

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 заходів підвищення нафтовилучення
з карбонатного колектора”

Виконала: студентка групи НІТ2022-1

Язвинська А.В.

Керівник: асистент Бобловський О. В.

Рецензент: доцент Капцова Н. І.

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

студентки

Язвинської Анни Вадимівни

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Проектування заходів підвищення нафтовилучення з карбонатного колектора» затверджена наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.
2. Термін подання студентом закінченої роботи 22 червня 2026 р.
3. Вихідні дані до роботи: спеціальні літературні джерела, геолого-промислова характеристика родовища, параметри свердловини.
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці): Геологічна характеристика Радченківського нафтогазового родовища, Заходи підвищення нафтовилучення з горизонту С-9 верхньосерпуховського підйарусу, Охорона навколишнього середовища Радченківського НГР, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці.
5. Презентація, яка складається з 16 слайдів

6. Консультанти розділів роботи

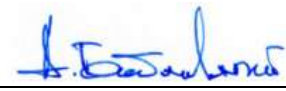
Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	ас. Бобловський О.В.		
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	доц. Абракітов В.Е.		

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	22-28.05.2026 р.	
3	Розробка технологічної частини	29.05-8.06.2026 р.	
4	Розробка заходів з охорони навколишнього середовища	9-10.06.2026 р.	
5	Розробка заходів та вимог до техніки безпеки та охорони праці	11-14.06.2026 р.	
6	Розробка презентаційного матеріалу	15-17.06.2026 р.	
7	Попередній захист дипломної роботи	18.06.2026 р.	
8	Рецензування дипломної роботи	19.06.2026 р.	
9	Здача закінченої дипломної роботи в ДЕК	22.06.2026 р.	

Керівник


підпис

(Бобловський О. В.)
ПБ

Студент-дипломник


підпис

(Язвинська А. В.)
ПБ

РЕФЕРАТ

Дипломна робота: складається з пояснювальної записки та презентації.
Кількість сторінок у ПЗ – 77; Кількість рисунків – 10, Кількість таблиць – 3,
Кількість використаних літературних джерел – 24.

Об'єкт дослідження: Радченківське нафтогазове родовище.

Мета дипломної роботи: розробка заходів з підвищення нафтовилучення з карбонатного колектора Радченківського нафтогазового родовища. На прикладі Радченківського НГР розглянуто особливості вибору технологічних заходів і характеристики технічних засобів щодо підвищення нафтовилучення. Проаналізовано геолого-промислові умови, надано рекомендації стосовно вибору ефективних технологічних рішень щодо процесу підвищення нафтовилучення шляхом проведення термокислотної обробки привибійної зони пласта.

У дипломній роботі розглянуто наступні розділи: Геологічна характеристика Радченківського нафтогазового родовища, Заходи для підвищення нафтовилучення з горизонту С-9 Радченківського НГР, Охорона навколишнього середовища Радченківського НГР, Вимоги до техніки безпеки та охорони праці.

Ключові слова: КАРБОНАТНИЙ КОЛЕКТОР, ВИСОКОВЯЗКА НАФТА, НАФТОВА СВЕРДЛОВИНА, МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ, ТЕРМОКИСЛОТНА ОБРОБКА.

ЗМІСТ

Вступ.....	6
Розділ 1. ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАДЧЕНКІВСЬКОГО НАФТОГАЗОВОГО РОДОВИЩА.....	7
1.1. Загальні відомості про родовище.....	7
1.2. Орогідрографія.....	9
1.3. Стратиграфія.....	10
1.4. Тектоніка.....	14
1.5. Нафтогазоводоносність.....	14
1.6. Колекторські властивості продуктивних горизонтів.....	15
Висновки за розділом 1.....	15
Розділ 2. ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ З ГОРИЗОНТУ С-9 ВЕРХНЬОСЕРПУХОВСЬКОГО ПІДЯРУСУ.....	17
2.1. Особливості розробки покладів нафти в карбонатних колекторах.....	17
2.2. Заходи підвищення нафтовилучення з горизонту С-9 верхньосерпуховського підярусу.....	19
2.3. Інтенсифікація свердловин.....	23
2.3.1. Застосування кислотних обробок для збільшення проникності карбонатного колектора.....	23
2.3.2. Підвищення ефективності кислотних обробок.....	33
2.3.3. Технологія проведення термокислотної обробки.....	36
2.3.4. Розрахунок необхідної кількості реагентів для приготування кислотного розчину.....	41
2.3.5. Розрахунок кількості магнію для проведення термокислотної обробки пласта.....	47
2.3.6. Освоєння свердловини після термокислотної обробки.....	49
Висновки за розділом 2.....	51
Розділ 3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА РАДЧЕНКІВСЬКОГО НГР.....	54
3.1. Забруднення та порушення водоносних горизонтів при експлуатації нафтових родовищ.....	54
3.2. Методи очищення пластових вод від техногенного забруднення ...	56
Висновки за розділом 3.....	62
Розділ 4. ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ.....	64
4.1. Отруйні хімічні реагенти для проведення кислотних обробок.....	64
4.2. Вимоги техніки безпеки при проведенні спуско-підймальних операцій під час кислотних обробок.....	65
4.3. Оцінювання рівня травматизму на підприємстві.....	70
Висновки за розділом 4.....	72
ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК.....	73
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ЛІТЕРАТУРИ.....	76

ВСТУП

Продуктивність нафтових та газових свердловин визначається станом привибійної зони продуктивного пласта, що характеризується насамперед його проникністю, тобто здатністю забезпечувати фільтрацію вуглеводнів до вибою свердловини. Більшість пластів, представлених такими літологічними різновидами, як піски, пісковики, карбонатні породи, доломіти та глини, відзначаються високою пористістю при одночасно низькій природній проникності. Природна проникність продуктивного горизонту істотно знижується вже на стадії первинного розкриття свердловини (буріння та обсаджування), коли відбувається механічна кольматація привибійної області буровими та цементними розчинами. Протягом усього періоду експлуатації свердловини спостерігається подальше засмічення привибійної зони пласта продуктами руйнування гірських порід та асфальтосмолопарафіністими відкладеннями, що зумовлює додаткове зниження проникності продуктивного пласта, погіршення його гідродинамічного контакту зі свердловиною.

Зазначені чинники впливають на якість фільтраційних характеристик привибійної зони пласта, порушують гідродинамічну взаємодію продуктивного горизонту зі свердловиною, що зумовлює зниження її продуктивності. Вирішення проблеми підвищення рівня видобутку та зростання коефіцієнта вилучення вуглеводнів, зокрема нафти, убачають у розробленні та впровадженні спеціалізованих технологій інтенсифікації, спрямованих на збільшення дебіту свердловин.

Перспективним напрямом інтенсифікації нафтовидобутку в таких умовах є інтеграція теплових та хімічних методів дії. Дослідження показали, що близько 90 % наукових публікацій припадає на США, де досягнуто найбільш вагомих результатів у розробленні методів обробки привибійної зони нафтових, газових і газоконденсатних свердловин. Ймовірність успішної реалізації технології термохімічного впливу під час обробки привибійної області становить 60-70 %.

РОЗДІЛ 1.

ГЕОЛОГІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА РАДЧЕНКІВСЬКОГО НАФТОГАЗОВОГО РОДОВИЩА

1.1. Загальні відомості про родовище

Радченківське нафтогазове родовище відноситься до Глинсько-Солохівський газонафтоносного району і розташоване у Миргородському районі Полтавської області на відстані 15 км від м. Миргород. (рис. 1.1).

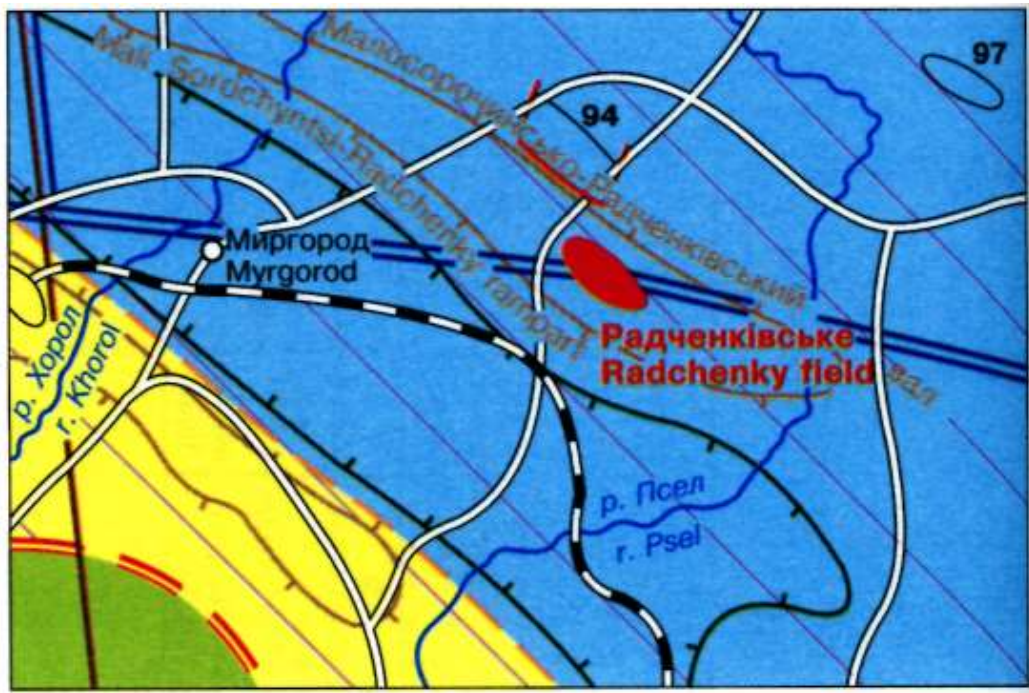


Рисунок 1.1 – Карта місцезнаходження Радченківського нафтогазового родовища

Згідно Атласу родовищ нафти і газу України [2] «Підняття виявлене структурно-картувальним бурінням у 1947 р. в строкатих глинах неогену, а через рік структурно-пошуковим бурінням та сейсмічними дослідженнями MBX також у відкладах мезокайнозою. Результати цих робіт стали основою для вибору місцеположення свердловини 2, при випробуванні якої в 1950 р. з тріасових відкладів (інт. 1193-1198 м) отримано приплив газу дебітом 576 тис. м³/добу. На Державний баланс родовище прийняте у 1957 р. В 1968 р. проведені повторні сейсмічні дослідження з метою вивчення будови відкладів нижнього карбону та девону. Всього пробурено 68 пошукових і розвідувальних та 47 експлуатаційних свердловин. Ними розкритий комплекс карбонатно-теригенних порід від четвертинних до девонських.»

У мезо-кайнозойських відкладах структура є асиметричною брахіантикліналлю, південно-східна перикліналь якої ускладнена Лейківським соляним штоком. У кам'яновугільних відкладах по покрівлі продуктивного горизонту С-9 це частина вузької (до 1,2 км шириною) брахіантиклінальної складки, що простягається на 11 км з південного сходу на північний захід (рис. 1.2). Внаслідок ундуляції її шарніру утворилася низка невеликих склепінь. Численними поздовжніми скидами структура розчленована на ряд тектонічних блоків. Структурний план мезозойських відкладів зміщується на північний схід відносно кам'яновугільного.

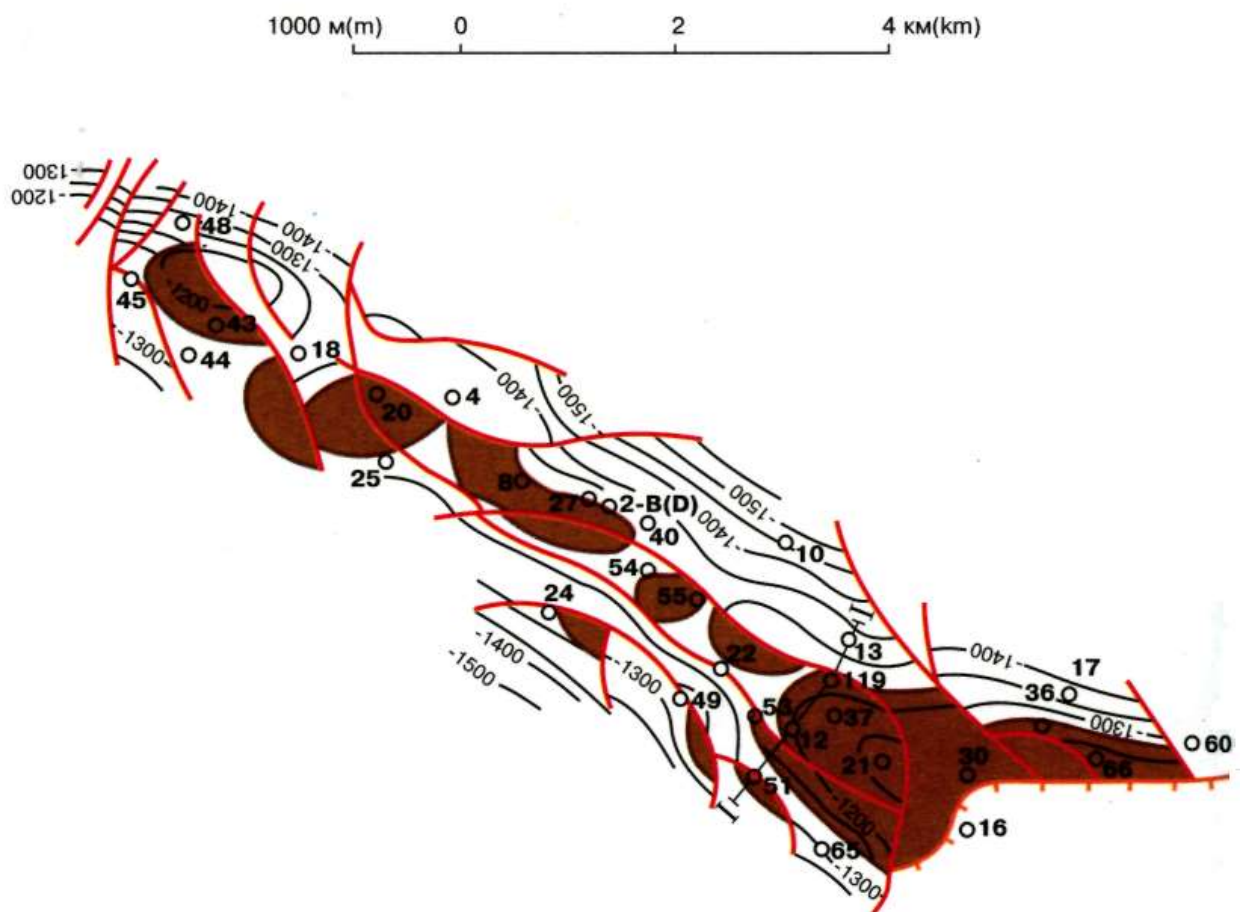


Рисунок 1.2 – Структурна карта покрівлі продуктивного горизонту С-9 за Л.С. Пальцем та Б.Ф. Ісаченком

Дослідно-промислова експлуатація всіх газових покладів розпочата в 1957 р. Перші 5 місяців режим їх розробки був газовий, далі почав активно проявлятися водонапірний. Режим розробки скупчення горизонту С-3 газовий. У 1976 р. запаси газу родовища були вичерпані. Відібрано 2481 млн. м³.

Видобуток нафти розпочато у 1951 р. За період розробки пластовий тиск у покладах знизився в декілька разів, що свідчить про незначну активність законтурних вод. З метою підвищення пластового тиску в поклади родовища шістьма нагнітальними свердловинами з 1963 р. закачано 740,1 тис. м³ води. Діючий фонд експлуатаційних свердловин налічує 22 одиниці. На 1.01 1994 р. з родовища вилучено 64,2% нафти від початкових видобувних запасів

1.2. Орогідрографія

Орогідрографія Радченківського нафтогазового родовища характеризується розташуванням у межах Миргородського району у центральній та північній частині Полтавської області, межує із Сумською та Чернігівською областями, має площу понад 6,280 км² і є одним із найбільших районів області. Адміністративний центр – курортне місто Миргород, відоме своїми мінеральними водами. Це великий адміністративний центр Полтавщини з багатими природними ресурсами, розвиненим сільським господарством, курортним потенціалом та культурною спадщиною. Гідрографічно район належить до басейну річки Хорол, притоки Псла, що визначає водний режим території [3].

Рельєф характеризується хвилястою рівнинною місцевістю з незначними підняттями. Територія розташована на Східноєвропейській рівнині, на її менших складових – Придніпровській низовині, Полтавській рівнині та Придніпровській височині. Середня висота області становить 110 м. над рівнем моря. Район має густу мережу малих річок та струмків, що формують локальні водозбори. Добре розвинуті долини цих річок у поєднанні з глибокими балками обумовлюють характерні риси долинно-балкового рельєфу області. Вони мають по чотири надзаплавні тераси й сучасну заплаву. Ширина долини Дніпра простирається до 25 км, долини Псла мають ширину від 10 до 15 км. Перша надзаплавна тераса річок Полтавщини складена піщаними й супіщаними відкладами палеогену. На ній зустрічаються еолові форми рельєфу – пологі пагорби. Решта території має розчленовані лесові денудаційно-аккумулятивні височини. На них створена густа яружно-балкова

сітка. Балки і яри особливо сильно розвинуті на правому березі долини.

В осадовому чохлі Дніпровсько-Донецької западини на території області виділяється близько 30 куполоподібних підняттях, в структурі яких залягають поклади кам'яної солі. Ці геологічні структури називають “соляними куполами”. Найбільші з них є Висачківський горб, Солохо-Диканське, Глинсько-Розбишівське, Більське, Новосанжарське, Радченківське. Під соляними куполами, як правило, знаходяться родовища нафти й природного газу [2].

1.3. Стратиграфія

У геологічній будові структури беруть участь над сольові теригенно-карбонатні утворення нижнього (візейський, серпуховський яруси), середнього (башкирський, московський яруси) і верхнього карбону, пермі, тріасу, юри, крейди, палеогену і неогену (рис. 1.3).

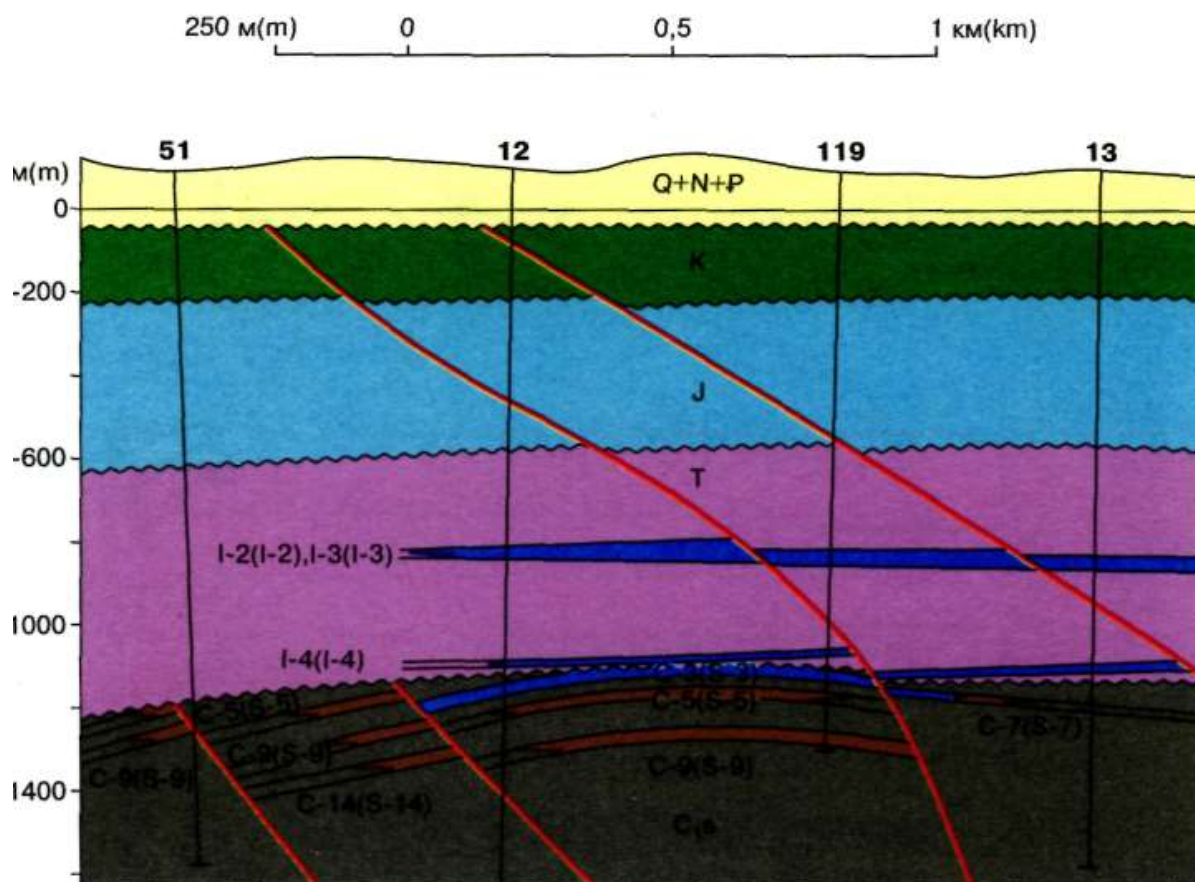


Рисунок 1.3 – Геологічний розріз по лінії I-I
за Л.С. Пальцем та М.Й. Бланком

Кам'яновугільна система (С)

Нижній відділ

Візейський ярус C_{1v} . Це середній ярус нижнього карбону, який охоплює час від приблизно 346,7 до 330,9 млн років тому. Він характеризується переважно морськими карбонатними відкладами, глинистими товщами та кременистими утвореннями, що формувалися в теплих тропічних морях. Основні породи: вапняки (морські карбонатні платформи), мергельні та глинисті товщі, кременисті спікуліти. Умови утворення: теплі тропічні моря з активним розвитком коралів, форамініфер та рифових систем. В межах Дніпровсько-Донецької западини досягають значної потужності та формують продуктивні колектори нафти та газу.

Серпуховський ярус C_{1s} . Це наймолодший ярус нижнього карбону (330,9–323,2 млн років), який відзначається різкою зміною біоти через серпуховське вимирання та формуванням переважно карбонатно-теригенних відкладів. Він широко представлений у Дніпровсько-Донецькій западині та Донбасі, де має значення як колектор нафти й газу. Представлений карбонатно-теригенними породами із залишками брахіопод, форамініфер, конодонтів. Основні породи: вапняки (часто органогенні, рифові), мергельні та глинисті товщі, теригенні пісковики та алевроліти.

Середній відділ

Башкирський ярус C_{2b} . Це нижній ярус середнього карбону, який охоплює час від приблизно 323,2 до 315,2 млн років. Він знаменує перехід від морських умов міссісіпію до формування потужних вугленосних товщ. Характеризується появою перших крилатих комах, розвиток рослинності, що створювала вугільні пласти. Палеогеографічні умови сприяли трансгресії морів, розвиток рифів і лагун, початок масового морської біоти (форамініфери, корали, брахіоподи, молюски, голкошкірі, остракоди).

Московський ярус C_{2m} . Це середній ярус середнього карбону, який охоплює час від приблизно 315,2 до 307 млн років. Період активного розвитку наземної флори та перших рептилій. Характеризується чергуванням морських карбонатних і континентальних теригенних відкладів. Основні породи:

кам'яне вугілля, пісковики, алевроліти, аргіліти, вапняки та доломіти (морські фації). Представлений вапняками з брахіоподами, амоноїдеями, форамініферами та конодонтами.

Верхній відділ

Верхній відділ кам'яновугільної системи – це касимовський та гжельський яруси, які охоплюють час від приблизно 307 до 298,9 млн років. Він завершує карбон і передує пермі. Представлений чергуванням пісковиків та аргілітів, рідко з проверстками карбонатів. Палеогеографічні умови сприяли чергуванню морських трансгресій і регресій, розвиток болотних лісів. На відміну від середньокам'яновугільної товщі пласти вугілля в формуваннях верхнього карбону відсутні, але суттєво зростає роль строкатих відкладів.

Пермська система (Р)

Остання система палеозою, що тривала від 298,9 до 252,2 млн років. Вона характеризується завершенням герцинської складчастості, формуванням суперконтиненту Пангея, аридизацією клімату та найбільшим масовим вимиранням у геологічній історії Землі. Представлена теригенно-карбонатними породами з нафтогазоносними та вугільними горизонтами, товщами солей. Період становлення голонасінних і ранніх ссавцеподібних рептилій. Велике значення мають характерні для Пермської системи товщі трапів, з якими пов'язані поклади мідно-платинових, золотоносних, олов'яних, уранових руд.

Тріасова система (Т)

Перший відділ мезозойської ератеми, що тривала від 252,2 до 201,3 млн років. Вона знаменує перехід від пермської кризи до відновлення біосфери та початку домінування динозаврів. Тріасова система представлена строкатими і сірими піщано-глинистими товщами порід. Основні породи: червоноколірні пісковики, алевроліти, аргіліти (континентальні відклади), вапняки та доломіти (морські прошарки), гіпси, ангідрити, кам'яна сіль (соленосні товщі). Відклади системи використовуються як будівельні матеріали, вогнетриви.

Юрська система (J)

Другий період мезозойської ери, що характеризується масштабними морськими трансгресіями, формуванням потужних морських карбонатних товщ та активним розвитком динозаврів, перших птахів і морських рептилій. Відклади, що утворилися впродовж Юрського періоду історії Землі: вапняки, доломіти (морські карбонати), пісковики, алевроліти, глини (теригенні відклади), лагунні утворення (строкаті глини, мергелі). Відділ представлений морськими, переважно піщано-глинистими породами, верхньоярський – карбонатними та карбонатно-теригенними.

Крейдова система (K)

Третій і останній період мезозойської ери, що тривав від 145 до 66 млн років. Вона знаменує розквіт динозаврів, формування потужних крейдових товщ і завершилася масовим вимиранням, яке відкрило шлях до кайнозою. Основні породи: крейда (тонкозернисті карбонатні відклади), вапняки, мергелі, доломіти, пісковики, глини, алевроліти. Присутні потужні товщі писальної крейди.

Палеогенова система (P)

Перший відділ кайнозойської ератеми, що тривала від 66 до 23,03 млн років. Вона охоплює час після крейдово-палеогенового вимирання і характеризується відновленням біосфери, активним розвитком ссавців та формуванням сучасних континентальних і морських басейнів. Палеогенові відклади представлені перешаруванням пісковиків, аргілітів, гравелітів, алевролітів та бітумінозних аргілітів.

Неогенова система (N)

Неогенова система охоплює період від 23,03 до 2,588 млн років тому і складається з двох епох – міоцену та пліоцену. Вона характеризується активними орогенними процесами, регресіями морів, формуванням сучасних рельєфів та появою флори й фауни, близьких до сучасних. Система складена континентальними утвореннями – пісковиками та строкатими і червонобурими глинами, пісками з прошарками глин та бурого вугілля.

Четвертинна система (Q)

Наймолодший геологічний відділ, який охоплює період від 2,588 млн років тому до сучасності. Комплекс відкладів, які утворилися впродовж цього періоду характеризується переважанням континентальних фацій. Четвертинні породи залягають безпосередньо на поверхні, формуючи сучасний ґрунтовий покрив. Вони відзначаються великою мінливістю та молодим віком, широким поширенням, різноманіттям складу, тісним зв'язком з рельєфом, переважно спокійним недислокованим заляганням, невитриманістю за площею і в розрізі, відносно невеликою потужністю, невеликою щільністю та доброю збереженістю.

1.4. Тектоніка

У тектонічному відношенні Радченківське родовище знаходиться в центральній частині приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини і входить до складу Малосорочинсько-Радченківського структурного валу з асиметричною брахіантиклінальною структурою та ускладненням соляними штоками.

Структурний план мезозойських відкладів зміщений на північний схід відносно кам'яновугільних. Визначається складною будовою асиметричної брахіантикліналі з блоковою розчленованістю та впливом соляного штоку. Це створило умови для формування тектонічно екранованих і літологічно обмежених покладів нафти й газу, що мають значне промислове значення для Східного нафтогазоносного регіону України.

1.5. Нафтогазоводонасність

Газові скупчення встановлені у тріасових відкладах (горизонти 1-2, 1-3, 1-4) та верхньосерпуховських утвореннях (горизонт С-3). Поклад горизонту С-3 характеризується вузькою нафтовою облямівкою, що не має промислового значення. Горизонти 1-2 та 1-3 формують єдиний масивно-пластовий поклад. Колекторами виступають пісковики з високими ємнісно-фільтраційними параметрами: пористість тріасових порід сягає 30%, проникність у окремих

випадках перевищує 1 мкм². Газові резервуари мають пластово-склепінну будову та тектонічне екранування.

Нафтові поклади встановлені та оцінені у відкладах верхньосерпуховського (горизонти С-5, С-7, С-9), нижньосерпуховського (горизонти С-14, С-15, С-16, С-20) та верхньовізейського (горизонт В-14) під'ярусів. Поклад горизонту С-7 характеризується невеликою газовою шапкою із запасами, що не перевищують 6 млн м³. Колекторами виступають пісковики. Нафтові скупчення мають пластову будову, тектонічне екранування та літологічні обмеження. Провідне значення мають поклади верхньосерпуховського під'ярусу (рис. 1.3).

1.6. Колекторські властивості продуктивних горизонтів

Породи-колектори родовища складені комплексом карбонатно-теригенних порід. Колекторські властивості продуктивних горизонтів Радченківського родовища є сприятливими для промислової експлуатації: пісковики з високою пористістю та проникністю формують ефективні резервуари, а тектонічне екранування й літологічні обмеження забезпечують надійність покладів. Карбонатні колектори характеризуються специфічними ємнісно-фільтраційними параметрами. Пористість переважно вторинна, утворена за рахунок тріщинуватості, кавернозності та карстових процесів. Проникність нерівномірна, локально підвищена у зонах тріщинуватості; може значно варіювати від дуже низької до достатньої для промислових припливів.

Висновки за розділом 1

В якості об'єкта дослідження на родовищі було вибрано нафтовий поклад горизонту С-9 Верхньосерпуховського під'ярусу, що складений карбонатно-теригенними породами. Структура є асиметричною брахіантикліналлю, південно-східна перикліналь якої ускладнена Лейківським соляним штоком. По покрівлі продуктивного горизонту це частина вузької брахіантиклінальної складки (до 1,2 км шириною), що простягається на 11 км з південного сходу на північний захід. Пористість

переважно вторинна, утворена за рахунок тріщинуватості, кавернозності та карстових процесів. Проникність нерівномірна, локально підвищена у зонах тріщинуватості, може значно варіювати від дуже низької до достатньої для промислових припливів. Нафта в'язка високопарафініста.

Характеристика нафтових покладів та колекторські властивості продуктивного горизонту С-9 Верхньосерпуховського підярусу

Вік горизонту – C_{1S2} ;

Глибина залягання покрівлі продуктивного горизонту – 1266 м;

Товщина колектора – 4,1 м;

Тип покладу – пласт, склеп. тект. екр. і літ. обм

Тип колектора – карбонатно-теригенний пористий;

Породи-колектори – вапняки, пісковики;

Коефіцієнт пористості – 0,183;

Проникність – 0,912 мкм²;

Пластовий тиск – 11,88 МПа;

Коефіцієнт насичення – 0,83;

Пластова температура – 318 К;

Коефіцієнт вилучення нафти – 0,46;

Початкові видобувні запаси: нафти – 691 тис. т, розчинен. газу – 349 млн. м³

Густина нафти дегазованої – 830 кг/м³;

В'язкість нафти: пластової – 1,46 мПа·с, дегазованої – $9 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

РОЗДІЛ 2.

ЗАХОДИ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВИЛУЧЕННЯ З ГОРИЗОНТУ С-9 ВЕРХНЬОСЕРПУХОВСЬКОГО ПІДЯРУСУ

2.1. Особливості розробки нафтових покладів в карбонатних колекторах

Специфічність підходу до розробки нафтових покладів у карбонатних колекторах починається з труднощів ще в період розвідки і промислової оцінки запасів вуглеводнів. Це пов'язано з тим, що промислові геофізичні дослідження в свердловинах не дають цілком надійних результатів при оцінці нафтонасиченості карбонатних колекторів через їх високий опір. Під час розбурювання цих порід обов'язково слід використовувати керновий матеріал для встановлення істинного значення промислової цінності відкритих покладів вуглеводнів. Утім, як відомо, керн не завжди можливо відібрати з перспективних інтервалів у достатньому об'ємі. Крім того, якщо свердловини знаходяться на значних відстанях одна від одної, це також негативно впливає на точність оцінки нафтонасиченості карбонатних порід і, як наслідок, промислової цінності.

Безпосередньо в процесі розробки нафтових покладів у карбонатних породах виникають й інші труднощі, пов'язані з тим, що в карбонатних колекторах переважають поклади нафти масивного типу. Особливо це стосується карбонатних рифогенних утворень. На контакті нафти з водою, яка підстилає масивний нафтовий поклад, відбуваються різні хімічні та біогенні процеси. Дуже часто внаслідок цього в карбонатних колекторах утворюється шар, який запечатує нафтовий поклад у нижній його частині, тобто ізолює його від підшовної води. Такий непроникний шар формується в результаті заповнення пор, пустот і тріщин колектору вторинним кальцитом і в'язким бітумом.

Випадання вторинного кальциту в карбонатний колектор на межі нафта–вода відбувається внаслідок життєдіяльності анаеробних бактерій. Механізм утворення нових покладів у карбонатних породах дуже складний.

В процесі формування нафтового покладу в карбонатних породах на першій стадії, коли нафтою заповнюється невелика за об'ємом частина

породи, швидкість насичення пастки нафтою є великою, як і швидкість витіснення води з породи. Із зменшенням швидкості насичення пастки, коли пастка вже майже заповнена нафтою, бактерії встигають відкласти в зоні відступлення водонафтового контакту кальцій, і швидкість формування непроникних шарів зростає, що приводить до утворення зони пониженої пористості і проникності в нижній частині покладу. Зрештою відбувається запечатування нафтового покладу.

Товщина шару, що запечатує нафтовий поклад у карбонатних колекторах, може сягати десятків метрів, зафіксовані непроникні шари товщиною 200 м і більше. В порах пустот і тріщин разом з випаданням кальциту сформувалися бітумні пробки густої нафти і її похідних, які щільно закупорили усі прохідні шляхи для підшовної води.

У нафтових покладах, зосереджених у карбонатних породах, пластовий тиск швидко знижується, дебіти свердловин також швидко зменшуються.

Для того щоб поновити видобуток нафти з покладів, які виявилися запечатаними в карбонатних колекторах, застосовують буріння свердловин спеціального призначення. Свердловини мають пройти через весь нафтовий поклад і розкрити непроникний шар (рис. 2.1).

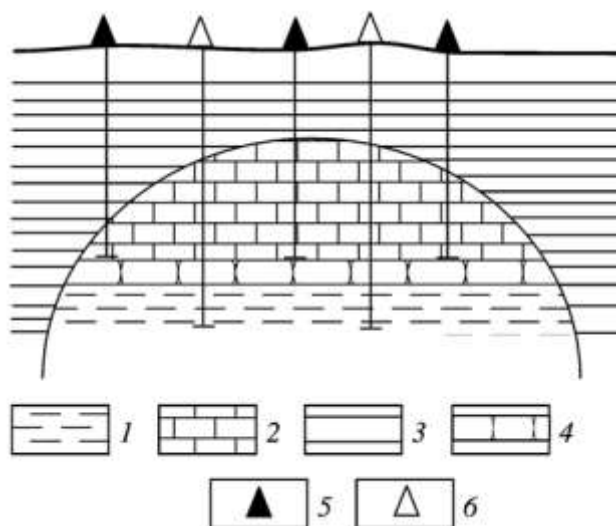


Рисунок 2.1. Схема видобутку нафти з карбонатного колектора, де формується непроникний шар:

- 1 – підшовна вода; 2 – карбонатний колектор з нафтою;
3 – глиниста покривка; 4 – непроникний шар;
свердловини: 5 – видобувні; 6 – спеціального призначення

Іноді потрібно бурити 3-4 свердловини і більше, залежно від площі нафтоносності родовища. Через пробурені свердловини підшовна вода, яка знаходиться під тиском (напірні води), проривається в нижню частину нафтового покладу. В нафтовому покладі поновлюється пластовий тиск, а також дебіт свердловин. У деяких випадках дебіти свердловин сягають початкових величин.

2.2. Заходи підвищення нафтовилучення з горизонту С-9 верхньосерпуховського підярусу

Рекомендованими напрямками підвищення коефіцієнта нафтовилучення на Радченківському родовищі є технології штучного впливу на привибійну область продуктивного пласта, заходи з контролю надходження пластових вод, а також інтенсифікація та раціоналізація режимів експлуатації свердловин. До ефективних методів належать кислотні обробки, проведення гідравлічного розриву пласта, а також застосування поверхнево-активних речовин для обробки привибійних зон продуктивних колекторів.

Ступінь витіснення нафти водою визначається коефіцієнтом витіснення. У реальних геолого-промислових умовах його значення коливається в межах 0,45-0,75, при цьому залишкова нафта займає приблизно 15-40 % загального об'єму порового простору, охопленого заводненням. Другим чинником, що впливає на ефективність нафтовіддачі пластів під час водонапірного впливу, є коефіцієнт охоплення заводненням. Просторовий рівень охоплення визначається співвідношенням рухливості нагнітальної води та витіснюваної нафти. Результати численних експериментальних досліджень засвідчили істотну залежність коефіцієнта охоплення від співвідношення рухливостей. При цьому рухливість флюїду трактується як відношення проникності пласта для відповідної рідини до її динамічної в'язкості.

Ще одним чинником, що зумовлює неповне вилучення нафти під час заводнення, виступає неоднорідність продуктивних колекторів, яка проявляється у наявності прошарків із різною проникністю, каверн, тріщин,

лінз, напівлінз та літологічної мінливості. Вплив цієї геологічної неоднорідності на ступінь охоплення пласта процесом заводнення характеризується коефіцієнтом охоплення за товщиною пласта (об'ємним показником). Даний параметр визначається як відношення об'єму тієї частини пласта, в якій здійснюється фільтрація нагнітальної води та витіснюваної нафти, до загального об'єму продуктивного колектора в межах площі, охопленої заводненням.

Таким чином, основними чинниками, що знижують ефективність процесу витіснення нафти з продуктивного колектора під час заводнення, слід вважати:

- прояв капілярних сил, які ускладнюють вилучення нафти з частини пор мікронеоднорідного середовища;
- несприятливе співвідношення рухливостей витіснювальної та витіснюваної рідин;
- геологічну неоднорідність продуктивного колектора.

На сучасному етапі розробки Радченківського нафтового родовища умови видобування вуглеводнів істотно ускладнилися внаслідок поступового виснаження їх запасів. Основні експлуатаційні об'єкти, з яких уже вилучено переважну частину промислових ресурсів нафти, нині перейшли у завершальну фазу розробки.

Щільність розміщення свердловин є відносно низькою, крім того їх просторове розташування характеризується нерівномірністю. У ряді слабкодренованих ділянок для підвищення поточного рівня видобування нафти та більш повного вилучення запасів доцільним є проведення додаткового буріння.

Таким чином, одним із напрямів удосконалення процесу розробки покладів горизонту С-9, розглянутих у даній роботі, є залучення до експлуатації запасів нафти застійних зон. З цією метою доцільним вважається ущільнення системи розташування видобувних свердловин у поєднанні зі зміною напрямків фільтраційних потоків у пластах.

Ущільнення пропонується здійснювати як шляхом буріння нових свердловин, так і переведенням діючих із нижчележачих у вищележачі горизонти. Коригування напрямку фільтраційних потоків у пласті забезпечується введенням у роботу додаткових нагнітальних свердловин. З цією метою проєктом розробки горизонту С-9 Радченківського родовища передбачено буріння 12 видобувних та 10 нагнітальних свердловин.

На родовищі застосовується площева система нагнітання води в нафтовий колектор, за якої нагнітальні свердловини розташовуються рівномірно по всій площі пласта у проміжках між видобувними. Найбільш поширеними схемами розміщення свердловин є п'ятиточкова та семиточкова. При п'ятиточковій конфігурації нагнітальні свердловини розташовуються по вершинах квадратів, тоді як видобувні — у їх центрах; при семиточковій системі нагнітальні свердловини розміщуються по кутах шестикутника, а видобувні — у центрі утвореної геометричної фігури.

Таке просторове розміщення експлуатаційних та нагнітальних свердловин забезпечує більш рівномірний вплив закачуваної води на продуктивний пласт. Водночас повне охоплення всієї площі покладу водонасиченням є недосяжним, тому ступінь заводненості визначають за допомогою коефіцієнта заводнення (коефіцієнта охоплення пласта). Цей показник являє собою відношення площі (або об'єму) породи в межах покладу, яка фактично охоплена процесом заводнення, до загальної площі (об'єму) покладу.

У карбонатних колекторах ефективним методом впливу на пласт є низькосолонісне заводнення та оптимізація складу закачуваної води. Ці методи змінюють змочуваність породи, знижують міжфазний натяг і підвищують рухливість нафти. Для зміни змочуваності породи здійснюється коригування іонного складу для Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ , Cl^- . Рекомендується збільшувати концентрацію сульфатів.

Для кращого відмиву нафти з продуктивних колекторів додатково рекомендується створення облямівки водних розчинів поверхнево-активних

речовин, яка надалі переміщується в пласт шляхом нагнітання води. Протягом останніх двадцяти п'яти років різноманітні поверхнево-активні речовини набули широкого застосування у процесах вторинної розробки нафтових родовищ, а також для інтенсифікації вилучення нафти з продуктивних пластів.

У порових каналах продуктивного покладу формується капілярний тиск, який перешкоджає руху та фільтрації нафти до експлуатаційних свердловин. Зменшення цього капілярного тиску, а також ефекту Жамена можливе шляхом застосування реагентів, що знижують поверхневий натяг на межі поділу вода – нафта, сприяють збільшенню ефективного радіуса порових каналів через скорочення товщини адсорбційної оболонки та плівки на поверхні породи, а також забезпечують гідрофобізацію поверхні з доведенням крайового кута змочування θ до 90° . Найбільш результативним методом у цьому напрямі є використання поверхнево-активних речовин.

Поверхнево-активні речовини повинні відповідати таким вимогам:

- підвищувати здатність породи до змочування нафтою у присутності води;
- за низьких концентрацій істотно знижувати поверхневий натяг на межі поділу вода – нафта;
- не утворювати нерозчинних осадів при взаємодії з пластовими водами, солями та гірськими породами;
- мінімізувати адсорбцію на поверхні породи, оскільки інтенсивне поглинання призводить до значного зростання витрат поверхнево-активних речовин і вартості технологічної обробки;
- у водному середовищі запобігати диспергуванню та набуханню глинистих частинок, що можуть міститися в пласті;
- запобігати формуванню адсорбційних шарів гелеподібної структури на межі поділу фаз, які створюють високий гідравлічний опір руху рідини.
- перешкоджати утворенню емульсій у пористому середовищі.

2.3. Інтенсифікація свердловин

Прискорення науково-технічного прогресу в нафтогазовидобувній промисловості, зокрема, інтенсифікація процесу розробки в основних нафтогазовидобувних районах України передбачає використання всіх можливостей для нарощування видобутку нафти.

Залишкові запаси нафти в покладі перебувають у низько-пористих, малопроникних, найчастіше тріщинуватих карбонатних колекторах. Важливим актуальним напрямом удосконалення експлуатації карбонатних колекторів може бути розробка нових способів соляно-кислотного впливу по інтенсифікації припливу нафти до свердловини та одночасного перекриття водопровідних каналів у привибійній зоні пласта. Це визначає актуальність промислового застосування методів інтенсифікації свердловин для підвищення нафтовіддачі пластів. Одним із основних методів підвищення ефективності розробки родовища є обробка привибійної зони пласта кислотним розчином з метою збільшення продуктивності свердловин.

2.3.1. Застосування кислотних обробок для збільшення проникності карбонатного колектора

Застосування кислотних обробок, найбільш поширеного виду обробок нафтових свердловин, являє собою вплив розчинами кислоти на продуктивні породи привибійної зони свердловин з метою підвищення їхньої продуктивності. Об'єктами для простих кислотних обробок можуть бути нафтові, газові або нагнітальні свердловини. Прості кислотні обробки зазвичай є другим видом після проведення кислотних ванн, якщо сукупність умов дозволяє їх здійснювати.

Прості кислотні обробки є методом первинного впливу розчином кислоти на породи привибійної зони свердловини. Якщо кислотні ванни готують поверхню стовбура свердловини в інтервалі продуктивних колекторів, то мета простих кислотних обробок – вплив розчинами кислоти на породи привибійної зони, як для розробки порового простору, так і для винесення забруднюючих при вибійну зону матеріалів за рахунок збільшення

проникності порід. При цьому необхідно мати на увазі, що перша проста кислотна обробка на свердловині повинна охоплювати привибійну зону безпосередньо поблизу стінок свердловини.

При наступних простих кислотних обробках свердловини об'єми розчинів кислоти повинні збільшуватися відповідно до необхідності впливати на породи привибійної зони за великим радіусом. Прості кислотні обробки можуть застосовуватись на свердловинах з відкритим вибоєм або обсадженим колоною. Залежно від хіміко-мінералогічного складу порід при простих кислотних обробках застосовують розчини соляної кислоти або суміш соляної та плавикової кислот.

Підготовка свердловини з відкритим стовбуром перед проведенням кислотної обробки полягає в ретельному очищенні вибою та стінок свердловини. Очищення стінок відкритого стовбура свердловини проводиться поєднанням механічних методів і кислотної ванни залежно стану стінок свердловини. У свердловинах з продуктивним пластом, обсадженим колоною, підготовка свердловини зводиться до очищення вибою від пробки, що забруднює його.

У підготовчі роботи перед проведенням кислотної обробки входять: вилучення штанг, допуск фільтра до підшви пласту, що обробляється, приготування необхідних об'ємів розчину кислоти і продавочних рідин.

Як і перед проведенням кислотної ванни, дуже суттєво визначити гідродинамічний стан свердловини – коефіцієнт продуктивності, статичний рівень, швидкість накопичення рівня та ін. Проведення простої кислотної обробки пов'язане з проникненням розчину кислоти в поровий простір привибійної зони свердловини. Тому в залежності від гідродинамічного стану свердловини підготовчі роботи повинні передбачати підготовку на свердловині певних об'ємів сирої дегазованої нафти, яка використовуватиметься в процесі накачування кислоти.

Для проведення простих кислотних обробок об'єм розчину кислоти планують для кожного родовища та кожної свердловини індивідуально.

Строго теоретично обґрунтувати призначення точного об'єму кислоти для отримання максимального ефекту від обробки конкретної свердловини на сьогоднішній день дуже важко. Основні дані, які необхідно враховувати для достатнього обґрунтованого розрахунку об'єму кислоти: радіус приви́бійної зони зі штучно зниженою проникністю, пористість, проникність і хіміко-мінералогічний склад порід приви́бійної зони, в більшості випадків або повністю відсутні, або є частково. Крім того, до цього часу слабо вивчено кінетику взаємодії розчинів кислоти з породою в умовах пористого простору приви́бійних зон і характер руйнування порід під дією кислоти. Все це створює великі труднощі для науково-технічного обґрунтування об'єму кислоти для максимального ефекту від соляно-кислотної обробки.

За відсутності зазначених даних для первинних обробок нафтових колекторів того чи іншого родовища на основі великого досвіду застосування кислотних обробок нафтових свердловин на багатьох родовищах з карбонатними колекторами, об'єм кислоти слід встановлювати з розрахунку $0,4 - 1,5 \text{ м}^3$ на 1 м потужності оброблюваного пласта. У цьому найменші обсяги ($0,4 - 1,0 \text{ м}^3$) на одиницю потужності доцільніше планувати менш проникних порід з малими початковими дебітами свердловин. Для свердловин з високим початковим дебітом та породами високої проникності слід планувати $1,0 - 1,5 \text{ м}^3$ розчину кислоти на 1 м потужності оброблюваного пласта. При цьому мається на увазі, що мінімальний обсяг кислоти призначається при першій обробці приви́бійної зони свердловини з подальшим нарощуванням до максимального при повторних обробках.

При одному і тому ж ступені карбонізації характер розподілу карбонатів у пісковиках відрізняється великою різноманітністю. Тому тільки промисловий досвід може дозволити встановити, за якого обсягу кислоти та її концентрації в даному родовищі відбувається інтенсивне винесення піску після кислотної обробки. Обробки перших свердловин на Радченківському родовищі рекомендується починати із застосуванням малих обсягів $0,4 - 0,6 \text{ м}^3$ на 1 м потужності при зниженій до $8,0 - 10,0\%$ концентрації кислоти, з

нарощуванням як об'єму так і концентрації при подальших обробках.

При великих потужностях нафтоносного пласта необхідно обробляти по окремих інтервалах, попереджаючи можливість відходу кислоти в інші інтервали стовбура свердловини тим чи іншим способом (пакерування, гідравлічні умови закачування і т.д.). Об'єми кислоти при повторних обробках свердловин, як правило, повинні бути збільшені в порівнянні з першою обробкою або взагалі з попередньою обробкою для розширення сфери поширення активної кислоти пластом від стовбура свердловини.

Типова технологія проведення простих соляно-кислотних обробок заключається ось у чому. Після підйому підземного обладнання експлуатаційну колону шаблонує і промивають забій свердловини шляхом зворотного промивання. Після цього труби з шаблоном піднімають і свердловину на НКТ спускають пакер, після чого свердловину промивають водою повторно. Пакер встановлюють на 10 - 20 м вище верхніх отворів інтервалу перфорації, а нижче пакера спускають хвіст і НКТ такої довжини, щоб кінці труб знаходилися на рівні нижніх отворів інтервалу перфорації. Пакер опресовується на півторакратний тиск, очікуваний при закачуванні кислоти.

Розчин соляної кислоти концентрацією 12-15 % закачують у свердловину насосними агрегатами через НКТ при відкритому затрубному просторі і продавлюють у пласт водою (тиск продавки створюється залежно від приймальності свердловини). Свердловину закривають на 16-24 години для реагування.

Після реагування кислоти пакер зривають і промивають свердловину. Потім спускають насосне обладнання і пускають свердловину в роботу, після чого регулярно заміряють дебіт свердловини, обводненість продукції та тривалість ефекту

Для закачування робочих рідин при простих кислотних обробках гирло свердловини обв'язують з агрегатом Азинмаш-30 з додатковою ємністю на причепі або агрегатом іншого типу (АН-500, ЦА-320) та додатковими

ємностями для кислотних розчинів та продавочної рідини (рис. 2.2).

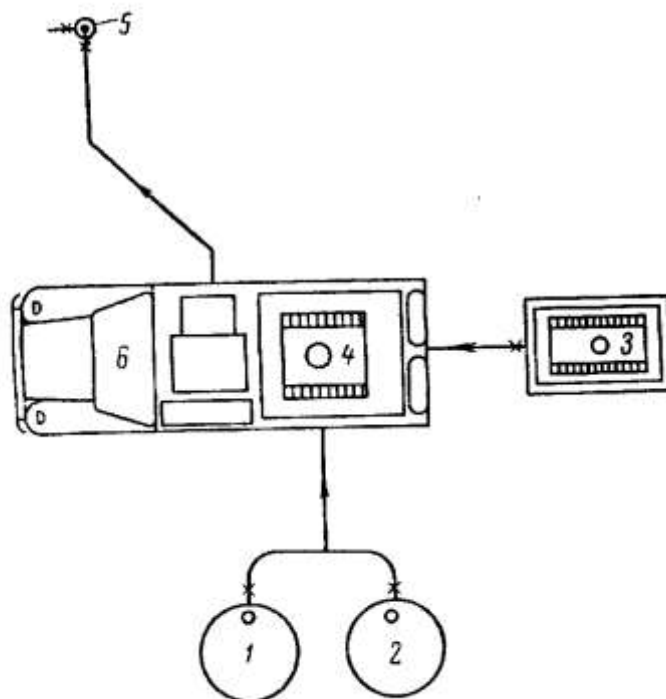


Рисунок 2.2 – Схема обв'язування наземного обладнання під час проведення простих кислотних обробок

*1 – ємність для кислоти; 2 – ємність для продавочної рідини;
3 – ємність-причіп із кислотою; 4 – ємність із кислотою на агрегаті;
5 – гирло свердловини; 6 - агрегат Азінмаш-30*

Кількість та об'єм ємностей визначаються, виходячи з передбачених планом обробки даної свердловини об'єму та числа різних рідин: соляно-кислотного розчину, глинокислоти, нафти для встановлення циркуляції або підкачування в затрубний простір та для продавлювання кислоти, води.

Перед закачуванням робочих рідин піднімають штанги та насос і спускають труби до вибою. Герметизується гирло свердловини.

При значному зумпфі в свердловині, особливо якщо обробка зумпфа кислотою викликає можливе обводнення свердловин за рахунок встановлення взаємозв'язку з водоносним горизонтом, зумпф заливають важким розчином хлористого кальцію (бланкет) з щільністю близько $1,30 \text{ г/см}^3$ (близько 32°C) наміченого під обробку інтервалу пласта. І тут нижній кінець НКТ поміщають над рівнем бланкета.

Ще надійніше заливати зумпф гідрофобною високов'язкою емульсією з цього ж розчину хлористого кальцію та нафти. З метою досягнення високої в'язкості емульсії для змішування слід давати якомога більше водної фази – 70-80% і більше. Одночасно це забезпечує отримання найбільшої щільності емульсії.

Якщо якість нафти не дозволяє отримати стабільну емульсію типу «вода в нафті», слід підвищити емульгувальну здатність нафти додаванням до неї нафторозчинних матеріалів, що містять більшу кількість поверхнево-активних речовин: мазуту, окисленого петролатуму, кислого газойлю.

При обробці пласта та його інтервалу, нижня частина якого знаходиться у водоплавній частині покладу або обводнена в процесі експлуатації свердловини та з організаційних причин не можна провести ізоляційні роботи перед обробкою свердловини, необхідно передбачити закачування бланкета з гідрофобної емульсії підвищеної щільності до рівня на 2-2,5 м. Доцільніше встановлювати цей бланкет після попереднього задавлення власної нафти у межі всього пласта як наміченого до обробки, і обводненої його частини.

Якщо в процесі обробки можна піддати дії кислоти зону газової шапки, необхідно перед закачуванням кислоти заповнити свердловину в межах всього відкритого стовбура свердловини такою ж емульсією типу «вода в нафті», застосувавши як водну фазу звичайну прісну воду.

Порядок і гідравлічні умови закачування робочих рідин при кислотних обробках більшою мірою визначаються гідродинамічним станом свердловини на момент обробки. При цьому враховуються призначення свердловин та їх конструкція.

Умови закачування повинні забезпечувати підтримку рівня кислоти в затрубному просторі в період закачування та зупинки на реагування тільки в межах інтервалу стовбура свердловини, обраного для обробки. У пласті, обсадженому колоною, порушення цих умов призведе до підйому кислоти вище за верхні отвори перфорації. Крім того, що при цьому певний обсяг кислотного розчину не надійде в пласт, що обробляється, на метал обох колон

(підйомної та експлуатаційної) буде тривалий час діяти ця кислота.

В умовах відкритого стовбура свердловини з потужністю, що значно перевищує потужність наміченого для обробки інтервалу, підйом кислоти призведе до витрачання частини її на реагування з карбонатними стінками стовбура вище інтервалу обробки, а при відповідних колекторських властивостях і до відходу в пласт в інтервалах, що не є об'єктами даної обробки.

В останньому випадку надійніше було б застосувати пакерування відкритого стовбура свердловини. Це цілком можливо, але тільки в умовах, коли діаметр відкритого стовбура свердловини дорівнює діаметру обсадної колони. Ця єдино раціональна для міцних карбонатних порід конструкція досягається тим, що продуктивний пласт розкривається бурінням до його покрівлі. Після спуску та цементування експлуатаційної колони продуктивний пласт розкривається долотом меншого діаметра.

Швидкість задавлювання кислоти в карбонатні породи визначається колекторськими властивостями цих порід та перепадом тиску. У всіх випадках метою є досягнення максимального поширення її від стовбура свердловини в активному стані. Цій меті служить створення підвищеного гирлового тиску в свердловинах першої групи (що дозволяє заповнити нафтою всю свердловину до переливу її затрубного простору), а також форсоване підкачування нафти в затрубний простір перед закачуванням кислоти.

Певне обмеження рекомендується тільки для первинної обробки малопроникних пористих карбонатів для того, щоб забезпечити більш рівномірну розробку пристовбурової частини цих порід і краще охопити всю потужність пласта, що обробляється утворенням первинних каналів розчинення при першій обробці і розвитком їх при наступних обробках.

З цією метою не рекомендується підвищувати тиск при першій обробці вище 80-100 кг/см² на гирлі, домагаючись поглинання кислоти витримуванням свердловини під цим тиском протягом певного часу. Тільки у разі відсутності поглинання при такому виконанні накачування слід збільшувати гирловий

тиск накачування.

При подальших обробках необхідно здійснювати всі заходи, що забезпечують задавлювання активної кислоти в глиб пласта, і в першу чергу збільшувати швидкість закачування підвищенням тиску. При обробці соляною кислотою карбонізованих пісковиків необхідно вже при першій обробці прагнути досягти максимальної швидкості просування кислоти пластом, маючи на увазі велику швидкість відпрацювання її з розсіяним карбонатом з високо розвиненою питомою поверхнею.

При обробці нафтових свердловин з відкритим стовбуром в інтервалі продуктивного карбонатного пласта час витримування на реагуванні залежить від того, чи проводиться обробка з залишенням останньої порції кислотного розчину у відкритому стовбурі свердловини для додаткової розробки поверхні стовбура або вся кислота задавлюється в нафтоносний пласт.

У першому випадку терміни витримування можуть бути прийняті приблизно ті ж, що і для кислотних ванн, але зменшити в 1,5 - 2 рази, якщо в попередній період повністю виконані всі вимоги до очищення поверхні стовбура та вибою після очисних робіт проведено кислотну ванну. Реагування в стовбурі свердловини в цьому випадку відбувається вже в умовах більш чистих порід продуктивного пласта, ніж при кислотних ваннах, і витримування кислоти в стовбурі не має на меті розчинення та руйнування важко розчинних забруднюючих матеріалів (цемент, глиняна кірка та ін.).

Остаточний термін реагування встановлюється шляхом аналізу проб видавленого з вибою зворотним промиванням кислотного розчину на залишкову кислотність, оскільки, як і у разі кислотних ванн, цей термін не може бути однаковим не тільки для свердловин різних родовищ, але часто і для різних свердловин одного і того ж родовища. Цей термін залежить не тільки від хіміко-мінералогічного складу порід, але й від діаметра відкритого стовбура свердловини, наприклад, при діаметрі 168 мм термін реагування повинен бути в 2 рази менше, ніж при діаметрі 325 мм і т.д. Він залежить також і від тиску, під яким була кислота в стовбурі свердловини під час реагування.

Так, якщо для достатнього реагування під тиском в 60 - 100 кг/см² і більше при 20 °С у стовбурі свердловини діаметром 219 мм знадобиться 8 - 12 год, то на свердловинах більш виснажених ділянок того ж родовища утворюється при тиску нафти 10 кг/см², знадобиться, до крайнього заходу в 2 - 2,5 рази менше часу, тобто. 4 - 6 год. При застосуванні кислотного розчину уповільненої дії (з додаванням оцтової кислоти) термін витримування відповідно збільшується.

При задавлюванні всього кислотного розчину в продуктивний пласт термін витримування може бути сильно скорочений. Вище наводилися дані, що показують, що швидкість взаємодії кислоти з породою перебуває у лінійній залежності від діаметра каналу, у якому відбувається це взаємодія, тобто. від об'єму кислоти на одиницю поверхні породи, що реагує. Зі зменшенням діаметра каналу в 2 рази швидкість нейтралізації кислоти з породою збільшується також у 2 рази.

Згідно з викладеними уявленнями про механізм хімічного руйнування при обробці пористих карбонатних порід після припинення задавлювання кислоти в пласт кислота займатиме створені власною розчинною дією «канали розчинення» або «канали роз'їдання». Це канали найбільшого перерізу в пласті, хоча діаметр нам точно не відомий. За результатами лабораторних дослідів можливе утворення таких каналів з діаметром 3, 5, 10 мм і більше. Крім того, частина кислоти задавлюється і безпосередньо в поровий простір породи через стінки свердловини і каналів розчинення, каверни тріщини.

Очевидно, що термін витримування кислоти на реагуванні в цих умовах визначається можливим часом нейтралізації соляної кислоти в «каналах розчинення» і в окремих кавернах, так як час реагування кислоти в каналах порового простору, перетин яких зазвичай знаходиться в межах 0,02-1,0 мм, навіть при високих тисках повинен складати від кількох секунд до кількох хвилин. Для каналів з діаметром до 10 мм цей термін, ймовірно, буде складати вже 1-2 години для умовно високих тисків, вище критичних для CO₂ при температурі пласта.

Цей час рекомендується як термін реагування за умов задавлювання всієї

кислоти в пласт, представленої пористими карбонатними породами. При тріщинуватих карбонатних породах, особливо з тріщинами, що поглинають глинистий матеріал під час буріння, термін витримування слід збільшити в кілька разів внаслідок утрудненості вилуговування карбонатів з ущільненої гірським тиском поглиненої глини.

При обробці карбонізованих пісковиків розчином соляної кислоти немає необхідності витримувати свердловину на реагуванні – можна відразу приступати до вилучення відпрацьованого розчину з пласта, так як протягом декількох хвилин буде досягнуто вичерпне відпрацювання активності кислоти.

Не слід бачити незавершеність процесу в тому, що аналіз перших проб вилученого розчину покаже високу активність кислотного розчину. Це так і повинно бути, тому що в пристовбуровій зоні закачаний розчин перебуватиме в зоні, що повністю звільнена від карбонатів у процесі фільтрації через неї головної частини розчину.

У разі задавлювання при обробці кислоти нафтою важко попередити можливість потрапляння вилученої активної частини кислоти до системи збирання сирої нафти. Тому задавлювання кислоти водою краще, оскільки після завершення обробки дозволить винести і воду з підйомної колони і відпрацьований розчин кислоти з пласта на денну поверхню, минаючи приймальні ємності і систему збору нафти.

Після закінчення терміну витримування свердловини на реагуванні здійснюються операції з переведення свердловини на експлуатацію. При цьому, якщо практикою встановлено, що після обробки на вибої свердловини утворюється пробка, виконуються роботи з очищення вибою зворотним промиванням із закачуванням нафти в затрубний простір або помпою, якщо стан свердловини дозволяє її застосування.

При обробці карбонізованих пісковиків соляною кислотою або із застосуванням глинокислоти, щоб не допускати розчин із залишковою кислотністю в систему збору сирої нафти, доцільніше продавочну воду з НКТ

витягувати свабуванням, викликаючи зниженням рівня в трубах відтік із пласта та відпрацьованого розчину кислоти. Свабування треба продовжувати до надходження з пласта чистої нафти, після чого вводять свердловину в експлуатацію. При обробках карбонатних порід, коли як продавочну рідину, як правило, застосовують нафту, свердловину після очищення вибою відразу вводять в експлуатацію.

Для більш точного визначення ефекту від обробки свердловини кислотою бажано після цього встановити такий режим відбору рідини, при якому динамічний рівень був би таким же, як і до обробки.

2.3.2. Підвищення ефективності кислотних обробок

Дія соляної кислоти зводиться до її здатності розчиняти вапняки, карбонатні породоутворюючі мінерали, що входять до складу продуктивних кварцових піщаників у формі розсіяних включень.

Ефективність даного виду обробок залежить від того, наскільки глибоко кислота пройшла в пласт, оскільки при цьому зростає ймовірність залучення в роботу раніше не розкритих ціликів нафти, створюється більше шляхів для припливу нафти до ПЗП. При реакції соляної кислоти з вапняками утворюється CO_2 . Вуглекислий газ, сприяє збільшенню швидкості реакції, так як при його виділенні у вигляді бульбашок відбувається перемішування розчину та продуктів реакції, залучення у процес реакції нових порцій невідпрацьованого кислотного розчину.

З довідкових джерел відомо, що при температурі взаємодії $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$ при тиску більше $56,5\text{ кг/см}^2$ реакція відбувається без виділення вуглекислого газу, тобто CO_2 залишається в розчиненому стані. З підвищенням тиску розчинність вуглекислоти у розчині збільшується. Звідси випливає, що з підвищенням тиску реакція кислоти з породою уповільнюється, з'являється можливість продавити розчин далі пласт.

Практика показала, що найкращі результати при соляно-кислотних обробках досягаються при обробках під тиском, що сприяє зниженню

швидкості взаємодії соляної кислоти з карбонатними породами та просуванню її в активному стані найбільш віддалені точки пласта.

Відомо також, що із зменшенням об'єму кислоти на одиницю поверхні, тобто зменшенням діаметра пор у породі скорочується час нейтралізації кислоти карбонатними стінками каналів. Зокрема, в каналах пористих порід діаметром в соті частки міліметра час нейтралізації кислоти при атмосферному тиску визначається сотими частками секунди і навіть при порівняно збільшених розмірах каналів до 2,5 мм і більше час нейтралізації становить до 6,12 сек, що явно недостатньо, щоб довести кислоту.

При тиску понад 56,5 кг/см² та температурі 20°C (середня температура проти привибійної зони пласта 13°C) швидкість взаємодії кислоти з породою при подальшому підвищенні тиску практично не змінюється. Значить, при цих тисках основну роль відіграє лінійна швидкість закачування кислоти, яка дозволяє скоротити час контактування кислоти з породою, що сприяє просуванню кислоти в активному стані вглиб пласта, збільшенню ступеня охоплення порід пласта за рахунок високих перепадів тиску і залучення малопроникних ділянок.

Дослідження сучасних технологічних рішень інтенсифікації видобутку вуглеводнів засвідчило, що найбільш результативними та перспективними є методи комплексного впливу на продуктивний пласт, які поєднують теплові, хімічні та механічні чинники. Однією з найефективніших технологій інтегрованого впливу на колектор є методика термохімічної обробки, хіміко-технологічний механізм якої ґрунтується на активації процесів дифузії та фільтрації флюїдів у пористій структурі гірських порід продуктивного горизонту, що відбувається під час перебігу складних екзотермічних реакцій у свердловинному просторі.

Ефективність термохімічного впливу на продуктивний пласт визначається комплексом чинників, серед яких провідне значення мають амплітуда коливань тиску та відповідно температури, загальна тривалість дії, а також динаміка наростання чи зниження тиску в зоні хімічних перетворень.

Вирішальна роль кожного з цих параметрів обумовлюється геолого-технічними характеристиками системи «свердловина – пласт», зокрема складом порід, ступенем тріщинуватості, пористістю та газопроникністю. У більшості випадків геотехнологічних процесів, коли ключовим завданням є розширення області підвищеної проникності пласта, застосування значних зарядів є доцільним за умови достатньої стійкості свердловин та дотримання вимог сейсмобезпеки району. Найвищі результати досягнуті при використанні внутрішньопластових зарядів у свердловинах, що експлуатують щільні пісковикові колектори.

У слабких карбонатних породах (переважно крейдяних) ефективність вибухового впливу знижується. Реакції гірських порід на силові, теплові та інші види навантажень під час застосування різних типів порохових генераторів і пристроїв із використанням вибухових речовин, оцінка їх результативності та розроблення принципів управління вибуховими процесами, а також деформаційні явища в пластах аж до стадії руйнування детально досліджені [7]. Водночас суто хімічні трансформації порід і флюїдів, що виникають під дією продуктів згоряння, у зазначених роботах практично не розглядалися.

Технологічні рішення та результати застосування термохімічного впливу на привибійну зону продуктивних і нагнітальних свердловин із використанням екзотермічних реакцій гранульованого металевого магнію з хлороводною кислотою, що супроводжуються виділенням водню дають позитивний результат. Відзначено високу результативність виконаних робіт, особливо за наявності тріщин у пласті та введенні в них магнію. Теоретичні й експериментальні дослідження, присвячені аналізу внутрішньопластового фільтраційного горіння та процесів теплопереносу від локальних джерел тепла, описують явище, визначене як акумуляція теплової енергії, що забезпечує можливість здійснення циклічного внутрішньопластового горіння.

Математичне моделювання процесу та аналіз отриманих результатів підтверджують технічну здійсненність і технологічну доцільність

застосування циклічного внутрішньопластового горіння для інтенсифікації нафтовидобутку з пластів родовищ в'язких нафт із рідкісною тріщинною системою. Масове впровадження цього методу в практику потребує відповідних удосконалень. Як свідчать численні літературні джерела, основні труднощі полягають у ініціюванні процесу фільтраційного горіння та забезпеченні його стабільності на значних глибинах залягання продуктивних горизонтів. Крім того, реалізація технології супроводжується необхідністю подачі у пласт значних обсягів окислювача.

Проведений аналіз технологій інтенсифікації, що ґрунтуються на застосуванні одного чинника впливу на пласт, засвідчив їхню обмежену результативність. У зв'язку з цим простежується тенденція до розроблення та розширення використання методів, які забезпечують комплексний вплив на продуктивний горизонт, інтегруючи ефективні термічні, хімічні та механічні дії на продуктивний пласт.

В умовах горизонту С-9 верхньосерпуховського підярусу перспективним напрямом інтенсифікації свердловин є інтеграція теплових та хімічних методів дії шляхом здійснення термокислотної обробки із застосуванням магнію.

2.3.3. Технологія проведення термокислотної обробки

Під термокислотною обробкою розуміється процес впливу на породи пласта гарячої соляної кислоти, причому нагрівається кислота безпосередньо на вибої свердловини за рахунок теплового ефекту екзотермічної реакції (супроводжується виділенням тепла) між розчином кислоти і реагентним матеріалом – металевим магнієм, сплавом електрона та іншим, поміщеним у вибійний реакційний наконечник. Екзотермічна реакція при цьому:



Відповідним підбором режиму прокачування соляної кислоти через реакційний наконечник досягається такий час контактування кислоти з реагентним матеріалом, який потрібний за конкретних умов даної свердловини (тиск, температура) для того, щоб кислота на виході з

наконечника на вибій мала температуру 80 - 100 °С, витративши при цьому на екзотермічну реакцію лише частину своєї активності, наприклад, 3 - 4 % з початкової концентрації кислоти у 15 %.

Процес цей може бути побудований у двох варіантах:

1) коли вся обробка обмежується тільки виробництвом зазначеної екзотермічної реакції, тобто коли на вибій подається тільки гаряча кислота; у цьому випадку обробку прийнято називати термохімічною;

2) коли після завершення подачі на вибій з реакційного наконечника гарячої кислоти та витрати на нагрівання цієї порції кислоти всього заряду реагентного матеріалу в реакційному наконечнику закачується друга порція кислоти звичайної температури для обробки порід пласта за технологією простої кислотної обробки під тиском; таку комбіновану обробку прийнято називати термокислотною.

Особливості дії гарячої кислоти на вибої свердловини такі:

а) чисто фізична дія високої температури, що призводить до звільнення поверхні вибою та порового простору привибійної зони від парафіносмолистих відкладень, що перешкоджають фільтрації нафти з пласта в стовбур свердловини – при термохімічному варіанті процесу, а також перешкоджають взаємодії кислоти звичайної температури з породами привибійної зони при термокислотному процесі;

б) збільшення хімічної активності кислоти щодо карбонатних порід пласта, що сприяє інтенсивному хімічному руйнуванню порід переважно в інтервалі підвіски реакційного наконечника. Така інтенсивна технологія створює умови проникнення наступної порції холодної кислоти (термокислотний варіант) в привибійну зону і пласт переважно не більше бажаного інтервалу, тобто створює умови для поінтервальної обробки пластів великої потужності без застосування пакеруючих пристроїв;

в) збільшення хімічної активності кислоти щодо матеріалів, що забруднюють фільтруючу поверхню стовбура свердловини, що сприяє більш досконалому очищенню цієї поверхні від забруднюючих її матеріалів –

глиниста і цементна кірка в нафтових свердловинах, продукти корозії в свердловинах нагнітальних.

Для цих цілей процес здійснюється лише за термохімічним варіантом за схемою, аналогічною кислотній ванні.

Самостійне значення має застосування гарячої кислоти при кислотній ванні з метою інтенсивного розчинення матеріалів, що забруднюють вибій і поверхню відкритого стовбура свердловини, що фільтрує. Природно, що у цьому випадку процес здійснюється лише за термічною схемою.

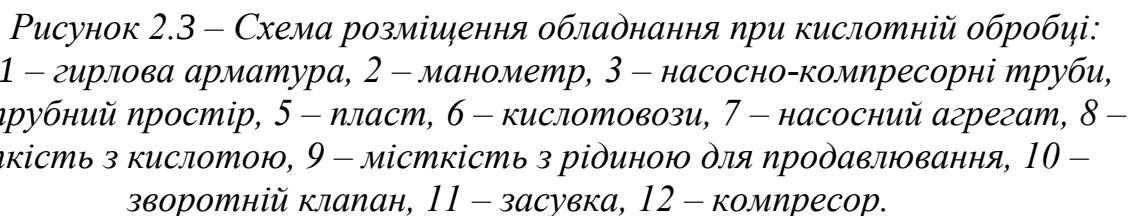
Найбільш активною речовиною, що виділяє велику кількість тепла, є металевий магній. Магній застосовують у чистому вигляді або у вигляді його сплавів з іншими металами, наприклад, з алюмінієм. Такі метали називають електронами.

Найчастіше застосовують магній у вигляді прутків діаметром 2-4 см і довжиною до 60 см, а в деяких випадках як стружку. Прутки магнію поміщають у спеціальні наконечники. Корпус та реакційна камера наконечника виготовляються з НКТ діаметром 43 мм. Довжина наконечника залежить від кількості магнію, що завантажується. У верхній частині наконечника передбачені отвори діаметром 8 мм для проходження кислоти.

Після підйому плунжера глибинного насоса через перехідник з'єднують верхню трубу наконечника зі штангами та спускають його всередину НКТ. Нижня труба наконечника закінчується порожнім конусом із розміром під конічне сидло нижнього клапана спущеного глибинного насоса. При посадці конуса наконечника на сидло клапана перекривається циліндр насоса і тим самим унеможливується доступ як холодної, так і гарячої кислоти. До нижнього кінця наконечника пригвинчується труба-фільтр діаметром 25 мм і завдовжки 2,5 - 3 м, до якої приєднується термометр. У нижній трубі наконечника встановлюють пластину-решітку для утримання магнієвих прутків та прокачування через неї гарячої кислоти.

При термообробці соляна кислота через НКТ потрапляє всередину реакційної камери, де, прореагувавши з магнієм, у нагрітому вигляді

Розміщення обладнання здійснюється як при звичайній кислотній обробці (рис. 2.3).



Гирло свердловини обладнують арматурою і зворотним клапаном на вході в НКТ. Напірна сторона насосного агрегату ЦА-320, 4АН-700 або іншого обв'язується через зворотний клапан з трубним простором НКТ, а приймальна — із кислотовозом (Аз-30А) і автоцистернами (4ЦР, АП), в яких транспортуються кислотні розчини й продавлені рідини.

Нагнітальні трубопроводи опресовуються тиском, який у півтора рази більший від очікуваного тиску нагнітання рідин у свердловину.

У свердловину наpomповують через НКТ, прямою циркуляцією, КР в об'ємі НКТ, закривають засувку, на затрубному просторі і нагнітають решту запланованого об'єму кислоти та протискуваної рідини. Після нагнітання всього об'єму рідин закривають буферну засувку свердловини, від'єднують насосні агрегати і іншу спецтехніку, при необхідності витримують кислоту у свердловині певний час і починають очищення привибійної зони від продуктів реакції шляхом виклику припливу із свердловини. При обробці високотемпературних свердловин, вимивання кислоти необхідно проводити одразу. Для виклику припливу використовують компресор, який приєднаний до свердловини.

Температурний режим пласта має визначальне значення у процесі кислотної обробки, оскільки реакційна здатність хлороводневої кислоти (зокрема корозійна активність) інтенсивно зростає зі збільшенням температури до 150 °С. Подальше підвищення температури не чинить істотного впливу на посилення реакційної здатності кислоти.

Зростання температури активізує кислоту не лише під час взаємодії з карбонатними породами. При цьому різко посилюється її корозійна дія. Тому під час проведення кислотних обробок у свердловинах з високим температурним рівнем необхідно передбачати спеціальні заходи щодо зниження корозійної активності кислоти. Це може бути реалізовано шляхом введення відповідних інгібіторів.

Для підвищення ефективності кислотного впливу на гірську породу доцільно забезпечити проникнення активної кислоти на більшу глибину від стовбура свердловини. Радіус модифікованої зони зростає зі збільшенням швидкості нагнітання розчину. Крім того, інтенсифікація подачі насосного агрегату при закачуванні скорочує тривалість контакту кислоти з елементами обладнання та зменшує інтенсивність їх корозійного руйнування.

Режим функціонування насосного агрегату визначають таким чином,

щоб тиск, створюваний насосом, був достатнім для продавливання розчину в пласт за максимально можливою його подачі. У таблиці 2.1 наведено технічні характеристики насосного агрегату.

Таблиця 2.1 – Технічна характеристика насоса агрегата

Швидкість	Плунжер діаметром 100 мм		Плунжер діаметром 120 мм	
	Теоретична подача насоса, л/с	Тиск, МПа	Теоретична подача насоса, л/с	Тиск, МПа
II	2,50	47,6	3,60	33,2
III	4,76	25,0	6,85	17,4
IV	8,48	14,0	12,22	9,7
V	10,81	11,0	15,72	7,6

Визначимо необхідний тиск на викиді насоса при закачуванні в свердловину рідини з витратою $q = 6,85$ л/с:

$$p_{\text{вн}} = p_{\text{виб}} - p_{\text{р}} + p_{\text{т}} \quad (2.1)$$

$$p_{\text{вн}} = 23,75 - 11,09 + 1,5 = 14,16 \text{ МПа},$$

де $p_{\text{виб}}$ – максимальний вибійний тиск при продавці розчину:

$$p_{\text{виб}} = p_{\text{пл}} + q \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / K \quad (2.2)$$

$$p_{\text{виб}} = 11,88 + 6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86400 / 50 = 23,72 \text{ МПа};$$

$p_{\text{р}}$ – гідростатичний тиск стовпа продавочної рідини (нафта густиною 900 кг/м³):

$$p_{\text{р}} = \rho g (H - h') \quad (2.3)$$

$$p_{\text{р}} = 900 \cdot 9,81 (1266 - 10) \cdot 10^{-6} = 11,09 \text{ МПа};$$

$p_{\text{т}}$ – втрати тиску на тертя, приймаємо $p_{\text{т}} = 1,5$ МПа.

2.3.4. Розрахунок необхідної кількості реагентів для приготування кислотного розчину

Соляна кислота (HCl) – розчин хлористого водню у воді, на повітрі димить, утворюючи туман. Товарна інгібована соляна кислота 8, 10, 16% концентрації поставляється у цистернах. Перевезення та транспортування проводиться спеціальними кислотними агрегатами. Зберігання обов'язково у гумованих ємностях на майданчиках з обвалуванням.

Оцтова кислота (CH_3COOH). Для приготування робочих розчинів при соляно-кислотній обробці використовуються: оцтова кислота синтетична; кислота лісохімічна технічна очищена щільністю 1049 кг/м^3 . Товарну оцтову кислоту перевозять і зберігають у сталевих гумованих ємностях або спеціальних алюмінієвих ємностях або цистернах. Невеликі обсяги кислоти перевозять та зберігають у скляній тарі. Оцтова кислота має сильно дратівливу та припікаючу дію на дихальні шляхи, слизові оболонки, шкірні покриви.

Інгібітори – речовини, що уповільнюють швидкість корозії металів. Тому пригнічення розчинів кислот є необхідною операцією при будь-якій кислотній обробці та призначається для захисту від передчасного корозійного зносу підземного та наземного обладнання свердловин; експлуатаційних колон, насосно-компресорних труб, фільтрів свердловин, ємностей зберігання та пересувних ємностей, насосних агрегатів, ліній обв'язування.

Інгібіторам корозії пред'являються такі вимоги: зниження швидкості корозії металу в 25 разів і більше за малих концентрацій та невисокої вартості; хороша розчинність у кислотах, що використовуються; неможливість випадання осад після взаємодії кислоти з карбонатами (нейтралізації); неможливість утворення опадів із продуктами реакції кислоти.

На промислі застосовується ціла низка інгібіторів, що відрізняються захисними властивостями:

Унікол ПБ-5 – темно-коричнева рідина щільністю 1100 кг/м^3 . Повністю розчиняється в соляній кислоті, але не розчиняється у воді, особливо сильно мінералізованої. Рекомендується застосування уніколу ПБ-5 при дозуванні 0,05-0,1%, при цьому корозія знижується в 15-22 рази.

Катапін-А – іоногенне катіоноактивна ПАР – один з кращих інгібіторів. При температурі до 80°C та тривалому впливі на метал дозування може бути збільшено до 0,2 %.

Реагент УФЕя - неіоногенне ПАР, має певні захисні властивості. При дозуванні в 0,1 - 0,3% кратність зниження корозії становить лише 11 - 14. Тому самостійно може застосовуватися лише за відсутності активніших інгібіторів.

Додавання ПАР до робочого розчину кислоти забезпечує також більш повне видалення з пласта відпрацьованої кислоти і продуктів реакції, за рахунок зниження поверхневого натягу на межі "нафто-відпрацьований розчин соляної кислоти", а також за рахунок гідрофобізації поверхні породи пласта.

Поверхнево-активні речовини (ПАР), зазвичай використовуються дисолван, сульфонал, превоцел, прогал. Сульфонал поставляється в подвійних крафт-мішках, а решта ПАР перевозяться і зберігаються в сталевих бочках. Рідкі ПАР (дисолван, превоцел) розчинені в етиловому спирті, тому є токсичними легкозаймистими речовинами.

Розрахунок необхідної кількості реагентів

Характеристики свердловини такі:

- Глибина свердловини $H = 1266$ м
- Розкрита ефективна потужність карбонатного шару $h = 4,1$ м
- Проникність порід складає $0,912$ мкм²
- Пластовий тиск $p_{пл} = 11,88$ МПа
- Пластова температура $T_{пл} = 318$ К
- Діаметр насосно-компресорних труб $d_{вн} = 0,062$ м
- Внутрішній діаметр свердловини $D_c = 0,146$ м.

Для заданих умов приймаємо концентрацію кислоти 14%. При середній нормі витрати цієї кислоти $0,8$ м³ на 1 м інтервалу обробки загальний об'єм соляної кислоти складе:

$$V_{заг} = Q_k \cdot h, \quad (2.4)$$

$$V_{заг} = 0,8 \cdot 4,1 = 3,28 \text{ м}^3$$

Приймаємо $V_{заг} = 3,3$ м³.

Кількість необхідних для приготування соляно-кислотного розчину концентрованої 27,5% кислоти та води можна визначити за таблицею 2.2. За таблицею для приготування 4 м^3 14 % соляно-кислотного розчину потрібно 2770 кг 27,5 % HCl і $2,88 \text{ м}^3$ води.

Таблиця 2.2 – Кількість кислоти та води для приготування соляно-кислотного розчину

Об'єм розведеної кислоти, м ³	Концентрація розведеної кислоти, %			
	8	10	12	14
2	680/2,28	730/2,16	830/1,92	1030/1,12
4	1220/3,38	1310/3,18	2170/2,98	2770/2,88
6	1840/4,38	2330/3,96	2830/3,52	3320/3,40
8	2460/5,84	3110/5,28	3770/4,68	4400/4,16
10	3080/7,30	3890/6,60	4720/5,87	5560/5,14

Примітка: у чисельнику вказано кількість концентрованої кислоти, кг, а знаменнику – кількість води.

Кількість кислоти

$$W_k = M_k \cdot V_{\text{заг}} / 4 \quad (2.5)$$

$$W_k = 2770 \cdot 3,3 / 4 = 2885 \text{ кг}$$

та води

$$V = M_v \cdot V_{\text{заг}} / 4 \quad (2.6)$$

$$V = 2,88 \cdot 3,3 / 4 = 2,38 \text{ м}^3$$

Кількість концентрованої товарної соляної кислоти для 14% солянокислотного розчину може бути також знайдено за формулою:

$$W_k = A \cdot x \cdot V_{\text{заг}} (B - z) / B \cdot z \cdot (A - x), \quad (2.7)$$

де A і B – числові коефіцієнти знаходимо за таблицею 2.3.

Таблиця 2.3 – Значення коефіцієнтів A і B

z, x	B, A
5.15 – 12.19	214.0
13.19 – 18.11	218.0
19.06 – 24.78	221.5
25.75 – 29.57	226.0
29.95 – 31.52	227.5
32.10 – 33.40	229.5
34.42 – 37.22	232.0

Примітка. x – концентрація соляно-кислотного розчину, %; z – концентрація товарної кислоти, %.

Відповідно за формулою 2.7:

$$W_k = 218 \cdot 14 \cdot 3,3(226 - 27,5) / 226 \cdot 27,5 \cdot (218 - 14) = 1,56 \text{ м}^3.$$

Приймаємо $W_k = 1,6 \text{ м}^3$.

В якості інгібітора приймаємо катіоноактивний реагент – катіон А в кількості 0,01% об'єму кислотного розчину. Цей інгібітор є хімічною речовиною, що має хорошу сповільнювальну швидкість корозії.

Проти випадання з соляно-кислотного розчину солей заліза, що містяться в ньому, додаємо оцтову кислоту в кількості:

$$Q_{ок} = b \cdot V_{заг} / c \quad (2.8)$$

де b – відсоток домішки оцтової кислоти до об'єму розчину ($b = f + 0,8$; f – вміст в соляній кислоті солей заліза, прийmemo 0,7 %, тоді $b = 1,5$ %); $V_{заг}$ – об'єм соляно-кислотного розчину; c – концентрація оцтової кислоти (приймаємо 80%).

$$Q_{ок} = 1,5 \cdot 3,3 / 80 = 0,062 \text{ м}^3$$

У товарній соляній кислоті другого сорту міститься домішка сірчаної кислоти до 0,6%, яка після реакції її з вуглекислим кальцієм утворює гіпс, що випадає у вигляді кристалів, що закупорюють пори пласта. Проти випадання гіпсу додаємо до соляної кислоти хлористий барій. Його кількість визначаємо за формулою:

$$M_{хб} = 21,3 V_{заг} \left(\frac{a \cdot z}{x} - 0,02 \right), \quad (2.9)$$

де a – вміст SO_3 у товарній соляній кислоті; x – концентрація соляно-кислотного розчину; z – концентрація товарної кислоти.

$$M_{хб} = 21,3 \cdot 3,3 \cdot (0,6 \cdot 14 / 27,5 - 0,02) = 20,1 \text{ кг}$$

При густині хлористого барію 4000 кг/м^3 . Його об'єм буде:

$$Q_{хб} = \frac{M_{хб}}{\rho_{хб}} = \frac{20,1}{4000} = 0,005 \text{ м}^3.$$

В якості інтесифікатора для зниження поверхневого натягу застосовуємо препарат ДС (детергент), який одночасно є інгібітором та найбільш активним понижувачем швидкості реакції соляної кислоти з породою. Велике зниження (у кілька разів) швидкості реакції сприяє

глибшому проникненню кислоти в пласт.

Необхідна кількість ДС становить 1 - 1,5% об'єму соляно-кислотного розчину (приймаємо 1%)

$$Q_{\text{ДС}} = V_{\text{заг}} \cdot V_p \quad (2.10)$$
$$Q_{\text{ДС}} = 3,3 \cdot 0,01 = 0,033 \text{ м}^3$$

Кількість води для приготування прийнятого об'єму соляно-кислотного розчину:

$$V = V_{\text{заг}} - W_k - \sum Q, \quad (2.11)$$

де $V_{\text{заг}}$ – об'єм соляно-кислотного розчину; W_k – об'єм концентрованої товарної соляної кислоти ($W_k = 1,5 \text{ м}^3$); $\sum Q$ – сумарний об'єм усіх домішок до соляно-кислотного розчину (оцтова кислота, хлористий барій, ДС):

$$\sum Q = 0,062 + 0,005 + 0,033 = 0,1 \text{ м}^3,$$

Тоді

$$V = 1,64 - 0,9 - 0,048 = 0,69 \text{ м}^3.$$

Після приготування солянокислотного розчину перевіряють ареометром отриману концентрацію розчину HCl і, якщо вона не відповідає заданій, додають до розчину воду або концентровану кислоту.

До закачування соляної кислоти свердловину необхідно заповнити нафтою. При закачуванні кислоти необхідно, щоб вона заповнила викидну лінію діаметром 0,063 м, довжиною 100 м від насосного агрегату (формула 2.12), промивальні труби діаметром 0,063 м, довжиною 1266 м (формула 2.13) і нижню частину свердловини від підшви до покрівлі пласта (формула 2.14). Після цього гирло свердловини герметизують, розчин під тиском закачують в привибійну зону пласта.

$$V_{\text{вл}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} L_{\text{вл}} \quad (2.12)$$
$$V_{\text{вл}} = \frac{3,14 \cdot 0,063^2}{4} \cdot 100 = 0,31 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{пт}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} L_{\text{пт}} \quad (2.13)$$
$$V_{\text{пт}} = \frac{3,14 \cdot 0,063^2}{4} \cdot 1266 = 3,94 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{н}} = V_{\text{вл}} + V_{\text{пт}} \quad (2.14)$$

$$V_{\text{н}} = 0,31 + 3,94 = 4,25 \text{ м}^3.$$

Для витіснення всієї соляної кислоти у пласт потрібно 4,25 м³ нафти.

Після продавлювання кислотного розчину в пласт закривають засувки на лінії нагнітання, залишають свердловину для реакції солянокислотного розчину з породою і стежать за манометром за швидкістю спаду тиску. Час реакції соляно-кислотного розчину в залежності від тиску та температури коливається від 4 до 30 годин.

2.3.5. Розрахунок кількості магнію для проведення термокислотної обробки пласта

Термохімічні методи обробки ґрунтуються на екзотермічних реакціях, що виникають під час взаємодії хлороводневої кислоти з певними речовинами, зокрема алюмінієм, магнієм, гідроксидом кальцію, карбідом кальцію, гідроксидом натрію, гідроксидом калію та іншими сполуками.

У процесі взаємодії металевого магнію з хлороводневою кислотою виділяється певна кількість теплової енергії. Утворений при цьому магній хлорид повністю залишається у розчині.

Термокислотні методи обробки реалізуються за єдиною технологічною схемою: розчин хлороводневої кислоти прокачується крізь так званий реакційний наконечник, заповнений магнієм, де він вступає у взаємодію з металом, нагрівається та витісняється наступною порцією у привибійну зону пласта. При термокислотних обробках, окрім підігрітої кислоти, додатково нагнітають значні об'єми холодної кислоти. Рівень нагрівання кислоти визначається тривалістю її контакту з магнієм.

Термокислотна обробка заснована на екзотермічній реакції розчину соляної кислоти з магнієм. Так, при взаємодії 18,61 л 14% - го розчину соляної кислоти з 1 кг магнію виділяється 18987 кДж теплоти. При цьому кислота повністю нейтралізується. Максимально можливе підвищення температури нейтралізованої кислоти дорівнює приблизно 243 °С.

На рис. 2.4 наведена номограма для визначення підвищення температури t_p 14 % - го розчину соляної кислоти та його витрата при реакції з 1 кг магнію для отримання заданої залишкової концентрації (x_p').

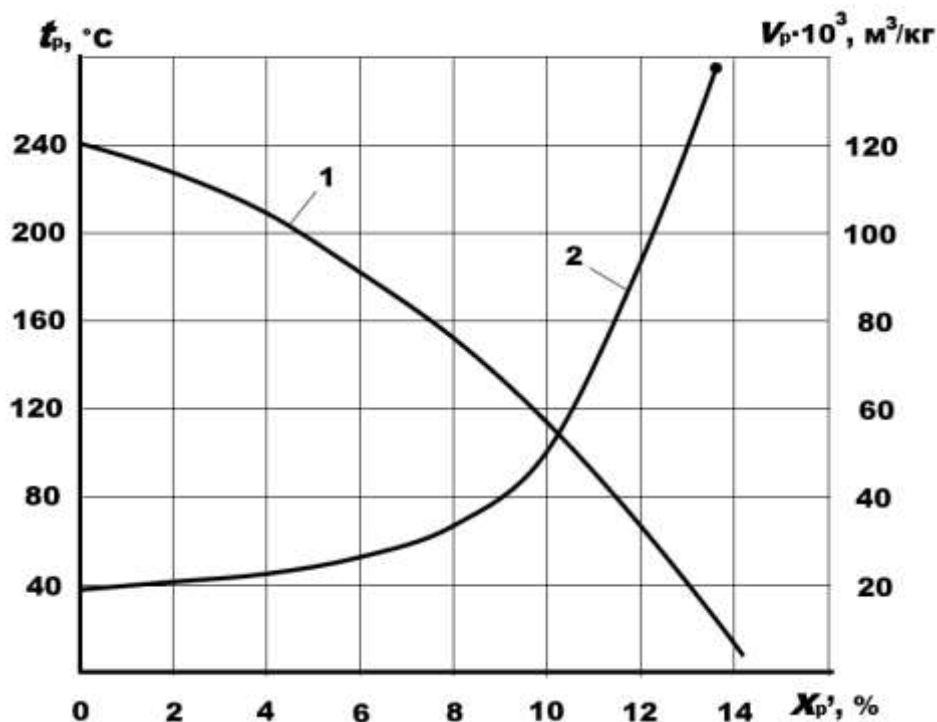


Рисунок 2.4 – Номограма для визначення підвищення температури кислотного розчину та норми витрати 14%-ої кислоти на 1 кг магнію:

$$1 - t_p = f(x_p'); 2 - V_p = f(x_p')$$

Пластова температура горизонту С-9 дорівнює $T_{пл} = 45\text{ }^\circ\text{C}$, при цьому температура плавлення парафіну для нафти Радченківського родовища складає $t_{плав} = 52\text{ }^\circ\text{C}$. Для ефективного видалення асфальтосмолопарафінових відкладень рекомендується температуру розчину в інтервалі обробки підвищити до $65\text{ }^\circ\text{C}$.

Визначення необхідної кількості магнію для проведення термокислотної обробки пласта товщиною 4,1 м проводимо з допомогою номограми (рис. 2.4). Використовується кислотний розчин концентрацією 14%. Норма витрати кислотного розчину підвищеної температури V_p складає $0,8\text{ м}^3$ на один метр товщини обробляемого пласта.

Об'єм кислотного розчину дорівнює (2.4):

$$V_{заг} = 0,8 \cdot 4,1 = 3,28\text{ м}^3$$

Приймаємо $V_{заг} = 3,3\text{ м}^3$.

На номограмі відкладаємо задану температуру 65°C та проводимо горизонталь до перетину з лінією 1 (точка Т). З точки Т проводимо вертикаль до перетину з лінією 2 (точка V) (рис. 2.5).

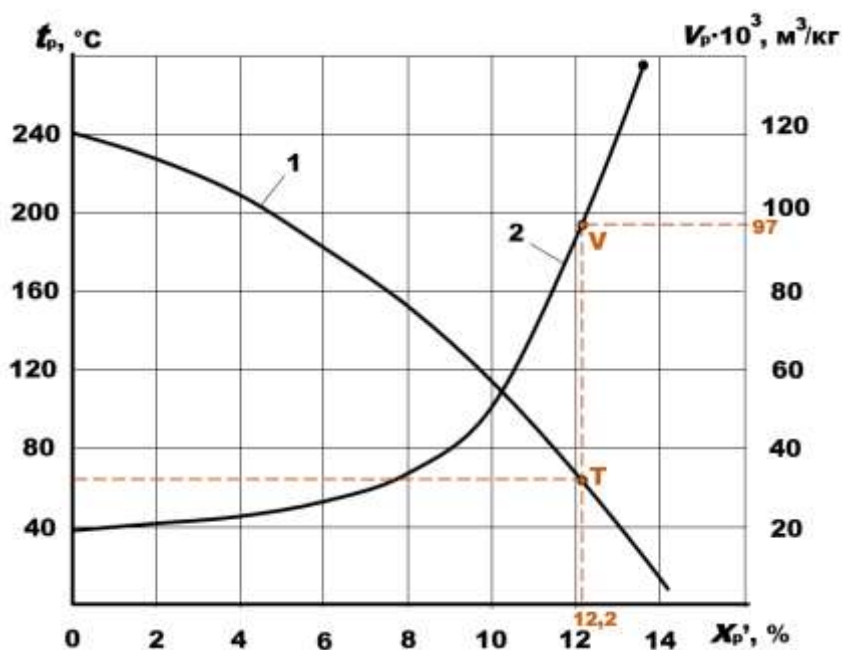


Рисунок 2.5 – Визначення параметрів за номограмою

Далі на правій частині номограми знаходимо витрату 14%-го розчину соляної кислоти на 1 кг магнію:

$$v_p = 0,097 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Враховуючи загальний об'єм кислотного розчину V_p та норму витрати v_p , визначаємо необхідну кількість магнію:

$$Q_m = \frac{V_p}{v_p} = \frac{3,3}{0,097} = 34 \text{ кг}.$$

Як видно із графіка, залишкова концентрація прореагувавшего кислотного розчину складає $x_p' = 12,2 \%$.

2.3.6. Освоєння свердловини після термокислотної обробки

Видалення продуктів реакції кислот із пласта є завершальною стадією процесу термокислотної обробки. Залежно від величини пластового тиску продукти реакції можуть бути видалені самопливом або із застосуванням механічних методів: свабуванням, компресорними установками, глибинними струминними чи іншими типами насосів. Для більш ефективного очищення

каналів від продуктів реакції доцільно створювати максимально можливі депресії на пласт, враховуючи при цьому його здатність до деформаційних змін.

Для оперативного вилучення продуктів реакції зі свердловини застосовуємо закачування зрідженого газу (вуглекислий газ), який при зниженні тиску нижче критичного переходять у газоподібний стан і, рухаючись до гирла по насосно-компресорних трубах, захоплюють рідину (реакційні продукти) та транспортують її на поверхню. Для нагнітання рідкого газу в свердловину використовується спеціалізована пересувна установка, змонтована на базі вантажного автомобіля.

Вуглекислий газ (CO_2) характеризується високою здатністю до скраплення. Його подають у свердловину в зрідженому стані при температурі від -18 до -20 °C та тиску 2,1 МПа. У такій фазі він добре змішується з робочою рідиною. Перехід вуглекислоти у газоподібний стан відбувається при температурі $+13$ °C. Вона виконує функцію інгібітора реакції хлороводневої кислоти та, крім того, вступає у взаємодію з гірською породою. Саме тому застосування вуглекислоти під час солянокислотних обробок є більш ефективним порівняно з використанням азоту.

При компресорному способі освоєння свердловини відбувається інтенсивне зниження вибійного тиску, що супроводжується активним надходженням рідини та газу з продуктивного пласта. Принцип дії цього способу полягає у нагнітанні газу в кільцевий простір свердловини між колоною насосно-компресорних труб і обсадною колоною. Заповнююча свердловину рідина витісняється крізь НКТ на поверхню. Коли рівень у затрубному просторі досягає підшви труб, газ проникає в колону НКТ та спричиняє дегазацію рідини. Внаслідок цього густина утвореної суміші зменшується, і її рівень починає безперервно підніматися. Досягнувши гирла свердловини, суміш викидається через НКТ. Тиск у затрубному просторі, який підтримується на максимальному значенні під час підйому суміші, при її викиді різко падає. У процесі переливання рідини та викиду суміші вибійний

тиск знижується, і свердловина переходить у режим фонтанування при певному стабілізованому робочому тиску. Після цього компресорна установка відключається. Обладнання гирла при компресорному способі освоєння свердловини показано на рис. 2.6.

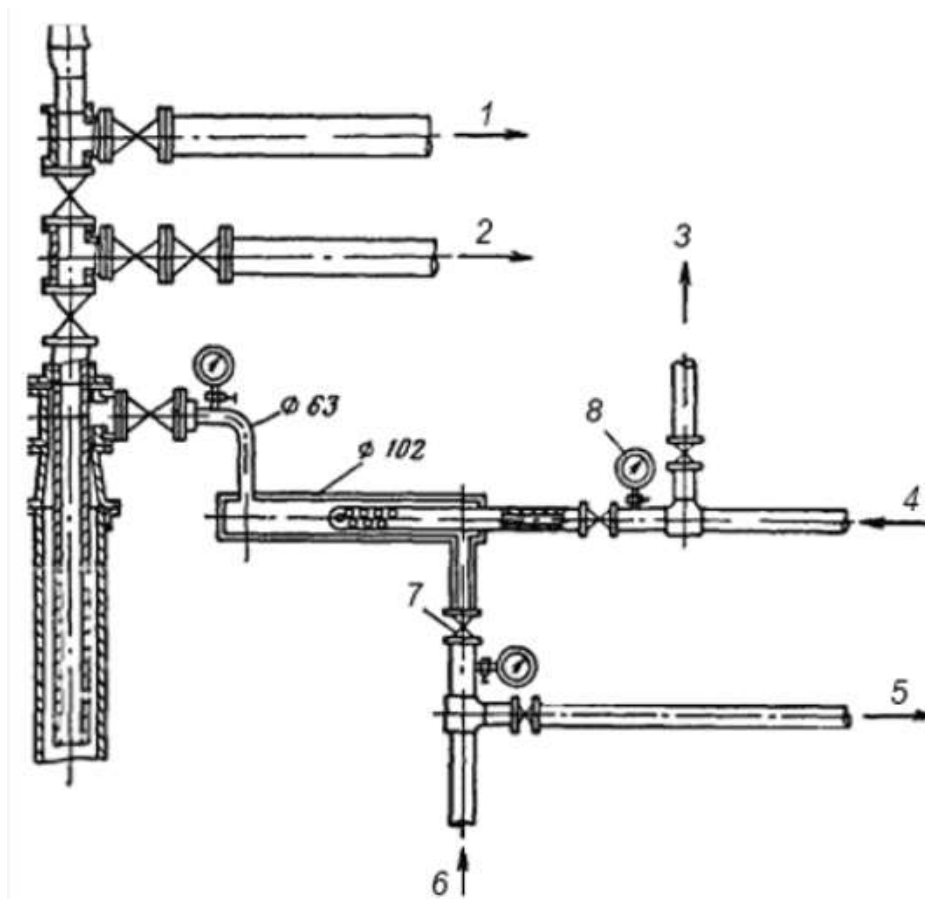


Рисунок 2.6 – Обладнання гирла для освоєння свердловини

Після освоєння свердловини компресором отримано надходження нафти з газом. Очищення свердловини проводилося трубним простором на діафрагмах 9,68 мм; 15,48 мм; 22,19 мм з короткочасними продуваннями на відкритий відвід. Загальний час очищення становив 6 годин.

Висновки за розділом 2

В технологічному розділі розроблено заходи для підвищення нафтовилучення горизонту С-9 верхньосерпуховського підярусу Радченківського родовища. З цією метою проаналізовано особливості розробки покладів нафти в карбонатних колекторах, запроектовано заходи підвищення нафтовилучення та інтенсифікації свердловин в цих умовах.

Рекомендованими напрямками підвищення коефіцієнта нафтовилучення на родовищі є технології штучного впливу на привибійну область продуктивного пласта, заходи з контролю надходження пластових вод, а також інтенсифікація та раціоналізація режимів експлуатації свердловин.

Одним із напрямів удосконалення процесу розробки покладів горизонту С-9 є залучення до експлуатації запасів нафти застійних зон. З цією метою доцільним вважається ущільнення системи розташування видобувних свердловин у поєднанні зі зміною напрямків фільтраційних потоків у пластах.

Ущільнення пропонується здійснювати як шляхом буріння нових свердловин, так і переведенням діючих із нижчележачих у вищележачі горизонти. Коригування напрямку фільтраційних потоків у пласті забезпечується введенням у роботу додаткових нагнітальних свердловин. З цією метою проєктом розробки передбачено буріння 12 видобувних та 10 нагнітальних свердловин.

У карбонатних колекторах ефективним методом впливу на пласт є низькосолонісне заводнення та оптимізація складу закачуваної води. Ці методи змінюють змочуваність породи, знижують міжфазний натяг і підвищують рухливість нафти. Для зміни змочуваності породи здійснюється коригування іонного складу для Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ , Cl^- . Рекомендується збільшувати концентрацію сульфатів.

Для кращого відмиву нафти з продуктивних колекторів додатково рекомендується створення облямівки водних розчинів поверхнево-активних речовин, яка надалі переміщується в пласт шляхом нагнітання води.

Залишкові запаси нафти в покладі перебувають у низько-пористих, малопроникних, найчастіше тріщинуватих карбонатних колекторах. Важливим актуальним напрямом удосконалення експлуатації карбонатних колекторів може бути розробка нових способів соляно-кислотного впливу по інтенсифікації припливу нафти до свердловини.

В умовах покладів високов'язкої нафти перспективним напрямом інтенсифікації свердловин є інтеграція теплових та хімічних методів дії

шляхом здійснення термокислотної обробки із застосуванням магнію.

В роботі наведена технологія проведення термокислотної обробки, виконано розрахунок необхідної кількості реагентів для приготування кислотного розчину та визначена кількість магнію для проведення термокислотної обробки пласта.

Видалення продуктів реакції кислот із пласта є завершальною стадією процесу термокислотної обробки. Освоєння свердловини після обробки здійснюється компресорним способом. Для оперативного вилучення продуктів реакції зі свердловини застосовуємо закачування зрідженого газу (вуглекислий газ), які при зниженні тиску нижче критичного переходять у газоподібний стан і, рухаючись до гирла по насосно-компресорних трубах, захоплюють рідину (реакційні продукти) та транспортують її на поверхню. Для нагнітання рідкого газу в свердловину використовується спеціалізована пересувна установка, змонтована на базі вантажного автомобіля.

РОЗДІЛ 3. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА РАДЧЕНКІВСЬКОГО НГР

3.1. Забруднення та порушення водоносних горизонтів при експлуатації нафтогазових родовищ

Нагнітання в продуктивні пласти сторонніх вод із використанням різних хімічних реагентів 2-4 класу небезпеки спричиняє низку як технологічних, так і природоохоронних проблем. Сформована рівновага між породою, нафтою та пластовою водою порушується, внаслідок чого в нафтових пластах відбуваються складні гідрохімічні процеси, серед яких практично найістотнішими є змішування нафтопромислових стоків із пластовою водою; її взаємодія з породами та вуглеводнями; зміна геотемпературних умов; а також привнесення в пласт розчиненого кисню разом із нагнітаємою водою; забруднення пластових вод під час ремонту та інтенсифікації свердловин.

На початкових стадіях розробки родовищ для підтримування пластового тиску зазвичай використовують воду з річок або верхніх водоносних горизонтів. Це спричиняє зниження мінералізації підземних вод внаслідок їх змішування з прісними або слабомінералізованими водами. Мінералізація може зменшуватися до 20-30 г/дм³, тобто концентрація компонентів пластових вод знижується в 10-15 разів. При застосуванні для заводнення прісної поверхневої або підземної слабомінералізованої води часто відбувається розклад бікарбонатів і випадання карбонатних осадів, у результаті чого знижується концентрація іонів HCO_3^- та Ca^{2+} .

Протилежний ефект спостерігається при нагнітанні мінералізованих вод: карбонатні колектори нафти й газу інтенсивно розчиняються під впливом уводимої в пласт води, насиченої вуглекислим газом (CO_2). У результаті відбувається збагачення флюїду іонами HCO_3^- , Ca^{2+} та Mg^{2+} .

Ще одним механізмом взаємодії нагнітальної води з породами є окиснення сульфідних мінералів, що містяться в породах. Окиснювальним агентом виступає розчинений у нагнітальній воді кисень. Внаслідок цього відбувається утворення сульфатів та гідроксидів металів, переважно заліза.

Шкідливі наслідки для підземних водоносних систем під час розробки

нафтових родовищ проявляються при проникненні в них:

- інородних літосферних вод у процесі законтурного та внутрішньоконтурного заводнення;
- інородних літосферних вод та вуглеводнів через неналежну ізоляцію нагнітальних і експлуатаційних свердловин;
- різноманітних хімічних сполук – інгібіторів, обважнювачів та інших компонентів бурових розчинів, а також реагентів, що використовуються в системах підтримки пластового тиску і при комплексній обробці пластів з метою зниження обводненості продукції та підвищення приймальності свердловин.

Ще одним механізмом взаємодії води з породами є окиснення сульфідних мінералів, що містяться в породах. Окиснювальним агентом виступає кисень, розчинений у нагнітальній воді. Внаслідок цього відбувається утворення сульфатів та гідроксидів металів, насамперед заліза.

При видобутку значних обсягів флюїду з надр відбувається істотна реорганізація гідродинамічної структури підземно-водного басейну з утворенням антропогенних гідродинамічних інверсій. У нафтогазопромисловому регіоні формується депресія тиску підземних вод нижнього гідрогеологічного горизонту, зумовлена тривалою та інтенсивною експлуатацією нафтових родовищ. Контраст напору між пластовими солоними водами та зонами прісних вод щорічно посилюється. Порушення рівноваги гідродинамічної системи активує процеси, спрямовані на її квазістабілізацію, що призводить до міжпластових перетоків інородних підземних вод через тріщинуваті канали та гідрогеологічні вікна.

На основі аналізу стану якості підземних вод Радченківського родовища встановлено, що моніторинг гідрогеологічних умов у межах нафтогазовидобувного району здійснюється епізодично, а система контрольно-спостережних свердловин для оцінки якості підземних вод характеризується недостатньою ефективністю та структурною недосконалістю.

3.2. Методи очищення пластових вод від техногенного забруднення

Згідно із Законом України “Про охорону надр і навколишнього середовища” [14], а також нормативними документами про охорону навколишнього середовища [15, 16, 17, 18] в процесі експлуатації свердловин на нафту і газ потрібно проводити планомірні й постійні екологічні заходи щодо охорони надр і навколишнього середовища.

Під час очищення зворотних пластових вод застосовуються, як автономно, так і в різних комбінаціях, наступні підходи:

1. Хімічні методи – нейтралізація; флокуляція; коагуляція; реагентна окисно-відновна обробка;
2. Фізико-хімічні методи – флотація; зворотний осмос; сорбція (адсорбція); іонообмінна сорбція; кристалізація; перегонка (дистиляція); ультрафільтрація; десорбція; тощо;
3. Біологічні методи – біологічна очистка за участю мікроорганізмів або біоінженерних систем;
4. Електрохімічні методи – електроліз та інші електрохімічні процеси;
5. Термічні методи – теплова обробка та термічна деструкція забруднень.

Рівень біохімічного окиснення багатьох органічних забруднювачів зворотних пластових вод є низьким. Показник, що визначається як відношення повного біохімічного споживання кисню речовиною до її хімічного споживання, відображає ефективність біологічного очищення і для окремих класів сполук має такі значення: нафта різних родовищ – 0,05-0,12; продукти прямої перегонки нафти (бензини, гас тощо) – 0,02-0,14; вуглеводні – 0,15-0,5; галогенвмісні вуглеводні – 0,35. Відомо, що феноли та їх негалогеновані похідні піддаються біохімічному окисненню повільно, при цьому їхній показник становить 0,55-0,75, а для альдегідів і карбонових кислот цей індекс коливається в межах 0,65-0,95. Ступінь біохімічного окиснення сполук, що містять сірку та азот, варіює в широкому діапазоні – від 0,02 до 0,95.

Сорбційний метод забезпечує високий ступінь очищення зворотних пластових вод і належить до найбільш ефективних технологій.

Експлуатаційний досвід свідчить, що витрати на сорбційну обробку можуть сягати до 30 % загальної вартості процесу. Тому для зниження навантаження на фільтрувальні елементи застосовують комбіновані технологічні схеми з використанням відстійників, нафтовловлювачів або флотаторів у поєднанні з фільтраційними установками.

У технологічній організації процесу розрізняють сорбцію в статичних та динамічних режимах. У статичному режимі здійснюють інтенсивне змішування оброблюваної води з сорбентом з подальшим розділенням фаз шляхом відстоювання, фільтрації тощо. Такий підхід реалізується як періодичний процес, що зумовило його широке поширення.

Послідовне введення сорбенту в очищувану воду, відоме як багатоступенева екстракція, дозволяє видаляти забруднення до будь-якого заданого рівня концентрації. Через відсутність адекватних математичних моделей сорбційного процесу та недостатню інформацію про повний і детальний склад забруднень, необхідний для застосування таких моделей, у практиці переважно використовують експериментальні дані. У кожному конкретному випадку за допомогою спеціалізованої оперативної методики досліджень на реальних стічних водах або їхніх аналогах отримують вихідні параметри для розрахунку та проєктування очисних споруд.

Сорбція в динамічному режимі є безперервним процесом. Вона характеризується суттєвими технологічними, експлуатаційними та економічними перевагами порівняно зі статичним режимом. Реалізація сорбції здійснюється в апаратах різної конструкції з нерухомими або рухомими шарами адсорбенту.

Фільтр з насипним шаром є найпростішою конструкцією: це колона зі стаціонарним шаром адсорбенту, через який пропускають зворотні пластові води. Швидкість фільтрації визначається концентрацією забруднень і за фракційного складу адсорбенту з розмірами зерен 1-5 мм коливається в межах 1-7 м/год. У практичній експлуатації для очищення зворотних пластових вод найширше застосовують гідрофобні фільтри. Такі пристрої відносять до

фізико-хімічних методів водоочищення.

Переваги таких фільтрів полягають у наступному:

1. Буферна функція фільтра забезпечує можливість прийому скидів мінералізованих і нафтовмісних стоків без погіршення характеристик фільтрату;

2. Висока ефективність очищення від нафти та нафтопродуктів навіть за підвищеної мінералізації води – до 10 г/дм³.

Подальше підвищення якості зворотних пластових вод забезпечується фізико-хімічними підходами, зокрема шляхом флотації та фільтрування.

Поступлення рідини та газу до вибою експлуатаційних свердловин зумовлюється різницею тисків між пластовим колектором і вибоєм свердловини.

Природна пластова енергія не забезпечує повного вилучення нафти та заданих темпів експлуатації родовищ. Для підвищення коефіцієнта вилучення вуглеводнів із пласта і досягнення необхідних темпів розробки широко застосовують методи підтримки пластового тиску, зокрема шляхом інжекції (закачування) води у вуглеводнево-насичений колектор.

Практика експлуатації нафтових покладів із впровадженням водонапірних заходів показує, що інжекція води в колектор підвищує інтенсивність розробки родовища та забезпечує значне зростання віддачі нафти. Для водонапірних операцій використовують прісні, пластові, підтоварні, поверхневі, промислові й дренажні водні ресурси.

Відпрацьовані води нафтопромислових об'єктів є багатокомпонентним середовищем, що включає підземні пластові води, витягнуті разом із нафтою; прісні водні потоки, утворені при знесоленні нафти; промислові стоки експлуатаційних служб; а також підтоварні і поверхневі водні ресурси.

Доля пластових вод у складі стічних нафтопромислових вод складає близько 80-90 %, що є визначальним фактором їхніх експлуатаційних характеристик. Пластові води переважно відносяться до хлоркальцієвого гідрохімічного типу з мінералізацією від 1 до 100 г/дм³. Зворотні пластові води

характеризуються значним вмістом диспергованої нафти – 4000-5000 мг/дм³, та високою концентрацією твердих зважених домішок – до 2500-3000 мг/дм³. Контакт твердих часток з нафтою призводить до часткової гідрофобізації їхньої поверхні та відповідної модифікації молекулярно-поверхневих властивостей.

Діапазон розмірів зважених частинок охоплює значення від одиниць мкм до 100 мкм. Присутність дрібнодисперсних нафтових глобул у воді, що подається в пласт, призводить до засмічення фільтраційного тракту і зростання опору фільтрації. На відміну від твердих зважених часток, нафтові глобули демонструють широку полідисперсність через їхню здатність до подрібнення під впливом прикладених сил. Ступінь дисперсності визначається вмістом гідрофільних і ліпофільних ПАВ, колекторними властивостями пласта, типом насосного обладнання та фізико-хімічними характеристиками води й нафти. Розміри емульсійних включень нафти змінюються від 0,01 до 1000 мкм.

На основі широкого комплексу лабораторних і промислових досліджень, виконаних провідними науковими центрами, визначено нормативні вимоги до параметрів води, що подається в пласти. Галузеві норми передбачають, що при взаємодії нагнітальної води з пластовою водою та колекторною породою в умовах пласта допустиме зниження фільтраційних показників до 20 %. Для забезпечення експлуатаційної сумісності розміри частинок завислих речовин і нафтових глобул у 90 % проб мають бути не більші за 5 мкм для колекторів з проникністю більше 0,1 мкм² і не більші за 1 мкм² для колекторів з проникністю менше 0,1 мкм².

Вимоги до якості води виконуються при підготовці відпрацьованих пластових вод для нагнітання за допомогою відносно простих гравітаційних технологій без істотних фінансових витрат. Водночас промислові спостереження свідчать, що інжекційна спроможність нагнітальних свердловин при використанні таких вод зменшується інтенсивніше, ніж при застосуванні більш чистих прісних вод. Зниження інжекційної спроможності

зумовлює необхідність додаткових витрат на підвищення нагнітального тиску та частіше проведення капітальних ремонтів для відновлення приймальності свердловин.

Вода, що видобувається разом із нафтою, перед інжекцією в пласт має відповідати встановленим вимогам, насамперед за вмістом нафти, концентрацією зважених часток та загальною мінералізацією. Зокрема, вміст нафти має бути меншим за 5 мг/дм^3 , концентрація зважених часток – у межах $1\text{-}5 \text{ мг/дм}^3$, а загальна мінералізація не повинна перевищувати 1000 мг/дм^3 .

Запропоновано методику підготовки води для закачування в пласти, що експлуатуються на завершальному етапі розробки. Виконано розробку варіанта очисного комплексу і технології водопідготовки пропускною здатністю $6000 \text{ м}^3/\text{добу}$ (рис. 3.1).

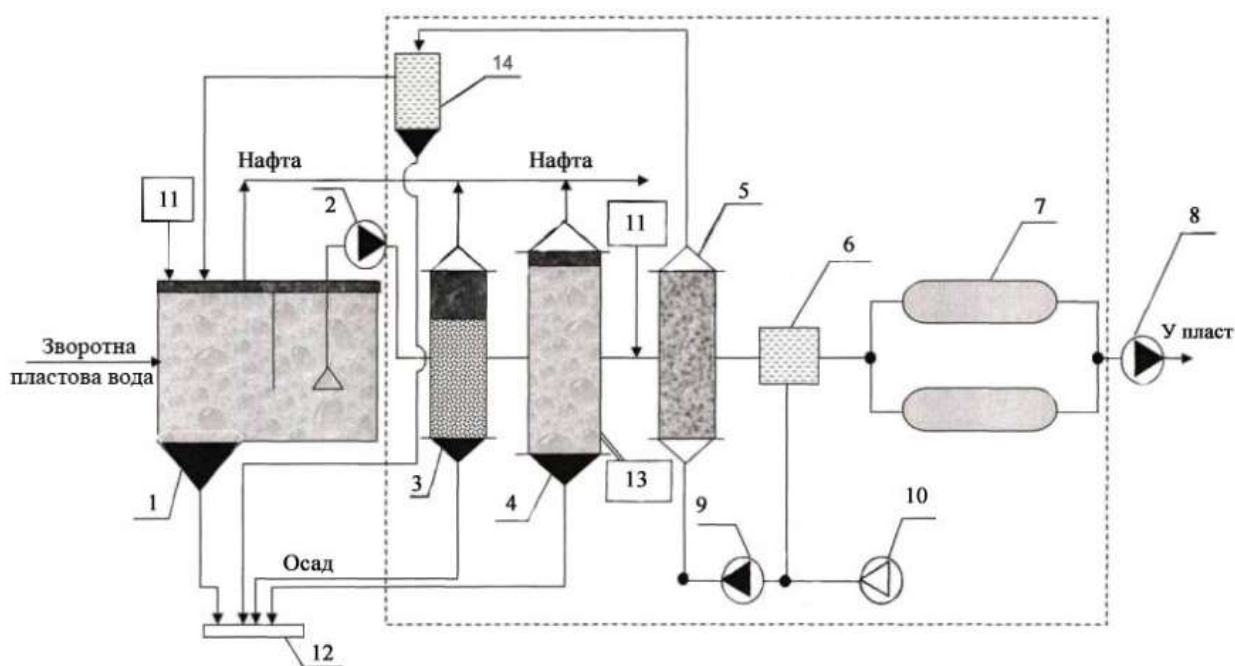


Рисунок 3.1. Технологічна схема установки для очистки зворотних пластових вод

- 1 – накопичувач; 2 – насосна станція; 3 – гідрофобний фільтр;
 4 – електрофлотатор; 5 – фільтр з силіційованим кальцитом; 6 – резервуар для чистої води; 7 – ультрафіолетові лампи; 8 – куцова насосна станція;
 9 – промивний насос; 10 – компресор; 11 – реагентне господарство;
 12 – майданчик для зневоднення осаду; 13 – джерело електроживлення;
 14 – відстійник.

З резервуара 1 відпрацьована пластова вода подається насосом від насосної установки 2 до фільтра з гідрофобною поверхнею 3. Початковий вміст нафти може досягати 100 мг/дм^3 , а концентрація завислих часток – до 300 мг/дм^3 . Після цього вода надходить у електрофлотатор 4, де відбувається первинна стадія видалення нафти та зважених домішок.

У фільтрі з зернистим мінеральним матеріалом 5 здійснюється додаткове очищення води від забруднень. Для цього перед фільтром дозують хімічний реагент, який спричиняє утворення пластівців гідроксидів металів на поверхні зерен фільтрувального середовища. У такому режимі апарат працює як контактний коагулятор, а сам пристрій позначають як контактний фільтр. Фільтр заповнений спеціалізованим фільтрувальним матеріалом – силіційованим кальцитом, що має каталізаторні властивості, прискорює формування гідроксидних осадів металів і підвищує ефективність видалення забруднень.

Очищена зворотна пластова вода акумулюється в резервуарі чистої води 6, піддається ультрафіолетовій дезінфекції лампами 7 і надалі закачується в пласт. Фільтр 5 промивають зворотним потоком води та повітря за допомогою насоса 9 і компресора 10; промивні стоки після відстоювання повертаються в основну частину очисної установки.

Нафта відокремлюється з накопичувача 1, гідрофобного фільтра 3 і флотатора 4 та додається до товарної нафти. Осад вилучають із накопичувача 1, гідрофобного фільтра 3, флотатора 4 і відстійника 14 і направляють на майданчик зневоднення осаду 12.

Систему підтримування пластового тиску слід розглядати як замкнуту систему водопостачання, що відповідає відповідним технічним вимогам. Рециркульована пластова вода має бути хімічно та корозійно стійкою щодо конструкційних матеріалів при контакті з породою колектора та при змішуванні з пластовою водою, очищеною від завислих часток і нафтопродуктів, а також мікробіологічно безпечною для пласта.

Одночасно нагнітальна вода виконує роль нафтовитіснювального

агента, від характеристик якого залежать ступінь охоплення пласта фільтраційним процесом, фільтраційний опір пласта, тиск нагнітання, а також ефективність витіснення нафти і кінцева нафтопродуктивність.

Рециркульовані пластові води являють собою дисперсну систему, у якій дисперсійним середовищем виступає вода, а дисперсною фазою — нафта, нафтопродукти та зважені частки. Для такої системи характерні велика питома площа міжфазного контакту та підвищена стійкість дисперсії. Краплини нафти, дисперговані у водному середовищі, піднімаються до поверхні під дією архімедової сили; швидкість їхнього підйому визначається законом Стокса і залежить від різниці густин води й нафти, динамічної в'язкості води та радіуса краплин. Приблизно 70 % краплин мають розміри менше 10 мкм; швидкість підйому таких частинок становить мікрометри в секунду. Подібні частинки доцільно розглядати як практично нерухомі, а їхні поверхні — як близькі до сферичних.

Краплини нафти розміром близько 100 мкм ефективно видаляються зі зворотних пластових вод шляхом седиментації. Натомість седиментаційними методами неможливо відокремити дрібнодисперсні краплини розміром у кілька мікрометрів; для їх видалення доцільно застосовувати флотаційні технології. Флотаційне очищення полягає в адгезії краплин нафти до бульбашок газу з наступним піднесенням цих комплексів на поверхню та утворенням пінного шару.

Під час молекулярної адгезії краплин нафти до газової бульбашки відбувається зниження поверхневої енергії міжфазних шарів; молекулярне прилипання обумовлене поверхневими явищами. Поверхневі процеси відіграють ключову роль у флотаційному очищенні зворотних пластових вод, однак для керування цим процесом слід враховувати молекулярні, гідродинамічні, електростатичні та гравітаційні сили.

Висновок за розділом 3

В ході виконання розділу «Охорона навколишнього середовища Радченківського НГР» розглянуто забруднення та порушення водоносних

горизонтів при експлуатації нафтогазових родовищ, запропоновано методи очищення пластових вод від техногенного забруднення.

Нагнітання в продуктивні пласти сторонніх вод із використанням різних хімічних реагентів 2-4 класу небезпеки спричиняє низку як технологічних, так і природоохоронних проблем.

На початкових стадіях розробки родовищ для підтримування пластового тиску зазвичай використовують воду з річок або верхніх водоносних горизонтів. Це спричиняє зниження мінералізації підземних вод внаслідок їх змішування з прісними або слабомінералізованими водами. Мінералізація може зменшуватися до 20-30 г/дм³, тобто концентрація компонентів пластових вод знижується в 10-15 разів. При застосуванні для заводнення прісної поверхневої або підземної слабомінералізованої води часто відбувається розклад бікарбонатів і випадання карбонатних осадів, у результаті чого знижується концентрація іонів HCO_3^- та Ca^{2+} .

Під час очищення зворотних пластових вод застосовуються, як автономно, так і в різних комбінаціях, наступні підходи:

6. Хімічні методи – нейтралізація; флокуляція; коагуляція; реагентна окисно-відновна обробка;

7. Фізико-хімічні методи – флотація; зворотний осмос; сорбція (адсорбція); іонообмінна сорбція; кристалізація; перегонка (дистиляція); ультрафільтрація; десорбція; тощо;

8. Біологічні методи – біологічна очистка за участю мікроорганізмів або біоінженерних систем;

9. Електрохімічні методи – електроліз та інші електрохімічні процеси;

10. Термічні методи – теплова обробка та термічна деструкція забруднень.

РОЗДІЛ 4. ВИМОГИ ДО ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1. Отруйні хімічні реагенти для проведення кислотних обробок

У нафтовидобувній практиці кислотні обробки пластів проводять із застосуванням сильних мінеральних кислот та їхніх похідних. Багато з цих реагентів є токсичними й небезпечними для здоров'я та довкілля [19]:

Соляна кислота (HCl) – основний реагент для обробки карбонатних порід. Має сильну корозійну дію, виділяє токсичні пари. Пари соляної кислоти сильно подразнюють дихальні шляхи та слизові оболонки, тривалий вплив парів соляної кислоти може спричинити катар дихальних шляхів, помутніння рогівки очей. При дії на шкіру викликає опіки та подразнення.

Фтористоводнева кислота (HF) – застосовується для обробки піщаних колекторів, розчиняє кремнезем. Надзвичайно небезпечна: викликає важкі хімічні опіки та системну інтоксикацію.

Суміші $\text{HCl} + \text{HF}$ (так звана глинокислота) – використовуються для очищення від глинистих та кремнеземних домішок.

Інгібітори корозії та поверхнево-активні речовини, що додаються до кислотних розчинів, також можуть бути токсичними.

Органічні кислоти (наприклад, оцтова) – менш агресивні, але теж токсичні у високих концентраціях.

Бензолсульфонова кислота ($\text{C}_6\text{H}_5\text{SO}_3\text{H}$) характеризується вмістом активної монобензолсульфонової кислоти на рівні 92%. Густина даного реагенту становить 1300 кг/м^3 . БСК є кристалічним продуктом, що постачається у герметичних оцинкованих барабанах масою 115 кг, що еквівалентно 105 кг чистої активної речовини. Даний реагент чинить подразнювальний вплив на слизові оболонки та шкірні покриви.

Усі зазначені вище хімічні сполуки необхідно зберігати у закритих приміщеннях із належною вентиляцією. У місцях складування реагентів слід встановлювати інформаційні таблички з позначенням відповідних речовин та попереджувальні знаки «Отруйно».

4.2. Вимоги техніки безпеки при проведенні спуско-підйомних операцій під час кислотних обробок

В Україні регулювання питань охорони праці і виробничого ризику здійснюються законодавчими актами і нормативними документами головними з яких є закони «Про охорону праці» [20], «Основи законодавства України про охорону здоров'я» [21], «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань які спричинили втрату працездатності» [22]. Впроваджується також у виробництво концепція “Загальнодержавної програми поліпшення стану безпеки, гігієни праці і виробничого середовища на 2012-2016 р.р.» [23].

Перед початком спуско-підйомних операцій персоналу вахти необхідно провести інструктаж з питань охорони праці із фіксацією факту його здійснення у відповідному журналі реєстрації.

Персонал вахти зобов'язаний здійснити контроль технічного стану обладнання, допоміжних пристроїв та інструментів відповідно до розподілених функціональних обов'язків між працівниками зміни. Виконання спуско-підйомальних операцій забороняється у випадку неповного складу вахти або за наявності несправностей у роботі обладнання та інструментів.

У процесі підйому необхідно здійснювати очищення зовнішньої поверхні труб від бурового розчину та проводити їхній візуальний контроль. Комплекс обладнання для виконання спуско-підйомальних робіт має бути оснащений спеціальними пристроями, призначеними для очищення поверхні труб під час підйому.

Забороняється здійснювати закручування та розгвинчування різьбових з'єднань труб із застосуванням пенькового чи сталевго каната шляхом використання катушки бурової лебідки без залучення канатоутримувача або універсального кругового ключа.

Розгвинчування різьбових з'єднань труб необхідно здійснювати із застосуванням пневматичного розгвинчувача. Виконання розгвинчування різьбових з'єднань за допомогою ударів ротором категорично забороняється.

Тяговий елемент пневматичного розгвинчувача повинен бути закріплений до штока пневмоциліндра канатною втулкою, заплетенням або трьома затискачами. Кріплення каната шляхом зав'язування вузла не допускається.

Не допускається перебування персоналу в зоні дії механізованих, автоматизованих та інших підвісних ключів, а також поблизу натягнутих канатів.

Забороняється застосовувати ланцюгові ключі для загвинчування та розгвинчування різьбових з'єднань труб із використанням котушки лебідки.

Не допускається застосування перевернутих елеваторів під час нарощування інструменту.

Забороняється здійснювати подачу свічок насосно-компресорних труб вручну на підсвічник та у зворотному напрямку – з підсвічника до ротора, а також перебувати в зоні їхнього переміщення.

Гачки, розташовані на полатях верхового та інші допоміжні пристрої, призначені для заведення та виведення свічок насосно-компресорних труб, повинні бути надійно закріплені до конструктивних елементів бурової вежі. Рукоятки гачків необхідно обварювати зварюванням для запобігання їхньому розгинанню та випадінню з пенькового чи сталевго каната, яким здійснюється кріплення гачка.

Підйомний елеватор повинен бути повернений створками у бік робочого місця верхового працівника.

На полицях верхнього ярусу, перехідних майданчиках та маршових сходах забороняється розміщувати незакріплені предмети.

Монтаж елеватора на трубу дозволяється лише після повної зупинки труби або колоні труб.

Під час виконання штропування з провущин елеватора та при їх виведенні з провущин необхідно захоплювати штроп на відстані не менше 450 мм від нижнього краю штропа.

Під час виконання операцій зі спуску та підйому труб забороняється наближатися до ротора та підносити ключі або інші інструменти.

Під час підйомно-спускових операцій забороняється експлуатувати несправні елеватори, зокрема за наявності значного люфту в шарнірних з'єднаннях, тріщин у конструктивних елементах, дефектів фіксувальних пристосувань або зносу деталей.

Експлуатація несправних штропів забороняється під час виконання робіт, зокрема при некоректному монтажі, наявності дефектів, невідповідності довжин штропів, а також у випадку, коли штропи не пройшли дефектоскопічний контроль.

Верховому працівнику заборонено виконувати роботи без страхувального пояса. Потрібно перевірити наявність та правильність надягання пояса у верхового працівника перед початком спуско-підйомних операцій.

Під час введення наступної НКТ у муфту необхідно захоплювати трубу вище замкового з'єднання; забороняється перебувати на обертовій частині ротора; слід контролювати, щоб матеріал спецодягу не потрапляв у різьбове з'єднання.

Забороняється знімати пеньковий канат зі свічі до повного закриття елеватора та спрямовувати свічу в елеватор до його остаточної зупинки.

Під час приймання та подачі свічі верховий працівник повинен застосовувати пеньковий канат, закріплений на стаціонарних люльках за конструктивними елементами вишки.

Під час опускання інструмента забороняється виводити наступну свічу, поки талевий блок не пройде нижче рівня полатей.

Під час підйому інструменту необхідно контролювати підливання рідини в свердловину.

Під час встановлення НКТ-свічі в елеватор або її вивільнення з елеватора верховому працівнику не дозволяється ставати на перила робочої платформи, на край люльки, нахилитися через борт люльки чи огороження, а також підкладати під ноги будь-які предмети.

Не дозволяється здійснювати контроль остаточного докручування

різьбових з'єднань НКТ та перехідників у наступних випадках:

- під час виконання робіт з розкручування та докручування різьбових з'єднань або при обертанні ротора;
- коли на елементах колони труб розміщені машинні, автоматичні або інші ключі;
- під час подачі бурильного інструменту до ротора або його встановлення на підсвічник;
- при монтажі або вилученні робочої труби зі шурфа;
- під час затягування в бурову трубу або вилучення труби з бурової установки.

Експлуатація елеваторів із звуженим прохідним отвором, що виник унаслідок напливів або інших дефектів, забороняється.

Контроль остаточного докручування різьбових з'єднань елементів НКТ забороняється виконувати безпосереднім дотиком руками; для цього слід застосовувати металеві щупи.

Роботи з розблокування елеваторів та штропів, заклиених під час спуско-підйомних операцій, повинні проводитися під керівництвом відповідального інженера з техніки безпеки.

Підйом колони НКТ дозволяється лише після встановлення підйомних штропів у обидва вушка елеватора та їхнього надійного закріплення.

Забороняється стягування труб за методом «ланцюжка».

При формуванні колони труб шляхом подачі з стелажів слід перевіряти правильність розміщення труб на стелажах, відсутність умов для їх самовільного зісковзування на містки та наявність придатних упорів проти розкочування.

Складання труб на стелажах необхідно здійснювати відповідно до чинних вимог і нормативів, передбачаючи заходи щодо запобігання їх самовільному скочуванню та переміщенню. Не допускається розкручування різьбових з'єднань труб із використанням важеля як додаткового зусилля. Також забороняється навантажувати машинний ключ на трубі ломом або

затягувати затискні елементи (губки) ключа із застосуванням лома.

Взимку, за недостатнього зусилля пневматичного розкручувача або при руйнуванні різьбового з'єднання, муфту слід прогріти парою. Забороняється наносити удари по замкових з'єднаннях труб за наявності на них машинних ключів, що перебувають у стані натягу.

Під час підйому труби з містків або її викиду на містки необхідно забезпечувати контроль за тим, щоб елеватор був зафіксований і орієнтований замком вгору. Заборонено перебувати під трубою, перетинати її або знаходитися в зоні її переміщення.

Елеватор слід подавати на ротор і знімати з ротора за допомогою помірного зусилля та при зачинених ствірках елеватора. Особливу обережність необхідно дотримуватися при відкритті елеватора, розташованого на трубі під час її викиду на містки. Забороняється просовувати руки через стропу позаду елеватора зі сторони ротора та перебувати в зоні небезпеки переміщуваної труби.

Під час складання та викидання труб на містках і на буровому майданчику не повинно бути зайвих предметів.

Забороняється перебувати біля нижнього кінця труби під час її шаблонування, брати нижній кінець труби руками або розташовуватися в напрямку виходу шаблону з труби.

Робочі місця мають бути очищені від розчинів, забруднень, снігу та льоду.

Пеньковий канат, що застосовується для захисту бурильних свіч, у своїй основі має мати звуження поперечного перерізу з метою запобігання руйнуванню люльки при захопленні каната талевим блоком.

Під час виконання СПО, нарощування, складання та розбирання інструменту члени вахти повинні перебувати в полі зору.

Забороняється відгвинчувати або розкривати різьбові з'єднання труб машинними ключами, коли важіль ключа розташований на рівні або вище верхнього затискного пристосування ключа.

4.3. Оцінювання рівня травматизму на нафтогазовидобувному підприємстві

Оцінювання рівня травматизму на нафтогазовидобувному підприємстві здійснюється через аналіз статистики нещасних випадків, визначення коефіцієнтів частоти та тяжкості травматизму, а також оцінку ризиків за допомогою спеціальних методик. Зокрема здійснюється системне управління охороною праці, розробка програм з охорони праці, проводиться постійне навчання персоналу. Ці заходи регламентуються стандартами управління охороною праці [24].

Оцінити рівень травматизму за рік на нафтогазовидобувному підприємстві із кількістю робітників $P = 675$ чоловік. Кількість нещасних випадків на підприємстві за рік $n = 4$. Сумарна тривалість непрацездатності працівників за результатами закритих лікарняних листків, оформлених у зв'язку з нещасними випадками, дорівнює $D = 120$.

Кількісна характеристика виробничого травматизму застосовується у процесі статистичного аналізу нещасних випадків на виробництві. Для цього визначаються індикатори частотності травматизму, його інтенсивності та рівня тимчасової непрацездатності. Зазначені коефіцієнти забезпечують можливість простежувати тенденції розвитку травматизму на підприємстві та здійснювати порівняльний аналіз із іншими виробничими структурами.

Визначаємо коефіцієнт частоти травматизму, що показує кількість випадків травматизму на 1000 робітників за формулою:

$$K_{\text{ч}} = \frac{n \cdot 10^3}{P}, \quad (4.1)$$

де n – кількість випадків травматизму за рік; P – середня кількість робітників на підприємстві за той же період часу.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4 \cdot 10^3}{675} = 5,9.$$

Визначаємо коефіцієнт тяжкості виробничого травматизму, що показує яка кількість днів непрацездатності припадає на один нещасний випадок:

$$K_{\text{т}} = \frac{D}{n},$$

де D – кількість днів непрацездатності по закритих лікарняних листках облікованих нещасних випадків за звітний період часу.

$$K_T = \frac{120}{4} = 30.$$

Визначаємо коефіцієнт непрацездатності:

$$K_{\text{в.вт}} = K_{\text{ч}} \cdot K_T;$$

$$K_{\text{в.вт}} = 5,9 \cdot 30 = 177.$$

Окрім статистичного підходу до аналізу виробничого травматизму, застосовуються й інші дослідницькі методики, зокрема топографічний, монографічний, економічний, анкетний та метод експертних оцінок.

Топографічний підхід базується на нанесенні на план виробничого цеху чи підприємства позначок у місцях виникнення нещасних випадків. Такий спосіб дає змогу візуально ідентифікувати ділянки з підвищеним рівнем небезпеки, що потребують детального аналізу та превентивних заходів. Регулярне повторення випадків травматизму на певних територіях свідчить про недостатній рівень організації охорони праці на відповідних об'єктах. Ці зони підлягають особливому контролю, проводиться дослідження причин виникнення травм. За результатами додаткового обстеження визначаються чинники, що спричинили інциденти, та розробляються поточні й довгострокові заходи щодо їх запобігання для кожного конкретного виробничого об'єкта.

Метод економічного аналізу передбачає системне вивчення матеріальних і соціальних збитків, що виникають унаслідок виробничих травм. Його використання дозволяє обґрунтувати ефективність та доцільність фінансування профілактичних програм і заходів з підвищення рівня безпеки праці.

Монографічний підхід передбачає всебічне дослідження комплексу умов праці, технологічних процесів, оснащення робочих місць, трудових прийомів, санітарно-гігієнічних параметрів, а також засобів колективного й індивідуального захисту. Ця методика ґрунтується на аналізі небезпечних і шкідливих виробничих чинників, характерних для окремих ділянок

виробництва, обладнання чи технологічних операцій. У межах даного методу здійснюється поглиблене вивчення всіх обставин нещасного випадку, а за потреби проводяться спеціалізовані дослідження та експериментальні випробування.

Метод експертного оцінювання ґрунтується на висновках фахівців щодо умов праці та на встановленні відповідності технологічного обладнання, пристроїв, інструментів і виробничих процесів вимогам чинних стандартів та ергономічних норм, які висуваються до машин, механізмів, устаткування, робочих інструментів і пультів керування.

Метод анкетування застосовується для дослідження виробничого травматизму на основі відповідей працівників, отриманих шляхом заповнення опитувальних листів. На підставі зібраної інформації формуються профілактичні заходи, спрямовані на мінімізацію ризику виникнення нещасних випадків.

Систематичне дослідження виробничого травматизму із застосуванням комплексного підходу та різноманітних методик становить невід'ємний елемент результативної системи менеджменту охорони праці на будь-якому виробничому об'єкті. Такий підхід сприяє зменшенню ймовірності травмування та професійних захворювань, оптимізації умов праці, збереженню здоров'я й працездатності персоналу, а також формуванню позитивного іміджу та підвищенню репутації роботодавця.

Висновок за розділом 4

В ході виконання розділу «Вимоги до техніки безпеки та охорони праці» розглянуто отруйні хімічні реагенти для проведення кислотних обробок, наведено вимоги техніки безпеки при проведенні спуско-підйомних операцій під час кислотних обробок, виконано розрахунок оцінювання рівня травматизму на нафтогазовидобувному підприємстві.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

Продуктивність нафтових та газових свердловин визначається станом привибійної зони продуктивного пласта, що характеризується насамперед його проникністю, тобто здатністю забезпечувати фільтрацію вуглеводнів до вибою свердловини.

Протягом усього періоду експлуатації свердловини спостерігається засмічення привибійної зони пласта продуктами руйнування гірських порід та асфальтосмолопарафіністими відкладеннями, що зумовлює зниження проникності продуктивного пласта, погіршення його гідродинамічного контакту зі свердловиною та відповідне скорочення дебіту.

Вирішення проблеми підвищення рівня видобутку та зростання коефіцієнта вилучення вуглеводнів, зокрема нафти, убачають у розробленні та впровадженні спеціалізованих технологій інтенсифікації, спрямованих на збільшення дебіту свердловин.

Перспективним напрямом інтенсифікації нафтовидобутку в таких умовах є інтеграція теплових та хімічних методів дії. Дослідження показали, що близько 90 % наукових публікацій припадає на США, де досягнуто найбільш вагомих результатів у розробленні методів обробки привибійної зони нафтових, газових і газоконденсатних свердловин. Ймовірність успішної реалізації технології термохімічного впливу під час обробки привибійної області становить 60-70 %.

В якості об'єкта дослідження на родовищі було вибрано поклад горизонту С-9 Верхньосерпуховського підярусу, що складений карбонатно-теригенними породами. Пористість переважно вторинна, утворена за рахунок тріщинуватості, кавернозності та карстових процесів. Проникність нерівномірна, локально підвищена у зонах тріщинуватості, може значно варіювати від дуже низької до достатньої для промислових припливів. Нафта в'язка високопарафініста.

В технологічному розділі розроблено заходи для підвищення нафтовилучення горизонту С-9. З цією метою проаналізовано особливості

розробки покладів нафти в карбонатних колекторах, запроектовано заходи підвищення нафтовилучення та інтенсифікації свердловин в цих умовах.

Рекомендованими напрямками підвищення коефіцієнта нафтовилучення на родовищі є технології штучного впливу на привибійну область продуктивного пласта, заходи з контролю надходження пластових вод, а також інтенсифікація та раціоналізація режимів експлуатації свердловин.

Одним із напрямів удосконалення процесу розробки покладів горизонту С-9 є залучення до експлуатації запасів нафти застійних зон. З цією метою доцільним вважається ущільнення системи розташування видобувних свердловин у поєднанні зі зміною напрямків фільтраційних потоків у пластах.

Ущільнення пропонується здійснювати як шляхом буріння нових свердловин, так і переведенням діючих із нижчележачих у вищележачі горизонти. Коригування напрямку фільтраційних потоків у пласті забезпечується введенням у роботу додаткових нагнітальних свердловин. З цією метою проєктом розробки передбачено буріння 12 видобувних та 10 нагнітальних свердловин.

У карбонатних колекторах ефективним методом впливу на пласт є низькосолонісне заводнення та оптимізація складу закачуваної води. Ці методи змінюють змочуваність породи, знижують міжфазний натяг і підвищують рухливість нафти. Для зміни змочуваності породи здійснюється коригування іонного складу для Ca^{2+} , Mg^{2+} , SO_4^{2-} , Na^+ , Cl^- . Рекомендується збільшувати концентрацію сульфатів.

Для кращого відмиву нафти з продуктивних колекторів додатково рекомендується створення облямівки водних розчинів поверхнево-активних речовин, яка надалі переміщується в пласт шляхом нагнітання води.

Залишкові запаси нафти в покладі перебувають у низько-пористих, малопроникних, найчастіше тріщинуватих карбонатних колекторах. Важливим актуальним напрямом удосконалення експлуатації карбонатних колекторів може бути розробка нових способів соляно-кислотного впливу по інтенсифікації припливу нафти до свердловини.

В умовах покладів високов'язкої нафти перспективним напрямом інтенсифікації свердловин є інтеграція теплових та хімічних методів дії шляхом здійснення термокислотної обробки із застосуванням магнію.

В роботі наведена технологія проведення термокислотної обробки, виконано розрахунок необхідної кількості реагентів для приготування кислотного розчину та визначена кількість магнію для проведення термокислотної обробки пласта.

Видалення продуктів реакції кислот із пласта є завершальною стадією процесу термокислотної обробки. Освоєння свердловини після обробки здійснюється компресорним способом. Для оперативного вилучення продуктів реакції зі свердловини застосовуємо закачування зрідженого вуглекислого газу.

В ході виконання розділу «Охорона навколишнього середовища Радченківського НГР» розглянуто забруднення та порушення водоносних горизонтів при експлуатації нафтогазових родовищ, запропоновано методи очищення пластових вод від техногенного забруднення.

У розділі «Вимоги до техніки безпеки та охорони праці» розглянуто отруйні хімічні реагенти для проведення кислотних обробок, наведено вимоги техніки безпеки при проведенні спуско-підйомних операцій під час кислотних обробок, виконано розрахунок оцінювання рівня травматизму на нафтогазовидобувному підприємстві.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ЛІТЕРАТУРИ

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. І. Східний нафтогазоносний регіон / [М.М. Іванюта, В.О. Федішин, Б.І. Деніга та ін.]. – Львів: Центр Європи, 1998. – 500 с.
2. Особливості геоморфологічної та геологічної будови Полтавської області / Ю.Й. Великодний, С.В. Біда, А.М. Ягольник, О.Ю. Пашенко, В.С. Житник // Збірник наукових праць. Сер. : Галузеве машинобудування, будівництво. – 2012. – Вип. 4 (2). – С. 49-54.
3. Екологічний атлас Полтавщини. Навчальне видання / За ред Ю. С Голкіна, В. А. Барановського, О. Е. Ілляш. – Полтава. Полтавський літератор, 2007. – 128 стор.
4. 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.
5. Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С., Щепанський М. І. Технологія підвищення нафтогазоконденсатовилучення із пластів: практикум. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2020. – 72 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. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г. Технологія розробки нафтових родовищ: навч. посіб. / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім. О. М. Бекетова; НТУ «ХПІ». – Полтава: ТОВ "Фірма «Техсервіс», 2020. – 243 с.
8. Акульшин О. І. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посібник / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин, В. С. Бойко, В. М. Дорошенко, Ю. О. Зарубін. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.
9. Технологія розробки нафтових родовищ: підруч. для студентів ВНЗ / В.

С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.

10. Технологія видобування нафти: підруч. для студентів ВНЗ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2012. – 827 с.

11. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. / Ю.Д. Качмар, В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк. – Львів: Центр Європи, 2004. – 352 с.

12. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посібник / [О. І. Адарчук, О. О. Акульшинко, В. С. Бойко, та ін.]. – Івано-Франківськ : Факел, 2008. – 434 с.

13. Патра В.Д. Деякі результати впровадження технології термохімічної обробки привибійної зони пласта / В.Д. Патра, О.І. Акульшин, Ю.О. Зарубін // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 3. – С. 29–31.

14. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища».

15. Закон України «Про оцінку впливу на довкілля».

16. Водний кодекс України.

17. Закон України «Про відходи».

18. ДСТУ ISO 14001:2015 — Системи екологічного управління.

19. ДСанПіН 2.2.7.029-99 – Гігієнічні вимоги до поводження з промисловими токсикантами.

20. Закон України «Про охорону праці». Затв. Верховною Радою України від 14.10.1992 р. № 2694-XII.

21. Закон України «Основи законодавства України про охорону здоров'я». Затв. Верховною Радою України від 19.11.1992 р. № 2801-XII.

22. Закон України «Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування від нещасних випадків на виробництві та професійних захворювань, які спричинили втрату працездатності» // Зб. Законів. – К.: Парламентське вид-во, 2003. – С.27-67.

23. Концепція «Загальнодержавної програми поліпшення стану безпеки, гігієни праці і виробничого середовища на 2012-2016 р.р.» Затв. розпорядженням Кабінету Міністрів України від 31.08.2011р. № 889-р.

24. СОУ 09.1-00135390-016:2013 ПАТ «Укрнафта».