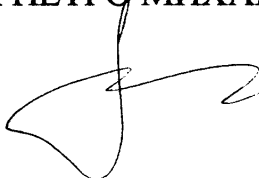


НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
ДОЧІРНЕ ПІДПРИЄМСТВО «НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
ІНСТИТУТ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ»

На правах рукопису

СМІХ ПЕТРО МИХАЙЛОВИЧ




УДК 622.276.342

ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА НАФТОВИХ І
ГАЗОВИХ РОДОВИЩАХ З ВИКОРИСТАННЯМ
ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ


05.15.06 – Розробка нафтових і газових родовищ

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник
Зарубін Юрій Олександрович
доктор технічних наук,
професор

Всі примірники дисертації ідентичні за змістом
Вчений секретар спец. вченої ради 20.05.12.02  *28.03.2013р.*

/Кобалов В. М./

Підпис Кобалова В. М.
вчений секретар 
/В. Прокопук Т.

м. Вишневе - 2013

d 484



ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	3
ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ ПІДХОДІВ ДО ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН.....	10
1.1 Особливості проектування процесу розробки.....	10
1.2 Раціональне розміщення свердловин.....	13
1.3 Оптимізація розміщення свердловин з використанням геолого-технологічних моделей.....	20
1.4 Аналіз існуючих методик оптимізації розміщення свердловин.....	40
Висновки до розділу	42
РОЗДІЛ 2	
ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ.....	43
2.1 Постановка задачі	43
2.2 Економічна модель	49
2.3 Інформаційна складова схеми розміщення свердловин	52
2.4 Методика оптимізації розміщення свердловин з використанням гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу	63
Висновки до розділу	90
РОЗДІЛ 3	
ТЕСТУВАННЯ МЕТОДИКИ 3S ОПТИМІЗАЦІЇ НА БАЗОВИХ МОДЕЛЯХ.....	92
3.1 Характеристика базових моделей	93
3.2 Оптимізація розміщення свердловин на моделі А	96
3.3 Оптимізація розміщення свердловин на моделі Б.....	115
3.4 Порівняння методики 3S оптимізації з ітераційним розрахунком.....	126
3.5 Оцінка чутливості схеми розміщення свердловин до точності вхідних даних	130
Висновки до розділу	139
РОЗДІЛ 4	
ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА МОДЕЛІ РОДОВИЩА НГ.....	140
4.1 Побудова геологічної моделі родовища НГ	141
4.2 Побудова гідродинамічної моделі родовища НГ.....	147
4.3 Оптимізація розміщення свердловин для І-го об'єкту родовища НГ.....	152
Висновки до розділу	165
ВИСНОВКИ	166
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	167
ДОДАТКИ.....	178

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВНК	–	водонафтовий контакт;
ВФП	–	відносна фазова проникність;
ГА	–	генетичний алгоритм;
ГДС	–	геофізичні дослідження свердловин;
ГРП	–	гідророзрив пласта;
ГРР	–	геолого-розвідувальні роботи;
ГТМ	–	геолого-технологічна модель;
ДП	–	дочірнє підприємство;
КВН	–	коефіцієнт вилучення нафти;
КГА	–	комбінований генетичний алгоритм;
НАК	–	Національна акціонерна компанія;
ПДГТМ	–	постійно діюча геолого-технологічна модель;
ППТ	–	підтримання пластового тиску;
ФЄВ	–	фільтраційно-ємнісні властивості;
ШНМ	–	штучні нейронні мережі;
СМГ	–	Computer Modeling Group;
3D	–	тривимірний;
3S	–	схема із однією симуляцією;
NPV	–	чиста дисконтована вартість;
PVT	–	фізико-хімічні властивості пластових флюїдів;
SPE	–	товариство інженерів-нафтовиків.

ВСТУП

Актуальність теми. Задача оптимізації розміщення свердловин належить до основних задач, які вирішуються на стадіях проектування і регулювання процесу розробки родовищ нафти і газу. В сучасних умовах, вирішення цієї задачі направлене на реалізацію системи розробки, яка забезпечує найбільш високі техніко-економічні показники при виконанні заданих умов розробки родовища та враховує весь комплекс геолого-технологічних факторів.

Можливе рішення цієї задачі полягає в застосуванні гідродинамічного моделювання на базі геолого-технологічних моделей (ГТМ) покладів нафти і газу, яке дозволяє розглянути найрізноманітніші схеми розміщення свердловин і отримати основні показники процесу розробки для подальшого техніко-економічного аналізу та вибору на його основі раціональної системи розробки.

Знаходження розв'язку цієї оптимізаційної задачі вимагає значної кількості запусків гідродинамічного симулятора, тому процедура визначення всієї множини значень цільової функції виявляється дуже ресурсозатратною, а іноді технічно неможливою в реалізації.

Існуючі на сьогодні методики дозволяють підійти до вирішення задачі оптимізації розміщення свердловин шляхом підвищення ефективності процедури пошуку оптимального рішення (на базі гідродинамічного моделювання) та використанням апроксимаційних схем (без гідродинамічного моделювання). Основними недоліками таких підходів є необхідність багаторазового запуску гідродинамічного симулятора або відсутність його використання та наявність початкового наближення раціональної схеми розміщення свердловин.

Тому, задача оптимізації розміщення свердловин продовжує залишатися актуальною, однією із найбільш складних та не вирішеною в межах замкнутого циклу геолого-технологічного моделювання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Дисертаційна робота виконувалась згідно з планом науково-дослідних робіт Дочірнього підприємства (ДП) «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» («Науканафтогаз») Національної акціонерної компанії (НАК) «Нафтогаз України» за період 2005-2011 років, у яких автор був виконавцем:

- «Аналіз стану розробки нафтового покладу горизонту С-76 Зачепилівського НГКР з метою оцінки можливостей збільшення видобутку нафти і газу» (договір № 202.УГВ/2005-2007 від 16.04.2005 р.);

- «Створення постійно діючих геолого-технологічних моделей нафтових і газових родовищ для складання проектів розробки» (№ 0106U008987, договір № 1.25, розділ 4, тема 2 від 18.05.2005 р.);

- «Дослідно-промислова розробка першочергової ділянки нафтових покладів горизонту М-3 нижньомайкопського комплексу родовища Субботіна» (договір № 907 від 28.09.2009 р.);

- «Обґрунтування місцеположення свердловин на перспективних об'єктах у відкладах юрського комплексу та оцінка видобувних можливостей свердловин родовища Haradig на період пробної експлуатації» (Арабська Республіка Єгипет, Західна пустеля, ліцензійний блок Alam El Shawish East) (додаткова угода № 6 до договору № 29/06-2010 від 29.06.2010 р.);

- «Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів родовища NG (Західна пустеля, Єгипет)» (договір №17/1 від 15.07.2011 р.).

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є розроблення методики та програмних засобів для оптимізації розміщення свердловин на базі сучасних комплексів гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі основні задачі:

1. Проаналізувати існуючі методики та алгоритми оптимізації розміщення свердловин з використанням геолого-технологічних моделей покладів нафти і газу.

2. Розробити критерії, математичну модель та швидкий алгоритм для оптимізації розміщення свердловин.

3. Розробити методику та програмні засоби для оптимізації розміщення свердловин і провести їх тестування на базових моделях.

4. Провести апробацію методики та програмних засобів на моделі реального нафтогазового об'єкту в рамках задачі проектування раціональної системи розробки.

Об'єкт дослідження – ГТМ покладів нафти і газу, схема розміщення свердловин та раціональна система розробки.

Предмет дослідження – методика оптимізації розміщення свердловин з використанням гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу.

Методи дослідження. Методика оптимізації розміщення свердловин створена на основі теоретичних досліджень та чисельних експериментів із застосуванням геолого-технологічних моделей та багатофазного гідродинамічного моделювання процесів нафтогазовидобутку, які використовують геолого-статистичне моделювання, теорію підземної гідрогазомеханіки, чисельні методи розв'язання нелінійних диференціальних рівнянь та враховують загально відомі принципи проектування раціональної системи розробки, теорію інформації, системний, економічний та експертний аналіз.

Наукова новизна одержаних результатів полягає в наступному:

1. Вперше система техніко-економічних критеріїв раціональної системи розробки, доповнена інформаційним критерієм, використана для розв'язку задачі оптимізації розміщення свердловин.

2. Вперше теоретично показано доцільність та можливість використання поверхні накопичених видобутків для вибору раціональних зон розміщення свердловин.

3. Вперше розроблено методику, яка на підставі одного запуску гідродинамічного симулятора дозволяє визначити раціональну кількість свердловин та їх розміщення.

4. Вперше введено інформаційний показник ступеню достовірності інформації геолого-технологічної моделі залежно від схеми розміщення свердловин.

Практичне значення одержаних результатів. За результатами проведених досліджень розроблено швидкий алгоритм (схема з однією симуляцією, Single Simulation Schema або 3S) та методику оптимізації розміщення свердловин (3S оптимізація) з використанням гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу.

На основі методики створено комп'ютерні програми «Well Trajectory Planning» та «3S optimization», які працюють в комплексі з гідродинамічним симулятором, і дозволяють оцінювати необхідну кількість свердловин та їх розміщення для раціональної розробки покладів нафти і газу, а також проводити додаткове ущільнення сітки свердловин, на основі одного запуску гідродинамічного симулятора.

Введений показник достовірності інформації моделі може виступати одним із основних критеріїв при виборі схеми розміщення свердловин, особливо на початкових стадіях вивчення родовища.

Методика 3S оптимізації використовувалася під час проектування схеми розміщення свердловин на родовищі NG (Єгипет), Білосарайській ділянці, Юліївському та Зачепилівському родовищах (Додатки А, Б, В).

Особистий внесок здобувача. Основні наукові положення і результати дисертаційної роботи отримані автором самостійно. У працях опублікованих у співавторстві, особистий внесок дисертанта наступний: [10] – проведення гідродинамічного моделювання розробки родовищ, проектування схеми розміщення свердловин; [12] - побудова гідродинамічних моделей покладів, застосування методики оптимізації розміщення свердловин для проектування раціональної системи розробки; [24] – аналіз та використання геостатистичних методів інтерполяції для отримання просторових розподілів петрофізичних властивостей; [27] – проведення досліджень, побудова гідродинамічних моделей покладів і тестування методики оптимізації

розміщення свердловин; [61] – аналіз існуючих досліджень, використання процедур пониження порядку системи для прискорення чисельних розрахунків; [68, 69] – обґрунтування геолого-фізичних показників та параметрів геолого-технологічної моделі, участь у розробленні математичної моделі, алгоритму, методики та програмних засобів щодо визначення системи розробки покладу вуглеводнів; [71] – проведення досліджень, розрахунків та надання рекомендацій, щодо удосконалення системи розробки; [87] – побудова гідродинамічної моделі родовища, адаптація гідродинамічної моделі, проектування схеми розміщення свердловин; [88] – побудова ГТМ, участь у формуванні рекомендацій щодо вдосконалення системи розробки родовища; [89] – побудова та адаптація гідродинамічної моделі родовища, формування рекомендацій щодо уточнення геологічної моделі за результатами гідродинамічного моделювання; [91] – розроблення математичної моделі та алгоритму методики оптимізації розміщення свердловин, розроблення програмних засобів, тестування; [103] – побудова гідродинамічної моделі родовища, використання методики 3S оптимізації для проектування раціональної схеми розміщення свердловин.

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень доповідалися й обговорювалися на міжнародних науково-технічних конференціях:

– Міжнародна науково-технічна конференція GEOPETROL – 2008 «Наука, техніка та технологія пошуку та видобування нафти і газу на суходолі та шельфі» (Закопане, 15-18 вересня 2008 р.);

– III Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Перспективи розвитку нафтогазової галузі» (Кореїз, 13-16 грудня 2010 р.);

– Міжнародна науково-практична конференція «Потенціал видобутку горючих копалин в Білорусії та прогноз його реалізації в першій половині XXI століття» (Гомель-Речиця, 25-27 травня 2011 р.);

– IV Міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених «Перспективи розвитку нафтогазової галузі» (Трускавець-Кросно, 26-30 вересня 2011 р.).

У повному обсязі дисертаційна робота доповідалась й обговорювалась на наукових семінарах кафедри розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (2012-2013 рр.) та на засіданні секції розробки родовищ нафти та газу і буріння свердловин вченої ради ДП «Науканафтогаз (2013 р.).

Публікації. Основні положення дисертації опубліковані в 14 наукових працях, серед них: 7 статей – у фахових виданнях (з них 1 без співавторів), 3 – у матеріалах наукових конференцій, 1 патент України на корисну модель, 1 патент України на винахід, 1 авторське свідоцтво на твір.

Автор висловлює щирі подяку доктору технічних наук, професору Зарубіну Юрію Олександровичу за допомогу, підтримку та наукові консультації під час виконання дисертації, а також колективу ДП «Науканафтогаз» та ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Центр нафтогазових ресурсів» за підтримку та створення сприятливих умов для виконання дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 1

ОГЛЯД ІСНУЮЧИХ ПІДХОДІВ ДО ОПТИМІЗАЦІЇ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН

1.1 Особливості проектування процесу розробки

Розробка покладу – це комплексний процес виклику руху пластових рідин та подальше керування цим процесом за допомогою свердловин [1, 2, 3, 4]. Зазвичай, проектування системи розробки покладу передбачає визначення необхідної кількості свердловин, схеми їх розміщення на площі покладу, час введення в дію та режиму роботи цих свердловин. При цьому до раціональної системи розробки висуваються умови забезпечення необхідного рівня видобутку вуглеводнів при найменших витратах і при як найбільш повному вилученні їх з надр [1, 3, 5, 6].

Вирішити таку задачу безпосередньо (прямим шляхом) є дуже складно, так як не запропоновано методу, який дозволяє чітко визначити, кількість свердловин, схему розміщення, порядок і режим їх роботи, які забезпечують той чи інший заданий рівень видобутку нафти при мінімальних витратах і максимальній нафтовіддачі. Тому вибір раціональної системи розробки можна здійснити тільки шляхом детального розгляду і техніко-економічного аналізу великої сукупності різноманітних схем і варіантів розробки. На сьогоднішній день рішення цього завдання полягає в застосуванні чисельного моделювання. Використовуючи ГТМ покладу [7] можна розглянути найрізноманітніші умови і отримати при цьому основні показники процесу розробки, які будуть виступати базою для техніко-економічного аналізу та вибору на його основі раціональної системи розробки.

Таким чином, до ряду питань, що мають першочергове значення при проектуванні системи розробки та які можуть бути вирішені тільки за допомогою моделювання слід віднести наступні:

- 1) визначення раціональної схеми розміщення видобувних і нагнітальних свердловин та порядку їх введення в роботу;
- 2) визначення дебітів видобувних та рівнів закачування нагнітальних свердловин в різні моменти процесу розробки, встановлення динаміки поточного видобутку нафти, газу та обводнення продукції в цілому по покладу;
- 3) виявлення характерних особливостей просування границь розділу фаз нафта – вода і нафта – газ;
- 4) визначення термінів роботи окремих груп свердловин, а також повного терміну розробки покладу.

Для отримання якісної картини про хід процесу розробки перед виконанням гідродинамічних розрахунків, необхідно зібрати якомога повні і достовірні дані про поклад. Ці дані мають характеризувати будову покладу, фізичні властивості порід і флюїдів в межах покладу, умови експлуатації свердловин, крім того, необхідні також відомості про сусідні зони покладу.

До 80-х років минулого століття систематизація та обробка всіх цих даних була ускладненою, адже проводилася вона в основному «вручну», рідше з використанням електронно-обчислювальних машин, однак обчислювальні можливості останніх були на той час досить обмежені. Такий стан справ надзвичайно ускладнював визначення основних показників процесу розробки з урахуванням усіх деталей геологічної будови покладу і особливостей зміни параметрів продуктивних пластів (ефективна товщина, пористість, проникність і т.д.).

За останні 10-15 років, в практиці моделювання розробки родовищ були досягнуті значні успіхи та напрацьовано ряд методичних підходів, які, в першу чергу, направлені на як найбільш повне та комплексне використання всієї наявної геолого-промислової інформації в процесі побудови моделі покладу (родовища) та безпосереднє математичне моделювання газогідродинамічних процесів в пласті. Ці ключові моменти отримали своє відображення на практиці у використанні постійно діючих геолого-

технологічних моделей (ПДГТМ) [7]. Така модель є об'ємною імітацією покладу (родовища), що зберігається у пам'яті комп'ютера та дозволяє досліджувати і прогнозувати процеси, що протікають під час розробки в об'ємі резервуару. ПДГТМ створюється на основі геологічної та фільтраційної (гідродинамічної) моделей, постійно оновлюється на основі нових даних на протязі усього періоду розробки [7, 8, 9] та дозволяє досліджувати процес розробки у всій його складності з урахуванням всіх особливостей покладу [10].

На сьогодні, ПДГТМ використовується як під час складання документів на проведення геолого-розвідувальних робіт (ГРР), проектних документів розробки родовищ нафти і газу, так і самостійно – для оперативного регулювання процесу ГРР, дослідно-промислової та промислової розробки і дозволяє:

- 1) обґрунтовувати раціональну стратегію ГРР перспективних нафтогазоносних об'єктів, дорозвідки та дорозробки родовища із забезпеченням коректного визначення об'єму ресурсів, перспективних площ та подальшого прогнозування геологічного розрізу та нафтогазоносних об'єктів;
- 2) складати відповідні геолого-економічні оцінки запасів і ресурсів та проектні технологічні документи з розробки родовищ нафти та газу;
- 3) цілеспрямовано і ефективно уточнювати модель пласта, покладу, родовища, коректувати систему розробки на кожному етапі вивчення з метою покращення техніко-економічних показників видобутку вуглеводнів і підвищення коефіцієнтів їх вилучення.

З урахуванням відміченого, після збору, обробки та систематизації вхідних даних, для проектування необхідно побудувати ГТМ. Надалі всі принципові схеми процесу, варіанти розміщення свердловин та параметри роботи свердловин розраховуються й аналізуються. В результаті техніко-економічного аналізу вибирається раціональна система розробки. Таким шляхом встановлюють раціональну кількість свердловин для розробки

покладу і схему їх розміщення, найбільш ефективні режими роботи свердловин, рівень видобутку нафти з покладу і його динаміку в часі, термін вилучення основних промислових (комерційних) запасів нафти, середні терміни роботи різних груп свердловин.

Необхідно, однак, враховувати, що це лише загальні показники процесу розробки. Складність геологічної будови покладу та його недостатня вивченість на відповідній стадії розробки будуть призводити до того, що дебіти окремих проектних свердловин і терміни їхньої роботи, а також продуктивність і терміни розробки окремих ділянок покладу можуть значно відрізнятися від середніх проектних показників. Зрозуміло, що чим повніші та достовірніші вхідні дані про об'єкт дослідження, тим достовірніші самі результати проектування. Для підвищення якості проектування системи розробки, класичний підхід пропонує застосовувати двостадійне та, в особливо складних випадках, трьохстадійне розбурювання [1, 4, 11].

Розглядаючи найбільш сучасні підходи до проектування системи розробки із застосуванням ПДГТМ [7, 12], зникає чітке розділення між вказаними фазами проектування (перша, друга та третя стадії), оскільки оновлення моделі покладу відбувається постійно, при поступленні даних змін умов експлуатації, і в міру накопичення додаткової інформації про геологічну будову покладу, основні параметри пласта і т.п.

1.2 Рациональне розміщення свердловин

Кожен із розрахункових варіантів розробки передбачає ту чи іншу загальну схему процесу розробки та певну кількість експлуатаційних та нагнітальних свердловин, які необхідно оптимально (найбільш ефективним чином) розмістити по площі покладу з врахуванням всього комплексу геолого-технологічних факторів. Значна складність формалізації такої оптимізаційної задачі не дозволяє говорити про знаходження абсолютного оптимуму. Тому, в практиці використовують термін раціональної (а не

оптимальної) схеми розміщення свердловин, враховуючи те, що досягти оптимального рішення вдається тільки з деяким наближенням. Під раціональним розміщенням свердловин зазвичай розуміють таке розміщення, яке забезпечує найбільш високі техніко-економічні показники при виконанні заданих умов розробки [1, 3, 13]. Задача оптимізації розміщення свердловин по площі того чи іншого покладу – одна з найбільш важливих для правильної організації процесу нафтовидобутку [14, 15, 16, 17, 18, 19]. На сьогоднішній день, ця проблема повністю ще не вирішена, однак, це не заважає сформулювати принципово правильний підхід до її вирішення та вказати основні напрямки досліджень для знаходження таких рішень.

Основне завдання нафтовидобувної промисловості – задоволення як поточних, так і перспективних потреб країни в нафті і газі та їх продуктах. На рівні видобувної компанії необхідно враховувати також ринкові складові, такі як забезпечення необхідної рентабельності та отримання прибутку. Очевидно, що важливим фактором є те, ціною яких витрат і зусиль будуть задоволені ці потреби, і тому необхідно прагнути до мінімальних витрат пов'язаних з видобутком [20]. Однак, ця вимога не може служити єдиним критерієм раціональності розробки. Дійсно, природні ресурси нафти та газу в надрах обмежені, а потреби в них, як відомо, постійно зростають. Тому, проектуючи розробку нафтових і газових родовищ, потрібно прагнути до як можливо більш повного вилучення вуглеводнів (зрозуміло, в технічно можливих і економічно доцільних межах). Звідси випливає, що раціональна система розробки має забезпечити мінімальні витрати при як найбільш повній компонентовіддачі пластів [2, 13].

Задача раціонального розміщення свердловин – це один із ключових елементів проектування раціональної системи розробки. Схема розміщення свердловин та визначення їх кількості входять в поняття системи розробки і їх визначення має проводитися з тих же принципових позицій. Тому, розміщення свердловин слід вважати раціональним, якщо, при всіх інших рівних умовах, що входять у поняття системи розробки, забезпечується

мінімальна собівартість нафти (газу) при найбільш високій компонентовіддачі (нафти або газу).

В роботах Алієва З.С., Бойка В.С., Говорова Г.Л., Закірова С.Н., Золотухіна А.Б., Сазонова Б.Ф., Шмигля П.Т., Щелкачева В.Н. та інших [4, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23] розглянуті класичні підходи до вибору раціонального розміщення свердловин на нафтових та газових родовищах. Авторами, досліджуються питання вибору форми сітки свердловин, відстані між свердловинами та порядку введення їх в експлуатацію і даються загальні рекомендації, щодо розміщення свердловин, в основному, для випадку значної однорідності продуктивного пласта.

В роботі Алієва З.С. [21] досліджено вплив форми сітки свердловин (квадратна і трикутна) та відстані між свердловинами на їх продуктивність, і відмічається, що рівномірне розміщення свердловин на покладі доцільне тільки у випадку постійної ефективної товщини та фільтраційно-ємнісних властивостей (ФЄВ) по всій площі. В інших випадках необхідно використовувати нерівномірне розміщення з врахуванням вартості свердловин, оцінки дренованих запасів, відстані до флюїдоконтактів та інше.

В роботі Закірова С.Н. [22] досліджуються закономірності і кількісні характеристики процесів витіснення одного флюїду іншим при різній анізотропії проникностей і різних рівномірних конфігураціях сіток свердловин (лінійна та п'ятиточкова). В результаті показано, що основні показники розробки, коефіцієнт вилучення нафти (КВН) і період розробки, сильно залежать від степені анізотропії пласта, кривих відносних фазових проникностей (ВФП) і ступеню деформації сітки свердловин. Автор відмічає, що при правильному врахуванні цих параметрів, під час розміщення свердловин на структурі, можна значно покращити кінцевий КВН, а обґрунтування вибору оптимальної системи розробки родовища має здійснюватися з врахуванням всієї наявної інформації та дослідження різних варіантів розміщення свердловин на площі.

У реальних неоднорідних пластах ситуація дещо складніша. У таких пластах можуть зустрічатися ділянки (лінзи) зі зниженою в кілька разів, у порівнянні з оточуючими їх ділянками, проникністю, на яких не розміщено жодної свердловини. У подібних лінзах буде спостерігатися відставання процесу витіснення, а по деяких зонах можуть утворюватися непроміті ділянки. Зазначені вище втрати нафти не є кінцеві та безповоротні, їх можна буде відібрати в процесі дорозробки покладу (після відбору основних запасів) шляхом різкої зміни напрямків і швидкостей фільтрації, або ж застосовуючи той чи інший вторинний метод видобутку нафти.

Крім того, необхідно враховувати і те, що часто реальні пласти розчленовані прошарками глин або мало проникними породами на окремі пропластки, які іноді виклинюються. У цих випадках при розробці можуть утворитися тупикові застійні області, з яких нафта також не буде вилучена в основний період розробки. Очевидно, що чим рідша сітка експлуатаційних свердловин, тим більші можливі розміри зазначених тупикових областей і тим менший буде результуючий коефіцієнт охоплення колектора процесом витіснення.

Мінімальна собівартість нафти може бути досягнута у випадку дуже повільних темпів розробки покладу і вкрай обмеженій кількості свердловин [1, 2, 3]. Якщо б нафтові родовища розроблялися при таких темпах, які відповідають мінімальним витратам, то нафтова промисловість могла би забезпечити лише незначну частку потреб. Тому, коли розглядають раціональну систему розробки, то мова зазвичай йде не про абсолютний мінімум витрат, а про відносний, який дозволяє зберігати досить високий темп розробки.

Таким чином, задача раціональної розробки може бути в загальному сформульована в термінах отримання максимально високого видобутку нафти (газу) при як можливо найменших витратах. Розглядаючи більш конкретно це положення, можна записати дві постановки задачі, які часто зустрічаються в довідковій літературі з проектування розробки [1, 2]:

- 1) задано середній рівень поточного видобутку нафти (газу) – потрібно так розмістити свердловини, щоб отримати мінімальні витрати;
- 2) задані поточні матеріальні ресурси (загальні витрати, капітальні вкладення) – потрібно так розмістити свердловини, щоб отримати максимальний поточний видобуток.

Розглянемо задачу в першій постановці. Задано середній за весь період рівень поточного видобутку нафти (газу). Запаси відомі, тим самим заданий термін розробки покладу. Як відомо, витрати на розробку складаються з капітальних вкладень і поточних експлуатаційних витрат. Частина капітальних вкладень на будівництво свердловин та їх обладнання прямо пропорційна кількості свердловин. Інша частина, що спрямовується на облаштування промислів, включаючи споруди, призначені для збору та транспортування нафти і газу, залежить від розмірів території промислів, рельєфу місцевості і т.п., рівня видобутку нафти (газу), тобто не залежить або майже не залежить від кількості свердловин. Поточні експлуатаційні витрати тим більші, чим більша кількість свердловин і термін експлуатації кожної свердловини. Тому, для даного покладу при заданому рівні видобутку нафти (газу) можна в першому наближенні прийняти, що мінімальні витрати будуть отримані при мінімальній кількості свердловин.

Таким чином, заданий середній рівень видобутку нафти (газу) Q_{cp} (або термін розробки T), потрібно так розмістити свердловини, щоб їх загальна кількість N була мінімальною. Таке розміщення забезпечить максимум середнього видобутку на одну свердловину Q_{cp}/N , тобто максимальний середній дебіт свердловини – найбільш ефективне використання свердловин як промислових споруд. При таких умовах буде забезпечена також і мінімальна собівартість видобутку нафти (газу).

В другій постановці задачі відомі капітальні вкладення. Тобто відомо кількість свердловин, адже в даному випадку обсяг бурових і будівельних робіт відповідає виділеним капітальним вкладенням. У таких умовах інші поточні витрати будуть мінімальними при мініальному терміні розробки

покладу. Як результат, будуть забезпечені і максимальний поточний видобуток нафти (газу), і мінімальна в даних умовах її собівартість.

Отже, задано певну кількість свердловин, які потрібно розмістити так на площі покладу, щоб досягнути мінімального терміну розробки, а отже, і максимального рівня поточного видобутку нафти (газу). У цьому випадку також буде забезпечений максимум $Q_{\text{ср}}/N$ – максимальна ефективність використання свердловин і мінімальна собівартість нафти (газу).

Як бачимо, обидві ці постановки відображають загальну вимогу: розмістити свердловини так, щоб якомога меншою їх кількістю відібрати з пласта весь промисловий запас нафти (газу) протягом якомога більш короткого терміну. Другий підхід значно простіше підлягає дослідженню, так як виразити термін розробки у вигляді функції кількості свердловин набагато зручніше, ніж навпаки. До першої постановки слід вдаватися для співставлення різних варіантів розробки, адже відмінностям в кількості свердловин при однакових термінах розробки легко надати конкретний економічний вираз.

В даній роботі ми не розглядаємо випадки однорідного пласта (що є ідеалізованим варіантом), тому що апріорі можна стверджувати, що залежно від режиму розподілу пластової енергії свердловини мають бути розміщені рівномірно (режим розчиненого газу, пружній) або по певному закону (водонапірний, газонапірний). В обох випадках, при проектуванні розробки покладу всі свердловини відразу можна розмістити найкращим чином.

У випадку неоднорідного пласта, таке оптимальне розміщення вже не буде найкращим, тому що при наявності в пласті зон з різною проникністю, відокремлених лінз колекторів та інших неоднорідностей, найбільш повне вилучення нафти (газу) протягом заданого терміну і при мінімальних витратах можна отримати, якщо розмістити свердловини за схемою, яка найбільш повно враховує всі неоднорідності продуктивного пласта.

Якщо б при проектуванні системи розробки того чи іншого покладу були відомі всі деталі геологічної будови, то з певним ступенем наближення,

за допомогою моделювання, можна було б визначити схему розміщення свердловин, близьку до оптимальної.

У класичному підході, відсутність інформації про неоднорідність продуктивних пластів (розподіл основних ФЄВ в об'ємі) вирішувалася двостадійним розбурюванням покладу [1, 4]. На першій стадії бурили видобувні і нагнітальні свердловини по сітці, яка раціональна для цього режиму роботи в умовах однорідного пласта. Ці свердловини мали забезпечити необхідний рівень видобутку нафти, принаймні, в перші 10-15 років і залучити в розробку основну частину пласта. Дані буріння, геолого-геофізичні та гідродинамічні дослідження по цих свердловинах, а також досвід їх експлуатації давали необхідні відомості про неоднорідність пластів, на підставі яких можна було приступити до другої стадії розбурювання покладу. Основне завдання свердловин другої стадії – більш повне залучення пласта в розробку, головним чином за рахунок охоплення непрацюючих чи слабо працюючих ділянок і, отже, підвищення коефіцієнта нафтовіддачі.

З розвитком інформаційних технологій та технічного забезпечення, все більше інформації з'являється на ранніх стадіях проектування. Підходи та методики до вивчення геологічної будови родовища розвинулись в значній мірі, за рахунок комплексного застосування таких технологій, як наприклад, 3D (тривимірний) та 4D (3D з урахуванням змін у часі) сейсморозвідка, технології AVO-аналізу, просторова кореляція розрізу [24], використання ПДГТМ [7, 8, 9] на базі потужних комплексів математичного моделювання і т.д. На сьогодні, це дозволяє отримувати більш повне уявлення про будову покладу та розповсюдження основних петрофізичних властивостей в об'ємі вже на початкових етапах ГРП (після закінчення буріння пошукових та розвідувальних свердловин), шляхом проведення комплексної обробки всієї наявної інформації із застосуванням сучасних технологій.

Таким чином, задача оптимізації розміщення свердловин на покладі є актуальною та може вирішуватися в будь-якій із описаних вище класичних постановок, як на початкових етапах розробки родовища, так і на пізніших.

Вирішення цієї проблеми, зрештою, направлене на забезпечення максимальних об'ємів видобутку вуглеводневих ресурсів, що викликає необхідність у врахуванні значної кількості факторів, таких як параметри покладу і властивості флюїдів, свердловинного і поверхневого устаткування, а також економічних та інформаційних чинників.

1.3 Оптимізація розміщення свердловин з використанням геолого-технологічних моделей

Комп'ютерне моделювання з використанням 3D сіткових моделей та гідродинамічного симулятора (спеціалізований програмний продукт для чисельного розв'язання задач підземної гідрогазомеханіки) є одним із найсучасніших методів [7, 25, 26, 27] для врахування вище вказаних параметрів, при розгляді задачі оптимізації розміщення свердловин. Як правило, симулятор, у таких дослідженнях, використовується у якості інструменту для оцінок цільових функцій, при розгляді різноманітних сценаріїв розташування свердловин. Оптимізація цієї задачі вимагає значної кількості запусків гідродинамічного симулятора (або симуляцій), тому знайти всю множину значень цільових функцій виявляється дуже затратною процедурою.

На сьогоднішній день існує значна кількість різноманітних підходів та методів, які дозволяють підійти до вирішення задачі оптимізації розміщення свердловин. Досить часто автори досліджень вдаються до методів, які спрямовані до зменшення кількості симуляцій за рахунок застосування різноманітних алгоритмів, таких як, наприклад, симплекс-метод, градієнтний спуск, генетичний алгоритм (ГА) та його модифікації, алгоритм імітації відпалу, стохастичні апроксимації, а також комбіноване застосування цих алгоритмів [28, 29, 30, 31, 32].

Геолого-технологічні моделі [7, 8, 9, 33] є детальними і потужними засобами прогнозування розробки родовищ. Хоча і не ідеальним чином, та

все ж, вони часто найкраще відображають поточну та перспективну ситуацію на родовищі. Щоб дати відповідь на питання оптимального розміщення свердловин, із застосуванням ГТМ покладів, необхідно виконати, як правило, велику кількість симуляцій. Через значні затрати процесорного часу, який іде на такі розрахунки, оптимізаційні методи не використовуються на сьогодні в повній мірі.

В більшості випадків, для вирішення задачі оптимізації розміщення свердловин, необхідно враховувати ряд важливих факторів (які накладають обмеження на кількість можливих сценаріїв): наявність великої кількості розрахункових варіантів, обмежені обчислювальні ресурси та вкрай великий розмір детальних ГТМ. У деяких випадках можуть виникнути труднощі з експертними рекомендаціями направлені на звуження цієї проблеми до керованого розміру, що пов'язано із необхідністю врахування експертами великої кількості факторів. Крім того, необхідно враховувати нелінійність між параметрами системи, що може значно ускладнити прийняття конкретного рішення про закладання тієї чи іншої сітки свердловин. У таких випадках, оптимізаційні алгоритми є надзвичайно цінним інструментом для пошуку найкращих варіантів розміщення свердловин на родовищі.

З початку розвитку комп'ютерного моделювання, в практиці оптимізації видобутку та розміщення свердловин різними авторами було запропоновано значну кількість методів та підходів для вирішення даної задачі. Спільними ідеями у всіх цих роботах є спрощення задачі до невеликої чи середньої за розмірами, застосування невеликої кількості симуляцій або взагалі їхня відсутність, та використання невеликої кількості незалежних змінних. Іноді в роботах звертається увага на економічний аналіз, однак з дуже спрощеним підходом, що пов'язано із певною особливістю такого аналізу в різних економічних системах, рівнем капіталізації конкретних нафтовидобувних компаній і т.д. Основною ж метою всіх досліджень було виявлення найбільш впливових факторів та отримання відклику системи, який можна оптимізувати відомими в практиці способами [34, 35, 36].

Основні напрямки досліджень, проведені за останні 25-30 років, в області оптимізації розміщення свердловин з використанням ГТМ, умовно можна розділити на два класи:

- 1) Методики, які використовують гідродинамічне моделювання;
- 2) Методики без гідродинамічного моделювання, які базуються на спрощеному підході та використовують апроксимаційні розрахункові схеми.

Нижче проводиться короткий огляд досліджень, які згруповані відповідно до вказаної класифікації.

В роботах Ністад А.Н. проведених в 1985-1988 рр. [37, 38, 39, 40, 41] розглядаються задачі оптимізації з двома керуючими параметрами. Зокрема було проаналізовано можливість оптимізації процесу видобування нафти і газу з родовища в термінах темпу відбору запасів та просторового розміщення елементів системи розробки (густина сітки свердловин, кількість платформ і т.д.). У цих роботах Ністад А.Н. побудував досить густу сітку профілів видобутку використавши для цього спрощений гідродинамічний симулятор. Економічні розрахунки виконувались на основі модуля підрахунку витрат, а оптимальне рішення знаходилося виходячи із отриманої поверхні чистої дисконтованої вартості (NPV). В дослідженнях не враховані такі фактори, як об'єми видобутку та чутливість до темпу відбору. Ністад А.Н. провів аналіз для чотирьох різних типів покладів, намагаючись охопити спектр найбільш поширених варіантів. Оптимізація проводилась для двох змінних: темп виснаження та географічне розміщення загальних виробничих потужностей. Обидва параметри могли змінюватися одночасно. Після цього будувалась поверхня NPV залежно від цих двох змінних, на основі якої проводився вибір оптимального рішення. Для кожного конкретного покладу ця поверхня має оцінюватись за результатами ряду симуляцій. Таким чином, модель запропонована автором дозволяє розрахувати економічно оптимальні видобувні запаси, розміщення виробничих потужностей і кількість необхідних платформ залежно від

податкової частки на інвестиції для заданих величин податку на доходи та операційних витрат.

В 1992 році Дамслет Е. та ін. [42] розглянули оптимізаційну задачу з трьома і більше незалежними змінними. Автори застосували статистичне планування експерименту, щоб максимізувати інформацію, яку можна отримати з певного набору гідродинамічних симуляцій. Мета роботи полягала в скороченні кількості необхідних симуляцій при зміні в певний момент часу тільки одного параметру та виконання відповідного аналізу чутливості моделі. Взаємодії між різними вхідними параметрами були визначені та оцінені на основі більш складного підходу. Даний метод був застосований на одній із моделей родовища в Північному морі, для якого було вибрано ряд вхідних параметрів для аналізу чутливості моделі. А саме, початкові запаси нафти, відносна фазова проникність, латеральне розбиття родовища, вертикальна проникність та скін-фактор по свердловинах. Після застосування такого підходу були визначені параметри, які найбільше впливали на накопичений видобуток:

- початкові запаси нафти – були найбільш впливовим параметром;
- відносна фазова проникність – впливала не дуже сильно;
- латеральне розбиття – дуже слабкий вплив, однак взаємодіяло як з початковими запасами, так і з відносними фазовими проникностями;
- вертикальна проникність і скін-фактор – практично не впливали і були виключені з остаточної моделі.

Остаточна модель враховувала діапазон можливих варіацій параметрів моделі близький до 90 %. Модель апроксимувалась за допомогою полінома, коефіцієнти якого визначались на основі ряду тренувальних симуляцій. Як показали результати, цей метод можна використовувати тільки для «гладких» форм апроксимаційного функціонала, при цьому екстраполяція може бути небезпечною для значень, які знаходяться за межами діапазону зміни вхідних параметрів.

В свою чергу Бекнер Б.Л. і Сонг Х. в 1995 році [43] представили метод для оптимізації NPV в масштабах розробки цілого родовища, де керуючими параметрами виступали зони розташування свердловин і послідовності їх вводу. Автори використали алгоритм імітації відпалу, як основу для оптимізації, а задачу планування та розміщення свердловин виразили в термінах класичної задачі пошуку найкоротшого маршруту (задача «комівояжера»), де проводилась оптимізація загальної пройденої відстані. В такій аналогії зони розміщення свердловин відповідають містам, а послідовність пуску свердловин в роботу – відповідній послідовності проходження маршруту. Для заданого плану пуску свердловин в роботу (відповідний набір розташувань) проводилось моделювання для розрахунку сумарного NPV (сумарна відстань). В роботі розглядалось розміщення 12 горизонтальних свердловин для розробки родовища. Для аналізу взято сім схем оптимізації, починаючи від ізотропного пласта, з однаковою вартістю свердловин до покладу зі змінною проникністю, змінним початковим тиском і різною вартістю свердловин. Результати показали, що неоднорідне розміщення свердловин є оптимальним для природного режиму виснаження. При оптимізації проектного NPV, вплив вартості свердловин на місце розташування був таким самим, як і вплив колекторських властивостей. Новий оптимум був знайдений вручну, але з попередньою оцінкою оптимальних розташувань алгоритмом імітації відпалу. При цьому, NPV був покращений лише на 0,07%.

В 1994 році Біттанкур А.К. в роботі [44] розглянув задачу оптимізації керування роботою свердловин використавши симплекс метод як базовий алгоритм пошуку оптимального рішення. Результати його роботи показали, що процедура пошуку за допомогою симплекс методу є дуже чутливою до початкового розміру самого симплекса і зони початкового розташування свердловин. Вказані два параметри в основному і впливають на успішність використання даного алгоритму. Так як розміщення області оптимальних рішень є невідомим, то існує велика ймовірність того, що симплекс може

ніколи не досягнути оптимального значення, якщо запущений з «поганим» початковим наближенням. В 1997 році Біттанкур А.К. в роботі [45] запропонував модифікувати ГА додавши до нього елементи симплексного алгоритму, а здійснення пошуку проводити з встановленням «штрафів», і назвав цей підхід комбінованим генетичним алгоритмом (КГА).

Біттанкур А.К. розглядав задачу розміщення видобувних та нагнітальних свердловин оптимізуючи при цьому економічний ефект. Схема не передбачала жодних обмежень стосовно міжсвердловинної відстані та певної сітки розміщення видобувних і нагнітальних свердловин. Розміщення свердловин визначалось алгоритмом, криві видобутку отримувались за допомогою гідродинамічного моделювання. Так як близьке розміщення свердловин негативно впливає на загальний коефіцієнт вилучення, варіантам з таким розміщенням присвоювались нижчі вагові коефіцієнти, оскільки економічний ефект був нижчим для них. Для деяких варіантів були отримані результати, де ряд видобувних свердловин розміщені дуже близько до нагнітальних свердловин, порушень чи інших видобувних свердловин. Такий розподіл можливо був отриманий тому, що процедура оптимізації запускала для розміщення заданої кількості свердловин. Такі результати з іншої сторони вказують на той факт, що оптимальна кількість свердловин може бути нижчою в порівнянні із запропонованим числом.

Біттанкур А.К. підсумовує, що даний алгоритм був ефективним для великого набору показових функцій, а застосування його на реальній моделі родовища змогло відобразити найбільш перспективні варіанти. Однак, автор відмічає, що такі варіанти необхідно розглядати індивідуально, оскільки задача формалізації реального проекту розробки є дуже складною. Рішення знайдені за допомогою КГА можуть служити вдалими початковими альтернативами для подальшого аналізу, інженерних розрахунків та отримання нових рішень після повторного застосування алгоритму оптимізації для уточнених моделей.

Пізніше, в 1998 році, Пен І. та Хорн Р.Н. [46] застосували Крайгінг апроксимацію, як наближення гідродинамічного симулятора, щоб зменшити кількість симуляцій.

В 1999 році Келлесквік Л. та Йохансен Г. [47] зробили оцінку дренованих запасів на свердловину для певної схеми розміщення свердловин, використавши гідродинамічний симулятор на основі трубок току, який є значно швидшим в порівнянні з повними кінцево-різницевиими симуляціями. Варто зауважити, що хоча трубки току і можна використовувати як індикатори для оцінки продуктивних можливостей свердловин, однак кількість оптимізаційних кроків, наприклад, для ГА чи імітації відпалу, все одно складає N^2 (N – кількість активних комірок моделі, де можуть бути розміщені свердловини).

Гайягюлер Б., Хорн Р.Н., Роджерс Л. та Розенцвейг Д.Д. в 2000 році [48] розглядали задачу оптимального розміщення та рівнів закачування для нагнітальних свердловин на родовищі Помпано в Мексиканській затоці. Незалежними змінними виступали зони розміщення свердловин та рівні нагнітання води. Обчислення проводились на основі детальної гідродинамічної моделі родовища. Цільовою функцією виступала величина NPV. Варіанти включали від однієї до чотирьох нагнітальних свердловин. Оптимізація виконувалась на основі поєднання ГА, симплексного пошуку та методів апроксимації. Така комбінація дозволила компенсувати слабкі сторони кожного із методів, а результируючий алгоритм перевершив по ефективності кожен окремий метод. В якості методів апроксимації використовувались Крайгінг та штучні нейронні мережі (ШНМ), і на відміну від останнього методу, Крайгінг виявився більш ефективним. У всіх випадках алгоритмом були запропоновані варіанти, які були достатньо інтуїтивні та не викликали заперечень в спеціалістів.

Гайягюлер Б. і Хорн Р.Н. в 2001 році [49] зробили оцінку невизначеності розміщення свердловин з використанням теорії корисності, на основі набору можливих реалізацій моделі родовища. Автори представили

схему, яка дозволяє перевести невизначеність даних моделі в невизначеність розміщення свердловин при оптимізації NPV. Теорія корисності дозволила не тільки кількісно оцінити вплив невизначеності самої моделі родовища на NPV, але і забезпечила інструменти, якими можна кількісно оцінити ризик прийняття рішення. Оптимізація проводилась з використанням КГА. Використання теорії корисності дозволило авторам перевести задачу із площини невизначеності в детермінований вигляд, після чого можуть бути застосовані звичайні методи оптимізації.

В 2002 році Єтен Б., Дурлофськи Л.Д. та Азіз К. [50] поєднали ГА з методами пошуку локальних екстремумів та апроксимацію отриману на основі ШНМ для оптимізації типу, місця розташування та траєкторії свердловин.

В 2004 році Оздоган У. [51] запропонував підхід, що враховує постійне надходження нової інформації для зменшення невизначеності моделі та підвищення ймовірного NPV. Оптимізація розміщення свердловин виконувалась з використанням КГА та системи оцінки невизначеності (теорія корисності). Завдяки такому підходу, дані по історії видобування, отримані по пробурених свердловинах, інтегруються в систему для пошуку оптимального розміщення наступних свердловин. Як зазначає автор, прийняття рішень по розміщенню свердловин на ранніх стадіях розвідки і розробки родовища мають практично визначальний вплив на подальше вироблення запасів та економічний ефект від впровадження проекту. Крім того, рішення прийняті на початкових етапах можуть значно покращити якість прийняття рішень по розміщенню свердловин на пізніших стадіях за рахунок надходження додаткової інформації. Оскільки стадія розробки родовища є динамічним процесом, в якому різні типи даних надходять до системи впродовж всього періоду, то рішення про розміщення наступних свердловин необхідно приймати з врахуванням динаміки нової інформації.

На практиці, зазвичай, свердловини розміщуються із умови отримання найвищого NPV. Підхід який пропонує Оздоган У. означає, що свердловини

необхідно розміщувати не тільки виходячи із критерію NPV, але також з позиції отримання найбільшої кількості інформації про об'єкт. Таким чином автор запропонував новий підхід, де розміщення свердловин здійснюється в таких зонах моделі, що подальші рішення приймаються з більшою впевненістю і забезпечують більш високий економічний результат. На відміну від традиційних підходів оптимізації, які максимізують тільки NPV, дана методика дозволяє вибрати варіанти розміщення, які підвищують визначеність системи. Схема оптимізації включала рекурсивні кроки по адаптації історії моделі. Автор показав, що повне використання нової інформації, хоч і не повністю точної, може призвести до більш реалістичних прогнозів.

В 2005 році Занг Д. в роботі [52] розробив платформу, яка розподіляє гідродинамічні симуляції на комп'ютерному кластері для прискорення обчислень та більшої ефективності у виконанні задач із оптимізації на родовищі. Ця платформа дозволяє одночасно використовувати декілька комерційних гідродинамічних симуляторів (VIP, ECLIPSE, UTCHEM, CMG) та алгоритм Монте-Карло разом із методом глобального оптимізаційного пошуку (використовуючи комерційні пакети Crystal Ball та OptQuest) для виявлення оптимальної комбінації вихідних керуючих параметрів з врахуванням невизначеності останніх. В системі реалізована економічна модель для розрахунку NPV, яка автоматично імпортує дані видобутків із симуляторів для виконання економічних оцінок. Також розроблені ряд модулів для розрахунку чутливості моделі до зміни вхідних параметрів, та виявлення найбільш важливих для видобутку на основі власних підходів та побудови поверхонь відклику. Цей підхід був застосований для задачі розміщення свердловин на реальній моделі родовища. Невизначеності полягали у структурі тектонічних порушень, пористості, проникності, PVT (фізико-хімічні властивості пластових флюїдів) характеристиках та кривих ВФП. Автор відзначає, що такий підхід є практичним та ефективним для виконання різноманітних задач з оптимізації розробки родовища, зокрема, за

рахунок вдалої організації процесу введення, обробки та виведення даних, і значному скороченню процесорного часу, за рахунок інтеграції декількох симуляторів на комп'ютерному кластері. Таким чином, автором вперше було запропоновано цілу обчислювальну платформу, яка включала широкий спектр можливостей для оптимізації розробки родовища.

В 2005 році група дослідників з різних університетів США в складі Парашар М., Матосян В., Бангерт В., Клі Г., Рут Б., Курк Т., Каталірик У., Зальц Д. та Віллер М. [53, 54, 55] розглядаючи існуючі підходи до оптимізації розміщення свердловин на родовищі звертають увагу на значну складність останніх через невизначеність у виборі певного алгоритму, значних затратах часу в адаптації алгоритму до інших компонентів системи оптимізації, складності зміни параметрів в процесі оптимізації та проблем динамічної оптимізації родовища. В свою чергу вони пропонують використання так званої ґрід інфраструктури (Grid computing) для ефективного збору, поєднання та взаємного використання даних, з метою динамічної та автономної оптимізації нафтового родовища в рамках розробленої авторами автоматизованої системи проектування. Ґрід мережа – це сучасна модель організації обчислень, яка пропонує широкі можливості по виконанні складних обчислень шляхом використання багатьох комп'ютерів під'єднаних до мережі, які моделюють архітектуру віртуального комп'ютера, здатного розподіляти задачі виконання процесу в паралельній інфраструктурі. В роботі досліджуються питання ефективного використання, окремих наборів даних для контролю та управління процесом оптимізації, з метою підвищення якості та швидкості збіжності системи. Запропонована система використовує спеціально розроблений симулятор IPARS з можливістю паралельних обчислень, нечутливий до платформ, досить гнучкий з позиції конфігурації ґрід, включення нових фізичних та чисельних процедур і т.д. Процес оптимізації використовує градієнтний спуск, модифікацію алгоритму імітації відпалу та стохастичну апроксимацію одночасного збурення. На практиці, градієнтний спуск не є найбільш

ефективним, однак автори застосували цей стандартний підхід для порівняння, оскільки він є дуже популярним та поширеним.

Запропонована система має досить складну інфраструктуру, ключовими елементами якої є: симулятор, який здійснює гідродинамічні розрахунки процесів в родовищі; IPARS Factory – система, яка здійснює конфігурацію симуляцій у поєднанні з даними ґрідів та керує самим процесом; модуль оптимізації; модуль економічних розрахунків, який використовує результати симуляцій та поточні показники ринку (ціни на нафту, витрати і т. ін.) для розрахунку очікуваних прибутків для певної конфігурації системи видобування на родовищі. Ці елементи динамічно працюють та взаємодіють один з іншим на одному ієрархічному рівні для вирішення оптимізаційної задачі.

Тестування системи на основі ґрід інфраструктури відбувалося на суперкомп'ютері в обчислювальному центрі Огайо, США. Флагманом центру є комп'ютерна система «Glenn» - IBM кластер 1350 – з більш ніж 9500 AMD процесорами «Opteron» та обчислювальними можливостями більш ніж 75 терафлопс (наприклад, для процесора «Intel Core 2 Duo» цей показник складає 24 гігафлопс). Таким чином, автори робіт [53, 54, 55] запропонували сучасну надпотужну обчислювальну схему для розв'язку задачі оптимізації розміщення свердловин, яка використовує динамічну автономну інфраструктуру інтеграції даних та обчислювальних процедур. Однак, в практичній діяльності, використання такої системи залишається під питанням, через значні витрати часу та ресурсів на обслуговування самої системи.

В 2005-2006 роках Айдазаде К.Р., Кулієв С.З. та Багіров А.Г. в роботах [56, 57] запропонували вирішення задачі оптимізації розміщення та режимів роботи свердловин в постановці оптимального управління нелінійною системою при оптимізації місць розміщення зосереджених джерел та їх потужностей (продуктивностей) як функцій від часу. Задача формулюється в інтегрально-диференціальному вигляді та вирішується за допомогою

кінцево-різницевої апроксимаційної схеми. В одному випадку [56] ставиться завдання визначити таке розміщення видобувних та нагнітальних свердловин і їхні дебіти в часі, щоб зміна границі контуру ВНК (водо-нафтовий контакт) в процесі експлуатації нафтового родовища була оптимальною, виходячи з будь-якого критерію управління. В роботі [57] розглядається задача мінімізації відхилення від середньозваженої залишкової пластової енергії для двомірної фільтрації слабо стискуваної нафти в пористому середовищі. Авторами, для спеціальної структури обмежень, отримані формули для умовного градієнту функціонала, що дозволило застосувати ефективні методи оптимізації першого порядку для чисельного вирішення поставленої задачі. Також відмічається, що в зв'язку із значною нелінійністю сформульованих задач, визначення єдиного оптимального рішення є практично неможливим. Тим більше, що зовсім не важко побудувати частковий випадок, коли явно оптимальне рішення не є єдиним. Наприклад, якщо початковий контур ВНК є колом, а обмеження на дебіти свердловин однакові, тоді зрозуміло, що будь-яке рівномірне розміщення свердловин на колі «оптимального» радіуса є оптимальним. Зазначимо, що запропонована схема не передбачала використання геологічної моделі, а гідродинамічні розрахунки проведені на основі власно побудованої обчислювальної схеми. Важливим є те, що автори показали складність формалізації оптимізаційної задачі навіть в межах досить простих прикладів.

Варто відзначити, що значна кількість підходів описаних вище схожі між собою в плані організації обчислювальних процедур та безпосередньо схеми оптимізації. А саме, багаторазове використання гідродинамічного симулятора в поєднанні з набором тих чи інших алгоритмів оптимізації та економічні розрахунки для визначення NPV. В 2010 році Кардосо М.А. та Дурлофські Л.Д. [58] застосували нові процедури оптимізації в рамках моделювання з пониженням порядку системи для вирішення оптимізаційної задачі, яка полягала в виборі оптимальних керуючих параметрів для нагнітальних та видобувних свердловин. Моделювання з пониженням

порядку системи виникло свого часу, як один із методів рішення нелінійних систем, які є особливо затратними із обчислювальної точки зору. Такий підхід особливо зручно застосовувати в процедурах мінімізації (максимізації), де модель запускається на розрахунок багато разів (сотні чи тисячі) для визначення оптимального набору керуючих параметрів.

Кардосо М.А. та Дурлофські Л.Д. розглянули можливість застосування даних процедур для підземної гідродинаміки. Різними дослідниками було запропоновано ряд схем в межах моделювання з пониженням порядку системи, які базувалися на використанні процедури власного ортогонального розкладу матриці. Така схема вимагає проведення однієї або декількох високоточних тренувальних симуляцій, зберігаючи при цьому «знімки» (вектори стану моделі на певний момент часу) для набору моментів часу з даної симуляції, і в подальшому побудови базисних функцій на основі існуючих «знімків» моделі. Базисні функції генеруються використовуючи процедуру сингулярного розкладу матриці над «знімками» моделі, яка аналогічна до процедури розкладу за допомогою власних векторів над коваріаційною матрицею побудованою зі знімків моделі. Ефективність застосування такого підходу досягається за рахунок того, що тільки відносно невелика кількість рівнянь потребує розв'язку. Іншими словами рішення гідродинамічних задач може бути представлено у вигляді основних базисних векторів. Оскільки певні базові процедури виявилися не дуже ефективними, то авторами в роботі [59] запропоновані нові процедури лінеаризації системи, зокрема, кусково-лінійна лінеаризація вздовж траєкторії, введена Ревінські М.Д. [60], яка пропонує шляхи вирішення деяких обмежень стандартних процедур власного ортогонального розкладу. Лінеаризація вздовж траєкторії поєднує в собі підхід пониження порядку та лінеаризацію основних рівнянь системи.

Схема розрахунків, яку пропонують Кардосо М.А. та Дурлофські Л.Д. [59], реалізована наступним чином. Спочатку виконуються дві тренувальні симуляції на моделі родовища та зберігаються «знімки» основних станів та

конверговані Якобіани із симулятора. На основі отриманих «знімків» проводиться побудова базисної матриці з використанням процедури власного ортогонального розкладу, яка використовується для формування редукованих матриць стану моделі та Якобіанів. У наступних симуляціях, нові стани системи виражаються як лінійні розширення навколо раніше промодельованих і збережених «знімків» та Якобіанів.

Так як всі зазначені обчислення виконувалися в редукованому просторі, то авторам вдалося досягнути дуже високої обчислювальної ефективності. Чисельні розрахунки показали, що для симуляцій, які знаходяться в «межах» тренувальних, дана процедура може забезпечити апроксимацію (прогнозування), яка є дуже близькою до симуляцій проведених на високоточній моделі. Прискорення обчислювальних процедур залежно від складності задачі становить від 100 до 2000 разів. Більш детально вказаний підхід охарактеризовано в статті [61]. Зазначимо, що оптимізаційна задача, яка вирішувалась авторами полягала в виборі оптимальних керуючих параметрів для нагнітальних та видобувних свердловин. Даний підхід залишається на сьогодні досить перспективним для вирішення задачі оптимізації розміщення свердловин, однак він вимагає доступу до відкритого коду гідродинамічного симулятора для зберігання конвергованих матриць Якобі, що є не завжди можливим у випадку застосування комерційних симуляторів.

Роботи представлені нижче є прикладами другого класу підходів, які вирішують задачу оптимізації розміщення свердловин без складних гідродинамічних симуляцій.

Робота, яку представив Арнондин М. в 1995 році [62] є прикладом застосування методів інтеграції даних. Автор використав програму під назвою «Production Analyst» інтегровану в середовище MS Excel. Використовуючи інструменти регресії доступні в MS Excel разом з даними отриманими із «Production Analyst», автор зміг спрогнозувати динаміку роботи свердловин залежно від закладених обмежень по експлуатації

свердловин. При цьому розрахунки не передбачали застосування гідродинамічного симулятора чи іншого спрощеного методу моделювання.

Схожий підхід застосували Дінг З. і Старцмен Р.А. в 1994 році [63], які поєднали інтерактивну програму оптимізації розміщення свердловин і вибору виробничих потужностей для проекту розробки нафтового родовища. Аналіз чутливості проведений за допомогою інтерактивного використання в якості вхідних даних системи цільового інтерфейсу користувача. Узагальнена модель складається з цільової функції, яка може бути оптимізована методами побітного програмування та лагранжевою релаксацією. Запропонований підхід можна використовувати для мінімізації інвестицій по заданому сценарію і для виконання аналізу чутливості.

В 1998 році Ло Т.С. та Чу Д. в роботі [64] запропонували метод для оцінки загальних видобувних запасів свердловини на основі вибраної зони перфорації. Загалом метод дає можливість виявити «об'єми» зв'язаних між собою комірок моделі на основі ряду критеріїв продуктивності, які співвідносять із вибраною зоною перфорації свердловини. При цьому оптимізація розміщення свердловин не проводилась.

В 2003 році Калік А.С., Васантараджан Ш. та Добін М.В. [65] запропонували метод, який поєднує в собі системний, обчислювально-ефективний, двостадійний процес для визначення оптимальних місць розташування свердловин на основі 3D моделі родовища. При цьому задовольняються умови міжсвердловинної відстані, довжини ствола, кутові обмеження на кривизну ствола, і відстані до флюїдоконтактів. Спочатку свердловини розміщуються припускаючи тільки їх вертикальну траєкторію. Потім вертикальні стволи розглядаються в рамках оптимізаційної схеми на випадок можливості заміни їх горизонтальними чи похило-скерованими стволами. Такий підхід автори вважають доцільним і водночас систематичним, що спрямовано на отримання раціональної початкової конфігурації розміщення свердловин. Як бачимо, на першому етапі задача оптимізації розміщення свердловин формалізована в рамках бінарного

програмування (окремий випадок лінійного програмування), яка використовує підхід «упаковки об'єктів в контейнер» (підвид комбінаторної задачі по розпізнаванню об'єктів на основі деяких відомостей про них). В теорії комбінаторики дана задача полягає в упаковці об'єктів визначеної форми в кінцеве число контейнерів визначеної форми таким способом, щоб число використаних контейнерів було найменшим, а кількість або об'єм упакованих об'єктів були найбільшими. Автори пропонують цю частину задачі вирішувати за допомогою комерційних пакетів програмного забезпечення, в яких уже реалізовані основні алгоритми вирішення таких задач. На другому етапі розглядаються зони пласта в які попали вертикальні свердловини для визначення траєкторій свердловин, які проходять через найбільш продуктивні ділянки пластів з врахуванням міжсвердловинної відстані та обмежень по кривизні і максимальній довжині ствола. Параметр, який оптимізується на обох стадіях – це деяка якісна характеристика комірок моделі, яку автори так і називають «якістю». Ця оцінка є статичною характеристикою моделі і базується на таких петрофізичних параметрах як пористість, ефективна товщина, проникність, добуток проникності на товщину, чи поровий об'єм.

В 2006 році Колвін Р.Д. та Макколпін Г.Р. в роботі [66] описують систему та метод для автоматичного розміщення свердловин на родовищі. Даний метод використовує 3D сіткову модель родовища та параметри «фільтрування» (візуалізації значень певного діапазону) над комірками моделі для виключення тих комірок, які не відповідають заданим критеріям. На наступному кроці будується перша матриця значень на основі «відфільтрованої» 3D моделі, яка відображає 2D модель родовища у вигляді координат центрів комірок, їх площі та відповідних петрофізичних характеристик. На основі цього проводиться побудова другої матриці, яка представляє собою суму параметрів з врахуванням вагових коефіцієнтів по відстані. В результаті розрахунків зони розміщення свердловин вибираються

на основі отриманої матриці значень. При цьому робота відбувається тільки над статичною моделлю.

В 2006 році Ларіонов А., Ніфантов А., Іткін В. та Александров В. (Росія) в роботі [67] запропонували методику оптимального розміщення свердловин та вибору їх траєкторії в пласті. У ході дослідження запропоновано дві групи методів по вирішенню задачі розміщення та проведення траєкторії свердловин, які базуються на розподілі запасів по родовищу та враховують специфіку просторового розміщення горизонтальних стволів. Застосування першого підходу (дискретна оптимізація за допомогою методу золотого перетину) дозволяє провести вибір початкових зон розташування свердловин на основі «загубленої» геологічної моделі, а саме значення запасів помноженого на проникність або «індекс» продуктивності комірки моделі. Корекція може бути зроблена на основі додаткових розрахунків, експертної оцінки або нових даних про родовище. Тоді, застосовуючи другу схему (використовуючи поєднання ГА, алгоритму «мурашиної колонії» та гідродинамічний симулятор) на повнорозмірній моделі, можна вибрати траєкторію ствола свердловин залежно від горизонтальної та вертикальної неоднорідності моделі. Ефективність кожного із варіантів визначається за допомогою спеціально розробленого програмного забезпечення для гідродинамічного моделювання. Запропонована методика дозволила значно знизити трудові затрати при проектуванні розміщення свердловин для будь-якого родовища. Застосування алгоритму «мурашиної колонії» в ході рішення задачі оптимізації дозволило скоротити час розрахунків, за рахунок накопичення та використання даних історії моделювання для знаходження нових оптимальніших рішень (принцип само-оптимізації). Дана методика дещо нагадує підхід який використали Калік А.С. та ін. в 2003 році [65].

В 2007-2008 рр. нами була запропонована методика раціонального розміщення свердловин з використанням ПДГТМ [68, 69], в рамках способу Удосконалення системи розробки. Авторами відзначалось, що недоліком

багатьох методів раціонального розміщення свердловин є те, що вони не враховують можливі варіанти реалізації системи розробки, а саме: кількість проектних свердловин та їх розташування у покладі, впровадження технології інтенсифікації видобутку тощо. Також існують ряд інших недоліків, наприклад те, що вибір раціонального варіанту системи розробки покладу, на основі якого виконують прогноз видобутку вуглеводнів, залежить від кваліфікації спеціаліста з моделювання та експерта з розробки і носить емпіричний характер, що може призвести до деякого «відхилення» від раціонального варіанту для конкретного набору геолого-фізичних характеристик покладу.

В запропонованому підході [68, 69], розрахунки виконуються на основі ГТМ, де на першому етапі розраховується кількість проектних свердловин та попереднє розміщення їх по площі покладу з визначенням зони дренажування, яка припадає на кожну свердловину. На другому етапі виконують ряд операцій по нормуванню найбільш важливих геолого-фізичних показників моделі (проникність, нафтонасиченість, водонасиченість, пластовий тиск тощо), які впливають на прогнозні показники роботи свердловин. Нормування відбувається до безрозмірного інтервалу від 0 до 1, який відповідає мінімальному і максимальному значенню кожного геолого-фізичного показника в межах зони дренажування свердловини. Далше визначають «відстань» (середньоквадратичне відхилення) кожної комірки моделі від оптимальної гіпотетичної комірки з координатами, які відповідають мінімумам або максимумам залежно від вирішуваної задачі. В результаті, остаточне місце розміщення проектних свердловин вибирають серед комірок, які мають найменші значення «відстані» і знаходяться в межах зони дренажування свердловин, при цьому використовується обмеження на мінімально допустиму міжсвердловинну відстань.

Таким чином, авторами робіт [68, 69] представлена методика раціонального розміщення свердловин з використанням ГТМ, яка дає можливість визначити необхідну кількість проектних свердловин та їх

оптимальне розміщення у пласті виходячи із набору геолого-фізичних даних. Запропонований метод було випробувано під час розробки покладу горизонту С-76 Зачепилівського нафтогазоконденсатного родовища. Згідно проведених розрахунків було визначено, що необхідно запроектувати одну додаткову свердловину № 90 з горизонтальним закінченням стовбуру, яку було розміщено на основі ПДГТМ цього покладу з урахуванням площі зон дренажу двох існуючих видобувних свердловин. В якості показників, які найбільше впливають на прогнозні показники роботи свердловин, було використано значення проникності, нафто насиченості, пластового тиску та ефективної нафто насиченої товщини. Результати буріння підтвердили точність ГТМ та дозволили виявити перспективні нафтонасичені пропластки, а промислові випробування на свердловині № 90, яка дала значні припливи продукції, підтвердили високу ефективність даного методу при виборі зони для раціонального розташування свердловини. Зазначимо, що дана методика оперує над статичними наборами даних без необхідності багаторазового запуску гідродинамічного симулятора, що виділяє її з багатьох інших підходів.

В 2008 році Єрмолаєв А.І. та Абдикадіров Б.А. у роботі [70] пропонують свій підхід до задачі раціонального розміщення свердловин на родовищі. Процедура складається з декількох стадій. На першій стадії поклад розбивається (можливо, за допомогою експертів) на блоки однакової площі. Якщо передбачається застосування горизонтальних свердловин, то розміри кожного блоку мають дозволяти розміщення в ньому горизонтальної ділянки свердловини в будь-якому напрямку. При цьому вважається, що довжина горизонтальної ділянки відноситься до числа заданих параметрів. На другій стадії за допомогою одного з комерційних пакетів геологічного моделювання, а також з залученням експертної інформації оцінюються геологічні (а якщо можливо, видобувні) запаси вуглеводневих ресурсів кожного блоку або інші характеристики, що впливають на розміщення свердловин. На третій стадії на основі отриманих оцінок розраховується

показник «корисності» кожного блоку з точки зору розміщення в цьому блоці вибою свердловини. На четвертій стадії визначається варіант розміщення свердловин, тобто набір блоків, що містять вибої свердловин. Під раціональним розміщенням свердловин розуміється таке розташування, при якому виконуються деякі евристичні правила, прийняті в практиці розробки покладів вуглеводнів, а саме:

- 1) Забезпечення якомога меншої відстані від вибою свердловини до будь-якої точки продуктивного пласта і приблизна рівність областей дренавання свердловин, що спрямовано на збільшення охоплення пласта заданою кількістю свердловин;
- 2) Забезпечення максимально можливого наближення свердловин до блоків, які мають більші значення продуктивності.

Єрмолаев А.І. та Абдикадилов Б.А. уточнюють, що в даному випадку розміщення свердловини відповідає тільки вибору певного блоку, і при цьому не вибирається зона перфорації або положення горизонтальної ділянки свердловини відносно покрівлі чи підшви пласта. У цьому полягає обмеженість запропонованої моделі. Однак після вибору блоків, що містять свердловини, можна перейти до пошуку найкращого розміщення свердловини всередині блоку і визначення найбільш доцільної зони перфорації. Іншим обмеженням моделі є те, що визначається розміщення для певної кількості свердловин. Однак і це обмеження можна обійти, вирішуючи завдання багато разів для різної кількості свердловин.

Автори пропонують застосовувати такий підхід для формування задовільних початкових варіантів розміщення свердловин на покладах зі складною геологічною будовою. Надалі ці варіанти можуть бути скориговані з використанням додаткової розрахункової або експертної інформації. З побудованої вихідної множини варіантів розміщення свердловин в подальшому може бути обраний варіант для реалізації на родовищі.

1.4 Аналіз існуючих методик оптимізації розміщення свердловин

Більшість методик оптимізації розміщення свердловин, представлених в роботах дослідників [31-61], використовували статистичні оцінки, алгоритми лінійного та нелінійного програмування, як основу для оптимізаційної стратегії пошуку. Також були приклади, в яких спрощували саму задачу, щоб уникнути складних чисельних симуляцій [62-70]. Було зроблено ряд спроб, щоб обійти ці обмеження, шляхом зменшення кількості симуляцій з використанням статистичних методів для оцінки трендів та інтерполяції значень цільової функції. Однак, в зв'язку з цим виникає ряд інших обмежень, таких як невизначеність щодо діапазону достовірності параметрів, інтервалів довіри і середніх значень. Крім того, ефективність показали лишень задачі відносно невеликого розміру.

Деякі дослідники намагалися понизити розрядність системи зводячи її в двовимірну область. В таких випадках, значення NPV приймалось як третій вимір, а сама поверхня NPV будувалась за допомогою методів інтерполяції функції із двома змінними. Ця стратегія була розроблена з використанням різноманітних алгоритмів градієнтного спуску, які показали високу ефективність. Однак, границя застосування подібних методів є досить вузькою, оскільки вони змушують нас перебирати всі варіанти і намагатися визначити два найбільш впливових параметри, а потім виражати задачу оптимізації тільки за допомогою вказаних параметрів.

Були запропоновані методики, що базувалися на невеликій кількості симуляцій, які в подальшому використовувались для отримання нових реалізацій системи за допомогою статистичних методів. Такий підхід базується на знаходженні кореляції між різними реалізаціями. Однак і тут з'являється значний ступінь невизначеності системи, особливо після проведення екстраполяції на основі поєднання параметрів, їх діапазону та чутливості.

Деякі із представлених методик використовують спрощені процедури моделювання для прискорення розрахунків і спрощення алгоритму. При

цьому, отримані результати приймаються в якості «індикатора» для проведення повного циклу гідродинамічного моделювання, з метою оцінки достовірності значення цільової функції. Однак, оптимальний варіант оцінений за спрощеною схемою може значно відрізнитися від оптимального варіанту оціненого гідродинамічним моделюванням.

Багатьма авторами, як у вітчизняній, так і у зарубіжній практиці, піднімається питання вибору оптимальної сітки свердловин, що є частковим випадком і виправданим для двомірних ізотропних моделей родовища. У випадку використання гетерогенної геологічної моделі родовища (зі зміною властивостей, як по площі, так і по розрізу), вирішення задачі в такій постановці є явно нераціональним, і тому не розглядалося в даній роботі.

В ряді робіт [64, 65, 66, 68, 70, 71] продемонстровані підходи, які практично виключають з оптимізаційної схеми ітераційне застосування гідродинамічного симулятора, як засобу оцінки цільової функції, і таким чином, пропонують методики, які не є ресурсозатратними і можуть бути реалізовані без особливих труднощів, при наявності відповідного програмного забезпечення для геологічного та гідродинамічного моделювання. Однак, такі методики мають явний недолік. В них відсутня можливість оцінки динаміки показників видобутку по свердловинах та інтегральних показників, а також, не існує явного зв'язку зон дренавання свердловин з наборами «корисних» комірок, з позиції геолого-фізичних параметрів. Саме ця частина в більшості методик адресується до гідродинамічного симулятора, який дозволяє встановити чіткий зв'язок між видобувними та геологічними показниками покладу. Також, практично у всіх перелічених випадках, залишається відкритим запитання вибору кількості проектних свердловин для раціональної розробки покладу.

Із теорії системного аналізу [72] відомо, що будь-яка задача не існує окремо від проблематики пов'язаної з нею, яка з'ясовує існуючі обставини, минулий досвід вирішення проблеми та сучасне «культурне» середовище із наявними цінностями. Тому, розв'язок будь-якої задачі вимагає дослідження

її зв'язків із іншими задачами, розміщеними, як в підсистемах, так і надсистемах по відношенню до неї, отже і ціль дослідження ніколи не буває єдиною.

Висновки до розділу

Проведений аналіз вітчизняних та зарубіжних досліджень показав, що незважаючи на велику різноманітність існуючих підходів до оптимізації розміщення свердловин, отримати замкнуту методику для розв'язку цієї задачі, практично не вдається. Тому, задача оптимізації розміщення свердловин продовжує залишатися актуальною та потребує подальшого дослідження.

Для успішного розв'язку задачі оптимізації розміщення свердловин, математична модель, алгоритм та відповідна методика мають інтегрувати сучасні підходи до геолого-технологічного моделювання і базуватися на послідовному поєднанні ряду обчислювальних процедур, результати яких забезпечать наступне:

- проведення оцінки необхідної кількості свердловин для раціональної розробки покладу;
- вибір раціональних зон розміщення свердловин з врахуванням наявного набору геолого-фізичних параметрів геологічної та гідродинамічної моделей;
- розрахункова схема має бути стійкою, «легкою» (не ресурсозатратною) та включати можливість подальшого масштабування;
- конфігурація розміщення свердловин отримана за даною має давати результати (в межах похибки вихідних даних) близькі до «грубого» ітераційного перебору;
- враховуючи значну складність формалізації багатокритеріальної задачі, отримані варіанти схем розміщення свердловин мають формувати набір раціональних альтернатив для подальшого експертного аналізу та проектних розрахунків.

РОЗДІЛ 2

ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН З ВИКОРИСТАННЯМ ГІДРОДИНАМІЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Дана методика може бути використана, як на початкових етапах розробки нафтових і газових родовищ, коли питання розміщення свердловин є вирішальним, так і на пізніших стадіях, коли питання буріння нових свердловин ще не втратило своєї актуальності в порівнянні із впровадженням заходів інтенсифікації по свердловинах. Схеми розміщення свердловин отримані на основі розробленої методики можуть виступати початковими конфігураціями в подальших дослідженнях або подаватися на розгляд експертній комісії.

Методика оптимізації розміщення свердловин передбачає розроблення математичної моделі процесу з врахуванням технологічних, економічних та інформаційного критеріїв, побудову геологічної та гідродинамічної моделей [7, 8, 9, 73] досліджуваного об'єкту, використання комерційного гідродинамічного симулятора та власних програмних засобів для проведення аналітичних розрахунків.

2.1 Постановка задачі

Система розробки родовища є елементом системи розробки та експлуатації [13], яка охоплює весь комплекс інженерних та технічних рішень, що забезпечують видобуток нафти і газу при виконанні певних умов технічного, економічного та соціального характеру. Остання є складною відкритою системою, що взаємодіє з іншими системами виробничої та невиробничої сфер.

Множина елементів системи розробки визначається цілями її функціонування. До її головних елементів слід віднести, власне, об'єкт розробки, сітку свердловин або схему розміщення свердловин, через яку

здійснюється розробка об'єкту, та систему підтримування пластового тиску (у випадку необхідності).

Метою оптимізаційної задачі [74] є вибір такої системи, яка б з множини можливих систем розробки найбільше наближалася до оптимальних критеріїв. Тому будемо використовувати термін раціональна система розробки, маючи при цьому на увазі, що досягти оптимальних критеріїв вдається лише з деяким невизначеним ступенем наближеності. Це обумовлено декількома причинами: по-перше, низькою достовірністю знань про об'єкт розробки; по-друге, недосконалістю методів моделювання розробки родовища і, по-третє, можливими змінами самих критеріїв оптимальності.

До критеріїв раціональної системи розробки можна віднести наступні елементи [13]:

- Забезпечення заданої динаміки видобутку вуглеводнів;
- Отримання максимального ступеню вилучення вуглеводнів з надр;
- Реалізація системи відбувається при мінімальних витратах;
- Система розробки мінімально впливає на навколишнє середовище.

Кожний з цих критеріїв може бути представлений кількісним показником. Динаміка видобутку вуглеводнів, в першу чергу нафти, газу або конденсату, задається вектором річних видобутків, компоненти якого є функцією часу $q(t)$. Ступінь вилучення вуглеводнів з надр визначається вектором коефіцієнтів вилучення $\beta(t)$, як правило для нафти, газу та конденсату. В подальшій постановці, для зручності, будемо розглядати видобуток нафти як основного компоненту.

Накопичений видобуток нафти за період розробки T буде відповідно:

$$Q(T) = \sum_{t=1}^T q(t), \quad (2.1)$$

де t – час від початку розробки в роках.

Між коефіцієнтом вилучення нафти та її видобутком існує зв'язок:

$$\beta(t) = \frac{Q(t)}{V}, \quad (2.2)$$

де V – геологічні запаси нафти в покладі.

Витрати на реалізацію системи розробки характеризуються в першу чергу економічними показниками, які можуть бути представлені в грошовому вимірі. Частина витрат на розробку може бути представлена і в не грошових одиницях (наприклад, металоємність). Для загальної характеристики витрат на розробку родовища часто користуються поняттям кінцевих замикаючих витрат, як суми всіх видів витрат на одиницю видобутих вуглеводнів на кінець розробки покладу T :

$$E_z(T) = \frac{\sum_{t=1}^T \sum_k v_k(t)}{Q(T)}, \quad (2.3)$$

де $v_k(t)$ – річні витрати по k -ій статті.

Для характеристики забруднення навколишнього середовища частіше всього користуються річними об'ємами викидів шкідливих речовин $w(t)$, а сумарний об'єм викидів за період розробки T буде відповідно:

$$W(T) = \sum_{t=1}^T w(t). \quad (2.4)$$

Сформульовані критерії залежать від геометрії об'єкта розробки G ; його ФЄВ $k(x)$, в першу чергу проникності, пористості та насиченості; властивостей флюїдів $\mu(x)$, наприклад складу, в'язкості, густини; гідродинамічних характеристик покладу $P(x)$ (початкового розподілу пластового тиску, активності законтурних вод); схеми розміщення свердловин $L(x, n)$; параметрів роботи свердловин $C(x, t)$, наприклад, вибійних тисків або дебітів для кожної свердловини. В зазначених показниках, змінна x характеризує координати комірок сіткової моделі, а n – кількість свердловин.

Задача визначення критеріїв оптимальності системи розробки зводиться, фактично, до прямої задачі моделювання показників розробки [13]:

$$\begin{aligned} q(x, n, t) &= F_1[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)]; \\ \beta(x, n, t) &= F_2[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)]; \\ E_z(x, n, t) &= F_3[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)]; \\ W(x, n, t) &= F_4[G, k(x), P(x), \mu(x), L(x, n), C(x, t)], \end{aligned} \quad (2.5)$$

де F_i – функціонали, які реалізують математичні моделі відповідних процесів [74].

ФЄВ $k(x)$, гідродинамічні характеристики покладу $P(x)$ та властивості флюїдів $\mu(x)$ є природно заданими і не залежать від системи розробки. Незмінною можна вважати і геометрію покладу G , оскільки об'єкт розробки, звичайно, окреслюється з апіорних міркувань. Тому, керувати системою розробки можна відповідним розміщенням свердловин $L(x, n)$ та параметрами їх роботи $C(x, t)$.

Основним об'єктом дослідження в даній роботі є схема розміщення свердловин $L(x, n)$, яка включає визначення кількості свердловин та координат їх розміщення в моделі. Оскільки розміщення свердловин по площі покладу є одним із найважливіших функціональних елементів, які дозволяють керувати системою розробки, тому, будемо вважати, що реалізація раціонального розміщення свердловин буде безпосереднім чином сприяти реалізації раціональної системи розробки покладу, при збереженні всіх інших умов. Таким чином, задача оптимізації [74] системи розробки родовища з врахуванням (2.1-2.5) може бути сформульована у наступному вигляді:

$$\begin{aligned} & \max_{x,n} \beta(x, n, T) \rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \\ \min_{x,n} \{E_z(x, n, T), W(x, n, T)\} & \rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \end{aligned} \quad (2.6)$$

$$D = \{x \in M, n = \overline{1, N_K}\};$$

$$q(x, n, t) \geq q_0(t), \beta(x, n, T) \geq \beta_0, v(x, n, t) \leq v_0, w(x, n, t) \leq w_0,$$

де M – множина комірок сіткової моделі; N_K – загальна кількість комірок сіткової моделі; $q_0(t)$ – задана динаміка видобутку нафти; β_0 – задане граничне значення нафтовіддачі; v_0 – максимальна величина річних витрат (наприклад, обсяг капітальних вкладень) на розробку родовища; w_0 – допустимі річні об'єми викидів шкідливих речовин, T – заданий період розробки.

Система (2.6) дозволяє забезпечити задану динаміку видобутку нафти, отримати максимальний ступінь її вилучення за період розробки при мінімальних витратах та впливі на навколишнє середовище. При необхідності, на розв'язок цієї задачі можуть бути накладені додаткові умови.

Характер обмежуючих умов (2.6) визначає область зміни незалежних параметрів D [74], які визначають раціональну схему розміщення свердловин $L(x, n)$. Таким чином, задача (2.6) з відповідними обмеженнями має три цільових функції, координати екстремумів яких можуть не співпадати.

Введенням вагових функції, або в простішому випадку вагових коефіцієнтів, декілька цільових функцій можуть бути зведені до однієї глобальної цільової функції [74]. Введемо позначення для нормованих критеріїв оптимальності системи розробки:

$$K_1 = \beta(x, n, T), \quad K_2 = \frac{E_0}{E_z(x, n, T)}, \quad K_3 = \frac{W_0}{W(x, n, T)}, \quad (2.7)$$

де E_0, W_0 – нормуючі коефіцієнти, які, звичайно, мають зміст максимально допустимих величин замикаючих витрат та сумарних забруднень за період розробки T відповідно.

Таким чином, глобальна цільова функція системи розробки може бути сформульована у наступному вигляді:

$$F_G(x, n, T) = \sum_{i=1}^3 \alpha_i K_i(x, n, T), \quad (2.8)$$

де α_i – вагові коефіцієнти, які кількісно визначають важливість i -го критерію для оцінки оптимальності. Значення вагових коефіцієнтів встановлюється, як правило, методами експертних оцінок [75].

Тепер, задача оптимізації системи розробки та пошуку раціональної схеми розміщення свердловин зведена до максимізації глобальної цільової функції $F_G(x, n, T)$ при відповідних обмеженнях:

$$\max_{x, n} \left\{ F_G(x, n, T) = \sum_{i=1}^3 \alpha_i K_i(x, n, T) \right\} \rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \quad (2.9)$$

$$D = \{x \in M, n = \overline{1, N_k}\};$$

$$q(x, n, t) \geq q_0(t), \beta(x, n, T) \geq \beta_0, v(x, n, t) \leq v_0, w(x, n, t) \leq w_0.$$

В загальному випадку, алгоритм розв'язку задачі оптимізації системи розробки в значній мірі залежить від класу системи рівнянь прямої задачі моделювання (2.5). В більшості змістовних моделей функціонали F_i в системі (2.5) носять диференціальний, інтегрально-диференціальний і часто нелінійний характер, що не дозволяє представити задачу оптимізації (2.6) в квадратурах, і тому її розв'язок вимагає алгоритмів нелінійного програмування.

На сьогоднішній день, в достатньо повній постановці задача оптимізації системи розробки родовища ще не розв'язана. Частіше ж оптимізуються деякі основні елементи системи розробки, такі як кількість свердловин, параметри їх роботи та зони розміщення на покладі [31, 43, 44, 65, 67, 68, 70].

В нашому випадку, ми досліджуємо схему розміщення свердловин $L(x, n)$, як основний комплексний елемент, що включає визначення кількості

свердловин та координат їх розміщення в моделі. Використання в якості оціночної функції гідродинамічного симулятора, дозволяє проводити всі чисельні розрахунки, вирішуючи таким чином пряму задачу моделювання. Такий підхід дозволяє отримати рішення для функціоналів F_i в системі (2.5) і розраховувати динаміку основних показників розробки покладу (як інтегральних показників, так і динамічні ряди даних). Причому, у випадку оптимізації схеми розміщення свердловин $L(x, n)$, можна вважати, що вона не буде впливати на критерій системи (2.6), який характеризує сумарний об'єм викидів за період розробки $W(x, n, T)$. Тому, цей критерій і відповідне обмеження можна виключити із подальшого розгляду.

2.2 Економічна модель

В загальному випадку, для оцінки економічної привабливості проекту розробки родовища використовується проста модель дисконтованого грошового потоку [44, 52, 53]. Цей метод економічного аналізу дозволяє зробити оцінку та порівняння даного проекту з іншими подібними проектами. Метод базується на застосуванні дисконтної ставки [76, 77] до майбутнього грошового потоку, даючи можливість звести всі грошові потоки в майбутньому до єдиного моменту часу, враховуючи таким чином цінність грошей в часі. Проведення такого аналізу дозволяє отримати конкретне вираження всіх критеріїв оптимальності (2.6) у грошовому виразі та оцінити систему розробки з позиції економічної раціональності. Зведення всіх елементів системи (2.6) до єдиного економічного базису дозволяє отримати рішення багатокритеріальної задачі в термінах однієї цільової функції, яка надає грошового виразу всім критеріям задачі оптимізації розміщення свердловин. Використання економічної моделі для аналізу системи розробки є загальноприйнятим світовим підходом [41, 43, 48, 51], адже вона дає можливість провести кількісну оцінку кожного із запропонованих варіантів.

Отже, однією цільовою функцією має виступати NPV . Згідно такого економічного підходу розраховується приведена вартість прогнозованих в майбутньому надходжень від реалізації проекту розробки (прибутків від продажу нафти і газу) і відповідних видатків (наприклад, капітальних вкладень, вартості буріння свердловин, експлуатаційних витрат, витрат на систему підтримання пластового тиску і т.д.) з застосуванням вибраного коефіцієнту дисконтування. Якщо різниця приведеної вартості всіх передбачених надходжень (прибутку) та очікуваних затрат позитивна, тобто одержано позитивне NPV , тоді даний проект прийнятний для реалізації.

Нижче приводиться одна із можливих економічних моделей розрахунку чистої дисконтованої вартості:

$$NPV(T) = \sum_{t=1}^T \left[\frac{NCF_t}{(1 + i_{\text{дисконт}})^t \cdot (1 + i_{\text{інфл}})^t} \right], \quad (2.10)$$

де NCF_t - сумарний грошовий потік (Net Cash Flow); $i_{\text{дисконт}}$ - дисконтна ставка (частка одиниці); $i_{\text{інфл}}$ - ставка інфляції (частка одиниці); t - час (зазвичай в роках); T - період розробки.

Сумарний грошовий потік NCF_t враховує дохід від продажу нафти R_t , експлуатаційні витрати $C_{\text{експл } t}$, капітальні витрати $C_{\text{капіт } t}$, податкові відрахування $C_{\text{подат } t}$ та орендну плату за користування надрами разом із ліцензуванням $C_{\text{надра } t}$.

$$NCF_t = R_t - C_{\text{експл } t} - C_{\text{капіт } t} - C_{\text{подат } t} - C_{\text{надра } t}. \quad (2.11)$$

Дохід від продажу нафти R_t розраховується за формулою:

$$R_t = P_n \sum_{i=1}^{N_{\text{видоб}}} q_{ni}(L(x, n)), \quad (2.12)$$

де P_n – поточна ціна нафти; q_{ni} – річний видобуток нафти з i -ї видобувної свердловини; $N_{\text{видоб}}$ – кількість видобувних свердловин (при відсутності нагнітальних свердловин $n = N_{\text{видоб}}$).

Експлуатаційні витрати $C_{\text{експл } t}$ включають витрати на видобуток та підготовку продукції (нафти і води), скидання видобутої води, підготовку та закачування води в нагнітальні свердловини і розраховуються за формулою:

$$C_{\text{експл } t} = (P_{\text{видоб}} + P_{\text{підгот}}) \sum_{i=1}^{N_{\text{видоб}}} [q_{ni}(L(x, n)) + q_{vi}(L(x, n))] + P_{\text{скид}} \sum_{i=1}^{N_{\text{видоб}}} q_{vi}(L(x, n)) + P_{\text{нагн}} \sum_{i=1}^{N_{\text{нагн}}} q_{v \text{ нагн } i}(L(x, n)), \quad (2.13)$$

де $P_{\text{видоб}}$, $P_{\text{підгот}}$ – ціна за видобуток та підготовку продукції; $P_{\text{скид}}$ – ціна за скидання видобутої води; $P_{\text{нагн}}$ – ціна закачування води в нагнітальні свердловини; q_{vi} – річний видобуток води з i -ї видобувної свердловини; $q_{v \text{ нагн } j}$ – об'єм річного закачування води в j -ту нагнітальну свердловину; $N_{\text{нагн}}$ – кількість нагнітальних свердловин.

Капітальні витрати $C_{\text{капіт } t}$ включають витрати на буріння свердловин, облаштування або модернізація промислу, роботи по інтенсифікації та капітальному ремонту свердловин і т.д.

Розглянемо випадок системи розробки без реалізації системи підтримання пластового тиску (ПІТ). В першому наближенні можна вважати, що капітальні вкладення $C_{\text{капіт } t}$, податкові відрахування $C_{\text{подат } t}$ та орендна плата $C_{\text{надра } t}$ залишаються фіксованими та не залежать від схеми розміщення свердловин $L(x, n)$. Тоді, залежними від $L(x, n)$ змінними при розрахунку сумарного грошового потоку NCF_t (2.43) будуть прибуток від продажу нафти R_t (2.12) та експлуатаційні витрати $C_{\text{експл } t}$ (2.13):

$$NCF_t(L(x, n)) = R_t(L(x, n)) - C_{\text{експл } t}(L(x, n)) - C_{\text{капіт } t} - C_{\text{подат } t} - C_{\text{надра } t}. \quad (2.14)$$

Враховуючи наведену економічну модель, а також зв'язок між нафтовилученням та доходом від продажу нафти (2.2, 2.12), задача оптимізації розміщення свердловин (2.6) зводиться до максимізації глобальної цільової функції $F_G(x, n, T)$, роль якої приймає NPV , з врахуванням відповідних обмежень:

$$\begin{aligned} \max_{x, n} \{NPV(x, n, T) = F_G(x, n, T)\} &\rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \\ D &= \{x \in M, n = \overline{1, N_k}\}; \\ q(x, n, t) &\geq q_0(t), \beta(x, n, T) \geq \beta_0, NPV(x, n, T) > 0. \end{aligned} \quad (2.15)$$

2.3 Інформаційна складова схеми розміщення свердловин

Важливим елементом вибраної схеми розміщення свердловин є оцінка того, на скільки дана конфігурація свердловин зможе в перспективі сприяти уточненню параметрів ГТМ покладу або родовища. Тому, виникає необхідність в проведенні кількісної оцінки інформаційної складової схеми розміщення свердловин, яка може бути використана як один із критеріїв вибору раціональної схеми розміщення свердловин, з метою підвищення достовірності самої моделі. На сьогоднішній день така якісна та кількісна оцінка проводиться в основному на рівні експертної оцінки [75], оскільки сама задача на даний час не формалізована. В нашому випадку, для проведення такої оцінки можна застосувати підходи розроблені в теорії інформації, які дозволяють розглянути задачу оптимізації розміщення свердловин під новим кутом.

Ключовим поняттям теорії інформації є поняття ентропії (або міри невизначеності системи) [78, 79, 80]. Проведемо оцінку ентропії (невизначеності) параметрів моделі на основі базових понять теорії інформації.

Нехай $\xi(X_i) = \xi_i$ деяка випадкова величина, що характеризує i -ту комірку сіткової моделі (де X_i – координата i -ї комірки). Прийmemo, що

величина ξ_i може знаходитись в S різних станів ($m_k = 1, 2, \dots, S$). Наприклад, при $S = 10$ та прямопропорційній залежності ξ_i від порядкового номеру стану m_k , випадкова величина може набувати значень $\xi_i(k) = \gamma m_k$ або знаходитись в одному із діапазонів 0-10 %, 10-20 %...90-100 %. Тоді, при відсутності будь-якої додаткової інформації про i -ту комірку сіткової моделі, ймовірність попадання величини ξ_i в кожен із діапазонів є відповідно рівноймовірною величиною і визначається за формулою [78]:

$$P(\xi_i) = \frac{1}{S}. \quad (2.16)$$

При цьому ентропія (невизначеність) кожної ситуації (реалізації моделі) буде визначатися хартлієвською кількістю інформації [78]:

$$H(\xi_i) = -\ln P(\xi_i). \quad (2.17)$$

Розглянемо випадок, коли з'являється деяка інформація про систему, тобто коли ймовірність різних реалізацій неоднакова. Прийmemo, як і раніше, що кількість різних станів в яких знаходиться випадкова величина ξ_i складає S , а ξ_i визначається кожним із цих станів відповідною залежністю. Тоді ймовірності $P(\xi_i)$ реалізацій ξ_i будуть невід'ємними величинами, які нормуються по формулі [78]:

$$\sum_M P(\xi_i) = 1. \quad (2.18)$$

Як і у випадку рівноймовірних реалізацій, кожній випадковій величині ξ_i відповідає своя ентропія $H(\xi_i)$, яка визначається за формулою (2.17).

В теорії інформації, однак, важливу роль відіграє поняття не випадкової ентропії (відповідно інформації) (2.17), а усередненої ентропії або больцмановської ентропії використаної К.Е. Шеноном, яка характеризує всі можливі реалізації системи і яка визначається за формулою [81]:

$$H_{\xi_i} = - \sum_M P(\xi_i) \ln P(\xi_i). \quad (2.19)$$

Випадкова величина ξ_i , яка знаходиться в індексі ентропії H_{ξ_i} є «сліпою». Це означає, що ентропія H_{ξ_i} , яка описує випадкову величину ξ_i , залежить від ймовірностей $P(\xi_i)$, і не залежить від значення ξ_i (від реалізації ξ_i).

Згідно теореми про адитивність ентропії [81], у випадку незалежних випадкових величин $\xi_1, \xi_2 \dots \xi_i$ загальна ентропія $H_{\xi_1, \xi_2 \dots \xi_i}$ розпадається на суму ентропій:

$$H_{\xi_1, \xi_2 \dots \xi_i} = H_{\xi_1} + H_{\xi_2} + \dots + H_{\xi_i} = \sum_{i=1}^{N_k} H_{\xi_i}, \quad (2.20)$$

де N_k – кількість незалежних випадкових величин ξ_i , яка відповідає кількості комірок моделі.

Ентропія інформації розрахована таким чином буде характеризувати рівень невизначеності всієї ГТМ покладу. Якщо прийняти, що початкова ентропія системи (априорна) $H_{\text{апр}}$ і, відповідно, кінцева ентропія системи (апостеріорна) $H_{\text{апс}}$, то кількість отриманої інформації I прийнято вимірювати величиною зменшення невизначеності [78]:

$$I = H_{\text{апр}} - H_{\text{апс}}. \quad (2.21)$$

Нехай достовірність (або кількість) інформації C_i для i -ї комірки моделі змінюється в діапазоні 0-1 (або 0-100 %). При цьому, нижня границя відповідає відсутності будь-якої інформації ($C_i = 0$), а верхня границя – повній інформації про дану зону покладу, що характерно для комірок в яких розміщуються нові свердловини ($C_j = 1$). Приймемо, що буріння нової j -ї свердловини дозволяє підняти достовірність інформації в деякому ефективному радіусі навколо свердловини $R_{\text{еф}}$, при цьому достовірність оцінки також знаходиться в діапазоні 0-1 та зменшується по деякій залежності при віддаленні від свердловини. Для отримання виразу такої

залежності автором роботи використана Крайгінг інтерполяція, яка дозволяє прогнозувати значення функції в невідомих точках на основі набору значень функції в обмеженій кількості точок, мінімізуючи при цьому похибку прогнозних значень. Цей метод набув широкої популярності в гірничовидобувній промисловості і в багатьох інших областях, де присутня інформація з «просторовим» розподілом даних.

Крайгінг інтерполяція виконується в два етапи. На першому етапі відбувається вивчення існуючих даних, для встановлення прогнозованості значень для решти досліджуваних точок простору, за результатами якого проводиться побудова графіку, відомого як варіограма. Цей графік дозволяє прогнозувати різницю між значеннями в різних точках простору залежно від відстані та напрямку між точками. На другому етапі здійснюється оцінка значень в тих точках простору, які не були досліджені в початковій вибірці даних. Саме цей процес відомий в практиці, як процедура «Крайгінгу» [82, 83]. Базовий Крайгінг метод використовує середньозважені значення сусідніх елементів для оцінки невідомих значень. Вагові коефіцієнти оптимізуються на основі варіограмної моделі, розташування елементів і всіх відповідних зв'язків між відомими і невідомими значеннями. Даний метод також дає можливість розрахувати «стандартну похибку», яка може бути використана для оцінки рівня значимості рішення.

Нехай нам необхідно визначити значення цільової функції в точці з просторовими координатами x_0 (рис. 2.1) на основі m відомих значень. Лінійна комбінація значень функції в цих точках з ваговими коефіцієнтами λ_i буде визначатися за формулою [84]:

$$Z(x_0) = \sum_{i=1}^m \lambda_i Z(x_i). \quad (2.22)$$

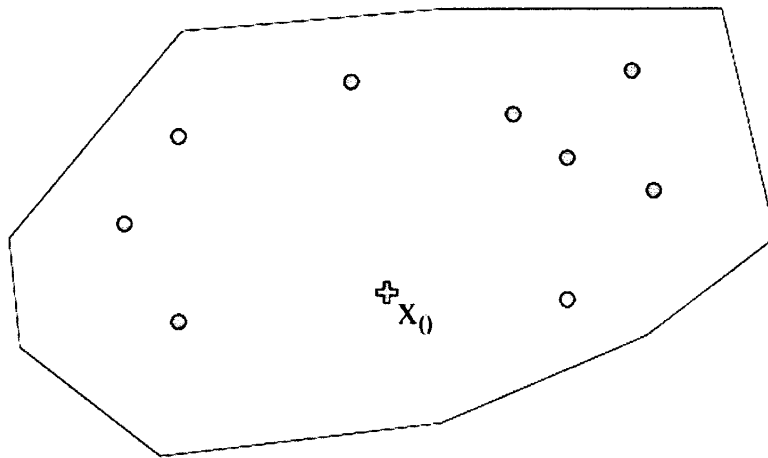


Рисунок 2.1 – Двовимірний простір з нерегулярно розміщеними точками даних і точкою x_0 , значення якої необхідно оцінити

Вважається, що сума вагових коефіцієнтів рівна одиниці. В звичайному Крайгінгу, крім цього обмеження вводиться також множник Лагранжа μ , який використовується для мінімізації помилки методу Крайгінга.

Вважається, що дані є частиною реалізації деякої випадкової функції $Z(x)$ з варіограмою $\gamma(h)$. В геостатистичних дослідженнях, вибирається варіограма, яка найкраще описує існуючі дані. Незміщеність оцінки забезпечується умовою [84]:

$$\sum_{i=1}^m \lambda_i M[Z(x_i) - Z(x_0)] = 0, \quad (2.23)$$

де $M[Z]$ – це математичне сподівання деякої випадкової величини Z .

Дисперсія оцінки визначається за формулою [84]:

$$\sigma_M^2 = M \left[(Z^*(x_0) - Z(x_0))^2 \right]. \quad (2.24)$$

Система звичайного Крайгінгу отримується мінімізацією оцінки дисперсії при заданих вагових коефіцієнтах [84]:

$$\begin{bmatrix} \gamma(x_1, x_1) & \cdots & \gamma(x_1, x_m) & 1 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \gamma(x_m, x_1) & \cdots & \gamma(x_m, x_m) & 1 \\ 1 & \cdots & 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_m \\ \mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \gamma(x_1, x_0) \\ \vdots \\ \gamma(x_m, x_0) \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (2.25)$$

Ліва частина описує розходження між відомими значеннями точок, а права частина описує розходження між відомими точками і оціночними значеннями. Виконавши перемноження матриць, система звичайного Крайгінга може бути представлена в наступній формі [84]:

$$\begin{cases} \sum_{j=1}^m \lambda_j \gamma(x_i, x_j) + \mu = \gamma(x_i, x_0), & i = 1 \dots m; \\ \sum_{j=1}^m \lambda_j = 1. \end{cases} \quad (2.26)$$

Звичайний Крайгінг є точним інтерполяційним методом, іншими словами, в точці, де є відоме значення функції, оцінка буде відповідати цьому значенню. Для виконання прогнозу методом Крайгінга необхідно мати деяку інформацію про випадкову функцію $Z(x)$, або володіти моделлю випадкового процесу. В якості моделі використовується функція $\gamma(x, y)$, яка характеризує залежність очікуваної різниці між значеннями функції в деяких точках x та y від відстані між цими точками. Мірою очікуваної різниці є умовна дисперсія $D[Z]$ різниці значень, яку називають варіограмою випадкового процесу [84]:

$$\gamma(x, y) = D[Z(x) - Z(y)]|_{x,y}. \quad (2.27)$$

Найчастіше використовується модель варіограми, в якій приймається, що випадкова функція або процес $Z(x)$ є стаціонарним та ізотропним. Стаціонарність означає, що його математичне сподівання не залежить від точки простору, а кореляція значень в двох будь-яких точках x та y залежить тільки від взаємного розміщення цих точок. Ізотропність означає, що кореляція залежить тільки від відстані між точками. Тому варіограма

стаціонарного та ізотропного випадкового процесу є функцією однієї змінної – відстані між точками h , тобто $\gamma(x, y) = \gamma(h)$. Із стаціонарності процесу слідує, що різниця $Z(x) - Z(y)$ має нульове математичне сподівання, а дисперсія випадкової величини, з таким нульовим математичним сподіванням – це математичне сподівання квадрату цієї випадкової величини [84]:

$$\gamma(h) = M[(Z(x) - Z(y))^2]_{|x-y|=h}. \quad (2.28)$$

Математичне сподівання можна оцінити середнім арифметичним відомих реалізацій випадкової величини. Однак, із за того, що дисперсія залежить від відстані між точками, в якості оцінки математичного сподівання буде виступати не число, а деяка крива, яка представляє собою залежність середнього арифметичного від відстані. Таким чином, перебираючи всі пари точок (x_i, x_j) , $1 \leq i < j \leq m$, для кожної пари розраховується відстань $h = |x_i - x_j|$ і квадрат різниці значень в цих точках $\gamma = (Z_i - Z_j)^2$, а самі точки відкладаються на графіку (h, γ) . В подальшому по цих точках проводять плавну криву (рис. 2.2), яку називають варіограмою.

Часто модель кривої варіограми шукають у наступному вигляді:

$$\gamma(h) = \alpha + \beta(1 - e^{-\delta h^2}), \quad (2.29)$$

де α, β і δ розраховують методом найменших квадратів по відомих точках варіограми.

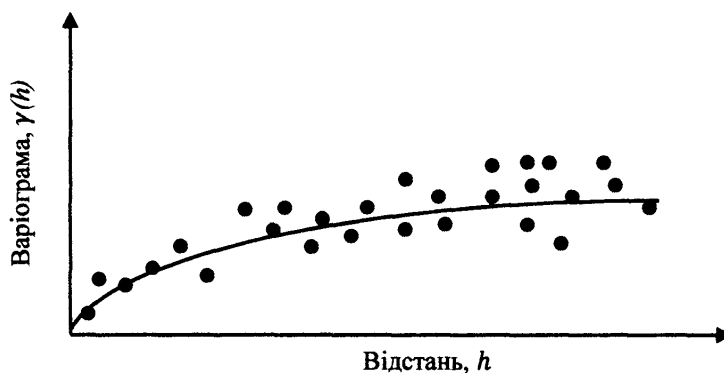


Рисунок 2.2 – Побудова експериментальної варіограми

В геостатистиці [85] існують декілька важливих моделей варіограм – експоненціальна, сферична та Гаусова – які використовуються в програмних продуктах геологічного та гідродинамічного моделювання.

Експоненціальна модель має наступний вигляд [85]:

$$\gamma(h) = (s - b) \left(1 - e^{-\frac{3h}{r}} \right), \quad (2.30)$$

де s – це поріг варіограми або границя до якої прямує варіограма, коли відстань прямує до безкінечності (зазвичай $s = 1$); b – висота стрибка варіограми відносно початку координат (зазвичай $b = 0$; $b > 0$ у випадку неточності вихідних даних); r – ефективний діапазон або відстань починаючи з якої різницею значення варіограми можна знехтувати (у моделях з фіксованим порогом, це відстань коли вперше досягається поріг, а для моделей з асимптотичним порогом, до якої відноситься експоненціальна модель, приймається відстань коли варіограма досягає 95 % порогу).

Сферична модель дає лінійну поведінку на невеликих відстанях і досягає порогу на відстані ефективного діапазону [85]:

$$\begin{cases} \gamma(h) = (s - b) \left[1.5 \frac{h}{r} - 0.5 \left(\frac{h}{r} \right)^3 \right], & h \leq r; \\ \gamma(h) = s - b, & h > r. \end{cases} \quad (2.31)$$

Гаусова модель також досягає порогу асимптотично і ефективний діапазон знаходиться на відстані 95 % значення порогу. Ця модель має параболічну поведінку біля початку координат та точку перегину [85]:

$$\gamma(h) = (s - b) \left(1 - e^{-\frac{3h^2}{r^2}} \right). \quad (2.32)$$

На рис. 2.3 наведені приклади описаних вище моделей варіограм при значенні ефективного радіусу $r = 1000$ м.

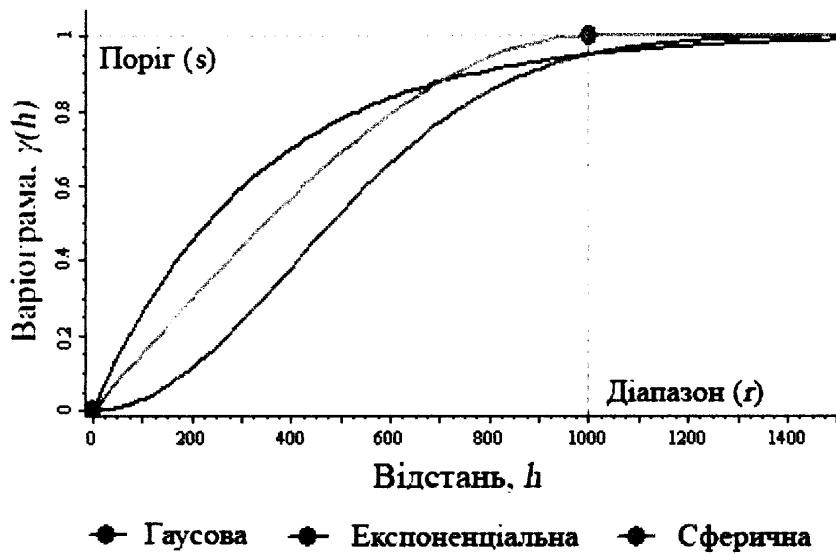


Рисунок 2.3 – Приклади основних моделей варіограм

В нашому випадку, для оцінки значення достовірності інформації в діапазоні 0-1, автором пропонується використання варіограмної моделі експоненціального типу (2.30). Загальний її вигляд, при умові $s = 1$; $b = 0$, буде наступним:

$$\gamma(h) = \begin{cases} 1 - e^{-\frac{3h}{R_{\text{еф}}}}, & h < R_{\text{еф}}; \\ 1, & h \geq R_{\text{еф}}. \end{cases} \quad (2.33)$$

Варіограма $\gamma(h)$ дозволяє нам оцінити математичне сподівання випадкової величини або процесу (2.28). У випадку оцінки достовірності інформації C_i для сіткової моделі отримаємо наступний вираз:

$$\gamma(h_{ij}) = M \left[(C_j - C_{ij})^2 \right] | h_{ij}, \quad (2.34)$$

де C_j – достовірність інформації в зоні буріння j -ї свердловини ($j = 1 \dots n_{\text{св}}$); C_{ij} – достовірність інформації оцінена для i -ї комірки моделі ($i = 1 \dots N_{\text{к}}$) на основі інформації отриманої від буріння j -ї свердловини; h_{ij} – відстань між i -ю коміркою моделі та коміркою, де розміщена j -а свердловина; $n_{\text{св}}$ – кількість нових свердловин; $N_{\text{к}}$ – кількість комірок сіткової моделі.

Прийmemo, що достовірність інформації в зоні буріння нової свердловини складає $C_j = 1$. Враховуючи формули (2.33, 2.34) отримуємо вираз для оцінки достовірності інформації моделі:

$$C_{ij}(h_{ij}) = \begin{cases} 1 - \sqrt{1 - e^{-\frac{3h_{ij}}{R_{\text{еф}}}}} , & h_{ij} < R_{\text{еф}}; \\ 0, & h_{ij} \geq R_{\text{еф}}. \end{cases} \quad (2.35)$$

Як бачимо, в межах деякого ефективного радіуса $R_{\text{еф}}$ інформація асимптотично зменшується при віддаленні від свердловини, а при переході відстані h_{ij} за це критичне значення, додаткова інформація більше не з'являється. Така модель оцінки є цілком логічною з позиції геологічного вивчення будови покладу, де інформація, наприклад, про петрофізичні параметри (пористість, проникність, нафтонасиченість і т.д.), отримані за даними геофізичних досліджень у свердловині, носять зазвичай локальний характер.

На рис. 2.4 наведено приклад графіку функції (2.35) при умові $R_{\text{еф}} = 100$ м. Як бачимо з графіка, кількість інформації є повною $C_{ij} = 1$ в комірці моделі, де розміщена свердловина, асимптотично зменшується до 2,5 % на відстані близькій ефективному радіусу і повністю відсутня $C_{ij} = 0$ на відстані $R_{\text{еф}}$ і більше від свердловини.

Так як інформація, яка з'являється від розміщення нових свердловин є незалежною величиною, а також враховуючи (2.20 та 2.35) отримаємо, що достовірність інформації C_i для кожної комірки моделі буде адитивною характеристикою і визначатиметься за формулою:

$$C_i = \sum_{j=1}^{n_{\text{св}}} \left(\begin{cases} 1 - \sqrt{1 - e^{-\frac{3h_{ij}}{R_{\text{еф}}}}} , & h_{ij} < R_{\text{еф}} \\ 0, & h_{ij} \geq R_{\text{еф}} \end{cases} \right), \quad \max_i C_i = 1. \quad (2.36)$$

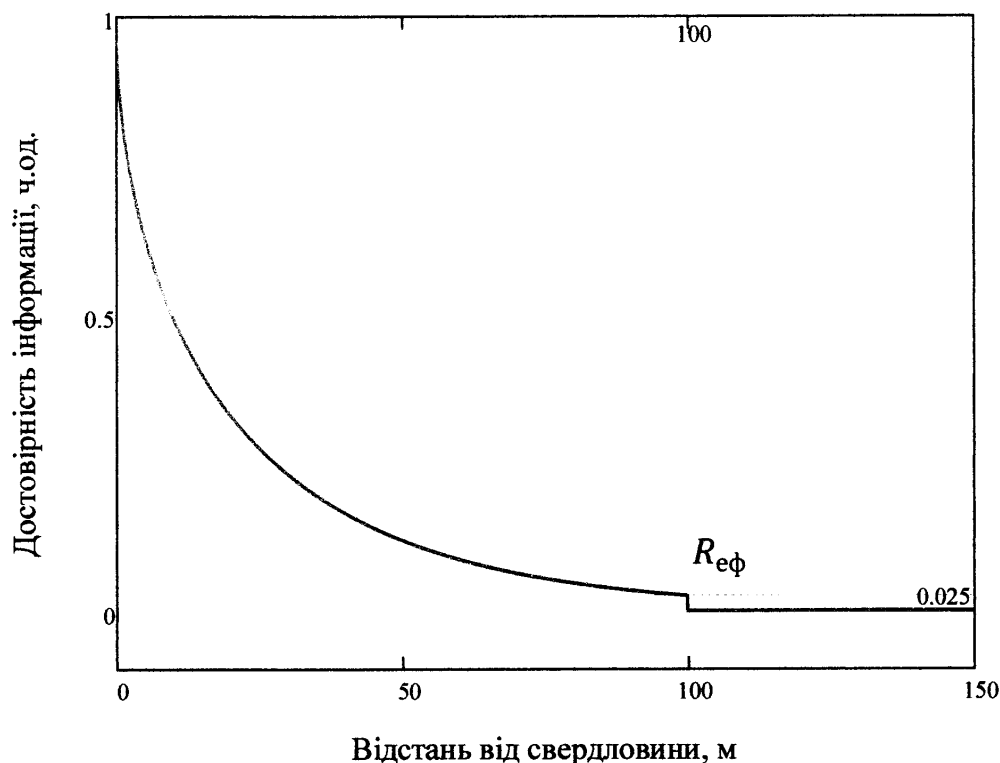


Рисунок 2.4 – Залежність достовірності інформації в комірці моделі від відстані від свердловини при $R_{\text{эф}} = 100$ м

Достовірність інформації C_i про деяку випадкову величину ξ_i дозволяє оцінити нам середню достовірність інформації $C_{\text{сер}}$ всієї сіткової моделі:

$$C_{\text{сер}} = \frac{1}{N_{\text{к}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{к}}} C_i. \quad (2.37)$$

Таким чином, поєднання автором елементів теорії інформації та методів геостатистичного моделювання, дало змогу отримати нову кількісну характеристику для оцінки інформаційної складової конфігурації розміщення свердловин, а саме, середню достовірність інформації моделі $C_{\text{сер}}$ (2.37).

Максимізація цього показника призводить до зростання інформації, яка отримується від впровадження певної схеми розміщення свердловин. Використовуючи середню достовірність інформації моделі $C_{\text{сер}}$, як ще один критерій, задача оптимізації розміщення свердловин (2.15) буде мати наступний вигляд:

$$\begin{aligned} \max_{x, n} \{NPV(x, n, T), C_{\text{сер}}(x, n)\} &\rightarrow L^*(x, n), \{x, n\} \in D; \\ D &= \{x \in M, n = \overline{1, N_k}\}; \\ q(x, n, t) &\geq q_0(t), \beta(x, n, T) \geq \beta_0, NPV(x, n, T) > 0. \end{aligned} \quad (2.38)$$

Оскільки ми максимізуємо два показники, NPV та середню достовірність інформації моделі $C_{\text{сер}}$, які неможливо звести до однієї основи, то кінцеве рішення в задачі оптимізації (2.38) має прийматися на основі експертного аналізу [75]. В такому випадку, перевагу тій чи іншій схемі розміщення свердловин слід віддавати враховуючи важливість кожного із цих критеріїв по відношенню до конкретної стадії геологічного вивчення покладу, оцінки його ресурсів, перспективності розробки та економічних показників. Також можливим є використання методів багатокритеріальної оптимізації, таких як, наприклад, метод основного критерію, метод лінійної згортки, метод бінарних відношень, метод зміни обмежень [13, 74] і т.д., які дозволяють звести задачу (2.38) до однокритеріальної.

2.4 Методика оптимізації розміщення свердловин з використанням гідродинамічного моделювання покладів нафти і газу

Розв'язок задачі оптимізації розміщення свердловин має дозволити розмістити свердловин на площі покладу таким чином, щоб забезпечити раціональну розробку родовища протягом визначеного періоду при відомій економічній ситуації.

Аналіз досліджень в області оптимізації розміщення свердловин показав, що на сьогоднішній день сформувалися два основні напрямки. До першого напрямку належать методики, які використовують детальні сіткові моделі та гідродинамічне моделювання. Другий напрямок об'єднує методики, які не використовують гідродинамічне моделювання, а базуються на спрощеному підході, використовуючи апроксимаційні схеми. Проведемо коротку характеристику кожної із цих методик.

Алгоритм процедури, представлений на рис. 2.5, у загальних рисах описує всі методики, які звертаються до гідродинамічного моделювання. Дана схема включає всі основні елементи замкнутого циклу геолого-технологічного моделювання.

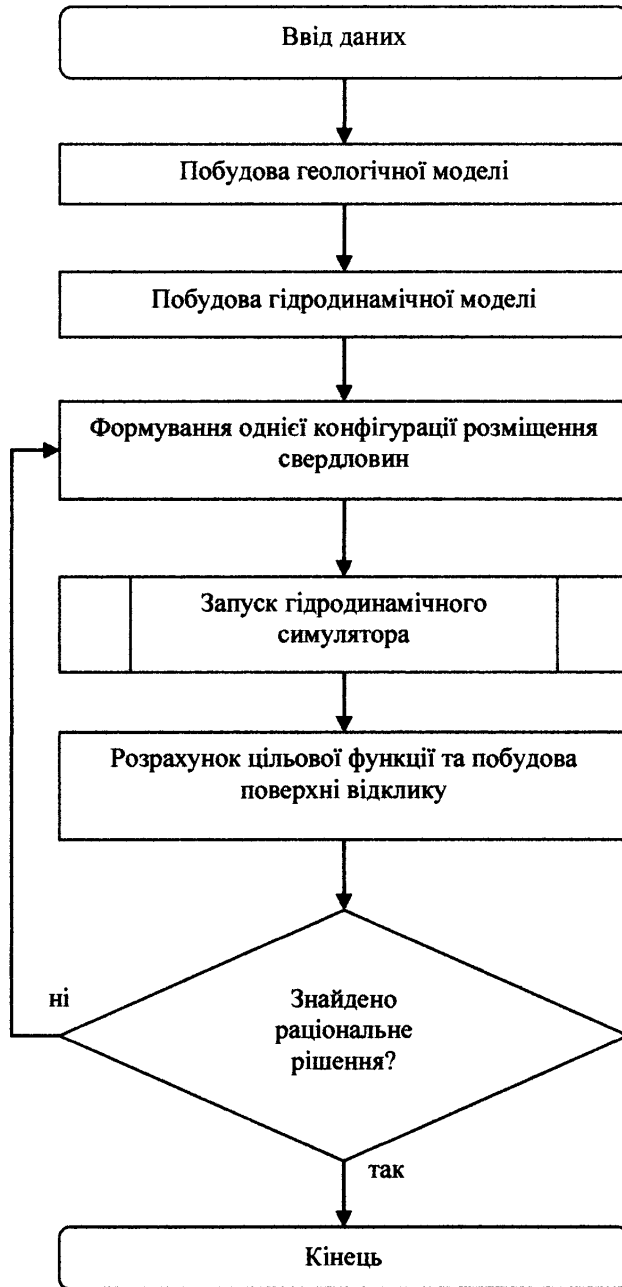


Рисунок 2.5 – Алгоритм вирішення задачі оптимізації розміщення свердловин з використанням гідродинамічного моделювання

По-перше, це створення сіткової 3D геологічної моделі на базі наявних геолого-промислових даних про об'єкт дослідження (поклад або родовище). Більш детально про це описано в [8, 86]. По-друге, проведення побудови

гідродинамічної моделі на базі існуючої геологічної основи [9]. Останній етап побудови завершується процедурою адаптації гідродинамічної моделі до історії розробки [26, 87, 88], можливими уточненнями геологічної моделі [89] та відповідними висновками про адекватність моделі. Як бачимо, подальша процедура оптимізації розміщення свердловин зводиться до трьох ключових елементів:

- 1) Застосування певного алгоритму для формування початкової конфігурації розміщення свердловин;
- 2) Запуск гідродинамічного симулятора;
- 3) Розрахунок цільової функції та побудова поверхні відклику.

Описані вище етапи знаходяться всередині циклічної процедури, на виході з якої проводиться оцінка «напрямку руху» цільової функції. Якщо досягаються поставлені умови виходу (наприклад, обмеження кількості ітерацій), то вважається, що отримане розміщення свердловин є раціональним.

Найбільш ресурсоємним етапом, з позиції моделювання, є проведення розрахунків за допомогою гідродинамічного симулятора. Як було зазначено раніше, більшість представлених методів йдуть шляхом вдосконалення ефективності алгоритму, що формує певну конфігурацію розміщення свердловин, щоб зменшити кількість ітерацій. Хоча за останні роки і вдалося досягнути значного прогресу в цьому напрямку, скоротивши кількість необхідних запусків симулятора кратно, однак, навіть і така мінімальна кількість, як 100 чи 200 кратний запуск гідродинамічного симулятора, залишається проблематичним з погляду застосування повномасштабної високо-гетерогенної 3D моделі. Дещо іншим, хоча і нероздільно пов'язаний із описаним вище, є напрямок масштабування та постійного росту обчислювальних можливостей комп'ютерних систем.

Для більшості запропонованих алгоритмів необхідно мати відповідне початкове наближення конфігурації розміщення свердловин. Якщо розглянути, як додатковий елемент системи (2.38), визначення раціональної

кількості свердловин, то такі методи можуть запропонувати тільки ітераційний запуск описаного алгоритму (див.рис. 2.5). Тобто виконання такого алгоритму для кожного конкретного числа свердловин. Це є значним недоліком такої схеми рішення задачі.

Найбільш цінним в даній схемі є елемент «розумного» використання гідродинамічного моделювання, як найбільш адекватного, на сьогоднішній день, інструменту для інженерних розрахунків в сфері моделювання розробки родовищ нафти і газу.

На рис. 2.6 схематично наведений алгоритм, який охоплює методи другого класу, а саме методики, що працюють без гідродинамічного моделювання та використовують апроксимаційні схеми. В переважній більшості запропонованих методик цього класу вибір конфігурації розташування свердловин здійснюється до стадії використання гідродинамічного симулятора (див. рис. 2.6, Б). Рішення приймається на основі аналізу певного набору параметрів 3D геологічної моделі, часто із введенням додаткових якісних показників комірок (як наприклад, інтенсивність, продуктивність). Іноді розрахунки на гідродинамічному симуляторі замінюють апроксимаційними схемами чи статистичними оцінками (див. рис. 2.6, А).

Основним недоліком такого підходу є відсутність на стадії оцінювання гідродинамічного моделювання, без якого можна тільки з певною ймовірністю (значно меншою ніж з використанням гідродинамічного моделювання) говорити про достовірність отриманих результатів, хоча останні можуть бути в подальшому перевірені з використанням гідродинамічного симулятора.

Не важко побачити, що важливим елементом, який відсутній на стадії вибору зон розташування свердловин, є неможливість коректної оцінки зони дронування та профілю припливу до свердловини з врахуванням наявного комплексу параметрів геологічної 3D моделі та їх просторового поширення.

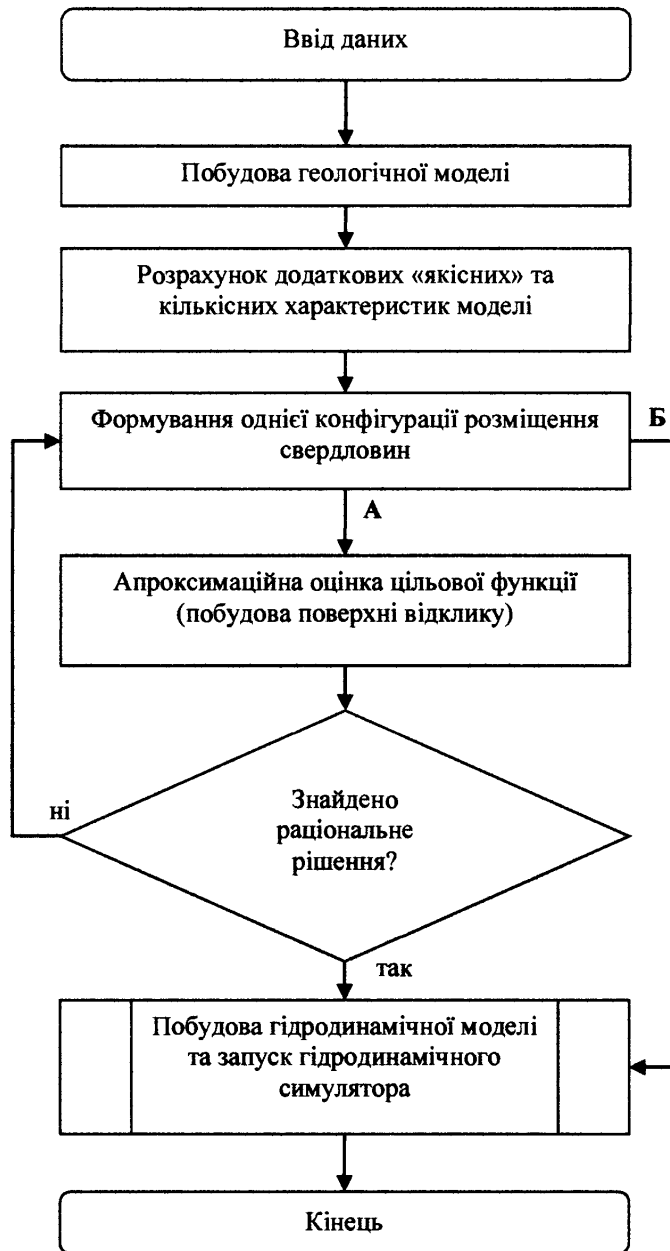


Рисунок 2.6 – Алгоритм вирішення задачі оптимізації розміщення свердловин без використання гідродинамічного моделювання

Важливим в цьому класі методів є підхід до якого звертаються дослідники, а саме спрощення процедури знаходження раціонального розміщення свердловин. Такі методики направлені саме на знаходження раціонального, а не «оптимального» рішення. Остання задача, на жаль, на сьогодні залишається практично недоступною у вирішенні, звичайно крім «грубого» перебору всіх можливих варіантів.

Свого часу, відомий радянський вчений, академік П.Л. Капица, прийшов до наступних висновків розглядаючи деякі задачі загальнопромислових масштабів [90]: «...загіпнотизовані загальноприйнятим рішенням проблеми, конструктори важко сприймають нове, навіть коли рішення проблеми є більш простим». Дана цитата наведена з тою метою, щоб показати яким чином був сформований підхід до вирішення задачі раціонального розміщення свердловин. А саме, із розглянутих існуючих підходів необхідно виділити головне та знайти ключові елементи, які, з однієї сторони, були опущені, а з іншої, є достатньо простими та логічними для застосування.

Взявши за основу більш просту алгоритмічну схему без використання гідродинамічного моделювання (див. рис. 2.6), стає зрозумілим, що ключовим елементом, необхідним для подальшого використання такого алгоритму, є включення процедури коректної оцінки зон дренавання свердловин на основі гідродинамічного моделювання. Врахувавши цю вимогу, а також основні вимоги до задачі дослідження, автором запропоновано алгоритм оптимізації розміщення свердловин, послідовність виконання процедур якої наведено на рис. 2.7.

В запропонованій методиці відсутні ітераційні етапи запуску гідродинамічного симулятора. Це означає, що запуск симуляції (етап 5) для вхідної конфігурації свердловин виконується тільки один раз. Оскільки, цей елемент є ключовим, то для подальшого застосування цієї методики автором запропонована назва «3S оптимізація» [91]. Розглянемо більш детально всі етапи методики 3S оптимізації.

Ввід даних (етап 1, див. рис. 2.7) передбачає збір, підготовку та систематизацію всіх необхідних наборів даних, які будуть використовуватися для побудови геологічної та гідродинамічної моделей. До основних наборів відносять зазвичай [7, 92]:

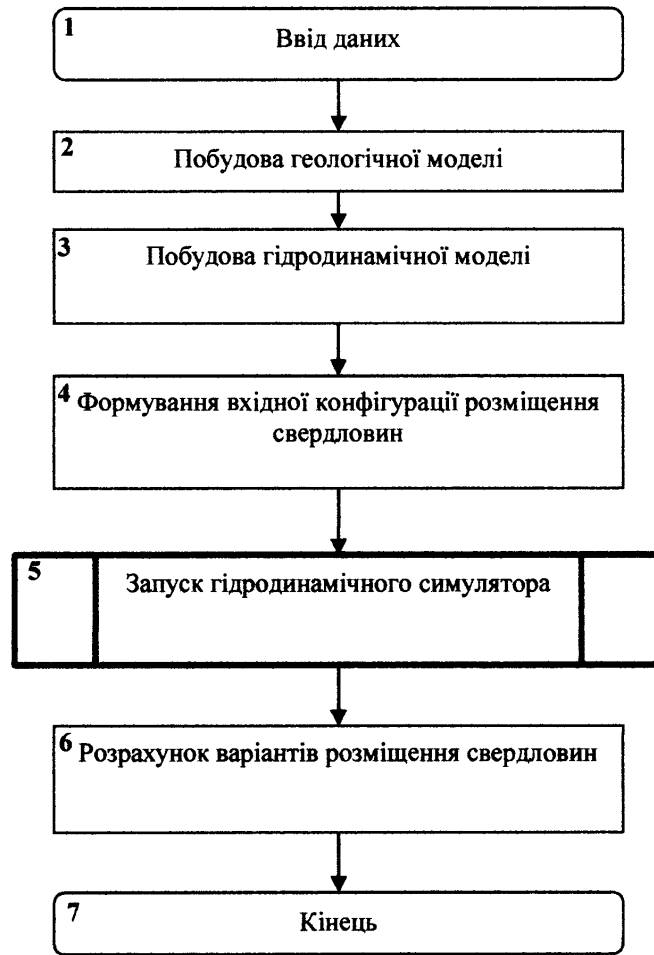


Рисунок 2.7 – Алгоритм розв’язку задачі оптимізації розміщення свердловин з використанням однієї гідродинамічної симуляції

- результати регіональних геолого-геофізичних досліджень, які описують регіональну стратиграфію, тектоніку, палеогеоморфологію, літологію, фаціальну будову, перспективи нафтогазоносності;
- дані сейсмозвідки;
- дані вертикального сейсмічного профілювання, сейсмокаротажу, акустичного та щільнісного каротажів;
- вихідні криві геофізичних досліджень у свердловинах та результати їх інтерпретації;
- результати дослідження керну – криві ВФП, ФСВ, криві капілярного тиску і т.д.;
- результати інтерпретації даних дистанційних методів;

- дані альтитуди, координати устя та інклінометрії свердловин;
- дані про конструкції свердловин, інтервали перфорації, заміри пластових тисків;
- результати випробування в свердловинах;
- дані про компонентний склад та фізико-хімічні властивості нафти, газу, конденсату, пластових вод;
- результати замірів по свердловинах складу, об'єму та процентного відношення продукції, закачуваного агенту, продуктивності свердловин, пластових та вибійних тисків, часу роботи свердловин, дані про стан фонду свердловин.

Створення геологічної моделі (етап 2, див. рис. 2.7) [7, 92] передбачає побудову (на основі вхідних даних) в спеціальному програмному середовищі геологічного моделювання (наприклад Petrel, компанії Schlumberger) продуктивних пластів та горизонтів в вигляді тривимірної сітки комірок, які характеризують [92]:

- просторове положення в об'ємі резервуару колекторів та непроникних пропластків;
- просторове положення стратиграфічних границь продуктивних пластів;
- просторове положення літологічних границь в межах пластів, тектонічних порушень та їх амплітуд;
- ідентифікатори циклів, об'єктів, границь;
- середнє значення в комірках сітки основних ФЄВ;
- просторове положення початкових та поточних флюїдоконтактів;
- просторові координати свердловин (маркери горизонтів та пластів, альтитуди, координати устя, дані інклінометрії).

На наступному кроці відбувається побудова гідродинамічної (фільтраційної) моделі покладу чи родовища (етап 3, див. рис. 2.7) [7]. Створення гідродинамічної моделі також відбувається в спеціальному програмному середовищі гідродинамічного моделювання на основі створеної сіткової геологічної моделі та набору додаткових параметрів [92]:

- фільтраційні параметри – криві ВФП, капілярні тиски, дані PVT і т.д.;
- масив даних по свердловинах за весь період розробки, які містять інтервали перфорації, конструкцію свердловин, пластові та вибійні тиски, дані про динаміку дебітів (накопичених відборів) фаз, коефіцієнти продуктивності, дані про проведення заходів з інтенсифікації, результати випробувань тощо.

Більш детально про створення геологічної та гідродинамічної моделей сказано в [8, 9, 24, 26, 92], а приклади реалізованих моделей наведені в [12, 87, 89]. При наявності вже створених геологічної та гідродинамічної моделей, описані етапи 1, 2 та 3 можуть бути пропущені.

Наступним етапом 4, в представленій схемі 3S оптимізації (див. рис. 2.7), йде формування вхідної конфігурації розміщення свердловин. Даний етап є ключовим в представленій схемі, оскільки саме на цьому кроці вдається отримати ту необхідну інформацію про об'єкт дослідження (поклад чи родовище), яка в подальшому стає базовою для вибору місць розташування свердловин.

Огляд існуючих досліджень показав, що для схем, які не використовують гідродинамічне моделювання, характерно те, що вибір початкової конфігурації розміщення свердловин здійснюється на основі таких вихідних параметрів сіткової моделі як проникність, пористість, ефективна товщина, вуглеводненасичення, енергетична характеристика (пластовий тиск) тощо, або часто вводяться додаткові якісні показники комірок, які є комбінацією описаних вище і безпосередньо впливають на продуктивність свердловин [27]. Такі процедури були використані в роботах, як вітчизняних, так і закордонних дослідників [64, 65, 66, 67, 68, 70]. Однак, як показує практика, ці підходи не є «повними», в тому розумінні, що вони не дають нам можливості оцінити взаємодію описаних статичних характеристик моделі в динаміці розробки, а також, що є не менш важливим, не дозволяють врахувати геолого-тектонічну будову (наявність та просторове поширення тектонічних порушень, їх провідність), якісно оцінити вплив

положення флюїдоконтактів в моделі на динаміку вироблення запасів та, в кінцевому випадку, оцінити потенційні зони дронування свердловин.

Розглянемо деякі із зазначених недоліків на прикладі тестової моделі (рис. 2.8) однієї із перспективних зон покладу. Розробку даної ділянки покладу пропонується проводити 3-ма свердловинами, закладеними в комірках моделі, які характеризуються найбільшою продуктивністю (цифрами 1-3 вказано потенційні місця для проектних свердловин, які визначені на основі параметру гідропровідності).

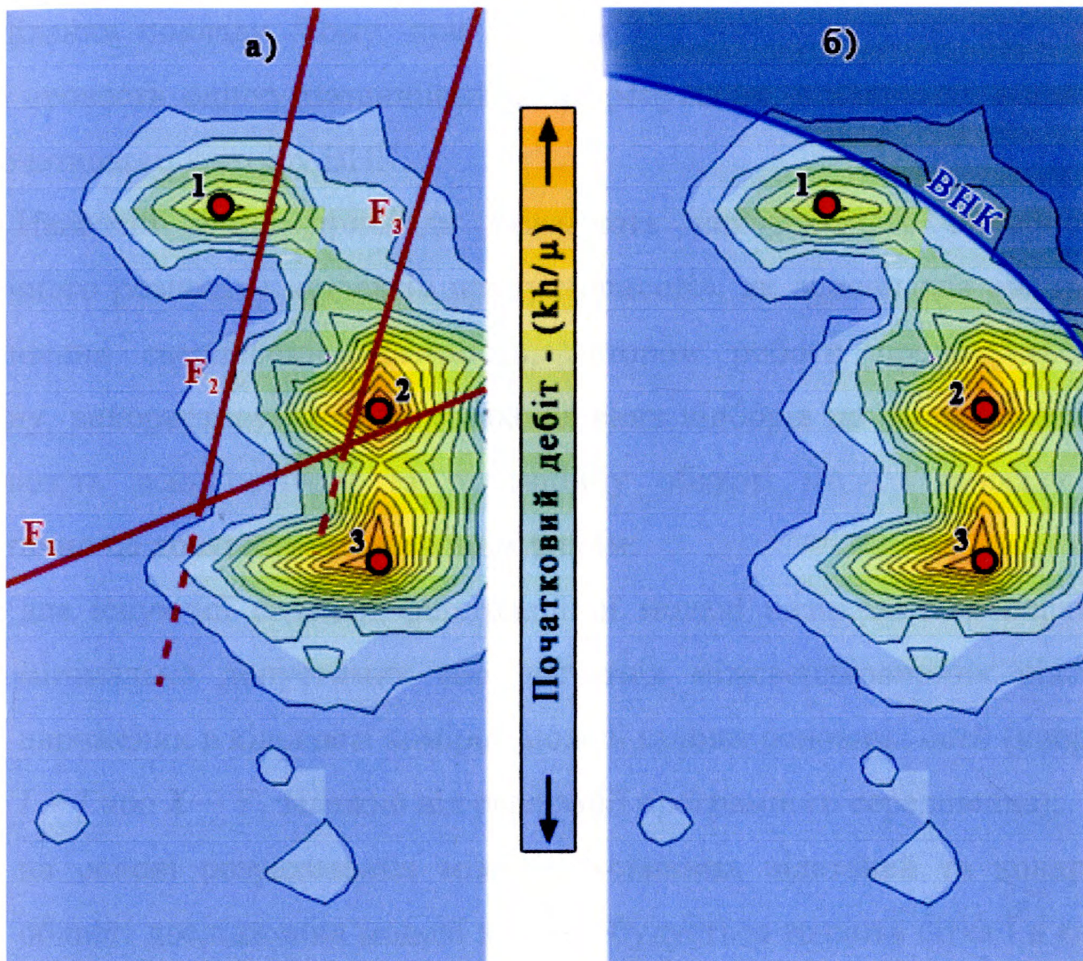


Рисунок 2.8 – Приклад карти початкових дебітів нафти з накладенням можливих ліній тектонічних порушень (а) та контуру ВНК (б)

На основі сейсмічної інтерпретації, визначено наявність трьох непроникних порушень F_1 , F_2 та F_3 (див. рис. 2.8, а). Як бачимо, зона розташування свердловини № 2, з врахуванням конфігурації тектонічних порушень, уже не виглядає перспективною, враховуючи близьке проходження порушень F_1 та F_3 . При цьому з'являється зона моделі

обмежена порушеннями F_2 та F_3 , яка взагалі не охоплюється дренаванням. Тому, необхідно розглядати використання додаткової свердловини та вибір більш сприятливого розташування свердловини № 2.

Розглянемо цю ж модель при умові близького розміщення контуру ВНК (див. рис. 2.8, б). В такому випадку, свердловини №№ 1, 2 хоча і знаходяться в зонах високих початкових дебітів, однак їх близьке розташування відносно контуру ВНК буде сприяти їх швидкому обводненню, виведенню з експлуатації та, відповідно, зменшенню загального видобутку з цієї ділянки покладу. Тому, при пошуку зон розміщення цих свердловин треба провести оцінку потенційних зон дренавання, в напрямку віддалення від початкового контуру ВНК.

Наведені вище приклади показують некоректність використання статичного розподілу «індексів продуктивності», як основи для вибору зон розміщення свердловин. Натомість, автором роботи пропонується, як вихідну, використовувати карту накопичених відборів по свердловинах, які охоплюють всю поточну та потенційну області моделі покладу [93]. Практично це досягається наступним чином:

- 1) для існуючої сіткової фільтраційної моделі визначаються параметри мінімально допустимих або достатніх міжсвердловинних відстаней виражених в кількості комірок моделі вздовж основних осей (напрямки $I - J$ або $X - Y$, залежно від реалізації програмного середовища);
- 2) на основі розрахованих міжсвердловинних відстаней та конкретної області дослідження моделі в плані, будується точкова сітка і в кожній з таких точок проводиться розміщення свердловин; при цьому встановлюються однакові технологічні параметри їх роботи для забезпечення потенційно рівних можливостей для кожної свердловини;
- 3) відповідним чином готується фільтраційна модель і запускається на розрахунок на визначений період; останній, з однієї сторони, визначається границями технологічних параметрів роботи свердловин (мінімальний дебіт, максимальна обводненість продукції, мінімальний

вибійний тиск і т.д.), а з іншої, оціночним періодом розробки даного покладу чи родовища.

Виконання вище описаних кроків (1–3) дозволяє сформувати початкову конфігурацію розміщення свердловин (див. рис. 2.7).

Мінімально допустимі міжсвердловинні відстані мають задовольняти умови міжсвердловинної дискретизації моделі (загальноприйняті мінімально допустимі міжсвердловинні відстані в сітковій моделі, які забезпечують адекватність гідродинамічного моделювання [9]).

В загальному випадку, просторова сіткова модель може бути представлена у наступному вигляді:

$$x_{ijk} \in M, \quad i = 1..n_i, j = 1..n_j, k = 1..n_k, \quad (2.39)$$

де x_{ijk} – комірка сіткової моделі з унікальною адресою $\{i, j, k\}$; M – сіткова модель (множина комірок); n_i, n_j, n_k – кількість комірок моделі відповідно у напрямках I, J, K (або X, Y, Z , залежно від реалізації програмного середовища).

Таким чином, загальна кількість комірок сіткової моделі складає

$$N_k = n_i n_j n_k. \quad (2.40)$$

Враховуючи обмеження [9], які накладаються на розміщення свердловин під час гідродинамічного моделювання, а саме, необхідне збереження мінімальної міжсвердловинної відстані 3-5 комірок (n_{min}), максимальна кількість можливих точок для одночасного розміщення свердловин на покладі розраховується наступним чином:

$$\max N_w = \frac{n_i n_j n_k}{(n_{min}^i + 1)(n_{min}^j + 1)(n_{min}^k + 1)}. \quad (2.41)$$

В подальшому, для простоти, будемо розглядати випадок одношарової моделі ($n_k = 1$). Отже, гідродинамічний симулятор, на якому проводяться розрахунки, повинен забезпечувати можливість одночасного розміщення в моделі необхідної (максимальної) кількості свердловин (2.41). Зазвичай, в гідродинамічних симуляторах існують «розумні» обмеження на кількість

можливих свердловин N_{wmax} . Якщо така ситуація має місце, то ці обмеження можна обійти декількома шляхами.

По-перше, це провести розукрупнення моделі покладу на блоки (зони) так, щоб для них виконувалась умова:

$$N_{wmax} \geq \max N_w. \quad (2.42)$$

По-друге, використати додаткові процедури перемасштабування (upscaling) сіткової моделі так, щоб виконувалася умова (2.42). Адже зменшуючи кількість комірок у відповідних напрямках (n_i або n_j), ми будемо одночасно зменшувати вираз (2.41).

По-третє, переглянути та обґрунтувати допустиму та необхідну межу міжсвердловинної відстані вираженої в кількості комірок сіткової моделі. Як відзначалося вище, нижня границя n_{min} складає 3-5 комірок. Верхня ж границя n_{max} має визначатися на основі аналізу геологічної моделі, для врахування розподілу петрофізичних властивостей та структурно-тектонічних особливостей будови.

Таким чином, в умовах кожної досліджуваної моделі, необхідно прийняти значення міжсвердловинної відстані вираженої в кількості комірок із діапазону $n_{min} \leq n_{opt} \leq n_{max}$. Тому, вираз для кількості свердловин у вхідній конфігурації прийме наступний вигляд:

$$N_w = \frac{n_i n_j}{(n_{opt}^i + 1)(n_{opt}^j + 1)}, \quad n_{min} \leq n_{opt} \leq n_{max}. \quad (2.43)$$

Теоретичне обґрунтування щодо використання накопичених видобутків по свердловинах, як основи для вибору раціональних зон розміщення свердловин, здійснено виходячи із відомого в різних розділах фізики та теорії систем принципу суперпозиції. Суть його полягає в тому, що для всіх лінійних систем, сумарний вплив в даному місці і в даний час спричинений двома або більше джерелами є лінійною сумою впливів створених окремо кожним джерелом.

В підземній гідрогазомеханіці відомий метод суперпозиції [94], математична суть якого полягає в наступному. Якщо існує n фільтраційних

потоків з потенціалами $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$ і кожен з них задовольняє лінійне рівняння Лапласа, то і сума потенціалів задовольняє рівняння Лапласа. Гідродинамічна суть методу суперпозиції [94] полягає в тому, що потенціал (тиск) у будь-якій точці пласта дорівнює алгебраїчній сумі потенціалів окремих стоків (джерел), а результуюча швидкість фільтрації – геометричній (векторній) сумі швидкостей фільтрації, викликаних роботою кожного стоку (джерела).

Для випадку плоско-радіальної фільтрації, вираз потенціалу точкового стоку буде наступний [94]:

$$\Phi = \frac{q}{2\pi} \ln r + c, \quad (2.44)$$

де q – питома витрата рідини, r – біжучий радіус.

Якщо на безмежній площині знаходиться n стоків (рис. 2.9), і потенціал кожного із них у точці X визначається за формулою (2.44), тоді за методом суперпозиції потенціал у точці X , у випадку одночасної роботи цих стоків, визначається за наступною формулою:

$$\Phi_X = \frac{1}{2\pi} \sum_{i=1}^n (q_i \ln r_i + c_i), \quad (2.45)$$

де r_i – відстань від точки X до i -го стоку.

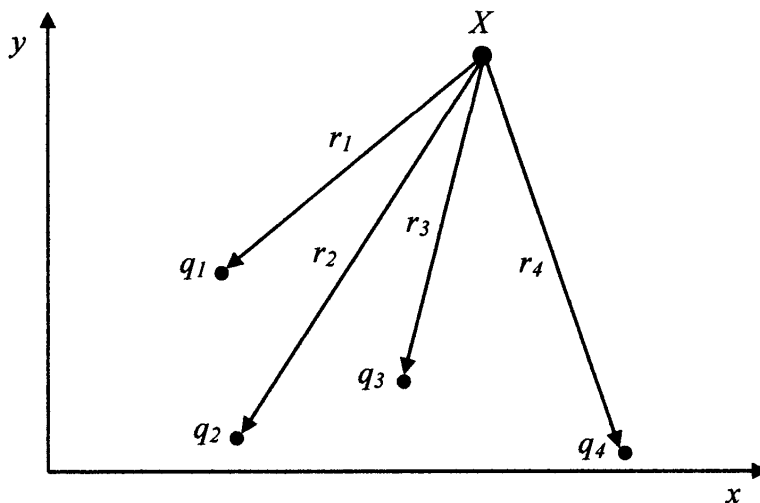


Рисунок 2.9 – Схема розміщення стоків на площині [94]

Фізично це означає, що фільтраційні потоки від роботи кожного стоку (джерела) накладаються один на один, а швидкість фільтрації визначають векторною сумою відповідних швидкостей.

Таким чином, використовуючи наслідки, які випливають з методу суперпозиції, можна показати, що розміщення вхідної конфігурації свердловин по сітковій схемі та подальший розрахунок в симуляторі буде не просто характеризувати локальну зону покладу (або комірку моделі де проперфорована свердловина), як це відбувається при використанні різноманітних «індексів продуктивності» свердловин, але і враховувати вплив від роботи сусідніх свердловин. В такому випадку, накопичений видобуток продукції та співвідношення компонентів (нафта-вода), будуть виступати інтегральними показниками продуктивності свердловини, адже на її роботу протягом всього періоду розробки будуть впливати не тільки локальні, а й сусідні зони, наявність тектонічних порушень, флюїдоконтактів і т.д. Також, локалізуючи зони навколо свердловин, враховуючи сіткову схему їх розміщення, можна зробити висновок про розподіл видобувних запасів вуглеводнів у кожній з таких зон та в цілому по моделі. Отримана, таким чином, оцінка видобувних запасів буде характеризувати максимально можливі або потенційно можливі видобувні запаси Z_0 . З позиції вивчення будови покладу чи родовища, система розробки, при якій закладається максимальна кількість свердловин згідно вхідної конфігурації (2.41) була би найбільш ефективною, однак з врахуванням оптимізаційної задачі (2.38) виникає необхідність в знаходженні мінімально необхідної кількості свердловин при збереженні високих рівнів видобутку продукції.

Підготовка вхідної конфігурації свердловин та встановлення параметрів роботи свердловин виконуються на базі спеціального програмного забезпечення для гідродинамічного моделювання. В даній роботі весь комплекс гідродинамічного моделювання здійснено з використанням сучасного пакету моделювання компанії CMG (Computer Modeling Group), ліцензією на використання якого володіє

ДП «Науканафтогаз». Даний пакет включає набір програм для побудови гідродинамічної моделі, PVT-моделювання, гідродинамічних симуляторів (Black-Oil, композиційний, термічний), пост-програм візуалізації та формування звітності. В подальшому, всі посилання щодо гідродинамічного моделювання будуть стосуватися програмного комплексу CMG.

Таким чином, на запуск в гідродинамічний симулятор поступає вхідний файл з необхідними наборами геолого-промислових даних. Залежно від складності гідродинамічної моделі, яка виражається в основному в кількості активних комірок моделі та кількості флюїдо-компонент, розрахунок може займати від декількох хвилин до десятків годин. Зрозуміло, що для складних моделей ітераційні схеми, які вимагають значної кількості симуляцій є дуже ресурсозатратними. Використання, в нашому випадку, тільки одного запуску гідродинамічного симулятора знімає принципові обмеження на розміри моделі та необхідність застосування процедур, щодо її оптимізації чи можливого спрощення (що зазвичай призводить до «загрублення» моделі). Після закінчення розрахунку в симуляторі, на виході отримуються результуючі файли, з яких можна отримати всі необхідні дані стосовно будь-якої зони моделі чи параметрів роботи свердловин на будь-який момент часу.

Для виконання наступних етапів методики із симулятора необхідно отримати такі набори даних:

- дебіти нафти по всіх свердловинах в початковий момент q_{0j} , наприклад, на кінець 1-5 дня експлуатації, залежно від періоду стабілізації роботи свердловин;
- дебіти нафти по всіх свердловинах в момент часу близький до початкового q_{1j} , наприклад, на кінець 10-15 дня експлуатації, коли ефекти інтерференції свердловин слабо проявлені, тобто воронка депресії не вийшла за межі деякої локальної зони, пропорційної сітковій схемі розміщення свердловин;
- накопичені видобутки нафти (води, газу) по свердловинах Q_j на кінець розрахункового періоду;

– розподіл початкових (або лінійних) запасів нафти в сітковій моделі у вигляді проіндексованого масиву R_{ijk} ;

де $j = 1 \dots n_{\text{св}}$; $n_{\text{св}}$ – кількість свердловин у вхідній конфігурації; $\{i, j, k\}$

– унікальна адреса комірка сіткової моделі.

Наступним етапом 6, в представленій схемі 3S оптимізації (див. рис. 2.7), йде розрахунок раціонального варіанту розміщення свердловин. Даний етап є принципово важливим, оскільки в ньому реалізований підхід, який дозволяє визначити раціональну кількість свердловин для розробки покладу (2.38) та представити декілька можливих варіантів їх розміщення. По своїй суті, даний етап є повністю аналітичним, де всі обчислення можуть виконуватися без застосування спеціального програмного забезпечення для геолого-гідродинамічного моделювання. Однак, специфіка розрахунків вимагає організації швидкого оперування масивами даних, які отримані на попередніх кроках, а також застосування програмно-алгоритмічних процедур. Для цього, автором розроблені комп'ютерні програми «Well Trajectory Planning» [95] та «3S optimization», в яких виконувались всі необхідні розрахунки.

Для обґрунтування вибору свердловин та оцінки їх накопичених видобутків розроблена математична модель, суть якої представлена нижче.

Нехай динаміка свердловини може бути апроксимована функцією:

$$q_i(t) = q_{0i}(X_i, T_i)f(\lambda_i, t), \quad (2.46)$$

де $q_{0i}(X_i, T_i)$ – початковий дебіт свердловини; X_i – координати свердловини в сітковій моделі; T_i – час введення свердловини в експлуатацію; $f(\lambda_i, t)$ – функція зміни дебіту в часі; λ_i – коефіцієнт, який не залежить від часу; t – час, що відрховується з початку розробки покладу.

Тоді сумарний відбір з покладу на час t визначається як:

$$Q_{\text{сум}}(t) = \sum_{i=1}^n Q_i(t) = \sum_{i=1}^n \int_0^t q_{0i}(X_i, T_i)f(\lambda_i, t - T_i)H(t - T_i)dt, \quad (2.47)$$

або

$$Q_{\text{сум}}(t) = \sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, T_i) \int_0^t f(\lambda_i, t - T_i) H(t - T_i) dt, \quad (2.48)$$

де $Q_i(t)$ – накопичений видобуток по i -й свердловині за час t ; n – кількість свердловин; H – дискретна функція Хевісайда, визначена, в нашому випадку, як:

$$H = \begin{cases} 1, & t > T_i, \\ 0, & t \leq T_i. \end{cases} \quad (2.49)$$

Тоді, видобувні запаси з покладу будуть визначатися наступним виразом:

$$Z = \sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, T_i) \int_0^{\infty} f(\lambda_i, t - T_i) H(t - T_i) dt. \quad (2.50)$$

Так, як функція зміни дебіту в часі $f(\lambda_i, t)$ в середньому має бути спадною, а також, враховуючи обмеженість видобувних запасів Z , інтеграл (2.50) має бути також обмеженим, а невласний інтеграл повинен збігатися. Нехай $F(\lambda_i, T_i)$ – деяка функція, що визначається як:

$$F(\lambda_i, T_i) = \int_0^{\infty} f(\lambda_i, t - T_i) H(t - T_i) dt. \quad (2.51)$$

Підставивши (2.51) у формулу для видобувних запасів (2.50) отримаємо:

$$Z = \sum_{i=1}^n Q_i(X_i, \lambda_i, T_i) = \sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, T_i) F(\lambda_i, T_i). \quad (2.52)$$

Таким чином, для вирішення задачі відбору заданих початкових об'ємів Z_0 мінімальною кількістю свердловин n необхідно провести ранжування всіх можливих варіантів розташування свердловин в порядку

зменшення $Q_i(X_i, \lambda_i, T_i)$ і вибрати n перших, при одночасній їх роботі, що задовольняють критеріям оптимізаційної задачі (2.38):

$$Z_0 \geq Z = \sum_{i=1}^n Q_i(X_i, \lambda_i, T_i). \quad (2.53)$$

Дуже часто для апроксимації функції зміни дебіту в часі використовують експоненціальну залежність наступного вигляду [13]:

$$f(\lambda_i, t) = \exp(-\lambda_i t), \quad (2.54)$$

де λ_i – коефіцієнт місячної (річної) зміни дебіту.

Підставивши (2.54) в формулу (2.51) та проінтегрувавши отримаємо:

$$F(\lambda_i, T_i) = \frac{\exp(-\lambda_i T_i)}{\lambda_i}. \quad (2.55)$$

В подальших розрахунках, для зручності приймається, що всі свердловини вводяться в експлуатацію одночасно ($T_i = 0, i = 1 \dots n$). Це характерно для систем розробки з швидким темпом введення свердловин [4].

В початковий момент часу будемо мати $F(\lambda_i, 0) = 1/\lambda_i$.

При умові відбору запасів Z_0 за обмежений період часу T_{max} маємо:

$$F(\lambda_i, T_i) = \frac{\exp(-\lambda_i T_i)}{\lambda_i} - \frac{\exp(-\lambda_i T_{max})}{\lambda_i}. \quad (2.56)$$

Тоді вираз для сумарних відібраних запасів при $T_i = 0$ буде наступним:

$$Z = \sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, 0) \frac{1}{\lambda_i} [1 - \exp(-\lambda_i T_{max})], \quad T_i = 0. \quad (2.57)$$

Причому, завжди можна знайти таке середнє значення λ_m для якого:

$$Z_0 \geq Z = \frac{1 - \exp(-\lambda_m T_{max})}{\lambda_m} \sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, 0), \quad T_i = 0. \quad (2.58)$$

Розглянемо випадок, коли всі свердловини вводяться одночасно ($T_i = 0, i = 1 \dots n$) та працюють з деякими середніми коефіцієнтами зміни дебіту

($\lambda_i = \lambda_m, i = 1 \dots n$). Очевидно, що при заданому періоді розробки T_{max} , λ_m буде залежати від кількості свердловин n . Таким чином, вибір свердловин зводиться тільки до визначення і ранжування початкових дебітів по свердловинах $q_{0i}(X_i, 0)$, для випадку монотонно спадаючої функції $q_i(X_i, t)$ (модель пласта без значних неоднорідностей та геологічних «ускладнень»). Для більш загального випадку, в умовах неоднорідного пласта, та необхідності врахування ряду ускладнюючих геологічних факторів, процедура вибору свердловин зводиться до визначення і ранжування накопичених відборів по свердловинах $Q_i(X_i, \lambda_m, 0)$.

Крім того, для заданого Z , λ_m знаходиться з наступного виразу:

$$\frac{Z}{\sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, 0)} = \frac{1 - \exp(-\lambda_m T_{max})}{\lambda_m}, \quad (2.59)$$

або при ідеалізованій умові $T_{max} \rightarrow \infty$ та $Z \rightarrow Z_0$ для відбору всіх початкових запасів отримуємо вираз:

$$\lambda_m = \frac{\sum_{i=1}^n q_{0i}(X_i, 0)}{Z_0}. \quad (2.60)$$

У випадку пласта з анізотропними властивостями, де на кожну свердловину припадають різні дренавані запаси, свердловини мають працювати з різними обмеженнями (депресіями), щоб за час T_{max} їхні дебіти зменшились в однакову кількість разів від початкових.

В роботі [94] було показано, що сумарний видобуток нафти з покладу ($\sum q_i = Q_c$), у міру введення в експлуатацію нових свердловин, які знаходяться в однакових умовах, зростає повільніше ($\Delta Q_j < \Delta Q_i$), ніж кількість свердловин (рис. 2.10).

Автори вказують, що монотонний характер представленої залежності змушує кінцеву кількість свердловин для розробки покладу визначати з інших міркувань, зокрема на основі економічного аналізу приросту відбору і витрат на його одержання.

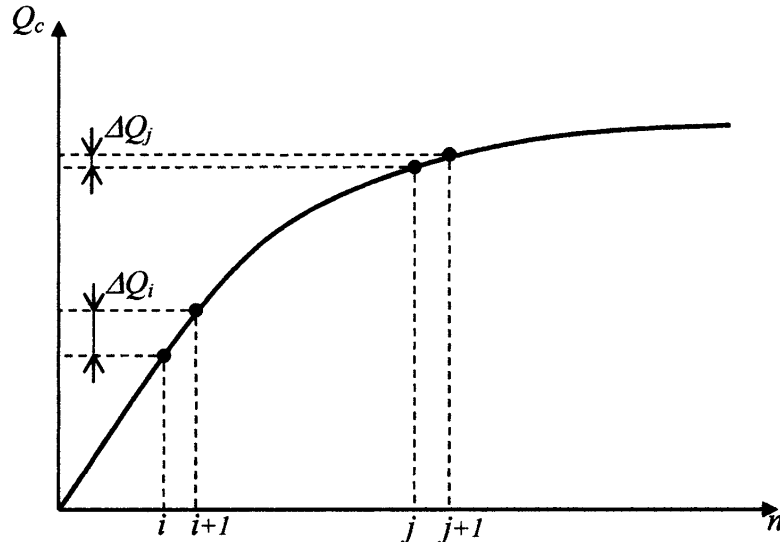


Рисунок 2.10 – Залежність сумарного відбору нафти з покладу від кількості працюючих свердловин [94]

Однак, взявши за основу формулу (2.58), і провівши моделювання роботи свердловин та відповідне ранжування по накопичених видобутках ($Q_i \geq Q_{i+1}$), можна показати, що кожна наступна свердловина буде характеризуватися деяким початковим дебітом $q_{0i}(X_i, 0)$ та накопиченим відбором $Q_i(X_i, \lambda_m, 0)$, які з врахуванням економічної моделі (2.10) будуть визначати доцільність буріння цієї та наступних свердловин [96].

Такий підхід дозволяє оцінити необхідну кількість свердловин при розгляді задачі оптимізації розміщення свердловин (див. п. 1.2) в першій постановці, а саме, при заданому середньому рівні видобутку. Для другої постановки задачі, при обмеженні капітальних ресурсів, необхідна кількість свердловин вважається відомою.

Послідовність виконання розрахунків на етапі 6 (див. рис. 2.7) буде наступною. Для ясності введемо, що індекс j характеризує параметри вхідної конфігурації свердловин (отриманих на етапі 5), а індекс i – параметри на етапі визначення необхідної кількості свердловин. Причому, зазначені індексації знаходяться в діапазонах:

$$j = 1 \dots N_w, i = 1 \dots n, \quad (2.61)$$

де N_w – кількість свердловин у вхідній конфігурації; n – кількість свердловин виходячи із раціонального розміщення ($N_w \gg n$).

Використовуючи результати розрахунків на попередньому етапі, а саме дебіти нафти в деякі початкові моменти часу (q_{0j} та q_{1j}), до проявлення ефекту інтерференції свердловин, проводиться розрахунок коефіцієнтів λ_j на основі формул (2.46 та 2.54):

$$\lambda_j = \frac{1}{t} \ln \frac{q_{0j}}{q_{1j}}. \quad (2.62)$$

Врахування того факту, що початкові дебіти (q_{0j} та q_{1j}) взяті в моменти часу до проявлення явища інтерференції, дозволяє припустити, що для нових свердловин, розміщених в тих самих зонах ($X_i = X_j$), коефіцієнти місячної зміни будуть теж однаковими ($\lambda_i = \lambda_j$).

Зауважимо, що пошук зон розміщення свердловин по раціональній схемі проводиться по множині координат $X_j \in K$, $j = 1 \dots N_w$, де K – деяка підмножина координат сіткової моделі M ($K \in M$). Ця умова певним чином звужує зону пошуків ($M \rightarrow K$) для розміщення свердловин по раціональній схемі, викидаючи із процедури всі можливі зони (M) для розміщення свердловин. Однак, як було зазначено раніше, кількість свердловин N_w обмежується зверху необхідністю врахування неоднорідності моделі. Тому, не виключається можливість застосування алгоритмів інтерполяції для отримання розподілів параметрів ($q_{0j}, q_{1j}, \lambda_j, Q_j$) по всій області координат моделі M .

Наступним кроком є ранжування накопичених видобутків свердловин розміщених по вхідній конфігурації $Q_j(X_j)$, в напрямку зменшення накопичених видобутків.

Подальший розрахунок проводиться для кожної свердловини з координатами $X_i \in K$ з врахуванням ранжованого масиву $Q_j(X_j)$. Знаючи λ_i для даної свердловини або використовуючи середнє значення λ_m

проводиться оцінка її потенційного накопиченого видобутку Q_i при відомому періоді розробки T_{max} на основі формули (2.57):

$$Q_i(X_i, \lambda_i, 0) = q_{0i}(X_i, 0) \frac{1}{\lambda_i} [1 - \exp(-\lambda_i T_{max})]. \quad (2.63)$$

На наступному кроці відбувається оцінка зони (радіуса) дренування свердловини з координатами X_i на основі розподілу початкових лінійних запасів нафти в сітковій моделі R_{ijk} та її потенційного накопиченого видобутку Q_i . В процесі виконання такого розрахунку для даної свердловини формується відповідний масив комірок сіткової моделі D_i , з яким асоціюється зона дренування свердловини та розраховується радіус дренування R_i (рис. 2.11).

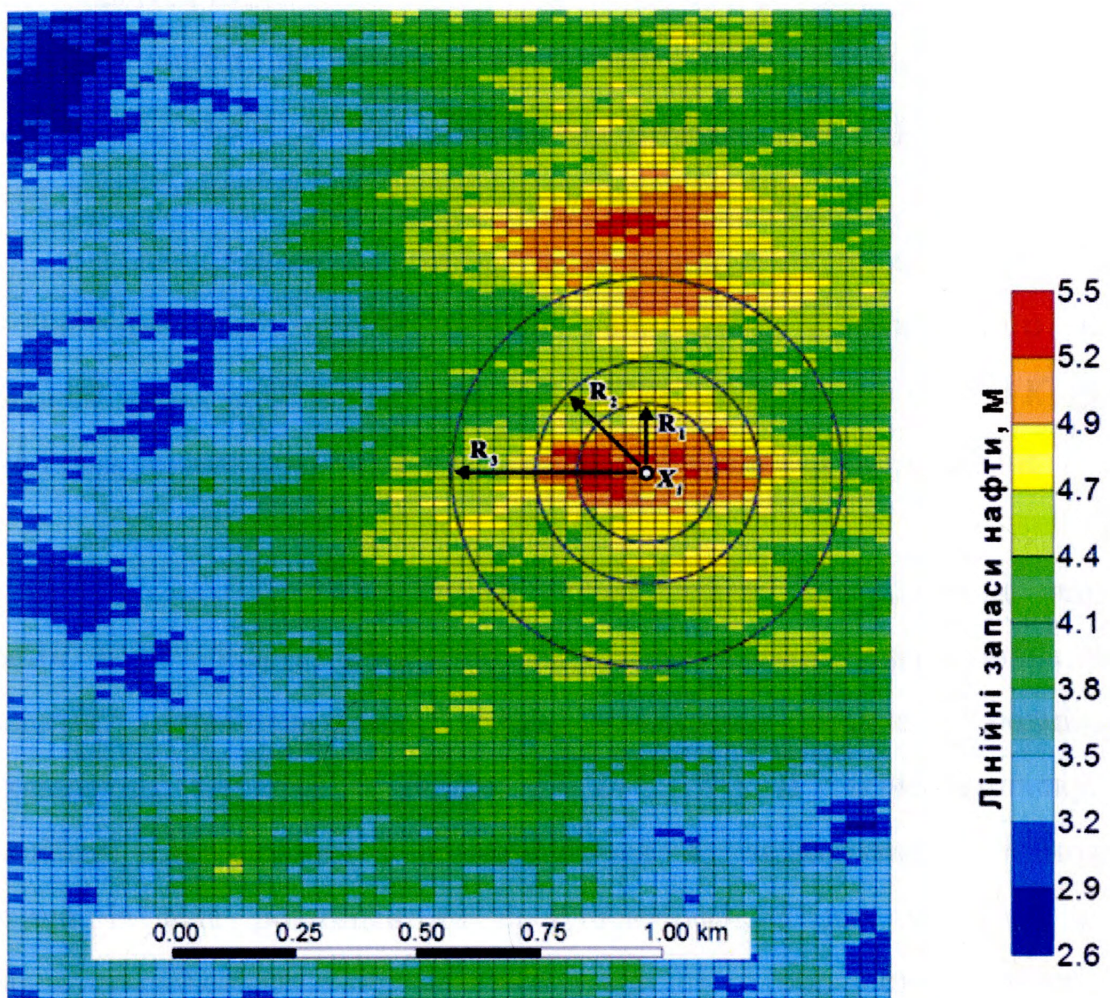


Рисунок 2.11 – Приклад оцінки зони дренування свердловини з координатами X_i на основі розподілу лінійних запасів нафти в сітковій моделі

Розрахунок зони дренування виконується в наступній послідовності. Для свердловини з координатами X_i встановлюється нульовий радіус, що відповідає лінійним розмірам комірки з координатами X_i . Відбувається оцінка запасів нафти Z_{R_i} в радіусі R_i та проводиться порівняння із потенційним накопиченим видобутком Q_i свердловини.

При умові $Z_{R_i} \geq Q_i$ розрахунок для даної свердловини зупиняється і приймається, що зона моделі D_i , яка відповідає радіусу R_i , характеризує зону дренування свердловини з координатами X_i . В іншому випадку, при $Z_{R_i} < Q_i$, відбувається приріст радіуса зони дренування на величину лінійних розмірів комірки сіткової моделі (в випадку прямокутної сітки, береться менша сторона) та знову проводиться оцінка запасів нафти $Z_{R_{i+1}}$ для нового значення радіуса R_{i+1} .

Таким чином, на кожному наступному кроці ітераційної процедури (див. рис. 2.11, зони моделі R_1, R_2, R_3) радіус зони зростає поки не виконається умова $Z_{R_i} \geq Q_i$. Всі комірки моделі, які попали в зону дренування свердловини D_i , асоціюються з даною свердловиною.

Наступна свердловина кандидат вибирається з ранжованого масиву $Q_j(X_j)$ при умові, що її координати X_i знаходяться в області моделі K , яка ще не охоплена зонами дренування попередньо розміщених свердловин:

$$X_i \in K \setminus \{D_1, D_2, \dots, D_{i-1}\}. \quad (2.64)$$

При розрахунку розміщення більше однієї свердловини, виникає ситуація, коли область, в якій розміщується наступна свердловина, може накладатися (перекриватися) із зонами дренування свердловин розміщених на попередніх ітераційних етапах (D_1, D_2, \dots, D_i). В такому випадку, для потенційної свердловини з координатами X_i знаходяться всі можливі перетини із вже розміщеними свердловинами, і для кожного з них розраховується величина перекриття δ у відсотках (або частках одиниці) від загального радіусу зони дренування (рис. 2.12). Такий параметр дозволяє оцінити взаємодію зон дренування між двома і більше свердловинами.

Відповідно, встановлення максимальної границі перекриття зон дренування δ_{max} в розумних межах дозволяє отримати, при всіх інших рівних умовах, різні схеми розміщення свердловин на моделі покладу чи родовища.

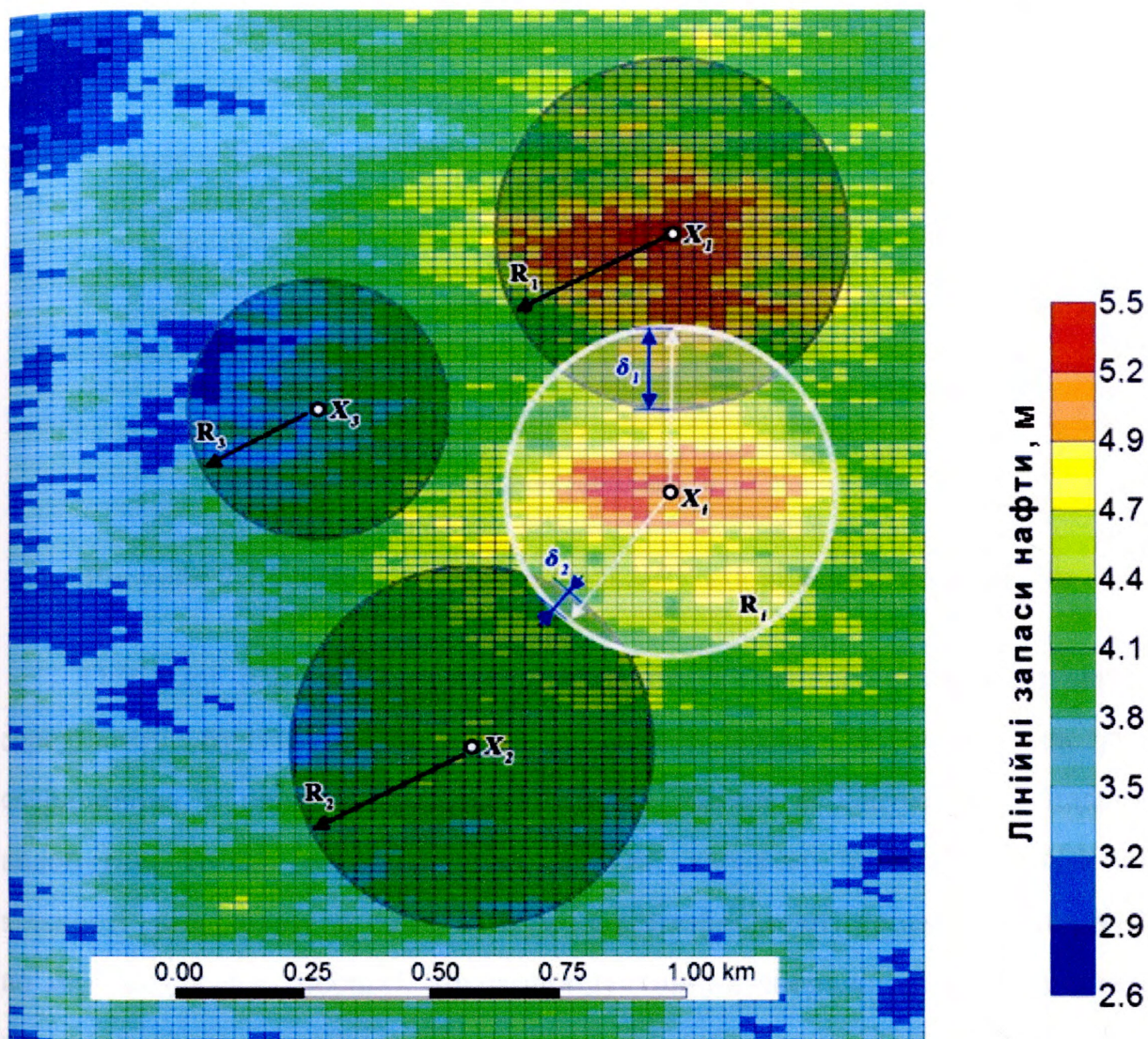


Рисунок 2.12 – Приклад розрахунку перекриття зони дренування свердловини з координатами X_i із зонами дренування попередньо розміщених свердловин

Якщо свердловина кандидат задовольняє описаним вище умовам, вона вноситься до масиву раціонально розміщених свердловин. На основі прийнятої економічної моделі, для даного масиву свердловин проводиться розрахунок NPV , як головного критерію оптимізаційної задачі (2.38), з врахуванням відповідних обмежень. Значення NPV та кількість раціональних свердловин, отриманих на кожному ітераційному кроці, використовуються для побудови відповідного графіка, який дозволяє отримати зону

максимізації глобальної цільової функції NPV та знайти відповідне значення кількості раціональних свердловин (рис. 2.13) [96].

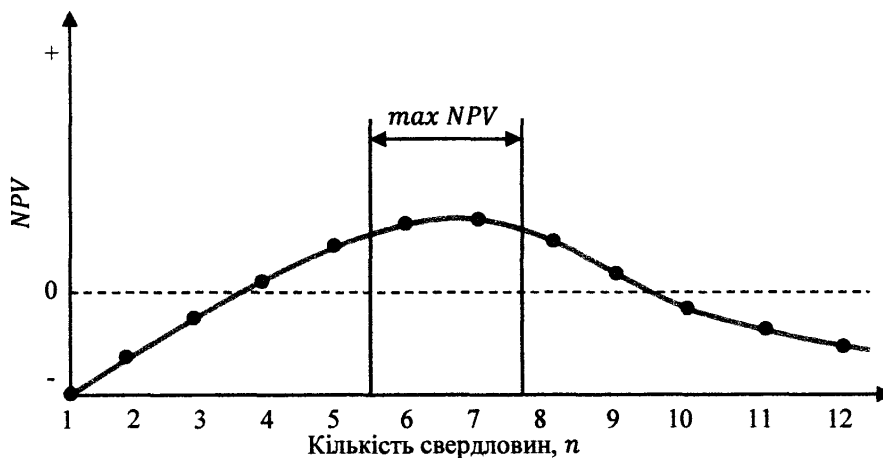


Рисунок 2.13 – Приклад залежності NPV від кількості свердловин

Оскільки вартість буріння свердловин та експлуатаційні витрати в середньому будуть однаковими для свердловин, а кожна наступна свердловина в ранжованому масиві буде давати асимптотично спадаючі видобутки, то це зумовлюватиме певний характер залежності NPV від кількості свердловин. А саме, при умові рентабельності проекту, крива NPV , по мірі входження перших високопродуктивних свердловин буде зростати, перетинаючи в певній точці границю рентабельності ($NPV = 0$). Потім, залежно від геолого-економічних показників, крива NPV досягатиме свого максимуму і спадатиме асимптотично.

Виходячи із критеріїв оптимізаційної задачі (2.38), зона максимального значення NPV буде визначати кількість свердловин в раціональній схемі. Тому, циклічний розрахунок можна припиняти в момент, коли крива NPV зверху-вниз перетинає границю рентабельності проекту.

Алгоритм проведення розрахункових процедур на етапі визначення раціональної кількості свердловин та їх розміщення в сітковій моделі представлений на рис. 2.14.

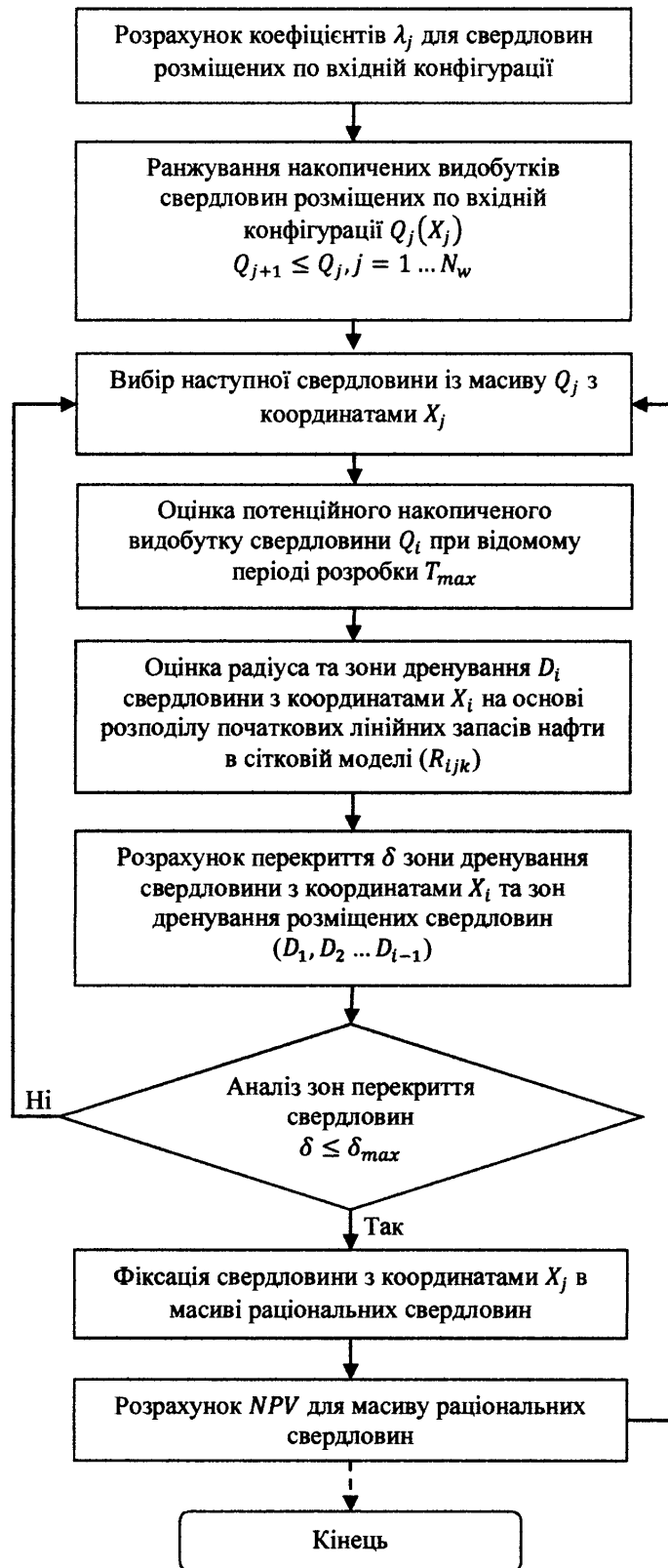


Рисунок 2.14 – Алгоритм проведення розрахунків на етапі визначення раціональної кількості свердловин

Залежно від вибору максимальної величини перекриття зон дренування свердловин δ_{max} , алгоритм буде формувати різні схеми розміщення свердловин [93]. Величина δ_{max} відноситься до показників, які безпосередньо характеризують дану систему розробки та служить фактором інформативності системи.

При зменшенні граничного значення зони перекриття $\delta_{max} \rightarrow 0$, будемо отримувати схеми розміщення свердловин з більшим охопленням різноманітних частин покладу. Такий підхід буде доцільним у випадку невизначеності системи розробки та недостатньої достовірності даних гідродинамічної моделі (на початкових стадіях вивчення родовища). Буріння нових свердловин по такій схемі буде уточнювати більшу кількість локалізованих ділянок покладу та, відповідно, підвищувати інформативність системи. І навпаки, при зростанні δ_{max} , будемо отримувати схеми розміщення свердловин з меншим охопленням різноманітних частин покладу та тенденцією приросту видобувних запасів по свердловинах. В другому випадку, свердловини будуть більш локалізовані в зонах підвищеної продуктивності свердловин (більш сприятливі геологічні умови), що вимагає високого рівня достовірності вхідних даних геологічної моделі.

Для конкретних техніко-економічних умов, при зміні граничної величини перекриття δ_{max} в відповідному діапазоні, можуть бути розраховані декілька варіантів розміщення свердловин. Для кожного з таких варіантів визначається середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$. Вибір остаточного раціонального варіанту розміщення свердловин повинен проводитись з врахуванням максимізації інформаційного критерію $C_{сер}$, за результатами гідродинамічного моделювання, а також із застосуванням експертного аналізу [75].

Висновки до розділу

Таким чином, вперше система техніко-економічних критеріїв раціональної системи розробки, доповнена інформаційним критерієм, використана для розв'язку задачі оптимізації розміщення свердловин. Автором вперше введена інформаційна категорія достовірності інформації ГТМ, яка дає змогу визначити інформаційний вклад кожної схеми

розміщення свердловин на загальну інформативність процесу проектування системи розробки та розроблено інформаційну модель для кількісної оцінки середньої достовірності інформації ГТМ.

На основі теоретичних та експериментальних досліджень з використанням ГТМ та гідродинамічного симулятора показано доцільність та можливість використання поверхні накопичених видобутків, отриманої для вхідної конфігурації свердловин, для вибору раціональних зон розміщення свердловин. Визначення раціональної кількості свердловин для розробки покладу проводиться на основі аналізу залежності *NPV* від кількості свердловин.

На основі аналізу та узагальнення існуючих методик, запропоновано швидкий алгоритм та методику оптимізації розміщення свердловин (3S оптимізація), яка, використовуючи тільки одну гідродинамічну симуляцію та аналітичні розрахунки, дозволяє визначати необхідну кількість свердловин та зони їх розміщення в моделі, враховуючи основні вимоги до раціональної розробки родовищ нафти і газу.

РОЗДІЛ 3

ТЕСТУВАННЯ МЕТОДИКИ 3S ОПТИМІЗАЦІЇ НА БАЗОВИХ МОДЕЛЯХ

Для тестування методики 3S оптимізації вибраний комплекс гідродинамічного моделювання компанії CMG. Однак, це не обмежує можливого застосування й інших комерційних пакетів гідродинамічного моделювання (ECLIPSE, VIP, Exodus). Побудова моделі проводилась в модулі Builder (комплекс CMG). Чисельні розрахунки виконані в гідродинамічному Black-Oil [97] симуляторі IMEX (комплекс CMG), який дозволяє проводити багатофазне моделювання в 3D гетерогенних структурах будь-якої складності, включаючи тріщинуваті пласти з подвійною пористістю та проникністю [98]. Підготовка та отримання результатів гідродинамічних розрахунків здійснено за допомогою модуля звітності Result Report (комплекс CMG).

Методика оптимізації розміщення свердловин з використанням гідродинамічного моделювання (див. п. 2.4) включає в себе значну кількість операцій, таких як, попередня підготовка даних, формування вхідної конфігурації свердловин для гідродинамічної моделі покладу (родовища), запуск гідродинамічного симулятора на розрахунок, отримання та аналіз результатів моделювання, оперування масивами даних, візуалізація процесу розрахунків та результатів розміщення свердловин.

Для оптимізації виконання описаних вище процедур автором розроблена комп'ютерна програма під назвою «3S optimization». Вона включає всі необхідні форми та процедури для швидкого оперування даними, аналізу результатів гідродинамічного моделювання, виконання алгоритмічних процедур оптимізації розміщення свердловин та графічного виведення результатів.

3.1 Характеристика базових моделей

Для тестування методики оптимізації розміщення свердловин за основу взята модель представлена в дослідному проекті «The 2001 SPE Comparative Solution Project» [99]. Даний проект є останнім в серії проектів порівняльних розрахунків, організований асоціацією SPE (товариство інженерів-нафтовиків), з метою створення контрольних наборів даних для ГТМ, які б могли бути використані для порівняння точності розрахунків різних гідродинамічних симуляторів чи алгоритмів. В даній роботі, для тестування методики використаний другий набір даних моделі SPE [99].

Ця модель характеризується досить дрібною сіткою, з простою геометрією (декартова сітка) без тектонічних порушень. Початкові розміри моделі складають $365 \times 670 \times 51$ м. Верхніх 21 м (35 шарів моделі) складені відкладами Тарберт (Tarbert), які представлені середовищем сформованим розмивами поблизу берегової лінії моря. Поверхня відкладів залягає на глибині «мінус» 3658 м. Нижні 30 м (50 шарів моделі) є відкладами верхнього Нессу (Ness), що представлені флювіальними нагромадженнями. Геометричні розміри однієї комірки складають близько $6 \times 3 \times 0,6$ м. Таким чином сіткові розміри всієї моделі вздовж основних осей складають 60 (Ox) \times 220 (Oy) \times 51 (Oz). Загальна кількість комірок сіткової моделі – $1,122 \cdot 10^6$.

В подальшому, для тестування методики 3S оптимізації будуть використовуватися дві базові моделі, які відрізняються наборами петрофізичних властивостей. За основу першої базової моделі (в подальшому, модель А) взяті відклади Тарберт – верхніх 35 шарів (рис. 3.1), за основу другої базової моделі (модель Б) взяті відклади верхнього Нессу – нижніх 50 шарів.

Для можливості розміщення в межах даної моделі декількох свердловин, геометричні розміри комірок в плані були збільшені в 5 разів, до розмірів 30×15 м. Для спрощення розрахункової схеми, для обох моделей виконана процедура зшивання по вертикалі, для приведення 35 шарів моделі

А в один шар та 50 шарів моделі Б в один шар. Таким чином, сіткові розміри моделі А вздовж основних осей складають $60 (O_x) \times 220 (O_y) \times 1 (O_z)$; геометричні розміри комірки – $30 \times 15 \times 25$ м. Сіткові розміри моделі Б вздовж основних осей складають $60 (O_x) \times 220 (O_y) \times 1 (O_z)$; геометричні розміри комірки – $30 \times 15 \times 30$ м.

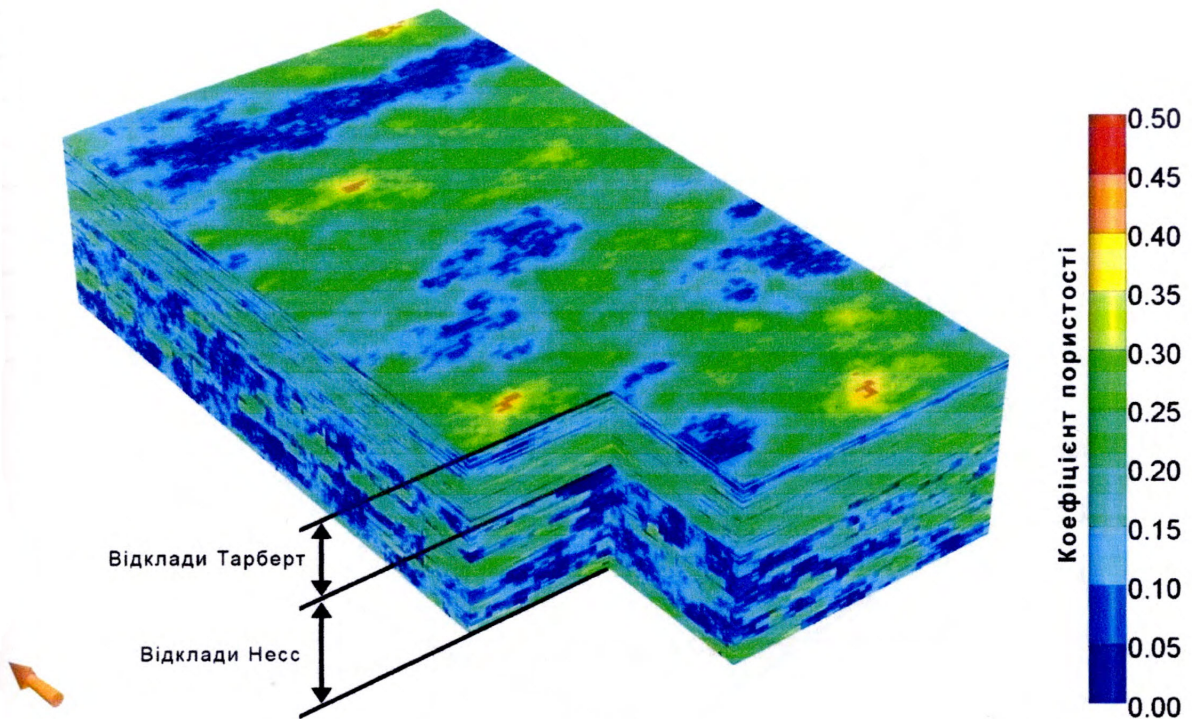


Рисунок 3.1 – Розподіл пористості для відкладів Тарберт та Несс у базовій геологічній моделі

Модель пластових флюїдів побудована на основі даних властивостей води та нафти в пластових умовах, які представлені в табл. 3.1, 3.2 та на рис. 3.2. Пластова температура складає 120°C . Густина нафти при стандартних умовах – 849 кг/м^3 . Початковий пластовий тиск на абсолютній відмітці «мінус» 3658 м – 41,37 МПа. Тиск насичення нафти газом – 10 МПа.

Таблиця 3.1 – Властивості води в базовій моделі

Об'ємний коефіцієнт	Коефіцієнт стиснення, МПа^{-1}	В'язкість, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	Густина, кг/м^3
1,01	$4,351 \cdot 10^{-10}$	0,3	1025

Таблиця 3.2 – Властивості пластової нафти в базовій моделі

Тиск, МПа	Газонасиченість, м ³ /м ³	Об'ємний коефіцієнт	В'язкість, мПа·с
0,10	0,22	1,08	1,69
1,08	3,65	1,09	1,52
2,06	7,85	1,10	1,35
3,04	12,45	1,12	1,22
4,02	17,35	1,13	1,11
5,00	22,47	1,14	1,01
5,98	27,79	1,16	0,94
6,96	33,27	1,17	0,87
7,94	38,90	1,19	0,82
8,92	44,66	1,20	0,77
9,90	50,55	1,22	0,73
10,00	51,30	1,22	0,72

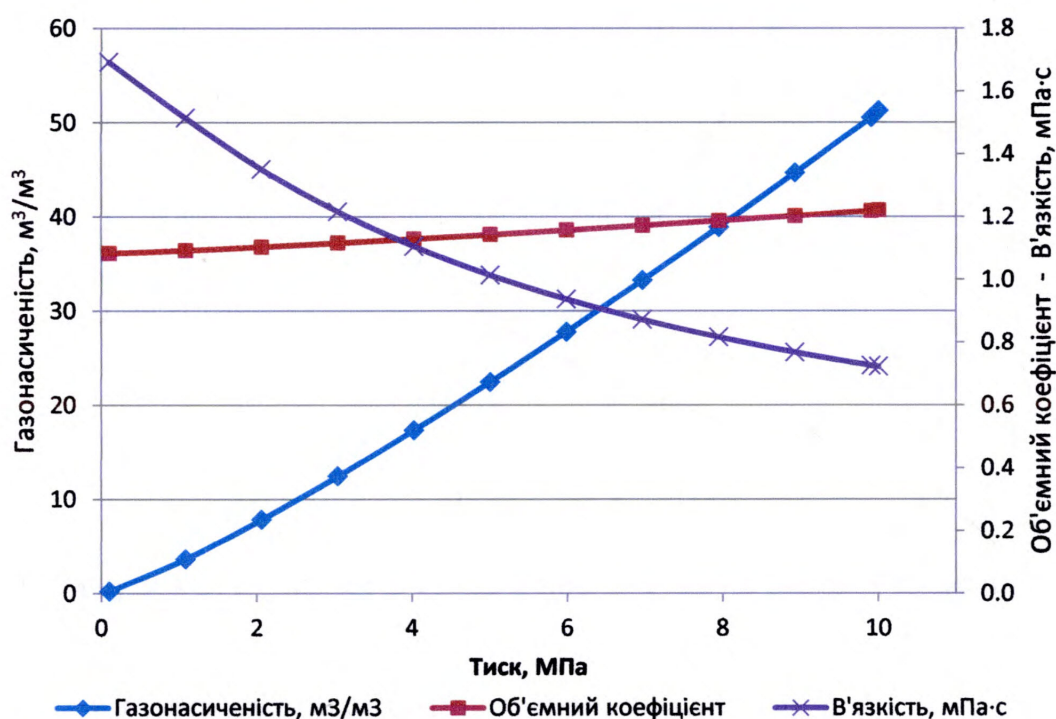


Рисунок 3.2 – Властивості пластової нафти в базовій моделі

ВФП побудовані по кореляційних залежностях для порід змочуваних водою в модулі Builder (комплекс CMG) (рис. 3.3, 3.4). Коефіцієнт стисливості скелету породи складає $1,45 \cdot 10^{-10}$ МПа⁻¹.

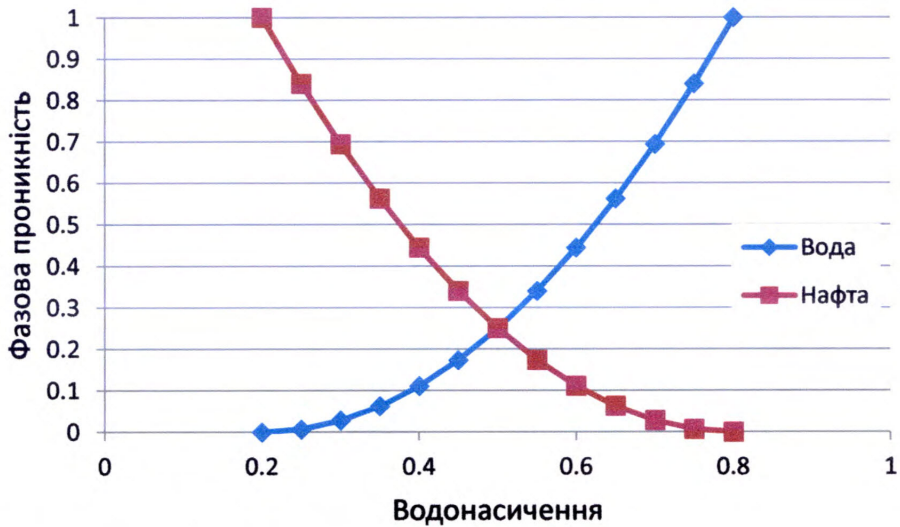


Рисунок 3.3 – Криві ВФП для нафти і води в базовій моделі

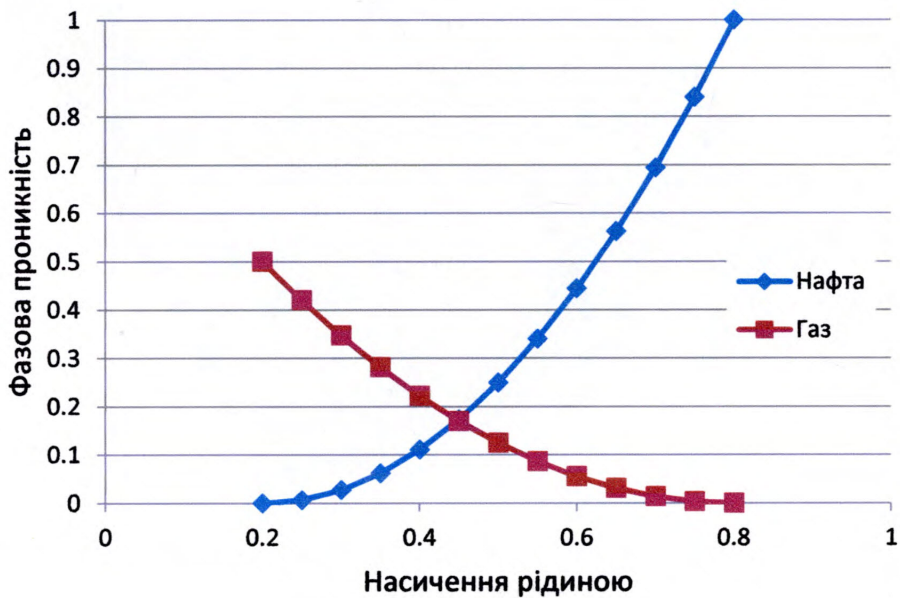


Рисунок 3.4 – Криві ВФП для нафти і газу в базовій моделі

3.2 Оптимізація розміщення свердловин на моделі А

Нижче, в розгорнутому вигляді, показано послідовність розрахунків по визначенню раціональної схеми розміщення свердловин для першої базової моделі (модель А) побудованої на основі відкладів Тарберт, згідно загальної схеми алгоритму (див. рис. 2.7, 2.14).

Загальна кількість комірок сіткової моделі згідно (2.40) складає $N_k = 13200$. Оскільки сітка моделі прямокутна з відношенням сторін $2 \div 1$, то

приймаємо, що мінімальна міжсвердловинна відстань вздовж осі O_i (l_{min}^i) складає 5 комірок, а вздовж осі O_j (l_{min}^j) – 10 комірок.

Таким чином, отримаємо вхідну конфігурацію свердловин розміщених по рівномірній сітці 150×150 м. Загальна кількість свердловин вхідної конфігурації згідно (2.41) складає $\max N_w = 200$ (рис. 3.5).

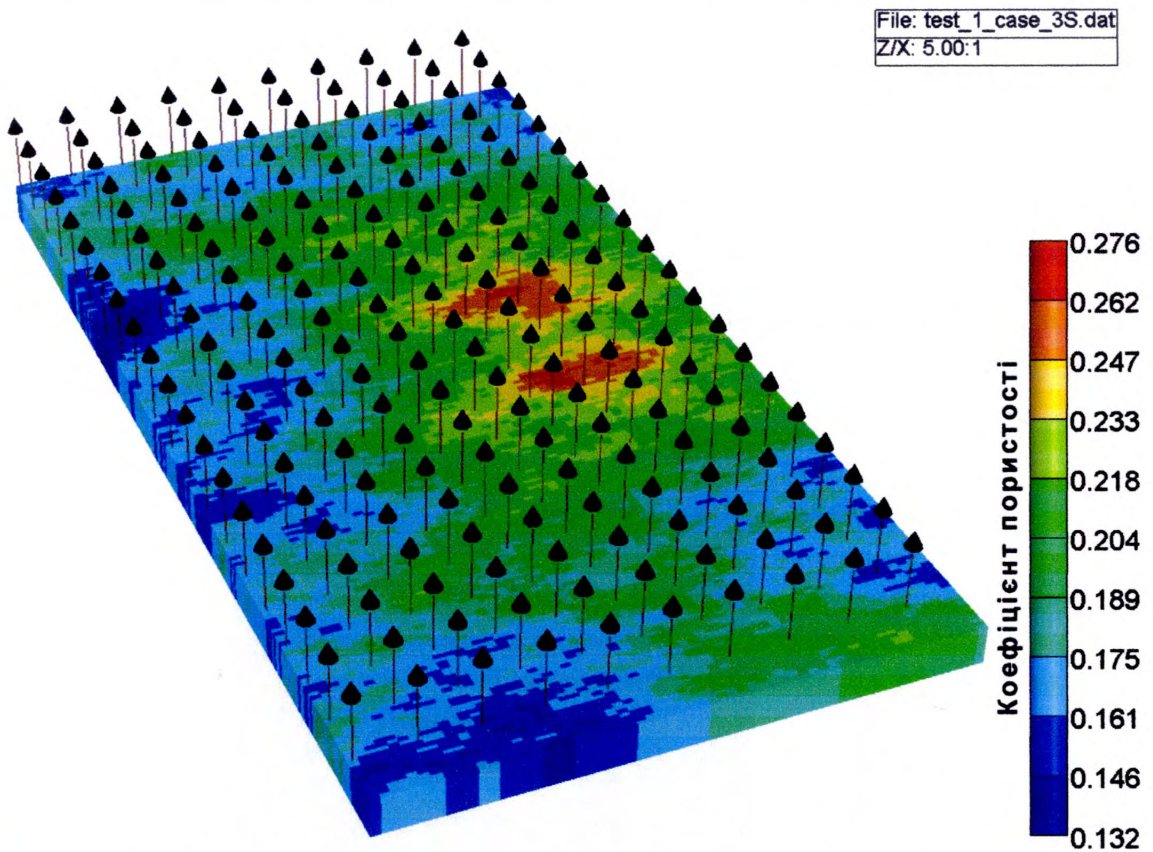


Рисунок 3.5 – Розміщення свердловин по вхідній конфігурації на моделі А (розподіл пористості)

Оскільки в симуляторі IMEX обмеження на кількість свердловин відсутні, то не має необхідності в подальшій оптимізації моделі А та виконання процедури перемасштабування.

Загальний вуглеводневий поровий об'єм моделі А становить 22,802 млн. м³. Початкові загальні запаси нафти – 18,987 млн. м³, потенційні видобувні запаси нафти – 14,238 млн. м³.

Всі свердловини запускаються в роботу в один момент часу та з однаковими технологічними параметрами експлуатації, що є необхідною умовою для отримання поверхні накопичених відборів. Робота свердловин

здійснюється на режимі постійної максимальної депресії на рівні 3 МПа та обмежується знизу динамічним рівнем в свердловині 500 м (мінімальний вибійний тиск ≈ 4 МПа).

Для зручності, назви свердловин відповідають адресі блоку перфорації. Наприклад, видобувна свердловина (Production well) проперфорована в блоці сіткової моделі з адресою $\{ijk\} = \{13,100,1\}$ та розміщена згідно вхідної конфігурації (3S) має відповідно назву 13_100_1_P3S.

Розрахунок в гідродинамічному симуляторі виконаний на період 50 років, з максимальним розрахунковим кроком 1 місяць. За результатами моделювання отримано розподіл лінійних запасів нафти на кінець періоду розробки (рис. 3.6) та динаміку основних показників розробки моделі А групою свердловин вхідної конфігурації (рис. 3.7).

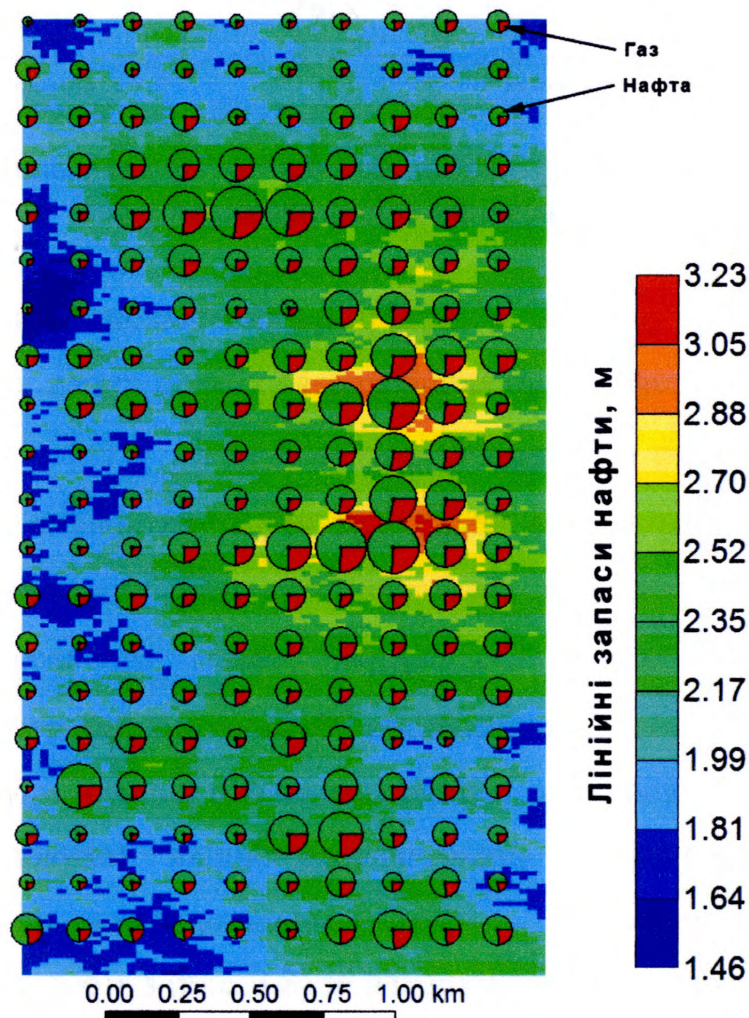


Рисунок 3.6 – Розподіл залишкових лінійних запасів нафти та об'єми накопичених відборів по свердловинах для моделі А

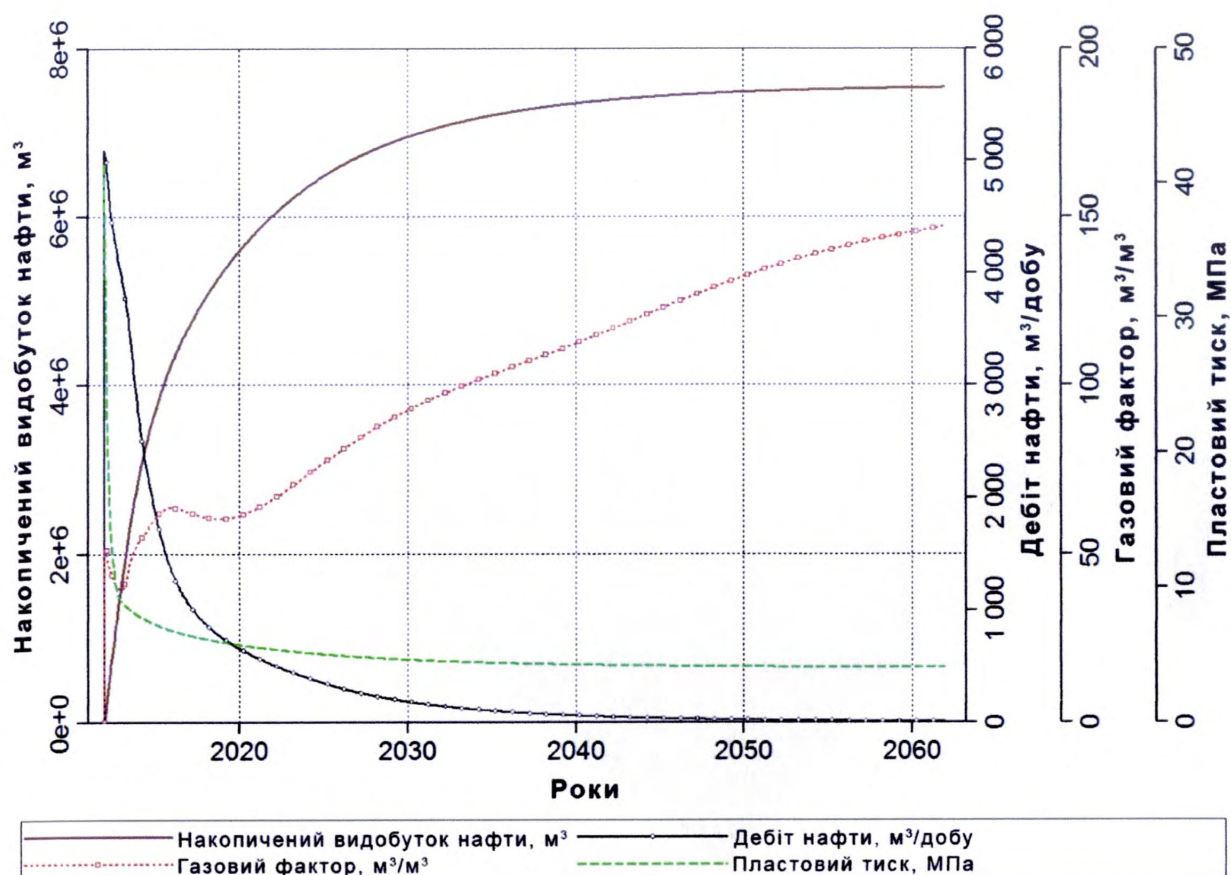


Рисунок 3.7 – Динаміка основних показників розробки моделі А групою свердловин вхідної конфігурації

Для виконання подальших розрахунків із результуючих файлів експортовані дебіти нафти по всіх свердловинах q_{0j} в початковий момент (5-ий день) та дебіти нафти q_{1j} в момент часу близький до початкового (15-ий день), накопичені видобутки нафти по кожній свердловині Q_j на кінець розрахункового періоду та розподіл початкових лінійних запасів нафти у вигляді проіндексованого масиву $R_{\{ijk\}}$. Всі вказані масиви даних імпортуються в програмний модуль «3S optimization».

На основі розрахованих початкових дебітів та накопичених видобутків нафти по свердловинах вхідної конфігурації, в програмному модулі «3S optimization», з використанням Крайгінг інтерполяції, проведена побудова поверхонь дебітів (рис. 3.8) та накопичених видобутків (рис. 3.9).

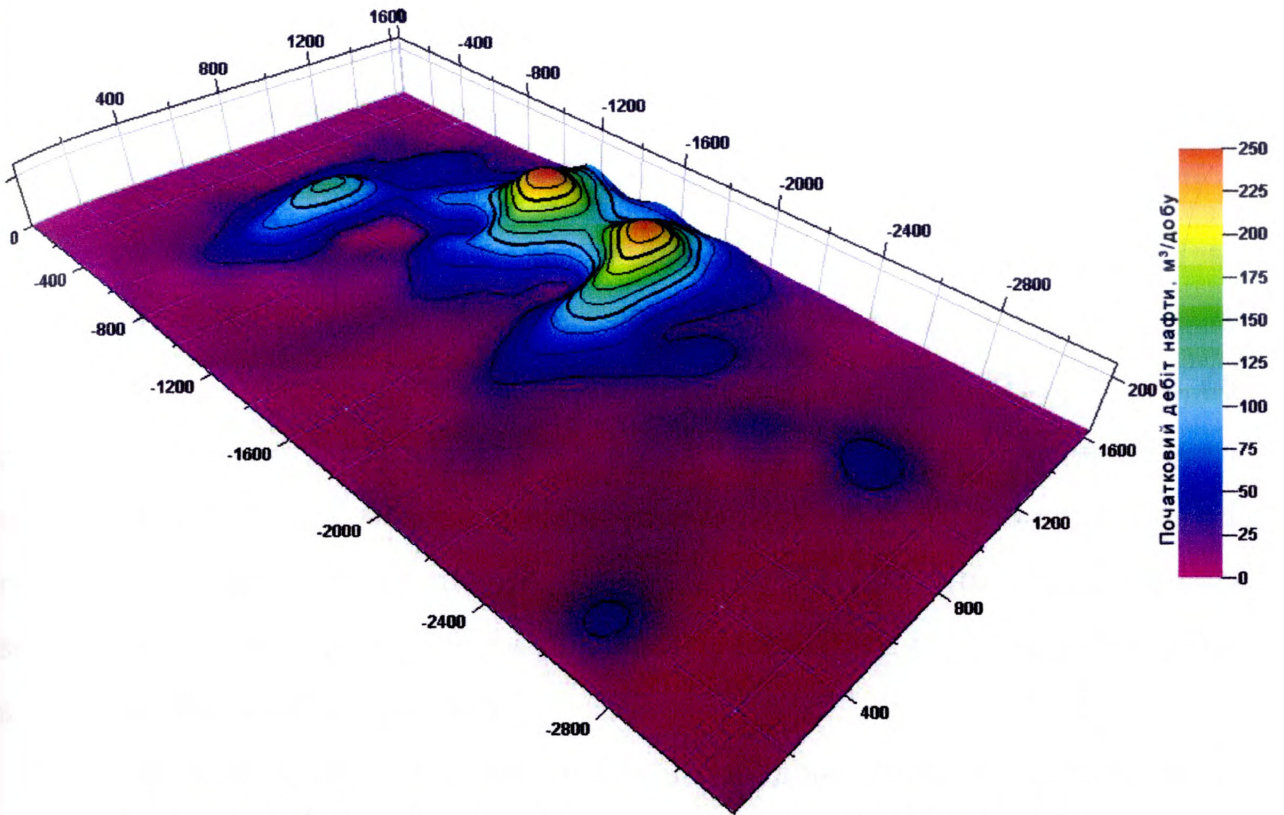


Рисунок 3.8 – Поверхня початкових дебітів нафти в моделі А

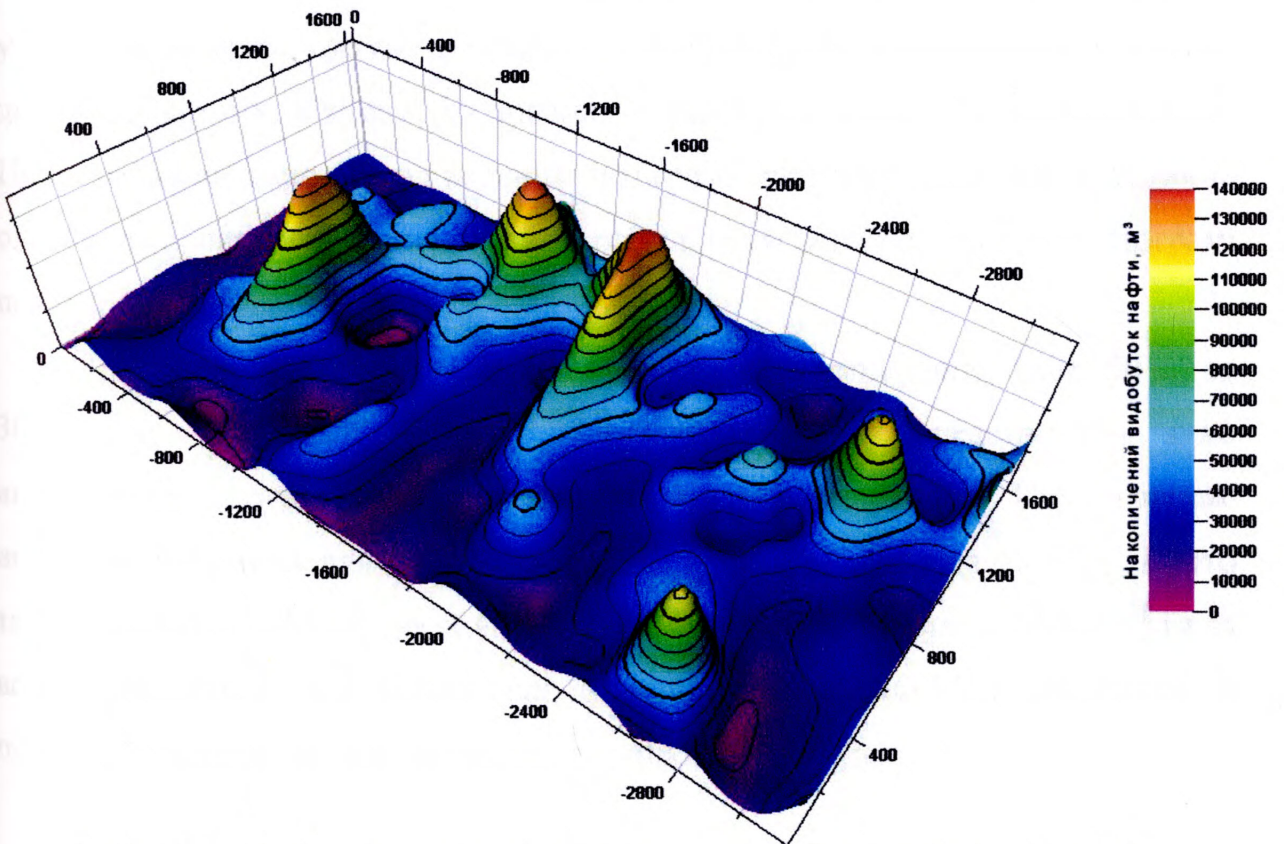


Рисунок 3.9 – Поверхня накопичених видобутків нафти в моделі А

Щоб продемонструвати вплив вибору густини сітки розміщення свердловин по вхідній конфігурації, на основі моделі А були промодельовані додаткові два варіанти: в першому – міжсвердловинні відстані в 2,5 разів зменшені та складають $l_{min}^i = 2$ і $l_{min}^j = 4$, в другому – збільшені вдвічі – $l_{min}^i = 10$ та $l_{min}^j = 20$ відповідно. Таким чином, отримали три вхідні конфігурації свердловин, розміщених по сітці 60×60 м (всього 880 свердловин), 150×150 м (всього 200 свердловин) та 300×300 м (всього 66 свердловин). Для зручності порівняння, отримані поверхні накопиченого видобутку нафти нормалізовані в діапазоні 0-1 (рис. 3.10). Також побудовані гістограми (рис. 3.11) розподілу нормалізованих значень накопиченого видобутку та початкових дебітів нафти, побудовані для різної густини сітки вхідної конфігурації свердловин.

Як бачимо з рис. 3.10, для поверхні побудованої по сітці свердловин 60×60 м порушена умова мінімально допустимих міжсвердловинних відстаней (3-5 комірок вздовж осей), що, з однієї сторони, спричинило до утворення значної кількості локальних екстремумів, в порівнянні з іншими двома варіантами, а також, до «розмазування» цих значень по всій поверхні. Це чітко відображається на верхній гістограмі (див. рис. 3.11), яка практично описує логарифмічно-нормальний розподіл, який відображений на гістограмі початкових дебітів нафти.

Для поверхонь побудованих по сітках свердловин 150×150 м та 300×300 м, результати значно відрізняються, що представлено явно вираженими локальними екстремумами (див. рис. 3.10). Це дозволяє використовувати їх для подальших процедур ранжування та відбору. Варто також відмітити абсолютну подібність гістограм початкових дебітів нафти за всіма варіантами, що відображає фізичний зміст самої моделі, адже ці поверхні є похідними від розподілу проникності в моделі.

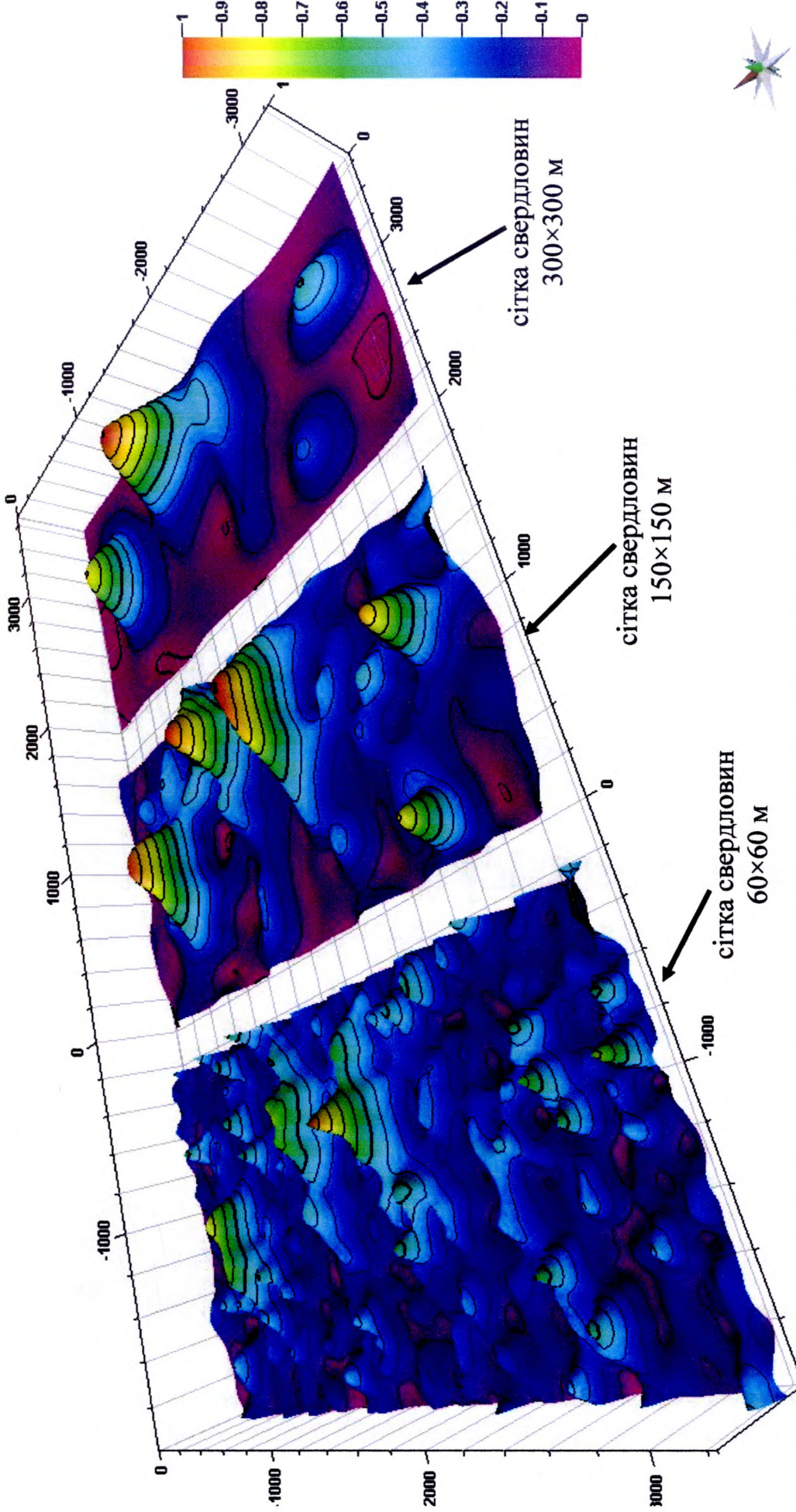


Рисунок 3.10 – Порівняння поверхонь накопичених видобутків нафти побудованих по трьох варіантах вхідних конфігурацій свердловин для моделі А

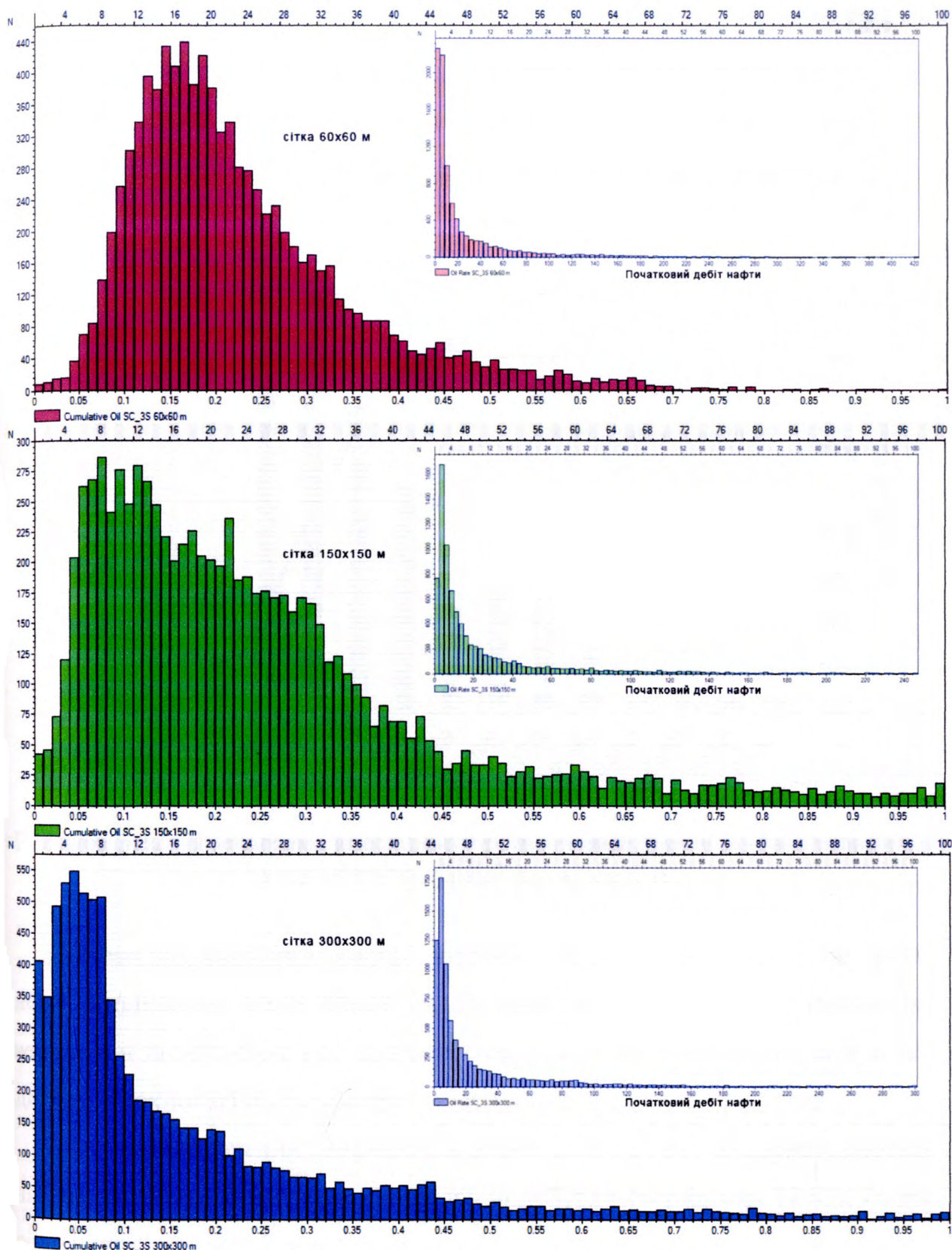


Рисунок 3.11 – Порівняння гістограм нормалізованих накопичених видобутків (ліворуч) та початкових дебітів нафти (праворуч) за трьома варіантами вхідної конфігурації свердловин для моделі А

Оцінка видобувних можливостей по свердловинах проводиться за формулою (2.63). Для цього необхідно попередньо розрахувати коефіцієнти річної зміни дебіту λ_i по формулі (2.62). За результатами статистичного аналізу (рис. 3.12) медіана вибірки даних складає 0,03567 (коефіцієнт річної зміни для середньої свердловини).

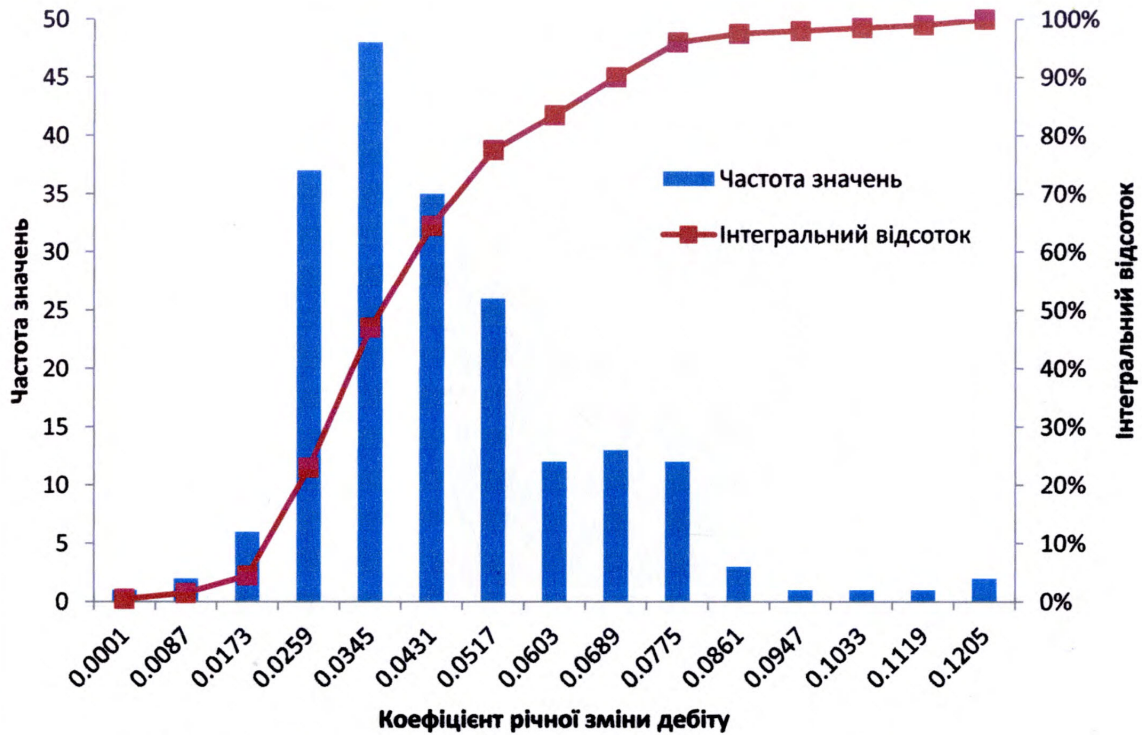


Рисунок 3.12 – Гістограма коефіцієнту річної зміни дебіту по свердловинах вхідної конфігурації для моделі А

Очевидно, що такий значний діапазон коефіцієнтів річної зміни дебіту нафти впливає із потенційних видобувних можливостей зон дренування свердловин та того факту, що для всіх свердловин вхідної конфігурації задані однакові технологічні параметри роботи (постійна депресія на пласт).

Отримані значення коефіцієнтів річної зміни дебіту використовуються для оцінки потенційного накопиченого видобутку свердловин (2.63), їх зон дренування та розміщення свердловини на покладі, згідно алгоритму представленого на рис. 2.14.

Результати розрахунків послідовного розміщення свердловин на моделі А, при відсутності перекриття зон дренування свердловин ($\delta_{max} = 0$), наведені в табл. 3.3, а графічне представлення результатів на рис. 3.13.

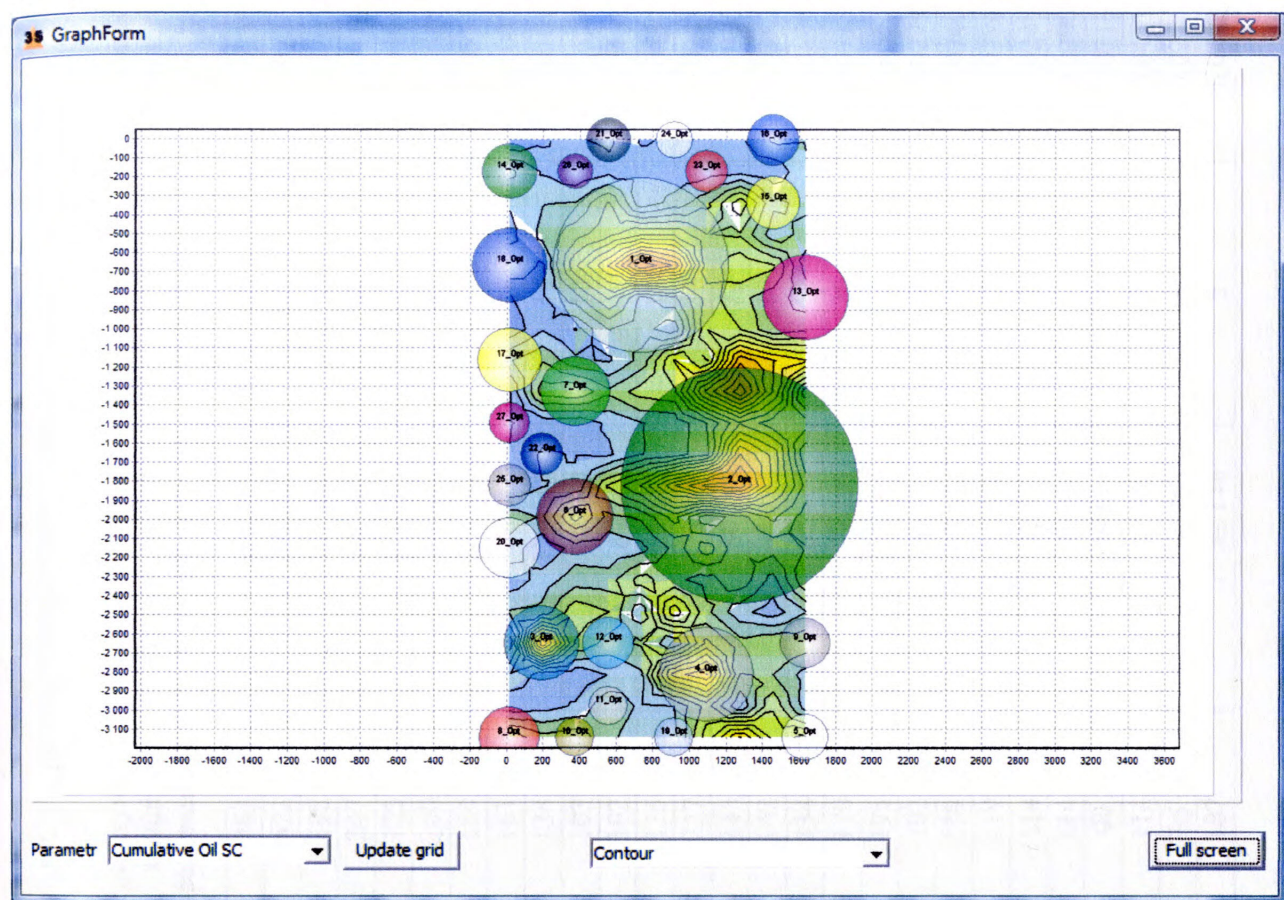


Рисунок 3.13 – Схема послідовного розміщення свердловин для моделі А при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

Таким чином, при відсутності накладання зон дренування свердловин ($\delta_{max}=0$), на моделі А може бути розміщено максимум 27 свердловин.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків послідовного розміщення свердловин для моделі А при $\delta_{max} = 0$

№ св.	Індекс комірки сіткової моделі			Радіус дронування в сітковій моделі, м	Перекриття, м	Розрахунковий радіус дронування, м	Видобувні запаси нафти в сітковій моделі, м ³	Початковий дебіт нафти, м ³ /добу	Коефіцієнт річного падіння дебіту
	i	j	k						
1	25	45	1	480	0	463	1 613 750	376	0,0838
2	43	122	1	630	0	622	3 203 880	655	0,0726
3	7	177	1	210	0	195	257 038	85	0,1205
4	37	188	1	270	0	247	442 945	89	0,0710
5	55	210	1	150	0	123	112 557	15	0,0444
6	13	133	1	210	0	200	270 424	43	0,0538
7	13	89	1	210	0	184	228 136	37	0,0554
8	1	210	1	180	0	161	86 962	24	0,1008
9	55	177	1	150	0	134	122 367	14	0,0361
10	13	210	1	120	0	103	62 592	10	0,0529
11	19	199	1	120	0	102	65 002	9	0,0482
12	19	177	1	150	0	135	138 281	19	0,0437
13	55	56	1	240	0	227	373 808	36	0,0245
14	1	12	1	150	0	145	80 275	23	0,1036
15	49	12	1	150	0	142	144 295	17	0,0362
16	49	1	1	150	0	134	67 407	13	0,0699
17	1	78	1	180	0	170	99 295	20	0,0713
18	1	45	1	210	0	195	133 606	25	0,0653
19	31	210	1	120	0	102	70 355	7	0,0279
20	1	144	1	180	0	159	89 575	19	0,0740
21	19	1	1	120	0	119	54 460	12	0,0776
22	7	111	1	120	0	114	82 423	8	0,0249
23	37	12	1	120	0	114	89 854	9	0,0290
24	31	1	1	120	0	99	36 641	7	0,0718
25	1	122	1	120	0	114	47 582	7	0,0471
26	13	12	1	120	0	95	60 253	6	0,0254
27	1	100	1	120	0	107	42 116	5	0,0409

Для вибору раціональної кількості свердловин використовується економічна модель, вихідні параметри якої наведені в табл. 3.4, та розрахований на її основі показник NPV (2.10).

Таблиця 3.4 – Вхідні параметри економічної моделі

Параметр	Значення
Дисконтна ставка, %	5
Ставка інфляції, %	10
Податок на прибуток, %	10
Ціна нафти, дол. США/барель	110
Вартість видобутку продукції (нафта + вода), дол. США/барель	40
Вартість підготовки продукції (нафта + вода), дол. США/барель	20
Вартість скидання видобутої води, дол. США/барель	10
Вартість буріння 1 м свердловини, дол. США	1500
Загальні витрати на облаштування промислу, млн. дол. США	50
Ціна капремонту на свердловині, тис. дол. США	100
Граничне значення обводненості продукції для проведення ізоляційних робіт, %	80
Річне збільшення обводненості продукції, %	10
Річна орендна плата, млн. дол. США	1
Середня глибина свердловини, м	3700
Коефіцієнт складності буріння	1,1

Результати розрахунків NPV для вибору раціональної кількості свердловин для моделі А, при відсутності перекриття зон дронування свердловин ($\delta_{max} = 0$), наведені в табл. 3.5 та на рис. 3.14.

Таблиця 3.5 – Результати розрахунків накопиченого видобутку нафти та NPV для моделі А при $\delta_{max} = 0$

Кількість свердловин	Накопичений видобуток нафти (3S), млн. м ³	NPV, млн. дол. США
1	1,614	-14,797
2	4,818	51,297
3	5,075	54,593
4	5,519	58,983
5	5,631	55,427
6	5,902	54,930
7	6,130	53,764
8	6,217	50,956
9	6,339	47,328
10	6,402	43,106
11	6,467	38,858
12	6,604	35,665
13	6,978	34,620
14	7,059	31,671
15	7,203	28,352
16	7,270	24,487
17	7,370	21,345
18	7,503	18,766
19	7,573	14,283
20	7,663	10,983
21	7,717	6,936
22	7,799	2,560
23	7,889	-1,655
24	7,926	-6,171
25	7,974	-10,719
26	8,034	-15,345
27	8,076	-20,041

Згідно прийнятої економічної моделі та $\delta_{max} = 0$, максимальне значення чистої дисконтованої вартості складає 58,983 млн. дол. США для 4-ох видобувних свердловин, яким відповідають сумарні видобувні запаси нафти 5,518 млн. м³. На рис. 3.15 представлена відповідна схема раціонального розміщення свердловин та побудований, на її основі, розподіл достовірності інформації моделі А при ефективному радіусі $R_{ef} = 1000$ м.

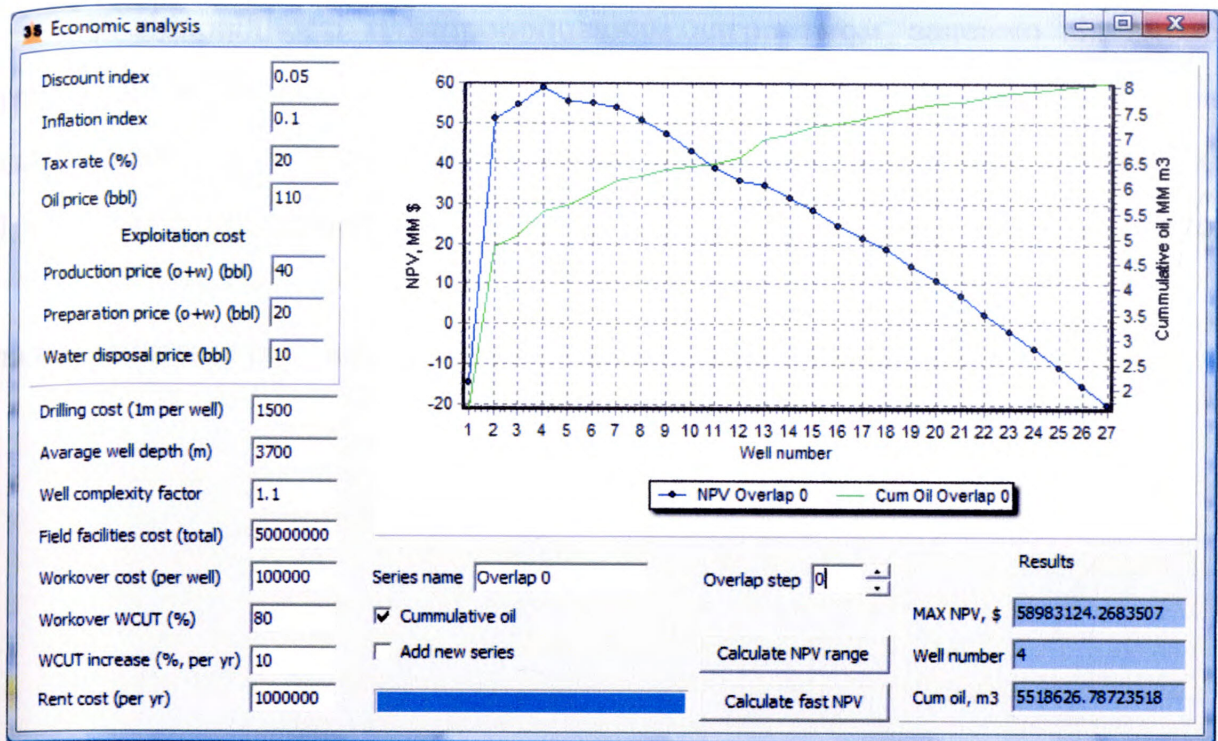


Рисунок 3.14 – Залежність NPV від кількості свердловин для моделі А при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

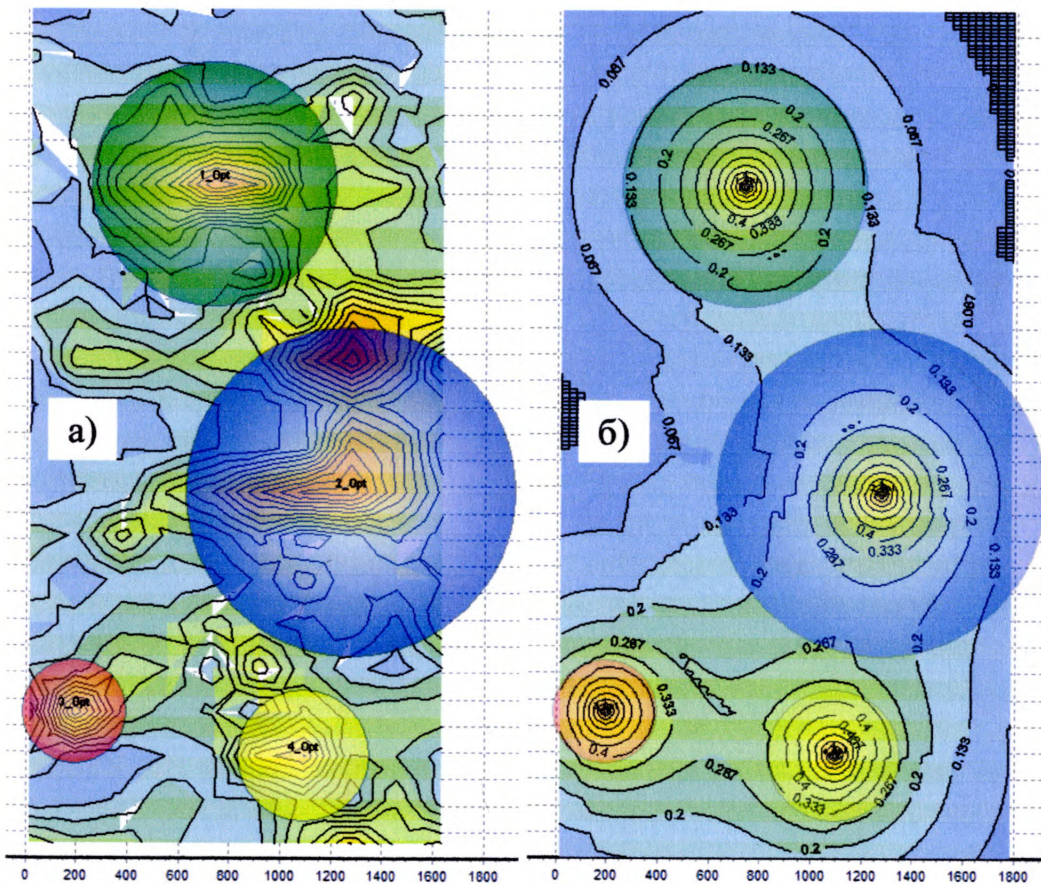


Рисунок 3.15 – Схема раціонального розміщення свердловин (а) та розподіл достовірності інформації (б) для моделі А при $\delta_{max} = 0$ виконані в програмному модулі «3S optimization»

У відповідності із запропонованим алгоритмом, залежно від вибору граничних обмежень по максимальній величині перекриття зон дренування свердловин δ_{max} , будуть формуватися різні схеми розміщення свердловин. На даному етапі проведені розрахунки для δ_{max} в діапазоні 0-100% з кроком 10%. Для отриманих схем проводяться аналогічні розрахунки NPV (табл. 3.6) та визначається раціональна кількість свердловин (рис. 3.16).

Таблиця 3.6 – Результати розрахунків NPV для моделі А для діапазону перекриття $\delta_{max} = 0 \div 100\%$

Кількість свердловин	NPV, млн. дол. США											
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	
1	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797	-14,797
2	51,297	51,297	51,297	51,297	51,297	50,797	50,797	50,797	50,797	50,797	50,797	50,797
3	54,593	54,593	54,593	54,593	54,593	54,093	54,093	54,093	54,093	54,093	54,093	54,093
4	58,983	58,983	58,983	58,983	58,983	58,483	58,483	58,483	58,483	58,483	58,483	58,483
5	55,427	55,427	55,427	57,301	57,301	56,801	56,801	56,801	56,801	56,801	56,801	56,801
6	54,930	54,930	54,930	53,745	53,745	57,196	57,196	57,196	57,196	60,803	60,803	60,803
7	53,764	57,844	57,844	53,408	53,408	53,640	53,640	53,640	53,640	61,198	61,198	61,198
8	50,956	56,678	56,678	52,911	52,911	53,304	53,304	53,304	53,304	57,642	57,642	57,642
9	47,328	53,870	53,426	51,745	51,745	52,807	55,858	55,858	55,858	52,443	56,756	56,756
10	43,106	51,801	50,618	48,937	48,937	51,665	55,361	55,361	55,361	52,106	51,556	51,556
11	38,858	49,100	48,550	46,869	46,869	50,498	54,219	54,219	54,219	52,688	52,138	52,138
12	35,665	44,879	45,849	44,168	44,168	46,685	53,053	53,053	53,053	48,141	48,980	48,980
13	34,620	40,631	41,628	39,947	39,947	43,877	49,239	49,239	49,239	45,177	44,433	44,433
14	31,671	37,682	37,379	42,495	42,495	41,228	46,431	46,431	45,307	44,035	41,687	41,687
15	28,352	33,816	34,430	38,246	38,246	38,498	43,782	43,782	42,500	42,822	40,474	40,474
16	24,487	30,674	30,565	35,342	35,342	37,864	41,052	41,052	39,769	39,229	36,881	36,881
17	21,345	26,160	27,423	31,679	31,679	33,643	36,830	36,830	35,184	35,298	32,950	32,950
18	18,766	23,581	22,908	28,730	28,730	29,394	32,582	32,849	30,962	32,490	30,142	30,142
19	14,283	19,098	20,329	24,828	24,828	26,489	28,862	28,600	25,890	29,715	27,367	27,367
20	10,983	15,798	15,846	21,687	20,704	22,827	25,958	24,880	22,925	26,985	24,666	24,666
21	6,936	11,751	12,547	17,172	16,895	17,778	22,295	21,976	18,944	22,399	20,274	20,274
22	2,560	7,375	7,852	12,931	13,753	14,571	17,247	18,313	14,695	18,178	16,053	16,053
23	-1,655	3,106	3,085	10,352	9,238	11,622	14,039	13,265	10,763	13,105	10,996	10,996
24	-6,171	-1,750	-0,963	5,869	4,732	7,720	11,090	10,057	7,859	8,048	7,166	7,166
25	-10,719	-6,055	-5,339	1,247	2,153	4,578	7,188	7,108	3,498	4,218	1,938	1,938
26	-15,345	-10,604	-9,608	-2,680	-2,329	0,064	4,046	3,207	-0,165	-1,010	-2,044	-2,044
27	-20,041	-15,229	-14,464	-7,448	-6,952	-4,442	-0,468	-1,200	-5,213	-4,992	-6,292	-6,292
28		-19,926	-18,769	-11,495	-10,879	-8,925	-4,974	-5,974	-8,421	-9,240	-10,068	-10,068
29		-23,317	-23,317	-15,871	-15,757	-11,796	-9,645	-10,480	-11,369	-13,921	-14,749	-14,749
30		-27,943	-27,943	-20,727	-19,804	-16,491	-14,128	-15,151	-15,271	-16,506	-17,654	-17,654

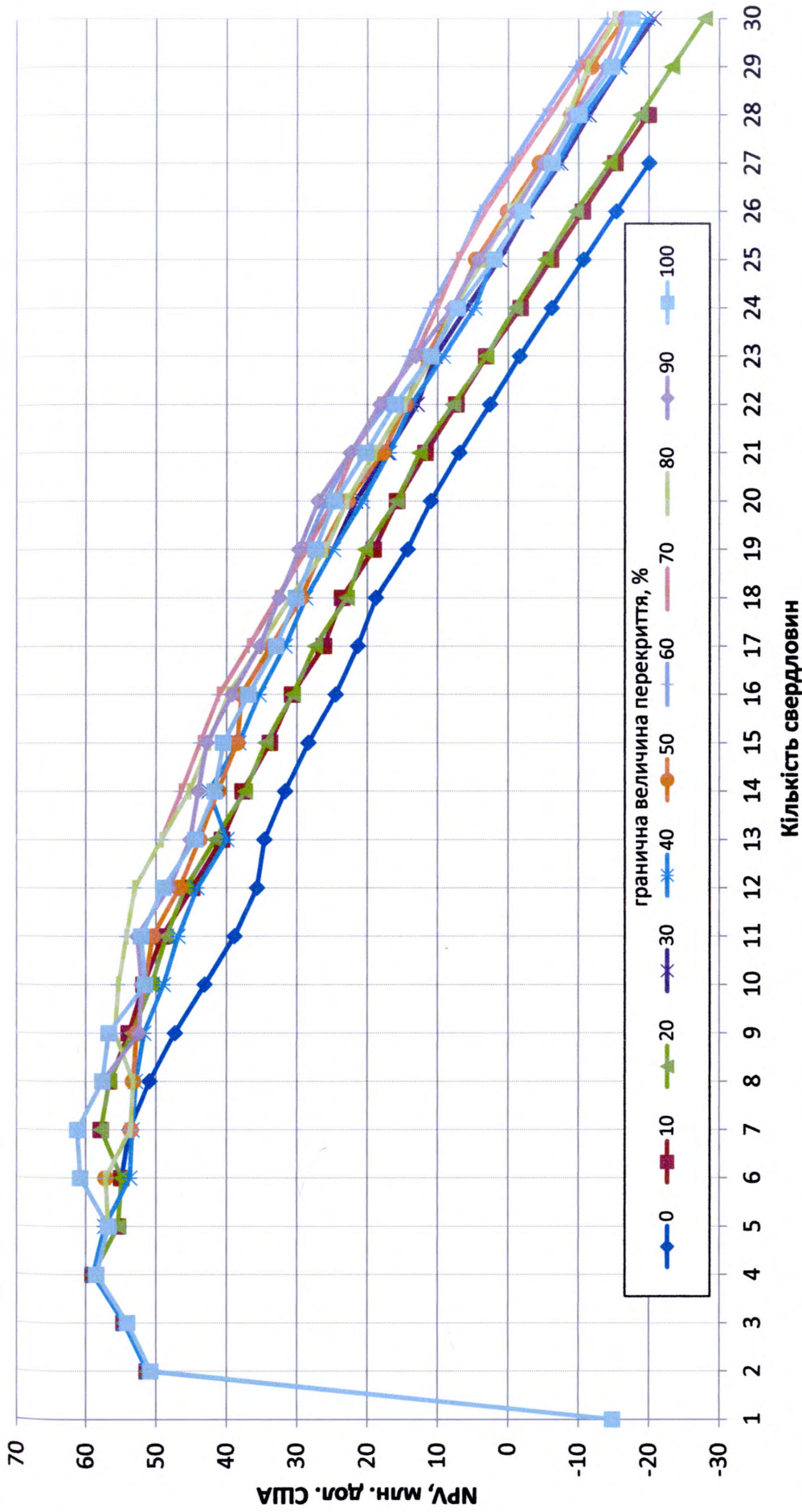


Рисунок 3.16 – Залежність NPV від кількості свердловин для моделі А при зміні граничної величини перекриття в діапазоні $\delta_{max} = 0 \div 100\%$

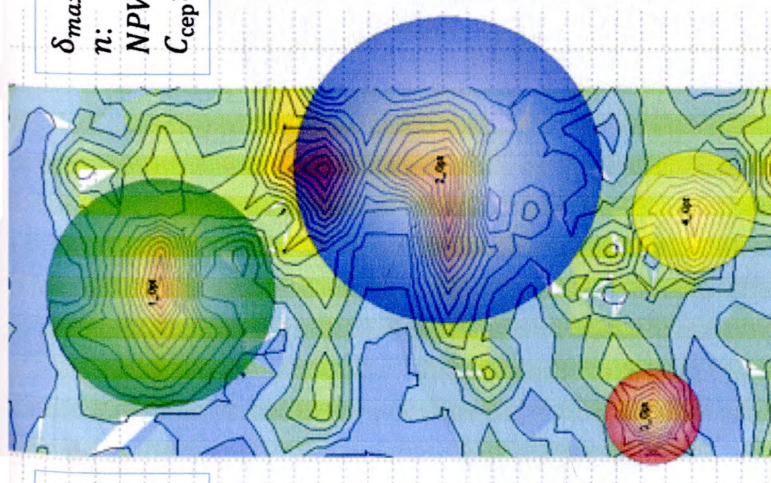
Результати розрахунків NPV (див. табл. 3.6) дозволяють визначити раціональну кількість свердловин для кожного варіанту. Для діапазону $\delta_{max} = 0 \div 80\%$ максимальне значення NPV досягається при реалізації схеми розробки з чотирма свердловинами; для $\delta_{max} = 90 \div 100\%$ - при реалізації схеми із семи свердловинами. При цьому виділяються три різні схеми розміщення свердловин (рис. 3.17), для яких розраховується середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$ (табл. 3.7).

Таблиця 3.7 – Порівняння критеріїв оптимізаційної задачі для моделі А

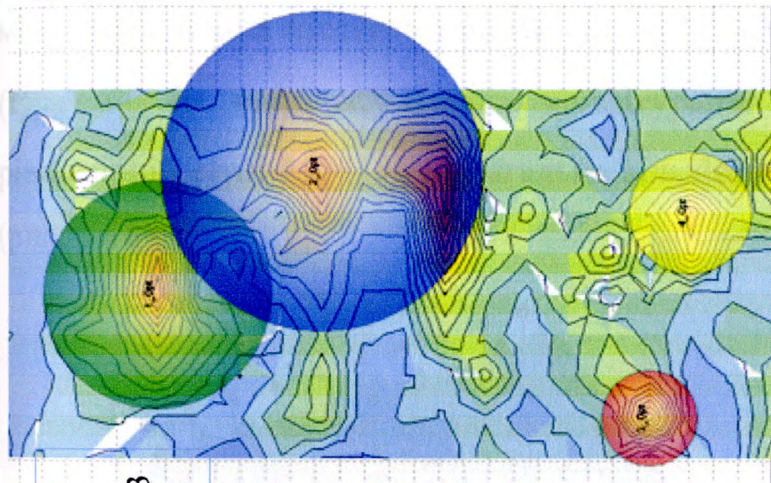
Діапазон δ_{max} , %	Кількість свердловин n , шт.	Накопичений видобуток нафти			NPV , млн. дол. США	Середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$
		3S, млн. м ³	Симуляція, млн. м ³	Відносна похибка, %		
0-40	4	5,519	5,509	0,182	58,983	0,177
50-80	4	5,402	5,510	1,973	58,483	0,177
90-100	7	6,592	6,093	8,187	61,198	0,310

Аналізуючи критерії оптимізаційної задачі для моделі А представлені вище, можна прийняти однозначне рішення, щодо вибору раціональної схеми розміщення свердловин. Це схема, яка отримується при діапазоні перекриття δ_{max} - 90-100 % і використовує 7 видобувних свердловин. Вона є найбільш прибутковою і дозволяє досягнути максимальної чистої дисконтованої вартості 61,198 млн. дол. США (за період розробки 50 років) при значенні накопиченого видобутку нафти 6,592 млн. м³ (6,093 млн. м³ за результатами симуляції). Дана схема дозволяє також досягти максимальної середньої достовірності інформації моделі на рівні 31 %. При цьому, відносна похибка оцінки накопиченого видобутку нафти методикою 3S не перевищує 10 % (допустима похибка прогнозу накопиченого видобутку нафти [9]) і складає 8,187 %.

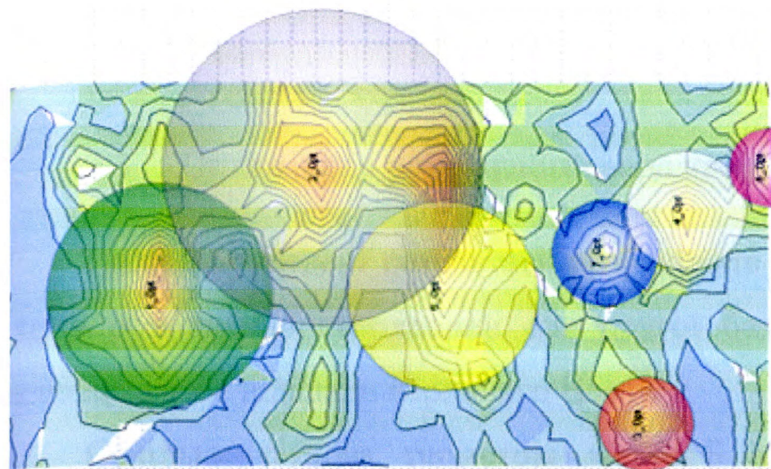
δ_{max} : 0-40
n: 4
NPV: 58,983
 $C_{сер}$: 0,177



δ_{max} : 50-80
n: 4
NPV: 58,483
 $C_{сер}$: 0,177



δ_{max} : 90-100
n: 7
NPV: 61,198
 $C_{сер}$: 0,310



δ_{max} – гранична величини перекриття, %;

NPV – чиста дисконтована вартість, млн. дол. США;

n – кількість свердловин;

$C_{сер}$ – середня достовірність інформації моделі

Рисунок 3.17 – Варіанти схем розміщення свердловин та відповідні значення основних критеріїв оптимізаційної задачі для моделі А

3.3 Оптимізація розміщення свердловин на моделі Б

Нижче приведені результати розрахунків по визначенню раціональної схеми розміщення свердловин для другої базової моделі (модель Б), яка включає в себе відклади верхнього Нессу.

Оскільки сіткова геометрія моделі Б аналогічна до моделі А, то параметри вхідної конфігурації свердловин будуть аналогічними, як і в моделі А.

Загальна кількість комірок сіткової моделі – $N_k = 13200$. Мінімальна міжсвердловинна відстань вздовж осі O_i (l_{min}^i) – 5 комірок; вздовж осі O_j (l_{min}^j) – 10 комірок. Вхідна конфігурація свердловин розміщена по рівномірній сітці 150×150 м. Загальна кількість свердловин – $\max N_w = 200$ (рис. 3.18).

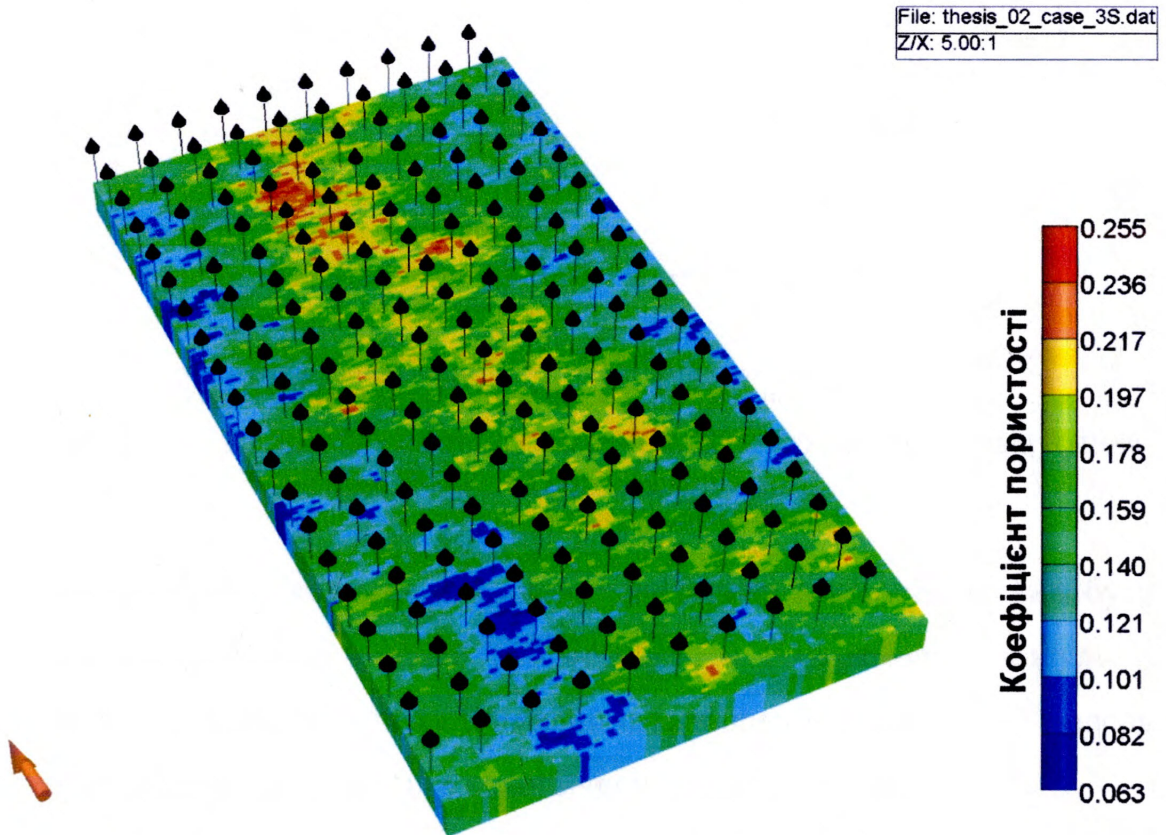


Рисунок 3.18 – Розміщення свердловин по вхідній конфігурації на моделі Б (розподіл пористості)

Загальний вуглеводневий поровий об'єм моделі Б становить 22,302 млн. м³. Початкові загальні запаси нафти – 18,585 млн. м³, потенційні видобувні запаси нафти – 13,939 млн. м³.

Робота свердловин, як і для моделі А, здійснюється на режимі постійної максимальної депресії на рівні 3 МПа та обмежується знизу динамічним рівнем в свердловині 500 м (мінімальний вибійний тиск \approx 4 МПа).

Розрахунок на гідродинамічному симуляторі виконаний на період 30 років, з максимальним розрахунковим кроком 1 місяць (рис. 3.19).

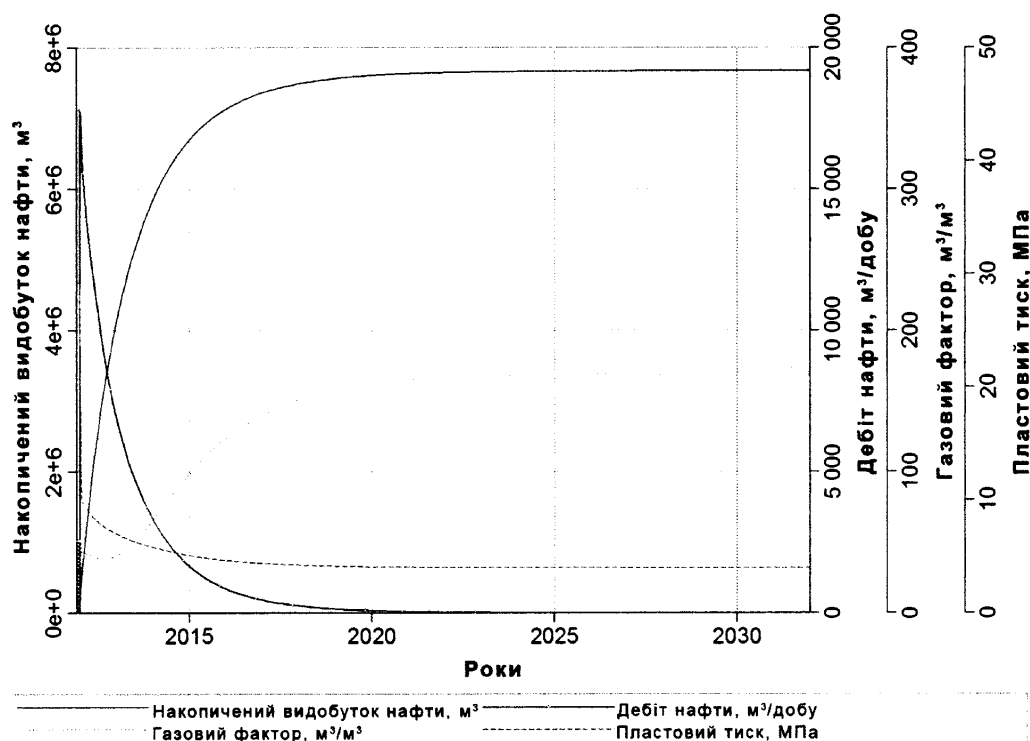


Рисунок 3.19 – Динаміка основних показників розробки моделі Б групою свердловин вхідної конфігурації

На основі розрахованих початкових дебітів та накопичених видобутків нафти по свердловинах вхідної конфігурації, в програмному модулі «3S optimization», з використанням Крайгінг інтерполяції, побудовано поверхні початкових дебітів (рис. 3.20) та накопичених видобутків (рис. 3.21).

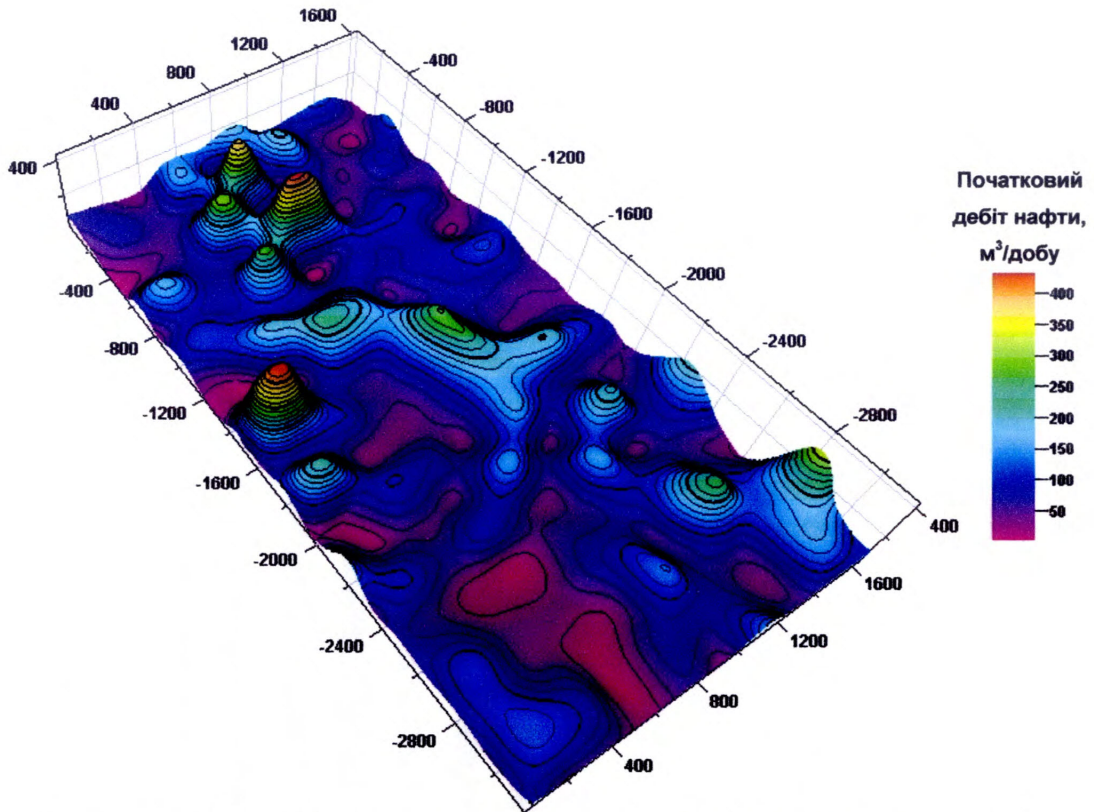


Рисунок 3.20 – Поверхня початкових дебітів нафти в моделі Б

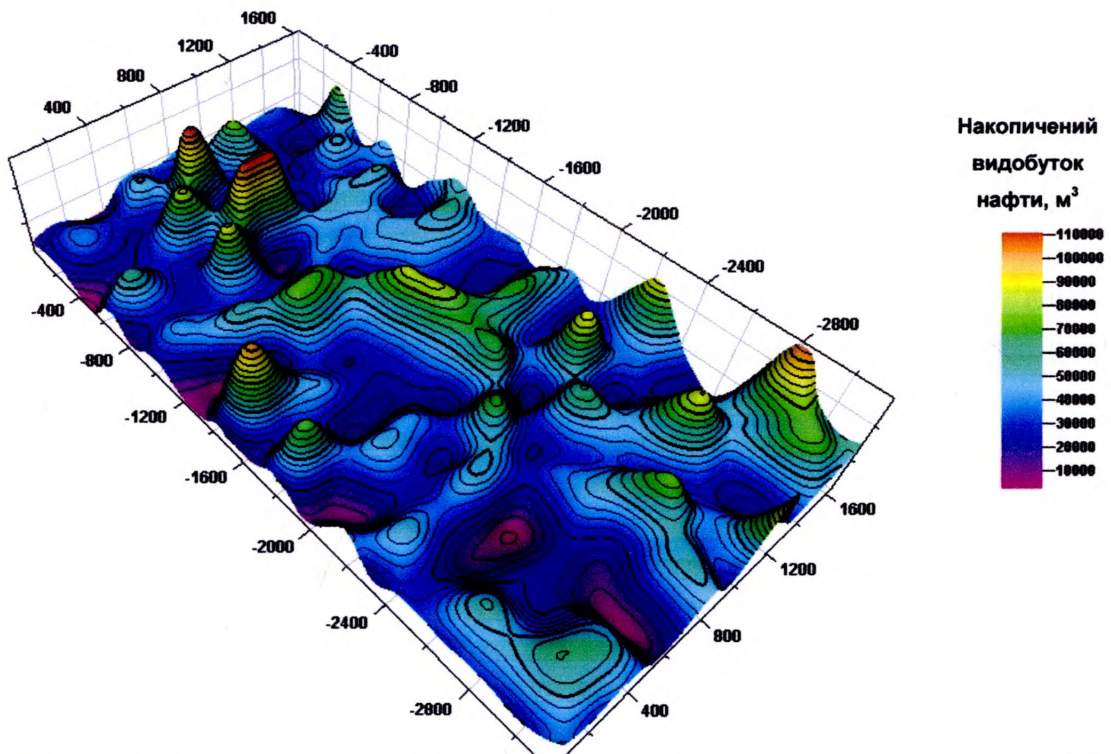


Рисунок 3.21 – Поверхня накопичених видобутків нафти в моделі Б

На основі статистичного аналізу результатів розрахунку коефіцієнтів річної зміни дебіту (рис. 3.22) визначена медіана вибірки даних, значення якої складає 0,03138 (коефіцієнт річної зміни для середньої свердловини).

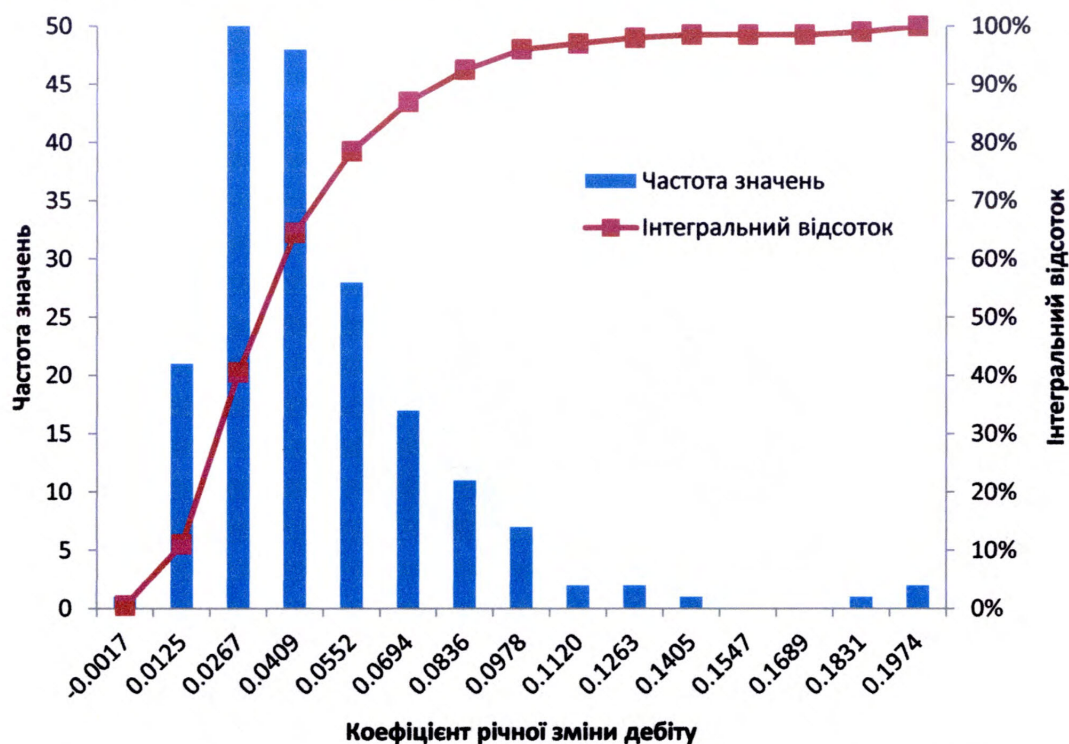


Рисунок 3.22 – Гістограма коефіцієнту річної зміни дебіту по свердловинах вхідної конфігурації для моделі Б

Результати розрахунків послідовного розміщення свердловин на моделі Б, при відсутності перекриття зон дренавання свердловин ($\delta_{max} = 0$), наведені в табл. 3.8, а графічне представлення результатів показано на рис. 3.23.

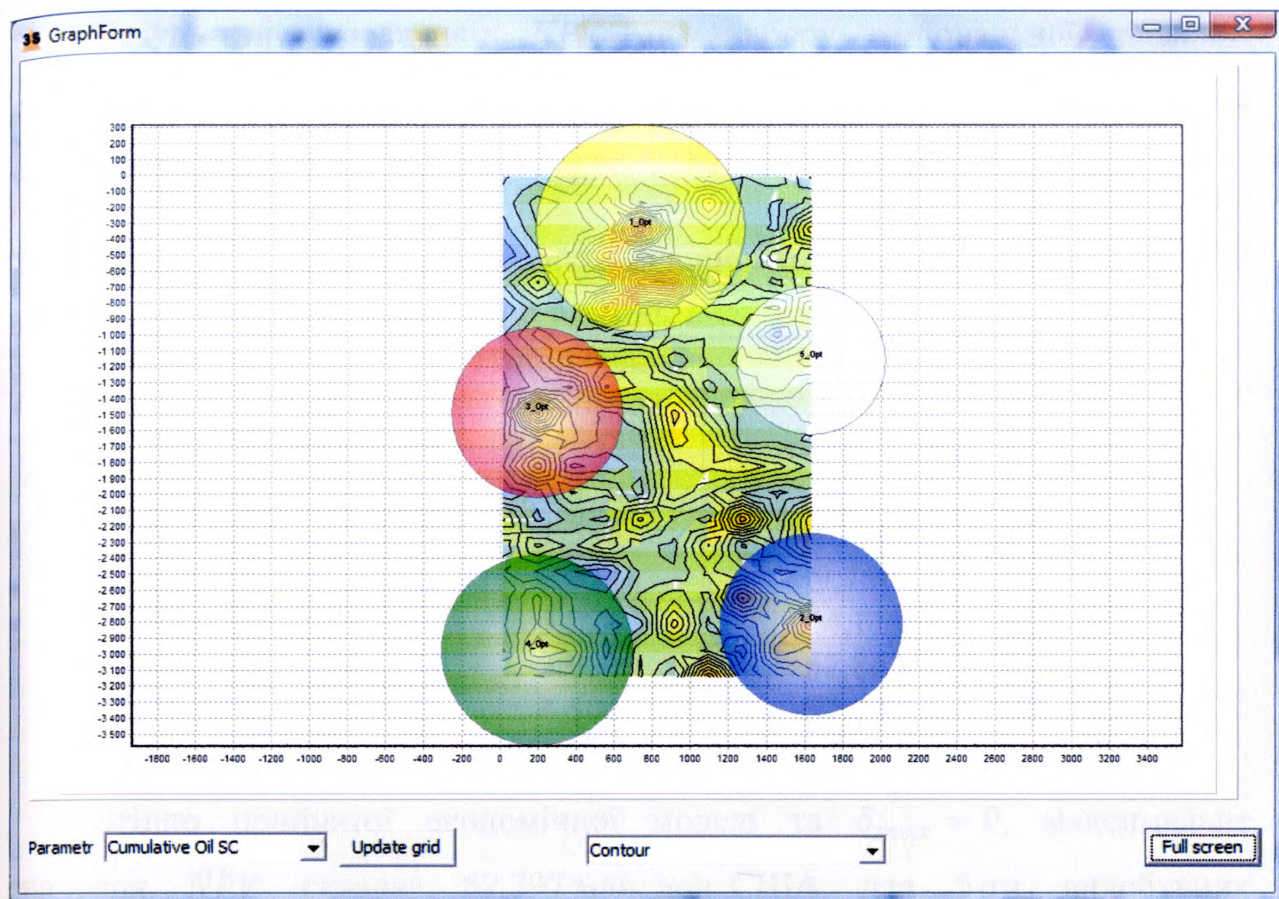


Рисунок 3.23 – Схема послідовного розміщення свердловин для моделі Б при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

Таблиця 3.8 – Результати розрахунків послідовного розміщення свердловин для моделі Б при $\delta_{max} = 0$

№ св.	Індекс комірки сіткової моделі			Радіус дренування в сітковій моделі, м	Пере-криття, м	Розрахунковий радіус дренування, м	Видобувні запаси нафти в сітковій моделі, м ³	Початковий дебіт нафти, м ³ /добу	Коефіцієнт річного падіння дебіту
	<i>i</i>	<i>j</i>	<i>k</i>						
1	25	23	1	660	0	656	1 556 479	361	0,0834
2	55	188	1	570	0	568	867 242	316	0,1330
3	7	100	1	540	0	534	800 427	433	0,1974
4	7	199	1	600	0	598	706 775	127	0,0626
5	55	78	1	480	0	466	575 313	91	0,0537

Таким чином, при відсутності накладання зон дренування свердловин ($\delta_{max}=0$), на моделі Б може бути розміщено максимум 5 свердловин.

Для вибору раціональної кількості свердловин використовується економічна модель, з вихідними параметрами представленими в табл. 3.4, та розрахований на її основі показник *NPV* (2.10).

Результати розрахунків NPV для вибору раціональної кількості свердловин для моделі Б, при відсутності перекриття зон дренування свердловин ($\delta_{max} = 0$), наведені в табл. 3.9 та на рис. 3.24.

Таблиця 3.9 – Результати розрахунків накопиченого видобутку нафти та NPV для моделі Б при $\delta_{max} = 0$

Кількість свердловин	Накопичений видобуток нафти (3S), млн. м ³	NPV , млн. дол. США
1	1,556	-16,367
2	2,424	9,759
3	3,224	44,113
4	3,931	52,863
5	4,506	57,797

Згідно прийнятої економічної моделі та $\delta_{max} = 0$, максимальне значення NPV складає 57,797 млн. дол. США для 5-ти видобувних свердловин, яким відповідають сумарні видобувні запаси нафти 4,506 млн. м³. На рис. 3.25 представлена відповідна схема раціонального розміщення свердловин та побудований на її основі розподіл достовірності інформації моделі Б при ефективному радіусі $R_{ef} = 1000$ м.

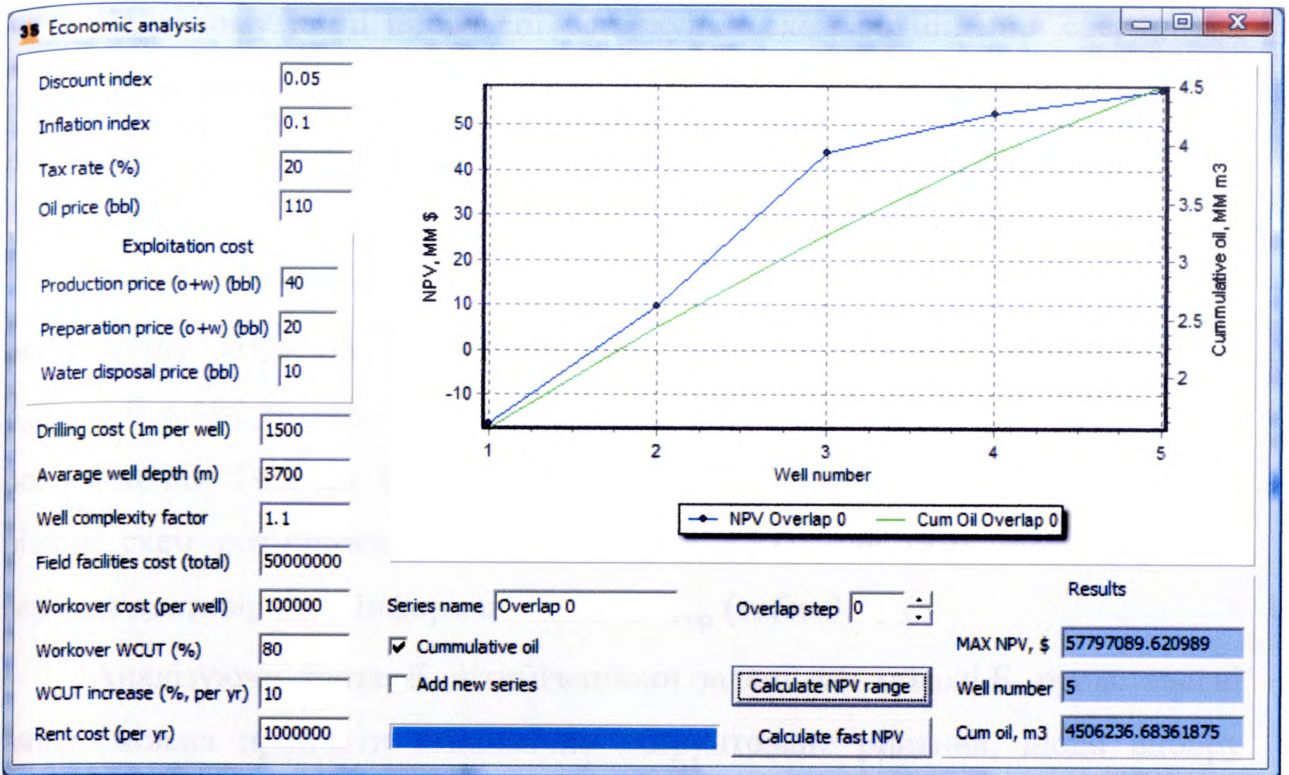


Рисунок 3.24 – Залежність NPV від кількості свердловин для моделі Б при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

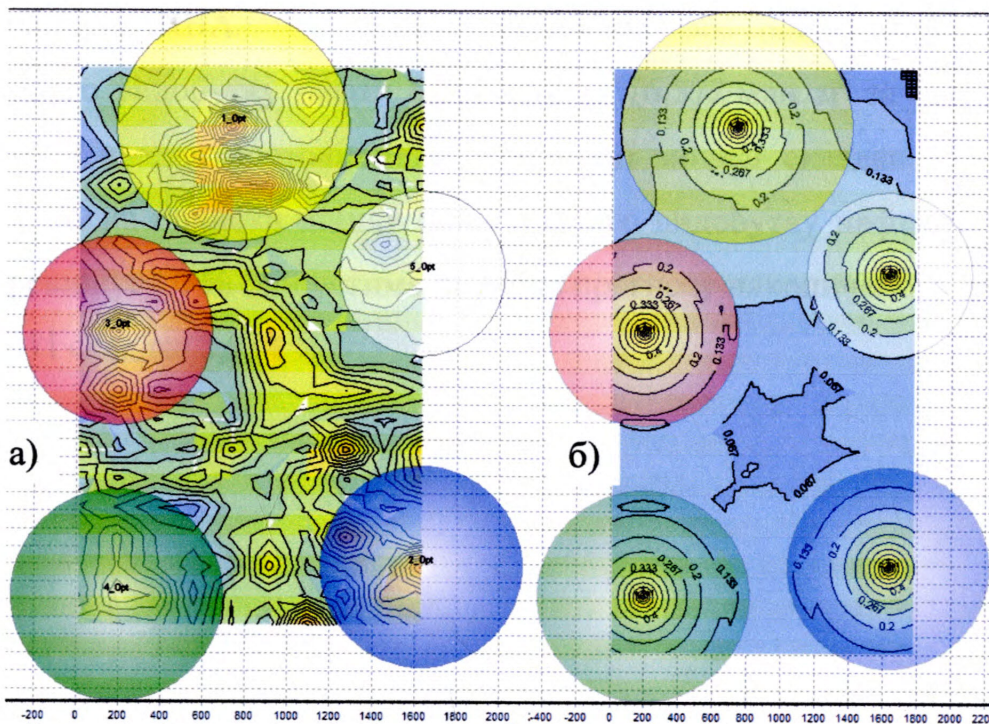


Рисунок 3.25 – Схема раціонального розміщення свердловин (а) та розподіл достовірності інформації (б) для моделі Б при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

На даному етапі проведені розрахунки схем розміщення свердловин для δ_{max} в діапазоні 0-100% з кроком 10%. Для отриманих схем проведено розрахунок NPV (табл. 3.10) та визначено раціональну кількість свердловин (рис. 3.26).

Результати розрахунків NPV (див. табл. 3.10) дозволяють визначити раціональну кількість свердловин для кожного варіанту. Для діапазону $\delta_{max} = 0 \div 100 \%$ максимальний NPV досягається при реалізації схеми розробки від 5-ти до 10-ти свердловин. При цьому, виділяються дев'ять різних схем розміщення свердловин (рис. 3.27), для яких розраховується середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$ (табл. 3.11).

Аналізуючи критерії оптимізаційної задачі для моделі Б, представлені вище, можна прийняти економічно обґрунтоване рішення, щодо вибору раціональної схеми розміщення свердловин. Це схема, яка отримується при діапазоні перекриття δ_{max} - 70 % і використовує 9 видобувних свердловин. Вона дозволяє досягнути максимального значення NPV 74,213 млн. дол. США (за період розробки 50 років) при значенні накопиченого видобутку нафти 6,765 млн. м³ (6,572 млн. м³ за результатами симуляції). Середня достовірність інформації моделі складає 35,4 %. При цьому, відносна похибка оцінки накопиченого видобутку нафти методикою 3S не перевищує 10 % (допустима похибка прогнозу накопиченого видобутку нафти [9]) і складає 2,934 %.

Таблиця 3.10 – Результати розрахунків NPV для моделі Б при $\delta_{max} = 0 \div 100\%$

Кількість свердловин	NPV, млн. дол. США												
	Перекриття δ_{max} , %												
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100		
1	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367	-16,367
2	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759	9,759
3	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113	44,113
4	52,863	52,863	60,255	60,255	60,255	60,255	46,833	55,676	55,676	55,676	44,914	44,914	10,559
5	57,797	57,797	69,005	69,005	69,005	69,005	62,975	61,305	61,305	61,305	57,418	57,418	57,418
6		62,066	69,979	69,979	69,538	71,565	71,725	64,025	64,025	64,025	63,047	63,047	63,047
7			66,771	66,771	66,072	68,331	72,266	72,775	72,775	67,306	65,766	65,766	65,766
8					62,152	67,196	71,131	73,258	73,258	72,184	72,335	72,335	72,335
9							65,298	74,213	72,667	72,667	72,819	72,819	72,819
10							60,675	73,781	73,876	73,774	73,774	73,774	73,774
11								71,349	73,443	73,443	73,342	73,342	73,342
12								67,047	70,839	70,839	70,737	70,737	70,737
13								64,358	66,215	66,215	66,114	66,114	66,114

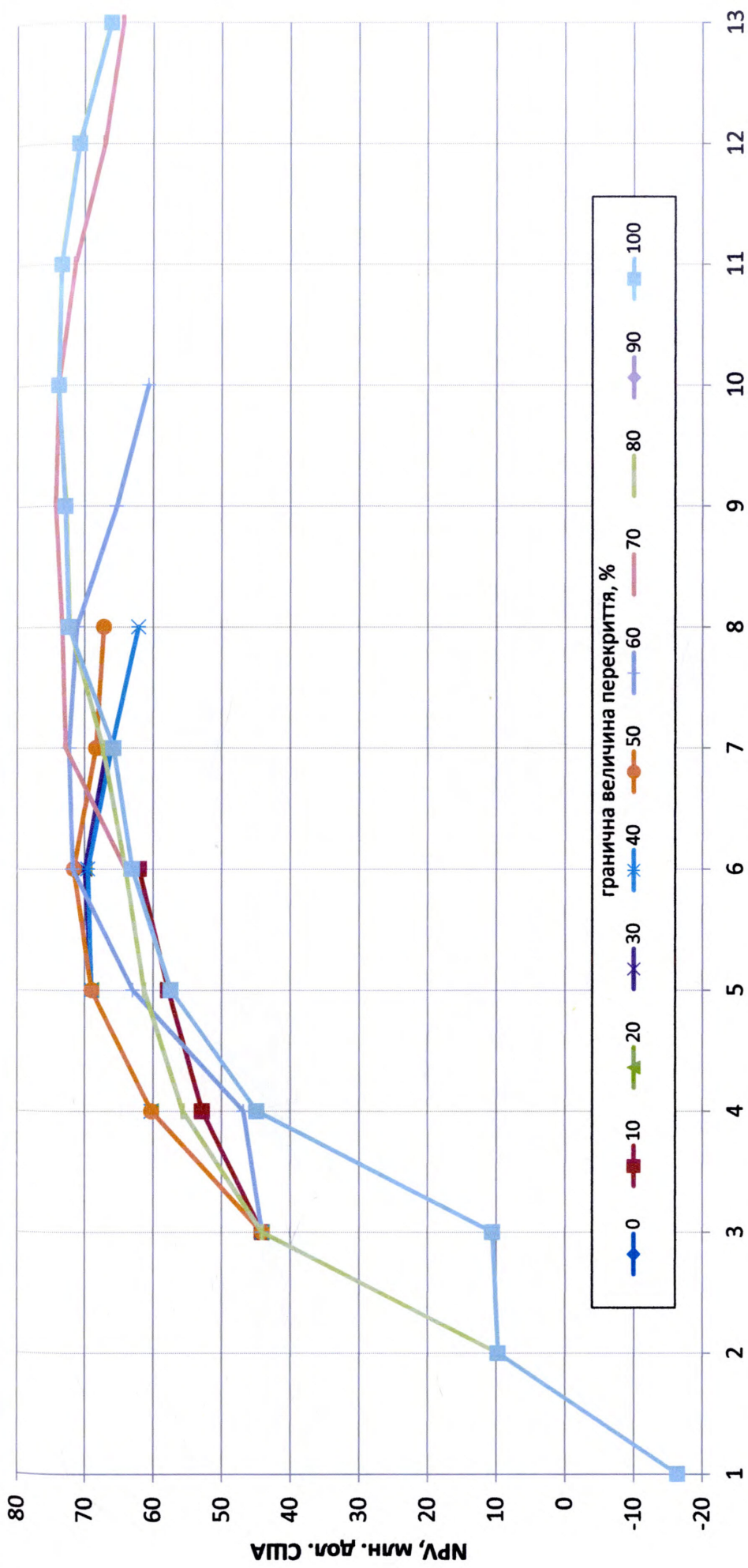
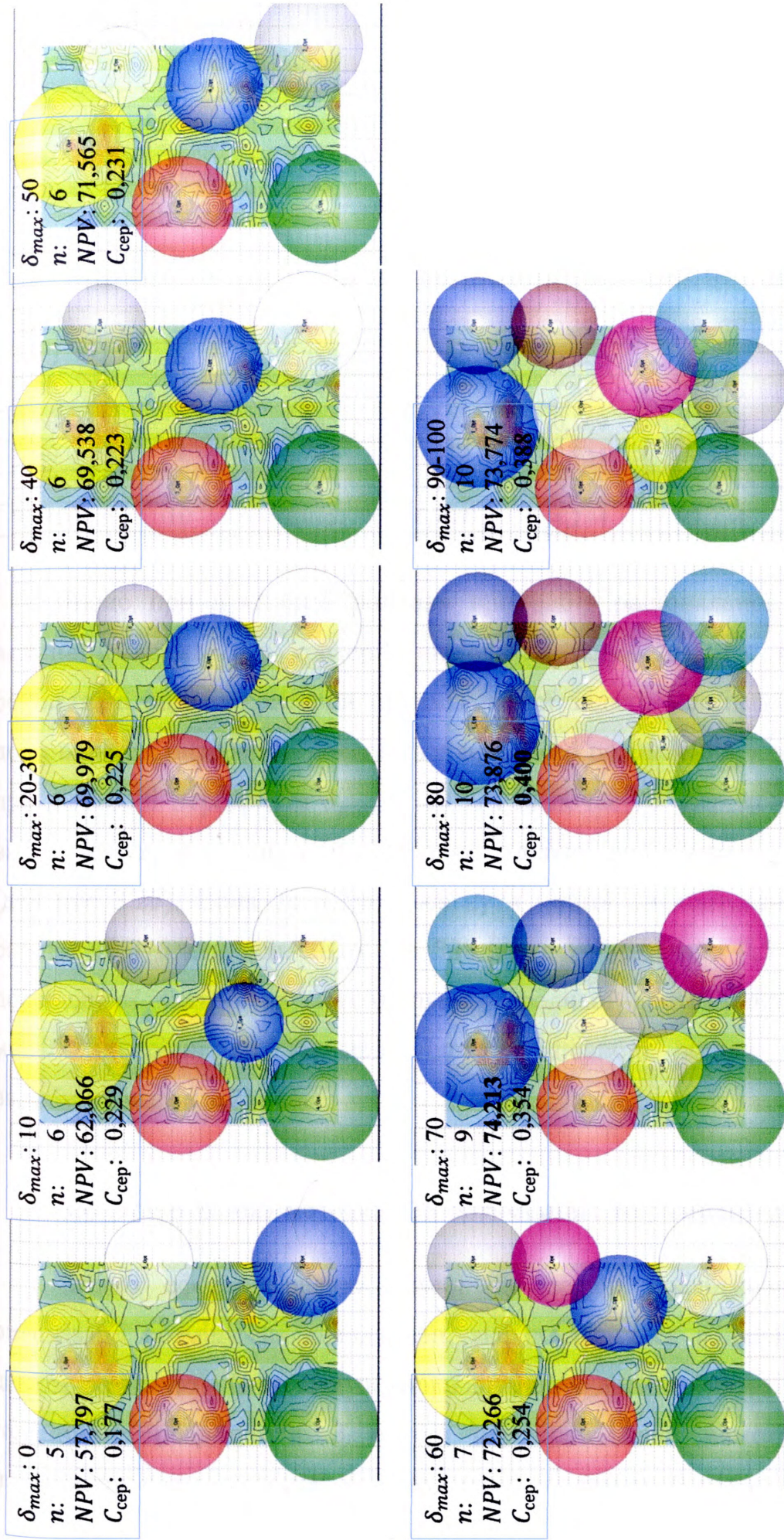


Рисунок 3.26 – Залежність NPV від кількості свердловин для моделі Б при $\delta_{max} = 0 \div 100\%$



δ_{max} – гранична величини перекриття, %;
 NPV – чиста дисконтована вартість, млн. дол. США;

n – кількість свердловин;
 $C_{сер}$ – середня достовірність інформації моделі

Рисунок 3.27 – Варіанти схем розміщення свердловин та відповідні значення основних критеріїв оптимізаційної задачі для моделі Б

Таблиця 3.11 – Порівняння критеріїв оптимізаційної задачі для моделі Б

Діапазон δ_{max} , %	Кількість свердловин n , шт.	Накопичений видобуток нафти			NPV, млн. дол. США	Середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$
		3S, млн. м ³	Симуляція, млн. м ³	Відносна похибка, %		
0	5	4,506	4,851	7,112	57,797	0,177
10	6	5,267	5,116	2,943	62,066	0,229
20-30	6	5,464	5,348	2,172	69,979	0,225
40	6	5,485	5,365	2,242	69,538	0,223
50	6	5,548	5,444	1,893	71,565	0,231
60	7	5,785	5,776	0,169	72,266	0,254
70	9	6,765	6,572	2,934	74,213	0,354
80	10	7,180	6,792	5,711	73,876	0,400
90-100	10	7,075	6,789	4,214	73,774	0,388

Якщо при прийнятті рішення про вибір раціональної схеми більш важливим вважається критерій вивченості родовища, то, як бачимо із результатів оцінки критеріїв оптимізаційної задачі, максимальне значення достовірності інформації досягається при схемі розміщення, яка отримується при діапазоні перекриття δ_{max} – 80 % і включає 10 свердловин. Ця схема відрізняється від попередньої тільки однією додатковою свердловиною (див. рис. 3.27). Вона дозволяє досягнути чистої дисконтованої вартості в розмірі 73,876 млн. дол. США (на 338 тис. дол. США або 0,5 % менше від попередньої схеми) та максимальної середньої достовірності інформації моделі на рівні 40,0 %, при відносній похибці оцінки накопиченого видобутку нафти 5,711 %.

3.4 Порівняння методики 3S оптимізації з ітераційним розрахунком

Згідно сформульованих вимог до задачі дослідження, методика оптимізації розміщення свердловин, яка реалізується в даній роботі, має давати результати (в межах похибки вихідних даних) близькі до «грубих» ітераційних розрахунків. З метою перевірки даної вимоги, проведено порівняння схем розміщення свердловин, отриманих згідно методики 3S

оптимізації та шляхом послідовного ітераційного перебору всіх варіантів для моделі А.

Найбільш раціональною для моделі А було визначено схему, яка отримується при діапазоні перекриття $\delta_{max} = 90-100\%$ і використовує 7 видобувних свердловин. Значення накопиченого видобутку нафти за результатами симуляції складає 6,093 млн. м³, середня достовірність інформації моделі – 0,310.

В результаті запуску процедури ітераційного розрахунку раціональної схеми розміщення із 7 видобувних свердловин (рис. 3.28), було здійснено 725 гідродинамічних симуляцій. За результатами симуляцій визначено схему розміщення із 7-ми свердловинами, реалізація якої дозволяє досягнути максимального накопиченого видобутку нафти 6,065 млн. м³. При цьому, середня достовірність інформації моделі складає 0,312.

Як бачимо, ітераційна процедура дає практично аналогічні результати по накопиченому видобутку та середній достовірності інформації, однак схеми розміщення свердловин дещо відрізняються (рис. 3.29). Свердловини №№ 1, 2, 3, 4, які розміщені згідно методики 3S оптимізації (див. рис. 3.29, а) співпадають із відповідними свердловинами №№ 2, 1, 5, 4, розміщеними згідно ітераційної процедури (див. рис. 3.29, б). Однак, з позиції вироблення запасів нафти та охоплення покладу свердловинами, методика 3S оптимізації дає більш рівномірне вироблення запасів, що пов'язано з відсутністю близько розташованих свердловин, як це відбувається у випадку ітераційної процедури (№№ 6 та 4).

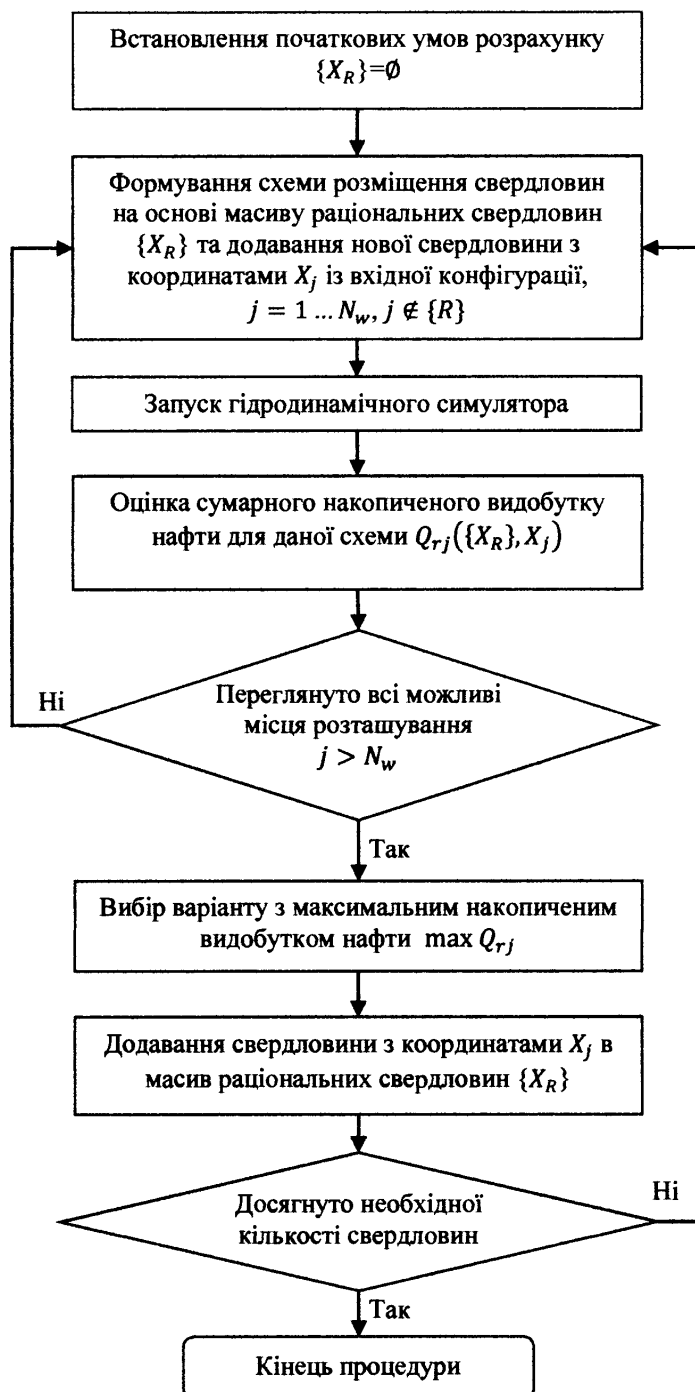
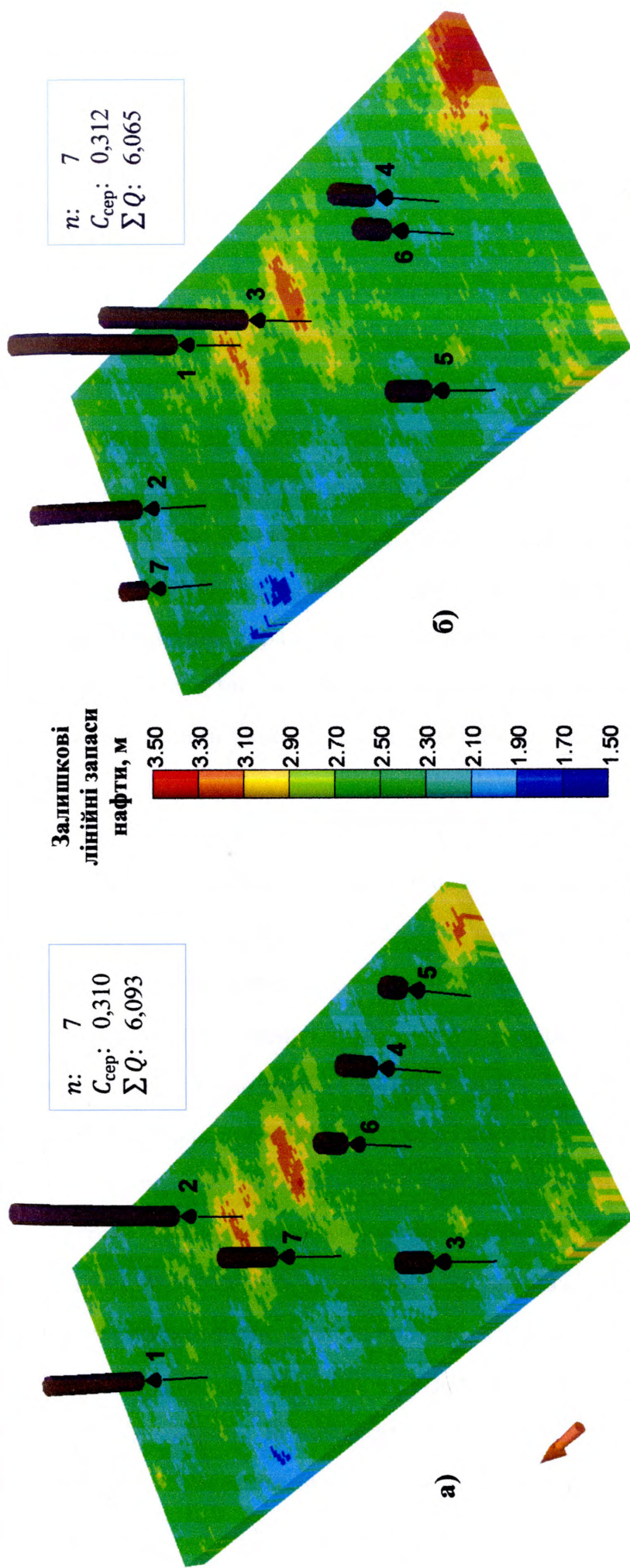


Рисунок 3.28 – Алгоритм визначення раціональної схеми розміщення свердловин шляхом послідовного ітераційного перебору



n – кількість свердловин; $C_{сер}$ – середня достовірність інформації моделі; ΣQ – накопичений видобуток нафти, млн. м³

Рисунок 3.29 – Схеми розміщення свердловин отримані згідно методики 3S оптимізації (а) та шляхом послідовного ітераційного перебору (б)

3.5 Оцінка чутливості схеми розміщення свердловин до точності вхідних даних

Кількісна оцінка ФЄВ колекторів, які є основою ГТМ, відбувається на основі комплексної інтерпретації сейсмічних досліджень, даних кернавого матеріалу, геофізичних та гідродинамічних досліджень свердловин [8]. Залежно від стадії геологічної вивченості родовища вклад кожного із цих типів даних може значно варіювати.

Прогноз ФЄВ на основі сейсмічних даних здійснюється шляхом пошуку і застосування найбільш тісних емпіричних зв'язків між сейсмічними та колекторськими параметрами. Для конкретного пласта в реальних умовах ці зв'язки, в тій чи іншій мірі «гасяться» та спотворюються за рахунок накладання хвиль відбиття та наявності залишкового фону. Найбільш чіткими є зв'язки сейсмічних амплітуд із загальною пористістю і ефективною товщиною. Можливість і точність прогнозу ФЄВ по сейсмічних атрибутах визначається надійністю виявлених статистичних зв'язків. Зазвичай, ефективність застосування таких зв'язків вважається задовільною, якщо коефіцієнт кореляції перевищує 0,6-0,7 [8].

Проведення геофізичних досліджень свердловин (ГДС) та їх інтерпретація дозволяють встановлюється зв'язок між геофізичними характеристиками та коефіцієнтами пористості, проникності, залишкового водо насичення й іншими. При цьому, точність визначення геофізичних параметрів коливається в межах 10 % [8]. Відомо, що ефективність визначення проникності по даних ГДС є низькою, тому часто застосовують моделі з подвійними чи потрійними зв'язками. В більшості випадків визначення проникності відбувається на основі кореляційного зв'язку із пористістю, який встановлюється за результатами петрофізичного дослідження кернавого матеріалу. При побудові геологічної моделі також враховуються дані гідродинамічного дослідження свердловин для

визначення коефіцієнту проникності. Приймається, що дані по ГДС і ГДДС є співставимими, якщо розходження в оцінці коефіцієнту проникності складає 50-100 % [8].

При достатній вибірці даних розходження між середніми значенням коефіцієнта пористості (по керну і ГДС) не має перевищувати 2 %, а проникності (по керну, ГДС і ГДДС) – 100 % [8].

На стадії переведення геологічної моделі в гідродинамічну зазвичай виконується процедура масштабування сіткової моделі, яка призводить до закруглення значень ФЄВ. При цьому, розходження в середніх значеннях параметрів по окремих комірках моделі можуть досягати 10-20 %, при збереженні загального балансу по всій моделі.

Як бачимо, сумарна похибка кількісної оцінки основних ФЄВ може досягати 10-40 % залежно від використовуваних методів. З метою перевірки чутливості методики оптимізації розміщення свердловин до точності вхідних параметрів пористості та проникності проведено ряд експериментальних досліджень на моделі А. Для кожного із досліджуваних параметрів проведено серію експериментів, в яких в значення параметру вводиться задана величина випадковості в діапазоні 10-50 % (рис. 3.30, 3.31), що дозволяє змоделювати можливі систематичні та випадкові похибки у визначенні параметрів. При цьому, розподіл випадкової величини відповідає розподілу вихідного параметру: для пористості зберігається нормальний розподіл, а для проникності – логарифмічно нормальний.

Таким чином, отримано 10 експериментальних моделей: 5 – для модифікованих значень пористості і 5 – для модифікованих значень проникності (рис. 3.32).

На всіх моделях проведено розміщення вхідної конфігурації свердловин та відповідний розрахунок на гідродинамічному симуляторі. За результатами розрахунків побудовано поверхні накопичених видобутків нафти для модифікованих значень пористості та проникності (рис. 3.33).

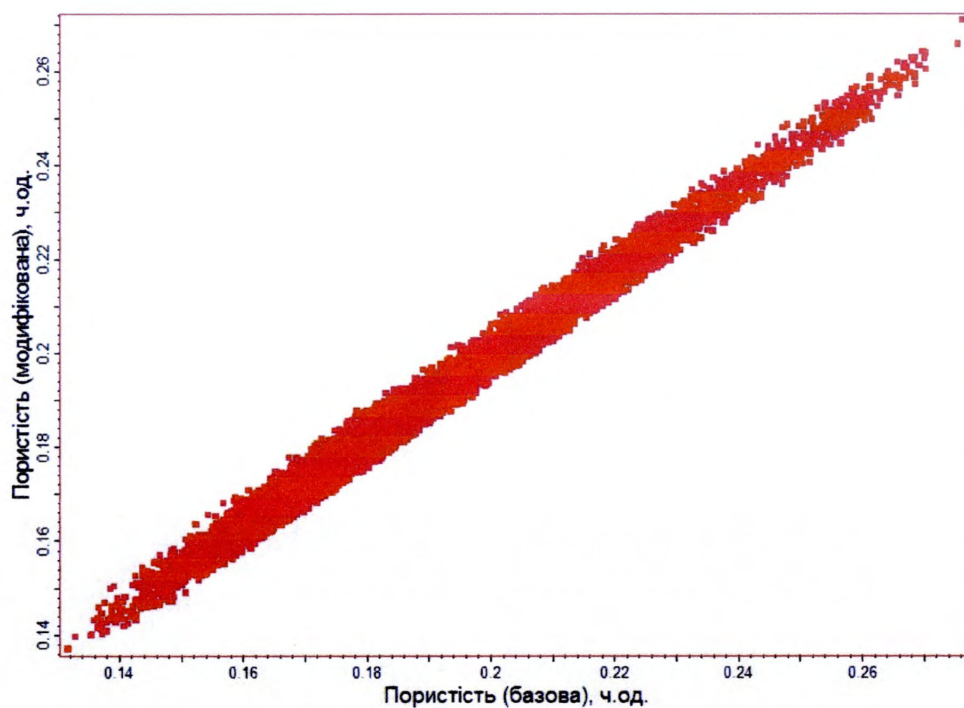


Рисунок 3.30 – Залежність базових та модифікованих значень пористості моделі А при величині випадковості даних 10 %

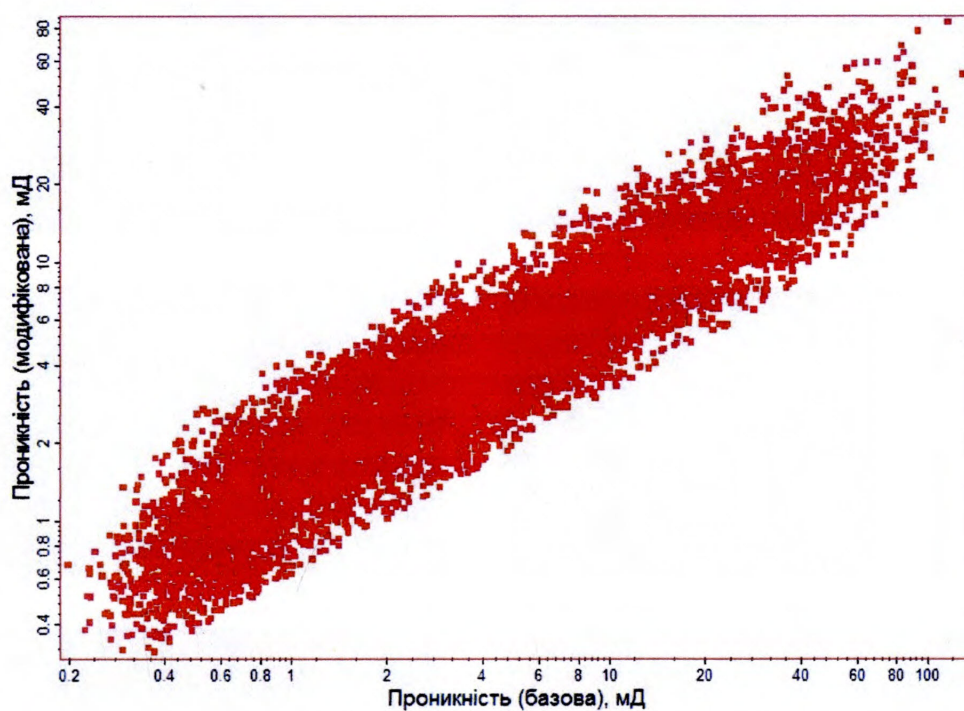


Рисунок 3.31 – Залежність базових та модифікованих значень проникності моделі А при величині випадковості даних 30 %

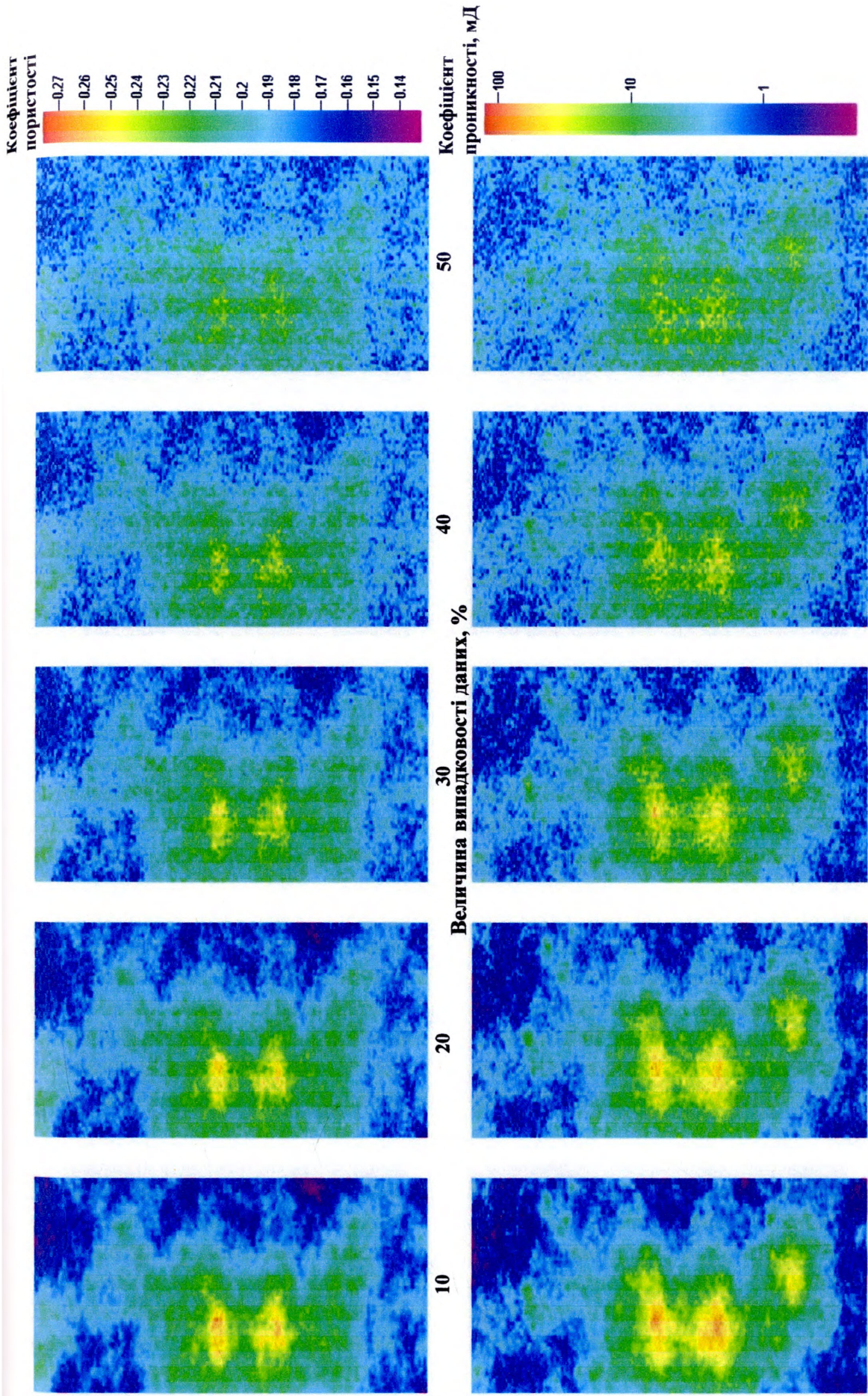


Рисунок 3.32 – Розподіл пористості та проникності в моделі А залежно від величини випадковості даних

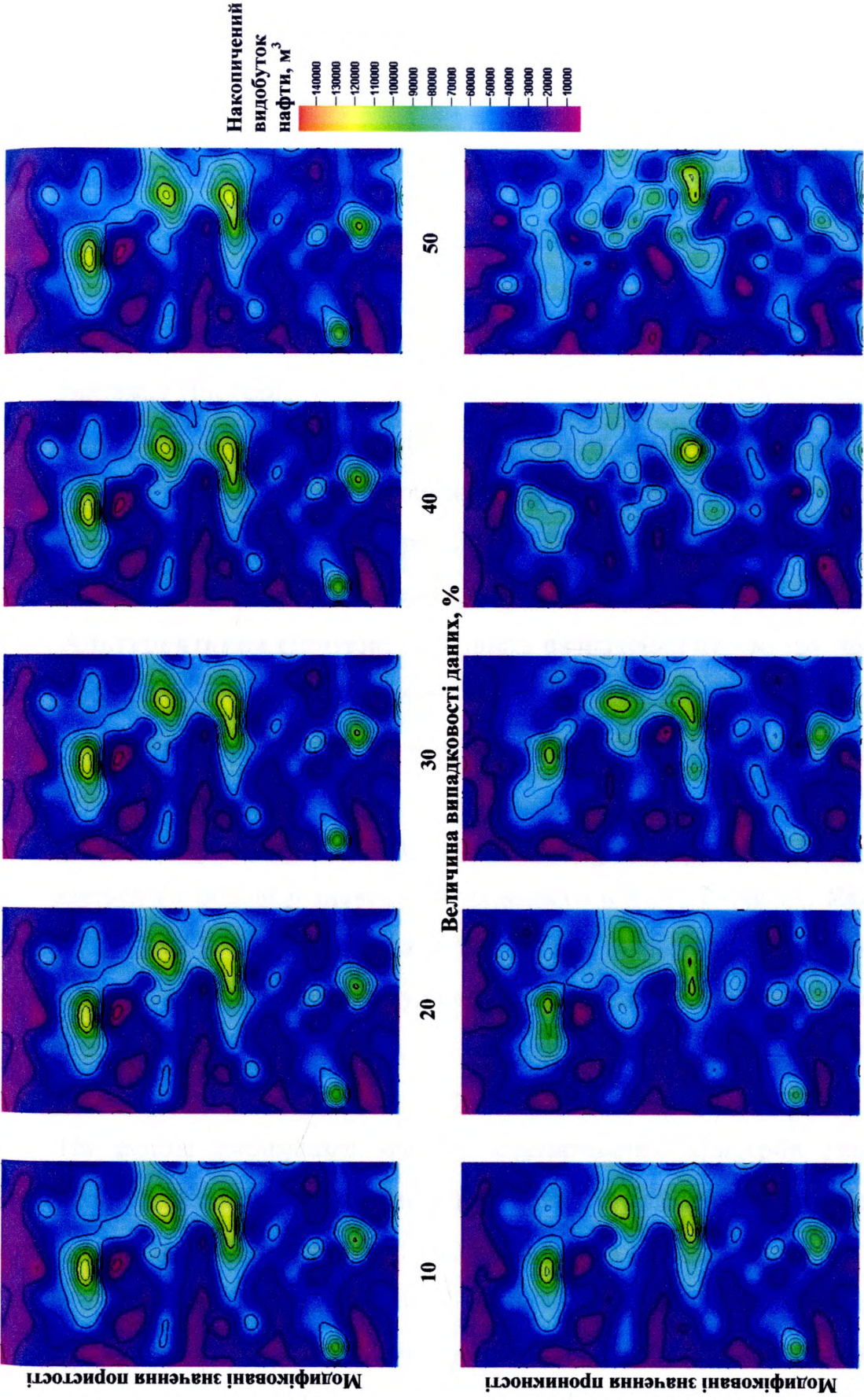


Рисунок 3.33 – Поверхні накопиченого видобутку нафти для моделі А залежно від величини випадковості даних пористості та проникності

З метою порівняння отриманих поверхонь накопичених видобутків нафти з відповідною поверхнею в базовій моделі використані стандартні статистичні методи аналізу даних [100, 101, 102]. Зокрема, Т-тест (оцінка критерію Стьюдента) – для порівняння середніх значень у двох вибірках даних (базовій та модифікованій); F-тест (оцінка критерію Фішера) – для порівняння дисперсій у двох вибірках даних; кореляційних аналіз – для оцінки коефіцієнта кореляції між двома вибірками даних.

Для проведення Т-тесту та F-тесту сформульовано нульову та альтернативну гіпотези:

Нульова гіпотеза: неточність визначення параметру пористості (або проникності) не впливає на отриману поверхню накопичених видобутків. Іншими словами, різниця між середніми значеннями (Т-тест) та дисперсіями (F-тест) у двох вибірках даних незначна.

Альтернативна гіпотеза: неточність визначення параметру пористості (або проникності) значно впливає на отриману поверхню накопичених видобутків (існує значна різниця між середніми значеннями та дисперсіями у двох вибірках даних).

Прийнятий рівень значущості тестів (α) складає 0,05. Рішення приймається на основі p -значення, отриманого в Т- та F-тестах. Якщо воно менше 0,05, то нульова гіпотеза відкидається і навпаки, якщо p -значення більше 0,05, то приймається нульова гіпотеза. При значенні коефіцієнта кореляції більше 0,9 вважається, що вибірки даних корелюють між собою і навпаки.

На основі отриманих значень статистичних критеріїв (табл. 3.12) зроблено висновок про статистичну рівність поверхонь накопичених видобутків. При виконанні трьох умов подібності (згідно Т-тесту, F-тесту та кореляційного аналізу) приймається високий ступінь статистичної рівності двох поверхонь; при виконанні двох умов – середній; однієї умови – низький.

Таблиця 3.12 – Чутливість методи оптимізації розміщення свердловин до точності визначення параметру пористості та проникності моделі А

Показник	Базовий варіант	Величина випадковості в даних пористості, %					Величина випадковості в даних проникності, %				
		10	20	30	40	50	10	20	30	40	50
<i>Порівняння поверхонь накопичених видобутків</i>											
<i>p</i> -значення (Т-тест)		0,493	0,977	0,947	0,966	0,906	0,426	0,452	0,465	0,531	0,509
<i>p</i> -значення (F-тест)		0,859	0,745	0,617	0,512	0,420	0,281	0,031	0,044	0,004	0,024
Кореляція (R ²)		1,000	0,999	0,998	0,996	0,993	0,978	0,890	0,783	0,540	0,475
Статистична рівність		висока	висока	висока	висока	висока	висока	низька	низька	низька	низька
<i>Порівняння основних показників схем розміщення свердловин</i>											
Середній початковий дебіт нафти на одну свердловину, м ³ /добу	221,8	221,8	221,7	221,7	221,7	222,1	227,1	181,5	169,5	146,5	183,5
Відносне відхилення, %		0%	0%	0%	0%	0%	2%	18%	24%	34%	17%
Накопичений видобуток нафти (3S), млн. м ³	6,592	6,582	6,574	6,566	6,427	6,615	6,521	5,801	5,193	4,847	4,802
Відносне відхилення, %		0%	0%	0%	2%	0%	1%	12%	21%	26%	27%
Співпадіння схеми розміщення свердловин, %		100%	100%	100%	100%	71%	86%	71%	71%	57%	71%

З метою перевірки чутливості схеми розміщення свердловин до точності вихідних параметрів пористості та проникності для кожної із моделей проведено розрахунок розміщення 7 видобувних свердловин при діапазоні перекриття зон дронування 90 % (найбільш раціональний варіант для базової моделі А). На основі отриманих результатів проведено порівняння основних показників (див. табл. 3.12) та розрахована величина співпадіння, яка показує відсоток свердловин в даній схемі, що співпадають по координатах із відповідними свердловинами базової моделі. Прийнята допустима розбіжність між координатами свердловин складає одну мінімальну міжсвердловинну відстань для моделі А (150 м).

Аналіз результатів (див. табл. 3.12) показує, що можливі неточності визначення параметру пористості в діапазоні 10-40 % практично не впливають на поверхню накопичених видобутків. При цьому отримані схеми розміщення свердловин повністю співпадають із відповідною схемою для базової моделі (рис. 3.34).

Можливі неточності визначення параметру проникності в діапазоні до 10 % (див. табл. 3.12) практично не впливають на поверхню накопичених видобутків і схему розміщення свердловин (величина співпадіння 86 %). При величині неточностей в діапазоні 20-30 % рівень співпадіння схем розміщення свердловин (див. рис. 3.34) є задовільним (71 %).

Таким чином, введення випадкової помилки в визначення ФЄВ на рівні 10 % практично не впливає на отримані результати, а при величині випадковості до 30 % дозволяє отримати задовільне співпадіння схем розміщення свердловин. При використанні даної методики особливу увагу необхідно приділяти аналізу високопроникних зон геологічної моделі, і, при необхідності, провести додаткові статистичні експерименти для досягнення необхідного рівня достовірності вхідних даних.

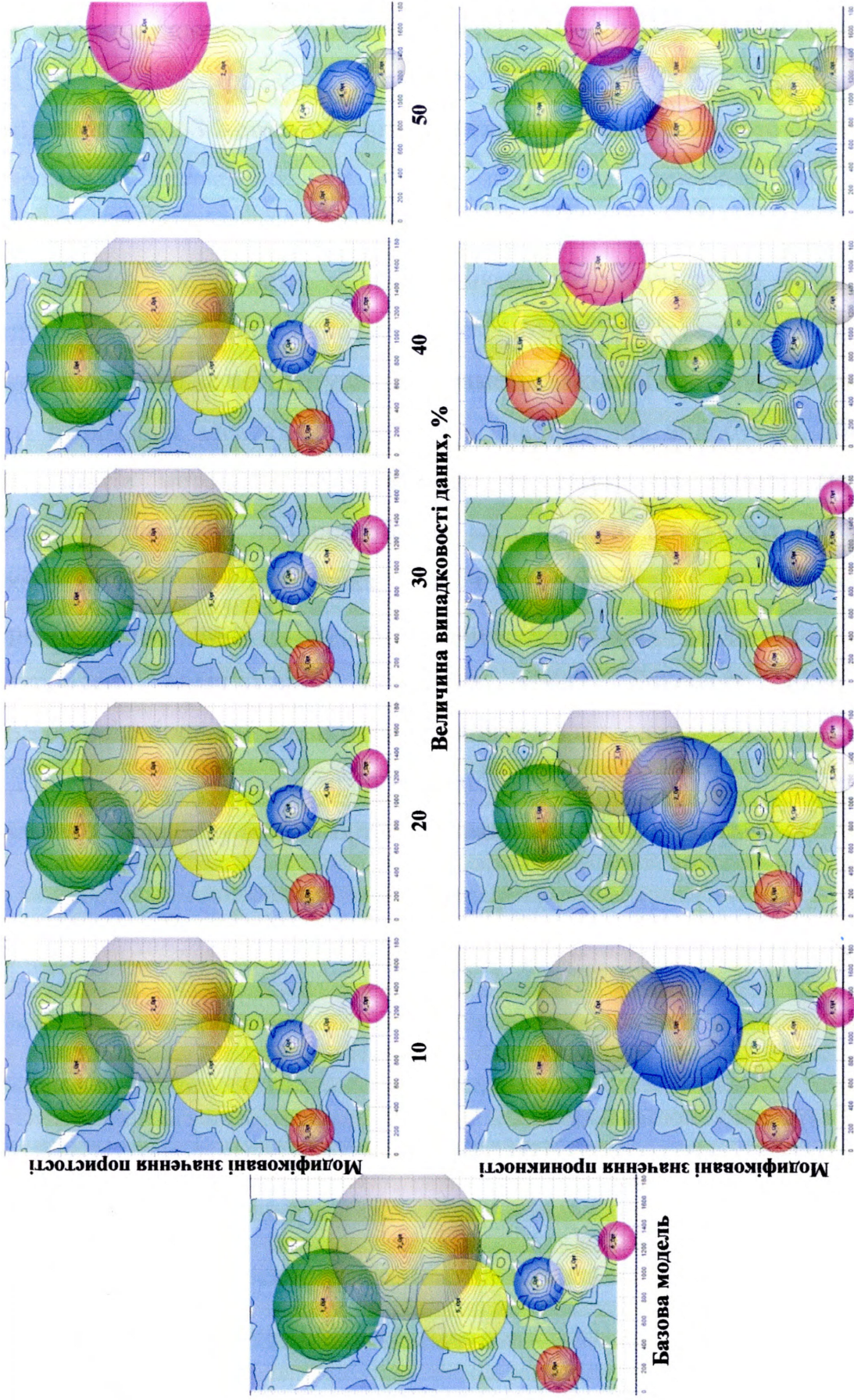


Рисунок 3.34 – Схеми розміщення свердловин для моделі А залежно від величини випадковості даних пористості та проникності

Висновки до розділу

Таким чином, тестування методики оптимізації розміщення свердловин на двох базових моделях SPE показало її стабільність для різного діапазону вхідних даних. З метою перевірки чутливості методики до точності вхідних параметрів проведено ряд експериментів, які показали, що введення випадкової помилки в визначення ФЄВ на рівні 10 % практично не впливає на отримані результати, а при величині випадковості до 30 % дозволяє отримати задовільне співпадіння схем розміщення свердловин. Проведено експериментальне обґрунтування параметрів вхідної конфігурації свердловин для отримання адекватних поверхонь накопичених видобутків. Порівняння результатів методики 3S оптимізації та схеми на основі ітераційного перебору показало, що розроблена методика не поступається ітераційній схемі по основних показниках і значно випереджає в плані використання процесорного часу. Для оптимізації чисельних розрахунків автором розроблені комп'ютерні програми «Well Trajectory Planning» та «3S optimization», які працюють в комплексі з гідродинамічним симулятором, і дозволяють генерувати варіанти раціональних схем розміщення свердловин залежно від набору вихідних техніко-економічних параметрів.

РОЗДІЛ 4

ОПТИМІЗАЦІЯ РОЗМІЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА МОДЕЛІ РОДОВИЩА НГ

В якості реальної моделі для апробації методики оптимізації розміщення свердловин використана ГТМ родовища НГ, розробка якого здійснюється згідно концесійної угоди на проведення нафтової розвідки та експлуатації між Арабською Республікою Єгипет та Єгипетською Генеральною Нафтовою Корпорацією і НАК «Нафтогаз України».

Родовище НГ розташоване в північній частині ліцензійної ділянки Alam El-Shawish East (блок II), яка знаходиться в північній частині Арабської Республіки Єгипет в Західній пустелі, 400 км на захід від м. Каїр (рис. 4.1). Родовище НГ було відкрито свердловиною НГ-34/1 в 1996 році.

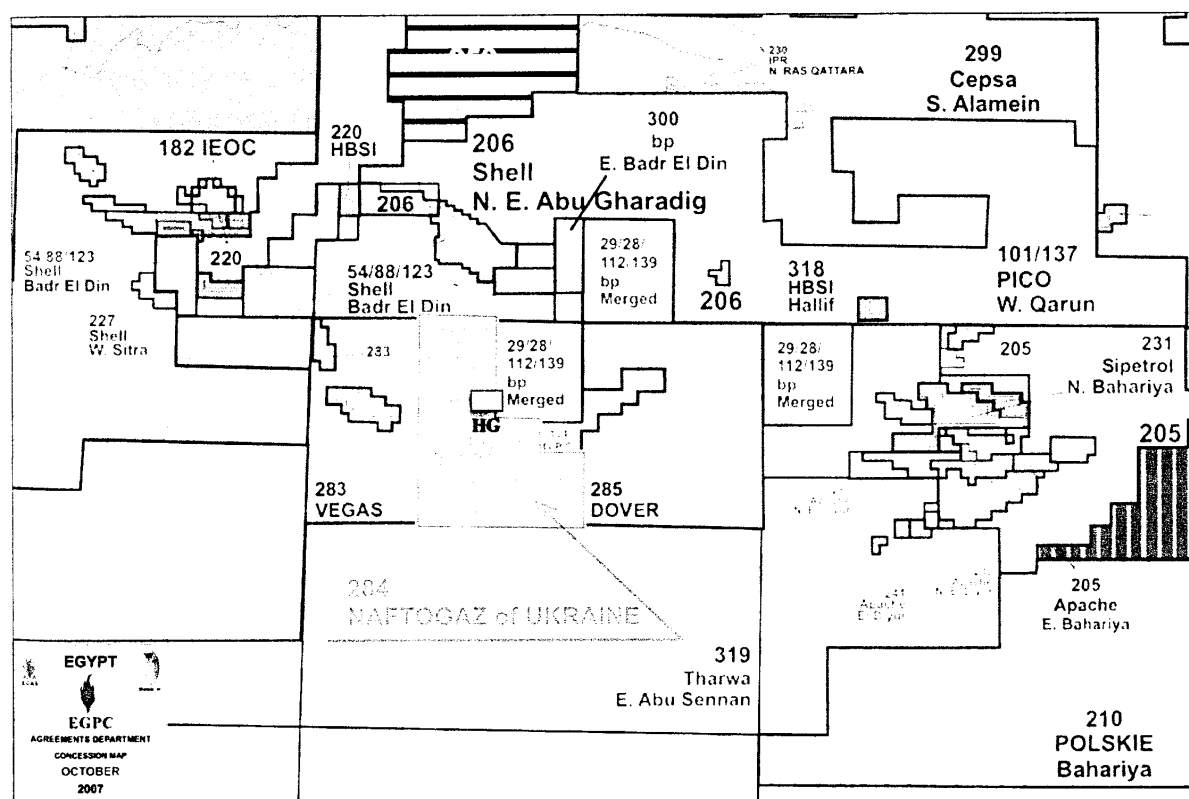


Рисунок 4.1 – Оглядова карта ліцензійних ділянок північної частини Арабської Республіки Єгипет

Станом на 01.01.2012 року на родовищі пробурено шість свердловин. Під час випробувань отримано промислові припливи нафти і газу із

горизонтів A/R G (свердловини HG-34/1, HG-34/2, HG-34/3), A/R E (HG-34/5) та Бахарія (HG-34/5).

В процесі виконання роботи «Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів родовища HG (Західна пустеля, Єгипет)», зокрема етапу № 2 «Розрахунок прогнозних показників розробки родовища» [103], на родовищі було виділено 8 експлуатаційних об'єктів (табл. 4.1).

Згідно проведеної оцінки запасів, найбільш перспективними за видобувними запасами є I-й (горизонти В-8 та В-9) та III-й (горизонт A/R G51) об'єкти розробки, на які, згідно проекту дослідно-промислової розробки, рекомендується закласти окремі сітки проектних свердловин. В даній роботі показано практичне застосування методики оптимізації розміщення свердловин (3S оптимізація) для вибору раціональної схеми розміщення свердловин для I-го об'єкту розробки родовища HG (додаток А).

4.1 Побудова геологічної моделі родовища HG

Нижче дається коротка характеристика ГТМ родовища HG, зокрема горизонту Bahariya, що відповідає I-му об'єкту розробки.

Основні стратиграфічні горизонти побудовані на основі структурних поверхонь отриманих за результатами інтерпретації 3D сейсмічних досліджень, проведених в межах ліцензійного блоку Alam El Shawiah East з прив'язкою до результатів буріння (рис. 4.2).

Розбивка горизонтів на пропластки здійснена на основі виділення продуктивних прошарків за результатами випробувань з їх подальшою кореляцією в свердловинах HG-34/1, HG-34/2, HG-34/3, HG-34/4, HG-34/5, HG-34/10. За результатами кореляції побудовано просторову модель розповсюдження продуктивних прошарків, а також розраховано їхні петрофізичні властивості розподілу по площі (рис. 4.3). Варто зауважити, що виділені продуктивні прошарки слабо простежуються у всіх свердловинах та характеризуються значною мінливістю, як по товщині, так і по фізико-літологічним властивостям.

Таблиця 4.1 – Вихідні геолого-фізичні характеристики об'єктів розробки родовища НГ

№ ч/ч	Параметри	Об'єкт										
		I гор. В-8+В-9 3259	II гор. AR G-2 3163	III гор. AR G5I 3097	IV гор. AR G5m 3068	V гор. AR G5u+G-6 3062	VI гор. AR C1 2776	VII гор. SE AR G-6 3096	VIII гор. NB AR E 2885			
1	Середня глибина залягання, м	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований	Пластовий, склепінний тектонічно-екранований
2	Тип покладу	12041	6686	4358	3069	4102	2411	366	2411	366	366	166
3	Площа нафтоносності, тис. м ²	1,5-13,1	0,6-2,8	1,5-5,0	1,1-4,2	0,5-1,7	1,0-2,1	1,2-2,4	1,0-2,1	1,2-2,4	1,2-2,4	2,2-3,6
4	Середня нафтонасичена товщина, м	0,12-0,14	0,12-0,139	0,166-0,172	0,1-0,128	0,104-0,108	0,16-0,166	0,11	0,16-0,166	0,11	0,11	0,13
5	Пористість, частка од.	0,56-0,6	0,56	0,76-0,82	0,73-0,77	0,74-0,75	0,67-0,86	0,73	0,67-0,86	0,73	0,73	0,56
6	Середня насиченість нафтою, частка од.	11,5/17,9	42	288	87	4/1,4	273	1,7	273	1,7	1,7	1,69
7	Проникність, мкм ² ×10 ⁻³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Коефіцієнт піщаності, частка од.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Пластова температура, °С	130	125	121	119	120	106	117	106	117	117	116
10	Пластовий тиск, МПа	30,2-30,3	30,2	31,0	30,6	31,1	26,9	29,9	26,9	29,9	29,9	28,7
11	В'язкість нафти в пластових умовах, мПа·с	1,1043-0,4889	0,7301	0,2937	0,2912	0,5125	1,0272	0,485	1,0272	0,485	0,485	0,2851
12	Густина нафти в пластових умовах, т/м ³	0,6447-0,667	0,6782	0,5976	0,5966	0,6693	0,6405	0,6659	0,6405	0,6659	0,6659	0,592
13	Об'ємний коефіцієнт, частка од.	1,53-1,51	1,4	1,9	1,9	1,5	1,53	1,5	1,53	1,5	1,5	1,92
14	Вміст сірки, %	н.в./0,254	0,23	0,42	0,42	0,254	н.в.	0,254	н.в.	0,254	0,254	0,42
15	Вміст парафіну в нафті, %	2,1	5,45	9,55	-	2,5	-	-	-	-	-	6,2
16	Тиск насичення нафти газом, МПа	11,48/13,1	10,1	27,594	27,594	13,1	11,48	13,1	11,48	13,1	13,1	27,594
17	Газовміст нафти, м ³ /т	92-166	96	319	-	166	44	166	44	166	166	309
18	Густина води в пластових умовах, мПа·с	н.в.	н.в.	н.в.	-	н.в.	н.в.	н.в.	н.в.	н.в.	н.в.	н.в.
19	Початкові загальні запаси нафти родовища, тис. м ³ , категорія P1+P2: об. метод/гідрод.мод.	2275,7/ 2262,36	898,3/ 884,77	1185,8/ 1096,0	-	922,1/ 921,7	269,8/ 259,08	45,4/ 46,315	269,8/ 259,08	45,4/ 46,315	45,4/ 46,315	19,0/ 18,241
20	Коефіцієнт вилучення нафти, частка од. (кат P1+P2)	0,213	0,193	0,595	-	0,3	0,306	0,262	0,306	0,262	0,262	0,351
21	Початкові видобувні запаси нафти родовища, тис. м ³ , категорія P1+P2: об. метод/гідрод.мод.	485,0/ 481,9	173,4/ 170,8	705,6/ 652,1	-	276,6/ 276,5	82,6/ 79,3	11,9/ 12,1	82,6/ 79,3	11,9/ 12,1	11,9/ 12,1	6,7/ 6,4
22	Початкові загальні запаси газу, розчиненого в нафті, млн. м ³ , категорія P1+P2: об. метод/гідрод.мод.	204,8/ 202,9	72,3/ 71,1	316,6/ 293,1	-	124,7/ 124,8	9,9/ 9,8	6,1/ 6,3	9,9/ 9,8	6,1/ 6,3	6,1/ 6,3	5,1/ 4,9
22	Початкові запаси вільного газу, млн. м ³ , категорія P1+P2: об. метод/гідрод.мод.	-	-	-	156,9/ 145,2	-	-	-	-	-	-	-
23	Початкові видобувні запаси вільного газу, млн. м ³ , категорія P1+P2: об. метод/гідрод.мод.	-	-	-	127,1/ 117,0	-	-	-	-	-	-	-

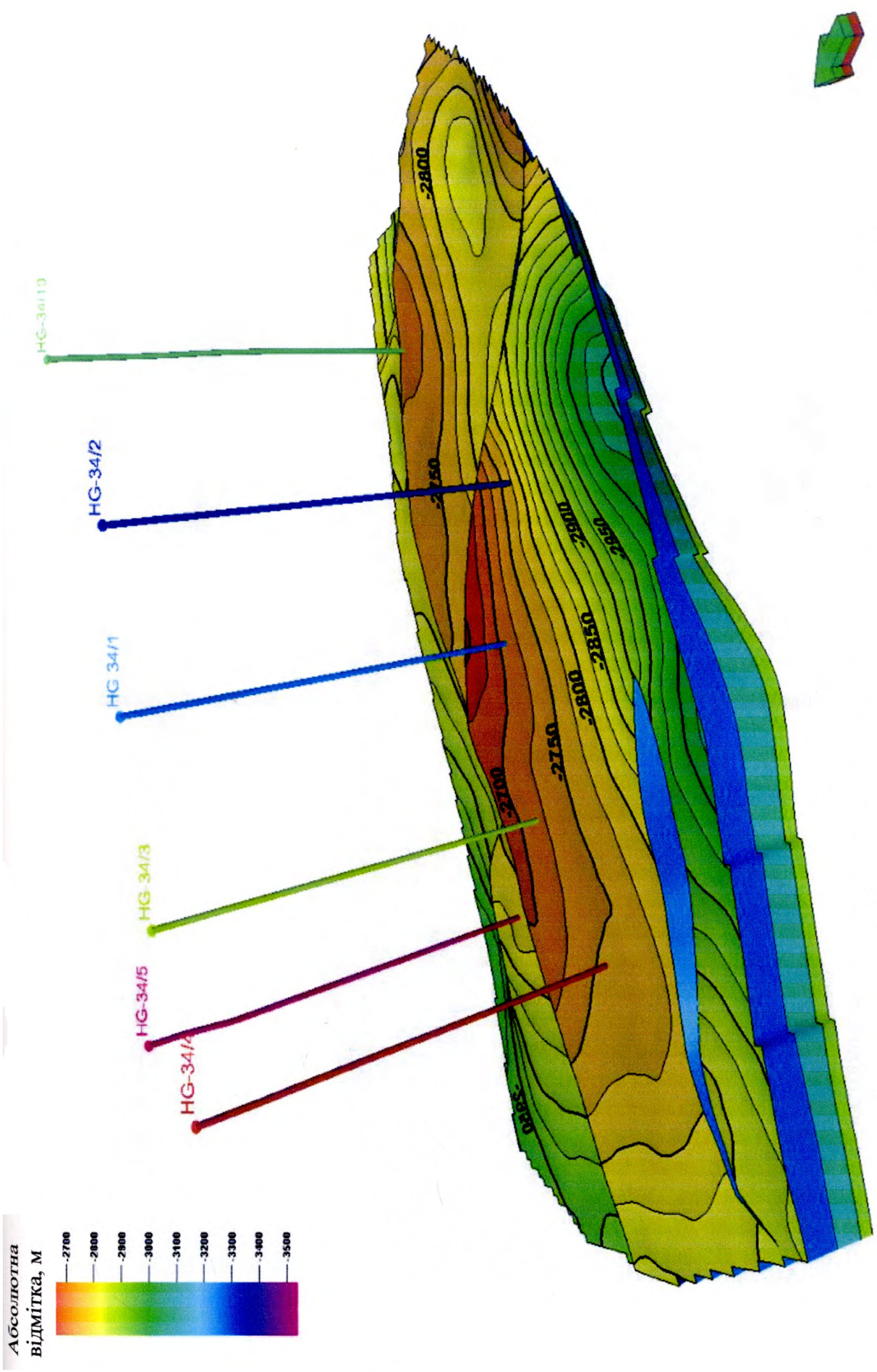


Рисунок 4.2 – Структурна модель родовища HG (поверхня горизонту A/R E)

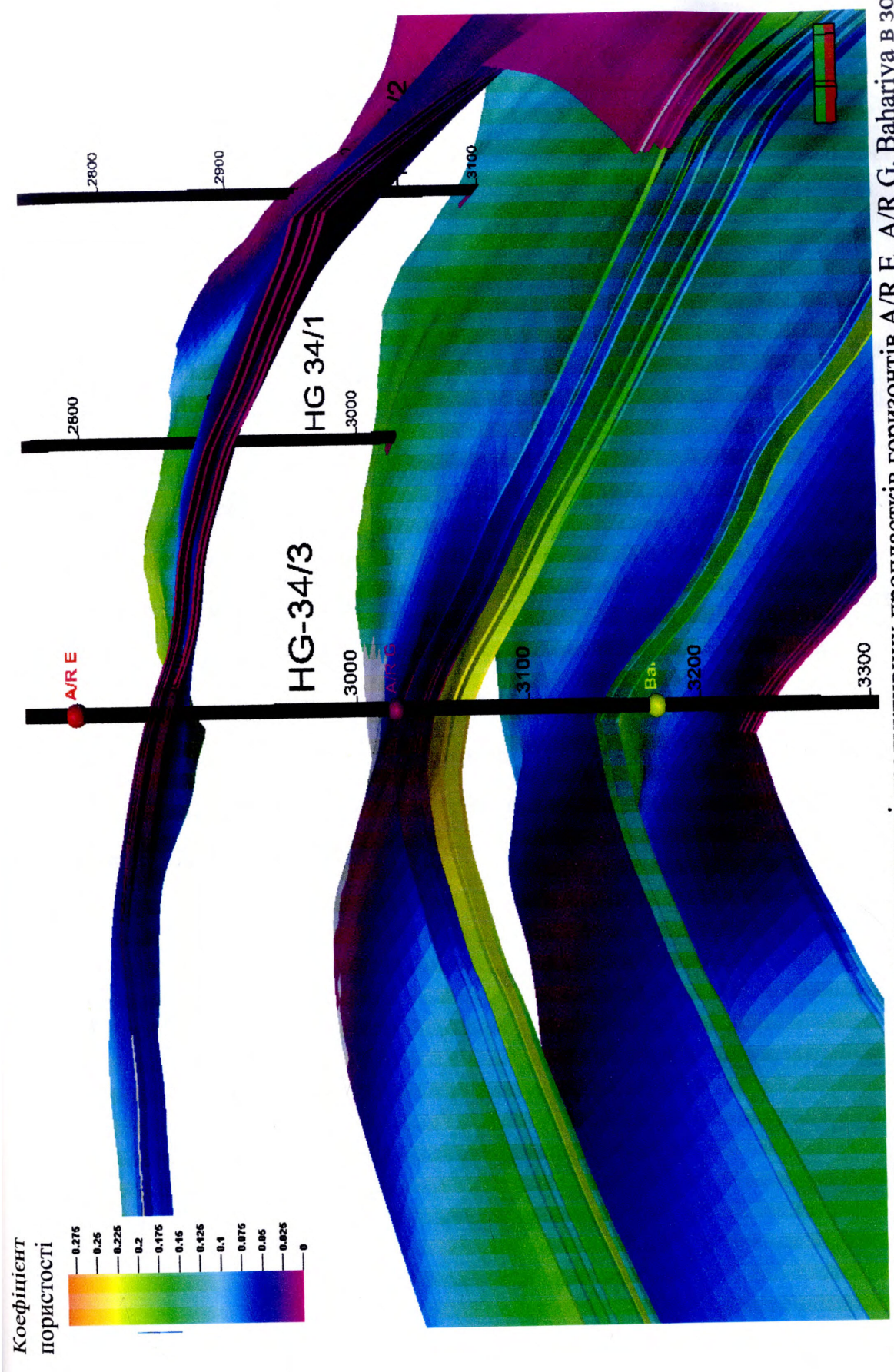


Рисунок 4.3 – Просторова модель пористості продуктивних пропластків горизонтів A/R E, A/R G, Вагаїуа в зоні свердловини HG 34/3

Визначення кореляційних залежностей між петрофізичними характеристиками проведено на основі аналізу та статистичної обробки результатів лабораторних досліджень керну, відібраного у свердловинах NG-34/3, NG-34/4, NG-34/5. Дослідження виконані компанією «EPRI-Corelab» (Nasr city, Каїр, Єгипет). Згідно проведеного аналізу максимальне значення коефіцієнту пористості визначене по керну становить 25 % (вибірка - 860 точок).

Залежність горизонтальної проникності (K_{hor}) від пористості (m) при довірчому інтервалі 0,95 для горизонту Bahariya описується формулою:

$$\text{Log}(K_{hor}) = (0,087029 \pm 0,024728)m + (-1,4754 \pm 0,299737). \quad (4.1)$$

На рис. 4.4 представлена вибірка вихідних точок та побудована кореляційна залежність між горизонтальною проникністю та пористістю (по гелію) для горизонту Bahariya.

Залежність між коефіцієнтами вертикальної (K_{ver}) та горизонтальної проникності (K_{hor}) для горизонту Bahariya описується формулою:

$$\text{Log}(K_{ver}) = 0,7742 \text{Log}(K_{hor}) - 0,6604. \quad (4.2)$$

На рис. 4.5 представлена вибірка вихідних точок та побудована кореляційна залежність між коефіцієнтами вертикальної та горизонтальної проникності для горизонту Bahariya.

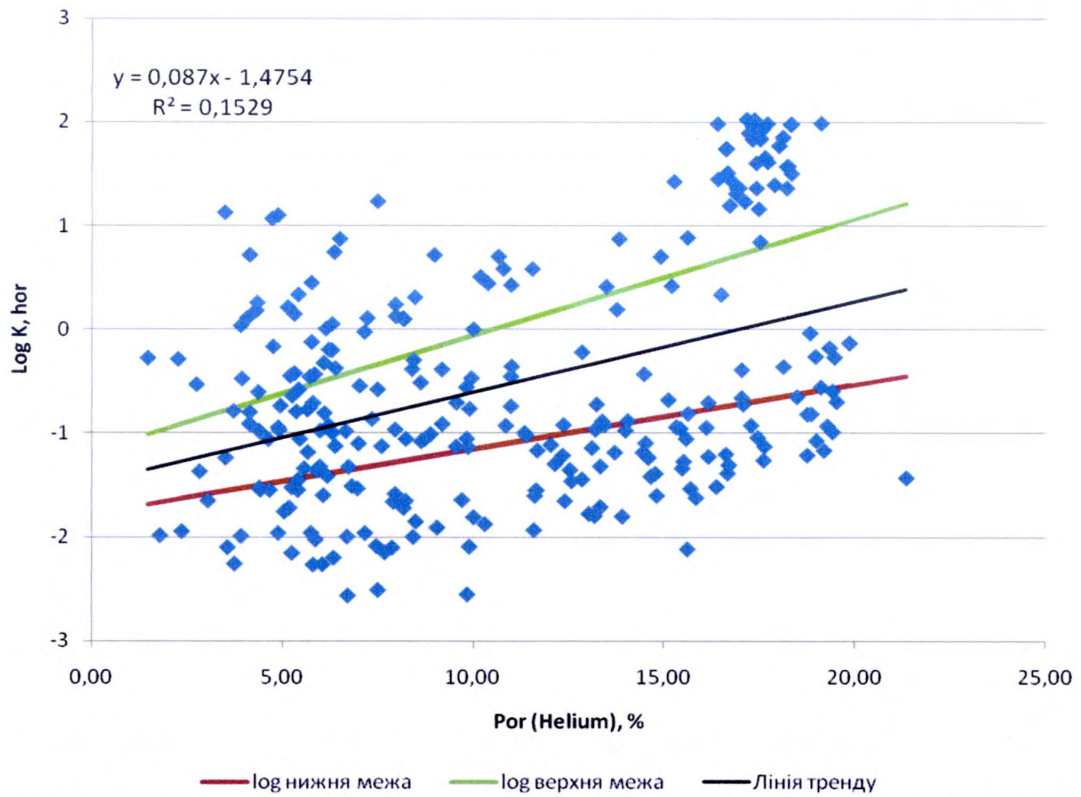


Рисунок 4.4 – Кореляційна залежність між горизонтальною проникністю та пористістю (по гелію) для горизонту Bahariya

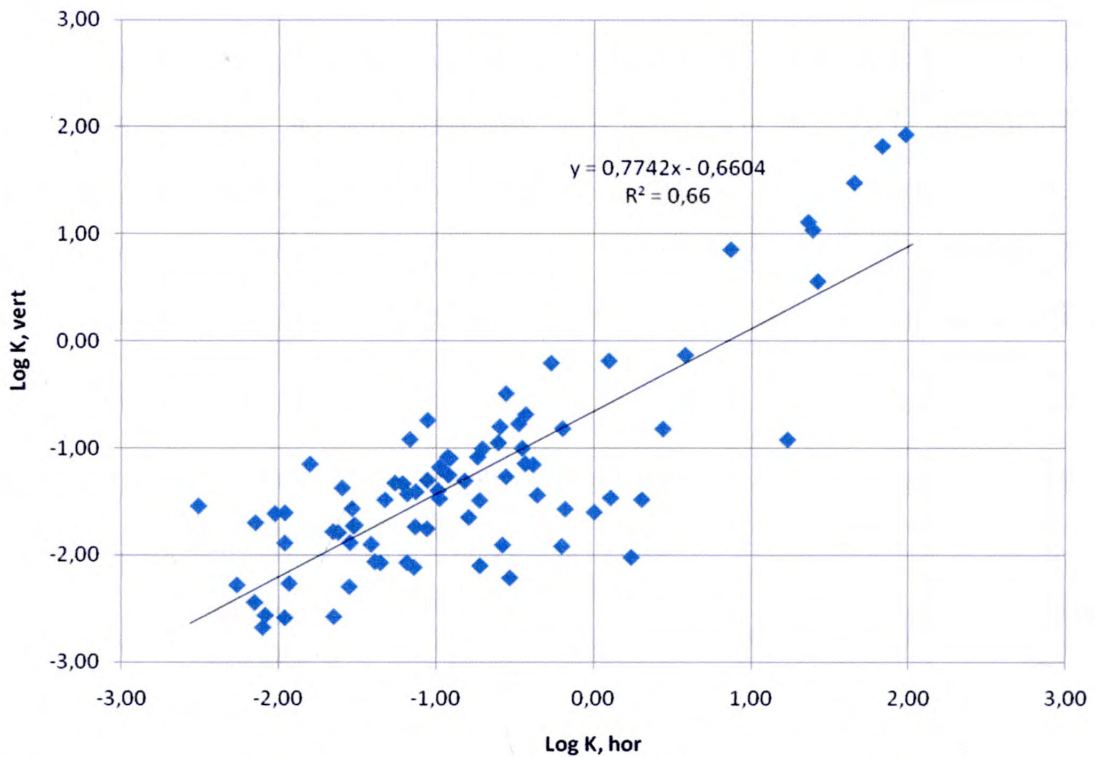


Рисунок 4.5 – Кореляційна залежність коефіцієнту вертикальної проникності від коефіцієнту горизонтальної проникності для горизонту Bahariya

Визначення стисливості порід для горизонту Bahariya проведено на основі результатів лабораторних досліджень на стисливість зразків керну відібраного у свердловинах HG-34/3, HG-34/4, HG-34/5 (табл. 4.2).

Таблиця 4.2 – Коефіцієнт стисливості породи для горизонту Bahariya

Горизонт	Зразок	Стисливість породи, $1/\text{Па} \cdot 10^{-10}$	Стисливість породи (середня), $1/\text{Па} \cdot 10^{-10}$
Bahariya	162V	2,92	4,34
	165V	4,82	
	172V	5,63	
	279V	4,02	

4.2 Побудова гідродинамічної моделі родовища HG

Гідродинамічна модель родовища HG побудована на основі трьохфазної ізотермічної фільтрації флюїдів в програмному модулі Builder (комплекс CMG) (рис. 4.6) з початковими вхідними параметрами, які представлені в табл. 4.3.

Адаптація моделі передбачає використання результатів промислових випробувань та ГДДС в свердловинах HG-34/1, HG-34/3, HG-34/4 та HG-34/5, а також історії видобутку промислової продукції зі свердловин HG-34/3 за період 18.04.2010-29.08.2011 р., HG-34/4 за період 26.11.2010-29.08.2011 р., HG-34/1 за період 06.05.2011-29.08.2011 р. та HG-34/7 за період 19.08.2011-29.08.2011 р.

Таблиця 4.3 – Початкові параметри гідродинамічної моделі горизонтів В9 та В8 родовища HG

№	Горизонт	Об'єкт розробки	Приведений тиск, МПа	Абс. відм. контакту, м	Тиск насичення, МПа	Температура, °C
1	В9	1	30,16	-3166,3	11,478	128,7
2	В8		30,338	-3197,0	13,098	130,1

HG Field
Вуглеводненасичення 2009-11-09

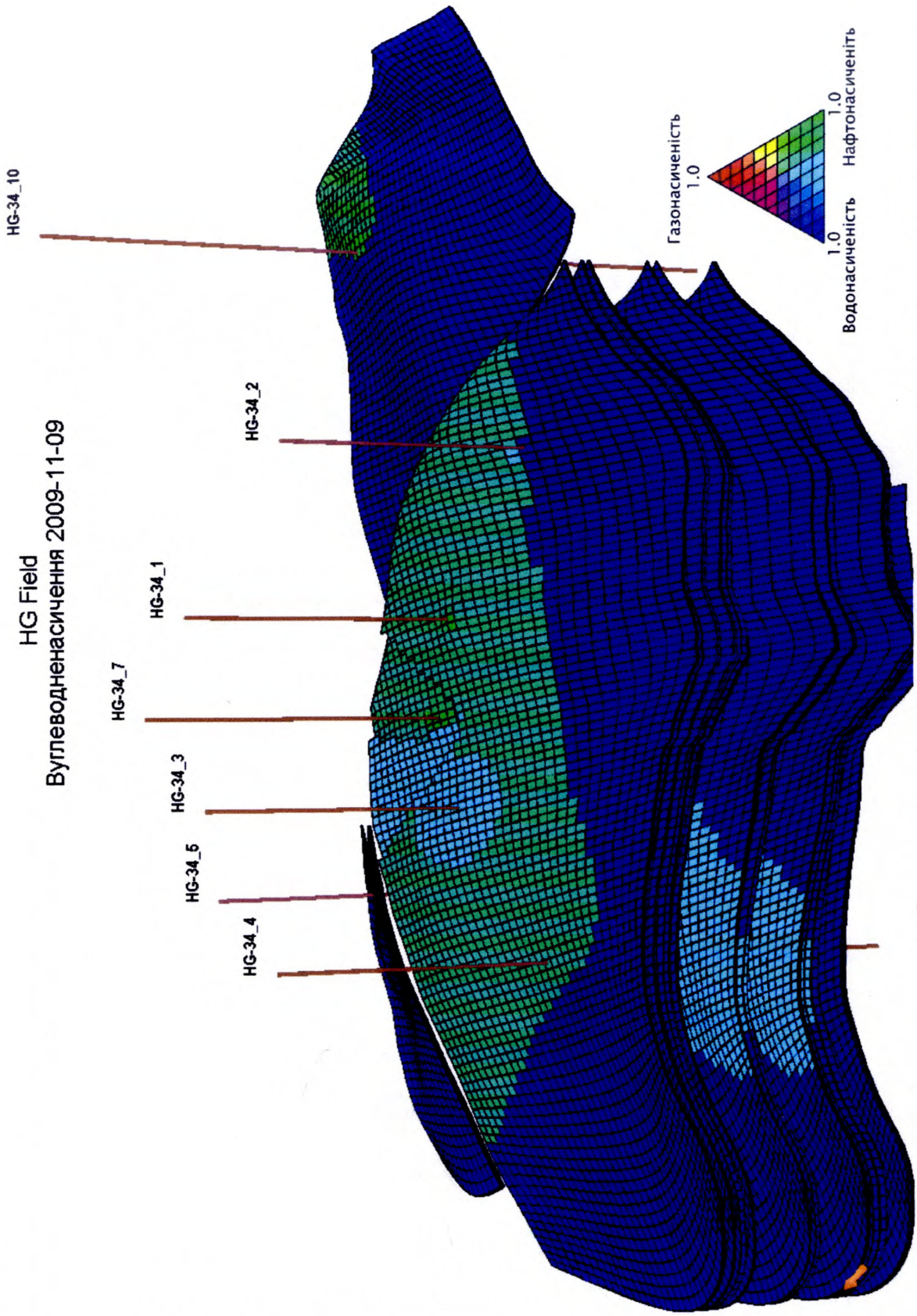


Рисунок 4.6 – Розподіл насиченості флюїдів в 3D гідродинамічній моделі родовища HG

Криві ВФП для горизонту Bahariya розраховані методом усереднення відповідних кривих, побудованих на основі лабораторних досліджень на витіснення (рис. 4.7, 4.8).

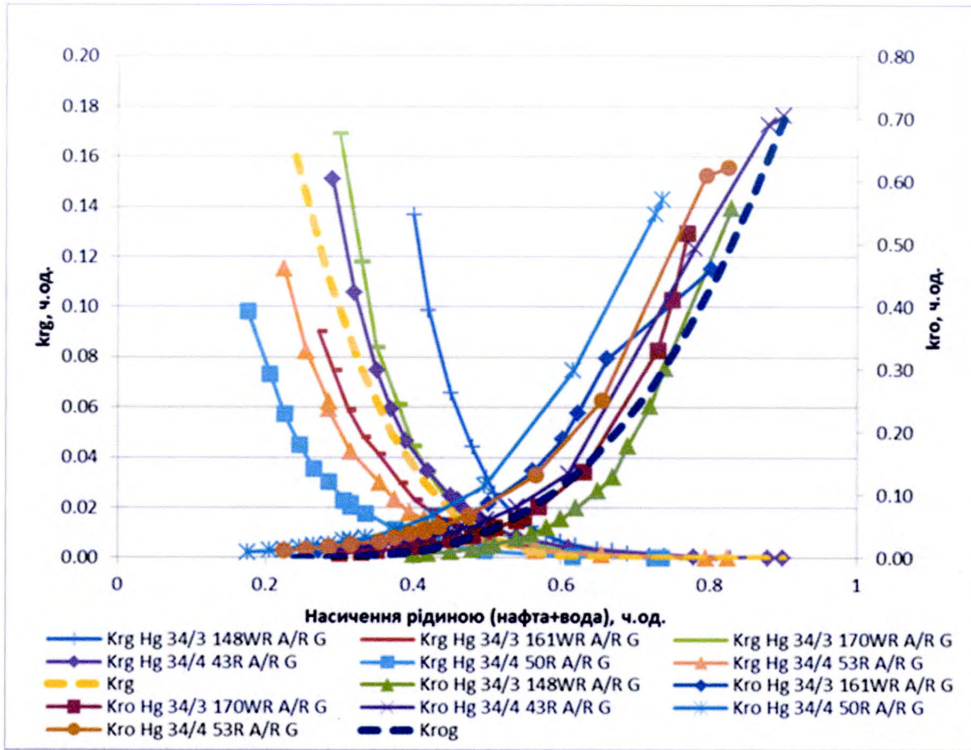


Рисунок 4.7 – Криві ВФП (нафта-вода) для горизонту Bahariya

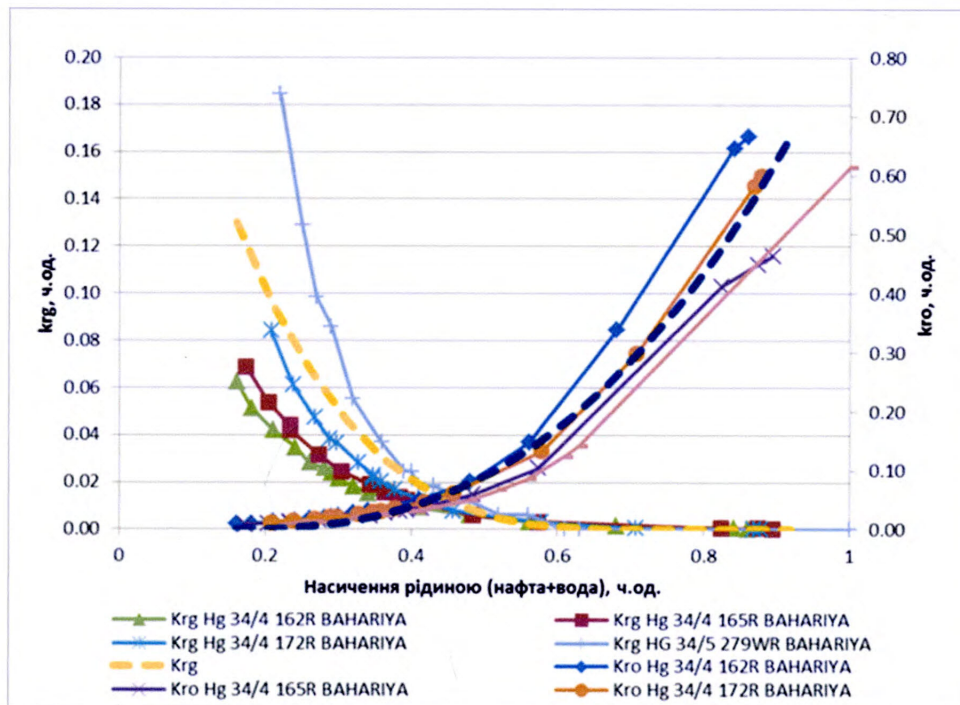


Рисунок 4.8 – Криві ВФП (нафта-газ) для горизонту Bahariya

За основу PVT моделей флюїдів горизонтів В9 та В8 взяті дані дослідження глибинних проб пластових флюїдів, що проводились відповідно у свердловинах НГ-34/4 (Bahariya В9, 2-й об'єкт випробування, інтервал перфорації 3265,5-3273 м, табл. 4.4, рис. 4.9) та НГ-34/5 (Bahariya В8, 2-й об'єкт випробування, інтервал перфорації 3232-3248,5 м, табл. 4.5, рис. 4.10).

Таблиця 4.4 – PVT-модель горизонту В9

Тиск, кПа	Газо-насиченість, м ³ /м ³	Об'ємний коефіцієнт нафти	Динамічна в'язкість нафти, мПа·с	Динамічна в'язкість газу, мПа·с	Коефіцієнт стисливості нафти, 1/кПа·10 ⁻⁶	Коефіцієнт стисливості газу	Густина нафти, г/см ³
101,325	0	1,0329	2,7267	0,01074		0,99365	0,84107
1480,285	13,34994	1,1326	1,7644	0,01198		0,94262	0,79189
2859,245	22,12166	1,19684	1,4595	0,01309		0,92956	0,76189
4238,205	30,89338	1,26109	1,2563	0,01384		0,91961	0,73288
5617,165	39,6651	1,32534	1,1102	0,01443		0,90854	0,70575
6996,125	48,43682	1,38959	0,9996	0,01498		0,89712	0,68069
8375,085	57,20854	1,45383	0,9126	0,01553		0,88498	0,6576
11477,75	76,94491	1,59839	0,7709		3,6		0,61216
13890,93	76,94491	1,58463	0,798		3,34		0,61748
17338,33	76,94491	1,56658	0,8461		2,98		0,62459
20785,73	76,94491	1,55065	0,9039		2,62		0,63101
24233,13	76,94491	1,53677	0,9701		2,26		0,63671
27680,53	76,94491	1,52492	1,0439		1,89		0,64166
33182,58	76,94491	1,5092	1,1759		1,31		0,64834
34575,33	76,94491	1,50644	1,2117		1,17		0,64953
38022,73	76,94491	1,5004	1,3042				0,65214

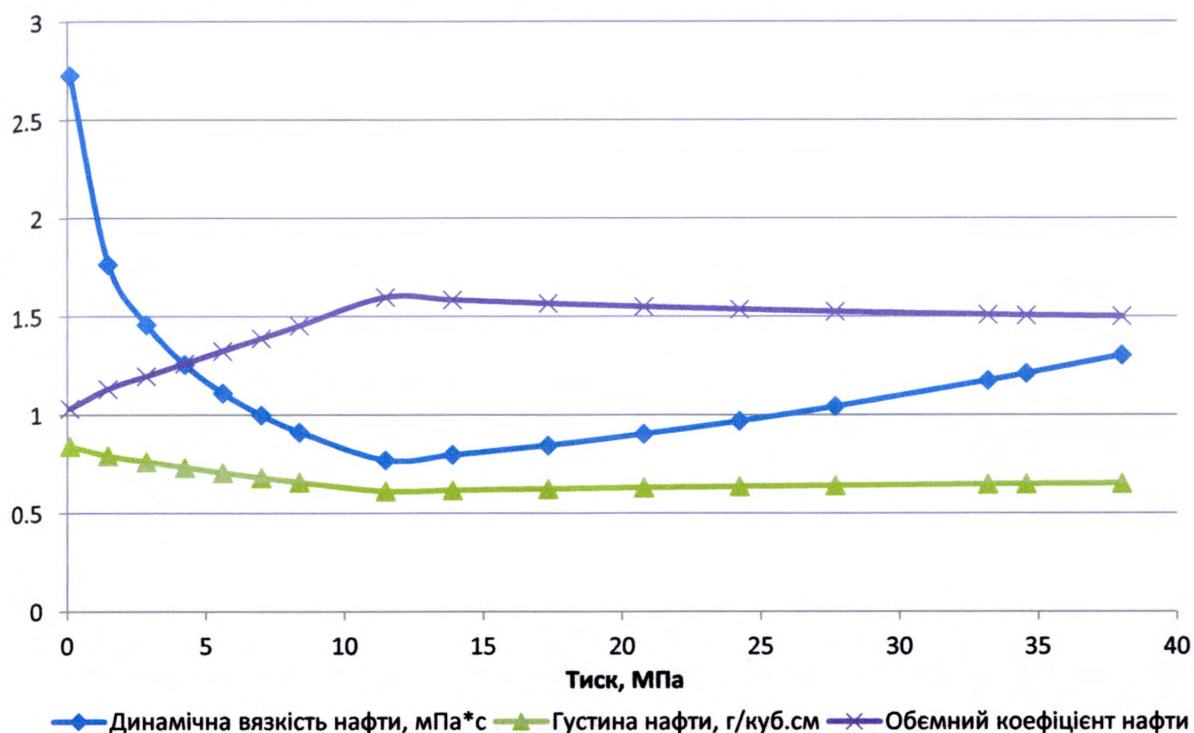


Рисунок 4.9 – PVT-характеристики горизонту В9

Таблиця 4.5 – PVT-модель горизонту В8

Тиск, кПа	Газо-насиченість, м ³ /м ³	Об'ємний коефіцієнт нафти	Динамічна в'язкість нафти, мПа·с	Динамічна в'язкість газу, мПа·с	Коефіцієнт стисливості нафти, 1/кПа·10 ⁻⁶	Коефіцієнт стисливості газу	Густина нафти, г/см ³
101,325	0	1,0811	1,1867	0,01056		0,99289	0,76737
1101,071	17,60204	1,14808	0,8057	0,0119		0,95778	0,75575
3100,563	37,2351	1,22229	0,6298	0,01324		0,92711	0,73667
5100,055	56,86798	1,29649	0,5318	0,01416		0,90506	0,71511
7099,547	76,50105	1,3707	0,4675	0,01502		0,8881	0,69416
9099,039	96,13411	1,4449	0,4214	0,01587		0,87564	0,67441
11098,53	115,767	1,51911	0,3862	0,01675		0,86558	0,65594
13098,02	135,4001	1,59331	0,3583	0,0175	3,02	0,86	0,63878
14097,77	135,4001	1,56819	0,3632		2,94		0,64071
15097,52	135,4001	1,56359	0,3685		2,87		0,64259
17596,88	135,4001	1,55245	0,3834		2,69		0,6472
20096,25	135,4001	1,54207	0,4005		2,51		0,65156
22595,61	135,4001	1,53244	0,4195		2,34		0,65566
25094,98	135,4001	1,52354	0,4403		2,16		0,65948
27594,34	135,4001	1,51537	0,4628		1,98		0,66304
30093,71	135,4001	1,50792	0,4869		1,8		0,66632
30438,45	135,4001	1,50698	0,4903		1,77		0,6673
32593,07	135,4001	1,50116	0,5123		1,62		0,66932
35092,44	135,4001	1,49511	0,5391				0,67203

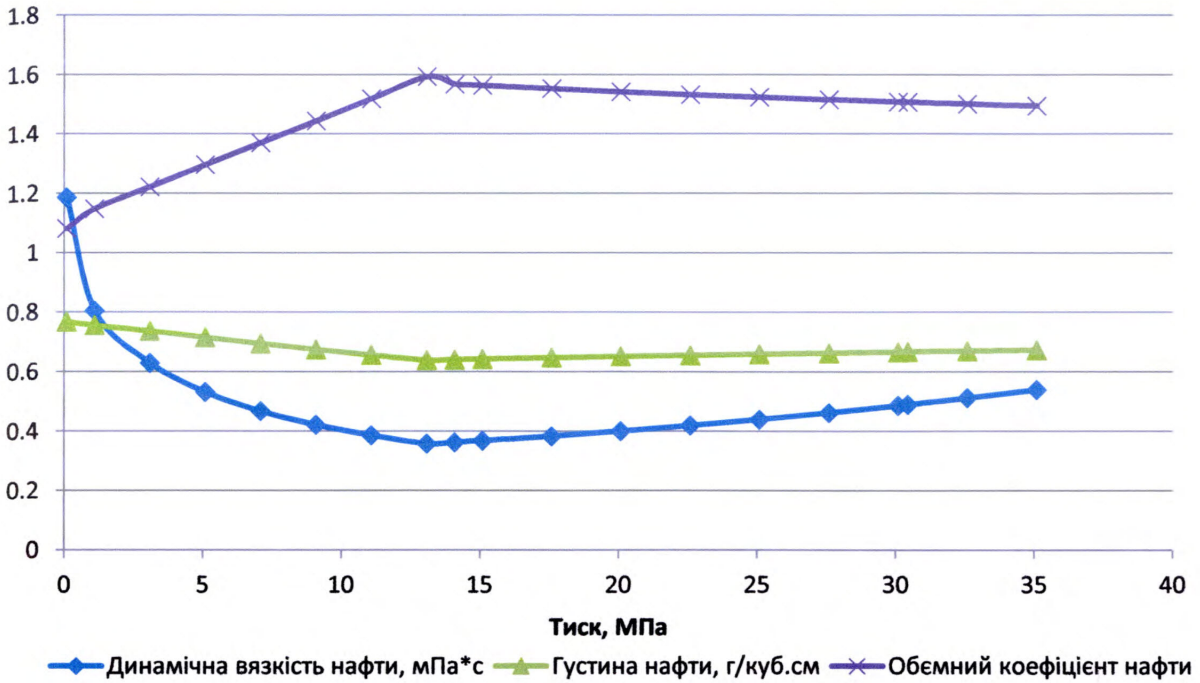


Рисунок 4.10 – PVT-характеристики горизонту В8

4.3 Оптимізація розміщення свердловин для I-го об'єкту родовища НГ

I-й експлуатаційний об'єкт – об'єднує два нафтових поклади горизонтів В-8 та В-9 (відклади Вахагіуа). Поклади в геологічному плані розташовані один над одним. Промислова нафтоносність їх визначена за результатами випробувань свердловин №№ НГ-34/2, НГ-34/4. Початкові пластові тиски покладів знаходяться в межах 30,9-30,1 МПа.

Нафтовий поклад горизонту В-8 оконтурено на рівні «мінус»3197,0 м (за результатами нижньої межі визначення продуктивності), поклад горизонту В-9 обмежений умовним ВНК на рівні «мінус» 3166,3 м.

Початкові загальні запаси категорії Р1 та Р2 покладів горизонтів В-8 та В-9, оцінені об'ємним методом, складають 493,06 тис. м³ та 1769,3 тис. м³ нафти відповідно. Таким чином, початкові загальні запаси нафти I-го експлуатаційного об'єкту складають 2262,36 тис. м³.

Сіткова модель I-го об'єкту є досить детальною (розміри комірки в плані складають 20 × 20 м), з простою геометрією (декартова сітка) без тектонічних порушень (центральний блок родовища НГ). Сіткові розміри

моделі вздовж основних осей складають $288 (O_x) \times 187 (O_y) \times 17 (O_z)$. Верхніх 10 шарів моделі відповідають горизонту В-9, серед яких 5 пропластків є продуктивними. Поверхня горизонту В-9 залягає на глибині «мінус» 3055,8 м. Нижніх 7 шарів моделі відповідають горизонту В-8, серед яких 4 пропластки є продуктивними. Поверхня горизонту В-8 залягає на глибині «мінус» 3100,9 м. Таким чином в розрізі І-го об'єкту виділено 11 продуктивних пропластків.

Загальна кількість комірок сіткової моделі – $N_k = 915552$. Мінімальна міжсвердловинна відстань вздовж осі O_i (l_{min}^i) – 10 комірок; вздовж осі O_j (l_{min}^j) – 10 комірок. Вхідна конфігурація свердловин розміщена по рівномірній сітці 200×200 м всередині контуру ВНК. Загальна кількість свердловин – $\max N_w = 141$ (рис. 4.11).

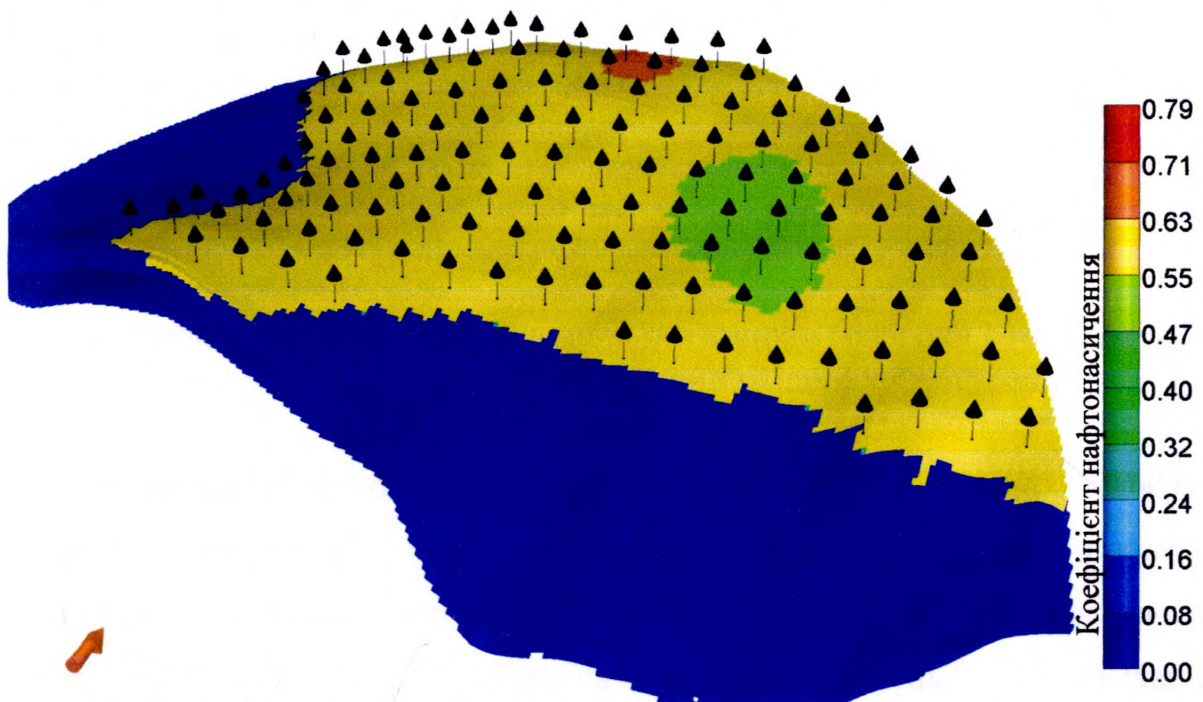


Рисунок 4.11 – Розміщення свердловин по вхідній конфігурації для І-го об'єкту експлуатації (розподіл початкового нафтонасичення)

Робота свердловин, здійснюється на режимі постійної максимальної депресії на рівні 3 МПа та з урахуванням забезпечення динамічного рівня над глибиною встановлення насоса у 200 м при глибині спуску насоса 2500 м (мінімальний вибійний тиск $\approx 7,8$ МПа).

Розрахунок в гідродинамічному симуляторі виконаний на період 25 років, що відповідає періоду розробки, згідно договору про видобуток та розподіл продукції на даній ліцензійній ділянці, при максимальному розрахунковому кроці 1 місяць (рис. 4.12).

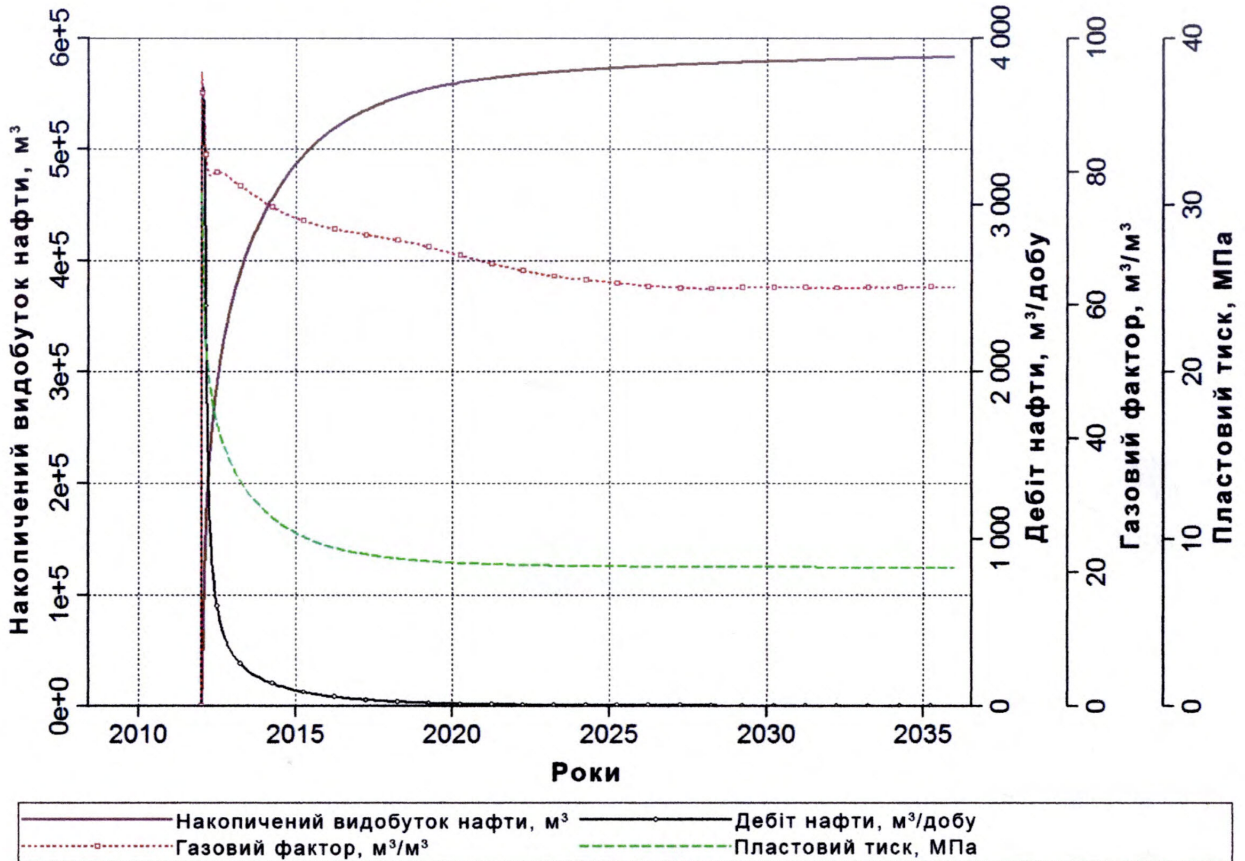


Рисунок 4.12 – Динаміка основних показників розробки I-го об'єкту родовища NG групою свердловин вхідної конфігурації

На основі розрахованих початкових дебітів та накопичених видобутків нафти по свердловинах, в програмному модулі «3S optimization» проведена побудова поверхонь початкових дебітів (рис. 4.13) та накопичених видобутків (рис. 4.14) по свердловинах вхідної конфігурації з використанням Крайгінг інтерполяції.

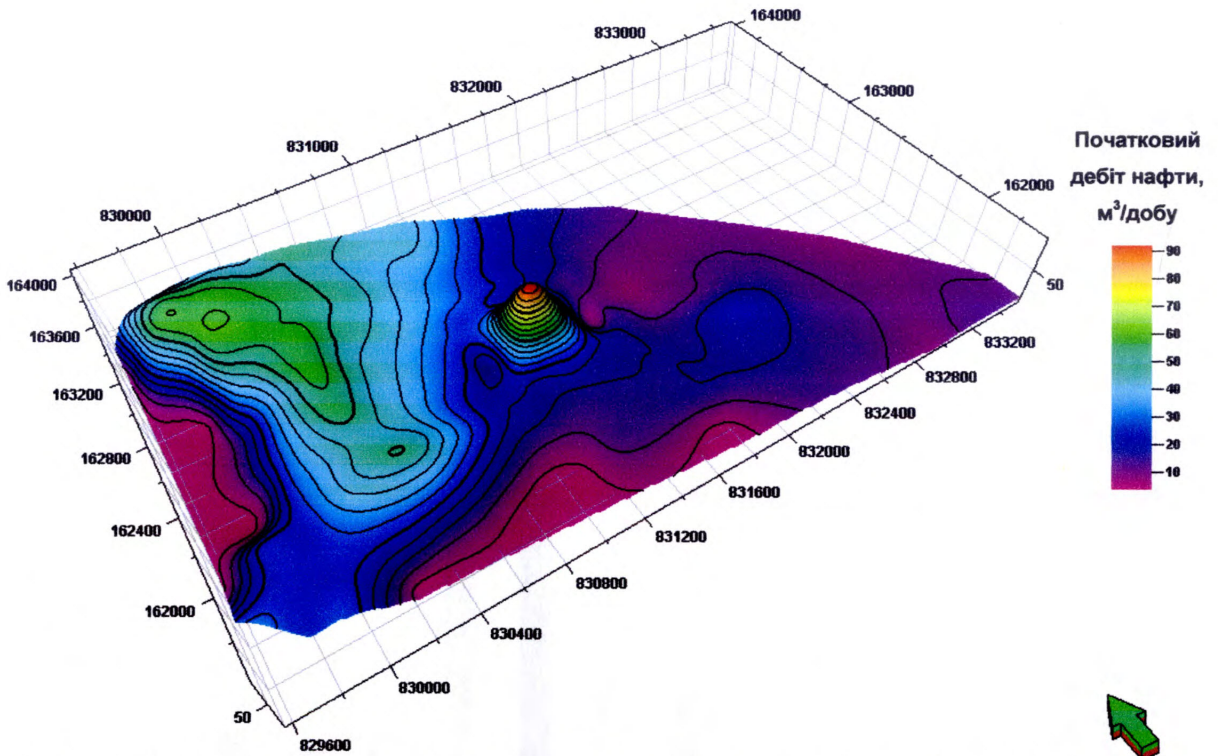


Рисунок 4.13 – Поверхня початкових дебітів нафти I-го об'єкту розробки родовища НГ

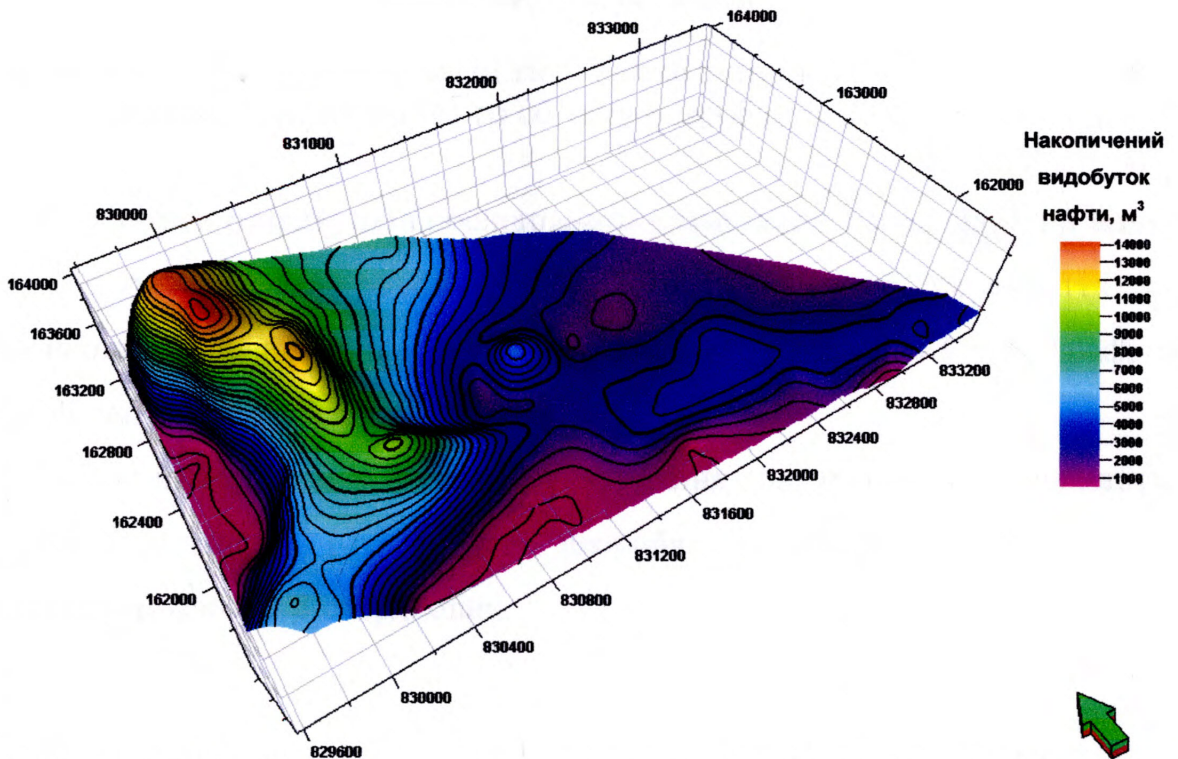


Рисунок 4.14 – Поверхня накопичених видобутків нафти I-го об'єкту розробки родовища НГ

На основі статистичного аналізу результатів розрахунку коефіцієнтів річної зміни дебіту (рис. 4.15) визначена медіана вибірки даних, значення якої складає 0,2603 (коефіцієнт річної зміни дебіту для середньої свердловини).

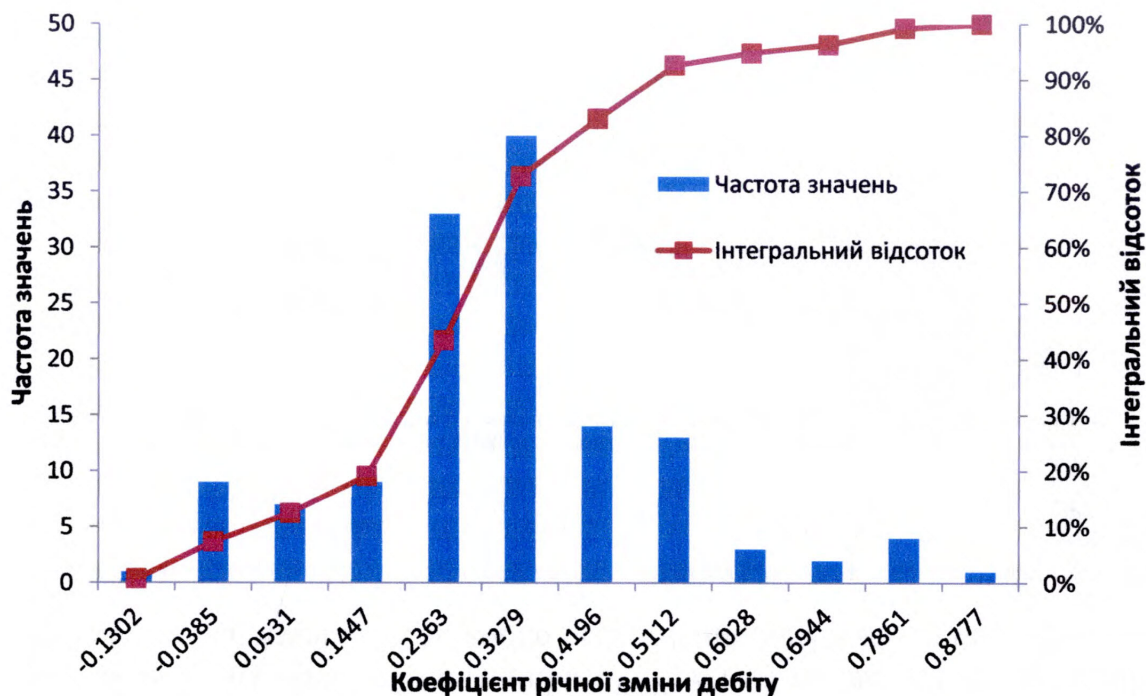


Рисунок 4.15 – Гістограма коефіцієнту річної зміни дебіту по свердловинах вхідної конфігурації I-го об'єкту розробки родовища НГ

Результати розрахунків послідовного розміщення свердловин на моделі I-го об'єкту розробки родовища НГ, при відсутності перекриття зон дренавання свердловин ($\delta_{max} = 0$), наведені в табл. 4.6, а графічне представлення результатів виконано на рис. 4.16.

Таким чином, при відсутності накладання зон дренавання свердловин ($\delta_{max}=0$), на моделі I-го об'єкту розробки родовища НГ може бути розміщено максимум 8 свердловин.

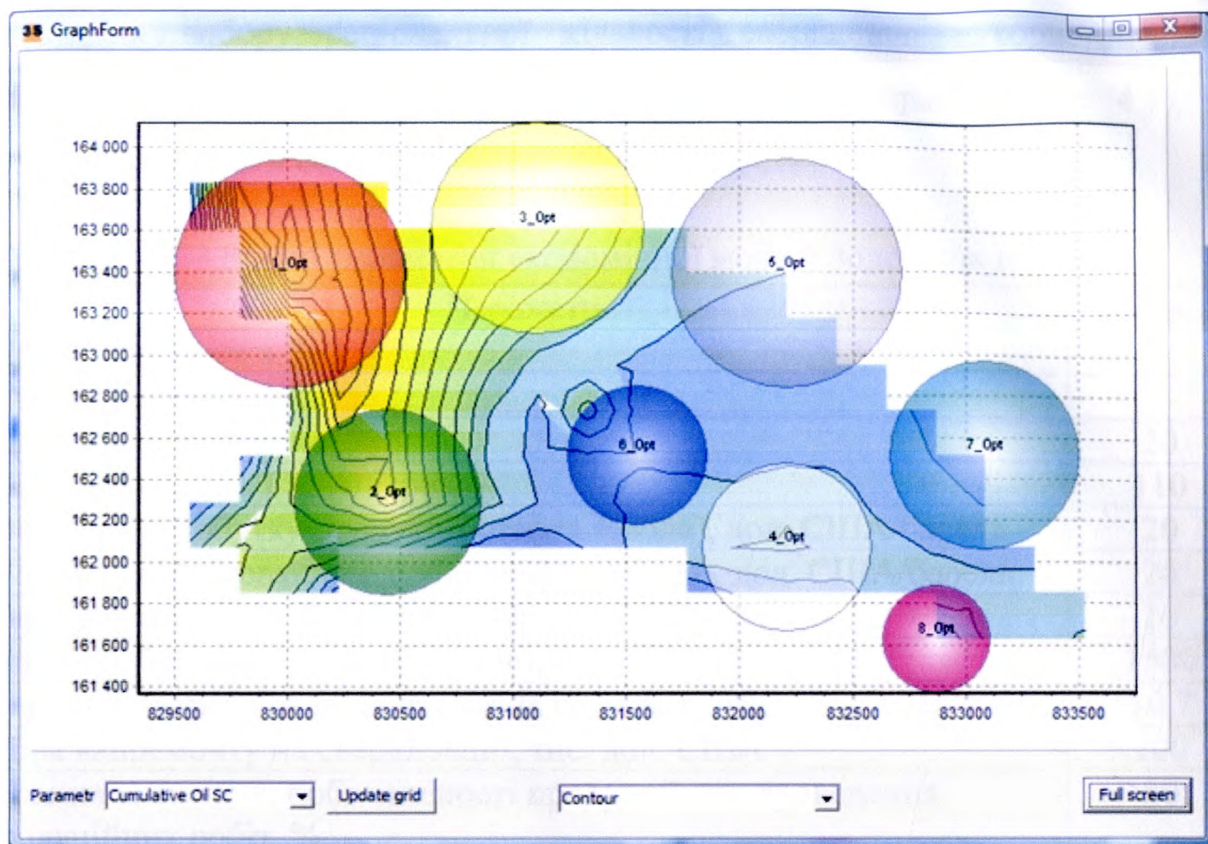


Рисунок 4.16 – Схема послідовного розміщення свердловин на моделі I-го об'єкту розробки родовища НГ при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

Таблиця 4.6 – Результати розрахунків послідовного розміщення свердловин на моделі I-го об'єкту розробки родовища НГ при $\delta_{max} = 0$

Індекс комірки сіткової моделі			Радіус дренавання в сітковій моделі, м	Пере-криття, м	Розрахунковий радіус дренавання, м	Видобувні запаси нафти в сітковій моделі, м ³	Початковий дебіт нафти, м ³ /добу	Коефіцієнт річного падіння дебіту
<i>i</i>	<i>j</i>	<i>k</i>						
89	133	1	560	0	554	147 311	59	0,1407
111	78	1	460	0	451	73 419	45	0,2214
144	144	1	520	0	511	57 402	41	0,2607
199	67	1	420	0	409	19 021	16	0,3109
199	133	1	560	0	552	18 806	12	0,2257
166	89	1	340	0	335	12 298	20	0,5806
243	89	1	460	0	454	11 004	7	0,2165
232	45	1	280	0	262	5 602	7	0,4647

Для вибору раціональної кількості свердловин використовується економічна модель, з відповідними вхідними параметрами (табл. 4.7), та розрахований на її основі показник NPV (2.10).

Таблиця 4.7 – Вхідні параметри економічної моделі родовища НГ

Параметр	Значення
Дисконтна ставка, %	8
Ставка інфляції, %	5
Податок на прибуток, %	20
Ціна нафти, дол. США/барель	110
Вартість видобутку продукції (нафта + вода), дол. США/барель	20
Вартість підготовки продукції (нафта + вода), дол. США/барель	20
Вартість скидання видобутої води, дол. США/барель	10
Вартість буріння 1 м свердловини, дол. США	1500
Загальні витрати на облаштування промислу, млн. дол. США	10,7
Ціна капремонтів на свердловині, тис. дол. США	100
Граничне значення обводненості продукції для проведення ізоляційних робіт, %	80
Річне збільшення обводненості продукції, %	5
Річна орендна плата, млн. дол. США	-
Середня глибина свердловини, м	3000
Коефіцієнт складності буріння	1,1

Результати розрахунків NPV для вибору раціональної кількості свердловин для I-го об'єкту розробки родовища НГ, при відсутності перекриття зон дренажу свердловин ($\delta_{max} = 0$), наведені в табл. 4.8 та на рис. 4.17.

Таблиця 4.8 – Результати розрахунків накопиченого видобутку нафти та NPV для I-го об'єкту розробки родовища НГ при $\delta_{max} = 0$

Кількість свердловин	Накопичений видобуток нафти (3S), тис. м ³	NPV , млн. дол. США
1	147,311	5,257
2	220,731	12,544
3	278,133	17,933
4	297,154	17,022
5	315,960	15,657
6	328,258	13,982
7	339,262	11,336
8	344,863	8,122

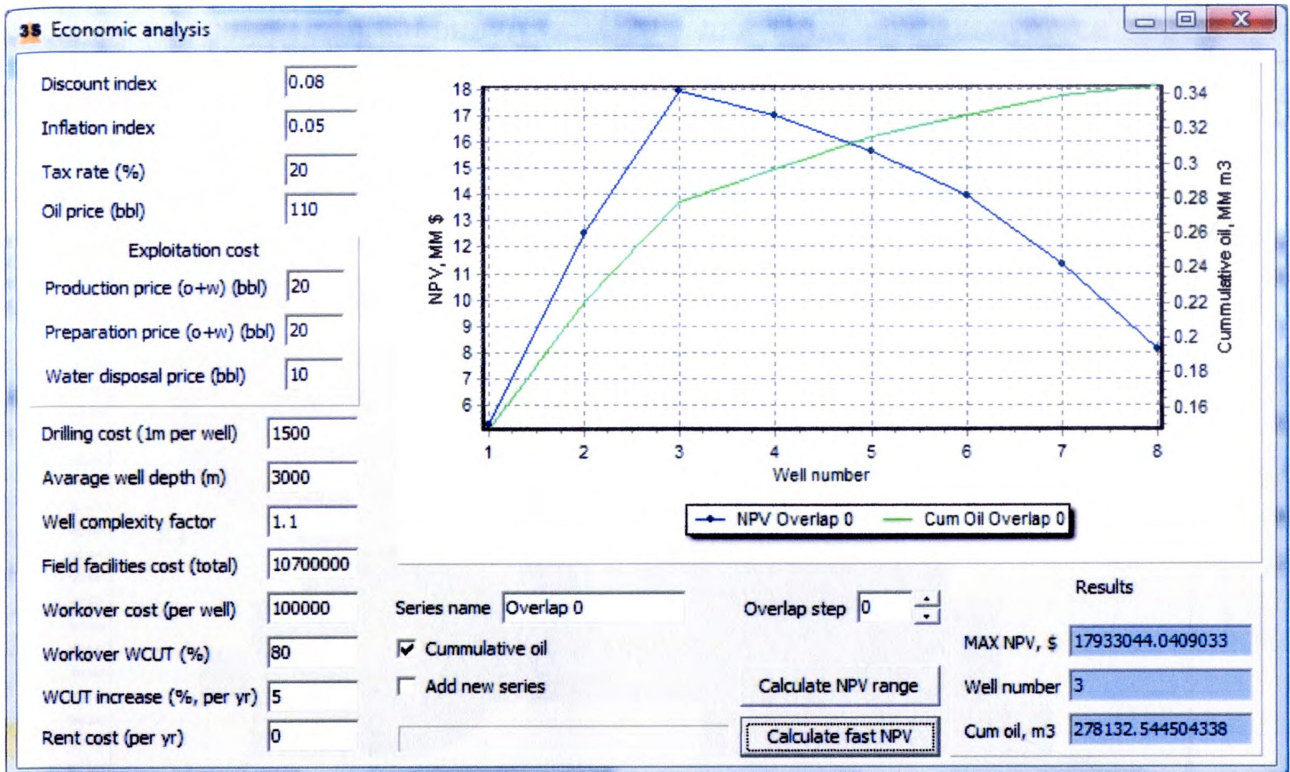


Рисунок 4.17 – Залежність NPV від кількості свердловин для I-го об'єкту розробки родовища HG при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

Згідно прийнятої економічної моделі та $\delta_{max} = 0$, максимальне значення NPV складає 17,933 млн. дол. США для 3-х видобувних свердловин, яким відповідають сумарні видобувні запаси нафти 278,133 тис. м³. На рис. 4.18 представлена відповідна схема раціонального розміщення свердловин та побудований на її основі розподіл достовірності інформації при ефективному радіусі $R_{ef} = 1000$ м.

На даному етапі проведені розрахунки схем розміщення свердловин для δ_{max} в діапазоні 0-100% з кроком 10%. Для отриманих схем проводяться розрахунки NPV (табл. 4.9) та визначається раціональна кількість свердловин (рис. 4.19).

Результати розрахунків NPV (див.табл. 4.9) дозволяють визначити раціональну кількість свердловин для кожного варіанту. Для діапазону $\delta_{max} = 0 \div 100$ % максимальний NPV досягається при реалізації схеми розробки від 3-х до 9-ти свердловин. При цьому, виділяються дев'ять різних

схем розміщення свердловин (рис. 4.20), для яких розраховується середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$ (табл. 4.10).

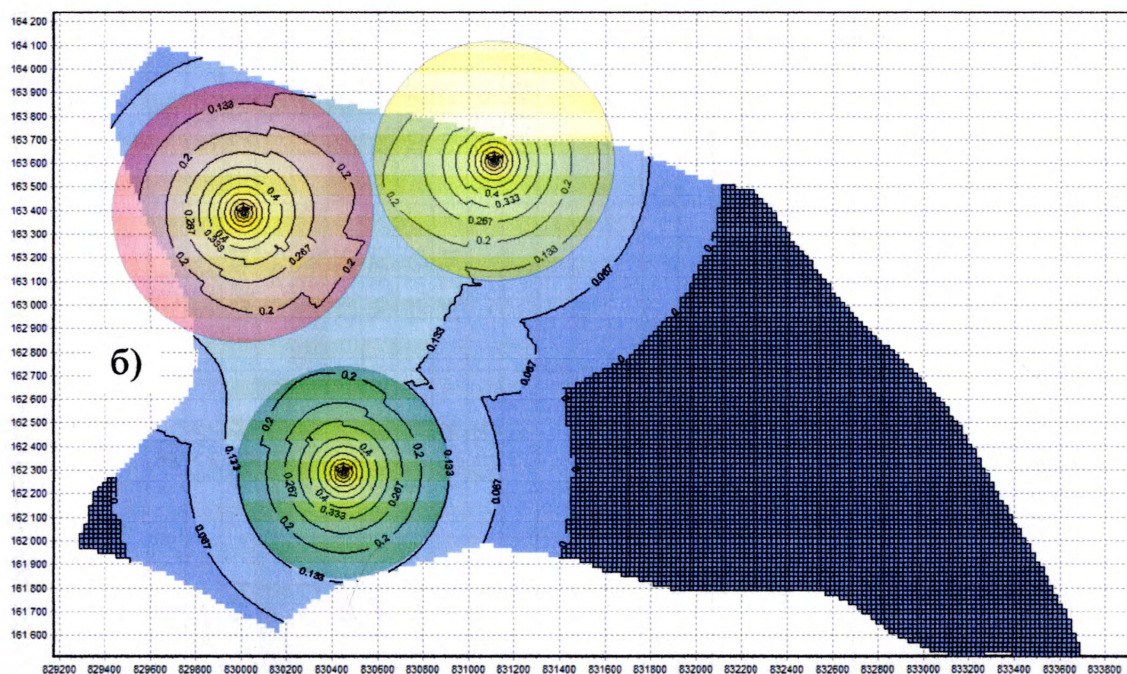
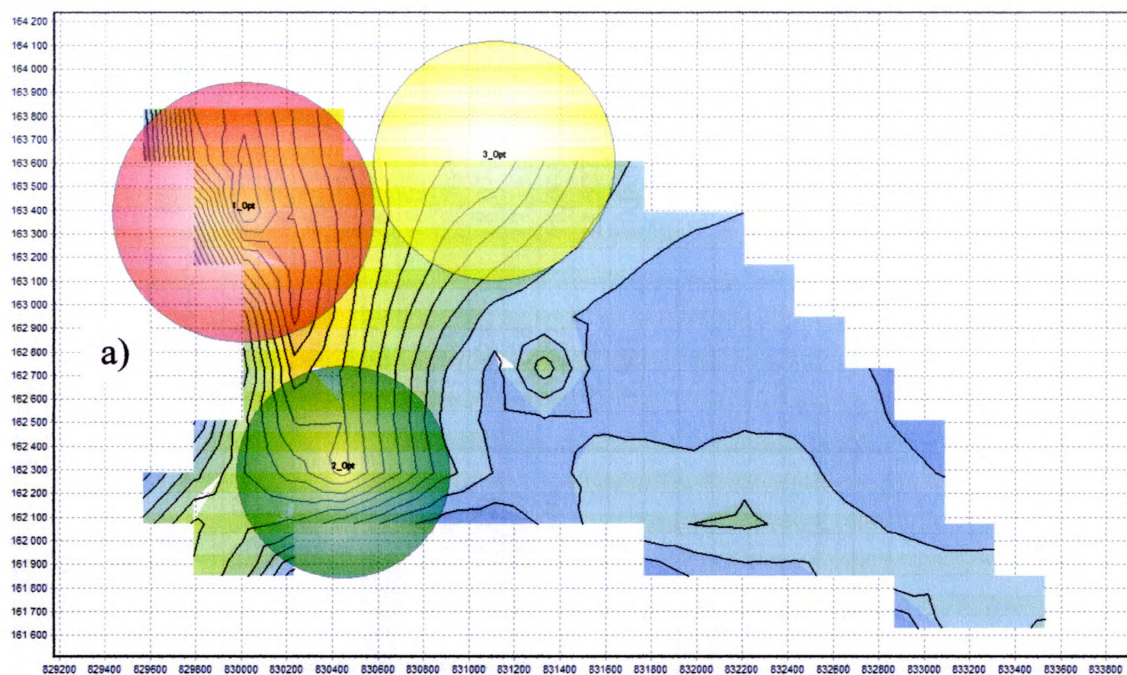


Рисунок 4.18 – Схема раціонального розміщення свердловин (а) та розподіл достовірності інформації (б) для I-го об'єкту розробки родовища НГ при $\delta_{max} = 0$ виконана в програмному модулі «3S optimization»

Таблиця 4.9 – Результати розрахунків NPV для I-го об'єкту розробки родовища NG при $\delta_{max} = 0 \div 100\%$

Кількість свердловин	NPV, млн. дол. США										
	Перекриття δ_{max} , %										
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
1	5,257	5,257	5,257	5,257	5,257	5,257	5,257	5,257	5,257	5,257	5,257
2	12,544	12,544	12,544	12,544	12,544	12,544	12,544	10,563	10,563	10,563	10,563
3	17,933	17,933	17,933	17,551	17,551	17,551	15,516	13,809	12,950	12,950	12,950
4	17,022	17,022	17,022	22,146	19,128	19,128	18,698	15,465	16,357	13,089	13,089
5	15,657	15,657	15,072	21,235	22,672	22,672	18,376	16,306	17,258	15,416	15,599
6	13,982	13,982	13,780	20,370	21,760	22,830	21,903	16,677	16,899	16,856	17,818
7	11,336	11,640	12,616	18,248	20,895	21,918	20,992	20,133	18,022	17,979	17,458
8	8,122	8,168	10,390	16,254	18,773	21,053	18,857	17,339	20,864	17,356	18,582
9		4,953	7,176		16,780	19,321	17,321	16,428	18,070	20,156	21,423
10					13,132		14,947	13,178	17,158	17,708	18,975
11							11,299	10,882	15,008	16,796	18,063
12								9,346	11,597	14,646	14,901
13								6,861	10,060	11,235	12,751
14									7,293	9,699	10,379
15									4,049	6,931	7,998
16									0,532	3,800	4,853
17									-3,178	0,284	1,846
18									-7,273	-3,590	-1,911
19										-7,698	-5,675
20										-11,792	-8,802

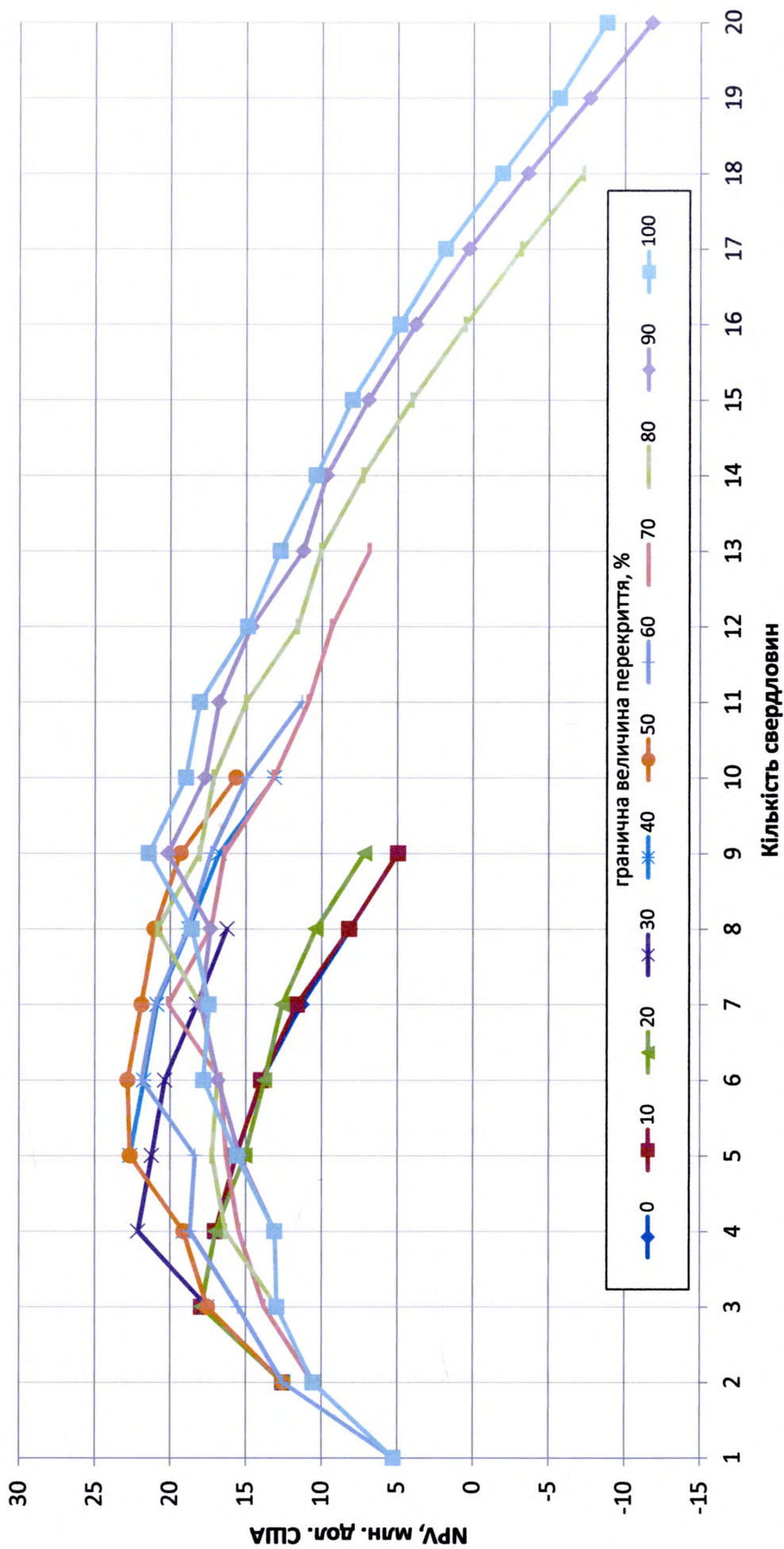


Рисунок 4.19 – Залежність NPV від кількості свердловин для I-го об'єкту розробки родовища NG при зміні граничної величини перекриття в діапазоні $\delta_{max} = 0 \div 100\%$

Таблиця 4.10 – Порівняння критеріїв оптимізаційної задачі для I-го об'єкту розробки родовища НГ

Діапазон δ_{max} , %	Кількість свердловин n , шт.	Накопичений видобуток нафти			NPV, млн. дол. США	Середня достовірність інформації моделі $C_{сер}$
		3S, тис. м ³	Симуляція, тис. м ³	Відносна похибка, %		
0-20	3	278,133	278,170	0,013	17,933	0,116
30	4	315,486	315,970	0,153	22,146	0,150
40	5	340,862	344,210	0,973	22,672	0,159
50	6	365,239	357,450	2,179	22,830	0,177
60	6	372,980	359,130	3,857	21,903	0,243
70	7	395,587	369,740	6,991	20,133	0,244
80	8	423,923	396,880	6,814	20,864	0,238
90	9	439,214	417,690	5,153	20,156	0,252
100	9	448,824	421,300	6,533	21,423	0,252

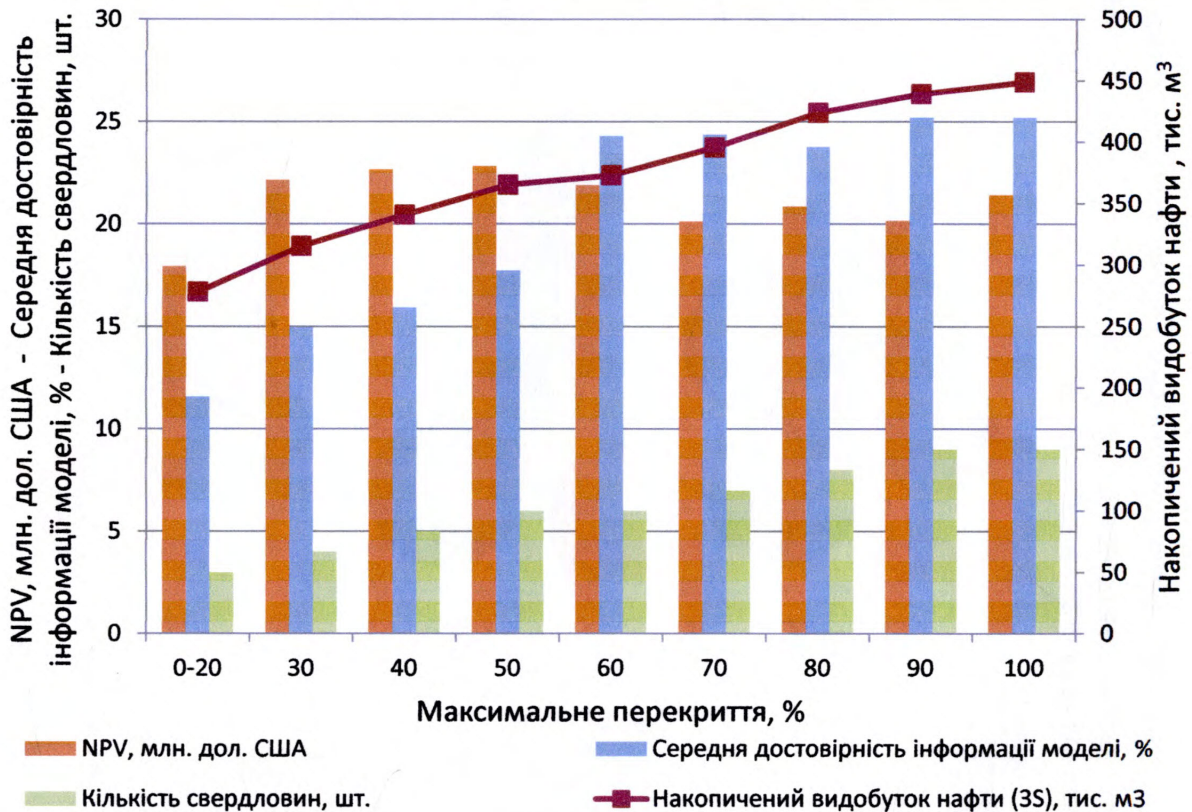
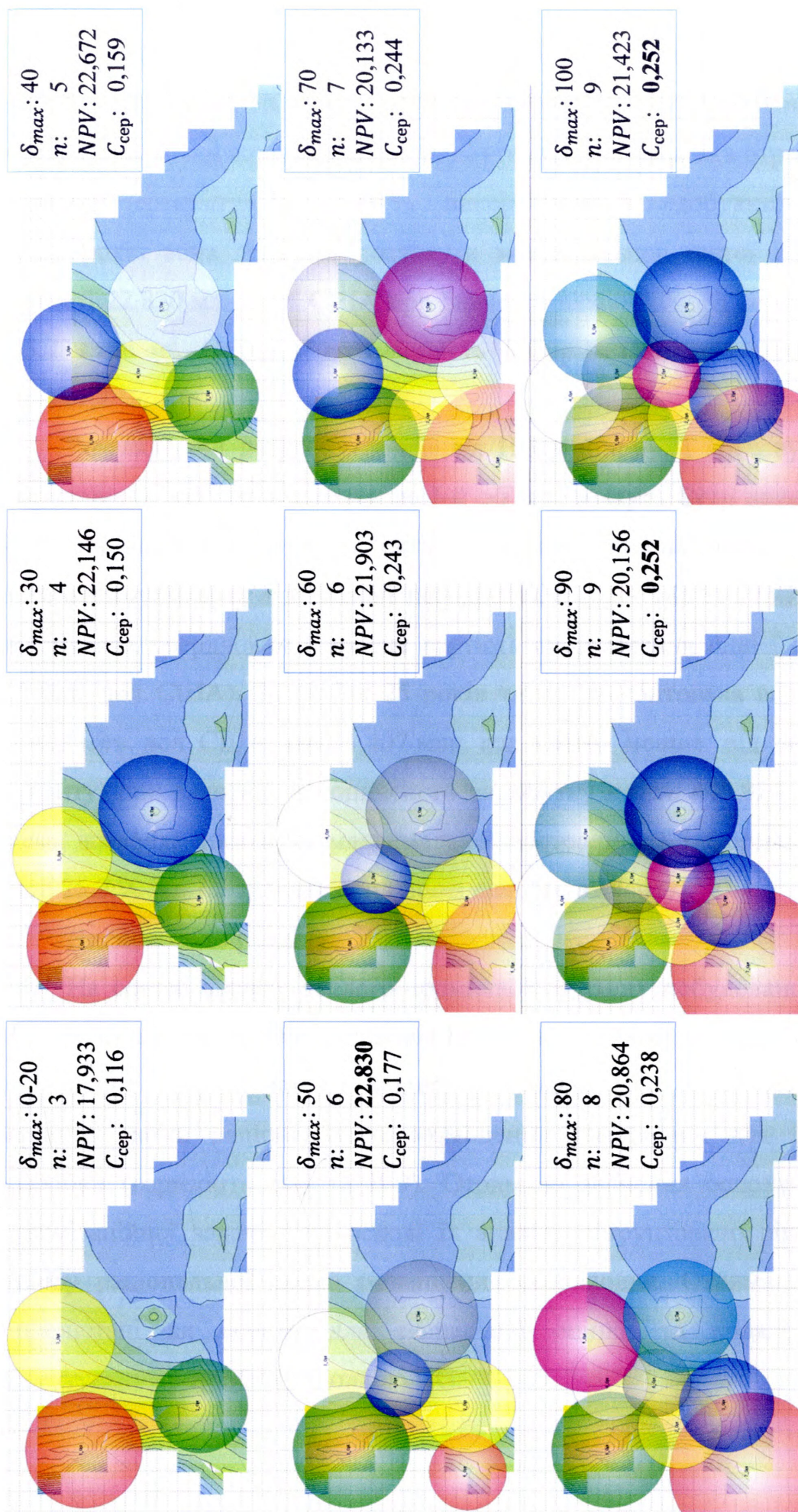


Рисунок 4.20 – Порівняння критеріїв оптимізаційної задачі для I-го об'єкту розробки родовища НГ

На рис. 4.21 представлено схеми розміщення свердловин та наведено значення головних критеріїв оптимізаційної задачі при діапазоні перекриття $\delta_{max} = 0 \div 100$ %.



δ_{max} – гранична величини перекриття, %;

NPV – чиста дисконтована вартість, млн. дол. США;

n – кількість свердловин;

$C_{ср}$ – середня достовірність інформації моделі

Рисунок 4.21 – Варіанти схем розміщення свердловин та значення основних критеріїв оптимізаційної задачі для I-го об'єкту розробки родовища НГ

Аналізуючи критерії оптимізаційної задачі, отримані для I-го об'єкту розробки родовища НГ, можна прийняти декілька обґрунтованих рішень. З економічної точки зору, найбільш прибутковою є схема, яка отримується при діапазоні перекриття δ_{max} - 50 % і використовує 6 видобувних свердловин. За 25 років вона дозволяє досягнути максимальної чистої дисконтованої вартості 22,830 млн. дол. США при значенні накопиченого видобутку нафти 365,239 тис. м³. Середня достовірність інформації моделі знаходиться на рівні 17,7 %.

Розглядаючи розробку родовища НГ в цілому, і враховуючи те, що свердловини, які закладаються на I-й об'єкт, можуть бути використані для розробки вищезалягаючих об'єктів, найбільш раціональним буде варіант, який отримується при діапазоні перекриття δ_{max} - 100 % і використовує 9 видобувних свердловин (середня вартість спорудження однієї свердловини 4,5 млн. дол. США). За період 25 років чиста дисконтована вартість складе 21,423 млн. дол. США (на 1,407 млн. дол. США менше від попереднього варіанту) при значенні накопиченого видобутку нафти 448,824 тис. м³. Така схема дозволяє досягнути максимальної достовірності інформації моделі на рівні 25,2 % (на 7,5 % більше від попереднього варіанту).

Висновки до розділу

На основі аналізу геолого-промислових даних побудовано геологічну та гідродинамічну моделі родовища НГ. Використання методики оптимізації розміщення свердловин на моделі родовища НГ дозволило визначити варіанти схеми раціонального розміщення свердловин для I-го об'єкту розробки (горизонти В-8 та В-9). Отримано значення основних критеріїв оптимізаційної задачі і на основі їх аналізу обґрунтовано рішення, щодо вибору раціональної схеми розміщення свердловин. Отримані результати використані як основа для експертної оцінки та подальших етапів проектування розробки родовища НГ.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів теоретичних і експериментальних досліджень з використанням гідродинамічного моделювання розроблено методику оптимізації розміщення свердловин на нафтових і газових родовищах. Одержано наступні результати.

1. Обґрунтовані технологічні, економічні та інформаційні критерії оптимізації розміщення свердловин, запропоновано математичну модель та відповідну методику оптимізації розміщення свердловин (3S оптимізація).

2. Вперше введена інформаційна категорія достовірності інформації ГТМ, яка дає змогу визначити інформаційний вклад кожної схеми розміщення свердловин на загальну інформативність процесу проектування. Розроблено інформаційну модель для кількісної оцінки середньої достовірності інформації.

3. Вперше розроблено методику, яка на підставі одного запуску гідродинамічного симулятора дозволяє визначити раціональну кількість свердловин та їх розміщення в моделі. Теоретично обґрунтовано доцільність та можливість використання поверхні накопичених видобутків для вибору першочергових раціональних зон розміщення свердловин.

4. Тестування методики на двох базових моделях SPE показало її стабільність при різних граничних параметрах і налаштуваннях моделей. Оцінка чутливості до точності вхідних даних показала, що введення випадкової помилки в визначення ФЄВ на рівні 10 % практично не впливає на результати, а при величині випадковості до 30 % дозволяє отримати задовільне співпадіння схем розміщення свердловин. Порівняння методики 3S оптимізації з грубим ітераційним перебором показало, що вона не поступається ітераційній схемі по основних показниках.

5. Розроблено комп'ютерну програму «3S optimization», яка в комплексі із гідродинамічним симулятором генерує варіанти раціональних схем розміщення свердловин залежно від набору вихідних техніко-економічних параметрів. Методика 3S оптимізації та комп'ютерна програма використовувалися під час проектування системи розробки родовища НГ (Західна пустеля, Єгипет). Застосування даної методики дозволило визначити раціональну кількість свердловин для розробки покладів та схему їх розміщення на родовищі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

- 1 Гиматудинов Ш.К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки [Текст] / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг и др. – М.: Недра, 1983. – 463 с.
- 2 Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов [Текст] / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев и др. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
- 3 Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов [Текст] / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
- 4 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник [Текст] / В.С. Бойко. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
- 5 Лысенко В.Д. Рациональная разработка нефтяных месторождений [Текст] / В. Д. Лысенко, В. И. Грайфер. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 607 с.
- 6 Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений [Текст] / К.М. Донцов. – М.: Недра, 1977. – 360 с.
- 7 Родовища нафти та газу. Геолого-технологічні цифрові моделі. Порядок створення та використання [Текст]: СОУ 74.2-20077720-042:2011. – К.: НАК «Нафтогаз України», 2011. – 67 с.
- 8 Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (часть 1. Геологические модели) [Текст] – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. – 162 с.
- 9 Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (часть 2. Фильтрационные модели) [Текст] – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. – 225 с.
- 10 Васеньова А.О. Вдосконалення систем розробки горизонтальними свердловинами на родовищах з важковидобувними запасами нафти і газу [Текст] / А.О. Васеньова, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, О.В. Ластовецька,

П.М. Сміх // Нафтогазова енергетика: всеукр. наук.-техн. журн. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2007. – №4. – С.14-18.

11 Вахитов Г.Г. Нефтедобывающая промышленность СССР и РОССИИ: полувековой опыт разработки месторождений в 1950-2000 гг., проблемы будущего [Текст] / Г.Г. Вахитов. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2006. – 228 с.

12 Гунда Н.В. Комплексное проектирование систем разработки газовых залежей перспективных структур на глубоководном шельфе Черного моря [Текст] / Н.В. Гунда, В.П. Гришаненко, А.О. Васеньова, П.М. Смих // New Methods and Technology in Development and Production of Oil and Gas – Onshore and Offshore. – Krakow: Instytut Nafty i Gazu, 2010. – Prace naukowe INiG nr 170. – С. 421–426.

13 Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі: Навчальний підручник [Текст] / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.

14 Праведников Н.К. Совершенствование систем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири [Текст] / Н.К. Праведников. – Свердловск: Средне-уральское издательство, 1975. – 174 с.

15 Говорова Г.Л. Разработка нефтяных месторождений в США [Текст] / Г.Л. Говорова. – М.: Недра, 1970. – 272 с.

16 Щелкачев В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений СНГ и других стран мира [Текст] / В.Н. Щелкачев. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1992. – 59 с.

17 Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки нефтяных месторождений при водонапорном режиме [Текст] / Б.Ф. Сазонов. – М.: Недра, 1973. – 238 с.

18 Овнатанов С.Т. Вопросы полноты извлечения нефти при разработке нефтяных месторождений [Текст] / С.Т. Овнатанов, К.А. Карапетов. – Баку: АГИ, 1965. – 185 с.

19 Гавура В. Е. Контроль и регулирование процесса разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / В.Е. Гавура – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 340 с.

20 Довідник з нафтогазової справи [Текст] / За заг. ред. докт. техн. наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.

21 Алиев З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений [Текст] / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – Печора: Печорское время, 2002. – 895 с.

22 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений [Текст] / С.Н. Закиров. – М.: «Струна», 1998. – 628 с.

23 Шмыгля П.Т. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] / П.Т. Шмыгля. – М.: Недра, 1967. – 260 с.

24 Гришаненко В.П. Побудова детальних геолого-технологічних моделей покладів вуглеводнів за допомогою просторової кореляції розрізів [Текст] / В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, П.М. Сміх // Науковий вісник Івано-Франк. нац. техн. унів. нафти і газу. – 2007. – №2. – С.11-16.

25 Mattax C.C. Reservoir Simulation [Текст] / C.C. Mattax, R.L. Dalton. – SPE 1990. – 187 p.

26 Carlson M.R. Practical Reservoir Simulation [Текст] / M.R. Carlson. – PennWell Books, 2003. – 564 p.

27 Гришаненко В.П. Совершенствование систем разработки месторождений нефти и газа за счет оптимизации размещения эксплуатационных скважин [Текст] / В.П. Гришаненко, Н.В. Гунда, П.М. Смих // Science, Technique and Technology in Developing Search and Extraction of Hydrocarbons on Land and Sea. – Krakow: Instytut Nafty i Gazu, 2008. – Prace naukowe INiG nr 150. – С. 779–782.

28 Дэннис Д. Численные методы безусловной оптимизации и решения нелинейных уравнений [Текст]: Пер. с англ. / Д. Дэннис, Р. Шнабель. – М.: Мир, 1988. – 440 с.

29 Гилл Ф. Практическая оптимизация [Текст]: Пер. с англ. / Ф. Гилл, У. Мюррей, М. Райт. – М.: Мир, 1985. – 509 с.

30 Chinneck J.W. Practical Optimization: A Gentle Introduction [Текст] / J.W. Chinneck. – Ottawa: Carleton University, 2000. – 151 p.

31 Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty [Текст] : PhD thesis / B. Guyaguler. – Stanford: Stanford University, 2002. – 155 p.

32 Spall J. Overview of the Simultaneous Perturbation Method for Efficient Optimization [Текст] / J. Spall // Johns Hopkins APL Technical Digest. – 1998. – Vol.19, №4. – P.482-492.

33 Fanchi J.R. Principles of Applied Reservoir Simulation [Текст] / J.R. Fanchi. - Gulf Professional Publishing, 2005. – 532 p.

34 Дубов Ю.А. Многокритериальные модели формирования и выбора вариантов систем [Текст] / Ю.А. Дубов, С.И. Травкин, В.Н. Якимец. – М.: Наука, 1986. – 295 с.

35 Моисеев Н.Н. Математические задачи системного анализа [Текст] / Н.Н. Моисеев. – М.: Наука, 1981. – 488 с.

36 Табак Д. Оптимальное управление и математическое программирование [Текст]: Пер. с англ. / Д. Табак, Б. Куо. – М.: Наука, 1975. - 280 с.

37 Nystad A. Petroleum Taxes and Optimal Resource Recovery [Текст] / A. Nystad // Energy Policy. – 1985. – Vol.13, №4. – P.381-401.

38 Nystad A. Reservoir Economic Optimization [Текст] / A. Nystad // SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. – Dallas (USA), 1985. – SPE №13775.

39 Nystad A. Rate Sensitivity and the Optimal Choice of Production Capacity of Petroleum Reservoirs [Текст] / A. Nystad // Energy Economics. – 1987. – Vol.9, №1. – P.37-45.

40 Nystad A. On the Economics of Improved Oil Recovery: The Optimal Recovery Factor from Oil and Gas Reservoirs [Текст] / A. Nystad // The Energy Journal. – 1988. – Vol.9, №4. – P.49-61.

41 Nystad A. Petroleum Reservoir Management: A Reservoir Economic Approach [Текст] / A. Nystad // Natural Resource Modeling. – 1988. – Vol.2, №3. – P.345-382.

42 Damsleth E. Maximum Information at Minimum Cost: A North Sea Field Development Study With an Experimental Design [Текст] / E. Damsleth, A. Hage, R. Volden // Journal of Petroleum Technology. – 1992. – Vol.44, №12. – P. 1350-1356.

43 Beckner B. Field Development Planning Using Simulated Annealing - Optimal Economic Well Scheduling and Placement [Текст] / B. Beckner, X. Song // SPE Annual Technical Conference Exhibition. – Dallas (USA), 1995. – SPE №30650.

44 Bittencourt A. Optimizing Hydrocarbon Field Development Using a Genetic Algorithm Based Approach [Текст]: PhD thesis / A. Bittencourt. – Stanford: Stanford University, 1997. – 154 p.

45 Bittencourt A. Reservoir Development and Design Optimization [Текст] / A. Bittencourt, R. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio (USA), 1997. – SPE №38895.

46 Pan Y. Improved Methods for Multivariate Optimization of Field Development Scheduling and Well Placement Design [Текст] / Y. Pan, R. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans (USA), 1998. – SPE №49055.

47 Kjellesvik L. Uncertainty Analysis of Well Production Potential, Based on Streamline Simulation of Multiple Reservoir Realisations [Текст] / L. Kjellesvik, G. Johansen // EAGE/SPE Petroleum Geostatistics Symposium. – Toulouse (France), 1999.

48 Guyaguler B. Optimization of Well Placement in a Gulf of Mexico Waterflooding Project [Текст] / B. Guyaguler, R. Horne, L. Rogers, J. Rosenzweig // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas (USA), 2000. – SPE №63221.

49 Guyaguler B. Uncertainty Assessment of Well Placement Optimization [Текст] / B. Guyaguler, R. Horne // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – New Orleans (USA), 2001. – SPE №71625.

50 Yeten B. Optimization of Nonconventional Well Type, Location and Trajectory [Текст] / B. Yeten, L. Durlofsky, K. Aziz // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – San Antonio (USA), 2002. – SPE №77565.

51 Özdoğan U. Optimization of well placement under time-dependent uncertainty [Текст]: Masters thesis / U. Özdoğan. – Stanford: Stanford University, 2004. – 108 p.

52 Zhang J. IRSS: An Integrated Reservoir Simulation System [Текст]: PhD thesis / J. Zhang. – Austin: The University of Texas, 2005. – 277 p.

53 Bangerth W. An autonomic reservoir framework for the stochastic optimization of well placement [Текст] / W. Bangerth, H. Klie, V. Matossian, M. Parashar, M. Wheeler // Cluster Computing. – 2005. – Vol.8, №1. – P.255-269.

54 Matossian V. Autonomic oil reservoir optimization on the grid [Текст] / V. Matossian, V. Bhat, M. Parashar, M. Peszynska, M. Sen, P. Stoffa, M. Wheeler // Concurrency and Computation: Practice and Experience. – 2005. Vol.17, №1. – P.1-26.

55 Parashar M. Towards Dynamic Data-Driven Optimization of Oil Well Placement [Текст] / M. Parashar, V. Matossian, W. Bangerth, H. Klie, B. Rutt, T. Kurc, U. Catalyurek, J. Saltz, M. Wheeler // 5th International Conference on Computational Science. – Atlanta (USA), 2005. – P.656-663.

56 Айдазаде К.Р. Оптимизация размещения и режимов работы скважин нефтепромысла [Текст] / К.Р. Айдазаде, С.З. Кулиев // Вычислительные технологии. – 2005. – Том 10, №4. – С.52-62.

57 Айдазаде К.Р. Численная оптимизация размещения скважин [Текст] / К.Р. Айдазаде, А.Г. Багиров // Вычислительные технологии. – 2006. – Том 11, №3. – С.3-13.

58 Cardoso M.A. Development and application of reduced-order modeling procedures for subsurface flow simulation [Текст] / M.A. Cardoso, L.J. Durlofsky,

P. Sarma // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2009. – Vol.77, №9. – P.1322–1350.

59 Cardoso M.A. Linearized reduced-order models for subsurface flow simulation [Текст] / M.A. Cardoso, L.J. Durlofsky // Journal of Computational Physics. – 2010. – Vol.229, №3. – P.681–700.

60 Rewiński M.J. A trajectory piecewise-linear approach to model order reduction of nonlinear dynamical systems [Текст]: PhD thesis / M.J. Rewiński. – Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology, 2003. – 126 p.

61 Зарубін Ю.О. Сучасні підходи в оптимізації розміщення свердловин на основі 3D моделювання [Текст] / Ю.О. Зарубін, П.М. Сміх // Проблеми нафтогазової промисловості. Випуск 9. – Київ: 2011. – С. 189-194.

62 Arnondin M. Integration of Production Analyst and Microsoft Excel's Solver for Production Forecasts and Optimization [Текст] / M. Arnondin // SPE Computer Applications. – 1995. Vol.7, №5. – P.118-121.

63 Ding Z. A Software for OilField Facility Investment Minimization [Текст] / Z. Ding, R.A. Startzman // SPE Petroleum Computer Conference. – Dallas (USA), 1994. – SPE №28252.

64 Пат. 5757663 США, МКП C10G 502. Hydrocarbon reservoir connectivity tool using cells and pay indicators [Текст] / Lo T.S., Chu J. – №08/533870; заявл. 26.09.1995; опубл. 26.05.1998.

65 Пат. 6549879 США, МКП G06F/1710. Determining optimal well locations from a 3D reservoir model [Текст] / Cullick A.S., Vasantharajan S., Dobin M.W. – №09/399857; заявл. 21.09.1999; опубл. 15.03.2003.

66 Пат. 7096172 B2 США, МКП G06F 9/455. System and method for automated reservoir targeting [Текст] / Colvin R.D., McColpin G.R. – №10/622976; заявл. 18.06.2003; опубл. 22.08.2006.

67 Larionov A. Methodology of Optimal Well Pattern, Location and Paths in Productive Formations During Oil and Gas Fields Development Planning [Текст] / A. Larionov, A. Nifantov, V. Itkin, V. Alexandrov // SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Moscow(Russia), 2006. – SPE №104326.

68 Пат. 25001 Україна, МКП E21B 43/16. Спосіб розробки покладу вуглеводнів [Текст] / Бакулін Є.М., Гришаненко В.П., Гунда М.В., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Куль А.Й., Носко Н.П., Сміх П.М. – №2007/01830; заявл. 21.02.2007; опубл. 25.07.2007. – Бюл. №11.

69 Пат. 84784 Україна, МКП E21B 43/00; G06F 9/455. Спосіб визначення системи розробки покладу вуглеводнів [Текст] / Бакулін Є.М., Гришаненко В.П., Гунда М.В., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Куль А.Й., Носко Н.П., Сміх П.М. – №2007/01829; заявл. 21.02.2007; опубл. 25.11.2008. – Бюл. №22.

70 Ермолаев А.И. Формирование рациональных вариантов размещения скважин на газовой залежи [Текст] / А.И. Ермолаев, Б.А. Абдикадыров // Газовая промышленность. – 2008. – №5. – С.52-55.

71 Гришаненко В.П. Оптимізація розміщення свердловин у процесі проектування систем розробки покладів нафти і газу [Текст] / В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, П.М. Сміх // Проблеми нафтогазової промисловості. Випуск 5. – Київ: 2007. – С. 224-229.

72 Перегудов Ф.И. Введение в системный анализ [Текст] / Ф.И. Перегудов, Ф.П. Тарасенко. – М.: Высшая школа, 1989. – 367 с.

73 Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов: учебн. для студ. высш. учеб. завед. [Текст] / Р.Д. Каневская. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 128 с.

74 Черноруцкий И.Г. Методы оптимизации и принятия решений [Текст]: Учебное пособие / И.Г. Черноруцкий. – Санкт-Петерб.: «Лань», 2001. – 384 с.

75 Бешелев С.Д. Экспертные оценки [Текст] / С.Д. Бешелев, Ф.Г. Гурвич. – М.: Наука, 1973. – 161 с.

76 Фомин П.А. Оценка эффективности использования финансов предприятий в условиях рыночной экономики [Текст] / П.А. Фомин, В.В. Хохлов. – М.: Высшая школа, 2002. – 161 с.

77 Боди З. Финансы [Текст]: Пер. с англ. / З. Боди, Мертон Р. – М.: Вильямс, 2007. – 592 с.

- 78 Колмогоров А.Н. Теория информации и теория алгоритмов [Текст] / А.Н. Колмогоров. – М.: Наука, 1987. – 304 с.
- 79 Мартин Н. Математическая теория энтропии [Текст]: Пер. с англ. / Н. Мартин, Д. Ингленд. — М.: Мир, 1988. — 350 с.
- 80 Лидовский В.В. Теория информации [Текст]: Учебное пособие / В.В. Лидовский. - М.: Компания Спутник, 2003. – 113 с.
- 81 Стратонович Р.Л. Теория информации [Текст] / Р.Л. Стратонович. – М.: «Сов. радио», 1975. – 424 с.
- 82 Caers J. Petroleum Geostatistics [Текст] / J. Caers. – SPE, 2005. – 104 p.
- 83 Kelkar M. Applied Geostatistics for Reservoir Characterization [Текст] / M. Kelkar, G. Perez. – SPE, 2002. – 264 p.
- 84 Clark I. Practical Geostatistics 2000 [Текст] / I. Clark, W. Harper. – Ecosse North America, 2000. – 342 p.
- 85 Deutsch C.V. GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide [Текст] / C.V. Deutsch, A.G. Journel. – New York: Oxford University Press, 1992. – 340 p.
- 86 Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование [Текст] / К.Е. Закревский. – М.: ООО «ИПЦ Маска», 2009. – 376 с.
- 87 Васеньова А.О. Проектування системи розробки нафтогазових покладів нижньомайкопського комплексу Субботінського родовища на початковій стадії геологічного вивчення [Текст] / А.О. Васеньова, В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, П.М. Сміх // Проблеми нафтогазової промисловості. Випуск 7. – Київ: 2009. – С.119-125.
- 88 Гришаненко В.П. Впровадження сучасних технологічних рішень щодо вдосконалення систем розробки нафтових покладів із виснаженими та важко видобувними запасами [Текст] / В.П. Гришаненко, М.В. Гунда, Р.І. Дівончук, П.М. Сміх, Б.Б. Синюк, А.Й. Куль // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №1. – С.39-41.
- 89 Гунда М.В. Уточнення геологічної будови горизонту Б-10 Дружелюбівського НГКР за результатами гідродинамічного моделювання

[Текст] / М.В. Гунда, А.О. Васеньова, Р.І. Дівончук, П.М. Сміх, В.В. Ніколайчук, О.В. Ластовецька // Проблеми нафтогазової промисловості. Випуск 7. – Київ: 2009. – С.55-60.

90 Капица П.Л. Эксперимент. Теория. Практика [Текст] / П.Л. Капица. - М.: Наука, 1977. – 352 с.

91 Зарубин Ю.О. Новый метод оптимизации размещения скважин на основе 3D моделирования – 3S оптимизация [Текст] / Ю.О. Зарубин, П.М. Смих // Потенц. доб. горюч. ископ. в Беларуси и прогн. его реализ. в перв. пол. XXI в. Матер. междун. научно-практ. конф. – Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2012. – С.757-765.

92 Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений [Текст]: РД 153-39.0-047-00: Утв. и введ. в дейст. Минтопэнерго России прик. № 67 от 10.03.2000 г. – М., 2000. – 60 с.

93 Сміх П.М. Метод раціонального розміщення свердловин на основі 3D моделювання - 3S оптимізація [Текст] / П.М. Сміх // Проблеми нафтогазової промисловості. Випуск 10. – Київ: 2012. – С.188-195.

94 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник [Текст] / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Априорі, 2005. – 452 с.

95 Комп'ютерна програма Well Trajectory Planning (WTP) [Текст]: А.с. 26706 / Сміх П.М. – №26795; заявл. 29.08.2008; опубл. 28.11.2008.

96 Сміх П.М. Визначення кількості свердловин для раціональної розробки покладу на основі методики 3S оптимізації та економічного аналізу [Текст] / П.М. Сміх // Нафтова і газова промисловість. – 2012. – №6. – С.26-29.

97 Єгер Д.О. Моделювання геологічної будови покладів нафти і гідродиніміки процесів їх розробки [Текст] / Д.О. Єгер, М.Р. Ковальчук, Р.М. Ковальчук, В.В. Григоренко, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, С.О. Лизун; за ред. Д.О. Єгер. – Львів-Київ: Сплайн, 2005. – 364 с.

98 CMG. IMEX Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator [Текст] – Alberta: Computer Modelling Group, 2005. – 746 p.

99 SPE official website / The 2001 SPE Comparative Solution Project: [Електрон. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.spe.org/web/csp/>.

100 Вуколов Э.А. Основы статистического анализа. Практикум по статистическим методам и исследованию операций с использованием пакетов STATISTICA и EXCEL [Текст]: Учебное пособие / Э.А. Вуколов. – М.: ФОРУМ, 2008. – 464 с.

101 Протасов К.В. Статистический анализ экспериментальных данных [Текст] / К.В. Протасов. – М.: Мир, 2005. – 232 с.

102 Минько А.А. Статистический анализ в MS Excel [Текст] / А.А. Минько. – К.:Диалектика, 2004. – 448 с.

103 Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів родовища НГ (Західна пустеля, Єгипет) [Текст] / ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України». – Договір №17/1 від 15.07.2011 р. – Вишневе: 2011. – 143 с.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО
 «НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ
 НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ»
 НАЦІОНАЛЬНОЇ АКЦІОНЕРНОЇ
 КОМПАНІЇ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»



SCIENTIFIC RESEARCH INSTITUTE
 OF OIL AND GAS INDUSTRY
 OF NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY
 "NAFTOGAZ OF UKRAINE"

08132, Київська обл., Києво-Святошинський район, м. Вишневе, вул. Київська, 8. Тел.: (+38044) 391 74 00. Факс: (+38044) 496 64 18
 Код за ЄДРПОУ 32710871, р/р 26003601003926 у ПАТ Промінвестбанк, МФО 300012, код банку 00039002

№ _____

На № _____

від _____

АКТ

**про впровадження (використання) результатів
 дисертаційної роботи на здобуття
 наукового ступеня кандидата технічних наук
 Сміха Петра Михайловича**

Результати дисертаційної роботи «Оптимізація розміщення свердловин на нафтових і газових родовищах з використанням гідродинамічного моделювання» представлена на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, використані для проектування раціональної схеми розміщення свердловин на цифрових моделях покладів нафти і газу.

Основні результати дисертаційної роботи та розроблені на їх основі комп'ютерні програми (Well Trajectory Planning, 3S optimization) використано у ДП «Науканафтогаз» під час виконання НДР за темами:

1. «Дослідно-промислова розробка першочергової ділянки нафтових покладів горизонту М-3 нижньомайкопського комплексу родовища Субботіна», договір № 907 від 28.09.2009 р. між ДАТ «Чорноморнафтогаз» та ДП «Науканафтогаз»;

2. «Обґрунтування місцеположення свердловин на перспективних об'єктах у відкладах юрського комплексу та оцінка видобувних можливостей свердловин родовища Haradig на період пробної експлуатації» (Арабська Республіка Єгипет, Західна пустеля, ліцензійний блок Alam El Shawish East), додаткова угода № 6 до договору № 29/06-2010 від 29.06.2010 р. між ДП «Науканафтогаз» та Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України».

3. «Геолого-економічна оцінка запасів вуглеводнів родовища НГ (Західна пустеля, Єгипет)», договір №17/1 від 15.07.2011 р. між ДП «Науканафтогаз» та Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України».

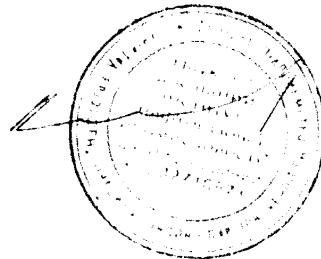
Використання результатів дисертаційної роботи дозволяє підвищити якість проектування систем розробки родовищ нафти та газу за рахунок обґрунтування технологічних, економічних та інформаційного критеріїв, проведення оцінки та визначення раціональної кількості свердловин та їх розміщення на моделі покладу.

**Завідувач центру розробки
родовищ нафти і газу**



А.О. Васеньова

**Учений секретар, к.т.н.,
член.-кор. УНГА**



В.П. Гришаненко

ДОДАТОК Б

**Товариство з обмеженою відповідальністю «Науково-виробниче підприємство
«Центр нафтогазових ресурсів»**

Код ЄДРПОУ 38205501
Адреса: Україна, 01135, м. Київ
вул. В. Чорновола, 12
тел: (+380) 44 359 04 28
e-mail: info@cogr.com.ua
www.cogr.com.ua



Address: 12, V. Chornovola str.,
01135, Kyiv, Ukraine
phone: (+380) 44 359 04 28
e-mail: info@cogr.com.ua
www.cogr.com.ua

№ _____
« ____ » _____ 201__ р.

АКТ

**про впровадження (використання) результатів дисертаційної роботи на
здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук
Сміха Петра Михайловича**

Результати дисертаційної роботи «Оптимізація розміщення свердловин на нафтових і газових родовищах з використанням гідродинамічного моделювання» представленої на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук, зокрема, методика 3S оптимізації та розроблені автором комп'ютерні програми (Well Trajectory Planning, 3S optimization) використано у ТОВ «Науково-виробниче підприємство «Центр нафтогазових ресурсів» під час виконання роботи за темою: «Стратегія промислового освоєння запасів і ресурсів вуглеводнів Білосарайської ліцензійної ділянки в акваторії Азовського моря», договір № 1/3110 від 31.10.2012 р. між ТОВ «АЗОВ ПЕТРОЛЕУМ ЛЛС» та ТОВ «НВП «ЦНГР».

Використання результатів дисертаційної роботи дозволило провести проектування раціональної системи розробки перспективних об'єктів та газових родовищ під час геологічного вивчення та промислового освоєння в межах Білосарайської ліцензійної ділянки, з визначенням базових схем розміщення свердловин з високими техніко-економічними показниками.

**Директор, член-кореспондент
НАН України, д.т.н.**

Д.О. Єгер

ДОДАТОК В

ДОВІДКА

*про техніко-економічну ефективність від впровадження у
Публічному акціонерному товаристві "Укргазвидобування"
результатів дисертаційної роботи на здобуття наукового ступеня
кандидата технічних наук
Сміха Петра Михайловича*

**«Оптимізація розміщення свердловин на нафтових і газових родовищах з
використанням гідродинамічного моделювання»**

З використанням наукових основ методики оптимізації розміщення свердловин та розроблених на її базі комп'ютерних програм (Well Trajectory Planning, 3S optimization) було обґрунтовано раціональне розміщення проектних свердловин з розрахунком техніко-економічних показників і використанням 5 постійно діючих геолого-технологічних моделей покладів вуглеводнів родовищ газу та нафти Публічного акціонерного товариства "Укргазвидобування", зокрема. Юліївське НГКР (4 поклади), Зачепилівське НГКР (1 поклад). На базі створених геолого-технологічних моделей та методики розроблено технічні і технологічні рішення з вдосконалення існуючих систем розробки, у т.ч. схеми раціонального розміщення проектних свердловин, реалізація яких, забезпечить підвищення техніко-економічних показників розробки родовищ, приріст запасів вуглеводнів та додатковий видобуток газу та нафти за відповідні проектні періоди:

Родовище	Очікуваний приріст запасів		Очікуваний додатковий видобуток		Проектний період, роки	Очікуваний прибуток, млн. грн.
	нафта, тис. т.	газ, млн.м ³	нафта, тис. т.	газ, млн.м ³		
<i>Зачепилівське НГКР</i>	18,9	-	34,0	2,3	11	42,7
<i>Юліївське НГКР</i>	5853,3	2574,8	2640,0	411,9	17	1010,0
Разом	5872,2	2574,8	2674,0	414,2		1052,7

До першочергової реалізації прийнято технологічне рішення з вдосконалення системи розробки горизонту С-76 Зачепилівського НГКР – обґрунтовано необхідність та визначено раціональне розміщення та траєкторію провідки горизонтальної свердловини № 90. Після введення в експлуатацію з червня 2007 року свердловина працює на фонтанному режимі. Накопичений видобуток станом на 01.01.13 склав 16,92 тис. т нафти.

**Заступник голови правління
з питань перспективного розвитку
та взаємодії з органами влади**

Головний геолог

О. Нестеренко

М. Мачужак



d484