інтенсифікація ...
...методом соляно-кислотної обробки, ремонтно-відновлювальної і ...
... (поляційні роботи).

3.4. Висновки до розділу III

Геолого-розвідувальними роботами на Розпашівському родовищі встановлено, що газоконденсатне родовище пластового типу, кожний поклад якого тектонічно і тектонічно обмежений. Тобто активних підземних вод не контролює за розробкою покладу немає необхідності в будівництві контрольних і п'єзометричних свердловин. Оскільки продуктивні пласти складаються із декількох пісковиків, що мають нерівномірний розподіл по площі і невелике розходження у величинах фільтраційно-емісійних властивостей, виникає необхідність контролю за їх газовіддачею.

Для покращення розробки покладу рекомендується застосувати методи диверсифікації зони пласта, проводити контроль за швидкістю корозії технічного обладнання.

Проаналізувавши роботу свердловин, можна зробити висновок, що на сьогоднішній день експлуатація свердловин ведеться з трьома основними проблемами:

наявність в продукції майже всіх свердловин, в основному, конденсаційної води;
утворення сольових і піщаних пробок в НКТ, як в інтервалах перфораторів і вище;
прихоплення і обриви НКТ, а також наявність металу на вибої (об'єкти вимірюються з дротом, кусків перфораторів і таке інше).

Сьогоднішній день одним з найефективніших методів видалення рідинної фази розчину ПАР в свердловину, за допомогою чого відбувається

...рідини і виносення її на поверхню. Рекомендовано закачування в свердловини розчин ПАР 2-3 % концентрації в об'ємах від 150-

...утворення солевих пробок є складний і дуже важко підлягає ліквідації. Для свердловин (4), в яких не проводились роботи по ліквідації пробки, необхідно, провести роботи по їх промивці технічною водою з ПАР. Для свердловин (79, 82, 84, 91), в яких промивки по результату не дали необхідно провести роботи методом „розмолювання“ свердловину закачується вода і на протязі декілька годин свердловина замінена водою).

...застосовувати глинокислотні обробки ПЗП і ГРП замість звичайних солянокислотних, так як пласт може бути буровим розчином.

...більшості випадків при проведенні робіт по ревізії НКТ відбулося обриву ліфтових труб, які перекрили інтервали перфорації. В випадках відбулися обриви манометрів з дротом і куски перфораторів, що привело до ускладнень в їх подальшій експлуатації. КР в св. 5, 13, 16, 80, 92, 94, 95 з даними дефектами проводились на низькому технічному рівні вантажності, дані свердловини експлуатуються на сьогоднішній день в складних умовах і, на наш погляд, без придбання до цього, більш потужного обладнання, збільшення видобутку вуглеводнів не буде.

...необхідно підтримувати технологічні режими експлуатації свердловин. Найефективнішим методом видалення рідини і ліквідації різного роду пробки є застосування колтюбінгової установки, яка потребує значних витрат на придбання цієї установки на свердловинах з дебітами нижче 15-20 т/добу економічно недоцільно.

РОЗДІЛ IV ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ

4.1 Охорона праці

Характеристика технологічного процесу, що до небезпечності та шкідливості

Процес ГПП здійснюють наступним чином.

Опускають перфоратор, ретельно вимірюючи довжину кожної труби та наземного підземного обладнання. Перфоратор центрують в заданому інтервалі спеціальним фіксатором. При нагнітанні пісчано-рідинної суміші плашки фіксатора висувуються та впираються в стінку колони, утримуючи перфоратор та найближчі до нього труби в певному положенні. Якщо використовується слабкий обертач, то його встановлюють над перфоратором. На відстані однієї або двох НКТ над перфоратором монтуєть муфту-репер.

Після спуску в свердловину НКТ з підземним обладнанням проводять радіоактивний каротаж для відбивки глибини знаходження муфти-реперу, а, відповідно, і самого перфоратора, оскільки відстань між ними точно відома. Припіднімаючи або опускаючи колону НКТ, перфоратор встановлюють у нижнього інтервалу оброблюваного пласта.

Потім проводять об'язку наземного обладнання зі свердловиною. При цьому, в залежності від конкретних умов, застосовують устьову арматуру 1АУ-00 або 2АУ-700.

Проводять пряму та зворотню промивки свердловини відповідною рідиною, після чого в НКТ опускають опресовочний шаровий клапан та проводять підземне та наземне обладнання (на 1,5-кратний очікуваний робочий тиск).

зворотньою промивкою вимивають опресовочний кульовий клапан, зменшують втрати тиску на тертя шляхом промивки свердловини при режимі

опресовки. Спускають клапан перфоратора та закачують робочу рідину без піску на свердловину.

Підготують пісчано-рідинну суміш в піскозмішувальному агрегаті або установці УСП-50, а також цементно-змішувальних воронках. Потім готують суміш подають в насосні установки, які, в свою чергу, закачують її в свердловину.

Після здійснення перфорації всіх інтервалів зворотньою промивкою вимивають клапан перфоратора, промивають вибій, піднімають перфоратор та опускають свердловину для освоєння та експлуатації.

При ГПП концентрація піску в робочій рідині складає 50—200 г/л; кількість піску досягає 10 т.

Темп закачки пісчано-рідинної суміші змінюється в межах 3—4 л/с. При ГПП швидкість струменю, що виходить із насадки, складає 200—260 м/с, а перепад тиску— 18,5—22 МПа.

Швидкість перфорації колони та породи в середньому зменшується від 0,6 до 0,9 мм/с. Струмінь рідини з піском створює в обсадній колоні ширину близько 100 мм, а в пласті — 30—60 мм, довжину щілини досягає 1000 мм.

Експериментально визначено, що для точкового розкриття одного інтервалу без зміщення насадки потрібно 15—20 хв, а для щільового розкриття — 3 хв. на кожен сантиметр довжини щілини.

Використання розчинів кислот в якості робочої рідини підвищує ефективність ГПП, так як при цьому одночасно з перфорацією забезпечується звільнення порових каналів від забруднень.

Ефективність ГПП підвищується також при штучному насиченні робочої рідини газом (до 25%). В результаті цього розміри каналів збільшуються в 2—3 рази за рахунок зниження густини середовища навколо струменя та за рахунок газу, що виділяється з насадок перфоратора.

- опіки працюючих при контакті з кислотами та лугами;
 - шум і вібрація при експлуатації устаткування.
 - велику небезпеку для людини несуть роботи з кислотами, та їх при травмування робітників обертовими елементами устаткування;
 - опіки працюючих при контакті з кислотами та лугами;
 - шум і вібрація при експлуатації устаткування.
- Все це говорить про те, що необхідно розглянути перелік тих шкідливих факторів, які виникають при проведенні ГПП. Як фактори впливу на людину при проведенні заходу даного виду, можна виділити:
- незадовільні мікрокліматичні умови;
 - ураження органів дихання і слизових оболонок токсичними продуктами;
 - травмування робітників обертовими елементами устаткування;
 - опіки працюючих при контакті з кислотами та лугами;
 - шум і вібрація при експлуатації устаткування.
 - ураження електричним струмом, можливе при пошкодженні ізоляції електрообладнання, порушенні технологічного обслуговування електроустаткування, несправності автоматики і засобів контролю;
 - утворення вибухо- та пожежонебезпечних газоповітряних сумішей у повітрі робочої зони, оскільки практично усі наявні на установці продукти – горючі речовини;
- Характеристика впливу шкідливих і небезпечних виробничих факторів з таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Назва та визначення фактору	Небезпечний / шкідливий спосіб дії на людину	Можливі наслідки для працівника	Назва та документ, що її визначає	Запобіжні пристосування (тех. засоби, орг. засоби)
Електричний струм	Термічна дія Біологічна дія Електролітична дія	Електричний удар, Електрична травма, Електричний шок	НПАОП 0.00-1.32-01 «Правилами будови електроустановок» НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів»	Занулення, захисне відключення, організаційні заходи
Шум	Зниження слуху і уваги		ДСН 3.3.6.037-99 „Державні санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку”	Кожухи, екрани, ЗІЗ
Вібрація	Вібраційна хвороба, зниження уваги, неврози		ДСН 3.3.6.039-99 «Державні санітарні норми загальної та локальної вібрації»	Вібро-ізолятори, фундаменти
Шкідливі випаровування	Гострі і хронічні отруєння, хімічні опіки		ДСН 3.3.6-042-99 „Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень”	
Незадовільна мікрокліматичні умови	Порушення терморегуляції організму		ДСН 3.3.6-042-99 „Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень”	
Незадовільна освітленість	Погіршення зору, зниження уваги	Короткозорість, зниження уваги	ДБН В.2.5-28-2006 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Природне і штучне освітлення»	Загальне і місцеве освітлення
Пожежа і вибух	Загоряння електрообладнання і горючих матеріалів	Опіки, отруєння	ОНТП-86, ДБН В.2.5.-13-98 „Інженерне обладнання будинків і споруд. Пожежна автоматика будинків і споруд” «Правила пожежної безпеки України	Системи автоматичної сигналізації, виявлення та ліквідації пожеж
Механічні uszkodження	Доторкання до обертових частин, робота з матеріалом, різцями	Травми різного ступеня	Вимоги до обладнання	Захисні екрани, кожухи, обгородження

Технічні засоби передбачені в проекті для зменшення або усунення дії шкідливих і небезпечних факторів

спеціальною особливістю ГПШ є застосування обладнання, яке під тиском. Для закачування в свердловину рідини під високим використовують насосні агрегати (4АН-700, 5АН-700, АЗИНМАШ-

накладною умовою безпеки при використанні насосних агрегатів є
насосах заводських тарувальних запобіжних пристроїв і
Викид від запобіжного пристрою на насосі повинен бути
Гирла свердловини і виведений під агрегат. На нагнітальних лініях повинні
зворотні клапани [11].

при ГПП обладнують спеціальною арматурою, в
Гирло свердловини якої розміщені гумові ущільнюючі і натисні металічні
Для заміру і реєстрації тиску при гідророзриві до арматури повинні
призначені для герметизації міжтрубного простору.

і вимірний манометри, які винесені за
показуючий і вимірний манометри, які винесені за
під'єднанні показуючий і вимірний манометри, які винесені за
трубок на безпечну відстань. Арматура з'єднується
або штангами високого тиску.

ГПП мають підготовчі
для безпеки проведення ГПП мають підготовчі

Територія навколо свердловини повинна бути очищена і по
вирівняна. Всі предмети, які запобігають розміщенню
і прокладанню трубопроводу, мають бути забрані, а під'їзні
свердловини підготовлені.

Перед проведенням робіт по гідророзриву пластів необхідно
справність обладнання, запобіжних пристроїв, контрольно-
приладів і всіх пристроїв по техніці безпеки.

Обладнання і нагнітальні лінії після їх монтажу на свердловині
на півторакратний тиск від максирисьного тиску при ГПП.

При проведенні ГПП зона поблизу агрегатів, трубопроводів, арматури
які знаходяться під високим тиском, небезпечна. Тому перед
робіт по ГПП всі люди повинні бути відсторонені від гирла
свердловини і елементів обв'язки за межі небезпечної зони.

Для забезпечення безпеки робіт установки для ГПП мають бути
на відстані не менше 10 м від гирла свердловини з таким
кабіни установок не були повернуті до гирла
свердловини. Відстань між установками має бути не менше 1 м.

...на важливо-вантажних клапанів на пересувних посудинах не

...умовою безпеки при використанні насосних агрегатів є
на насосах заводських тарувальних запобіжних пристроїв і
від запобіжного пристрою на насосі повинен бути
ухом і виведений під агрегат. На нагнітальних лініях повинні
лені зворотні клапани.

качуванням вуглекислого газу в свердловину насосний агрегат
до задавочного блоку на свердловині спеціальними трубами
жу, на яких повинні бути встановлені зворотні клапани,
манометри для заміру та реєстрації тиску при проведенні даного
порушенні або неточному встановлені будь-якого з цих приладів
ути небезпечна ситуація – розрив обладнання, яка може призвести
ня чи смерті робітників.

перед проведенням ГПП необхідно провести опресування труб на
робочий тиск, а зважаючи на те, що обладнання з часом втрачає
ріння металу, дія корозії на поверхню труб), то такі високі тиски
вести до розривів, що в свою чергу є дуже небезпечним для людей,
ь дані роботи.

нагнітальної свердловини при закачуванні вуглекислого газу
спеціальною арматурою, в корпусі головки якої розміщені
ільнюючі і натисні металічні кільця, які призначені для
міжтрубного простору.

міру і реєстрації тиску до арматури повинні бути під'єднанні
і вимірний манометри, які винесені за допомогою імпульсних
а безпечну відстань. Арматура з'єднується з агрегатом
ли трубами або штангами високого тиску.

вибухонебезпечних технологічних процесів, яким є закачування
го газу, повинні передбачатись автоматичні системи регулювання і
йного захисту, що запобігають утворенню вибухонебезпечного

...та іншим аварійним ситуаціям при відхиленні від передбачених
...гранично допустимих параметрів у всіх режимах роботи і
...безпечно зупинку чи переведення процесу в безпечний режим.
...апарати, відсічні і запобіжні пристрої, що встановлюються на
...максимально наближені до насоса (компресора) і знаходяться у
...і безпечній для обслуговування зоні.

На нагнітальному трубопроводі насосів і компресорів повинно бути
встановлення зворотного клапана чи іншого пристрою для

переміщення речовин, що транспортуються, у зворотному
напрямку і, у разі необхідності, запобіжного клапана.

Пересувні насосні (компресорні) установки необхідно розташовувати на
відстані не менше 10 ч від гирла свердловини, відстань між ними повинна бути

не менше 4 м. Інші установки для виконання робіт (компресор, цистерна з CO_2)
розміщуватись на відстані не менше 25 м від гирла свердловини.

Агрегати встановлюються кабінами від гирла свердловини.

Технологічні режими ведення робіт і конструктивне виконання агрегатів і
установок повинні виключити можливість утворення вибухонебезпечних

смішей всередині апаратів і трубопроводів

Після закачування двоокису вуглецю до розбирання нагнітальної системи
агрегату повинна прокачуватись інертна рідина об'ємом, достатнім для

промивання нагнітальної системи.

Необхідно вести постійний контроль повітряного середовища робочої зони
носими газоаналізаторами. При вмісті в повітрі закритого приміщення

кислого газу вище ГДК та порушенні герметичності нагнітальної системи
і повинні бути припинені.

Відстань від водорозподільного пункту чи розподільного трубопроводу до
нагнітальної свердловини повинна бути не менше 25 м.

Закриття арматурою свердловини, обладнаної під нагнітання
води, повинне здійснюватися дистанційно.

свердловин, обладнаних під нагнітання газу високого тиску, повинні бути обгороджені і позначені попереджувальними знаками.

Від затрубного простору повинен бути спрямований у бік, вільний від обслуговуючого персоналу.

Свердловини повинні бути перевірені з'єднувальні пристрої, які встановлені на свердловині повинні бути пофарбовані.

Агрегати закачування вуглекислого газу повинні бути встановлені і звільнені від сторонніх предметів, які можуть завадити встановленню агрегатів та прокладенню комунікацій.

Маніфольд блоку повинен бути обладнаний контрольно-вимірювальними приладами, запобіжними клапанами та клапанами, а нагнітальні трубопроводи - зворотними клапанами.

Обв'язки гирла свердловини необхідно опресувати нагнітальні на очікуваний тиск при закачуванні двоокису вуглецю з запасом 1,5.

Трубопроводи і реєстрації тиску при даному методі інтенсифікації доплати повинні бути під'єднані показуючий та реєструючий манометри, виведені на безпечну відстань.

Під час встановлення трубопроводів від гирлової арматури слід закрити і понизити тиск у трубопроводах до атмосферного.

Інженерні рішення з техніки безпеки

Розрахунок запобіжного клапана насоса

Небезпека поломки насоса та нагнітальної лінії при високому тиску на насосі НБ-320 встановлено запобіжний клапан типу .Цей клапан розраховано на тиск $P=32$ мПа.

Матеріалу з якого виготовлений гвіздок становить $\tau_{в.ср}=430$ МПа.

Гвіздок повинен спрацьовувати при тиску на

більше робочого тиску. Тобто у якості розрахункового тиску ми
прийматимемо тиск в гвіздку $P_p = 1,15 \cdot P = 1,15 \cdot 32 = 36,8$ МПа

$$P_p = 1,15 \cdot P = 1,15 \cdot 32 = 36,8 \text{ МПа}$$

Тоді ширина b знаходимо по формулі:

$$b = d_n \sqrt{\frac{P_p}{2 \cdot \pi p}} \quad (4.1)$$

$$b = d_n \sqrt{\frac{36,8}{2 \cdot 430}} = 6,2 \text{ мм}$$

спроможність запобіжного клапана G ($\text{м}^3/\text{с}$) визначаємо по формулі

$$G = 5,03 \cdot \alpha \cdot F \sqrt{(P_1 - P_2) \cdot \rho_2} \quad (4.2)$$

P_1 -максимальний залишковий тиск перед запобіжним клапаном,
 $0,8$ МПа;

P_2 -максимальний залишковий тиск за запобіжним клапаном, $P_2 = 1$ МПа;

густина рідини перед клапаном при $P_1 = 36,8$ МПа, $T_1 = 273$ К, $\rho_2 = 932$ кг/м³;

коефіцієнт витрати для даного клапана рівний 25...30.

маємо площу поперечного січення F в м²

$$F = \frac{\pi \cdot d_n^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,06^2}{4} = 0,0028 \text{ м}^2$$

пропускна здатність складе:

$$25 \cdot 0,0028 \cdot \sqrt{(36,8 - 1) \cdot 10^6 \cdot 932} = 34315 \text{ кг/год} = 9,53 \text{ кг/с} = 8,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

даного розрахунку видно, що пропускна здатність запобіжного клапана
подачі насоса, що задовольняє умові: $6,06 \cdot 10^{-3} \leq 8,8 \cdot 10^{-3} (\text{м}^3/\text{с})$.

**Тиск запобіжного циркуляційного клапана шарикового типу на тиск
70 МПа**

Визначаємо діаметр підвідного каналу

рата рідини через клапан, $Q = 7,1 \text{ см}^3/\text{сек}$

швидкість потоку рідини, $v = 12 \text{ м/сек}$ при $P = 12 \text{ кг/см}^2$

$$d = 8,6 \text{ мм}$$

середній діаметр сідла під шарик, мм

$$(0,3 \dots 0,5) = 8,6 + 0,5 = 9,1 \text{ мм}$$

діаметр шарика, мм

$$d_k = 1,5 \cdot 8,6 = 12,9 \text{ мм}$$

діаметр підвідного каналу

масо зусилля пружини, кг

$$\frac{\pi d_p^2}{4}$$

надлишковий тиск в циркуляційній системі перед клапаном $P = 80 \text{ кг/см}^2$

середній діаметр сідла

$$800 \frac{\pi 9,1^2}{4} = 930 \text{ кг}$$

почаємо висоту підйому шарика

$$(0,25 \div 0,5) d_k = 1,8 + 3,6 \text{ мм}$$

де d_k - діаметр підвідного каналу

За умов, що запобіжний клапан регулює натиск, що не перебільшує 10 -

% від тиску в гідросистемі. Робимо висновок, що шариковий клапан

вибраний і розрахований вірно, так як:

$$P = 800 \text{ кг/см}^2$$

$$P_{\text{max}} = 960 \text{ кг/см}^2 > P + 20\%$$

$$P_{\text{hijph}} = 930 \text{ кг}$$

Отже $P_{\text{пор}} = 930 \text{ кг}$ знаходиться в межах

4.2 Охорона навколишнього середовища

Аналіз заходів по охороні надр

що забезпечується на етапах буріння і експлуатації бурінні свердловин можливе забруднення горизонтів з водою, яку використовують для пиття.

При випадків вскриття горизонтів з прісними водами повинно застосовуватися з приміненням екологічно нешкідливого бурового та розчинів з послідуочим перекриттям і обсадної колони до глибини 150 м.

В проєкті на будівництво свердловин повинно бути передбачені технічні заходи, які забезпечуючі надійність цих споруд в відношенні запобігання надходженню газу в атмосферу і загазування водоносних горизонтів, маючих вихід на поверхню землі, а також стати причиною змяття колон, просадки устя і

Особливістю розробки Розпашнівського родовища є великі депресії в процесі експлуатації свердловинах, що з протягом часу може привести до зменшення герметичності і можливого змяттю колонн. Тому в процесі експлуатації родовища необхідний контроль за перетоками газу в заколонний простір і утворення вторинних газоскопичень.

При виявленні скопичень газу вторинного характеру у верхніх пластах в процесі розробки родовища необхідно виявити джерела таких скопичень і прийняти заходи локалізації і попередження зростання запасів в них. Для локалізації вторинних скопичень газу передбачається закладання контрольно-вимірних, дегазацийних свердловин з випуском газу до повного виснаження скопичень.

Випущений при цьому газ повинен утилізуватись таким методом, щоб не завдавати шкоди навколишньому середовищу.

Аналіз заходів по охороні довкілля при розробці та експлуатації покладу

газоконденсатне родовище знаходиться на території
Полтавської області. Найближчі населені пункти - м.
Чутово, с. Володимирівка, Варварівка і Білухівка. Поблизу
Рокитнівського родовища розташоване Західно-Хрестищенське
Новоукраїнське НГКР а на захід - Чутівське

газоконденсатне родовище.
газоконденсатне родовище розробляється з 1976 року.
газовосність пов'язана з відкладами нижньої пермі, верхнього та
Родовище має складну геологічну будову, його
брахіантиклінальна складка північно-східного простягання
до відкладів верхньопермського віку. Родовище
багатопластовий поклад, з великим поверхом газоносності.

Охорона атмосферного середовища

Джерелом забруднення атмосферного повітря можуть бути:
1. в процесі буріння :

- шкідливі викиди внутрішнього згорання, розташовані на території
- шкідливі викиди з свердловин, які знаходяться на випробуваннях, або на дослідженнях.
- шкідливі викиди в процесі експлуатації:
- шкідливі викиди з свердловин і газопроводи (шлейфи) при їх продувці в атмосферу ;
- шкідливі викиди аварійні викиди газу;
- шкідливі викиди резервуарні парки для зберігання конденсату, які мають дихаючі клапани;
- шкідливі викиди пропуски газу через нещільності технологічного обладнання(на УКПГ і свердловинах) і т.п.

...збереження повинно забезпечуватися при бурінні свердловин і експлуатації
...збереження води приурочені до пічання пропластів, залізничним на глибині 6-
...у гірських республіки і використовуються місцевим населенням для
...в господарських потреб
...Розширеного родовища мається дві ставки створених для
...Забруднення цих вод можливо при будівництві свердловин і
...тварин. Забруднення цих вод можливо при будівництві свердловин і
...родовища.
...джерелами забруднення є:
...етічні води і шлам;
...свердловин (конденсат, мінералізована вода);
...випробувань свердловин для обробки бурового розчину;
...реактиви, використувані для обробки бурового розчину;
...етічні води і др.
...забруднення ґрунтових і поверхневих вод необхідно
...запобігання виходу за границі бурової площадки і УКПГ цих
...Тому необхідно передбачити:
...земляних шламових амбарів в глинистому ґрунті з
...етічного розчину і сточних вод;
...в спеціальних спорудах.
...свердловин необхідно визначити глибину
...амбарів з врахуванням рівня підземних вод.
...бурового розчину, хімреагентів, ГСМ, стічних вод і др.
...обваловки із
...площадки. Крім того обвалуванню підлягає
...і очистці бурових
...ГСМ.

Охорона ґрунтів родовища

Охорона земель складається із комплексу заходів забезпечуючих збереження родючого шару ґрунту і запобігання забруднення слідуючого за родючим шаром ґрунту.

... проектних робіт ґрунт представляє собою середньогумовий
... глибокий чорнозем. Загальна глибина чорнозему 0,8-1,1 м. В
... ґрунту залягає ліс. Водяне забезпечення постачається за
... атмосферних опадів. Зрошення і осушення земель не проводиться.
... родючого шару ґрунту від забруднення повинно бути забезпечено
... кагати в границях площадки бурової. По
... і складування його в кагати в границях площадки бурової. По
... місцевими органами Держкомприроди родючий шар повинен
... по всій площадці бурової на глибину 0,5-0,7 м. Для запобігання
... кагатів необхідно зробити посів трави по їх поверхні.
... слідує за родючим ґрунтом може трапитись на площадці
... ГСМ, нафтою, відпрацьованим буровим розчином і
... комплекс заходів які дадуть змогу
... на бетонних площадках з
... в ємкості.

Охорона флори та фауни

В районі проектних робіт ліс, лісові насадження і садки відсутні.
... джерелом небезпеки для флори і фауни є аварійні газові викиди.
... Тому проектом передбачається заходи по запобіганню відкритих газових
... в процесі буріння і експлуатації родовища.
... флори і фауни необхідно нейтралізація і захоронення
... на території площадки бурової, виключити аварійний викид
... воднів.

Нейтралізація хімреагентів може проводитись слідує методами :

... ;

... затвердінням;

... хімічною нейтралізацією з послідує затвердінням.

Вибір місця захоронення і метод обеззараження відходів процесу буріння

... бути погоджені в місцевих органах Держкомприроди.

...виробничого відобутку вуглеводнів, регенерації метанолу та інгібітору корозії.

В цій групі промислових стоків пластові води мають мінералізацію в межах 0,4-1,0 г/л, склад води в основному гідрокарбонатнонатрієвий.

Води верхніх горизонтів надійно ізолювані в свердловинах цементом.

Слід проводити обробку промстоків антисептиками з метою уникнення їх зараження сульфитовідновлюючими бактеріями, які призводять до утворення сірководню.

Технологічна схема облаштування Розпашнівського родовища передбачає збір пластової води та водного розчину метанолу з сепараторів по дренажній системі у ємність промислових зливів, звідки по мірі накопичення вивозиться на сусіднє УКПГ для переробки на блоці регенерації метанолу.

При збільшенні об'ємів ППВ можливе їх закачування в спеціальну свердловину (в допустимі пласти) вибрану з ліквідованих чи пробурену на Розпашнівському родовищі.

4.3. Техніко-економічна оцінка проектних рішень

Організація робіт при проведенні запроектованого рішення

На Розпашнівському ГКР заплановано провести додаткову гідропіскоструменеву перфوراцію в свердловині № 200 для підвищення її продуктивності.

Суть гідропіскоструминної перфорації полягає в збільшенні глибини перфораційних отворів в стовбурі свердловини шляхом розмивання їх під тиском піщано-рідинною сумішшю (гідропіскоструминна перфорація).

Технічним результатом даного впровадження є покращення фільтраційних властивостей ПЗП, створення нових каналів та збільшення припливу газу до свердловини.

$$H_n = 1.1 \times 7998 = 8797.8 \text{ (грн.)}$$

... на оплату праці робочого і технічного персоналу для проведення ...
...:

$$B_p = \lambda \times k_{uz} \times \sum_{i=1}^b C_{mi} \times (1 + H_n) \times t$$

- коефіцієнт, що враховує накладні витрати за витратами по ...
- платі, $k_{uz} = 1,3$;
- коефіцієнт, що враховує премії, $\lambda = 1,25$;
- кількість робітників у ланці, чол.
- часова тарифна ставка робітника бригади, що виконує ГПП, грн.;
- норма нарахувань на фонд оплати праці згідно чинного ...
- тва; t – час проведення ГПП, год.
- ання на заробітну платню теперішній час включають:
- обов'язкове державне пенсійне страхування;
- обов'язкове соціальне страхування;
- обов'язкове соціальне страхування на випадок безробіття;
- обов'язкове страхування на випадок травматизму (залежить від ...
- ності підприємства, для нафтогазової промисловості).
- нарахувань на заробітню плату визначається на основі класу ...
- о ризику, який для галузі «Видобування газу» складає 20 клас, а ...
- хувань відповідає розміру єдиного соціального в неску в обсязі ...
- ифна ставка та заробітня плата по тарифу приведено в таблиці 4.6

~~Handwritten text, mostly illegible due to blurring and crossing out.~~

ВИСНОВКИ

коструминна перфорація (ГПП) – це утворення в обсаджених та свердловинах каналів із великою поверхнею фільтрації у вигляді під дією на обсадну колону та породу кінетичної енергії рідини, сформованого в насадках. Для цього вивчено обладнання матеріали, які необхідні для проведення такої перфорації пласта. Для розробки тонких нафто газонасичених шарів товщиною 1-2 м застосовуються при числі ярусів каналів (по ширині осі свердловини) перфораторів 15-28, а для гідропіскоструйного перфоратора – 5-10 в залежності від діаметра каналу. Приймаючи ярусів каналів перфорації значно меншими. При використанні струменевих перфораторів з похилими каналами число ярусів каналів зменшується в 1.6-2 рази по зрівнянню з струменевим перфоратором з пористими каналами. Вірогідність продуктивних ярусів похилими гідропіскоструменевими каналами в нахилених пластах більша при куті нахилу близько 27° , а збільшується при забійній зпни із-за внутрішнього забруднення бурового розчину – при куту нахилу близько 60° . В оптимальне число ярусів каналів складає 3-5. Довжина каналу

виконаними роботами на Розпашнівському родовищі. Для цього родовища пластового типу, кожний поклад якого обмежений. Тобто активних підшовних вод не зустрічаються на виснаження в газовому режимі. Тому для цього покладу немає необхідності в будівництві продуктивних свердловин. Оскільки продуктивні пласти на родовищі, що мають нерівномірний розподіл по продуктивності у величинах фільтраційно-ємнісних властивостей, необхідно проводити контрольний



1.
2.
h

Для покращення розробки поклали рекомендації використовувати методи
сповідливу зону пласта, проводити контроль за кількістю витрат
співного обладнання.

На сьогоднішній день одним з найефективніших методів видалення рі-
дини розчину ПАР в свердловину, за допомогою чого відбувається
рідина і виносення її на поверхню. Рекомендовано застосування в
простір свердловин розчин ПАР 2-3 % концентрації в об'єкті від 150

Найефективнішим методом видалення рідини і ліквідації ризику руй-
нування колтубінгової установки, яка потребує значних витрат
сування цієї установки на свердловинах з дебітами нижче 15-20
обу економічно недоцільно.

Охарактеризовано заходи по охороні навколишнього середовища,
праці. Розраховано економічний ефект від впровадження проведення
жоструменевої перфорації в результаті отримали, що вона буде
ною. Тому що дебіт свердловини збільшеться в 2.5 рази, а економічний
даде 2.2 млн грн

ЛІТЕРАТУРА

- Долженко, В. Б., Коцаба, В. І., Вітяць, О. Ю., Щирба, О. М., А. В., Гнітко, А. В., & Василенко, С. В. (2016). Особливості родовищ газондоловних та газоконденсатних свердловин на завершальній стадії експлуатації. *Научный вестник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 39-51...
- Грудзь, В. Я., Марущенко, В. В., Братах, М. І., Савчук, М. Т., & О. О. (2018). Питання експлуатації газондоловних систем на завершальній стадії експлуатації родовищ: матеріали Міжнародної наукової конференції «Інформаційне суспільство: технологічні, економічні та соціальні аспекти становлення». № 29. ББК 72я431 ISSN 2522-932X, 86..
- Хайдарова, Л. І., & Гедзик, Н. М. (2021). ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН НА ГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ ШЛЯХОМ ПОКРАЩЕННЯ СТАНУ ПРИВИБІЙНОЇ Зони. *TA. EDITORIAL BOARD*, 698..
- Коцкулич, Я. С., & Коцкулич, С. Я. (2012). Аналіз ефективності первинного розкриття продуктивних пластів..
- Бойко, В. С., Бойко, Р. В., Кеба, Л. М., & Семінький, О. В. (2007). Підвищення газондоловних і нафтових свердловин..
- Грицанчук, А. В., & Ткачук, О. І. (2019). ANALYSIS OF EFFICIENCY OF REMOVAL OF LIQUID WITH SELECTION OF GAS L.L.S. *Научный взгляд в будущее*, 1(15), 32-35..
- Філіпчук, О. О. (2019). Розроблення методів підвищення продуктивності та керування газопотоками систем збору газу виснажених свердловин (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..
- Коцкулич, Я. С. (2008). Стан якості первинного розкриття продуктивних пластів з аномально низькими тисками. *PRECARPATHIAN BULLETIN OF THE SCIENTIFIC SOCIETY Number*, (1 (1)), 203-211..
- Коцкулич, С. Я. (2014). Особливості первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району. *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-технология его изготовления и применения*..
- Алексеев, А. (2005). Новітні технології—надійний ключ до продуктивності. *Вісник Національної академії наук України*, (1), 24-31.
- Левчук, К. Г., Мойсичин, В. М., & Цідило, І. В. (2016). Вплив механічних властивостей матеріалу на динаміку прихоплених буринних свердловин. *Металлофизика и новейшие технологии*..
- Михайловська, О. В., & Ситник, С. В. (2018). Вплив хімічних факторів на утворення гідратів..
- Абдуллах, Н., & Кутний, Б. А. ВПЛИВ ЗОВНІШНІХ ЧИННИКІВ НА УТВОРЕННЯ ГІДРАТІВ В ЛАБОРАТОРНИХ УМОВАХ.
- Дяченко, А. В., Макаренко, В. Д., Винников, Ю. Л., & Петраш, О. *Oil Wells Hydrate Formation Regularities= Закономірності утворення газондоловних свердловин*.

14. Павленко, А. М., Кутний, Б. А., & Абдуллах, Н. М. (2017). Аналіз утворення і дисоціації газових гідратів. *Вестник Прикарпатського національного технічного університету. Серія: Технічні науки*.

15. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (2 (35)), 111-121..

16. Воловецький, В. Б., Витязь, О. Ю., Коцаба, В. І., Щирба, О. М., & Дорошенко, Я. В. (2015). Аналіз ускладнень при експлуатації газових і газоконденсатних свердловин та шляхи боротьби з ними. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 127..

17. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Збільшення обсягів відбору газу в умовах періодичної експлуатації газоконденсатних свердловин. *Scientific Bulletin of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas*, (2 (35)), 111-121..

18. Воловецький, В. Б., Щирба, О. М., Величко, В. В., Витязь, О. Ю., & Дорошенко, Я. В. (2013). Оптимізація роботи свердловин Наріжнрянського та Юліївського НГКР. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (4), 127..

19. Кондрат, О. Р., & Кондрат, Р. М. (2015). Дослідження впливу зональної неоднорідності продуктивних пластів на характер залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (2 (55)), 61-67..

20. Кондрат, Р. М., Дорошенко, В. М., & Кондрат, О. Р. (2007). Особливості завершальної стадії розробки родовищ нафти і газу..

21. Воловецький, В. Б., Коцаба, В. І., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., Дьомін, А. В., Гнітко, А. В., & Василенко, С. В. (2016). Особливості експлуатації газових та газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (2), 39-51..

22. Матківський, С. В., & Матіїшин, Л. І. (2022). Оптимізація умов експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки. *MODERN DEVELOPMENT OF SCIENCE AND THE LATEST PERSPECTIVES*, 32, 330..

23. Самойлов, В. В. (2017). Планування промислово-гідрогеологічних досліджень на завершальній стадії розробки вуглеводневих родовищ. *Вісник Харківського національного університету імені ВН Каразіна, серія «Геологія. Географія. Екологія»*, (46), 45-49..

24. Скрильник, К. Ю., Мухаммед, Г. Н. А. Ш., & Кримов, А. П. (2015). Аналіз технологій для підвищення ефективності роботи системи збору газу. *Інтегровані технології та енергозбереження*, (1), 7-13..

25. Воловецький, В. Б., Василенко, С. В., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., В. В., & Величко, В. В. (2017). Оптимізація експлуатації

26. Рой, М. М., & Ластовка, В. Г. (2016). Освоєння та інтенсифікація вуглеводнів методом миттєвих депресій для розширення межі колекційності колекторів. - 320 с.
27. Ткаченко, С. Й., Резидент, Н. В., & Іщенко, К. О. (2016). *Наближені моделювання за умов визначення теплообміну в ньютонівських та ньютонівських рідинах* (Doctoral dissertation, ВНТУ).
28. Кондрат, Р. М., Дремлюх, Н. С., Угриновський, А. В., & Ксєнич, А. І. (2017). Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням піниних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (2), 90-96..
29. Драган, І. М. (2017). ШЛЯХИ ЗНИЖЕННЯ ВАРТОСТІ РЕМОНТНИХ РОБІТ В НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ WAYS TO REDUCE THE COST OF REPAIRS TO OIL AND GAS WELLS. *SWorld*, 78..
30. Рудько, Г. І., & Адаменко, О. М. (2017). Стратегічна геоекологічна оцінка та прогноз стану довкілля Західного регіону України.
31. Векерик, В. І., & Міронов, Ю. В. (2001). Параметри та конструктивне виконання бурових вишок мобільних установок для буріння і ремонту свердловин..
32. Лазаренко, О. Г., & Лівінський, А. М. (2014). Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі. *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения*, (17), 47-52..
33. Кунцяк, Р. Я. (2011). Удосконалення технології буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин в нестійких породах (на прикладі родовищ Дніпрово-Донецької западини) (Doctoral dissertation, Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)..
34. Глушич, В. Г. (2002). Вигин бурильної колони та вибір траєкторії буріння горизонтального бічного стовбура свердловини.
35. Воєвідко, І. В. (2013). Специфіка забурювання бічного стовбура в обсадній колоні свердловини. *Нафтогазова галузь України*, (2), 23-26..
36. Крижанівський, Є. І., Чернописький, Д. Г., & Палійчук, І. І. (2019). Stress Concentration in the Casing when Cutting Holes for the Sidetracks. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (3 (72)), 7-18..
37. Шумілін, Т. В., Тарабарин, П. В., & Адамович, В. І. (2007). Вдосконалення технології підготовки нафти з метою зменшення її втрат..
38. Адаменко, Я. О., Чорний, М. І., & Чорний, О. М. (2010). Відновлення проникності і закріплення привибійної зони тонкошаруватих газоносних пластів газових родовищ Передкарпаття..
39. Фем'як, Я. М., Овецький, С. О., & Фем'як, В. Я. (2017). Буріння свердловин у газогідратних покладах Чорного моря з використанням кавітаційно-імпульсних технологій..
40. Мельник, Р. Ю., & Аширов, Б. ОСНОВНІ МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ КОЛТЮБІНГОВОЇ ТЕХНІКИ

41. Павленко, А. М., Кутний, В. А., & Абдуллаєв, Н. М. (2017). Аналіз утворення і дисоціації газових гідратів. *Вісник Прикарпатського національного університету. Серія: Технічні науки*, 141-148.
42. Побережний, Д. Я., Станецький, А. І., & Грищанчук, А. В. (2017). Вплив тривало експлуатованих трубних сталей у середовищах хлоридного іону. *Науковий вісник НЛТУ України*, 27(5), 114-118.
43. Червінська, Н. Р. (2018). Корозія. Захист металів від корозії. *Фізико-технічна механіка матеріалів*, (54, № 1), 140-142.
44. Грищанчук, А. В. (2018). *Вплив пластових вод на формування та поширення корозії промислових трубопроводів* (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..
45. Нестеренко, С. В., Донський, Д. Ф., & Немах Аладжмін, А. (2019). *Модельовання антикорозійного захисту матеріалу обсадної колони в лабораторних умовах..*
46. Липовий, В. О., & Удянський, М. М. (2017). Техногенні ризики збудження доквілля під час експлуатування та ремонтних робіт резервуарів з нафтопродуктами..
47. Немах, А., Донський, Д. Ф., & Нестеренко, С. В. (2019). Вивчення впливу CO₂ і H₂S і температури пластової води нафтового родовища на розвиток пітингової корозії. *Комунальне господарство міст. Серія: Технічні науки та архітектура*, (3), 58-68..
48. Петрина, Ю. Д., Гоголь, М. М., Петрина, Д. Ю., Гоголь, В. М., & Сидор, П. Я. (2014). Аналіз корозійного руйнування внутрішніх поверхонь обладнання для зберігання нафти. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (3), 166-175..
49. Ткачук, В. В., & Топільницький, П. І. (2022). ДОСЛІДЖЕННЯ КОРОЗІЇ НАФТОТРАНСПОРТНОГО ОБЛАДНАННЯ. *СУЧАСНІ ТЕХНОЛОГІЇ ПЕРЕРОБКИ ПАЛЬНИХ КОПАЛИН*, 84..
50. Левчук, Т. А., Вембер, В. В., Носачова, Ю. В., & Косміна, М. М. (2020). Процеси біологічної корозії в нейтральному водному середовищі в присутності іонів перехідних металів. *Матеріали XXI Міжнародної науково-практичної конференції «Екологія. Людина. Суспільство» (21-22 травня 2020 р., Київ, Україна)..*
51. Крижанівський, Є. І., & Полутренко, М. С. (2012). Підвищення ефективності пасивного захисту підземних споруд від корозії. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*, (1)..
52. Макаренко, В. Д., Кіндрачук, М. В., Бондарев, А. А., & Макаренко, Ю. В. (2015). Дослідження механізму наводнювання металу нафтопроводів. *Компрессорное и энергетическое машиностроение*, (1), 6-9..
53. Дмитренко, В. І. (2012). Вплив низькомолекулярних водорозчинних карбонових кислот на вуглекислотну корозію сталі газопромислового обладнання..
54. Макаренко, В. Д., Лукач, В. С., Василюк, В. І., Козаченко, Н. В., &

- Григорукін, Л. А. (2016). Дослідження корозійних процесів екологічно небезпечних в експлуатації металоконструкцій. *Проблеми тертя та зношування*, (1), 131-136..
55. Магльована, Т. В. (2015). Інгібітори корозії пожежно-технічного обладнання на основі комплексів металів із солями полігексаметиленгуанідину. *Пожежна безпека: теорія і практика*, (19), 95-99..
56. Воловецький, В. Б., Гнітко, А. В., Василенко, С. В., Щирба, О. М., Коцаба, В. І., & Величко, В. В. (2018). Експлуатація газоконденсатних свердловин в умовах низьких робочих тисків.
57. Кондрат, О. Р., & Петрушак, С. М. (2017). Лабораторна установка для створення твердих поверхнево-активних речовин..
58. Побережний, Л. Я., Грицанчук, А. В., & Мазур, М. П. (2017). Вплив тривалої експлуатації та гідратуутворення на довговічність матеріалу шлейфів.
59. Семеняка, О. Г., Кушнар'єв, С. І., Коцаба, В. І., Воловецький, В. Б., & Щирба, О. М. (2019). Дослідно-промислові випробування технології освоєння свердловин для відновлювання продуктивності.
60. Воловецький, В. Б., Василенко, С. В., Витязь, О. Ю., Щирба, О. М., Гнітко, А. В., & Величко, В. В. (2017). Оптимізація експлуатації газоконденсатних свердловин на завершальній стадії розробки родовищ.
61. Семенцов, Г. Н., & Фадєєва, О. В. (2007). Аналіз і синтез автоматизованих систем управління технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин. *Радіоелектронні і комп'ютерні системи*, (5), 117-122..
62. Дремлюх, Н. С. (2018). Підвищення ефективності експлуатації свердловин з нестійкими колекторами на виснажених газових родовищах (Doctoral dissertation, ІФНТУНГ)..
63. Afghoul, A., Amaravadi, S., Boumali, A., Calmeto, J., Lima, J., Lovell, J., ... & Staal, T. (2014). Coiled tubing: the next generation. *Oilfield Rev*, 6(4), 9-23.
64. Дремлюх, Н. С. (2013). Способи ліквідації піщаних корків на вибоях свердловин з нестійкими колекторами..
65. Кондрат, Р. М., & Хайдарова, Л. І. (2018). Методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин при надходженні на вибій газу і води з різних пластів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*, (1), 60-64..
66. Бойко, В. С., & Міщук, Б. М. (2015). Метод і методика розрахунку вибійного тиску у діючих фонтанних свердловинах з ускладненими умовами експлуатації. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, (4 (57)), 19-26..
67. Бойко, В. С., Грибовський, Р. В., Бойчук, Т. Р., & Міщук, Б. М. (2015). Метод і методика оптимізації процесу фонтанування діючих свердловин на основі положень теорії висхідних газоводонафтових потоків. *Oil and Gas Power Engineering*, (2 (24)), 16-22.
68. АТЛАС РОДОВИЩ НАФТИ І ГАЗУ УКРАЇНИ. Атлас ДДУ НАФТИ І ГАЗУ НАДПРОВАТІ, 1998.

69. МОХНІЙ, І. Ю.; ГЛАДКИЙ, С. І. Розвиток кольтюбінгових технологій в ПАТ "Укргазвидобування". 2018.
70. Afghoul, A., et al. "Coiled tubing: the next generation." *Oilfield Rev* 6.4 (1994): 9-23.
71. Leising, Larry J., and Kenneth R. Newman. "Coiled-tubing drilling." *SPE drilling & completion* 8.04 (1993): 227-232.
72. Hillis, Richard R., et al. *Coiled Tubing Drilling and Real-time Sensing: Enabling 'prospecting Drilling' in the 21st Century?*. Deep Exploration Technologies Cooperative Research Centre, 2014.
73. Ladmia, Abdelhak, et al. "Underbalance Coiled Tubing Drilling in Tight Gas Reservoir Study Case Onshore Field, Abu Dhabi." *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. OnePetro, 2020.
74. С. В. Касянчук, Особливості розробки покладів неконвенційного газу / С. В. Касянчук, Л. П. Мельник, О. Р. Кондрат/ Нафтогазова галузь України, №2, 2013р, с. 38-43
75. SPE 160869 A Review of Recent Developments and Challenges in Shale Gas Recovery // O. Arogundade, M. Sohrabi, Stephen A. Holditch, Tight Gas Sands / Stephen A. Holditch // JPT, Distinguished author series, June 2006, p.86-94
76. SPE 83621 Cost/Benefits of Horizontal Wells S. D. Joshi, The Economic Impact of the Value Chain of a Marcellus Shale Well / William E. Hefley, Shaun M. Seydor, Michelle K. Bencho, et. Al. // Katz Graduate School of Business, University of Pittsburgh, 2011
77. Постанова від 30.09.2014 № 56 "Про встановлення граничного рівня ціни на природний газ для промислових споживачів та інших суб'єктів господарювання"
78. SPE 140555 Design of multiple transverse fracture horizontal wells in shale gas reservoirs, Bo Song, Texas A&M University, Michael J. Economides, University of Houston, Christine Ehlig-Economides, Texas A&M University
79. Abdelaal A., Saleh Aljawad M., Zuhair Alyousef, Almajid M. M. A review of foam-based fracturing fluids applications: From lab studies to field implementations. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2021. № 95. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510021004352?v=3Dihub> (звернення 27.10.2021).
80. Байдак М. В., Будьоний О. П. Сучасні технології добування родового газу. Сучасні технології у промисловому виробництві: матеріали програми III Всеукраїнської міжвузівської науково-технічної конференції. 22-25 квітня 2014 р., Суми). Суми: СумДУ, 2014. С. 27-28.
81. Wilk Klaudia. Experimental and Simulation Studies of Energized Fracturing Fluid Efficiency in Tight Gas Formations. *Energies*. 2019. № 12(23) URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/23/4465/htm#B19-energies-12-04465> (звернення 27.10.2021).
- Возний В. Р., Дудра О. В. Аналіз методів інтенсифікації припливу рідини на родовищах НГВУ «Бориславнафтогаз»

83. Gaydos J. S., Harris P. C. Foam Fracturing: Theories, Procedures And Results. Unconventional Gas Recovery Symposium, Pittsburgh, 1980. URL: <https://doi.org/10.2118/8961-MS> (31/10/21) (звернення 27.11.2-21).
84. Elgibaly A. A., Salem A. M., Soliman Y. A. Improving hydraulic fracturing effectiveness in depleted and low pressure reservoirs using N2 energized fluids. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2021. № 1. С. 857–873.
85. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксенич А. І. Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. № 2(63). С. 90–96.
86. Kondrat R. M., Dremliukh N. S., Uhrynovskyi A. V. Study of foam formation process with use of water solutions of foam-forming pairs and foam stabilizers. *Науковий вісник НГУ*, 2017 № 3. С. 20–26.
87. Піноутворювач "Реагент для піни рп-1к" для видалення вуглеводневого конденсату з привибійної зони пласта, вибою та стовбура свердловини. Щербина О. В., Фик І. М., Каплуновський А. О., Щербина В. Г. Приватне підприємство "Науково-виробниче підприємство АЛЕКС-А". Опис до патенту на винахід. 19)UA (11)85462 (13)C2. 26.01.2009, Бюл.№ 2, 2009 р.
88. Shehzad Ahmed. CO2 Foam as an Improved Fracturing Fluid System for Unconventional Reservoir. *Exploitation of Unconventional Oil and Gas Resources*. 2019. URL: <https://www.intechopen.com/chapters/66559> (звернення 27.10.2021).
89. Ткаченко М. В. Новітні рішення в ГРП. Нафта і газ. Наука – освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку. Дрогобич: ТзОВ «Трек-ЛТД», 2019. С. 6–9.
90. Хомин В., Цюмко В., Гоптарьова Н., Броніцька Н., Трубенко А. Геолого-промислові особливості розкриття та випробування слабопроникних газонасичених відкладів. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка. Геологія*, 2019. Вип. 1 (84). С. 42–48.