Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Удосконалення технології парогравітаційного впливу на нафтовий колектор

Розробив студент групи 601 МВ — Кольчик А.С.
Керівник роботи — Нестеренко Т.М.

2024

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

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

До захисту
завідувач кафедри
_____
_____

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: «Удосконалення технології парогравітаційного впливу на нафтовий колектор»

Пояснювальна записка

Керівник
К.т.н., доцент Нестеренко Т.М.
посада, наук. ступінь, ПІБ
_____
підпис, дата,

Виконавець роботи
Кольчик А.С.
студент, ПІБ
група 601МВ
_____
підпис, дата

Консультант за 1 розділом
к.т.н. доц Мельниковська О.В
_____
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом
к.т.н, доц Дерев'янко І.Г
_____
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом
к.т.н., доц. Педенко М.М.
_____
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом
к.т.н., доц. Нестеренко Т.М.
_____
посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.01.2025 р.

Полтава, 2025

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: *Магістр*
Спеціальність *185 Нафтогазова інженерія та технології*
(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри НГТ

"__" _____ 20___ року

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

Кольчику Анатолію Сергійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Удосконалення технології парогравітаційного впливу на нафтовий колектор
Керівник роботи Нестеренко Тетяна Миколаївна, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №818-Ф
2. Строк подання студентом роботи 27.12. 2024 року
3. Вихідні дані до роботи *1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності). 3. Проекти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ або інші технологічні схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.*
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ
1 Інформаційно-оглядова частина.
2. Теоретична частина.
3. Моделювання. Експериментальна частина (за необхідності).
4. Впровадження результатів досліджень. Висновки по роботі.
5. Перелік графічного матеріалу
Презентація із демонстрацією результатів наукової роботи, вказати мету роботи, задачі, практичну та наукову новизну та/або цінність, методи (технології) дослідження, аналіз сучасного стану теорії і практики застосування парогравітаційних технологій, принципові технологічні схеми, загальні висновки по роботі.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата: завдання видав	Підпис, дата: завдання прийняв
1	доцент Михайловська О.В.		
2	к.ю.н, доц. Ларцев В.В.		
3	к.ю.н, доц. Нестеренко Т.М.		
4	к.т.н. доц. Нестеренко Б.М.		

7. Дата видачі завдання 14.10.2024

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Теоретична частина	21.10-03.11
3	Моделювання. Експериментальна частина.	04.11-17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-15.12
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12-29.12
6	Попередні захисти робіт	06.01-19.01
7	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент _____ **Кольчик А.С.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи _____ **Нестеренко Т.М.**
(підпис) (прізвище та ініціали)

Анотація

Магістерська робота на тему: «Удосконалення технології парогравітаційного впливу на нафтовий колектор».

Магістерська робота на здобуття освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр» за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

Магістерська робота присвячена удосконаленню технології парогравітаційного впливу (SAGD) на нафтовий колектор із важковидобувною нафтою, що залягає на глибинах від 1500 м. У першому розділі роботи виконано огляд та аналіз сучасного стану проблеми парогравітаційного впливу, розглянуто схематичне зростання парової камери в процесі SAGD, а також шляхи розширення області застосування цього методу, зокрема через використання розчинників, електромагнітного нагрівання, циклічної обробки парою, неконденсованих газів та розширене моделювання колектора.

У другому розділі запропоновано нові підходи до зниження втрат тепла по стовбуру свердловини при застосуванні SAGD та впровадження системи свердловинного термоелектричного модуля.

Проведено оцінку економічної ефективності, яка демонструє окупність проєкту вже на другий рік розробки родовища.

Ключові слова: парогравітаційний вплив, високов'язка нафта, термоелектричний модуль, нафтовий колектор, теплові втрати.

Зміст

Вступ 5

1. ОГЛЯД І АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ПАРОГРАВІТАЦІЙНОГО ВПЛИВУ НА НАФТОВИЙ РЕЗЕРВУАР - КОЛЕКТОР 8

1.1 Технологія видобутку високов'язкої нафти шляхом парогравітаційного впливу на пласт (SAGD) 8

1.2 Схематичне зростання парової камери в процесі SAGD 13

1.3 Шляхи розширення області застосування методу SAGD 16

1.3.1 Використання розчинника 17

1.3.2 Використання електромагнітного нагрівання 19

1.3.3 Циклічна обробка парою (CSS) 20

1.3.4 Неконденсовані гази 21

1.3.5 Розширене моделювання колектора 23

Висновки до розділу 1 25

2 НАПРЯМКИ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПАРОГРАВІТАЦІЙНОГО ВПЛИВУ НА НАФТОВИЙ КОЛЕКТОР 26

2.1 Методи зниження втрат тепла по стовбуру свердловини при SAGD 26

2.2 Пропонований спосіб розширення сфери застосування методу SAGD . 27

2.2.1 Кабелі використовувані для прогрівання нафтових свердловин 28

2.2.2 Система свердловинного термоелектричного модуля 35

2.3. Розрахунок теплових втрат при закачуванні пари залежно від довжини стовбура свердловини 39

2.3.1 Розрахунок теплових втрат без підігріву по свердловині 39

2.3.2 Розрахунок теплових втрат по стовбуру свердловини з підігрівом 41

Висновки до розділу 2 43
3. ОЦІНЮВАННЯ ОЧІКУЮЧОГО ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН ПРИ ПІДТРИМУВАННІ ТЕМПЕРАТУРИ ПАРА ЗА СТВОЛОМ СВЕРДЛОВИНИ 44
3.1 Радіуса прогріву пласта 44
3.2 Початкового дебіту свердловини після закачування пари в пласт 45
3.3 Збільшення дебіту свердловини після закачування пара в пласт 45
3.4 Розрахунок дебіту свердловини при SAGD 46
Висновки до розділу 3 53
4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ SAGD З ТЕРМОЕЛЕКТРИЧНИМ МОДУЛЕМ 54
4.1 Методика дисконтування грошових потоків 55
4.2 Визначення чистого дисконтованого доходу 61
Висновки до розділу 4 63
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ 64
Список використаних літературних джерел 65

Вступ

Одним із ключових завдань сучасної нафтовидобувної галузі є підвищення ефективності розробки нафтових родовищ, зокрема тих, які містять важковидобувну і високов'язку нафту. В умовах виснаження легко доступних запасів вуглеводнів дедалі більшої уваги заслуговують родовища з низькопроникними та високов'язкими пластами. Видобуток нафти з таких колекторів традиційними методами є малоефективним через низьку нафтовіддачу пластів, значну в'язкість вуглеводнів і високі експлуатаційні витрати.

Парогравітаційний метод впливу (Steam-Assisted Gravity Drainage, SAGD) визнаний одним із найбільш перспективних для розробки колекторів із важковидобувною нафтою. Цей метод передбачає створення високотемпературної зони в пласті шляхом закачування пари, що знижує в'язкість нафти і полегшує її рух до виробничих свердловин. Завдяки цьому забезпечується не лише значне підвищення нафтовіддачі пластів, але й знижується екологічний вплив на навколишнє середовище порівняно з іншими термічними методами.

Актуальність дослідження парогравітаційного впливу визначається необхідністю збільшення ефективності розробки важковидобувних запасів, які становлять значну частину світових ресурсів вуглеводнів. Удосконалення цього методу сприятиме зниженню собівартості видобутку, оптимізації технологічних процесів і мінімізації негативного впливу на довкілля.

Дослідження впливу ключових параметрів парогравітаційного дренажу, таких як температура, тиск, розташування свердловин і властивості колектора, є важливими для розробки оптимальних технічних рішень. Таким чином, робота з аналізу та вдосконалення цього методу є практично значущою для забезпечення стабільного розвитку нафтової промисловості.

Метою роботи є розширення сфери застосування методу парогравітаційного впливу (SAGD), для продуктивних пластів з високов'язкою нафтою, що залягають на глибинах від 1500 м

Задачі досліджень:

аналізування існуючих шляхів розширення застосування методу парогравітаційного впливу (SAGD) на продуктивний пласт з високов'язкою нафтою;

аналітичні дослідження процесу підтримки заданої температури пари по стовбуру свердловини при використанні методу SAGD з термоелектричним модулем;

розрахувати очікуваний дебіт свердловини при парогравітаційному вплив на продуктивний пласт із застосуванням методу SAGD з термоелектричним модулем та очікуваний економічний ефект від застосування цього методу.

Об'єктом дослідження є процес парогравітаційного впливу для підвищення видобутку високов'язкої нафти.

Предметом дослідження є система свердловинного термоелектричного модуля, що розміщується у колоні насосно-компресорних труб.

Наукова новизна полягає у вирішенні технологічних та технічних завдань щодо підведення високотемпературної пари до продуктивного пласту, що залягає на глибині від 1500 м.

Практичне значення: запропоноване удосконалення технології парогравітаційного впливу через впровадження свердловинного термоелектричного модуля дозволяє суттєво підвищити ефективність розробки глибоких продуктивних пластів із високов'язкою нафтою.

Методи дослідження:

- аналітичний метод – для аналізу існуючих технологій та визначення їх недоліків;

- емпіричний метод – для розрахунку впливу різних параметрів на зниження в'язкості нафти та збільшення дебіту свердловин;

- економічний аналіз – для оцінки окупності запропонованої удосконаленої технології.

Особистий внесок автора роботи полягає у:

- проведенні огляду і аналізу сучасних методів парогравітаційного впливу та їх обмежень;

- удосконаленні технології парогравітаційного впливу з використанням термоелектричного модуля;

- оцінюванні очікуваного дебіту свердловин із використанням запропонованої технології.

Структура та об'єм роботи. Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел. Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

1. ОГЛЯД І АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ПАРОГРАВІТАЦІЙНОГО ВПЛИВУ НА НАФТОВИЙ РЕЗЕРВУАР - КОЛЕКТОР

1.1 Технологія видобутку високов'язкої нафти шляхом парогравітаційного впливу на пласт (SAGD)

В даний час інтенсивно шукають шляхи розробки так званих позабалансових запасів. Великий обсяг таких родовищ становлять колектори з високов'язкими нафтами . За оцінками, наведеними у літературі світовий сумарний обсяг важких нафт оцінюється в 810 млрд. тонн, тоді як обсяг залишкових запасів нафти малої та середньої в'язкості складає лише 162,3 млрд. тонн [3].

Розробка таких родовищ стикається з низкою складнощів пов'язаних з низькою плинністю високов'язких нафт. Найбільш ефективними методами розробки таких родовищ є теплові методи на продуктивний пласт. Не всі теплові методи мають високу рентабельність. Існує думка, що метод парогравітаційного впливу SAGD є найбільш прийнятним і перспективним. Цей метод почав широко застосовуватися на родовищах Канади і показав високі показники видобутку високов'язких нафт .

Метод парагравітаційного впливу на продуктивний колектор є відносно новим напрямом у розробці родовищ із високов'язкими нафтами . Аналіз літературних джерел показав, що це технологія знаходить дедалі ширше застосування у світі.

Застосування методу парогравітаційного впливу або відома як SAGD полягає в наступному: проводиться буріння 2 свердловин, розташованих горизонтально одна над одною поблизу підошви пласта на відстані 5-10 м одна від одної. Верхня свердловина служить для нагнітання в пласт пара інша свердловина є видобувною, при цьому спостерігається процес зниження в'язкості нафти під дією пари та збільшення її плинності. Під

впливом сил тяжіння відбувається процес стікання нафти до перфораційних отворів добувної свердловини, як показано рис. 1.1.

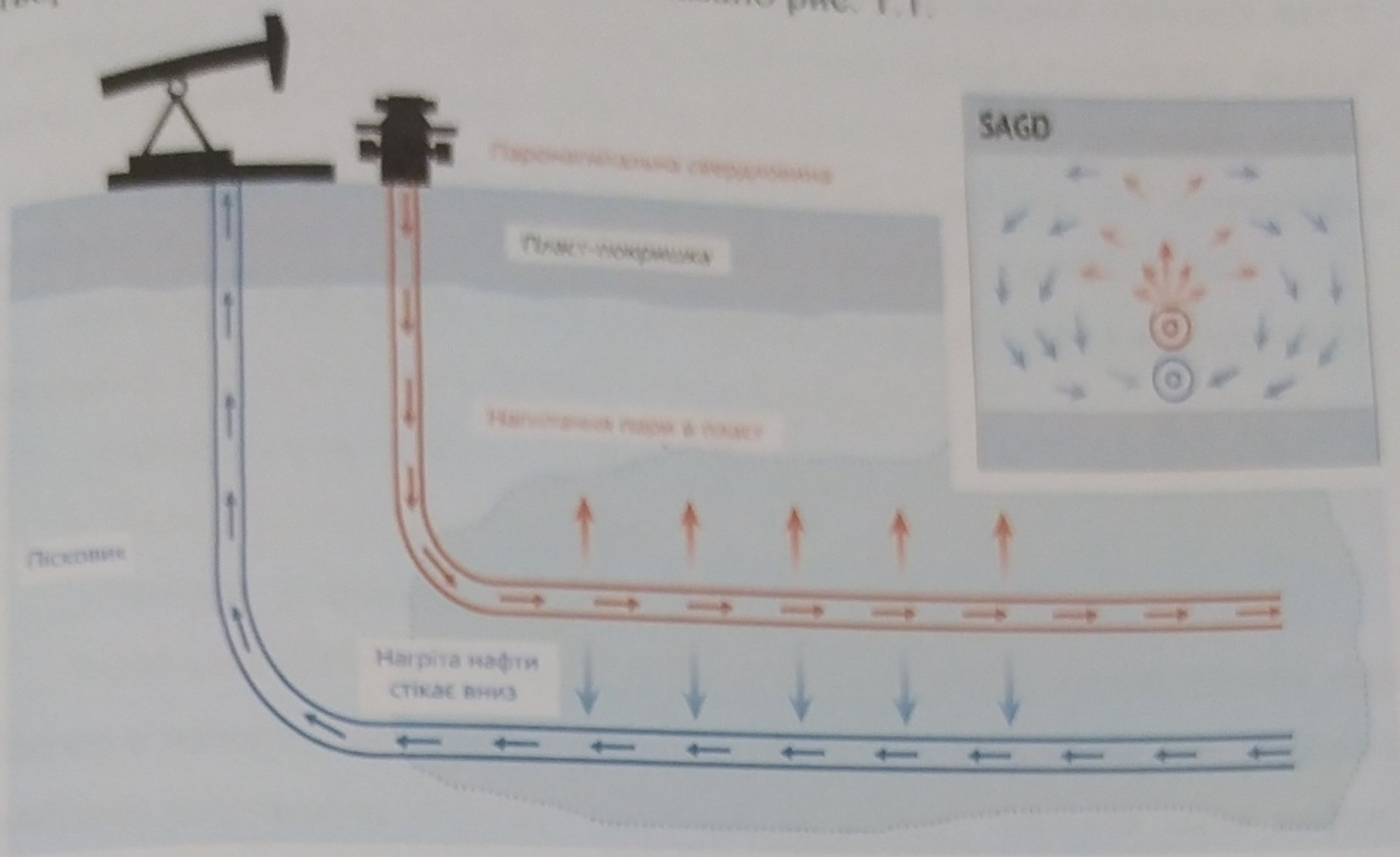


Рисунок 1.1 – Технологічна схема SAGD

Одним із стримувальних факторів широкого застосування є обмеження по глибині залягання продуктивних горизонтів, не більше 600-700 метрів, що обумовлено інтенсивною втратою теплових властивостей пари в міру її закачування колону насосно-компресорних труб. У зв'язку з цим виникає проблема доставки теплоносія до вибою свердловин з мінімальною втратою тепла з одночасним збереженням цілісності свердловини, що працює в умовах високих температур.

Нині спостерігається поступове падіння видобутку нафти через виснаження нафтових родовищ традиційної нафти. Все більшого інтересу привертають родовища високов'язкої нафти. У зв'язку з цим, дедалі більшу увагу починають приділяти родовищам із важкою нафтою та бітумами. Особливістю цих родовищ є висока в'язкість нафти 10000-45000 мПа·с (наприклад вода має в'язкість 1 мПа·с).

Методи розробки родовищ таких нафт повинні забезпечити підвищення параметра плинності нафти шляхом зниження в'язкості для її відкачування. Лідерів на світовому нафтовому ринку видобутку важкої нафти і бітумів є Канала, яка має величезні запаси бітумних пісків оцінюваних в 259,1 – 400 млрд.м^3, при цьому компанії, які працюють з важкими нафтами є і розробниками нових технологій видобутку [6].

Робота [7] присвячена технології та методам розробки важких нафт і природних бітумів, які поділяють їх на три групи:

- кар'єрні та шахтні способи,
- "холодні" методи видобутку,
- теплові методи.

Компанія Conoco Phillips провела аналіз родовищ високов'язких нафт і бітуму з метою визначення найбільш доцільних технологій цих родовищ. Найбільш розумними технологіями для видобутку високов'язкої нафти є SAGD і VAPEX. Вибір між методами залежить від геологічних умов, фізико-хімічних характеристик, стану родовища, обсягів запасів та інших факторів.

Для родовища, де продуктивні пласти з високов'язкою нафтою розташовані на відстані від 200 м до 1000–1500 м, і більше, найефективнішими є методи видобутку, пов'язані із застосуванням тепла.

До методів належать такі методи [9]:

- циклічне нагнітання пари;
- витіснення нафти паром;
- парогравітаційний режим закачування;
- екстракція розчинником у паровій фазі.

З названих, теплових методів видобутку у Канаді та Венесуелі дуже добре зарекомендувала себе технологія парогравітаційного дренажу нафти. Технологія парогравітаційного впливу успішно впроваджена на родовищах: Cold Lake Orion (Канада), Orinoc Belt (Венесуела) та інших. З технологічної, економічної та з екологічної точок зору перспективним напрямом

підвищення ефективності технології SAGD є використання вуглеводневих розчинників.

Розроблено цілу низку модифікацій SAGD [4]:

- ES-SAGD – парогравітаційний вплив з добавкою розчинника [2, 3];
- SAP – процес із добавкою розчинника [4];
- SAS - чергування закачування пари та розчинника [5].

При цьому також існують менш популярні модифікації методу SAGD. Вважається, що проекти з використанням SAGD будуть успішними при виконанні наступних умов:

- точного опису резервуара;
- раціональне використання теплової енергії у резервуарі;
- розуміння механізму переміщення потоків;
- розуміння геомеханіки пласта (взаємодія рідини та пласта при підвищених температурах та тиску) [6].

Також відзначено скринінгові дослідження, в яких розглянуто ключові питання проектування SAGD, де вони підтримують важливість наступних елементів для успішної роботи SAGD:

- поліпшення відновлювального процесу для отримання переваг від геомеханіки процесу;
- досягнення високої продуктивності;
- гарантія великих запасів;
- визначення оптимального застосування (конфігурація свердловини, умови нагнітання видобутку та закриття свердловини).

Хоча SAGD виглядає дуже простим у теоретичному плані, низка авторів вказує на деякі підводні камені, що стосуються цього механізму. Незважаючи на всю свою привабливість, SAGD має тенденцію до надмірного використання пари, тому що вся частина виснаженого резервуару нагрівається до температури пари, тоді як щоб уникнути конусоутворення пари необхідно нагрівати резервуар тільки поряд з експлуатаційною свердловиною [7].

Оптимальним вважається нагрівання продуктивного пласта між нагнітальною та видобувною свердловинами. Високі втрати тепла спостерігаються при нагріванні верхньої частини резервуара. Декілька критичних статей про теорію SAGD, в яких зазначається:

- теорія стосується потоку однієї рідини;
- тиск пари постійний в паровій камері;
- лише пара надходить у парову камеру, насичення нафти є залишковим;
- передача тепла попереду парової камери холодної нафти.

Проблеми, що стосуються оригінальної теорії Батлера по [8]:

- потоку конденсату: з такою великою кількістю конденсату, конвекція, як очікується, буде домінуючим механізмом перенесення тепла;
- геології: геологія утворення може мати величезний вплив на зростання парової камери;
- 2D, так і 3D-моделі: двома важливими факторами, що бракують, є наявність потоку в двох горизонтальних свердловинах, а також ефект стовбура свердловини, коли вони пробурені з поверхні, а не з тунелів;
- геомеханічні ефекти: ефекти SAGD на геомеханіці пласта недостатньо вивчені.

Також існують потенційні проблеми та обмеження SAGD, такі як:

- контроль піску;
- наявність гарячих стічних вод і високої обводненості продукції, що видобувається;
- часта зміна режимів (що робить управління SAGD проектів трудомістким процесом);
- погіршення виробництва на пізніх стадіях;
- високі експлуатаційні витрати;
- інтенсивне введення енергії та наднормативні викиди CO_2;
- витрати на подальшу обробку продукту.

При всіх висловлених зауваженнях технології SAGD є відносно новою, недостатньо вивченою та перспективною, тому застосування SAGD для розробки продуктивних пластів із високов'язкою нафтою становить великий науковий та практичний інтерес.

1.2 Схематичне зростання парової камери в процесі SAGD

Головною особливістю SAGD є процес закачування пари в резервуар за допомогою горизонтальної свердловини, що забезпечує підігрів нафти в області верхньої свердловини і стікання нафти до видобувної свердловини. Дана технологія передбачає, що при закачуванні пари, температура в зоні насичення парою є такою ж, як температура пари, що закачується.

Пара рухається у напрямку периметра парової камери та конденсується. Тепло від пари передається за рахунок теплопровідності в навколишній резервуар. Механізм витіснення високов'язкої нафти паром полягає у розширенні парової камери вгору і в сторони внаслідок низької щільності пари в порівнянні з іншими фазами, тобто в цьому процесі існує два види потоку: потік на верхній частині та вздовж схилів парової камери. Нагнітається пара прагне у верхню частину пласта, як показано рис. 1.2 [5].

На межі парової камери пара конденсується при передачі тепла породі і нафти, а прогріта нафта витісняється парою, що конденсується, і під дією сили тяжіння стікає вниз. Видобуток нафти при даному способі здійснюється під дією двох факторів: гравітаційного та витіснення під тиском. Паровий конденсат і нагрітий потік нафти тече у видобувну свердловину [1]. Початкова фаза запуску завершується, як правило, після декількох місяців циркуляції пари у верхній та нижній горизонтальних свердловинах, коли виявляється чіткий зв'язок між двома свердловинами. Верхня свердловина переводиться в режим накачування пари, а нижня - в режим видобутку. При закачуванні пари в пласт зона навколо нагнітача

піддаватиметься дії пари, а механізм теплообміну викличе приплив нафти і призведе до зростання парової камери .

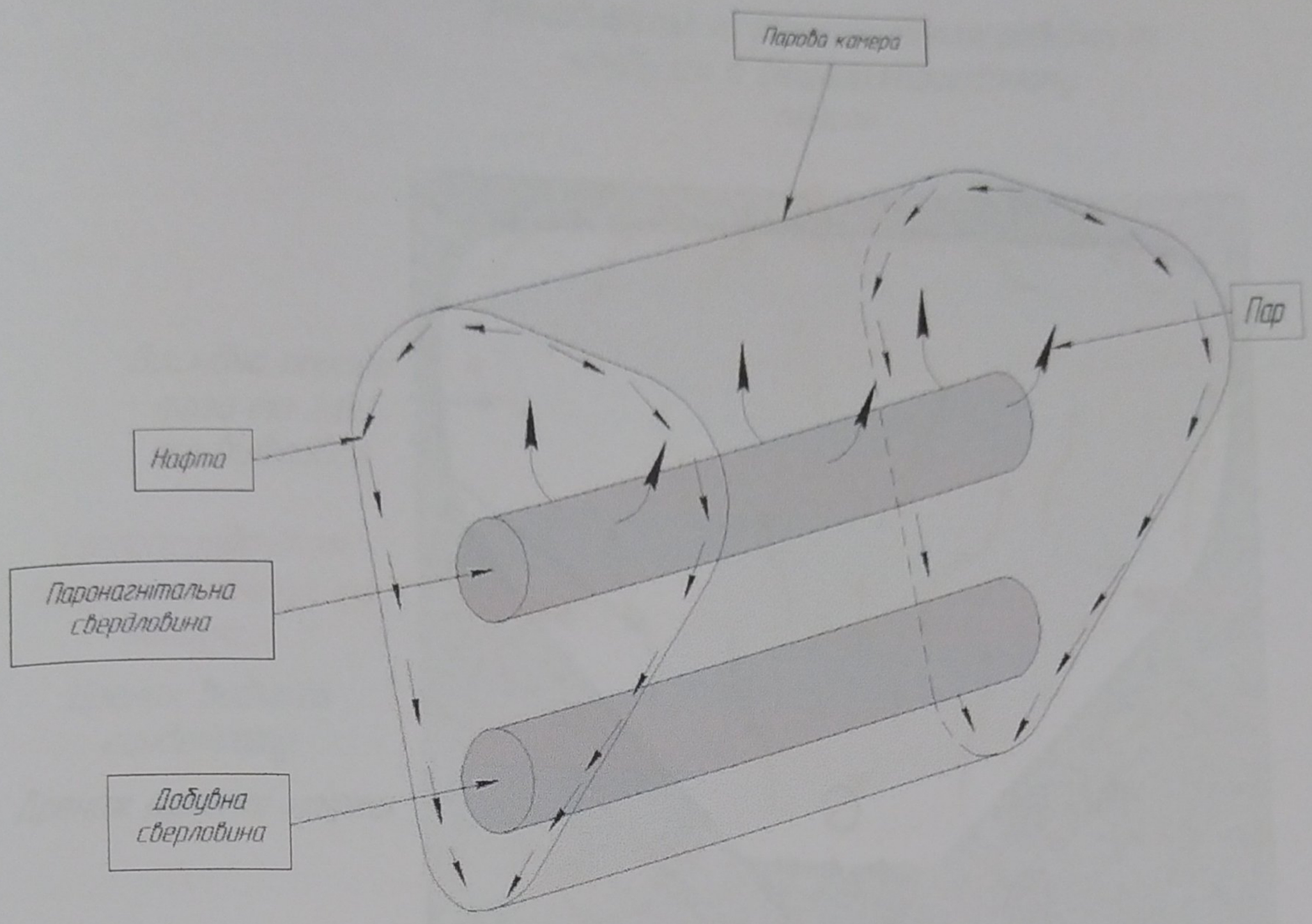


Рисунок 1.2 – Схема парогравітаційного дренажу

Після того, як парова камера росте по вертикалі і досягає верхнього бар'єру, домінуючим механізмом зростання парової камери стає бічне зростання. Модель Батлера, спочатку запропонована Батлером та ін. (1991), дала аналітичне рішення для SAGD, коли парова камера досягла породи у верхній частині нафтопісчаного шару. Експериментальне моделювання також проводилося для доказу можливості SAGD, наприклад, Chung та Butler (1988). Проте теоретично моделі Батлера, що показано рис. 1.3, не враховується вплив геомеханіки.

Геомеханіка описує процес, у якому деформації та механічні руйнування, спричинені напруженнями, змінюють вихідні властивості пласта. Врахування геомеханіки при моделюванні дозволяє визначити, чому

збільшується проникність та пористість. Це справедливо і для багатьох наступних моделей, розроблених на основі початкової теорії Батлера [4, 5].

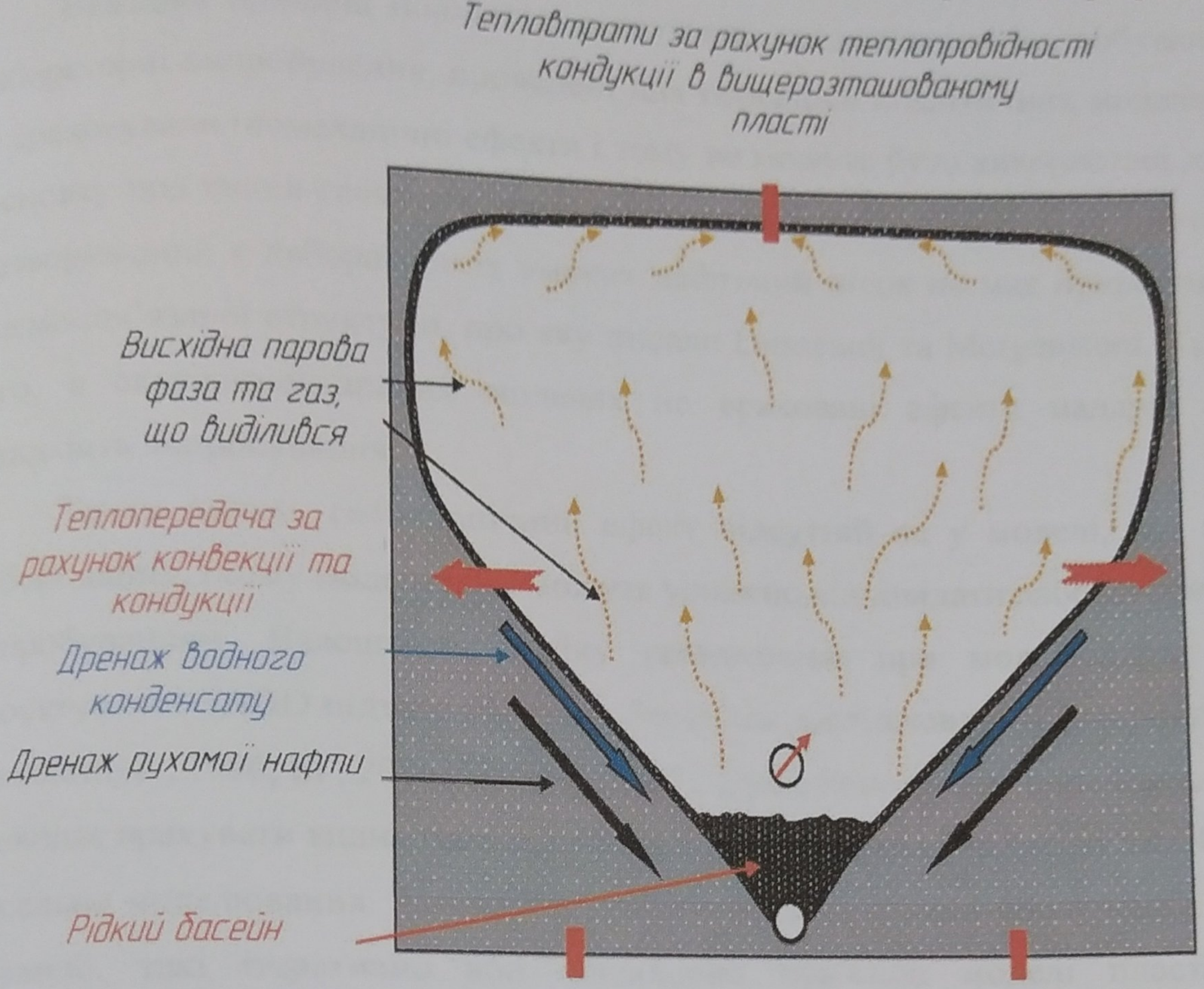


Рисунок 1.3 – Процес гравітаційного дренажу за допомогою пари (SAGD), від Батлера (1991)

У всіх названих вище моделях для перевірки точності та підтвердження моделі використовувалися дані дрібномасштабних лабораторних випробувань або чисельні симулятори потоку. Проблема із симуляторами потоку очевидна: вони вирішують гідротермічні рівняння, а геомеханіка ігнорується. Тому ті моделі, які були перевірені на симуляторах течії, можуть бути використані як заміна симулятора течії (не повного фізичного). Ті моделі, які були перевірені на лабораторних випробуваннях,

недостатньо відображають повну фізику процесу, тобто ці моделі не можуть передбачити процес SAGD у реальному шарі.

Важлива причина полягає у підготовці лабораторних випробувань. Лабораторні випробування, проведені для перевірки аналітичних моделей, не враховували геомеханічні ефекти і тому не можуть бути використані для висновку про вплив геомеханічних процесів на фізику SAGD. Синтетично відтворюваний в лабораторних умовах нафтовий пісок не має природньої взаємопов'язаної структури, про яку писали Dusseault та Morgenstern. Крім того, в експериментальних моделях не враховані ефекти наддуву та швидкість випробування.

Таким чином, геомеханічний ефект відсутній як у моделі, так і в наборі даних, і тому моделі течії можуть успішно відповідати лабораторним випробуванням. Важливість обліку геомеханіки при моделюванні та проектуванні SAGD підтверджується багатьма дослідженнями (наприклад, Chalaturnyk , 1996, Li , 2006, Collins , 2007). Дуже поширеним рішенням, що дозволяє врахувати вплив геомеханіки під час моделювання задачі SAGD, є чисельне моделювання. Зазвичай пропонуються методики сполучення. Як правило, такі ітеративно або послідовно пов'язані моделі пласта - геомеханіки мають дуже велику тривалість виконання, що робить їх в даний час непридатними для включення в замкнуті робочі процеси управління пластом в проектах SAGD. В ідеалі необхідно мати швидкодіючу модель з низьким рівнем складності, здатну відобразити важливу або найбільш значущу геомеханічну фізику та її вплив на процес SAGD. У наступному розділі описано перший етап включення геомеханіки до аналітичної моделі SAGD батлерівського типу (варіант моделі Рейсу).

1.3 Шляхи розширення області застосування методу SAGD

Метод парогравітаційного дренажу (SAGD) є процесом термічної регенерації, який широко використовується для вилучення важкої сирої

нафти і бітуму. Нижче описано кілька існуючих способів розширення сфери застосування.

1.3.1 Використання розчинника

Додавання в пару таких розчинників, як пропан, бутан або етан, може знизити відношення пари до нафти (SOR) і поліпшити ступінь вилучення. Було показано, що цей метод, званий SAGD за допомогою розчинника (SA-SAGD), збільшує коефіцієнт вилучення в колекторах з низькою проникністю і високою в'язкістю.

Запаси важкої нафти численні, але їх важко витягувати через їхню високу в'язкість і низьку проникність. Гравітаційний дренаж за допомогою пари (SAGD) – це перевірений метод термічного видобутку важкої нафти, але має обмеження при видобуванні нафти з низькопроникних колекторів. SAGD за допомогою розчинника (SA-SAGD) - багатообіцяючий метод, який останніми роками привернув увагу до підвищення нафтовіддачі таких колекторів. У роботі представлений докладний огляд SA-SAGD, включаючи його принципи, переваги, обмеження та можливі застосування [5].

Поклади важкої нафти становлять значну частину світових запасів нафти, але їх видобуток залишається серйозною проблемою через їхню високу в'язкість і низьку проникність. В останні роки методи термічного видобутку, такі як SAGD, довели свою ефективність при вилученні важкої нафти. Однак SAGD має обмеження щодо видобутку нафти з низькопроникних колекторів. Отже, існує необхідність розробки нових технологій, які можуть підвищити нафтовіддачу таких пластів. SAGD за допомогою розчинника (SA-SAGD) - перспективний метод, що поєднує пару та розчинники для підвищення нафтовіддачі пластів з низькою проникністю.

SA-SAGD включає додавання розчинників, таких як пропан, бутан або етан, до пари для створення парової камери, яка знижує відношення

пари до нафти (SOR) і підвищує ступінь вилучення. Розчинники знижують в'язкість нафти, зменшують міжфазний натяг і створюють проникніші канали, що дозволяє пару глибше проникати в пласт і прогріти більше нафти. Розчинник також діє як рідина, що витісняє, що підштовхує нафту до видобувної свердловини.

SA-SAGD має ряд переваг у порівнянні зі звичайним SAGD. Було показано, що він збільшує швидкість вилучення та знижує SOR, що може призвести до економії коштів. SA-SAGD також може знизити споживання енергії, необхідної для пари, що знижує викиди парникових газів. Крім того, SA-SAGD можна використовувати в пластах з низькою проникністю, що розширює сферу застосування методу SAGD [5].

Незважаючи на свої переваги, SA-SAGD має певні обмеження. Однією з основних проблем є вибір відповідного розчинника, який може ефективно знизити в'язкість нафти та підвищити коефіцієнт вилучення. Крім того, вартість розчинників та їх відновлення можуть збільшити загальну вартість проекту. Крім того, використання розчинників може потенційно викликати екологічні проблеми, якщо з ними не поводитися та не утилізувати належним чином.

SA-SAGD має потенціал для підвищення видобутку важкої нафти з низькопроникних колекторів у різних частинах світу. Його застосування може бути особливо корисним у колекторах із високов'язкою нафтою, таких як бітумінозні піски Атабаска в Канаді. SA-SAGD також можна комбінувати з іншими технологіями, підвищення нафтовіддачі з нетрадиційних колекторів [15]. SA-SAGD - перспективна технологія, яка може збільшити нафтовіддачу з низькопроникних колекторів. Він поєднує в собі переваги SAGD та закачування розчинника, що може призвести до більш високого ступеня вилучення та нижчого споживання енергії. Однак вибір відповідного розчинника, правильне поводження з ним та його утилізація вимагають подальших досліджень. Тим не менш, SA-SAGD має потенціал

для розширення сфери застосування SAGD та підвищення ефективності вилучення запасів важкої нафти в різних частинах світу [6].

1.3.2 Використання електромагнітного нагрівання

Електромагнітне (ЕМ) нагрівання - це новий процес рекуперації тепла, в якому для нагрівання пласта використовуються змінні магнітні поля. Цей метод можна комбінувати з SAGD для підвищення ефективності нагрівання та зниження потреби у парі. Електромагнітне нагрівання є відносно новим методом, який можна використовувати в поєднанні з гравітаційним дренуванням пари (SAGD) для підвищення ефективності нагрівання та зниження потреби в парі для отримання важкої нафти.

Метод включає використання змінних магнітних полів для нагрівання пласта та мобілізації нафти. Поєднання електромагнітного нагріву з SAGD може підвищити ефективність процесу нагріву та знизити потребу в парі. Метод електромагнітного нагрівання можна використовувати для попереднього нагрівання пласта перед початком процесу SAGD, зменшуючи кількість пари, необхідної для досягнення необхідних температур. Крім того, в процесі SAGD можна використовувати електромагнітне нагрівання на додаток до тепла, що виділяється за рахунок упорскування пари. Це може зменшити кількість необхідної пари та підвищити ефективність процесу.

Переваги поєднання електромагнітного нагріву з SAGD включають зниження потреби в парі, підвищення ефективності нагріву та збільшення коефіцієнта вилучення нафти. Крім того, електромагнітне нагрівання можна використовувати в низькопроникних колекторах, де SAGD неефективний. Проте є також деякі проблеми, пов'язані з цією технікою. Вартість обладнання, необхідного для електромагнітного нагріву, може бути високою, а метод вимагає хорошого розуміння властивостей колектора, щоб бути ефективним [8].

Електромагнітне нагрівання – це нова технологія, яку можна використовувати у поєднанні із SAGD для підвищення ефективності видобутку важкої нафти. Метод включає використання змінних магнітних полів для нагрівання пласта та зниження в'язкості важкої нафти. Комбінуючи електромагнітне нагрівання з SAGD, можна знизити потребу в парі та підвищити ефективність процесу. Хоча з цим методом пов'язані проблеми, переваги поєднання електромагнітного нагріву з SAGD роблять його перспективним варіантом для видобутку важкої нафти [9].

1.3.3 Циклічна обробка парою (CSS)

Була широко використовуваним методом термічного видобутку для пластів з важкою нафтою. Однак традиційна CSS з вертикальними свердловинами має деякі обмеження, особливо в низькопроникних колекторах. Горизонтальні свердловини можуть забезпечити більшу площу контакту між парою та пластом, що призводить до збільшення коефіцієнта вилучення. Тематичне дослідження показало [6], що метод CSS з горизонтальними свердловинами може збільшити коефіцієнт вилучення до 20% в деяких колекторах.

Циклічна обробка пором (CSS) широко використовується підвищення нафтовіддачі (EOR) в пластах з важкої нафтою. Цей метод передбачає закачування пари в пласт через вертикальну свердловину. Тепло від пари знижує в'язкість нафти, полегшуючи її надходження у видобувну свердловину. Однак CSS має деякі обмеження, особливо в пластах з низькою проникністю, де парова камера може не розширюватися достатньо для мобілізації нафти. Одним із можливих рішень цієї проблеми є використання горизонтальних свердловин. Горизонтальні свердловини можуть забезпечити більшу площу контакту між парою та пластом, що призводить до збільшення коефіцієнта вилучення.

Метод CSS з горизонтальними свердловинами включає буріння горизонтального стовбура свердловини через пласт і наступне закачування пари в пласт через горизонтальний стовбур свердловини. Пара нагріває пласт, зменшуючи в'язкість нафти та покращуючи його рухливість. Нафта тече до видобувної свердловини під впливом сили тяжіння і різниці тисків. Через певний проміжок часу накачування пари припиняють і дають свердловині деякий час просочитися. Потім видобувну свердловину відкривають і видобувають нафту. Цей процес можна повторювати кілька разів, доки не буде досягнутий бажаний коефіцієнт вилучення.

Використання горизонтальних свердловин при застосуванні методу CSS показало ефективність на деяких колекторах. Велика площа контакту між парою та резервуаром призводить до збільшення швидкості вилучення. У роботі [6] наведено результати досліджень у пласті, де успішно застосовувався метод CSS із горизонтальними свердловинами. Результати показали, що коефіцієнт вилучення збільшився до 20% порівняно з традиційним методом CSS із вертикальними свердловинами.

1.3.4 Неконденсовані гази

Закачування газів, що не конденсуються, таких як азот, двоокис вуглецю або димові гази , може знизити потребу в парі і підвищити ступінь регенерації. Цей метод, який називається SAGD з неконденсованим газом (NCG-SAGD), показав свою ефективність у деяких колекторах [6].

Метод парогравітаційного дренажу (SAGD) широко використовується для отримання важкої нафти з глибоких підземних пластів. Однак традиційний метод SAGD має деякі обмеження, у тому числі високе відношення пари до нафти та обмежений коефіцієнт вилучення в низькопроникних колекторах. Як рішення цих обмежень було запропоновано метод SAGD з неконденсованим газом (NCG-SAGD).

Основний принцип NCG-SAGD полягає в тому, що неконденсовані гази , що закачуються в пласт разом з парою, витісняють частину нафти, знижуючи відношення пари до нафти та покращуючи коефіцієнт вилучення. Гази також перешкоджають втратам тепла із пласта, що допомагає зменшити кількість необхідної пари. Гази, що закачуються в пласт, повинні мати низьку розчинність у нафті та воді, щоб запобігти будь-якому несприятливому впливу на роботу пласта [13].

Основна перевага NCG-SAGD полягає в тому, що він знижує потребу в парі та підвищує коефіцієнт вилучення, що робить його привабливим варіантом для видобутку нафти в низькопроникних колекторах. Однак використання неконденсованих газів може призвести до збільшення виробничих витрат через додаткове обладнання, необхідне для закачування газу. Крім того, важливим є вибір газів, оскільки деякі гази можуть негативно впливати на роботу колектора.

Було проведено кілька успішних тематичних досліджень NCG-SAGD у різних нафтових пластах у всьому світі [14]. Наприклад, дослідження, проведене на нафтоносних пісках Атабаскі в Канаді, показало, що використання закачування димових газів разом з парою в процесі SAGD знизило відношення пари до нафти на 30% і підвищило рівень вилучення на 5%. Інше дослідження, проведене на родовищі важкої нафти у Китаї, показало, що використання закачування азоту разом із парою у процесі SAGD підвищило рівень вилучення на 15%.

NCG-SAGD - багатообіцяючий метод термічного видобутку, який показав успіх у підвищенні швидкості вилучення та зниження потреби в парі в деяких нафтових пластах. Однак вибір газів та додаткові витрати на закачування газу мають бути ретельно продумані до впровадження методу. Потрібні подальші дослідження, щоб повністю зрозуміти потенціал NCG-SAGD у різних типах нафтових пластів.

1.3.5 Розширене моделювання колектора

Передові методи моделювання колектора можуть допомогти визначити оптимальну відстань між свердловинами, швидкість закачування та паронафтове відношення для даного пласта. Це може допомогти оптимізувати процес SAGD та підвищити швидкість вилучення. Поклади важкої нафти та бітуму складно розробляти через їх високу в'язкість і низьку проникність.

SAGD - це ефективний процес термічного видобутку, який включає закачування пари в пласт для зниження в'язкості нафти та покращення її рухливості. Однак процес SAGD складний і вимагає ретельного планування та оптимізації, для забезпечення максимального вилучення та мінімального впливу на навколишнє середовище. Удосконалені методи моделювання колектора, такі як чисельне моделювання та зіставлення з історією, можуть допомогти оптимізувати процес SAGD шляхом прогнозування поведінки флюїду та продуктивності колектора. Ці методи можуть допомогти визначити оптимальну відстань між свердловинами, швидкість закачування та співвідношення пари та нафти для даного колектора, тим самим підвищуючи коефіцієнт вилучення та знижуючи SOR [15].

Чисельне моделювання включає побудову тривимірної моделі резервуара і моделювання потоку рідини і теплообміну в процесі SAGD. Цей метод може допомогти спрогнозувати роботу колектора за різних умов експлуатації та оптимізувати параметри процесу. Наприклад, чисельне моделювання може допомогти визначити оптимальну відстань між свердловинами та швидкість закачування, щоб максимізувати коефіцієнт вилучення та знизити SOR.

Адаптація історії включає порівняння результатів моделювання з промисловими даними для калібрування моделі резервуара та підвищення її точності. Цей метод допоможе виявити невизначеності і поліпшити прогнозування характеристик колектора. Наприклад, зіставлення історії

може допомогти визначити неоднорідність резервуара та налаштувати параметри моделі для відповідності промисловим даним.

Декілька тематичних досліджень продемонстрували ефективність передових методів моделювання колектора в оптимізації процесу SAGD та підвищенні нафтовіддачі. Наприклад, використовувалося чисельне моделювання для оптимізації розміщення свердловин та швидкості закачування для проекту SAGD у родовищі важкої нафти. Дослідження показало, що зменшення відстані між свердловинами та збільшення швидкості закачування може покращити коефіцієнт вилучення та знизити SOR [16].

Удосконалені методи моделювання колектора можуть допомогти оптимізувати процес SAGD та підвищити коефіцієнт вилучення за рахунок визначення оптимальної відстані між свердловинами, швидкості закачування та співвідношення пари та нафти для даного пласта. Чисельне моделювання та зіставлення з історією є потужними інструментами, які можуть допомогти прогнозувати характеристики колектора та калібрувати параметри моделі. Застосування цих методів може призвести до значного поліпшення процесу SAGD та зниження впливу видобутку важкої нафти на довкілля.

В цілому, ці методи можуть допомогти розширити сферу застосування методу SAGD і поліпшити коефіцієнт вилучення в колекторах з важкою нафтою і забезпечити:

- *збільшення охоплення резервуару* – охоплення резервуару відноситься до обсягу резервуара, що контактував з парою під час процесу SAGD. Збільшуючи охоплення пласта, можна отримувати більше нафти. Одним із способів збільшення охоплення колектора є буріння більшої кількості пар свердловин або збільшення горизонтальної ділянки свердловин. Це дозволяє збільшити закачування пари та збільшити охоплення резервуара.

- *поліпшення якості пари* - якість пари відноситься до чистоти пари, що впорскується в резервуар. Покращуючи якість пари, можна доставити до пласта більше тепла, що може призвести до збільшення видобутку нафти. Одним із способів поліпшення якості пари є видалення домішок, таких як розчинені гази, мінерали і тверді частинки, з води, що використовується для виробництва пари.

- *оптимізація розміщення пар свердловин* – розміщення пар свердловин важливо в SAGD, так як воно визначає охоплення пласта і розподіл пари, що закачується. За рахунок оптимізації розміщення пар свердловин із пласта можна витягти більше нафти. Це може бути досягнуто за допомогою комп'ютерного моделювання та моделювання для визначення найбільш ефективного розміщення пари свердловин.

- *підвищення робочої температури* – підвищення робочої температури може підвищити ефективність процесу SAGD за рахунок зниження в'язкості нафти і дає можливість розробляти колектори, що глибоко залягають. Цього можна досягти за рахунок підвищення температури пари, що закачується, що призведе до нагрівання пласта і зниження в'язкості нафти, що полегшить її вилучення.

Висновки до розділу 1

Теплові методи дії на пласти з високов'язкою нафтою, нині, є найефективнішими і рентабельними.

Метод парогравітаційного впливу на пласт (SAGD) в даний час є одним з найперспективніших для видобутку високов'язких нафт , але має обмеження по глибині залягання продуктивних пластів не більше 500 м.

Пласти з високов'язкими та важкими нафтами відносяться до складно збудованих колекторів і є експлуатаційними об'єктами з важкодоступними запасами нафти. Існуючі методи розширення області застосування методу SAGD не вирішують питання застосування даного методу до продуктивних пластів, що залягають на глибинах від 1500 м.

2 НАПРЯМКИ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПАРОГРАВІТАЦІЙНОГО ВПЛИВУ НА НАФТОВИЙ КОЛЕКТОР

2.1 Методи зниження втрат тепла по стовбуру свердловини при SAGD

Описана теплоізоляційна труба для нафтовидобутку [17], яка включає в себе внутрішню трубу з багатошаровою екранною ізоляцією, зовнішню трубу та муфту. Унікальність полягає в тому, що внутрішня труба виконана цільною з профільованими кінцями, а зовнішня труба подовжена перед монтажем. Зовнішня труба забезпечена конусно-упорним різьбленням, сідлом і клапаном, рівновіддаленими від кінця труби. Після герметизації сідла обварюється вакуумно-щільним швом. Внутрішні та зовнішні труби виготовлені з одного матеріалу та обварені вакуумно-щільними швами. Між шарами екрану розташовані центруючі кільця та газопоглинач. У міжтрубному просторі створено вакуум, зворотну муфту на зовнішні труби. Ущільнювальна втулка має канавку і підтискає профільовані кінці внутрішньої труби до зовнішньої труби.

Недоліком цього методу є відносно високий рівень тепловтрат, викликаний обмеженою якістю теплоізоляції у просторі між трубами, а також збільшеною витратою металу.

Є також теплоізольована труба [18], для виробництва якої запропонований спосіб, що включає покриття внутрішньої поверхні труби силікатно-емальовим складом, нанесення на зовнішню поверхню багатошарової екранної теплоізоляції з використанням сорбенту в якості газопоглинача між шарами, що утворюють конусно-упорне різьблення на кінцях труб, встановлення внутрішньої труби всередині зовнішньої з використанням центраторів, герметизація зварюванням міжтрубного простору вакуумно щільними швами з бічних торців труби; створення вакууму в просторі між трубами в межах 10^{-8} - 10^{-10} мм рт.ст. та

встановлення ущільнювальних кілець у стику термоізольованих труб при їх муфтовому з'єднанні.

До недоліків способу відноситься низька здатність підтримки температури пари по довжині колони НКТ та підвищена витрата металу.

Відомий також метод теплоізоляційного покриття НКТ на основі базальтових волокон [19]. Даний матеріал має низький коефіцієнт теплопровідності , тим самим забезпечує зниження тепловтрат і підвищує ефективність застосування теплових методів. Теплоізоляційні покриття на основі базальтових волокон є ефективним рішенням для теплозахисту нафтових кущів. Базальтові волокна, що використовуються в цьому матеріалі, мають всі теплоізоляційні властивості, а також хімічну стійкість. Цей матеріал забезпечує надійний захист від тепловтрат, підтримання стабільних температурних умов у системі нафтовидобутку. Покриття легко монтується та забезпечує тривалий термін служби, що робить його застосовним до використання у нафтовій промисловості.

До недоліків даного способу відноситься те, що теплоізоляційний матеріал виготовляється у вигляді шкаралуп для НКТ, оскільки застосування довгих циліндричних покриттів (більше 1 м) не надається можливим через технологію нанесення базальтових волокон.

2.2 Пропонований спосіб розширення сфери застосування методу SAGD

Для розширення сфери застосування методу SAGD у роботі запропоновано використовувати нагрівальний кабель, що дозволяє вирішити одну з головних стримувальних факторів широкого використання методу збільшення діапазону застосування методу SAGD по глибині свердловини. Нині, як зазначалося раніше, гранична глибина застосування цього методу 400 – 500 метрів.

2.2.1 Кабелі використовувані для прогрівання нафтових свердловин

Останнім часом у промисловості широко використовуються нагрівальні кабелі для підтримки оптимальної температури у трубопроводах постійного призначення, а також у пластах, ємностях та цистернах у рамках технологічних систем. У нафтогазовій галузі їх широко використовують із боротьби з відкладеннями парафіну [10, 11, 12]. Нагрівальні кабелі зовні схожі на силові кабелі, проте істотно від них відрізняються.

Силові кабелі служать для передачі електроенергії до навантаження з найменшими втратами. Нагрівальні кабелі відрізняються від силових тим, що є розподільниками навантаження, тобто вся напруга, що подається на нагрівальний кабель, падає в ньому і при цьому відбувається розсіювання енергії у вигляді теплових втрат [13, 14]. Існує три основні типи нагрівальних кабелів, що набули найбільшого поширення: зональні, резистивні та саморегулюючі.

Зональні кабелі не набули поширення як резистивний обігрів стовбура свердловини при експлуатації нафтогазових свердловин. Це зумовлено тим, що конструкція зональних кабелів є досить складною, потребує спеціальних технологічних операцій та застосування спеціальних матеріалів. Це призводить до зниження надійності конструкції та вищої вартості виробу в порівнянні з резистивними кабелями.

У резистивних кабелях, які працюють на постійній потужності, виділяється тепло через втрату напруги, що виникає через опір в нагрівальних проводах. Особливість роботи таких резистивних конструкцій полягає у використанні більшої сили струму та підвищеного опору. Чим вищий опір, тим більше тепла буде передаватиметься.

Кабелі резистивного типу не обладнані автоматичною системою регулювання руху. Для підвищення ефективності часто використовується керуюче обладнання, термостати та датчики.



Рисунок 2.1 – Конструкція резистивного кабелю

До переваг резистивного нагрівача відносяться низька вартість, рівномірна потужність на всій довжині, відсутність необхідності у пусковому струмі та тривалий термін служби до 15 років. Однак нагрівач цього типу має свої недоліки, такі як підвищений ризик перегріву в одному місці через високу інтенсивність по всій довжині. Також дотримуватись фіксованої довжини виробів, які не можна змінювати, а у разі виведення з ладу окремої ділянки необхідна заміна всього кабелю.

Саморегулюючий гріючий кабель (грецький кабель) – це тип кабелю, що гріє, який автоматично регулює вихід тепла в залежності від температури навколишнього середовища. У цьому кабелі елементи, що гріють, вбудовані в напівпровідну матрицю, опір якої змінюється в залежності від температури. Таким чином, кабель може забезпечити різну

потужність тепловіддачі різних ділянках. Кабель приєднується до електромережі з одного боку і може бути приєднаний та перехрещений при монтажі, а також використаний у достатній довжині. У разі досягнення граничного значення опору напівпровідник вимикає подачу живлення.

Переваги саморегулюючого гріючого кабеля:

- висока надійність, пристрій не перегріється і не згорить навіть при перехрещенні ділянок;

- його технологічні особливості дозволяють нарізати кабель на зручні секції, що полегшує монтажні та ремонтні роботи;

- автоматичне регулювання тепла в залежності від температури навколишнього середовища;

- простота монтажу - можливість схрещування, зрощування та відрізання кабелю по потрібній довжині;

- мінімальний ризик перегріву, можливість заміни вищестоячих ділянок конструкції;

- високий коефіцієнт корисної дії та суттєва економіка енергетики;

- довжина кабелю до 3000 метрів;

- довгий термін служби, що досягає 25 років.

Недоліки: ціна перевищує вартість резистивних кабелів. Незважаючи на більш високу вартість, нагрівальний кабель, що саморегулюється, виправдовує свою ціну завдяки своїй передовій технології, що значно перевершує резистивний кабель.

Типове застосування нагрівального саморегулюючого кабелю - підтримання температури нафти або мазуту в надземних або підземних нафтопроводах, запобігання замерзанню водоводів. Конструкція саморегулюючого кабеля показано на рис. 2.2.

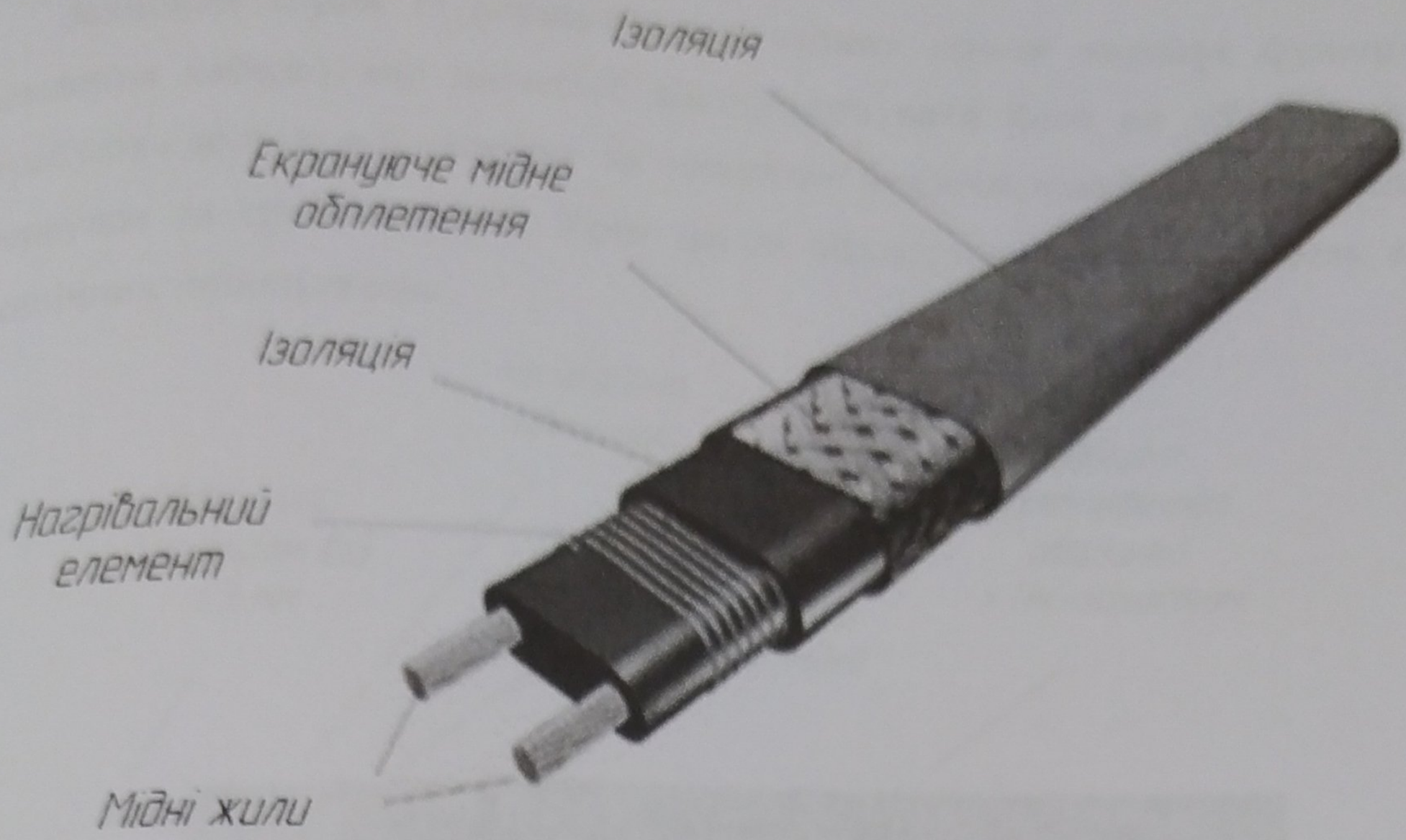


Рисунок 2.2 – Саморегулюючий нагрівальний кабель

Розміри нагрівальних провідників вибираються так, щоб забезпечити бажане тепловиділення для необхідної довжини ланцюга. Нагрівальні кабелі приєднуються безпосередньо до трифазної мережі живлення або, при необхідності, до спеціального підвищуючого трансформатора.

Саморегулюючі гріючі кабелі конструктивно являють собою кабель з двома жилами з міді, що проводять електрику, з розташованою між ними нагрівальною матрицею. Основний елемент у таких пристроях – це напівпровідникова внутрішня жила, яка змінює опір з урахуванням температури, як показано на рисунку 2.3. Головними плюсами експлуатації вважаються:

- висока надійність, пристрій не перегріється і не згорить навіть при перехрещуванні ділянок;
- його технологічні особливості дозволяють нарізати кабель на зручні секції, що полегшує монтажні та ремонтні роботи;
- пристрій підвищує ККД системи опалення та дозволяє заощадити кошти на електроенергії.

Захисний екран із переплетених мідних дротів виконує функцію заземлення кабелю, що дозволяє використовувати його на об'єктах, що потребують додаткової електро- та пожежної безпеки, таких як промислові резервуари та трубопроводи. Крім цього обплетення захищає кабель від механічних пошкоджень.

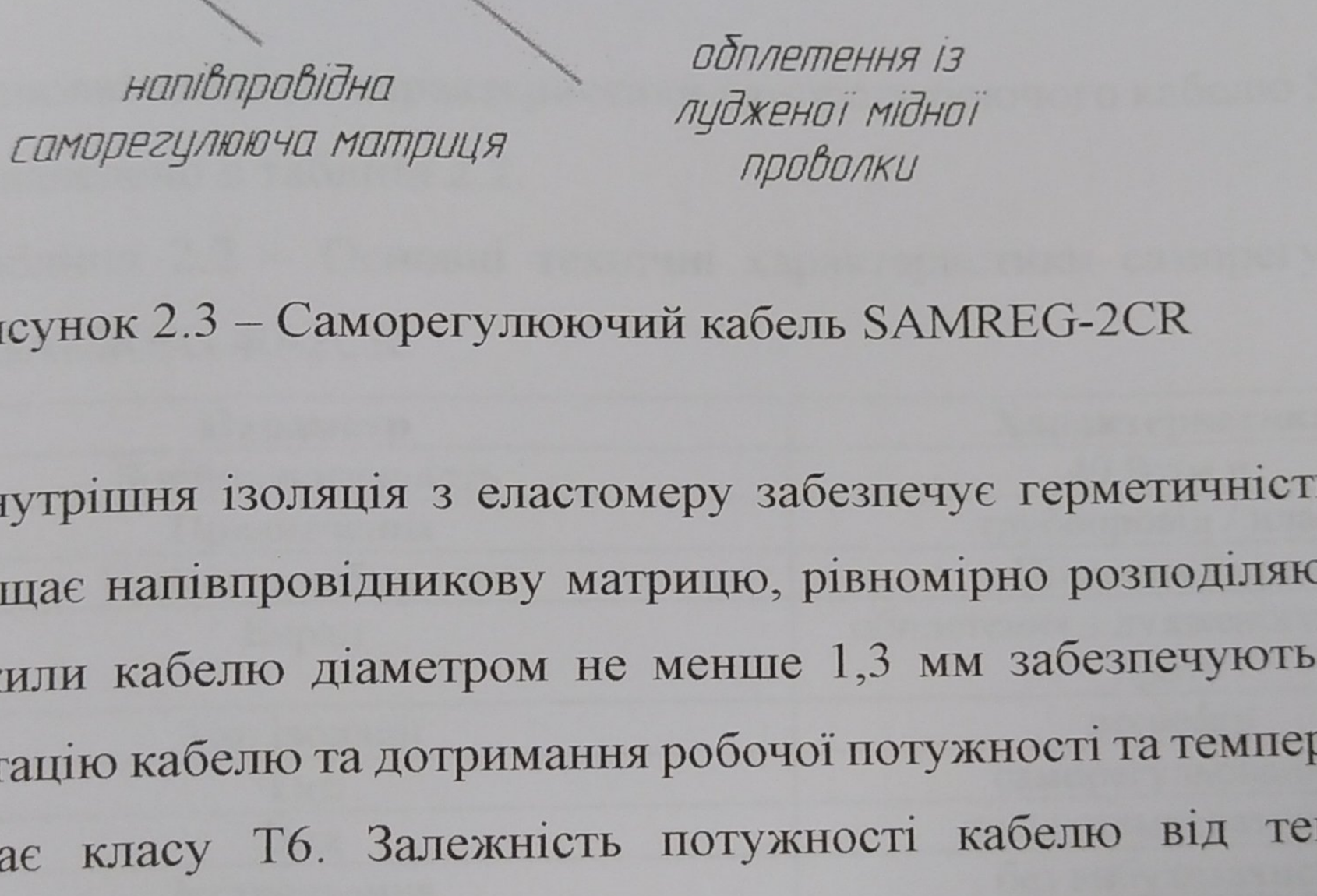


Рисунок 2.3 – Саморегулюючий кабель SAMREG-2CR

Внутрішня ізоляція з еластомеру забезпечує герметичність кабелю, що захищає напівпровідникову матрицю, рівномірно розподіляючи тепло. Мідні жили кабелю діаметром не менше 1,3 мм забезпечують безпечну експлуатацію кабелю та дотримання робочої потужності та температури, що відповідає класу Т6. Залежність потужності кабелю від температури навколишнього середовища наведено у таблиці 2.1 та на рисунку 2.4.

Таблиця 2.1 – Залежність потужності кабелю від температури навколишнього середовища

Температури навколишнього середовища	-10	0	10	20	30	40	50	60
Потужність, Вт/м (SAMREG 40-2CR)	52,4	46,0	40,0	34,2	28,8	23,2	18,4	18,4

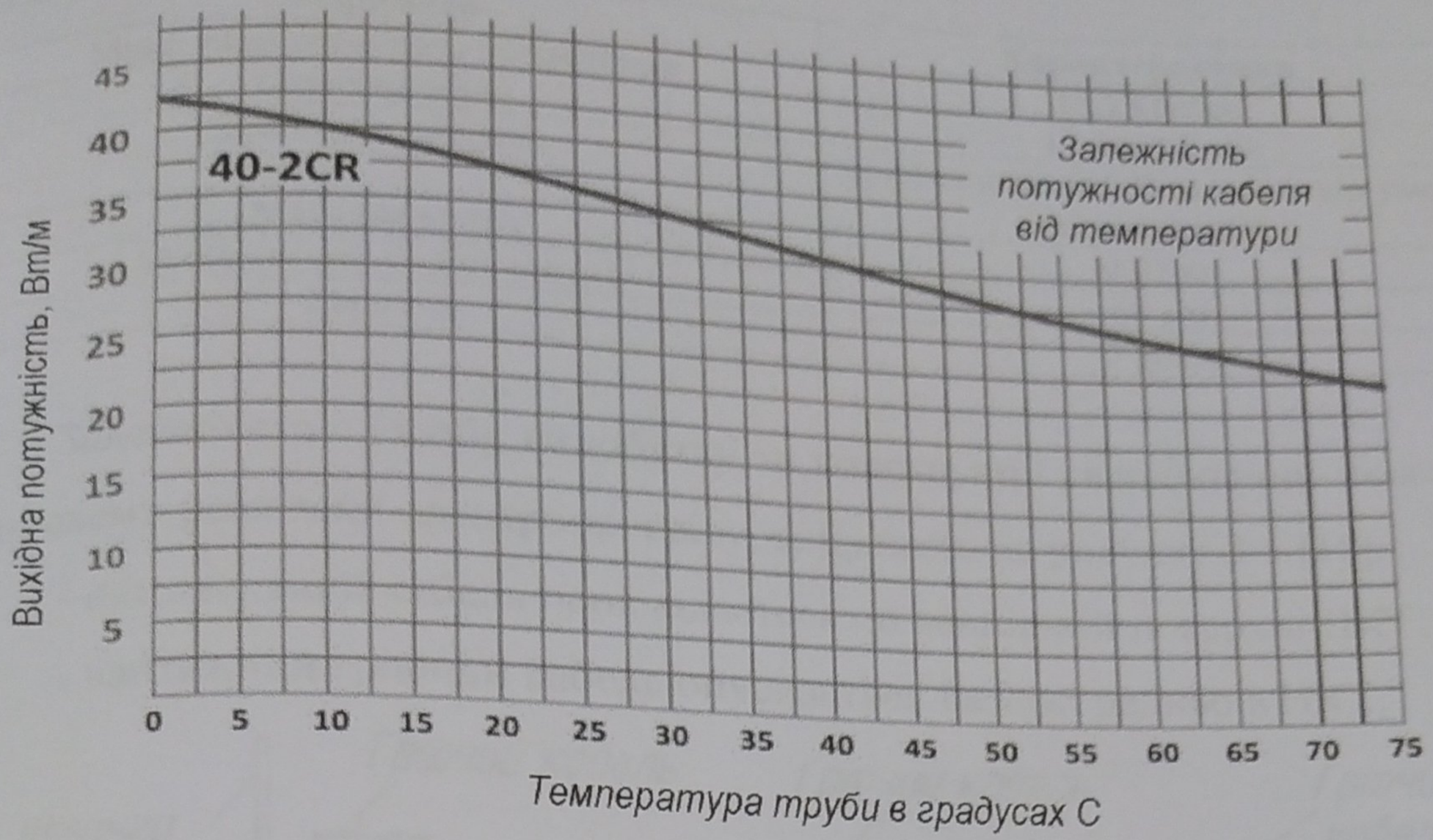


Рисунок 2.4 –Вихідна теплова потужність на ізольованій металічній трубі

Основні технічні характеристики саморегулюючого кабелю SAMREG 40-2CR наведено в таблиці 2.2.

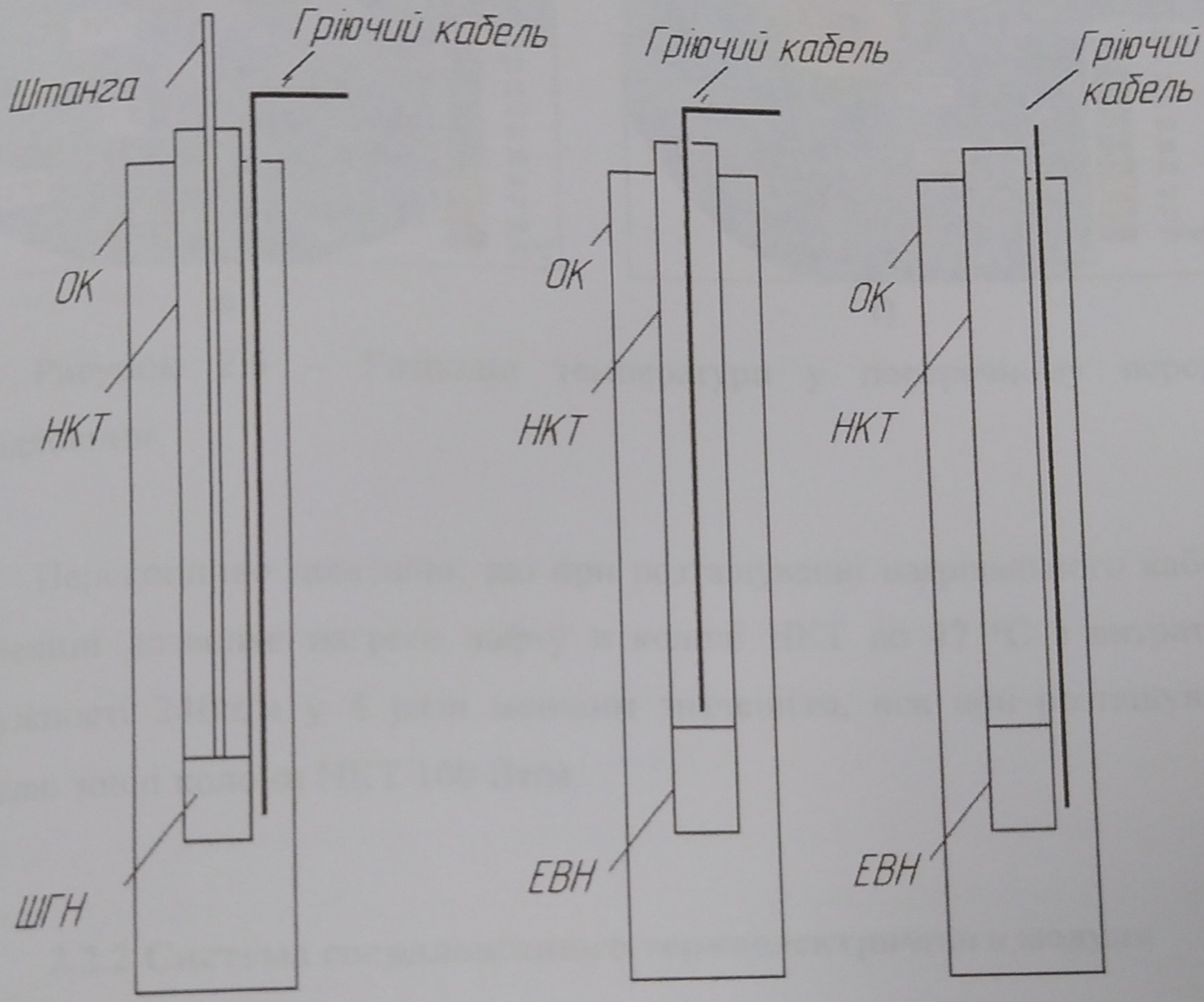
Таблиця 2.2 – Основні технічні характеристики саморегулюючого кабелю SAMREG 40-2CR

Параметр	**Характеристика**
Лінійна потужність	40 Вт/м.п.
Призначення	трубопровід / пласт
Країна виробництва	Південна Корея
Екран	обплетення з лудженого мідного дроту
Тип ізоляції	поліефір
Тип	саморегульований
Вид	низькотемпературний
Застосування	без вибухозахисту
Макс. температура (робоча)	65 °С
Макс. температура (дії)	85 °С
Оболонка	поліолефін
Кількість жил	2
Мінімальна температура монтажу	-40 °С
Мінімальна температура навколишнього середовища	-50 °С
Робоча напруга	220 В
Температурний клас	Т6

Параметр	Характеристика
Макс. опір захисного обплетення	18.2 Ом/км
Перетин жили	11.1 x 4.5 мм
Електроживлення	трифазне до 660 В залежно від умов застосування
Маса (за метр)	0,07 кг
Мінімальний радіус вигину	60 мм
Гарантія	5 років

Залежно від способу видобутку та конструкції свердловини можливі різні схеми реалізації електропрогріву, зображені на рисунку 2.5 [15]:

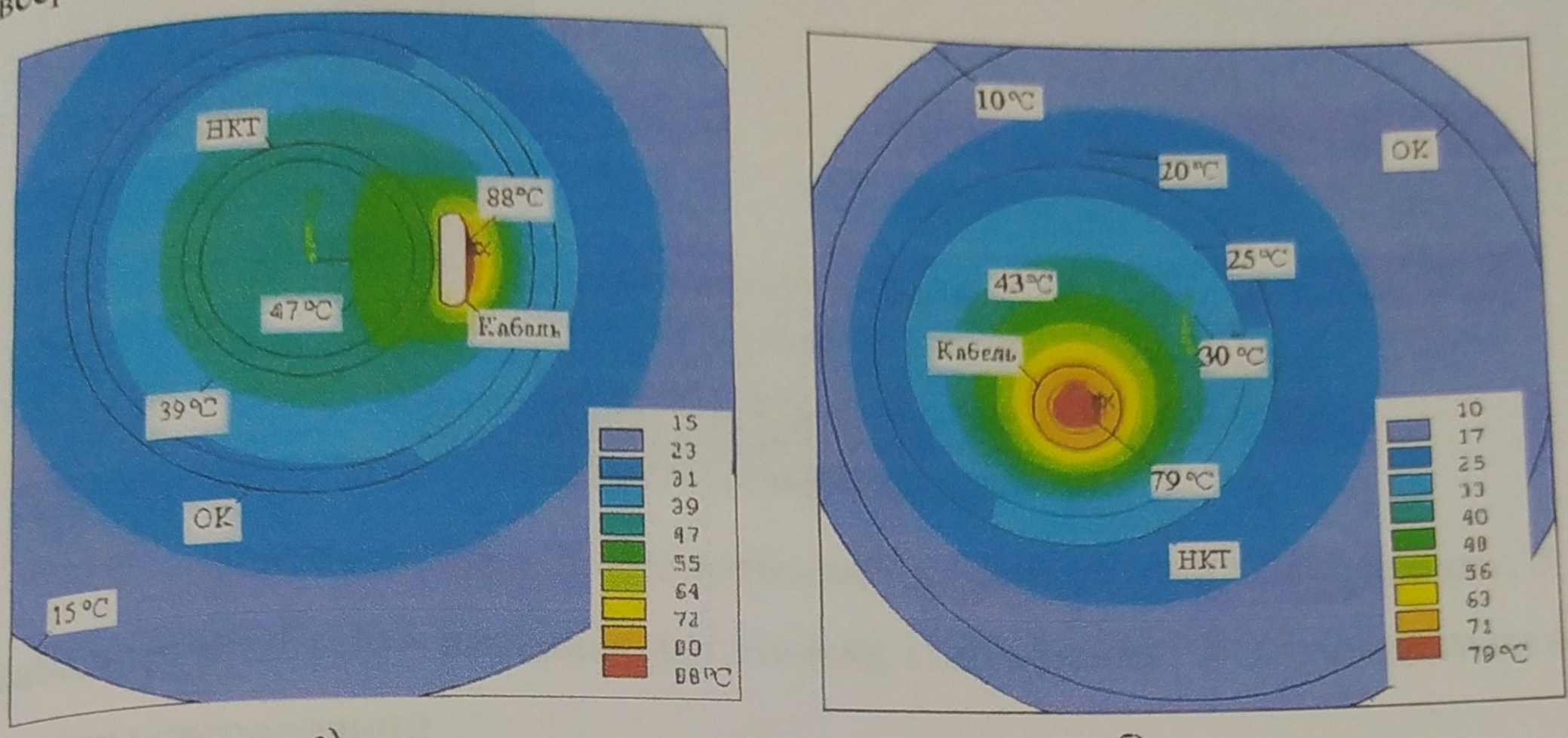
- нагрівальний кабель прокладається по зовнішній поверхні НКТ;
- вантажний гріючий кабель опускається безпосередньо в НКТ.



а) зовні НКТ для свердловин із ШГН; б) усередині НКТ для свердловин з ЕЦН; в) зовні НКТ для свердловин з ЕЦН

Рисунок 2.5 – Варіанти розташування нагрівального кабелю

У роботі [16] наведено порівняльний аналіз двох варіантів розміщення нагрівального кабелю. На рисунку 2.6 наведено порівняльний аналіз розподілу теплового поля за температурою в розрізі свердловини, при розташуванні кабелю зовні колони НКТ відповідно до рисунка 2.6а і всередині її, як показано на малюнку 2.6 б.



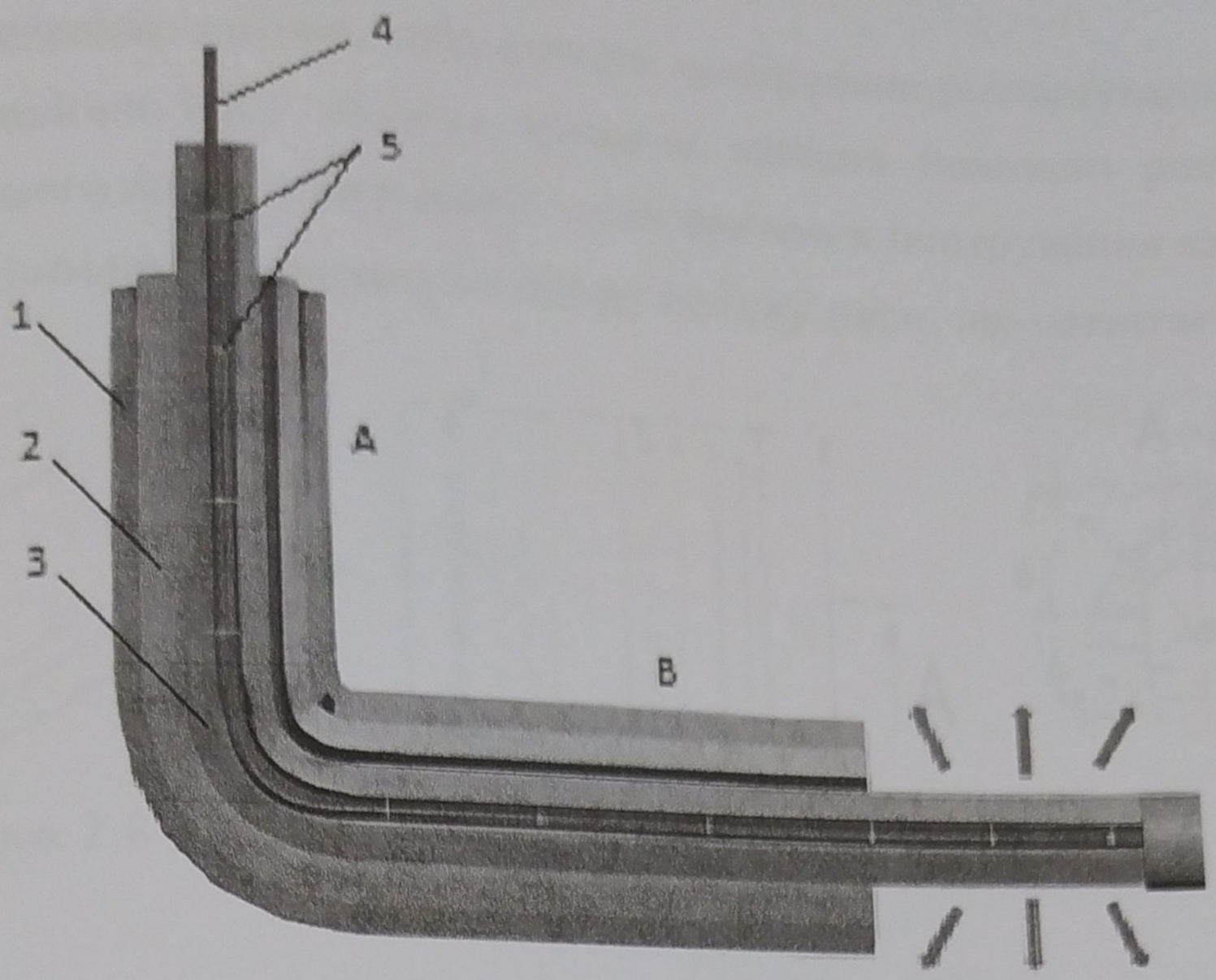
а) б)

Рисунок 2.6 – Розподіл температури у поперечному перерізі свердловини

Переконливо доведено, що при розташуванні нагрівального кабелю всередині дозволяє нагріти нафту в колоні НКТ до 47 °С з витратами потужності 24Вт/м у 4 рази меншим значенням, ніж при розташуванні кабелю зовні колони НКТ 100 Вт/м.

2.2.2 Система свердловинного термоелектричного модуля

Система свердловинного термоелектричного модуля представлена рисунку 2.7 [17]. Технічна задача полягає у зниження втрат тепла в процесі закачування пари по колоні НКТ та зняття обмежень за глибиною застосування методу SAGD та ES-SAGD.



1 – обсадна колона; 2 – заколонний простір; 3 – НКТ; 4 – кабель; 5 - кабелетримачі ; А - вертикальна ділянка свердловини; В - горизонтальна ділянка свердловини

Рисунок 2.7 – Схема системи свердловинного термоелектричного модуля

Система включає нагрівальний плоский кабель, що проходить через всю довжину вертикальної, похило-спрямованої і горизонтальної ділянок колони НКТ, а також тримачі для забезпечення розміщення кабелю в центрі поперечного внутрішнього перерізу НКТ, по якому закачується пара. Система свердловинного термоелектричного модуля, що розміщується в колоні НКТ складається з обсадної колони 1, розміщеної в ній колони НКТ 3, центром внутрішньої порожнини якої встановлюється саморегулюючий нагрівальний кабель 4, що закріплюється за допомогою власників 5 (див. рис. 2.7). Нагрівальний кабель підключається до генератора встановленого поблизу гирла свердловини і подає напругу 220 В.

При цьому, в кожну трубу вертикальної ділянки А колони НКТ встановлюється по одному кабелетримачу і в горизонтальній ділянці - по 3

(три), що дозволяє надійно забезпечити центральне розташування кабелю всередині колони НКТ. Форма тримача кабелю показано рисунку 2.8. Основна вимога до кабелетримача - забезпечення центрування кабелю при створенні мінімально можливого опору потоку пари, що нагнітається.

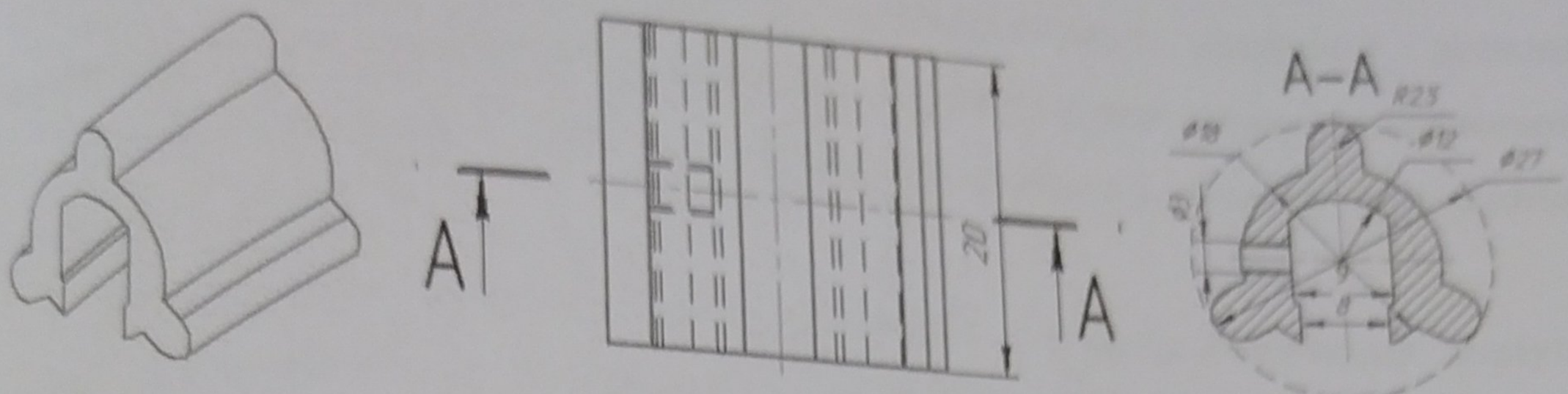


Рисунок 2.8 – Кабелетримач

Кабель спускається в колони НКТ, спущену в свердловину. Протяжка кабелю від гирла до крайньої точки горизонтальної ділянки здійснюється за допомогою спеціально розробленого пристрою, що закріплюється до нижньої крайньої ділянки саморегулівного кабелю. На кабелі встановлюються тримачі (рис. 2.7), до моменту досягнення колоною НКТ проектної глибини, потім кабель підключається до мережі і в колону НКТ через гирлову арматуру починають закачувати нагріту пару.

У міру руху пари по стовбуру свердловини відбуваються тепловтрати за рахунок передачі частини тепла колоні НКТ, при цьому пара одночасно підігрівається за рахунок високого нагрівання тіла кабелю до температури 110 °С.

Кабель SAMREG 40-2CR, нагрівальний саморегулюючий гріючий кабель (в оплетенні), потужністю 40 Вт на 1 метр довжини, з температурою нагріву до 110 °С дозволяє довести до продуктивного пласта пар практично із заданою на гирлі свердловини температурою [20].

При цьому дане технічне рішення сприяє розширенню області застосування «методу парогравітаційного впливу на пласт», що отримав у зарубіжній літературі назву методи SAGD і ES-SAGD, за рахунок

можливості подолання основного обмежування його застосування, а саме граничної глибини залягання нагнітальної і добувної свердловин 500 600 м, через втрати тепла по колоні НКТ у свердловині.

Реалізація запропонованої системи дозволяє забезпечити значне збільшення температури пари в горизонтальній відкритій ділянці нагнітальної свердловини в порівнянні з температурою пари в свердловині не має системи свердловинного термоелектричного модуля при методі SAGD і ES-SAGD.

Конструкція системи свердловинного термоелектричного модуля проста, технологічна у застосуванні, надійна в роботі та легко тиражується.

Технічний результат від використання запропонованої системи свердловинного термоелектричного модуля полягає в забезпеченні підтримки температури закачуваної пари по всій довжині колони НКТ і доведення пари до продуктивного пласта із заданою температурою, тим самим підвищуючи ефективність роботи парогенераторної установки за рахунок підтримки заданої температури пари внаслідок її постійного підігріву по всій довжині колони НКТ.

Система свердловинного термоелектричного модуля, що розміщується в колоні НКТ, забезпечує можливість збільшення глибин свердловин при застосуванні методів SAGD і ES-SAGD характеризуються значно меншою вартістю в порівнянні з системами теплоізольованих труб НКТ. Запропонована система свердловинного термоелектричного модуля дозволяє застосувати методи SAGD та ES-SAGD на родовищах з продуктивними пластами, що глибоко залягають (до 1500 метрів), що значно може розширити область застосування методів SAGD та ES-SAGD, особливо на нафтових родовищах. Суть системи свердловинного термоелектричного модуля полягає в тому, що забезпечується задана на денній поверхні температура пари підводиться до горизонтальної ділянки свердловини, що суттєво прискорює процес передачі енергії від пари до високов'язкої нафти та підвищує коефіцієнт вилучення нафти.

2.3. Розрахунок теплових втрат при закачуванні пари залежно від довжини стовбура свердловини

Широке застосування для теплового впливу на пласт отримав метод закачування насиченої водяної пари, який є високоефективним теплоносієм у неглибоких свердловинах. У свердловинах глибиною понад 500 м втрати тепла стають суттєвими і потрібно проведення розрахунку розподілу температури по стовбуру свердловин, тобто побудови геотерми.

2.3.1 Розрахунок теплових втрат без підігріву по свердловині

При паротепловій обробці необхідно знати втрати теплоти в свердловині та режимні параметри роботи свердловини. Графік визначення втрат теплоти у пласті як функція від часу показано рисунку 2.9.

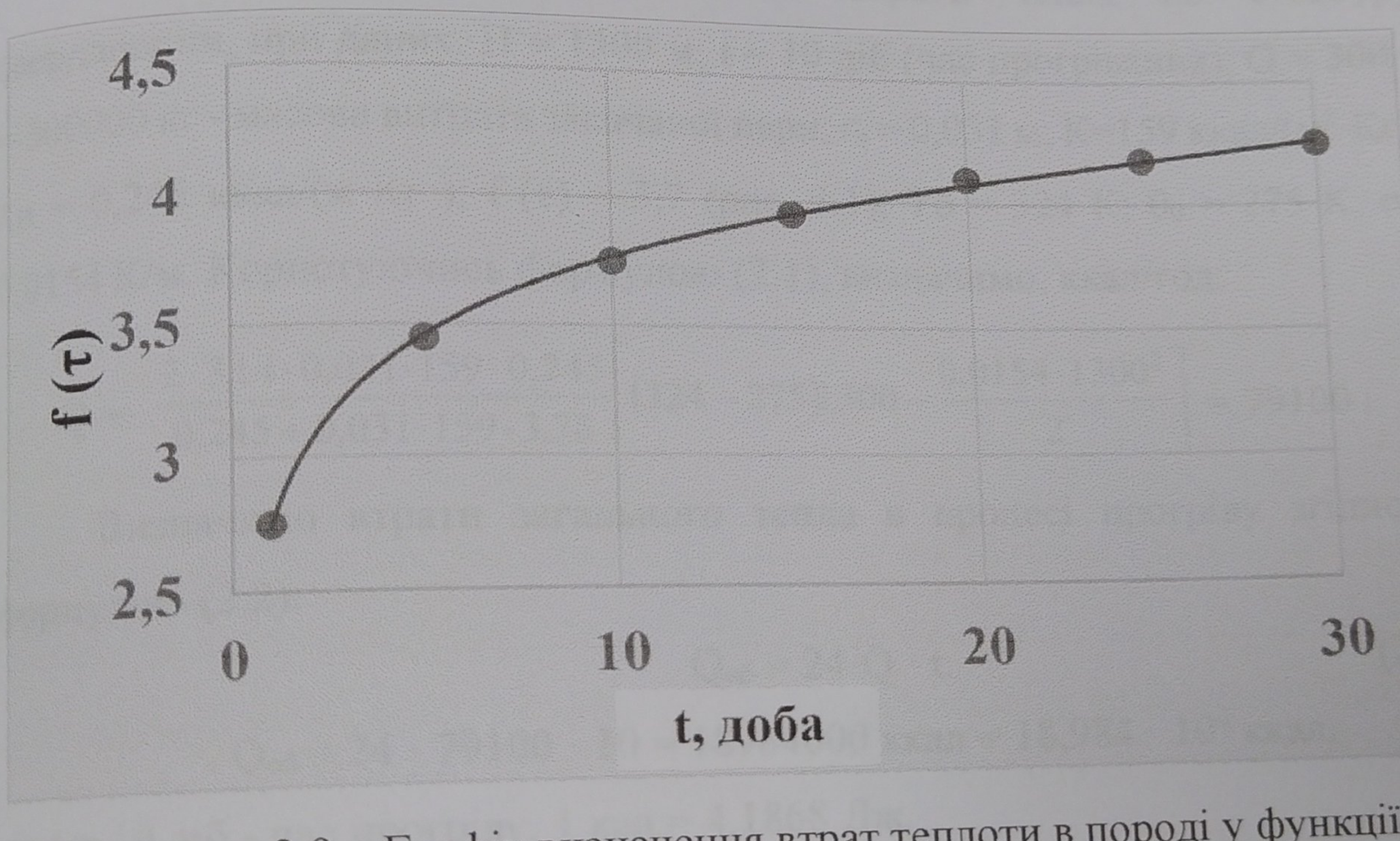


Рисунок 2.9 – Графік визначення втрат теплоти в породі у функції від часу

За формулою (2.1) розраховуємо тепловтрати по стовбуру свердловини:

$$Q = \frac{2\pi \cdot r_A K \lambda_I}{\lambda_I + r_A K f(\tau)} \left[(T_0 - \theta_0) H - \frac{\sigma H^2}{2} \right], \qquad (2.1)$$

Q - тепловтрати по стовбуру свердловини, ккал/год;

r_A -внутрішній радіус НКТ, м;

K - коефіцієнт теплопередачі (сумарний), ккал/(м²·Кг);

λ_I - середній коефіцієнт теплопровідності гірських порід, ккал/(м²·Кг)

$f(\tau)$ – тепловтрати у породі у функції часу під час прогріву (безрозмірне число приймається не більше (2,5 – 4,5);

T_0 - температура пари на гирлі свердловини, К;

θ_0 - середньорічна температура повітря в районі гирла свердловини, К;

H - глибина інтервалу закачування пари, м;

σ – геотермічний градієнт, К/м.

Приклад розрахунку: Визначимо втрати тепла по стовбуру свердловини, при даних: H = 1300 м; t = 10 діб (час прогрівання); G = 300 т = 300000 кг - масова витрата закачаної пари; $r_в = 0{,}031$ м; К=159 ккал/(м²·Кг); $\lambda_п = 0{,}245$ ккал/(м·Кг); f (τ) = 3,7 (рис. 3.1); To = 324 К; $\theta_0 = 275$ К; σ= 0,0154 К/м. Користуючись формулою (2.1), визначимо, ккал/год:

$$Q = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}031 \cdot 159 \cdot 0{,}245}{0{,}245 + 0{,}031 \cdot 159 \cdot 3{,}78} \left[(324 - 275) 1300 - \frac{0{,}0154 \cdot 1300^2}{2} \right] = 79100$$

Визначимо втрати загального тепла в процесі прогріву згідно з формулою (2.2):

$$Q_{об} = 24 \cdot Q \cdot t. \qquad (2.2)$$

$$Q_{об} = 24 \cdot 79100 \cdot 10 = 18984000 \text{ ккал} = 18{,}984 \cdot 10^6 \text{ ккал},$$

де t = 10 діб - час прогріву. 1 кал = 4,1868 Дж.

За формулою (2.3) розраховується кількість теплоти, підведена до свердловини:

$$Q' = i \cdot G. \qquad (2.3)$$

$$Q' = 672{,}9 \cdot 300\,000 = 201{,}87 \cdot 10^6 \text{ ккал}.$$

Кількість тепла, що досягла вибою, визначається за формулою 2.4:

$$Q'' = Q' - Q_{об.}$$

$$Q'' = (201,87 - 18,984)\ 10^6 = 10,63 \cdot 10^6 \text{ ккал.} \quad (2.4)$$

Втрати теплоти складають за формулою (2.5):

$$\eta = Q_{об} / Q' \cdot 100\%. \quad (2.5)$$

$$\eta = 18,984 / 201,87 \cdot 100\% = 9,4\ \%$$

2.3.2 Розрахунок теплових втрат по стовбуру свердловини з підігрівом

На нафтових родовищах нагрівальні резистивні кабелі знайшли застосування для боротьби с асфальтосмолопарафіністими відкладеннями (АСПО) [19, 20, 21].

Нагрівальний кабель є основним елементом, що забезпечує ефективність системи свердловинного термоелектричного модуля, що забезпечує підігрів по всій довжині свердловини.

В основу нагрівального кабелю закладено принцип резистивного нагріву за рахунок тепла, що надходить від електричних провідників. Даний принцип дозволяє здійснювати підтримку заданої ППУ температури пари, що рухається по колоні НКТ по всій довжині стовбура свердловини.

Температуру насиченої пари можна зберегти незмінною, якщо втрати не *перевищуватимуть температуру конденсації фазового переходу.* Якщо забезпечити температуру вологої або сухої насиченої пари по стовбуру свердловини незмінною, то втрати (Qп) визначаються на підставі рішення задачі нестаціонарного охолодження порожнистого необмеженого циліндра за формулою 2.6:

$$Q_{\text{П}} = 2\pi \cdot \lambda \cdot \text{H} \cdot v \cdot (t_{\text{В}} - t_{\text{С}}), \quad (2.6)$$

де λ- еквівалентний коефіцієнт теплопровідності НКТ, Вт / (м · К);

Н – глибина свердловини, м;

v - швидкість потоку, м/с;

$t_п$ - температура насиченої пари всередині НКТ;

$t_с$ – температура зовні НКТ.

Для прикладу розглянемо випадок спуску сталевих НКТ діаметром $d_{НКТ}$ = 73 мм із товщиною стінки δ = 3 мм на глибину 1000 м (вертикальна ділянка свердловини). Тоді для сталевих НКТ λ= 74 Вт/(м·К), для пересувної парогенераторної установки (ППУ) 1600/100: продуктивність Qу = 1600 кг/год, тиск 10 МПа, tп = 310 °С .

$$Q_п = 2 \cdot 3{,}14 \cdot 74 \cdot 1000 \cdot 0{,}21 \cdot (310 - 20) = 28301448 \text{ Вт} = 2433486 \text{ ккал} = 2{,}43 \cdot 10^6 \text{ ккал},$$

де

$$v = Q_у / f = 0{,}74 \cdot 10^{-3} / 3{,}52 \cdot 10^{-3} = 0{,}21 \text{ м/с};$$

$$Q_у = 1600 / \rho_{нп} = 1600 / 598 = 2{,}67 \text{ м}^3 / \text{год} = 0{,}74 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с};$$

$$f = \pi d_в^2 / 4 = 0{,}785 \cdot (67 \cdot 10^{-3})^2 = 3{,}52 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2 .$$

За формулою 2.7 розрахуємо температури по стовбуру нагнітальної свердловини:

$$т_Ж(z, t) = \theta_0 + \frac{г}{\beta} * (\beta * z - 1) + \left(T_у - \theta_0 + \frac{г}{\beta}\right) * e^{(-\beta * z)} \quad (2.7)$$

де $\beta = \pi \cdot K / q \cdot c_ж$

Щоб обчислити коефіцієнт теплопередачі (β) необхідно використовувати формулу для лінійного коефіцієнта теплопередачі при нагнітанні теплоносія через обсадну колону, яка виражається наступним чином за формулою 2.8:

$$К = \frac{2}{(\frac{1}{\lambda} * \ln(\frac{r_t}{r_c}))} \quad (2.8)$$

де r_c – радіус свердловини, м.

Радіус зони термічного впливу розраховується з використанням формул 2.9 та 2.10:

$$r_t \approx 2 * \sqrt{\alpha * t} , \quad (2.9)$$

$$\alpha = \frac{\lambda}{c_n * \rho_n}$$

де θ_o – середньорічна температура на поверхні, °С ; (2.10)

z – вертикальна координата, м;

Γ – геотермічний градієнт, 0,02 °С /м;

T_y – температура теплоносія на гирлі, °С ;

q – витрата теплоносія, м^3/с;

$c_ж$ - об'ємна теплоємність води, що нагнітається, Дж/м^3. °С ;

λ – теплопровідність порід, Вт /м· °С ;

α – коефіцієнт температуропровідності , м^2/с;

$c_п$ – вагова теплоємність порід, Дж/кг· °С ;

$\rho_п$ – щільність порід, кг/м^3;

t - час, с;

r_c - радіус свердловини, м.

Висновки до розділу 2

Запропонований у роботі метод удосконалення технології парогравітаційного дренажу (SAGD) через використання системи свердловинного термоелектричного модуля продемонстрував свою ефективність у вирішенні ключових проблем, пов'язаних із впливом термічних процесів на нафтовий пласт.

Оптимізація теплових параметрів завдяки термоелектричному модулю забезпечує більш рівномірне нагрівання пласта, що сприяє підвищенню нафтовилучення та зменшенню обсягу втрат телпа. Зокрема, дослідження показали, що запропонована методика дозволяє не лише знизити втрати тепла на 10–15% у порівнянні з традиційними підходами, але й забезпечує більш точний контроль за розподілом теплової енергії.

3. ОЦІНЮВАННЯ ОЧІКУЮЧОГО ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН ПРИ ПІДТРИМУВАННІ ТЕМПЕРАТУРИ ПАРА ЗА СТВОЛОМ СВЕРДЛОВИНИ

Технологія закачування пари в пласт проводиться в 3 стадії:

- інжекція пари методом SAGD з підігрівом по стовбуру скважин;
- зупинка закачування та просочення горизонтальної ділянки привибійної зони пласта парою;
- підвищення нафтовіддачі.

3.1 Радіуса прогріву пласта

Через підігрів теплоносія по стовбуру свердловини і короткої тривалості стадії закачування пари (10-30 діб) можлива зневага втратами тепла в навколишніх умовах і вважається, що весь теплопотік, що вводиться, концентрується в нафтовому пласті . Тоді радіус охоплення пласта тепловим потоком обчислюється із рівняння теплового балансу за формулою 3.1

$$q_п c_r t = \pi R^2 h c_п , \quad (3.1),$$

звідки радіус прогріву знаходимо за формулою 3.2:

$$Rп = \sqrt{\frac{q_п c_r t}{c_п h \pi}} , \quad (3.2)$$

де $q_п$ – масова витрати нагнітаємої пари, кг/год;

t – час нагнітання пари, год;

c_r – прихована теплота пароутворення, Дж/кг;

h – товщина пласта, м;

$c_п$ – об'ємний тепловміст пласта в паровій зоні, Дж/м.

3.2 Початкового дебіту свердловини після закачування пари в пласт

Розрахунок початкового дебіту свердловини після закачування пари в пласт за формулою 3.3:

$$q_н = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{\mu(T_n)ln\frac{R_п}{R_c} + \mu(T_0)ln\frac{R_к}{R_п}}, \quad (3.3)$$

де $P_к$ – пластовий тиск на контурі живлення, Па;

P_c – вибійний тиск в свердловині в період відбору продукції, Па;

$\mu(T_п)$ – середня в'язкість нафти в прогрітій зоні, Па с;

$\mu(T_0)$ – в'язкість нафти при початковій пластовій температурі, Па с;

R_c – радіус свердловини, м;

$R_к$ – радіус контуру живлення, м;

K – проникність пласта, м^2.

3.3 Збільшення дебіту свердловини після закачування пара в пласт

Збільшення дебіту свердловини заходимо за формулою 3.4:

$$K = \frac{q_н}{q_{баз}}, \quad (3.4)$$

де $q_н$ – початковий дебіт після закачування пари в пласт, м^3/добу;

$q_{баз}$ – базовий дебіт до закачування пари в пласт, м^3/добу.

Базовий дебіт до накачування пари в пласт визначається за формулою 3.5:

$$q_{баз} = \frac{2\pi k h (P_k - P_c)}{\mu (T_0) ln \frac{R_к}{R_c}} \quad (3.5)$$

Кінематична в'язкість перебуває у відношенні до динамічної в'язкості та густини нафти, але значення динамічної в'язкості, потрібно знайти із співвідношення графіка температур до в'язкості, підставляючи температуру пласта у певний проміжок часу за формулою 3.9

$$\upsilon_R = \frac{\mu}{\rho} \tag{3.9}$$

де μ – динамічна в'язкість нафти (сП).

У таблиці 3.1 представлені дані залежності в'язкості від температури.

Таблиця 3.1 – Графік залежність в'язкості від температури

Температура		**Динамічна в'язкість нафти**
^{0}F	^{0}C	сП
86	30	6724
100	37,78	4907
150	65,56	2692
200	93,33	607
250	121,11	95
300	148,89	24
350	176,67	10
500	260	5
550	287,78	1,4

На рисунку 3.1 у графічному вигляді представлено залежність в'язкості від температури.

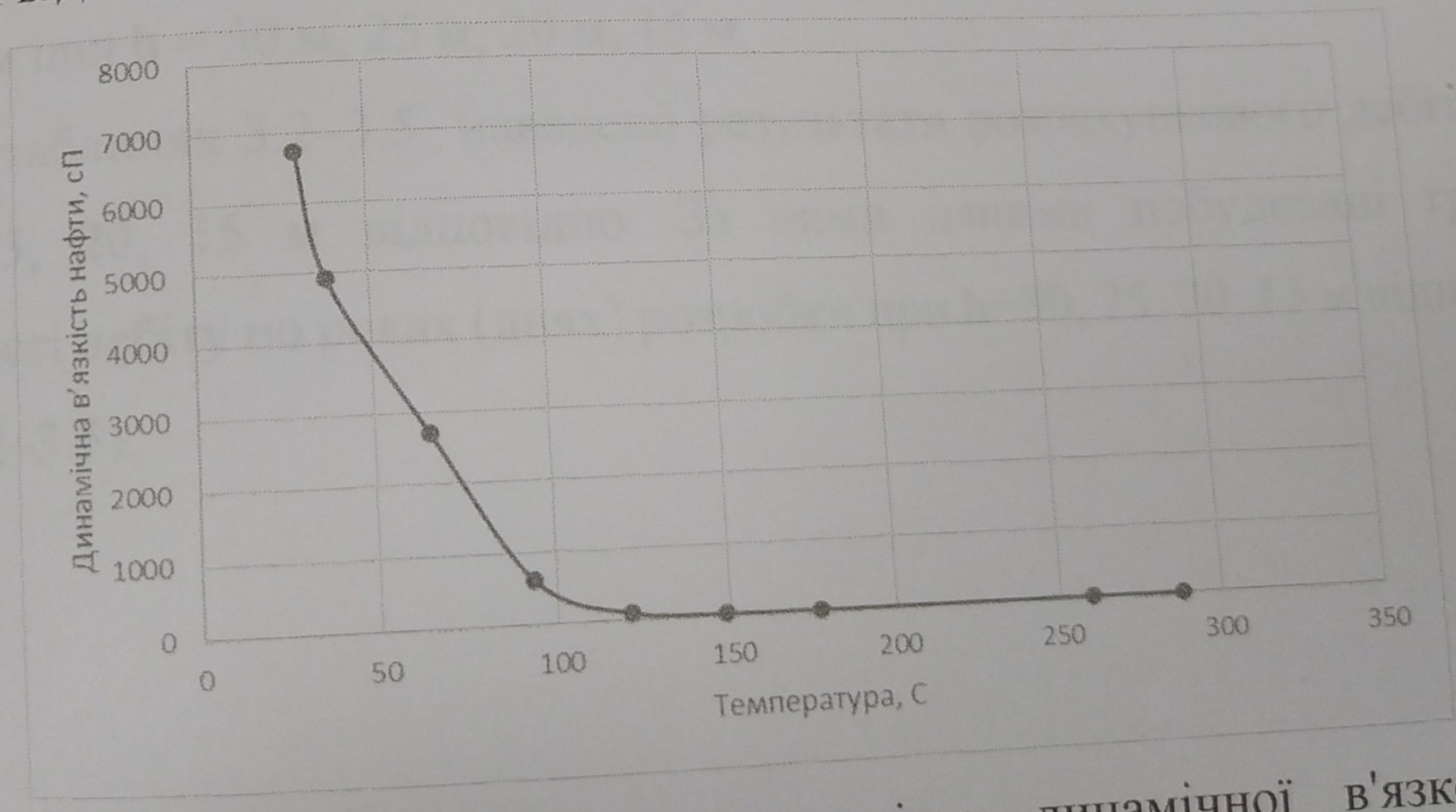


Рисунок 3.1 – Графічна залежність динамічної в'язкості від температури нафти

Тоді кінематична в'язкість нафти при різній температурі пласта знаходимо як

$$v_{R1} = \frac{6,718}{915} = 0,0073 \text{ м}^2/\text{с} \quad v_{R2} = \frac{6,710}{915} = 0,007 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$v_{R3} = \frac{4,95}{915} = 0,005 \text{ м}^2/\text{с} \quad v_{R4} = \frac{3,94}{915} = 0,004 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$v_{R5} = \frac{0,8}{915} = 0,0008 \text{ м}^2/\text{с} \quad v_{R6} = \frac{0,4}{915} = 0,00043 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$v_{R7} = \frac{0,1}{915} = 0,0001 \text{ м}^2/\text{с} \quad v_{R8} = \frac{0,09}{915} = 0,00098 \text{ м}^2/\text{с}$$

$$v_{R9} = \frac{0,04}{915} = 0,0043 \text{ м}^2/\text{с} \quad v_{R10} = \frac{0,02}{915} = 0,0002 \text{ м}^2/\text{с}$$

В'язкість нафти за температури пари ($T\boldsymbol{s} = 464\ ^{\circ}\text{F} = 240\ ^{0}\text{C}$)

$$v_s = \frac{0.00001}{915} = 0,00001 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тоді константа моделі в'язкості для різних динамічних в'язкостей нафти (років розробки) становить відповідно.

$$m_1 = \log_{\frac{86,173-86}{464-86}} \frac{0,00001}{0,0073} = 0,862 \quad m_2 = \log_{\frac{86,378-86}{378}} \frac{0,00001}{0,007} = 0,851$$

$$m_3 = \log_{\frac{96,355-86}{378}} \frac{0,00001}{0,005} = 1,721 \quad m_4 = \log_{\frac{125,35-86}{378}} \frac{0,00001}{0,004} = 2,602$$

$$m_5 = \log_{\frac{172,02-86}{378}} \frac{0,00001}{0,0008} = 4,415 \quad m_6 = \log_{\frac{223,14-86}{378}} \frac{0,00001}{0,00043} = 3,692$$

$$m_7 = \log_{\frac{253,34-86}{378}} \frac{0,00001}{0,001} = 2,805 \; m_8 = \log_{\frac{272,03-86}{378}} \frac{0,00001}{0,00098} = 6,456$$

$$m_9 = \log_{\frac{284,84-86}{378}} \frac{0,00001}{0,0043} = 9,29 \quad m_{10} = \log_{\frac{296-86}{378}} \frac{0,00001}{0,0002} = 5,011$$

Далі за формулою 3.6 визначимо дебіти свердловини по роках розробки при h = 30 м, 25 м, 20 м, 15 м.

У таблицях 3.2–3.5 наведено результати розрахункового дебіту при h=30, 25, 20, 15 м відповідно. За цими даними побудовані графіки залежності дебіту по роках (днях) розробки при h=30, 25, 20, 15 м відповідно (рис. 3.2–3.5).

Таблиця 3.2 – Результати розрахунків дебіту при h=30м

Дебіт м ^{3} /добу	**Час, роки**
23,42	1
23,58	2
16,64	3
13,49	4
10,32	5
11,32	6
12,99	7
8,56	8
9,72	9
7,14	10

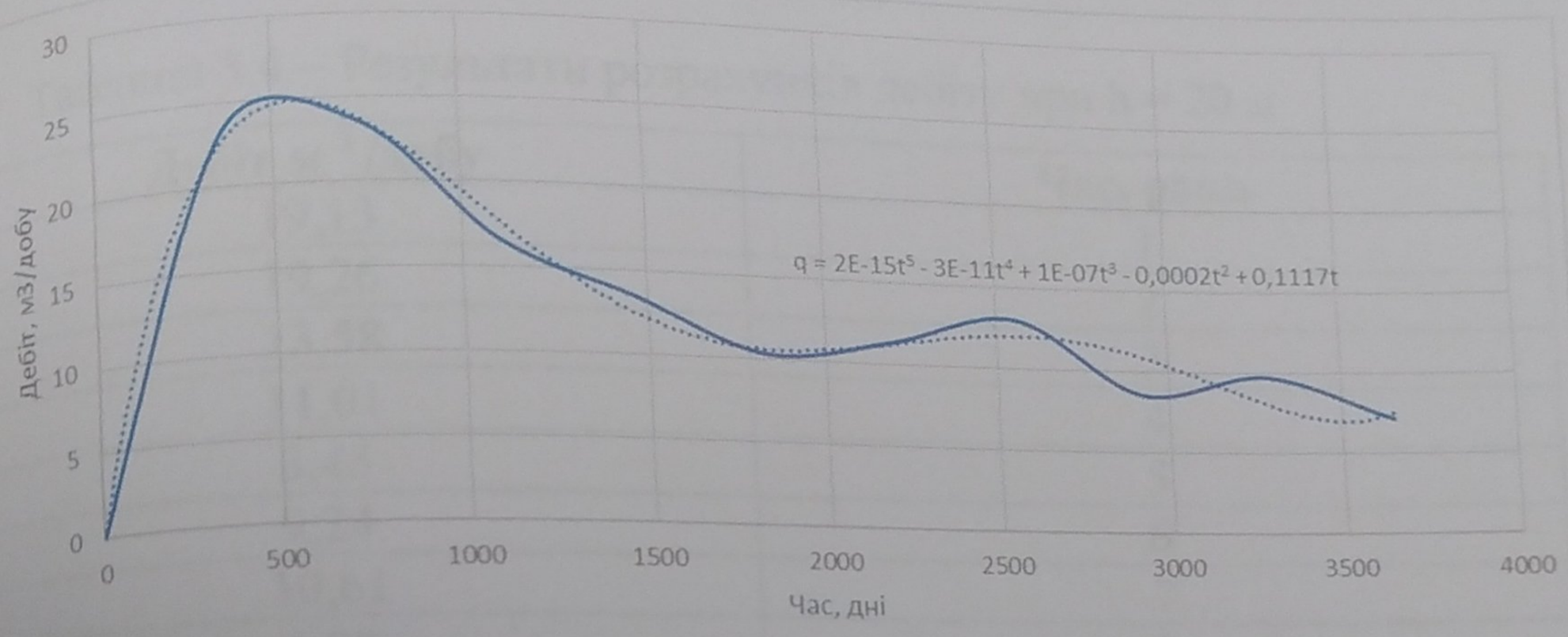


Рисунок 3.2 – Розрахунковий дебіт свердловини за роками при h = 30м

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків дебіту при h = 25 м

Дебіт м ^{3} /добу	**Час, роки**
21,39	1
21,53	2
15,14	3
12,31	4
9,45	5
10,37	6
11,86	7
7,82	8
8.87	9
6,52	10

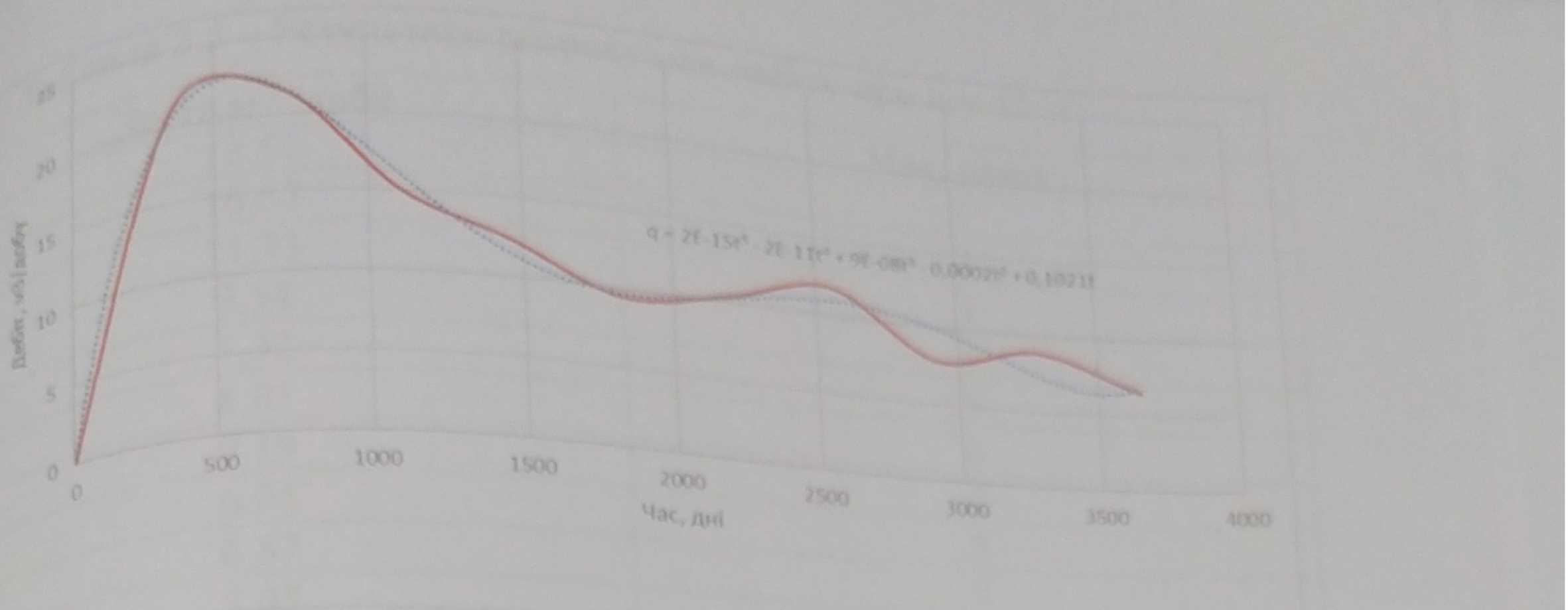


Рисунок 3.3 – Розрахунковий дебіт свердловини за роками при h = 25м

Таблиця 3.4 – Результати розрахунків дебіту при h = 20 м

Дебіт м ^{3} /добу	**Час, роки**
19,13	1
19,26	2
13,58	3
11,01	4
8,45	5
9,24	6
10,61	7
6,99	8
7,94	9
5,83	10

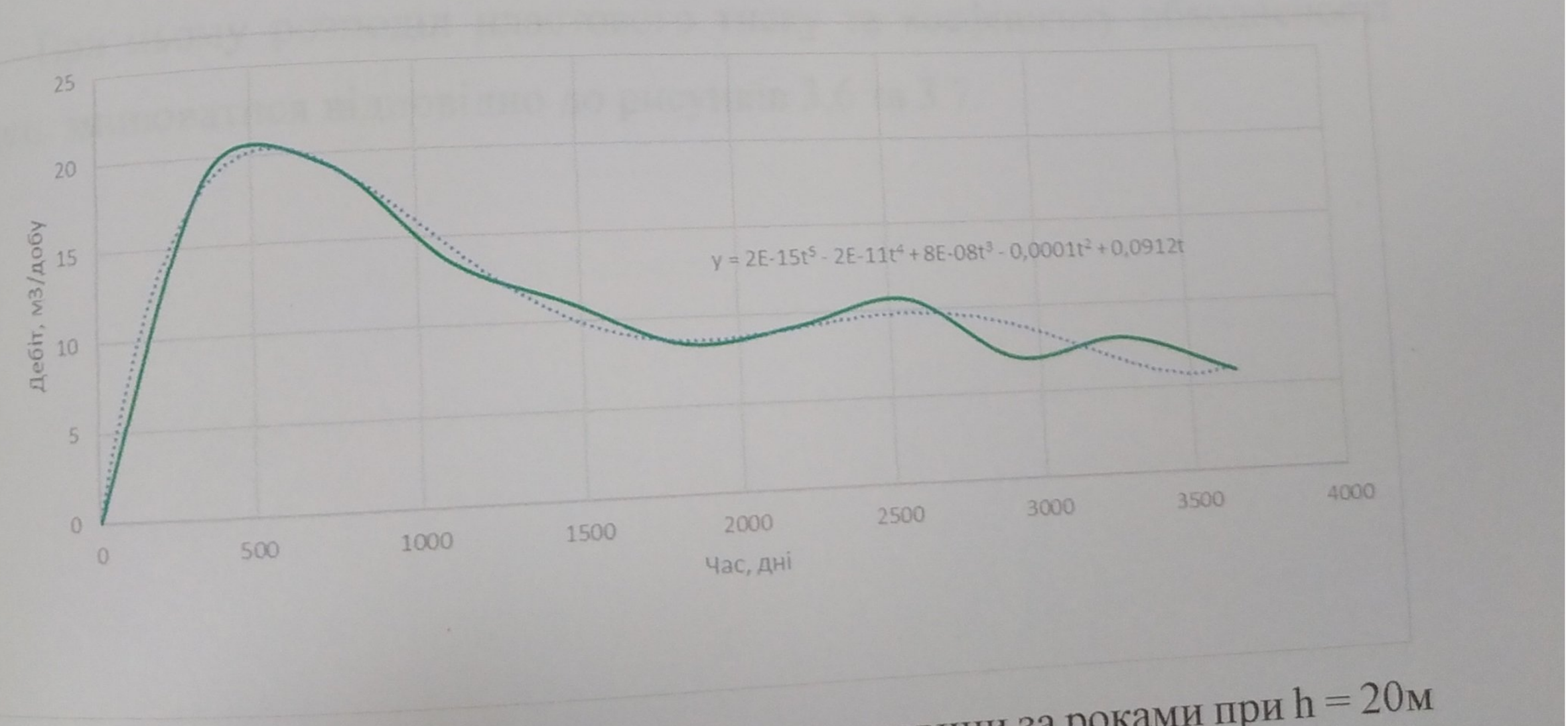


Рисунок 3.4 – Розрахунковий дебіт свердловини за роками при h = 20м

Таблиця 3.5 – Результати розрахунків дебіту при h = 15 м

Дебіт м ^{3}/добу	Час, роки
16,57	1
16,67	2
11,73	3
9,54	4
7,32	5
8,01	6
9,19	7
6,05	8
6,87	9
5,05	10

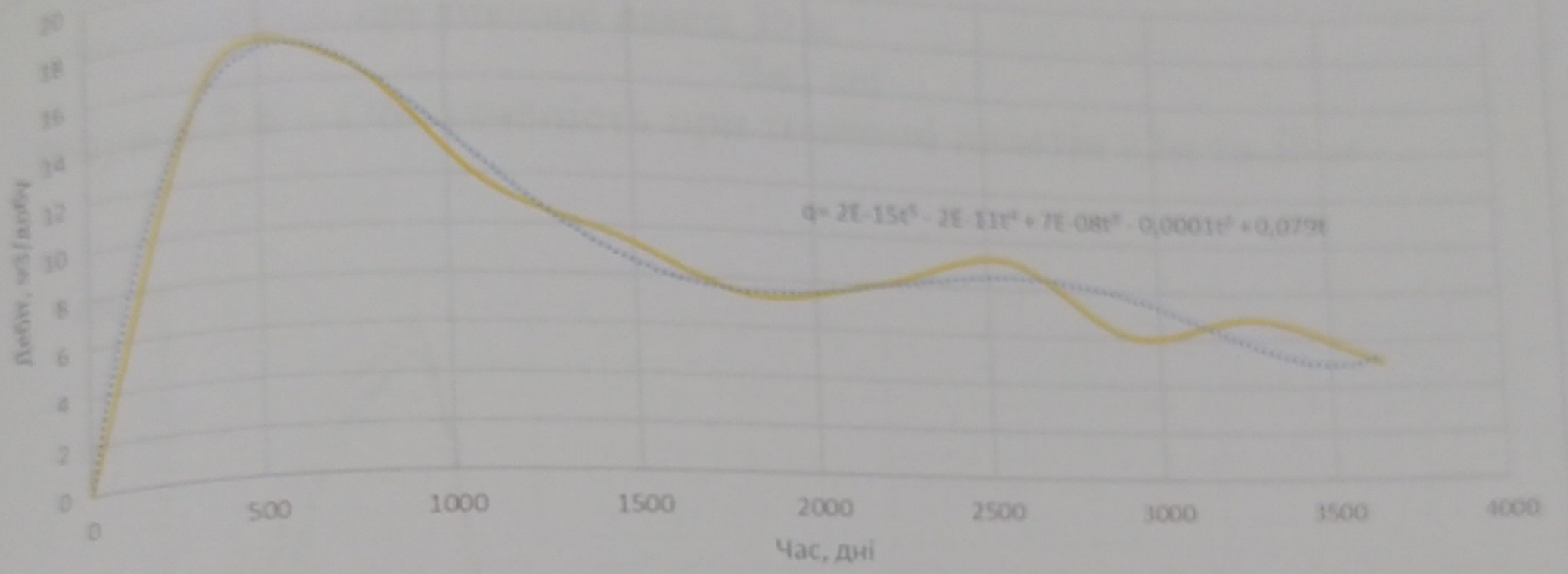
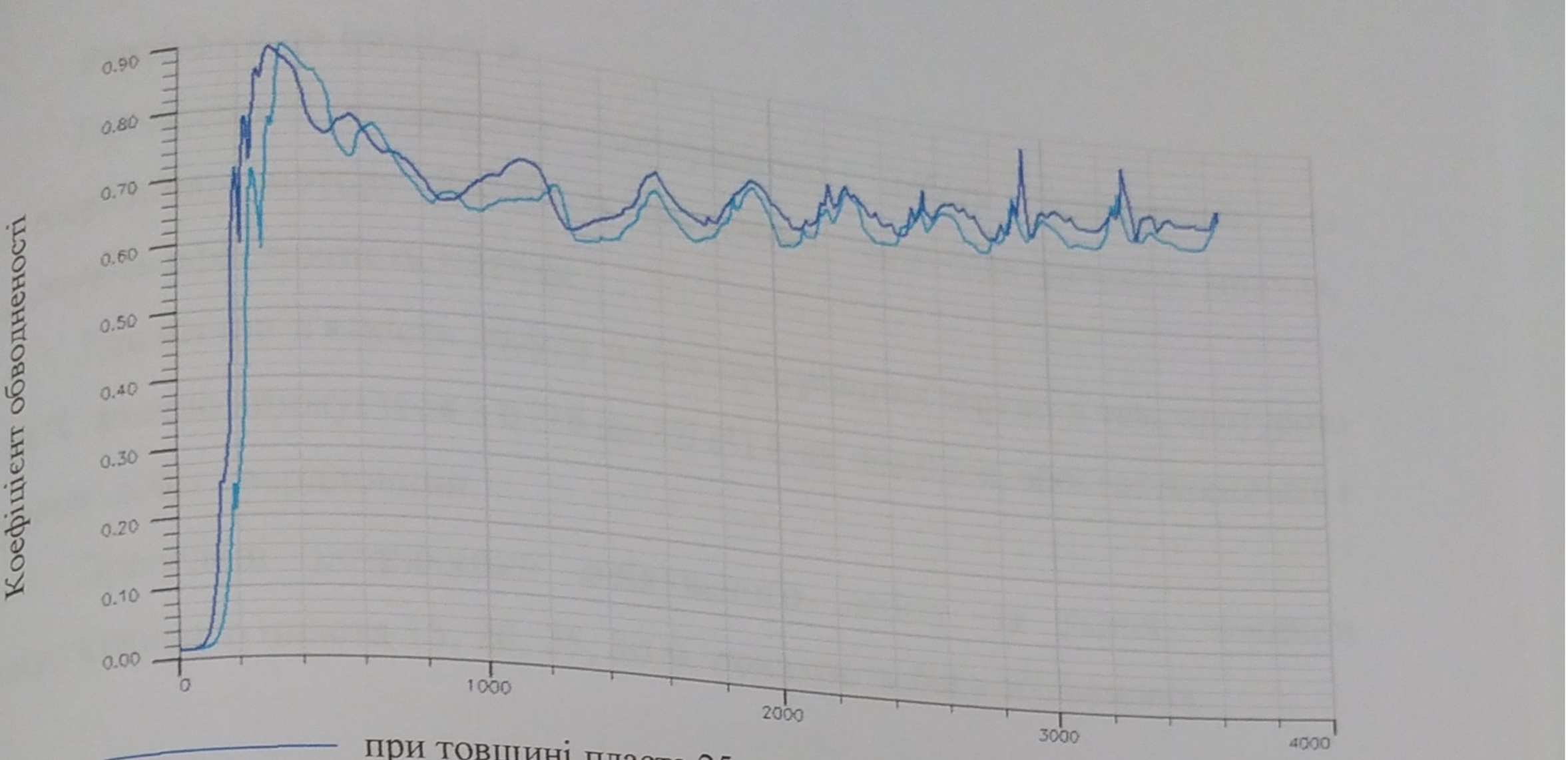


Рисунок 3.5 – Розрахунковий дебіт свердловини за роками при h = 15м

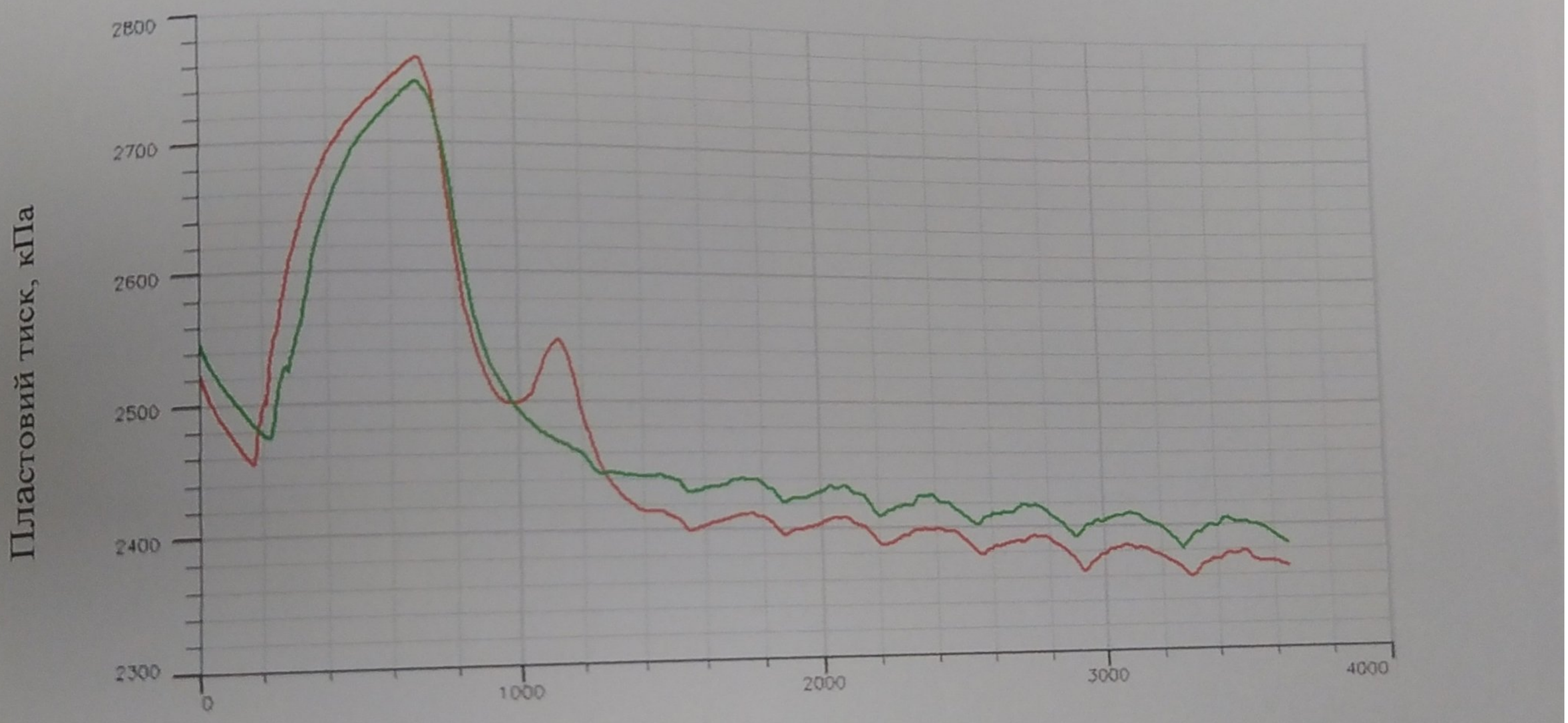
При цьому розподіл пластового тиску та коефіцієнту обводненості будуть змінюватися відповідно до рисунків 3.6 та 3.7.



при товщині пласта 25 м
при товщині пласта 30 м

Час, дні

Рисунок 3.6 – Обводненість при товщині пластів 25м та 30 м



при товщині пласта 25 м
при товщині пласта 30 м

Час, дні

Прогнозований пластовий тиск при товщині пластів 25м та 30 м

Висновки до розділу 3

Проведені розрахунки очікуваного дебіту свердловин, із застосуванням методу SAGD із системою термоелектричного модуля, показують ефективність методу.

Динамічна в'язкість нафти після прогрівання парою з температурою 140 °С значно знижується з 6718 до 40 сП і, як наслідок, зростає плинність і зростає дебіт свердловини.

Проведені розрахунки очікуваного дебіту за різної товщини продуктивного пласта 15, 20, 25, 30 м, показують його збільшення.

4 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ SAGD З ТЕРМОЕЛЕКТРИЧНИМ МОДУЛЕМ

Чиста наведена вартість (Net Present Value - NPV), або чистий дисконтований дохід, є методом оцінки проектів. Цей метод заснований на використанні дисконтування грошових потоків, де майбутні надходження та витрати призводять до їхньої поточної вартості. Шляхом розрахунку NPV можна визначити, чи проект фінансово вигідним. Перед впровадженням перспективного бізнес-проекту необхідно обчислити NPV цього бізнес-проекту. Послідовність обчислення, наступна:

1) необхідно враховувати потоки передбачуваного проекту - наступні первинні вкладення (відтік фінансових інвестицій) і очікувані майбутні надходження (притоки).

2) обчислити ставку капіталу, тобто. ставку дисконтування;

3) провести дисконтування всіх грошових потоків (як приток, так і відтоків) з проекту з використанням встановленої ставки;

4) підсумуйте всі дисконтовані потоки, тобто складіть значення всіх грошових потоків після застосування дисконтування. Отримана сума матиме чисту наведену вартість (NPV) проекту.

Існує умови ухвалення проекту, які показують якщо NPV> 0 то проект рентабельним, а якщо NPV <0, то проект не ефективний в плані інвестицій.

Ставка дисконтування - це норма доходності. Показник впливає як на ухвалення рішення про інвестування коштів, так і на оцінку компанії чи окремого бізнесу. Розрахуємо ставку дисконтування та коефіцієнт дисконтування.

Коефіцієнт дисконтування визначається за формулою 4.1:

$$P = \frac{1}{(1+D)^n}, \tag{4.1}$$

де n – кількість років до моменту наведення.

Коефіцієнт дисконтування застосовується для перерахунку майбутніх надходжень, з тим щоб врахувати тимчасове зміна їх вартості і привести їх до поточної вартості шляхом перемноження коефіцієнта дисконтування і потоків платежів. Формула 4.2 обчислення потоків платежів:

$$k_d = \frac{1}{(1+r)^t} \tag{4.2}$$

4.1 Методика дисконтування грошових потоків

формула розрахунку 4.3 подана нижче

$$NPV = \sum_{t=0}^{N} \frac{CF_t}{(1+i)^t} = -IC + \sum_{t=1}^{N} \frac{CF_t}{(1+i)^t} \tag{4.3}$$

де IC – сума інвестицій;

CF (Cash Flow) – грошовий потік у період часу I;

i – ставка дисконтування (норма доходу);

N, t – кількість часових періодів, якими виникають грошові потоки.

У формулі дисконтування коштів ключовим елементом є ставка дисконтування. Ця ставка відбиває очікувану норму прибутку, яку інвестор очікує отримати вкладення коштів у конкретний інвестиційний проект.

Ставка дисконтування спостереження встановлює різні чинники, що визначають географічні оцінки, і може включати інфляційну складову, дохідність за безризиковими активами, додаткову норму прибутку за ризик, забезпечити рефінансування, середньозважену вартість капіталу, відсотки по банківських вкладах та інші фактори. Це важливий параметр, що визначає поточну вартість майбутніх грошових потоків і впливає на прийняття рішень щодо інвестицій.

Розрахунок норми доходу (r) для дисконтування грошових потоків існує безліч різних методів оцінки ставок дисконтування, тобто норм доходу в інвестиційному аналізі.

Проведемо розрахунок затрат для визначення кошторисної вартості будівництва 1 м свердловини (таблиця 4.1).

Таблиця 4.1 – Вихідні дані для розрахунку вартості 1м свердловини

№	Найменування показників	Одиниця	Показники
1	Витрати на підготовчі роботи до будівництва свердловини	тис. грн	27,65
2	Будівництво та розбирання вежі та інших споруд, монтаж та демонтаж бурового обладнання	тис. грн	25,9
3	Підготовчі роботи до буріння (постійні кошторисні документації)	тис. грн	15,68
4	Промислово - геофізичні роботи - всього	%	33,6
5	Додаткові витрати при виробництві будівельно -монтажних робіт у зимовий час	%	3,64
6	Випробування свердловин на продуктивність	тис. грн	19,6
7	Накладні витрати у %-х від прямих витрат	%	100,8
8	Планові накопичення	%	44,8
9	Резерв на непередбачені роботи та витрати	%	11,2
10	Податок на додану вартість	%	20

Дані взяті з таблиці 4.2

1. Передбачено витрати на будівельні роботи з облаштування свердловин, і ця загальна сума становить 27,65 тис.грн (рядок 1).

2. Витрати на будівництво та демонтаж вежі, а також монтаж та демонтаж бурового обладнання зазначені та становлять 25,9 тис.грн відповідно до даних, представлених у рядку 2.

3. Витрати на проведення підготовчих робіт з буріння, які продовжуються відповідно до оціночної документації, позначаються та становлять 15,68 тис.грн відповідно до інформації, поданої у рядку 3.

4. Витрати на буріння свердловини розвиваються в залежності від інтервалу, який включає свердловини і глибини буріння

- розбурювання порід під кондуктор (глибина 50 м) – 126 тис.грн (взято буріння 1м - 60 $);

- при бурінні проміжну колону (глибина спуску 550 м.) – 8893,5 тис.грн (взято буріння 1м – 385 $);

- буріння свердловини з метою створення умов для встановлення та використання експлуатаційної колони. (довжина колони 2237 м з горизонтальним ділянкою 300 м.) – 11541,6 тис.грн (взято буріння 1 м – 400$ дільниці 2237 – 550 = 1687 м).

Загальна вартість інвестицій на буріння свердловини вийшла рівною – 20561,1 тис.грн (489 550 $).

5. Виходячи з глибини спуску, обчислюється необхідна сума та підсумовується:

а) кріплення кондуктора довжиною 50 м становлять 8,19 тис.грн (стоїм. 1м кріплення – 3,9 $);

б) кріплення проміжної колони на глибину до 550 м. Витрати кріплення становлять 115.5 тис.грн (стоїм. 1м кріплення -5$);

в) кріплення експлуатаційної колони до 550 м – 103,95 тис.грн .(варт. 1 м кріплення 4,5 $), а при похилій ділянці 1687 м – 346,248 (варт. 1 м кріплення – 12 $). Середня вартість 1 м кріплення – 450,198 тис.грн.

Загальна вартість інвестицій з кріплення свердловини вийшла рівною – 573,888 тис.грн.

6. Інвестиції на промислово-геофізичні роботи (рядок 4) обчислюються у % від суми на буріння, кріплення і випробування, тобто. 5,4% · (20561,1 + 573,888 + 19,6) / 100 = 1142,34 тис. грн.

7. Витрати, які можуть виникнути при виконанні будівельно - монтажних робіт у зимовий час (зазначені у рядку 9), становлять 0,85% від загальної суми витрат, зазначеної у рядках 5 та 3. Тобто ці витрати є 0,85% від сукупних витрат на проведення робіт та витрат на будівництво та демонтаж. 0,85% · (450,198 + 15,68) / 100 = 3,96 тис.грн.

Загальна сума прямих витрат становить 11 982,678 тис.грн, як зазначено у рядку 11.

Накладні витрати розраховуються як 18,0% загальної суми прямих витрат, тобто. 18,0% · 11982,678 / 100 = 2156,882 тис.грн (рядок 12).

У цілому нині 11982,678 + 2156,882 = 14 139,56 тис.грн.

Планові накопичення беруться як 8% від усієї суми, тобто 8 · 14139,56 / 100 = 1 131,165 тис.грн.

Разом із плановими накопиченнями 14 139,56+1 131,165 = 15 271,21 тис.грн.

Витрати транспортування в наземних умовах обчислюються з урахуванням наступного принципу:

а) при будуванні вежі – 0,6% від суми: 0,6 · 25,9/100 = 0,1554 тис.грн

б) у бурінні та кріпленні – 0,5% від суми (рядок.6 + рядок.7) 0,5 · (10 173,66 +573,888)/100 = 53,73 тис.грн

в) у випробуванні - 0,5% від рядка 6: 0,5 · 19,6/100 = 0,098 тис.грн.

Разом витрати будуть – 53,991 тис.грн.

Резерв на непередбачені витрати - це остання сума, що надається в резерв бурової організації, і вона становить 2% від загальної вартості виконаних робіт. Це додаткові кошти, передбачені покриття непередбачених витрат чи ситуацій, які можуть виникнути у процесі виконання проекту буріння. 2 · 11 982,678 / 100 = 239,653 тис.грн

Загальна сума витрат без податку на проведення та будівництво свердловини : 15 564,854 тис.грн. ПДВ встановлено у розмірі 20%.

Це означає, що до загальної вартості товарів чи послуг додається податок у розмірі 20%. 20 · 32965,61 / 100 = 3 112,971 тис.грн.

Загальна сума витрат з податками 15 564,854 + 3 112,971 = 18 677,825 тис.грн. (444 710 $).

Загальні витрати на будівництво свердловин , які зафіксовані в базі для розрахунку вартості одного метра буріння, становлять (15 564,854 + 3 112,971) / 2237 = 15,01 тис.грн. (360 $). Результати розрахунків зводимо до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати розрахунку вартості будівництва свердловини

№ п/п	Найменування показників	Одиниці вимірювання	Показники
1	Глибина свердловини	м	2237
	Глибина спуску обсадної колони		
	а) кондуктор	м	50
	б) проміжна колона	м	550
	в) експлуатаційна	м	2237
3	Витрати на підготовчі роботи до будівництва свердловини	тис.грн	27,65
4	Будівництво та розбирання вежі та інших споруд, монтаж та демонтаж бурового обладнання	тис.грн	25,9
5	Підготовчі роботи до буріння	тис.грн	15,68
6	Витрати буріння свердловини – всього:	тис.грн	10 173,66
	а) при бурінні під кондуктор	тис.грн	126
	б) при бурінні під пром . колону	тис.грн	8893,5
	в) при бурінні під експл . колону	тис.грн	1154,16
7	Витрати кріплення свердловини – всього:	тис.грн	573,888
	а) щодо кріплення кондуктора	тис.грн	8,19
	б) щодо кріплення пром . колони	тис.грн	115,5

№ п/п	Найменування показників	Одиниці вимірювання	Показники
	в) щодо кріплення експл . колони	тис.грн	450,198
8	Промислово-геофізичні роботи – всього	тис.грн	1142,34
9	Додаткові витрати під час виконання будівельно-монтажних робіт у зимовий час	тис.грн	3,96
10	Випробування свердловини на продуктивність	тис.грн	19,6
11	Разом прямі витрати (3 +… ..+10)	тис.грн	11 982,678
12	Накладні витрати у % від прямих витрат	тис.грн	2156,882
13	Разом із накладними витратами	тис.грн	14 139,56
14	Планові накопичення	тис.грн	1 131,165
15	Разом із плановими накопиченнями	тис.грн	15 271,21
16	Доставка вахт наземним транспортом	тис.грн	53,991
	у тому числі:	тис.грн	
17	а) при будівництві вежі	тис.грн	
18	б) у бурінні та кріпленні	тис.грн	
19	в) у випробуванні	тис.грн	
20	Резерв у розпорядженні бурової	тис.грн	239,653
21	Разом витрат на будівництво свердловини	тис.грн	15 564,854
22	Податок на додану вартість	тис.грн	3 112,971
23	Повна вартість будівництва свердловини	тис.грн	18 677,825
24	Вартість (ціна) будівництва 1 метра	тис.грн	15,01

Таблиця 4.3 – Вартість обладнання, що спускається в свердловину

№	Найменування	Одиниці вимірювання.	Розрахунок
1	Вартість 1 тонни НКТ діаметром 73 мм.	тис.грн	6,664
2	ППУ «UNISTEAM-M»	1 шт.	1260

№	Найменування	Одиниці вимірювання.	Розрахунок
	Середня витрата ППУ	л/год	70,00
3	Витрата ППУ на добу з палива	тн	1,70
4	Вартість 1 тонни палива (дизпаливо)	тис.грн	59,0
5	Витрата палива на рік	т	620,5
6	Вартість витрати пального на рік	тис.грн	36 609,5
7	Роботи зі спуску колон	тис.грн	519,54
	Спуск 1 метр НКТ	тис.грн	0,42
	Разом прямих витрат	грн	**76 946 218**
	2 свердловини		38 473 109
	Підсумки буріння	грн	**37 355 650**
	2 свердловини	грн	18 677 825
	Витрати одноразові (бур. + розроб .)	грн	**114 301 868**

4.2 Визначення чистого дисконтованого доходу

Чистий дисконтований дохід (NPV) за результатами розрахунку при h = 30 м, 25м, 20 м та 15 м наведено відповідно у таблицях 4.4-4.7.

Таблиця 4.4 – Результати розрахунку чистого дисконтованого доходу (NPV) при h = 30 м

Рік	Дебіт, т			Вартість нафти, тис.грн		Дохід, тис.грн	Витрати, тис.грн.	Прибуток, тис.грн	Ставка дисконт, %	Коефіцієнт дисконтування при 10%	NPV, тис.грн
	доба	міс.	рік	бар	т						
1	21,43	643	7822	3,234	23,7	185374,16	114301,87	71072,29	10	0,9091	64611,82
2	21,58	647	7875	3,234	23,7	186640,59	14145,28	172495,31	10	0,8264	142550,13
3	15,23	457	5557	3,234	23,7	131709,05	14145,28	117563,77	10	0,7513	88325,66
4	12,34	370	4505	3,234	23,7	106776,15	14145,28	92630,87	10	0,683	63266,88
5	9,44	283	3447	3,234	23,7	81684,94	14145,28	67539,66	10	0,6209	41935,38
6	10,36	311	3781	3,234	23,7	89600,15	14145,28	75454,87	10	0,5645	42594,27
7	11,89	357	4338	3,234	23,7	102818,55	14145,28	88673,27	10	0,5132	45507,12
8	7,83	235	2859	3,234	23,7	67754,18	14145,28	53608,90	10	0,4665	25008,55
9	8,89	267	3246	3,234	23,7	76935,82	14145,28	62790,54	10	0,4241	26629,47
10	6,53	196	2385	3,234	23,7	56514,58	14145,28	42369,30	10	0,3855	16333,37

Таблиця 4.5 – Результати розрахунку чистого дисконтованого доходу (NPV) при h = 25 м

Рік	Дебіт, т			Вартість нафти, тис.грн		Дохід, тис.грн	Витрати, тис.грн.	Прибуток, тис.грн	Ставка дисконт, %	Коефіцієнт дисконтування при 10%	NPV, тис.грн
	доба	міс.	рік	бар	т						
1	19,57	587	7144	3,234	23,7	169306,29	114301,87	55004,42	10	0,9091	50004,52
2	19,70	591	7190	3,234	23,7	170414,42	14145,28	156269,14	10	0,8264	129140,82
3	13,85	416	5056	3,234	23,7	119836,24	14145,28	105690,96	10	0,7513	79405,62
4	11,26	338	4111	3,234	23,7	97436,20	14145,28	83290,92	10	0,683	56887,70
5	8,65	259	3156	3,234	23,7	74798,71	14145,28	60653,43	10	0,6209	37659,72
6	9,49	285	3463	3,234	23,7	82080,70	14145,28	67935,42	10	0,5645	38349,55
7	10,85	326	3961	3,234	23,7	93874,36	14145,28	79729,08	10	0,5132	40916,96
8	7,16	215	2612	3,234	23,7	61896,92	14145,28	47751,64	10	0,4665	22276,14
9	8,12	243	2962	3,234	23,7	70207,89	14145,28	56062,61	10	0,4241	23776,15
10	6,06	182	2211	3,234	23,7	52398,67	14145,28	38253,39	10	0,3855	14746,68

Таблиця 4.6 – Результати розрахунку чистого дисконтованого доходу (NPV) при h = 20 м

Рік	Дебіт, т			Вартість нафти, тис.грн		Дохід, тис.грн	Витрати, тис.грн.	Прибуток, тис.грн	Ставка дисконт, %	Коефіцієнт дисконтування при 10%	NPV, тис.грн
	доба	міс.	рік	бар	т						
1	17,50	525	6389	3,234	23,7	151417,92	114301,87	37116,05	10	0,9091	33742,20
2	17,62	529	6432	3,234	23,7	152446,90	14145,28	138301,62	10	0,8264	114292,46
3	12,43	373	4535	3,234	23,7	107488,52	14145,28	93343,24	10	0,7513	70128,77
4	10,07	302	3677	3,234	23,7	87146,43	14145,28	73001,15	10	0,683	49859,79
5	7,73	232	2822	3,234	23,7	66883,50	14145,28	52738,22	10	0,6209	32745,16
6	8,45	254	3086	3,234	23,7	73136,52	14145,28	58991,24	10	0,5645	33300,55
7	9,71	291	3543	3,234	23,7	83980,35	14145,28	69835,07	10	0,5132	35839,36
8	6,40	192	2334	3,234	23,7	55327,30	14145,28	41182,02	10	0,4665	19211,41
9	7,27	218	2652	3,234	23,7	62846,75	14145,28	48701,47	10	0,4241	20654,29
10	5,33	160	1947	3,234	23,7	46145,66	14145,28	32000,38	10	0,3855	12336,15

Таблиця 4.7 – Результати розрахунку чистого дисконтованого доходу (NPV) при h = 15 м

Рік	Дебіт, т			Вартість нафти, тис.грн		Дохід, тис.грн	Витрати, тис.грн.	Прибуток, тис.грн	Ставка дисконт, %	Коефіцієнт дисконтування при 10%	NPV, тис.грн
	доба	міс.	рік	бар	т						
1	15,16	455	5534	3,234	23,7	131154,99	114301,87	16853,12	10	0,9091	15321,17
2	15,25	458	5567	3,234	23,7	131946,51	14145,28	117801,23	10	0,8264	97350,94
3	10,73	322	3918	3,234	23,7	92845,38	14145,28	78700,10	10	0,7513	59127,39
4	8,73	262	3186	3,234	23,7	75511,08	14145,28	61365,80	10	0,683	41912,84
5	6,70	201	2445	3,234	23,7	57939,32	14145,28	43794,04	10	0,6209	27191,72
6	7,33	220	2675	3,234	23,7	63400,81	14145,28	49255,53	10	0,5645	27804,75
7	8,41	252	3069	3,234	23,7	72740,76	14145,28	58595,48	10	0,5132	30071,20
8	5,54	166	2021	3,234	23,7	47887,01	14145,28	33741,73	10	0,4665	15740,51
9	6,29	189	2294	3,234	23,7	54377,48	14145,28	40232,20	10	0,4241	17062,47
10	4,62	139	1687	3,234	23,7	39971,80	14145,28	25826,52	10	0,3855	9956,12

Висновки до розділу 4

Для оцінки очікуваного економічного ефекту проведено розрахунок вартості буріння свердловини з урахуванням як прямих, так і непрямих витрат.

Проведено обчислення чистого дисконтованого доходу (NPV) для чотирьох моделей, що відрізняються потужністю продуктивного пласта.

Результати розрахунків підтверджують, що зі збільшенням потужності продуктивного пласта високов'язкої нафти значення NPV суттєво зростає.

Виходячи з аналізу, окупність проєкту із застосуванням методу SAGD у поєднанні з системою термоелектричного модуля прогнозується на другий рік розробки родовища.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Метод парогравітаційного впливу на пласт (SAGD) в даний час є одним з найперспективніших для видобутку високов'язких нафт , але має обмеження по глибині залягання продуктивних пластів не більше 500 м.

Пласти з високов'язкими та важкими нафтами відносяться до складно збудованих колекторів і є експлуатаційними об'єктами з важкодоступними запасами нафти. Існуючі методи розширення області застосування методу SAGD не вирішують питання застосування даного методу до продуктивних пластів, що залягають на глибинах від 1500 м.

Запропонований у роботі метод удосконалення технології парогравітаційного дренажу (SAGD) через використання системи свердловинного термоелектричного модуля може бути використаний у вирішенні ключових проблем, пов'язаних із впливом термічних процесів на нафтовий пласт.

Оптимізація теплових параметрів завдяки термоелектричному модулю забезпечує більш рівномірне нагрівання пласта, що сприяє підвищенню нафтовилучення та зменшенню обсягу втрат телпа. Зокрема, теоретичні дослідження показали, що запропонована методика дозволяє не лише знизити втрати тепла на 10–15% у порівнянні з традиційними підходами, але й забезпечує більш точний контроль за розподілом теплової енергії.

Проведені розрахунки очікуваного дебіту свердловин за різної товщини продуктивного пласта 15, 20, 25, 30 м із застосуванням методу SAGD із системою термоелектричного модуля, показують що динамічна в'язкість нафти після прогрівання парою з температурою 140 °С значно знижується з 6718 до 40 сП і, як наслідок, зростає зростає дебіт свердловини.

Проведено обчислення чистого дисконтованого доходу (NPV) для чотирьох моделей, що відрізняються потужністю продуктивного пласта.

Виходячи з аналізу, окупність проєкту із застосуванням методу SAGD у поєднанні з системою термоелектричного модуля прогнозується на другий рік розробки родовища.

Список використаних літературних джерел

1. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.

2. Методичні рекомендації з дисципліни "Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів" : для студентів-магістрів 5 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології / уклад.: В. М. Орловський, В. С. Білецький ; Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова ; Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут». – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова ; НТУ «ХПІ», 2024. – 149 с.

3. Фізико-хімічні властивості важких нафт яблунівського родовища з високим вмістом сірки / П. І. Топільницький, В. В. Романчук, Т. В. Ярмола, Д. В. Зінченко // Chemistry, Technology and Application of Substances. — Lviv : Lviv Politechnic Publishing House, 2020. — Том 3. — № 1. — С. 75–82.

4. Butler R.M. and Stephens D.J. 1981. The Gravity Drainage of Steam-heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. J Can Petrol Technol 20(2),90-96.

5. Butler R.M. Steam assisted gravity drainage: concept, development, performance and future. J Kang Gasoline Technol 33 (2), 44 - 50, 1994.

6. Gates I.D, Leskiv C. Effect of steam ladder control on steam gravity drainage performance. J Petrol Sci & Eng 75 (1-2), 215 - 222, 2010.

7. Shanqiang, L. and Baker, A., 'Optimizing Horizontal-Well Steam Simulation Strategy for Heavy-Oil Development', SPE 104520, SPE East. Reg. Meet., Canton USA, Oct. 2006.

8. Gates I.D, Solvent-aided Steam-Assisted Gravity Drainage in thin oil sand reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 74, Issues 3–4, November 2010, Pages 138-146.

9. Al-Gosayir M., Babadagli T., Leung J., Optimization of SAGD and solvent additive SAGD applications: Comparative analysis of optimization techniques with improved algorithm configuration. Journal of Petroleum Science and Engineering, Volumes 98–99, November 2012, Pages 61-68.

10. Sheng K., Okuno R., Wang M., Water-soluble Solvent as an Additive to Steam for Improved SAGD. SPE-184983-MS, Calgary, Alberta, Canada, 15-16 February (2017).

11. Lanxiao Hu, Huazhou Andy Li, Tayfun Babadagli, Majid Ahmadloo. Experimental investigation of combined electromagnetic heating and solvent-assisted gravity drainage for heavy oil recovery.Journal of Petroleum Science and Engineering, Volume 154, June 2017, Pages 589-601.

12. Devriese S.G.R., Oldenburg D.W., Feasibility of electromagnetic methods to detect and image steam-assisted gravity drainage steam chambers. Geophysics 81(4):E227-E241, July 2016.

13. Hascakir B., Babadagli T., and Akin S., "Experimental and numerical modeling of heavy-oil recovery by electrical heating, paper SPE 117669," in Proceedings of the International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium (ITOHOS '08), p. 14, Society of Petroleum Engineers, Alberta, Canada, October 2008.

14. Qichen Zhang, Huiqing Liu, Xiaodong Kang, Yisheng Liu, Xiaohu Dong, Yanwei Wang, Siyi Liu, Guangbo Li. An investigation of production performance by cyclic steam stimulation using horizontal well in heavy oil reservoirs. Energy, Volume 218, 1 March 2021, 119500.

15. Evro S., Alshamali A., AL-Faresi F. et.al. Reservoir Simulation Evaluation of Cyclic Steam Stimulation Strategies in Tayarat Carbonate Heavy Oil Reservoir. Paper presented at the Middle East Oil, Gas and Geosciences Show, SPE-213442-MS, Manama, Bahrain, February 2023.

16. 62. Gao T., Guo E., Zhang Y., Shen D., Shi J., Research on the selection of NCG in Improving SAGD Recovery for Super-Heavy Oil Reservoir with Top-Water. SPE-187674-MS. Paper presented at the SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference, Kuwait City, Kuwait, October 2017. 106

17. 63. Heron C., Thimm H., Sullivan L., Atkinson I., NCG Behavior in SAGD - A Numerical Simulation Analysis. SPE-117647-MS. Paper presented at the International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, October 2008.

18. 64. Al-Murayri M., Harding T.G., Maini B.B., Impact of Noncondensable Gas on Performance of Steam-Assisted Gravity Drainage. Journal of Canadian Petroleum Technology 50(7):46-54, July 2011.

19. 65. Tao L., Xu L., Yuan X., Shi W., Zhang N., Li S., Si S., Ding Y., Bai J., Zhu Q., et al. Visualization experimental study on wellspacing optimization of SAGD with a combination of vertical and horizontal wells. ACS Omega2021,6, 30050–30060.

20. 66. Tao L., Yuan X., Cheng C., Li B., Huang S., Zhang N., Experimental Study on Well Placement Optimization for Steam-Assisted Gravity Drainage to Enhance Recovery of Thin Layer Oil Sand Reservoirs. Research Article | Open Access, Volume 2021 | Article ID 9954127

21. ASTM D1298 – 12b Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method