МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМЕНІ В. Н. КАРАЗІНА
ФІЗИКО-ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ
Кафедра інформаційних технологій в фізико-енергетичних системах

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломної роботи
за освітньо-кваліфікаційним рівнем магістр

«Моделювання термодинамічних процесів розробки покладів бітумінозних пісків»

Виконав: студент 2 курсу, групи НФ-63
Педченко Н.М.
спеціальність:
105 Прикладна фізика та наноматеріали
освітня програма: Прикладна фізика енергетичних систем
Керівник: доктор фізико-математичних наук, професор Нємченко К.Е.
Рецензент:

Харків – 2018

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна

Факультет фізико-енергетичний

Кафедра інформаційних технологій в фізико-енергетичних системах

Рівень вищої освіти (освітньо-кваліфікаційний рівень) магістр

Спеціальність 105 Прикладна фізика та наноматеріали

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

_____ проф. Нємченко К.Е.

“____” _____20___року

З А В Д А Н Н Я
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ (ПРОЕКТ)

Педченко Назар Михайлович

1. Тема роботи «Моделювання термодинамічних процесів розробки покладів бітумінозних пісків»
керівник роботи Нємченко Костянтин Едуардович
затверджені наказом по університету від “24” жовтня 2018 року № 0210-05/1991
2. Строк подання студентом роботи 30.11.2018
3. Перелік питань, які потрібно розробити:

Проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку технологій розробки покладів важкої нафти і природних бітумів. Проаналізувати особливості технології свердловинного гідровидобутку і перспективи застосування її елементів при розробці покладів важкої нафти і природних бітумів. Здійснити аналітичний та теоретичний аналіз та провести математичне моделювання термодинамічних процесів, які відбуваються в продуктивному пласті в процесі його розбурювання з одночасною циркуляцією теплоносія. Обґрунтувати

принципову схему видобування природного бітуму на основі технології свердловинного гідровидобутку

4.План роботи

№ з/п	Назви етапів роботи
1	Вибір теми, узгодження, закріплення за кафедрою
2	Робота над літературою та іншими джерелами
3	Затвердження теми на кафедрі
4	Написання вступу до роботи та першого розділу
5	Написання другого розділу
6	Написання третього розділу
7	Написання четвертого розділу
8	Завершення написання дипломної роботи (висновки та література)
9	Подача науковому керівнику, доробка зауважень
10	Відгук, рецензія, підготовка до захисту
11	Попередній захист на кафедрі
12	Захист

5. Дата видачі завдання 12 вересня 2018 року.

Студент _____ **Педченко Н.М.**

Керівник роботи _____ **Нємченко К.Е.**

РЕФЕРАТ

Дипломна робота виконана Педченком Назаром Михайловичем на тему «Моделювання термодинамічних процесів розробки покладів бітумінозних пісків».

Дипломна робота представлена на 75 сторінках; складається зі вступу, трьох розділів та висновків; містить 17 рисунків, 3 таблиці, список використаної літератури із 65 найменувань.

Мета роботи – адаптація елементів технології свердловинного гідровидобутку корисних копалин для розробки покладів природних бітумів на основі їх математичного моделювання. Для цього необхідно проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку технологій розробки покладів важкої нафти і природних бітумів. В роботі проаналізовано перспективи застосування елементів технології свердловинного гідровидобутку, здійснено математичне моделювання термодинамічних процесів, які відбуваються в продуктивному пласті в процесі його розбурювання з одночасною циркуляцією теплоносія.

Об’єкт дослідження – технологічні процеси розробки покладів важкої нафти і природних бітумів.

Предмет дослідження – фактори впливу на продуктивний пласт в процесі розробки покладів природних бітумів способом свердловинного гідровидобутку.

Проведено теоретичний аналіз, розроблено математичну модель і створено програмний продукт для дослідження процесу прогрівання пласта бітумінозного піску для інтервалу часу між початком буріння свердловини і початком видобутку збагаченого на бітум концентрату пульпи. Обґрунтовано принципову можливість і основні параметри розробки природних бітумів на основі технології свердловинного гідровидобутку.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ПРИРОДНИЙ БІТУМ, БІТУМІНОЗНІ ПІСКИ, СВЕРДЛОВИННИЙ ГІДРОВИДОБУТОК, ТЕПЛООБМІН, ТЕПЛОНОСІЙ, ГРАВІТАЦІЙНЕ РОЗДІЛЕННЯ

РЕФЕРАТ

Дипломная работа выполнена Педченко Назаром Михайловичем на тему «Моделирование термодинамических процессов разработки залежей битуминозных песков».

Дипломная работа представлена на 75 страницах; состоит из введения, трех глав и выводов; содержит 17 рисунков, 3 таблицы, список использованной литературы из 65 наименований.

Цель работы – адаптация элементов технологии скважинной гидродобычи полезных ископаемых для разработки залежей природных битумов на основе их математического моделирования. Для этого в работе проводится анализ современного состояния и тенденций развития технологий разработки залежей тяжелой нефти и природных битумов. Также делается оценка перспективы применения с этой целью элементов технологии скважинного гидродобычи, осуществляется теоретический анализ и математическое моделирование термодинамических процессов, происходящих в продуктивном пласте в процессе его разбуривания с одновременной циркуляцией теплоносителя.

Объект исследования – технологические процессы разработки залежей тяжелой нефти и природных битумов. Предмет исследования – факторы влияния на продуктивный пласт в процессе разработки залежей природных битумов способом скважинной гидродобычи.

Проведен теоретический анализ, разработана математическая модель и создан программный продукт для исследования процесса прогрева пласта битуминозного песка для интервала времени между началом бурения скважины и началом добычи обогащенного на битум концентрата пульпы. Обоснована принципиальную возможность и основные параметры разработки природных битумов на основе технологии скважинной гидродобычи.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ, БИТУМИНОЗНЫЕ ПЕСКИ, СКВАЖИННАЯ ГИДРОДОБЫЧА, ТЕПЛООБМЕН, ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ, ГРАВИТАЦИОННОЕ РАЗДЕЛЕНИЕ

ABSTRACT

Graduate work of Pedchenko Nazar Mykhaylovych on the topic «Modeling of thermodynamic processes for the development of bituminous sands deposits».

Thesis is presented on 75 pages; consists of an introduction, three chapters and conclusions; contains 17 figures, 3 tables, list of used literature has 65 titles.

The work purpose is adaptation of the elements technology of the mineral resources hydraulic borehole mining for the development of natural bitumen deposits on the basis of them mathematical modeling.

For this purpose, the current state and trends in the development of technologies for the development of heavy oil deposits and natural bitumen have been analyzed. Also, the prospects of using this element of the hydraulic borehole mining technology were evaluated, the mathematical modeling of thermodynamic processes occurring in the productive layer during the process of its perturbation with the simultaneous circulation of the coolant was carried out.

The object of research is technological processes of the development of heavy oil and natural bitumen deposits.

The subject of research is the factors of influence on the productive layer in the process of development of natural bitumen deposits by the hydraulic borehole mining method.

Theoretical description is carried out, the mathematical model is created and software product is worked out for the description of the process of heating the bituminous sand reservoir for the time interval between the start of well drilling and the beginning of the extraction of pulp enriched on bitumen concentrate have been developed. The basic possibility and the basic parameters of development of natural bitumen on the basis of hydraulic borehole mining technology are have been substantiated.

KEYWORDS: NATURAL BITUM, BITUMINOUS SANDS, HYDRAULIC BOREHOLE MINING, HEAT EXCHANGE, COOLANT, GRAVITATION SEPARATION

ЗМІСТ

ВСТУП 7

1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД 10

1.1. Ресурси і властивості природних бітумів …… 10

1.2. Методи видобування природних бітумів …… 16

Висновки до розділу …….. 26

Постановка задач …… 27

2 ОБҐРУНТУВАННЯ СПОСОБУ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНИХ БІТУМІВ …… 28

2.1. Механізм руйнування гірських порід ……... 28

2.2. Технологія свердловинного гідровидобутку корисних копалин 33

2.3. Теоретичні основи руйнування породи гідромоніторним струменем …… 36

2.4.Основні параметри гідромоніторного струменя …….. 41

3.5. Приклад технології свердловинного гідровидобутку корисних копалин ……... 48

Висновки до розділу……. 51

3 ТЕХНОЛГІЯ РОЗРОБКИ ГАЗОГІДРАТНИХ ПОКЛАДІВ НА ОСНОВІ СВЕРДЛОВИННОГО ГІДРОВИДОБУТКУ …… 52

3. 1. Адаптація технологічного процесу свердловинного гідровидобутку для розробки покладів бітумінозних пісків …… 52

3.2. Математична модель процесу прогрівання породи під час буріння горизонтальної свердловини технології розробки покладів бітумінозного піску на основі свердловинного гідровидобутку 56

3.3. Аналітичні дослідження фізичної моделі процесу прогрівання породи під час буріння горизонтальної свердловини технології розробки покладів бітумінозного піску на основі свердловинного гідровидобутку 60

3.4. Комп’ютерна модель процесу прогрівання породи горизонтальною свердловиною технології розробки покладів бітумінозного піску на основі свердловинного гідровидобутку 62

ВИСНОВКИ ……... 66

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 67

ДОДАТОК А Комп’ютерна програма 73

ВСТУП

Актуальність теми. Зростаючий попит на нафту і газ, виснаження запасів традиційних родовищ і постійне підвищення цін на енергоносії зумовили значний інтерес до пошуків родовищ вуглеводнів нетрадиційного типу, а саме: глибинний газ (deep gas), щільний газ (tight gas), сланцевий газ (shale gas), метан вугільних родовищ (coal bed methane), природний бітум, в'язкі нафти, газові гідрати.

Всупереч поширеним в різних колах думкам Україна є державою з досить потужним вуглеводневим потенціалом надр [1], який складається як з традиційних, так і з нетрадиційних джерел вуглеводнів. В Україні це насамперед високов'язка нафта (ВВН) та природні бітуми (ПБ), освоєння запасів яких успішно реалізують в США, Канаді та інших країнах світу.

Ресурси нетрадиційних джерел енергетичної сировини за попередніми оцінками, набагато перевищують ресурси традиційних покладів вуглеводнів.

Нетрадиційні джерела вуглеводнів починають розроблятися чи щонайменше інтенсивно вивчатися в багатьох країнах світу: США, Канада, Австралія, Аргентина, Велика Британія, Китай, Німеччина, Швеція тощо.

Одним із стратегічних резервів вуглеводнів для нафтовидобувних компаній всього світу є важкі нафти і природні бітуми [2 – 5]. Їх запаси в рази перевищують запаси традиційної нафти і газу. За інформацією, яку надав Французький інститут нафти відомо, що запаси важкої нафти і бітумів усіх категорій, у всьому світі, досягають позначки 4,7 трлн барелів у нафтовому еквіваленті.

Однак відомі на сьогодні технології їх видобутку не охоплюють весь інтервал глибин залягання покладів природного бітуму. Крім того існують проблеми значної енерговитратності існуючих технологій і негативного впливу на навколишнє середовище.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження була адаптація елементів технології свердловинного гідровидобутку корисних копалин для

розробки покладів природних бітумів на основі їх математичного моделювання.

Для досягнення поставленої мети визначені **задачі**:

– проаналізувати сучасний стан і тенденції розвитку технологій розробки покладів важкої нафти і природних бітумів;

– проаналізувати особливості технології свердловинного гідровидобутку і перспективи застосування її елементів при розробці покладів важкої нафти і природних бітумів;

– здійснити математичне моделювання термодинамічних процесів, які відбуваються в продуктивному пласті в процесі його розбурювання з одночасною циркуляцією теплоносія;

– обґрунтувати принципову схему видобування природного бітуму на основі технології свердловинного гідровидобутку.

Об'єкт дослідження – технологічні процеси розробки покладів важкої нафти і природних бітумів.

Предмет дослідження – фактори впливу на продуктивний пласт в процесі розробки покладів природних бітумів способом свердловинного гідровидобутку.

Методи дослідження. Теоретичні положення роботи базуються на класичних положеннях теорії тепломасообміну і технічної гідромеханіки (процеси дезінтеграції породи, зниження в'язкості природного бітуму у наслідок нагрівання), а також теоретичних основ розділення дисперсних систем (екстракція бітуму). Для дослідження термодинамічних процесів в продуктивному пласті використано метод математичного моделювання.

Наукова новизна одержаних результатів.

– розроблено математичну модель процесу прогрівання пласта бітумінозного піску для інтервалу часу між початком буріння свердловини і початком видобутку збагаченого на бітум концентрату пульпи;

– розроблено програмний продукт для реалізації даної моделі.

Практичне значення отриманих результатів:

– обґрунтовано принципову можливість розробки покладів важкої нафти і природних бітумів на основі технології свердловинного гідровидобутку.

– за результатами математичного моделювання обґрунтовано основні параметри способу розробки природних бітумів на основі технології свердловинного гідровидобутку.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Загальний обсяг роботи становить 75 сторінок, із них основного тексту 53 сторінок, 17 рисунків за текстом, 3 таблиці за текстом, список використаних джерел із 65 найменувань на 6 сторінках, 1 додатку на 3 сторінках.

1 АНАЛІТИЧНИЙ ОГЛЯД

1.1. Ресурси і властивості природних бітумів

З кожним роком кількість спожитих вуглеводневих ресурсів зростає. Отже їх запаси в надрах неухильно зменшуються. Поки що це стосується традиційних джерел нафти, газу, вугілля. Тенденція тривалого виснаження світових запасів традиційних видів палива актуалізувала для світового співтовариства проблему подальшого вивчення ресурсного потенціалу нетрадиційних джерел вуглеводнів. У той же час видобуток нетрадиційних вуглеводнів таких, як газові гідрати, сланцевий газ і нафта, шахтний метан, важка нафта, природні бітуми, газ щільних порід поки, що не позначився на їх колосальний запасах (табл. 1.1), (рис. 1.1). Зменшення легковидобувних запасів вуглеводнів активізує видобуток нетрадиційних вуглеводнів.

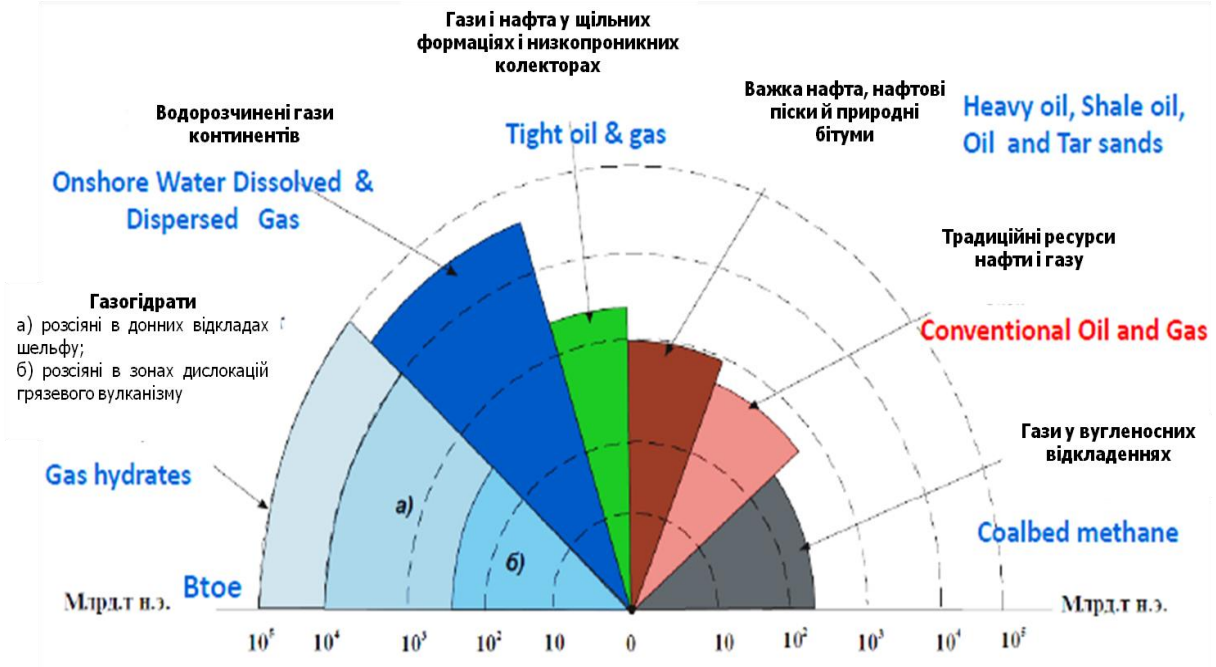


Рис. 1.1. Діаграма співвідношення світових запасів вуглеводнів (Якуцені В.П., Петрова Ю.Е.,Суханов А.А.)

Високов'язка нафта та природні бітуми серед нетрадиційних джерел вуглеводнів займають особливе місце, що зумовлено, по-перше, їх генетичною спорідненість з традиційною нафтою, а по-друге, колосальними розвіданими

запасами в світі. Так, сумарні розвідані геологічні запаси природних бітумів лише в Західній Канаді (Атабаска, Вабаска, Піс-Рівер) і бітумінозному поясі Оріноко перевищують 500 млрд т [1].

Сучасний стан вивченості високов'язких нафт та природних бітумів дозволяє впевнено говорити, що вони істотно відрізняються від традиційних нафт за хімічним складом, фізико-хімічними властивостями, ступенем взаємодії із вміщуючими породами та характером насичення порового середовища останніх, що суттєво впливає на ступінь їх вилучення з надр. Тому методи і підходи, які застосовуються при розвідці, розробці, видобутку і переробці традиційних нафт не можуть безпосередньо впроваджуватися на покладах високов’язких нафт та природних бітумів. Застосування традиційних технології при видобутку високов'язких нафт і природних бітумів призводить до низької вуглеводневіддачі і втрати цінних попутних компонентів, що суттєво знижує рентабельність розробки покладів і наносить шкоду навколишньому середовищу [6].

Таблиця 1.1

Зіставлення світових запасів конвенціональних і неконвекціоних вуглеводнів

Вид сировини	Доказані запаси	Прогнозні ресурси
Конвекційні вуглеводні		
Газ	220 трлн м^3	460 трлн м^3
Нафта	180 млрд. т	370 млрд т
Вгілля	700 млрд. т	18 трлн т
Всього, млрд. т.у.п.		20 000
Неконвекційні вуглеводні		
Сланцевий газ	200 трлн м^3	330 трлн м^3
Сланцева нафта	47 млрд т	
Нафта бітумінозних пісків		400 млрд. т
Метан вугільних пластів		260 трлн м^3
Горючі сланці (смола)		26 трлн т
Всього, без газових гідратів, млрд. т.у.п.		20 000 – 30 000
Газові гідрати		до 15 000 трлн м^3 (до 20 000 млрд. т.у.п.)

Одним із стратегічних резервів вуглеводнів для нафтовидобувних компаній всього світу є важкі нафти і природні бітуми [2 – 5]. Їх запаси в рази перевищують запаси традиційної нафти і газу. За інформацією, яку надав Французький інститут нафти відомо, що запаси важких нафт і бітумів усіх категорій, у всьому світі, досягають позначки 4,7 трлн барелів у нафтовому еквіваленті. Основні ресурси важкої нафти і бітумів, зустрічаються у Венесуелі, Мексиці, Канаді, США. В Сполучених Штатах Америки знаходяться три великих родовища бітумінозних пісків, а саме Асфальтовий хребет поблизу міста Вернал, басейн Уінти, Вайтрокс і Санісайд.

Відомо близько 600 покладів нафтоносних пісків у 23 країнах. Найбільші родовища знаходяться в Канаді, Венесуелі, Казахстані, США та Росії. Вони містять щонайменше 520 млрд т нафти. Розвідано 40 млрд т, з яких близько 28 млрд т припадає на Канаду (в провінції Альберта ресурсів більше, ніж запасів традиційної нафти в Саудівській Аравії), 6,6 млрд т знаходиться у Казахстані (Північно-Каспійський басейн), 5 млрд т у США (штат Юта) і 4,4 млрд т – у Росії (Тунгуський, Тимано-Печорський та Волго-Уральський басейни). Великі поклади нафтоносних пісків наявні також у Венесуелі, Австралії, Мадагаскарі, Китаї та інших країнах. В Україні є всі геологічні передумови для формування великих промислових скупчень високов'язкої нафти і природних бітумів. Але ступінь їх розвіданості, за винятком окремих покладів на Яблунівському, Бугруватівському, Бахмацькому, Скоробагатьківському, Орховицькому, Коханівському родовищах, надзвичайно низький. Всі відомі поклади були відкриті попутно під час пошуків нафти і газу, а їх запаси тривалий час вважалися позабалансовими [6].

Бітуми – корисні копалини органічного походження з первинною вуглеводневою основою, які залягають у надрах у твердому, в'язкому й в'язко-пластичному стані. Природні бітуми складаються з високомолекулярних вуглеводнів і гетероатомних (кисневих, сірчаних,

азотистих, металовмісних) сполук. До їх головних фізико-хімічних властивостей відносяться:

– консистенція – від в'язко-рідких (мальти) до рихлих (гумінокерити);

– густина – від 965 (мальти) до 1500 кг/м^3 (гумінокерити);

– температура розм'якшення – від 35°С (мальти) до неплавких (нафти, антраксоліти, гумінокерити);

– розчинність у хлороформі – від 100 % (мальти, асфальти) до нерозчинних (антраксоліти);

– вміст масел – мальти 65 – 40%, асфальти 40 – 25%, асфальтити 25 – 5%. Для деяких різновидностей асфальтитових бітумів характерним є збагачення сіркою 10 – 15 % і більше (тіокерити, кіскеїти), а також металами (V, Ni, U, Co, Mo, Rb, Ge).

Найбільші в світі родовища нафтоносних (бітумінозних) пісків розташовані в канадській провінції Альберта і знаходяться в межах Західно-Канадської нафтогазоносної провінції в районі Атабаска-Лойдмінстер, що наближений до Канадського щита (рис. 1.2).

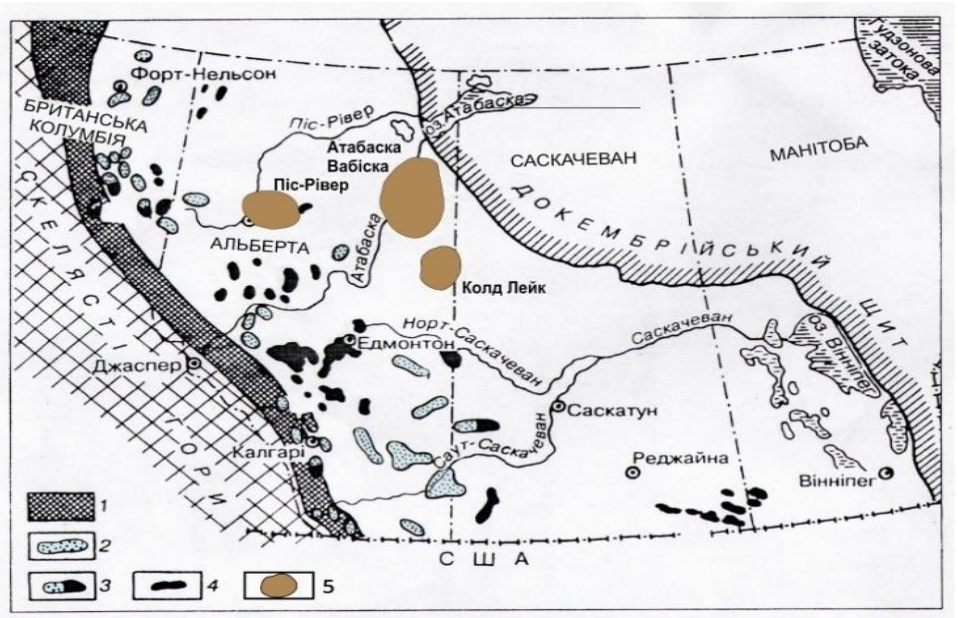


Рис. 1.2. Схема розташування нафтових, газових і бітумних родовищ в Західній Канаді: 1 – зона лускових деформацій шарів у передгір’ях; родовища: 2 – газові, 3 – нафтогазові, 4 – нафтові, 5 – бітумні

Ці родовища пов’язані з базальними пісковиками нижньої крейди, які залягають на невеликій глибині і навіть виходять на поверхню. Тут понад 77 тис. км^2 території займають піски, в суміш яких входить важка нафта. Наприклад, компанія Syncrude, провідний виробник синтетичної сирої нафти, видобуває в цих регіонах 122500 барелів сирої нафти в день [7].

За об’ємом нафти, яка знаходиться на території Канади, конкурентом їй може служить тільки Саудівська Аравія. Близько 95% загальної кількості нафти, займає нафта бітумінозних пісків. Отже пошуки нових технологій видобутку сирої нафти, які стануть альтернативою існуючим, є дуже важливим.

Найбільше родовище бітумів Атабаска (Athabasca-Wabiskaw), розташоване в долині річки Атабаска. Поклади пов’язані із зоною виклинювання нижньокрейдових пісковиків світи мак-мерей (рис. 2.3) на моноклінальному схилі великого підняття (280 × 145 км).

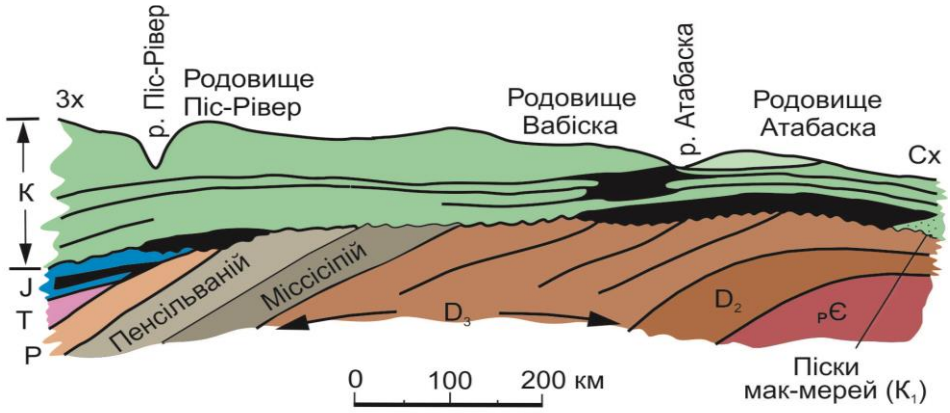


Рис. 1.3. Геологічний розріз родовищ бітумінозних пісків Атабаска-Вабіска – Піс-Рівер

Пісковики, що залягають в інтервалі глибин від 0 до 610 м, відслонюються в долині річки Атабаска на відстані 60 км. Товщина бітумінозних пісковиків зменшується в східному напрямку від 90 м до часток метра. Це грубі слабкосцементовані кварцеві пісковики і гравеліти озерного і дельтового походження базальної формації нижньої крейди, які залягають на розмитій поверхні девонських відкладів, що зім’яті тут у невелику

антикліналь. Породи відзначаються дуже високою пористістю 30–40 %. У пісковиках міститься до 20 % важкої асфальтової нафти з високим (4–5 %) вмістом сірки. Густина нафти близько 1000 кг/м^3. Площа покладу досягає 32 тис. км^2. Геологічні запаси цього родовища унікальні й становлять близько 138 млрд т, з яких видобувні запаси оцінюються від 20 до 40 млрд т [8].

Розробка нафтоносних пісків, що залягають на глибині до 40 – 60 м здійснюється відкритим (кар'єрним) способом з екскаваторним видобутком піску і подальшим відділенням бітуму від породи гарячою водою або водяною парою. Передбачено комплексне використання бітумінозних порід: крім синтетичних нафтопродуктів (лігроїн, гас, газойль), одержують елементарну сірку (до 900 тис. т/рік), кокс (2 тис. т/добу), а також титанові мінерали (94 тис. т/рік), циркон (41 тис. т/рік) та інші важкі мінерали з дебітумінізованого піску. Середній коефіцієнт вилучення бітумів 51%, вихід синтетичної нафти 35%. Собівартість розробки нафтоносних пісків не перевищує 30 американських доларів за барель.

ВВН і ПБ являють собою колоїдні системи, що мають аморфну будову. Групові вуглеводні входять до складу бітуму в різних співвідношеннях їх мас, що визначає їх структуру і властивості. В залежності від температури бітуми можуть володіти як
в'язкопружними, так і в'язкопластичними реологічними властивостями [6].

Внаслідок високого вмісту асфальтосмолистих речовин динамічна і кінематична в`язкість ВВН і ПБ суттєво підвищуються. Тому вони відносяться до неньютонівських (бінгамівських) рідин в`язко-пластичного типу, для яких залежність швидкостей течії від дотичного напруження на контакті з колектором має нелінійний характер [6].

Як і різноманітні суспензійні та колоїдні системи, рідкі нафтиди (ВВН і ПБ), на відміну від традиційних нафт і пластових вод, мають так звану структурну в`язкість, що зумовлена утворенням в стані спокою «жорсткої» просторової ґратчастої структури внаслідок підвищеного вмісту асфальто-смолистих компонентів. При напруженнях, що перевищують напруження

зсуву τ_o внаслідок руйнування цієї структури, вони починають поводити себе як звичайні (ньютонівські) рідини [6].

1.2. Методи видобування природних бітумів

Типові поклади нафтових пісків містять близько 10% бітуму, 5% води та 85% твердих речовин. Незважаючи на високе споживання енергії, необхідної для видобутку бітуму з бітумінозних пісків, це виробництво є економічно життєздатним, і воно здійснюється на великих родовищах бітумінозних пісків в Канаді. В нафтових пісках використовуються 2 основних способи видобутку бітуму: видобуток на поверхні та на місці залягання. Використовуваний метод залежить від глибини покладу.

Найефективнішим способом вилучення значних покладів бітумінозних пісків, що залягають на невеликій глибині є кар'єрний. Він складається із трьох комплексних операцій: відбір корисної копалини (бітумінозного піску), відділення бітуму від породи (екстракція), модернізація видобутого бітуму в легку синтетичну нафту.

Перший етап розробки відкритим способом полягає у видаленні торф'яного шару і породи товщиною 2 – 6 м. Попередньо ділянка осушується. Процес може тривати до 3 років. Руда видобувається і змішується з теплою водою, для відокремлення і вилучення бітуму з піску. Розділення відбувається в екстракційних блоках.

В екстракційній установці здійснюється процес Кларка (Кларк и Пастернак, 1932) – екстракція на основі гарячої води. До початку 1990-х років процес екстракції бітуму на водній основі, як правило, працювали при температурі 70 – 80 °С з додаванням лужних речовин. При таких високих температурах процеси вилучення бітуму потребує значних витрат теплової енергії. Тому значні зусилля були прикладені для зниження температури обробки породи [9].

Останніми роками кілька промислових процесів вилучення бітуму експлуатуються при температурі близько 40 – 55 °С. В 2000 році було

розроблено процес низькоенергетичного видобутку при температурі 25 °С і впроваджено на заводі Aurora компанії Syncrude Canada Ltd. В 2002 році ця температура була підвищена до 35 – 40 °С (для забезпечення надійності роботи і забезпечення високого рівня вилучення бітуму).

В типовому способі видобутку бітуму на водній основі з використанням гідротранспорту [9], бітумінозна порода змішується з водою і допоміжними речовинами (гідроксид натрію) з утворенням суспензії. Отриману суспензію вводять в конвеєрні трубопроводи для гідротранспорту. В трубопроводах бітум відділяється від зерен піску і приєднується до повітряних бульбашок, генерованих в процесі захоплення чи введення повітря. Потім аерований бітум відділяють від води і породи шляхом флотації в сосудах для гравітаційного розділення.

Отже комбінація гарячої води та перемішування дозволяє вилучати бітум з нафтового піску, стимулює прикріпленню крихітних повітряних бульбашок до бітумних крапель, які спливають до верхньої частини розділювального резервуара, де бітум можна відібрати.

Подальша обробка видаляє залишкову воду і тверді речовини. Бітум зазвичай потребує розведення легкими вуглеводнями, щоб забезпечити його транспортування по трубопроводах. Бітум потім транспортується і на завершення переробляється на синтетичну сиру нафту. Цей процес вилучає біля 90% бітуму.

Таким чином поклади, розташовані на глибині менше 75 метрів, можуть бути видобуті кар’єрним способом. Однак більшість родовищ знаходяться на глибині менше 50 метрів. Широко поширений в Канаді де до 20% доведених запасів бітумів залягають в піщаних колекторах на глибині до 50 м.

Решта 80% бітуму знаходяться занадто глибоко для видобутку, і його можна видобути тільки in-situ. У зв'язку з цим розроблено ряд методів виплавлення бітуму на місці залягання. Більша частина видобутку бітуму і важкої нафти in-situ надходить з відкладень, що залягають більш ніж на 400 метрів нижче поверхні землі.

Враховуючи фізико-хімічні властивості природних бітумів, найбільш раціональним є застосування методів, які максимально знижують їх в'язкість. Серед таких методів особливе місце займають теплові і термохімічні. До них відносяться різні комбінації введення пари або розчинників через горизонтальні або вертикальні свердловини.

Таким чином методи розробки покладів високов'язкої нафти і природних бітумів можна згрупувати наступним чином: 1) відкритий і шахтний методи видобутку; 2) «холодні» методи видобутку; 3) термічні методи видобутку нафти.

Методи збільшення нафтовіддачі аналізувались багатьма авторами [10 – 12].

Шахтно-свердловинний метод розробки, наприклад, можна застосувати при невеликих глибинах, в межах від десятків до сотень метрів. Цей метод дає дуже малий коефіцієнт вилучення нафти, при цьому необхідний значний обсяг буріння порожніх порід. З метою збільшення ефективності видобутку високов'язкої нафти і бітумів в даному способі використовують теплову дію з застосуванням пари [13, 14]. Термошахтний спосіб можна використовувати при заляганні продуктивних пластів не більше 800 м, коефіцієнт вилучення нафти може досягати 50%, при цьому він складніший, ніж шахтний і шахтно-свердловинний методи.

«Холодними» способами видобутку високов'язкої нафти є методи без введення в пласт теплової енергії в будь-якому вигляді. Наприклад, до «холодних» відноситься метод розробки «CHOPS» [15 – 17], при якому видобуток нафти проводиться разом з піском за рахунок спрямованого руйнування незцементованого або слабозцементованого теригенного колектора і створення в пласті відповідних умов для руху нафто-піщаної суміші. Для цього в пласті створюється депресія. За рахунок руйнування слабозцементованої породи утворюються так звані «червоточини». По них нафта і пісок надходить до свердловини. Метод CHOPS широко використовується для видобутку нафти в Канаді (до 15% сумарного

видобутку). Метод «CHOPS» можна впровадити без великих інвестицій в облаштування родовища, при цьому експлуатаційні витрати невеликі, але і коефіцієнт вилучення нафти в основному не більше 20% [18]. Метод не застосовують на родовищах бітумів і родовищах високов'язкої нафти з підошовною водою.

Метод «VAPEX» (рис. 2.4.) з використанням розчинників також відноситься до «холодних» [19 – 21]. Він передбачає закачування розчинника (вуглеводневі розчинники в тому числі етан або пропан) в пласт в режимі гравітаційного дренажу. Для цього використовується дві свердловини з горизонтальним забоєм один над іншим. При закачуванні розчинника в верхню з них утворюється камера-розчинник.

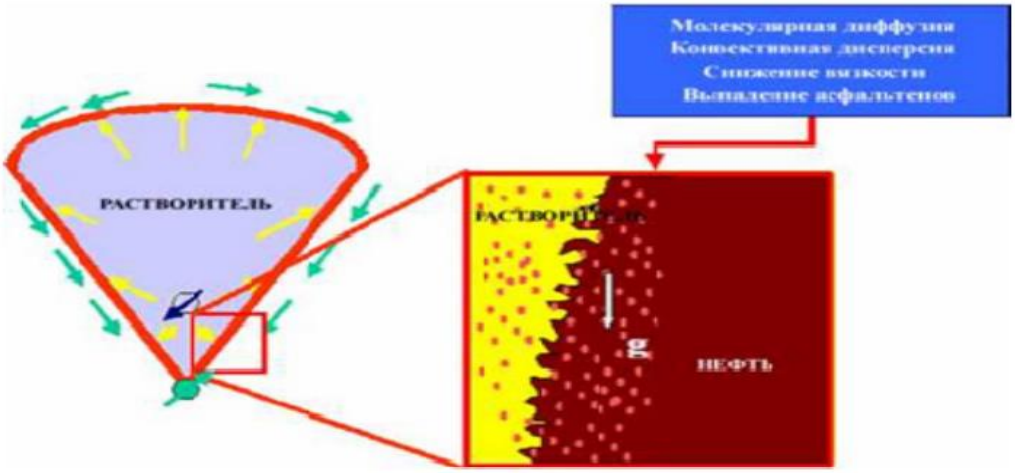


Рис. 1.4. Метод розробки VAPEX

Бітум розріджується за рахунок дифузії в неї розчинника і стікає по межах камери до видобувної свердловини під дією гравітаційних сил. Цей метод не потребує води і має на 25% нижчі капітальних витрат ніж процес SAGD (описаний нижче). Експлуатаційні витрати складають половину витрат, пов'язаних із процесом SAGD [22]. Метод хоча і дозволяє досягти вилучення нафти до 60%, але при цьому темп видобутку дуже низький.

Таким чином, «холодні» методи розробки покладів високов'язкої нафти і природних бітумів мають певні позитивні сторони, але є і ряд недоліків: існує верхня межа в'язкості нафти і невисокий темп розробки. Це обумовлює те, що значна частина здійснюваних проектів розробки родовищ високов'язкої нафти

і природних бітумів пов'язана з тепловими (термічними) методами впливу на пласти і комплексним впливом на пласт.

Вважається, що в даний час теплові методи перетворилися в базову технологію розробки родовищ високов'язкої нафти і природних бітумів. Відзначимо, що при штучному впливі на неї введенням теплової енергії будь-яким способом в системі «пласт – флюїди» виникають найрізноманітніші і складні процеси. При цьому в'язкість нафти істотно знижується, збільшується її рухливість, проявляються майже всі позитивні чинники, що впливають на коефіцієнт вилучення нафти.

Існуючі теплові (термічні) методи розробки нафтових родовищ прийнято ділити на методи: внутрішньо-пластового горіння; паро-теплового впливу на привибійну зону пласта (ПЗП); введення тепла в пласт шляхом закачування теплоносіїв (пар, гаряча вода).

Застосуванню теплових методів присвячується значна кількість науково-практичних досліджень і монографій [23 – 27].

Збільшення температури з 20 – 25 до 100 – 120 °С призводить до зниження в'язкості нафти з 1000 до 5 – 20 МПа·с [28, 29].

Однак проведені дослідно-промислові роботи по внутрішньо пластовому горінню (рис. 1.5) технологічного ефекту не дали [30].

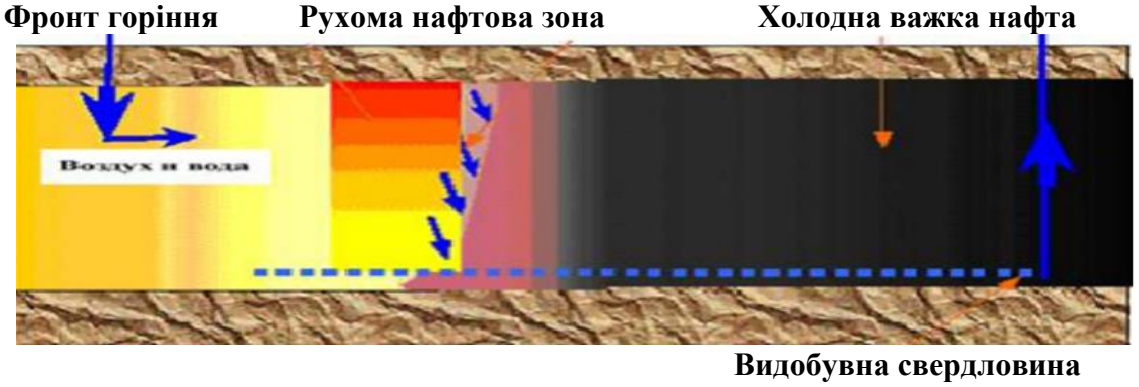


Рис. 1.5. Внутрішньопластове горіння

Найчастіше при видобутку високов’язкої нафти і природних бітумів застосовують паро-теплові обробки привибійної зони пласта в свердловинах [31, 32] і введення в продуктивний пласт теплової енергії закачуванням гарячої води або пари. Так як пар має теплоємність більше, ніж вода або газ, то він більш привабливий як теплоносій.

Метод полягає в періодичному закачуванні пари в при вибійну зону пласта. Нагрівання привибійної зони пласта призводить до зменшення в'язкості нафти, що дозволяє домогтися тимчасового зростання продуктивності свердловин. Першою промисловою технологією став метод CSS (Cyclic Steam Stimulation). У цьому процесі пару подають до нафтових пісків через вертикальні свердловини, а зріджений бітум вилучається на поверхню, з використанням тієї самої свердловини (рис.1.6)

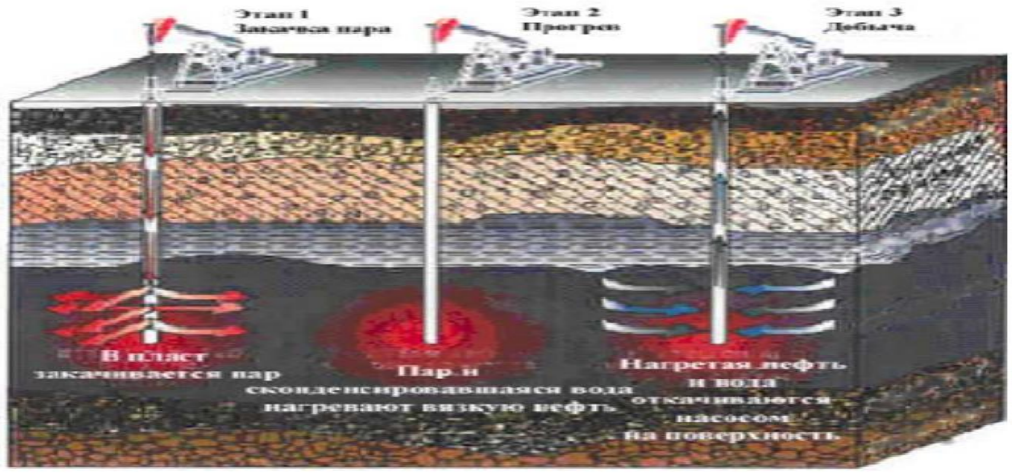


Рис. 1.6. Паротеплова обробка свердловин

Пар при температурі вище 300 °С закачують протягом декількох місяців. Потім ще кілька тижнів дають на прогрів свердловини. Після цього нагрітий бітум можна викачувати протягом кількох місяців. Однак процес може бути економічно ефективний лише протягом кількох перших циклів (зазвичай 3 – 5).

Технологія дозволяє впливати на невеликий об’єм пласта, тому коефіцієнт вилучення нафти при використанні цього методу розробки

невисокий – 0,15 – 0,20. Виявлено його низьку ефективність на покладах з продуктивними пластами невеликої товщини і глибиною залягання до 1000 м, недостатня здатність витіснення пари (через її малу в'язкість) в неоднорідних колекторах.

Метод є дуже енерговитратним і вимагає значних експлуатаційних витрат. Зазначені недоліки зумовили те, що паротеплова обробка свердловини грає роль допоміжної технології обробки привибійної зони пласта при основному методі витіснення нафти з пласта теплоносієм. В області термічних методів обробки нафтових пластів є значний практичний досвід, проте існує нагальна необхідність наукових досліджень і розробки нових і вдосконалених технологій і методів розробки покладів високов’язкої нафти і природних бітумів. Необхідність пошуку і розробки інновацій обумовлюється потребою збільшити коефіцієнта вилучення традиційних запасів вуглеводнів з максимально можливою ефективністю їх видобутку і наявністю проблеми освоєння «нетрадиційних» запасів нафти.

Для досягненням прийнятних значень коефіцієнтів вилучення потрібні нові теплові методи, що перевершують по ефективності вже традиційні технології паротеплового впливу. Одним з таких методів може бути парогравітаціонний дренаж (Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD)) (рис. 1.7) [33], який на сьогоднішній день в світі зарекомендував себе як дуже ефективний спосіб видобутку важкої нафти і природних бітумів.

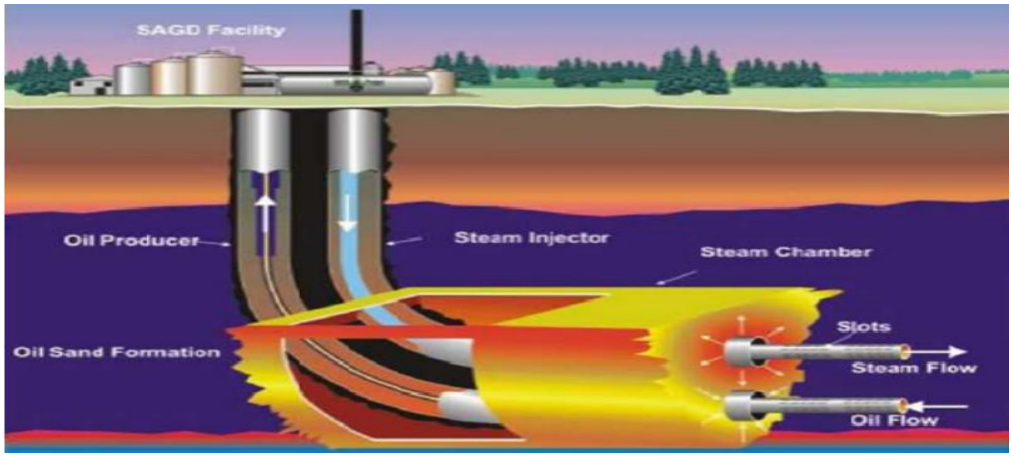


Рис. 1.7. Технологія парогравітаційного дренажа (SAGD) [33]

Для реалізації SAGD буряться дві горизонтальні свердловини (одна над іншою на відстані 3 – 7 м). У свердловини протягом 90 днів подається пар і створює прогріту зону, зменшуючи в'язкість бітуму (нафти) і підвищуючи рухливість. Сила тяжіння направляє сконденсовану воду і рухливі вуглеводні (бітум) до нижньої добувної свердловини.

У другій фазі здійснюється видобуток бітуму (високов'язкої нафти) з видобувної свердловини і закачування пари в нагнітальну. Закачується пар, через різницю щільності, пробивається до верхньої частини продуктивного пласта, створюючи парову камеру, яка збільшується в розмірах. Але при цьому крівля продуктивного пласта повинна бути надійним бар'єром для запобігання втрат пари. На поверхні розділу парової камери і холодної нафтонасиченої товщі постійно відбувається процес теплообміну, в результаті якого пара конденсується в воду і разом з розігрітою нафтою стікають вниз до добувної свердловині під дією сили тяжіння. Зростання парової камери вгору триває до тих пір, поки вона не досягне крівлі пласта, а потім вона починає розширюватися в сторони. При цьому нафта завжди знаходиться в контакті з високотемпературною паровою камерою. Таким чином, втрати тепла мінімальні, що робить цей спосіб розробки вигідним з економічної точки зору.

SAGD продемонстрував, що його операції можуть вилучити до 60% бітуму на місці. Свердловини SAGD працюють при низькому тиску пара. Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) в даний час є найбільш часто використовуваним методом видобутку *in situ*.

До теплових методів розробки бітумінозних пісків також відноситься метод електропідігріву. Дана технологія, як правило, використовується в якості допоміжної при реалізації SAGD і розробці родовища кар'єрним способом.

Крім того все більшу увагу привертає метод адресного комплексного впливу на продуктивні пласти. Під комплексним впливом розуміють поєднання або чергування в певному порядку двох або декількох різних методів впливу. Інтеграція технологій веде до прояву позитивного

взаємовпливу на механізм ефектів кожного окремого методу, тому може бути отриманий максимальний ефект [34].

Так, наприклад, обґрунтована комерційна ефективність методу видобутку з використанням розчинників в пароподібному стані (VAPor EXtraction – VAPEX). Нагріті етан і пропан-бутан закачуються в свердловину, розташовану у верхній частині пласта. Зниження в'язкості бітуму досягається за рахунок нагріву і розрідження розчинником, в результаті чого суміш бітум-розчинник самопливом стікає вниз в видобувну свердловину. За рахунок використання вуглеводневих розчинників вдається істотно знизити енерговитрати, а також успішно розробляти колектори з підвищеним умістом глин, де застосування методу з використанням пари є неприйнятним. Коефіцієнт доходить до 60%, але темпи видобутку надзвичайно низькі.

Нова технологія N-Solv, представляє собою модифікацію методу VAPEX. Технологія використовує пропан, нагрітий до 50 ^{0}C. Потребує на 80% менше енергії, а пропан можна використовувати повторно. Розчинник розчиняє бітум, а найважчі компоненти залишаються під землею. Отриманий продукт виходить менш в'язким і його можна відразу транспортувати по нафтопроводу. Ефективність процесу значно підвищено за рахунок вилучення з пропану домішків метану. (Метан в пласті значно погіршує процес теплообміну на межі «розчинник – бітум».)

В даний час також застосовуються процеси спільного закачування пари і розчинника: покращений розчинником парогравітаційний вплив – Expanding Solvent SAGD (ES SAGD), процес з додаванням розчинника – Solvent Aided Process (SAP), чергування закачування пари і розчинника – Steam Alternating.

Однак до цього часу в недостатній мірі досліджені теоретичні основи руху теплового фронту. В основному механізм поширення тепла в колекторі і ефективність застосування теплового впливу визначають неоднорідність по проникності (пошарова, зональна, анізотропія) і теплофізичні властивості матриці колектора.

Для розробки родовищ високов’язкої нафти з в'язкістю 200 – 500 МПа·с і більше з досягненням прийнятного значення коефіцієнта вилучення нафти

необхідні більш досконалі теплові методи, що перевершують по ефективності використовуються і ставши традиційними технології паротеплового впливу.

З технологічної точки зору пар у порівнянні з гарячою водою більш ефективний. Однак при певних умовах може виявитися, що розробка покладів високов'язкої нафти ефективніша із застосуванням гарячої води, так як виробництво пари більш дороге і викликає більше труднощів при реалізації. Нагнітання пара ефективніше здійснювати в пластах значної товщини, щоб уникнути великого розсіювання тепла в навколишні гірські породи [35]. При закачуванні пари створюються умови значного термічного навантаження всього обладнання свердловин, в тому числі експлуатаційних колон

Це викликає додаткові ризики пошкодження колон і цементного кільця і представляє, крім технічних і технологічних ускладнень, екологічну небезпеку для навколишнього середовища.

Тому нагнітальні свердловини слід кріпити і виконувати наземне облаштування з урахуванням впливу високих температур. До недоліків паротеплового впливу можна віднести небезпеку руйнування мінерального скелета гірських порід і виносу значного обсягу піску в свердловини. Значні витрати ресурсів на відповідне обладнання свердловин і нагрів теплоносія до високих температур, додаткове екологічне навантаження на навколишнє середовище при виробленні пари або гарячої води також є обмежуючими факторами при використанні термічного впливу на продуктивні пласти.

Крім того основною проблемою при закачуванні парів води або вуглеводневих розчинників є неоднорідність продуктивних пластів. Це неминуче призводить до їх прориву у видобувні свердловини і необхідності застосування потоковідхиляючих технологій (блокувальних гелів, осадкоутворюючих композицій).

Висновки до розділу

Сучасний стан вивчення високовязких нафт (ВВН) та природних бітумів (ПБ) дозволяє впевнено говорити, що вони істотно відрізняються від

традиційних нафт за хімічним складом, фізико-хімічними властивостями, ступенем взаємодії із вміщуючими породами та характером насичення порового середовища останніх, що суттєво впливає на ступінь їх вилучення з надр. Тому методи і підходи, які застосовуються при розробці, видобутку і переробці традиційних нафт не можуть безпосередньо впроваджуватися на покладах високов'язких нафт та природних бітумів [6].

1. У світовій практиці накопичений значний досвід розробки родовищ високов'язкої нафти і природних бітумів.

2. Відомі методи мають свої переваги і недоліки та виявляють максимальну ефективність за певних геологічних умов. Так, наприклад, метод CHOPS вимагає постійного контролю, оскільки на вибої умови постійно змінюються. А коефіцієнт нафтовіддачі даного методу не перевищує 20%.

3. Оскільки нижньою межею розробки кар'єрного методу є глибина 75 м з його допомогою можна видобути лише 20% запасів бітумів,.

4. Термічні методи впливу на продуктивні пласти дозволяють отримати відчутний технологічний ефект, але застосування окремих методів (закачування пари, внутрішньо-пластового горіння) ускладнене існуванням ряду факторів, що обмежують їх застосування (велика складність управління рухом фронту горіння; надмірний ріст газового фактора; кратне зменшення міжремонтного періоду роботи свердловин і нафтопромислового обладнання, велике число інцидентів і відмов через корозію матеріалу, з якого виготовлено обладнання; емульгування окисленої нафти і ін.).

5. Через небезпеку прориву робочого агента на поверхню методи вилучення бітуму на місці його залягання шляхом закачування пари застосовуються починаючи з глибини 200 м.

6. У зв'язку з цим важливим завданням є розроблення ефективного методу для даного інтервалу залягання покладів бітумінозних пісків.

Постановка задач

Близько 80% покладів бітуму знаходяться занадто глибоко для видобутку кар'єрним способом. Його можна видобути тільки *in-situ*. У зв'язку з цим

розроблено ряд методів. Враховуючи фізико-хімічні властивості природних бітумів, найбільш раціональним є застосування методів, які максимально знижують їх в'язкість. Серед таких методів особливе місце займають теплові і термохімічні. До них відносяться різні комбінації введення пари або розчинників через горизонтальні або вертикальні свердловини. Однак на відомі на сьогодні методи *in-situ* передбачають видобуток бітуму і важкої нафти з відкладень, що залягають більш ніж на 400 метрів нижче поверхні землі. Хоча дані методи можна застосовувати починаючи з глибини 200 м від поверхні (через небезпеку прориву робочого агента на поверхню), однак для інтервалу, як мінімум, у 125 метрів (від 75 до 200 м) на сьогодні не існує прийнятної технології видобутку бітуму.

У зв'язку з цим важливим завданням є розроблення ефективного методу для даного інтервалу залягання покладів бітумінозних пісків.

Лабораторні, а тим більше натурні експерименти є досить вартісними і тривалими. Тому на етапі розроблення принципової схеми технології і теоретичного обґрунтування технологічних процесів доцільно розробити математичні моделі , які б їх описували.

Як зазначено вище, в'язкість природних бітумів і високов'язких нафт залежить від температури, визначає механічні властивості породи продуктивного пласта та ефективність їх відділення (екстракції) від твердої фази. Тому на даному етапі розроблення технології вилучення природного бітуму із покладів бітумінозних пісків важливо встановити термодинамічні параметри продуктивного пласта для інтервалу часу від початку буріння свердловини до початку дезінтеграції породи у виробці гідромоніторним струменем та отримання збагаченого на бітум концентрату пульпи, а також розв'язати задачу про стаціонарний режим, який встановився у процесі видобутку.

2 ОБҐРУНТУВАННЯ СПОСОБУ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНИХ БІТУМІВ

2.1. Механізм руйнування гірських порід

На думку П. А. Ребіндера, чим менші за розміром частки, що складають породу, тим менші мікротріщинуватості і інші порушення, які є основною причиною руйнування твердого тіла. Зміна розмірів зерен від 1 до 100 мкм знижує міцність порід майже в 2 рази [37, 38].

Молекулярні сили, характерні для осадових порід, є незначними (0,4 – 12 Дж / моль), але діючі на значну відстань – у кілька тисяч ангстрем. Саме тому осадові і деякі інші породи, не відрізняючись високою міцністю, викликають певні проблеми при руйнуванні внаслідок пластичності і в'язкості. Дані проблеми обумовлені силами молекулярної взаємодії, і надають, таким чином, значний опір силам руйнування, яке може не припинятися і при порушенні суцільності.

Ці сили визначають міцність адгезійного з’єднання різнорідних мінералів в структурі породи і когезійну – однорідних. Розрив цих зв'язків визначає міцність гірської породи. При цьому адгезійні зв'язки менш міцні, а межі мінеральних частинок, поряд з тріщинами, є дефектами породи, що впливають на її міцність в першу чергу.

О. Коші у теорію міцності ввів поняття напруг: напруги – середньої інтенсивності силового впливу, яка припадає на одиницю площі руйнування тіла. Умову міцності твердого тіла встановлено Ш. Кулоном. Вона базується на тому, що руйнування гірських порід при дії на них стискуючих навантажень відбувається або у результаті зсуву одних частин щодо інших, або внаслідок відриву цих частин один від одного, так як граничні дотичні напруження і напруги відриву значно менші стискаючих.

Сила Q, яка зсуває частину породи відносно іншої, долає опір сил щеплення T и сили тертя $F = \mu_0 \cdot N$, тобто

$$Q = T + \mu_0 \cdot N, \qquad (2.1)$$

де μ_0 – коефіцієнт внутрішнього тертя; N – сила, нормальна до площини ковзання.

Розділивши всі члени рівняння на площу зсуву, можна отримати напругу зсуву, що характеризує міцність твердої породи:

$$\tau = \tau_0 + \mu_0 \cdot \sigma \qquad (2.2)$$

де τ_0 – питома сила зчеплення; σ – нормальне напруження; $\mu_0 = tg\ \varphi$, де φ – кут внутрішнього тертя.

Характеристики τ_0 и μ_0, що входять в умову міцності, можуть бути знайдені експериментально.

Кут внутрішнього тертя в породах найбільш часто знаходиться в межах 20 – 60^0 і зменшується зі збільшенням вмісту в породі дрібних фракцій і мінералів, які сприяють взаємному ковзанню однієї частини породи щодо іншої [39 – 40]. В табл. 2.1 наведено значення сили щеплення і кута внутрішнього тертя деяких порід.

Таблиця 2.1

Сила щеплення і кут внутрішнього тертя деяких порід

порода	τ_0, МПа	φ, град
Вугілля	4,6 – 10	35 – 37
Аргіліт	18 – 23	33 – 34
Алеврліт	23 – 26	27 – 32
Діорит	68	33
Роговик	85	35
Сієніт порфіровий	45	31,5
Базальт пикритовий	27	34

Деформація породи може супроводжуватися наступні стадії: I – зміцнення і закриття наявних тріщин, порового простору і дефектів, II – пружного деформування; III – зародження і розвиток нових тріщин; IV – розгалуження і злиття тріщин, диспергування матеріалу, що призводить до остаточного руйнування.

Сучасні уявлення про механіку руйнування гірських порід ґрунтуються на таких теоретичних положеннях, як:

– критерій міцності А. Гриффітса про вплив дефектів (тріщин) на міцність твердих тіл;

– уявленнях, що модифікують теорію А. Гриффітса і стверджують, що при зростанні стискаючих напруг тріщини повинні закриватися, внаслідок чого буде розвиватись тертя по поверхні утвореного контакту, а не зростання тріщини [41 – 42];

– гіпотеза про ефективні розтягуючі напруження, які викликані стискаючим навантаженням [41].

У гірських породах крім дефектів, що містяться в мінералах, як такі можна розглядати кордони мінеральних зерен, шарів, оскільки тріщини, що розділяють цілісність зразка породи, проходять переважно по межах зерен мінералів по складній траєкторії, утворюючи поверхню багатовимірної кривизни. Таким чином, число дефектів і їх вплив на міцність породи залежить від будови (розмірів і форми мінеральних зерен), зовнішніх умов (зовнішніх тисків) і режимів руйнування. Вплив дефектів полягає в тому, що вони зменшують діючу площу перетину зразка, яка піддається, наприклад, розриву. Крім того, поблизу дефектів концентруються напруги і ці місця є осередками процесів руйнування в твердому тілі.

У випадку, якщо виникаючі напруження перевищують межу міцності гірської породи, відбувається порушення зв'язків між частинками породи і настає їх руйнування.

Енергоємність руйнування гірської породи оцінюється кількістю витраченої енергії на процес. При цьому енергія витрачається на: пружні і пластичні деформації в породі, подолання сил тертя, подолання сил зв'язку в породі і сил внутрішнього тертя, деформацію і нагрівання самого інструменту.

У зв'язку з втратами енергії на супутні процесу руйнування явища, оцінюють корисну енергію і загальну енергію руйнування, Дж. При певних розрахунках враховують об'ємну питому енергоємність руйнування, Дж / $см^3$, і контактну питому енергоємність руйнування, Дж / $см^2$.

Робота, витрачена на деформацію породи, буде пропорційна об’єму деформованої породи. При розрахунках частіше використовують співвідношення, яке розраховують за залежністю:

$$A_y = 1/2\ P\ \xi_y \qquad (2.3)$$

де P – навантаження, що відповідає деформації породи на величину деформації ξ_y.

Руйнування гірських порід (РГП) при бурінні свердловин здійснюється основними способами [43]: механічним, який набув найбільшого поширення, і фізичними, які знаходяться в стадії вивчення або застосовуються в обмежених обсягах.

На думку ряду авторів одним з найбільш перспективних є гідродинамічний спосіб руйнування гірських порід, здійснюваний високошвидкісним струменем рідини. Даним способом на забій свердловини можна передавати значні потужності.

Гідромеханічні способи РГП можна розділити на 3 групи: ерозійні, абразивні і комбіновані. Руйнування гірських порід при реалізації ерозійних способів здійснюється високонапірним струменем рідини. Взаємодіючи з матеріалом, що руйнується, струмінь створює нормальні тиску за рахунок гідравлічного удару і дотичні напруження, що викликаються радіальним плином рідини (ерозія). Даному способу притаманне також руйнування гірських порід шляхом їх розчинення в промивній рідині. При високих швидкостях рідини процес руйнування може інтенсифікуватись за рахунок кавітаційної ерозії.

З точки зору науки цікавим є механізм ерозії крихких матеріалів (а до них відноситься більшість гірських порід [43]) під ударами твердих абразивних частинок. Під ерозією розуміється послідовне і безперервне винесення об’єми матеріалу внаслідок його взаємодії з двофазним середовищем (речовини з чужорідними твердими включеннями, щільність яких більше щільності даного середовища) в одиницю часу [44].

Однак кожна з них містить параметри, які потребують для їх визначення проведення додаткових трудомістких експериментальних або складних

теоретичних досліджень по встановленню закономірностей ерозійного руйнування крихких матеріалів (руйнування міцних гірських порід в результаті складання деструктивної дії частинки пружно-пластичного характеру, а також побудови поверхонь мікротріщин, що утворюються при ударі одиночною частинкою. Злиття цих поверхонь призводить до утворення замкнутої обмеженої частини масиву, яка у ж в результаті відколюється.

Найбільш повно вивченим є гідромоніторний спосіб РГП, при якому руйнування здійснюється безперервно високонапірним струменем рідини, що рухається з великою швидкістю. Основні дослідження гідромоніторного способу буріння проводилися в 70-80 рр. минулого століття в США, СРСР, Голландії та Японії. Докладні результати досліджень наводяться в роботах [44 – 46]. Встановлено, що на забій можна передавати велику гідравлічну потужність, при цьому швидкість проходки зростає в 5 – 8 разів в порівнянні з шарошечними долотами. Однак даний спосіб має значну енергоємність. Так для ефективного руйнування забою ерозійним способом швидкість рідини повинна бути на рівні 200 – 1000 м/с, а тиск – не нижче 80 – 400 МПа.

Сутність абразивних способів полягає в руйнуванні порід високонапірним струменем рідини, що містить в підвішеному стані абразивні частинки. При цьому, крім впливу рідини, руйнування гірських порід відбувається за рахунок багаторазової ударної дії абразивних частинок, що супроводжується і крихкою, і пластичною деформацією породи.

Основним представником абразивного способу РГП є гідромоніторно-абразивний, при якому руйнування здійснюється рідиною, що несе абразивні частинки. (За результатами досліджень [44 – 46] встановлено, що гідромоніторно-ерозійний спосіб досить ефективний при бурінні в абразивних породах). Також він зберігає переваги гідромоніторному способу. Однак для ефективного руйнування породи необхідні значно менші швидкості рідини – 100 – 200 м/с). Однак спосіб має наступні недоліки: підвищений знос насосного обладнання, циркуляційної системи та соплових насадок; необхідність у великій кількості абразивного матеріалу; велика ймовірність прихвату бурильної колони при раптовій зупинці циркуляції промивної рідини.

2.2. Технологія свердловинного гідровидобутку корисних копалин

У гірництві добре відома фізико-хімічна технологія свердловинного гідровидобутку (СГВ) корисних копалин, в якій гідравлічна енергія, що підводиться до покладу після розкриття його свердловиною, використовується для розущільнення породи в місці її залягання шляхом переведення в рухомий стан за допомогою гідромоніторного струменя, приготування гідросуміші (пульпи) і вилучення її на поверхню [47].

Свердловинний гідровидобуток зазвичай застосовується при розробці слабозцементованих порід неглибокого залягання. Окремі технології СГВ дозволяють розробляти породи на глибині більше кілометра. У США технологія СГВ активно використовується для інтенсифікації газовіддачі газоносного вугілля. Метод свердловинного гідровидобутку також дозволяє отримати доступ до осадових корисних копалин, що розташовані нижче морського дна.

Основним енергоносієм при технології свердловини гідровидобутку є вода, тому умовою ефективного функціонування підприємства є наявність достатньої кількості води і електроенергії для роботи насосів.

Метод свердловинного гідровидобутку базується на гідромоніторному руйнуванні масиву породи. Гідромонітор опускається в свердловину і по ньому подається вода під тиском, яка проходячи через гідромоніторну насадку, утворює гідромоніторний струмінь та руйнує породу з утворенням пульпи. Решта потоку подається в гідроелеватор, де створюється вакуум. Коли пульпа досягає зони розрідження, ежектор захоплює пульпу і видає її на поверхню, де зруйнована порода відділяється від води. На рисунку 2.1 представлено приклад способу свердловинного гідровидобутку корисних копалин.

Головними технічними характеристиками свердловинного гідровидобутку є: глибина розробки – 15 м – 1 км; діаметр снаряду – 89 – 305 мм; робочий тиск рідини на виході з насадки – 7 – 20 МПа; витрата води – 150 – 300 $м^3$/год, консистенція пульпи (порода/вода) – 1/6 – 1/1; продуктивність

свердловини – 30 – 90 м^3/год; радіус розмиву – понад 10 м; товщина розроблюваного пласта – 0,3 – 400 м. Головна технічна перевага свердловинного гідровидобутку – це прямий доступ до продуктивного пласту.

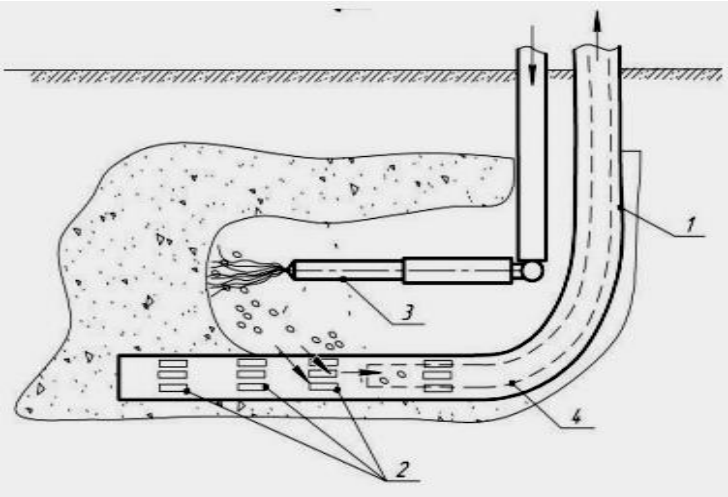


Рис. 2.1. Приклад способу свердловинного гідровидобутку корисних копалин:1 – видобувна свердловина; 2 – перфорована труба із отворами;
3 – гідромонітор із телескопічним стволом; 4 – допоміжна всмоктувальна труба

Механізм гідравлічного руйнування гірських порід є складним процесом, обумовленим одночасною дією ряду чинників, до яких можна віднести нормальне і дотичне напруження при дії струменя на масив, динамічну ударну дію, фільтраційний тиск, абразивну дію і т. і. [48].

Проникаючи в масив за рахунок фільтрації по порах і тріщинах, вода знижує міцність порід [48], викликає місцеві гідророзриви і руйнування, що необхідно враховувати при вивченні механізму подрібнення конкретного масиву введенням відповідних коефіцієнтів, корегуючи наведену залежність. Однак у процесі руху струменів у багатофазних системах (вода, тверді включення, газ) виникають явища настільки складні, що на сьогодні не існує достатньо надійних способів їх аналітичного визначення. Також не знайдена загальна аналітична залежність сили дії струменя на перешкоду. Тому найбільш точні дані можна отримати при проведенні подальших експериментальних досліджень.

Технологічні процеси свердловинного гідровидобутку тісно взаємозв’язані між собою і у своїй сукупності являють рішення складної задачі – поєднання різноструктурних процесів в єдиний технологічний цикл видобутку корисних копалин через свердловини з урахуванням різних гірничо-геологічних вимог до процесу гідровидобутку. Гідродинамічна дія на межі «порода – флюїд» супроводжується процесами масовіддачі, які характеризують швидкість гідровидобутку. При гідродинамічній дії на газогідрат у продуктивному пласті, окрім його гідродинамічного і механічного руйнуванням, відбуваються (можуть відбуватися) фізико-хімічні процеси його дисоціації і перекристалізації.

Коефіцієнт масовіддачі при цьому визначає загальну величину переміщення міжфазної межі углиб масиву за одиницю часу при прояві різних механізмів перенесення маси за різних умов контакту фаз (молекулярна дифузія, конвективне перенесення, перенесення при дії на поверхню породи самоорганізованих гідродинамічних вихрових структур, перенесення при розчиненні частини газу і солей у воді, що подається гідромонітором).

На зрізі насадки гідромонітора витрата струменя рівна подачі насосів. У міру віддалення від насадки витрата струменя збільшується за рахунок приєднаної маси рідини ззовні. Таке можливе тільки в тому випадку, якщо основна маса рідини знаходиться в постійній циркуляції, багато разів виходячи зі струменя і повертаючись у струмінь, наприклад після удару об забій. Установлено, що перед зустріччю із забоєм витрата струменя більш ніж у 4 рази перевищує початкову витрату.

Однак маса води, що приєднується до струменя ззовні, у своєму складі неодмінно буде містити якусь частину твердих включень подрібненої породи і газогідрату. Внаслідок цього гірський масив буде додатково піддаватись абразивній дії твердої фази.

Як відомо, гідроабразивне руйнування гірських порід ґрунтується на безперервній сумісній дії високошвидкісних струменів води й абразивних частинок. У результаті такої дії в породі утворюється щілина певної глибини і

ширини. Причому глибина щілини в цьому випадку у 5 – 8 разів перевищує глибину щілини, утвореної струменями води без додавання абразивного компонента.

Різання конкретного типу породи залежить від безлічі факторів, пов’язаних як з фізичними властивостями гірських порід, так і робочими параметрами інструмента. Первинним механізмом різання в системі свердловинного гідровидобутку є перетворення кінетичної енергії струменя води в ударний тиск, що діє на скелю.

У затопленому забої технологія дозволяє вести відпрацювання незв'язних рудних тіл в умовах великих притоків води, а також під водоймами і на шельфі морів. Однак в умовах затопленого забою відбувається швидке гасіння енергії струменя [49]. Потрібно застосування шлангових або телескопічних моніторів, що подовжуються у міру просування забою. Це ускладнює конструкцію агрегату, вимагає створення спеціальних систем для контролю і управління гідромонітором. При цьому обмежується також обсяг відпрацювання на одну свердловину в зв'язку з загрозою обвалення крівлі. Після обвалів подовжений гідромонітор важко або неможливо звільнити. Також утруднене вилучення гірської маси і значний рівень втрат. Все це обмежує сферу застосування цієї технологічної схеми свердловинного гідровидобутку.

2.3. Теоретичні основи руйнування породи гідромоніторним струменем

Теоретичні і експериментальні дослідження різних схем гідромеханічного способу руйнування гірських порід [50, 51] дозволили розкрити особливості і механізм руйнування гірських порід, встановити розрахункові залежності для визначення силових і енергетичних показників процесів, а також раціональних параметрів руйнування.

Технологічні процеси свердловинного гідровидобутку тісно взаємозв'язані між собою і в своїй сукупності представляють рішення складної

задачі – поєднання різноструктурних процесів в єдиний технологічний цикл видобутку корисних копалин через свердловини з урахуванням різних гірничо-геологічних вимог до процесу гідровидобутку.

Першою ланкою всього технологічного ланцюга є процес гідравлічного розмиву (гідроруйнування) породи. Максимально можливу продуктивність видобутку через свердловини визначає саме процес гідророзмиву.

Ефективність процесу гідравлічного розмиву визначається:

а) конструктивними особливостями і геометричними параметрами інструменту руйнування масиву – гідромонітора;

б) витратно-напірними і фізичними характеристиками агента руйнування – напірної рідини;

в) гідростатичними параметрами в очисній камері і порядком ведення очисних робіт в ній;

г) взаємодією з суміжними технологічними процесами: попередньою підготовкою масиву (або без неї); гідротранспорту зруйнованої гірської маси до зумпфу гідровидобувного агрегату; можливістю управління процесом приготування пульпи при всмоктуванні гірської маси.

Порушення зв’язків у гірській породі та утворення завислого диспергованого стану порід відбувається з допомогою гідромоніторного струменя. Цей струмінь є робочим органом свердловинного гідровидобутку корисних копалин, який здійснює руйнування (диспергування), змивання та підіймання гірничої маси через свердловину на поверхню. Свердловинний гідровидобуток проводиться затопленим вільним струменем, коли густина матеріалу струменя дорівнює густині середовища.

Найбільш простою струминною течією вважається вільний затоплений струмінь, що витікає в середовище тієї ж щільності. Характеристики вільного затопленого струменя найповніше описані в роботах Р.Н. Абрамовича. Струмінь, має дві характерні ділянки, що відрізняються по структурі течії: початковий і основний.

Потенційна енергія води в насадці перетвориться в кінетичну, запас якої у міру віддалення від насадки втрачається. (Загальна аналітична залежність сили дії струменя на перешкоду не знайдена). Втрати енергії у вільному затопленому струмені досить інтенсивні. При руйнуванні гірського масиву динамічні і структурні характеристики струменя систематично змінюються у міру збільшення відстані між насадкою і поверхнею руйнованого масиву. З віддаленням насадки від масиву діаметр струменя збільшується і вона поступово втрачає свою кінетичну енергію.

Оскільки струмінь можна розглядати, як вісесиметричний, для турбулентного струменя поперечні складові швидкості набагато менші, ніж подовжні і ними можна знехтувати. У подовжньому напрямі за рахунок турбулентності [52] швидкість потоку носитиме характер пульсації.

На рисунках 2.2 – 2.3. за даними показано в графічному вигляді приклади вісесиметричних профілів швидкості струменя [53].

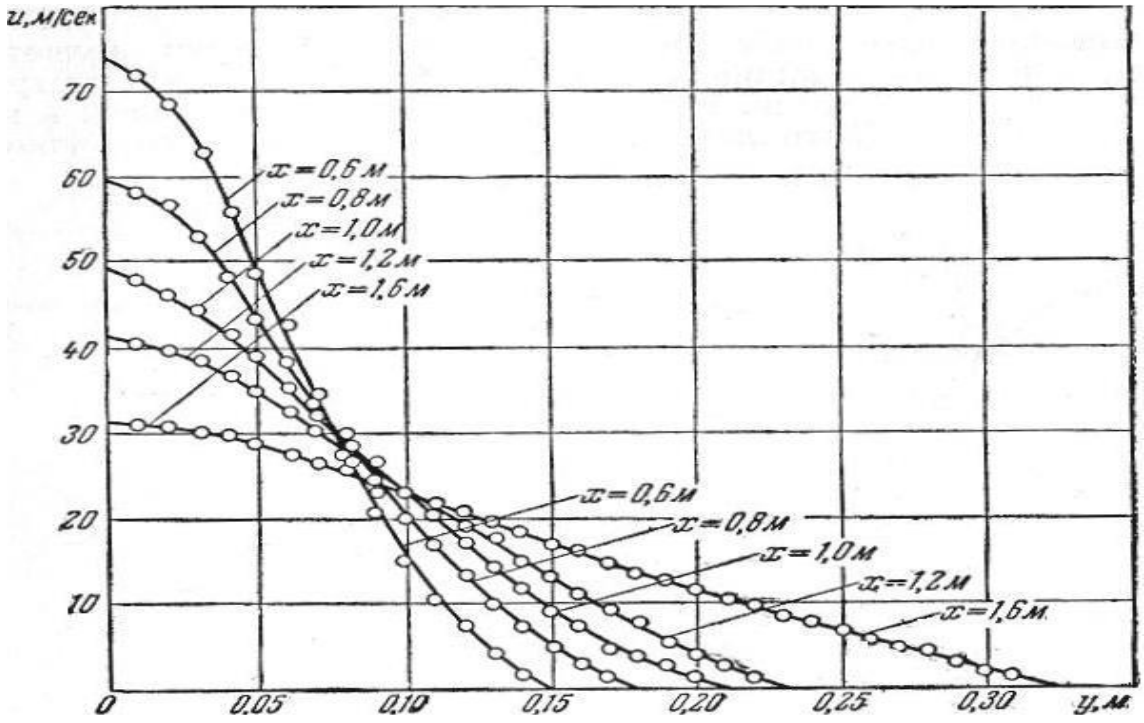


Рис. 2.2. Профіль швидкості вісесиметричного затопленого струменя на різній відстані x від її джерела [53]

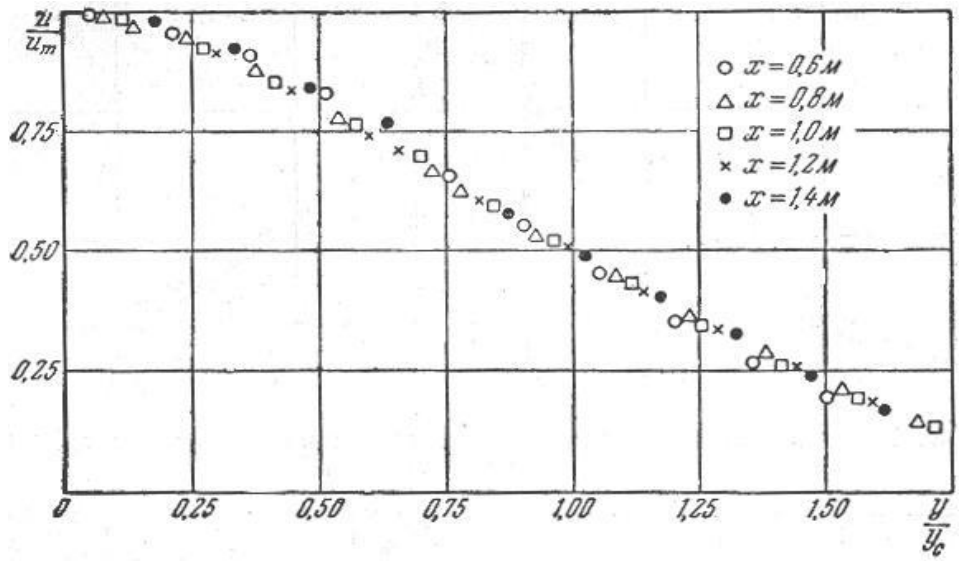


Рис. 2.3. Безрозмірна епюра швидкості в вісесиметричному затопленому струмені [53]

Їх аналіз показує, що профіль швидкості струменя, тобто її епюра в довільному поперечному перетині, залежить від ступеня віддаленості від джерела струменя. Зі збільшенням цієї відстані профіль стає ширшим і пологішим. Таким чином, відстань від сопла до ґрунту є визначальним параметром у фізичному механізмі передачі енергії від струменя до ґрунту.

У результаті сила дії затопленого струменя гідромонітора у міру її розповсюдження в масі навколишньої рідини інтенсивно знижується [54]. Так, при робочому тиску 7 – 10 МПа і діаметрах насадки 25 – 30 мм, на відстанях 1 – 1,5 м від виходу з насадки струмінь гідромонітора вже не може створювати руйнуючих зусиль на забої, і процес розмиву припиняється.

Тому при свердловинному гідровидобутку корисних копалин гідромонітор зазвичай розміщується в безпосередній близькості від руйнованої породи.

Крім того компактніший струмінь має велику довжину початкової ділянки, повільніше убування осьового динамічного тиску по довжині, більше значення середнього динамічного тиску на однаковій відстані. В результаті цього енергія струменя надходить до руйнованого масиву в більш концентрованому вигляді.

Високонапірні струмені можуть бути двох видів: стаціонарні і нестаціонарні. Стаціонарні високонапірні струмені мають постійні в часі гідродинамічні характеристики. Нестаціонарні високонапірні струмені періодично змінюють в часі гідродинамічні характеристики. До останніх струменів відносяться: безперервні (пульсуючі) і переривисті (імпульсні). Застосування нестаціонарних струменів може істотно підвищити ефективність руйнування гірських порід за рахунок створення миттєвих перепадів тиску (гідравлічних хвиль).

Залежно від щільності середовища, в якому розповсюджуються струмені, вони поділяються на затоплені і незатоплені. Струмінь вважається затопленим, якщо він витікає в середовище, щільність якого рівна або більша щільності речовини струменя.

Крім того, збільшення гідростатичного тиску в свердловині погіршує параметри струменя гідромонітора і істотно зменшує дальність його дії.

Гідромоніторні струмені СГВ поділяють на три групи за тиском: 1) низького – до 1,0 МПа; 2) середнього – від 1,0 до 4,0 МПа; високого – більше 4,0 МПа.

Спостереження показують, що при розмиві породи ударом струменя мають місце механічне руйнування в результаті динамічного навантаження і гідродинамічне руйнування за рахунок дотичної напруги, що виникає в масиві. При цьому відбувається також розчинення водою солей, що містяться в породі. У зв'язку з активним характером дії струменя на породу руйнування її водою відбувається при меншому тиску, чим при механічних засобах.

Руйнування породи струменем води гідромонітора починається за умови, коли осьовий динамічний тиск струменя *Pm* на контакті з рудним масивом перевищує граничне значення $[P_m] > 0{,}15[\sigma_{сж}]$.

2.4.Основні параметри гідромоніторного струменя

Загальна схема витікання струменя з сопла на породу показана на рисунку 2.4. Значення кута θ, відповідного куту між межею струменя і її віссю завжди лежать в діапазоні θ = $13^0\ 20' – 15^0\ 10'$ [55].

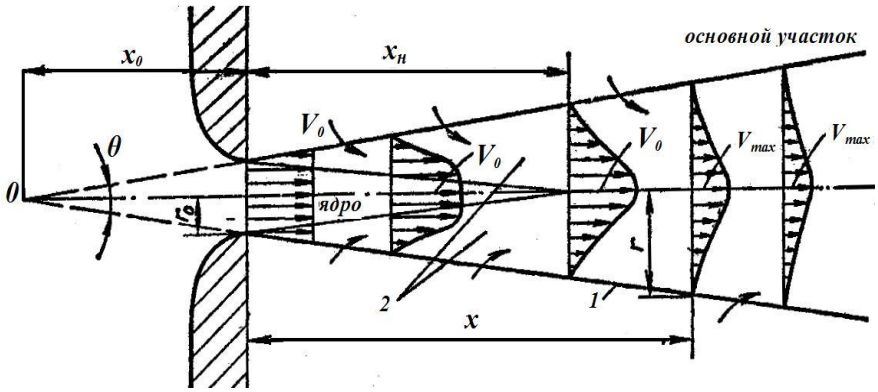


Рисунок 2.4. Розрахункова схема струминного размиву породи: 1 – межа струменя; 2 – струмінь

До основних розрахункових співвідношень характеристик струменя при витіканні із сопла відносяться [56]:

– полюс струменя, який є точкою перетину зовнішніх меж струменя (рис. 3.4)

$$x_0 = \frac{0.29}{a} r_0 \tag{2.4}$$

де a – константа, а = 0,07 – 0,08; r_0 – радіус сопла, *м*;

– довжина початкової ділянки

$$x_н = \frac{0.67}{a} r_0 \tag{2.5}$$

– швидкість струменя на основній ділянці, що складається із прикордонного шару

$$V_{макс} = \frac{0.96}{ax + 0.29 r_0} \tag{2.6}$$

де x – відстань, відрахована від зрізу сопла, м;

– радіус струменя на відстані x

$$r = \left(3{,}4\frac{ax}{r_0} + 1\right) r_0 \qquad (2.7)$$

– сила дії струменя на плоску поверхню породи при нульовому куті атаки потоку (струмінь перпендикулярний до перешкоди)

$$F = k\rho V_{макс} Q = k\rho V_{макс}^2 S \qquad (2.8)$$

де k – корегувальний емпіричний коефіцієнт, $k = 0{,}92 – 0{,}96$; ρ – щільність рідини в струмені, *кг/м*^{3}; Q – витрата рідини в струмені, *м*^{3}*/с*; S – площа поперечного перерізу струменя в зоні контакту з породою, *м*^{2}.

Осьовий динамічний тиск струменя на плоску перешкоду (МПа) визначається за формулою:

$$P_П = \frac{0{,}1 \cdot \gamma_B}{g} \cdot Q_B \cdot \upsilon_0 \cdot \sin \alpha_{пр}, \qquad (2.9)$$

де γ_B – щільність води, кг/м^3; $\alpha_{пр}$ – кут між площиною перешкоди віссю струменя, град.

Напірний струмінь практично ударяється в утворену нею на поверхні забою виїмку, близьку за формою до воронки. З урахуванням цього осьовий динамічний тиск струменя об забій (МПа)

$$P_З = \frac{0{,}1 \cdot \gamma_B}{g} \cdot Q_B \cdot \upsilon_0 \cdot (1 - \cos \beta_{от}), \qquad (2.10)$$

де $\beta_{от}$ – кут між напрямом удару струменя і напрямом відображеної її частини, град.

Середній динамічний тиск струменя (МПа) визначається за формулою:

$$P_1 = P_\omega / \omega, \qquad (2.11)$$

де ω – площа поперечного перерізу струменя на відстані l від насадки, см^2; $P_0 = \int p\, d\, \omega$ – сумарний динамічний тиск струменя (p – динамічний тиск) площею перерізу, рівною ω, МПа.

Оскільки із збільшенням відстані від насадки струмінь розширюється і втрачає частину своєї енергії, то

$$P_\omega = P_0\,\omega_0\,\varphi_1\,, \tag{2.12}$$

$$P_1 = P_0\,\varphi_2\,, \tag{2.13}$$

де ω_o – площа вихідного отвору насадки, см^2; φ_1 – коефіцієнт, що враховує зменшення сумарного динамічного тиску струменя на відстані l від насадки; φ_2 – коефіцієнт, що враховує зменшення середнього динамічного тиску струменя на відстані l від насадки.

Для визначення сили удару струменя об плоску перешкоду, розташовану перпендикулярно до осі струменя, можна користуватися емпіричною формулою ІГД ім. А. А. Скочинського

$$R = R_{max}\left(1{,}06 - 4\times 10^4\,\frac{1}{d_0}\right) \tag{2.14}$$

де $R_{max} = 2\,P_0\cdot\omega_0$ – максимальна сила удару струменя.

Для випадку, коли струмінь зустрічає на своєму шляху нерухому тверду (умовно плоску стіну), на основі теореми про рівність зміни імпульсу і імпульсу зовнішньої сили отримаємо:

$$R = \rho_c\,v_c^2\,\omega\,\sin\theta\,, \tag{2.15}$$

де ρ_c – середня щільність струменя на відстані l від насадки, кг/м^3; v_c – середня швидкість струменя на відстані l від насадки, м/с; ω – площа перетину струменя на відстані l від насадки, м^2.

Оскільки

$$\rho_c v_c^2/2 = P_1\,, \tag{2.13}$$

тому

$$R = 2P_1\,\omega\,\sin\theta. \tag{2.14}$$

Із формул (2.13) і (2.14) отримаємо

$$R = 2\,P_0\,\varphi_2\,\omega\,\sin\theta. \tag{2.15}$$

Для випуклої і увігнутої перешкоди

$$\frac{\rho_c v_c^2}{\omega(1\ cos\theta)} \qquad (2.16)$$

Для увігнутої перешкоди при $\theta = 180^o$ $R = \rho_c v_c^2 / \omega$ [92]

Процес руйнування породи залежно від відстані від гідромонітора до забою характеризується питомим імпульсом силового динамічного тиску струменя на рудний масив і може регулюватися поєднанням певних значень змінних параметрів процесу: величиною осьового динамічного тиску і діаметром струменя, швидкістю переміщення струменя по забою, міцністю породи:

$$I_m = \frac{1{,}6 d_o P_m}{R_p \cdot W_c}. \qquad (2.17)$$

При розробці родовища газогідрату методом СГВ оптимальними будуть такі поєднання вказаних параметрів, які забезпечують необхідну інтенсивність руйнування продуктивного пласта у вигляді селективної гідродезінтеграції, при якій руйнування відбувається переважно по міжфазних межах мінеральних зерен і їх агрегатів, а також мікротріщинах.

А.К. Дрімлюга запропонувала спрощену модель розповсюдження затопленого струменя, який зводиться до того, що межа струменя є конічною поверхнею, у тому числі і в межах початкової ділянки. Сумістивши цю схему з відомим положенням про постійність кількості руху по перетинах струменя, він отримав широко використовувані формули для визначення діаметру струменя d і гідродинамічного тиску по її осі p_{oc}:

$$d = d_n (1 + a\ m) \qquad (2.18)$$

$$m = l_c / d_0 \quad .$$

$$p = \lambda\ p_0 \qquad (2.19)$$

$$p_0 = v_0^2 \rho / 2 \qquad (2.20)$$

$$\lambda = \left(\frac{1+a m_0}{1+a\, m}\right)^2, \qquad (2.21)$$

$$m_0 = l_0 / d_н$$

де d – поточний діаметр струменя; λ – відносна величина осьового гідродинамічного тиску струменя (відносний осьовий тиск струменя); v_o – середня початкова швидкість струменя на виході із насадки; l_o, l_c – відповідно відстані до початкового й поточного (на основному відрізку) перерізів струменя; a – коефіцієнт розширення струменя; m_0 – відносна довжина ядра струменя; m – безрозмірна (відносна) відстань від насадки; ρ – щільність рідини.

П.Ф. Осипов «модернізував» запропоновану А.К. Козодоем розрахункову схему, замінивши, фактично, постійний коефіцієнт a на функцію, що залежить від параметрів m і m_o:

$$a = a_0 + \beta\,(m - m_0), \qquad (2.22)$$

де a_0 – кутовий коефіцієнт в перехідному перерізі, в якому $d = d_{nx}$, а $m=m_0$; β – показник відхилення межі струменя від прямої.

Тоді формулу (2.18) можна замінити залежністю;

$$d = d_0\,(1 + (a_0 + \beta\,(m - m_0))m)\,, \qquad (2.23)$$

Найважливішим в практичному відношенні показником є коефіцієнт λ – відносний осьовий тиск струменя.

З умови постійності кількості руху в будь-якому перетині основної ділянки затопленого струменя виходить відоме співвідношення $\lambda = (d_n / d)^2$. Тоді формула (2.21) для λ прийме вигляд:

$$\lambda = \left(\frac{1+a_o m_o}{1+\left[a_o + \beta(m - m_o)\right]m}\right)^2. \qquad (2.24)$$

Коефіцієнт a_o безпосередньо характеризує розширення струменя на початковій ділянці, а на параметри струменя на основній ділянці впливає лише побічно (через діаметр струменя в перехідному перетині, де $a = a_o$).

А.К. Козодой експериментально довів, що am_0=1,34. Відповідно, у перехідному перерізі, де $a=a_0$, $am_0= a_0 m_0$=1,34 і a_0 =1,34/ m_0. Тоді отримуємо нову форму для λ:

$$\lambda = \frac{5,476}{\left\{1+\left[\frac{1,34}{m_o}+\beta(m-m_o)\right]m\right\}^2}. \qquad (2.25)$$

Експериментально встановлено, що при витіканні струменів з насадок з плавним профілем (незалежно від варіантів оформлення профілю проточної частини) m_o = 6, а β = 0, 01. Тоді формула (2.25) перетвориться до вигляду:

$$\lambda = \frac{5,476}{\left\{1+\left[0,223+0,01(m-6)\right]m\right\}^2} \qquad (2.26)$$

На зрізі насадки (у вихідному перетині при l_c = 0) витрата струменя рівна Q_o – подачі насосів. У міру віддалення від насадки витрата струменя збільшується за рахунок приєднаної маси рідини ззовні. Таке можливе тільки в тому випадку, якщо основна маса рідини знаходиться в постійній циркуляції, багато разів потрапляючи в струмінь і виходячи з неї після удару об забій. Встановлено, що поточна витрата рівна:

$$Q = Q_0 (1 + (a_0 + \beta (m – m_0))m) \qquad (2.27)$$

Ця формула заслуговує спеціального аналізу. Вираз у фігурних дужках, як показують розрахунки, істотно більший одиниці. Це означає, що перед зустріччю із забоєм витрата струменя більш ніж в 4 рази перевищує початкову витрату Q_o. Отже, на рівні насадки витрата рівна Q_o, на забої – 4,6 Q_o.

Однак маса води, що приєднується до струменя ззовні у своєму складі неодмінно буде містити якусь частину твердих включень подрібненої породи і газогідрату. У наслідок цього гірський масив буде додатково піддаватись абразивній дії твердої фази.

Гідроабразивне руйнування гірських порід ґрунтується на сумісній дії на матеріал безперервних високошвидкісних струмені води і абразивних

частинок, що знаходяться усередині цих струменів [57]. В результаті такої дії в породі прорізається щілина певної глибини і ширини. Причому, глибина щілини в цьому випадку у 5 – 8 разів перевищує глибину щілини, що отримується при різанні звичайними високошвидкісними струменями води без додавання абразивного компоненту.

Кінетична енергія струменя (усереднена по перетину) обчислюється за формулою:

$$E = E_0 (1 + (a_0 + \beta (m - m_0))m) \quad (2.28)$$

Швидкість в струмені і, як наслідок, гідродинамічний тиск різні на різних відстанях від осі. Зміна швидкості v_y від поточного радіусу у можна задовільно описати рівнянням:

$$v_y = v_{oc}\, e^{-2,75(2y/d)^2}, \quad (2.29)$$

а гідродинамічний тиск

$$p_y = p_{oc}\, e^{-3,5(2y/d)^2}, \quad (2.30)$$

Питома енергоємність гідромоніторного розмиву порід (відношення фактичної витрати енергії до об'єму розмитої породи) визначається за формулою

$$E_p = {10^2 \cdot H_H \cdot Q_B \cdot t_p}\Big/{V_p}, \ (\text{кН·м / м}^3) \quad (2.31)$$

де t_p – тривалість дії струменя на породу, с; V_p – об’єм розмитої породи в масиві, м^3.

Годинна продуктивність (м^3) гідромонітору по породі визначається за формулою

$$Q_П = \frac{Q_{ч.в.}}{q_B} = \frac{117,7 \cdot d_H^2 \cdot \sqrt{H_H}}{q_B}, \quad (2.32)$$

де $Q_{ч.в.}$ – годинна витрата через насадку, м^3; $d_н$ – діаметр вихідного отвору насадки, мм; $q_в$ – питома витрата води на розмив і транспортування 1 м^3 породи, м^3.

Щільність гідросуміші визначається за формулою

$$\gamma_Г = \frac{q_В + \gamma_с \cdot (1 - m_П)}{q_В + (1 - m_П)}, \quad (2.33)$$

де $m_п$ = 0,25 – 0,4 – пористість порід

Годинна продуктивність гідромонітору по гідросуміші (м^3):

$$Q_г = Q_п ((1 - m_п) + q_В) \quad (2.34)$$

3.5. Приклад технології свердловинного гідровидобутку корисних копалин

У роботі [58] запропоновано технологію яка передбачає використання основних елементів свердловинного гідровидобутку при розробці покладів морських газових гідратів. У дані технології враховано наведені вище переваги і недоліки свердловинного гідровидобутку. На рисунку 2.5. наведено принципову схему способу розробки морських газогідратних покладів на основі свердловинного гідровидобутку.

За попередніми оцінками загальні об’єми метану, накопичені в природних гідратах Світового океану, оцінюються на рівні 2,1×10^{16} м^3 [59]. Величезні перспективні поклади газогідратів виявлені в межах полярних акваторій на глибинах вод від 200 м, у районах Атлантичного, Індійського і Тихого океанів – на глибинах від 500 – 700 м.

Виходячи із відомих на сьогодні даних, підводні газові гідрати можуть утворювати скупчення двох типів: першого – знаходяться на значній піддонній глибині (сотні метрів) і контролюються зонами проникності в умовах розосередженої фільтрації флюїдів; другого – розташовані в безпосередній близькості від дна моря, на дні або на дуже незначній піддонній

глибині (перші метри). Гідрати у своїй більшості присутні в грубозернистих осадових відкладах, проте під час виконання досліджень гідрати також виявлено і в дрібнозернистих відкладах у вигляді невеликих прошарків, лінз і тонких, майже вертикальних жил. Так, наприклад, при дослідженні свердловини NGHP-01-10 виявлено потужний інтервал тріщинуватих глин, уміст гідратів у яких є одним з найвищих [60].

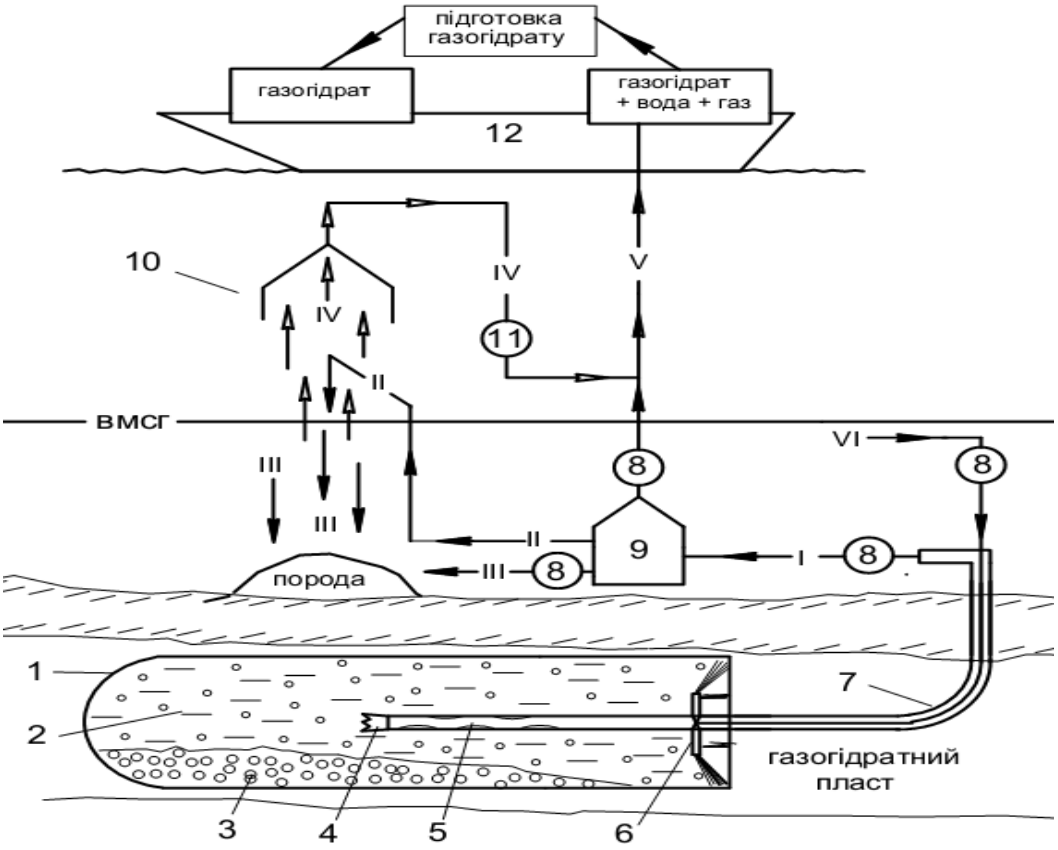


Рис. 2.5. Принципова схема способу розробки морських газогідратних покладів на основі технології свердловинного гідровидобутку: 1 – виробка у гідратонасиченому пласті; 2 – простір у виробці, заповнений водогідратомінеральною пульпою; 3 – осад породи; 4 – бурове долото; 5 – пульпозабірник; 6 – гідромоніторний пристрій; 7 – свердловина; 8 – насос; 9 – гравітаційний сепаратор; 10 – газозбірний купол; 11 – компресор; 12 – видобувна платформа; ВМСГ – верхня межа стабільності газогідрату; потоки: I – водогідратомінеральна пульпа; II – пульпа, збіднена на газогідрат; III – «пуста» порода; IV – газ, що виділився із пульпи в результаті дисоціації газогідрату; V – водогазогідратна пульпа; VI – морська вода

Особливістю запропонованих в методі технічних і технологічних рішень є наступна послідовність виконання операцій:

– буріння свердловини на максимальну протяжність;

– утворення на вибої свердловини камери для розкриття штанг з форсунками гідромоніторів у робоче положення;

– руйнування породи затопленими струменями і утворення гірничої виробки.

Визначальним параметром у механізмі передачі енергії від струменя до породи є відстань між ними. Тому штанги з гідромоніторами обертаються навколо осі колони, поступово наближаючись до фронту руйнування.

Даний спосіб передбачає:

– руйнування породи газогідратного пласта та її переведення в склад пульпи;

– попереднє збагачення пульпи на газогідрат у виробці в результаті гравітаційного розділення уламків породи і газогідрату;

– відділення на морському дні від пульпи газогідрату в гравітаційному сепараторі;

– дисоціацію залишків газогідрату у збідненій пульпі за рахунок теплової енергії морської води;

– подачу газогідрату і газу на видобувну платформу.

При гідродинамічній дії струменя в процесі свердловинного гідровидобутку спостерігатиметься дисипація значної частини його енергії. Окрім підвищення температури потоку рідини в насосах і трубопровідній системі, частина енергії перетвориться на тепло у момент удару струменя об породу. Однак газовий гідрат у покладі знаходиться при певному рівні переохолодження відносно рівноважних умов. Це є умовою існування покладів газових гідратів. Проте дане переохолодження є незначним – становить кілька градусів. На межі руйнування породи струменем неодмінно утвориться локальна зона її нагріву. Теплова енергія в цій зоні буде витрачатись на підвищення температури в тому числі і газогідрату. Причому виділеної енергії вистачатиме на плавлення його частини на газ і воду.

Однак потрапивши за межі локальної зони виділення теплової енергії, газ знову потрапляє в умови стабільності газогідрату. У результаті відбудеться повторне утворення гідрату. Отже, гідравлічне руйнування буде

супроводжуватись перекристалізацією якоїсь частини газогідрату. Причому плавлення в одному місті а утворення в іншому (в утвореній пульпі). І найімовірніше, що переважна його частина буде відокремлена від частинок породи. На деякій відстані за зоною руйнування і викликаного роботою гідромоніторів турбулентного перемішування пульпи у виробці існуватиме зона з умовами гравітаційного розділення пульпи. Тут частинки породи випадатимуть в осад, а газогідрат (природний і перекристалізований) спливатиме до склепіння виробки. (Саме тут передбачається розмістити його забірник для відкачування на видобувну платформу). Таким чином, ще у гірничій виробці відбуватиметься первинне збагачення цільового продукту. Тобто відпаде необхідність у витратах на підіймання і подальших операціях із більшою частиною породного баласту.

Висновки до розділу

1. На перший погляд технології видобутку газових гідратів і природних бітумів повинні кардинально відрізнятись. Однак їх об’єднує те, що в природному заляганні твердий газогідрат і в’язкий або твердий бітум не проявляють флюїдних властивостей.

Тому для організації видобутку перш за все необхідно вплинути на їх рухливість. Для цього, наприклад, в систему вносять певну кількості теплової енергії. У результаті газовий гідрат дисоціює на газ і воду, а у бітуму знижується в’язкість. З точки зору ефективності проектів, зробити це доцільніше в місці їх залягання.

2. Аналізуючи особливості технології свердловинного гідровидобутку і саме варіант його застосування при розробці покладів газових гідратів можна зробити висновок про доцільність розширення меж її застосування для розробки покладів природних бітумів і високов’язкої нафти. Причому найбільш ефективною дана технологія, зважаючи на податливість до дезінтеграції даної осадової породи, буде при вилучення вуглеводнів із бітумінозних пісків. Однак, дана технологія потребує адаптації і удосконалення, пов’язаної із властивостями високов’язкої нафти і природних бітумів і умов їх залягання.

3 ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНИХ БІТУМІВ НА ОСНОВІ СВЕРДЛОВИННОГО ГІДРОВИДОБУТКУ

3.1. Адаптація технологічного процесу свердловинного гідровидо – бутку для розробки покладів бітумінозних пісків

Враховуючи властивості і особливості залягання бітумінозних пісків, описану вище технологію розробки газогідратних покладів [58] пропонується адаптувати для вилучення бітуму із покладів бітумінозних пісків. На рисунку 3.1 представлено принципову схему способу, адаптованого для видобутку бітуму із покладів бітумінозних пісків.

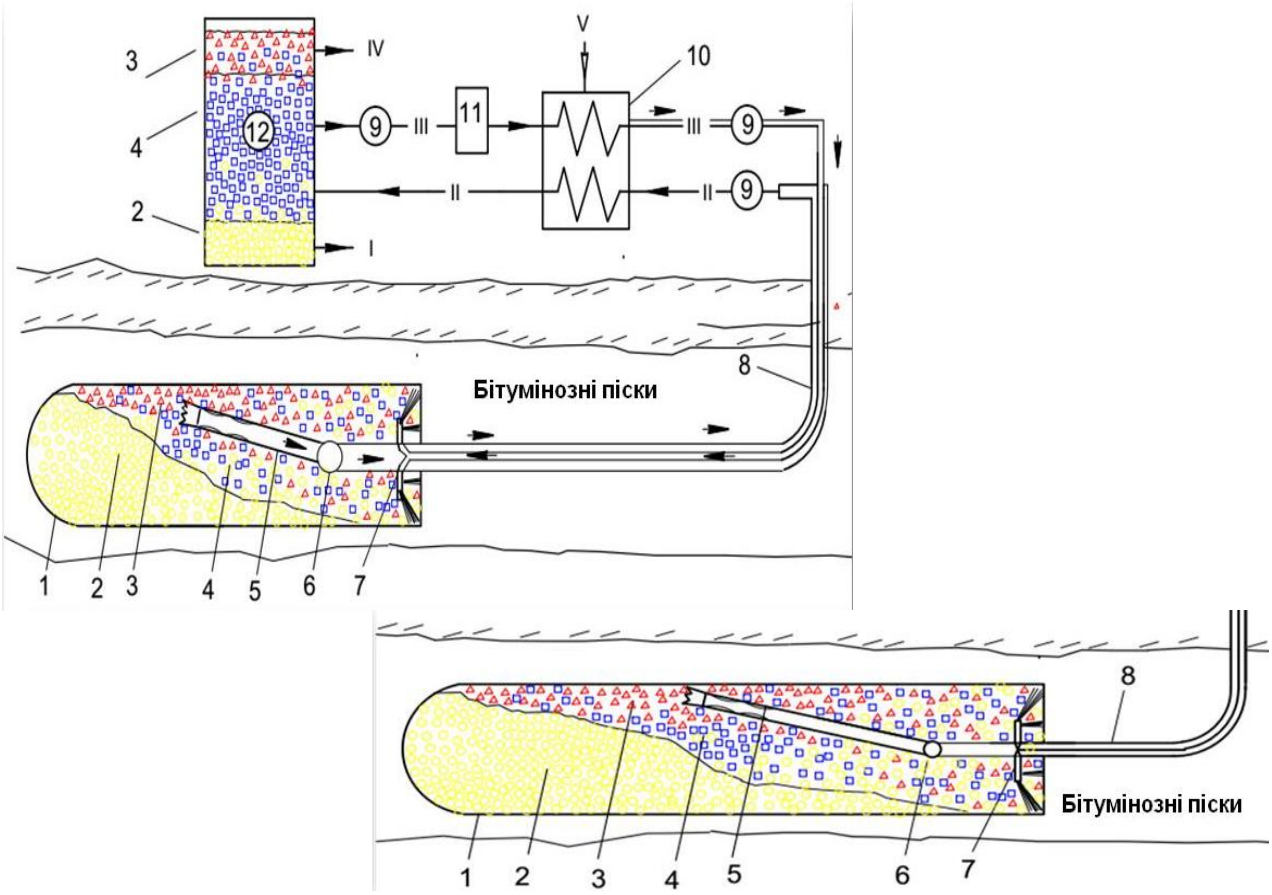


Рис. 3.1. Схема способу видобування бітуму із покладів бітумінозних пісків на основі технології СГВ: 1 – виробка; 2 – осад піску; 3 – пульпа, збагачена на бітум; 4 – вода з глинистою фракцією; 5 – хвостовик із долотом і пульпозабірником; 6 – шарнір; 7 – гідромоніторний пристрій; 8 – свердловина; 9 – насос; 10 – блок підігріву; 11 – блок часткового відділення твердої фази; 12 – сепаратор; потоки: I – осад піску; II – пульпа, збагачена на бітум; III – глинистий розчин; IV – бітом; V – теплоносій

Спосіб (рис. 3.1) включає наступні операції:

1) розкриття пласта бітумінозного піску на максимальну протяжність горизонтальними, а потужних пластів – вертикальними або похило спрямованими до їх підошви свердловинами 8;

2) підігрів води перед подачею її на гідромонітор і додавання в неї поверхнево-активних речовин.

3) прогрівання свердловини у результаті циркуляції теплоносія через центральну трубу і назад через клапан – по кільцевому простору до гирла свердловини. (Для зниження опору зсуву продуктивний пласт бітумінозного піску найбільш доцільно прогріти до температури 70 – 80 ^{0}С. При цьому в'язкість бітуму (μ) в породі знизиться до 10 – 12 Па·с [61 – 65].);

4) дезінтеграцію породи починаючи від вибою свердловини високонапірним затопленим струменем рідини температурою вище 100 ^{o}С (потік ІІІ) за допомогою гідромонітора 7. Причому для збільшення об'єму виробки 1 штанги з насадками гідромонітора 7 в робочому положенні подовжуються, займають перпендикулярне до осі свердловини 8 положення та, обертаючись навколо неї, рухаються вздовж до контакту з фронтом руйнування;

5) зниження в'язкості бітуму у результаті нагріву та відділення його плівки з поверхні частинок породи, утворення однорідної водобітумомінеральної пульпи;

6) гравітаційне відділення (на деякій відстані за зоною турбулентного перемішування гідромоніторними струменями) від утвореної пульпи в осад основної маси піску 2;

7) виведення із виробки збагаченої на бітум пульпи (потік І) через пульпо-забірник 5, розташований у склепінній частині виробки на деякій відстані за зоною руйнування породи (зоною турбулентного перемішування гідромоніторними струменями) до сепаратора 12;

8) відділення в сепараторі 12 від якоїсь частини твердої фази та подачі концентрату до блоку відділення бітуму (екстракції) за класичною схемою.

Отже, окрім дезінтеграції породи і утворення підземної гірничої виробки, спосіб передбачає підведення до неї теплової енергії для зниження в’язкості бітуму.

Тиск води для ефективного подрібнення породи знаходиться в межах 5 – 20 МПа. Враховуючи фазову рівновагу системи «вода – пар», її температуру можна буде підвищити до 400 – 500 К. Після вильоту струменя із форсунки частину енергії буде передано приєднаній масі пульпи [58].

Також передбачається, що за межами гідравлічної системи, де тиск відповідатиме пластовому, рівень перегріву рідини в зоні руйнування буде достатнім для її скіпання.

В порах і тріщинах породи утворюватимуться і ростимуть (збільшуватимуться) бульбашки, руйнуючи її. Частинки бітуму будуть прикріплятись до парових бульбашок і разом спливатимуть до склепіння виробки.

Отже цей процес скіпання позитивно вплине на ефективність технології. У результаті утворена після дезінтеграції породи пульпа матиме склад і температуру аналогічні тим, що підтримуються в сепараторах (екстракторах) відомих установок відділення бітуму від бітумінозного піску. При цьому роль сепараторів (екстракторів) виконуватиме сама гірнича виробка. У цих «сепараторах» поблизу зони руйнування породи гідромоніторами спостерігатиметься активне перемішування пульпи. На деякій відстані за цією зоною переміщування згасатиме. У цьому місці відбуватиметься гравітаційне розділення пульпи: концентрат пульпи зі значним вмістом бітуму і глинистою фракцією породи спливе, а частинки породи більшого розміру – осядуть на дно виробки. Збагачена пульпа викачуватиметься з виробки на поверхню. Далі бітум з пульпи виділятиметься після проміжної сепарації у за класичною технологією. Тепла вода (неочищена, із певним вмістом породи) знову повертається в процес, а загущена пульпа глинистої фракції закачуватиметься у виробку (на схемі не вказано).

Судячи із процесів, які відбуватимуться у виробці, коефіцієнт вилучення бітуму за даною технологією може конкурувати із кар'єрним способом.

Враховуючи також відносно низьку теплопровідність породи, можливість рекуперації теплової енергії, незначну витрату води і потенційно високий коефіцієнт вилучення бітуму, дана технологія матиме високу конкурентоздатність.

На рис. 3.1 наведено схему варіанту розробки покладу на суходолі. Однак видобуток бітуму даним способом можна вести і на ділянках вкритих водою та болотах.

Також даний метод не буде потребувати попереднього осушення ділянки, а отже скоротить термін початку видобутку. Тиск у виробці буде близьким до гідростатичного, отже прорив пульпи на поверхню виключається. Також не буде обмежень стосовно характеристик породи в крівлі продуктивного пласта. Тривалість підготовчих операцій буде незначною. Відбір продукції почнеться практично відразу після подачі теплоносія на гідромонітори. Отже втрати тепла в прилеглі шари породи будуть мінімальними.

Враховуючи потенційно високий коефіцієнт вилучення, собівартість видобутку бітуму даним способом буде низькою. Технологія обіцяє значно знизити капітальні та експлуатаційні витрати порівняно із традиційним видобутком.

Основні проекти розробки нафтових пісків вимагають істотних екологічних оцінок, перш ніж вони будуть затверджені. В Канаді розробка нафтових пісків підлягає екологічним стандартам, які є одними із самих суворих в світі. Аналіз запропонованого методу показує, що негативний вплив на навколишнє середовище буде мінімальний.

3.2. Математична модель процесу прогрівання породи під час буріння горизонтальної свердловини технології розробки покладів бітумінозного піску на основі свердловинного гідровидобутку

Лабораторні, а тим більше натурні експерименти є досить вартісними і тривалими. Тому на етапі розроблення принципової схеми технології і теоретичного обґрунтування технологічних процесів доцільно розробити математичні моделі , які б їх описували.

Як зазначено вище, в'язкість природних бітумів і високов'язких нафт залежить від температури, визначає механічні властивості породи продуктивного пласта та ефективність їх відділення (екстракції) від твердої фази. Тому на даному етапі розроблення технології вилучення природного бітуму із покладів бітумінозних пісків важливо встановити термодинамічні параметри продуктивного пласта для інтервалу часу від початку буріння свердловини до початку дезінтеграції породи у виробці гідромоніторним струменем та отримання збагаченого на бітум концентрату пульпи, а також розв'язати задачу про стаціонарний режим, який встановився у процесі видобутку.

Отже далі розробимо математичну модель стаціонарного режиму (задача 1) та динаміки (задача 2) прогрівання породи навколо бурової колони і програмний продукт для її реалізації.

3.2.1. Постановка задачі

Розглянемо процес буріння горизонтальної свердловини в пласті бітумінозного піску. Маємо бурову колону, яка являє собою дві концентрично розташовані труби радіусами $R_1 = r_в$ і $R_2 = r_с$. На її кінці розташовано породоруйнівний пристрій. В процесі буріння бурова колона поступово проникає у шар бітумінозного піску. По внутрішній трубі до породоруйнівного пристрою рухається тепла вода. Від нього суміш води і подрібненої породи (пульпи) повертається кільцевим (міжтрубним) простором до гирла свердловини. Процес супроводжується теплообміном із породою –

вона нагрівається. У результаті в'язкість бітуму в прилеглих шарах породи знижується. Це в свою чергу знижує щеплення між її частинками, а отже у подальшому полегшує її дезінтеграцію.

Промоделюємо процес прогрівання прилеглої до бурової колони породи (рис 3.2). Для цього у пласті із початковою температурою $T_п$ виділимо деякий об'єм BB_1G_1G, у якому бурять горизонтальну свердловину довжиною L. Струмінь теплої води температурою $T_в$ рухається горизонтально вздовж осі OX по трубі радіусом $r_в$. Породоруйнівний пристрій, поступово дезінтегруючи породу в об'ємі EE_1K_1K, утворює горизонтальну свердловину радіусом $r_с$. Довжину свердловини приймемо рівною $x = OA = L$. В процесі буріння частина механічної енергії перетворюється у теплову. Її величиною знехтуємо.

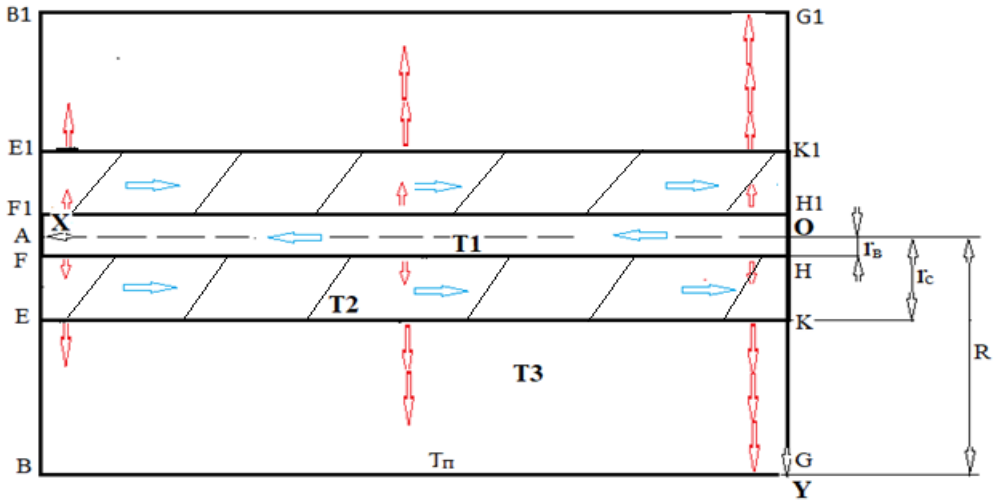


Рис. 3.2. Схематичне зображення процесу прогрівання породи під час буріння горизонтальної свердловини в пласті бітумінозного піску:
– напрямок руху флюїду; – тепловий потік

Процес буріння супроводжуватиметься переносом тепла. Тепло в центральній трубі і кільцевому просторі переноситься потоком флюїду у результаті конвективного теплообміну. Надходження теплої води може бути враховано як постійне джерело тепла ($[w]$ = Вт/м^3), що діє в точці x_1 (початок труби) протягом всього часу буріння τ.

3.2.2. Система рівнянь

Процес теплопередачі в кожному з трьох об'ємів (i = 1, 2, 3) може бути описаний диференційним рівнянням у циліндричній системі координат:

$$\frac{\partial T_i(x,r,t)}{\partial t} + v_{ix}(x,r,t)\frac{\partial T_i(x,r,t)}{\partial x} = -\frac{1}{\rho_i c_i} div\ \mathbf{Q}_i(x,r,t) + \frac{1}{\rho_i c_i} w_i(x,t) \qquad (3.1)$$

де T_i, ρ_i, c_i – температура, густина та теплоємність відповідного середовища; $\mathbf{v}_i$, $\boldsymbol{Q}_i$ та w_i – відповідні швидкість, густина потоку тепла та густина зовнішніх джерел енергії.

Границі об'ємів визначаються співвідношеннями:

– для першого об'єму: $0 \le x \le L$, $0 \le r \le R_1$;

– для другого: $0 \le x \le L$, $R_1 \le r \le R_2$,

– для третього, зовнішнього, об'єму: $0 \le x \le L$, $R_2 \le r \le R$.

Тут величина R визначає ефективний максимальний радіус зовнішнього об'єму породи, на який розповсюджується нагрів.

В (3.1.) враховано, що в цієї моделі швидкість рідин v спрямована вздовж свердловини (вздовж осі OX):

$$\mathbf{v}_{ix}(\mathbf{r},t) = v_{ix}(x,r,t) \equiv v_i(x,r,t),\ \ \mathbf{v}_{iy}(\mathbf{r},t) = 0,\ \ \mathbf{v}_{iz}(\mathbf{r},t) = 0,\ \ i = 1, 2, 3, \qquad (3.2)$$

а потік тепла Q визначається теплопровідністю κ відповідного середовища:

$$\mathbf{Q}_i(x,r,t) = -\kappa_i\ grad\ T_i(x,r,t), \quad i = 1, 2, 3; \qquad (3.3)$$

Диференційні рівняння (3.1) враховують рух води в центральній трубі (i = 1) і пульпи у кільцевому просторі (i = 2). Швидкості рідини в цих областях $v_1(x,\ r,\ t)$ і $v_2(x, r, t)$, залежать від площі їх перерізу, в'язкості рідин, продуктивності насоса (або зовнішнього тиску) і визначаються рівняннями Нав'є – Стокса для відповідних областей:

$$\frac{\partial v_{ix}(x,r,t)}{\partial t} = -\frac{1}{\rho_i}\frac{\partial}{\partial x}P_i(x,r,t) - \frac{1}{\rho_i}\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left\{\eta_i r \frac{\partial v_{ix}(x,r,t)}{dr}\right\} \qquad i = 1, 2. \quad (3.4)$$

де $P_i(x,\ r,\ t)$ – розподіл тиску, а η_i – коефіцієнт динамічної в'язкості відповідної рідини.

В рівняннях (3.1) та (3.4) враховано, що рідини є нестисливі та рухаються з малими швидкостями. Також в цих рівняннях дисипативні коефіцієнти теплопровідності та в'язкості в загальному випадку є функціями координат. Це дає можливість використовувати ці рівняння для випадку великих градієнтів температур, тобто враховувати й досліджувати нелінійні ефекти.

3.2.3. Граничні та початкові умови

В задачі 1 ми розглядаємо стаціонарний розв'язок системи рівнянь (3.1) – (3.4) для пояснення основних особливостей даної теплофізичної задачі. Як граничні умови беремо такі співвідношення для температури на границях об'ємів:

$$T_1(r = r_1) = T_2(r = r_1) \text{ та } \kappa_1 \frac{\partial T_1}{\partial r}\bigg|_{r=r_1} = \kappa_2 \frac{\partial T_2}{\partial r}\bigg|_{r=r_1} \tag{3.5}$$

– на межі між трубою меншого радіусу та концентрично розміщеної труби більшого радіусу;

$$T_2(r = r_2) = T_3(r = r_2) \text{ та } \kappa_2 \frac{\partial T_2}{\partial r}\bigg|_{r=r_2} = \kappa_3 \frac{\partial T_3}{\partial r}\bigg|_{r=r_2} \tag{3.6}$$

– на межі між трубою більшого радіусу та зовнішньою областю;

$$T_3(r = r_3) = T_0 \tag{3.7}$$

– на межі зовнішньої області. Тут T_0 – температура зовнішнього середовища.

Для швидкості в'язкої неідеальної рідин на границях виконується умова нерухомості:

$$v_1(r = r_1) = 0 \tag{3.8}$$

– на внутрішній стінці труби меншого радіусу;

$$v_2(r = r_1) = 0 \tag{3.9}$$

– на зовнішній стінці труби меншого радіусу;

$$v_2(r = r_2) = 0 \tag{3.10}$$

– на внутрішній стінці труби більшого радіусу.

Граничні умови для температури і швидкості на початку труб ($x = 0$) та кінці труб ($x = L$) будуть розглядатися під час розгляду конкретних прикладів.

В задачі 2 ми розглядуємо розв'язок системи рівнянь (3.1) – (3.4), який дає опис еволюції теплового поля. Як початкові умови для температури в усіх областях беремо такі:

$$T_1(r, t = 0) = T_2(r, t = 0) = T_3(r, t = 0) = T_0 \tag{3.11}$$

Як граничні умови знов використовуємо співвідношення (3.5) – (3.10).

Наявність замкнутої системи рівнянь (3.1) – (3.4) та необхідних граничних умов (3.5) – (3.11) дає можливість розв'язати задачі, які поставлені, тобто встановити розподіл температури у виділеному об'ємі бітумінозного піску (породи) за час буріння свердловини і в стаціонарному випадку.

3.3. Аналітичні дослідження фізичної моделі процесу прогрівання породи під час буріння горизонтальної свердловини технології розробки покладів бітумінозного піску на основі свердловинного гідровидобутку

Для розв'язання задачі 1 про стаціонарний сталий теплообмін в найпростішому наближенні проведемо розділення змінних і далі усереднимо за радіальної координати рівняння і результати для швидкостей рідин.

В результаті цієї процедури виходити рівняння для температур

$$v_1 \frac{\partial T_1(x, r)}{\partial x} = \chi_1 \Delta T_1(x, r) \tag{3.12}$$

$$-v_2 \frac{\partial T_2(x, r)}{\partial x} = \chi_2 \Delta T_2(x, r) \tag{3.13}$$

$$0 = \Delta T_3(x,r) \tag{3.14}$$

В (3.12) і (3.13) введені коефіцієнти температуропровідності

$$\chi_1 = \frac{\kappa_1}{\rho_1 c_1} \quad \text{і} \quad \chi_2 = \frac{\kappa_2}{\rho_2 c_2} \tag{3.15}$$

Для усереднених величин швидкостей маємо:

$$v_1 = \frac{1}{16}\frac{\Delta P}{\eta_1}\frac{r_1^2}{L_1} \tag{3.16}$$

$$v_1 = \frac{1}{16}\frac{\Delta P}{\eta_1}\frac{r_1^2}{L_1} \tag{3.17}$$

Рішення зручніше починати з останнього рівняння, яке описує зовнішню область. У якості найпростішого рішення, можна взяти добуток функцій, які є рішеннями відповідного рівняння Лапласа:

$$T_3(x,r) = T_0 + \Delta T_b\left(1 - \frac{x}{L}\right)\frac{\ln\left(\frac{r_3}{r}\right)}{\ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right)} + D\left(x^2 - \frac{r^2}{4}\right) \tag{3.18}$$

де ΔT_b і D – константи, які будуть визначатись із граничних умов.

У другій області температура може бути записана в такому вигляді:

$$T_2(x,r) = A\left(-\frac{x}{v_2} + \frac{r}{4\chi_2}\right) + B\ln r + C\frac{-\chi_2}{v_2}\frac{x}{b^2}\left(1 + \frac{r^2}{b^2}\right), \tag{3.19}$$

де A, B , C і b^2 – константи, які будуть визначаться із граничних умов.

В першій області температуру записуємо у такому вигляді:

$$T_1(x,r) = T_h + E\left(\frac{x}{v_1} + \frac{r}{4\chi_1}\right) + F\frac{\chi_1}{v_1}\frac{x}{a^2}\left(1 + \frac{r^2}{a^2}\right), \tag{3.20}$$

де E, F и a^2 – константи, які будуть визначатися із граничних умов.

Останні доданки в (3.16) і (3.18) являють собою розкладання за малим значенням радіуса точних рішень рівнянь Пуассона у циліндричній системі координат (функції Бесселя).

3.4. Комп'ютерна модель процесу прогрівання породи горизонтальною свердловиною технології розробки покладів бітумінозного піску на основі свердловинного гідровидобутку

Чисельне рішення задачі 1 про стаціонарний розподіл температур усталених потоків рідини і тепла, як і рішення задачі 2 про тимчасовий розподіл температури на початковому етапі буде проводитися, виходячи з повної системи рівнянь (3.1) – (3.4) стандартними методами. При цьому, стаціонарне рішення буде отримано в межах великого часового інтервалу, коли можна буде вважати що система вийшла на стаціонарний режим.

Для чисельного рішення системи (3.1) – (3.4) з граничними умовами (3.5) – (3.11) в роботі застосовується різницева схема для циліндричної системи координат. В цьому випадку, для всіх областей виписуються однотипні рівняння в кінцевих різницях, і рішення здійснюється в явній схемі методом послідовного обчислення часових шарів.

$$\frac{T_{i,j}^{(t+1)} - T_{i,j}^{(t)}}{\Delta t} + v\frac{T_{i+1,j}^{(t)} - T_{i-1,j}^{(t)}}{2\Delta x} = \chi\left[\frac{T_{i+1,j}^{(t)} - 2T_{i,j}^{(t)} + T_{i-1,j}^{(t)}}{\Delta x^2} + \frac{T_{i,j+1}^{(t)} - 2T_{i,j+1}^{(t)} + T_{i,j-1}^{(t)}}{\Delta r^2} + \frac{T_{i,j+1}^{(t)} - T_{i,j-1}^{(t)}}{2r_j\Delta r}\right],$$

де i – індекс, який нумерує вузли вздовж осі Ox; j – індекс, який нумерує вузли вздовж радіусу r, Δt – крок сітки по часові; Δx і Δr – відповідних координат x і r. Координати вузлів задаються співвідношенням:

$$x_i = i\Delta x$$

$$r_j = \Delta r/2 + j\Delta r$$

Для опису граничних умов в різницевій схемі ми вибираємо вузли так, щоб вони лежали на кордоні середовищ. Це забезпечує виконання умов безперервності температури. Умова безперервності потоків враховуємо в граничному вузлі в такий спосіб:

$$T_{i,j+1}^{(t+1)} = T_{i,j}^{(t)} + \frac{\kappa_2}{\kappa_2}\left(T_{i,j}^{(t)} - T_{i,j-1}^{(t)}\right)$$

Приклади розрахунків еволюції теплового поля наведені на рисунках у різні моменту часу.

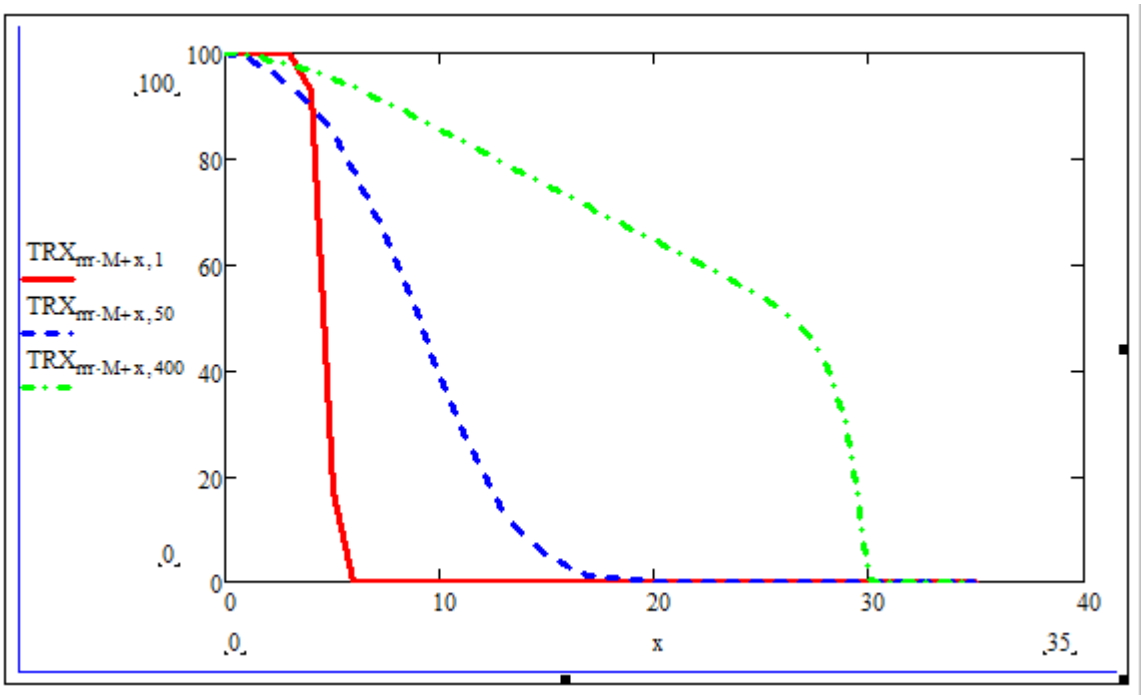


Рис. 3.3. Еволюція поля температури на осі труби

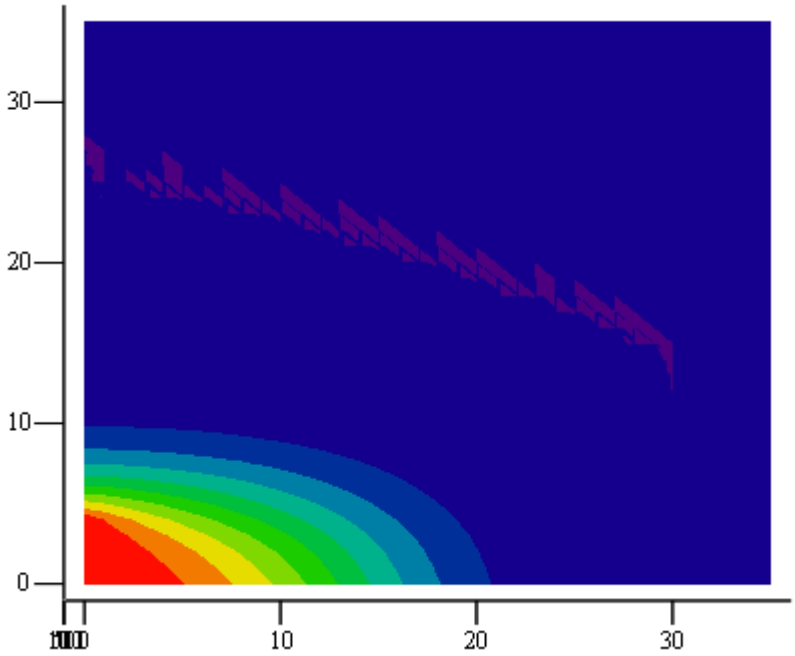


Рис. 3.4. Двовимірна карта розподілу температури на початку процесу

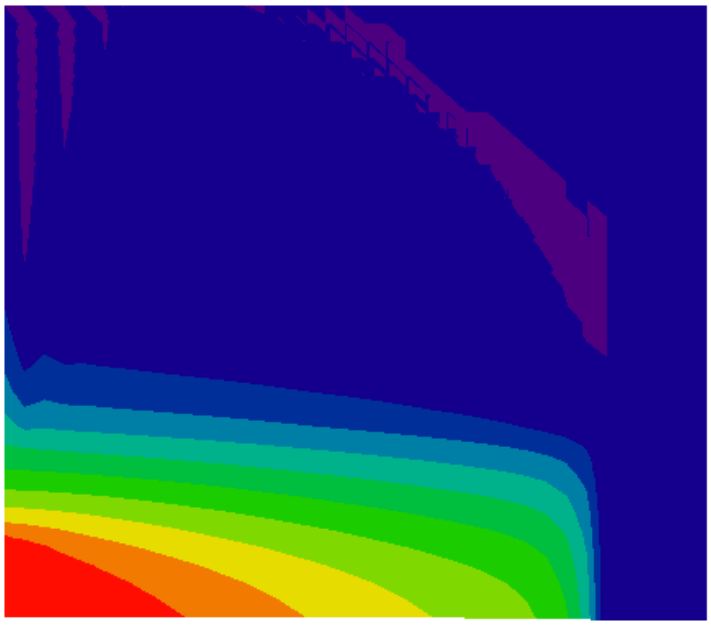


Рис. 3.5. Стаціонарний розподіл температури

Висновки до розділу

Розв’язок отриманої системи дискретних рівнянь з граничними умовами дозволяє визначити часову і просторову еволюцію поля температури, швидкостей потоків рідин і потоків тепла в усіх середовищах. На рис. 3.2, 3.3 і 3.4 показані приклади розподілу температур в різні моменти часу

Числові розрахунки підтвердили коректність оціночних результатів теоретичного розгляду, проведеного в попередніх розділах, а також дали можливість визначити часову і просторову еволюцію всіх гідродинамічних величин. Це дозволило обчислити основні параметри процесу прогрівання породи під час буріння горизонтальної свердловини технології розробки покладів бітумінозного піску на основі свердловинного гідровидобутку.

Таким чином було виконано основну мету роботи – дано обґрунтування принципової схему видобування природного бітуму на основі технології свердловинного гідровидобутку

ВИСНОВКИ

У дипломі проаналізовано сучасний стан і тенденції розвитку технологій розробки покладів важкої нафти і природних бітумів. Вивчено особливості технології свердловинного гідровидобутку і перспективи застосування її елементів при розробці покладів важкої нафти і природних бітумів. Здійснено теоретичний аналіз та проведено математичне моделювання термодинамічних процесів, які відбуваються в продуктивному пласті в процесі його розбурювання з одночасною циркуляцією теплоносія. Дано обґрунтування принципової схему видобування природного бітуму на основі технології свердловинного гідровидобутку.

Таким чином, у дипломі повністю вирішені поставлені задачі, у результати дипломної роботи можуть бути представлені в такому вигляді.

1. Одним із стратегічних резервів вуглеводнів для нафтовидобувних компаній всього світу є важкі нафти і природні бітуми. Враховуючи фізико-хімічні властивості природних бітумів, найбільш раціональним є застосування методів, які максимально знижують їх в’язкість.

2. Однак відомі на сьогодні технології їх видобутку не охоплюють весь інтервал глибин їх залягання. Так близько 80% покладів бітуму можна видобути тільки *in-situ*. Проте для інтервалу залягання покладів бітуму у 125 метрів (для глибини від 75 до 200 м) на сьогодні не існує прийнятної технології його видобутку. Крім того існують проблеми значної енерговитратності існуючих технологій і негативного впливу на навколишнє середовище.

3. Аналізуючи особливості технології свердловинного гідровидобутку можна зробити висновок про доцільність розширення меж її застосування для розробки покладів природних бітумів і високов’язкої нафти. Причому найбільш ефективною дана технологія, зважаючи на податливість до дезінтеграції даної осадової породи, буде при вилучення вуглеводнів із бітумінозних пісків.

4. Обґрунтовано принципову можливість розробки покладів важкої нафти і природних бітумів на основі технології свердловинного гідровидобутку.

5. Розроблено математичну модель процесу прогрівання пласта бітумінозного піску для інтервалу часу між початком буріння свердловини і початком видобутку збагаченого на бітум концентрату пульпи. Розроблено програмний продукт для реалізації даної моделі.

6. За результатами математичного моделювання обґрунтовано основні параметри способу розробки природних бітумів на основі технології свердловинного гідровидобутку.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Лукін О. Є. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння / О.Є. Лукін // Вісник Національної Академії Наук України. – 2008. – №4. – С. 56 – 67.
2. Sadler K.W. An EUB Review of In Situ Oil Sands Bitumen Production / K.W.Sadler // SPE paper 30240-MS presented at SPE International Heavy Oil Symposium, 19-21 June, Calgary, Alberta, Canada. – 1995
3. Гарушев А.Р. Тяжелые нефти и битуминозные пески – гарантированный источник обеспечения энергоресурсами в будущем / А.Р. Гарушев // Нефтепромысловое дело. – 1993. – №10. – С. 3 – 6.
4. Farouq Ali Heavy Oil Recovery - Principles, Practicality, Potential, and Problems / Ali Farouq // SPE paper 4935-MS presented at SPE Rocky Mountain Regional Meeting, 15-16 May, Billings, Montana. – 1974.
5. Шелкачев В.Н. Анализ новейших поучительных переоценок запасов нефти во всем мире и по некоторым странам / В.Н. Шелкачев // Нефтяное хозяйство. – 1995. – № 7. – С. 18 – 22.
6. Стебельська Г.Я. Геологічні умови розвідки та розробки покладів високов'язких нафт та природних бітумів / Г.Я. Стебельська // Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна, серія «геологія-географія-екологія». – 2015. – № 1157. – Вип. 42. – С. 53 – 57.
7. Woynillowicz Dan Oil Sands Fever: The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush / Dan Woynillowicz, Chris Severson-Baker, Mario Raynolds // Alberta, Canada: The Pembina Institute, 2005.
8. Canada's Oil Sands, Opportunities and Challenges to 2015. An Energy Market Assessment, May 2004, National Energy Board, Canada, 108.т.
9. Understanding water-based bitumen extraction from Athabasca oil sands / [J. Masliyah, Z. Zhou, Z.Xu et al.] // Can. J. Chem. Eng. – Vol. 82. – P. 628–654 (2004).
10. Инновационные технологии разработки месторождений высоковязкой нефти / [В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, О.А. Пташко и др.] // Энергетика.

Энергосбережение. Экология. Спецвыпуск: Информационно-аналитический журнал. – Ижевск, 2011. – С. 22 – 26.

11. Методы повышения эффективности разработки залежей высоковязких нефтей / [В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, А.Ш. Мияссаров и др.] // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). – Уфа: ООО «Монография», 2013. – Вып. 2 (7). – С. 263 – 282.
12. Дубинский, Г.С. Методы извлечения трудноизвлекаемых запасов и высоковязких нефтей из небольших и средних месторождений Урало-Поволжья / Г.С. Дубинский, А.Х. Чолоян, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения): сб. науч. тр. – Уфа: ООО «Монография», 2014. – Вып. 3 (8). – С. 106 – 114.
13. Боксерман, А.А. Перспективы шахтной и термошахтной разработки нефтяных месторождений / А.А. Боксерман, Ю.П. Коноплев, Б.А. Тюнькин, С.В. Морозов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 42 – 45.
14. Первые результаты подземно-поверхностной системы термошахтной разработки / [Ю.П. Коноплев, Б.А. Тюнькин, Л.Г. Груцкий и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 1. – С. 38 – 40.
15. Maurice B. Dusseault Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production / B. Dusseault Maurice, S. El-Sayed // SPE paper 59276. – 1997.
16. R.J. Chalatwnykand B. The Mechanisms of Solids Production in Unconsolidated Heavy-Oil Reservoirs / R.J. Chalatwnykand B., Wagg T. // SPE paper 23780. – 1999.
17. Sadler K.W. An EUB Review of In Situ Oil Sands Bitumen Production / K.W.Sadler // SPE paper 30240-MS presented at SPE International Heavy Oil Symposium, 19-21 June, Calgary, Alberta, Canada. – 1995.
18. Sadler K.W. An EUB Review of In Situ Oil Sands Bitumen Production / K.W.Sadler // SPE paper 30240-MS presented at SPE International Heavy Oil Symposium, 19-21 June, Calgary, Alberta, Canada. – 1995.

19. Asin R. Applicability of VAPEX process to Iranian Heavy Oil Reservoirs / R.Asin // SPE paper 92720 presented at the SPE Middle East Oil & Gas Show 15 March 2005.

20. Das S.K. Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen / S.K. Das // SPE paper 50941 presented at the SPE International Thermal Operations Symposium held in akersfield, California, 10–12 February, 1997.

21. Yazdani, Ali J. Effect of Drainage Height and Grain Size on the Convective Dispersion in the Vapex Process: Experimental Study [Text] / Ali J. Yazdani, Brij B. Maini // SPE paper 89409 presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 17–21 April, 2004.

22. Canada's Oil Sands, Opportunities and Challenges to 2015, An Energy Market Assessment, May 2004, National Energy Board, Canada. – P. 108.

23. Алишаев М.Г. Неизотермическая фильтрация при разработке нефтяных месторождений / М.Г. Алишаев, М.Д. Розенберг, Е.В. Теслюк; под ред. Г.Г.Вахитова. – М.: Недра, 1985. – 271 с.

24. Амелин И.Д. Внутрипластовое горение / И.Д. Амелин. – М.: Недра, 1980. – 230 с.

25. Амелин Н.Д. Тепловое воздействие на пласт движущимся фронтом горения / Н.Д. Амелин, А.И. Сергеев, Г.М. Гейхтман // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 1. – С. 44 – 60.

26. Вопросы проектирования разработки нефтяных месторождений тепловыми методами / [А.А. Боксерман, Л.П. Гужновский, Н.Л. Раковский и др.] // Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и обработки призабойных зон пласта: сб. – М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – С. 23–44.

27. Чупров И.Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов: автореф. докт. техн. наук / И.Ф. Чупров. – УГТУ. – Ухта, 2009.

28. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта / Э.Б. Чекалюк. – М.: Недра, 1965. – 240 с.

29. Chappeleur J. E. The Injection of a Hot Liquid into a Porous Medium / J.E.Chappeleur, C.W. Volek // Soc. Petr. Eng. Jour. – 1968. – V. 9. – P. 100–114.

30. Кочешков А.А. Изучение механизма вытеснения нефти теплоносителями / А.А. Кочешков, В.И. Хомутов // Тепловые методы разработки нефтяных месторождений и обработки призабойных зон пласта: сб. – М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – С. 74 – 83.

31. Colonomos P. A Feasibility study of Cyclic Steam Injection in a Deep Heavy Oil Reservoir in Western Venezuela / P. Colonomos // SPE paper 15091. –2006.

32. Байбаков Н. К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев. – 2-е изд. – М., 1988. – 343 с.

33. According to the National Energy Board Report, one thousand cubic feet of natural gas is required per barrel of bitumin for SAGD operations. Canada’s Oil Sands, May 2004.

34. Ибатуллин Р.Р. О совместимости методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «Татнефть» / Р.Р.Ибатуллин, Е.Д. Подымов, Э.П. Васильев // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 34 – 38.

35. Лядкин В.Я. Обоснование эффективности нагнетания пара на месторождении Кенкияк / В.Я. Лядкин // Проблемы рациональной разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – С. 38–48.

36. Стебельська Г. Я. Особливості розробки покладів високов'язких нафт / Г.Я. Стебельська // Матеріали наук.-практ. конф. «Новітні проблеми геології». – Харків, 2015. – С. 133 – 135.

37. Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований разрушения горных пород внецентренными ударными импульсами / В.В.Нескоромных // Изв. вузов. Геология и разведка. – М.: 1999. – №6. – С.115–120 .

38. Ребиндер П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика: избранные труды / П.А. Ребиндер. – М.: Наука, 1979. – 384 с.

39. Нескоромных В.В. Направленное бурение: учеб. пособие/ В.В.Нескоромных, А.Г. Калинин. – М.: Изд-во «Центрлитнефнегаз», 2008. – 382 с.

40. Нескоромных В.В. Теоретические основы механики разрушения и проектирования техники и технологии направленного бурения анизотропных горных пород / В.В. Нескоромных, Ю.С. Костин. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2000. – 220 с.

41. Протасов Ю. И. Теоретические основы механического разрушения горных пород / Ю. И. Протасов. – М.: Недра, 1985. – 242 с.

42. Разрушение горных пород инструментом из сверхтвердых материалов: сборник научных работ. – ИСМ АН УССР, Киев, 1980 г. – 125 с.

43. Сулакшин С.С. Разрушение горных пород при проведении геологоразведочных работ / С.С. Сулакшин, П.С. Чубик. – Томск ТПУ, 2011. – 367 с.

44. Кожевников А.А. Гидромеханический и эрозионный способы разрушения горных пород при бурении скважин / А.А.Кожевников, А.Н. Давиденко. – М.: ВИЭМС, 1987. – 45 с.

45. Маковей Н.К. Гидравлика бурения / Н.К. Маковей. – М.: Недра, 1986. – 536 с.

46. Максимов В.И. Новые способы бурения скважин / В.И. Максимов. – М.: ВИЭМС, 1971. – 55 с.

47. Borehole Hydro-Mining / [V. Arens, A. Babichev, A. Bashkatov et al.] // Proc. Manual: Mining Book. – 2007. – 366 p.

48. Rehbinder G.A Theory about Cutting Rock with Water Jet. Rock Mechanics, 12(3-4), 247-257 (1980). Mode of access: http://dx.doi.org/10.1007/bf01251028.

49. Helgerud M. B. Wavespeeds in gas hydrate and sediments containing gashydrate: A laboratory and modeling study. Ph.D. thesis. Stanford Univ. Press. Stanford, Calif., 167 (2001).

50. Гидроструйные технологии в промышленности. Гидромеханическое разрушение горных пород./ В.А. Бреннер, А.Б. Жабин, А.Е. Пушкарев, М.М. Щеголевский. – М.: Изд-во АГН, 2000. – 343 с.

51. Гидроструйные технологии в промышленности. Расчет и проектирование гидромеханических исполнительных органов проходческих комбайнов / [Н.М. Качурин, В.А. Бреннер, А.Б. Жабин и др.]. – М.: Изд – во МГГУ, 2003. – 293 с.

52. Хансуваров К.И. Техника измерения давления, расхода, количества и уровня жидкости, газа и пара: учеб. пособие / К.И. Хансуваров, В.Г. Цейтлин – М.: Издательство стандартов, 1990. – 287 с.

53. Абрамович Г.М. Теория турбулентных струй.: учеб. / Г.М. Абрамович – М.: Гос. Изд-во физ.-мат. Лит-ры. 1960. – 715 с.

54. Дробаденко В.П. Методика и техника морских геологоразведочных и горных работ / В.П. Дробаденко, Г.Н.Малухин, И.С. Калинин. – Волгоград: Изд. дом. «Ин-Фолио», 2010. – 379 с.

55. Ламб Г. Гидродинамика: учеб. / Г.Ламб. – Л.:ОГИЗ,1947. – 928 с.

56. Транспортирование и сепарация многофазных потоков в условиях работы судов водного транспорта / [И. З. Маслов, С. В. Зуев, В. В. Леонов и др.] // Всеукраїнський науково-технічний журнал: «Промислова гідравліка і пневматика». – Винница: ВНАУ, – 2013. – №4 (42). – С. 24 – 27.

57. Гидроструйные технологии в промышленности. Гидроабразивное резание горных пород / В.А. Бреннер, А.Б. Жабин, А.Е. Пушкарев, М.М. Щеголевский. – М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2003. – 279 с.

58. Pedchenko M. Analysis of gas hydrate deposits development by applying elements of hydraulic borehole mining technology / M. Pedchenko, L. Pedchenko

// Mining of Mineral Deposits, Volume 11 (2017), Issue 2, 52-58 (2017). – Mode of access: – https://doi.org/10.15407/mining11.02.052

59. Kvenvolden, K. Gas Hydrates – Geological Perspectives and Global Change. Rev. Geophysics. 31. 173-187, (1993).
60. Collett T.S. Geologic Implications of Gas Hydrates in the Offshore of India: Results of the National Gas Hydrate Program Expedition 01. Marine and Petroleum Geology, 58(A), 1-2, (2014).
61. Seyer F.A. AOSTRA / F.A. Seyer, C.W. Gyte. Technical Handbook on Oilsands, Bitumens and Heavy Oils, 1989, 6: 153-184.
62. Hupka, J.; Oblad, A. G.; Miller, J. D., AOSTRA J. 1987 3: 95–102.
63. Wallace, D.; Henry D., AOSTRA J. 1987 3: 239–248.
64. Hasan, M. A.; Fulem, M.; Bazyleva, A.; Shaw, J. M., Energy and Fuels 2009 23(10): 5012–5021
65. Moran, K., Yeung, A., Canadian Journal of Chemical Engineering 2004 82(4): 813–820.

ДОДАТОК А

1. Основна труба

$$
\begin{aligned}
&TRX := \left|\begin{array}{l}
\text{for } rr \in 0..RR-1 \\
\quad R_{rr} \leftarrow \frac{dr}{2} + dr \cdot rr \\
\text{for } t \in 0..TIME-1 \\
\quad \text{for } rx \in 0..RR \cdot M-1 \\
\quad\quad TRX_{rx,t} \leftarrow 0 \\
\text{for } rr \in 0..4 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
\text{for } xx \in 0..4 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
index \leftarrow xx + rr \cdot M \\
TRX_{index,0} \leftarrow 100
\end{array}\right. \\
1
\end{array}\right. \\
1 \\
\text{for } t \in 1..TIME-1 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
\text{for } xx \in 0..M-2 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
\text{for } rr \in 1..RR2 \\
\quad \left|\begin{array}{l}
index0 \leftarrow xx + rr \cdot M \\
indexxp \leftarrow xx + 1 + rr \cdot M \\
indexxm \leftarrow xx - 1 + rr \cdot M \\
indexrp \leftarrow xx + (rr+1) \cdot M \\
indexrm \leftarrow xx + (rr-1) \cdot M \\
Ax \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dx^2} \cdot \left(TRX_{indexxp,t-1} - 2 \cdot TRX_{index0,t-1} + TRX_{indexxm,t-1}\right) \\
Ar1 \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dr^2} \cdot \left(TRX_{indexrp,t-1} - 2 \cdot TRX_{index0,t-1} + TRX_{indexrm,t-1}\right) \\
Ar2 \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dr} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot R_{rr}}\right)\left(TRX_{indexrp,t-1} - TRX_{indexrm,t-1}\right) \\
Av \leftarrow \frac{-Vx \cdot dt}{2 \cdot dr} \cdot \left(TRX_{index0,t-1} - TRX_{indexxm,t-1}\right) \\
TRX_{index0,t} \leftarrow TRX_{index0,t-1} + Ar1 + Ar2 + Ax + Av \\
1
\end{array}\right. \\
2
\end{array}\right.
\end{array}\right.
\end{aligned}
$$

2. Затрубна област

$$rr \leftarrow RR2 + 1$$

$$index0 \leftarrow xx + rr \cdot M$$

$$indexxp \leftarrow xx + 1 + rr \cdot M$$

$$indexxm \leftarrow xx - 1 + rr \cdot M$$

$$indexrp \leftarrow xx + (rr + 1) \cdot M$$

$$indexrm \leftarrow xx + (rr - 1) \cdot M$$

$$indexrmm \leftarrow xx + (rr - 2) \cdot M$$

$$Ax \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dx^2} \cdot \left(TRX_{indexxp,t-1} - 2 \cdot TRX_{index0,t-1} + TRX_{indexxm,t-1}\right)$$

$$A1 \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dr^2} \cdot \left(TRX_{indexrp,t-1} - 2 \cdot TRX_{index0,t-1} + TRX_{indexrm,t-1}\right)$$

$$A2 \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dr} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot R_{rr}}\right)\left(TRX_{indexrp,t-1} - TRX_{indexrm,t-1}\right)$$

$$TRX_{index0,t} \leftarrow TRX_{indexrm,t-1} + Ax + \frac{al}{al2} \cdot \left(TRX_{indexrm,t-1} - TRX_{indexrmm,t-1}\right)$$

for $rr \in RR2 + 1 .. RR - 2$

$$index0 \leftarrow xx + rr \cdot M$$

$$indexxp \leftarrow xx + 1 + rr \cdot M$$

$$indexxm \leftarrow xx - 1 + rr \cdot M$$

$$indexrp \leftarrow xx + (rr + 1) \cdot M$$

$$indexrm \leftarrow xx + (rr - 1) \cdot M$$

$$A \leftarrow \frac{al2 \cdot dt}{dx^2} \cdot \left(TRX_{indexxp,t-1} - 2 \cdot TRX_{index0,t-1} + TRX_{indexxm,t-1}\right)$$

$$Ar1 \leftarrow \frac{al2 \cdot dt}{dr^2} \cdot \left(TRX_{indexrp,t-1} - 2 \cdot TRX_{index0,t-1} + TRX_{indexrm,t-1}\right)$$

$$Ar2 \leftarrow \frac{al2 \cdot dt}{dr} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot R_{rr}}\right)\left(TRX_{indexrp,t-1} - TRX_{indexrm,t-1}\right)$$

$$Av \leftarrow \frac{Vx2 \cdot dt}{2 \cdot dr} \cdot \left(TRX_{index0,t-1} - TRX_{indexxm,t-1}\right)$$

$$TRX_{index0,t} \leftarrow TRX_{index0,t-1} + Ar1 + Ar2 + A + Av$$

1

3. Область вхідного отвору основної труби

if $xx = 0$

for $rr \in 1..RR-2$

$Ar1 \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dr^2} \cdot \left(TRX_{rr \cdot M+M,t-1} - 2 \cdot TRX_{rr \cdot M,t-1} + TRX_{rr \cdot M-M,t-1}\right)$

$Ar2 \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dr} \cdot \left(\frac{1}{2 \cdot R_{rr}}\right) \left(TRX_{rr \cdot M+M,t-1} - TRX_{rr \cdot M-M,t-1}\right)$

$Ax1 \leftarrow \frac{1 \cdot al \cdot dt}{dx^2} \cdot \left(TRX_{rr \cdot M+M,t-1} - TRX_{rr \cdot M,t-1}\right)$

$Ax2 \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dx^2} \cdot \left(TRX_{rr \cdot M+M,t-1} - 2 \cdot TRX_{rr \cdot M,t-1} + TRX_{rr \cdot M-M,t-1}\right)$

$TRX_{rr \cdot M,t} \leftarrow TRX_{rr \cdot M,t-1} + Ar1 + Ar2$

$rr \leftarrow 0$

$TRX_{0,t} \leftarrow TRX_{0,t-1} + \frac{1 \cdot al \cdot dt}{dr^2} \cdot \left(TRX_{M,t-1} - TRX_{0,t-1}\right) + \frac{al \cdot dt}{dx^2} \cdot \left(TRX_{1,t-1} - TRX_{0,t-1}\right)$

continue

$ind0 \leftarrow xx$

$ind1 \leftarrow xx + M$

$Av \leftarrow \frac{-Vx \cdot dt}{2 \cdot dr} \cdot \left(TRX_{xx,t-1} - TRX_{xx-1,t-1}\right)$

$Ax \leftarrow \frac{al \cdot dt}{dx^2} \cdot \left(TRX_{xx+1,t-1} - 2 \cdot TRX_{xx,t-1} + TRX_{xx-1,t-1}\right)$

$TRX_{ind0,t} \leftarrow TRX_{ind0,t-1} + \frac{1 \cdot al \cdot dt}{dr^2} \cdot \left(TRX_{ind1,t-1} - TRX_{ind0,t-1}\right) + Av + Ax$

1

for $rr \in 0..4$

$TRX_{rr \cdot M,t} \leftarrow 100$

for $rr \in 0..RR-1$

$TRX_{rr \cdot M+30,t} \leftarrow 0$

TRX