

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

Салижин Юрій Мирославович

УДК 622.244.442.063

**РОЗРОБКА ЕКСПЕРТНОЇ СИСТЕМИ
ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР
ОБРОБКИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ**

05.15.10 – Буріння свердловин

Дисертація
на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук

НАУКОВИЙ КЕРІВНИК
доктор технічних наук, професор
Мислюк Михайло Андрійович

Івано-Франківськ – 2006

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ КЕРУВАННЯ ВЛАСТИВОСТЯМИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ.....	9
1.1. Аналіз використання бурових розчинів на площах БУ “Укрбургаз”	9
1.2. Оцінка методик вибору рецептур обробки бурового розчину	17
1.3. Використання експертних систем в нафтогазовидобувній галузі	26
Висновки до розділу 1	30
РОЗДІЛ 2	
МЕТОДИКА ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОЇ РЕЦЕПТУРИ ОБРОБКИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ.....	32
2.1. Постановка задачі.....	32
2.2. Вибір оптимальної рецептури обробки бурового розчину з допомогою регресійних моделей	37
2.3. Вибір оптимальної рецептури обробки бурового розчину з допомогою сплайн-функцій.....	47
2.4. Використання експериментальної оптимізації для пошуку рецептур обробки бурового розчину	53
2.5. Вибір рецептури обробки бурового розчину на основі бази даних.....	58
Висновки до розділу 2	62
РОЗДІЛ 3	
ЕКСПЕРТНА СИСТЕМА ДЛЯ ВИБОРУ РЕЦЕПТУР ОБРОБКИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ.....	64
3.1. Структура експертної системи.....	64
3.2. Програма для вибору рецептур обробки бурового розчину	68
3.3. База даних та її програмне забезпечення	83
3.4. Програма для обробки даних ротаційної віскозиметрії.....	90
Висновки до розділу 3	96

РОЗДІЛ 4

ПРАКТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕКСПЕРТНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР ОБРОБКИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ	97
4.1. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 201 Ланнівського родовища Хрестищенського ВБР	97
4.2. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 21 Кобзівського родовища Хрестищенського ВБР.....	103
4.3. Вибір рецептури переводу бурового розчину з гуматно-акрилового в гуматно-акриловокалієвий при бурінні свердловини № 40 Байрацького родовища Полтавського ВБР	110
4.4. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 2 Гуцулівської площі Калуської НГРЕ	116
4.5. Вибір рецептури обробки бурового розчину за критерієм термостійкості	123
Висновки до розділу 4	132
ВИСНОВКИ.....	134
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	136
Додаток А	145
Додаток Б.....	146
Додаток В	147
Додаток Д	148
Додаток Е	149

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

Термінологія в дисертації є загальноприйнятою в науково-технічній літературі даного напрямку. В дисертації прийняті умовні скорочення:

АВПТ – аномально високий пластовий тиск;

БУ – бурове управління;

ВБР – відділення бурових робіт;

ВЛР – вугільно-лужний реагент;

ГТН – геолого-технічний наряд;

ДДз – Дніпровсько–Донецька западина;

ДК – дочірня компанія;

ДФЕ – дробовий факторний експеримент;

ЕОМ – електронно-обчислювальна машина;

НЦКП – неортогональний центральний композиційний план;

ОЦКП – ортогональний центральний композиційний план;

ПФЕ – повний факторний експеримент;

СНЗ – статичне напруження зсуву;

ЦКП – центральний композиційний план.

ВСТУП

Актуальність теми. Постійне зростання потреб у вуглеводневій сировині та несприятливе для України становище на світовому ринку нафти спонукають до пошуку можливостей підвищення власного видобутку цих ресурсів, що в свою чергу неможливе без нарощування обсягів буріння свердловин.

Спорудження свердловин є найбільш затратним етапом розробки нафтогазових родовищ і вимагає значних капіталовкладень. Пошук резервів зниження вартості спорудження свердловин дозволить при існуючому рівні витрат у цій сфері збільшити обсяги буріння і кількість завершених спорудженням свердловин.

Промивання свердловин включає комплекс технологічних процесів та операцій з приготування, очищення, обробки та циркуляції бурового розчину і є невід'ємною складовою сучасних технологій спорудження нафтових і газових свердловин. Ефективність і якість їх спорудження у значній мірі залежить від властивостей робочого агенту промивання свердловин – бурового розчину, а саме їх відповідності гірничогеологічним умовам буріння.

Промиванню свердловин приділяється особлива увага зарубіжних і вітчизняних дослідників. Разом з тим, як показує аналіз вітчизняного досвіду та науково-технічної інформації, рівень методик вибору рецептур обробки бурового розчину є ще недостатнім. Зокрема, при виборі рецептур обробки бурового розчину недостатньо обґрунтовується їх оптимальність за тими чи іншими критеріями.

Розробка і використання науково обґрунтованих методик вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів дозволить скоротити витрати на їх приготування і обробку, а також підвищить якість свердловин і техніко-економічні показники буріння.

Оптимізаційні задачі вимагають залучення сучасних числових методів із використанням ЕОМ. Світовий досвід показує, що для вирішення прикладних задач у різних сферах людської діяльності широко застосовують експертні системи, тобто програмні засоби для накопичення знань і продукування рішень

в нових проблемних ситуаціях. Створення експертної системи для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів дозволить зменшити затрати не тільки на регулювання параметрів бурового розчину і пошук оптимальних рецептур, а також на ліквідацію ускладнень при бурінні свердловин.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з програмою науково-дослідних робіт ДК "Укргазвидобування" НАК "Нафтогаз України" (договір № 168/00).

Мета і задачі дослідження. Метою роботи є підвищення ефективності буріння свердловин за рахунок вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів.

Задачі дослідження.

- 1) аналіз сучасного стану проблеми керування властивостями бурових розчинів;
- 2) розробка методики вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів;
- 3) створення експертної системи для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів;
- 4) апробація експертної системи у промислових умовах.

Об'єкт дослідження – буровий розчин.

Предмет дослідження – процес керування властивостями бурового розчину.

Методи дослідження. Вибір оптимальних рецептур обробки бурового розчину здійснюється з використанням методів планування експерименту і математичного програмування. Рецептура обробки бурового розчину з допомогою бази даних вибирається на основі методів аналізу даних.

Наукова новизна отриманих результатів полягає в узагальненні моделі вибору рецептури обробки бурового розчину, яке ґрунтується на новій формалізації задачі пошуку із гнучким вибором критерію оптимальності залежно від геолого-технологічних умов буріння. Модель органічно поєднує використання регресійних залежностей і сплайн-функцій для опису впливу

концентрацій реагентів на технологічні властивості бурового розчину, а також методів числового, експериментального та інформаційного пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину, що гарантовано забезпечує розв'язок задачі за умови його існування.

Практичне значення одержаних результатів полягає у створенні експертної системи “MudExpert” для реалізації моделі вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину у відповідних умовах буріння свердловин. Це забезпечить підвищення якості спорудження свердловин, а також показників їх буріння за рахунок зменшення витрат на ліквідацію ускладнень та регулювання властивостей бурового розчину.

Програма “Experimenter” може бути використаною для вибору оптимальних рецептур бурових розчинів на етапі проектування спорудження свердловини.

Програма “Rheometry” забезпечує адекватну оцінку реологічної моделі та властивостей бурових розчинів і за інтерпретаційними можливостями переважає відомі вітчизняні та зарубіжні аналоги.

Особистий внесок здобувача. Основні результати дисертаційної роботи отримані автором самостійно, а особистий внесок у працях, опублікованих у співавторстві такий: [56, 60, 61] – участь у формалізації задачі вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину в загальному і частинних випадках, запропоновані методи її розв'язку, розроблено програму “Experimenter” і здійснено її апробацію; [65, 66] – розроблено програму для обробки даних ротаційної віскозиметрії, здійснено обробку даних експериментальних досліджень; [72] – розроблено експертну систему “MudExpert”; [79] – запропоновано використання методу штрафних функцій для розв'язку задачі вибору рецептури обробки бурового розчину, дано порівняння сплайнових і поліноміальних моделей впливу реагентів на параметри бурового розчину і на результати пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину; [80] – формалізовано задачу пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину в загальному випадку, окреслено

напрямки її вирішення і основні вимоги до програмного забезпечення, яке для цього необхідне.

Апробація результатів дисертації. Результати дисертації доповідалися на науково-технічній конференції професорсько-викладацького складу ІФНТУНГ (Івано-Франківськ, 2000 р.), науково-методичній конференції "Стан і перспективи розвитку бурових робіт та підготовки фахівців для нафтогазової галузі України" (Івано-Франківськ, 2002), 8-й міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України – 2004" (Судак, 2004 р.). У повному обсязі дисертаційна робота доповідалась на наукових семінарах кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (червень 2005 р., січень 2006 р.).

Публікації. Основні результати дисертації опубліковані в 5 наукових статтях і 3 тезах доповідей.

Автор щиро вдячний своєму науковому керівнику доктору технічних наук, професору Мислюку М.А. за цінні поради в науковій роботі. Автор дякує адміністрації ДК "Укргазвидобування" та БУ "Укрбургаз" за надану інформацію та сприяння у проведенні промислової апробації методик вибору рецептур обробки бурового розчину.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ КЕРУВАННЯ ВЛАСТИВОСТЯМИ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

1.1. Аналіз використання бурових розчинів на площах БУ “Укрбургаз”

БУ “Укрбургаз”, у склад якого входять Полтавське, Стрийське, Хрестищенське і Шебелинське ВБР, за об’ємами буріння свердловин є найбільш потужним підприємством України. БУ “Укрбургаз” споруджує експлуатаційні та розвідувальні свердловини на площах східних та західних регіонів України у різноманітних гірничегеологічних і технологічних умовах.

Загальні відомості про обсяги буріння та середні глибини свердловин у бурінні за період з 1996 по 2003 роки наведені у табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Дані про загальну проходку і середні глибини свердловин в бурінні на
підприємствах БУ “Укрбургаз” за 1996–2003 рр

Підприємство	Рік							
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	Загальна проходка, м							
БУ "Укрбургаз"	163396	187043	205606	230267	255703	270796	255634	270343
Хрестищенське ВБР	58208	69274	67029	85024	85461	101152	86064	94301
Шебелинське ВБР	33377	50010	54051	56117	59064	64316	61069	62015
Полтавське ВБР	33788	34748	48481	50110	63152	54220	59391	64769
Стрийське ВБР	9460	33011	36045	39016	48026	51108	49110	49258
	Середні глибини свердловин в бурінні, м							
БУ "Укрбургаз"	2866	2902	2834	2834	2881	2928	2992	3044
Хрестищенське ВБР	3241	3530	3395	3439	3030	3178	3382	3558
Шебелинське ВБР	3057	2902	2825	2657	2999	2928	3133	3191
Полтавське ВБР	3949	4414	4018	4263	4169	3986	3828	4013
Стрийське ВБР	1485	1389	1432	1417	1662	1785	1760	1701

В цілому по БУ “Укрбургаз” за аналізований період часу спостерігається тенденція до нарощування обсягів буріння, при незначному підвищенні (від 2866 до 3044 м) середніх глибин свердловин.

Спорудження свердловин на родовищах ДДз, у розрізах яких є товщі теригенних і хемогенних відкладів, супроводжується характерними ускладненнями процесу буріння (каверноутворення, звуження стовбура свердловини, порушення стійкості стінок свердловини, затягування і прихвати

бурильного інструменту тощо). Залежно від глибин, комплексів порід та термобаричних умов розрізу використовують від дво- до п'ятиколонних конструкції свердловин.

Геологічні розрізи площ Прикарпаття складні за будовою та представлені комплексами відкладів від палеогенового до палеозойського віку, які можуть декілька разів повторюватись на різних глибинах і мати різні фізико-механічні властивості. При бурінні глибоких розвідувальних свердловин у складних гірничогеологічних умовах використовують три- і чотириколонні конструкції.

Для успішного спорудження свердловин на площах БУ “Укрбургаз” застосовують різні типи бурових розчинів на водній основі. Їх умовно розділено на такі: глинисті, лігносульфонатні, гуматно-акрилові, калієві, мінералізовані, малоглинисті та інші.

До глинистих розчинів віднесені суспензії глин, які приготовлені з глинопорошку або самозамісом із вибуреної породи. Використовуються глинисті розчини для розбурювання верхніх відкладів, складених малопроникними породами.

Лігносульфонатні бурові розчини – глинисті розчини, які стабілізовані лігносульфонатними реагентами (інколи у поєднанні з ВЛР). Ці розчини використовують для розбурювання глинистих відкладів, гіпсів, ангідритів і карбонатних порід.

До гуматно-акрилових бурових розчинів належать глинисті розчини стабілізовані ВЛР або ВЛР і акриловим полімером. Вони використовуються для буріння відносно стійких гірських порід крейдового, юрського та тріасового комплексів.

Калієві бурові розчини містять в якості інгібуючих реагентів сполуки калію і призначені для буріння у відкладах карбону. Залежно від складу і властивостей розрізняють декілька рецептур калієвих бурових розчинів. В БУ “Укрбургаз” використовують хлоркалієві, полімер-калієві, гуматно-акрилово-калієві бурові розчини.

До мінералізованих бурових розчинів належать розчини, які приготовлені на основі палигорскітового глинопорошку, насичені хлоридом натрію та стабілізовані крохмальними, полімерними і лігносульфонатними реагентами. Мінералізовані розчини використовуються для розбурювання хемогенних відкладів, які складають значний інтервал розрізу свердловин на родовищах ДДЗ.

До малоглинистих бурових розчинів належать водні розчини високомолекулярних полімерів з незначними (до 4 %) домішками бентоніту, які призначені для буріння в інтервалах залягання низькоколоїдних глин, аргілітів тощо. Для недопущення збагачення розчину вибуреною породою до складу розчину додають реагенти-флокулянти.

До інших віднесено бурові розчини, які використовувались в БУ “Укрбургаз” для буріння незначних інтервалів свердловин і їх застосування носило експериментальний характер.

В табл. 1.2 наведена динаміка використання типів бурових розчинів в обсягах проходки свердловин на площах БУ “Укрбургаз” за 1996 – 2003 рр. З метою оцінки зміни обсягів використання типів бурових розчинів у табл. 1.3 наведені їх частки та емпіричні оцінки коефіцієнтів кореляції за аналізований період часу.

Таблиця 1.2

Проходка з використанням різних бурових розчинів в БУ “Укрбургаз”

Тип розчину	Роки							
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
	Проходка, м							
Глинистий	4100	4650	2810	3749	4010	3304	4640	5049
Лігносульфонатний	4860	4829	256	0	1544	7475	4460	0
Гуматно-акриловий	78761	115804	125500	144297	139117	158182	153549	157807
Калієвий	38920	40723	26541	36801	48794	38688	49408	46300
Мінералізований	16364	20308	12560	27129	37834	22424	39875	40281
Малоглинистий	20391	640	37528	16233	23439	37127	400	18622
Інші	0	89	411	2058	965	3596	3302	2284
Глайдріл	0	89	411	0	0	0	0	0
Duraterm	0	0	0	2058	965	2296	2030	2284
Малоглинистий емульсійний	0	0	0	0	0	1300	1272	0

Таблиця 1.3

Частка проходки різними типами бурових розчинів в БУ“Укрбургаз”

Тип розчину	Частка у загальному обсязі проходки, %									Коеф. кореляції
	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	середня	
Глинистий	2,51	2,49	1,37	1,63	1,57	1,22	1,82	1,87	1,8	-0,51*
Лігносульфонатний	2,97	2,58	0,12	0,00	0,60	2,76	1,74	0,00	2,4	-0,37
Гуматно-акриловий	48,20	61,91	61,04	62,67	54,41	58,41	60,07	58,37	55,5	0,28
Калієвий	23,82	21,77	12,91	15,98	19,08	14,29	19,33	17,13	18,1	-0,41
Мінералізований	10,01	10,86	6,11	11,78	14,80	8,28	15,60	14,90	11,2	0,58*
Малоглинистий	12,48	0,34	18,25	7,05	9,17	13,71	0,16	6,89	10,5	-0,24
Інші	0,00	0,05	0,20	0,89	0,38	1,33	1,29	0,84	0,6	0,81*

Примітка. * статистично значущі коефіцієнти кореляції

В БУ “Укрбургаз” у найбільших обсягах використовується гуматно-акриловий та калієві бурові розчини, частка використання яких змінюється відповідно у межах від 48,20 до 62,67% та від 12,91 до 23,82%. Із табл. 1.3 видно, що частки використання лігносульфонатного, гуматно-акрилового, калієвого і малоглинистого бурових розчинів за 1996 – 2003 рр є незмінними (оцінки відповідних коефіцієнтів кореляції з довірчою ймовірністю 0,05 статистично незначущі). Разом з тим, для частки глинистого спостерігається тенденція до зменшення (коефіцієнт кореляції -0.51), а для мінералізованого та інших типів розчинів – до збільшення (коефіцієнти кореляції відповідно 0,58 та 0,81). На рис. 1.1 показана діаграма структури часток проходки, яка побудована за середніми їх значеннями (див. табл. 1.3).

Для приготування бурових розчинів та регулювання їх технологічних властивостей у БУ “Укрбургаз” використовують широкий асортимент матеріалів і реагентів (рис. 1.2). За функціональним призначенням матеріали і реагенти розділені на такі групи: структуроутворювачі, обважнювачі, реагенти-стабілізатори і реагенти спеціального призначення.

До структуроутворювачів віднесено матеріали, які надають розчину тиксотропних властивостей. До цієї групи віднесено бентонітовий і палигорскітовий глинопорошки, а також бітум.

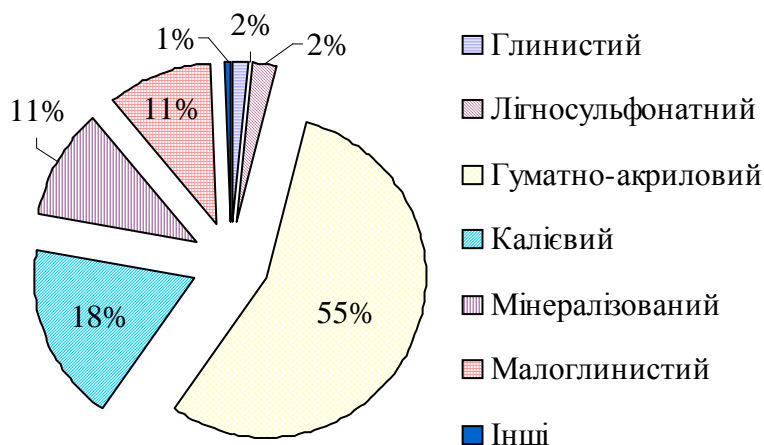


Рис. 1.1. Структура часток проходки з використанням різних бурових розчинів в БУ “Укрбургаз”

Група обважнювачів включає матеріали, які використовуються для збільшення густини бурового розчину. В БУ “Укрбургаз” в основному використовують баритовий обважнювач (його частка за проаналізований період склала 88.7%), а також гематит і крейду.

До реагентів-стабілізаторів віднесено органічні реагенти, які використовуються для зниження фільтрації бурового розчину, регулювання структурно-механічних властивостей. Цю групу складають гуматні реагенти, лігносульфонати, полісахариди і акрилові полімери.

До групи реагентів спеціального призначення віднесено піногасники, мастильні домішки, інгібітори глинистих порід, регулятори рН та інші реагенти, які надають розчину спеціальних властивостей, або служать для підсилення дії структуроутворювачів та реагентів-стабілізаторів.

В табл. 1.4 наведена динаміка витрат матеріалів і реагентів для приготування бурових розчинів за аналізований період часу. До табл. 1.4 не включені матеріали і реагенти пробного і разового використання, а також ті, які використовувались в складі систем бурових розчинів, що випробовувалися. Це такі реагенти: DCP-208, M-I Gel, M-I-X II, скоп, кемпас і уніфлок. Матеріали і реагенти у табл. 1.4 розміщені за описаними вище групами: перша – структуроутворювачі (глинопорошок і бітум), друга – обважнювачі (барит,

Таблиця 1.4

Витрати матеріалів і реагентів

для приготування і обробки бурових розчинів по БУ “Укрбургаз”

Назва хімреагентів	Ціна без ПДВ грн./т	Загальні витрати реагентів, т							
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Глинопорошок	350	2770,0	3729,8	2575,6	3031,8	3317,1	3366,4	3358,2	2983,5
Бітум ВО	320	0,0	0,0	0,0	0,0	3,9	25,0	0,0	0,0
Барит	505	2514,0	6156,6	4390,2	6046,0	9270,4	6747,6	9350,4	8652,1
Гематит	320	769,0	1849,7	622,7	49,5	0,0	126,5	232,6	0,0
Крейда	67	534,0	1182,9	0,0	0,0	251,0	61,5	0,0	592,7
ВЛР	392	1090,0	2172,7	1479,8	2626,5	2179,1	1842,4	1750,4	2176,7
ГКР	392	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	147,2
КМЦ	12531	297,2	267,5	238,1	165,8	212,3	197,8	232,0	274,1
Крохмаль	2500	197,0	216,6	219,7	204,9	959,2	344,0	449,0	727,4
КЛСТ	669	3545,0	1429,3	392,7	135,7	1811,4	1643,8	3845,4	2827,6
Гіпан	1841	1650,0	1350,3	1836,2	899,0	1689,0	3415,2	2528,2	2203,3
ПАА	2112	0,0	25,6	25,0	204,7	0,0	38,5	2,8	0,0
Polypac	23627	0,0	0,0	0,0	96,2	174,6	49,5	45,1	216,2
КССБ	2397	0,0	0,0	0,0	167,4	62,9	364,2	365,8	0,0
ССБ	580	0,0	29,9	0,0	0,0	42,2	42,4	101,8	0,0
Лігноксин	1325	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	141,9
Tannathin	1200	0,0	0,0	0,0	3,9	0,0	7,4	0,9	0,0
ХР-20	7100	0,0	0,0	0,0	41,5	26,5	44,8	19,1	57,8
Rezindex	11670	0,0	0,0	0,0	54,5	22,4	55,0	15,5	34,5
Duovis	68737	0,0	0,0	0,0	2,2	5,1	1,9	4,7	12,5
Polyplus	20530	0,0	0,0	0,0	0,0	58,9	0,0	9,2	121,8
Soltex	17158	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3	5,0	0,5	111,7
РР-КМ	16600	0,0	0,0	7,1	0,0	2,0	0,0	44,5	0,0
Polysal	6656	0,0	0,0	0,0	0,0	29,6	0,0	0,0	138,9
ФХЛС	2960	0,0	0,0	0,0	0,0	38,7	0,0	0,0	0,0
Целюлозний реагент	1333	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,0
Сода кальцинована	430	178,0	307,5	330,6	374,1	125,7	389,3	180,0	113,6
Калій хлористий	426	1245,0	1441,3	984,1	1049,5	1078,5	1007,5	1312,9	1600,8
Натрій хлористий	58	554,0	351,0	528,8	1355,0	1561,9	1336,4	1971,0	1800,5
Графіт	1082	156,0	203,9	148,5	322,8	162,0	256,7	111,5	67,1
Нафта	460	1689,0	3637,5	3542,5	3556,7	4451,8	5588,3	6302,7	5511,4
Сода каустична	4375	38,1	74,5	27,3	75,1	5,0	20,2	26,9	25,7
Бішофіт	88	0,0	299,4	146,0	936,8	205,5	781,6	250,6	636,2
Вапно	208	210,0	228,0	105,1	53,0	67,8	64,2	101,0	130,5
Залізо сірчанокисле	2750	2,0	0,0	47,7	79,6	20,0	139,9	55,9	0,0
Рідке скло	375	59,0	56,6	45,0	0,0	7,0	43,9	1,8	0,0
Кальцій хлористий	1500	13,5	0,0	0,0	0,0	0,9	31,7	37,7	2,3
Кофос	2375	43,0	230,0	690,7	28,8	0,0	0,0	166,0	0,0
МАС-200	14500	3,7	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8	0,0
DEFOAM	20050	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	0,0	0,0	2,1
Сивушне масло	78	54,4	16,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

гематит і крейда), третя – реагенти-стабілізатори, четверта – реагенти спеціального призначення.

В табл. 1.4 також наведені ціни реагентів станом на 2002 р., з використанням яких побудовано діаграми витрат коштів на реагенти (рис. 1.2 – 1.3). При аналізі інформації, показаної на рис. 1.3, слід відзначити зростання витрат коштів на реагенти за останні сім років більш ніж в 2 рази. Це пов'язане з нарощуванням обсягів буріння і свідчить про розширення області, в якій є можливості до скорочення ресурсних затрат.

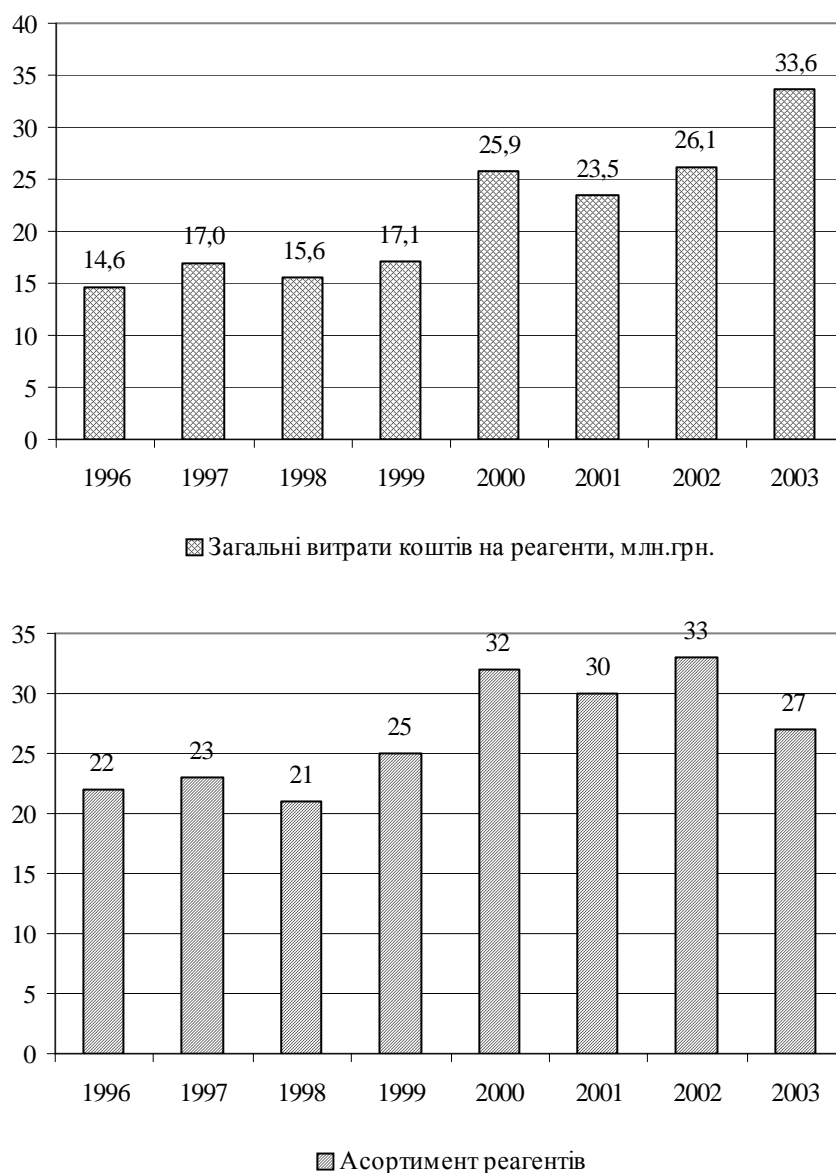


Рис. 1.2. Забезпеченість БУ “Укрбургаз” реагентами для обробки бурових розчинів

Спостерігається тенденція до зростання питомих витрат коштів на реагенти з роками (рис. 1.3), це можна пояснити кореляційним зв'язком між витратами коштів на метр проходки з середньою глибиною буріння свердловин (коефіцієнт кореляції 0,88), яка починаючи 1999р. постійно зростає, проте у кількісному плані несуттєво (в середньому 24м на рік).

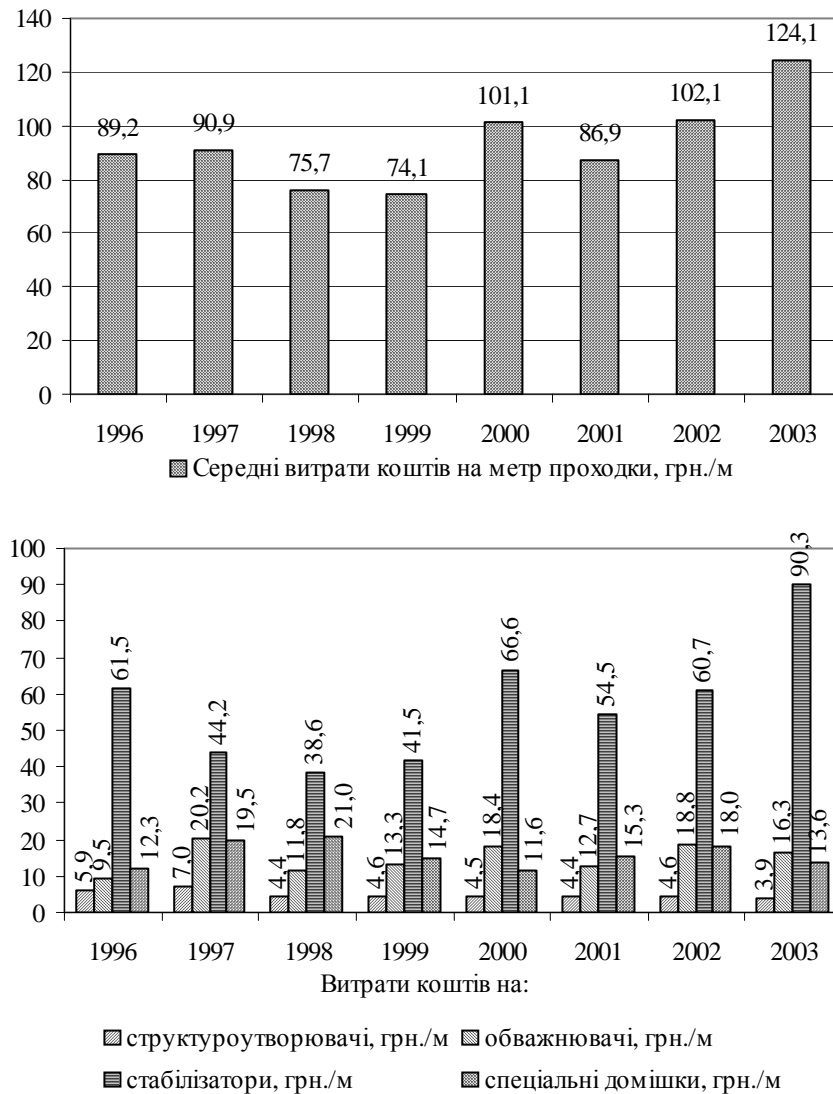


Рис. 1.3. Динаміка витрат коштів на реагенти в БУ “Укрбургаз”
в розрахунку на метр проходки

Водночас кореляційний зв'язок між питомими витратами коштів на метр проходки і середньою глибиною буріння свердловин вказує на те, що основні витрати реагентів припадають на стадію дообробки і регулювання властивостей бурових розчинів, і саме у цьому напрямку слід шукати можливості до зниження ресурсних затрат. Це також підтверджує діаграма зміни витрат

коштів за групами реагентів (рис. 1.3). З діаграми видно, що саме стабілізатори реологічних, структурно-механічних і фільтраційних властивостей бурового розчину, які регулярно додаються до розчину в процесі буріння, складають основну частину витрат і саме вони спричиняють тенденцію до загального зростання питомих витрат коштів на реагенти.

На рис. 1.2 показана діаграма зміни асортименту реагентів, які використовувались в БУ “Укрбургаз”. За аналізований період спостерігається значне зростання асортименту реагентів (коефіцієнт кореляції 0,75). Ця позитивна тенденція сприяє покращанню якості бурових розчинів. Водночас при зростанні асортименту реагентів спостерігається також зростання витрат на метр проходки (коефіцієнт кореляції 0,73). Це є наслідком того, що в часи складного економічного становища реагенти закуповувались підприємством не в достатньому асортименті і відповідно не могла забезпечуватись належна якість бурових розчинів, проте з покращанням фінансового стану підприємства становище виправилось.

Згадувана тенденція також може свідчити про недоліки в методиці підбору рецептур обробки бурових розчинів. При наявності широкої гами реагентів інженер з бурових розчинів має можливість підібрати такий набір реагентів у відповідних кількостях, щоб забезпечити необхідні показники властивостей бурових розчинів і водночас мінімізувати витрату коштів на обробку.

1.2. Оцінка методик вибору рецептур обробки бурового розчину

В процесі буріння свердловин регулярно виникає необхідність у регулюванні технологічних властивостей бурового розчину. Така задача постає, наприклад, при зміні гірничогеологічних умов проходження свердловини, при розкритті зон можливих ускладнень та продуктивних горизонтів, внаслідок взаємодії компонентів бурового розчину з вибуреною породою і пластовими флюїдами, впливу термобаричних умов свердловини та інших причин.

Таким чином регулювання технологічних властивостей бурового розчину відноситься до важливих задач практики буріння, від вирішення якої залежить ефективність спорудження свердловини. На її актуальність також вказує значна кількість наукових праць за даною проблематикою [5, 7, 12, 16, 21, 38, 43, 45, 47, 48, 63, 64, 68, 73-76, 82, 86, 94 та ін.].

Нижче наведено короткий аналітичний огляд наукових праць, присвячених методикам вибору рецептур обробки бурових розчинів. Це питання вивчали Аветисов А.Г., Ангелопуло О.К., Бондарєв В.І., Борисенко Л.В., Булатов А.І., Городнов В.Д., Євтушенко Г.С., Круглицький М.М., Кошелев В.Н., Макарян А.С., Маріампольський Н.А., Мірзаджанзаде А.Х., Радуль Т.Г., Рябченко В.І. та багато інших.

Аналіз публікацій показує, що вибір рецептур обробки бурових розчинів базується на ряді методик. За ступенем використання математичних методів і теорії планування експерименту існуючі методики підбору рецептур обробки бурових розчинів можна розділити на чотири групи.

До першої групи віднесено методики з низьким рівнем використання математичних методів і теорії планування експериментів. Це, наприклад, метод підбору рецептур за аналогією [19, 33, 86], метод кривих розведення [30] та інші емпіричні методи.

До другої групи віднесено методики, в яких основна увага приділяється математичним методам, а експеримент виконується тільки для контролю отриманої рецептури [7, 38, 45].

Третю групу складають методики експериментального пошуку рецептур обробки бурових розчинів, роль математичних методів в яких є незначною у порівнянні з методами планування експериментів. До цієї ж групи можна також віднести результати експериментальних досліджень з метою виявлення впливу окремих реагентів на технологічні параметри розчину [21, 68, 76].

До четвертої групи віднесено методики, які використовують методи планування експерименту та математичної статистики для побудови моделей впливу реагентів на технологічні параметри бурового розчину. Останні

використовуються для пошуку рецептур обробки бурових розчинів [12, 48]. Очевидним є те, що роль планування експерименту і математичних методів в цих методиках є однаково високою.

Друга, третя і четверта групи методів підбору рецептур обробки бурових розчинів є перспективними щодо подальшого вдосконалення і застосування на практиці. Деякі ідеї, які використані в методиках першої групи, можуть бути застосовані при вдосконаленні інших методик.

Одним із найбільш поширених методів підбору рецептур обробки є метод, який можна означити як метод проб і помилок. При додаванні до глинистої суспензії хімічних реагентів дослідникам вдавалося досягнути необхідних параметрів [20].

Різноманітністю такого методу є підбір рецептур за аналогією з попереднім досвідом, коли в раніше реалізованих рецептурах один або кілька реагентів замінюються реагентами аналогічного призначення [19, 33, 86]. В основі цих методів покладені логічні висновки і правила, які побудовані на основі функціонального призначення реагентів і матеріалів для обробки бурових розчинів. Отримана рецептура забезпечує певні технологічні параметри бурового розчину, але у випадку, коли із одного набору реагентів і матеріалів необхідно отримати декілька розчинів з різними властивостями, то для кожного із них необхідно заново здійснювати підбір рецептури.

Методика вибору рецептури бурового розчину Краснодарського філіалу всесоюзного нафтогазового науково-дослідного інституту [84] незначно відрізняється від вищенаведених і ненабагато знижує об'єм експериментальних досліджень. Очевидним є те, що пошук рецептури обробки за методом проб і помилок не дозволяє отримати оптимальну рецептуру з точки зору витрат реагентів і матеріалів, вартості або будь-якого іншого критерію оптимальності.

Д.Є. Злотник [30] для пошуку рецептур обробки бурових розчинів пропонує використовувати криві розведення, які відображають залежність структурно-реологічних, в'язкісних і фільтраційних властивостей бурового розчину від концентрації дисперсної фази. Засоби регулювання технологічних

властивостей бурового розчину вибираються на основі закономірностей переміщення точок, які характеризують стан системи, на кривих розведення.

При цьому вдається враховувати зв'язки між двома-трьома параметрами бурового розчину, що скорочує число необхідних експериментів. Проте вибір переліку, кількості добавок реагентів і способу регулювання властивостей залишається суб'єктивним. Досліднику необхідно самостійно приймати рішення про властивості бурового розчину, які необхідно регулювати на кожному етапі його обробки: чи спочатку довести фільтраційні властивості до необхідних меж, а потім регулювати реологічні і структурно-механічні властивості, чи навпаки. Зрозуміло, що при такій схемі проведення експерименту отримана рецептура обробки не буде оптимальною, оскільки кожним етапом обробки відсікається частина області дослідження, в якій також могла б знаходитись оптимальна рецептура.

В [7] розглядається задача переведення бурового розчину об'ємом V_i з рецептури R_{ij} в рецептуру R_{ij+1} і кінцевим об'ємом V_{j+1} з умови найменшої витрати хімічних реагентів. Розв'язок задачі базується на рівняннях матеріального балансу для всіх компонентів бурового розчину

$$P_{ij+1} + R_{ij}(V_j - \Delta V) = R_{ij+1} V_{j+1}, \quad i = \overline{1, k},$$

де P_{ij+1} – маса i -того реагенту, яка необхідна для переведення j -го розчину в $(j+1)$ -й;

ΔV – об'єм розчину з рецептурою R_{ij} , який не обробляється або вилучається з циркуляційної системи.

Об'єм розчину, що вилучається, визначається з рівняння матеріального балансу для реагенту, відношення концентрації якого на наступному інтервалі до концентрації на попередньому інтервалі є найменшою. Підставивши значення ΔV в рівняння матеріального балансу для інших компонентів знаходять необхідну масу кожного реагенту для здійснення переведення розчину із однієї рецептури в іншу.

У працях [38, 45] пропонується створити інформаційні масиви для кожного типу бурового розчину, які будуть собою являти впорядковані варіанти компонентних складів розчинів і показників їх властивостей. Відзначаються основні перешкоди на шляху формування інформаційних масивів на основі існуючих матеріалів: різний методичний підхід до проведення експериментів, різне цільове призначення робіт і реєстрація не постійної кількості параметрів. Тому для побудови інформаційних масивів бурових розчинів пропонується проводити цілеспрямований лабораторний експеримент за ортогональним латинським планом. Використання плану, який володіє властивістю ортогональності обґрунтовується тим, що при математичній обробці результатів експериментів, виконаних за неортогональними планами, розрахунки є надто громіздкими. Це не є актуальним на сучасному рівні обчислювальної техніки.

Рецептура обробки бурового розчину із інформаційного масиву вибирається за мірою близькості заданих параметрів бурового розчину до тих, що знаходяться в інформаційному масиві. Міра близькості визначається за формулою

$$r_{ik} = \frac{\sum_k \alpha_k |\Delta y_{ik}|}{\sum_k \alpha_k},$$

де Δy_{ik} – різниця між нормованими значеннями k -го технологічного параметра відповідно заданого та отриманого з інформаційного масиву для i -тої рецептури;

α_k – вагові коефіцієнти (для густини $\alpha_p = 0,8$; умовної в'язкості $\alpha_{yb} = 1$; статичного напруження зсуву $\alpha_{\theta_1} = 1$, $\alpha_{\theta_{10}} = 0,9$; фільтрації $\alpha_{\phi} = 1$; водневого показника $\alpha_{pH} = 0,8$; товщини глинистої кірки $\alpha_k = 0,2$; вмісту газу $\alpha_r = 0,2$; пластичної в'язкості $\alpha_{\eta} = 0,7$; динамічного напруження зсуву $\alpha_{\tau_0} = 0,7$).

Дана методика не дозволяє отримати оптимальну рецептуру бурового розчину, окрім випадків, коли задані необхідні параметри бурового розчину

співпадають з отриманими для однієї із наявних в інформаційному масиві рецептур. Разом з тим дана методика дозволяє отримати рецептуру для приготування бурового розчину і є непридатною для регулювання параметрів бурового розчину або переведення розчину з одного типу на інший. Це зумовлено тим, що інформаційні масиви побудовані для глинистих суспензій певних концентрацій, а при обробці бурового розчину склад і вихідні параметри бурового розчину в кожному випадку є іншими.

В 70-х роках минулого століття для вибору рецептур бурових розчинів здійснювалися спроби використати методи планування експериментів з метою побудови моделей впливу реагентів на параметри розчину, а також методи розв'язку оптимізаційних задач [1, 12, 44, 50, 63]. Але у зв'язку з тим, що моделі впливу реагентів на параметри бурового розчину надзвичайно рідко є лінійними, а для вирішення задач нелінійного програмування необхідні були потужні обчислювальні засоби, використані методики не набули поширення.

На даний час розроблена велика кількість оптимальних планів експериментів і математичний апарат для їх побудови та оцінки параметрів рівнянь регресії [23, 29, 39, 52, 69]. Для вибору раціональної рецептури обробки бурового розчину можуть бути використані: плани ПФЕ і ДФЕ, ОЦКП і НЦКП другого порядку, латинські плани (латинські квадрати, куби та ін.). Кожен з цих планів характеризується своїми перевагами і недоліками. Вони дозволяють скоротити число дослідів, необхідних для побудови моделей впливу хімічних реагентів на технологічні властивості бурового розчину, і одночасно забезпечити достатню інформативність отриманих моделей.

План ДФЕ дозволяє отримати оцінки параметрів рівнянь регресії лінійного виду за мінімальну кількість дослідів.

ОЦКП другого порядку – дозволяє отримати незалежні оцінки параметрів рівнянь регресії другого порядку. Це в свою чергу дає змогу за їхніми значеннями відслідкувати вплив кожного з хімічних реагентів та їх можливих поєднань на конкретні технологічні параметри бурового розчину.

НЦКП у порівнянні з ОЦКП вимагає менше витрат на підготовку дослідів (при зірковому плечі рівному 1), оскільки велика кількість дослідів проводиться при нульових концентраціях реагентів. Його недолік полягає в тому, що частина параметрів рівнянь регресії є взаємозалежною.

Латинські плани дозволяють проводити дослідження на будь-якій кількості рівнів зміни концентрацій реагентів, що дозволяє при потребі краще дослідити їх вплив на технологічні властивості бурового розчину.

При пошуку оптимальної рецептури бурового розчину використовувалися різні критерії оптимальності, зокрема: вартість рецептури обробки [63], витрата хімічних реагентів [7], функція бажаності [12, 25, 47].

Функція бажаності D комплексу властивостей бурового розчину визначається як середнє геометричне бажаності d_i окремих технологічних параметрів

$$D = \left(\prod_{i=1}^n d_i \right)^{1/n}.$$

Бажаність i -го технологічного параметра визначається за шкалою: дуже добре – 0,8-1; добре – 0,63-0,8; задовільно – 0,37-0,63; погано – 0,2-0,37; дуже погано – 0-0,2. Бажаність значень технологічних параметрів, які обмежують допустимий інтервал зміни параметрів згідно з проектом на спорудження свердловини, вважається задовільною і приймається рівною 0,37. Бажаності 0,2 відповідають абсолютно неприйнятні значення параметрів, а можливі покращення параметрів характеризуються бажаністю 0,8. Бажаність усіх проміжних значень технологічних параметрів визначається за формулами для:

одностороннього обмеження

$$d = \exp[-\exp(-z)], \quad z = a_0 + a_1 y + a_2 y^2;$$

двостороннього обмеження

$$d = \exp[-|z|^n], \quad z = \frac{2y - (y_{\max} - y_{\min})}{y_{\max} - y_{\min}}, \quad n = 1,375,$$

де a_0, a_1, a_2 – параметри полінома побудовані для сукупності даних $d = \{0,2; 0,37; 0,8\}$, $y = \{y_1; y_2; y_3\}$;

y_{\min}, y_{\max} – відповідно мінімальне і максимальне значення, які обмежують допустимий інтервал зміни параметрів.

Перших два критерії можна вважати прийнятними для розв’язку задачі вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів. Функція бажаності відображає спробу згортки сукупності технологічних параметрів бурового розчину у єдиний критерій оптимальності. Основними недоліками такого підходу є відсутність обґрунтування оцінок бажаності технологічних параметрів та вибору схеми згортки.

Деякими дослідниками [13, 74] також використовувались методи експериментального пошуку рецептур обробки бурового розчину, такі як метод крутого сходження Бокса-Уілсона [46], еволюційне планування експериментів [78], симплекс-метод [29, 69]. В [38] вказується, а також нами під час перевірки різних методів пошуку екстремуму цільової функції виявлено, що часто при використанні даних методів отримана рецептура обробки є вершиною не глобального, а локального екстремуму цільової функції. Проте не слід через вказаний недолік відкидати ці методи, оскільки вони є цінними тому, що при пошуку використовують дані безпосередньо з експерименту, а не обчислені з допомогою математичної моделі.

Незважаючи на наявність деяких розробок в сфері вибору рецептур бурових розчинів на підприємствах НАК “Нафтогаз України” не використовується жодна із перерахованих науково обґрунтованих методик. В лабораторіях бурових розчинів рецептури обробки продовжують підбирати методом проб і помилок, що робить цей процес малоефективним. Як ілюстрація в табл. 1.5 і 1.6 представлена виписка з лабораторного журналу вимірювань параметрів бурових розчинів зі свердловин №304 Ланна і №508 Хрестище за липень–серпень 2002 р.

Таблиця 1.5

Підбір рецептур обробки бурових розчинів на свердловині №508 Хрестище
за липень–серпень 2002 р.

Дата Глиби на, м	№ досліду	Досліджувана рідина	Параметри					
			ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ 30 хв	θ_1 , дПа	θ_{10} , дПа	pH
03.07	1	Вихідний розчин	1410	120	5,6	105	156	8,81
2438	2	Вих.+4% лігносульф.(12%)	-	86	5,2	105	141	-
15.07	1	Вихідний розчин	1420	72	9,6	60	126	8,04
2501	2	Вих.+0,1% Polypac UL(сух.)	-	60	5,6	48	76	-
18.07	1	Вихідний розчин	1400	60	11,6	45	66	7,60
2508	2	Вих.+1%цем.+0,15% Poly-Plus+0,1% Polypac UL(сух.)	-	100	44	60	120	10,63
22.07	1	Вихідний розчин	1400	44	6,2	2	6	10,89
2527	2	Вих.+ 0,025% Poly-Plus	-	56	-	-	-	-
	3	Вих.+ 0,075% Poly-Plus	-	80	4	-	-	-
	4	Вих.+ 0,5% ЕКР	-	60	5,5	-	-	-
05.08	1	Вихідний розчин	1350	54	7,8	8	25	10,26
2640	2	Вих.+ 100% води+0,25% Poly-Plus+0,1% Polypac R	1190	52	2	0	1	10,32
	3	Вих.+ 100% води+12% PP-KM+0,1% Polypac R	1170	40	2,4	0	0	9,71
	4	Вих.+ 1%Na ₂ CO ₃ + 5%ЕКР+6% Polypac UL(2,5%) +2% Polypac UL(5%)+0,3%РАС UL +0,25% Poly-Plus	-	-	4,4	-	-	-
	5	Вих.+ 0,5%Na ₂ CO ₃ + 5%ЕКР+10% гіпанол +0,25%РАС UL +5% КЛСТ	-	-	17	-	-	-
	6	Вих.+ 0,5%Na ₂ CO ₃ +0,3% Polypac R +8%ССБ(12%)+1,3% ЕКР +5%КЛСТ	-	-	10,2	-	-	-
	7	Вих.+ 0,5%Na ₂ CO ₃ +4,5% ЕКР +15%КЛСТ	-	-	8	-	-	-
	8	Вих.+ 0,5%Na ₂ CO ₃ +0,25% Poly-Plus	-	н.т.	-	-	-	-
	9	Вих.+ 0,5%Na ₂ CO ₃ +2% ЕКР +4% Polypac UL(5%)+0,5% Poly-Plus	-	-	5	-	-	-
08.08	1	Вихідний розчин	1320	58	16	12	34	11,73
2640	2	Вих.+ 100% води+0,25% Poly-Plus+0,1% Polypac R	1180	40	20	1	2	11,90
09.08	1	Вихідний розчин	1100	18	19	1	2	11,74
2640	2	Вих.+0,3% Poly-Plus+0,1% Polypac R	-	32	4	-	-	-
10.08	1	Вихідний розчин	1200	42	3,2	0	1	11,78
2640	2	Вих.+ 8% Poly-Plus(0,6%)	-	42	-	-	-	-
	3	1)+ 0,25% ЕКР	-	42	-	-	-	-
12.08	1	Вихідний розчин	1190	32	4	0	1	11,68
2654	2	Вих.+4% (Poly-Plus(0,6%)+PolypacR(0,6%))	-	40	3,5	-	-	-
15.08	1	Вихідний розчин	1190	28	40	1	2	11,68
2668	2	Вих.+0.05%(50% КМЦ LV+50% Poly-Plus)	-	48	-	1	3	-
	3	Вих.+ 0,1% Duovis	-	32	-	-	-	-
	4	2)+ 0,1% Poly-Plus + 1% ЕКР	-	112	-	-	-	-
	5	1)+ 0,05% Duovis	-	50	-	-	-	-
	6	4)+ 0,05% Duovis	-	56	-	-	-	-
	7	Вих.+1%Poly-Sal+0,1% Duovis	-	60	-	2	6	10,28
19.09	1	Вихідний розчин	1190	48	2	1	2	11,50
2695	2	Вих.+ 0,1% Polypac R	-	52	-	1	6	-

Таблиця 1.6

Підбір рецептур обробки бурових розчинів на свердловині №304 Ланна
за липень–серпень 2002 р.

Дата Глибина, м	№ досліду	Досліджувана рідина	Параметри					
			ρ , кг/м ³	T, с	Φ , см ³ 30 хв	θ_1 , дПа	θ_{10} , дПа	pH
08.08 1561	1	Вихідний розчин	1170	256	3,6	15	105	9,79
	2	Вих.+ 6% ВЛР(7,5%)	-	58	4,1	12	78	-
19.09 1798	1	Вихідний розчин	1180	76	9,6	144	183	8,98
	2	Вих.+ 6% ВЛР(15%)	-	42	5,5	-	-	-
21.09 1795	1	Вихідний розчин	1180	128	10,6	165	195	9,09
	2	Вих.+ 8% ВЛР(15%)	-	28	6,4	-	-	-
22.09 1795	1	Вихідний розчин	1180	32	7,4	36	66	9,44
	2	Вих.+ 4% ВЛР(15%)	-	24	6	-	-	-

Очевидними недоліками вживаного підходу до вибору рецептур обробки розчинів є відсутність системності у формуванні пробних рецептур обробки і переважно незначна кількість контрольованих параметрів.

За інформацією представленою в табл. 1.5 і 1.6 можемо судити про частоту виникнення необхідності обробки бурового розчину (11 разів на інтервалі 257м свердловини №508 Хрестище, 4 рази на інтервалі 234м свердловини №304 Ланна), що додатково вказує на значну актуальність поставленої задачі.

1.3. Використання експертних систем в нафтогазовидобувній галузі

Експертні системи – це інтелектуальні програмні засоби, які здатні у ході діалогу з людиною, експертом у певній предметній галузі, накопичувати знання, а під час діалогу з фахівцями середньої ланки консультувати їх, використовуючи накопичені і виведені нові знання. Базова структура експертної системи показана на рис. 1.4 .

Основними елементами експертної системи є база знань, модуль виведення нових знань, модуль набуття знань та інтерфейс користувача. В залежності від конкретної реалізації експертної системи в її структурі можуть бути додаткові модулі.

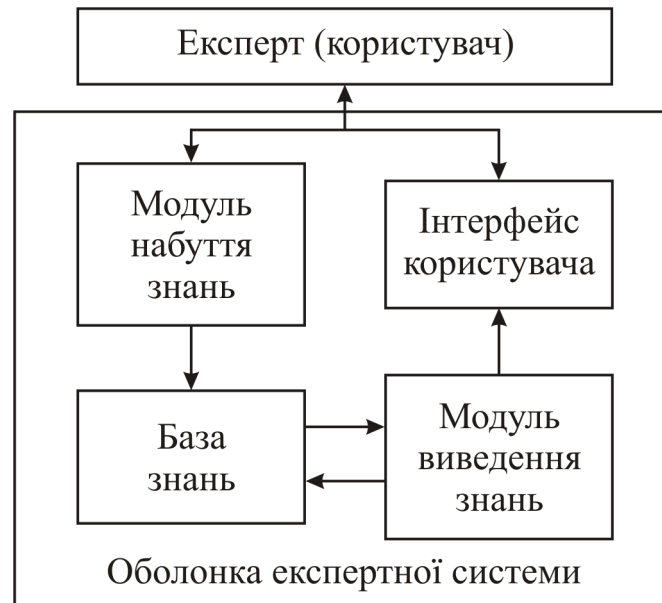


Рис. 1.4. Базова структура експертної системи

Однією із найскладніших задач при розробці і функціонуванні експертної системи є реалізація процесу набуття знань. Цей процес відбувається шляхом взаємодії експерта з модулем набуття знань експертної системи, часто при допомозі інженера зі знань. Знання експерта необхідно формалізувати і структурувати, але оскільки йому важко пояснити послідовність суджень при прийнятті рішень, то цей процес утруднюється і значно розтягується в часі.

Для експерта процес передачі знань експертній системі є надзвичайно нецікавим і монотонним. Це призводить до зниження достовірності знань і знову ж таки до збільшення витрат часу на формування бази знань. Крім того, необхідно отримати від експерта всю сукупність його знань, частину з яких він може і не пригадати.

У більшості випадків для забезпечення достовірності знань експертної системи після кожного введення нових знань проводять тестування на прикладі, який повинен використовувати нові знання. У випадку, коли отримане рішення є правильним, то переходять до введення наступних знань, в протилежному випадку корегують введення знань і повторюють тестування.

Для вирішення задачі вибору раціональної рецептури обробки бурового розчину базу знань доцільно формувати на основі вже прийнятих і реалізованих

рішень експертів, адже при цьому забезпечується висока достовірність знань і можливість оцінки ефективності рішення. Інформація про реалізовані обробки бурових розчинів фігурує в повсякденній документації бурових підприємств, тому доцільно включити в склад експертної системи програми, які одночасно служили б двом цілям: створенню повсякденної документації і накопиченню знань експертної системи. Це також ліквідує незацікавленість експертів до процесу накопичення знань експертною системою.

Якість бази знань експертної системи значно підвищиться, якщо вона буде сформована на основі оптимальних рішень. Отже, експертів необхідно забезпечити інструментарієм, який дозволить оптимізувати окремі процеси та операції, зокрема вибір оптимальних рецептур обробки бурових розчинів.

Часто постає проблема ідентифікації певного програмного продукту як експертної системи, в таких випадках необхідно перевірити наявність в нього ознак, які притаманні експертним системам [22]:

експертні системи моделюють не стільки фізичну природу певної проблематики, скільки механізм мислення людини стосовно вирішення задач в цій проблемній області;

знання в експертній системі представлені на спеціальній мові і зберігаються окремо від власного програмного коду, який формує виведення;

при вирішенні задач основними є евристичні і наближені методи;

експертні системи мають справу з предметами реального світу;

експертні системи є швидкодіючими та здатні пояснювати чому прийнято певне рішення.

На даний час експертні системи мають вже тривалу історію свого розвитку. Створена велика кількість експертних систем з різною внутрішньою організацією для різних галузей економіки [32, 34, 35, 62, 70, 71, 77, 83, 88]. Серед усієї їх кількості можна виділити ті, які розроблені для використання в нафтогазовій промисловості.

Експертна система MUD [22] призначена для проведення консультацій бурових інженерів при бурінні з використанням бурових розчинів і пін. Вона

дозволяє діагностувати причину змін параметрів бурового розчину під час буріння свердловини. Система реалізована з допомогою мови правил виведення OPS5. Правила пов'язують зміни властивостей бурових розчинів (підвищення в'язкості, підвищення вмісту твердої фази тощо) з можливими причинами цих змін (поступлення пластової води у свердловину, зниження тиску в свердловині тощо) і використовуються для побудови ланцюжків суджень у зворотному порядку.

Система DRILLING ADVISIOR [90] призначена для консультації бурових майстрів у випадку виникнення прихвату бурильної колони. Вона дозволяє діагностувати найбільш ймовірні причини прихвату, видає рекомендації стосовно його усунення і запобігання повторень прихватів при подальшому бурінні. В якості знань система використовує інформацію про геологічну будову родовища і зв'язки між причинами ускладнень і їх ознаками, що можуть спостерігатись персоналом бурової.

Експертна система DIPMETER ADVISIOR [90, 93] дозволяє будувати карту підземних геологічних структур, використовуючи дані інклінометрії і каротажу. Для інтерпретації каротажних кривих система використовує знання про літолого-стратиграфічну характеристику геологічних структур і відповідну їм форму каротажних кривих. Система володіє зручним графічним інтерфейсом, який дозволяє керувати обчислювальним процесом з допомогою меню і переглядати записи каротажних зондів. Система створена з допомогою мови INTERLISP-D, використовує пряме виведення зі знань поданих у вигляді правил.

Необхідно зазначити, що усі згадувані експертні системи є системами, які базуються на вербально-дедуктивному представленні знань, яке не є повним і єдино можливим, оскільки в процесі своєї розумової діяльності людина користується не тільки дедукцією. Людина часто спирається на підсвідомі процеси, робить висновки за аналогією, асоціацією. Саме ці процеси є якщо не домінуючими, то досить вагомими в процесі підбору рецептур обробки бурових

розчинів. І саме тому знання інженера по бурових розчинах надзвичайно важко формалізувати.

В [92] для моніторингу, контролю і діагностики типових аварійних ситуацій при бурінні свердловин запропоновано використовувати нейронну мережу. В даному випадку використання нейронних мереж є обґрунтованим, оскільки кожному стану системи відповідає свій набір значень діагностичних ознак. Використання нейронних мереж, як засобів розпізнавання образів для вибору раціональних рецептур обробки бурових розчинів є дещо утрудненим, оскільки при заданому значенні параметрів бурового розчину можливі декілька альтернативних рецептур обробки розчину.

В [53, 57] описується система PROTEKTOR, яка призначена для прогнозування аномально високих пластових тисків (АВПТ) під час буріння свердловин на основі зібраної інформації про зміну механічної швидкості проходки, параметрів режиму буріння, густини та реологічних властивостей бурового розчину, густини шламу з глибиною. Система також видає рекомендації для вибору раціональних технологічних рішень про розбурювання зон АВПТ в умовах інформаційної невизначеності, отримувати рекомендації з метою запобігання флюїдопроявам під час спуско-підймальних операцій, розраховувати технологічні операції методів плавного глушіння флюїдопроявів.

Для прогнозування порових тисків і вибору раціональних технологічних рішень при розбурюванні зон АВПТ у системі використані статистичні моделі прийняття рішень. При цьому за раціональне вважається таке рішення, реалізація якого зумовлює мінімум ризику втрат коштів або часу.

Висновки до розділу 1

Аналіз використання бурових розчинів і реагентів для їх приготування і обробки в БУ “Укрбургаз” за 1996 – 2003 роки виявив тенденцію до зростання витрати коштів на реагенти в розрахунку на метр проходки (коефіцієнт

кореляції 0,73). Це частково обумовлено зростанням середньої глибини буріння свердловин, проте основним фактором є відсутність науково обґрунтованих методик вибору рецептур обробки бурових розчинів.

Окреслено основні напрямки розробки методики вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину:

на основі побудови моделей впливу реагентів на параметри бурового розчину і розв'язку задачі лінійного або нелінійного програмування;

за допомогою експериментальної оптимізації;

на основі аналізу накопиченої інформації про результати обробки бурових розчинів.

За результатами аналізу існуючих в нафтогазовій галузі інтелектуальних програмних засобів (експертних систем) встановлено ефективність їх використання для вирішення практичних задач буріння свердловин. З принципів побудови і функціонування експертних систем випливає доцільність формування бази знань для вибору рецептур обробки бурових розчинів на основі промислової інформації.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИКА ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНОЇ РЕЦЕПТУРИ ОБРОБКИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

2.1. Постановка задачі

Обробку бурового розчину здійснюють, як правило, для забезпечення відповідності його технологічних параметрів гірничогеологічним умовам проходження свердловин. Досвід буріння свідчить, що така умова є необхідною для досягнення високих техніко-економічних показників спорудження свердловин.

Різноманіття умов буріння, широкий асортимент матеріалів і хімічних реагентів, а також технічна оснащеність бурової установки визначають вимоги до підбору рецептур обробки бурових розчинів. Формалізація задачі вибору рецептури обробки бурового розчину у значній мірі залежить від її інформаційного забезпечення (обґрунтування вимог до обробки бурового розчину, впливу хімічних реагентів на технологічні властивості бурового розчину тощо).

Відзначимо, що множина розв'язків задачі вибору рецептури обробки бурового розчину може бути повною (вміщувати хоча б один розв'язок) або порожньою (не вміщувати жодного розв'язку). У першому випадку рецептура обробки повинна задовольняти деякі додаткові умови, які формулюються у вигляді критерію оптимальності. Другий випадок вимагає уточнень задачі вибору рецептури обробки бурового розчину.

З урахуванням викладеного формалізація вибору рецептури обробки зводиться до оптимізаційної задачі виду [56, 60, 61, 80]

$$\begin{cases} E(\mathbf{x}^v) \rightarrow \min, v \in \mathcal{V}, \mathbf{x}^v \in D^v; \\ \varphi(\mathbf{x}^v) \leq 0, \end{cases} \quad (2.1)$$

де $E(\mathbf{x}^v)$ – критерій оптимальності, як функція концентрацій $\mathbf{x}^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_k^v)^T$

v -го набору реагентів;

\mathcal{V} – клас наборів реагентів, як множина можливих поєднань реагентів;

D^v – область визначення вектора x^v ;

$\Phi(x^v)$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Формалізація задачі (2.1) вимагає обґрунтування критерію оптимальності, формування класу \mathcal{V} наборів реагентів, побудови системи обмежень на керуючі параметри x^v та області їх визначення D^v .

Розробка родовища вуглеводнів є комерційним проектом і, очевидно, його завдання полягає у отриманні максимальної фінансової вигоди (глобальний критерій оптимальності), тобто різниця вартості видобутої з родовища вуглеводневої сировини і витрат на її видобуток повинна бути максимальною.

Буріння свердловин, як і усі інші складові циклу розробки родовища відноситься до дуже складних технологічних процесів, тому використати описаний критерій для оптимізації цього процесу або його складових практично неможливо. Наприклад, неможливо кількісно оцінити як зміниться дебіт свердловини, якщо підтримувати параметри бурового розчину в більш вузькому діапазоні значень і чи окупляться додаткові витрати реагентів на обробку бурового розчину, або на скільки зменшаться витрати коштів на ліквідацію ускладнень за причиною набухання глин при збільшенні концентрації інгібітора на 1% і т. ін. Зважаючи на це, в практиці буріння [7, 12, 63] користуються локальними критеріями оптимізації, вибір яких у конкретних геолого-технологічних умовах здійснюється з допомогою експертних методів.

З наведеного прикладу видно, що критерій оптимальності повинен враховувати те, що покращання параметрів розчину призводить до здешевлення спорудження свердловини (зменшення витрат на ліквідацію ускладнень, підвищення швидкості буріння та ін.) та підвищення її експлуатаційних можливостей, але водночас вимагає витрат коштів на реагенти для обробки розчину. Отже, ключовими вимогами до задачі вибору рецептури обробки бурового розчину є забезпечення якості бурового розчину (тобто відповідності його технологічних параметрів заданим значенням) і мінімізація

вартості обробки. Формалізувати ці вимоги можна декількома шляхами [56, 60, 61, 79, 80].

Задача (2.1) виглядає найбільш природною, якщо за критерій оптимальності прийняти вартість рецептури обробки бурового розчину, а на його технологічні параметри накласти обмеження, які б забезпечили буріння інтервалу свердловини без ускладнень, збереження колекторських властивостей пласта та інші вимоги. В цьому випадку задача (2.1) може бути формалізована у такому еквівалентному вигляді

$$\begin{cases} E(\mathbf{x}^v) = a_0^v + (\mathbf{x}^v)^T \mathbf{a}^v \rightarrow \min, \mathbf{x}^v \in D^v, v \in \mathcal{V}; \\ p_j^{\min} - p_j(\mathbf{x}^v) \leq 0, p_j(\mathbf{x}^v) - p_j^{\max} \leq 0, j = \overline{1, q}, \end{cases} \quad (2.2)$$

де a_0^v – витрати на обробку одиниці об'єму бурового розчину, які не залежать від концентрацій реагентів;

$\mathbf{a}^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_n^v)^T$ – вартості одиниць концентрацій реагентів v -того набору;

p_j^{\min}, p_j^{\max} – відповідно, мінімальне і максимальне значення j -го технологічного параметру за регламентом на проведення бурових робіт;

$p_j(\mathbf{x}^v)$ – залежності, які відображають вплив v -го набору реагентів на технологічні параметри розчину (інформацію про залежності $p_j(\mathbf{x}^v)$ одержують з експерименту);

q – кількість контрольованих технологічних параметрів.

Використання задачі (2.2) для вибору оптимальної рецептури обробки бурових розчинів доцільне в умовах, для яких вимоги до технологічних параметрів бурового розчину не достатньо жорсткі. Вартість рецептури обробки бурового розчину в таких умовах у значній мірі відповідає глобальному критерію оптимальності.

При розбурюванні ускладнених інтервалів стовбура свердловини в умовах підвищених вимог до технологічних параметрів бурового розчину задача вибору оптимальної рецептури формалізується в такому вигляді

$$\begin{cases} E(\mathbf{x}^v) = \sum_{j=1}^q \alpha_j (p_j(\mathbf{x}^v) - \hat{p}_j)^2 \rightarrow \min, \mathbf{x}^v \in D^v, v \in \mathcal{V}; \\ B(\mathbf{x}^v) - B_{\max} \leq 0, \end{cases} \quad (2.3)$$

де \hat{p}_j – необхідні технологічні властивості бурового розчину;

α_j – вагові коефіцієнти критерію оптимальності, які можуть бути прийняті рівними

$$\alpha_j = 1/S_j^2;$$

S_j^2 – дисперсія j -го технологічного параметра;

$B(\mathbf{x}^v)$ – вартість обробки одиниці об'єму бурового розчину;

B_{\max} – обмеження на величину $B(\mathbf{x}^v)$.

В таких умовах важливим є запобігання можливих ускладнень при бурінні свердловини. Тому критерій вибору рецептури у (2.3) є непрямим поданням глобального критерію оптимальності.

Узагальненням задачі (2.3) є її змішане представлення, коли для одного або декількох технологічних параметрів бурового розчину висувається умова забезпечення жорстких вимог, а на інші параметри накладаються технологічні обмеження як для задачі (2.2). В такому випадку задача (2.1) матиме вигляд

$$\begin{cases} E(\mathbf{x}^v) = \sum_{j=1}^z \alpha_j (p_j(\mathbf{x}^v) - \hat{p}_j)^2 \rightarrow \min, \mathbf{x}^v \in D^v, v \in \mathcal{V}; \\ p_j^{\min} - p_j(\mathbf{x}^v) \leq 0, p_j(\mathbf{x}^v) - p_j^{\max} \leq 0, j = \overline{z+1, q}; \\ B(\mathbf{x}^v) - B_{\max} \leq 0, \end{cases} \quad (2.4)$$

де z – кількість технологічних параметрів з жорсткими вимогами.

Відзначимо, що задачі вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину (2.3) і (2.4) можуть також трактуватись як задачі багатокритеріальної оптимізації. В такому випадку $E(\mathbf{x}^v)$ є згорткою критеріїв оптимальності окремих параметрів з ваговими коефіцієнтами α_j .

Можливі також інші формалізації задач вибору оптимальних рецептур бурових розчинів, серед яких можна виділити задачу мінімізації витрат на приготування всього необхідного об'єму бурового розчину

$$\begin{cases} E(\mathbf{x}^v) = V_0 (a_0^v + (\mathbf{x}^v)^T \mathbf{a}^v) \rightarrow \min, \mathbf{x}^v \in D^v, v \in \vartheta; \\ p_j^{\min} - p_j(\mathbf{x}^v) \leq 0, p_j(\mathbf{x}^v) - p_j^{\max} \leq 0, j = \overline{1, q}; \\ V = \sum_{i=0}^k V_i. \end{cases} \quad (2.5)$$

де V, V_0 – відповідно необхідний для подальшого буріння об'єм бурового розчину і об'єм вихідного розчину, який для цього необхідно обробити;
 V_1, V_2, \dots, V_k – об'єми доданих до вихідного розчину реагентів.

Формування класу ϑ наборів реагентів здійснюють за допомогою експертних методів залежно від типу бурового розчину, його вихідних і проектних параметрів та наявного асортименту хімічних реагентів. Нижче клас ϑ вважається повним, тобто таким, який хоча б для одного набору хімічних реагентів забезпечує розв'язок задачі (2.1).

Область визначення D^v концентрацій приймається за паспортними даними реагентів для кожного їх набору з урахуванням досвіду використання у конкретних геолого-технологічних умовах буріння.

Обмеження на технологічні параметри бурового розчину в задачах (2.2), (2.4) обґрунтовують на основі гірничогеологічної інформації про розріз свердловини, узагальнення досвіду буріння свердловин в подібних умовах, оцінок впливу параметрів бурового розчину на процеси масообміну у пристовбурній зоні свердловини та інших даних. Технологічні параметри, для яких вимоги є жорсткими, доцільно включати у критерій оптимальності задачі (2.4).

Залежності технологічних параметрів від концентрацій хімічних реагентів $p(\mathbf{x}^v)$ у задачах (2.2) – (2.5) одержують з експерименту. Їх побудова можлива за допомогою:

регресійних моделей першого і вищих порядків, які одержують за планами ПФЕ, ДФЕ, ОЦКП;

сплайн-функцій, які одержують за латинськими або центральними композиційними планами експериментів;

методів експериментальної оптимізації, у яких залежності $p(\mathbf{x}^v)$ одержують в кожному експерименті.

Нижче з урахуванням наведених підходів до побудови залежностей $p(\mathbf{x}^v)$ розглядаються особливості вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину у відповідності із задачами (2.2) – (2.4).

2.2. Вибір оптимальної рецептури обробки бурового розчину з допомогою регресійних моделей

Використання регресійних моделей для опису залежностей технологічних властивостей бурового розчину від концентрацій хімічних реагентів дає змогу задачі вибору оптимальних рецептур (2.2) – (2.4) звести до задачі лінійного або нелінійного програмування. Для останніх відомі ефективні алгоритми пошуку оптимальних розв'язків [4, 11, 14, 52, 58, 81, 87, 91].

Регресійні моделі $p(\mathbf{x}^v)$ доцільно застосовувати у випадку, коли технологічні властивості в досліджуваній області D^v адекватно описуються поліномами першого або другого порядків

$$p(\mathbf{x}^v) = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i x_i^v + \sum_{i=1}^{k-1} \sum_{j=i+1}^k b_{ij} x_i^v x_j^v + \sum_{i=1}^k b_{ii} (x_i^v)^2, \quad (2.6)$$

де b_0, b_i, b_{ij}, b_{ii} – параметри регресійних моделей.

Це можливо при незначних діапазонах зміни концентрацій реагентів та відсутності синергетичних ефектів.

Для побудови плану експерименту і обробки його результатів на ЕОМ необхідна розробка чіткого алгоритму дій, наприклад для реалізації принципу

поступового ускладнення моделі (доповнення планів новими експериментами для переходу від лінійних моделей до моделей вищих порядків).

Центральні композиційні плани другого порядку будуються за схемою, наведеною в табл. 2.1

Таблиця 2.1

Матриця ортогонального плану другого порядку

№ досліджу	Впливові фактори													
	X_0^v	X_1^v	X_2^v	...	X_k^v	$(X_1^v)^2 -$	$(X_2^v)^2 -$...	$(X_k^v)^2 -$	$X_1^v \cdot X_2^v$...	$X_1^v \cdot X_k^v$...	$X_{k-1}^v \cdot X_k^v$
						$-\psi$	$-\psi$		$-\psi$					
1	1	-1	-1	...	-1	$1-\psi$	$1-\psi$...	$1-\psi$	1	...	1	...	1
2	1	-1	-1	...	1	$1-\psi$	$1-\psi$...	$1-\psi$	1	...	-1	...	-1
3	1	-1	-1	...	-1	$1-\psi$	$1-\psi$...	$1-\psi$	1	...	1	...	-1
...
2^k	1	1	1	...	1	$1-\psi$	$1-\psi$...	$1-\psi$	1	...	1	...	1
2^k+1	1	α	0	...	0	$\alpha^2-\psi$	$-\psi$...	$-\psi$	0	...	0	...	0
2^k+2	1	$-\alpha$	0	...	0	$\alpha^2-\psi$	$-\psi$...	$-\psi$	0	...	0	...	0
2^k+3	1	0	α	...	0	$-\psi$	$\alpha^2-\psi$...	$-\psi$	0	...	0	...	0
2^k+4	1	0	$-\alpha$...	0	$-\psi$	$\alpha^2-\psi$...	$-\psi$	0	...	0	...	0
...
2^k+2k-1	1	0	0	...	α	$-\psi$	$-\psi$...	$\alpha^2-\psi$	0	...	0	...	0
2^k+2k	1	0	0	...	$-\alpha$	$-\psi$	$-\psi$...	$\alpha^2-\psi$	0	...	0	...	0
2^k+2k+1	1	0	0	...	0	$-\psi$	$-\psi$...	$-\psi$	0	...	0	...	0
...
2^k+2k+n_0	1	0	0	...	0	$-\psi$	$-\psi$...	$-\psi$	0	...	0	...	0

Примітки: k-кількість факторів; n_0 -кількість точок в центрі плану;

$$\psi = \frac{2^k + 2\alpha^2}{n}; \quad \alpha = \sqrt{\sqrt{n}2^{k-2} - 2^{k-1}}; \quad n=2^k+2k+n_0; \quad n - \text{кількість експериментів.}$$

Щоб забезпечити принцип послідовного ускладнення моделі, необхідно з цього плану виділити експерименти, які будуть складати ДФЕ, експерименти для доповнення ДФЕ до ПФЕ і решту експериментів для доповнення ПФЕ до ЦКП. Очевидно, що третю групу складатимуть експерименти представлені в $2^{k+1} - n$ рядках таблиці. План ДФЕ складатиме та частина експериментів плану ПФЕ, для значень рівнів факторів яких виконується умова

$$x_{k-w+1}^v = \prod_{i=1}^{k-w} x_i^v \quad \forall w = \overline{1, W}, \quad (2.7)$$

де k-W – кількість основних факторів, на основі яких будується дробова репліка ПФЕ;

W – кількість факторів, рівні яких відповідають добуткам основних факторів.

Під час проведення експериментів слід дотримуватись принципу рандомізації, який полягає у випадковій черговості проведення дослідів з метою переведення неконтрольованих і некерованих факторів (коливання температури, часова деструкція складових бурового розчину тощо) в розряд випадкових, що дозволяє ліквідувати систематичні похибки в кінцевих результатах.

Для зручності оцінки параметрів регресійної моделі доцільно поліноми представити в наступному вигляді

$$p(\mathbf{x}^v) = b_0 f_0^v + b_1 f_1^v + b_2 f_2^v + \dots + b_{r-1} f_{r-1}^v,$$

де $f_0^v, f_1^v, \dots, f_{r-1}^v$ – базисні функції;

$$f_0^v = 1, \quad f_i^v = x_i^v, \quad i = \overline{1, k};$$

$$b_{k+j} = b_{ih}, \quad f_{k+j}^v = x_i^v x_h^v, \quad j = (i-1)(k-i/2) + h - i, \quad i = \overline{1, k-1}, \quad h = \overline{i+1, k},$$

$$b_{\frac{k}{2}(k+1)+i} = b_{ii}, \quad f_{\frac{k}{2}(k+1)+i}^v = (x_i^v)^2, \quad i = \overline{1, k};$$

$$r - \text{кількість параметрів рівняння регресії } r = k \frac{k+3}{2}.$$

Вихідними даними для оцінки регресійної моделі є сукупність n спостережень над значеннями факторів \mathbf{x}^v (концентрацій реагентів) та відгуком P для q параметрів бурового розчину

$$\mathbf{X}^v = \begin{bmatrix} x_{11}^v & x_{12}^v & \dots & x_{1k}^v \\ x_{21}^v & x_{22}^v & \dots & x_{2k}^v \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{n1}^v & x_{n1}^v & \dots & x_{nk}^v \end{bmatrix}, \quad \mathbf{P} = \begin{bmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1q} \\ p_{21} & p_{22} & \dots & p_{2q} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_{n1} & p_{n2} & \dots & p_{nq} \end{bmatrix}.$$

Числові значення всіх базисних функцій (див. табл. 2.1) визначають матрицю

$$\mathbf{F}^v = \begin{bmatrix} f_{10}^v & f_{11}^v & \dots & f_{1r}^v \\ f_{20}^v & f_{21}^v & \dots & f_{2r}^v \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_{n0}^v & f_{n1}^v & \dots & f_{nr}^v \end{bmatrix}.$$

Параметри регресійних моделей визначають методом найменших квадратів з використанням наступного співвідношення

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^n \left[p_{ji} - p_j(\mathbf{x}_i^v) \right]^2 \right\} \Rightarrow \mathbf{b}. \quad (2.8)$$

Використовуючи співвідношення (2.8) отримуємо систему рівнянь

$$(\mathbf{F}^v)^T \mathbf{F}^v \mathbf{b} = (\mathbf{F}^v)^T \mathbf{P} \quad (2.9)$$

Інформаційна матриця Фішера $(\mathbf{F}^v)^T \mathbf{F}^v$ є симетричною відносно головної діагоналі, а для ОЦКП є ще й некорельованою, тобто оцінки параметрів регресійної моделі, отримані в результаті розв'язку системи (2.9) є незалежними.

Розв'язок системи (2.9) може бути знайдений довільним відомим способом

$$\mathbf{b} = \left((\mathbf{F}^v)^T \mathbf{F}^v \right)^{-1} (\mathbf{F}^v)^T \mathbf{P},$$

де $\left((\mathbf{F}^v)^T \mathbf{F}^v \right)^{-1}$ – матриця, обернена до матриці $(\mathbf{F}^v)^T \mathbf{F}^v$.

Оцінку параметрів моделі \mathbf{b} проводять для кожного з контрольованих параметрів.

Після проведення експериментів за планом ДФЕ і побудови регресійних моделей у вигляді поліномів першого порядку необхідно перевірити їх адекватність. Аналогічну перевірку необхідно здійснити після проведення експериментів за ЦКП другого порядку і побудови відповідних моделей.

Перевірку адекватності регресійної моделі здійснюють використовуючи наступну умову справедливості гіпотези $H_0 : \sigma^2 = \sigma_p^2$ про рівність дисперсій

$$F = \frac{m_1 S^2}{S_p^2} < F_{n-r; n(m_1-1); \alpha}, \quad (2.10)$$

де $S_p^2 = \frac{1}{n} \frac{1}{m_1 - 1} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_1} (p_{ij} - \bar{p}_i)^2$ – дисперсія випадкової складової в точках плану експерименту;

$$S^2 = \frac{1}{n-r} \sum_{i=1}^n (p(\mathbf{x}_i^v) - \bar{p}_i)^2 - \text{дисперсія адекватності регресійної моделі};$$

p_{ij} – виміряне в j -му досліді значення параметру бурового розчину, який проведений в i -тій точці плану експерименту;

\bar{p}_i – середнє значення виміряного параметру в i -тій точці плану експерименту;

$p(\mathbf{x}_i^v)$ – обчислене за регресійною залежністю значення параметру в i -тій точці плану експерименту;

m_1 – кількість дослідів проведених в кожній із точок плану експерименту;

n – кількість точок плану експерименту;

r – кількість коефіцієнтів рівняння регресії;

$F_{v_1, v_2; \alpha}$ – табульоване значення F -критерію Фішера з числом ступенів вільності v_1 і v_2 та ймовірністю надійності $1 - \alpha$.

Якщо хоча б для одного із параметрів бурового розчину умова (2.10) не виконується, причиною чого може тільки бути невідповідність моделі реальному впливу реагентів на параметри розчину, то регресійна модель вважається неадекватною. В таких випадках необхідно ускладнювати модель.

Перевірка наявності області допустимих рецептур здійснюється шляхом пробного розв'язку задачі (2.1). Область допустимих рецептур відсутня тоді, коли у заданому діапазоні концентрацій вибраних реагентів немає жодної рецептури, яка б приводила параметри розчину до заданих меж.

Існує значна кількість методів розв'язку оптимізаційних задач з обмеженнями і майже всі вони групуються в два класи [11]:

- 1) методи, які безпосередньо застосовуються до задачі (2.1). До них можна віднести метод проєкцій, метод можливих напрямків та їхні модифікації;
- 2) методи, які базуються на послідовності допоміжних задач, розв'язок яких збігається з розв'язком задачі (2.1). До них відносяться метод січних площин, методи штрафних функцій і бар'єрів.

Використання методу проєкцій є утрудненим, оскільки він є ефективним в тих випадках, коли відома структура допустимої області. Метод можливих

напрямок вимагає встановлення вихідної точки для модифікованого градієнтного методу в допустимій області, яку при пошуку раціональних рецептур обробки бурових розчинів нелегко одразу знайти. Метод бар'єрів володіє недоліком, аналогічним методу можливих напрямків. Метод січних площин дозволяє розв'язувати задачу нелінійного програмування як послідовність задач лінійного програмування, проте він є надто повільним і складним в реалізації.

Метод штрафних функцій вигідно відрізняється від перерахованих вище, оскільки він дозволяє звести оптимізаційну задачу з обмеженнями до задачі безумовної оптимізації і не є настільки чутливим щодо вибору вихідної точки для пошуку екстремуму цільової функції як метод бар'єрів. Суть методу зводиться до наступного перетворення цільової функції задачі (2.1):

$$E^*(\mathbf{x}^v) = E(\mathbf{x}^v) + s(\mathbf{x}^v) \rightarrow \min, \mathbf{x}^v \in D^v, v \in \vartheta, \quad (2.11)$$

де $s(\mathbf{x}^v)$ – штрафна функція, яка приймає нульові значення в допустимій області, а за її межами додатньо визначена з тим більшими значеннями, чим далі розглядувана точка знаходиться від допустимої області.

Штрафна функція визначається так

$$s(\mathbf{x}^v) = \sum_{i=1}^q \rho_i s_i(\mathbf{x}^v); \quad (2.12)$$

де
$$s_i(\mathbf{x}^v) = \begin{cases} (\varphi_i^+(\mathbf{x}^v) - 1)^2 + 1, & \text{якщо } \varphi_i^+(\mathbf{x}^v) > 1, \\ 1, & \text{якщо } \varphi_i^+(\mathbf{x}^v) \leq 1; \end{cases}$$

$$\varphi_i^+(\mathbf{x}^v) = \max\{0, \varphi_i(\mathbf{x}^v)\};$$

ρ_i – параметри штрафу, які дозволяють компенсувати відмінності в метриках контрольованих параметрів бурового розчину.

Як видно задача (2.11) є задачею безумовної оптимізації, розв'язок якої збігається з розв'язком задачі (2.1).

Алгоритмами пошуку мінімуму функції можуть бути метод покоординатного спуску або симплекс-метод [2, 31, 36, 81]. Використання градієнтних методів неприпустиме у зв'язку з тим, що функція (2.12) має

яристий рельєф. Слід зазначити, що функція (2.11) в багатьох випадках має поліекстремальну будову і для того, щоб зменшити ймовірність отримання в якості розв'язку рецептури обробки, яка відповідає локальному екстремуму цільової функції, пошук необхідно розпочинати з тієї точки плану експерименту яка знаходиться в допустимій області, або в якій значення штрафної функції є найменшим.

Алгоритм модифікованого методу покоординатного спуску реалізується виконанням наступних кроків:

- 1) за початкове наближення прийняти точку плану експерименту, яка належить допустимій області, або для якої значення штрафної функції є найменшим;
- 2) прийняти початкове значення кроку зміни значень координат вектора рецептури і його мінімальне значення;
- 3) змінюючи з заданим кроком значення однієї з координат вектора рецептури отримати послідовність точок і серед них вибрати ту, в якій значення цільової функції (2.11) є найменшим. Зафіксувати значення відповідної координати і провести аналогічну процедуру змінюючи решту координат;
- 4) навколо отриманої точки побудувати гіперкуб з довжиною граней, рівній подвійній величині кроку і порівняти значення цільової функції в вершинах, серединах граней і ребер з її значенням в центрі гіперкубу. Якщо значення цільової функції в одній із точок на поверхні гіперкубу є меншим, то вона стає наступним наближенням;
- 5) якщо відбулось переміщення гіперкубу, то перейти до кроку 4;
- 6) якщо крок зміни значень координат вектора рецептури менший або рівний заданому мініимальному, то перейти до кроку 8;
- 7) зменшити крок зміни координат вектора рецептури і перейти до кроку 3;
- 8) прийняти за результат пошуку поточне значення вектора рецептури;
- 9) кінець.

Після того як в результаті розв'язку оптимізаційної задачі отримана рецептура обробки бурового розчину необхідно виконати її експериментальну перевірку і зробити висновок про правильність отриманого розв'язку. Це можна здійснити шляхом перевірки статистичної гіпотези про рівність емпіричної оцінки середнього $p_j(\bar{\mathbf{x}}^v)$ вибірки P_j з нормальним розподілом і невідомою дисперсією деякому значенню p_j , яку здійснюють за допомогою критерію

$$T_j = \frac{p_j(\bar{\mathbf{x}}^v) - p_j}{\frac{S_{pj}}{\sqrt{n}}}, \quad (2.13)$$

де $S_{pj}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (p_{ji} - p_j(\mathbf{x}_i^v))^2$ – емпірична оцінка дисперсії;

$p_j, p_j(\bar{\mathbf{x}}^v)$ – значення j -го параметру після обробки за отриманою рецептурою і отримані за регресійною залежністю;

$p_{ji}, p_j(\mathbf{x}_i^v)$ – значення j -го параметру в i -й експериментальній точці відповідно вимірянні і обчислені за регресійною залежністю;

n – кількість експериментів.

Гіпотеза $H_0 : p_j(\bar{\mathbf{x}}^v) = p_j$ приймається на рівні значущості α при виконанні умови

$$|T_j| < t_{n-1; \frac{\alpha}{2}}, \quad (2.14)$$

де $t_{n-1; \frac{\alpha}{2}}$ – квантиль t -розподілу Стюдента.

Рецептура вважається задовільною, якщо умова (2.14) виконується для усіх контрольованих параметрів

Виходячи із сказаного алгоритм вибору рецептури обробки бурового розчину з допомогою регресійних залежностей доцільно реалізувати виконанням наступних кроків

1. Прийняти $v = 1$.
2. Для набору реагентів v побудувати і реалізувати план ДФЕ.

3. Перевірити наявність допустимої області. Якщо допустима область відсутня, то перейти до кроку 19.
4. Продублювати досліди в точках плану ДФЕ.
5. Побудувати на основі експериментальних даних регресійні залежності у вигляді поліномів першого порядку.
6. Перевірити адекватність отриманої моделі впливу реагентів на параметри бурового розчину з допомогою умови (2.10). Якщо модель неадекватна, то доповнити ДФЕ до ПФЕ, реалізувати необхідні досліди і перейти до кроку 13.
7. З допомогою отриманих регресійних залежностей здійснити пошук рецептури обробки $\hat{\mathbf{x}}^v$ та обчислити значення цільової функції $E(\hat{\mathbf{x}}^v)$.
8. Експериментально перевірити отриману рецептуру обробки. Якщо параметри бурового розчину, отримані в результаті обробки за знайденою рецептурою, відповідають умовам (2.14), то перейти до кроку 18.
9. Доповнити ДФЕ до ПФЕ і реалізувати необхідні досліди.
10. Побудувати на основі експериментальних даних регресійні залежності у вигляді поліномів першого порядку.
11. З допомогою отриманих регресійних залежностей здійснити пошук рецептури обробки $\hat{\mathbf{x}}^v$ та обчислити значення цільової функції $E(\hat{\mathbf{x}}^v)$.
12. Експериментально перевірити отриману рецептуру обробки. Якщо параметри бурового розчину, отримані в результаті обробки за знайденою рецептурою, відповідають умовам (2.14), то перейти до кроку 18.
13. Доповнити ПФЕ до ЦКП другого порядку і реалізувати необхідні досліди.
14. Побудувати на основі даних експерименту регресійні залежності у вигляді поліномів другого порядку.
15. Перевірити адекватність отриманої моделі впливу реагентів на параметри бурового розчину з допомогою умови (2.10). Якщо модель

неадекватна, то вибір рецептури обробки бурового розчину для набору реагентів v необхідно здійснити з допомогою методики, яка базується на використанні сплайн-функцій (див. підрозділ 2.3) і перейти до кроку 18.

16.3 допомогою отриманих регресійних залежностей здійснити пошук рецептури обробки $\hat{\mathbf{x}}^v$ та обчислити значення цільової функції $E(\hat{\mathbf{x}}^v)$.

17.Експериментально перевірити отриману рецептуру обробки. Якщо параметри бурового розчину отримані в результаті обробки за знайденою рецептурою не відповідають (формули (2.13) – (2.14)) обчисленим за регресійними залежностями, то перейти до кроку 19.

18.Включити отриману рецептуру $\hat{\mathbf{x}}^v$ до множини знайдених рецептур \hat{X} .

19.Якщо $v+1 \notin \vartheta$, тобто проведено пошук рецептур обробки для усіх наборів реагентів, то перейти до кроку 21.

20.Взяти до уваги наступний набір реагентів $v = v + 1$ і перейти до кроку 2.

21.Якщо $\hat{X} = \emptyset$, тобто для заданої множини ϑ наборів реагентів не вдалося знайти жодної рецептури обробки, то перейти до кроку 23.

22.Вибрати оптимальну рецептуру за умовами

$$\min_v E(\hat{\mathbf{x}}^v) \Rightarrow \hat{v}.$$

23.Кінець.

Перевагою обробки результатів експерименту з допомогою регресійних залежностей є можливість використання критеріїв оптимальності планів експериментів (ортогональність, ротатабельність та ін.), методів статистичного оцінювання. Зокрема ортогональні плани експерименту дозволяють отримати незалежні оцінки параметрів рівнянь регресії, що дозволяє краще аналізувати вплив окремих реагентів на параметри розчину.

Регресійні моделі не у всіх випадках будуть адекватно описувати результати експерименту, тому для забезпечення можливості вибору рецептури

обробки бурового розчину в умовах неадекватності регресійних моделей необхідне використання інших, більш складніших моделей.

2.3. Вибір оптимальної рецептури обробки бурового розчину з допомогою сплайн-функцій

У випадку неадекватності регресійної моделі виникає необхідність у більш детальному вивченні впливу досліджуваної області зміни концентрацій реагентів на технологічні властивості бурового розчину. Для цього необхідно збільшити кількість експериментальних точок і розмістити їх рівномірно в межах досліджуваної області. Це можна зробити з використанням латинських планів, ЦКП третього порядку і т.п. В умовах, коли досліджується вплив реагентів в широкому діапазоні концентрацій (а це можливо при виборі нових рецептур бурових розчинів), доцільно будувати латинський план експерименту з більшою кількістю рівнів зміни факторів.

При обробці планів експерименту з трьома і більше рівнями зміни факторів (латинські плани, ЦКП тощо) доцільно будувати моделі впливу реагентів на параметри розчину у вигляді сплайнів. На відміну від регресійних залежностей сплайн-функції точно відтворюють результати в експериментальних точках. Проте більшість відомих сплайнів [3, 9, 26, 27, 85] вимагають проведення експериментів у вузлах рівномірної сітки, що вимагає значного підвищення кількості необхідних експериментів. Запропонована в [10] сплайн-функція відрізняється від усіх інших тим, що може будуватись за результатами довільно проведених експериментів. Вона зручна у використанні, оскільки з її допомогою можуть бути побудовані як моделі першого порядку, так і вищих порядків. При цьому процедура побудови сплайну не змінюється і його аналітичне представлення є таким:

$$p(\mathbf{x}^v) = \sum_{j=1}^n b_j G_{m,k}(\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v) + \sum_{j=1}^{q_3} b_{n+j} (\mathbf{x}^v)^{a_j}, \quad (2.15)$$

де b_j, b_{n+j} – параметри аналітичного подання сплайну;

n – кількість експериментальних точок;

$$G_{m,k}(\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v) = \begin{cases} \|\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v\|^{2m-k} \ln \|\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v\|, & \text{якщо } k \text{ парне;} \\ \|\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v\|^{2m-k}, & \text{якщо } k \text{ непарне;} \end{cases}$$

$$\|\mathbf{x}^v - \mathbf{x}_j^v\| = \left(\sum_{i=1}^k (x_i^v - x_{ij}^v)^2 \right)^{1/2};$$

$$q_3 = (k + m - 1)! / (m - 1)! k!;$$

$\mathbf{x}_j^v = (x_{1j}^v, x_{2j}^v, \dots, x_{kj}^v)^T$ – вектор концентрацій реагентів в j -му експерименті;

$\alpha_j = (\alpha_{1j}, \alpha_{2j}, \dots, \alpha_{kj})$ – мультиіндекс;

$$(\mathbf{x}^v)^{\alpha_j} = (x_1^v)^{\alpha_{1j}} \cdot (x_2^v)^{\alpha_{2j}} \cdot \dots \cdot (x_k^v)^{\alpha_{kj}};$$

m - параметр варіаційного функціоналу.

Параметри аналітичного подання сплайну отримуються в результаті розв'язку системи лінійних рівнянь

$$\begin{vmatrix} A & H \\ H^T & 0 \end{vmatrix} \mathbf{b} = \begin{vmatrix} P \\ 0 \end{vmatrix}, \quad (2.16)$$

$$\text{де } \mathbf{b} = \begin{vmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_{n+jj} \end{vmatrix}; \quad P = \begin{vmatrix} p_{11} & p_{12} & \dots & p_{1q} \\ p_{21} & p_{22} & \dots & p_{2q} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ p_{n1} & p_{n2} & \dots & p_{nq} \end{vmatrix}; \quad A = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{vmatrix}; \quad a_{ij} = G_{m,n}(\mathbf{x}_i^v - \mathbf{x}_j^v);$$

$$H = \begin{vmatrix} h_{11} & \dots & h_{1q} \\ h_{21} & \dots & h_{2q} \\ \dots & \dots & \dots \\ h_{n1} & \dots & h_{nq} \end{vmatrix}; \quad h_{ij} = (\mathbf{x}_i^v)^{\alpha_j};$$

H^T – матриця транспонована до матриці H .

Для розв'язку системи лінійних рівнянь (2.16) можна використати будь-який з відомих методів [2, 31, 36, 52, 81].

З допомогою сплайнів можна обробляти результати експериментів за ЦКП другого порядку. Але ці плани не дозволяють використати додаткові переваги сплайнів, а саме можливість побудови моделі будь-якого порядку без зміни форми її представлення. Виходячи з цього, для побудови моделей впливу

концентрацій реагентів на параметри бурового розчину доцільніше використовувати латинські і подібні їм плани.

Позитивними властивостями латинських планів є можливість проведення експериментів з довільною кількістю рівнів зміни факторів і побудова за їхніми результатами моделей у вигляді функцій будь-якого порядку, але не вищого за той, який допускається проведеною кількістю дослідів. При цьому, досліджувана область зміни впливових факторів рівномірно охоплюється точками плану експерименту, а рівні зміни факторів, на відміну від ортогональних і ротатабельних центральних композиційних планів та подібних їм планів експерименту, вибираються виключно дослідником, що надає більше зручностей під час виконання експерименту, хоча і позбавляє план оптимальних властивостей.

Для кожного набору кількості факторів і рівнів їх зміни існує декілька варіантів побудови латинського плану. Щоб дослідити вплив реагентів на параметри бурового розчину немає потреби забезпечувати можливість побудови усіх варіантів плану експерименту, тому доцільно вибрати такий варіант, який найлегше піддається алгоритмізації. Тому для побудови латинського плану запропоновано співвідношення

$$y_n = \left(\text{mod} \left(\sum_{j=1}^{k-1} i_j, z_y \right) - 1 \right) / (z_y - 1), \quad (2.17)$$

де $\text{mod}(a, b)$ – оператор, який позначає залишок від ділення числа a на число b ;

y_n – рівень k -го фактора для дослідів з рівнями інших факторів

$$y_j = \frac{i_j}{z_y - 1}, j = \overline{1, k-1};$$

k – кількість факторів;

z_y – кількість рівнів зміни факторів;

i_j – номер рівня зміни j -го фактору.

Співвідношення (2.17) дозволяє будувати плани експерименту для трьох і більше факторів. Для трьох реагентів і трьох рівнів зміни їх домішок необхідно

провести 9 дослідів, для трьох реагентів і п'яти рівнів зміни факторів 25 дослідів, для чотирьох реагентів і трьох рівнів зміни факторів 27 дослідів. Приклади побудови цих планів експерименту наведено в табл. 2.2

Таблиця 2.2

Приклади побудови латинських планів експерименту

Дослід	Значення факторів для плану експериментів									
	з трьома факторами і трьома рівнями їх зміни			з трьома факторами і п'ятьма рівнями їх зміни			з чотирма факторами і трьома рівнями їх зміни			
	x_1^v	x_2^v	x_3^v	x_1^v	x_2^v	x_3^v	x_1^v	x_2^v	x_3^v	x_4^v
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	2	2	1	2	2	1	1	2	2
3	1	3	3	1	3	3	1	1	3	3
4	2	1	2	1	4	4	1	2	1	2
5	2	2	3	1	5	5	1	2	2	3
6	2	3	1	2	1	2	1	2	3	1
7	3	1	3	2	2	3	1	3	1	3
8	3	2	1	2	3	4	1	3	2	1
9	3	3	2	2	4	5	1	3	3	2
10	—	—	—	2	5	1	2	1	1	2
11	—	—	—	3	1	3	2	1	2	3
12	—	—	—	3	2	4	2	1	3	1
13	—	—	—	3	3	5	2	2	1	3
14	—	—	—	3	4	1	2	2	2	1
15	—	—	—	3	5	2	2	2	3	2
16	—	—	—	4	1	4	2	3	1	1
17	—	—	—	4	2	5	2	3	2	2
18	—	—	—	4	3	1	2	3	3	3
19	—	—	—	4	4	2	3	1	1	3
20	—	—	—	4	5	3	3	1	2	1
21	—	—	—	5	1	5	3	1	3	2
22	—	—	—	5	2	1	3	2	1	1
23	—	—	—	5	3	2	3	2	2	2
24	—	—	—	5	4	3	3	2	3	3
25	—	—	—	5	5	4	3	3	1	2
26	—	—	—	—	—	—	3	3	2	3
27	—	—	—	—	—	—	3	3	3	1

Примітка. 1, 2, 3, 4, 5 – рівні зміни факторів.

Аналогічно як і для ЦКП необхідно реалізувати принцип поступового ускладнення моделі для латинських планів, зокрема із плану, побудованого за співвідношенням (2.17), доцільно випадковим чином вибрати не менше $k+1$ дослідів для побудови лінійних моделей і оцінки наявності області допустимих рецептур. Ризик отримання негативного результату завдяки такій процедурі

суттєво знижується. Це важливо, оскільки проведення експериментів в усіх точках плану вимагає значних затрат часу.

Зважаючи на те, що область визначення вектора \mathbf{x}^v в нормованих координатах являє собою замкнутий гіперкуб і враховуючи рівень сучасної обчислювальної техніки можна за прийнятний час вирішити задачу пошуку раціональної рецептури обробки бурового розчину методом прямого пошуку мінімуму функції шляхом одночасного порівняння значень функції у вузлах рівномірної сітки.

Метод прямого пошуку мінімуму функції шляхом одночасного порівняння їх значень реалізує таку стратегію:

- 1) задається точність, з якою повинні бути отримані концентрації реагентів по відношенню до довжини інтервалів їх зміни;
- 2) визначається крок зміни концентрації кожного реагенту і будується просторова сітка точок;
- 3) вибирається одна із отриманих точок;
- 4) за функціональними залежностями обчислюються значення технологічних параметрів у вибраній точці;
- 5) якщо хоча б один з технологічних параметрів у вибраній точці виходить за допустимі межі, то вона відкидається, приймається з просторової сітки наступна точка і відбувається перехід до кроку 3;
- 6) обчислюється значення критерію оптимальності у вибраній точці. Якщо точка вибрана першою, то значення критерію запам'ятовується. В інших випадках це значення порівнюється з раніше занесеним в пам'ять і, якщо значення критерію виявиться меншим, то воно заміщає занесене в пам'ять;
- 7) повторюються кроки 3 – 6 до повного перебору усіх точок.

Цей метод дещо громіздкий з обчислювальної точки зору, але є надзвичайно надійним, тобто, на відміну від описаного в п. 2.2 методу пошуку рецептури обробки, гарантовано із заданою точністю знаходить глобальний екстремум цільової функції у вибраній області досліджень.

Для перевірки рецептури обробки бурового розчину отриманої в результаті розв'язку оптимізаційної задачі з використанням сплайнів необхідно провести m_2 експериментів в тій точці факторного простору, яка відповідає отриманій рецептурі обробки і оцінити дисперсії за формулою

$$S_{pj}^2 = \frac{1}{m_2 - 1} \sum_{i=1}^{m_2} (p_{ji} - \bar{p}_j)^2, \quad (2.18)$$

$$\text{де } \bar{p}_j = \frac{1}{m_2} \sum_{i=1}^{m_2} p_{ji};$$

p_{ji} – значення j -го параметру отримані в результаті i -го перевірного експерименту.

Оцінку отриманої рецептури обробки проводять так само, як і при використанні регресійних залежностей шляхом перевірки гіпотези $H_0: \bar{p}_j = p_j(\hat{\mathbf{x}}^v)$.

Виходячи із викладеного, алгоритм пошуку оптимальної рецептури обробки розчину з допомогою сплайн-функцій можна реалізувати у такій послідовності.

1. Прийняти $v = 1$.
2. Для набору реагентів v побудувати латинський план.
3. З побудованого плану випадковим чином, або на основі певного правила вибрати $k+1$ точок і виконати в них експерименти.
4. На основі реалізованих експериментів побудувати регресійні залежності у вигляді поліномів першого порядку і перевірити наявність допустимої області. Якщо допустима область відсутня, то перейти до кроку 10.
5. Виконати експерименти в решті точок латинського плану експерименту.
6. Побудувати на основі експериментальних даних моделі впливу реагентів на параметри бурового розчину у вигляді сплайнів.

7. З допомогою отриманих моделей здійснити пошук рецептури обробки $\hat{\mathbf{x}}^v$ та обчислити значення цільової функції $E(\hat{\mathbf{x}}^v)$.
8. Експериментально перевірити отриману рецептуру обробки. Якщо отримані в результаті обробки за знайденою рецептурою параметри бурового розчину не відповідають умові (2.14) з врахуванням (2.13) і (2.18), то перейти до кроку 10.
9. Включити отриману рецептуру $\hat{\mathbf{x}}^v$ до множини знайдених рецептур \hat{X} .
10. Прийняти $v = v + 1$. Якщо $v \notin \vartheta$ (тобто проведено пошук рецептур обробки для усіх наборів реагентів), то перейти до кроку 12, в протилежному випадку перейти до кроку 2.
11. Якщо $\hat{X} = \emptyset$ (тобто для заданої множини наборів реагентів ϑ не вдалося знайти жодної рецептури обробки), то перейти до кроку 13.
12. Вибрати оптимальну рецептуру на основі умов

$$\min_v E(\hat{\mathbf{x}}^v) \Rightarrow \hat{v}.$$

13. Кінець.

Якщо важко однозначно визначити, що краще забезпечать відображення результатів експерименту (сплайн-функції чи адекватні регресійні моделі), то одночасне їх використання підвищить ефективність пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину.

2.4. Використання експериментальної оптимізації для пошуку рецептур обробки бурового розчину

Якщо вплив реагентів на параметри бурового розчину адекватно не описується поліномами другого порядку і немає потреби будувати функціональні залежності вищого порядку, які б з високою точністю відображали зміну параметрів в межах усієї досліджуваної області, то в такому випадку доцільно скористатись експериментальним пошуком оптимальної рецептури обробки. При експериментальному пошуку вплив реагентів на

параметри бурового розчину з високою точністю описується в околі точок послідовного ряду наближень рецептур обробки від початкової до оптимальної.

При експериментальному пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину використовуються безпосередньо виміряні параметри бурового розчину, а не обчислені за функціональними залежностями. Це дозволяє отримати більш достовірну інформацію про вплив хімічних реагентів в тій області планування, в якій знаходиться оптимальна рецептура обробки, а як результат – краще відтворення прогнозованих значень параметрів для отриманої рецептури обробки.

Одним із найбільш відомих методів експериментальної оптимізації є симплекс-метод [23, 29], суть якого зводиться до проведення експериментів в вершинах k -вимірному многогранника з випуклою оболонкою та $(k+1)$ -ю вершинами, який називається симплексом, та точках, утворених послідовним відбиванням його вершин через протилежні їм грані. Сукупність правил, які регламентують відбивання вершин симплексу, спрямована на те, щоб при кожному наступному відбиванні симплекс наближався до оптимальної області.

Проте є неможливим використання відомих алгоритмів [23, 29] даного методу для пошуку оптимальних рецептур обробки бурового розчину, оскільки при цьому необхідно розв'язувати задачу з обмеженнями не тільки на область значень концентрацій реагентів, а й на область технологічних параметрів бурового розчину. Для успішного використання симплекс-методу при розв'язку задач з обмеженнями необхідно перетворити цільову функцію так, щоб вона враховувала обмеження на область значень параметрів. Для цього можна використати штрафну функцію, яка має нульове значення в допустимій області і зростає при виході за її межі.

В [11] запропонована штрафна функція

$$s(\mathbf{x}^v) = \sum_{i=1}^q \rho_i (\varphi_i^+(\mathbf{x}^v))^2, \quad \varphi_i^+(\mathbf{x}^v) = \max\{0, \varphi_i(\mathbf{x}^v)\},$$

яка передбачає встановлення розв'язку оптимізаційної задачі з обмеженнями за розв'язанням послідовності задач без обмежень з різними значеннями параметру штрафу.

Оскільки при експериментальному пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину значення цільової функції отримуються з експерименту а не обчислюються за моделями, то використання вказаної штрафної функції є недоцільним. Її недоліком є те, що похідна від цієї функції на межі допустимої області рівна нулю і рецептура обробки бурового розчину знайдена з її використанням як правило знаходиться поблизу допустимої області, але в недопустимій області. При збільшенні параметрів штрафу P_i розв'язок допоміжних задач тільки асимптотично наближається до розв'язку задачі (2.1) і не дорівнює йому. Використання штрафної функції виду (2.12) дозволить один раз розв'язавши задачу без обмежень знайти розв'язок задачі (2.1), для цього значення параметрів штрафу повинні бути достатніми для забезпечення умови

$$E(\mathbf{x}_H^v) + s(\mathbf{x}_H^v) > \min E(\mathbf{x}_D^v),$$

де \mathbf{x}_D^v , \mathbf{x}_H^v – рецептури обробки бурового розчину, які знаходяться відповідно в області допустимих рецептур і за її межами.

Залежність параметрів бурового розчину від концентрації реагентів є нелінійною, тому побудована цільова функція може бути поліекстремальною. Знайдений за алгоритмом симплекс-методу екстремум залежить від вибору вихідної точки. Доцільно за вихідну точку симплексу вибирати оптимальну рецептуру, яка отримана за результатами досліджень по плану першого порядку.

Ще однією із необхідних умов ефективності використання симплекс-методу для пошуку раціональних рецептур обробки бурового розчину є мінімізація кількості необхідних експериментів. Вибір вихідної точки симплексу як оптимальної рецептури за результатами досліджень по плану ДФЕ дозволить скоротити його шлях до області допустимих рецептур, проте

залишається ще один важливий елемент алгоритму симплекс-методу – умова завершення пошуку.

Суть класичної умови завершення пошуку екстремуму цільової функції [29] полягає в тому, що за екстремум приймається та вершина симплексу, яка увійшла в ряд послідовних симплексів більше ніж $1.65k + 0.05k^2$ раз. Наприклад, у випадку пошуку рецептури обробки для набору із трьох реагентів ($k=3$), для того щоб переконатись в досягненні оптимальної області необхідно провести 5 додаткових дослідів. Уникнути необхідності проведення додаткових дослідів можна шляхом обробки результатів експериментів з допомогою сплайн-функцій після кожного відбивання однієї із вершин симплексу. Необхідно провести пошук рецептури обробки за методикою описаною в п. 2.3 і, якщо отримана оптимальна рецептура обробки розчину лежить в околі однієї із вершин симплексу або належить симплексу, то або отримана рецептура або найближча до неї вершина симплексу можуть бути прийняті за оптимальну рецептуру обробки розчину.

Важливим при використанні симплекс-методу є вибір вихідного плеча симплексу. Для того, щоб можливі похибки при вимірюванні параметрів розчину не призводили до зміни напрямку руху симплексу, необхідно вибирати таку довжину плеча симплексу, щоб передбачувана різниця значень параметрів розчину в його вершинах була більшою за похибку їх вимірювання.

З урахуванням викладеного алгоритм експериментального пошуку раціональної рецептури обробки бурового розчину з допомогою симплекс-методу зводиться до таких процедур:

- 1) в гіперпросторі концентрацій хімічних реагентів побудувати симплекс.

Координати вершин регулярного симплекса визначає матриця \bar{D} розміром $k \times (k+1)$:

$$\overline{\mathbf{D}} = \begin{vmatrix} x_1^v & x_1^v + d_1 & x_1^v + d_2 & \dots & x_1^v + d_2 \\ x_2^v & x_2^v + d_2 & x_2^v + d_1 & \dots & x_2^v + d_2 \\ x_3^v & x_3^v + d_2 & x_3^v + d_2 & \dots & x_3^v + d_2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_k^v & x_k^v + d_2 & x_k^v + d_2 & \dots & x_k^v + d_1 \end{vmatrix},$$

де x^v – вихідна точка симплексу;

$$d_1 = \frac{L}{k\sqrt{2}}(\sqrt{k+1} + k - 1);$$

$$d_2 = \frac{L}{k\sqrt{2}}(\sqrt{k+1} - 1);$$

L – відстань між двома вершинами;

k – кількість реагентів.

За вихідну точку симплексу взяти оптимальну рецептуру знайдену на основі лінійних регресійних моделей, побудованих за планом ДФЕ. Виконати досліди для концентрацій хімічних реагентів у вершинах симплексу. За результатами вимірюваних технологічних параметрів обчислити за формулою (2.11) критерій оптимальності в кожній вершині;

- 2) відкинути вершину симплексу з найбільшим значенням критерію оптимальності і побудувати новий симплекс. Новий симплекс утворюється з вершин, що залишилися, і нової вершини, отриманої шляхом дзеркального відбиття відкинутої вершини відносно протилежної їй грані симплексу. Якщо в процесі відбиття вершини відбувається перехід до попереднього симплексу, або вихід за межі області планування, то провести відбиття наступної за найгіршою вершиною. Якщо неможливо вчинити відбиття вершини симплексу без повернення до попереднього або виходу за межі допустимої області то зменшити довжину плеча симплексу кратно коефіцієнту редукції, при умові, що довжина ребра отриманого симплексу не буде меншою заданої. Якщо при необхідності редукцію симплексу не вдається здійснити таким чином, щоб довжина його ребра була не меншою заданої величини, то вершину з

найменшим значенням цільової функції прийняти за оптимальну рецептуру і завершити пошук;

- 3) провести експеримент в новій вершині симплексу і розрахувати критерій оптимальності за формулою (2.11);
- 4) на основі проведених експериментів підібрати рецептуру обробки за методикою представленою в п. 2.3 з використанням сплайнів і якщо отримана рецептура обробки лежить в околі однієї із вершин симплексу або належить симплексу, то вершину найближчу до знайденої рецептури прийняти за оптимальну і завершити пошук;
- 5) якщо одна із вершин симплексу входить в ряд послідовних симплексів більше ніж $1,65k + 0,05k^2$ раз, то після проведення в ній перевірного досліду вона може бути прийнята за оптимальну. Поряд з цим необхідно провести дослід у вершині отриманій шляхом відбивання вершини навколо якої відбувається обертання через протилежну грань симплексу з найменшими значеннями функції у вершинах. Це запобігатиме від передчасної зупинки симплексу під час руху по функції з яригим рельєфом;
- б) повторюються кроки 2 – 5 до знаходження оптимальної рецептури.

Як бачимо, при пошуку раціональної рецептури обробки бурового розчину симплекс-метод може використовуватися для уточнення рецептури замість використання планів другого і вище порядків.

2.5. Вибір рецептури обробки бурового розчину на основі бази даних

З досвіду роботи лабораторій бурових розчинів можна зробити висновок про те, що в однакових геолого-технологічних умовах при використанні одних і тих типів бурових розчинів виникають подібні ситуації з відхиленням параметрів бурового розчину від проектних значень. Вказані відхилення в значеннях технологічних параметрів вдається ліквідувати обробкою бурового розчину відповідними реагентами за подібними рецептурами. Накопичення

інформації про обробки бурового розчину за рецептурами, отриманими з допомогою методів представлених в п. 2.2 – 2.4, дає змогу при черговій необхідності обробки бурового розчину спробувати знайти подібну ситуацію в базі даних, яка при наявності ефективного механізму пошуку рішення в новій ситуації перетворюється на базу знань.

Беручи до уваги те, що при виборі рецептури обробки найчастіше рішення приймаються за аналогією, вирішено вважати недоцільним використання вербально-дедуктивного представлення знань в експертній системі “MudExpert” [72]. Незважаючи на це за нею залишається право називатись експертною системою, оскільки терміни “Експертна система” і “Система, основана на знаннях” не є тотожними, адже основною ознакою експертної системи є спроможність розв’язувати практичні задачі, незважаючи на те чи вона базується на використанні правил відношень стосовно символічно представлених знань, чи статистичних або алгоритмічних методів.

Для реалізації інформаційного пошуку оптимальних рецептур можна скористатися методом розпізнавання образів в просторі ознак [15]. Суть методу зводиться до віднесення заданого об’єкту до певного класу, якщо квадрат евклідової відстані між об’єктом і центром класу менший деякої наперед заданої величини.

Розділення сукупності об’єктів на класи є досить складною задачею, проте для ефективного вибору рецептури обробки розчину вирішувати цю задачу в класичному вигляді не обов’язково. Можливе розділення усіх виконаних обробок бурового розчину за типом розчину і набором використаних реагентів, при цьому утворення класів на основі типів розчинів є обов’язковим, а вибір наборів реагентів необхідно здійснювати відповідно до їх наявності і сумісності. Тому можливий пошук оптимальної з точки зору вартості рецептури обробки бурового розчину або інших критеріїв серед заданих наборів реагентів.

Оскільки необхідно знайти найбільш придатну для ліквідації заданої невідповідності параметрів рецептуру обробки, то параметри цієї

невідповідності можна прийняти за центр класу, а відібрані за типом розчину і набором реагентів рецептури обробки з бази даних відсортувати за мірою близькості до зазначеного центру класу

$$R = \mu \sum_{i=1}^q \alpha_i (\hat{p}_i - p_i)^2 + (1 - \mu) \sum_{i=1}^q \beta_i (\Delta \hat{p}_i - \Delta p_i)^2, \quad (2.19)$$

де $\hat{p}_i, \Delta \hat{p}_i$ – значення параметрів бурового розчину, для якого необхідно підібрати рецептуру обробки, і їх відхилення від проектних значень;

$p_i, \Delta p_i$ – значення параметрів бурового розчину для якого раніше вдалося підібрати рецептуру обробки, і їх відхилення від проектних значень;

α_i, β_i – коефіцієнти, які дозволяють компенсувати відмінності в метриках параметрів і задати пріоритетність вибору за деякими параметрами;

μ – коефіцієнт який визначає пріоритетність значень параметрів бурового розчину в порівнянні з їх відхиленнями при пошуку аналогічних ситуацій, $\mu = [0, 1]$.

Як видно з (2.19) до інформативних ознак, за якими відбувається розпізнавання, на відміну від [38], віднесено вихідні параметри бурового розчину і їхні відхилення від проектних значень. Вибір інформативних ознак є важливим в процедурі розпізнавання образів, оскільки від цього залежить якість розпізнавання. У доцільності вибору в якості інформативних ознак відхилень параметрів від проектних значень, а не їх кінцевих значень, можна переконатись на простому прикладі.

Припустимо, що нам необхідно збільшити густину бурового розчину з 1200 кг/м^3 до 1300 кг/м^3 . В базі даних знаходиться інформація про дві обробки: перша з вихідною густиною бурового розчину 1400 кг/м^3 і густиною розчину після обробки 1500 кг/м^3 , друга з відповідними густинами 1100 кг/м^3 і 1400 кг/м^3 . Якщо в якості інформативних ознак вибрати кінцеві значення параметрів бурового розчину, то міри близькості бурових розчинів, які знаходяться в базі даних, до бурового розчину, для якого проводиться пошук рецептури обробки будуть такими: $R_1=80000$ і $R_2=20000$. Якщо розрахувати міру близькості за вибраними нами інформативними ознаками, то результат

буде наступним: $R_1=40000$ і $R_2=50000$. Очевидно, що в другому випадку вибрані інформативні ознаки дозволили більш якісно виділити аналогічну до заданої ситуацію з обробкою бурового розчину.

Правильний вибір коефіцієнтів α_i і β_i дозволить ще більше підвищити якість розпізнавання. Їх можна представити як добуток коефіцієнтів, які компенсують відмінності в метриках вимірюваних параметрів та пріоритетність інформативних ознак

$$\alpha_i = \gamma_i \varphi_i; \quad \beta_i = \delta_i \varphi_i,$$

де γ_i, δ_i – коефіцієнти, які дозволяють компенсувати відмінності в метриках вимірюваних параметрів

$$\gamma_i = 1/S_{p_i}^2, \quad \delta_i = 1/S_{\Delta p_i}^2;$$

$S_{p_i}^2$ – дисперсії значень параметрів;

$S_{\Delta p_i}^2$ – дисперсії відхилень параметрів від проектних значень;

φ_i – коефіцієнти, які дозволяють задати пріоритетність інформативних ознак.

Зрозуміло, що при пошуку подібних ситуацій в першу чергу необхідно звернути увагу на ті параметри, які мають відхилення від норми, тому вибір коефіцієнтів, які визначають пріоритетність параметрів слід проводити із наступних співвідношень

$$\varphi_i = \frac{\delta_i (\Delta \bar{p}_i)^2}{\sum_{i=1}^n \delta_i (\Delta \bar{p}_i)^2} + c,$$

де c – пріоритетність параметрів, які відповідають проектним значенням.

В процесі формування сукупності рецептур обробки бурових розчинів впорядкованих за мірою близькості до центру класу часто виникає проблема пов'язана з реєстрацією не постійної кількості параметрів, її можна вирішити за допомогою наведених в [28, 49] алгоритмів.

Після формування впорядкованої сукупності рецептур з найменшим D можна приступити до їх експериментальної перевірки. Доцільно виключити з множини рецептури, що не підтвердили відповідні зміни параметрів бурового

розчину і близькі до них. Проте даний підхід не дозволяє вибрати рецептуру обробки оптимальну з точки зору будь-якого критерію, тому доцільніше буде побудувати регресійні залежності аналогічно до тих, які будуються за результатами планованого експерименту в п. 2.3 і на їх основі знайти оптимальну рецептуру обробки для кожного з наборів реагентів. Серед знайдених рецептур для кожного із наборів реагентів слід вибрати найбільш оптимальну з точки зору вибраного критерію.

Висновки до розділу 2

Сформульовано задачу вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину, особливість якої полягає у гнучкому виборі критерію оптимальності залежно від геолого-технологічних умов буріння свердловини. Описані критерії оптимальності і обмеження задачі вибору рецептури обробки бурового розчину, окреслено умови їх використання.

Для пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину запропоновані різні методологічні підходи:

- з допомогою регресійних залежностей технологічних параметрів від вмісту реагентів, який включає в себе проведення експериментів за планами ДФЕ, ПФЕ, ЦКП другого порядку, побудову за їх результатами регресійних залежностей та розв'язок задачі лінійного або нелінійного програмування;

- з допомогою сплайн-функцій, який базується на використанні латинських планів експерименту та методу дискретного пошуку мінімуму цільової функції. Особливість даного підходу полягає у можливості опису будь-якої за складністю функціональної залежності параметрів бурового розчину від концентрацій реагентів, при цьому отримана модель точно відображає значення параметрів в точках плану експеримента;

- з використанням експериментального пошуку оптимальної рецептури симплекс-методом. Його особливість полягає у побудові функціональних залежностей, які відображають вплив реагентів на параметри бурового розчину

після кожного кроку симплексу, завдяки чому забезпечується контроль руху симплексу і зменшується необхідна кількість дослідів;

на основі аналізу бази даних про результати обробок бурових розчинів.

Ці методики у сукупності утворюють єдину систему гарантованого пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину у випадку її існування.

Практична реалізація методики вибору рецептур обробки бурових розчинів потребує інформаційного забезпечення, тому наступною проблемою, яка потребує розв'язання, є розробка експертної системи.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРТНА СИСТЕМА ДЛЯ ВИБОРУ РЕЦЕПТУР ОБРОБКИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

3.1. Структура експертної системи

Вибір оптимальних рецептур обробки бурових розчинів з використанням моделей (2.1) у загальному випадку включає певну послідовність процедур. Це, насамперед, вибір критерію оптимальності і конкретизація моделей із (2.2) – (2.5), побудова системи обмежень та множини ϑ наборів реагентів, обґрунтування методу пошуку оптимальної рецептури. Практична реалізація такої методики вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину вимагає проведення значної кількості математичних розрахунків і обробки великої кількості інформації. Тому постає необхідність розробки експертної системи, яка, крім вибору рецептури обробки бурового розчину, забезпечить оперативний доступ до проектної і довідкової інформації, аналіз і обробку промислової інформації, виконання необхідних розрахунків і т. ін.

Успішність створення такої системи залежить від раціональності запроектованої її структури. Необхідно, щоб функції експертної системи (системи оперативного керування процесом буріння) реалізовувались окремими модулями. В цьому випадку знижується ймовірність виникнення помилок при розробці модуля і виключається вплив цих помилок на інші модулі. Водночас необхідна найтісніша інтеграція модулів, яка забезпечить зручність використання, позбавить необхідності повторного введення даних та ін. Також необхідно усвідомлювати місце експертної системи в загальному комплексі інформаційного забезпечення і оперативного керування процесом спорудження свердловини (рис. 3.1).

Існує складний інформаційний зв'язок між елементами цього комплексу. Експертна система в роботі використовує проектну інформацію, а система проектування спорудження свердловини використовує інформацію, яка

накопичена експертною системою. Циклічність обміну даними між системою оперативного керування процесу спорудження свердловини (експертною системою) і системою проектування вказує на те, що якість роботи обох систем залежить від об'єму накопиченої інформації і з часом повинна покращуватись.

Зрозуміло, що для забезпечення подібного обігу інформації необхідний потужний програмний засіб, подібний до серверу баз даних InterBase. Він дозволяє забезпечити цілісність даних і одночасний доступ до неї кількох користувачів. Окрім цього сервер має засоби для забезпечення безпеки даних і їх збереження.



Рис. 3.1 Схема комплексу інформаційного забезпечення і оперативного керування спорудженням свердловини

Як було відзначено, необхідно щоб кожен з елементів інформаційного забезпечення процесу спорудження свердловини складався з окремих модулів, які можуть функціонувати самостійно і бути інтегрованими з іншими модулями. На даний час в Україні не створено бази даних проектів на спорудження свердловин і програмних модулів, які б були побудовані на подібних принципах. Тому для забезпечення повноцінного функціонування експертної системи “MudExpert” для вибору рецептур обробки бурових розчинів [61, 72] (рис. 3.2) виникла необхідність у розробці модулів, які у відповідності до схеми, показаної на рис. 3.1, безпосередньо їй не належать:

1) базу даних довідкової інформації про бурові розчини і реагенти для їх обробки, а також програму “Handbook” для їх введення і перегляду;

2) таблиці бази даних проектної інформації, які зберігатимуть інформацію про запроектовані бурові розчини і програму “WellProject” з модулями для їх заповнення і перегляду.

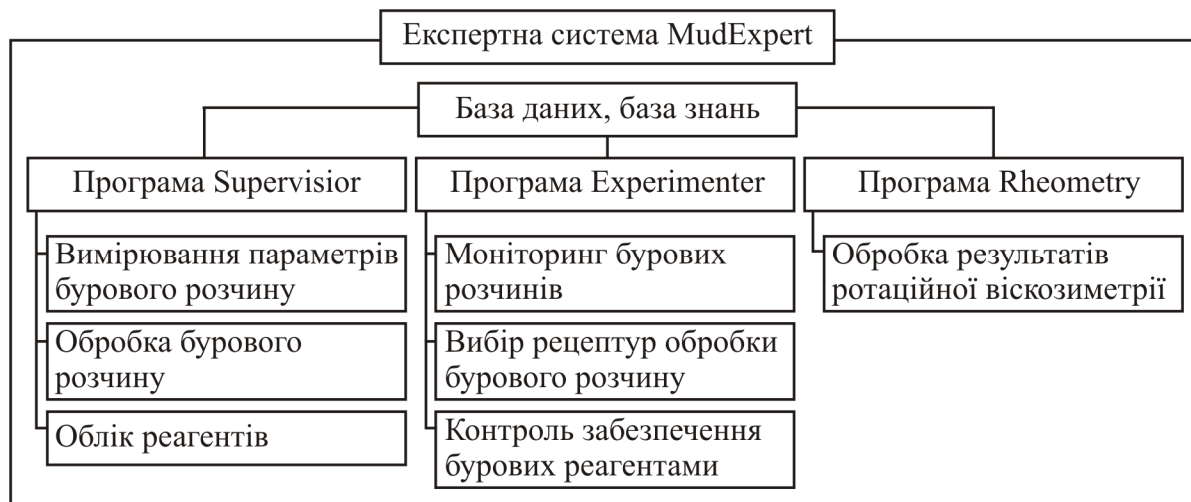


Рис. 3.2. Склад і функції експертної системи “MudExpert”

Системи оперативного керування технологічними процесами спорудження свердловин часто необхідно розділяти на дві окремі частини, які мають функціональні особливості відповідно до рівня їх використання. Перша частина повинна функціонувати безпосередньо на свердловині, збирати і обробляти інформацію з однієї свердловини (у випадку експертної системи “MudExpert” це програма “Supervisor”). Друга частина (програма “Experimenter”) повинна знаходитись в спеціалізованому відділі (лабораторії), централізовано обробляти отриману з усіх свердловин інформацію, а також вирішувати поточні задачі відділу (лабораторії). Стосовно використання бурових розчинів, ці частини експертної системи повинні окремо забезпечувати функції, які виконують інженер і лаборант безпосередньо на свердловині та в лабораторії промивальних рідин.

Інженер і лаборант на свердловині має виконувати такі функції:

періодично вимірювати параметри бурового розчину і заносити результати в журнал;

проводити обробку бурового розчину за рецептурою, отриманою з лабораторії бурових розчинів;

вести облік поступлень і витрат реагентів для обробки бурового розчину.

Лабораторія промивальних рідин має виконувати такі основні функції:

проводити періодичний розширений аналіз бурових розчинів, отриманих зі свердловин, фіксувати результати в журналі і передавати результати на свердловини;

у випадку відхилень параметрів бурового розчину від проектних значень підбирати рецептуру обробки бурового розчину і направляти рекомендації на свердловину;

контролювати забезпечення свердловин реагентами для обробки бурових розчинів і у випадку необхідності організовувати поставку потрібних реагентів і матеріалів.

Виконання описаних вище функцій забезпечують програми “Supervisor” і “Experimenter” експертної системи “MudExpert”. Крім основних програм, до складу експертних систем можуть входити допоміжні програми, які дозволяють покращити функції основних. Зокрема до складу експертної системи “MudExpert” включена програма “Rheometry” [65, 66, 72], яка дозволяє обробляти результати ротаційної віскозиметрії за методикою М.А. Мислюка [54, 59].

В процесі роботи експертна система оперує великою кількістю промислової інформації, тому для її збереження вона повинна мати свою базу даних. Інформація, накопичена в базі даних, є надзвичайно цінною як в подальшій роботі експертної системи, так і при проектуванні спорудження наступних свердловин. База даних є також засобом передачі інформації між програмними модулями експертної системи.

3.2. Програма для вибору рецептур обробки бурового розчину

Програма “Experimenter” є основною в складі експертної системи “MudExpert” і саме завдяки їй розглядуваний пакет програм може називатись експертною системою. Її головне завдання полягає у забезпеченні реалізації вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину за такими методиками:

- з використанням регресійних залежностей;
- з використанням сплайн-функцій;
- з допомогою експериментальної оптимізації;
- на основі бази даних.

Програма “Experimenter” виконує також ряд додаткових функцій:

забезпечення введення результатів вимірювання параметрів бурового розчину, які здійснюються в лабораторії бурових розчинів;

контроль вимірних параметрів бурового розчину на відповідність проектним значенням;

побудову часових залежностей зміни параметрів бурового розчину;

виведення звітів про результати вимірювань параметрів бурового розчину і вибір рецептури обробки. Забезпечення даної функції полегшує оформлення документації лабораторією промивальних рідин і є засобом, що стимулює введення інформації працівниками лабораторії;

збереження інформації про результати вимірювання параметрів бурового розчину і результати експериментів, які проводилися в процесі пошуку оптимальної рецептури обробки. Дана функція є важливою в тому сенсі, що вона дозволяє накопичувати значний об’єм інформації, який необхідний для ефективного пошуку рецептур обробки бурового розчину з допомогою інформаційних методів. Накопичення в базі даних інформації про результати вимірювання параметрів бурового розчину полегшує доступ до неї. Ця інформація може бути використана для аналізу змін параметрів бурового розчину в процесі спорудження свердловини, а також для вирішення інших

прикладних задач (наприклад, аналізу результатів відробки доліт, причин ускладнень тощо).

Кожна з наведених функцій реалізована окремим програмним модулем, які об'єднані єдиною програмною оболонкою в програму “Experimenter”. На рис. 3.3 показана структурна схема програми “Experimenter”.



Рис. 3.3. Структурна схема програми “Experimenter”

Модулі, які забезпечують вибір рецептури обробки бурового розчину (крім методики, яка базується на аналізі бази даних), мають спільні інтерфейсні елементи (рис. 3.4 і 3.5).

Експериментатор

Вимірювання Дослідження ?

Вимірювання Дослідження Експерименти

Дослідження:

Нове... Видалити

Дата і час

09.07.2003 12:34:12

29.05.2005 22:10:08

Вартість робіт, які не залежать від кількості введених реагентів: 0

Реагенти, вплив яких досліджується:

Реагент	Концентрація	Мін. добавка	Макс. добавка	Ціна 1т, грн.
КЛСТ	100	0	4	676
ЕКР	100	0	1.4	2750
КМЦ НВ	100	0	0.3	12531

Редагувати...

Реагенти, які додаються за нормами:

Реагент	Концентрація	Добавка	Вартість

Редагувати...

Параметри, які вимірюються:

Параметр	Від (min)	До (max)	Оптимум	Пріоритет
Умовна в'язкість, с	0	90		
Фільтрація, мл/30хв	0	6.01		
СНЗ/1хв, дПа	20	60		
СНЗ/10хв, дПа	20	70		

Редагувати...

Рис. 3.4. Форма для введення параметрів дослідження в програмі “Experimenter”

Експериментатор

Вимірювання Дослідження ?

Вимірювання Дослідження Експерименти

План експерименту і результати вимірів:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
КЛСТ (100%)	0	0	0	2	2	2	4	4	4
ЕКР (100%)	0	0.7	1.4	0	0.7	1.4	0	0.7	1.4
КМЦ НВ (100%)	0	0.15	0.3	0.15	0.3	0	0.3	0	0.15
Умовна в'язкість, с	24	38	62	42	64	64	48	58	72
Фільтрація, мл/30хв	10.8	6.3	4.8	8	5.6	6	7.5	7.2	5.4
СНЗ/1хв, дПа	38	34	53	38	48	77	48	72	77
СНЗ/10хв, дПа	53	62	81	62	115	96	86	101	105

Рецептура обробки:

Реагент	Концентрація
ЕКР	0.769
КЛСТ	0
КМЦ НВ	0.194

Параметри розчину після обробки:

Параметр	Розр. знач.	Вим. знач.
Умовна в'язкість, с	41.42	
Фільтрація, мл/30хв	5.989	
СНЗ/1хв, дПа	34.801	
СНЗ/10хв, дПа	65.443	

Вартість обробки, грн/куб. м: 45.61

Рис. 3.5. Форма для введення результатів експерименту і виведення результатів пошуку оптимальної рецептури в програмі “Experimenter”

Вибір тієї чи іншої методики здійснюється з допомогою меню програми, при цьому рекомендується дотримуватись схеми, яка показана на рис. 3.6.

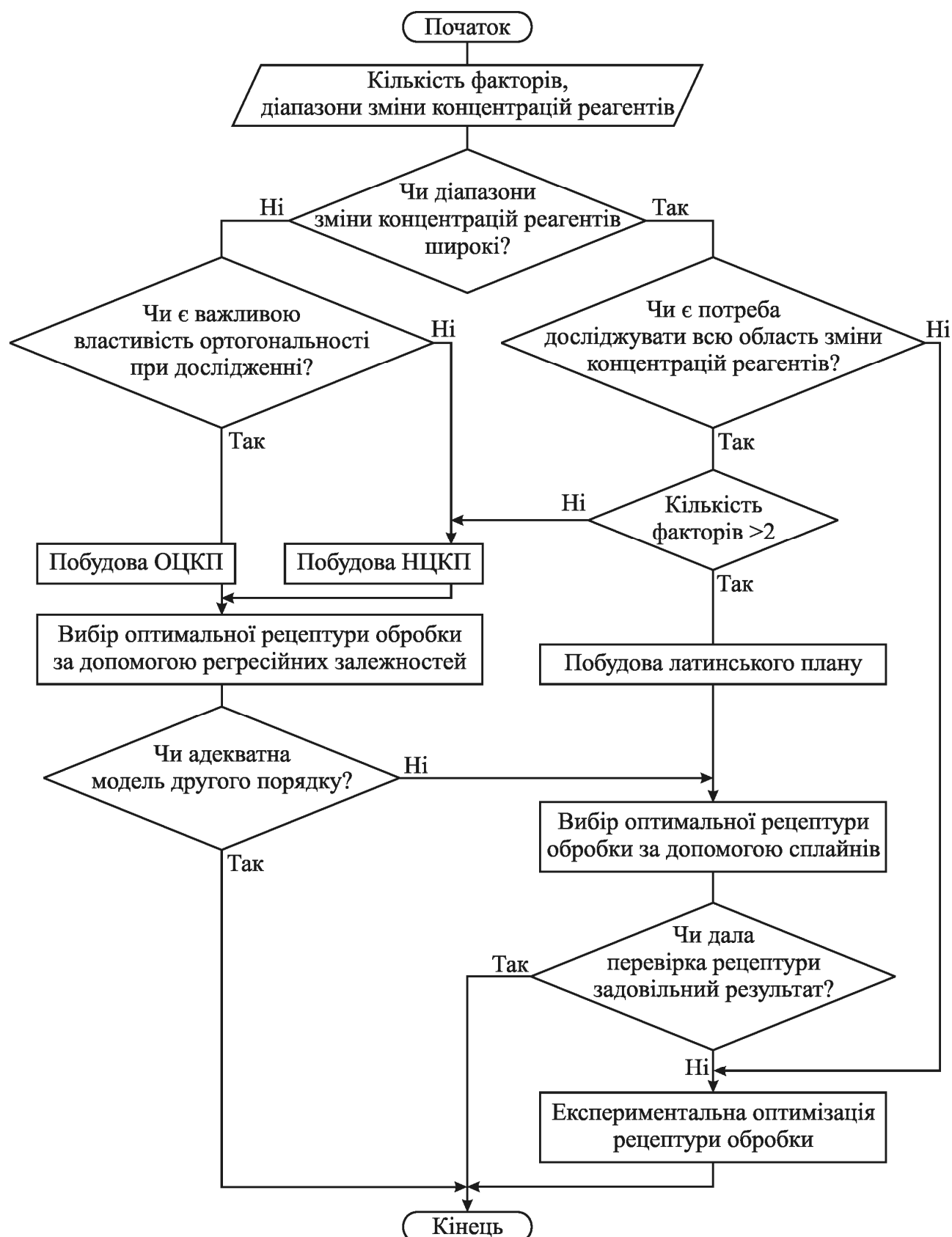


Рис. 3.6. Схема взаємодії методик вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину

Після вибору методики активуються команди меню програми, які їй відповідають і дозволяють керувати процесом обчислення (рис. 3.7).

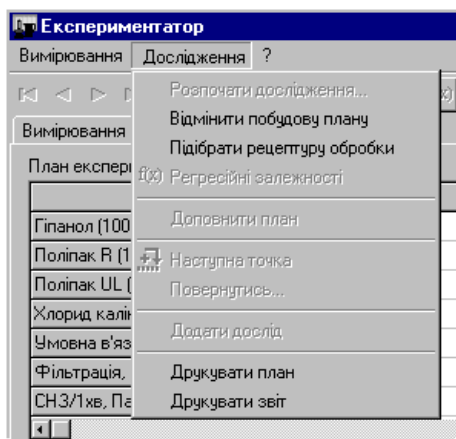


Рис. 3.7. Елементи меню програми “Experimenter”

для керування процесом обчислення

Модуль, який реалізує методику вибору рецептури обробки бурового розчину на основі аналізу бази даних, відокремлений від усіх інших. Цей модуль зможе ефективно функціонувати тільки після накопичення достатнього об'єму експериментального матеріалу на основі вибору оптимальних рецептур за іншими методиками. Інтерфейс цього модуля (рис. 3.8–3.9) суттєво відрізняється від усіх інших і не може бути поєднаний з ними.

Пошук аналогічних ситуацій

Кількість перебранних записів 9

Розпочати пошук Показати рецептуру

		1	2	3	4	5
Густина(істинна), кг/м.куб	1330	1330	1330	1330	1330	1330
Умовна в'язкість, с	24	24	24	24	24	24
Фільтрація, мл/30хв	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8	10.8
Товщина кірки, мм	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
СНЗ/1хв, Па	9	9	9	9	9	9
СНЗ/10хв, Па	18	18	18	18	18	18
pH	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55	9.55
Вміст іонів Са++, г/л	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12
Вміст іонів Mg++, г/л	0	0	0	0	0	0
Зміна(Густина(істинна), кг/м.куб)	(-20,170)					
Зміна(Умовна в'язкість, с)	(-24,66)	48	40	34	40	38
Зміна(Фільтрація, мл/30хв)	(-10.8,-2.8)	-5.4	-4.8	-3.6	-5.2	-6
Зміна(Товщина кірки, мм)	(0.2,1.2)					
Зміна(СНЗ/1хв, Па)	(11,51)	-1.3	-1.3	-1.8	-4.2	-3.7
Зміна(СНЗ/10хв, Па)	(2,42)	-7.5	-8.4	-7.9	-6.5	-9.9
Зміна(pH)	(-1.55,0.4495)					

Рис. 3.8. Відображення інформації про вихідні значення параметрів бурового розчину і їх зміни в процесі обробки

Рецептура обробки		
Реагент	Концентрація	Добавка
ЕКР	100	1.4
КЛСТ	100	4
КМЦ НУ	100	0.15

Вказана рецептура потребує експериментального підтвердження!

Гаразд

Рис. 3.9. Відображення рецептури обробки бурового розчину, яка вибрана з використанням інформації бази даних

Робота програми “Experimenter” тісно пов’язана з базою даних, оскільки вся вхідна і вихідна інформація розміщується в ній. На рисунку 3.10 представлені таблиці бази даних, в яких зберігаються результати роботи програми.

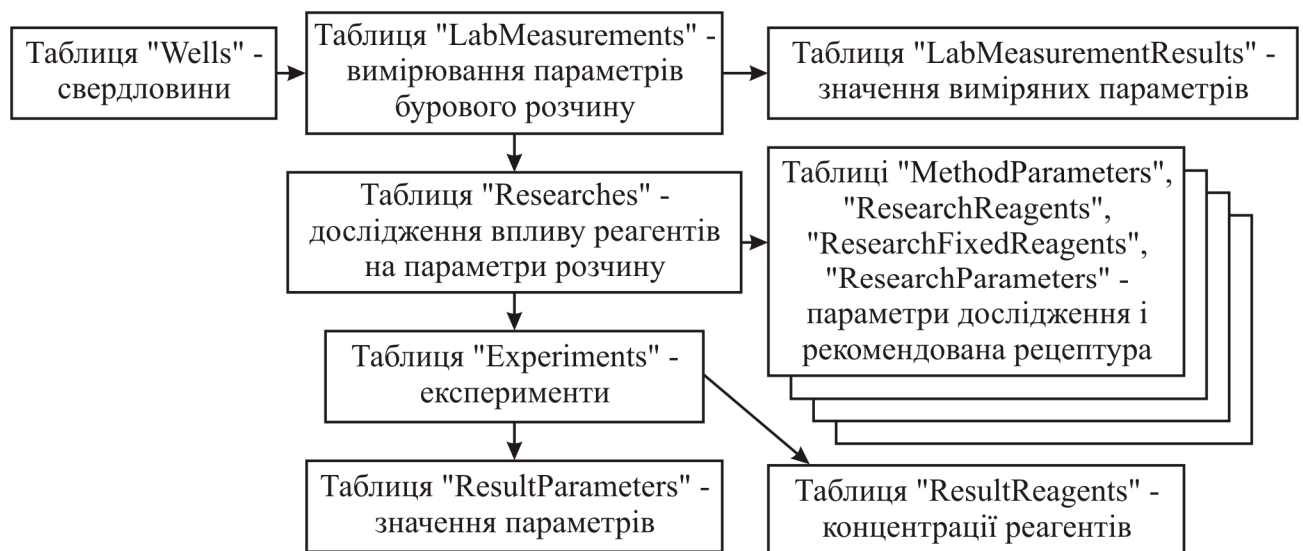


Рис. 3.10. Структура даних для роботи програми “Experimenter”

Оскільки база даних є реляційною, то всі таблиці зв’язані між собою і це відображає реальні зв’язки між даними, адже пошук рецептури обробки бурового розчину здійснюється після вимірювань вихідних параметрів розчину і кожен експеримент у дослідженні впливу реагентів на параметри бурового розчину є результат обробки вихідного бурового розчину. Для одного бурового розчину може здійснюватись декілька досліджень щодо вибору рецептур обробки з різними наборами реагентів і своєю сукупністю експериментів.

Інформація про додані до бурового розчину реагенти та його параметри (до і після обробки) складає сукупність знань, на основі яких вибирається рецептура обробки з допомогою інформаційних методів. Це дозволяє обійтися без створення окремої бази знань та модуля оновлення знань, зменшити об'єм накопичуваної інформації.

Проведення лабораторного аналізу бурового розчину є важливою функцією лабораторії промивальних рідин. Як правило у лабораторії вимірюють набагато більше параметрів бурового розчину, ніж на свердловині і часто ця інформація є набагато точнішою, тому для її зберігання в базі даних виділені окремі таблиці.

В базу даних заноситься наступна інформація про результати вимірювань параметрів бурового розчину:

- виконавець вимірювань;

- дата і час відбору проби;

- глибина вибою свердловини на час відбору проби;

- параметри бурового розчину.

Після підтвердження введення параметрів бурового розчину програма порівнює їх з допустимими значеннями за проектом на спорудження свердловини і у випадку їх невідповідності виводиться повідомлення про необхідність обробки бурового розчину. Вибором відповідної команди меню можна роздрукувати інформацію про результати вимірювань параметрів бурового розчину.

Програма дозволяє побудувати порівняльну таблицю (рис. 3.11), в якій представлена задана кількість вимірювань для вибраної свердловини. Це значно полегшує роботу з інформацією у порівнянні з використанням лабораторного журналу. Фактично модуль введення результатів вимірювання параметрів бурового розчину є електронним лабораторним журналом.

Порівняльна таблиця

Свердловина Хрестище 508

Кількість останніх записів, які відображаються 20

Оновити вміст Діаграма

Дата і час відбору розчину	08.08.2002	05.08.2002	29.07.2002	18.07.2002	15.07.
Виконавець вимірювань	Сташина М.М.	Сташина М.М.	Сташина М.М.	Сташина М.М.	Сташина М.М.
Глибина вибою, м	2640	2640	2614	2508	2501
Густина(істинна), кг/м.куб	1320	1350	1370	1400	1420
Умовна в'язкість, с	58	54	40	60	72
Фільтрація, мл/30хв	16	7.8	7.2	11.6	9.6
Товщина кірки, мм	8	0.5	2	2	0.5
СНЗ/1хв, дПа	12	8	3	45	60
СНЗ/10хв, дПа	34	25	21	66	126
pH	11.73	10.26	10.54	7.6	8.04
Мінералізація, г/л	23	24	23	26.4	25
Вміст іонів Са++, г/л	0.2	0.18	0.14	0.12	0.12
Вміст іонів Mg++, г/л	0	0	0	0	0
Коефіцієнт тертя кірки	0.13	0.09	0.08	0.02	0.05

Рис. 3.11. Відображення таблиці для порівняння значень параметрів бурового розчину в програмі “Experimenter”

Інформацію, наведену в порівняльній таблиці, можна також відобразити у вигляді діаграм (рис. 3.12), на яких показані графік зміни вибраного параметра і обмеження за проектом на спорудження свердловини (горизонтальні лінії). За графіком можна спрогнозувати подальшу зміну параметрів і завчасно підготуватись до їх регулювання.

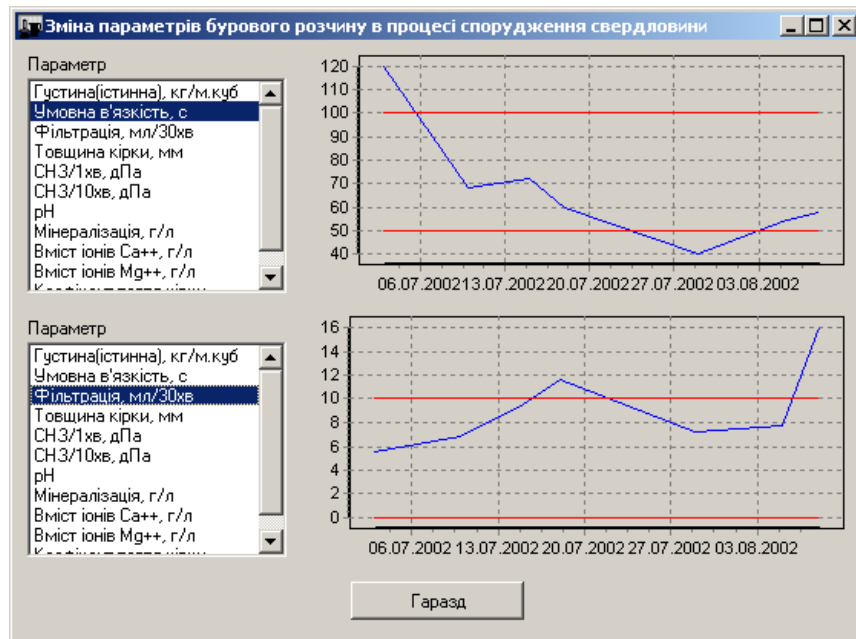


Рис. 3.12. Відображення графіків зміни параметрів бурового розчину в програмі “Experimenter”

Вхідна інформація для пошуку рецептури обробки бурового розчину за методиками, які базуються на активному експерименті:

глибина вибою свердловини на момент відбору проби розчину, час проведення дослідження, виконавець дослідження. Дана інформація є обліковою, полегшує пошук даних і фігурує у створеній програмою документації;

хімічні реагенти для обробки бурового розчину, їхня концентрація, мінімальні і максимальні домішки при дослідженні впливу на параметри розчину та вартість 1 тонни. Дана інформація заноситься з бази даних довідкової інформації і може бути відредагована;

реагенти, витрата яких на обробку в усіх дослідах однакова, їх концентрація, домішки і вартість 1 тонни;

параметри, які будуть контролюватися в процесі дослідження, їх мінімальні і максимальні допустимі значення, які зчитуються з бази даних проектної інформації і можуть бути відредаговані (оскільки на даний час не існує достатньо обґрунтованих методик їх оцінки; вимоги, які вписуються в проект на спорудження свердловини, є надто жорсткими);

вартість робіт для обробки 1 м^3 бурового розчину, яка не залежить від витрати реагентів.

Введення інформації організовано таким чином, щоб мінімізувати повторне введення. Така інформація, як допустимі інтервали зміни параметрів розчину, вартість реагентів і максимальні ефективні їх концентрації беруться з таблиць баз даних проектної і довідкової інформації.

Після введення вказаних вихідних даних можна приступити до пошуку рецептури обробки. Програма дозволяє це здійснити за допомогою таких основних стратегій планування:

1) побудова планів ДФЕ, ПФЕ і ОЦКП другого порядку з реалізацією принципу поступового ускладнення моделі, тобто план ДФЕ будується з розрахунку на доповнення до ПФЕ і ОЦКП, а реалізація експериментів і

обробка результатів проводяться перед кожним доповненням плану експерименту;

2) те саме, тільки з доповненням до неортогонального центрального композиційного плану;

3) побудова латинського плану;

4) побудова плану ДФЕ і пошук оптимальної рецептури обробки симплекс-методом.

У наведених вище стратегіях планування значення домішок реагентів в кожному досліді задає програма. Проте, існує режим роботи програми в якому можливе введення довільних значень концентрацій реагентів і одержаних параметрів бурового розчину. Це дозволяє користувачеві реалізувати будь-який із відомих планів експерименту і виконати обробку результатів експериментів.

Для ряду планів експерименту в програмі необхідно ввести спеціальні параметри (рис. 3.13):

кількість рівнів зміни факторів для латинського плану;

розміщення вихідної точки симплексу (на початку області дослідження, в центрі чи в точці оптимальної рецептури, яка знайдена за результатами обробки ДФЕ);

довжину плеча вихідного і кінцевого симплексу.

Рис. 3.13. Вікно параметрів проведення експерименту

Керування обчислювальним процесом здійснюється шляхом вибору елементів меню програми, які активуються залежно від вибраної стратегії пошуку рецептури обробки.

Програма дозволяє вивести план експерименту після його побудови, при цьому виводиться інформація про домішки реагентів (в грамах або мілілітрах) на попередньо вибраний об'єм бурового розчину для обробки. Принцип рандомізації реалізується шляхом випадкового відображення дослідів у плані експерименту. Досліднику необхідно виконати досліди в тому порядку, в якому вони відображаються у виведеному плані. Це дозволить усунути систематичні похибки під час їх проведення.

Після реалізації експериментів і занесення їх результатів можна приступити до пошуку раціональної рецептури обробки бурового розчину. Перед запуском алгоритму пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину необхідно вибрати вид функціональних залежностей (поліноми або сплайни) впливу концентрацій реагентів на технологічні параметри і алгоритм пошуку екстремуму цільової функції (рис. 3.14).

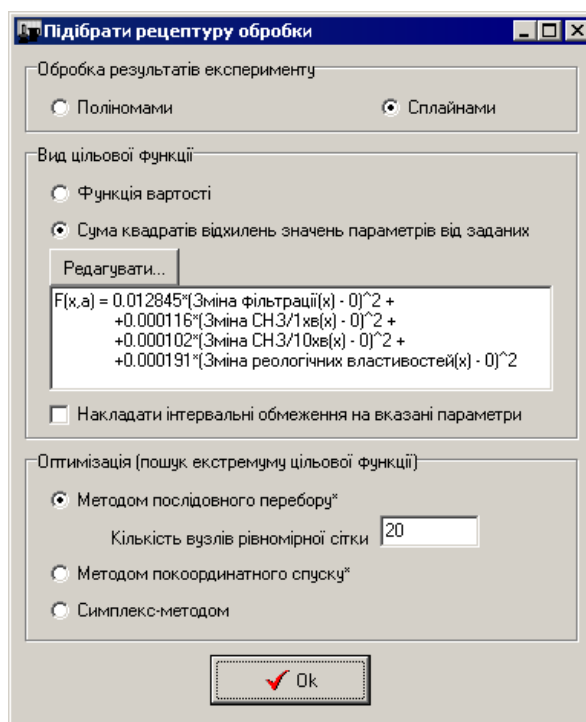


Рис. 3.14. Вікно для вибору виду функціональних залежностей і алгоритму пошуку екстремуму цільової функції

Доцільність вибору тієї чи іншої моделі впливу реагентів на параметри бурового розчину залежить від вибраного плану експерименту. Представлення моделей впливу реагентів на параметри бурового розчину у вигляді регресійних залежностей найбільш органічно поєднується з ДФЕ, ПФЕ і ЦКП другого порядку, оскільки дозволяє використати відповідні критерії оптимальності і одержати статистичні оцінки параметрів.

Сплайни найкраще підходять для опису результатів експерименту за латинським планом, оскільки залежно від кількості заданих рівнів зміни факторів і кількості факторів порядок отриманої моделі може бути різним, а сплайнові моделі ефективні для опису подібних даних. З цих же причин рекомендовано використовувати сплайн для пошуку рецептури обробки за результатами експериментів, які проводились за симплекс-методом.

Програма дозволяє використовувати регресійні залежності і сплайни для обробки результатів будь-якого плану експерименту. Проте слід пам'ятати, що сплайн не може бути побудований за планом, в якому співпадають точки окремих експериментів, а регресійні залежності будуються програмою тільки у вигляді поліномів першого або другого порядку. Якщо деякий план експерименту містить велику кількість дослідів і вплив реагентів на параметри бурового розчину краще описується функцією вищого ніж другого порядку, то поліном другого порядку скоріш за все не зможе повно відобразити отриману із експерименту інформацію.

В програмі реалізовані наступні алгоритми пошуку екстремуму цільової функції:

- симплекс-метод;
- модифікований алгоритм покоординатного спуску;
- метод одночасного порівняння значень функції у вузлах рівномірної сітки.

Симплекс-метод реалізується за тим же алгоритмом, що і метод експериментального пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину (див. підрозділ 2.4). Модифікований алгоритм покоординатного спуску

описаний в підрозділі 2.2, алгоритм методу одночасного порівняння значень функції в вузлах рівномірної сітки описаний в підрозділі 2.3.

В процесі роботи алгоритму пошуку оптимальних рецептур обробки бурових розчинів користувачеві повідомляється на якому етапі виконуються розрахунки (рис. 3.15) і після їх завершення виводиться оптимальна рецептура обробки і прогнозовані значення параметрів бурового розчину після обробки за цією рецептурою; або виводиться повідомлення про те, що відсутня область допустимих рецептур, тобто для заданого набору реагентів і діапазону зміни їх концентрацій не вдалося знайти хоча б одну рецептуру, яка б приводила значення параметрів бурового розчину до заданих допустимих меж.

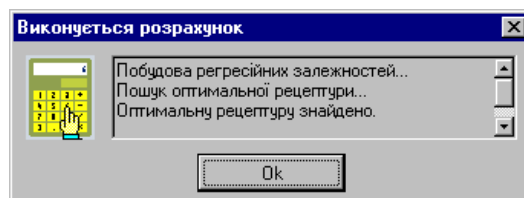


Рис. 3.15. Вікно для виведення інформації про хід обчислювального процесу в програмі “Experimenter”

Після отримання оптимальної рецептури необхідно її експериментально перевірити і занести результати перевірки (значення отриманих параметрів розчину) у відповідні поля поряд з прогнозованими значеннями.

Після експериментальної перевірки можна рекомендувати оптимальну рецептуру обробки для застосування на свердловині, або доповнювати план експерименту і ускладнювати модель впливу реагентів на параметри розчину.

Після пошуку оптимальної рецептури обробки бурового розчину можна переглянути функціональні залежності, які відображають вплив реагентів на параметри бурового розчину. Залежності подаються в графічній і табличній формах (рис. 3.16 і 3.17).

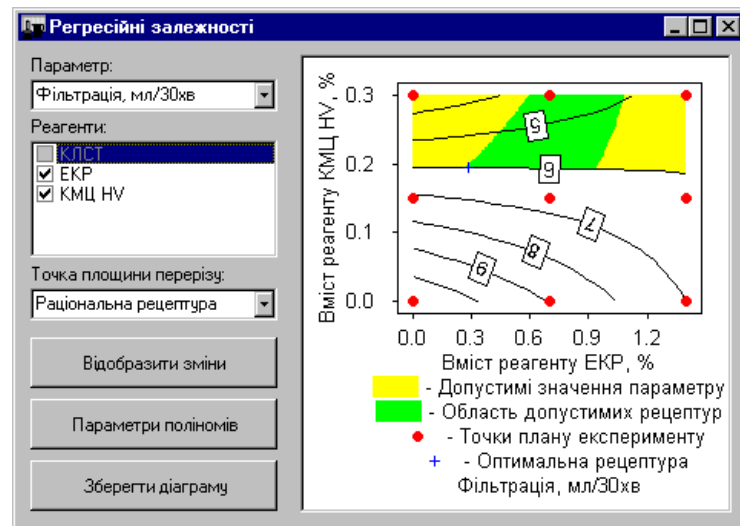


Рис. 3.16. Відображення залежностей параметрів бурового розчину від концентрації реагентів в програмі “Experimenter”

Параметри поліномів

Параметри поліномів при використанні дійсних аргументів:

	1	X1	X2	X3	Дисперсія
Умовна в'язкість, с =	-12.44	3	20	179.4	52.25
Фільтрація, мл/30хв =	14.37	-0.605	-6.9	-2.222	2.653
СНЗ/1хв, дПа =	-59.8	4.05	72	150	2712
СНЗ/10хв, дПа =	-57.43	4.925	55.5	160.3	3182
Умовна в'язкість (2), с =	-37.48	5.775	13.5	90.83	1536

Параметри поліномів при використанні нормованих аргументів (тільки для ортогонального плану):

X1 - концентрація ВЛР
X2 - концентрація поліпак UL
X3 - концентрація Duovis

Рис. 3.17. Відображення параметрів регресійних залежностей в програмі “Experimenter”

Графік являє собою координатну площину, вертикальна і горизонтальна осі якої відображають зміни концентрацій реагентів, а вибрана функція відображена з допомогою ізоліній. Крім функцій, які відображають залежність технологічних параметрів бурового розчину від концентрацій реагентів, на графіку можуть бути показані цільова і штрафна функції. На графіку також показані область допустимих значень вибраного параметра і область допустимих рецептур, яка утворена як переріз допустимих областей усіх

параметрів. Програма забезпечує зберігання графіку у вигляді графічного файлу.

Часто кількість реагентів для обробки бурового розчину більша двох і в таких випадках неможливо на площині представити всю інформацію про функціональну залежність, тому на графіку відображається переріз вибраної функції, площина якого паралельна осям зміни концентрацій вибраних реагентів і проходить через оптимальну рецептуру або одну із точок плану експерименту.

Перегляд графічних залежностей дозволяє візуально оцінити зміну результатів обробки при відхиленнях у концентраціях, доданих до бурового розчину, реагентів, а також якість знайденого розв'язку і можливість його покращання.

Після завершення пошуку рецептури обробки бурового розчину виводиться звіт, який включає результати проведених експериментів, рекомендовану рецептуру обробки (в відсотках до об'єму і в кілограмах або літрах на 1 м³ розчину) та іншу необхідну інформацію.

Вхідною інформацією для експертного пошуку рецептури обробки бурового розчину є виміряні параметри бурового розчину і їхні допустимі значення. Фактично користувачеві не потрібно нічого додатково вводити для того, щоб провести експертний пошук рецептури обробки. Адже після вимірювання параметрів бурового розчину і введення результатів проводиться порівняння їхніх значень з проектними, які занесені в базу даних. Ця інформація використовується також для експертного пошуку.

Алгоритм експертного пошуку є таким:

- 1) ввести виміряні і зчитати з бази даних необхідні значення параметрів бурового розчину;
- 2) створити масив деякого розміру;
- 3) на основі інформації про попередні експериментальні обробки бурових розчинів сформувати запис масиву, який містить інформацію про параметри розчину до обробки, рецептуру обробки та зміну параметрів розчину в

результаті обробки за вказаною рецептурою. Зчитування з бази даних починати з останнього дослідження. Сформований запис розмістити в кінці масиву;

4) якщо кількість записів в масиві є меншою 2, то перейти до кроку 3;

5) знайти дисперсії значень параметрів і дисперсії відхилень параметрів від проектних значень;

6) оцінити міру близькості до заданої ситуації для усіх записів масиву за формулою (2.19);

7) відсортувати записи масиву за зростанням міри близькості;

8) якщо користувач не зупинив пошук і не проаналізовані усі записи в базі даних, то перейти до кроку 3;

9) відобразити в зручній для користувача формі записи масиву.

3.3. База даних та її програмне забезпечення

База даних “Mud.gdb” вміщує інформацію, якою оперують програми експертної системи “MudExpert”. Оскільки обмін інформацією між програмами відбувається шляхом її розміщення в базі даних і подальшого зчитування іншими програмами, то база даних виконує також комунікативну функцію.

База даних “Mud.gdb” призначена для збереження:

довідкової інформації про бурові розчини і реагенти для їх обробки;

проектної інформації стосовно бурових розчинів;

поточної інформації про параметри бурових розчинів і витрати реагентів для їх обробки;

результатів досліджень впливу реагентів на параметри бурового розчину і рекомендовані рецептури обробки.

Для підвищення надійності роботи бази даних (особливо в умовах бурового підприємства, коли частину комп’ютерів не можна об’єднати в мережу) потрібно чітко розділити інформацію і закріпити її введення за окремими робочими місцями. Наприклад, в експертній системі розділена інформація про результати вимірювань параметрів бурового розчину, яка

заноситься в лабораторії промивальних рідин і на свердловині. Це дозволяє за відсутності зв'язку між свердловиною і лабораторією промивальних рідин заносити інформацію, не остерігаючись майбутніх конфліктів при об'єднанні введеної інформації (коли записи з однаковими ідентифікаторами будуть наявні в обох частинах бази даних).

Під час роботи подібних систем повинен забезпечуватися принцип відкритості, оскільки інформація накопичена в процесі її роботи може використовуватись при проектуванні наступних свердловин. Для того щоб інші розробники могли забезпечити доступ своїх програм (зрозуміло, що цей доступ повинен бути тільки з правом зчитування і то в обмеженому обсязі) потрібно, щоб структура бази даних і таблиць, які містяться в ній, була їм відомою. Публікація подібної інформації ніяким чином не погіршить захисту авторських прав, оскільки розробка структури бази даних складає незначну частку праці у порівнянні з розробкою експертної системи та наповнення бази даних, а відкритість структури бази даних сприятиме поширенню її використання.

База даних “Mud.gdb” розроблена з допомогою “IB Expert” і має формат даних Inter Base. Вона є реляційною базою даних і містить 30 зв'язаних між собою таблиць, які у відповідності до призначення можна розділити на чотири групи:

1) таблиці, які містять довідкову інформацію або інформацію для підтримування цілісності бази даних, заносяться з допомогою програми “Handbook”. Зв'язки між цими таблицями показані на рис. 3.18;

2) таблиці, які містять проектну інформацію, заносяться з допомогою програми “WellProject”. Зв'язки між цими таблицями показані на рис. 3.19;

3) таблиці, які містять інформацію накопичену в лабораторії промивальних рідин за допомогою програми “Experimenter”. Зв'язки між цими таблицями показані на рис. 3.10;

4) таблиці, які містять інформацію накопичену на буровій за допомогою програми “Supervisor”. Зв'язки між цими таблицями показані на рис. 3.20.

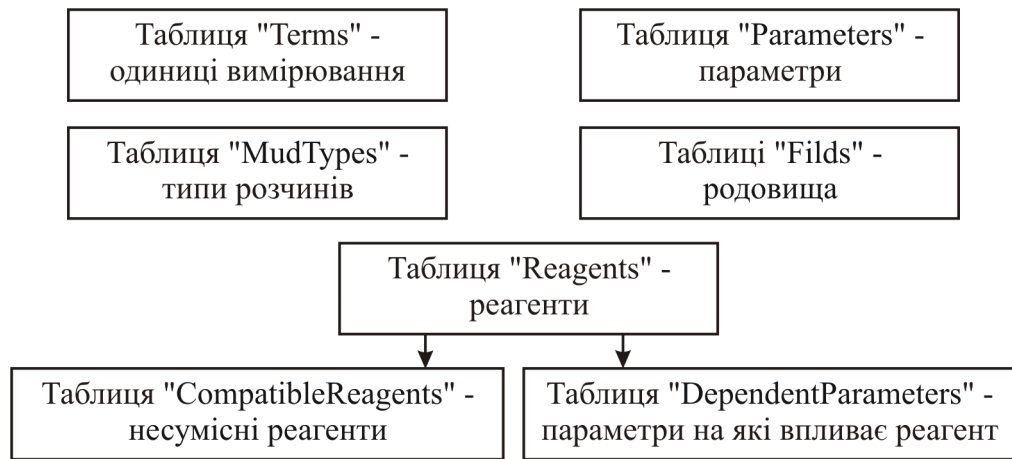


Рис. 3.18. Структура даних, пов'язаних з роботою програми “Handbook”

Таблиці “Terms”, “Parameters”, “MudTypes”, “Fields”, “Executors” не зв’язані з іншими представленими таблицями, більшість із них містить тільки назви відповідних елементів і їх числовий ідентифікатор та служать для підтримання цілісності даних.

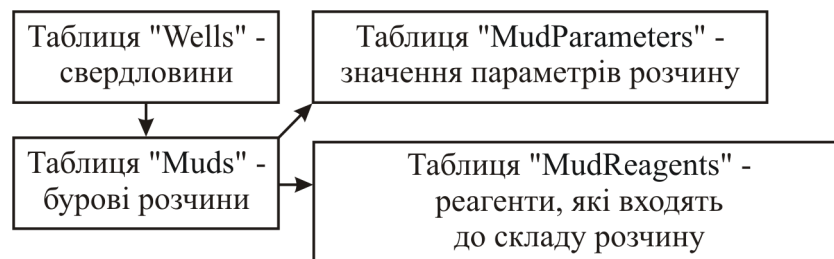


Рис. 3.19. Структура даних, пов'язаних з роботою програми “WellProject”

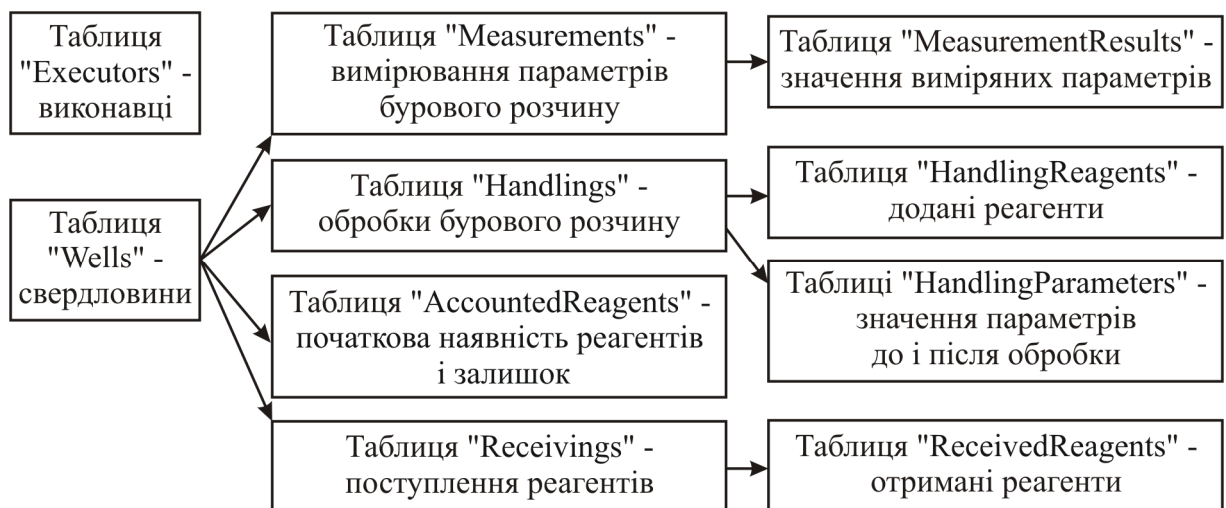


Рис. 3.20. Структура даних, пов'язаних з роботою програми “Supervisor”

Таблиці першої і другої груп включені в склад бази даних експертної системи в зв'язку з відсутністю розроблених баз даних довідкової і проектної інформації. В перспективі вони можуть бути вилучені зі складу бази даних

експертної системи і після доповнення функціонувати як окремі бази даних. Виходячи з цього, робота з інформацією, розміщеною в цих таблицях, виконується з допомогою двох окремих програм “Handbook” і “WellProject”.

Програма “Handbook” призначена для забезпечення зручного та швидкого доступу до довідкової інформації про бурові розчини та реагенти для їх обробки. З допомогою програми можна занести в базу даних інформацію про нові реагенти і типи бурових розчинів (рис. 3.21). Інформація про ефективні концентрації реагентів, параметри бурового розчину, на які впливає реагент та несумісні реагенти особливо важлива, оскільки використовується програмою “Експериментатор” при побудові плану експерименту. Крім інформації про бурові розчини і реагенти, програма дозволяє доповнювати переліки одиниць вимірювань та параметрів розчину.

Рис. 3.21. Форма для введення інформації про реагенти в програмі “Handbook”

Програма “WellProject” призначена для введення загальних відомостей та проектних параметрів бурового розчину (рис. 3.22) і також дозволяє доповнювати списки родовищ і свердловин.

Проект свердловини

Розчини

Свердловини:

- Барацька 40
- Гуцулівська 2
- Кобзівська 21
- Ланна 201
- Мала-Дівиця 45
- Рябуківська 208
- Скворцівська 3

Інтервали використання розчинів на вибраній свердловині:

Верх	Низ	Тип розчину
0	200	Глинистий
200	1730	Гуматно-акриловий
1730	2360	Мінералізований
2360	3270	Мінералізований
3270	3600	Хлоркалієвий

Допустимі значення параметрів вибраного розчину:

Параметер	Від (min)	До (max)
Густина(істинна), кг/м.куб	1310	1500
Умовна в'язкість, с	60	90
Фільтрація, мл/30хв	0	8
Товщина кірки, мм	0	1
СНЗ/1хв, дПа	15	30
СНЗ/10хв, дПа	30	60

Реагенти, які входять до складу вибраного розчину:

- Кальцинована сода
- Графіт
- Нафта
- Хлорид калію
- КМЦ
- Гіпан
- ВЛР

Рис. 3.22. Форма для введення проектних параметрів бурового розчину в програмі “WellProject”

Загальні відомості та проектні параметри розчину включають:

інтервал застосування розчину;

тип розчину;

список параметрів розчину, їхні мінімальні і максимальні допустимі значення;

список реагентів, які входять до складу розчину.

В процесі роботи програми “Experimenter” поточна глибина буріння співставляється з інтервалами застосування розчинів і вибираються відповідні допустимі інтервали зміни параметрів.

Як відзначалося, основними компонентами експертної системи є програми “Experimenter” і “Supervisor”, але оскільки програма “Supervisor” в основному служить для введення інформації, то вона описується поряд з іншими програмами, основою функціонування яких є робота з базою даних.

Програма “Supervisor” призначена для регулярного введення значень вимірюваних параметрів бурового розчину (рис. 3.23), інформації про витрату реагентів на обробку бурового розчину (рис. 3.24) і побудови звітів за результатами відповідних процедур.

Результати виміру параметрів бурового розчину

Свердловина Ланна 201

Дата і час відбору розчину	02.10.02 19:30:00	02.10.02 19:00:00	02.10.02 18:30:00	02.10.02 18:00:00
Виконавець вимірювань	Логачева Т.Е.	Логачева Т.Е.	Логачева Т.Е.	Логачева Т.Е.
Глибина вибою, м	2949	2949	2949	2949
Густина(на гирлі), кг/м.куб	1430	1430	1420	1420
Густина(істинна), кг/м.куб	1440	1440	1430	1430
Умовна в'язкість, с	51	53	52	51
Фільтрація, мл/30хв				4.8
Товщина кірки, мм				0.5
СНЗ/1хв, дПа				2
СНЗ/10хв, дПа				6
Температура, °С	42			42
Вміст газу, %				

Кількість останніх записів, які відображаються:

Рис. 3.23. Відображення результатів вимірювань параметрів бурового розчину в програмі “Supervisor”

Обробки бурового розчину

Свердловина Ланна 201

Початок обробки: Кінець обробки:

Виконавець:

Реагенти які введено в розчин:

Реагент	Кількість, кг[л]
ЕКР	150
Барит	150
Хлорид натрію	50

Параметри розчину:

Параметр	До обробки	Після обробки
Густина(істинна), кг/м.куб	1420	1420
Умовна в'язкість, с	49	53
Фільтрація, мл/30хв	5.5	5.6
СНЗ/1хв, дПа	10	20
СНЗ/10хв, дПа	60	90

Рис. 3.24. Відображення інформації про обробки бурового розчину в програмі “Supervisor”

Програма дозволяє будувати діаграми зміни параметрів бурового розчину (рис. 3.25), виконувати необхідні розрахунки (поточний залишок реагентів) (рис.3.26).

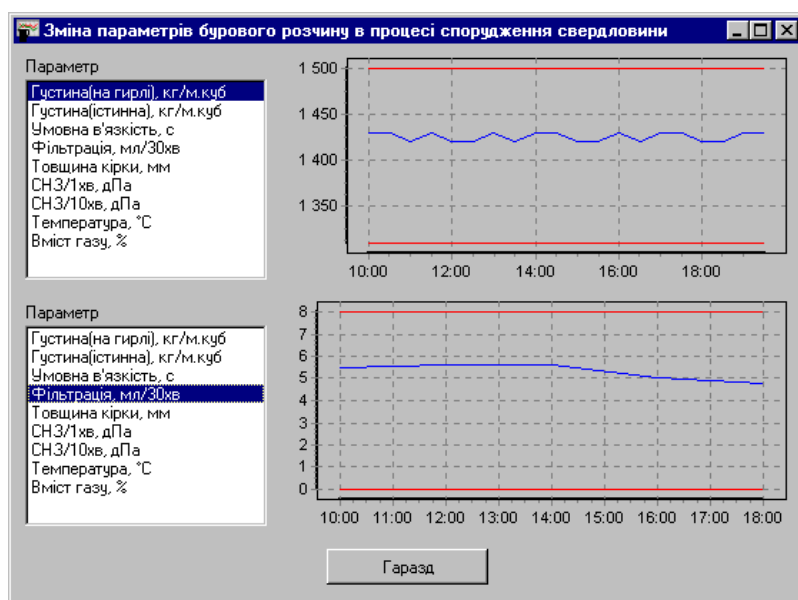


Рис. 3.25. Відображення графіків зміни параметрів бурового розчину в програмі “Supervisor”

Дата і час	Реагент	Кількість	Ціна, грн
01.10.02 15:00:00	ЕКР	1000	
	Барит	2000	
	Хлорид натрію	500	
	КМЦ	300	

Реагент	Початкова кількість	Залишок
Хлорид натрію	100	550
Барит	0	1850
ЕКР	0	850
КМЦ	0	300
КССБ	500	500

Рис. 3.26. Форма програми “Supervisor” для обліку наявних на свердловині реагентів

Програма має важливе значення для створення передумов накопичення промислової інформації, побудови звітів про витрати реагентів на обробку бурового розчину. Інформація про виконані обробки бурового розчину: кількість введених реагентів, параметри розчину до і після обробки будуть складати основу бази знань експертної системи.

У випадку відхилення деяких параметрів бурового розчину від проектних програмою видається повідомлення про це і пропонується підбір рецептури обробки бурового розчину.

3.4. Програма для обробки даних ротаційної віскозиметрії

Від реологічних властивостей бурового розчину безпосередньо залежить виконання таких функцій, як очищення вибою свердловини, транспортування шламу на денну поверхню, забезпечення ефективної роботи долота, запобігання ускладнень та ін. Виходячи з цього, важливим є питання оцінки реологічних параметрів бурового розчину.

На практиці реологічні властивості бурових розчинів визначають в основному за даними ротаційної віскозиметрії [6, 8]. При цьому використовують різні методики [6, 17, 37, 42, 51], що базуються на строгих і наближених розв'язках рівняння течії Куетта в зазорі між коаксиальними циліндрами

$$\omega = \frac{1}{2} \int_a^\tau \frac{\dot{\gamma}(\zeta)}{\zeta} d\zeta, \quad (3.41)$$

де ω – кутова швидкість обертання зовнішнього циліндра віскозиметра;

τ , a – напруження зсуву на внутрішньому і зовнішньому циліндрах;

$$a = \begin{cases} \alpha^2 \tau, & \text{якщо } \tau \geq \tau_0 / \alpha^2; \\ \tau_0, & \text{якщо } \tau_0 \leq \tau < \tau_0 / \alpha^2; \end{cases} \quad (3.42)$$

$$\alpha = R_1 / R_2;$$

R_1, R_2 – радіуси внутрішнього і зовнішнього циліндрів;

τ_0 – динамічне напруження зсуву рідини;

$\dot{\gamma}(\tau)$ – реологічна модель рідини ($\dot{\gamma}$ – градієнт швидкості зсуву).

Відомо що ці методики характеризуються різними ступенями точності оцінки реологічної моделі і властивостей досліджуваної рідини [54].

При цьому використовується принцип максимуму функції правдоподібності, який еквівалентний правилам

$$\min_{p_v} \|C^{-1/2}(\tau - A(\omega, p_v))\| \Rightarrow \hat{p}_v, \quad \forall v \in \vartheta, \quad (3.44)$$

$$\min_v \|C^{-1/2}(\tau - A(\omega, \hat{p}_v))\| \Rightarrow \hat{v}. \quad (3.45)$$

Для моделей Ньютона і Шведова-Бінгама (при $\tau \geq \tau_0/\alpha^2$) задача (3.44) допускає аналітичний розв'язок [55]. В інших випадках реологічні властивості у відповідності з формулою (3.44) визначають з допомогою збіжного ітераційного процесу за О.І. Кобруновим:

$$p_v^{n+1} = p_v^n + \beta_n \Phi; \quad (3.46)$$

$$\Phi = \Lambda^2 A'^*(\omega, p_v^n) C^{-1} (A(\omega, p_v^n) - \tau), \quad (3.47)$$

де Λ – діагональна матриця з елементами λ , які визначають апіорні середньоквадратичні відхилення p_v^n від шуканого розв'язку \hat{p}_v ;

$A'(\omega, p_v^n)$ – матриця похідних;

A'^* – транспонована матриця A' ;

β_n – параметр релаксації, який визначається

$$\beta_n = - \frac{\langle C^{-1} A(\omega, p_v^n) - \tau | A'(\omega, p_v^n) \Phi \rangle}{\langle C^{-1} A'(\omega, p_v^n) \Phi | A'(\omega, p_v^n) \Phi \rangle}; \quad (3.48)$$

$\langle \cdot | \cdot \rangle$ – позначення скалярного добутку.

Під час проведення пробних розрахунків з допомогою програми “Rheometry” виявлено, що в багатьох випадках виникають труднощі із побудовою обернених матриць C^{-1} . Це пов'язане з тим, що матриця C є погано обумовленою. З метою ліквідації даного недоліку в програмі реалізована регуляризація матриці C і її обернення методом квадратного кореня [18, 89]. Цей метод виявив високу надійність, в жодному з проведених на даний час розрахунків не дав хибних результатів.

Перевірка правильності обернення матриці проводиться обчисленням добутку вихідної матриці C на обернену C^{-1} і з допомогою вибору відповідної команди меню може бути проконтрольована в програмі.

Часто при обробці результатів реометричних досліджень, діагональний елемент матриці C , який відображає дисперсію напруження зсуву на внутрішньому циліндрі віскозиметра при певній швидкості обертання зовнішнього циліндра, може бути рівним нулю. Для того, щоб уможливити проведення подальших розрахунків, тобто обернення матриці і пошуку параметрів реологічної моделі використано процедуру регуляризації матриці C . Її суть, в даному випадку, полягає в додаванні до усіх діагональних елементів матриці C величини $\Delta > 0$, яка є на кілька порядків меншою за значення ненульових елементів матриці C , не справляє при додаванні значимого впливу на співвідношення між ними і водночас дозволяє отримати ненульову матрицю C та безперешкодно провести подальші розрахунки.

В процесі програмної реалізації алгоритму обробки даних ротаційної віскозиметрії виявлено значний вплив матриці Λ на швидкість збіжності ітераційного процесу (3.46). Оскільки на початку ітераційного процесу неможливо оцінити середньоквадратичні відхилення p_v^0 від шуканого розв'язку \hat{p} , запропоновано метод пошуку матриці Λ , який дозволяє суттєво підвищити швидкість збіжності ітераційного процесу (3.46).

Суть методу полягає у виборі матриці Λ на основі умови

$$\inf_{\Lambda \in L} \|C^{-1/2}(\tau - A(\omega, p_v^{n_1}(\Lambda)))\| \Rightarrow \hat{\Lambda}, \quad (3.49)$$

де n_1 – кількість кроків наближення ітераційного процесу;

L – множина матриць Λ .

Множина L при пошуку параметрів двопараметричної моделі містить наведені в табл. 3.1 матриці, а при пошуку параметрів трипараметричної моделі містить матриці наведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.1

Матриці, які використовуються при пошуку параметрів двопараметричної
реологічної моделі

Матриця	Діагональні елементи	
	λ_{11}	λ_{22}
Λ_1	10^0	10^0
Λ_2	10^0	10^1
Λ_3	10^1	10^0

Таблиця 3.2

Матриці, які використовуються при пошуку параметрів трипараметричної
реологічної моделі

Матриця	Діагональні елементи		
	λ_{11}	λ_{22}	λ_{33}
Λ_1	10^0	10^0	10^0
Λ_2	10^0	10^1	10^2
Λ_3	10^0	10^2	10^1
Λ_4	10^1	10^0	10^2
Λ_5	10^1	10^2	10^0
Λ_6	10^2	10^1	10^0

Таблиці 3.1 і 3.2 фактично представляють плани ПФЕ, в яких кількість рівнів зміни факторів рівна кількості факторів, з виключеними точками, в яких значення факторів є однаковими (крім першої). Таке виключення пов'язане з тим, що швидкість збіжності ітераційного процесу залежить від співвідношення між діагональними елементами, а не від їх абсолютних значень.

Швидкість збіжності ітераційного процесу пошуку параметрів реологічної моделі не є постійною (спочатку вона є високою, а потім знижується), тому для достовірної оцінки впливу на неї матриці Λ_i необхідно виконати деяку кількість ітераційних кроків і оцінити зменшення функціоналу (3.47). В програмі “Rheometry” кількість початкових наближень для оцінки швидкості збіжності ітераційного процесу прийнято $n_1=10$, збільшення даного числа призведе до зростання витрат часу на пошук $\hat{\Lambda}$, зменшення до зростання похибок.

З викладеного видно, що існує деякий резерв в оптимізації алгоритму пошуку матриці $\hat{\Lambda}$, тобто вибору оптимальної множини L і значення n_1 , проте для здійснення такої оптимізації необхідно володіти великим об'ємом результатів реометричних досліджень. Крім цього, знайдені таким чином оптимальні значення вказаних величин не будуть універсальними і можуть виявитись непридатними в окремих випадках, тому в програмі передбачено можливість користувачеві самостійно вводити значення діагональних елементів матриці Λ .

Деякі результати роботи алгоритму пошуку матриці $\hat{\Lambda}$ наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Результати обробки даних ротаційної віскозиметрії

Свердловина, дата відбору проби розчину	Кути закручування, які відповідають частотам обертання: 3; 6; 30; 60; 100; 200; 300; 600, об/хв	Найбільш адекватна реологічна модель та її параметри	Функціонал для вибору моделі	Діагональні елементи матриці $\hat{\Lambda}$: $\lambda_{11}; \lambda_{22}; \lambda_{33}$	Кількість ітерацій при використанні	
					матриці $\hat{\Lambda}$	одиначної матриці
Голубиха 1, 18.04.03	14; 15; 21; 25; 31; 45; 59; 91	Гершеля-Балклі $\tau_0=5,86$ Па; $\eta=0,142$ Па*с ^{0,801} ; $n=0,801$	0,1286	100; 10; 1	4445	16179
Веснянка 103, 17.04.03	5; 6; 13; 17; 22; 33; 42; 65	Гершеля-Балклі $\tau_0=1,53$ Па; $\eta=0,297$ Па*с ^{0,659} ; $n=0,659$	0,0723	10; 100; 1	2215	2794
Кобзівка 11, 29.05.03	2; 3; 11; 19; 29; 54; 77; 138	Оствальда $k=0,172$ Па*с ^{0,856} ; $n=0,856$	0,0644	1; 10	424	1774
Ланна 201, 09.07.03	7; 8; 15; 20; 27; 41; 54; 88	Гершеля-Балклі $\tau_0=2,62$ Па; $\eta=0,196$ Па*с ^{0,761} ; $n=0,761$	0,0471	10; 1; 100	4511	9533
Кобзівка 21, 08.07.03	10; 13; 21; 30; 42; 68; 91; 149	Гершеля-Балклі $\tau_0=3,61$ Па; $\eta=0,281$ Па*с ^{0,788} ; $n=0,788$	0,2113	100; 10; 1	42962	105497

Висновки до розділу 3

Створена експертна система “MudExpert” для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів, яка включає в себе дві основні програми: “Experimenter” для роботи в спеціалізованому відділі (лабораторії) та “Supervisor” для роботи на свердловині.

Програма “Experimenter” призначена для пошуку оптимальних рецептур обробки бурових розчинів за допомогою методик, які базуються на використанні регресійних залежностей, сплайн-функцій, експериментальної оптимізації та аналізу бази даних. Програма також забезпечує виконання повсякденних функцій лабораторії бурових розчинів: введення і збереження інформації про виміряні параметри бурових розчинів, побудову і виведення звітів та ін. Програма “Supervisor” призначена для забезпечення функції контролю за параметрами бурового розчину на свердловині.

Розроблено базу даних експертної системи “MudExpert” для збереження інформації, якою оперують програми експертної системи. Для занесення в базу даних довідкової і проектної інформації створено програми “Handbook” і “WellProject” відповідно.

Розроблена програма “Rheometry” для обробки даних ротаційної віскозиметрії з метою вибору найбільш адекватної моделі у класі реологічно стаціонарних моделей Ньютона, Шведова-Бінгама, Оствальда, Гершеля-Балклі та Шульмана-Кессона, оцінки їх реологічних властивостей і коваріаційної матриці похибок цих оцінок.

РОЗДІЛ 4

ПРАКТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ ЕКСПЕРТНОЇ СИСТЕМИ ДЛЯ ВИБОРУ ОПТИМАЛЬНИХ РЕЦЕПТУР ОБРОБКИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

4.1. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 201 Ланнівського родовища Хрещищенського ВБР

Свердловина № 201 Ланнівського родовища запроектована з метою експлуатації газових покладів верхнього карбону і нижньої пермі. Проектна глибина свердловини 3600 м.

Розріз свердловини представлений глинистими, піщано-алевролітовими породами, вапняками, доломітами, мергелями, ангідритами, аргілітами, сольовими відкладами.

Основними видами ускладнень є обвали та осипання стінок свердловини, поглинання бурового розчину, звуження стовбура свердловини, каверноутворення, розмивання сольових порід, газопроявлення.

Конструкція свердловини включає в себе 426 мм кондуктор, який опускається до глибини 200 м з метою перекриття верхніх нестійких горизонтів; 1-у технічну колону діаметром 324 мм, яка опускається до глибини 1730 м з метою забезпечення буріння глибших сольових відкладів розчином з підвищеною густиною; 2-у технічну колону діаметром 245 мм, яка опускається до глибини 3270 м з метою перекриття інтервалу, складеного сольовими породами; експлуатаційну колону діаметром 168/140 мм, яка опускається до глибини 3600 м (в інтервалі залягання продуктивних горизонтів колона складена із фільтрових труб).

В процесі буріння свердловини запроектовано використовувати глинистий, гуматно-акриловий, мінералізований і калієвий бурові розчини. Інтервали їх застосування збігаються з інтервалами буріння під кожен із запроектованих обсадних колон і разом з проектними значеннями параметрів наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Параметри бурового розчину і хімічні реагенти для їх обробки

Параметри	Типи розчинів				
	глинистий	гуматно-акриловий	мінералізований		калієвий
Інтервал буріння, м	0 – 200	200 – 1730	1730 – 2360	2360 – 3270	3270 – 3600
Густина, кг/м ³	1120	1120	1280	1330	1160
Умовна в'язкість, с	60-80	30-50	60-90	60-90	40-60
Фільтрація, см ³ /30хв	<8	<6	<30	<8	<7
Товщина кірки, мм	1	1	1		1
СНЗ ₁ , дПа	20 – 30	10 – 20	15 – 30		20 – 40
СНЗ ₁₀ , дПа	40 – 60	20 – 40	30 – 60		40 – 60
Показник рН	–*	11	10		11
Вміст твердої фази, %	<11	<11	<14		<12
Реагенти	ВЛР, кальцинована сода	ВЛР, кальцинована сода, гіпан	Барит, крейда, хлорид натрію, КССБ, КМЦ, нафта, графіт, кальцинована сода, гідроксид натрію, крохмаль		ВЛР, гіпан, вапно, КМЦ, хлорид калію, нафта, графіт, кальцинована сода

Примітка: * – значення параметру не регламентуються.

Під час чергового контролю параметрів бурового розчину (9 липня 2003 року) лабораторією Хрещищенського ВБР на свердловині № 201 Ланнівської площі зафіксовані такі їх значення: густина – 1330 кг/м³, умовна в'язкість – 24 с, фільтрація – 10,8 см³/30 хв, товщина глинистої кірки – 0,3 мм, СНЗ₁ – 9 дПа, СНЗ₁₀ – 18 дПа (за даними Fann 800: СНЗ₁ – 38 дПа, СНЗ₁₀ – 53 дПа), рН – 9,55, вміст солей – 26,4%, вміст іонів Ca²⁺ – 0,12%, вміст іонів Mg²⁺ – 0%. Вибій свердловини знаходився на глибині 2805м і, згідно ГТН, такі значення параметрів не відповідають умовам буріння.

Для усунення невідповідності параметрів бурового розчину проектним значенням прийнято рішення про обробку розчину реагентами КЛСТ, ЕКР, КМЦ НУ. Вибір оптимальної рецептури обробки бурового розчину за критерієм її вартості виконано з допомогою системи “MudExpert”.

Вибрано наступні інтервали зміни впливових факторів (концентрацій реагентів):

КЛСТ – 0 – 4 % (товарного продукту);

ЕКР – 0 – 1,4 % (сухої речовини);

КМЦ HV – 0 – 0,3 % (сухої речовини).

Вартість вибраних реагентів: КЛСТ – 676 грн/т, ЕКР – 2700 грн/т, КМЦ HV – 12210 грн/т.

В процесі дослідження вирішено контролювати умовну в'язкість, фільтрацію, статичне напруження зсуву, для яких прийнято такі допустимі інтервали зміни значень:

умовна в'язкість – 15 – 90 с;

фільтрація – 0 – 6 см³/30 хв;

СНЗ₁ – 20 – 60 дПа;

СНЗ₁₀ – 20 – 70 дПа.

Вихідні дані для пошуку рецептури обробки бурового розчину також відображені на рис. 3.4 у відповідних інтерфейсних елементах програми.

Для дослідження впливу реагентів на параметри бурового розчину за допомогою програми “Experimenter” було побудовано план експерименту у вигляді латинського квадрата з трьома рівнями зміни факторів (табл. 4.2).

Таблиця 4.2

Пробні рецептури обробки бурового розчину

Реагент	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
КЛСТ, %	0	0	0	2	2	2	4	4	4
ЕКР, %	0	0,7	1,4	0	0,7	1,4	0	0,7	1,4
КМЦ HV, %	0	0,15	0,3	0,15	0,3	0	0,3	0	0,15

Таблиця 4.3

Параметри бурового розчину після пробних обробок

Параметр	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Умовна в'язкість, с	24	38	62	42	64	64	48	58	72
Фільтрація, см ³ /30хв	10,8	6,3	4,8	8	5,6	6	7,5	7,2	5,4
СНЗ ₁ , дПа	38	34	53	38	48	77	48	72	77
СНЗ ₁₀ , дПа	53	62	81	62	115	96	86	101	105

З метою виявлення наявності області допустимих рецептур випадковим чином з плану експерименту (табл. 4.2), вибрані та реалізовані дослід 1, 3, 4 і 8, результати яких відображені в табл. 4.3. За результатами вказаних

дослідів побудовані регресійні залежності та оцінено наявність області допустимих рецептур (рис. 4.1).

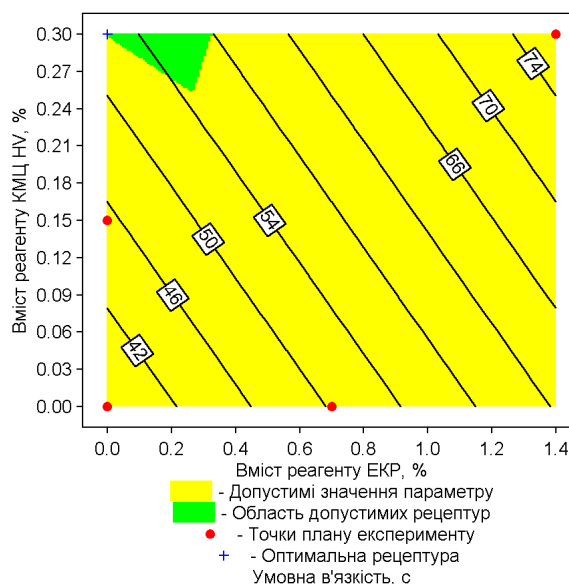


Рис. 4.1. Результати обробки даних експериментів 1,3,4 і 8

Оскільки область допустимих рецептур існує, прийнято рішення продовжити експеримент. Результати вимірювань у решти точках області планування наведені в табл. 4.3. За результатами експерименту побудовано моделі впливу реагентів на параметри розчину у вигляді сплайнів (рис. 4.2 і 4.3).

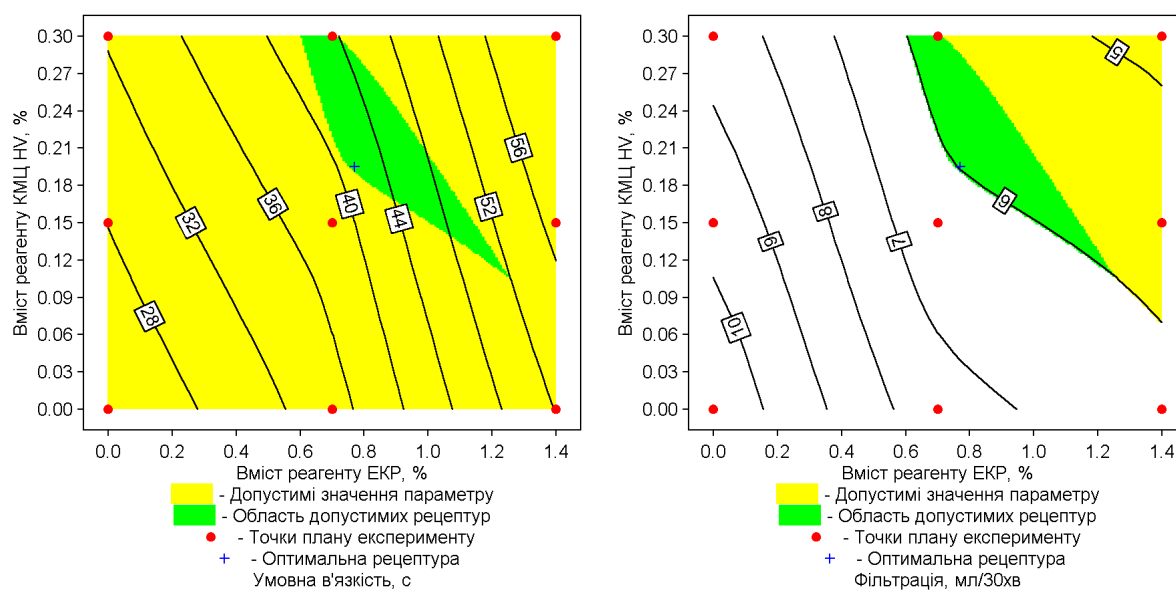


Рис. 4.2. Залежність умовної в'язкості і фільтрації від концентрації реагентів

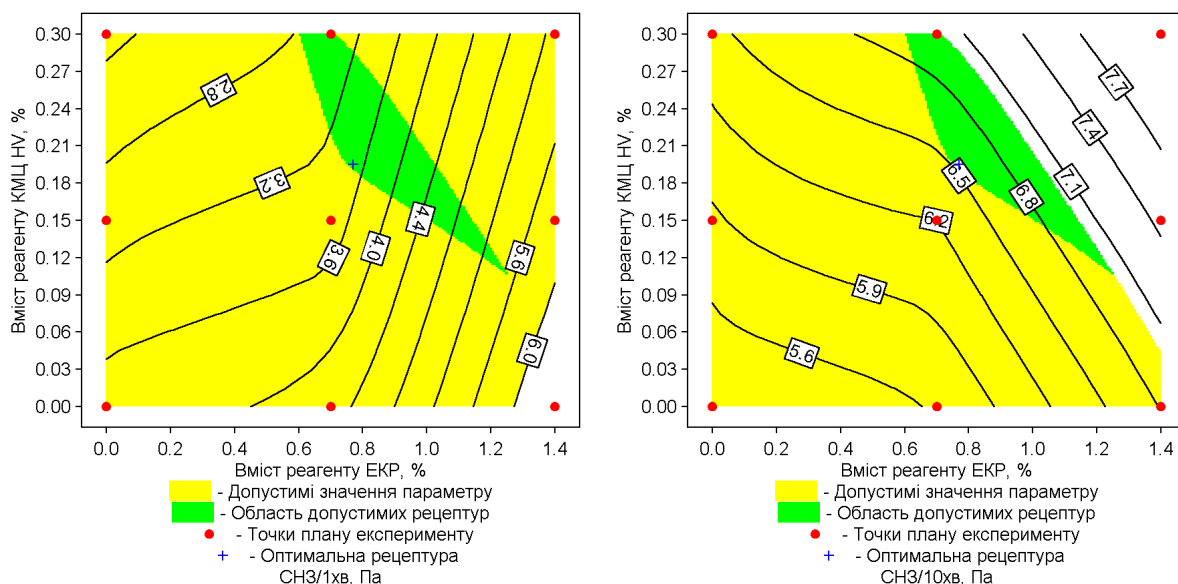


Рис. 4.3. Залежність СНЗ від концентрації реагентів

На рис. 4.2 і 4.3 виділено області допустимих значень параметрів і область допустимих рецептур, яка утворена в результаті їх перетину.

Оптимальну рецептуру обробки за критерієм її вартості знайдено з допомогою методу одночасного порівняння значень функції у вузлах рівномірної сітки. В якості критерію оптимальності вибрано вартість обробки. Залежність цільової функції від концентрацій реагентів показано на рис. 4.4.

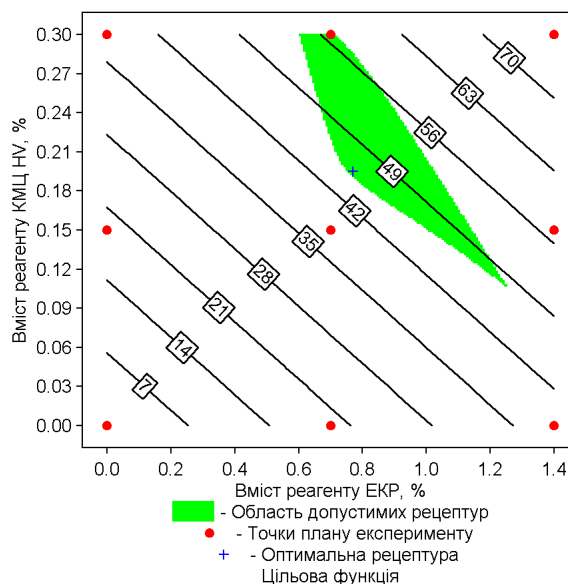


Рис. 4.4. Цільова функція

Знайдена оптимальна рецептура обробки бурового розчину: ЕКР – 0,77 %, КМЦ HV – 0,2 %, КЛСТ – 0 %. В перерахунку на обробку 1 м³ бурового розчину витрата вказаних реагентів буде складати: ЕКР – 7,7 кг/м³,

КМЦ НV – 2 кг/м³. В даному випадку обробляти розчин реагентом КЛСТ з економічної точки зору недоцільно. Реагенти необхідно вводити у сухому вигляді.

В процесі експериментальної перевірки отриманої рецептури отримано такі значення параметрів: густина – 1330 кг/м³, умовна в'язкість – 58 с, фільтрація – 6 см³/30 хв, СНЗ₁ – 43 дПа, СНЗ₁₀ – 72 дПа. Оскільки отримані значення параметрів відповідають умовам задачі, то знайдену рецептуру обробки рекомендовано до застосування на свердловині.

Вартість обробки 1 м³ бурового розчину за цією рецептурою складає 45.21 грн/м³.

Економічну ефективність від вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину можна оцінити на основі порівняння з вживаною у практиці методикою, яка ставить перед собою задачу приведення параметрів до технологічних вимог без застосування оптимізації. Результатом застосування такої методики може бути будь-яка з допустимих рецептур, тому можлива оцінка тільки діапазону можливих значень економічної ефективності і найбільш ймовірного значення. Економічна ефективність буде рівною нулю у випадку, коли знайдена за вживаною методикою рецептура співпадає з оптимальною. Максимальне значення економічної ефективності визначається різницею вартостей найдорожчої з допустимих рецептур і оптимальної. За найбільш ймовірну економічну ефективність можна вважати різницю між середньою вартістю допустимих рецептур і вартістю оптимальної рецептури.

Заповнивши область дослідження рівномірною сіткою точок можна визначити середню вартість рецептур, які потрапили в допустиму область, а також знайти відношення їх кількості до загального числа точок і цим самим оцінити ймовірність випадкового одержання допустимої рецептури. Пошук найдорожчої з допустимих рецептур здійснюється аналогічно до пошуку оптимальної рецептури.

Для умов пошуку рецептури обробки бурового розчину на свердловині № 201 Ланнівського родовища економічний ефект може складати до

11,70 грн/м³, з найбільш ймовірним середнім значенням 5,56 грн/м³, при цьому ймовірність випадкового одержання допустимої рецептури складає 0,5 %.

4.2. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 21 Кобзівського родовища Хрестищенського ВБР

Свердловина № 21 Кобзівської площі запроектована з метою розвідки газових покладів горизонту P_{1kr1} . Проектна глибина свердловини – 3600 м.

Розріз свердловини представлений глинистими, піщано-алевролітовими породами, вапняками, доломітами, мергелями, ангідритами, сольовими відкладами.

Основними видами ускладнень є обвали та осипання стінок свердловини, часткове поглинання бурового розчину, каверноутворення, розмив сольових порід, порушення стійкості стінок свердловини (набухання, пластична течія бішофітів), газопрояви.

Конструкція свердловини включає в себе 426 мм кондуктор, який опускається до глибини 30 м з метою перекриття верхніх нестійких горизонтів; 1-у проміжну колону діаметром 324 мм, яка опускається до глибини 600 м з метою перекриття нестійких відкладів крейдового періоду; 2-у проміжну колону діаметром 245 мм, яка опускається до глибини 2300 м з метою забезпечення можливості буріння глибших сольових відкладів розчином з підвищеною густиною; 3-у проміжну колону (хвостовик) діаметром 245 мм, яка встановлюється в інтервалі 2100 – 3280 м з метою перекриття інтервалу складеного сольовими породами; експлуатаційну колону діаметром 168/140 мм, яка опускається до глибини 3600 м (в інтервалі залягання продуктивних горизонтів колона складена із фільтрових труб).

В процесі буріння свердловини запроектовано використовувати глинистий, соленасичений і мінералізований бурові розчини. Інтервали їх застосування і проектні значення параметрів наведені в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Параметри бурового розчину і хімічні реагенти для їх обробки

Параметри	Тип розчину				
	глинистий		соленасичений		мінералізований
Інтервал буріння, м	0 – 600	600 – 1900	1900 – 2300	2300 – 3280	3280 – 3600
Густина, кг/м ³	1120	1160	1260	1350	1200
Умовна в'язкість, с	30 – 50	35 – 60	50 – 70	60 – 100	60-100
Фільтрація, см ³ /30хв	<8	<6	<6	<6	<6
Товщина кірки, мм	1	1	1	1	1
СНЗ ₁ , дПа	–*	20 – 30	40 – 80	40 – 80	20 – 40
СНЗ ₁₀ , дПа	–*	40 – 60	60 – 100	60 – 100	40 – 80
Показник рН	–*	10 – 12	9 – 10	10 – 12	10 – 12
Вміст твердої фази, %	<11	<11	<22	<22	<11
Реагенти	ВЛР, кальцинована сода		КМЦ, КССБ, крохмаль, каустична сода кальцинована сода, гіпан, графіт, хлорид натрію, бішофіт	крохмаль, гіпанол, КМЦ, нафта, графіт	крохмаль, гіпанол, КМЦ, нафта, графіт

Примітка: * – значення параметрів не регламентуються.

Під час контролю параметрів бурового розчину (8 липня 2003 року) лабораторією Хрещищенського ВБР на свердловині № 21 Кобзівського площі зафіксовані такі їх значення: густина – 1350 кг/м³, умовна в'язкість – 120 с, фільтрація – 8,4 см³/30 хв, товщина глинистої кірки – 1,5 мм, СНЗ₁ – 90 дПа, СНЗ₁₀ – 165 дПа (за даними Fann 800: СНЗ₁ – 150 дПа, СНЗ₁₀ – 230 дПа), рН – 8,57, вміст солей – 18,3%, вміст іонів Ca²⁺ – 0,28%, вміст іонів Mg²⁺ – 0,036%. Вибій свердловини знаходився на глибині 2090м і, згідно ГТН, такі значення параметрів не відповідають умовам буріння.

Для усунення невідповідності параметрів бурового розчину проектним значенням прийнято рішення про обробку розчину реагентами: 6 %-ним розчином поліпак UL, 5 %-ним розчином КМЦ LV, а також розводити розчин водою. Вибрано такі інтервали зміни концентрацій реагентів (впливових факторів):

поліпак UL – 0 – 2 % (6 %-ного розчину),

КМЦ LV – 0 – 2 % (5 %-ного розчину),

вода – 0 – 4 %.

Вартість вибраних реагентів: поліпак UL – 23628 грн/т, КМЦ LV – 11770 грн/т.

В процесі дослідження вирішено контролювати умовну в'язкість, фільтрацію і СНЗ, для яких обґрунтовані допустимі інтервали зміни значень:

умовна в'язкість – 15 – 100 с;

фільтрація – 0 – 6 см³/30 хв;

СНЗ₁ – 20 – 100 дПа;

СНЗ₁₀ – 20 – 100 дПа.

Для вибору рецептури обробки бурового розчину використано симплекс-метод, який реалізований в програмі “Experimenter”. За критерій вибору рецептури обробки прийнято її вартість.

З метою оцінки наявності області допустимих рецептур проведено досліди за ДФЕ (досліди 1–4 табл. 4.5) і за їхніми результатами побудовано регресійні залежності у вигляді поліномів першого порядку.

Таблиця 4.5

Пробні рецептури обробки бурового розчину

Реагент	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вода, %	0	0	4	4	3,2	2	2,8	2,8	1,8
6 %-ний р-н поліпак UL, %	0	2	0	2	1,9	1,7	1,3	1,7	1,2
5 %-ний р-н КМЦ LV, %	2	0	0	2	2	1,8	1,8	1,4	1,3

Таблиця 4.6

Параметри бурового розчину після пробних обробок

Параметр	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Умовна в'язкість, с	116	100	80	56	60	68	65	80	80
Фільтрація, см ³ /30хв	7,2	6,6	9,2	6	6	5,8	6,4	6,4	7,4
СНЗ ₁ , дПа	86	77	77	24	29	29	29	29	43
СНЗ ₁₀ , дПа	172	187	163	86	105	96	96	105	124

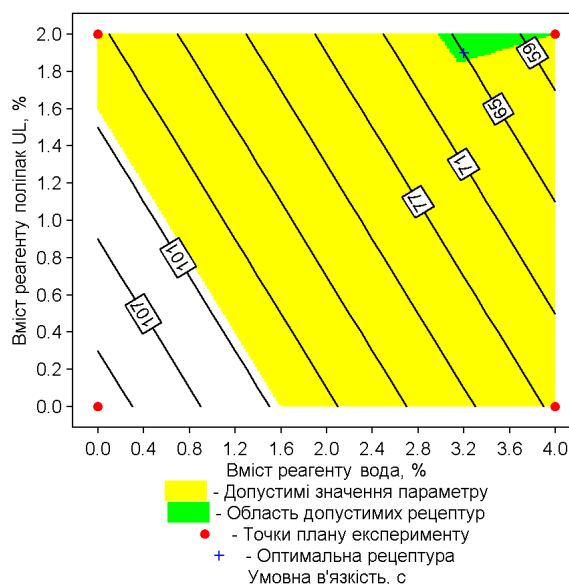


Рис. 4.5. Перевірка наявності допустимої області
і знаходження вихідної точки симплексу

Оскільки область допустимих рецептур існує, то на основі отриманих регресійних залежностей знайдено оптимальну за вибраним критерієм рецептуру обробки розчину і прийнято її як вихідну точку симплексу, в вершинах якого проведено досліди 5–8 (табл. 4.5). Результати проведених експериментів 1–8 оброблені з допомогою сплайн-функцій, які в свою чергу використані для побудови області допустимих рецептур і пошуку рецептури обробки (рис. 4.6).

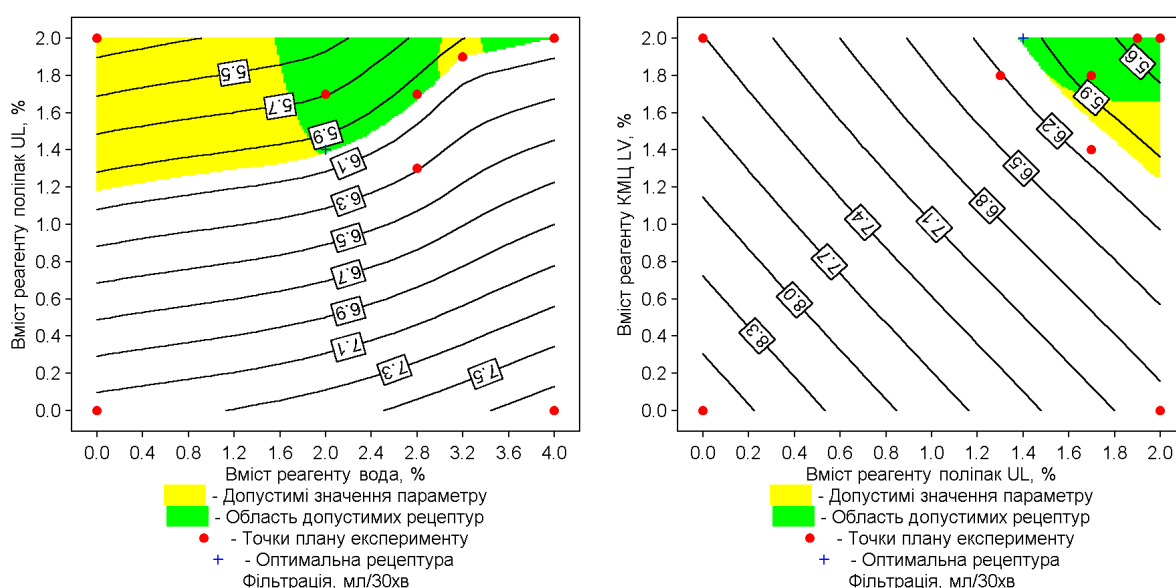


Рис. 4.6. Залежність фільтрації від концентрації реагентів, яка побудована за
результатами ДФЕ і дослідів у вершинах вихідного симплексу

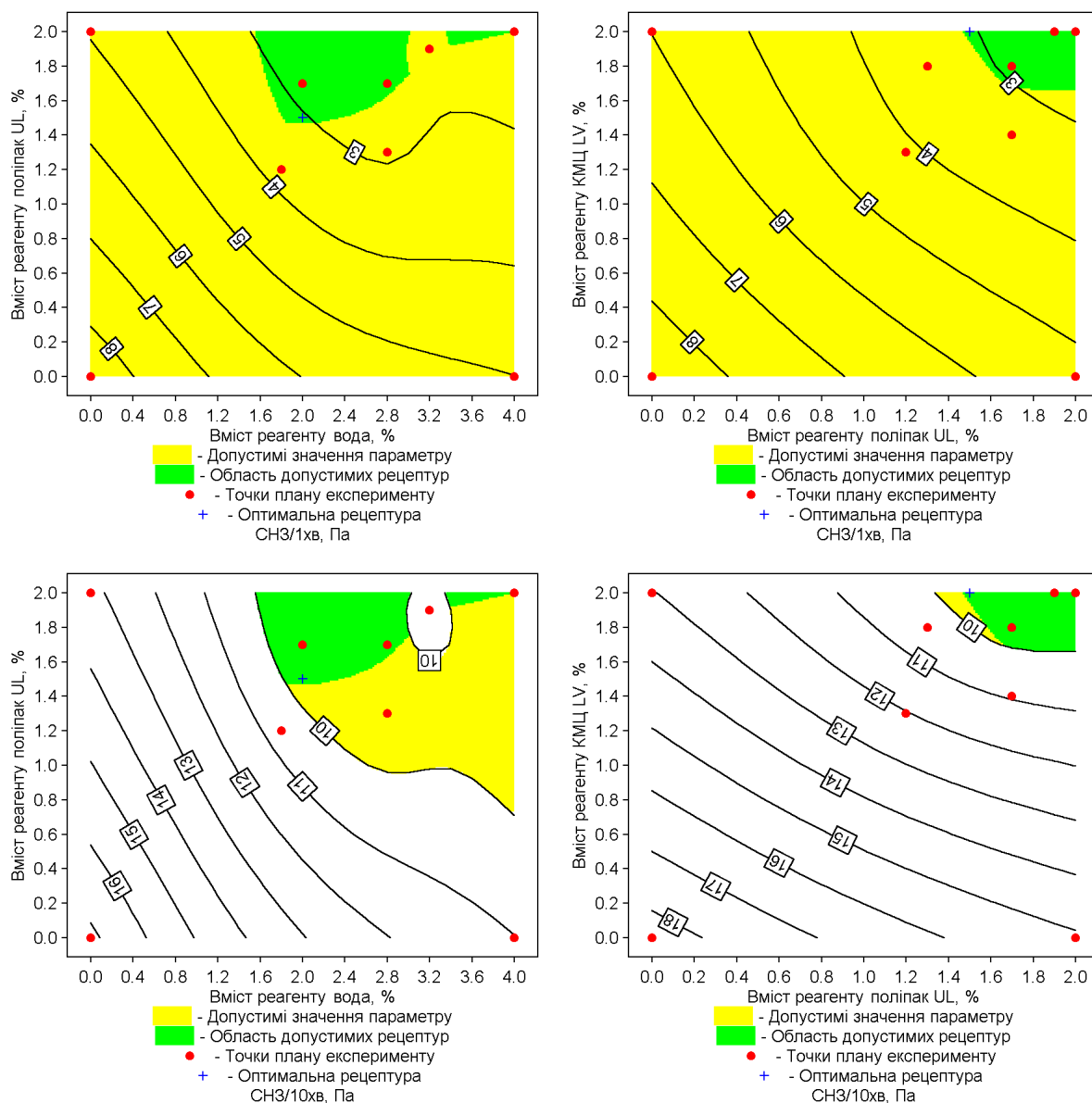


Рис. 4.8. Залежності СНЗ від концентрації реагентів побудовані за результатами ДФЕ, дослідів у вершинах вихідного симплексу і відбитій вершині симплексу

На основі отриманих моделей впливу реагентів на параметри розчину уточнено розташування області допустимих рецептур і рецептуру обробки. Оскільки вони змінились несуттєво, то недоцільно продовжувати подальший рух симплексу, а за оптимальну рецептуру прийняти отриману в результаті пошуку з використанням моделей. Цільова функція вибору рецептури обробки відображена на рис. 4.9.

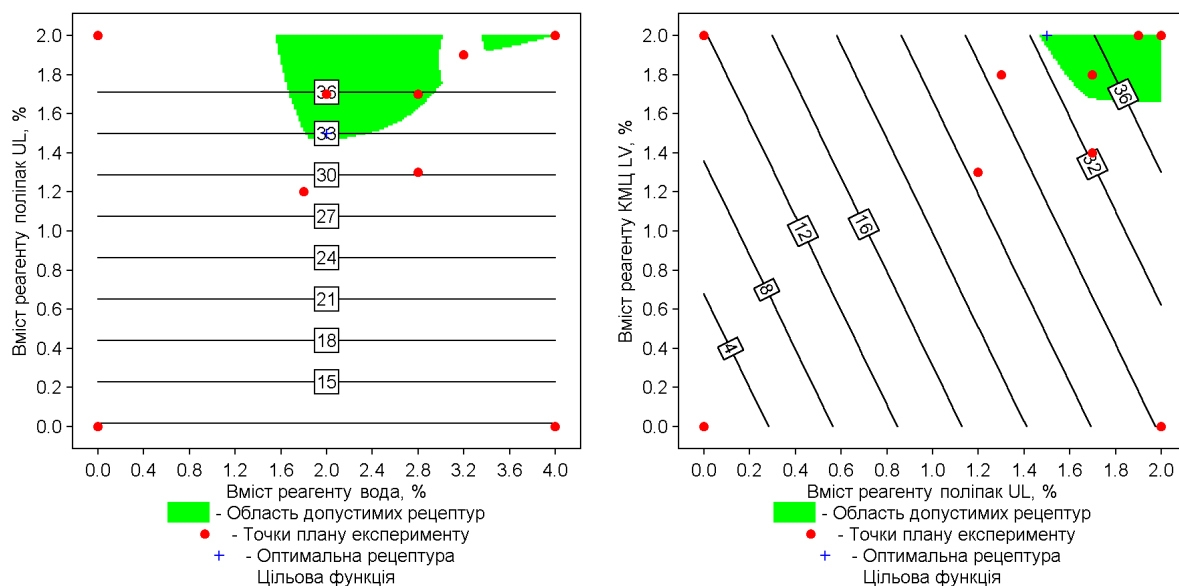


Рис. 4.9. Цільова функція

Як результат пошуку отримано наступну рецептуру обробки: поліпак UL – 1,5 % (6 %-ного розчину), КМЦ LV – 2 % (5 %-ного розчину), вода 2 %. В перерахунку на обробку 1 м^3 це буде складати: поліпак UL – $0,9 \text{ кг/м}^3$ сухої речовини, КМЦ LV – 1 кг/м^3 сухої речовини, вода 53 л/м^3 . Для зручності реалізації обробки бурового розчину на свердловині кількість поліпак UL заокруглено до 1 кг/м^3 (1,67 % (6 %-ного розчину)), при цьому витрата води буде складати 55 л/м^3 . Реагенти необхідно розчинити у вказаній кількості води і потім ввести в буровий розчин.

Параметри бурового розчину після експериментальної перевірки рецептури: густина – 1350 кг/м^3 , умовна в'язкість – 76 с, фільтрація – $6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, CHZ_1 – 38 дПа, CHZ_{10} – 120 дПа.

Вартість обробки 1 м^3 бурового розчину за цією рецептурою складає 35,40 грн.

Для умов пошуку рецептури обробки бурового розчину на свердловині № 21 Кобзівського родовища економічний ефект може складати до $4,72 \text{ грн/м}^3$, з найбільш ймовірним середнім значенням $1,82 \text{ грн/м}^3$, при цьому ймовірність випадкового одержання допустимої рецептури складає 1,2 %.

4.3. Вибір рецептури переводу бурового розчину з гуматно-акрилового в гуматно-акриловокалієвий при бурінні свердловини № 40 Байрацького родовища Полтавського ВБР

Свердловина № 40 Байрацької площі запроектована з метою розвідки газових покладів нижнього карбону. Проектна глибина свердловини – 5000 м.

Розріз свердловини представлений глинистими і піщано-алевролітовими породами, вапняками, доломітами, мергелями, ангідритами, аргілітами, крейдовими і сольовими відкладами.

Основними видами ускладнень є обвали та осипання стінок свердловини, поглинання бурового розчину, звуження стовбура свердловини за рахунок набрякання крейди, прихвати бурового інструменту, каверноутворення, збагачення розчину глинистою фазою, в інтервалі 2330 – 2560 м коагуляція бурового розчину, з глибини 4550 м нафтогазопроявлення.

Конструкція свердловини включає в себе 324 мм кондуктор, який опускається до глибини 270 м з метою перекриття верхніх нестійких горизонтів; 1-у проміжну колону діаметром 245 мм, яка опускається до глибини 4100 м з метою перекриття нестійкого розрізу; 2-у проміжну колону (потайну колону) діаметром 194 мм, яка встановлюється в інтервалі 4000 – 4780 м з метою розкриття газових горизонтів розчином з підвищеною густиною; експлуатаційну колону діаметром 168/140 мм, яка опускається до глибини 5000 м.

В процесі буріння свердловини запроектовано використовувати глинистий, гуматно-акриловий та гуматно-акриловокалієвий бурові розчини, інтервали застосування яких разом із проектними значеннями параметрів наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7

Параметри бурового розчину і хімічні реагенти для їх обробки

Параметри	Тип розчину					
	глинистий	гуматно-акриловий	гуматно-акриловокалієвий			
Інтервал буріння, м	0 – 270	270 – 2000	2000 – 4100	4100 – 4500	4500 – 4780	4780 – 5000
Густина, кг/м ³	1120	1100 – 1160	1100 – 1160	1160	1128	1740
Умовна в'язкість, с	30 – 50	40 – 70	35 – 50	30 – 80		30 – 40
Фільтрація, см ³ /30хв	<8	<5	<6	<6		<6
Товщина кірки, мм	–	1	1	1		1
СНЗ ₁ , дПа	–	20 – 30	10 – 30	20 – 40		30 – 40
СНЗ ₁₀ , дПа	–	40 – 70	25 – 60	40 – 80		40 – 80
Показник рН	–	9 – 10	9 – 10			
Реагенти	КМЦ, кальцинована сода	ВЛР, КМЦ, ПАА, гіпан, КОФОС, кальцинована сода, графіт	КМЦ, КССБ, ПАА, хлорид калію, КОФОС, нафта, графіт, кальцинована сода			

Під час контролю параметрів бурового розчину (30 вересня 2003 року) лабораторією Полтавського ВБР на свердловині № 40 Байрацької площі зафіксовані такі їх значення: густина – 1240 кг/м³, умовна в'язкість – 25 с, фільтрація – 5 см³/30 хв, товщина глинистої кірки – 0,3 мм, СНЗ₁ – 9 дПа, СНЗ₁₀ – 18 дПа, рН – 8,54, вміст солей – 1,9 %, вміст іонів Ca²⁺ – 0,01 %, вміст іонів Mg²⁺ – 0,006 %. Вибій свердловини знаходився на глибині 3370 м і згідно ГТН необхідно було перейти з гуматно-акрилового бурового розчину на гуматно-акриловокалієвий з відповідними значеннями параметрів.

Для переведення бурового розчину з гуматно-акрилового до гуматно-акриловокалієвого прийнято рішення про обробку розчину такими реагентами: 7 %-ним розчином хлориду калію, 1 %-ним розчином поліпак R, 3 %-ним розчином поліпак UL і гіпанолом.

Вибрано такі інтервали зміни впливових факторів (концентрацій реагентів):

- гіпанол – 0 – 6 % (товарного продукту);
- поліпак R – 0 – 12 % (1 %-ного розчину);
- поліпак UL – 0 – 12 % (3 %-ного розчину);
- хлорид калію – 45 % (7 %-ного розчину).

Вартість вибраних реагентів: гіпанол – 1841 грн/т, поліпак R – 23627 грн/т, поліпак UL – 23627 грн/т, хлорид калію – 426 грн/т.

В процесі дослідження вирішено контролювати умовну в'язкість, фільтрацію, статичне напруження зсуву, для яких прийняті допустимі інтервали зміни значень:

умовна в'язкість – 35 – 50 с;

фільтрація – 0 – 6 см³/30 хв;

CH₃I – 10 – 30 дПа;

CH₃I₀ – 25 – 60 дПа.

Для дослідження впливу реагентів на параметри бурового розчину за допомогою програми “Experimenter” було побудовано план експерименту у вигляді латинського квадрата з трьома рівнями зміни факторів (табл. 4.8).

З метою виявлення наявності області допустимих рецептур випадковим чином з плану експерименту, наведеного в табл. 4.8, вибрані та реалізовані дослід 3, 6, 7 і 9, результати яких відображені в табл. 4.9.

Таблиця 4.8

Пробні рецептури обробки бурового розчину

Реагент	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Гіпанол, %	0	0	0	3	3	3	6	6	6
1%-ний р-н Поліпак R, %	0	6	12	0	6	12	0	6	12
3%-ний р-н Поліпак UL, %	0	6	12	6	12	0	12	0	6
7%-ний р-н KCl, %	45	45	45	45	45	45	45	45	45

Таблиця 4.9

Параметри бурового розчину після пробних обробок

Параметр	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Умовна в'язкість, с	52	40	36	36	28	44	50	72	48
Фільтрація, см ³ /30хв	23	10	6,4	8,8	6	7,2	6,4	7,6	5
CH ₃ I, дПа	108	31	14	31	4	27	26	77	31
CH ₃ I ₀ , дПа	134	58	36	51	24	67	44	97	61

За результатами цих дослідів побудовані регресійні залежності у вигляді поліномів першого порядку і оцінено наявність області допустимих рецептур рис. 4.9.

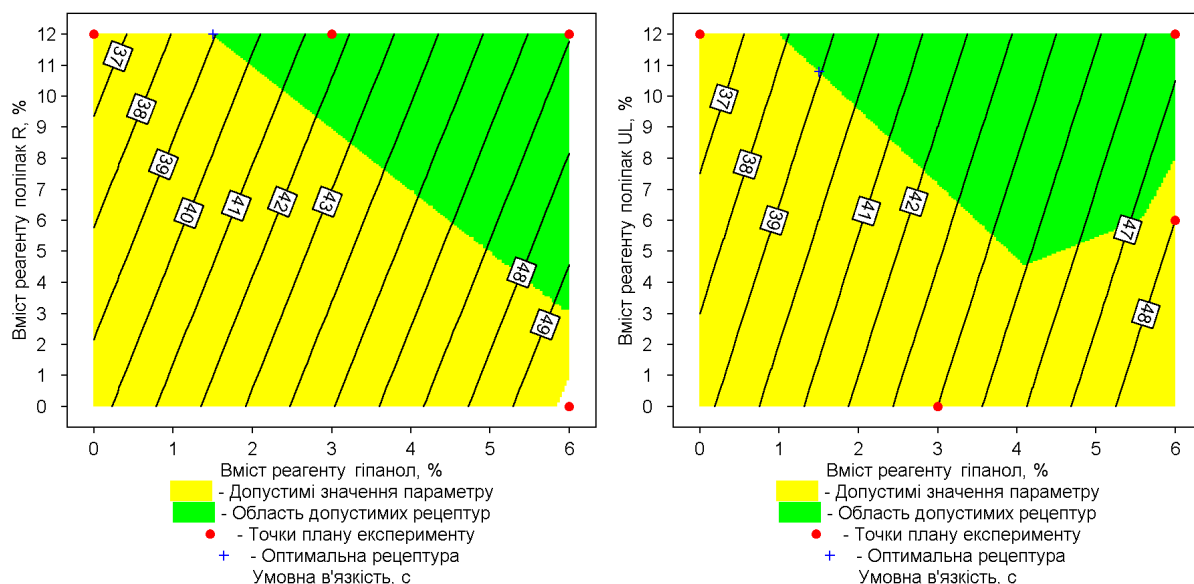


Рис. 4.9. Результати обробки дослідів 3, 6, 7 і 9

Оскільки область допустимих рецептур існує, то було прийнято рішення про продовження експерименту. Результати вимірювань у решти точках області планування наведені також в табл. 4.8. За результатами експерименту побудовано моделі впливу реагентів на параметри розчину у вигляді сплайнів (рис. 4.10, 4.11). На рис. 4.10 і 4.11 виділено області допустимих значень параметрів та область допустимих рецептур, яка утворена в результаті їх перетину.

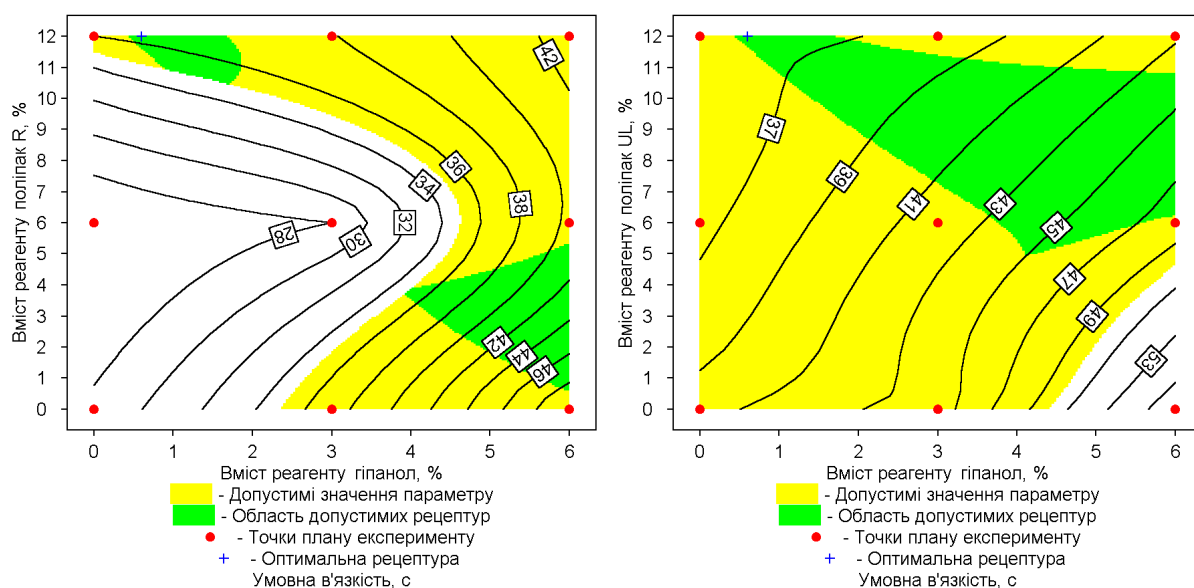


Рис. 4.10. Залежність умовної в'язкості від концентрацій реагентів, яка побудована за результатами латинського плану експерименту

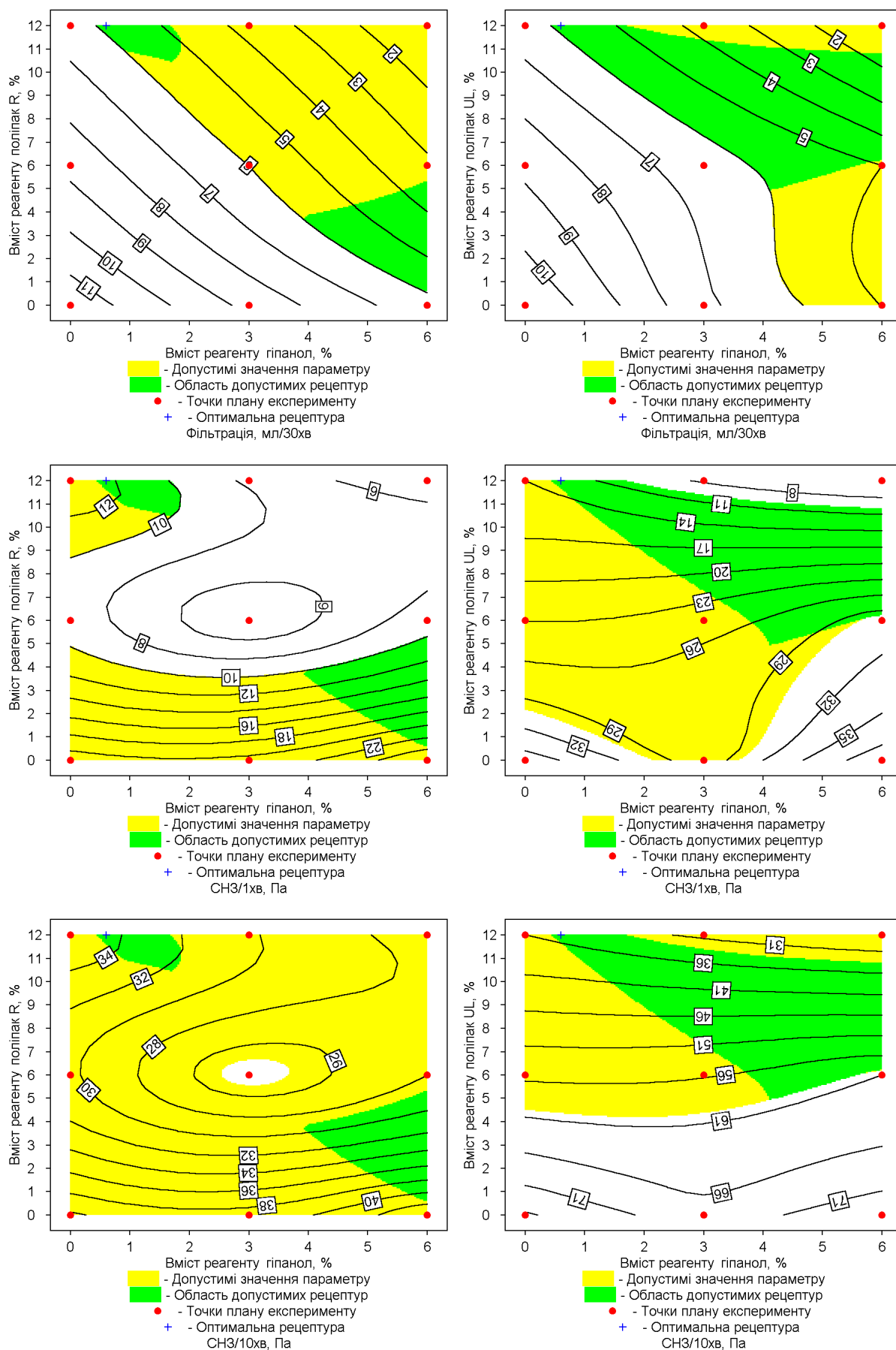


Рис. 4.11. Залежність фільтрації і СНЗ від концентрації реагентів

Оптимальну рецептуру обробки знайдено за допомогою методу одночасного порівняння значень функції у вузлах рівномірної сітки. Сітка побудована шляхом розбиття інтервалів зміни концентрації реагентів на 20 однакових відрізків. За критерій оптимальності вибрано вартість обробки, залежність якої від кількості доданих до розчину реагентів показана на рис. 4.12.

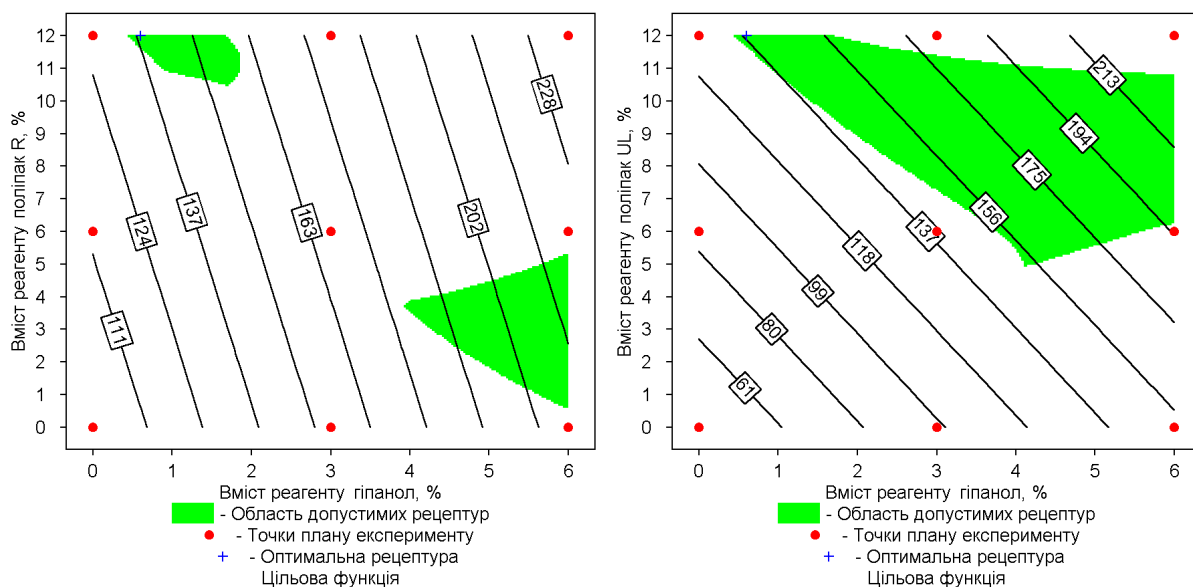


Рис. 4.12 – Цільова функція

Обробка даних експерименту виконувалась з допомогою сплайнів і в результаті пошуку отримано оптимальну рецептуру обробки: гіпанол – 0,6 %, поліпак R – 12 %, поліпак UL – 12 %, хлорид калію – 45 %. В перерахунку на обробку 1 м^3 бурового розчину витрата вказаних реагентів буде складати: гіпанол – 6 л/м^3 , поліпак R – $1,2 \text{ кг/м}^3$, поліпак UL – $3,6 \text{ кг/м}^3$, хлорид калію – $31,5 \text{ кг/м}^3$, вода для розведення реагентів – $653,7 \text{ л/м}^3$.

В процесі експериментальної перевірки оптимальної рецептури отримано такі значення параметрів бурового розчину: густина – 1160 кг/м^3 , умовна в'язкість – 28 с, фільтрація – $6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, CH_3I – 10 дПа, CH_3IO – 30 дПа. Вартість обробки 1 м^3 бурового розчину за цією рецептурою складає 138 грн/м^3 .

Для умов пошуку рецептури обробки бурового розчину на свердловині № 40 Байрацького родовища економічний ефект може складати до $89,37 \text{ грн/м}^3$,

з найбільш ймовірним значенням 45,45 грн/м³, при цьому ймовірність випадкового одержання допустимої рецептури складає 15,5 %.

4.4. Вибір рецептури обробки бурового розчину при бурінні свердловини № 2 Гуцулівської площі Калуської НГРЕ

Свердловина № 2 Гуцулівської площі запроектована з метою пошуку газових покладів в юрських відкладах. Проектна глибина свердловини 1100 м.

Розріз свердловини представлений глинистими і піщано-алевролітовими породами, а також вапняками, мергелями, гіпсо-ангідритами.

Основними видами ускладнень є обвали та осипання стінок свердловини, поглинання бурового розчину, звуження стовбура свердловини, каверно- і жолобоутворення, прилипання бурового інструменту, газопрояви.

Конструкція свердловини включає в себе 324 мм кондуктор, який опускається до глибини 20 м з метою перекриття верхніх нестійких горизонтів; проміжну колону діаметром 245 мм, яка опускається до глибини 250 м з метою перекриття нестійких відкладів сармату; експлуатаційну колону діаметром 146 мм, яка опускається до глибини 1100 м.

В процесі буріння свердловини запроектовано використовувати глинистий і алюмо-акриловий розчини. Інтервали їх застосування збігаються з інтервалами буріння під кожну із запроектованих обсадних колон і разом з проектними значеннями параметрів наведені в табл. 4.10.

Після цементування кондуктора на свердловині №2 Гуцулівської площі і наступної обробки бурового розчину з метою усунення іонів кальцію, які потрапили до розчину в результаті розбурювання цементного стакана, лабораторією Калуської НГРЕ зафіксовані такі їх значення: густина – 1210 кг/м³, умовна в'язкість – розчин не текучий, фільтрація – 40 см³/30 хв, товщина глинистої кірки – 6 мм, СНЗ₁ – 72 дПа, СНЗ₁₀ – не вимірюється, рН – 12, вміст іонів Ca²⁺ – 0,04 %, вміст іонів Mg²⁺ – 0 %. Згідно ГТН такі значення параметрів не відповідають умовам буріння під першу проміжну колону.

Таблиця 4.10

Параметри бурового розчину і хімічні реагенти для їх обробки

Параметри	Типи розчинів	
	глинистий	алюмо-акриловий
Інтервал буріння, м	0 – 250	250 – 1100
Густина, кг/м ³	1180	1140
Умовна в'язкість, с	30 – 50	40 – 50
Фільтрація, см ³ /30хв	<10	<4
Товщина кірки, мм	<2	<1
СНЗ ₁ , дПа	5 – 15	15 – 20
СНЗ ₁₀ , дПа	15 – 30	30 – 50
Реагенти	КМЦ	КМЦ, гіпан, сульфат алюмінію, Т-80, масло ОПАК

Для усунення невідповідності параметрів бурового розчину проектним значенням прийнято рішення про обробку розчину реагентами КМЦ, КССБ і для надання розчину інгібуючих властивостей – хлоридом калію. Вибір оптимальної рецептури обробки бурового розчину за критерієм її вартості виконано з допомогою системи “MudExpert”.

Вибрано такі інтервали зміни впливових факторів (концентрацій реагентів):

КМЦ – 0 – 5 % (5 %-ного розчину);

КССБ – 0 – 12,5 % (15 %-ного розчину).

Оскільки в даному випадку хлорид калію додається як нормована домішка з метою інгібування набухання глин, то в усіх експериментах його домішка є однаковою – 5 % (30 %-ного розчину). Відповідно у рекомендованих рецептурах концентрація хлориду калію буде на рівні заданої.

Вартість вибраних реагентів є наступною: КМЦ – 14600 грн/т, КССБ – 640 грн/т, хлориду калію – 1000 грн/т (за даними Калуської НГРЕ).

В процесі дослідження вирішено контролювати умовну в'язкість, фільтрацію, статичне напруження зсуву, для яких прийнято наступні допустимі інтервали зміни значень:

густина – 1180 – 1200 кг/м³;

умовна в'язкість – 30 – 50 с;

фільтрація – 0 – 10 см³/30хв;

СНЗ₁ – 5 – 15 дПа;

СНЗ₁₀ – 15 – 30 дПа.

Для дослідження впливу реагентів на параметри бурового розчину за допомогою програми “Experimenter” було побудовано план експерименту у вигляді ДФЕ (досліди 1 – 4, табл. 4.11).

Таблиця 4.11

Пробні рецептури обробки бурового розчину

Реагент	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
КССБ, %	0	0	12,5	12,5	12,5	0	6,25	6,25	6,25
КМЦ, %	0	5	0	5	2,5	2,5	5	0	2,5
хлорид калію, %	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Таблиця 4.12

Параметри бурового розчину після пробних обробок

Параметр	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Густина, кг/м ³	1190	1200	1180	1170	1180	1200	1180	1190	1190
Умовна в'язкість, с	200*	40	28	32	28	60	32	42	28
Фільтрація, см ³ /30хв	36,6	8	8,7	6	6,9	18,5	8	19	10,6
СНЗ ₁ , дПа	31	2,5	3,3	0,8	0	18,7	3,3	5	1,6
СНЗ ₁₀ , дПа	57	9	14	5	3,3	44,3	10	9	8,2

Примітка: * – значення прийнято умовно, для забезпечення можливості використання його в обчисленнях.

З метою виявлення наявності області допустимих рецептур за результатами дослідів, проведених за планом ДФЕ, побудовані регресійні залежності у вигляді поліномів першого порядку (рис. 4.13).

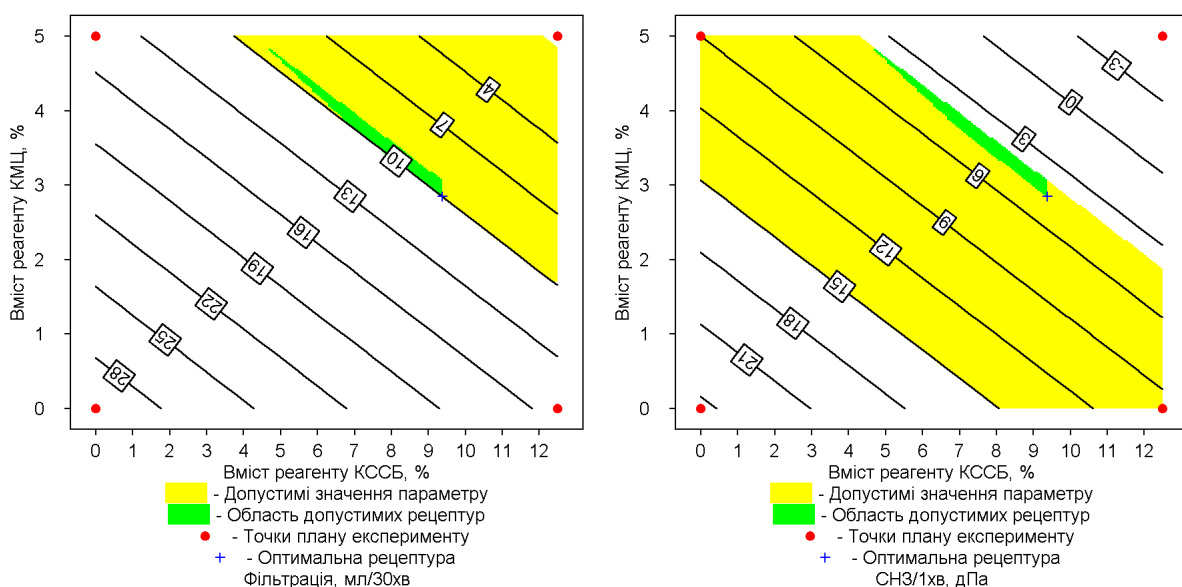
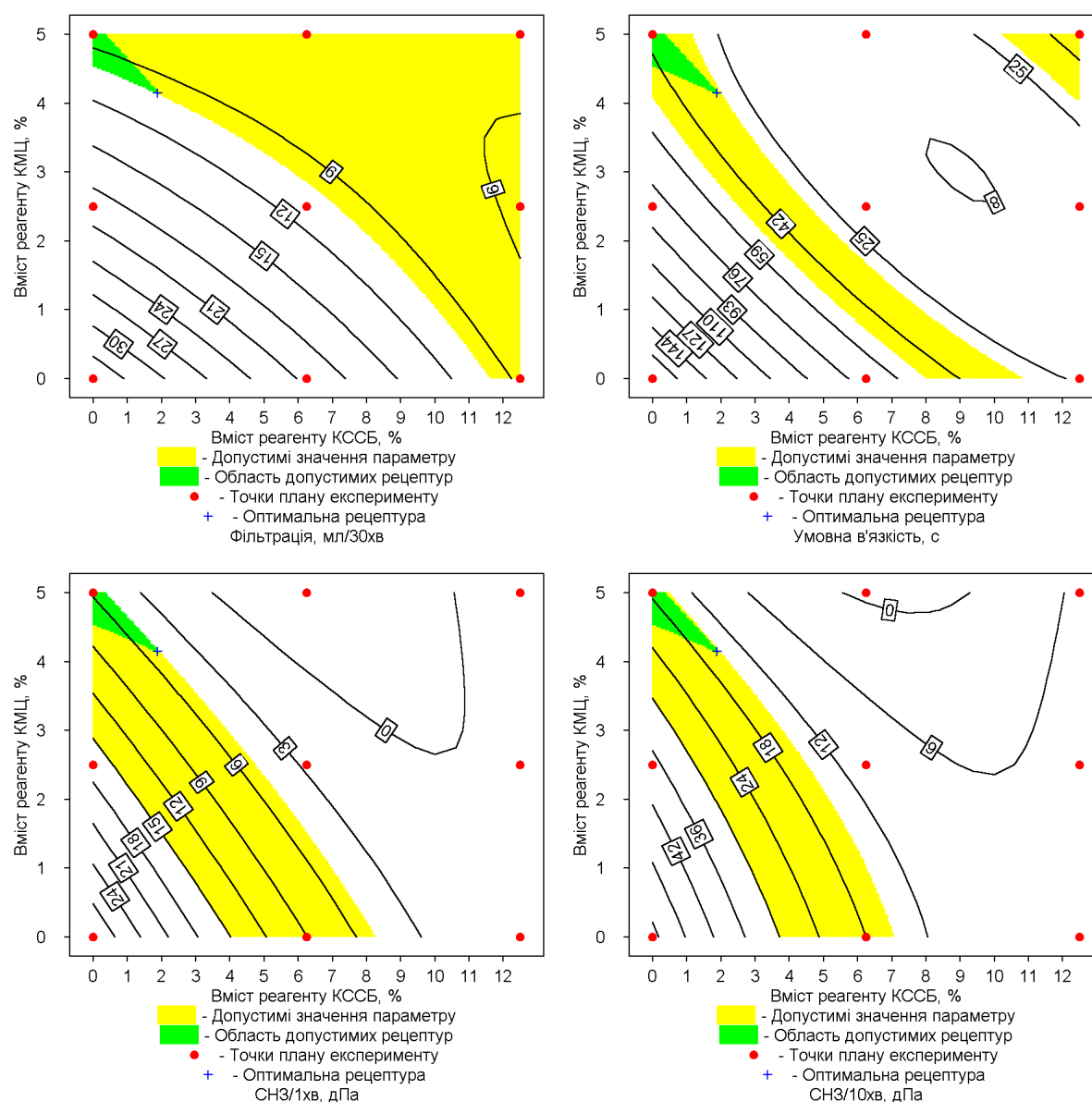


Рис. 4.14. Результати обробки даних ДФЕ після зміни допустимого інтервалу значень СНЗ за 1хв з 5 – 15 дПа на 4 – 15 дПа

Оскільки за подальшого вивчення області дослідження можлива поява області допустимих рецептур при вихідних допустимих інтервалах зміни параметрів, прийнято рішення продовжити експеримент. План ДФЕ доповнений до ОЦКП (досліди 5 – 9 табл. 4.11). Результати вимірювань у точках області планування наведені в табл. 4.12. За результатами експерименту побудовано моделі впливу реагентів на параметри розчину у вигляді поліномів другого порядку (рис. 4.15):

$$\begin{aligned} \rho &= 1191,7 - 0,8x_1 + 5,33x_2 - 0,32x_1x_2 - 0,8x_2^2; \\ T &= 176,6 - 22,03x_1 - 46,4x_2 + 0,785x_1^2 + 2,624x_1x_2 + 3,787x_2^2; \\ \Phi &= 35,35 - 2,65x_1 - 7,32x_2 + 0,041x_1^2 + 0,414x_1x_2 + 0,381x_2^2; \\ \theta_1 &= 29,64 - 4,27x_1 - 5,49x_2 + 0,156x_1^2 + 0,416x_1x_2 + 0,14x_2^2; \\ \theta_{10} &= 55,43 - 8,08x_1 - 6,62x_2 + 0,334x_1^2 + 0,624x_1x_2 - 0,2x_2^2. \end{aligned} \quad (4.1)$$

(4.1)



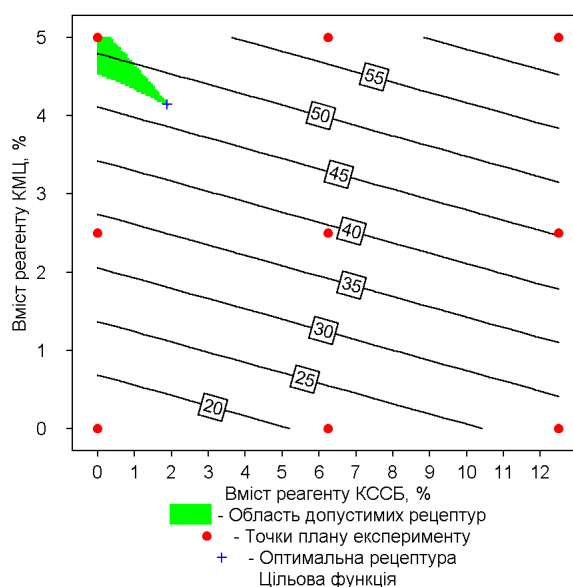


Рис. 4.16. Цільова функція

Знайдена оптимальна рецептура обробки бурового розчину: КМЦ – 4,2 % (5 %-ного розчину), КССБ – 1,88 % (15 %-ного розчину), хлорид калію – 5 % (30 %-ного розчину). В перерахунку на обробку 1 м^3 бурового розчину витрата реагентів буде складати: КМЦ – $2,1 \text{ кг/м}^3$, КССБ – $2,8 \text{ кг/м}^3$, хлорид калію – 15 кг/м^3 , вода для розведення реагентів – 91 л/м^3 .

В результаті експериментальної перевірки отриманої рецептури одержано такі значення параметрів бурового розчину: густина – 1190 кг/м^3 , умовна в'язкість – 31 с, фільтрація – $10 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, CH_3I – 5,1 дПа, CH_3I_{10} – 15,3 дПа. Оскільки отримані значення параметрів відповідають умовам задачі, то знайдену рецептуру обробки рекомендовано до застосування на свердловині.

Вартість обробки 1 м^3 бурового розчину за цією рецептурою складає $47,45 \text{ грн/м}^3$.

Для умов пошуку рецептури обробки бурового розчину на свердловині № 2 Гуцулівської площі економічний ефект може складати до $4,40 \text{ грн/м}^3$, з найбільш ймовірним значенням $2,70 \text{ грн/м}^3$, при цьому ймовірність випадкового одержання допустимої рецептури складає 1,3 %.

4.5. Вибір рецептури обробки бурового розчину за критерієм термостійкості

Великий інтерес до біополімерних бурових розчинів, який спостерігається останнім часом [24], пов'язаний з підвищеними вимогами до промивання горизонтальних і похило-скерованих свердловин. Системи бурових розчинів на основі біополімерних реагентів, які пропонуються іноземними компаніями [40], характеризуються високою вартістю. В УкрНДІгаз запропонована рецептура бурового розчину з аналогічними властивостями та зменшеним вмістом біополімерного реагенту і меншою вартістю [41].

При бурінні глибоких свердловин однією із важливих вимог до рецептур бурових розчинів є забезпечення їх термостійкості, а саме:

параметри бурового розчину повинні відповідати технологічним регламентам до і після дії на нього підвищених температур;

зміна технологічних параметрів бурового розчину в результаті дії на нього підвищених температур повинна бути мінімальною.

На основі цих вимог задача (2.4) вибору рецептури обробки бурового розчину може бути формалізована у вигляді

$$\begin{cases} E(\mathbf{x}^v) = \sum_{j=1}^z \alpha_j \left(\Delta p_j(\mathbf{x}^v) \right)^2 \rightarrow \min, \mathbf{x}^v \in D^v, v \in \vartheta; \\ p_j^{\min} - p_j(\mathbf{x}^v) \leq 0, p_j(\mathbf{x}^v) - p_j^{\max} \leq 0, j = \overline{1, q}; \\ B(\mathbf{x}^v) - B_{\max} \leq 0, \end{cases} \quad (4.2)$$

де $\Delta p_j(\mathbf{x}^v)$ – зміна параметрів розчину в результаті дії підвищених температур.

Для побудови критерію оптимальності вибрано найбільш важливі з точки зору технології буріння і водночас чутливі до температурних впливів параметри бурового розчину: фільтрація, реологічні властивості, статичне напруження зсуву.

Реологічні властивості відносяться до векторних величин і їх зміна може бути оцінена:

на основі багатовимірної функції щільності розподілу ймовірностей

$$\Delta a^2 = (a_0 - a_t)^T C^{-1} (a_0 - a_t), \quad (4.3)$$

за реологічною кривою

$$\Delta \tau^2 = \frac{1}{S^2} \frac{1}{\omega_{\max}} \int_0^{\omega_{\max}} (\tau(a_0, \omega) - \tau(a_t, \omega))^2 d\omega, \quad (4.4)$$

де a_0, a_t – вектори реологічних параметрів бурового розчину відповідно до і після дії на нього підвищених температур;

C^{-1} – матриця коваріацій оцінок реологічних параметрів бурового розчину в початковому стані;

S^2 – дисперсія оцінок напруження зсуву, які отримуються з допомогою реологічної моделі;

ω_{\max} – верхня межа діапазону швидкостей обертання циліндра віскозиметра, з допомогою якого визначаються реологічні властивості.

Критерії (4.3) і (4.4) різні за змістом, тому безпосереднього зв'язку між ними немає. Вибір критерію залежить від того, яка природа змін реологічних властивостей розчину більш важлива. Оскільки при вивченні термостійкості основний акцент відповідає зміні реологічних параметрів, то для оцінки цієї зміни доцільно скористатися критерієм (4.3).

Вибір оптимальної рецептури обробки бурового розчину за критерієм термостійкості виконано з допомогою системи “MudExpert”.

Допустимі інтервали зміни значень контрольованих технологічних властивостей:

умовна в'язкість – 15 – 90 с;

фільтрація – 0 – 8 см³/30хв;

СНЗ₁ – 5 – 60 дПа;

СНЗ₁₀ – 5 – 80 дПа.

Обґрунтовано наступні інтервали зміни впливових факторів (концентрацій реагентів):

ВЛР – 2 – 12 % (сухої речовини);

поліпак UL – 0,1 – 0,6 % (сухої речовини);

Duovis – 0,1 – 1 % (сухої речовини).

Вартість вибраних реагентів: ВЛР – 600 грн/т, поліпак UL – 23627 грн/т, Duovis – 25000 грн/т.

З метою оцінки термостійкості бурового розчину його параметри визначали до і після термостатування в автоклаві ємністю 400 см³ у роликовій печі при температурі 393К протягом 4 годин.

Для побудови моделей впливу вмісту реагентів на параметри бурового розчину прийнята схема поступового ускладнення плану експериментів (ДФЕ → ПФЕ → ОЦКП) з перевіркою адекватності моделі. В табл. 4.13 наведений план ОЦКП, який включає в себе план ДФЕ (1 – 4 досліді) та план ПФЕ (1 – 8 досліді).

Таблиця 4.13

План ОЦКП, побудований для вибраних діапазонів зміни значень реагентів

Дослід	Концентрація реагенту		
	ВЛР, %	Поліпак UL, %	Duovis, %
1	2	0,10	1
2	2	0,60	0,10
3	12	0,10	0,10
4	12	0,60	1
5	2	0,10	0,10
6	2	0,60	1
7	12	0,10	1
8	12	0,60	0,10
9	13,1	0,35	0,55
10	0,9	0,35	0,55
11	7	0,65	0,55
12	7	0,05	0,55
13	7	0,35	1,10
14	7	0,35	0
15	7	0,35	0,55

Досліди проводились послідовно відповідно до планів ДФЕ, ПФЕ і ОЦКП з урахуванням принципу рандомізації. Результати вимірювань основних параметрів гуматно-біополімерного бурового розчину наведені в табл. 4.14.

Реологічні параметри бурового розчину оцінювались з допомогою програми “Rheometry” і наведені в табл. 4.15. В табл. 4.15 наведені також

значення критеріїв оцінки зміни реологічних властивостей бурового розчину за формулами (4.3) і (4.4).

Таблиця 4.14

Результати вимірювань основних параметрів бурового розчину

Дослід	Параметри до термостатування				Параметри після термостатування			
	Т, с	Ф, см ³ /30хв.	СНЗ ₁ , дПа	СНЗ ₁₀ , дПа	Т, с	Ф, см ³ /30хв.	СНЗ ₁ , дПа	СНЗ ₁₀ , дПа
1	170*	12	32	39	36	40	19	19
2	30	9,6	5	5	16	9	0	0
3	40	6,4	15	21	16	6	5	5
4	220*	2	180	187	160*	4	10	15
5	17	11,5	5	9	12	18	0	0
6	180*	5	182	187	48	10	24	24
7	210*	3	181	214	150*	5,5	167	186
8	47	2,5	10	15	20	19	5	5
9	170*	7	100	119	48	3,5	62	72
10	103	9	62	72	58	8	20	25
11	120	2	76	86	46	5	38	43
12	114	5	76	86	45	8	24	28
13	205*	3	229	258	145*	4	186	196
14	22	4,5	0	0	18	4	0	0
15	167*	4	72	96	84	5	43	48

Примітка: * – значення прийнято умовно, для забезпечення можливості використання його в обчисленнях.

Таблиця 4.15

Результати визначення реологічних параметрів бурового розчину

Дослід	Параметри реологічної моделі Гершеля-Балклі						Критерії оцінки змін реологічних параметрів	
	до термостатування			після термостатування				
	τ_0 , Па	k, Па · с ⁿ	n	τ_0 , Па	k, Па · с ⁿ	n	Δa^2	$\Delta \tau^2$
1	12,01	3,163	0,309	0	1,279	0,427	10079	1003
2	0,60	0,053	0,772	0	0,026	0,760	2224	72
3	1,33	0,125	0,732	0,03	0,163	0,572	6450	252
4	11,67	2,396	0,465	11,06	1,716	0,415	2451	1849
5	0,79	0,037	0,700	0	0,009	0,734	1130	34
6	10,76	3,565	0,359	0	1,604	0,412	16270	2158
7	16,48	2,126	0,459	6,82	6,339	0,248	7603	1243
8	0,74	0,098	0,759	0,35	0,082	0,691	2545	130
9	6,74	1,450	0,502	4,08	1,097	0,432	6194	1571
10	4,52	0,784	0,469	0	1,666	0,339	1176	118
11	4,52	1,049	0,544	0,99	1,726	0,366	6728	1327
12	7,03	0,397	0,602	0	1,654	0,340	4562	454
13	20,60	2,725	0,409	13,53	2,268	0,374	1927	1377
14	0	0,017	0,850	0	0,010	0,857	622	8
15	5,48	0,809	0,523	1,15	1,789	0,346	8486	416

Коефіцієнти α_j критерію оптимальності в (4.2) вибрані з урахуванням нормування таким чином, щоб зміни властивостей бурового розчину мали рівноцінний вплив на значення критерію:

для зміни фільтрації прийнято $\alpha_1 = 0,012845 (\text{см}^3/30\text{хв})^{-2}$;

для зміни CHZ_1 – $\alpha_2 = 0,000116 \text{Па}^{-2}$;

для зміни CHZ_{10} – $\alpha_3 = 0,000102 \text{Па}^{-2}$;

для зміни реологічних властивостей – $\alpha_4 = 0,000191$.

Для зміни CHZ_1 і CHZ_{10} значення вагових коефіцієнтів вибрані таким чином, щоб сукупний вплив зміни значень цих параметрів на критерій оптимальності був таким же як і змін фільтрації і реологічних властивостей, окремо взятих.

У випадку підвищених вимог до термостійкості деяких параметрів бурового розчину слід ввести вагові коефіцієнти. Для параметрів, термостійкість яких більш вагома, значення коефіцієнтів необхідно збільшити.

Для перевірки наявності області допустимих рецептур були виконані досліди за планом ДФЕ і з допомогою програми “Experimenter” побудовані регресійні залежності у вигляді поліномів першого порядку. На рис. 4.17 показані деякі результати обробки експериментальних даних за планом ДФЕ.

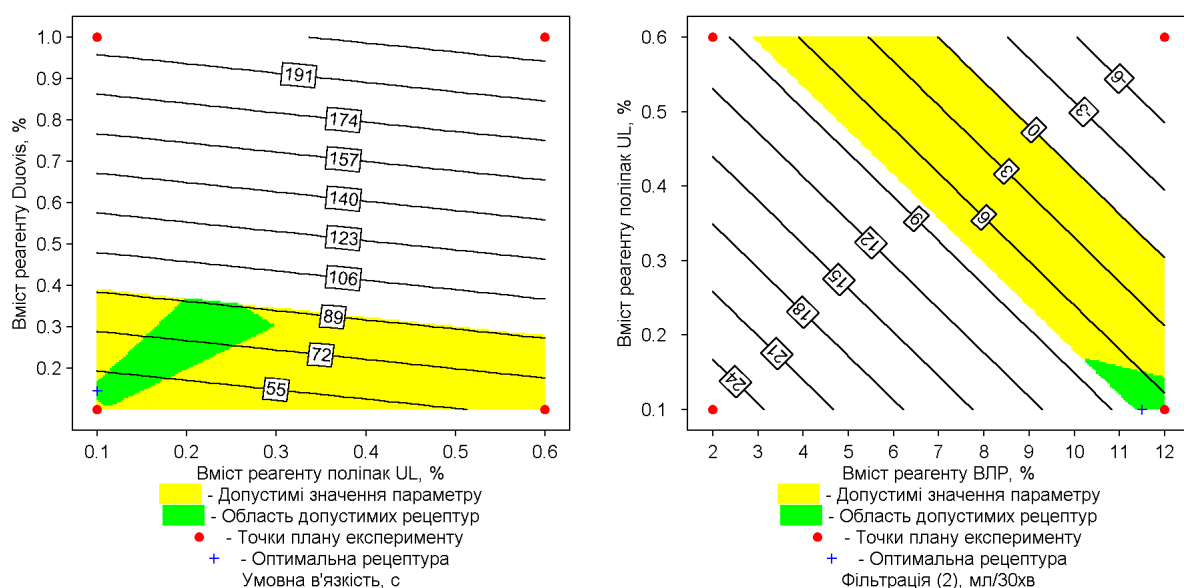


Рис. 4.17. Результати обробки даних ДФЕ

Оскільки область допустимих рецептур існує, то вирішено провести експеримент за планом ПФЕ і виконати обробку його результатів за допомогою лінійних регресійних моделей (рис. 4.18).

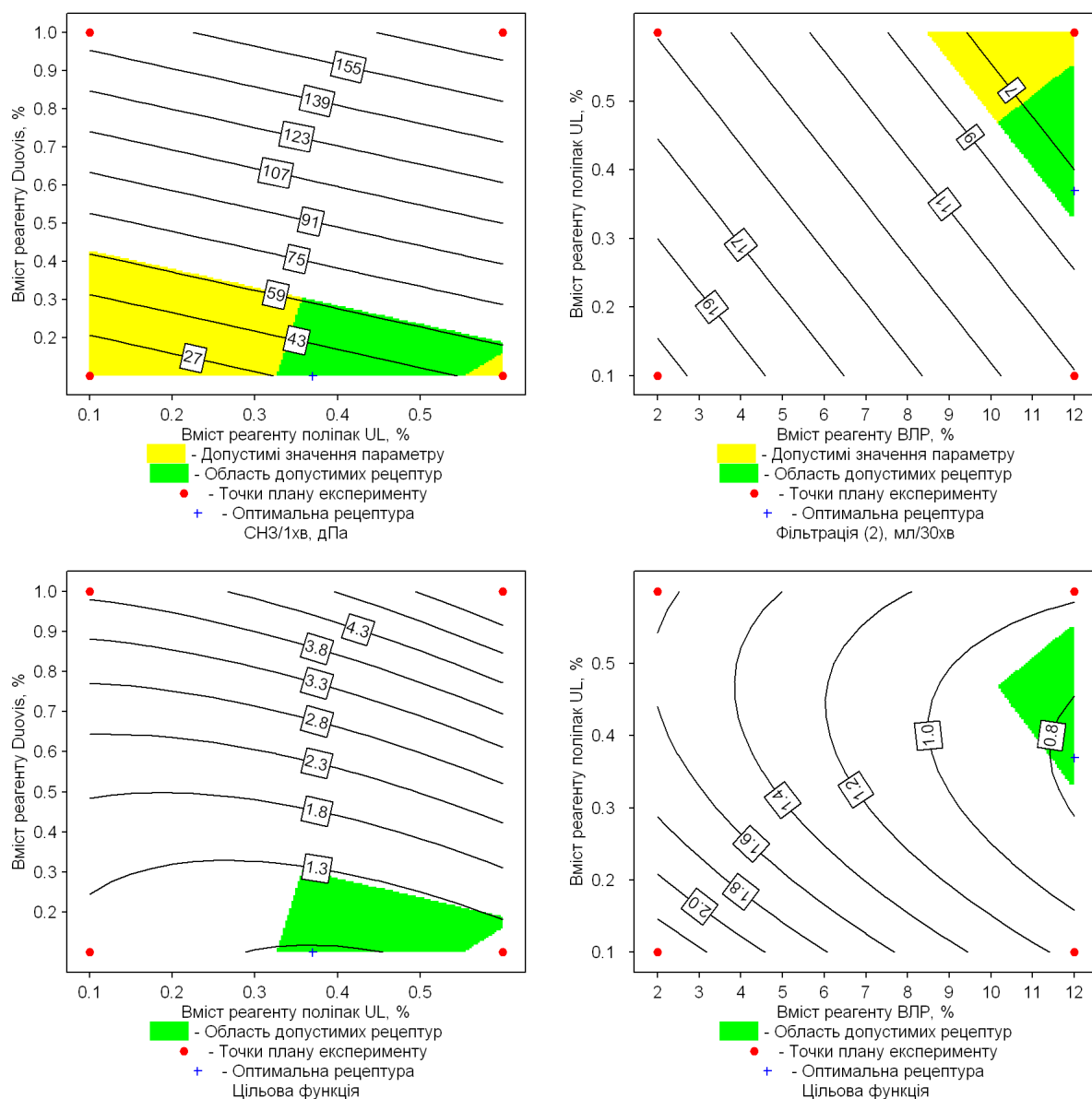


Рис. 4.18. Результати обробки даних ПФЕ

Перевірка адекватності регресійних залежностей проводилась за умовою (2.9). Дисперсії адекватності лінійних регресійних моделей, які відображають вплив реагентів на параметри розчину, наведені у табл. 4.16.

Оцінки дисперсії адекватності регресійних моделей другого порядку наведені в табл. 4.17.

Таблиця 4.17

Дисперсії адекватності регресійних моделей другого порядку

Параметр	Дисперсія прогнозованих значень параметра	
	до термостатування	після термостатування
Умовна в'язкість, с	238	583
Фільтрація, см ³ /30хв	3,9	15,7
СНЗ ₁ , дПа	1108	2170
СНЗ ₁₀ , дПа	1418	2415

Оскільки регресійні моделі другого порядку неадекватно описують вплив реагентів на параметри розчину, то прийнято рішення про обробку результатів ОЦКП з допомогою сплайнів (рис. 4.20).

Оптимальну рецептуру обробки за критерієм термостійкості знайдено за допомогою методу одночасного порівняння значень функції у вузлах рівномірної сітки (табл. 4.18).

Отримана рецептура гуматно-біополімерного бурового розчину забезпечує, представлені в табл. 4.19, значення технологічних параметрів, які відповідають поставленим технологічним вимогам.

Вартість 1 м³ бурового розчину приготовленого за цією рецептурою складає 159,40 грн/м³.

Для умов пошуку рецептури гуматно-біополімерного бурового розчину економічний ефект може сягнути до 108,6 грн/м³, з найбільш ймовірним середнім значенням 30,92 грн/м³, при цьому ймовірність випадкового одержання допустимої рецептури складає 4,2 %.

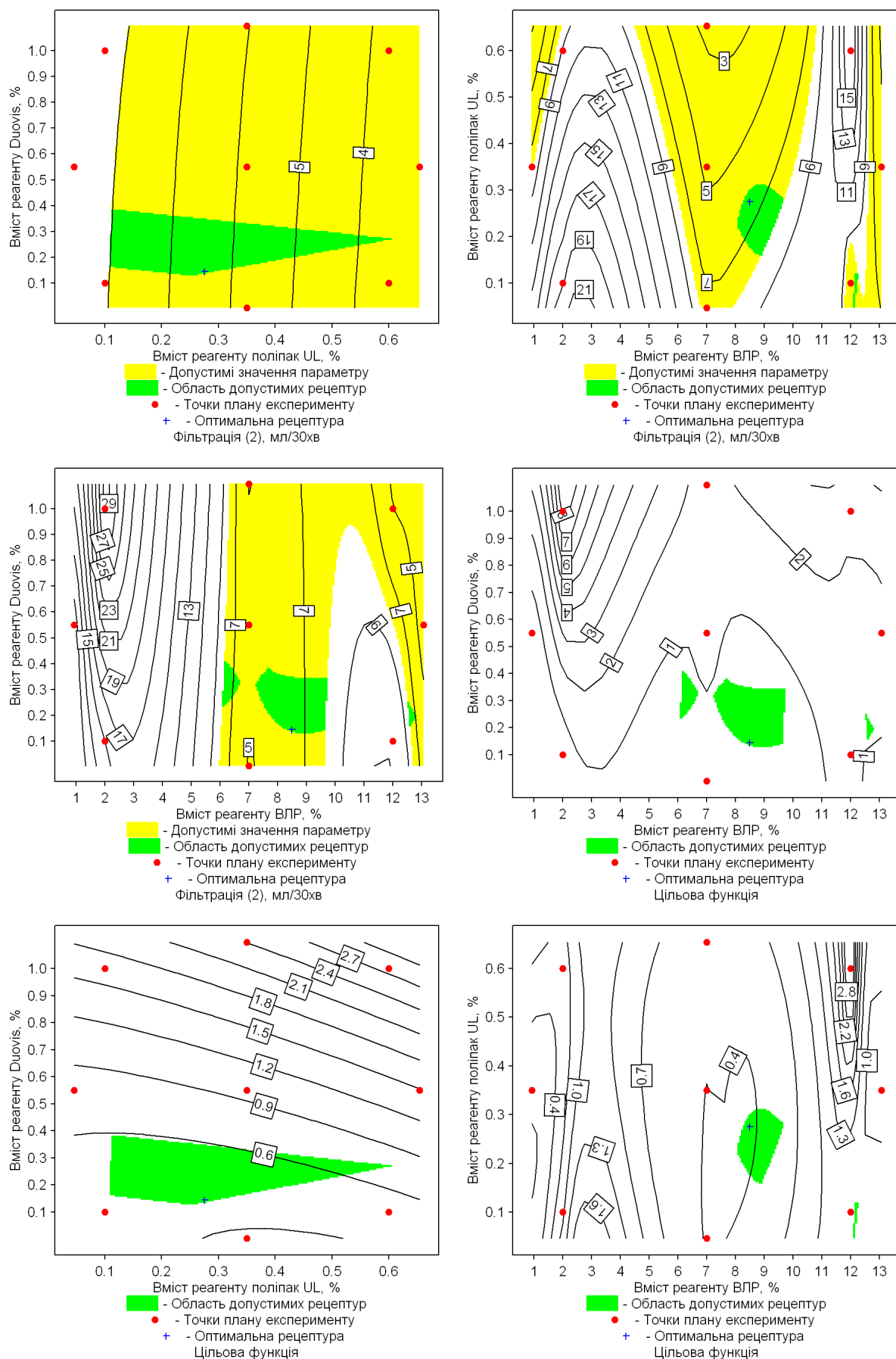


Рис. 4.20. Результати обробки даних ОЦКП з допомогою сплайнів

Таблиця 4.18

Оптимальна за критерієм термостійкості рецептура гуматно-біополімерного бурового розчину

Реагент	Концентрація, %	Витрата на 1 м ³ бурового розчину, кг
ВЛР	8,5	85
Поліпак UL	0,3	3
Duovis	0,15	1,5

Таблиця 4.19

Основні параметри оптимальної рецептури гуматно-біополімерного бурового розчину

Параметр	Значення параметрів до термостатування	Значення параметрів після термостатування
Умовна в'язкість, с	23	21
Фільтрація, см ³ /30хв	4,7	5,6
СНЗ ₁ , дПа	7	5
СНЗ ₁₀ , дПа	10	6
Динамічне напруження зсуву, Па	0,56	0,33
Міра консистенції, Па*с ⁿ	0,116	0,055
Показник нелінійності (n)	0,665	0,692

Висновки до розділу 4

Проведено апробацію методики вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів на свердловинах БУ “Укрбургаз” і ДП “Західукргеологія”.

На свердловині № 201 Ланнівського родовища (Хрестищенське ВБР) рецептура обробки бурового розчину вибрана за методикою, яка базується на проведенні експерименту за латинським планом і побудові моделей впливу реагентів на параметри розчину у вигляді сплайнів.

На свердловині № 21 Кобзівського родовища (Хрестищенське ВБР) рецептура обробки бурового розчину вибрана за допомогою експериментальної оптимізації.

На свердловині № 40 Байрацького родовища (Полтавське ВБР) рецептура переведення бурового розчину з гуматно-акрилового в гуматно-акрилово-калієвий підібрана за допомогою сплайнових моделей впливу реагентів на

параметри бурового розчину, які були отримані за латинським планом експерименту.

На свердловині № 2 Гуцулівська (Калуська НГРЕ) рецептура обробки бурового розчину вибрана за методикою, яка базується на використанні регресійних залежностей.

Оптимізовано за критерієм термостійкості рецептуру гуматно-біополімерного бурового розчину для умов Кобзівського родовища.

Апробація довела придатність методик і створеного програмного забезпечення для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій узагальнена модель оптимального вибору рецептури обробки бурового розчину, створена і апробована експертна система для її реалізації.

Основні результати дисертації зводяться до наступного.

1. Наведені результати статистичного аналізу даних про використання бурових розчинів, матеріалів і хімічних реагентів для їх приготування в БУ “Укрбургаз” за 1996–2003 роки. Виявлені стійкі тенденції зростання асортименту хімічних реагентів і матеріалів для приготування і регулювання властивостями бурових розчинів (коефіцієнт кореляції 0,75), а також підвищення питомих витрат на метр проходки (коефіцієнт кореляції 0,73).

Аналіз сучасного стану проблеми керування властивостями бурових розчинів вказує на відсутність науково-обґрунтованих методик вибору рецептур обробки бурових розчинів та програмного забезпечення для їх реалізації.

2. Узагальнена методика вибору рецептури обробки бурового розчину. Її особливість полягає у пошуку такої рецептури, яка забезпечує необхідні технологічні властивості бурового розчину і оптимальність прийнятого для заданих геолого-технологічних умов буріння критерію (вартість обробки одиниці об’єму бурового розчину, відповідність певних технологічних властивостей бурового розчину заданим, вартість обробки всього об’єму бурового розчину та ін.).

Методика базується на використанні різних моделей (регресійні, сплайн-функції) опису впливу вмісту хімічних реагентів на технологічні властивості бурового розчину і методів пошуку оптимальних рецептур (числові, експериментальні, інформаційні). Це дозволяє гарантовано знайти оптимальну рецептуру обробки бурового розчину за умови її існування.

3. Розроблена експертна система для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів, яка включає:

програму для реалізації методики вибору оптимальної рецептури обробки бурового розчину;

програму для забезпечення контролю за параметрами бурового розчину на свердловині;

базу даних експертної системи і програмне забезпечення для роботи з нею;

програму для обробки даних ротаційної віскозиметрії.

Експертна система забезпечує вибір методів пошуку, побудову і супровід планів експериментів, математичну обробку експериментальних даних і пошук оптимальної рецептури обробки бурового розчину.

4. Проведено апробацію методики вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів в БУ “Укрбургаз” на свердловинах № 201 Ланнівського родовища, № 21 Кобзівського родовища та № 40 Байрацького родовища. Апробація методики також проводилась на свердловині № 2 Гуцулівської площі (Калуська НГРЕ) і при виборі термостійкої рецептури гуматно-біополімерного бурового розчину для умов Кобзівського родовища. При випробуванні методики використовувались різні варіанти пошуку оптимальної рецептури, які показали свою ефективність для вирішення поставленої задачі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аветисов А.Г., Рябченко В.И., Сукурено Е.И. Этапы выбора оптимальной промывки скважин // Выбор оптимальной технологии промывки скважин. – Краснодар, 1981. – С. 3-6.
2. Аладьев В.З., Гершгорн Н.А. Вычислительные задачи на персональном компьютере. – К.: Техніка, 1991. – 245 с.
3. Алберг Дж., Нильсон Э., Уолш Дж. Теория сплайнов и ее приложения. –М.: Мир, 1972. – 316 с.
4. Анциферов Е.Г., Ащепков Л.Т., Булатов В.П. Методы оптимизации и их приложения. – Новосибирск: Наука, 1990. – Ч.1: Математическое программирование. – 158 с.
5. Байзаков М.К. Определение оптимального состава буровых растворов методом математической статистики // Материалы 2-го Международного симпозиума “Наука и технология углеводородных дисперсных систем”, Уфа, 2-5 окт. 2000. – Уфа: Реактив, 2000. – Т. 1. – С. 44-45.
6. Белкин И.М., Виноградов Г.В., Леонов А.И. Ротационные приборы. Измерение вязкости и физико-механических характеристик материалов. – М.: Машиностроение, 1968. – 272 с.
7. Борисенко Л.В., Вартумян В.Г. Об оптимальном переводе бурового раствора из одной рецептуры в другую // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 9. – С. 9.
8. Булатов А.И., Пеньков А.И., Проселков Ю.М. Справочник по промывке скважин. – М.: Недра, 1984. – 319 с.
9. Варга Р. Функциональный анализ и теория аппроксимации в численном анализе. – М.: Мир, 1974. – 126 с.
10. Василенко В.А. Сплайн-функции: теория, алгоритмы, программы. – Новосибирск: Наука, 1983. – 214 с.
11. Введение в нелинейное программирование / К.-Х. Эльстер, Р. Рейнгарт, М. Шойбле, Г. Донат. – М.: Наука, 1985. – 264 с.

12. Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора / Г.С. Евтушенко, А.С. Макарян, Н.А. Мариампольский, В.И. Рябченко // Нефтяное хозяйство. – 1978. – №6. – С. 24-25.
13. Выбор рецептуры тампонажной смеси определенного компонентного состава при помощи дискриминантных функций / А.Г. Аветисов, Т.Г. Радуль, Т.М. Поляков и др. // Техника и технология промывки и крепления скважин. – Краснодар, 1975. – Вып. 9. – С. 426-433.
14. Гетманцев В.Д. Лінійна алгебра і лінійне програмування. – К.: Либідь, 2001. – 256 с.
15. Глибовець М.М., Олецький О.В. Штучний інтелект. – К.: Вид. дім “КМ Академія”, 2002. – 366 с.
16. Гогуадзе И.К., Хитаришвили В.Э., Шарадзе М.З. Математическая модель компонентного состава промывочной жидкости / Грузинский технический университет. – 2000. – №2. – С. 72-74.
17. Голубев Д.А. Построение истинных реологических кривых по данным ротационной вискозиметрии // Нефтяное хозяйство. – 1979. – №8. – С. 18-21.
18. Гончарський А.В., Черепашук А.М., Ягола А.Г. Численные методы решения обратных задач астрофизики. – М.: Наука, 1978. – 336 с.
19. Городнов В.Д., Тесленко В.Н., Тимохин И.М. Исследование глин и новые рецептуры буровых растворов. – М.: Недра, 1975. – 272 с.
20. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – М.: Недра, – 1977. – 280 с.
21. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): Пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
22. Джексон П. Введение в экспертные системы. – М.: Вильямс, 2001. – 624 с.
23. Джонсон Н., Лион Ф. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке: Методы планирования эксперимента. – М.: Мир, 1981. – 520 с.
24. Досвід буріння св.152 Яблунівського ГКР з горизонтальним закінченням ствола / М.П. Мельник, М.М. Мельник, Я.С. Яремійчук // Нафтова і газова промисловість. – №1. – 2005. – С.34-35.

- 25.Евтушенко Г.С. Разработка бурового раствора на основе шламов калийных комбинатов для бурения скважин в соленосных отложениях: Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.15.10. – Ивано-Франковск, 1982. – 24 с.
- 26.Завьялов Ю.С. Вершинин В.В. Экстремальные свойства сплайнов и задача сглаживания. – Новосибирск: Наука, 1988. – 102 с.
- 27.Завьялов Ю.С. Сплайны в инженерной геометрии. – М.: Машиностроение, 1985. – 224 с.
- 28.Загоруйко Н.Г., Елкина В.Н., Лбов Г.С. Алгоритмы обнаружения эмпирических закономерностей. – Новосибирск: Наука, 1985. – 110 с.
- 29.Зедгинидзе И.Г. Планирование эксперимента для исследования многокомпонентных систем. – М.: Наука, 1976.– 390 с.
- 30.Злотник Д.Е. Применение гипана для стабилизации буровых растворов // Тр. ВНИИБТ. – М., 1971. – Вып.27. – С.22-29.
- 31.Иванов В.В. Методы вычислений на ЭВМ: Справочное пособие. – Киев: Наукова думка, 1986. – 584 с.
- 32.Информационно-вычислительные системы принятия решений / В.В. Хаджинов, В.А. Быков, И.А. Храмова, В.Г. Усачев. – К.: Наукова думка, 1993. – 140 с.
- 33.Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов, В.Н. Тесленко, П.И. Колесников и др. – М.: Недра, 1977. – 280 с.
- 34.Кокорева Л.В., Переводчикова О.Л., Ющенко Е.Л. Диалоговые системы и представление знаний. Справочное пособие / АН Украины: Ин-т кибернетики. – К.: Наукова думка, 1992. – 448 с.
- 35.Колчин О.М., Новиков А.Н., Тишин И.Ф. Экспертные системы обработки информации в машиностроении. – М., 1988. – 48 с.
- 36.Корн Г., Корн Т. Справочник по математике. – М.: Наука, 1973. – 831 с.
- 37.Косаревиц И.В., Виноградова Г.П., Исаеня Л.А. Реология буровых растворов. – М.: ВИЭМС, 1989. – 60 с.

38. Кошелев В.Н. Разработка и совершенствование методов выбора типа и рецептур буровых растворов: Дис... канд. техн. наук: 05.15.10. – Краснодар, 1987. – 175 с.
39. Красовский Г.И., Филаретов Г.Ф. Планирование эксперимента. – Минск: БГУ, 1982. – 302 с.
40. Куксов В.А., Меденцев С.В., Крецул В.В. Буровые промывочные жидкости для колтюбинговых технологий // Время колтюбинга. – 2005. – №4. – С. 20-24.
41. Кустурова О.В. Розробка і дослідження гуматно-біополімерного бурового розчину для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини / Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – №1. – 2005. – С.16-21.
42. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
43. Марамзин А.В., Фигурак А.А. Физические способы приготовления и регулирования технологических параметров промывочных жидкостей. – М., 1983. – 47 с.
44. Межлумов А.О. Использование азрированных жидкостей при проводке скважин. – М.: Недра, 1976. – 224 с.
45. Методика выбора рецептур основных типов буровых растворов по показателям свойств: РД 39-0147009-543-87. – Краснодар, 1987. – 185 с.
46. Методическое руководство по применению методов распознавания образов при промывке и креплении скважин / А.Х. Мирджанзаде, А.И. Булатов, А.Г. Аветисов и др. – Краснодар, 1971. – 134 с.
47. Методическое руководство по применению статистических методов при проведении лабораторных исследований с буровыми и тампонажными системами. – Краснодар, 1971. – 133 с.
48. Методическое руководство по проведению планированных экспериментов к исследованию влияния различных добавок на реологические характеристики парафинистых нефтей. – Уфа, 1977. – 38 с.

49. Методы анализа данных: Подход, основанный на методе динамических сгущений / Кол. авт. под рук. Э. Дидэ. – М.: Финансы и статистика, 1985. – 357с.
50. Мирзаджанзаде А.Х., Сидоров Н.А., Ширинзаде С.А. Анализ и проектирование режимов бурения. – М.: Недра, 1976. – 237 с.
51. Миронова Е.В., Леонов Е.Г. Совершенствование методики выбора реологических моделей буровых растворов по данным их экспериментальных исследований на ротационных вискозиметрах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – №9. – С.31-35.
52. Мислюк М.А., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: Навчальний підручник. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.
53. Мислюк М.А., Лужаниця О.В. Система підтримки прийняття рішень під час розбурювання зон АВПТ // Нафтова і газова промисловість. – 1994. – №2. – С. 25-28.
54. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Стефурак Р.І. Визначення реологічних властивостей бурових розчинів за допомогою ротаційної віскозиметрії // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №2. – С. 22-25.
55. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.2: Промивання свердловин. Відробка доліт. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 303 с.
56. Мислюк М.А., Салижин Ю.М. Деякі задачі вибору рецептури обробки бурового розчину // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 2. – С. 74-75.
57. Мислюк М., Лужаниця О. Вибір технологічних рішень при розбурюванні зон аномально високих пластових тисків // Міжнародна науково-практична конференція “Проблеми і шляхи енергозбереження України”, 7-10 грудня 1993 року: Збірник статей. – Івано-Франківськ, 1995. – Частина 2: Буріння нафтових і газових свердловин. – С. 4-9.

58. Мухачева Э.А., Рубинштейн Г.Ш. Математическое программирование. – Новосибирск: Наука, 1987. – 271 с.
59. Мыслюк М.А. О методике определения реологических свойств дисперсных сред по данным ротационной вискозиметрии // Инженерно-физический журнал. – 1988. – №6. – С. 975-979.
60. Мыслюк М.А., Салыжин Ю.М. О выборе оптимальной рецептуры обработки бурового раствора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – №4. – С. 35-38.
61. Мыслюк М., Салыжин Ю. Выбор оптимальных рецептур обработки буровых растворов // Wiertnictwo Nafta Gaz: Rocznik 21/1. – Krakow, 2004. – С. 273-276.
62. Нейлор К. Как построить свою экспертную систему – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 286 с.
63. Оптимизация процессов промывки и крепления скважин / А.Г. Аветисов, В.И. Боднарев, А.И. Булатов, Е.И. Сукурено – М.: Недра, 1980. – 221 с.
64. Оптимизация свойств калиевого бурового раствора на основе окисленного крахмального реагента (ОКР) / В.Н. Ботвинкин, Т.П. Шерман, Л.Е. Долгих, В.И. Дуденков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2001. – №4 – С. 27-30.
65. Пакет програм для обробки даних ротаційної віскозиметрії / М.А.Мыслюк, І.Й.Рибчич, Ю.М.Салижин, Р.І.Стефурак, В.Ф.Янкевич // Стан і перспективи розвитку бурових робіт та підготовки фахівців для нафтогазової галузі України: Тези доповідей і повідомлень науково-методичної конференції, присвяченої 80-річчю кафедри буріння нафтових і газових свердловин, 19-21 вересня 2002. – Івано-Франківськ, 2003. – С. 40-41.
66. Пакет программ для обработки данных ротационной вискозиметрии / М.А.Мыслюк, И.И.Рибчич, Ю.М.Салыжин, Р.И.Стефурак, В.Ф.Янкевич // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – №10. – С.24-26.

- 67.Пальчикова Л.С. Рациональный выбор глинопорошка – основа снижения затрат на буровые растворы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – №11. – С. 23-25.
- 68.Паус К.Ф. Буровые растворы. – М.: Недра, 1973. – 303 с.
- 69.Планирование эксперимента в исследовании технологических процессов / К.Хартман, Э.Лецкий, В.Шефер и др. – М.: Мир, 1977. – 552 с.
- 70.Попов Э.В. Экспертные системы: решение неформализованных задач в диалоге с ЭВМ. – М.: Наука, 1987. – 288 с.
- 71.Поспелов Г.С., Поспелов Д.А. Искусственный интеллект – прикладные системы. – М.: Знание, 1985. – 48 с.
- 72.Програмне забезпечення для вибору і прийняття раціональних технологічних рішень в бурінні / М.А. Мислюк, Ю.М. Василюк, Ю.М. Салижин та ін. // 8-а міжнародна науково-практична конференція “Нафта і газ України – 2004”, м. Судак, 29 вересня - 01 жовтня 2004р. – Судак, 2004. – С. 411-412.
- 73.Пушкарев С.В. Проблема оптимизации значений показателей основных функциональных свойств промывочных жидкостей // Проблемы геологии и освоения недр: Труды 5 Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых посвященного 100-летию горно-геологического образования в Сибири, Томск, 9-13 апреля 2001. – Томск: STT, 2001. – С. 431-432.
- 74.Радуль Т.Г. Выбор оптимальной рецептуры и показателей свойств промывочной жидкости // Промывка скважин. – Краснодар, 1980. – Вып. 18. – С. 120-125.
- 75.Резниченко И.Н. Влияние компонентного состава, температуры и давления на показатели буровых растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – №11. – С. 20-21.
- 76.Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин. – М.: Недра, 1967. – 599 с.

- 77.Рудчик А.Т. Обробка експериментальної інформації на ЕЦОМ. – К.: Наукова думка, 1976. – 319 с.
- 78.Рузинов Л.П., Слободчикова Р.И. Планирование экспериментов в химии и химической технологии. – М.: Химия, 1980. – 280 с.
- 79.Салижин Ю.М. Вибір рецептури обробки бурового розчину з використанням сплайнових і поліноміальних моделей // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3. – С. 69-72.
- 80.Салижин Ю.М. До пошуку раціональної рецептури обробки бурового розчину // Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету. Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2001. – С. 18-19.
- 81.Самарский А.А. Численные методы. – М.: Наука, 1989. – 450 с.
- 82.Семенко Н.Ф., Давыдова В.Н. Регулирование свойств буровых растворов при бурении шахтных стволов и скважин. – М.: Недра, 1984. – 173 с.
- 83.Соловьев В.Э., Чернышева И.И. Состояние и перспективы развития баз знаний и экспертных систем – М.: Информприбор, 1987. – 27 с.
- 84.Справочник инженера по бурению: В 2 т. / Под общей ред. В.И. Мищевича и др. – М.: Недра, 1973. – Т.1. – 518 с.
- 85.Стечкин С.Б., Субботин Ю.Н. Сплаины в вычислительной математике. – М.: Наука, 1976. – 248 с.
- 86.Сухарев С.С. Стабилизация и регулирование промывочных жидкостей при бурении скважин. – М.: Недра, 1966. – 209 с.
- 87.Схрейвер А. Теория линейного и целочисленного программирования: В 2 т. – М.: Мир, 1991. – Т. 1. – 350 с.
- 88.Таунсенд К., Фохт Д. Проектирование и программная реализация экспертных систем на персональных ЭВМ. – М.: Финансы и статистика, 1990. – 320 с.
- 89.Тихонов А.И., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука. – 1986. – 288 с.

90. Уотермен Д. Руководство по экспертным системам. – М.: Мир, 1989. – 388 с.
91. Цегелик Г.Г. Лінійне програмування. – Львів: Світ, 1995. – 216 с.
92. Shi Yisheng. Application of artificial neural network to real-time condition monitoring control and usual trouble diagnosis during drilling // J. China University of Geoscience. – 1997. – №2. – P. 154-157.
93. Smith R.G., Young R.L. The design of the Dipmeter Advisor system / Proceedings of the 1984 annual conference of the ACM on The fifth generation challenge. – New York: ACM Press, 1984. – P. 15-23.
94. Ward I., Chapman J.W., Williamson R. Silicate based muds: chemical optimization based on field experience // SPE Drilling and Completion. – 1999. – №1. – Vol. 14. – P. 57-63.

Додаток А



Акт

промислової апробації експертної системи
для вибору раціональних рецептур обробки бурового розчину

Станом на 8 липня 2003 року на свердловині №21 Кобзівського родовища параметри бурового розчину мали наступні значення: густина – 1350 кг/м^3 , умовна в'язкість – 120 с, фільтрація – $8.4 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, товщина глинистої кірки – 1.5 мм, CHZ_1 – 87 дПа, CHZ_{10} – 165 дПа, (за даними Fann 800: CHZ_1 – 153 дПа, CHZ_{10} – 234 дПа), pH – 8.57, вміст солей – 18.3%, вміст іонів Ca^{2+} – 0.28%, вміст іонів Mg^{2+} – 0.036%. Вибір свердловини знаходився на глибині 2090м і згідно ГТН параметри бурового розчину повинні бути наступними: густина $1260\text{-}1360 \text{ кг/м}^3$, умовна в'язкість 60-90 с, фільтрація $0\text{-}6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, CHZ_1 40-80 дПа, CHZ_{10} 60-100 дПа.

Для усунення невідповідності параметрів бурового розчину проектним значенням прийнято рішення про обробку розчину реагентами: 6%-ним розчином поліпак UL, 5%-ним розчином КМЦ LV, а також розводити розчин водою. З метою мінімізації витрат на обробку бурового розчину використано методику експериментальної оптимізації рецептури обробки, яка використовує симплекс-метод і реалізується з допомогою програми "Experimenter".

В таблицях 1 і 2 відображені пробні рецептури обробки, які видавалися програмою, і параметри бурового розчину після пробних обробок.

Таблиця 1 Пробні рецептури обробки бурового розчину

Реагент	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вода, %	0	0	4	4	3.2	2	2.8	2.8	1.8
6%-ний р-н Поліпак UL, %	0	2	0	2	1.9	1.7	1.3	1.7	1.2
5%-ний р-н КМЦ LV, %	2	0	0	2	2	1.8	1.8	1.4	1.3

Таблиця 2 Параметри бурового розчину після пробних обробок

Параметр	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Умовна в'язкість, с	116	100	80	56	60	68	65	80	80
Фільтрація, $\text{см}^3/30\text{хв}$	7.2	6.6	9.2	6	6	5.8	6.4	6.4	7.4
CHZ_1 , дПа	86	77	77	24	29	29	29	29	43
CHZ_{10} , дПа	172	187	163	86	105	96	96	105	124


В результаті обробки результатів досліджень з допомогою програми "Experimenter" отримано наступну раціональну рецептуру обробки: поліпак UL – 1 кг/м^3 сухої речовини, КМЦ LV – 1 кг/м^3 сухої речовини, вода 55 л/м^3 . Реагенти необхідно розчинити у вказаній кількості води і потім ввести в буровий розчин. Параметри бурового розчину після обробки за цією рецептурою: густина 1350 кг/м^3 , умовна в'язкість 76 с, фільтрація $6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, CHZ_1 38 дПа, CHZ_{10} 120 дПа.

Вартість обробки 1 м^3 бурового розчину за цією рецептурою складає 35.40 грн.

Виконавець, аспірант кафедри буріння
нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ

 Салижин Ю.М.

Зав. лабораторії промивальних рідин
Хрестисьненського ВБР

 Стасишина М.М.

Додаток Б

Затверджую

В. о. головного інженера
Хрестищенського ВБР
Мацалак М.М.

Акт

промислової апробації експертної системи
для вибору раціональних рецептур обробки бурового розчину

Станом на 10 год. 9 липня 2003 року на свердловині №201 Ланнівського родовища параметри бурового розчину мали наступні значення: густина – 1330 кг/м³, умовна в'язкість – 24 с, фільтрація – 10.8 см³/30 хв, товщина глинистої кірки – 0.3 мм, СНЗ₁ – 9 дПа, СНЗ₁₀ – 18 дПа, (за даними Fann 800: СНЗ₁ – 38 дПа, СНЗ₁₀ – 53 дПа), рН – 9.55, вміст солей – 26.4%, вміст іонів Ca²⁺ – 0.12%, вміст іонів Mg²⁺ – 0%. Вибір свердловини знаходився на глибині 2805м і згідно ГТН параметри бурового розчину повинні бути наступними: густина 1310-1500 кг/м³, умовна в'язкість 60-90 с, фільтрація 0-6 см³/30 хв, СНЗ₁ 15-30 дПа, СНЗ₁₀ 30-60 дПа.

Для усунення невідповідності параметрів бурового розчину проектним значенням прийнято рішення про обробку розчину реагентами КЛСТ, ЕКР, КМЦ НВ. З метою оптимізації рецептури обробки бурового розчину стосовно її вартості використано методику вибору рецептури обробки яка базується на використанні програми “Experimenter”.

За допомогою програми “Experimenter” було побудовано план експерименту для дослідження впливу реагентів на параметри бурового розчину і проведені пробні обробки розчину за цим планом. Результати досліджень наведені в таблицях 1 і 2.

Таблиця 1 Пробні рецептури обробки бурового розчину

Реагент	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
КЛСТ, %	0	0	0	2	2	2	4	4	4
ЕКР, %	0	0.7	1.4	0	0.7	1.4	0	0.7	1.4
КМЦ НВ, %	0	0.15	0.3	0.15	0.3	0	0.3	0	0.15

Таблиця 2 Параметри бурового розчину після пробних обробок

Параметр	Дослід								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Умовна в'язкість, с	24	38	62	42	64	64	48	58	72
Фільтрація, см ³ /30хв	10.8	6.3	4.8	8	5.6	6	7.5	7.2	5.4
СНЗ ₁ , дПа	38	34	53	38	48	77	48	72	77
СНЗ ₁₀ , дПа	53	62	81	62	115	96	86	101	105

В результаті обробки результатів досліджень з допомогою програми “Experimenter” отримано наступну раціональну рецептуру обробки: ЕКР – 7.7 кг/м³, КМЦ НВ – 2 кг/м³. В даному випадку обробляти розчин реагентом КЛСТ з економічної точки зору недоцільно. Реагенти необхідно вводити в сухому вигляді. Параметри бурового розчину після обробки за цією рецептурою: густина 1330 кг/м³, умовна в'язкість 58 с, фільтрація 6 см³/30 хв, СНЗ₁ 43 дПа, СНЗ₁₀ 72 дПа.

Вартість обробки 1 м³ бурового розчину за цією рецептурою складає 45.21 грн.

Виконавець, аспірант кафедри буріння
нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ



Салижин Ю.М.

Зав. лабораторії промивальних рідин
Хрестищенського ВБР



Сташина М.М.

Додаток В



Затверджую

Головний інженер БУ “Укрбургаз”

В.Л. Кушнар'юв

22 квітня 2003 року

Акт

прийняття програми “Реометрія” для обробки
даних ротаційної віскозиметрії

Комісія в складі начальника технологічного відділу БУ “Укрбургаз” Бойко П.Я., провідного інженера технологічного відділу БУ “Укрбургаз” Леменкова С.В., головного технолога Хрещищенського ВБР Мацалака М.М., аспіранта кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Салижина Ю.М. випробували програму “Реометрія”, яка призначена для обробки даних ротаційної віскозиметрії і розроблена ПП “Вікторія М” згідно договору 3-02 від 01.10.2002р. з ДК “Укргазвидобування”.

Вказана програма дає можливість на основі вимірювань, проведених з допомогою ротаційного віскозиметра, оцінювати реологічні параметри моделей Ньютона, Шведова-Бінгама, Оствальда, Гершеля-Балклі та Шульмана-Кессона, вибрати найбільш адекватну з перерахованих моделей, будувати коваріаційну матрицю похибок оцінок реологічних параметрів.

Програма “Реометрія” являється роботоздатною і прийнята для впровадження в бурових відділеннях БУ “Укрбургаз”.

П.Я. Бойко

С.В. Леменков

М.М. Мацалак

Ю.М. Салижин

Додаток Д

Затверджую

Заступник директора УкрНДІгазу
з наукової роботи, канд. техн. наук

 Б.Т.Буняк

7 липня 2003 року

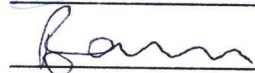
Акт

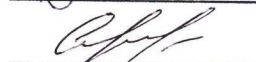
**прийняття програми “Реометрія”
для обробки даних ротаційної віскозиметрії**

Комісія у складі завідувача відділу техніки і технології буріння Матушка Р.Р., старшого наукового співробітника Васильченка А.О. від УкрНДІгазу і аспіранта кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Салижина Ю.М. склали даний акт про те, що у секторі бурових розчинів випробували програму “Реометрія”, яка призначена для обробки даних ротаційної віскозиметрії і розроблена ПП “Вікторія М” згідно договору 3-02 від 01.10.2002р. з ДК “Укргазвидобування”. В результаті проведених випробувань підтверджено, що вказана програма дає можливість на основі вимірювань, здійснених з допомогою ротаційного віскозиметра, будувати оцінки реологічних параметрів моделей Ньютона, Шведова-Бінгама, Оствальда, Гершеля-Балклі та Шульмана-Кессона, вибирати найбільш адекватну з перерахованих моделей та будувати коваріаційну матрицю похибок оцінок реологічних параметрів.

Програма “Реометрія” є роботоздатною і прийнята для впровадження у відділах УкрНДІгазу.

 Р.Р. Матушек

 А.О. Васильченко

 Ю.М. Салижин

Додаток Е

Затверджую

Заступник директора УкрНДІгазу
з наукової роботи, канд. техн. наук

Б.Т. Буняк

21 квітня 2005 року



Акт

прийняття експертної системи "MudExpert" для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів

Комісія у складі завідувача відділу техніки і технології буріння Матушека Р.Р., старшого наукового співробітника Васильченка А.О. від УкрНДІгазу і асистента кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу Салижина Ю.М. склали даний акт про те, що у секторі бурових розчинів випробували експертну систему "MudExpert", яка призначена для вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчинів і розроблена НДІ нафтогазових технологій згідно договору 168/00 з ДК "Укргазвидобування". В результаті проведених випробувань підтверджено, що вказана програма дає можливість на основі планованого експерименту і математичної обробки його результатів, вибирати оптимальну рецептуру з точки зору вартості, термостійкості або іншого критерію оптимальності.

Експертна система "MudExpert" є робото здатною і прийнята для впровадження у відділах УкрНДІгазу.

Р.Р. Матушек

А.О. Васильченко

Ю.М. Салижин