

Міністерство освіти і науки України

ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему “Проектування безпарафінистого режиму роботи нафтової свердловини”

Виконав: ст. гр. НІТ2022-1 Калініченко І. В.

Керівник: асистент Бобловський О. В.

Рецензент: доцент, к.т.н Орловський В. М.

Харків 2026

Міністерство освіти і науки України
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Інститут Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії і технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії і
технологій



Р. Б. Ткаченко

«22» травня 2026 р.

Завдання

на кваліфікаційну роботу бакалавра
студента

Калініченко Ігоря Вячеславовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування безпарафінистого режиму роботи нафтової свердловини» затверджена наказом по університету від 22 травня 2026 р. № 440-03.

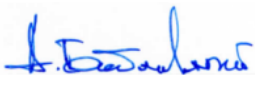



2. Термін подання студентом закінченої роботи 12 червня 2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: спеціальні літературні джерела, геолого-промислова характеристика родовища, параметри свердловин.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): Геологічна характеристика Рибальського НГКР, Заходи з проектування безпарафінистого режиму роботи Рибальського НГКР, Охорона навколишнього середовища Рибальського НГКР, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці.

5. Презентація, яка складається з 10 слайдів

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	ас. Бобловський О.В.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е.		

7. Дата видачі завдання «22» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів дипломної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на кваліфікаційну роботу	22.05.2026 р.	
2	Розробка геологічної частини	22-25.05.2026 р.	
3	Розробка технологічної частини	26.05-10.06.2026 р.	
4	Розробка заходів з охорони навколишнього середовища	11-12.06.2026 р.	
5	Розробка заходів та вимог до техніки безпеки та охорони праці	12-13.06.2026 р.	
6	Розробка презентаційного матеріалу	14-15.06.2026 р.	
7	Попередній захист дипломної роботи	15.06.2026 р.	
8	Рецензування дипломної роботи	15.06.2026 р.	
9	Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК	16.06.2026 р.	

Керівник

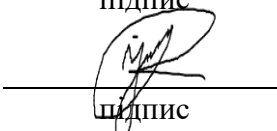


(Бобловський О. В.)

підпис

під

Студент-дипломник


підпис

(Калініченко І. В.)

під

РЕФЕРАТ

Дипломна робота: складається з пояснювальної записки та презентації. Кількість сторінок у ПЗ – 82; кількість рисунків – 9; таблиць – 5; кількість використаних наукових джерел – 21.

Об'єкт дослідження: Рибальське нафтогазоконденсатне родовище.

Мета дипломної роботи: розробка заходів з проектування безпарафіністого режиму роботи. На прикладі Рибальського НГКР розглянуто особливості вибору технологічних заходів і характеристики технічних засобів щодо проектування режиму роботи. Проаналізовано геолого-промислові умови, надано рекомендації стосовно вибору ефективних технологічних рішень щодо процесу проектування безпарафіністого режиму роботи.

У дипломній роботі розглянуто наступні розділи: Геологічна характеристика Рибальського нафтогазоконденсатного родовища, Заходи для проектування безпарафіністого режиму роботи нафтової свердловини за типом Рибальського НГКР, Охорона навколишнього середовища Рибальського НГКР, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці.

Ключові слова: ПАРАФІН, АСПВ, ПАРАФІНИСТА НАФТА, НАФТОВА СВЕРДЛОВИНА, БЕЗПАРАФІНИСТИЙ РЕЖИМ РОБОТИ.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РИБАЛЬСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА.....	8
1.1 Загальні відомості про родовище	8
1.2 Орогідрографія.....	9
1.3 Стратиграфія	10
1.4 Тектоніка	12
1.5 Нафтогазоводоносність.....	13
1.6 Колекторські властивості продуктивних горизонтів.....	14
Висновки за першим розділом.....	14
РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТУВАННЯ БЕЗПАРАФІНІСТОГО РЕЖИМУ. РОБОТИ НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ	16
2.1 Умови утворення асфальтосмолопарафінових відкладень	16
2.2 Розрахунок температури насичення нафти парафіном при пластовому тиску для покладів Рибальського НГКР.	25
2.3 Визначення зони локалізації парафінових відкладень в привибійній зоні свердловини.	33
2.4 Проєктування технологічного режиму експлуатації свердловини для попередження відкладення парафіну в привибійній зоні пласта.....	38
2.5 Методи попередження відкладення парафіну в свердловині.	54
Висновки за другим розділом	58
РОЗДІЛ 3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА РИБАЛЬСЬКОГО НГКР.....	60
3.1 Опис імовірних джерел забруднення та їх вплив на довкілля.....	60
3.2 Запобігання екологічним загрозам при експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ у випадку утворення парафінових відкладень	
63	
Висновки за третім розділом	66

РОЗДІЛ 4. ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ	67
4.1 Основні вимоги з охорони праці, передбачені правилами внутрішнього трудового розпорядку	67
4.2 Вимоги техніки безпеки під час експлуатації машинних ключів при встановленні приладу для магнітної обробки нафти.....	68
4.3 Оцінювання рівня травматизму на нафтогазовому підприємстві	70
Висновки за четвертим розділом.....	76
ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК.....	78
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	80

ВСТУП

Раціональна розробка нафтових та нафтогазоконденсатних родовищ вимагає глибокого аналізу умов експлуатації продуктивних пластів та свердловинного обладнання. Одним із ключових аспектів даної дипломної роботи є оцінка ризиків утворення асфальтосмолопарафінових відкладень, температурних умов та технологічних режимів роботи свердловин. Без урахування цих параметрів неможливо забезпечити ефективне вилучення вуглеводнів та належну стабільність роботи нафтових свердловин даного НГКР.

В цілому дипломна робота присвячена проектуванню безпарафінового режиму роботи нафтової свердловини. Особлива увага приділяється вивченню умов утворення асфальтосмолопарафінових відкладень, розрахунку температури насичення нафти парафіном при пластовому тиску та визначенню радіуса зони потенційного випадання парафіну. На основі розрахованих даних аналізуються існуючі технологічні режими експлуатації та формуються рекомендації для створення оптимального, безперебійного режиму роботи свердловин цього родовища.

Також у проєкті приділено значну увагу питанням екології в цілому для нафтогазоконденсатних родовищ, та зокрема Рибальського НГКР. Розглядаються основні джерела забруднення, їхній вплив на довкілля, а також специфічні екологічні заходи, які необхідно впроваджувати при експлуатації родовищ у випадку утворення парафінових відкладень.

Заключним етапом роботи є вимоги до техніки безпеки та охорони праці. У відповідному розділі розглядаються основні задачі та заходи для забезпечення безпеки працівників на підприємствах нафтогазової галузі. Окремо досліджено питання пожежної безпеки, зокрема виділено аспекти підвищеної ефективності системи водяного пожежогасіння на територіях нафтогазових об'єктів.

РОЗДІЛ 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РИБАЛЬСЬКОГО НАФТОГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

1.1 Загальні відомості про родовище

Рибальське НГКР родовище розташоване в Охтирському районі Сумської області на відстані 14 км від м. Охтирка [1]. Просторово знаходиться за 20 км на південний схід від Качанівського родовища та за 25 км на північний схід від Більського родовища. Лежить у межах простягання р. Ворскла (рис. 1.1).

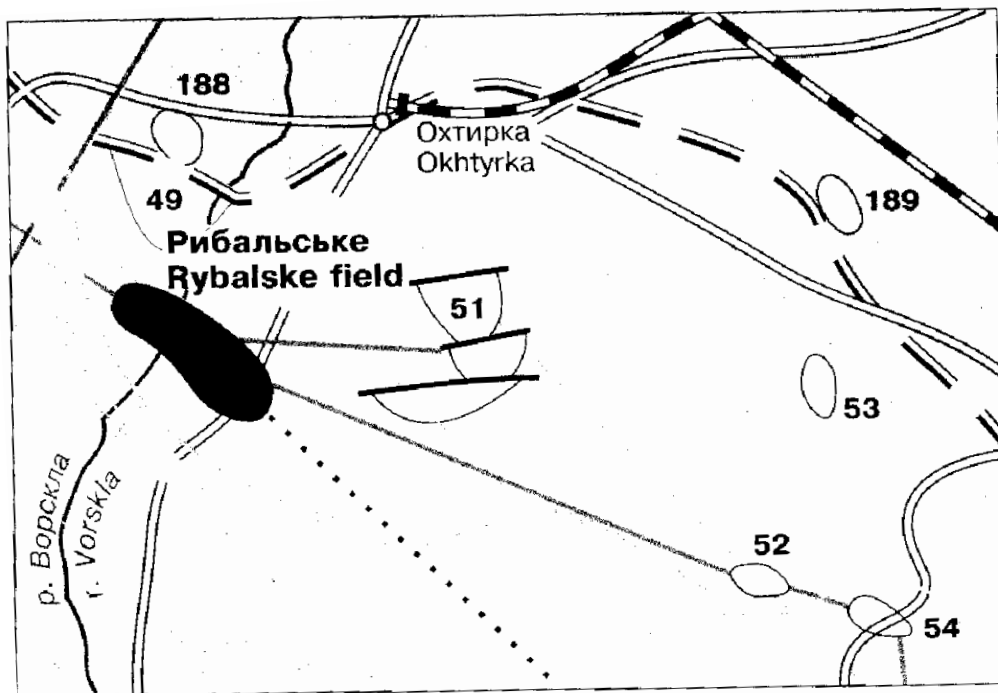


Рисунок 1.1 – Оглядова карта-схема Рибальського НГКР

Структура виявлена в 1959 р. сейсмічними дослідженнями МВХ у відкладах мезозою. Подальше її вивчення і підготовка до глибокого буріння здійснювалися структурно-пошуковими роботами 1960 р. та детальними сейсморозвідвальними дослідженнями МВХ 1962 р., якими закартовано структуру в нижньому карбоні.

По покрівлі верхньовізейського горизонту В-18 структура є криптодіапіровою брахіантикліналлю північно-західного простягання з видовженою південно-східною перикліналлю. Вона розчленована тектонічними порушеннями на блоки. Розміри структури 12,5х6,0 км, амплітуда понад 400 м (рис. 1.2).

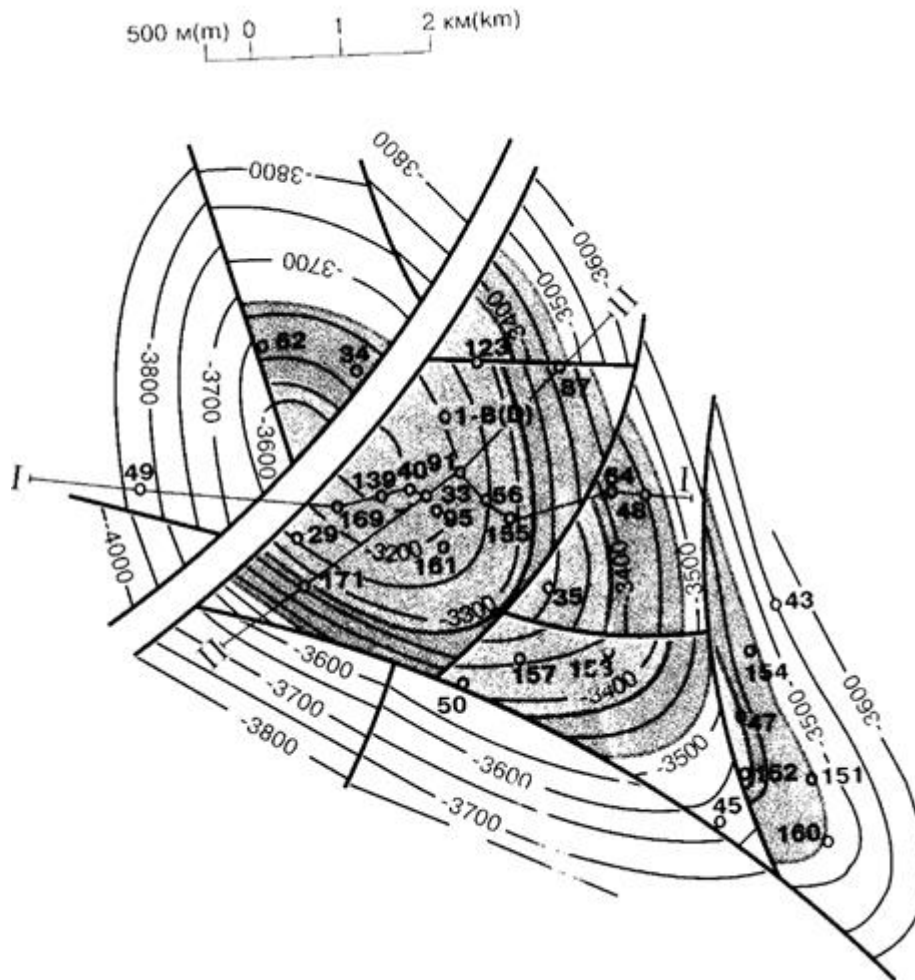


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту В-18

Розвідані й оцінені поклади юри, тріасу, верхнього карбону, московського та башкирського ярусів середнього карбону, візейського та туринського ярусів нижнього карбону. Продуктивними є 22 горизонти з газоконденсатними, нафтогазовими і нафтовими скупченнями, які утворюють родовище з поверхом нафтогазоносності 2300 м. Поклади в основному пластові склепінні, тектонічно екрановані, декотрі з них літологічно обмежені.

1.2 Орогідрографія

Гідрографія даного регіону представлена басейном річки Ворскла та її приток, річок Охтирка та Хухра. Центральна частина родовища розташована безпосередньо в долині річки Ворскла [2].

Район має добре розвинену транспортну та промислову інфраструктуру. Продукція, що видобувається на Рибальському НГКР, транспортується нафтопроводом, підключеним до магістралі Качанівка — Охтирка. У свою чергу з н.п. Охтирка сира нафта відправляється на нафтопереробні заводи залізницею або нафтопроводом Охтирка — Кременчук. Окрім вуглеводнів, на території також є добувна промисловість піску, піщаної глини, суглинків. Регіон багатий на ці види будівельних матеріалів, що використовуються для місцевих потреб [8].

1.3 Стратиграфія

Згідно з геологічним розрізом Рибальського НГКР (рис. 1.3), у геологічній будові родовища беруть участь осади девонської, кам'яновугільної, пермської, тріасової, юрської, крейдяної, палеогенової, неогенової та четвертинної систем. Найглибшими розкритими відкладами є девонські утворення (розкриті свердловиною № 33 на глибині 3809 метрів). Представлені переважно світло-сірою кристалічною сіллю з потужністю покладів 26 метрів.

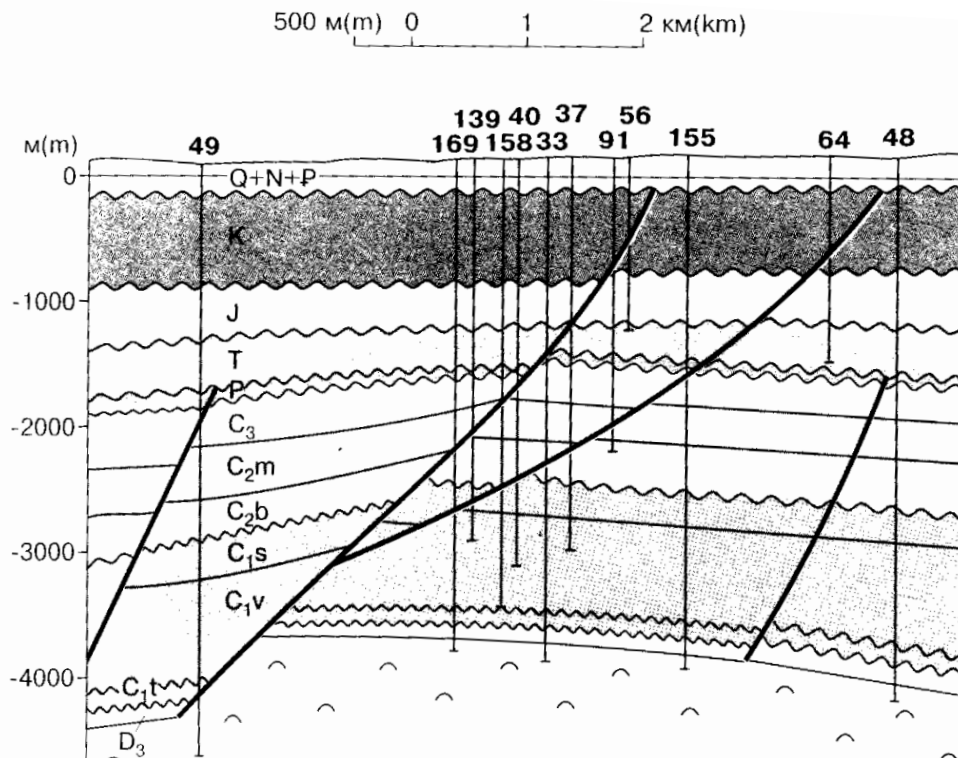


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I

Вище залягають відклади нижнього карбону (C1t), у складі яких виділяються утворення візейського та намюрського ярусів (наявність турнейського ярусу припускається на крилових частинах структури). Візейський ярус (C1v) представлений переважно щільними, невапняковими і вапняковими слюдистими аргілітами з прошарками кварцових пісковиків, алевролітів та вапняків при загальній потужності 1017 метрів. До відкладів візейського ярусу приурочені розвідані горизонти В-14, В-16, В-17, В-17а, В-18, В-20, В-21, В-23. Над ними розміщуються відклади серпухівського ярусу (C1s) потужністю 200–220 метрів, які літологічно чітко відрізняються від візейських порівняно більшим розвитком пісковиків та вапняків.

Далі розташовуються відклади середнього карбону, які залягають на утвореннях серпухівського ярусу і представлені башкирським (C2b) та московським ярусами (C2m). Башкирський ярус складений вапняками з прошарками глини і алевролітів (нижня товща, 100 м) та міцними пісковиками (верхня товща, 300–320 м). Саме у нижніх пастках пісковиків башкирського ярусу виділено продуктивні горизонти К-13, К-14 (потужність 50–100 м), Б-11 (потужність 50–100 м). На розмитій поверхні цих відкладів залягає товща пісковиків, аргілітів і алевролітів московського ярусу (потужність 330–375 м), до якої приурочені продуктивні горизонти К-10, К-9а, К-9, К-8, К-7, К-6, К-5, а також поклади горизонтів М-2, М-3в, М-3н, М-4, М-5, М-6, М-7.

Над ними розміщуються відклади верхнього карбону (C3). Відклади літологічно представлені послідовністю прошарків пісковиків, аргілітів і алевролітів. До цих утворень приурочені продуктивні горизонти К-4б, К-3 та К-4. Їхня загальна потужність становить 220–265 метрів.

Вище, на розмитій поверхні пермських порід, залягають утворення пермської (Р) та тріасової систем (Т), представлені піщаною (різнозернисті пісковики, 91–107 м) та піщано-карбонатною (слюдисті глини з пісковиками, 52–69 м) товщами. Далі з кутовою незгідністю та значним переривом в осадонакопиченні розміщуються відклади юрської системи (J). Нижня частина складена різнозернистими пісками, крихкими пісковиками та темно-сірими глинами, верхня юра

представлена чергуванням прошарків глин, пісковиків і вапняків при загальній потужності 270–400 метрів.

Над ними залягають відклади крейдяної системи (К): нижньокрейдяні шари (різнокольорові глини та пісковики, 120–145 м) та сеноманські відклади верхньої крейди (кварцово-глауконітові піски та пісковики, 570–600 м).

Ще вище у розрізі розташовуються відклади палеогенової (Р), неогенової (N) та четвертинної (Q) систем, які об'єднуються під загальним індексом Q+N+P і представлені переважно пухкими й слабо зцементованими породами.

Зокрема, відклади палеогенової системи (монтський, канівський, бучацький, київський, харківський та полтавський яруси) виражені глинами, пісковиками і мергелями (потужність 270–290 м). Над ними залягають відклади неогену у вигляді горизонту масних в'язких глин (до 35 м).

Осади четвертинної системи повсюдно перекривають неогенові та палеогенові породи. Представлені червоно-бурими та лесовидними глинами, суглинками і алювіально-делювіальними відкладами загальною потужністю шару до 20 метрів.

1.4 Тектоніка

Об'єкт даної роботи був виявлений та підготовлений до глибокого буріння за результатами геофізичних досліджень у 1959 році. Родовище за тектонічною ознакою відноситься до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини та розташовується на схилі Охтирського виступу кристалічного фундаменту.

Відповідно до структурної будови по покрівлі продуктивного горизонту В-18 (верхній візей), родовище є криптодіапіровою брахіантикліналлю північно-західного простягання, південно-східна частина якої формує видовжену перикліналь. Просторові розміри геологічної структури становлять $12,5 \times 6,0$ км при тектонічній амплітуді більше 400 метрів. Геологічна будова ускладнена низкою розривних тектонічних порушень з розчленуванням структури на окремі блоки.

1.5 Нафтогазоводоносність

Структура покладів виявлена в 1959 р. сейсмічними дослідженнями МВХ у відкладах мезозою. Подальше вивчення і підготовка до глибокого буріння здійснювалися структурно-пошуковими роботами 1960 р. та детальними сейсморозвідувальними дослідженнями МВХ 1962 р., якими закартовано структуру в нижньому карбоні. В цьому ж році розпочата бурінням свердловина № 1, при випробуванні якої в 1963 р. з інтервалу 2247–2254 м (продуктивний горизонт М-4) одержано приплив нафти дебітом 232,7 м³/добу через штуцер діаметром 8 мм при пластовому тиску 23,2 МПа. Розріз продуктивної частини наведено на рис. 1.4.

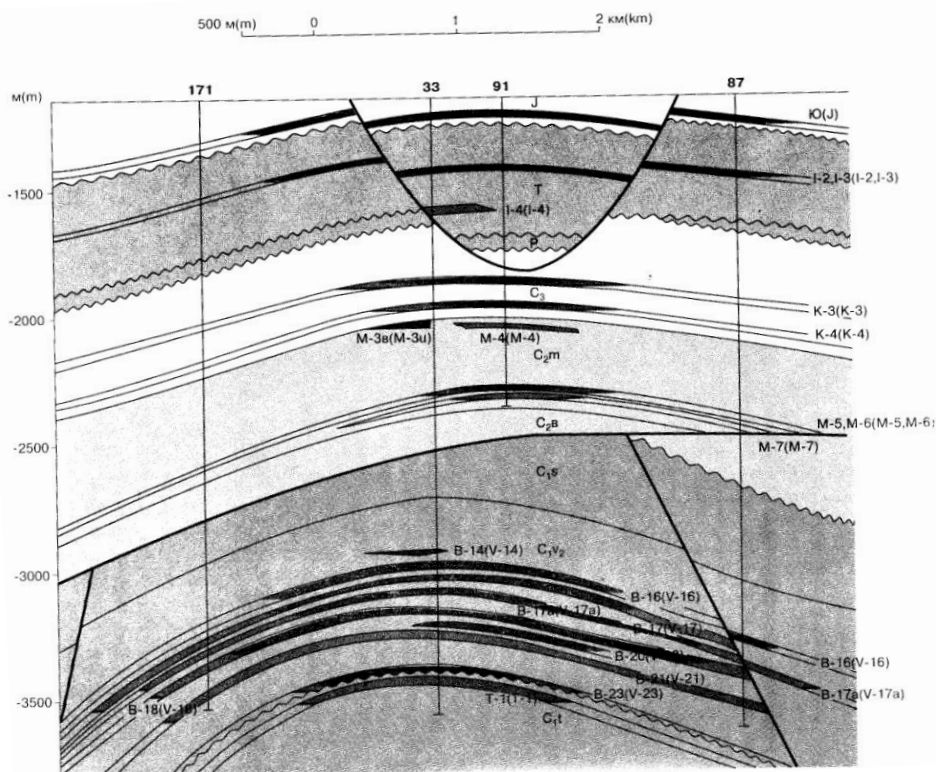


Рисунок 1.4 – Геологічний розріз продуктивної частини по лінії II-II

До Державного балансу родовище включене в 1964 р. В цьому ж році закінчена оцінка нафтогазоносності верхнього комплексу (відклади юри, тріасу, верхнього і середнього карбону). Другий етап розвідки здійснювався у період 1967–1974 рр.; за його результатами здійснено промислову оцінку покладів нижньокам'яновугільних горизонтів. Підсумовуючи, всього на площі пробурено 68

пошукових і розвідувальних свердловин загальним обсягом 227 183 м, якими розкрито розріз карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських включно.

1.6 Колекторські властивості продуктивних горизонтів

Колекторські властивості даного родовища, такі як пористість, проникність, нафтонасиченість, визначаються за даними аналізу зразків керна, матеріалами ГДС і даними ГДД пластів і свердловин.

Коефіцієнт пористості змінюється в межах від 0,22 до 0,148; проникність сягає значень від $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $477,0 \cdot 10^{-3}$ мкм²; тип колектора – поровий; коефіцієнт насичення — від 0,610 до 0,880; початковий пластовий тиск становить від 17,9 МПа при глибині виміру 1710,0 м до 39,9 МПа при глибині виміру 3740,0 м; пластова температура — від 313 К до 360,5 К; початковий дебіт — від 13 т/добу до 232,7 т/добу; коефіцієнт вилучення нафти — від 0,15 до 0,50.

Висновки за першим розділом

Перший розділ дипломної роботи з дослідження геологічної будови Рибальського НГКР можна охарактеризувати як фундаментальну аналітичну базу, яка всебічно розкриває умови залягання, структурно-тектонічні особливості та літолого-фаціальні характеристики багатощарової структури родовища.

У межах даного розділу здійснено комплексний аналіз приуроченості структури до північної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, надано опис її складної блочної будови та наведено детальну стратиграфічну розчленованість розрізу від девонських до сучасних відкладів, таких як палеогенова, неогенова та четвертинна системи.

Дослідження охоплює значну площу нафтогазоносності, що включає понад двадцять розвіданих продуктивних горизонтів, а також системи кам'яновугільної, тріасової та юрської епох.

На підставі ретельно опрацьованих промислово-геофізичних даних доведено, що теригенні колектори порового типу демонструють широкий діапазон ємнісно-фільтраційних властивостей — від малопроникних до високопроникних

пісковиків, що в сукупності з різноманітними режимами роботи (від газового до пружно-водонапірного) обумовлює високий промисловий потенціал усього об'єкта. Водночас ключовим підсумком проведеного геологічного та фізико-хімічного аналізу пластових флюїдів є виявлення визначального фактора ускладнення експлуатації свердловин — значного вмісту парафіну в пластовій нафті, який у низці продуктивних горизонтів (особливо візейського, башкирського та турнейського ярусів) сягає критичних значень (до 10,47 %).

Таким чином, перший розділ є логічно обґрунтованим та завершеним етапом дослідження, який констатує наявність сприятливих умов для видобутку вуглеводнів із різновікових покладів і виступає науковим обґрунтуванням технологічної необхідності у проектуванні спеціального безпарафінового режиму експлуатації свердловин, що, своєю чергою, є основним та найголовнішим завданням даної роботи.

РОЗДІЛ 2. ПРОЄКТУВАННЯ БЕЗПАРАФІНИСТОГО РЕЖИМУ. РОБОТИ НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

2.1 Умови утворення асфальтосмолопарафінових відкладень

На промислі під час інтенсивного видобутку вуглеводневої сировини неминуче стикаються з таким технологічним ускладненням, як утворення АСПВ – асфальтосмолопарафінових відкладень у НКТ, порожнинах свердловинного та наземного устаткування. Це фізико-хімічне явище несе за собою тягар у вигляді величезних фінансових втрат, знижуючи продуктивність свердловин і прискорюючи знос техніки.

В табл. 1.1 наведена характеристика нафт по родовищах України, вміст парафіну в яких становить понад 5 %, тому на цих родовищах ускладнений процес розробки та експлуатації.

Таблиця 1.1. – Характеристика нафт родовищ України за вмістом парафіну

Родовища	Горизонт	Парафін, % мас.	Смоли сілі-кагелеві, % мас.	Механічні домішки, % мас.	Температура плавлення парафінів, °С
Глинсько-Розбишівське	В-27	7,44	–	0,5	72
	В-30	6,95	–	–	72
Монастирищенське	В-30	13,05	8,4	-	70
Кочанівське	В-23	9,3	14	0,3	68
	В-24	11,4	6,1	–	70
	В-27	5,68	14,0	–	73
Артюхівське		11,0	3,2	–	70
Рибальське		11,78	4,42	0,5	53,2
В.Бубнівське	В-26	6,34	5,65	–	69
Скороходівське		11,73	8,61	–	57
Гніденцівське		7,8	11,8	0,5	53
Леляківське		5,02	8,25	–	54
Битківське		10,14	7,58	–	52,4
Довбушанське		13,07	4,71	–	51,5
Гвіздецьке		9,09	5,05	–	52,0
Луквинське		11,5	3,48	0,3	52,8
Спаське		10,81	3,81	–	51,4
Струтинське		11,15	5,85	–	50,0
Старо-Самбірське		11,78	4,42	–	53,0

Дослідження тонких механізмів та термодинамічних умов, що впливають на процеси кристалізації нашарувань, залишається одним із ключових напрямків сучасної нафтогазової інженерії. Глибинне розуміння питання та самої природи цього явища дозволить розробити ефективні методи його профілактики та ліквідації. Наукові дослідження доводять, що найбільш сприятливим середовищем для інтенсивного випадіння таких осадів є свердловини з низьким дебітом, а також умови високого обводнення свердловини за низького вибірного тиску, який викликає раннє розгазування нафти [5].

Фізико-хімічна природа відкладення характеризується як складна багатокомпонентна високодисперсна суспензійна система. Її основу утворюють тверді кристали парафіну та мікрочастинки асфальтенів, які рівномірно дисперговані в густому середовищі з важких нафтових масел і смол. Кристали демонструють виражені реологічні властивості, подібні до аморфних тіл змінної твердості. Ступінь цієї твердості, як і загальна в'язкість системи, залежать критичним чином від її детального вуглеводневого складу та, що вкрай важливо, від наявності різноманітних домішок. До таких відносять: частинки пластової води, дрібнодисперсний пісок, неорганічні солі, карбонатні сполуки лужноземельних металів та інші механічні домішки, які виносяться з пласта.

Таким чином, можна стверджувати, що ця система є складною матрицею, головною роллю якої є парафіни, що з точки зору хімії є граничними вуглеводнями метанового ряду з довжиною ланцюга від 16 до 64 атомів вуглецю. Кількісний та якісний склад яких визначається вихідними фізико-хімічними властивостями конкретної пластової нафти, а також поточними термодинамічними умовами її кристалізації.

За загальноприйнятою технологічною класифікацією, усі нафти поділяють на малопарафіністі, що містять менше 1,5% парафіну, парафіністі з вмістом від 1,5–6%, та високопарафіністі, де масова частка цих сполук перевищує 6%.

На глибині, за високих тисків та температур, парафіни знаходяться у повністю розчиненому стані, формуючи єдину гомогенну фазу. Спостереження гео-

хімічних явищ фіксують закономірність: нафти одного й того ж нафтогазоносного регіону містять тим менше твердого парафіну, чим вищий у них відсоток важких смолистих речовин. Як явище, простежується просторовий розподіл, за якого вміст парафіну в продукції одного родовища закономірно зростає зі збільшенням глибини залягання продуктивних горизонтів [13].

Фізичні властивості вуглеводнів залежать безпосередньо від їх молекулярної структури, зокрема, температура плавлення є тим вищою, чим довшим є вуглеводневий ланцюг. Густина ж парафінів у твердому стані варіюється в межах від 865 до 940 кг/м³, тоді як у розплавленому стані вони стають суттєво рідкішими. Їх здатність розчинятися в органічних рідинах знижується зі збільшенням молярної маси та експоненціально зростає при підвищенні температури. За хімічною складовою парафіни вирізняються високою стійкістю та інертністю до агресивного впливу реагентів, не взаємодіючи із сірчаною, азотною чи соляною кислотами, а також лугами, проте піддаються окисненню киснем повітря.

Надважкі високомолекулярні структури – церезини. Церезини мають розгалужену мікрокристалічну будову, вміщуючи елементи ароматичного характеру. Мають будову великих асиметричних кристалів. Окрім парафінів, до шкідливих відкладень входять смолисті речовини, молекулярний склад яких містить у собі гетероатоми азоту, сірки та кисню. При видобуванні вуглеводнів та випаровуванні легких фракцій відносний вміст смол у нафті поступово наростає, особливо при тривалому контакті із пластовими водами, через що процес виділення більш смолистої продукції обводненими свердловинами зростає. Асфальтени у складі нафти зазвичай становлять від 2 до 5% і є в'язкими, темними аморфними сполуками з великою молекулярною вагою, які добре розчиняються в ароматичних розчинниках, випадаючи в осад у легких фракціях.

Задля повного осягнення масштабності цієї проблеми в реальних умовах вітчизняного видобутку, коректним буде підкреслити та докладно проаналізувати ситуацію на Рибальському нафтогазоконденсатному родовищі. Показники складу нафт цього об'єкта з надзвичайно високим вмістом АСПВ, що є негативною тенденцією для експлуатації.

Згідно з лабораторними дослідженнями, Рибальське родовище відрізняється надвисоким масовим вмістом парафіну, який досягає 11,78%. Зрозуміло, що досліджуване родовище є високопарафінистим і ставить під питання експлуатацію без ускладнень, таких як утворення пробок у НКТ та інших тяжких умов експлуатації. Флюїд родовища містить 4,42% силікагелевих смол та близько 0,5% небезпечних механічних домішок. Температура розплавлення твердих парафінів становить 53,2 °С.

Термодинамічний рубіж означає, що за неспроможності підтримувати температуру вище цієї критичної позначки, тобто точки кристалізації парафіну, розчинений парафін миттєво почне переходити у тверду фазу, масово осідаючи на стінках устаткування та підземному обладнанні. Кількість можливого вмісту самих парафінів у твердій масі може коливатися від 20 до 70 %, тоді як асфальтосмолисті сполуки складають від 20 до 40 % об'єму.

Інтенсивність формування відкладень безпосередньо залежить від комплексу чинників, головними з яких є зниження тиску в зоні вибою з порушенням рівноваги системи, інтенсивне виділення розчиненого газу, різке падіння температури у пласті та стовбурі, зміна швидкості руху суміші та трансформація співвідношення об'ємів фаз [6].

У реальній свердловині всі ці параметри безперервно змінюються від вибою до гирла, тому товщина та щільність відкладень не бувають сталими. При високому вибійному тиску, вищому за тиск насичення, рух рідини відбувається стабільно до тієї глибини, де відповідні показники зрівнюються. Після починається активне газовиділення та випадіння твердої фази. При вибійному тиску, що спадає нижче тиску насичення ще у пласті, кристалізація може розпочатися безпосередньо у привибійній зоні, блокуючи колектор.

У підйомних трубах при механізованому видобутку формуються зони ризику, адже на прийомі насоса тиск часто є мінімальним, що є чинником осідання відкладень, тоді як у викидній частині тиск має стрімко зростаючий характер, стабілізуючи потік, який згодом знову розгазовується ближче до гирла. На здатність кристалів закріплюватися на металі колосально впливають адсорбційні

процеси, наявність продуктів корозії та шорсткість самих труб, яка створює умови для зачеплення.

Швидкість потоку впливає нелінійно, оскільки при її поступовому зростанні інтенсивність відкладень спочатку збільшується через турбулентність та активне перемішування, та при досягненні певного порогу максимальної швидкості потоку зриває кристали зі стінок, тримаючи у зваженому стані та виносячи на поверхню.

Утворення цих структур на молекулярному рівні розпочинається з адсорбції та хемосорбції гетероорганічних сполук на твердій поверхні металу, що призводить до його гідрофобізації. Цей процес особливо підсилюється при заводненні пласта та екстрагуванні води додатковими водорозчинними смолами з нафти, що змушує їх прилипати до внутрішніх стінок устаткування. Створена таким чином стійка гідрофобна плівка стає ідеальним ґрунтом для подальшого безперервного нарощування потужних асфальтосмолопарафінових шарів, структура яких ускладнюється захопленими мінералами та водою, що робить кожне відкладення унікальним за складом навіть у межах однієї свердловини [3].

Дослідження таких видатних науковців, як П.П. Галонський, С.Ф. Люшин, М.М. Ріпін, В.А. Рассказов та В.П. Тронов, дозволили сформувати весь процес цього явища й окреслити головні пускові механізми. До таких відносяться: порушення гідродинамічної рівноваги газорідинної суміші зі зниженням тиску в зоні вибою, активне виділення газу, неухильне зменшення температури флюїду в самому пласті і по стовбуру свердловини, зміни швидкості руху газорідинної суміші, безперервна зміна співвідношень об'ємів фаз та їхнього вуглеводневого складу. Під час руху суміші від вибою до гирла всі ці параметри змінюються динамічно, кількість та характер відкладень по довжині труб ніколи не бувають стабільними.

Важливим чинником виступає співвідношення між поточним пластовим тиском і тиском насичення нафти газом. За умови, що тиск на вибої підтримується на рівні, вищому за тиск насичення, газорідинна система зберігає баланс

від вибою до глибини у стовбурі, де тиск гідростатичного стовпа спадає до критичної межі. З цієї глибини рівновага порушується, об'єм вільної газової фази має характер зростання, а рідка фаза стає термодинамічно нестійкою, що запускає процес виділення твердих кристалів парафіну.

У разі, коли показник тиску на вибої має границю нижче тиску насичення ще на рівні продуктивного горизонту, розгазування й порушення рівноваги стаються безпосередньо у пласті. За даних умов осідання твердої парафінової маси неминуче як у стовбурі свердловини, так і в пористому середовищі пристовбурної зони, що має наслідком різке зниження проникності колектора.

Над загрозовою є ситуація для високопарафінистих об'єктів, як досліджуване Рибальське родовище. Зважаючи на те, що нафта родовища містить майже 12% парафіну з високою точкою плавлення, що перевищує 53,2 °С, будь-яке зниження тиску нижче тиску насичення у пласті спричинить миттєве парафіноутворення (кольматацію) пористого середовища твердими вуглеводнями, повністю закриваючи канали та пори надходження флюїду до свердловини.

Динаміка тиску має не останню роль при механізованому, зокрема насосному, способі експлуатації. На прийомі ШГНУ тиск часто є нижчим за тиск насичення, створюючи таким чином умови для активного випадіння АСПВ безпосередньо на приймальних сітках та стінках експлуатаційної колони. Після проходження через насос тиск у викидній частині зростає, заганняючи газ у розчин та стабілізуючи рідину. Під час подальшого підйому ліфтом тиск знижується, утворюючи значно потужнішу зону парафіноутворення ближче до поверхні [5].

Факт виділення мікрокристалів парафіну з розчину не означає автоматичного формування непроникної пробки; для повної кристалізації кристалічні сполуки мусять закріпитися на металевих поверхнях та об'єднатися між собою. Процесу поєднання активно сприяють адсорбційні ефекти на межі поділу фаз між металом та нафтою, які підсилюються за наявності нашарувань у складі полярних смолистих сполук.

Додатковими чинниками кристалізації слугують продукти руйнування пласта: дрібний пісок, глина, продукти корозії металу та механічні домішки, внесені під час технологічних робіт. Шорсткість внутрішньої поверхні труб забезпечує фіксацію: мікроскопічні виступи та раковини значно уповільнюють пристінний шар рідини, задаючи ідеальні умови для кристалізації, навколо яких лавиноподібно накопичуються парафінові відкладення з плином часу.

Аналіз розподілу нашарувань демонструє виразну зональність. Встановлено, що найбільш інтенсивно парафін осідає на внутрішній поверхні підйомних труб. Товщина осаду наростає від місця початку кристалізації на глибинах близько 500 чи 900 метрів, досягаючи найбільшого значення на позначках від 50 до 200 метрів від гирла. Біля гирла товщина шару дещо зменшується через стрімку швидкість потоку та, як наслідок, — відрив частинки відкладень [6].

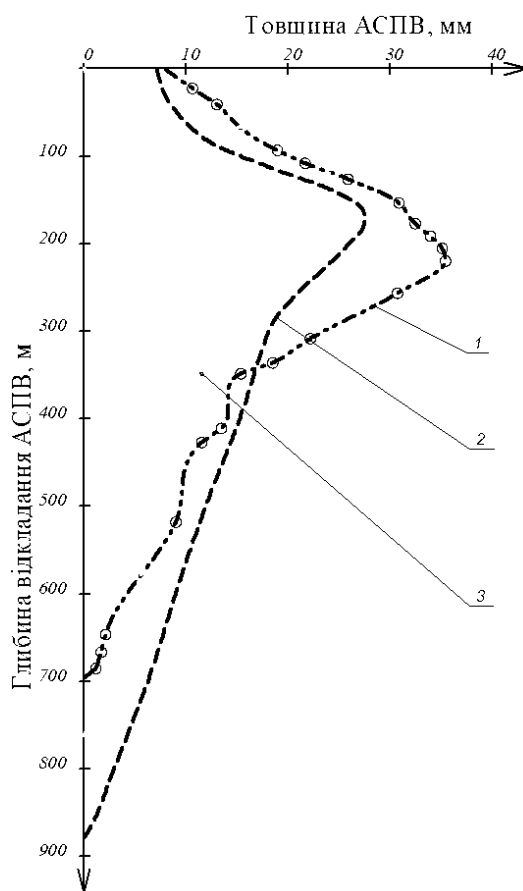


Рисунок 2.1. – Динаміка утворення АСПВ по довжині підйомників різних діаметрів, 1 – 89 мм; 2 – 73 мм; 3 – 62 мм

Склад парафіну трансформується по вертикалі: частка чистого парафіну у відкладеннях збільшується знизу вгору, максимуму якого набуває біля гирла. Водночас температура плавлення парафінів знижується навпаки — у напрямку гирла.

Пояснюється це тим, що найбільш важкі й тугоплавкі церезинові вуглеводні випадають першими в нижній, теплішій частині підйомника, а легші та менш тугоплавкі фракції для кристалізації, своєю чергою, випадають вище до гирла.

Рушієм процесу переважна більшість науковців вважає теплове виснаження потоку, інакше — зниження температури вздовж стовбура експлуатаційної свердловини. Тепловий режим визначається двома ключовими процесами: передачею тепла від гарячої рідини через стінки труб і затрубний простір до оточуючих гірських порід, а також термодинамічним охолодженням самої газорідинної суміші внаслідок адіабатичного розширення газу при падінні тиску.

Контрастні розрахунки свідчать - ефект охолодження від розширення газу і виконання ним роботи з підйому рідини є у кілька разів меншим, ніж прямі втрати тепла у навколишнє середовище, тому загальний температурний профіль свердловини залежить насамперед від інтенсивності тепловіддачі, яка жорстко пов'язана до дебіту свердловини. Чим вищий дебіт, тим більша маса гарячого флюїду піднімається на поверхню за одиницю часу, і тим вище по стовбуру зміщується ізотерма початку кристалізації парафіну.

Картина процесу теплової складової ускладнюється специфічною поведінкою газової фази на мікрорівні. За лабораторними дослідженнями стверджують, що пухирці газу, які зароджуються на стінках труб за падінням тиску нижче тиску насичення, діють як мікроскопічні флотаційні машини. Парафін від природи має виражену гідрофобну поверхню. Його кристали легко прилипають до поверхні газових бульбашок. При зростанні бульбашки відбувається її відрив від металеві стінки. Процес викликає мікролокальний перепад тиску, який підхоплює зважені в рідині кристали парафіну і з силою відкидає їх до стінки труби, де вони щільно осідають. Через флотаційний ефект найбільш щільні і найтвердіші відкладення формуються у нижній частині зони розгазування.

Швидкість руху потоку впливає на процес нелінійно: при зростанні швидкості інтенсивність відкладень різко збільшується через посилення турбулентності, яка підвищує частоту ударів кристалів об стінки та прискорює ріст мікробульбашок. При подальшому розгоні потоку гідродинамічна сила тертя перевищує сили адгезії, і потік зриває відкладення, вимиваючи їх на поверхню. Саме тому потужні, високодебітні фонтануючі свердловини потерпають від АСПВ значно менше, ніж свердловини, що працюють у періодичному режимі, де під час зупинок розчинені кристали безперешкодно осідають під дією гравітації на вже існуючий шар осаду, стрімко нарощуючи його товщину.

Фізико-хімічний склад самої нафти вносить свої суттєві корективи у здатність парафіну до агрегації. Зокрема, наявність у системі високомолекулярних асфальтенів парадоксальним чином відіграє позитивну роль: асфальтени адсорбуються на поверхні кристалів парафіну. Утворюють захисний екран, перешкоджаючи їхньому злипанню у великі агрегати і формуючи пухку точкову структуру відкладень, яку легко змити потоком. Нафтові смоли діють протилежно, сприяючи склеюванню кристалів формуючи міцні просторові ґратки.

Перелічені чинники діють методом взаємозв'язку. Під час експлуатації покладів на режимах виснаження або за умови масштабного заводнення пластів прісними чи слабкомінералізованими водами у геохімічній системі відбуваються незворотні зміни. Закачування сторонньої води активує інтенсивне вимивання розчинних гетероциклічних сполук з нафти та їхнє винесення до свердловинного обладнання.

Етапом формування стійких АСПВ є процес адсорбції та міцної хемосорбції цих вимитих гетероорганічних сполук на твердій кристалічній решітці металевих труб. Сполуки зв'язуються з поверхнею своїми активними функціональними групами, змінюючи фізичну природу, перетворюючи гідрофільну поверхню металу на гідрофобну. Пластова або закачувана вода, що рухається разом з нафтою у вигляді емульсії, не здатна змити цей шар. Навпаки, пластова або закачувана вода ущільнює його. Створена стійка гідрофобна плівка є матрицею для притягнення неполярних молекул парафіну.

В процесі розробки такого складного об'єкта, як Рибальське родовище, де термодинамічні характеристики покладу постійно деградують через зниження пластового тиску, концентрація важких компонентів у рідкій фазі неухильно зростає. Падіння тиску спричиняє випаровування легких розчинників (пропану, бутану, пентану), погіршуючи розчинюючу здатність нафти та стимулюючи раннє випадання твердої фази.

Спільне надходження до свердловини органічної фази, насиченої тугоплавкими кристалами парафіну, та неорганічної фази, представлені мінералізованою водою з розчиненими солями і частинками породи спричиняє постійно мінливий композитний матеріал. Багатошарова, полімерна структура будови асфальтосмолопарафінових відкладень з оклюдованими в них краплями води та твердими мінералами робить стійкими до механічного та хімічного впливу з вимогою до постійної адаптації методів боротьби залежно від поточного стану родовища.

2.2 Розрахунок температури насичення нафти парафіном при пластовому тиску для покладів Рибальського НГКР.

Температурою кристалізації парафіну (температурою насичення) називають критичний тепловий поріг, за якого парафін, що розчинений у нафті, досягає термодинамічної рівноваги та починає переходити у тверду фазу. Показник насамперед базовий задля оцінки ризиків та схильності нафти до утворення парафінових відкладень під час її промислового видобутку.

За природних пластових умов у флюїді парафінові сполуки перебувають у повністю розчиненому стані. При досягненні температури насичення нафти чи газоконденсату починають формуватися перші кристали. Важливо відмітити, що тверда фаза, що утворилася, є комплексною: окрім парафінів, до складу входять смоли, асфальтени та певна частка захоплених рідких вуглеводнів.

На динамічні показники зміни температури насичення впливають зазначені далі експлуатаційні фактори. Головними з них є коливання термобаричних умов

як у привибійній зоні свердловини (ПЗС), так і вздовж її стовбура, а також темпи розгазування (інтенсивність виділення розчиненого газу з нафти чи конденсату).

У зв'язку з цим для правильного вибору технологічного режиму роботи свердловини необхідно знати початкову температуру кристалізації парафіну.

Тобто головною умовою для проєктування безпечного та ефективного технологічного режиму роботи свердловини, що дозволить уникнути ускладнень є початкова температура кристалізації парафіну.

За методикою [19] температура насичення нафти парафіном при пластових умовах визначається за формулою:

$$T_{\text{нас.пл}} = T_{\text{нас.дег}} + a_1(p - p_0) - a_2\alpha_p(p - p_0) \quad (2.1)$$

або

$$T_{\text{нас.пл}} = T_{\text{нас.дег}} + 0,2 \cdot 10^{-6}p - 0,1G, \quad (2.2)$$

де $T_{\text{нас.пл}}$, $T_{\text{нас.дег}}$ – температура насичення парафіном відповідно пластової і дегазованої нафти, К;

a_1 , a_2 – емпіричні коефіцієнти (приймаємо $a_1 = 0,019 \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1} \cdot \text{К}$; $a_2 = 0,088 \text{ К}$);

$p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, Па;

p_0 – атмосферний тиск ($p_0 = 10^5 \text{ Па}$);

α_p – коефіцієнт розчинення газу в нафті, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$;

G – кількість розчиненого в нафті газу, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

Коефіцієнт розчинення газу в нафті визначається за формулою:

$$\alpha_{\text{рн}} = \frac{G_r}{P_{\text{пл}}}, \quad (2.3)$$

де: $\alpha_{\text{рн}}$ – коефіцієнт розчинення газу в нафті, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$;

G – кількість розчиненого газу;

$P_{\text{пл}}$ – пластовий тиск.

За різними оцінками для Рибальського родовища встановлено, що температура насичення парафіном для дегазованої нафти становить приблизно 36–38 °С. Приймаємо $T_{\text{нас.дег}} = 37$ °С.

$$\alpha_{\text{рн1}} = \frac{66,75}{17,9 \cdot 10^6} = 3,7 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл1}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (17,9 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot (17,9 \cdot 10^6 - 10^5) = 307,7 \text{ К} = 34,55 \text{ °С}$$

$$T_{\text{нас.пл1}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 17,9 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 66,75 = 307 \text{ К} = 33,8 \text{ °С}$$

$$\alpha_{\text{рн2}} = \frac{241,5}{20,4 \cdot 10^6} = 1,8 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл2}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (20,4 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 1,8 \cdot 10^{-5} \cdot (20,4 \cdot 10^6 - 10^5) = 292,9 \text{ К} = 19,77 \text{ °С}$$

$$T_{\text{нас.пл2}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 20,4 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 241,5 = 313,39 \text{ К} \\ = 40,24 \text{ °С}$$

$$\alpha_{\text{рн3}} = \frac{241,5}{21,4 \cdot 10^6} = 1,1 \cdot 10^{-5} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл3}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (21,4 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 1,1 \cdot 10^{-5} \cdot (21,4 \cdot 10^6 - 10^5) = 293 \text{ К} = 19,89 \text{ °С}$$

$$T_{\text{нас.пл3}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 21,4 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 241,5 = 290,28 \text{ К} \\ = 17,13 \text{ °С}$$

$$\alpha_{pH4} = \frac{79,69}{18,7 \cdot 10^6} = 6,4 \cdot 10^{-6} \frac{M^3}{M^3 \cdot Pa}$$

$$T_{\text{нас.пл4}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (18,7 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 6,4 \cdot 10^{-6} \cdot (18,7 \cdot 10^6 - 10^5) = 303,14 \text{ K} = 29,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл4}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 18,7 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 79,69 = 301,85 \text{ K} \\ = 28,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{pH5} = \frac{120,36}{23,2 \cdot 10^6} = 5,19 \cdot 10^{-6} \frac{M^3}{M^3 \cdot Pa}$$

$$T_{\text{нас.пл5}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (23,2 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 5,19 \cdot 10^{-6} \cdot (23,2 \cdot 10^6 - 10^5) = 304 \text{ K} = 30,84 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл5}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 23,2 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 120,36 = 302,75 \text{ K} \\ = 29,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{pH6} = \frac{114,47}{25,30 \cdot 10^6} = 4,52 \cdot 10^{-6} \frac{M^3}{M^3 \cdot Pa}$$

$$T_{\text{нас.пл6}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (25,30 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 4,52 \cdot 10^{-6} \cdot (25,30 \cdot 10^6 - 10^5) = 304,85 \text{ K} = 31,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл6}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 25,30 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 114,47 = 303,75 \text{ K} \\ = 30,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{pH7} = \frac{125,90}{25,0 \cdot 10^6} = 5 \cdot 10^{-6} \frac{M^3}{M^3 \cdot Pa}$$

$$T_{\text{нас.пл7}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (25,0 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 5 \cdot 10^{-6} \cdot (25,0 \cdot 10^6 - 10^5) = 303,85 \text{ K} = 30,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл7}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 25,0 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 125,90 = 302,55 \text{ K} \\ = 29,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{\text{рн8}} = \frac{135,41}{25,8 \cdot 10^6} = 5,25 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл8}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (25,8 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 5,25 \cdot 10^{-6} \cdot (25,8 \cdot 10^6 - 10^5) = 303,15 \text{ K} = 30 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл8}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 25,8 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 135,41 = 301,75 \text{ K} \\ = 28,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{\text{рн9}} = \frac{138,18}{27,6 \cdot 10^6} = 5 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл9}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (27,6 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 5 \cdot 10^{-6} \cdot (27,6 \cdot 10^6 - 10^5) = 303,25 \text{ K} = 30,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл9}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 27,6 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 138,18 = 301,85 \text{ K} \\ = 28,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{\text{рн10}} = \frac{79,69}{39,6 \cdot 10^6} = 2 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл10}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (39,6 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot (39,6 \cdot 10^6 - 10^5) = 310,65 \text{ K} = 37,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл10}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 39,6 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 79,69 = 310,05 \text{ K}$$

$$= 36,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{\text{рн11}} = \frac{79,69}{38,9 \cdot 10^6} = 2 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл11}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (38,9 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 2 \cdot 10^{-6} \cdot (38,9 \cdot 10^6 - 10^5) = 310,53 \text{ K} = 37,37^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл11}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 38,9 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 79,69 = 309,96 \text{ K}$$

$$= 36,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{\text{рн12}} = \frac{86,83}{37,9 \cdot 10^6} = 2,29 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл12}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (37,9 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 2,29 \cdot 10^{-6} \cdot (37,9 \cdot 10^6 - 10^5) = 309,65 \text{ K} = 36,5 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл12}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 37,9 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 86,83 = 308,95 \text{ K}$$

$$= 35,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{\text{рн13}} = \frac{71,71}{39,8 \cdot 10^6} = 1,8 \cdot 10^{-6} \frac{\text{M}^3}{\text{M}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл13}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (39,8 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 1,8 \cdot 10^{-6} \cdot (39,8 \cdot 10^6 - 10^5) = 311,05 \text{ K} = 37,9 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл13}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 39,8 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 71,71 = 310,95 \text{ K}$$

$$= 37,8 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\alpha_{\text{PH14}} = \frac{85,67}{39,9 \cdot 10^6} = 2,15 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3 \cdot \text{Па}}$$

$$T_{\text{нас.пл14}} = 37 + 273,15 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (39,9 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 2,15 \cdot 10^{-6} \cdot (39,9 \cdot 10^6 - 10^5) = 310,15 \text{ К} = 37 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{\text{нас.пл14}} = 37 + 273,15 + 0,2 \cdot 10^{-6} \cdot 39,9 \cdot 10^6 - 0,1 \cdot 85,67 = 309,55 \text{ К} \\ = 36,4 \text{ }^\circ\text{C}$$

Результати розрахунків температури насичення нафти парафіном при пластовому тиску для покладів з різних горизонтів Рибальського НГКР заносимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Розрахунок температури насичення нафти парафіном при пластовому тиску

Індекс горизонту	Вік	Пластовий тиск $p_{пл}$, Па	Густина пластової нафти $\rho_{н.пл}$, т/м ³	Кількість розчиненого в нафті газу G		Пластова температура $T_{пл}$, °С	Температура насичення парафіном пластової нафти $T_{нас.пл}$, °С	
				Масова G_m , м ³ /т	Об'ємна G_v , м ³ /м ³		Формула 2.1	Формула 2.2
1-4	T	$17,9 \cdot 10^6$	0,75	89,0	66,75	39,85	34,55	33,8
K-3	C ₃	$20,4 \cdot 10^6$	0,75	322,0	241,5	47,85	19,77	40,24
K-4	C ₃	$21,4 \cdot 10^6$	0,75	322,0	241,5	54,85	19,89	17,13
M-2	C _{2m}	$18,7 \cdot 10^6$	0,68	177,0	120,36	55,85	29,9	28,7
M-4	C _{2m}	$23,2 \cdot 10^6$	0,68	177,0	120,36	57,85	30,84	29,6
M-5	C _{2m}	$25,30 \cdot 10^6$	0,711	161,0	114,47	58,85	31,7	30,6
M-6	C _{2m}	$25,0 \cdot 10^6$	0,782	161,0	125,90	60,85	30,7	29,4
M-7	C _{2m}	$25,8 \cdot 10^6$	0,728	186,0	135,41	61,85	30	28,6
Б-11	C _{2b}	$27,6 \cdot 10^6$	0,735	188,0	138,18	63,85	30,1	28,7
В-17	C _{1v2}	$39,6 \cdot 10^6$	0,699	114,0	79,69	80,85	37,5	36,9
В-17а	C _{1v2}	$38,9 \cdot 10^6$	0,699	114,0	79,69	81,85	37,37	36,8
В-18	C _{1v2}	$37,9 \cdot 10^6$	0,755	115,0	86,83	84,85	36,5	35,8
В-23	C _{1v2}	$39,8 \cdot 10^6$	0,71	101,0	71,71	86,85	37,9	37,8
T-1	C _{1t}	$39,9 \cdot 10^6$	0,726	118,0	85,67	87,35	37	36,4

Аналіз результатів розрахунку температури насичення нафти парафіном при пластовому тиску показує, що для глибоких горизонтів Рибальського НГКР пластова температура значно перевищує початкову температуру кристалізації парафіну. В цих умовах парафін буде знаходитись у розчиненому стані.

Проте для покладів, що залягають у верхніх горизонтах, характерне наближення величини температури насичення до значення пластової температури. Тому, якщо в цих горизонтах виникають великі зони розгазування нафти та різко знижується температура потоку газованої нафти, відбувається випадання твердого парафіну і його відкладання у привибійних зонах та стовбурах свердловин.

Для таких свердловин потребують дослідження питання впливу величини депресії тиску на ступінь розгазування нафти в пласті, порушення термодинамічної рівноваги і випадання парафіну.

З цією метою далі проводимо визначення допустимої депресії тиску для встановлення оптимального технологічного режиму роботи свердловини і попередження утворень асфальтосмолопарафінистих відкладень у привибійній зоні продуктивного пласта. Крім того, визначаємо локалізацію зони парафінистих відкладень у випадку їх утворення в привибійній зоні або свердловині.

Найбільш характерними для такого дослідження є верхні горизонти, тому проектування безпарафінистого режиму роботи нафтової свердловини проводимо для умов горизонту 1–4 в покладах тріасу.

2.3 Визначення зони локалізації парафінових відкладень в привибійній зоні свердловини.

У процесі розробки родовищ із високопарафінистими нафтами за певних термодинамічних умов у ПЗП формуються парафінові відкладення. Вони закупорюють порові канали колекторів, насамперед знижуючи дебіт свердловин.

Продуктивні пласти прикарпатських, північних та північно-західних родовищ мають значну потужність, яка варіюється від десятків до сотень метрів.

Визначення локалізації парафінових відкладень у привибійній зоні, тобто встановлення змін радіуса парафінізації по товщині пласта є важливим для формування повного розуміння цього процесу, а також дає змогу обрати найбільш раціональний метод депарафінізації привибійної зони та встановити оптимальний режим роботи свердловин для запобігання утворенню парафінових відкладень.

Для родовищ із високим вмістом парафіну важливим є визначення так званого радіуса зони парафінізації, який змінюється залежно від певних умов, таких як термодинамічні умови та властивості пластових флюїдів.

У дипломній роботі за методикою [20] використовується оцінка радіуса зниження проникності привибійної зони внаслідок утворення парафінових відкладень. В основі лежать логічні побудови робіт, де враховується залежність процесу від термодинамічних параметрів та фізико-хімічних характеристик нафти й газонафтового потоку.

Розглядається свердловина радіусом r_c , яка розкриває продуктивний пласт. Навколо об'єкта формується зона зниження проникності радіусом r . На межі цієї зони встановлюються тиск P та температура T_n , що відповідає температурі початку кристалізації. Спираючись на ефект Джоуля–Томсона, зміна температури при фільтрації газонафтового потоку описується виразом, який і використовується для подальшого визначення радіуса парафінізації.

$$T_n = T_3 - \bar{\varepsilon} \cdot (P - P_3) \quad (2.4)$$

$$T_n = 39,85 - 0,363 \cdot (7,64 - 7,64) = 39,85 \text{ } ^\circ\text{C}$$

де $\bar{\varepsilon}$ – інтегральний коефіцієнт Джоуля — Томсона для газонафтового потоку, $^\circ\text{C}/\text{МПа}$;

T_n – температура насичення пластової нафти парафіном, $^\circ\text{C}$;

T_n – температура на вибої працюючої свердловини, $^\circ\text{C}$;

P – тиск на межі зони, обмеженої радіусом r , МПа;

Температура насичення нафти парафіном визначається виразом:

$$T_H = T_o - af + bP \quad (2.5)$$

$$T_H = 14,85 - 0,091 \cdot 67,8 + 0,224 \cdot 7,64 = 10,39 \text{ }^\circ\text{C}$$

де T_o – температура насичення дегазованої нафти парафіном, $^\circ\text{C}$;

f – газовміст;

a – емпіричний коефіцієнт, що характеризує склад системи, $^\circ\text{C}$;

b – емпіричний коефіцієнт, що характеризує стан системи, $^\circ\text{C}/\text{МПа}$.

На основі фізичних властивостей пластових нафт, газовміст взаємопов'язаний з тиском таким співвідношенням:

$$f = cP + d, \quad (2.6)$$

$$f = 7,82 \cdot 7,64 + 8,023 = 67,8$$

де c – емпіричний коефіцієнт, що характеризує стан системи, $1/\text{МПа}$;

d – емпіричний коефіцієнт, що характеризує склад системи.

Тиск на межі зони, обмеженої радіусом r :

$$P = \frac{T_o - T_3 + \bar{\epsilon}P_3 - ad}{\bar{\epsilon} + ac - b}, \quad (2.7)$$

$$P = \frac{14,85 - 39,85 + 0,363 \cdot 17,9 \cdot 10^6 - 0,091 \cdot 8,023}{0,363 + 0,091 \cdot 7,82 - 0,224} = 7,64 \text{ МПа}$$

За методикою для заданих значень P , P_3 та $P_{пл}$ знаходимо функції Христиновича H , H_3 та $H_{пл}$ з подальшим визначенням радіуса парафінізації:

$$r = r_c \left(\frac{r_K}{r_c} \right)^{\frac{H-H_3}{H_{пл}-H_3}} = 0,073 \left(\frac{250}{0,073} \right)^{\frac{7,64-7,64}{17,9-7,64}} = 0,073 \text{ м}, \quad (2.8)$$

Для визначення локалізації парафінових відкладень у горизонті 1-4 Рибальського НГКР були виконані гідродинамічні та термометричні дослідження.

Встановлено фізичні та фізико-хімічні характеристики пластової нафти, на основі яких було проведено розрахунки величини радіуса парафінізації привибійної зони з використанням формул, реалізованих на ПЕОМ, з урахуванням зміни тиску та температури в працюючій свердловині по товщині продуктивного пласта.

За вихідні дані були прийняті такі величини: $r_c = 0,073$ м; $r_k = 250$ м; $a = 0,091$ °С; $b = 0,224$ °С/МПа; $c = 7,82$ 1/МПа; $d = 8,023$; $\varepsilon = 0,363$ °С/МПа; $T_o = 14,85$ °С.

Результати розрахунків у вигляді графіка залежності зміни радіуса парафінізації за товщиною продуктивного пласта наведено на рис. 2.2.

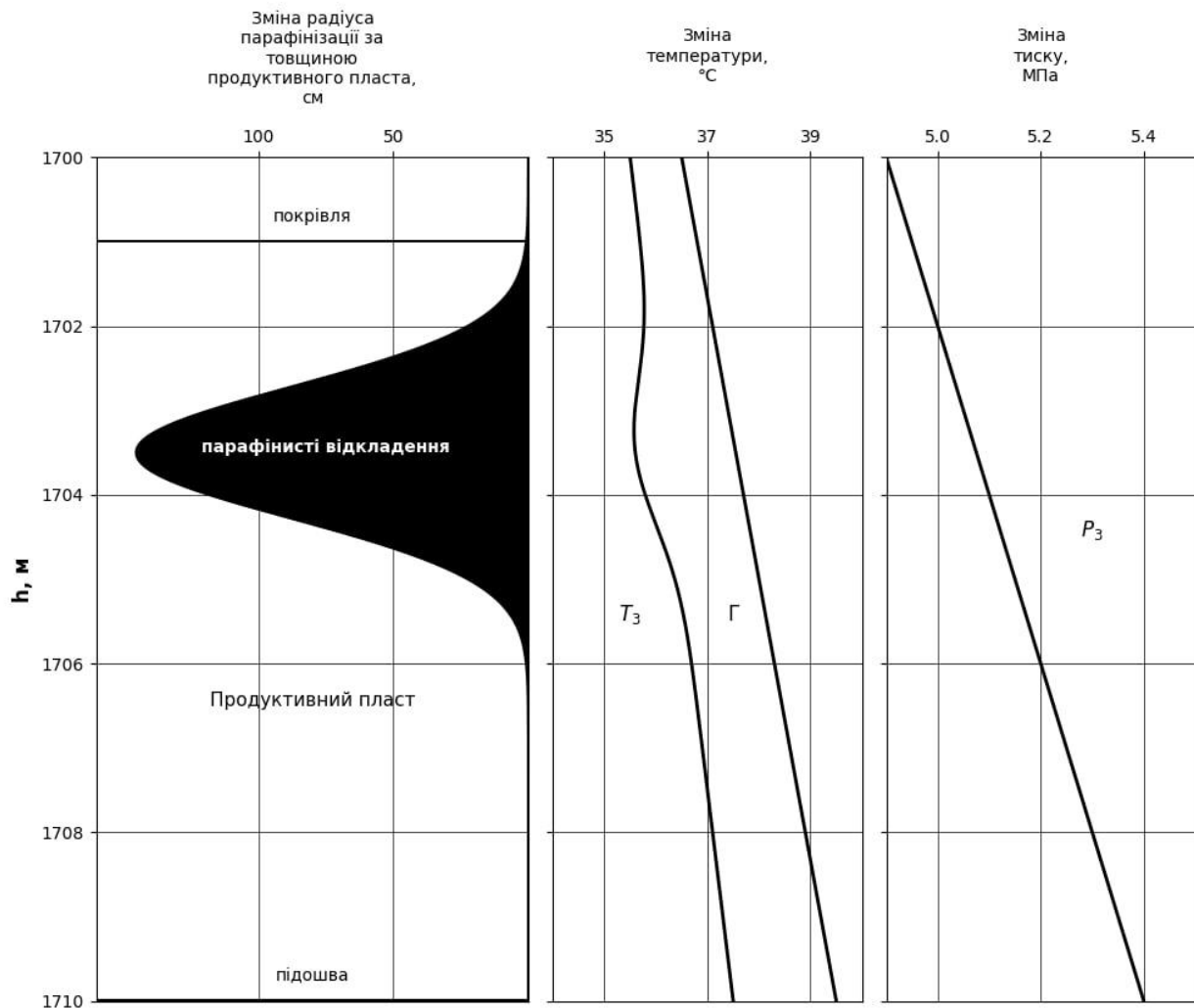


Рис. 2.2 Залежність зміни радіусу парафінізації по товщині продуктивного пласта.

Аналізуючи отримані дані, можна зробити такі висновки про те, що:

- парафінізація охоплює не обов'язково всю товщину продуктивного пласта, а може локалізуватися лише у верхній його частині;
- радіус парафінізації має складний характер зміни по товщині продуктивного пласта.

Тому при проектуванні заходів щодо депарафінізації привибійної зони необхідно враховувати не тільки фізико-хімічні властивості та склад парафіністичних відкладень, а й їхню локалізацію по товщині продуктивного пласта.

Наведений приклад дозволяє пояснити той факт, що свердловини, які продукують високопарафіністу нафту і в привибійній зоні яких формуються парафіністичні відкладення, продовжують давати продукцію, хоча їхня продуктивність тією чи іншою мірою знижується. Мабуть, як впливає з вищевикладених розрахунків, причиною цього явища є локалізація парафіністичних відкладень лише у верхній частині привибійної зони продуктивного пласта, і фільтрація пластової нафти надалі відбувається нижче інтервалу локалізації парафіністичних відкладень.

Практична цінність можливості визначення радіуса парафінізації полягає в тому, що вона дозволяє з достатньою для промислових умов точністю розрахувати об'єм розчинника, необхідного для видалення парафіністичних відкладень із привибійної зони.

З огляду на те, що парафінізація може охоплювати не обов'язково всю товщину продуктивного пласта, а локалізуватися лише у верхній його частині, для підвищення ефективності депарафінізації в об'ємі привибійної зони продуктивного пласта і зниження витрат на її проведення, депарафінізацію необхідно проводити по попередньо відпакерованій товщині продуктивного пласта, вище нижньої межі локалізації парафіністичних відкладень.

Певний інтерес у практиці промислового видобутку нафти може становити можливість визначення оптимального значення вибійного тиску, за якого ще неможливе формування парафіністичних відкладень у привибійній зоні продуктивного пласта. Запропоновано спосіб запобігання випаданню парафіну в порис-

тому середовищі, що ґрунтується на обмеженні зниження тиску на вибої експлуатаційної свердловини до величини, яка визначається за фазовою діаграмою з урахуванням зміни температури в привибійній зоні продуктивного пласта. Він ґрунтується на математичному взаємозв'язку дії різних факторів на процес формування парафінистих відкладень. Виведення цього взаємозв'язку впливає з таких міркувань. Аналізуючи вираз для визначення радіуса парафінізації, можна помітити, що радіус парафінізації дорівнюватиме радіусу свердловини у випадку, коли показник ступеня дорівнює нулю. Прирівнюючи показник ступеня до нуля, отримуємо вираз для визначення вибійного тиску, за якого ще неможливе формування парафінистих відкладень у привибійній зоні продуктивного пласта:

$$P_3 = \frac{T_o - T_3 + \bar{\varepsilon}P_3 - ad}{\bar{\varepsilon} + ac - b} \quad (2.9)$$

$$P_3 = \frac{14,85 - 39,85 + 0,363 \cdot 17,9 \cdot 10^6 - 0,091 \cdot 8,023}{0,363 + 0,091 \cdot 7,82 - 0,224} = 7,64 \text{ МПа}$$

Таким чином, для визначення вибійного тиску, за якого формування парафінистих відкладень у пористому середовищі привибійної зони продуктивних пластів не відбувається, необхідно провести термометричні та гідродинамічні дослідження по товщині продуктивного пласта, відібрати глибинну пробу нафти з подальшим визначенням фізичних і фізико-хімічних параметрів пластової нафти, а шуканий вибійний тиск визначити з виразу.

2.4 Проектування технологічного режиму експлуатації свердловини для попередження відкладення парафіну в привибійній зоні пласта.

Технологічний режим як поняття зводиться до керування свердловиною через стабілізацію в часі основних її характеристик: дебіту, гирлового та вибійного тисків. Характеризує встановлені термобаричні та гідродинамічні умови, за яких здійснюється безперебійний відбір вуглеводнів.

Оптимальним технологічним режимом експлуатації свердловин вважається режим, за якого йде забезпечення максимального дебіту нафти за умов безаварійної експлуатації об'єкта на протязі тривалого періоду часу.

Технологічні режими експлуатації свердловин, що трапляються на практиці:

1. Режим постійної депресії на пласт:

$$\Delta p(t) = p_{\text{пл}}(t) - p_{\text{виб}}(t) = \text{const}$$

де $\Delta p(t)$ – депресія на пласт, Па; $p_{\text{пл}}(t)$ – пластовий тиск, Па; $p_{\text{виб}}(t)$ – вибійний тиск, Па.

Такий режим експлуатації застосовується переважно в нестійких, слабкоцементованих колекторах із водонапірним режимом. У цьому випадку, на основі промислових досліджень, експлуатаційні параметри оптимізують із метою запобігання утворенню конуса обводнення.

2. Режим постійного дебіту:

$$Q = \text{const}$$

Режим призначений для застосування у початковий період розробки родовища, за необхідності підтримки заданого відбору нафти чи газу наявними свердловинами. Супроводжується підтриманням постійного дебіту зі зростанням депресії на пласт. Режим рідко застосовується в подальший період розробки родовища, за потреби застосовується в окремі періоди часу великої необхідності в газі — зимовий сезон.

3. Режим постійного тиску на гирлі свердловини:

$$p_{\text{г}} = \text{const}$$

Режим застосовується переважно на заключній стадії розробки родовища.

Регулювання гирлового тиску здійснюється в такий спосіб, щоб гарантувати подачу газу під власною енергією до системи трубопроводів чи місцевих об'єктів споживання або задля досягнення розрахункового робочого тиску на вході в КС. Застосування режиму практикується також у нестандартні періоди розробки родовища – наприклад, при виникненні технічних затримок із введенням дотискних компресорних установок у роботу.

На практиці основними є перші три режими ($\Delta p = \text{const}$; $Q = \text{const}$; $p_r = \text{const}$). Змінюються вони переважно в такому порядку Q , Δp , p_r .

4. Режим постійної швидкості руху газу на вході в НКТ:

$$v_r = \text{const}$$

Вибір даного режиму ґрунтується наявністю води або конденсату у продукції свердловини. Оптимальний технологічний режим встановлюють за даними випробувань із метою забезпечення повноцінного виносу скупчень рідини зі стовбура свердловини на поверхню. Для ефективного підйому води швидкість потоку має досягати 4–5 м/с, а для безперешкодного виносу конденсату цей показник має складати 2–3 м/с.

5. Режим постійної швидкості руху газу на вході в шлейф або постійної швидкості руху газу на гирлі свердловини:

$$w_r = \text{const}$$

Режим застосовний за наявності корозійно небезпечних компонентів (сірководень) у свердловині. Присутність корозійно активних компонентів провокує перебіг корозії на трубах з утворенням вторинного шару з продуктів окислення. Осад здатний частково пригнічувати корозію, але при досягненні газовим потоком певного швидкісного порогу захисний шар видалається, стимулюючи прискорення корозійного руйнування.

6. Безгідратний режим експлуатації газових свердловин.

Цей технологічний режим застосовний під час розробки родовищ у регіонах із багаторічномерзлими породами, а також на морських об'єктах, що експлуатуються в акваторіях північних морів.

У процесі розробки родовища, залежно від зміни пластових умов, відповідного коригування потребують і технологічні режими експлуатації свердловин.

Зміна експлуатаційного режиму може здійснюватися із впровадженням геолого-технічних заходів, наприклад шляхом зміцнення привибійної зони пласта або безперервної подачі інгібіторів гідратоутворення в затрубний простір.

У дипломній роботі досліджується нафтова свердловина, що експлуатується в умовах постійної депресії на пласт. Увага в основному приділяється принципам формування термодинамічного режиму ПЗП під час припливу газованої нафти, яка сама по собі являє собою механічну суміш газонасиченої рідкої фази та вільного нафтового газу. Для збільшення дебіту таких свердловин на практиці часто застосовують форсовані технологічні режими з підвищеною депресією на 10–40 %. Призводять дані режими до утворення великих зон розгазування (до 20 % радіуса дренажування), різкого зниження температури потоку флюїдів, що зумовлює фазовий перехід парафіну у твердий стан з відкладенням його у порових каналах та суттєве зниження дебіту.

Об'єкт дослідження — Рибальське родовище, розробку якого здійснює структурний підрозділ ПАТ «Укрнафта» НГВУ «Охтирканафтогаз» із застосуванням газліфтного (азотного) способу видобутку на базі компресорів типу АС 250 НН. Продукція перенаправляється на газозамірні установки ГЗУ-1, ГЗУ-3, потім до пункту очищення і заміру газу (ПОЗ-3) та згодом до пункту газорозподільного сепараційного устаткування (ПГРС) для індивідуального обліку дебітів по конденсату й газу. Відсепарований та очищений газ направляється на дотискну насосну станцію (ДНС) родовища і перекачується на Качанівський ГПЗ.

Технологічні режими на подібних об'єктах розраховуються переважно за гідродинамічними показниками, тоді як термодинамічний чинник ігнорується зокрема через недостатню вивченість ризиків парафінізації привибійної зони. Увага зазвичай зосереджується на температурному режимі стовбура свердловини. Наявність відкладень у пласті констатується постфактум - унаслідок падіння дебіту та виникнення потреби в очисних операціях, або, шляхом зіставлення вибійної та пластової температур.

Нагальним є питання впливу високої депресії на ступінь розгазування нафти в пласті та пов'язане з цим випадання твердої фази. Необхідним є встановлення максимально допустимої депресії в аспекті можливого парафіновідкладення, з урахуванням співвідношення температури газонафтового потоку та температури насичення нафти парафіном.

Під час видобування флюїдів їхня температура знижується. При перетині точки кристалізації асфальтосмолопарафінові речовини виділяються та осідають уздовж шляху руху. Мета інтенсифікувати приплив у низькопродуктивних свердловинах за рахунок встановлення великої депресії лише посилює цю проблему.

Це може призводити до зниження тиску в частині пласта навколо свердловини нижче тиску насичення з активним виділенням вільного газу і подальшою парафінізацією. Експлуатація свердловини з малими дебітами виявляється економічно нерентабельною.

Резюмуючи, мета математичного моделювання полягає у встановленні безпечного рівня депресії, за якого виключається ризик відкладення твердих парафінів у колекторі. Критерієм виступає співвідношення між фактичною температурою потоку та температурою насичення нафти парафіном. Для врахування наслідків фазового переходу буде проведено порівняльний аналіз гідродинамічних втрат тиску при фільтрації двофазної газонафтової суміші та чистої нафти з використанням класичних рівнянь підземної гідрогазомеханіки. Розрахунки виконано за методикою, наведеною в [4].

Коефіцієнт збільшення депресії тиску:

$$\varphi_{\Gamma} = \frac{\Delta p}{\Delta p_0} = \frac{\ln \frac{R_k}{R} + \frac{1}{A} \ln \frac{R_0}{r_c}}{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)} \quad (2.10)$$

$$\varphi_{\Gamma} = \frac{\Delta p}{\Delta p_0} = \frac{\ln \frac{250}{1,56} + \frac{1}{0,944} \ln \frac{248,44}{0,126}}{\ln \left(\frac{250}{0,126} \right)} = 6,131$$

де φ_{Γ} – коефіцієнт збільшення депресії тиску;

Радіус зони фільтрації однорідної негазованої нафти:

$$R_0 = R_k - R \quad (2.11)$$

$$R_0 = 250 - 1,56 = 248,44 \text{ м}$$

$\Delta p, \Delta p_0$ – втрати тиску відповідно в пласті з двома зонами фільтрації однорідної негазованої нафти та фільтрації газованої нафти і в зіставленому пласті з однією зоною фільтрації негазованої нафти;

R_k, r_c – радіуси, відповідно, контуру живлення пласта і свердловини;

R – радіус зони фільтрації газованої нафти;

A – коефіцієнт, що враховує двофазність потоку.

Коефіцієнт A зазвичай розраховують за наближеною формулою М.М. Глоговського і М.Д. Розенберга:

$$A = 0,944 - 21,43\alpha, \quad (2.12)$$

$$A = 0,944 - 21,43 \cdot 9,04277 \cdot 10^{-9} = 0,944$$

де α – безрозмірний коефіцієнт, який залежить від властивостей нафти і газу;

$$\alpha = \alpha_p \cdot \frac{\mu_g}{\mu_n}, \quad (2.13)$$

$$\alpha = 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1,2 \times 10^{-5}}{4,91 \cdot 10^{-3}} = 9,04277 \cdot 10^{-9}$$

α_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті;

μ_g, μ_n – динамічні коефіцієнти в'язкості відповідно газу і нафти за пластових умов, причому $0,015 \geq \alpha \geq 0,005$ (або $0,2 \leq p_v / p_{пл} \leq 1$);

$p_v, p_{пл}$ – вибійний і пластовий тиски.

$$\varepsilon = G_0 \frac{\mu_g}{\mu_n}, \quad (2.14)$$

$$\varepsilon = 66,75 \frac{1,2 \cdot 10^{-5}}{4,91 \cdot 10^{-3}} = 0,163136$$

G_0 – газовий фактор;

P_0 – стандартний тиск.

Алгоритм розрахунку вимагає попередньої побудови прямолінійних графіків $G_0(p)$ за формулою:

$$G_0 = \left[\frac{\mu_n(p_{\text{нас}})}{\mu_\Gamma(p_{\text{нас}}) \bar{P}_{\text{пер}}} \right] p, \quad (2.15)$$

$$G_0 = 66,75 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$$

За результатами аналізу рисунка 2.3, внутрішньопластове розгазування нафти вимагає збільшення депресії на 10–40 % у локальній зоні радіусом $R < 0,2R_k$. Подальше розширення зони розгазування майже не має впливу на необхідну величину депресії. Розгазування супроводжується зниженням температури потоку, що ініціює фазовий перехід «нафта — твердий парафін».

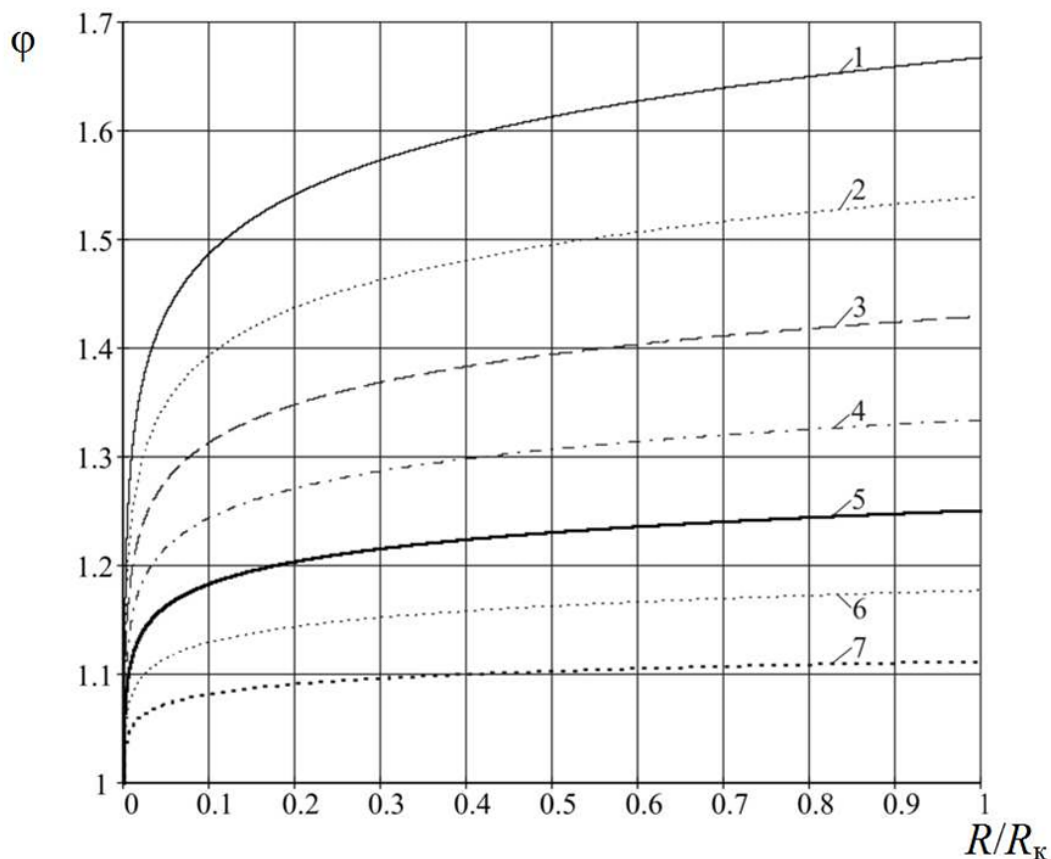


Рисунок 2.3 – Залежність відношення $\phi = \Delta p / \Delta p_0$ від відношення R/R_k за $R_k = 250$ м, $r_c = 0,126$ м і різних значень A : 1 – 0,6; 2 – 0,65; 3 – 0,7; 4 – 0,75; 5 – 0,8; 6 – 0,85; 7 – 0,9

Оскільки динаміка падіння тиску та температури вздовж траєкторії руху двофазного потоку є першопричиною парафінізації привибійної зони, то для розрахунку технологічних режимів при дефіциті вихідних даних змодельовано роботу системи «пласт – свердловина» у початковий момент часу. Базові методики були доопрацьовані шляхом врахування залежності температури насичення від поточного тиску та газонасиченості нафти, а також інтеграції впливу двофазності потоку на загальний термодинамічний баланс пласта та перерозподіл тиску.

При фільтрації газованої нафти, яка виступає механічною сумішшю, депресія залишається однаковою для обох фаз потоку. Їхня термодинамічна поведінка суттєво відрізняється: внаслідок ефекту Джоуля-Томсона, тобто дроселювання, нафтова фаза нагрівається, тоді як вільний газ охолоджується.

Розрахунок усталених змін температури нафти та вільного газу під впливом дросельного ефекту виконується за системою рівнянь:

$$T_{\text{пл}} - T_{\text{н}} = -\varepsilon_{\text{н}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}), \quad (2.16)$$

$$313 - 318 = -4,6 \cdot 10^{-7}(17,9 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6) = 1,3 \text{ К}$$

$$T_{\text{пл}} - T_{\text{г}} = -\varepsilon_{\text{г}}(p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}), \quad (2.17)$$

$$313 - 317 = -(-0,3 \cdot 10^5)(17,9 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6) = 8,7 \text{ К}$$

Для визначення результатної температури газонафтової суміші на вибої свердловини без урахування конвективних, теплопровідних та інших зовнішніх теплових змін застосовується калориметрична формула за законом Ріхмана:

$$c_{\text{н}}Q_{\text{н}}(T_{\text{н}} - T_{\text{с}}) + c_{\text{г}}Q_{\text{г}}(T_{\text{г}} - T_{\text{с}}) = 0, \quad (2.18)$$

$$2093,4 \cdot 0,1505 \cdot (313 - T_{\text{с}}) + 3140,1 \cdot 0,00419 \cdot (317 - T_{\text{с}}) = 0,$$

$$T_{\text{с}} = 313,16 \text{ К}$$

де $\varepsilon_{\text{н}}$, $\varepsilon_{\text{г}}$ – інтегральні коефіцієнти Джоуля – Томсона відповідно для нафти і газу, К/Па;

$T_{пл}$ – початкова пластова температура, К;

$P_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

P_B – поточний тиск нафти і газу (вибійний тиск), якому відповідають температури окремо нафти T_H і газу T_G , Па;

$(p_{пл} - p_B)$ – депресія тиску на пласт, Па;

c_H, c_G – теплоємності відповідно нафти і газу;

T_c – температура суміші, К;

Q_H, Q_G – масові витрати нафти і газу, кг/с.

Витрату вільного газу виражаємо як функцію вибійного тиску рівнянням відповідно до закону Генрі, а саме:

$$Q_G = (G_0 - \alpha_p p_B) \frac{Q_H b_H \rho_G}{\rho_H}, \quad (2.19)$$

$$Q_G = (66,75 - 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 10^6) \frac{0,1505 \cdot 1,287 \cdot 1,443}{750} = 0,0041925 \frac{\text{кг}}{\text{с}}$$

де G_0 – експлуатаційний газовий фактор, м³/м³;

α_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті, м³/(м³·Па);

b_H – об'ємний коефіцієнт нафти;

ρ_H, ρ_G – густини нафти і газу за нормальних умов, кг/м³.

Підставляючи рівняння у відповідне рівняння, отримуємо наступну оцінювальну формулу для температури газонафтової суміші:

$$\frac{T_c - T_{пл}}{p_{пл} - p_B} = \frac{\varepsilon_H c_H \rho_H + \varepsilon_G c_G \rho_G b_H (G_0 - \alpha_p p_B)}{c_H \rho_H + c_G \rho_G b_H (G_0 - \alpha_p p_B)}, \quad (2.20)$$

$$\frac{T_c - T_{пл}}{p_{пл} - p_B} = \frac{4,6 \cdot 10^{-7} \cdot 2093,4 \cdot 750 + (-0,3 \cdot 10^5) \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287(66,75 - 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 10^6)}{2093,4 \cdot 750 + 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287(66,75 - 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 10^6)} = 12$$

Звідси, для температури $T_c = T_{пл}$ величина експлуатаційного газового фактора, за якого не зумовлюється зміна початкової температури пласта (нагрівання й охолодження взаємно компенсуються), тобто:

$$G'_0 = \alpha_p p_B - \frac{\varepsilon_H c_H \rho_H}{\varepsilon_\Gamma c_\Gamma \rho_\Gamma b_H}, \quad (2.21)$$

$$G'_0 = 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot 15 \cdot 10^6 - \frac{4,6 \cdot 10^{-7} \cdot 2093,4 \cdot 750}{-0,3 \cdot 10^5 \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287} = 55,5 \frac{M^3}{M^3}$$

Термодинамічні умови, що призводять до охолодження пласта та подальшої парафінізації його фільтраційних каналів, визначаються далі. Математичною умовою початку виділення твердого парафіну є співвідношення $T_c \leq T_{нас}$, яке впливає з рівняння для температури газонафтової суміші. Розрахунок здійснюється з припущенням про відсутність впливу прихованої теплоти виділення парафіну та факторів метастабільного стану. Тут $T_{нас}$ відповідає пластовій температурі насичення нафти парафіном. На відміну від стандартних підходів, де $T_{нас}$ розглядається як постійна величина, ми спираємося на дані, які підтверджують функціональну залежність температури кристалізації від пластового тиску та поточного ступеня газонасиченості флюїду. З підвищенням точності моделювання уточнено розрахункову методику, інтегрувавши цю залежність. У прийнятій системі позначень температура насичення обчислюється за формулою:

$$T_{нас} = T_{нас,роз} + a_1(p_B - p_0) - a_2 \alpha_p (p_B - p_0), \quad (2.22)$$

$$T_{нас} = 310 + 0,019 \cdot 10^{-5} \cdot (15 \cdot 10^6 - 10^5) - 0,088 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6} \cdot (15 \cdot 10^6 - 10^5) = 307,97 \text{ K}$$

де $T_{нас,роз}$ – температура насичення розгазованої нафти парафіном, К;

p_0 – атмосферний тиск, Па;

a_1, a_2 – дослідні коефіцієнти (усереднені значини $a_1 = 0,019 \cdot 10^{-5} \text{ Па}^{-1} \text{ К}$;

$a_2 = 0,088 \text{ К} \cdot \text{м}^3/\text{м}^3$).

Умова виділення парафіну, за якої $P_{пл} - P_B \neq (T_{нас} - T_{пл})/\varepsilon_\Gamma$. За експлуатаційним газовим фактором:

$$G_0'' \geq \left\{ \left[\left(\varepsilon_{\Gamma} c_{\Gamma} \rho_{\Gamma} \alpha_p p_B - \varepsilon_H c_H \rho_H \right) (p_{\text{пл}} - p_B) - \left(c_{\Gamma} \rho_{\Gamma} b_H \alpha_p p_B - c_H \rho_H \right) (T_{\text{нас}} - T_{\text{пл}}) \right] \times \left[\varepsilon_{\Gamma} c_{\Gamma} \rho_{\Gamma} b_H (p_{\text{пл}} - p_B) - c_{\Gamma} \rho_{\Gamma} b_H (T_{\text{нас}} - T_{\text{пл}}) \right]^{-1} \right\}, \quad (2.23)$$

$$55,5 \geq \{ [(-0,3 \cdot 10^5 * 3140,1 * 1,443 * 3,7 * 10^{-6} * 15 * 10^6 - 4,6 * 10^{-7} * 2093,4 * 750)(17,9 * 10^6 - 15 * 10^6) - (3140,1 * 1,443 * 1,287 * 3,7 * 10^{-6} * 15 * 10^6 - 2093,4 * 750)(310 - 313)] \times [-0,3 \cdot 10^5 * 3140,1 * 1,443 * 1,287 * (17,9 \cdot 10^6 * 15 \cdot 10^6) - 3140,1 * 1,443 * 1,287 * (310 - 313)]^{-1} \} = 43,12$$

$$55,5 \geq 43,12$$

Парафін формується у поровому просторі привибійної зони та на стінках стовбура свердловини. Ініціюється у випадку, коли температура флюїдного потоку опускається нижче температури кристалізації парафіну. В межах даного аналізу явище перенасичення розчину до уваги не береться.

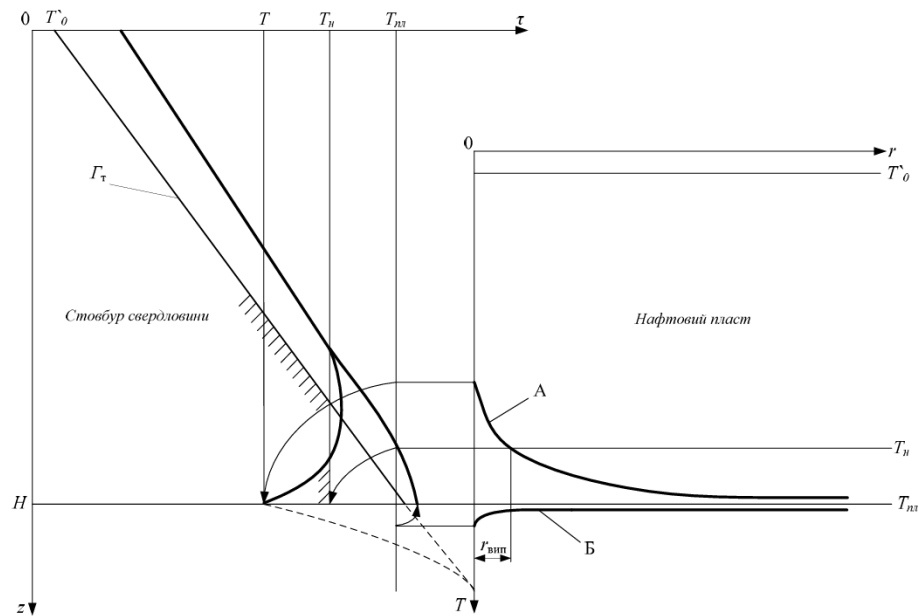


Рисунок 2.4 – Схематичне подання розподілу температури потоку в нафтовому пласті із нагріванням (Б) та охолодженням (А) з можливим випаданням парафіну в зоні радіусом $r_{\text{вип}}$ і у стовбурі свердловини. Інтервали випадання парафіну у стовбурі показано штриховкою; ГТ – геотерма

Температурні та баричні зміни у пласті є взаємопов'язаними. Це призводить до утворення «лійки» температурної депресії, де приплив газованої нафти викликає охолодження колектора, а негазованої - його нагрівання в незначному діапазоні. Нагріванням зазвичай можна знехтувати та ключову загрозу становить охолодження суміші до значень, менших за $T_{нас}$. Це локальне переохолодження фіксується на відстані $r_{вип}$ стовбура та провокує виділення твердого парафіну і кольматацію пласта (рис. 2.4, вісі $T - r$). Відповідно, флюїд досягає вибою зі зміненою температурою відносно $T_{пл}$ (де $T > T_{пл}$ або $T < T_{пл}$). Подальша зміна температури під час підйому газонафтової суміші стовбуром свердловини глибиною H (рис. 2.3, вісі $T - z$) для умовної фонтанної свердловини протікає за двома сценаріями: якщо $T > T_{пл}$, відбувається постійна тепловіддача потоку навколишнім породам відповідно до геотерми; якщо $T < T_{пл}$, потік спочатку нагрівається за рахунок теплообміну до рівня геотермічної температури навколишніх порід, а згодом розпочинає охолоджуватися в міру підйому до гирла.

При досягненні температури висхідного потоку T у стовбурі межі насичення $T_{нас}$, вище цієї позначки, ініціюється випадання твердого парафіну. Аналіз ситуації, коли нафта надходить на вибій із температурою $T < T_{нас}$, дозволяє виявити специфічне накопичення парафіну над фільтровою зоною. За умови парафінізації самої ПЗП, відкладення у стовбурі дублюються щонайменше на двох інтервалах. Перший інтервал охоплює зону виходу флюїду з пласта та ділянку безпосередньо над нею, а другий виникає значно вище — після температурного розриву, де потік знову досягає умов насичення. Оперуючи цими результатами, пропонується така методологія керування експлуатацією нафтових свердловин для запобігання внутрішньопластовим відкладенням парафіну, яка передбачає підтримання одного з таких режимів:

Оптимальний: характеризується відсутністю температурних змін у ПЗП, тобто вибійна температура суміші T_c залишається на рівні пластової $T_{пл}$ ($T_c = T_{пл}$).

Допустимий: допускає експлуатаційне охолодження вибою T_c , проте суворо в межах, що не перетинають температуру насичення $T_{нас}$ ($T_{пл} > T_c \geq T_{нас}$).

Граничний: експлуатація в умовах глибокої депресії, що зумовлює охолодження вибою нижче точки насичення ($T_c < T_{нас}$) і супроводжується активним виділенням парафіну в поровому просторі.

Зазначені умови для встановлення параметрів роботи свердловини (дебіту та вибійного тиску) базуються на поточній величині експлуатаційного газового фактора G_0 .

Температурні коливання суміші вільного газу та нафти, що виникають під впливом дросельного ефекту при зміні вибійного тиску p_v , розраховуються за рівнянням.

Оптимальний режим експлуатації ідентифікується за значенням газового фактора G_0' , що гарантує збереження початкового температурного поля пласта. Розрахунок ведеться за формулою, виходячи з умови $T_c = T_{пл}$.

Допустимий технологічний режим підтримується за величини газового фактора G_0'' , що забезпечує температурний коридор $T_{пл} > T_c \geq T_{нас}$.

Граничний експлуатаційний режим, за якого $T_c < T_{нас}$ і розпочинається внутрішньопластове випадання парафіну, встановлюється за відповідною величиною газового фактора з використанням відповідної формули.

Для практичного застосування термодинамічних розрахунків потрібно знайти межі газового фактора G_0' та G_0'' та порівняти їх з поточними даними видобутку. На основі результатів та матеріалів гідродинамічних досліджень приймається рішення щодо регулювання вибійного тиску для підтримання оптимального, допустимого чи граничного режиму.

Оскільки випадання та акумуляція парафіну в ПЗП блокує приплив, виникає потреба в періодичних теплових або хімічних обробках колектора. Проектування таких відновлювальних заходів неможливе без точного знання радіуса зони відкладення парафіну.

Радіус зони виділення і можливого відкладання парафіну можна визначити за формулою, якщо нехтувати наявністю зони парафінової кольматації:

$$R = \frac{H_{\text{пл}} - H_{\text{вип}}}{H_{\text{пл}} - H_{\text{в}}} R_{\text{к}} \left(\frac{r_{\text{с}}}{R_{\text{к}}} \right), \quad (2.24)$$

де $H_{\text{пл}}$, $H_{\text{в}}$ – функції Христиановича на контурі області впливу свердловини з радіусом $R_{\text{к}}$ і на контурі свердловини з радіусом $r_{\text{с}}$;

$H_{\text{вип}}$ – функція Христиановича на зовнішній границі зони випадання парафіну, яка відповідає тиску $p_{\text{вип}}$ на цій границі.

Тиск $p_{\text{вип}}$ знаходиться за умови $T_{\text{с}} = T_{\text{нас}}$, прийнявши $p_{\text{в}} > p_{\text{вип}}$, методом послідовних наближень.

Якщо припустити $A = \text{const}$, що справедливо в одному інтервалі зміни безрозмірного тиску p , то отримуємо вираз:

$$R = \frac{p_{\text{пл}} - p_{\text{вип}}}{p_{\text{пл}} - p_{\text{в}}} R_{\text{к}} \left(\frac{r_{\text{с}}}{R_{\text{к}}} \right), \quad (2.25)$$

$$R = \frac{17,9 \cdot 10^6 - (-1,797 \cdot 10^7)}{17,9 \cdot 10^6 - 15 \cdot 10^6} 250 \left(\frac{0,126}{250} \right) = 1,56 \text{ м.}$$

Якщо для спрощення розрахунків припустити, що $T_{\text{нас}} \approx T_{\text{нас.роз}}$, то тиск на зовнішній межі випадання парафіну визначимо так:

$$p_{\text{вип}} = -\frac{c}{2} - \sqrt{\left(\frac{c_1}{2}\right)^2 - c_2}, \quad (2.26)$$

$$p_{\text{вип}} = -\frac{-3,594 \cdot 10^7}{2} - \sqrt{\left(\frac{-3,594 \cdot 10^7}{2}\right)^2 - 3,2293 \cdot 10^{14}} = -1,797 \cdot 10^7 \text{ Па}$$

Де

$$c_1 = \frac{(T_{\text{нас.роз}} - T_{\text{пл}}) c_{\text{г}} \rho_{\text{г}} b_{\text{н}} \alpha_{\text{р}} - \varepsilon_{\text{н}} c_{\text{н}} \rho_{\text{н}}}{\varepsilon_{\text{г}} c_{\text{г}} \rho_{\text{г}} b_{\text{н}} \alpha_{\text{р}}} - \frac{G_0}{\alpha_{\text{р}}} - p_{\text{пл}}, \quad (2.27)$$

$$c_1 = \frac{(307 - 313) \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6} - 4,6 \cdot 10^{-7} \cdot 2093,4 \cdot 750}{-0,3 \cdot 10^5 \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6}} - \frac{66,75}{3,7 \cdot 10^{-6}} - 17,9 \cdot 10^6 = -3,594 \cdot 10^7$$

$$c_2 = \frac{p_{\text{пл}}(\varepsilon_{\text{H}}c_{\text{H}}\rho_{\text{H}} + G_0\varepsilon_{\text{Г}}c_{\text{Г}}\rho_{\text{Г}}b_{\text{H}})}{\varepsilon_{\text{Г}}c_{\text{Г}}\rho_{\text{Г}}b_{\text{H}}\alpha_{\text{p}}} - \frac{(T_{\text{нас.роз}} - T_{\text{пл}})(c_{\text{H}}\rho_{\text{H}} + G_0c_{\text{Г}}\rho_{\text{Г}}b_{\text{H}})}{\varepsilon_{\text{Г}}c_{\text{Г}}\rho_{\text{Г}}b_{\text{H}}\alpha_{\text{p}}}, \quad (2.28)$$

$$c_2 = \frac{17,9 \cdot 10^6 (4,6 \cdot 10^{-7} \cdot 2093,4 \cdot 750 + 66,75 \cdot - 0,3 \cdot 10^5 \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287)}{- 0,3 \cdot 10^5 \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6}} - \frac{(310 - 313)(2093,4 \cdot 750 + 66,75 \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287)}{- 0,3 \cdot 10^5 \cdot 3140,1 \cdot 1,443 \cdot 1,287 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6}} = 3,2293 \cdot 10^{14}$$

Отже, рух двофазного газонафтового потоку призводить до трансформації температурного поля, що графічно відображається як зсув умовної геотерми в бік охолодження або нагрівання згідно із зазначеним рівнянням. За допомогою розрахункової формули можна оцінити настання однієї з двох експлуатаційних ситуацій: забезпечення температурної стабільності системи ($T_{\text{в}} = T_{\text{пл}}$) або ж виникнення ризику випадання твердого парафіну в колекторі через падіння температури ($T_{\text{в}} < T_{\text{нас}}$). Фактичні температурні умови в околиці свердловини регулюються значеннями вибірного тиску та газового фактора. При цьому динаміка процесу ускладнюється тим, що газовий фактор не завжди є постійною величиною і може зазнавати часових змін під час експлуатації.

За даними, уточненими за формулами, виконано розрахунки для умов Рибальського нафтогазоконденсатного родовища, зокрема взято: $T_{\text{нас.роз}} = 310 \text{ К}$,

$\varepsilon_{\text{Г}} = - 0,3 \cdot 10^5 \text{ К/Па}$; $\rho_{\text{H}} = 750 \text{ кг/м}^3$; $b_{\text{H}} = 1,287$; $\alpha_{\text{p}} = 3,7 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$; $\rho_{\text{Г}} = 1,443 \text{ кг/м}^3$; $\varepsilon_{\text{H}} = 4,6 \cdot 10^{-7} \text{ К/Па}$; $c_{\text{H}} = 2093,4 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; $c_{\text{Г}} = 3140,1 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, $R_{\text{к}} = 250 \text{ м}$; $r_{\text{с}} = 0,126 \text{ м}$, $\mu_{\text{H}} = 4,91 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\mu_{\text{Г}} = 1,2 \times 10^{-5} \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Результати розрахунків подано на рис. 2.5.

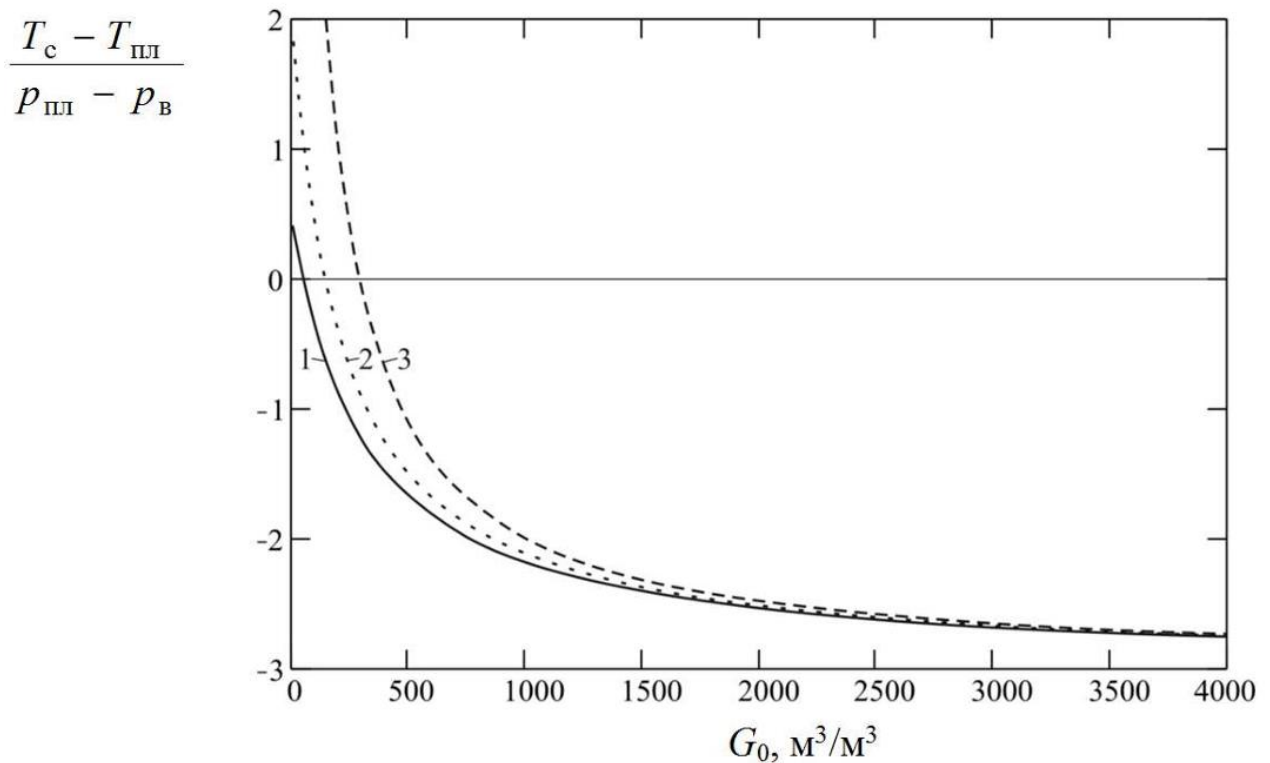


Рисунок 2.5 – Залежність величини градієнту зміни температури, К до депресії тиску, МПа $\frac{T_c - T_{пл}}{p_{пл} - p_v}$ від величини газового фактора G_0 , m^3/m^3 при різних значеннях вибійного тиску p_v , МПа: 1 – 1; 2 – 20; 3 – 50

Результати виконаних розрахунків та аналіз аналітичних співвідношень дають змогу зробити такі висновки.

Під час експлуатації свердловин із високим газовим фактором ($G_0 > 1000 - 1500 \text{ m}^3/\text{m}^3$) температурна депресія на вибої ($T_c - T_{пл}$) є функцією виключно депресії тиску ΔP . Вплив абсолютної величини G_0 та робочого тиску p_v на охолодження в цьому випадку є мізерним.

Натомість в умовах малих газових факторів ($G_0 < 500 - 500 \text{ m}^3/\text{m}^3$) ситуація змінюється: градієнт вибійного охолодження $(T_v - T_{пл})/(p_{пл} - p_v)$ починає суттєво залежати від поточного значення G_0 , зберігаючи слабку залежність від p_v . За екстремально низьких газових факторів (менше $100 - 150 \text{ m}^3/\text{m}^3$) дросельний ефект може змінити знак, спричиняючи незначне підвищення температури суміші на вибої залежно від рівня вибійного тиску.

Графічні залежності газового фактора G_0'' (рис. 2.5) визначають області агрегатного стану парафіну: розчинений стан локалізується лівіше ізотерми пластової температури, а тверда фаза – правіше від неї. Зменшення величини депресії Δp для заданих значень G_0' сприяє зниженню інтенсивності виділення парафіну до повного припинення цього процесу. З огляду на це встановлено, що для умов Рибальського НГКР ($T_{пл} = 313 \text{ К}$, $p_{пл} - p_v = 17,9 - 15 = 2,9 \text{ МПа}$) небезпека парафінізації привибійної зони виникає за газових факторів $G_0 \geq 50-66,75 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Радіус зони фактичного відкладення парафіну в поровому просторі пласта становить від 0,5 до 1,5 м.

Теоретичні розрахунки добре корелюють із практичними даними. Як показує досвід розробки Рибальського родовища, експлуатаційні газові фактори у працюючих свердловинах перевищують зазначені розрахункові величини. Це зумовлює локальне охолодження вибійної зони в межах інтервалів перфорації на 10–20 К, що неминуче спричиняє різке зниження їхньої продуктивності.

2.5 Методи попередження відкладення парафіну в свердловині.

Проблема боротьби з відкладенням парафіну в НКТ та обладнанні у свердловині до теперішнього часу вирішувалася в основному тепловими та механічними методами. Однак їх застосування супроводжується значними матеріальними та трудовими витратами, тому назріла необхідність пошуку методів для запобігання цим відкладенням.

Ефективним методом депарафінізації хімічної дії є використання різноманітних реагентів-інгібіторів та композицій на їх основі, що мають певні властивості, які зменшують, а іноді і повністю запобігають утворенню відкладень. Практика застосування цього методу на промислах нашої країни показала його доцільність та рентабельність.

Також перспективними методами для запобігання відкладенню парафіну в свердловині є фізичні методи, зокрема дія магнітного поля. Встановлено, що магнітна обробка нафти значно знижує ступінь парафінізації трубопроводів.

Далі наведемо коротку характеристику цих двох методів.

Хімічні методи попередження та видалення асфальтосмолопарафінових відкладень є превентивними технологічними рішеннями, широко вживаними в нафтовидобувній практиці всього світу. Технологія полягає у безперервному або періодичному дозуванні в нафтову емульсію специфічних поверхнево-активних хімічних реагентів, дія яких базується на складних адсорбційних процесах, що протікають на межі розподілу фаз рідина — тверде тіло. Відповідно до механізму впливу на дисперсне середовище, інгібітори класифікують за чотирма основними функціональними групами.

Перша — змочувачі, до яких належать поліакриламід, кислі органічні фосфати, силікати лужних металів та водні розчини синтетичних полімерних поверхнево-активних речовин. Дія їх спрямована на утворення на поверхні металу міцної гідрофільної плівки, яка знижує адгезію кристалів парафіну до стінок насосно-компресорних труб. Їхнє ефективне застосування вимагає дотримання деяких вимог, а саме попереднього очищення поверхні труб від наявних відкладень парафінів.

Друга група реагентів — це модифікатори, що представлені аліфатичними сополімерами, сополімерами етилену і складного ефіру з подвійним зв'язком та полімерами. Взаємодіють вони безпосередньо з молекулою парафіну, вбудовуючись у структуру кристала, що зароджується. У свою чергу це створює штучні дефекти у кристалічній решітці, перешкоджаючи укрупненню кристалів і дозволяючи утримувати тверду фазу у дисперсному завислому стані в рухомому потоці.

Третя група — депресатори, зокрема алкілфенол ПХ-9, Азолят-7 та Дорад-1А, які адсорбуються на мікрокристалах парафіну, стерично ускладнюючи їхню агрегацію та злипання. Ці депресатори також здатні змінювати термодинамічні умови кристалізації, ефективно знижуючи температуру застигання нафти, причому природні асфальто-смолисті речовини часто виступають синергістами

цього процесу. Четверта група — солі вищих синтетичних жирних кислот та силікатно-сульфанольні розчини, що забезпечують підтримання системи у тонкодисперсному стані та підвищують загальну теплопровідність рідини.

Головним експлуатаційним недоліком хімічного методу є висока вартість синтетичних реагентів та необхідність проведення індивідуальних лабораторних досліджень (гравіметричної оцінки відмивання АСПВ композиціями розчинників, як-от уайт-спірит чи газовий конденсат, при 50 °С) для кожної свердловини через постійну мінливість термобаричних умов.

Магнітний метод боротьби з АСПВ. Розглядається метод як високоефективна фізико-механічна альтернатива хімічній обробці. Застосування пристроїв для магнітної обробки рідин має тривалу, приблизно 40-річну історію. У нафтовидобутку магнітна обробка успішно застосовується для інгібування АСПВ у видобувній продукції, підвищення приймальності пласта при закачуванні води та інгібування корозії у трубопроводах. Промисловий досвід експлуатації на родовищах та промислах Татарстану підтверджує, що застосування магнітних пристроїв дозволяє збільшити міжочисний період роботи свердловин з 1–2 діб до 10–20 місяців та підвищити їхню приймальність від 30 до 100 %. Це значущі показники, що свідчать про ефективність даного методу завдяки суттєвому скороченню застосування дорогих хімічних засобів та довшим періодам проведення механічних очисток.

Пристрої магнітної обробки мають надзвичайно різноманітні конструкції та параметри, які часто відрізняються параметрами поля і характером його розподілу. Використовуються як поперечні, так і поздовжні поля щодо потоку рідини. Застосовуються одноблочні та багатоблочні конструкції, з протяжними і короткими каналами, з багатореверсними і безреверсними магнітними полями.

Механізм запобігання відкладенням АСПВ у нафтових середовищах докорінно відрізняється і визначається процесом руйнування агрегатів феромагнітних мікрочастинок, переважно оксидів та гідроксидів заліза. Експериментально встановлено, що базова концентрація цих природних домішок у нафтовому флю-

їді становить від 10 до 100 г/т [21]. У звичайних умовах кристали зчеплені у великі об'ємні агрегати. Вплив знакозмінного магнітного поля ініціює інтенсивне диспергування цих феромагнітних агрегатів, що дає ефект лавиноподібного збільшення кількості вільних мікрочастинок у 100–1000 разів. Загальна площа поверхні цих частинок у тонні нафти сягає десятків тисяч квадратних метрів. Завдяки наявності електричних зарядів та надзвичайно високій кривизні поверхні ці частинки починають виконувати функцію потужних центрів кристалізації для полярних молекул АСПВ. Як наслідок, фазовий перехід парафіну з рідкого стану в твердий переноситься з холодної поверхні труб безпосередньо у вільний об'єм рідини з утворенням стабільної тонкодисперсної мікросуспензії. Додаткова генерація зародків газової фази на поверхні цих частинок забезпечує мікрофлотацію кристалів парафіну та виникнення локального газліфтного ефекту в трубах, що полегшує роботу насосного обладнання.

Апаратурне оформлення магнітного методу реалізується через електромагнітні прилади та автономні пристрої на постійних магнітах. Електромагнітні системи компонуються зі струмових обмоток і магнітопроводів з полюсними накопичувачами. Конструкції з внутрішнім розміщенням обмоток дозволяють отримувати високу напруженість при менших енерговитратах, як, наприклад, апарати напруженістю до 280 кА/м, а формування багатореверсного магнітного поля на спільному магнітопроводі мінімізує втрати на розсіювання. У свердловинних умовах пріоритетним є застосування автономних внутрішньоканальних пристроїв на постійних магнітах. Такі системи компонуються з аксіально намагнічених магнітів зі знакозмінним чергуванням полюсів або з комбінації кільцевих магнітів з ортогональними векторами намагніченості. Використання традиційних магнітотвердих феритів генерує напруженість поля в межах 100–120 кА/м, тоді як застосування сплавів із рідкоземельних металів збільшує показник до 600–700 кА/м.

Основний конструктивний недолік традиційних пристроїв на постійних магнітах для трубопроводів великого діаметра полягає у необхідності значного перекриття прохідного перерізу масивною магнітною системою для досягнення

робочих показників поля. Це звужує прохідний канал, збільшує гідравлічні втрати та здорожує конструкцію. Зменшення розмірів магніту призводить до байпасування потоку, дозволяючи емульсії проходити транзитом без обробки. Для усунення недоліків використовують вдосконалений магнітний антипарафіновий пристрій МАУ-1. Конструктивне рішення цього апарата передбачає використання складнопрофільованих магнітопроводів, що дозволяють мінімізувати загальний об'єм постійних магнітів і ступінь перекриття прохідного перерізу.

Висновки за другим розділом

Виконано роботу з аналітики та розрахунків другого розділу, присвяченого проектуванню безпарафінового режиму роботи нафтової свердловини Рибальського НГКР. Метою було вивчення природи ускладнень під час видобутку. Насамперед досліджено фізико-хімічну природу випадання твердої фази та визначено ключові фактори, що призводять до порушення термодинамічної рівноваги в нафтогазовій системі. Визначено основні чинники цього процесу — зниження пластового тиску, зміна швидкості потоку та зниження температури. У межах розділу було виконано необхідні термодинамічні розрахунки, зокрема визначено та розраховано температуру насичення нафти парафіном для продуктивних горизонтів Рибальського нафтогазоконденсатного родовища. Доведено, що для пластів ця температура наближається до поточної пластової.

Вдалося встановити, що за зміни радіуса зони парафінізації у привибійній зоні пласта відкладення локалізуються нерівномірно, а переважно у верхній частині продуктивного пласта. У ході роботи доведено, що форсовані режими роботи з надмірною депресією стимулюють раннє внутрішньопластове розгазування флюїду, посилюючи дію дросельного ефекту (ефекту Джоуля-Томсона) та спричиняючи локальне переохолодження суміші, що провокує лавиноподібне парафіноутворення в поровому просторі колектора.

Було проведено аналіз застосування сучасних превентивних методів боротьби з АСПВ для вирішення виявлених експлуатаційних ускладнень. У результаті було підтверджено, що як хімічний, так і фізичний (магнітний) методи є не

тільки практично застосовними, а й найбільш поширеними серед методів депарафінізації та мають однаково важливе значення для комплексного захисту нафтопромислового обладнання. Хімічний метод відрізняється високою та доведеною технологічною ефективністю завдяки спрямованій дії на кристалічну решітку парафінів. Магнітний вплив дозволяє оптимізувати економічні та експлуатаційні витрати підприємства.

Виконана комплексна технологічна та термодинамічна робота дозволяє констатувати необхідні критерії для забезпечення стабільного та безперебійного видобутку вуглеводневої сировини в ускладнених умовах. Проведені розрахунки для умов Рибальського НГКР дали змогу визначити критичні термобаричні параметри початку кристалізації парафіну й точно локалізувати зону формування відкладень безпосередньо у привибійній зоні пласта. Враховуючи багатofакторність проблеми асфальтосмолопарафінових відкладень, обґрунтовано абсолютну необхідність раціонального залучення всього доступного спектра превентивних заходів.

У сукупності здобуті науково-практичні рішення дозволяють розуміти процеси запровадження та підтримання ефективного безпарафінового режиму експлуатації нафтових свердловин, значно подовжуючи їх міжчисний період.

РОЗДІЛ 3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА РИБАЛЬСЬКОГО НГКР

3.1 Опис імовірних джерел забруднення та їх вплив на довкілля

Розвиток нафтогазової промисловості України на даному етапі характеризується увагою до питань раціонального природокористування та мінімізації антропогенного тиску на навколишнє середовище. Розробка та тривала експлуатація нафтових, газових або нафтогазоконденсатних родовищ, що супроводжуються технологічним впровадженням вилучення вуглеводневої сировини, створюють передумови для виникнення екологічних ризиків. У межах Східного нафтогазоносного регіону України, де промислові об'єкти функціонують у безпосередній близькості до аграрних угідь та природних водотоків, інтеграція екологічного менеджменту в загальну структуру технологічного проектування розглядається як дієвий механізм забезпечення розвитку. Грамотний, системний підхід до управління екологічними питаннями на підприємствах нафтогазового сектору дозволяє превентивно ідентифікувати потенційні загрози та оптимізувати інженерні рішення задля охорони біорозмаїття та збереження природного стану екосистем [11, розд. 4.4].

Специфіка розробки багатопластових родовищ, до яких належить і Рибальське НГКР, пов'язана з одночасним залученням до експлуатації кількох продуктивних горизонтів, що залягають у широкому стратиграфічному діапазоні від девонських до карбонівих і тріасових відкладів. Будь-яке технологічне втручання в надра та приповерхневі шари літосфери розглядається як фактор імовірного впливу на стан атмосферного повітря, поверхневих та підземних водних об'єктів, а також родючого шару ґрунту. Відтак, правове регулювання господарської діяльності промислу базується на обов'язковості додержання встановлених екологічних нормативів, пріоритетності вимог екологічної безпеки та гарантуванні безпечного для життя населення стану довкілля [16, ст. 3].

У межах даного розділу кваліфікаційної роботи проведено детальний аналіз інформації щодо можливих екологічних загроз, які можуть виникати під час

звичайних режимів роботи та у випадках технологічних ускладнень на промислі. Особливу увагу приділено внутрішньопластовому випаданню парафінів та мінімізації ризиків, пов'язаних із ліквідацією асфальтосмолопарафінових відкладень, оскільки хімічна та термічна дія на свердловинне обладнання здатна створювати додаткові загрози для навколишнього природного середовища регіону.

Функціонування інфраструктури багатьох промислів, у тому числі й Рибальського НГКР, супроводжується постійною взаємодією технологічних об'єктів із навколишнім природним середовищем. Основними вузлами промислу, які розглядаються як потенційні джерела впливу, є УКПН, УКПГ, КС, фонтанні арматури, резервуарні парки зберігання нафти та конденсату, а також безпосередньо видобувні свердловини. Потенційні загрози для повітря пов'язані з можливим виділенням в атмосферу продуктів згоряння паливного газу в газотурбінних приводах компресорів, спалюванням технологічних скидів на факельних установках, а також з імовірними неорганізованими витокami через негерметичність запірно-регульовальної арматури та фланцевих з'єднань стовбурів на свердловинах.

До ймовірних забруднюючих речовин, що здатні потрапляти в атмосферне повітря під час експлуатації зазначеного обладнання, відносять оксиди азоту (NO_x), оксид вуглецю (CO), діоксид сірки (SO_2). Окрім цього, значну загрозу становлять суміші граничних вуглеводнів та високотоксичні леткі органічні сполуки (ЛОС), такі як канцерогенні бензол, толуол і ксилол. Перелічені сполуки становлять загрозу для здоров'я населення та можуть призводити до пригнічення природної рослинності у випадку їх наднормативного накопичення в приземному шарі атмосфери. Крім того, робота дизельних електростанцій та допоміжних котелень промислу супроводжується виділенням значних обсягів парникових газів, зокрема діоксиду вуглецю, що може викликати посилення локального парникового ефекту із закисленням атмосферних опадів. Контроль за недопущенням перевищення гранично допустимих концентрацій (ГДК) та рівнів шкід-

ливого фізичного впливу здійснюється на основі спеціальних екологічних нормативів, розробка та впровадження яких є обов'язковими для родовища [16, ст. 33].

Окремою загрозою для стану атмосферного повітря є викиди легких фракцій вуглеводнів (від C2 до C10), метану та сірководню. Утворюються внаслідок «великих і малих дихань» резервуарів зберігання сирової нафти та нестабільних газових конденсатів. Випаровування речовин розглядається як один з факторів ризику. Існують відповідні системи уловлювання легких фракцій, що регулюються екологічними параметрами, основою для яких виступають дозволи на викиди шкідливих речовин. Для відстеження таких витоків існують відповідні засоби детекції. Будь-які зміни в технологічних схемах збору чи перегляд проектної потужності об'єктів підготовки вуглеводнів, які спроможні змінити характер впливу на атмосферу, підлягають обов'язковій оцінці ще на стадії проектування [17, ст. 3].

Гідрологічна та гідрогеологічна підсистеми району розташування Рибальського НГКР також розглядаються як зони потенційного екологічного ризику. Територія родовища просторово приурочена до басейну річки Ворскла та її приток, річок Охтирка та Хухра. Загрози для поверхневих водних об'єктів пов'язані з можливим потраплянням неочищених стічних або зворотних технологічних вод у поверхневі водотоки внаслідок порушення або аварії. Скидання будь-яких промислових чи господарсько-побутових стічних вод на рельєф місцевості, у балки, пониззя або безпосередньо у водні об'єкти заборонено, оскільки це викликає масову загибель гідробіонтів та тривалу деградацію заплавних земель [7, ст. 70, 87].

Найбільш масштабним фактором ризику для гідрогеологічного середовища є неправильне поводження з супутньо-пластовими водами, що підіймаються на поверхню разом із нафтою та газом, маючи при цьому високий рівень мінералізації (до 200–300 г/дм³), містять іони хлору, натрію, важкі метали та розчинені нафтопродукти. Потрапляння високосольових розсолів у вищі водоносні

горизонти, які у свою чергу є джерелом нецентралізованого питного водопостачання населення, становить локальну екологічну загрозу. З метою недопущення екологічної катастрофи, а саме міграції шкідливих речовин у підземну гідросферу, на родовищі повинно бути передбачено реалізацію технології зворотного закачування супутньо-пластових і стічних промислових вод у глибокі підземні пласти, що не містять прісних вод. Цей процес здійснюється за спеціальними проектами, узгодженими та затвердженими органами державного контролю. Контроль за якісним станом підземних вод у районі промислових об'єктів припускає облаштування локальних мереж спостережних свердловин для постійного моніторингу стану водного середовища. При цьому первинний облік обсягів забору води та скидання зворотних вод є обов'язком підприємства [7, ст. 44, 72, 75, 105].

Техногенний вплив на літосферу та земельні ресурси розпочинається ще на етапі будівництва свердловин та спорудження інфраструктури. Він пов'язаний із відчуженням земельних ділянок, плануванням території, зняттям та складуванням родючого шару ґрунту, тобто з механічним впливом. При проведенні бурових робіт та капітальних ремонтів свердловин утворюються значні обсяги відпрацьованих бурових розчинів, хімічних реагентів та бурового шламу. Наявність у них солей важких металів, полімерних стабілізаторів та емульгованих нафтопродуктів розглядається як небезпечний екологічний фактор. Неналежне зберігання або несанкціоноване розміщення таких матеріалів у відкритих земляних амбарах без гідроізоляції призводить до засолення ґрунтів та пригнічення мікробіологічної активності літосфери. Задля запобігання даним загрозам суб'єкти господарювання організовують первинний облік кількості, типу і складу відходів, їх знешкодження та нейтралізацію, а накопичення — виключно у спеціально обладнаних і захищених місцях, що відповідає сучасним вимогам управління небезпечними залишками виробництва [18, ст. 16, 47].

3.2 Запобігання екологічним загрозам при експлуатації нафтогазо-конденсатних родовищ у випадку утворення парафінових відкладень

У процесі експлуатації Рибальського НГКР одним із найскладніших технологічних ускладнень, яке формує екологічні ризики, є АСПВ. Як свідчать результати лабораторних та геохімічних досліджень флюїдів, нафта родовища характеризується надвисоким вмістом твердих парафінів (до 11,78 %) та значною часткою силікагелевих смол (до 4,42 %). За відповідних умов розчинені високомолекулярні вуглеводні переходять у тверду фазу. Як наслідок — кристалізація парафінів на внутрішніх стінках НКТ, шлейфів та наземного обладнання. Процес призводить до загрози аварійного руйнування комунікацій внаслідок різких стрибків тиску. З екологічного погляду, процеси утворення АСПВ та подальші інженерні операції з їх ліквідації розглядаються як загрози, управління якими має здійснюватися на основі системного екологічного управління [11, розд. 4.4].

Аналіз результатів термодинамічних розрахунків, наведених у технологічній частині роботи, показує, що інтенсивне випадіння парафінів може відбуватися не лише у стовбурі свердловини, а й безпосередньо у пористому середовищі привибійної зони пласта (ПЗП), особливо в умовах форсованих режимів відбору вуглеводнів.

Ризики несуть хімічні методи, що базуються на періодичному закачуванні вуглеводневих розчинників (ароматичні сполуки типу канцерогенного бензолу, толуолу та ксилолу). За умов порушення герметичності гирлового обладнання або пошкодження шлейфів під час хімічних промивок можливе потрапляння цих високотоксичних і канцерогенних речовин у поверхневі шари ґрунту та ґрунтові води. Будь-які операції з транспортування, зберігання та застосування нафтопродуктів і небезпечних хімічних речовин на промислі мають підпорядковуватися правилам екологічної безпеки [16, ст. 52].

Зважаючи на екологічні недоліки традиційних підходів, найбільш доцільним та безпечним рішенням для умов досліджуваного родовища є впровадження превентивних фізичних методів боротьби з АСПВ, зокрема технології магнітної обробки нафтогазових потоків за допомогою магнітних пристроїв. Головна екологічна перевага магнітного методу, який повністю відповідає принципам впро-

вадження новітніх ресурсозберігаючих технологій, полягає у виключенні хімічного фактора та усуненні ризиків, пов'язаних із використанням токсичних розчинників [16, ст. 3, п. "г"].

Вилучені АСПВ класифікуються як небезпечні відходи і підлягають обов'язковому первинному обліку. Організація зобов'язана забезпечити їх повне збирання та тимчасове зберігання виключно у закритих герметичних контейнерах або підземних дренажних ємностях. Ємності повинні розташовуватися на спеціально обладнаних майданчиках із твердим бетонним покриттям, ізолюючим шаром геомембрани, захисним навісом від опадів та обвалуванням по периметру, що фізично виключає загрозу потрапляння нафтопродуктів у літосферу чи водоохоронні зони [18, ст. 13, 16, 27; 7, ст. 87]. Забороняється несанкціоноване поховання або відкрите спалювання парафінових осадів на території родовища. Натомість такі відходи повинні передаватися спеціалізованим підрядним організаціям для високотемпературної термічної деструкції (інсинерації) або застосування методів біоремедіації.

Оскільки всі технологічні процеси депарафінізації, як і видобуток загалом, безпосередньо пов'язані з рухом пожежовивбухонебезпечних речовин під високим тиском, підприємство зобов'язане розробляти та щорічно оновлювати плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварійних розливів нафти (ПЛАС). У межах системи екологічного менеджменту передбачається постійне підтримування готовності до ліквідації ймовірних аварійних розливів, що включає створення необхідного резерву сучасних сорбентів, засобів збирання нафтопродуктів, бонових загороджень, нафтозбірників та інструментів локалізації [11, розд. 8.2]. У разі виникнення будь-якої аварійної ситуації, що здатна спричинити хімічне забруднення довкілля, на промислі зобов'язані локалізувати наслідки та забезпечити оперативне інформування державних органів контролю і місцевого населення [7, ст. 108; 16, ст. 66].

Висновки за третім розділом

Комплексний екологічний аналіз інформації щодо умов розробки та експлуатації Рибальського НГКР дозволяє стверджувати, що інтенсифікація нафтовидобутку формує потенційні ризики для навколишнього природного середовища. Надійний захист поверхневих і підземних водних об'єктів району від хімічного забруднення забезпечується завдяки законодавчій забороні скидання промислових стоків на рельєф місцевості та реалізації закритих технологічних схем збору й зворотного закачування високомінералізованих супутньо-пластових вод у глибокі ізольовані підземні горизонти. Детальне дослідження умов формування асфальтосмолопарафінових відкладень підтверджує, що неправильне поводження з токсичними розчинниками та накопичення нафтошламів при використанні традиційних хімічних і термічних методів очищення свердловин усе ж таки створює критичні екологічні загрози для літосфери, гідросфери й атмосфери.

РОЗДІЛ 4. ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1 Основні вимоги з охорони праці, передбачені правилами внутрішнього трудового розпорядку

Дотримання відповідних вимог охорони праці є головним обов'язком працівників нафтогазовидобувних і не тільки підприємств. Відповідно до Конституції України, Кодексу законів про працю України, кожен працівник повинен виконувати встановлені правила трудової дисципліни та вимоги безпеки праці. Виробнича дисципліна повинна забезпечувати безпечні умови роботи, раціональне використання робочого часу, підвищення продуктивності праці, ефективне використання матеріальних та технічних ресурсів робітником.

Ключовою умовою безпечної діяльності є чітке виконання працівниками своїх посадових обов'язків. До таких обов'язків входить: зобов'язання персоналу дотримуватися встановленого режиму роботи, своєчасно виконувати розпорядження керівництва, підтримувати належний порядок на робочому місці. Передача зміни здійснюється після приведення робочої зони, обладнання та інструменту до справного й безпечного стану.

Під час виконання виробничих операцій працівники повинні керуватися вимогами нормативних документів з охорони праці, пожежної безпеки та внутрішніх виробничих інструкцій. Виконання робіт дозволено лише у встановленому спецодязі, у разі необхідності — із застосуванням засобів індивідуального захисту. Основні обов'язки працівників щодо дотримання вимог безпеки визначені в Законі України «Про охорону праці».

На робочому місці працівникам забороняється відволікати інших співробітників від виконання виробничих завдань, палити у невстановлених місцях, перебувати на території підприємства у стані алкогольного, наркотичного чи токсичного сп'яніння. На виробництвах із безперервним технологічним циклом не допускається залишення робочого місця до прибуття змінного персоналу.

Порушення вимог охорони праці, правил внутрішнього трудового розпорядку та норм пожежної безпеки тягне за собою застосування дисциплінарних стягнень відповідно до чинного законодавства. Як захід покарання за порушення

до працівників можуть застосовуватися догана, позбавлення премії або звільнення. Крім того, колективним договором можуть передбачатися додаткові заходи впливу на осіб, які допускають порушення виробничої дисципліни.

У випадках, коли недотримання вимог безпеки призводить до аварій, нещасних випадків, травмування або загибелі працівників, винні особи притягуються до кримінальної відповідальності [12, ст. 271, 272].

4.2 Вимоги техніки безпеки під час експлуатації машинних ключів при встановленні приладу для магнітної обробки нафти

Безпечна експлуатація машинних ключів передбачає використання справного обладнання, яке відповідає вимогам нормативно-технічної документації. Перед початком робіт необхідно перевірити технічний стан ключів, підвісної системи, робочого та страхового канатів, елементів кріплення.

Підвішування машинних ключів здійснюється на сталевих канатах без пошкоджень, обривів дротин і деформацій. Ключі повинні перебувати в горизонтальному положенні та врівноважуватися контрвантажам, розміщеними в спеціальних напрямних пристроях під настилом бурової. Конструкція підвіски має виключати можливість травмування персоналу контрвантажам, а відстань від контрвантажу до підлоги в крайньому верхньому положенні повинна становити не менше 0,5 м.

Для роботи використовуються робочий і страховий канати діаметром не менше 17,5 мм. Кріплення канатів до конструкцій вишки та важелів ключа повинно забезпечуватись надійною фіксацією без деформації канатів. Допускається кріплення методом заплітання з не менше ніж п'ятьма проколами кожною прядкою або за допомогою трьох затискачів із контргайками. Відстань між затискачами та довжина вільного кінця каната повинні становити не менше шести діаметрів каната. Кріплення каната до штока пневморозкріплювача виконується аналогічним способом.

Під час роботи машинний ключ повинен переміщуватися вільно по вертикалі в установлених межах: від 0,5–1,0 м над підлогою в нижньому положенні до

1,5 м у верхньому. Робочий і страховий канати кріпляться до ключа через справні вертлюги. Різниця між довжинами робочого та страхового канатів не повинна перевищувати 15 см задля запобігання перевантаженню страхового каната.

Не допускається наявність розплетених прядок, виступних дротин та інших дефектів. Експлуатація машинних ключів зі зношеними або пошкодженими робочими, страховими чи підвісними канатами забороняється. Ключі в неробочому стані повинні бути відведені в кути вишки та закріплені спеціальними утримувачами.

Переміщення ключа до центру свердловини відбувається з його підтриманням руками. Відстань від підвішеного ключа до центру свердловини має становити 1,5–2,0 м. Підвіска ключа додатково страхується сталевим канатом діаметром не менше 6 мм, пропущеним через підвісні ролики. Ролики кріпляться на елементах вишки за допомогою спеціальних хомутів, а осі повинні обертатися в підшипниках.

Під час виконання робіт забороняється використовувати несправні машинні ключі або ключі, що не відповідають розмірам труб. Не дозволяється підтримувати ключ рукою під час натягування канатів, перебувати в зоні його дії або поблизу натягнутих канатів при роботі з розкріплення різьбових з'єднань бурильної колони чи обсадних труб.

Розкріплювати бурильний інструмент ударами ротора, підводити ключ до ротора під час руху колони труб, здійснювати згвинчування або розгвинчування різьбових з'єднань за допомогою катушки бурової лебідки, виконувати обертання ротора при знаходженні персоналу поблизу машинного ключа також заборонено.

Також не допускається: використання ключів із нещільно встановленими сухарями, деформованими або зношеними щелепами, привареними елементами, люфтами в шарнірних з'єднаннях, не зашплінтованими пальцями чи болтами, тріщинами в корпусі або простроченим терміном дефектоскопічного контролю; підкладати сторонні предмети під щелепи ключа та виконувати розкручування замкових з'єднань методом «на розтяжку» під час підйому колони труб.

Заміна сухарів проводиться спеціальним інструментом, який виключає можливість їх руйнування та розльоту уламків. Роботи такого типу виконуються із застосуванням захисних окулярів з ударостійким склом.

Усі роботи з використанням машинних ключів необхідно виконувати з дотриманням вимог чинних нормативних документів з охорони праці, промислової та пожежної безпеки.

4.3 Оцінювання рівня травматизму на нафтогазовому підприємстві

В роботі кількісно оцінюємо рівень травматизму за рік на підприємстві. Кількість працівників на підприємстві складає C осіб, кількість нещасних випадків — H , загальна кількість днів непрацездатності — D днів.

Таблиця 4.1 – Вихідні дані

C , чол	H	D , днів
6790	90	300

Коефіцієнт частоти травматизму $K_{\text{ч}}$:

$$K_{\text{ч}} = \frac{H \cdot 1000}{C}, \quad (4.1)$$
$$K_{\text{ч}} = \frac{90 \cdot 1000}{6790} \approx 13,26$$

де H — число нещасних випадків, що сталися на підприємстві за звітний період і призвели до втрати працездатності на одну добу і більше;

C — середньооблікова чисельність працівників на підприємстві за той самий звітний період часу.

Коефіцієнт тяжкості травматизму $K_{\text{т}}$:

$$K_{\text{т}} = \frac{D}{H}, \quad (4.2)$$

$$K_T = \frac{300}{90} = 3,3$$

Де Д — сумарна кількість днів непрацездатності всіх потерпілих, які втратили працездатність на добу і більше протягом звітного періоду.

Коефіцієнт мінімальних матеріальних збитків або коефіцієнт трудових втрат K_{BT} :

$$K_{BT} = K_C \cdot K_T, \quad (4.3)$$

$$K_{BT} = 13,26 \cdot 3,3 = 43,758$$

Висновок: коефіцієнт тяжкості травматизму $K_T=3,3$, коефіцієнт мінімальних матеріальних збитків або коефіцієнт трудових втрат $K_{BT}=44,758$.

Крім того, визначено та проаналізовано показники непрацездатності та летальності. Середньооблікова чисельність працівників складає С осіб, чисельність працівників, з якими стався нещасний випадок із втратою працездатності — Н, у тому числі зі смертельним наслідком — H_c , кількість людино-днів непрацездатності через травматизм — Д днів.

Таблиця 4.2 - Вихідні дані

Роки	С,чол	Н	H_c	Д, днів
2000	3700	175	2	304
2001	3200	118	2	152

Розрахунок показника непрацездатності Π_H :

$$\Pi_H = \frac{D \cdot 1000}{C}, \quad (4.4)$$

Показник непрацездатності за 2000 рік:

$$\Pi_H = \frac{304 \cdot 1000}{3700} = 82,1$$

Показник непрацездатності за 2001 рік:

$$П_{\text{н}} = \frac{152 \cdot 1000}{3200} = 47,5$$

Визначимо показник летальності K_c :

$$K_c = \frac{2}{H} \cdot 100, \quad (4.5)$$

Показник летальності за 2000 рік:

$$K_c = \frac{2}{175} \cdot 100 = 1,1$$

Показник летальності за 2001 рік:

$$K_c = \frac{2}{118} \cdot 100 = 1,6$$

Висновок: показник непрацездатності за 2000 рік $П_{\text{н}} = 82,1$; показник летальності за 2000 рік $K_c = 1,1$; показник непрацездатності за 2001 рік $П_{\text{н}} = 47,5$; показник летальності за 2001 рік $K_c = 1,6$.

Визначено також показник частоти випадків захворювань та показник тяжкості захворювань. Загальна кількість працюючих на підприємстві складає C осіб; кількість випадків захворювань за звітний період – B ; кількість днів непрацездатності за цей же період – D , днів.

Таблиця 4.3 – Вихідні дані

C , чол	B	D , днів
6790	90	300

Показник частоти випадків захворювань $П_{\text{чз}}$:

$$П_{\text{чз}} = \frac{B \cdot 100}{C}, \quad (4.6)$$

$$П_{чз} = \frac{Б \cdot 100}{С} = \frac{90 \cdot 100}{6790} = 1,32$$

де Б – кількість випадків захворювань за звітний період;

С – загальна кількість працюючих;

Показник тяжкості захворювань $П_{тз}$:

$$П_{тз} = \frac{Д \cdot 100}{С}, \quad (4.7)$$

$$П_{тз} = \frac{Д \cdot 100}{С} = \frac{300 \cdot 100}{6790} = 4,41$$

де Д – кількість днів непрацездатності за цей же період.

Показник частоти випадків захворювань $П_{чз} = 1,32$; показник тяжкості захворювань $П_{тз} = 4,41$.

Визначаємо узагальнений показник втрат підприємства від травматизму та захворюваності за декілька років.

Таблиця 4.4 – Вихідні дані

Роки	Д _м , днів	А, грн	Б _м , грн	Д _з , грн	Б _з , грн	Р, грн
1994	45	25	24	203	24	995
1995	46	28	27	189	26	1023
1996	33	30	29	165	27	869

Розмір матеріальних збитків $М_{зт}$, яких зазнає підприємство через виробничий травматизм:

$$М_{зт} = Д_{т} \cdot (А + Б_{т}), \quad (4.8)$$

Матеріальні збитки через виробничий травматизм за 1994 рік:

$$M_{3T} = 45 \cdot (25 + 24) = 2205 \text{ грн.}$$

Матеріальні збитки через виробничий травматизм за 1995 рік:

$$M_{3T} = 46 \cdot (28 + 27) = 2530 \text{ грн.}$$

Матеріальні збитки через виробничий травматизм за 1996 рік:

$$M_{3T} = 33 \cdot (30 + 29) = 1947 \text{ грн.}$$

Розрахуємо показник річних втрат K_{BT} , що зумовлені виробничим травматизмом:

$$K_{BT} = \frac{100 \cdot M_{3T}}{P}, \quad (4.9)$$

Показник річних втрат через виробничий травматизм за 1994 рік:

$$K_{BT} = \frac{100 \cdot 2205}{995} = 221,61 \%$$

Показник річних втрат через виробничий травматизм за 1995 рік:

$$K_{BT} = \frac{100 \cdot 2530}{1023} = 247,31 \%$$

Показник річних втрат через виробничий травматизм за 1996 рік:

$$K_{BT} = \frac{100 \cdot 1947}{869} = 224 \%$$

Визначимо розмір збитків M_{3X} , яких зазнає підприємство від загальних захворювань працівників:

$$M_{3X} = D_3 \cdot (A + B_3), \quad (4.10)$$

Матеріальні збитки через загальні захворювання за 1994 рік:

$$M_{3X} = 203 (25 + 24) = 9947 \text{ грн.}$$

Матеріальні збитки через загальні захворювання за 1995 рік:

$$M_{\text{зх}} = 189 (28 + 26) = 10206 \text{ грн.}$$

Матеріальні збитки через загальні захворювання за 1996 рік:

$$M_{\text{зх}} = 165 (30 + 27) = 9405 \text{ грн.}$$

Показник річних втрат K_3 , які зумовлені загальними захворюваннями працівників підприємства:

$$K_3 = \frac{100 \cdot M_{\text{зх}}}{P}, \quad (4.11)$$

Показник річних втрат через загальні захворювання за 1994 рік:

$$K_3 = \frac{100 \cdot 9947}{995} = 999,7 \%$$

Показник річних втрат через загальні захворювання за 1995 рік:

$$K_3 = \frac{100 \cdot 10206}{1023} = 997,6 \%$$

Показник річних втрат через загальні захворювання за 1996 рік:

$$K_3 = \frac{100 \cdot 9405}{869} = 1082,2 \%$$

Узагальнений показник $K_{\text{уз}}$, який характеризує сумарні втрати підприємства від травматизму та загальних захворювань працівників:

$$K_{\text{уз}} = K_{\text{вт}} + K_3, \quad (4.12)$$

Узагальнений показник втрат підприємства від травматизму та захворюваності за 1994 рік:

$$K_{\text{уз}} = 221,61 + 999,7 = 1221,31 \%$$

Узагальнений показник втрат підприємства від травматизму та захворюваності за 1995 рік:

$$K_{yz} = 224 + 997,6 = 1221,6 \%,$$

Узагальнений показник втрат підприємства від травматизму та захворюваності за 1996 рік:

$$K_{yz} = 224 + 1082,2 = 1306,2 \%$$

Узагальнений показник втрат підприємства від травматизму та захворюваності за 1994 рік $K_{yz} = 1221,31 \%$; узагальнений показник втрат підприємства від травматизму та захворюваності за 1995 рік $K_{yz} = 1221,6 \%$; узагальнений показник втрат підприємства від травматизму та захворюваності за 1996 рік $K_{yz} = 1306,2 \%$.

Висновки за четвертим розділом

У ході розділу опрацьовано питання законодавчого регулювання та доведено, що в умовах промислу людський фактор залишається критичною ланкою.

Були розглянуті вимоги до трудової дисципліни, використання засобів захисту та дотримання розпорядку на робочому місці.

Досліджено технічні вимоги до підготовки обладнання, контролю сталевих канатів та балансування системи. Будь-яке недотримання належного технічного стану обладнання: використання зношених сухарів, розкріплення ударами ротора задля економії часу або ін. — здатне спричинити незворотні наслідки під час робочих операцій. Наявність ризиків травмування та смертей підкреслює необхідність технічного контролю, який не повинен поступатися швидкості виконання робіт.

У практичній частині розділу було проведено аналіз інформації щодо рівня виробничого травматизму. Акцент було зроблено на дослідженні динаміки коефіцієнтів частоти й тяжкості травматизму, а також масштабу трудових втрат. У

ході розрахунків встановлено, що кожен нещасний випадок чи професійне захворювання несуть матеріальні збитки для підприємства. Отже, результати аналізу свідчать, що комплексне забезпечення охорони праці є головною умовою безпечної діяльності підприємства та сприяє збереженню його кадрового потенціалу.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

У ході написання дипломної роботи мною виконано комплексне дослідження умов експлуатації Рибальського нафтогазоконденсатного родовища та розраховано режим безпарафінової роботи свердловини. Проведені дослідження обумовлені значним вмістом парафінів у пластових нафтах родовища.

У першому розділі проведено аналіз геологічної будови та нафтогазоносності Рибальського НГКР. Встановлено, що родовище характеризується складною багатопластовою структурою та значними запасами вуглеводнів. Проаналізовано основні колекторські властивості продуктивних горизонтів, пластові тиски, температури та фізико-хімічні характеристики пластових флюїдів. Дослідження показало, що нафти родовища належать до високопарафінистих, а вміст парафіну в окремих горизонтах перевищує критичні значення.

У другому розділі розглянуто фізико-хімічні механізми утворення асфальтосмолопарафінових відкладень у свердловинах. Встановлено, що основними чинниками, які впливають на процес кристалізації парафіну, є зниження температури та тиску флюїду під час його руху від пласта до гирла свердловини, інтенсивне газовиділення, зміна швидкості потоку та особливості складу пластової нафти. Проблема парафіноутворення для Рибальського родовища є надто актуальною через високий вміст парафінів у нафті та значну температуру їх кристалізації.

Вихідні геолого-промислові дані дозволили виконати розрахунок температури насичення нафти парафіном при пластових умовах для продуктивних горизонтів родовища. Результатом розрахунків стали умови, за яких починається випадіння твердої парафінової фази. Температура насичення нафти парафіном для різних покладів має широкий діапазон значень та залежить насамперед від пластового тиску і газовмісту нафти. Проведені розрахунки — основа для подальшого проєктування технологічного режиму роботи свердловини.

Також було доведено, що підтримання температури потоку вище температури кристалізації парафіну та недопущення значного зниження тиску нижче тиску насичення є визначальними умовами забезпечення безпарафінової експлуатації свердловин. Така реалізація дозволяє знизити інтенсивність утворення АСПВ, тим самим зменшити кількість ремонтних робіт, підвищити міжремонтний період роботи обладнання, забезпечити стабільний видобуток вуглеводнів.

У роботі розкриті питання безпеки праці та охорони навколишнього середовища під час технологічних операцій на нафтових свердловинах. Визначено основні виробничі небезпеки, характерні для об'єктів нафтогазовидобувної галузі, та наведено комплекс організаційних і технічних заходів щодо їх мінімізації. Заходи, що були розглянуті, спрямовані на забезпечення безпечних умов праці персоналу, запобігання аварійним ситуаціям і зниження негативного впливу виробничої діяльності на довкілля.

За результатами виконаної роботи можна зробити висновок, що проектування безпарафінистого режиму роботи свердловин є нагальним питанням у нафтовидобутку, в аспекті даної роботи — Рибальського нафтогазоконденсатного родовища. Технічні рішення та виконані розрахунки, що були запропоновані для забезпечення стабільної роботи свердловинного фонду, дозволяють прогнозувати умови початку парафіноутворення, тим самим своєчасно впроваджувати профілактичні заходи.

Поставлена мета дипломної роботи досягнута, визначені завдання виконані в повному обсязі. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні та вдосконаленні технологічних режимів експлуатації високопарафінистих нафтових свердловин як на дослідженому родовищі, так і на інших родовищах зі схожими геолого-промисловими умовами.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. І. Східний нафтогазоносний регіон / М. М. Іванюта та ін. Львів : Центр Європи, 1998. 500 с.
2. Атлас Сумської області. – К.: Укргеодезкартографія, 1995. – 52 с.
3. Білецький В. С., Орловський В. М., Фик М. І. Технологія підвищення нафтогазоконденсатовилучення із пластів : навч. посіб. Харків ; Львів : НТУ «ХП» ; «Новий Світ-2000», 2025. 188 с.
4. Бойко В. С., Середюк В. Д. Методологія експлуатації нафтових свердловин у випадку небезпеки парафіновідкладання // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2013. № 4(49). С. 109–118.
5. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. Київ : Міжнар. екон. фундація, 2008. 488 с.
6. Видобування нафти в ускладнених умовах / Бойко В.С., Бойко Р.В., Грибовський Р.В. та ін.; за ред. проф. Бойка В.С. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2013. – 771 с.
7. Водний кодекс України : Закон України від 06.06.1995 р. № 213/95-ВР. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/213/95-вр> (дата звернення: 10.06.2026).
8. Геоморфологічна будова Сумської області: Методичні вказівки для студентів природничо-географічного факультету / Укл. А.О. Корнус, В.В. Чайка. – Суми: СумДПУ ім. А.С. Макаренка, 2006. – 34 с.
9. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту. Вид. офіц. Київ, 2014.
10. Державні санітарні правила та норми. 2. Комунальна гігієна. 2.7. Грунт, очистка населених місць, побутові та промислові відходи, санітарна охорона ґрунту. «Гігієнічні вимоги щодо поводження з промисловими відходами та визначення їх класу небезпеки для здоров'я населення» ДСанПіН 2.2.7.029-99 : Правила Державної санепідем. служби від 01.07.1999 р. № 29. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0029588-99> (дата звернення: 11.06.2026).

11. ДСТУ ISO 14001:2015. Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування (ISO 14001:2015, IDT). [Чинний від 2016-07-01]. Вид. офіц. Київ : ДП «УкрНДНЦ», 2016.
12. Кримінальний кодекс України : Закон України від 05.04.2001 р. № 2341-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2341-14> (дата звернення: 11.06.2026).
13. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. –312 с.
14. Про затвердження Правил пожежної безпеки в Україні : наказ МВС України від 30.12.2014 р. № 1417. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0252-15> (дата звернення: 11.06.2026).
15. Про затвердження Типового положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці (НПАОП 0.00-4.12-05) та Переліку робіт з підвищеною небезпекою : наказ Держнаглядохоронпраці України від 26.01.2005 р. № 15. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/z0231-05> (дата звернення: 11.06.2026).
16. Про охорону навколишнього природного середовища : Закон України від 25.06.1991 р. № 1264-XII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12> (дата звернення: 10.06.2026).
17. Про оцінку впливу на довкілля : Закон України від 23.05.2017 р. № 2059-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2059-19> (дата звернення: 10.06.2026).
18. Про управління відходами : Закон України від 20.06.2022 р. № 2320-IX. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2320-20> (дата звернення: 10.06.2026).
19. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784 с.

20. Світлицький В. М., Демченко П. Н., Зарицький Б. В. Проблеми підвищення продуктивності свердловин. Київ : Вид. Паливода А. В., 2002. 228 с.

21. Ткаченко М. В. Аналіз технологій та технічних засобів боротьби з асфальтосмолопарафіновими відкладеннями при видобутку нафти. Техніка і технологія видобування нафти і газу. 2016. № 1 с. 150-162.