НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»

# МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

**на тему:**

## «Використання програмного забезпечення Petroleum Experts для подальшої розробки Східно-Полтавського газового родовища»

**Група 601-МВ**

**Пентов Владислав Олександрович**

**2025р.**

**Міністерство освіти і науки України**
**Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»**

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

До захисту
завідувач кафедри
В.о. Зачковський О.С.
С. Савчук

# МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

**на тему** Використання пороменного добування реагентом Expert 5 для подальшої розробки Східно-Полтавського нафтового родовища

## Пояснювальна записка

**Керівник**
доц. к.т.н. Рубель В.М.
*посада, наук. ступінь, ПІБ*

*підпис, дата,*

**Виконавець роботи**
Лантов Владислав Олександр
*студент, ПІБ*
**група** 601-МЗ

*підпис, дата*

**Консультант за 1 розділом**
доц. к.т.н. Рубель В.М.
*посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Консультант за 2 розділом**
доц. к.т.н. Михайловська О.В.
*посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Консультант за 3 розділом**
доц. к.т.н Лебрунек М.В.
*посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Консультант за 4 розділом**
доц. к.т.н. Дмитренко В.Й.
посада, *наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Дата захисту**_____

**Полтава, 2025**

ЗАТВЕРДЖЕНО
Наказ Міністерства освіти і науки, молоді та спорту України
20 березня 2012 року № 384

Форма № П-9.01

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка
( повне найменування вищого навчального закладу )

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Освітньо-кваліфікаційний рівень: *Магістр*
Спеціальність *185 Нафтогазова інженерія та технології*
(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**
**Завідувач кафедри**
В.о. завідувача кафедри
_____ С. Гавтик
"__" _____ 20__ року

# З А В Д А Н Н Я
## НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Лентову Владиславу Олексійовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Використання програмного забезпечення Petroleum Experts для подальшої розробки Східно-Полтавського газового родовища

Керівник проекту (роботи) доц. к.т.н. Рубель В.П.
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від "09" 08 2024 року №818-

2. Строк подання студентом проекту (роботи)_____

3. Вихідні дані до проекту (роботи) *1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.*

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

*Вступ 1 Інформаційно-оглядова частина.*

*2. Експериментальна частина.*

*3. Теоретична частина(Аналітика. Моделювання).*

*4. Впровадження результатів досліджень Висновки по проекту.*

5. Перелік графічного матеріалу

_____

_____

_____

_____

_____

_____

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|---|---|---|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| I | Доц. к.г.н. Рубель В.П. | | |
| II | Доц. к.г.н. Михайловська О.В. | | |
| III | Доц. к.г.н. Бердунек Я.В. | | |
| IV | Доц. к.г.н Дмитренко В.І. | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання _____

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Етапи підготовки | Термін виконання |
|---|---|---|
| 1 | Інформаційно-оглядова частина | 14.10-20.10 |
| 2 | Експериментальна частина | 21.10-03.11 |
| 3 | Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання) | 04.11-17.11 |
| 4 | Впровадження результатів досліджень | 18.11-01.11 |
| 5 | Оформлення та узгодження роботи | 02.11-15.12 |
| 6 | Попередні захисти робіт | 16.12-28.12 |
| 7 | Захист магістерської роботи | |

**Студент** _____ Петров В.О.
(підпис) (прізвище та ініціали)

**Керівник роботи** _____ Рубель В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

# ЗМІСТ

ВСТУП.....3
РОЗДІЛ І. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА.....
1.1 Геолого-промислова характеристика родовища.....
1.2 Аналіз розробки родовища.....
1.3 Аналіз фонду свердловин.....
1.4 Висновки до розділу.....
РОЗДІЛ ІІ. ТЕОРЕТИЧНИЙ ОПИС МОДЕЛЮВАННЯ.....
2.1 Моделювання розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Petrel (Schlumberger)
2.2 Моделювання розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Harmony Enterprise (IHS)
2.3 Моделювання розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Petex
2.4 Висновки до розділу.....
РОЗДІЛ ІІІ. ОБҐРУНТУВАННЯ МОДЕЛЮВАННЯ В PETEX ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ PETROLEUM EXPERTS SOFTWARE (MBAL).....
3.1 Визначення матеріального балансу за допомогою ПК Petroleum Experts software (MBAL).....
3.2 Розрахунок матеріального балансу в MBAL.....
3.3 Висновки до розділу.....
РОЗДІЛ IV. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ В УМОВАХ РОБОТИ СХІДНО-ПОЛТАВСЬКОГО РОДОВИЩА.....
4.1 Дизайн проектування розробки матеріального балансу Східно-Полтавського родовища.....
4.2 Дизайн проектування розробки Східно-Полтавського родовища за допомогою метода Монте Карло.....
4.3 Висновки до розділу.....
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....

# ВСТУП

**Актуальність роботи.** Забезпеченість України паливно-енергетичними ресурсами одне з найголовніших завдань національної економіки, без розвитку якого неможливе успішне здійснення соціальних, економічних і науково-технічних програм. На основних газових родовищах вже досягнуто газовилучення близьке до проектного, залишились на сьогодні запаси віднесені до категорії важко видобувних. А тому стало актуальним питання про подальшу експлуатацію таких родовищ.

З урахуванням змін у глобальному енергетичному ландшафті, Україна залишається залежною від видобутку та обробки природного газу. У 2023 році більшість родовищ працюють на виснаження і знаходяться на завершальній стадії розробки. Розвиток та оптимізація родовища, такого як Східно-Полтавське, є важливим завданням для забезпечення енергетичної безпеки країни.

На сьогоднішній день розвиток нафтогазової галузі не стоїть на місці, а розвивається завдяки різним програмним комплексам, які створюють компанії Schlumberger, Landmark Graphics та Roxar Software Solutions, Petroleum Experts. Використання сучасних програмних засобів, які можуть проводити моделювання, таких як MBAL від Petroleum Experts, дозволяє ефективно розробляти та управляти газовими родовищами, забезпечуючи оптимальний видобуток та максимальний дохід.

Проведення моделювання в різних програмах надає змогу змінити конкретний об'єкт досліджень (оригінал) на інший, подібний до нього (модель).

Моделювання — пізнавальний процес, метод теоретичного та практичного опосередкованого пізнання, коли суб'єкт створює схожий із оригіналом допоміжний об'єкт-замісник (модель), досліджує його, а здобуту інформацію переносить на реальний предмет вивчення. При цьому вивчення явищ на моделі можна здійснити значно простіше і повніше, ніж в натурі.

**Мета і завдання досліджень.**

**Метою** магістерської роботи є розробка стратегії подальшої розробки Східно-Полтавського газового родовища з використанням Petroleum Experts software (MBAL). Головною метою є покращення видобутку природного газу та максимізація ефективності родовища з урахуванням технічних, економічних та екологічних аспектів.

**Завдання** дослідження:

1. Аналіз геолого-промислової характеристики, розробки фонду свердловин Східно-Полтавського газового родовища.
2. Аналіз існуючих програмних комплексів, за допомогою яких можливо спроектувати розробку родовища.
3. Визначення оптимальних параметрів видобутку, таких як тиск, температура і обсяг видобутку, для досягнення максимального виходу газу та мінімізації втрат.
4. Побудова графіків залежності в програмному комплексі MBAL.

**Об'єкт досліджень** - процес проектування подальшої розробки за допомогою Petroleum Experts software (MBAL) Східно-Полтавського газового родовища.

**Предмет досліджень** -. використання програмного забезпечення Petroleum Experts software (MBAL) для проектування розробки Східно-Полтавського газового родовища.

**Методи дослідження.** Моделювання за допомогою Petroleum Experts software (MBAL), аналіз публікацій, видань вітчизняних та зарубіжних вчених, викладачів в університетах, ознайомлення з user manual (керівництво з експлуатації) програмних продуктів різних компаній, аналіз результатів розробки Східно-Полтавського газового родовища.

**Наукова новизна**

Впровадження підходу, який використовує програмне забезпечення Petroleum Experts (MBAL) для розробки подальшої розробки Східно-

Полтавського газового родовища. Цей підхід може мати наступні наукові новизни:

1. Вперше проведено дослідження можливості використання програмного забезпечення Petroleum Experts software (MBAL) для проектування подальшої розробки Східно-Полтавського газового родовища.

2. Визначено параметри розробки родовища, які можна змінювати за допомогою програмного забезпечення Petroleum Experts software (MBAL), а також проведено їх аналіз.

3. Розраховано параметри розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Petroleum Experts software (MBAL).

4. Оцінено ефективність розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Petroleum Experts software (MBAL).

**Структура та обсяг магістерської роботи**

Магістерська робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, містить _____сторінок, в тому числі 18 рисунків, 25 таблиць та список літератури, що включає 78 найменувань.

# РОЗДІЛ І
# ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА РОДОВИЩА

## 1.1 Геолого-промислова характеристика родовища

Східно-Полтавське родовище розташовано в Полтавському районі Полтавської області України, в 15 кілометрах на південний захід від адміністративного центру м. Полтава (рисунок 1.1).

Східно-Полтавське газоконденсатне родовище займає площу 25 км.

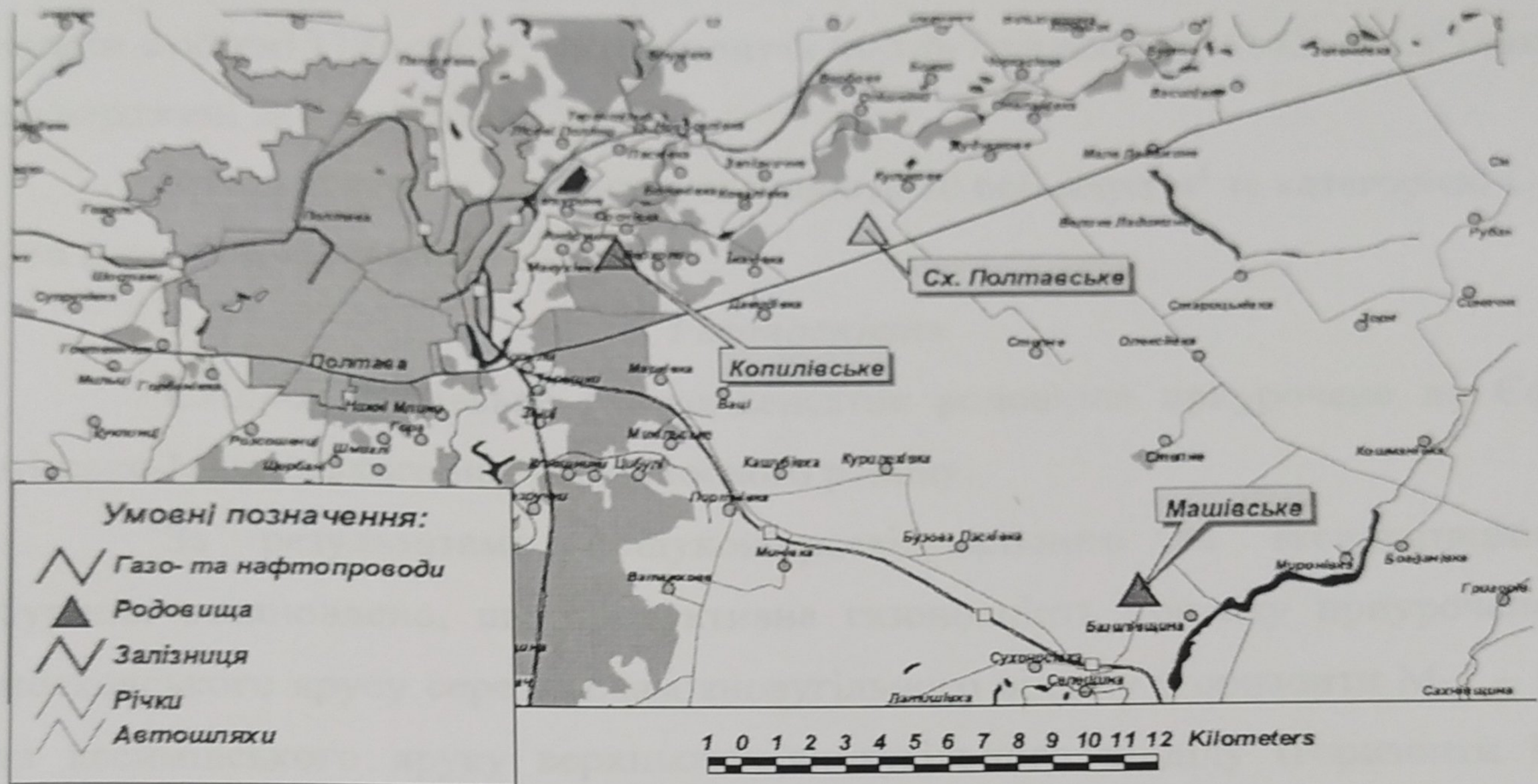



Рис. 1.1 Оглядова карта родовищ

Східно-Полтавське родовище відкрите у 1974 році при випробуванні свердловини 8, в якій з відкладів московського ярусу середнього карбону отримано промисловий приплив газу.

За період з 1974 року по 1986 рік пошуково-розвідувальними роботами на Східно-Полтавському родовищі виявлені газоконденсатні поклади у верхньо- та середньокам'яновугільних відкладах.

У 1988 році було складено підрахунок запасів Східно-Полтавського родовища. Запаси сухого газу за категорією $C_1$ по горизонтах та по родовищу становлять:

- гор. К-11 – 8450 млн м$^3$;
- гор. К-12 – 907 млн м$^3$;
- гор. М-1 – 468 млн м$^3$;
- гор. М-2 – 339 млн м$^3$;
- гор. М-3 – 496 млн м$^3$.

Крім того, по горизонтах М-2 та М-3 за категорією $C_2$ затверджено запаси в об'ємі 114 млн м$^3$, по горизонтах М-5-6-7 запаси газу (142 млн м$^3$) також затверджені за категорією $C_2$.

Загальні запаси родовища складають 10,660 млрд м$^3$ за категорією $C_1$ та 256 млн м$^3$ за категорією $C_2$.

***Газоносність***

Східно-Полтавське газоконденсатне родовище приурочене до Єфремівсько-Машівського нафтогазоносного району.

За результатами пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння встановлено, що продуктивна газоносність покладу приурочена до московського ярусу середньокам'яновугільного відділу (горизонти М-1 – М-3) та касимівського ярусу верхньокам'яновугільного відділу (горизонти К-11, К-12).

Продуктивні горизонти залягають на глибині від 4415 до 4937 м.

**Горизонт М-3** випробовувався на родовищі майже у всіх свердловинах, що розкрили даний поклад. У багатьох свердловинах випробування проводилося в комплексі з іншими горизонтами. При окремому випробуванні промисловий приплив газу отримано лише в свердловинах 8 і 65.

В інших свердловинах приплив газу був незначний або взагалі відсутній. Слід зазначити, що в деяких випадках застосування методів інтенсифікації не дало позитивних результатів. Аналіз результатів випробування показує, що приплив газу був відсутній і в свердловинах, де пористість горизонту перевищує

межу 7% (визначена в підрахунку запасів 1993 р). Наприклад, у свердловині 7 пористість досягає 9%, у свердловині 51 – 9,5%, у свердловині 58 – 8%, у свердловині 64 – 10%. Якщо припустити, що пористість колекторів визначена вірно, то відсутність припливу газу можна пов'язати з кольматацією привибійної зони пласта або зі складною структурою порового простору, що призводить до низької проникності.

В межах горизонту виділяється два поклади ВВ. Обидва поклади пластові, літологічно екрановані. Поклад свердловин 73, 74 частково тектонічно екранований.

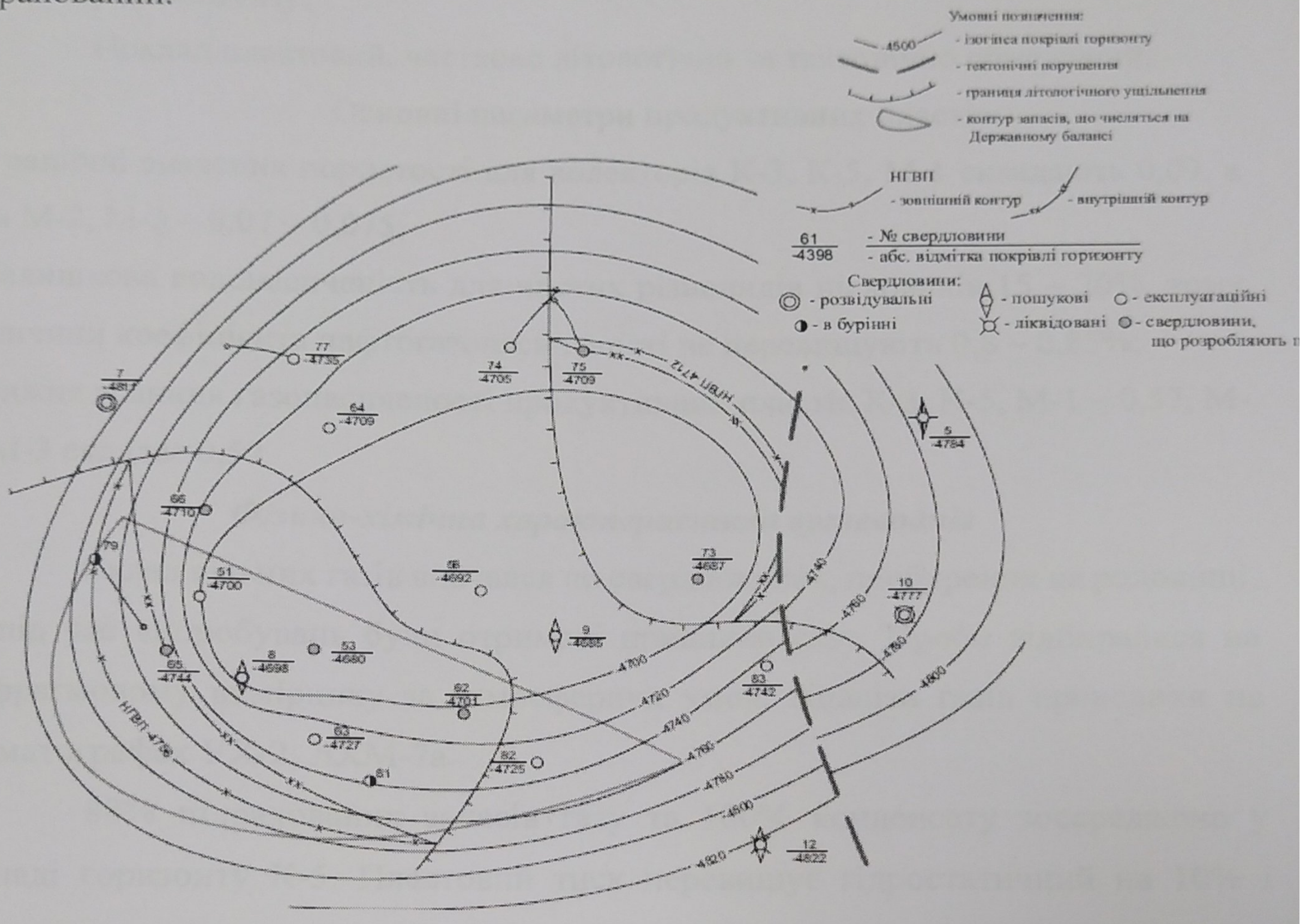



Рисунок 1.2 - Підрахунковий план горизонту М-3

Масштаб 1:25 000

**Горизонт М-2** за умовами фільтрації та колекторськими властивостями досить близький до горизонту М-3. Однак кількість продуктивних свердловин у цьому покладі більша, ніж у горизонті М-3. Частково це пов'язано з якістю проведення інтенсифікації.

Поклад горизонту М-2 пластовий, літологічно та тектонічно екранований.

**Горизонт М-1** розкритий всіма свердловинами, пробуреними на Східно-Полтавському родовищі.

Разом з іншими горизонтами випробовувався в свердловинах 4, 7, 8, 9, 14, 51, 52, 54, 55, 57, 60, 61, 74, 77, 83.

При дослідженні свердловини 9 припливу не отримано. В свердловині 7 отримано приплив пластової води. В свердловинах 4, 60, 74, 83 отримано слабкі припливи газу.

Поклад пластовий, частково літологічно та тектонічно обмежений.

Основні параметри продуктивних пластів:

– граничні значення пористості для колекторів К-3, К-5, М-1 складають 0,09, а для М-2, М-3 – 0,07 – 0,075;

– залишкова водонасиченість для чистих різновидів пісковиків 15 – 20%, тому величини коефіцієнта нафтогазонасиченості не перевищують 0,8 – 0,85%;

– нижня границя газонасиченості продуктивних пластів К-3, К-5, М-1 – 0,57, М-2, М-3 складає 0,52.

***Фізико-хімічна характеристика вуглеводнів***

Склад вільних газів вивчався по свердловинах, пробурених на родовищі, де під час випробувань були отримані припливи газу. Проби відбиралися на діафрагмовому вимірнику за атмосферних умов. Аналізи газів проводили на хроматографах УХ-2, ЛХМ-7а.

88% підрахованих запасів газу та 100% конденсату зосереджено у покладі горизонту К-5. Пластовий тиск перевищує гідростатичний на 10% і коливається в пластах-колекторах від 48,8 до 57 МПа.

Для визначення складу пластового газу відбиралися проби сирого конденсату і відсепарованого газу в процесі дослідження свердловин на конденсатність. Загальна характеристика вільного газу наведена в табл. 1.1.

Для родовища по всіх продуктивних пластах: К-11, К-12, М-1, М-3, М-5,

М-6, М-7 характерні типово метанові гази із вмістом гомологів метану в середньому 10-15 %. У деяких випадках вміст гомологів метану перевищує 20 %. Кількість метану варіюється від 78 % до 99 %.

Фізико-хімічні характеристики конденсатів показують, що рідкі вуглеводні даного родовища є, як правило, достатньо важкими конденсатами з густиною 791,2-799,8 кг/м$^3$ і молекулярною масою 149,2 - 163,8, для яких характерний порівняльний невисокий вміст бензинових фракцій (п.к 200 °С) – 38-50 % при практично повному википанні до 350 °С – 95-96 %.

Компонентний склад вільних газів по свердловинам 7,8,9,14,53,54,55 наведений у табл. 1.1. Фізико-хімічна характеристика конденсатів по горизонтам К-11, М-1, М-2, М-3 наведена у табл. 1.2. Характеристика пластових вод продуктивного горизонту М-1 описана у табл. 1.3.

Таблиця 1.1

Компонентний склад вільних газів Східно-Полтавського родовища

| № св. | Густина газу по повітрю | Теплота згорання, ккал/м3 | Хімічний склад в об % | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $CH_4$ | $C_2H_6$ | $C_3H_8$ | $C_4H_{10}$ | $C_5H_{12}$ | $N_2$ | $CO_2$ | $H_2S$ |
| 7 | 0,629 | 7889,0 | 87,06 | 3,75 | 1,05 | 0,13 | 0,12 | 6,85 | 0,68 | 0,005 |
| 8 | 0,628 | 7937,0 | 87,7 | 3,52 | 1,09 | 0,8 | 0,15 | 6,35 | 0,66 | 0,002 |
| 9 | 0,626 | 7884,0 | 87,5 | 3,62 | 1,02 | 0,13 | 0,12 | 6,66 | 0,62 | 0,003 |
| 14 | 0,634 | 7955,0 | 86,81 | 3,6 | 1,18 | 0,19 | 0,19 | 6,97 | 0,17 | 0,58 |
| 53 | 0,626 | 8058,0 | 88,36 | 3,79 | 1,29 | 0,16 | 0,13 | 5,23 | 0,68 | - |
| 54 | 0,657 | 8319,0 | 86,22 | 3,81 | 1,21 | 0,18 | 0,3 | 6,23 | 0,67 | 0,004 |
| 55 | 0,627 | 7941,0 | 87,9 | 3,33 | 1,02 | 0,14 | 0,11 | 6,4 | 0,59 | - |

Таблиця 1.2

Фізико-хімічна характеристика конденсатів Східно-Полтавського родовища

| № з/п | Індекс продуктивного горизонту | № св. | Інтервал перфорації, м | Густина при 20 °С, кг/м³ | Кінематична в'язкість при 20 °С, м² | Початок кіпіння, °С | Википання при температурі в % | | | | | | | | Вміст (у %) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | 90° | 100° | 120° | 150° | 170° | 200° | 250° | 300° | сірки | парафіні в | смол |
| 1 | К-11, К-12 | 8 | 4448-4472 4490-4505 | 0,7968 | 1,94 | 52 | 5 | 7 | 13 | 24 | 31 | 41 | 61 | 81 | | | |
| 2 | К-11 | 9 | 4460-4442 | 0,7762 | 1,82сСт | 38,6 | 9.5 | 14 | 22 | 40 | 43 | 57 | 71 | 86 | ото. | | в |
| 3 | К-11 | 14 | 4477-4480 | 0,8094 | 3,19 | 57 | 2 | 3 | 7 | 15 | 19 | 26 | 46 | 70 | 0,007 | 0.46 | - |
| 4 | М-1 | 8 | 4555-4586 | 0,7933 | 1,8 | 66 | 3 | 6 | 16 | 35 | 45 | 55 | 70 | 84 | - | - | - |
| 5 | М-1 | 8 | 4555-4586 | 0,7799 | 1,04 | 83 | - | 3 | 15 | 42 | 56 | 74 | 91 | - | - | - | - |
| 6 | М-2 | 8 | 4726-4750 | 0,7485 | 0,84 | 85 | - | 400 | 33 | 97 | - | - | - | - | - | - | - |
| 7 | М-3 | 8 | 4810-4860 | 0,7209 | невизн. | 42 | 37 | 78 | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 8 | М-1 | 4 | 4602-4638 4463-4420 4328-4053 | 0,8339 | 4,02сСт. (1,313) | 89 | - | 1 | 2,6 | 5 | 10 | 19 | 47 | 75 | - | - | - |
| 9 | К-11 | 7 | 4572-4558 4515-4493 | 0,7923 | 2,02сСт | 67 | 3 | 3 | 16 | 30 | 37 | 47 | 55 | 84 | сліди | відс. | |

Таблиця 1.3

Характеристика пластових вод продуктивних горизонтів

| Індекс горизонту | Тип води | Густина, кг/м³ | Мінералізація, г/кг | pH, від/до | Мікрокомпоненти, мг/л | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | J | Br | B | K |
| M-1 | ClCa | 1095 | 142,8 | 6,2 | 7,31 | 256 | 5,2 | 1000 |

***Запаси газу, стабільного конденсату та супутніх компонентів***

Східно-Полтавське родовище – добре розвіданий діючий об'єкт, який знаходиться в промисловій розробці.

У 1993 році ДКЗ України протоколом від 9.08.1993 року №129 затвердила по родовищу запаси сухого газу за категорією $C_1$ по горизонтах та по родовищу становлять гор. К-11 – 8450 млн. м$^3$; гор. К-12 – 907 млн. м$^3$; гор. М-1 – 468 млн. м$^3$; гор. М-2 – 339 млн. м$^3$; гор. М-3 – 496 млн. м$^3$.

На ці запаси у 1996 році було складено «Проект разработки…». В даному проекті в основний об'єкт розробки було об'єднано два горизонти (К-11 та К-12). По покладах горизонтів М-1-2-3 було виконано лише оціночний (умовний) розрахунок для однієї свердловини через відсутність на той час достовірних даних.

Станом на 01.10.2018 року з родовища видобуто 4260,5 млн. м$^3$ газу та 248,816 тис. т конденсату.

Початкові балансові запаси газу станом на 01.01.2018 р. складають 15,5 млрд. м$^3$. З початку експлуатації видобуто газу 4,1 млрд.м$^3$. Залишкові запаси газу складають 11,4 млрд. м$^3$. Початкові запаси ВВ, що числяться на Державному балансі, приведені в таблиці 1.4

Таблиця 1.4

Порівняння початкових запасів газу та конденсату, що числяться на Державному балансі України та затверджених ДКЗ

| Горизонт | Затверджені ДКЗ<br>газ, млн м$^3$<br>конд., тис.т | | Балансові станом на 01.01.2020 р.<br>газ, млн м$^3$<br>конд., тис.т | |
|---|---|---|---|---|
| | $C_1$ | $C_2$ | $C_1$ | $C_2$ |
| К-11 | 8450<br>506 | - | 9663<br>579 | - |
| К-12 | 907<br>54 | - | | |
| М-1 | 468<br>- | - | 4160<br>137 | - |
| М-2 | 339<br>- | 22<br>- | | |
| М-3 | 496<br>- | 92<br>- | | |
| М-5 | - | 74<br>- | - | 74<br>- |
| М-6 | - | 40<br>- | - | 40<br>- |
| М-7 | - | 28<br>- | - | 28<br>- |
| **Всього:** | **10660**<br>**560** | **256**<br>- | **13823**<br>**716** | **142**<br>- |

## 1.2 Аналіз розробки родовища

Родовище введене у розробку у 1995 році свердловиною 7, переданою з розвідки, з початковим дебітом 50 тис.м$^3$/добу та робочим тиском 16,67 МПа. В 1995 року введено у експлуатацію свердловину 8 (також передану з розвідки) з дебітом 40 тис.м$^3$/добу при робочому тиску 11,28 МПа.

Таким чином, відбір газу в 1995 році склав 8,1 млн м$^3$ газу. Початковий конденсатний фактор склав 139,2 г/м$^3$.

До кінця 1996 року в експлуатацію введено ще дві розвідувальні свердловини – 9 та 14.

У 1997 та 1998 році відбори газу склали 58,1 та 100,1 млн м$^3$. Значний приріст видобутку забезпечено за рахунок проведення гідророзриву пласта у свердловині 8, що дозволило збільшити дебіт з 38 тис.м$^3$/добу при робочому тиску 11 МПа до 140 тис.м$^3$ при такому ж тиску на усті.

Проектні експлуатаційні свердловини почали вводитись з 1999 року. Якщо до цього часу розроблявся лише горизонти К-11 та К-12, то з квітня введено першу проектну свердловину 53 з горизонту М-2+М-3. Перша експлуатаційна свердловина 55 з горизонтів К-11 та К-12 введена у липні 1999 року.

Враховуючи гірничо-геологічні умови залягання та властивості порід-колекторів горизонтів К-11, К-12, М-1, М-2 та М-3 в процесі промислового освоєння родовища було переглянуто систему розробки родовища запропоновану у роботі та виділено два експлуатаційних об'єкта:

- І-ий експлуатаційний об'єкт – поклади газу горизонтів К-11, К-12 та М-1;
- ІІ-ий експлуатаційний об'єкт – поклади газу горизонтів М-2 та М-3.

Поклади горизонтів К-11, К-12 та М-1 залягають в інтервалах глибин (абс. відм.) – -4306– -4571 м, площа розповсюдження колекторів співставима, коефіцієнт пористості ≈0,110-0,136. Поклади горизонтів М-2, М-3 за поточними даним розповсюджені лише у західній частині родовища, залягають в інтервалах глибин (абс. відм.) – -4595–-4747м, коефіцієнт пористості ≈0,094-0,098, характеризуються значно гіршими фільтраційно-ємнісними властивостями.

Протягом 1995-2008 років ще не було створено оптимальної системи розробки родовищ, яка б забезпечувала рівномірне виснаження покладів та відбори газу на рівні 3-5 % від початкових запасів (300-500 млн м3/рік). З іншого боку, згідно «Проекта разработки…» максимальні річні відбори газу при вищій швидкості розбурення родовища очікувались на рівні 186 млн м$^3$/рік (2 % від початкових запасів) протягом 2007-2011 років з фондом свердловин у 19-24 одиниці. Фактичні відбори газу з горизонтів К-11-12+(М-1) складають 132-136

млн м³/рік (2006-2008 роки) з максимумом у 169 млн м³ (2004 рік). Загалом з родовища в рік видобувається 151-156 млн м³ (2006-2008 роки) з максимумом у 2004-2005 роках (182 млн м³).

В той же час, вже сьогодні робочі тиски свердловин знижуються до граничних значень (тиску споживача). Таким чином, розбурювання родовища повинне продовжуватись, а також є необхідність пошуку шляхів покращення продуктивності експлуатаційних свердловин.

Відповідно у 2008 році було складено «Уточнений проект розробки…», згідно якого й здійснюється розробка родовища з 2009 року. Східно-Полтавське родовище має досить просту геологічну будову, поклади вуглеводнів приурочені до типових склепінних пасток не ускладнених тектонічними порушеннями горизонтів добре витриманих по площі. В той же час більша частина пластів характеризується мінливістю властивостей без чітких закономірностей від колектора до неколектора, яка зростає з глибиною залягання. Відповідно фільтраційно-ємнісні властивості так само мінливі. Як показує досвід розбурювання родовища, кожна наступна свердловина, не вносячи змін у просторове розташування покладів, істотно коригувала уявлення про їх властивості – ефективну газонасичену товщину, відкриту пористість, тощо. На додачу до цього, низька щільність свердловин не давала змоги спрогнозувати зони покладів з покращеними властивостями та з запасами, що не активно дренуються.

Таким чином, на момент складання «Уточненого проекту…» розробка Східно-Полтавського родовища передбачалась наступним чином:

– І-ий експлуатаційний об'єкт – свердловини 7, 8, 9, 52, 54, 55, 57, 61 та свердловини 51 (після переведення), 60 (після капітального ремонту);

– ІІ-ий експлуатаційний об'єкт – свердловини 53, 63, 64 та свердловини 58 та 62 (після капітального ремонту).

На І-ий експлуатаційний об'єкт згідно економічних розрахунків оптимальна кількість додаткових свердловин була визначена у 14 одиниць (№70-83). Враховуючи, що чітких закономірностей розповсюдження

властивостей пластів-колекторів та незалучених до розробки ділянок через низьку щільність свердловин не встановлено, оптимальним рішенням у розташуванні свердловин є сітка з рівновіддалено розташованими свердловинами – відстань між свердловинами складатиме приблизно 850-950 м.

На ІІ-ий експлуатаційний об'єкт передбачалось пробурити свердловини 65, 66 та 67. Свердловина 68 – резервна, яку рекомендувалось бурити по результатах вже пробурених свердловин як №№ 66-67, так і №№ 74 та 75.

Враховуючи, що всі свердловини буритимуться з розкриттям горизонтів М-2 та М-3, не виключалось збільшення експлуатаційного фонду свердловин на другий об'єкт розробки, в разі отримання промислових припливів газу.

На момент складання «Уточненого проекту…» згідно останніх досліджень свердловин першого експлуатаційного об'єкту осереднені фільтраційні опори в рівнянні припливу газу складали:

- А = 11,95 МПа$^2$/(тис.м$^3$/добу);
- В = 0,000374 МПа$^2$/(тис.м$^3$/добу)$^2$.

Після завершення експлуатаційного буріння очікувалось, що коефіцієнт фільтраційного опору А зменшиться до 7,2 МПа$^2$/(тис.м$^3$/добу), коефіцієнт В залишиться незмінним.

Обмежуючими факторами є депресія на пласт, яка не перевищуватиме поточних значень, та мінімальний робочий тиск, визначений тиском газопроводу на рівні 3,0 МПа.

Далі наведені таблиця параметрів роботи свердловин Східно-Полтавського родовища, таблиця порівняння фактичних показників розробки горизонтів К-11, К-12 (та М-1) (І-й експлуатаційний об'єкт) з проектними згідно Проекту розробки, таблиця динаміка фонду свердловин та видобутку газу і конденсату по об'єктах розробки та в цілому.

Таблиця 1.5

Параметри роботи свердловин Східно-Полтавського родовища

| № св. | Коефіцієнт експлуа-тації | Параметри на кінець року | | | | Річні відбори | | | Накопичений видобуток | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Робочий тиск, МПа | Дебіт газу, тис.м$^3$/добу | Газоконден-сатний фактор, г/м$^3$ | Газоводя-ний фак-тор, см$^3$/м$^3$ | газу, млн м$^3$ | конденса-ту, тис.т | води, тис.м$^3$ | газу, млн м$^3$ | конденса-ту, тис.т | води, тис.м$^3$ |
| 7 | 0,995 | 4,90 | 51,9 | 63,4 | 4,4 | 19,8 | 1,430 | 0,125 | 357,6 | 25,265 | 1,212 |
| 8 | 0,989 | 4,90 | 58,0 | 61,2 | 3,9 | 20,8 | 1,207 | 0,106 | 509,7 | 34,731 | 3,057 |
| 9 | 0,995 | 4,90 | 27,4 | 68,2 | 5,9 | 11,7 | 0,733 | 0,054 | 274,6 | 19,344 | 1,795 |
| 52 | 0,990 | 4,90 | 4,0 | 177,4 | 8 | 2,2 | 0,265 | 0,012 | 34,0 | 1,707 | 0,106 |
| 53 | 0,995 | 4,90 | 38 | 34,8 | 3,4 | 13,2 | 0,601 | 0,071 | 185,6 | 8,943 | 0,352 |
| 54 | 1,000 | 5,49 | 26,0 | 43,4 | 2,5 | 9,4 | 0,409 | 0,010 | 265,6 | 15,593 | 0,361 |
| 55 | 0,997 | 4,90 | 44,0 | 49,1 | 2,9 | 13,8 | 0,762 | 0,046 | 327,3 | 16,267 | 0,441 |
| 58 | 0,801 | 0,00 | 0,0 | 0,0 | 0 | 0,008 | 0,000 | 0,000 | 6,2 | 0,912 | 0,041 |
| 60 | 1,000 | 5,49 | 45,8 | 16,3 | 2,1 | 5,2 | 0,063 | 0,014 | 38,2 | 1,641 | 0,060 |
| 61 | 0,997 | 5,49 | 40,0 | 48,4 | 5 | 16,1 | 0,805 | 0,077 | 125,7 | 7,271 | 0,649 |
| 63 | 0,923 | 5,10 | 0,2 | 0,0 | 0 | 1,1 | 0,092 | 0,005 | 16,5 | 1,105 | 0,188 |
| 64 | 0,981 | 4,90 | 3,0 | 139,8 | 10,8 | 1,5 | 0,179 | 0,012 | 18,2 | 1,488 | 0,127 |

Таблиця 1.6

## Порівняння фактичних показників розробки горизонтів К-11, К-12 (та М-1) (І-й експлуатаційний об'єкт) з проектними згідно Проекту розробки

| Рік | Кількість свердловин | | Коефіцієнт експлуатації | | Середній дебіт на кінець року, тис.м$^3$/добу | | Річні відбори газу, млн м$^3$ | | Накопичений видобуток газу, млн м$^3$ | | Середній пластовий тиск, МПа | | Середній робочий тиск, МПа | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт | проект | факт |
| 2009 | 1 | 2 | 0,850 | 0,945 | 46,9 | 47,5 | 7,3 | 8,1 | 7,3 | 8,1 | 48,83 | 45.194 | 15,78 | 10,78 |
| 2010 | 2 | 3 | 0,850 | 0,922 | 46,6 | 27,8 | 29,1 | 39,8 | 36,4 | 47,9 | 48,55 | 43.135 | 15,58 | 11,22 |
| 2011 | 4 | 4 | 0,850 | 0,888 | 45,9 | 64,5 | 57,3 | 58,1 | 93,8 | 106,0 | 47,99 | 40.403 | 15,17 | 8,72 |
| 2012 | 5 | 4 | 0,850 | 0,909 | 45,0 | 73,5 | 70,5 | 100,1 | 164,2 | 206,1 | 47,32 | 38.441 | 14,69 | 7,45 |
| 2013 | 7 | 5 | 0,850 | 0,873 | 43,8 | 64,8 | 96,4 | 116,6 | 260,6 | 322,7 | 46,40 | 39.711 | 14,04 | 9,11 |
| 2014 | 8 | 6 | 0,850 | 0,926 | 42,5 | 74,8 | 107,4 | 130,3 | 368,0 | 453,0 | 45,38 | 36.874 | 13,33 | 9,31 |
| 2015 | 10 | 7 | 0,850 | 0,934 | 40,9 | 67,6 | 129,4 | 155,0 | 497,4 | 607,9 | 44,19 | 36.120 | 12,51 | 9,48 |
| 2016 | 11 | 7 | 0,850 | 0,802 | 39,4 | 61,4 | 137,0 | 144,1 | 634,4 | 752,0 | 42,99 | 35.222 | 11,70 | 7,50 |
| 2017 | 13 | 7 | 0,850 | 0,904 | 37,7 | 63,3 | 155,4 | 155,5 | 789,8 | 907,5 | 41,67 | 34.139 | 10,85 | 7,01 |
| 2018 | 14 | 9 | 0,850 | 0,949 | 36,0 | 53,9 | 160,5 | 169,0 | 950,2 | 1076,5 | 40,37 | 32.920 | 10,02 | 6,91 |
| 2019 | 16 | 9 | 0,850 | 0,931 | 34,2 | 50,9 | 174,3 | 164,7 | 1124,6 | 1241,2 | 39,01 | 31.701 | 9,16 | 6,60 |
| 2020 | 17 | 8 | 0,850 | 0,953 | 32,5 | 46,7 | 176,0 | 132,7 | 1300,6 | 1374,0 | 37,67 | 30.587 | 8,32 | 6,60 |
| 2021 | 19 | 9 | 0,850 | 0,983 | 30,8 | 40,1 | 186,5 | 136,2 | 1487,1 | 1510,2 | 36,34 | 29.600 | 7,48 | 6,19 |
| 2022 | 20 | 9 | 0,850 | 0,983 | 29,1 | 40,9 | 186,4 | 130,3 | 1673,5 | 1640,5 | 35,04 | 29.154 | 6,94 | 6,15 |

Таблиця 3.3

## Динаміка фонду свердловин та видобутку газу і конденсату по об'єктах розробки та в цілому

| Рік | К-11, К-12, М-1 | | | | | М-2, М-3 | | | | | Всього | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Фонд діючих свердловин | | Видобуток | | КГФ, г/м³ | Фонд діючих свердловин | | Видобуток | | КГФ, г/м³ | Фонд діючих свердловин | | Видобуток | |
| | всього | нових | газу, млн м³ | конденса- ту, тис.т | | всього | нових | газу, млн м³ | конденса- ту, тис.т | | всього | нових | газу, млн м³ | конденс. тис.т |
| 2009 | 2 | 2 | 8,1 | 1,080 | 133,3 | - | - | - | - | - | 2 | 2 | 8,1 | 1,080 |
| 2010 | 4 | 2 | 39,8 | 3,710 | 93,2 | - | - | - | - | - | 3 | 2 | 39,8 | 3,710 |
| 2011 | 4 | - | 58,1 | 5,275 | 90,8 | - | - | - | - | - | 4 | - | 58,1 | 5,275 |
| 2012 | 4 | - | 100,1 | 9,040 | 90,3 | 1 | 1 | 0,006 | 0,000 | 0,0 | 5 | 1 | 100,1 | 9,040 |
| 2013 | 5 | 1 | 116,6 | 9,713 | 83,3 | 1 | - | 12,0 | 0,882 | 73,4 | 6 | 1 | 128,6 | 10,595 |
| 2014 | 6 | 1 | 130,3 | 9,663 | 74,2 | 1 | - | 20,7 | 1,122 | 54,1 | 7 | 1 | 151,1 | 10,785 |
| 2015 | 7 | 1 | 155,0 | 9,587 | 61,9 | 2 | 1 | 18,4 | 0,838 | 45,5 | 9 | 2 | 173,4 | 10,425 |
| 2016 | 7 | 1 | 144,1 | 8,195 | 56,9 | 2 | - | 16,1 | 0,622 | 38,7 | 10 | 1 | 160,1 | 8,817 |
| 2017 | 7 | - | 155,5 | 8,595 | 55,3 | 2 | - | 13,5 | 0,486 | 36,0 | 9 | - | 169,0 | 9,081 |
| 2018 | 9 | 2 | 169,0 | 8,643 | 51,1 | 2 | - | 13,2 | 0,552 | 42,0 | 11 | 2 | 182,2 | 9,195 |
| 2019 | 9 | - | 164,7 | 8,495 | 51,6 | 3 | 1 | 18,0 | 0,835 | 46,3 | 12 | 1 | 182,7 | 9,330 |
| 2020 | 8 | - | 132,7 | 6,170 | 46,5 | 4 | 1 | 19,8 | 0,950 | 31,7 | 12 | 1 | 152,6 | 7,120 |
| 2021 | 9 | - | 136,2 | 8,400 | 61,6 | 5 | 1 | 15,2 | 1,136 | 74,7 | 14 | 1 | 151,4 | 9,536 |
| 2022 | 9 | - | 130,3 | 8,165 | 61,0 | 6 | 1 | 23,5 | 1,020 | 42,3 | 15 | 1 | 153,8 | 9,185 |

### *Аналіз результатів досліджень свердловин*

Протягом розробки Східно-Полтавського родовища на свердловинах виконувався комплекс досліджень з метою визначення (уточнення) продуктивності свердловин та фільтраційно-ємнісних властивостей пластів-колекторів.

Дослідження свердловин проводились як на усталених, так і на неусталених режимах фільтрації згідно «Инструкции по комплексному исследованию…». Дослідження, проведені у 2020-2021 роках, приведені на рисунках 1.3,1.4.

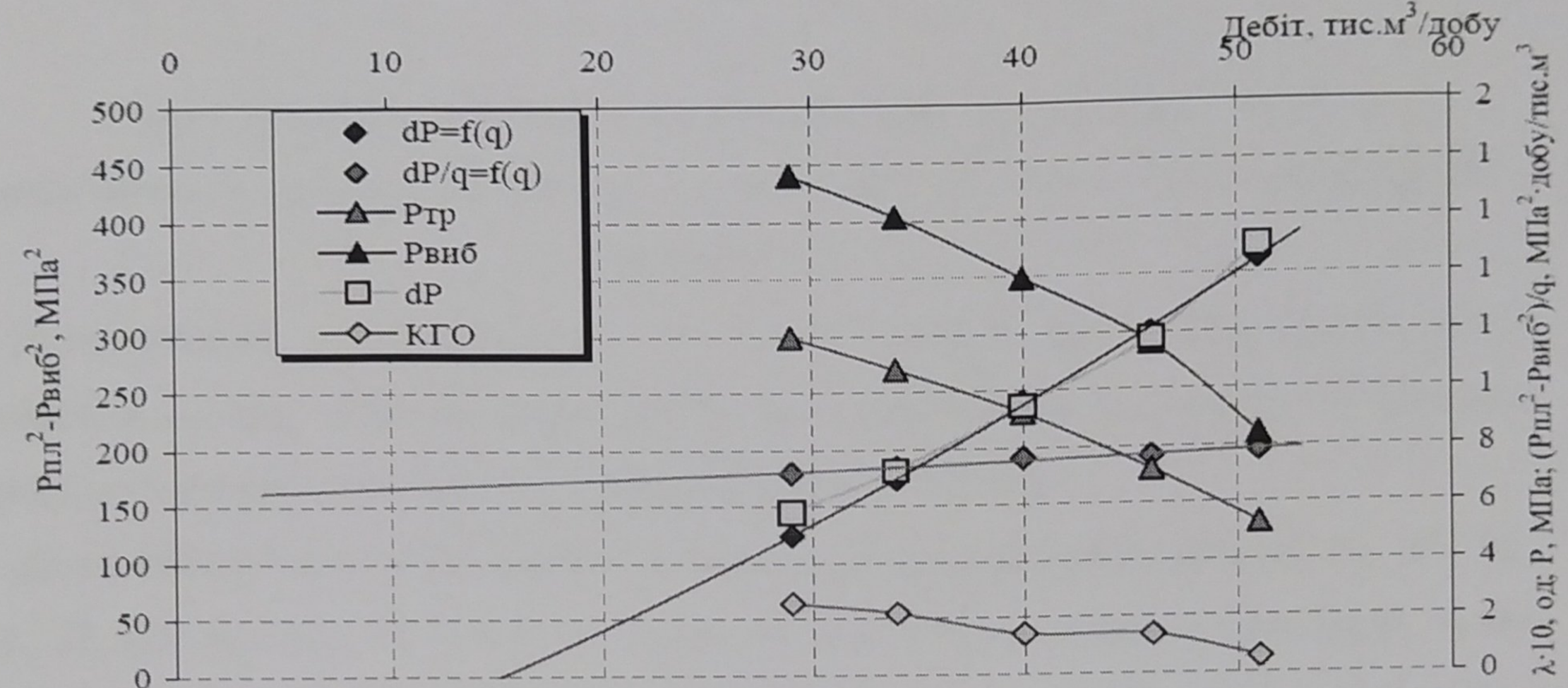



Рисунок 1.3 Графік дослідження на індикаторну характеристику свердловини 7 на продуктивність гор. К-11-12 в інтервалі перфорації 4572-4493 м

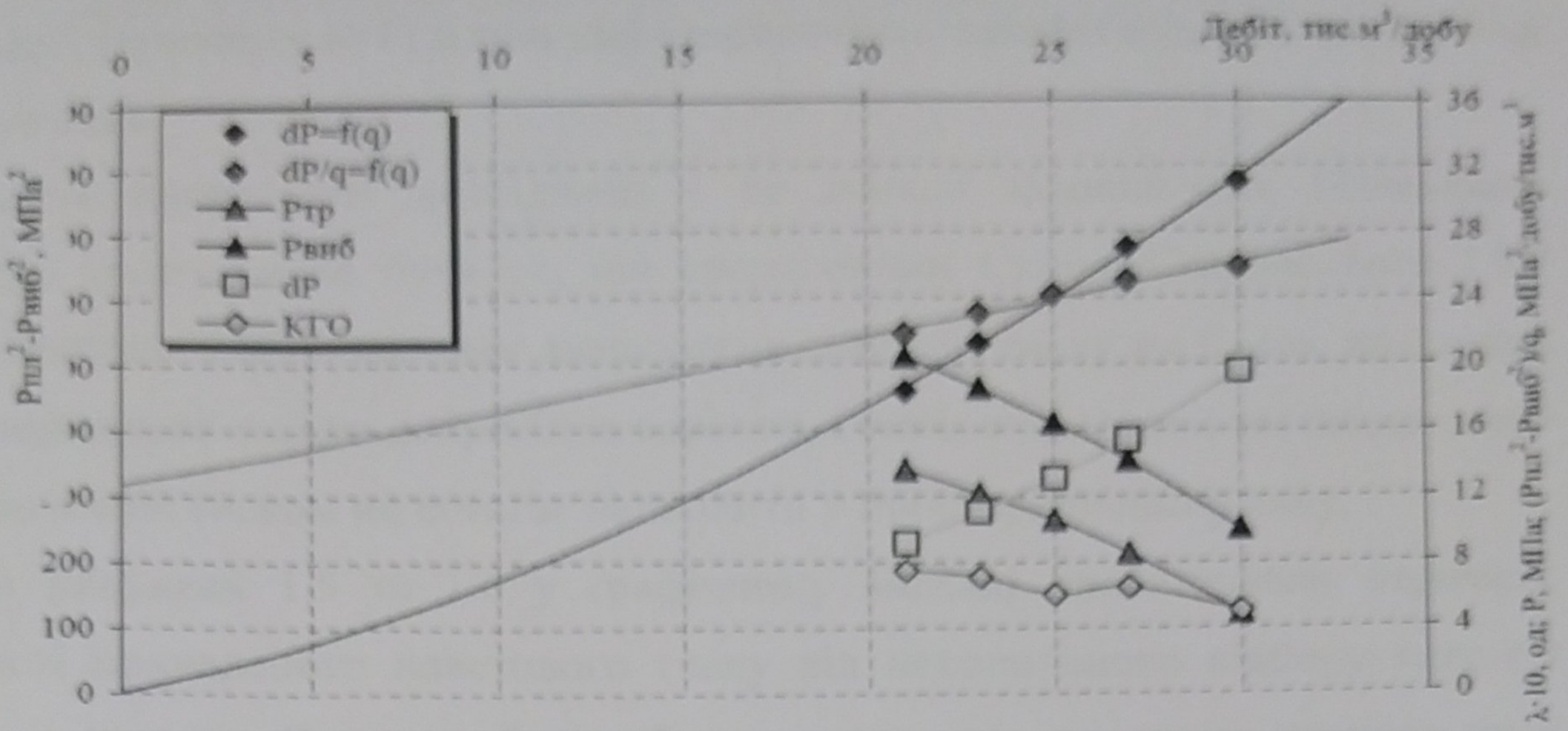



Рисунок 1.4 Графік дослідження на індикаторну характеристику свердловини 54 на продуктивність гор. К-11-12+М-1 в інтервалі перфорації 4446-4593 м

Дослідження свердловин 7, 8 та 9 проводились регулярно: одне дослідження на рік. Обробки результатів цих досліджень вказують на загалом високі колекторські властивості горизонтів К-11 та К-12.

Дослідження на стаціонарних режимах фільтрації свердловин 14, 51, 52, 53, 54, 57, 60, 61, 62, 73, 74 та 77 проводились тільки один чи два рази, тому судити про зміну в часі умов припливу газу до вибоїв цих свердловин некоректно. Рівняння припливу газу в цих свердловинах є трьохчленним, однак дослідження цих свердловин за винятком 51 проводилось до їх пуску в експлуатацію. На свердловинах 57 та 60 перше дослідження виконане до пуску їх в експлуатацію.

По відношенню до цих свердловин можна стверджувати, що після пуску в експлуатацію, режим їх роботи стабілізувався. У свердловині 62 дослідження проводились теж два рази, і обробка цих результатів показує, що у свердловині присутній стовп рідини на вибої, який створює значні додаткові втрати тиску (>10 МПа) при русі газу до устя.

Дослідження свердловини 55 було проведено чотири рази на три різних об'єкти. Результати обробки цих досліджень вказують на непогані колекторські

властивості горизонту К-11 в зоні цієї свердловини, що підтверджується даними її експлуатації.

Якість проведених досліджень є не завжди задовільною. Можливою причиною цьому може бути те, що свердловини Східно-Полтавського ГКР експлуатуються з підвищеними значеннями депресії тиску на пласт, внаслідок чого утворюється значна депресійна воронка, і газ із віддалених застійних зон з досить великим тиском не встигає надходити у присвердловинну зону.

На рисунках 1.5 та 1.6 у графічному вигляді представлено отримані залежності приведеного пластового тиску від накопиченого відбору газу по об'єктах в цілому. Отже, з обох побудов видно, що протягом певного часу відбувалось збільшення запасів, залучених до розробки, що пояснюється збільшенням видобувного фонду. А з 2001 року простежується пропорційна залежність між зниженням тиску та збільшенням накопиченого видобутку, отже, з певною точністю можна встановити обсяги запасів газу, залучених до розробки – по І-му об'єкту – 9441 млн м$^3$, по ІІ-му – 1728 млн м$^3$. Враховуючи, що перший об'єкт включає поклади горизонтів К-11, К-12, М-1в та М-1, то отримана величина запасів співставима з визначеними об'ємним методом – 9630 млн м$^3$ газу. Враховуючи можливість похибки у визначені середньозваженого пластового тиску, можна стверджувати, що розробкою повністю підтверджуються запаси газу, визначені об'ємним методом. Слід зазначити, що попереднім проектним документом дреновані запаси оцінювались на рівні 8234 млн м$^3$. Тобто теза, що в процесі до розробки будуть долучатись слабодреновані ділянки покладів підтверджується на практиці. По покладах М-2 та М-3 в попередній роботі дреновані запаси оцінювались у 1487 млн м$^3$. Тобто по даному об'єкту також спостерігається тенденція до збільшення запасів. З іншого боку, темпи їх відбору фактично не змінились, не зважаючи на збільшення видобувного фонду.

Також слід враховувати, що виміри пластового тиску в низькопроникних колекторах вимагають тривалої зупинки свердловин, а з врахуванням наявності взаємовпливу між свердловинами, реальні пластові тиски мають бути дещо

вищими, що пояснює розбіжність між результатами оцінки запасів за різними методиками.

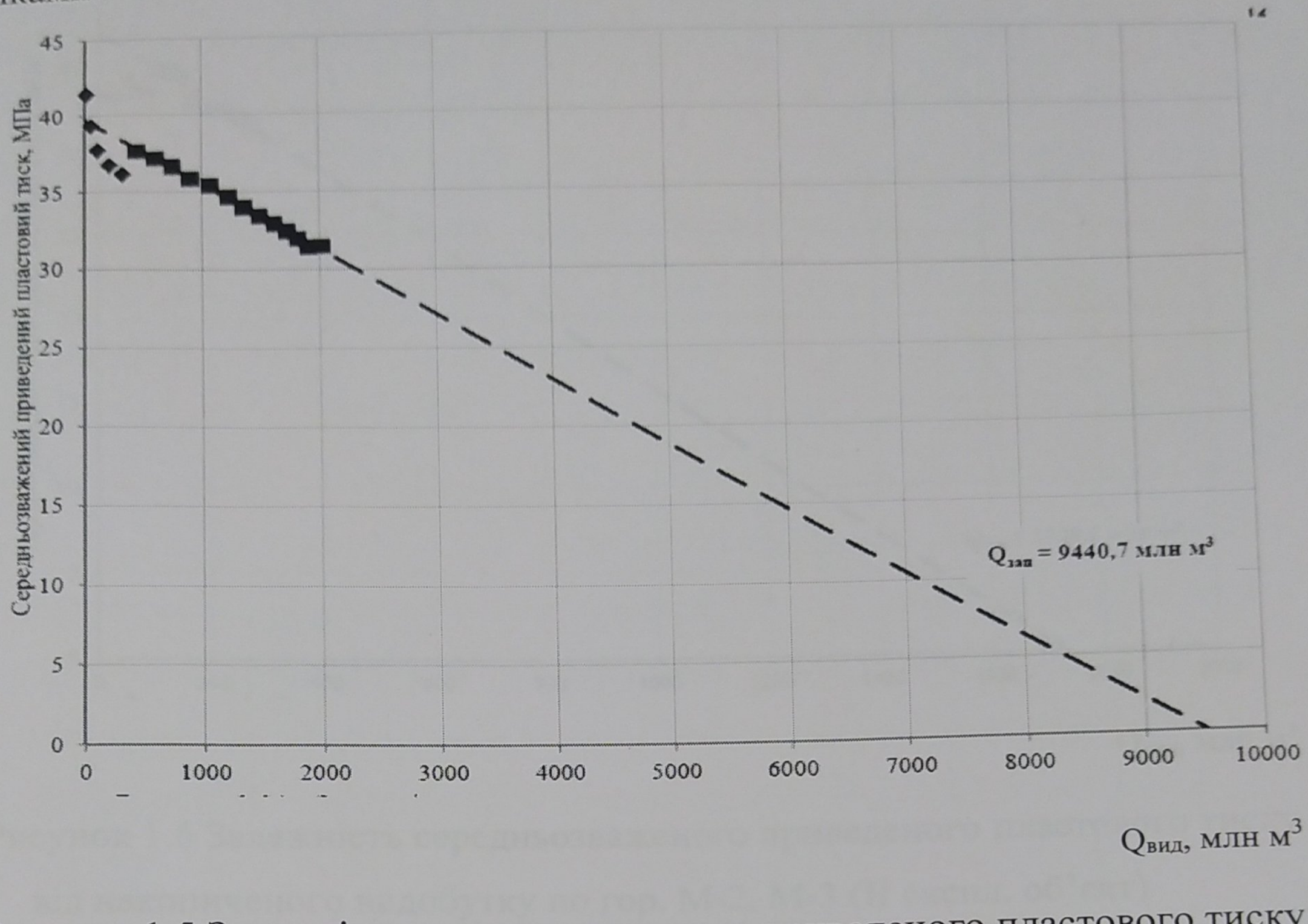



Рисунок 1.5 Залежність середньозваженого приведеного пластового тиску від накопиченого видобутку по гор. К-11, К-12, М-1, М-1в (І експл. об'єкт)

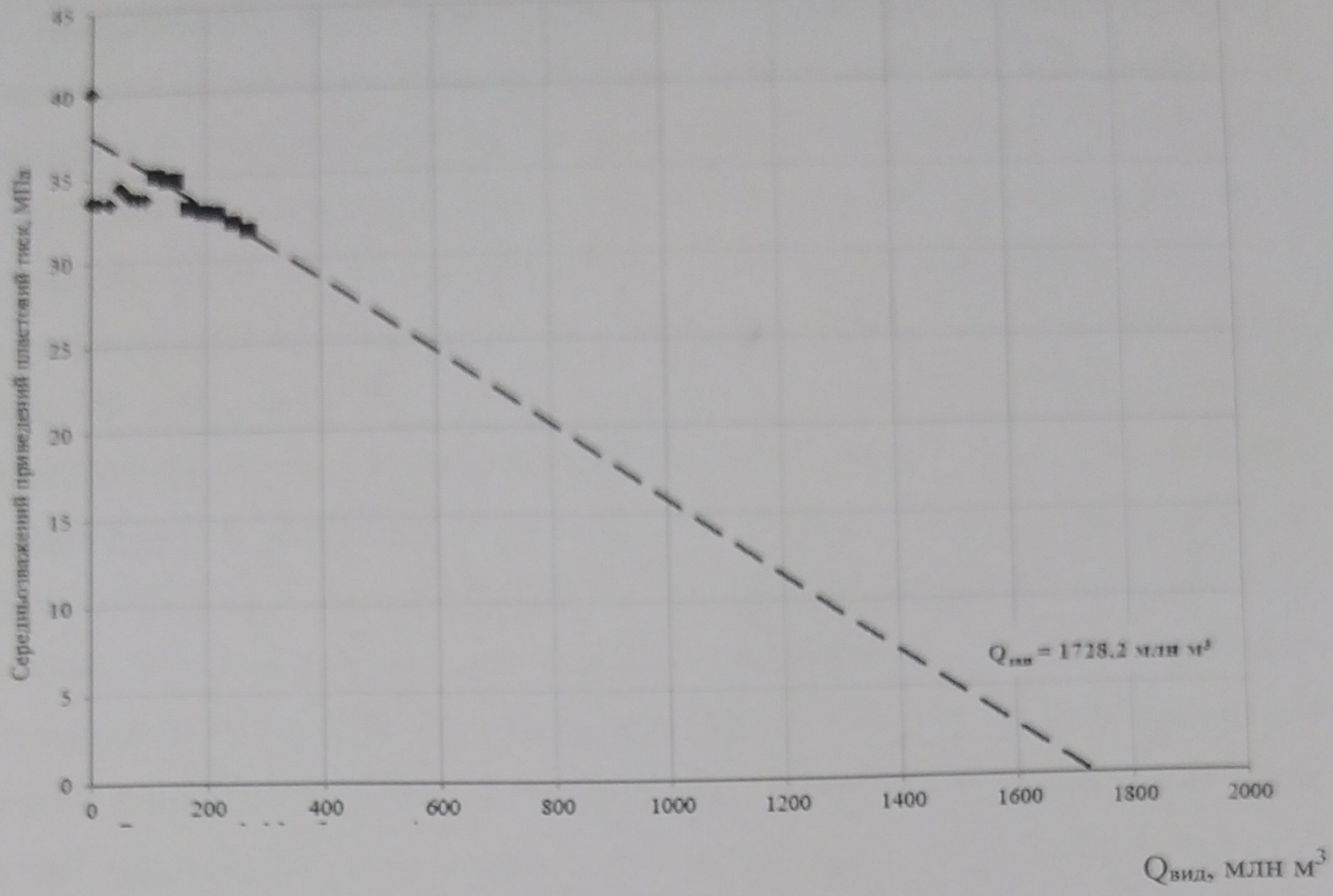



Рисунок 1.6 Залежність середньозваженого приведеного пластового тиску від накопиченого видобутку по гор. М-2, М-3 (ІІ експл. об'єкт)

## 1.3 Аналіз фонду свердловин

Усього в межах Східно-Полтавського родовища закінчено бурінням 45 свердловин загальним метражем пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння 213527 м, із них свердловин 9 – пошукові (40489 м), 6 – розвідувальні (30598 м) та 30 – експлуатаційні – 142440 м.

Станом на 01.10.2018 року на Східно-Полтавському родовищі експлуатаційний фонд свердловин складає 33 одиниці (30 діючий та 2 не діючий фонд). Родовище перебуває на стадії створення сітки експлуатаційних свердловин. На сьогодні експлуатаційний фонд становить 33 свердловини.

В бурінні перебувають три розвідувальні свердловини № 15, 17, 20.

Свердловини №1, 2, 3 розкрили хемогенні відклади нижньої пермі і ліквідовані по технічним причинам. Свердловини №4, 7, 8, 9, 14 пробурені в

контурі газоносності, випробувані через експлуатаційну колону. Причому, свердловина №4 ліквідована як малодебітна, а свердловини №7, 8, 9, 14 передані для експлуатації. Свердловини №7, 8 включені в експлуатацію в 1995 році, свердловини №9, 14 знаходяться в стадії підготовки до експлуатації пластів К-3, К-5. Свердловини №5, 10, 11 ліквідовані без спуску експлуатаційної колони.

В свердловині №12 спущено експлуатаційну колону до глибини 6742м, випробуваний інтервал 6750 – 6274 м, встановлено цементний міст, «голова» якого відмічена на глибині 6220 м. Свердловина №12 ліквідована по I категорії .

Випробування і дослідження на приток виконано в свердловинах №4, 7, 8, 9, 14 через колону, а в свердловині №12 – випробувачем пластів КІІ-146. Крім свердловини №12, випробувачем пластів випробувані в процесі буріння свердловини №8, 10, 11. Притоку з них не отримано, скоріш за все, через низькі фільтраційні властивості пластів і недостатньої депресії для даних колекторів. Промислові притоки газу з пластів К-3, К-5 отримано в свердловинах №7, 8, 9, 14, а в свердловині №4 короткочасно досягнуто дебіт газу – 28,5 тис.м$^3$/добу.

Дебіт газу з пластів К-3, К-5 коливається в межах 60 – 80 тис.м$^3$/добу, при дослідженнях на діафрагмі діаметром 6,0 мм. Депресії на пласти в цих випадках складали 43 – 66% від величини пластових тисків. На газоконденсатність пласти К-3, К-5 випробувані в свердловинах №7, 8, 9.

Пласти М-1, М-2, М-3 випробувані через колону в свердловинах №7, 8, 9. Притоки газу отримані тільки в свердловині №8. Дослідження пласта М-3 виконані на трьох режимах з часом стабілізації їх 48 годин. Причому, на найбільшій діафрагмі діаметром 7,75 мм, спостерігалося порушення режиму критичного виходу газу при дебіті 40 тис.м$^3$/добу. Дослідження пластів М-1, М-2 виконано на двох діафрагмах з часом стабілізації 24 години. По результатам досліджень пластів М-1, М-2, М-3 отримані тільки їхні продуктивні характеристики. Газоконденсатні дослідження пластів М-1, М-2, М-3 не проведені.

## 1.4 Висновки до розділу

У цьому розділі описано геолого-промислова характеристика Східно-Полтавського родовища, яке розташовано в Полтавському районі Полтавської області України та було відкрито у 1974 році. Аналіз виконаних на даний час робіт свідчить, що Східно-Полтавське родовище характеризується високим ступенем розвіданості. Всього на даний час пробурено 29 свердловини, з яких 5 пошукових, 4 розвідувальні, 20 експлуатаційних. Щільність свердловин задовільна для визначення параметрів і режиму роботи покладів, розподілу продуктивної характеристики як по площі, так і окремих ділянок, оцінки запасів вуглеводнів за методом матеріального балансу (падіння пластового тиску).

На основі проведеного аналізу розробки свердловин Східно-Полтавського родовища оцінені дреновані запаси газу за промисловими даними по свердловинах та покладах в цілому. Проектним документом дреновані запаси оцінювались на рівні 8234 млн $м^3$.

Аналізуючи результати вимірів пластових тисків по видобувному фонду горизонтів К-11, К-12, М-1, можна зробити кілька висновків:

- розробка відбувається в умовах газового режиму;
- початкові тиски в нових свердловинах є нижчими за початкове значення, але вищими за поточне у вже працюючих свердловинах;
- поряд із спільною тенденцією зміни тиску в часі, має місце ускладнений зв'язок між свердловинами, який свідчить про складну будову пластів-колекторів, їх літологічну мінливість, а отже, неможливість прогнозування розповсюдження тисків по площі.

В межах родовища виділено два експлуатаційних об'єкти, які об'єднують по кілька газоконденсатних покладів:

І-ий об'єкт – поклади горизонтів К-11, К-12, М-1в, М-1;

ІІ-ий об'єкт – поклади горизонтів М-2 та М-3.

З огляду на аналіз Східно-Полтавського родовища можна сформувати такі задачі:

1. Проаналізувати сучасні продукти, що дозволяють спроектувати розробку родовищ, визначити оптимальні технологій видобування та розрахунок прогнозних обсягів видобутку.
2. Встановити який програмний комплекс буде найкращим для умов проектування.
3. Провести прогноз розробки Східно-Полтавського газового родовища за допомогою Petroleum Experts software (MBAL).

З огляду на аналіз Східно-Полтавського родовища можна сформувати такі задачі:

1. Проаналізувати сучасні продукти, що дозволяють спроектувати розробку родовищ, визначити оптимальні технології видобування та розрахунок прогнозних обсягів видобутку.
2. Встановити який програмний комплекс буде найкращим для умов проектування.
3. Провести прогноз розробки Східно-Полтавського газового родовища за допомогою Petroleum Experts software (MBAL).

# РОЗДІЛ II
# ТЕОРЕТИЧНИЙ ОПИС МОДЕЛЮВАННЯ

Моделювання в інженерії — це процес створення спрощених, але точних моделей технологічних процесів і пристроїв. Ці моделі використовуються для вивчення технологічних процесів та поведінки деталей і пристроїв, а також для прогнозування їх результатів за різних умов. Моделювання широко застосовується в інженерії для таких цілей, як проектування інженерних об'єктів, розробка раціональних та оптимальних технологічних режимів, автоматичне керування процесами тощо.

- Створення моделей — це перший етап моделювання. На цьому етапі інженери визначають, які характеристики технологічного процесу або пристрою є найбільш важливими для їх дослідження. Потім вони створюють модель, яка відображає ці характеристики. Модель може бути математичною, фізичною або комп'ютерною.
- Вивчення процесів та поведінки деталей і пристроїв — це другий етап моделювання. На цьому етапі інженери використовують модель для вивчення того, як технологічний процес або пристрій працює. Вони можуть використовувати модель для проведення експериментів, які було б важко або небезпечно провести на реальному об'єкті.

Прогнозування результатів — це третій етап моделювання. На цьому етапі інженери використовують модель для прогнозування результатів технологічного процесу або пристрою за різних умов. Це може бути корисно для проектування інженерних об'єктів, розробки раціональних та оптимальних технологічних режимів, автоматичного керування процесами тощо.

Моделювання є потужним інструментом, який може допомогти нженерам у різних завданнях та дозволяє уникнути помилок в розрахунках між ізними етапами роботи.

Існує три групи методів дослідження об'єктів у нафтогазовій галузі:

1) геологічне моделювання;

2) класичне (типове) моделювання технологічних процесів і пристроїв;

3) моделювання процесів видобування вуглеводневих флюїдів.

Геологічне моделювання в нафтогазовій геології – це процес побудови тривимірних цифрових моделей покладів і родовищ вуглеводнів. Ці моделі використовуються для обґрунтування буріння свердловин, складання планів розробки родовищ і оцінки економічної ефективності геолого-технологічних заходів.

Геологічне моделювання є відносно молодим напрямом у нафтогазовій геології. Воно стало необхідним у зв'язку з ускладненням будови родовищ і новими технологіями видобутку, такими як буріння горизонтальних свердловин.

Для дослідження геологічних та інженерно-геологічних процесів використовують методи математичного і фізичного моделювання. Ці методи потребують спрощення природних умов, що називається схематизацією. Важливо, щоб метод розрахунку або моделювання відповідав особливостям геологічної будови досліджуваного об'єкта та меті дослідження. Тільки в цьому випадку результати розрахунків або моделювання будуть достовірними.

Технологія геологічного моделювання 3D включає шість основних етапів:

1. Збір, аналізування і складання необхідної інформації, завантаження даних. На цьому етапі збирається вся доступна інформація про досліджуваний об'єкт, включаючи геологічні карти, сейсмічні дані, дані буріння свердловин та інші. Ця інформація аналізується та готується до подальшого використання.

2. Структурне моделювання (створення каркаса). На цьому етапі створюється каркас 3D-моделі, який відображає основні структурні елементи досліджуваного об'єкта, такі як тектонічні блоки, тріщини та інші.

3. Створення сітки (3D), осереднення (перенесення) свердловинних даних на сітку. На цьому етапі створюється 3D-сітка, яка заповнюється даними з свердловин. Це дозволяє отримати детальну картину геологічною будови досліджуваного об'єкта.

4. Фаціальне (літологічне) моделювання. На цьому етапі визначаються фації (літологічні типи) гірських порід, які складають досліджуваний об'єкт. Це дозволяє отримати інформацію про властивості гірських порід, такі як їх проникність, водопроникність та інші.

5. Петрофізичне моделювання. На цьому етапі визначаються фізико-хімічні властивості гірських порід, такі як їх густина, теплопровідність та інші. Це дозволяє отримати інформацію про розподіл вуглеводнів у досліджуваному об'єкті.

6. Підрахунок запасів вуглеводнів. На цьому етапі на основі даних, отриманих на попередніх етапах, проводиться підрахунок запасів вуглеводнів у досліджуваному об'єкті.

Ці етапи можуть виконуватися як окремо, так і в комплексі, залежно від поставлених завдань.

Класичне моделювання технологічних процесів і пристроїв у нафтогазовій промисловості використовується для вивчення та оптимізації процесів, що відбуваються у нафтогазових промислах. Воно включає моделювання таких процесів:

- Буріння свердловин: моделювання процесів буріння, спуску і цементування обсадних колон, кріпленню свердловин тощо.
- Попередня переробка флюїдів: моделювання процесів сепарації, очищення, конденсації, вилучення важких фракцій тощо.
- Підготовка нафти і газу до транспортування: моделювання процесів дегазації, десоляції, дегідрогенізації тощо.
- Транспортування флюїдів: моделювання процесів перекачування, зберігання, транспортування за трубопроводами тощо.

- Переробка флюїдів на установках комплексної підготовки газу (УКПГ): моделювання процесів конденсації, вилучення фракції С3+, вилучення сірководню тощо.
- Технологічні процеси приготування технологічних рідин: моделювання процесів приготування бурового розчину, тампонажного розчину, цементувального розчину тощо.

Моделювання процесів видобування вуглеводневих флюїдів (нафти, газу) є специфічним видом моделювання, оскільки воно охоплює об'єкти, які характерні тільки для технологій добування вуглеводнів. Ці об'єкти-процеси протікають у геологічному середовищі, тобто в пласті-колекторі, кольматаційній зоні тощо. При цьому, як природні, так і техногенні чинники можуть впливати на протікання цих процесів.

У цьому розділі описано моделювання процесів видобування вуглеводневих флюїдів у таких програмах як Petrel, Harmony та серії програм Petex IPM.

## 2.1 Моделювання розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Petrel (Schlumberger)

Програмне забезпечення Petrel продукт компанії Schlumberger, що використовується для побудови 3D геологічних моделей нафтових покладів. Програма була заснована в 1996 році, а комерційний випуск відбувся в 1998 році. Він став частиною Schlumberger InformationSolutions у січні 2003 р.

Після деяких модифікацій та вдосконалень Petrel Workflow, розділи у програмі виглядають наступним чином:

1. Вступ.
2. Імпорт даних.
3. Редагування вхідних даних.
4. Кореляція свердловин.
5. Моделювання розломів.

6. Побудова сітки стовпів.

7. Вертикальне розшарування.

8. Моделювання геометричних властивостей.

9. Масштабування у вертикальному напрямку - масштабування каротажу свердловин.

10. Моделювання пластів.

11. Петрофізичне моделювання.

12. Визначення контактів флюїдів.

13. Обчислення об'ємів.

**Базові модулі**

Geoscience Core
Reservoir Engineering Core
Combined Core
Geophysics Core
Data and Results Viewer

**Модулі для інтерпретації даних сейсморозвідки**

Seismic Interpretation
Quantitative Interpretation
Prestack Seismic Interpretation
Multitrace Attributes
Seismic Well Tie
Domain Conversion
Structural Interpretation
Wave Form Class
Seismic Sampling
Seismic Volume Rendering & Extraction (Geobodies)

**Геологічні модулі**

Well Correlation
Facies Modeling
Petrophysical Modeling
RussianToolBox Geology
Structural and fault analysis
Discrete Fracture Modeling
Exploration Geology

**Гідродинамічні модулі**

Advanced Gridding and Upscaling
Combined HMA and PFO
Production Forecasting Optimization (PFO)
Uncertainty
History Match Analysis
Frontsim Locked
Well Deliverability and PIPESIM Engine
Petrel Reservoir Geomechanics
EasyFrac
Well Event Analysis
Well Pattern Design
Upgridding Utility
Waterflood Analysis

**Модулі для планування траєкторії та буріння свердловин**

Trajectory planning
Shale Suite
Geosteering ExtendedEdition

**Додаткові модулі**

Petrel Guru
Data Analysis
Surface Imaging (BMP, JPEG Images)
Mapping by Petrosys
Classification and Estimation (Neural Networks)
Ocean (API Dev Kit)
OrazPetrel
Geoscreening
Techlog Connector for Studio

Рис. 2.1 Короткий опис модулів у Petrel

Модуль Geoscience Core містить у собі базовий геологічний функціонал і необхідний для запуску більшості геологічних і геофізичних модулів.

Модуль Combined Core включає функціональність базових геологічного та гідродинамічного модулів, що достатньо для повного врахування невизначеностей. Додатково до функціоналу базових модулів тільки в цьому модулі доступні процеси для аналізу даних з видобутку/закачування.

Seismic Interpretation основний модуль для роботи з 2D/3D сейсмічними даними.Користувач має доступ до різних параметрів візуалізації сейсмічних даних, у тому числі - відображення даних у стандартному вікні інтерпретації та використання проекції інтерпретації на відображувані профілі.

Геологічні модулі – це повний набір модулів для інтерпретації даних геології, включно з детальною кореляцією свердловин, картопобудову і тривимірне літофаціальне та петрофізичне моделювання. Усі геологічні модулі тісно інтегровані в єдиному технологічному ланцюжку Petrel з модулями сейсміки та гідродинаміки.

Гідродинамічні модулі - після побудови геологічної моделі можливо перейти в технологічному ланцюжку Petrel до підготовки та розрахунку гідродинамічної моделі в обраному симуляторі ECLIPSE/FrontSim /INTERSECT, а також можливо аналізувати і порівнювати результати багатоваріантних розрахунків і пов'язувати їх з історією розробки.

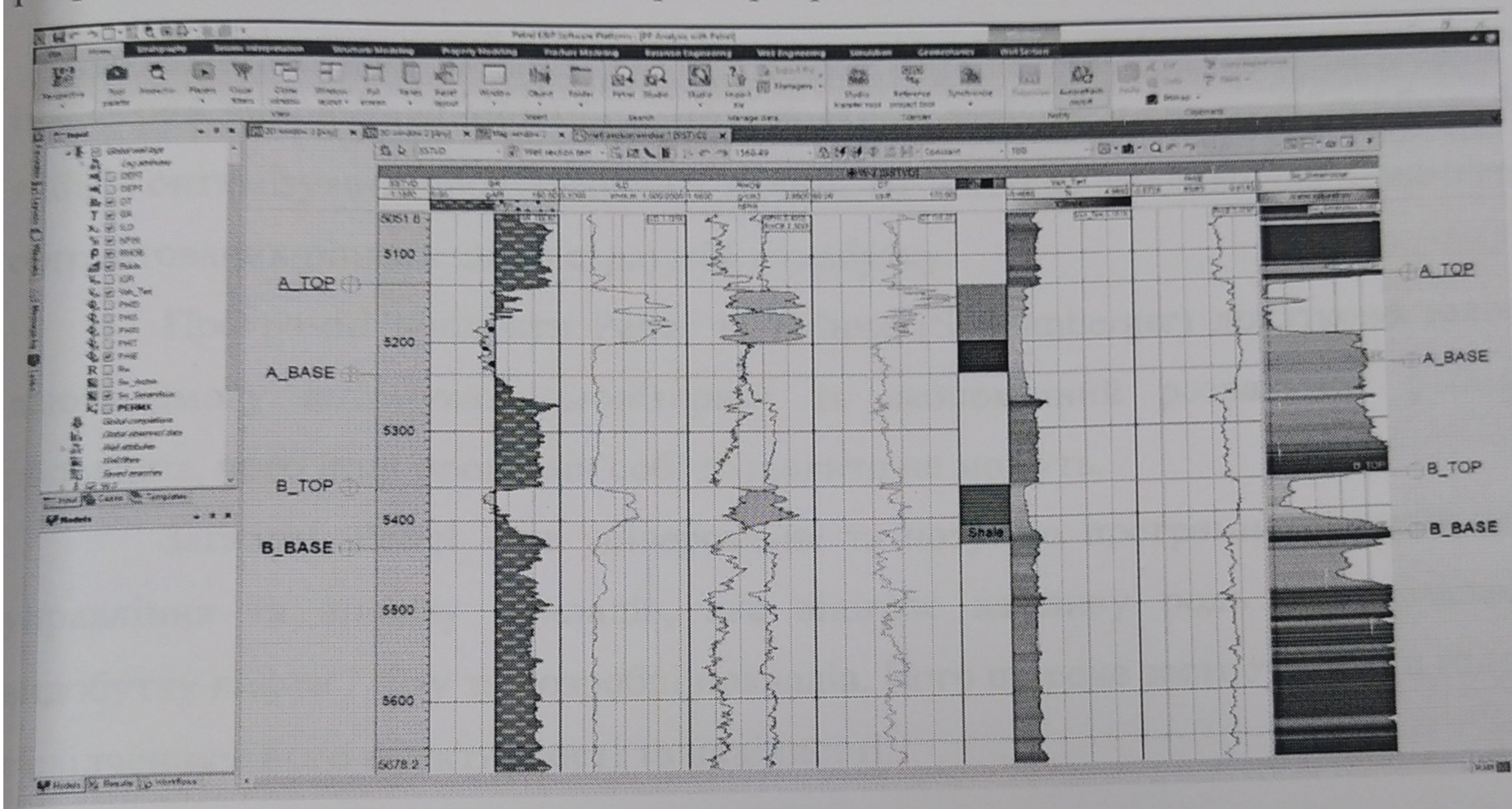



Рис. 2.2 Інтерфейс програми

Petrel відомий своєю здатністю інтегрувати дані та робочі процеси з різних дисциплін нафтогазової галузі. Це дозволяє геологам, геофізикам та інженерам з розробки родовищ спільно працювати у спільному середовищі. Така інтеграція даних і робочих процесів має вирішальне значення для цілісного розуміння колекторів.

Petrel надає можливості 3D і 4D візуалізації, що дозволяє користувачам створювати детальні геологічні моделі та моделі пластів. Ці моделі можна

оновлювати і візуалізувати з часом (4D), щоб краще зрозуміти зміни в покладі, зумовлені видобутком та іншими факторами.

Програмне забезпечення дозволяє користувачам будувати складні моделі пласта, включаючи структурні, стратиграфічні моделі та моделі властивостей. Ці моделі допомагають у моделюванні поведінки пласта та оптимізації стратегій видобутку.

Petrel може обробляти широкий спектр типів даних, включаючи сейсмічні дані, каротажні діаграми, кернові дані та дані про видобуток. Це дозволяє користувачам інтерпретувати та інтегрувати ці джерела даних для створення комплексної моделі пласта.

Petrel оснащений можливостями моделювання пласта, які дозволяють інженерам виконувати динамічне моделювання, запускати сценарії "що було б, якби" і оптимізувати продуктивність пласта. Це життєво важливо для прийняття обґрунтованих рішень щодо стратегій видобутку.

Програмні продукти Petrel та Eclipse (Schlumberger) додатково також дають змогу виконувати моніторинг та економічний розрахунок роботи родовища, чого інші програми собі дозволити не можуть.

Загалом, Petrel - це універсальне та потужне програмне рішення для управління та аналізу покладів, яке відіграє важливу роль в оптимізації видобутку нафти і газу та розробці покладів. Його широке застосування в галузі є свідченням його ефективності та надійності.

## 2.2 Моделювання розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Harmony Enterprise (IHS)

Harmony Enterprise— це комплексний інженерний додаток для аналізу продуктивності нафтових і газових свердловин і оцінки запасів. Можна отримати доступ до повного набору інструментів розробки пластів і виробництва в одному інтерфейсі. Можна створити загальні корпоративні робочі процеси, які

використовують технічний досвід організації та обмінюються інтерпретаціями для визначення найкращих стратегій розвитку активів.

У програмі можна виконувати такі завдання:

- Отримати максимальне значення з даних продуктивності свердловини;
- Зменшити накладні витрати на IT та зусилля з навчання, використовуючи один інтегрований пакет програмного забезпечення;
- Створити точні типи свердловин (типові криві) і зпрогнозувати запаси;
- Контролювати продуктивність свердловини за допомогою панелей діагностики, що настроюються;
- Зробити оцінку ризику запасів за допомогою імовірнісного прогнозування;
- Запустити сценарії «що, якщо», щоб оцінити вплив альтернативного розміщення свердловин, конструкції заповнення або механізмів штучного підйому.

*Прогнозування гирла свердловини для розширених числових моделей*

Прогнози експорту

Прогнози можна експортувати:

- спад;
- багатосегментне падіння;
- прогноз загального флюїду за водонафтовим відношенням (WOR);
- прогноз загального флюїду по скороченню видобутку нафти;
- прогноз співвідношення;
- індивідуальний прогноз;
- консолідація прогнозу;
- прогнози чисельних моделей;
- прогнози аналітичних моделей;
- прогнози для нетрадиційних колекторів;
- прогнозування типових кривих.

Прогнозування гирла свердловини у новій версії програми доступне для озширених чисельних моделей (односвердловинних і багатосвердловинних).

Раніше прогнозування гирла свердловини було доступне лише для аналітичних та числових моделей. Завдяки цьому вдосконаленням можна включати дебіти свердловин і втрати тиску в розширені чисельні моделі, прогнозувати на майбутнє, використовуючи задане обмеження тиску на гирлі свердловини, і включати в прогнози зміну конфігурації стовбура свердловини для порівняння потенційних стратегій інтервенцій в стовбурі свердловини.

Advanced Forecast - це інструмент оптимізації видобутку для створення та оцінки різних прогнозів для однієї свердловини. Цей аналіз повинен бути пов'язаний з існуючою аналітичною або числовою моделлю, створеною за допомогою модуля Harmony Reservoir.

Після підключення моделі можливо генерувати прогнози з різними обмеженнями. Оскільки це інструмент для оптимізації видобутку, очікуваний робочий процес полягає в тому, щоб почати з існуючої моделі, яка відповідає історичним даним, а потім створити прогнози на її основі.

Кілька прогнозів можна порівнювати в межах робочого аркуша або шляхом якісного аналізу побудованих прогнозів у часі, або шляхом кількісного аналізу результатів прогнозування, таких як очікуваний кінцевий видобуток (EUR) і коефіцієнт видобутку (RF).

Розширений прогноз надає додаткові переваги, окрім можливості показувати декілька одночасних прогнозів. Однією з переваг є прогнозування завантаження рідини в газових прогнозах. Іншою перевагою є можливість відображення залежність продуктивності від припливу (IPR) для покладу в будь-якій точці прогнозу.

*Графік прогнозу*

Цей графік використовується для відображення різних прогнозів видобутку для порівняння. Кольорове кодування відповідає типам флюїдів типам флюїдів: червоний - газ, синій - вода, зелений - нафта/конденсат, фіолетовий - рекомбінований газ. Коричневий позначає тиск на поверхні піску.

Точки історичних даних відображаються точками, тоді як дані прогнозних рядів відображаються лініями. Для прогнозів на гирлі газової

свердловини перехід від суцільної до пунктирної лінії означає перехід між робочими значеннями вище і нижче критичної швидкості завантаження рідини відповідно.

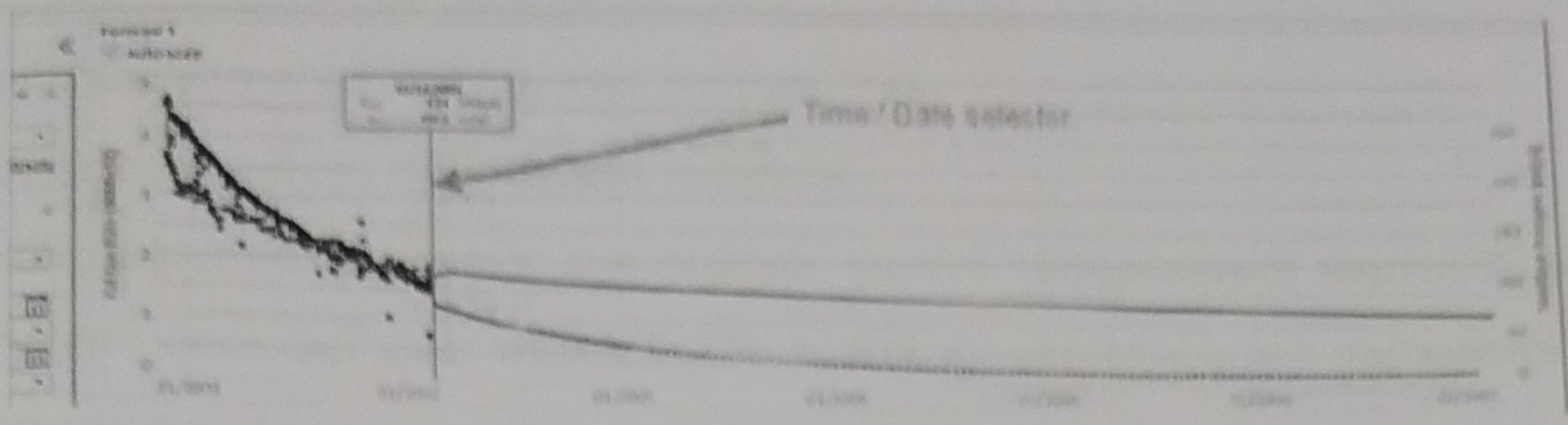



Рис. 2.3 Графік прогнозу

Одночасно може відображатися декілька прогнозів, але можна вибрати лише один прогноз. Прогноз позначається темно-синьою рамкою навколо поля прогнозу на панелі Прогноз.

*Оцінка запасів*

Оцінка запасів - це процес прогнозування видобутку існуючих та запланованих свердловин і використання цих прогнозів у поєднанні з економічними даними для оцінки грошової вартості. Ця вартість може бути використана для визначення доцільності розробки покладу, купівлі чи продажу родовища або для залучення інвестицій у компанію.

Для того, щоб забезпечити послідовне порівняння між проектами, об'єктами нерухомості та компаніями в цілому, оцінка поточної та майбутньої вартості видобутку використовують систему класифікації. Ця система класифікації використовується для класифікації невизначеності виробничих прогнозів. Як правило, бажаний результат оцінки є отримання чистої теперішньої вартості (NPV) проекту, майна або компанії.

Процес проведення оцінки запасів передбачає застосування послідовного набору правил, що охоплює декількох дисциплін. Ключові елементи оцінки запасів включають:

- Оцінка залишкових запасів.
- Формування прогнозів видобутку.
- Категоризація ризиків та визначення поточного стану видобутку.
- Зведення інтересів та обтяжень.
- Оцінка майбутніх капітальних витрат.
- Фіксовані та змінні операційні витрати.
- Аналіз грошових потоків для оцінки чистої теперішньої вартості та інших ключових економічних параметрів, таких як економічних параметрів, таких як виплати та норма прибутку на інвестиції.

## 2.3 Моделювання розробки родовища за допомогою програмного забезпечення Petex

Petex IPM (Інтегроване Моделювання Розробки від Petroleum Experts) дозволяє моделювати весь технологічний ланцюг процесів видобутку від продуктивного пласта до систем поверхневого облаштування.

Програмний комплекс Petex IPM поєднує в собі GAP, PROSPER, MBAL, REVEAL, PVTP, OpenServer, Visual Workflows та Flow Assurance і постійно оновлюється та модернізується.

Використовуючи Petex IPM, фахівець в інженерії може створювати складні моделі родовищ на основі наявних геолого-геофізичних даних.

Інженер може створювати складні моделі родовищ, а також виконувати попередню адаптацію моделі пласта, свердловин і трубопровідних систем. Petex IPM дозволяє оптимізувати всю систему і використовувати модель для прогнозування видобутку.

**MBAL** від Petroleum Experts - це інструмент моделювання пластів, що належить до пакету IPM. Цей інструмент був розроблений для кращого розуміння поточної поведінки покладу та виконання прогнозів при визначенні його виснаження. Пакет MBAL включає класичний інструмент інженерії

розробки родовищ, який є частиною інтегрованого інструментарію моделювання видобутку (IM) Petroleum Experts.

MBAL переосмислив використання матеріального балансу в сучасній інженерії пластів. MBAL включає в себе багато інновацій, розроблених Petroleum Experts, які ніде більше не доступні.

MBAL є галузевим стандартом для точного моделювання матеріального балансу. Ефективна розробка покладів вимагає розуміння пластових і видобувних систем. MBAL допомагає інженеру легше визначити механізми приведення покладу в дію та кількість вуглеводнів.

Для існуючих покладів MBAL надає широкий спектр варіантів узгодження. Реалістичні профілі видобутку можуть бути запущені для покладів з узгодженням або без узгодження з історією. MBAL зазвичай використовується для моделювання динамічних ефектів пласта перед побудовою числової симуляційної моделі.

Область застосування:

- Адаптація моделі покладу за наявними промисловими даними для визначення запасів вуглеводнів і механізму витіснення.
- Побудова багатопластової моделі покладу.
- Генерація профілів видобутку.
- Проведення досліджень розробки.
- Визначення щоденної контрактної кількості газу.
- Моделювання роботи ретроградного конденсатного покладу з точки зору виснаження та утилізації.
- Аналіз кривих виснаження.
- Моделювання методом Монте-Карло.
- 1D моделювання лінійного заводнення.
- Калібрування кривих відносної проникності за даними продуктивності родовища.
- Контроль змішуваності.

- Контроль рециркуляції газів.

Логічний і поступовий шлях MBAL веде інженера через історію, зіставляючи процес адаптації моделі та прогноз видобутку. MBAL дозволяє інженеру налаштовувати кореляції PVT відповідно до фактичних даних. Це запобігає появі помилок у даних між етапами моделювання.

Система меню MBAL зводить до мінімуму введення даних, вибираючи тільки ті дані, які мають відношення до обраних параметрів розрахунку.

Моделювання покладів може здійснюватися в MBAL з використанням декількох різних інструментів, що дозволяють зосередитися на різних аспектах:

- матеріальний баланс;
- розподіл резервуарів;
- об'ємні розрахунки за методом Монте-Карло;
- аналіз кривої спаду;
- 1-D модель (Баклі-Леверетта) та 1-D модель з EOR;
- багатошаровість (усереднення відносної проникності) ;
- інструмент кривої типу щільного газу;
- інструмент кривої типу щільної нафти;
- потокові лінії.

У поєднанні з GAP можливе повне планування розробки родовищ.

**GAP** (General Allocation Package) - це багатофазний інструмент оптимізації видобутку нафти і газу, який моделює поверхневу мережу збору родовищних виробничих систем. У поєднанні з моделями свердловин PROSPER та моделями пластів MBAL можна досягти повної оптимізації та прогнозування видобутку на родовищі. GAP може моделювати виробничі системи, що містять нафту, газ і конденсат, на додаток до систем нагнітання газу або води.

Потужний механізм нелінійної оптимізації GAP розподіляє газ для газліфтних свердловин або встановлює гирлові дроселі для свердловин з природним дебітом, щоб максимізувати дохід або видобуток нафти/газу, дотримуючись обмежень на будь-якому рівні системи.

Область застосування:

- Повноцінне проектування поверхневої мережі родовища.
- Дослідження з оптимізації родовищ зі змішаними системами (ESP, GL, Naturally Flowing).
- Оптимізація багатофазної закільцьованої мережі.
- Консультування з питань налаштування дроселів на гирлі свердловини для досягнення цілей управління пластом і максимізації видобутку.
- Оптимізація газліфту.
- Моделювання продуктивності всієї системи нагнітання на родовищі (наприклад, вода, газова пара).
- Моделювання компресорних і насосних систем.
- Прогнозування видобутку.
- Ретельне композиційне моделювання від пласта до технологічного процесу.
- Швидкий і надійний нелінійний алгоритм оптимізації.
- Простий у використанні графічний інтерфейс для побудови мережі системи.
- GAP унікальний тим, що може моделювати, оптимізувати та виконувати прогнозування всієї виробничої системи разом з MBAL та PROSPER.
- Різноманітні свердловини з природним і штучним дебітом можуть бути включені в одну модель видобувної системи.
- Метод оптимізації GAP набагато надійніший, ніж ітеративні методи, і простіший у використанні.

GAP може працювати з комбінацією різних рідин, включаючи нафту, сухі і вологі гази, ретроградний конденсат, пару і воду, що протікають через складні виробничі або нагнітальні системи. Можливості GAP дозволяють інженерам виконувати дослідження, де визначення складу флюїду має вирішальне значення (наприклад, у випадку екологічних обмежень або для того, щоб задовольнити вимоги на рівні технологічного процесу), або коли необхідно визначити умови, при яких відбувається осадження твердих частинок для досліджень по забезпеченню припливу (осадження парафіну і гідратів),

Розрахунки можуть бути виконані для визначення стану системи в певний момент часу (Solve Network) або для розуміння еволюції моделі з часом (Prediction), з урахуванням підключеного симулятора пласта (MBAL або будь-якого іншого чисельного симулятора) для моделювання виснаження пласта.

Потужний обчислювальний механізм GAP здатний оптимізувати надзвичайно складні мережі, що складаються з тисяч елементів (наприклад, свердловин, трубопроводів, компресорів, насосів, теплообмінників тощо), з'єднаних будь-яким можливим способом (наприклад, складні контури) з численними елементами керування по всій системі.

**PROSPER** - це програма для розрахунку, проектування та оптимізації продуктивності свердловин, яка є частиною IPM. Цей інструмент є галузевим стандартом моделювання свердловин, який використовують найбільші компанії по всьому світу.

PROSPER дозволяє створювати надійні та узгоджені моделі свердловин з можливістю враховувати кожен аспект моделювання стовбура свердловини: PVT (характеристика флюїду), кореляції VLP (для розрахунку втрат тиску в лінії та НКТ) та IPR (приплив до пласта).

PROSPER надає унікальні функції узгодження, які налаштовують PVT, кореляції багатофазного потоку та IPR відповідно до виміряних польових даних, що дозволяє побудувати узгоджену модель свердловини перед використанням для прогнозування. PROSPER дає змогу детально аналізувати продуктивність наземного трубопроводу та проектувати його: режими течії, стабільність трубопроводу, розмір і частоти пробок.

Область застосування:

- Проектування та оптимізація завершення свердловин включно багатовибійні, багатопластові та горизонтальні свердловини.
- Проектування та оптимізація розмірів насосно-компресорних труб і трубопроводів.
- Проектування, діагностика та оптимізація газліфтних, гідравлічних насосів.
- Генерування кривих підйому для використання в симуляторах.

- Розрахунок втрат тиску в свердловинах, трубопроводах і на дроселях.
- Прогнозування температури потоку в свердловинах і трубопроводах.
- Моніторинг продуктивності свердловин для швидкого виявлення свердловин, що потребують ремонтних робіт.
- Розподіл видобутку між свердловинами.

**PVTP** – програма, яка дозволяє налаштовувати рівняння стану відповідно до лабораторних даних, адже розуміння властивостей PVT є фундаментальним для всіх аспектів інженерії пластів, нафтогазової справи та видобутку.

Налаштоване PC можна потім використовувати для моделювання низки процесів у пласті і видобутку, які впливають на розміри обладнання і видобуток з пласта.

Інформація про поклади обробляється в унікальній структурі проекту, що дозволяє користувачеві створити цілісну картину системи пласта.

PVTP був розроблений, щоб провести інженера через процес визначення характеристик флюїду, який включає налаштування PC для узгодження з виміряними лабораторними даними як в умовах пласта, так і в умовах технологічного процесу

PVTP можна використовувати для створення таблиць властивостей флюїдів, приведених складів або узгоджених параметрів (Tc, Pc і бінарних коефіцієнтів взаємодії) для таких застосувань, як моделювання пласта і вузловий аналіз. PVTP максимізує цінність ваших лабораторних досліджень PVT за рахунок мінімізації кількості необхідних експериментів.

PVTP було розширено до моделювання твердих речовин, зокрема гідратів і парафінів, і включає в себе розрахунки тиску утворення гідратів, інгібування гідратів, температури появи парафіну і випадіння парафіну.

Область застосування:

- Оптимізація стадій сепарації.
- Прогнозування поведінки фаз.

- Моделювання твердих речовин (солі, гідрати і віск).
- Моделювання інгібіторів з використанням декількох різних моделей.
- Генерація PVT-таблиць для використання в моделюванні.
- Моделювання тонких трубок.
- Структурований підхід до очистки зразків, вирішення проблеми забруднених зразків.
- Рекомбінація та валідація PVT.
- Моделювання PVT в лабораторії.
- Залежність PVT від глибини можна оцінити за допомогою функції градієнта складу.
- Унікальна самохарактеристика важкої фракції.
- Одночасне узгодження тестів в резервуарі і сепараторі.
- Налаштування PC для безпосереднього використання в програмі аналізу систем моделювання свердловин PROSPER.
- Генерує відповідні дані для моделі нелеткої нафти для газоконденсату, що використовується в програмі матеріального балансу MBAL.

**REVEAL** є членом Integrated Production Modeling (пакет технічного програмного забезпечення). Як і решта інструментів IPM, REVEAL базується на концепції інтеграції різних дисциплін, які часто ізольовано в один інструмент, щоб краще зрозуміти сферу.

REVEAL застосовує цей принцип інтеграції на рівні пласта.

Більшість груп нафтових і газових компаній проводять дослідження двох типів пластів:

- Дослідження повного польового чисельного моделювання з використанням таких інструментів, як Eclipse, VIP, CMG тощо...

• Спеціалізовані дослідження в таких областях, як:

1) Дослідження тепла та рухливості для досліджень нагнетальності та продуктивності свердловин.

2) Дослідження виробничої хімії - утворення накипу та методи боротьби з ними.

3) Пісок, осадження та транспортування твердих речовин - віск і асфальтени.

4) Термічний та гідравлічний розрив.

5) Покращені методи вилучення нафти - термічний EOR (тобто пара, нагрівання свердловини) та хімічний EOR (тобто закачування гелю, поверхнево-активні речовини, ASP).

Ці два типи досліджень часто проводяться ізольовано.

Таким чином, ключова роль REVEAL полягає в тому, щоб інженер міг подолати існуючий розрив між дослідженнями чисельного моделювання та спеціалізованими дослідженнями колекторів.

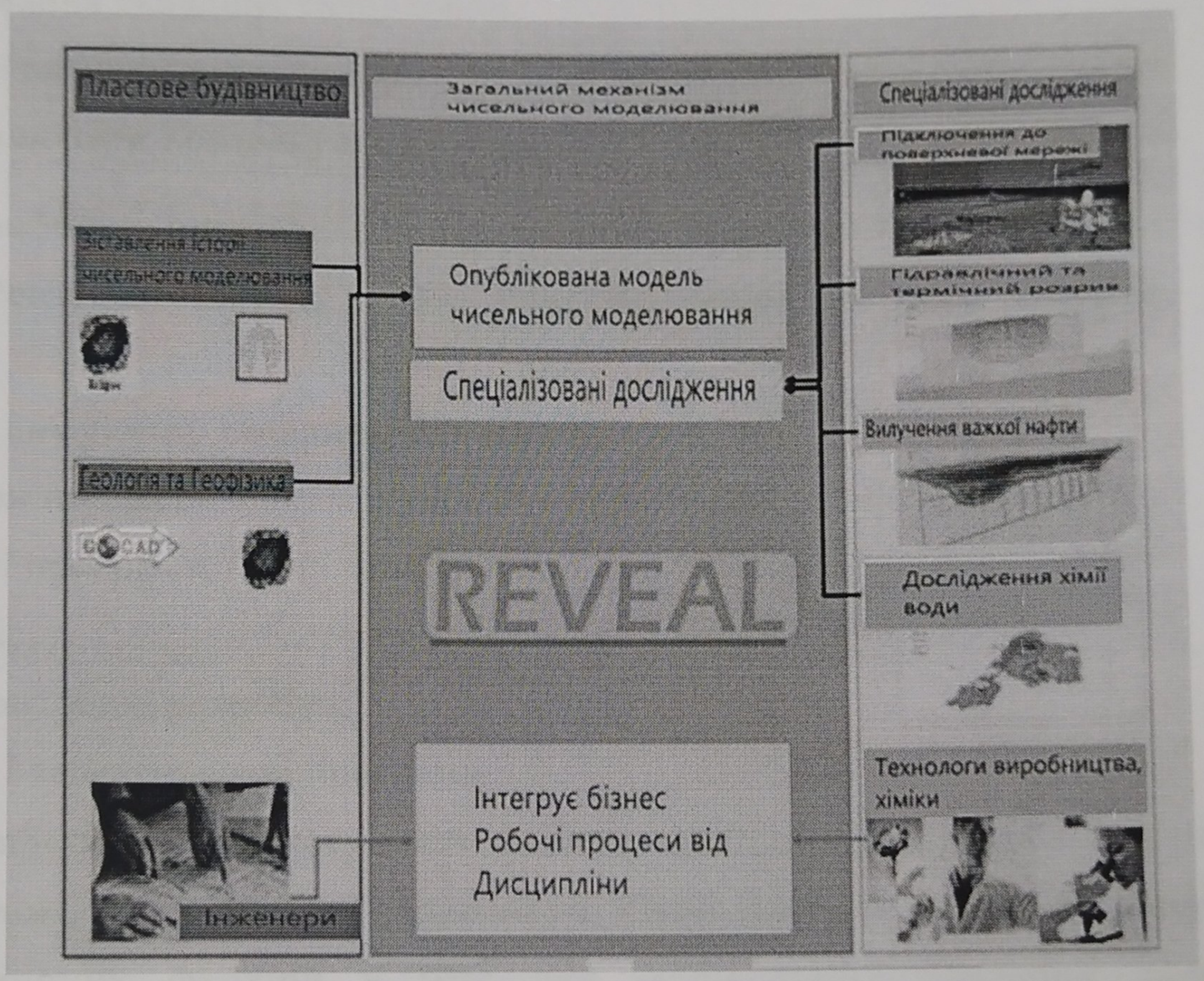



Рис. 2.4 Загальний механізм чисельного моделювання

REVEAL можна розглядати як інструмент для інтегрованих досліджень пластів і виробництва, як показано нижче.

Область застосування:

- Термальне чисельне моделювання пласта-колектора.
- Термальний розрив пласта.
- Запомповування пари – гравітаційне дренаж пари (SAGD).
- Хімічний розрахунок та склад води.
- Окиснення нафти в пласті.
- Заводнення полімерами.
- Заводнення з використання поверхнево-активних речовин.
- Гідророзрив пласта.
- Видалення піску.
- формування глинистих фільтрів.
- Моделювання складних свердловин.
- Пристрої регулювання припливу (ICD, ICV).
- Нагнітання пари і розрахунок зміни вмісту пари.

**OpenServer** створено для забезпечення відкритої архітектури для всіх продуктів Petroleum Experts IPM. Для OpenServer доступні, зокрема, такі програми:

- сторонній симулятор резервуару;
- симулятори процесів;
- економічні програми;
- база даних;
- система контролю розробки;
- внутрішні і запатентовані програми.

OpenServer — це потужний додаток, який дозволяє іншим програмам (таким як Excel, програми, які написані на Visual Basic) отримувати доступ до загальнодоступних функцій у IPM для автоматизації введення даних і розрахунків моделі.

OpenServer можна використовувати для запуску набору інструментів IPM у поєднанні з іншими програмними програмами та обміну даними між ними.

Наприклад, програму Visual Basic або пакетний файл можна використовувати для послідовної ініціалізації всіх IPRs у GAP із моделювання MBAL, а потім для отримання всіх поточних IPR даних.

OpenServer забезпечує безперебійну передачу даних до та з інструментів PETEX до інших програм і додатків баз даних. Крім того, клієнтська програма може використовувати техніку для доступу до значень у базі даних, наприклад ODBC, DAO, SQL, а потім передавати їх за допомогою OpenServer до IPM.

Можливість автоматизувати передачу даних, автоматизувати обчислення та автоматично опитувати існуючі вхідні дані моделі IPM забезпечує основу для розробки оптимізованих робочих процесів, що звільняє час інженерів.

Можливості OpenServer:

Пакетні роботи

Можна створити електронну таблицю в Excel, у якій перераховано всі OOIP, які будуть використовуватися в прогнозі.

Макрос VBA можна записати в Excel, який:

- Отримує перше значення OOIP з електронної таблиці та встановлює його в резервуар MBAL
- Виконує прогноз виробництва
- Запитує остаточне відновлення з результатів виробництва та записує в електронну таблицю.

Імпорт/експорт даних

OpenServer можна використовувати для передачі даних до або з бази даних і програм PETEX. Клієнтська програма може використовувати будь-яку техніку для доступу до значень у базі даних (наприклад, ODBC, DAO та SQL), а потім передавати їх за допомогою Openserver.

Наприклад, виробничі дані можуть зберігатися в базі даних Access, макрос VBA можна записати в Access для запиту даних із бази даних, а потім використовувати OpenServer для встановлення даних, наприклад, у MBAL.

Покращене передбачення працює в GAP

Використання OpenServer із GAP надає можливість контролювати стратегії розробки родовищ під час прогнозування, виконуючи такі завдання, як буріння свердловин і завершуючи використання OpenServer для динамічного моніторингу загального обмеження швидкості об'єктів. Це означає, що свердловини тепер буритимуть і завершуватимуть на основі загальної реакції моделі, а не планування буріння свердловин із точки зору запланованої дати.

OpenServer можна використовувати для запуску програм PETEX у поєднанні з іншими програмними додатками та обміну даними між ними

**Visual Workflows** - це платформа, яка має забезпечити відкриту архітектуру для всіх робочих процесів, розроблених і побудованих в рамках продуктів Petroleum Experts IPM/IFM. Це дозволить отримати прямий доступ до функціональності різних додатків і керувати ними за допомогою візуального робочого процесу.

Логічні елементи VisualWorkflow дозволяють користувачеві:

- змінювати змінні та обчислювати функції за допомогою елемента присвоєння;
- оцінювати функції та оператори IF за допомогою елементів прийняття рішень;
- виконувати заздалегідь визначені цикли за допомогою Loop Element;
- взаємодіяти з об'єктами даних за допомогою Operation Element;
- організовувати складні робочі процеси в багаторівневу структуру за допомогою вкладених аркушів (Sub-Flonsheets).

функціональність, до якої можна отримати доступ з різних об'єктів даних, включає в себе наступне:

- Моделювання щільних колекторів.
- Розрахунки PVT мазуту.
- Розрахунки PVT рівняння стану.
- Моделювання SAGD.
- Методології розподілу декількох свердловин .
- Функціональні можливості конструктора свердловин.

- Розрахунки свердловин і трубопроводів PROSPER.
- Розрахунки свердловин GAP.
- Статистичні інструменти та інструменти визначення чутливості.
- Нейронні мережі.

**Flow Assurance** - це завчасне виявлення і зменшення фізичних явищ, пов'язаних з потоком, які, якщо їх не контролювати, можуть погіршитись і призвести до зупинки виробництва.

Аналізи виконувалися в моделях перехідних процесів з точковим джерелом: загальні проблеми, пов'язані з цим ізольованим підходом до моделювання, описані далі.

Підхід: Часто цей тип аналізу був зумовлений експлуатаційними потребами (тобто явищами, які не вважалися пріоритетними на етапі проектування, але мали бути розглянуті згодом). Типовими явищами є викиди, пробки, корозія, ерозія, утворення гідратів і парафінів).

Використані дані: Дані, що використовувалися для моделювання перехідних процесів, зрідка мали щось спільне з реальністю. Використання даних з останніх відомих каліброваних умов (останні відомі вимірювання складу, швидкості і тиску) не дає точної картини.

Прозорість аналізу: Інженери з забезпечення притоку, які виконують аналіз, практично не взаємодіють з будь-якими дисциплінами, що знаходяться вище гирла свердловини. Це також стосується інструментів і типів проведеного аналізу. Вплив цих досліджень зменшується, оскільки ці знання не поширюються на всіх учасників видобувної системи і можуть бути відокремлені в рамках операційного аналізу, який виконується від випадку до випадку, а не на постійній основі.

Типи аналізу: історично дослідження були зосереджені на явищах, пов'язаних з гідравлікою, таких як пробка у трубопроводі або у стовбурі. Лише в останні 10 років питання, пов'язані з PVT (воски, гідрати, асфальтени), стали розглядатися більш комплексно за допомогою термодинамічних і нестаціонарних моделей/операторів.

## 2.4 Висновки до розділу

Отже, у цьому теоретичному розділі описано область застосування відомих програмних забезпечень Petrel, Harmony та серії програм Petex IPM. Особливу увагу приділено програмному забезпеченні IPM, адже саме воно забезпечує швидкі, надійні результати, які приймаються як стандарт.

Було вирішено провести подальшу розробку Східно-Полтавського родовища за допомогою PETROLEUM EXPERTS SOFTWARE (MBAL). MBAL є потужним інструментом, який може використовуватися для вирішення широкого кола завдань у нафтогазовій промисловості.

Програма використовується для проектування розробки родовищ, зокрема для вибору оптимальної схеми розвідки та розробки, визначення оптимальних технологій видобування та розрахунку прогнозних обсягів видобутку.

В ході ознайомлення було зроблено висновок, що MBAL дозволяє отримати багато інформації про процеси, що відбуваються в родовищі, що може бути використано для вирішення таких завдань, як:

- Оцінка запасів вуглеводневих родовищ;
- Проектування розробки родовищ;
- Оптимізація технологій видобування;
- Моніторинг стану родовищ.

Отже, можна точно сказати що розробка та моделювання родовищ є доцільною та актуальною у наш час, та потребує більше детального вивчення у нафтогазовій галузі.

# РОЗДІЛ ІІІ

# ОБГРУНТУВАННЯ МОДЕЛЮВАННЯ В PETEX ЗА ДОПОМОГОЮ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСУ PETROLEUM EXPERTS SOFTWARE (MBAL)

## 3.1 Визначення матеріального балансу за допомогою ПК Petroleum Experts software (MBAL)

### *Псевдочас матеріального балансу для газу*

Псевдочас — це математична функція часу, яка враховує змінну загальну стисливість ($c_t$) і в'язкість (мкг) газу, а також змінну пористість (φ) залежно від часу та тиску.

Застосування часу матеріального балансу для газу є складнішим, ніж для нафти, через різницю PVT властивості газу. Відповідно, проста концепція часу матеріального балансу визначається як:

$$t_c = \frac{G_p}{q_g} \tag{3.1}$$

має обмежене застосування і вважається лише наближенням більш строгого формулювання, який повинен бути визначений через псевдочас, $t_a$. Псевдочас матеріального балансу, $t_{ca}$, визначається таким чином:

$$t_{ca} = \frac{(\mu_g c_g)_i}{q_g} \int_0^t \frac{q_g}{\bar{\mu}_g \bar{c}_g} dt \tag{3.2}$$

Рівняння (3.2) можна поєднати з рівнянням стаціонарного потоку для потоку однофазного газу, щоб отримати:

$$\frac{\bar{p}_p - p_{pwf}}{q} = \frac{1.417 * 10^6 T}{k h} \frac{1}{2} \ln\left(\frac{4}{e^\gamma} \frac{A}{C_A r_{wa}^2}\right) \tag{3.3}$$

де:

γ = константа Ейлера = 0.57721

Додавання рівнянь (3.2) і (3.3) призводить до наступного рівняння:

$$\frac{\Delta p_p}{q} = m_a\, t_{ca} + b_{a.pss} \tag{3.4}$$

де:

$$m_a = \frac{2\, p_i}{(\mu\, c_t\, Z)_i\, G} \tag{3.5}$$

та

$$b_{a.pss} = \frac{1.417 * 10^6\, T}{k\, h}\, \frac{1}{2}\, \ln\frac{4}{e^{\gamma}}\, \frac{A}{C_A\, r_{wa}^2} \tag{3.6}$$

### *Повна стисливість*

Визначення псевдочасу матеріального балансу, описане в рівнянні (3.2), враховує лише стисливість газу. Часто це розумне наближення, оскільки стисливість газу зазвичай набагато більша ніж у рідині чи породі. Однак у деяких випадках стисливості інших рідин бути неможливо ігнорується. Таким чином, нам потрібне більш загальне визначення псевдочасу, яке враховує всю систему стисливість. Загальна стисливість включає стисливість газу, а також приплив і видобуток води, пласт і стисливість залишкових флюїдів, а також десорбцію газу.

### *Рівняння матеріального балансу*

Загальне рівняння матеріального балансу газу може бути розширено, щоб включити приплив і виробництво води, стисливість утворення та залишкових рідин, а також десорбція газу ($\Delta V_{wip}$, $\Delta V_{ep}$ та $\Delta V_d$, відповідно) наступним чином:

$$G_f\, B_{gi} = (G_f - G_p)\, B_g + \Delta V_{wip} + \Delta V_{ep} + \Delta V_d \tag{3.7}$$

е:

$$\Delta V_{wip} = 5.615\ (W_e - W_p\ B_w)$$

$$\Delta V_{ep} = \frac{B_{gi}\ G_f}{S_{gi}} \left[\left(1 - e^{-\int_p^{p_i} c_f\ dp}\right) + S_{wi}\left(e^{\int_p^{p_i} c_w\ dp} - 1\right) + S_{oi}\left(e^{\int_p^{p_i} c_o\ dp} - 1\right)\right]$$

$$\Delta V_d = \rho_B\ B_g \frac{B_{gi}\ G_f}{S_{gi}\ \phi}\left(\frac{V_L\ p_i}{p_L + p_i} - \frac{V_L\ p}{p_L + p}\right) \tag{3.8}$$

Відносна зміна об'єму пор внаслідок притоку води та видобутку, утворення та залишкової рідини розширення та десорбцію газу ($c_{wip}$, $c_{ep}$ і $c_d$, відповідно), можна визначити як:

$$c_{wip} = \frac{\Delta V_{wip}}{B_{gi}\ G_f / S_{gi}} = \frac{5.615\ (W_e - W_p\ B_w)}{B_{gi}\ G_f / S_{gi}}$$

$$c_{ep} = \frac{\Delta V_{ep}}{B_{gi}\ G_f / S_{gi}} = \left(1 - e^{-\int_p^{p_i} c_f\ dp}\right) + S_{wi}\left(e^{\int_p^{p_i} c_w\ dp} - 1\right) + S_{oi}\left(e^{\int_p^{p_i} c_o\ dp} - 1\right) \tag{3.9}$$

$$c_d = \frac{\Delta V_d}{B_{gi}\ G_f / S_{gi}} = \frac{\rho_B\ B_g}{\phi}\left(\frac{V_L\ p_i}{p_L + p_i} - \frac{V_L\ p}{p_L + p}\right)$$

Якщо корекцію насичення адсорбції було ввімкнено, $c_d$ змінюється таким чином:

$$c_d{}' = \frac{\rho_b\left(B_g - \frac{1.38\times10^{-6} M}{\rho_s}\right)}{\phi}\left[\frac{V_L p_i}{p_i + p_L} - \frac{V_L p}{p + p_L}\right] \tag{3.10}$$

Рішення для повної стисливості ($c_t$)

Рішення щодо повної стисливості походить із визначення псевдочасу:

$$t_a = \int_0^t \frac{k_r\ dt}{\mu\ c_t} \tag{3.11}$$

Взявши часткову похідну псевдочасу за часом, виявляється повна стисливість:

$$\frac{\partial t_a}{\partial t} = \frac{k_r}{\mu\ c_t}$$

(3.12)

Застосовується таке ланцюгове правило похідних:

$$\frac{\partial t_a}{\partial t} = \frac{\partial t_a}{\partial p_p} \frac{\partial p_p}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \tag{3.13}$$

Тому рівняння (3.12) можна виразити так:

$$\frac{k_r}{\mu c_t} = \frac{\partial t_a}{\partial p_p} \frac{\partial p_p}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial t} \tag{3.14}$$

Розв'язування $\partial t_a / \partial p_p$

Визначення псевдотиску:

$$p_p = 2 \int_{p_o}^{p} \left( \frac{k_r p}{\mu Z} \right) dp \tag{3.15}$$

Співвідношення псевдотиску до псевдочасу (Rahman et al., 2006):

$$\frac{\partial p_p}{\partial t_a} = \frac{-2\ k_r q p_i S_{gi}}{Z_i G_f} \tag{3.16}$$

$$\frac{\partial t_a}{\partial p_p} = \frac{Z_i G_f}{-2\ k_r q p_i S_{gi}} \tag{3.17}$$

Розв'язування $\partial p_p / \partial p$

З наведеного вище визначення псевдотиску:

$$\frac{\partial p_p}{\partial p} = \frac{2 k_r p}{\mu Z} \tag{3.18}$$

Розв'язування для $\partial p / \partial t$

Розділивши обидві частини рівняння (3.7) на $(G_f \cdot B_{gi} / S_{gi})$ і пригадавши, що Bg $= (p_{sc} \cdot Z \cdot T) / (T_{sc} \cdot P)$:

$$\frac{p}{Z} \left( S_{gi} - c_{wip} - c_{ep} - c_d \right) = \frac{p_i}{Z_i} \left( \frac{G_f - G_p}{G_f} \right) S_{gi} \tag{3.19}$$

*Нехай* c дорівнює сумі wip, cep і $cd_d$; і перестановка:

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i S_{gi}}{Z_i G_f}\left(\frac{G_f - G_p}{S_{gi} - c}\right)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\frac{p}{Z} = \frac{\partial}{\partial t}\frac{p_i S_{gi}}{Z_i G_f}\left(\frac{G_f - G_p}{S_{gi} - c}\right) \tag{3.20}$$

$$\frac{\partial}{\partial p}\frac{p}{Z}\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{p_i S_{gi}}{Z_i G_f}\frac{\partial}{\partial t}\left((G_f - G_p)(S_{gi} - c)^{-1}\right)$$

*де:*

$$\frac{\partial}{\partial t} G_p = q\,, \quad \frac{\partial}{\partial t} c = \frac{\partial c}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial t}\,, \quad c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial p}$$

$$\frac{p}{Z}\left(\frac{1}{p} - \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial p}\right)\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{p_i S_{gi}}{Z_i G_f}\left[\frac{-q}{(S_{gi} - c)} - \frac{(G_f - G_p)\left(-\frac{\partial c}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial t}\right)}{(S_{gi} - c)^2}\right] \tag{3.21}$$

$$\frac{p}{Z} c_g \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{p_i S_{gi}}{Z_i G_f}\left[\frac{-q}{(S_{gi} - c)} - \frac{(G_f - G_p)\left(-\frac{\partial c}{\partial p}\frac{\partial p}{\partial t}\right)}{(S_{gi} - c)^2}\right]$$

Переставляючи рівняння (3.20), щоб:

$$\frac{p\, Z_i\, G_f}{Z\, p_i\, S_{gi}} = \left(\frac{G_f - G_p}{S_{gi} - c}\right) \tag{3.22}$$

Рівняння (3.21) тепер можна записати так:

$$\frac{p\, Z_i\, G_f}{Z\, p_i\, S_{gi}}\left(c_g - \frac{\frac{\partial c}{\partial p}}{(S_{gi} - c)}\right)\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{-q}{(S_{gi} - c)} \tag{3.23}$$

потім розв'язано для ∂p / ∂t:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{-q\, Z\, p_i\, S_{gi}}{p\, Z_i\, G_f}\,\frac{1}{c_g(S_{gi} - c) - \frac{\partial c}{\partial p}} \tag{3.24}$$

*Заміна:*

рівняння (3.17), (3.18) і (3.24) підставляються в ланцюгове правило похідних від рівняння (3.14) і спрощуються:

$$\frac{k_r}{\mu\, c_t} = \frac{1}{\mu\left(c_g(S_{gi} - c) - \frac{\partial c}{\partial p}\right)}$$

$$c_t = k_r\left(c_g(S_{gi} - c) - \frac{\partial c}{\partial p}\right) \qquad (3.25)$$

*Оскільки* c дорівнює сумі $c_{wip}$, $c_{ep}$ і $c_d$:

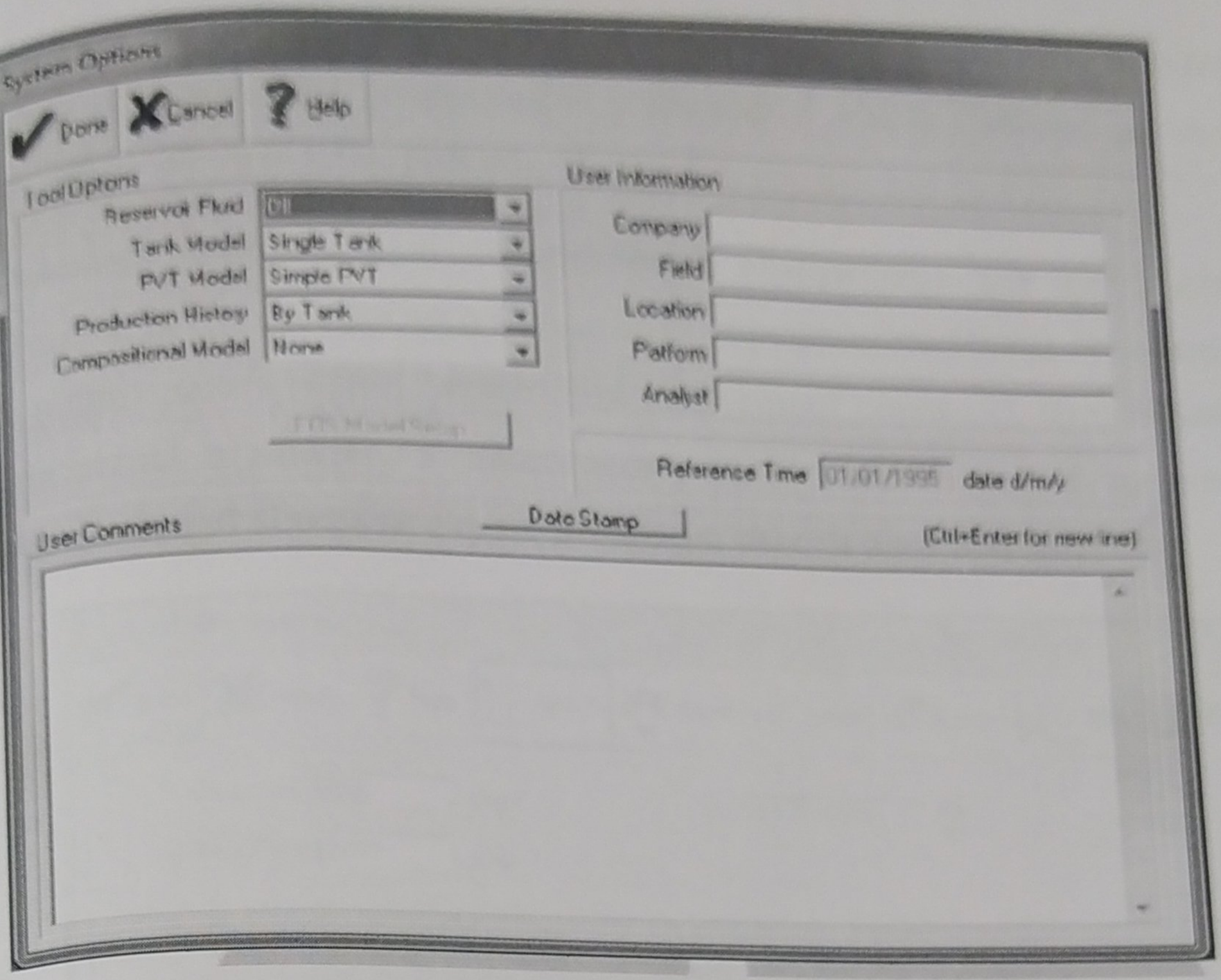
$$c_t = k_r\left(c_g(S_{gi} - c_{wip} - c_{ep} - c_d) - \frac{\partial c_{wip}}{\partial p} - \frac{\partial c_{ep}}{\partial p} - \frac{\partial c_d}{\partial p}\right) \qquad (3.25)$$

## 3.2 Розрахунок матеріального балансу в MBAL

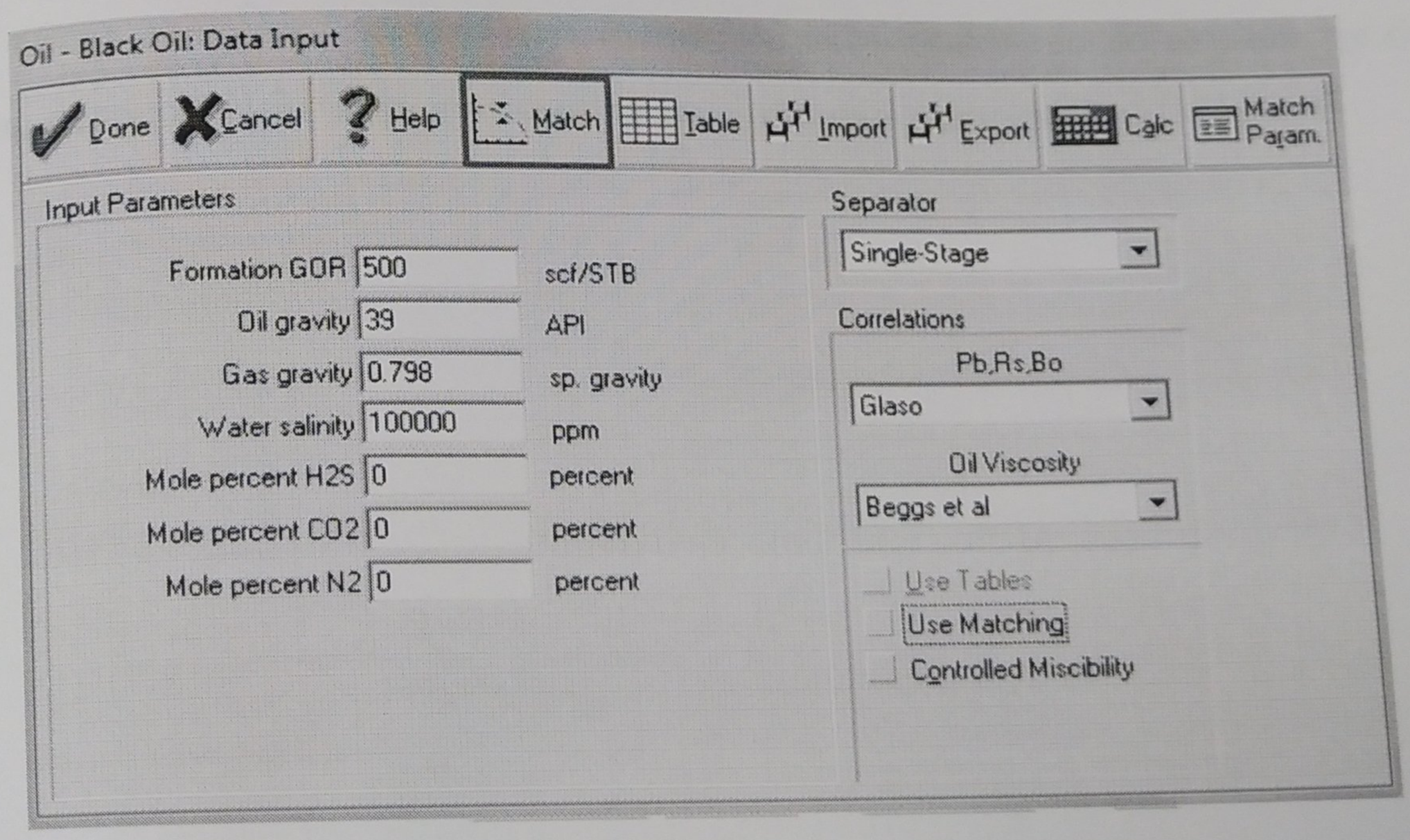
Метою цього прикладу є продемонструвати основні функції MBAL з точки зору параметрів зіставлення історії та виконання прогнозів. Будуть описані такі теми:

- Перевірка якості наявних даних, яка базується на тому, що фізично можливо, і спрямована на визначення невідповідностей між даними та фізичною реальністю.
- Процедура зіставлення історії для визначення OOIP і можливого розміру водоносного горизонту.
- Підготовка моделі, що відповідає історії, для прогнозів (Fractional Flow Matching).
- Створення моделі свердловини в MBAL, на основі якої буде базуватися прогноз.

Вихідні дані для матеріального балансу

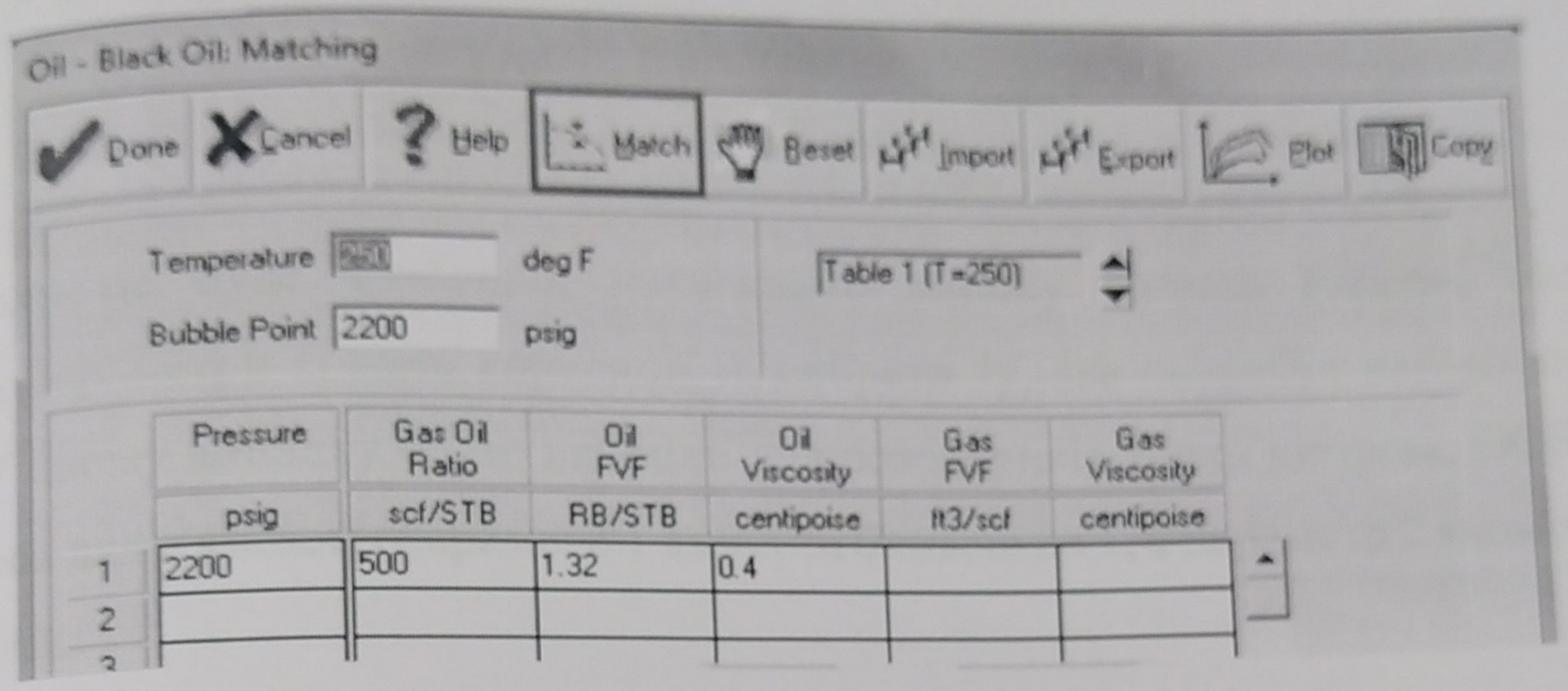



На цьому екрані рідина визначена як нафта. В історію виробництва буде внесено вихідні дані. Перехід до PVT | Fluid Properties можна ввести такі дані:



У цьому розділі були визначені властивості нафти. Солоність води також вказана (що дозволяє розрахувати властивості води) і вказує на те, що добутий газ не містить $CO_2$, $H_2S$ або $N_2$.

Оскільки доступні дані лабораторних вимірювань для цієї рідини в умовах кипіння, їх буде зіставлено з наявними кореляціями. Потім кореляції, які найкраще відповідають рідині (вимагають найменшої корекції), будуть вибрані для використання в моделі. У діалоговому вікні введення PVT натискаємо кнопку «Match», щоб відкрити екран, де можна ввести дані про збіг:




Після введення даних натискання «Match» призведе до екрана, де буде виконано регресію між кореляціями та виміряними даними:

Oil - Black Oil: Matching

Done | Cancel | Help | Calc | Match Param | Plot

Match on

All / None

| | |
|---|---|
| ✔ | Bubble Point |
| ✔ | Gas Oil Ratio |
| ✔ | Oil FVF |
| | Above Bubble Point |
| ✔ | Oil Viscosity |
| | Gas FVF |
| | Gas Viscosity |

Match Statistics

| | Std. Deviation | Parameter 1 | Parameter 2 |
|---|---|---|---|
| Bubble Point | 2.28779e-8 | 1.00245 | 5.36238 |
| Gas Oil Ratio | 9.1417e-7 | 1.01726 | -11.5983 |
| Oil FVF | 0.0104911 | 1.00732 | 0.00255593 |
| Above Bubble Point | | 1 | 0 |
| Oil Viscosity | 2.64204e-7 | 1.02708 | 0.0102754 |
| Gas FVF | | 1 | 0 |
| Gas Viscosity | | 1 | 0 |

Correlations

Pb,Rs,Bo: Glaso

Oil viscosity: Beggs et al

✔ Match All

Коли це буде зроблено, натискаємо кнопку «Match Param», щоб перевірити параметри кожної кореляції та вибрати ту, яка потребує найменшої корекції. У цьому випадку Glaso вибрано для розрахунків точки кипіння, GOR і FVF; і Беггса для в'язкості (параметр 1 якомога ближче до 1, а параметр 2 якомога ближче до 0).

Oil - Black Oil: Correlations - Oil

Done | Cancel | Help | Reset | Plot

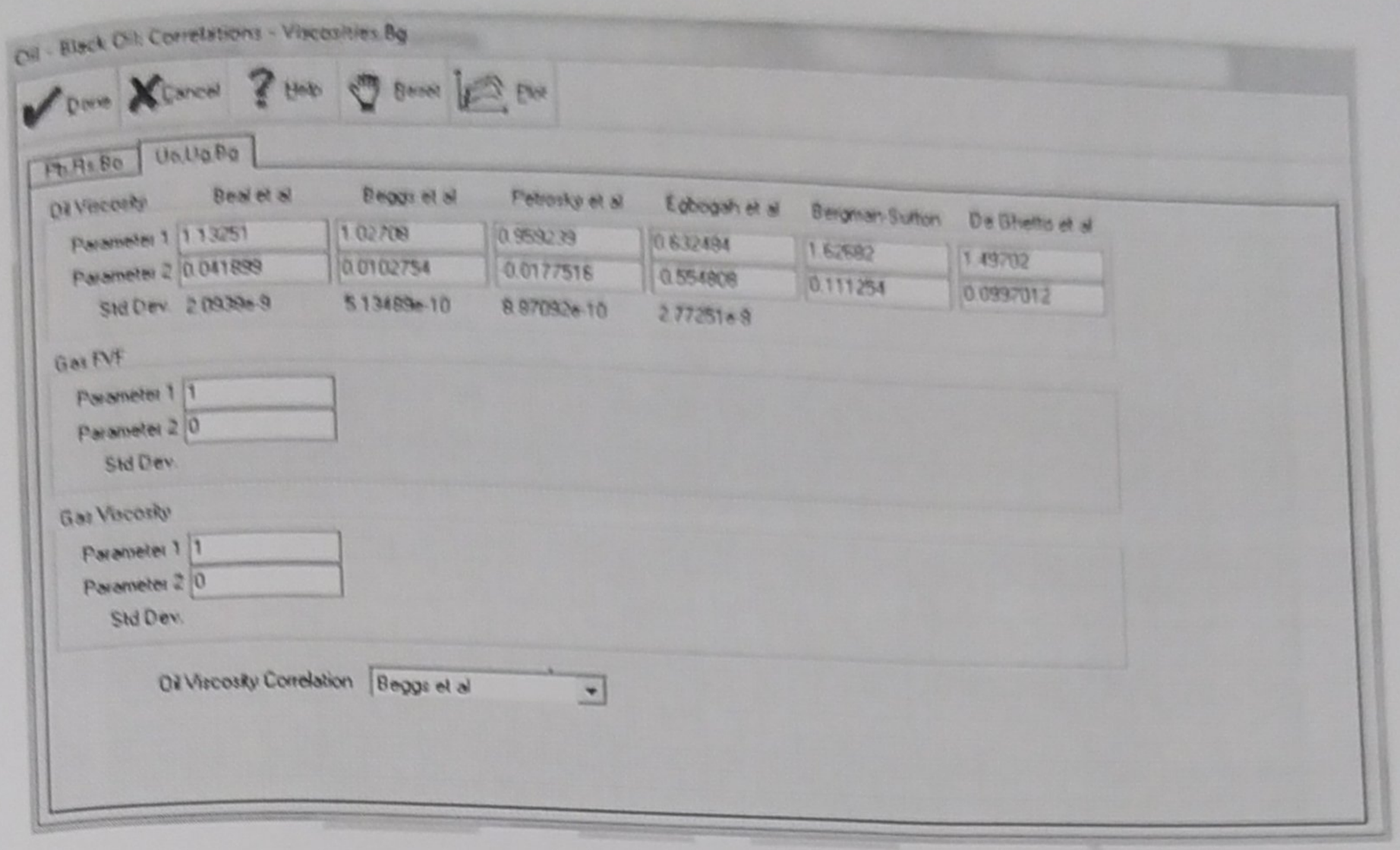
Pb,Rs,Bo | Uo,Ug,Bg

| Bubble Point | Glaso | Standing | Lasater | Vazquez-Beggs | Petrosky | Al-Marhoun | De Ghetto |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Parameter 1 | 1.00244 | 1.03461 | 1.1534 | 0.943352 | 0.980151 | 0.969717 | 1.02738 |
| Parameter 2 | 5.38041 | 71.6951 | 259.976 | -141.487 | -45.7779 | -71.3922 | 57.4994 |
| Std Dev. | 2.68873e-7 | 1.81899e-11 | 6.50289e-11 | 3.50155e-11 | 1.18234e-11 | 1.81899e-11 | 1.40972e-11 |

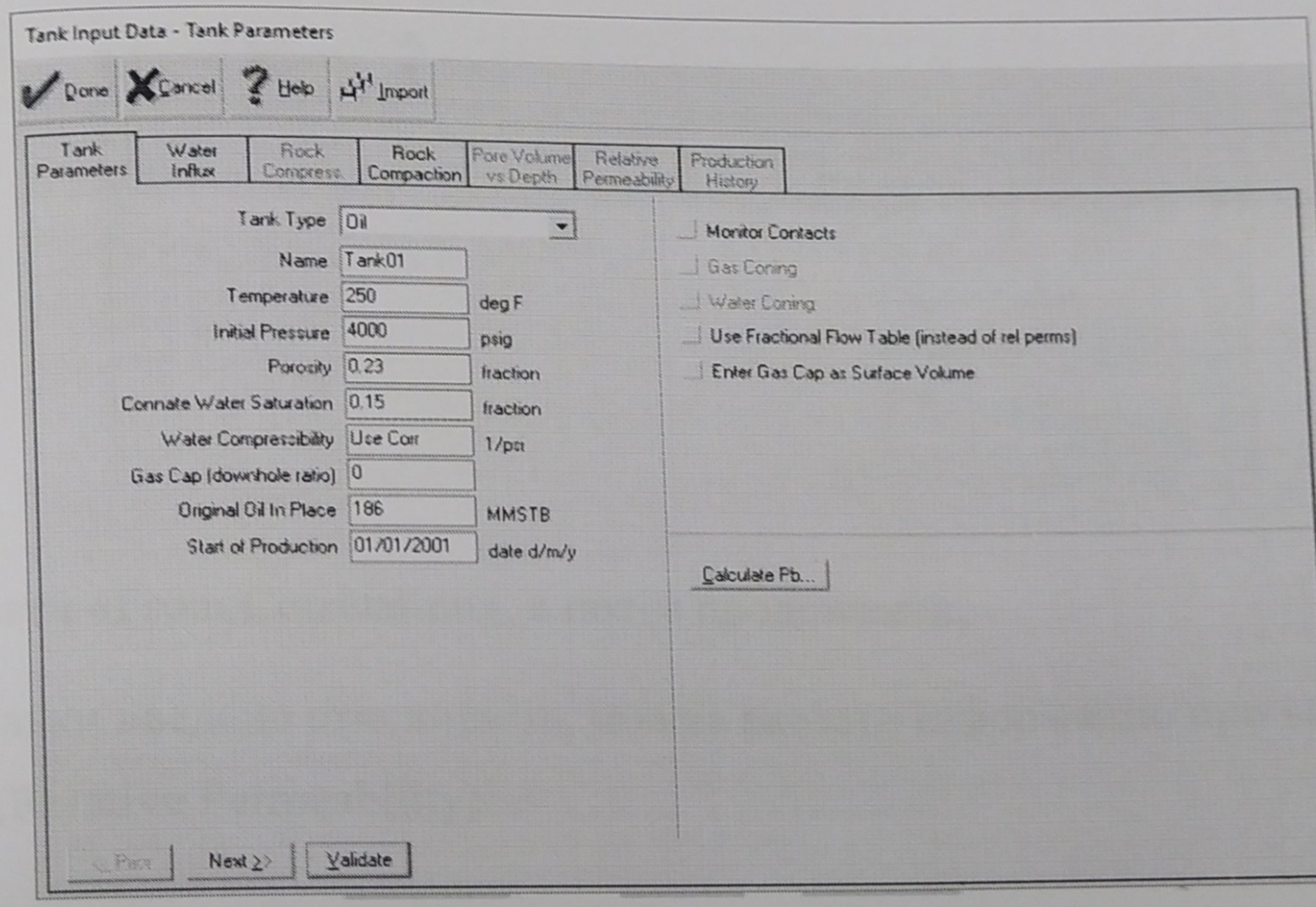
| Solution GOR | Glaso | Standing | Lasater | Vazquez-Beggs | Petrosky | Al-Marhoun | De Ghetto |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Parameter 1 | 1.01726 | 0.957465 | 0.871995 | 1.15828 | 1.44029 | 1.09305 | 0.964347 |
| Parameter 2 | -11.5983 | -18.3938 | -58.6959 | -2.10916 | -189.538 | -0.739262 | -14.1905 |
| Std Dev. | 2.35987e-7 | 1.80826e-11 | 6.05402e-11 | 7.17321e-7 | 2.86042e-9 | 0.00237294 | 1.4423e-11 |

| Oil FVF | Glaso | Standing | Lasater | Vazquez-Beggs | Petrosky | Al-Marhoun | De Ghetto |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Parameter 1 | 1.05629 | 0.896566 | 0.896566 | 0.896088 | 0.921443 | 0.758469 | 0.896088 |
| Parameter 2 | -0.0614991 | 0.107496 | 0.107496 | 0.103912 | 0.0673603 | 0.282821 | 0.103912 |
| Parameter 3 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Parameter 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Std Dev. | 3.49104e-9 | 2.85505e-9 | 2.85506e-9 | 2.87976e-9 | 2.46453e-9 | 2.59381e-9 | 2.87975e-9 |

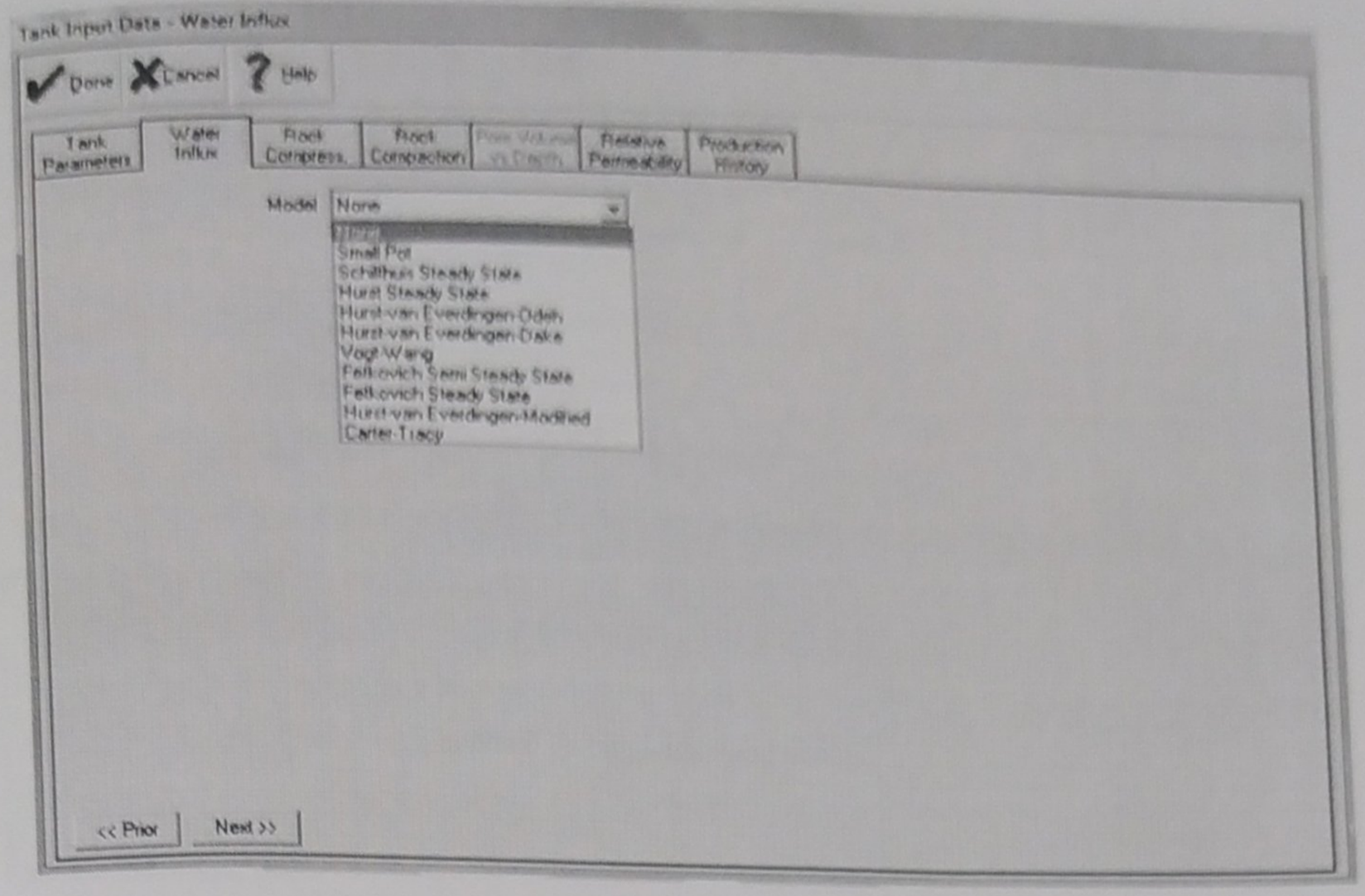
Pb,Rs,Bo Correlation: Glaso



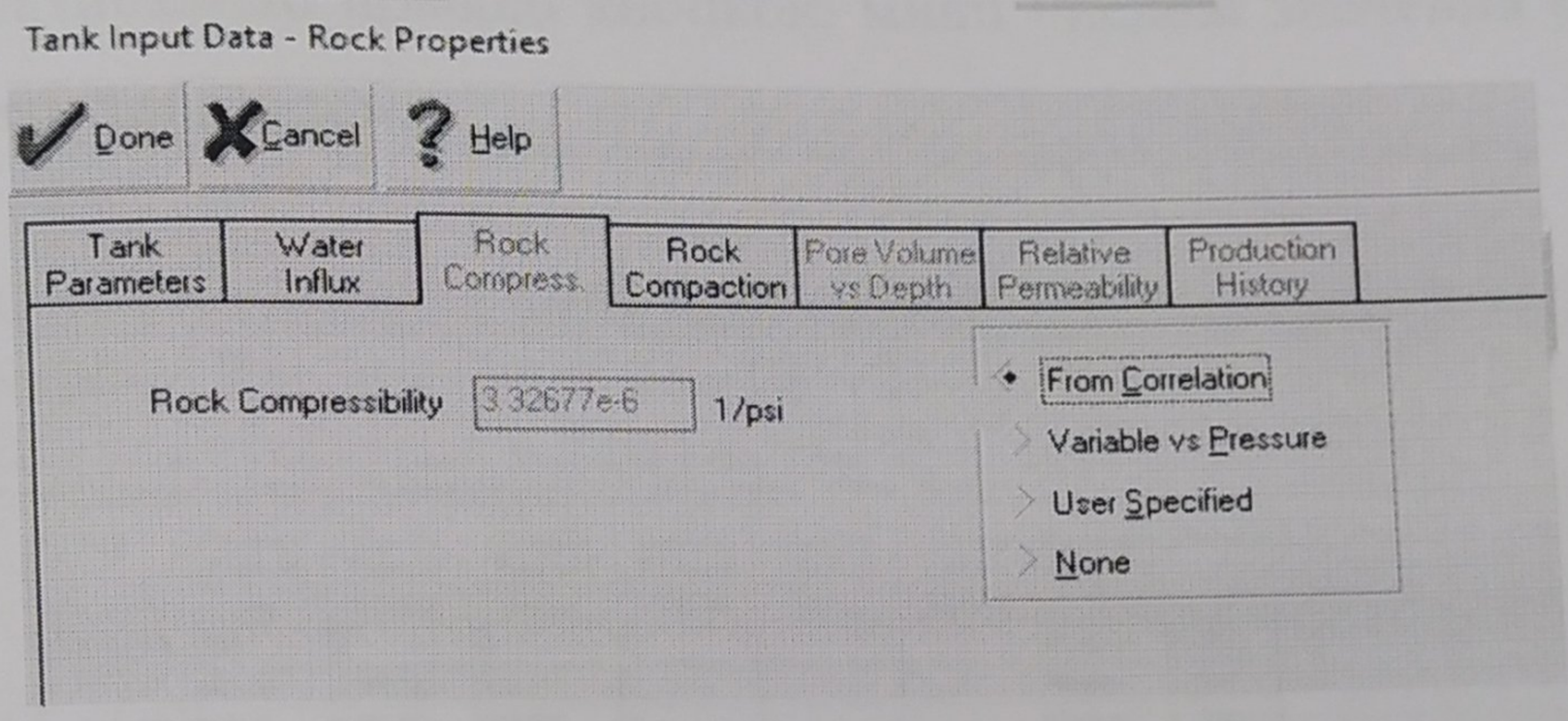

На цьому етапі визначення PVT властивостей рідини завершено. Наступним кроком є введення вихідних даних для моделі пласта у панелі головного меню переходимо до Input | Tank data та надаємо таку інформацію:




ООІР, введений на цьому екрані, є лише оцінкою, отриманою, наприклад, з геології. Наступним кроком є визначення опори водоносного горизонту:



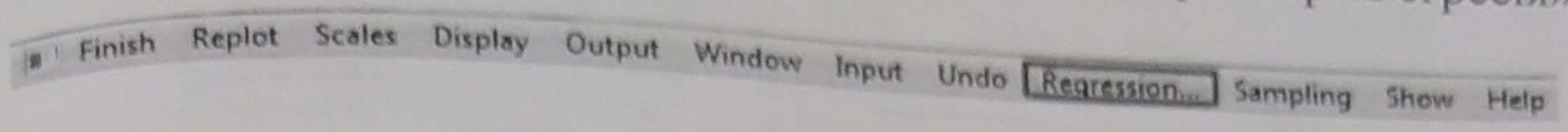

Оскільки ще немає жодних доказів наявності водоносного горизонту, це
де залишено на «None» на даний момент. Параметри стисливості породи
жна задати наступним чином:



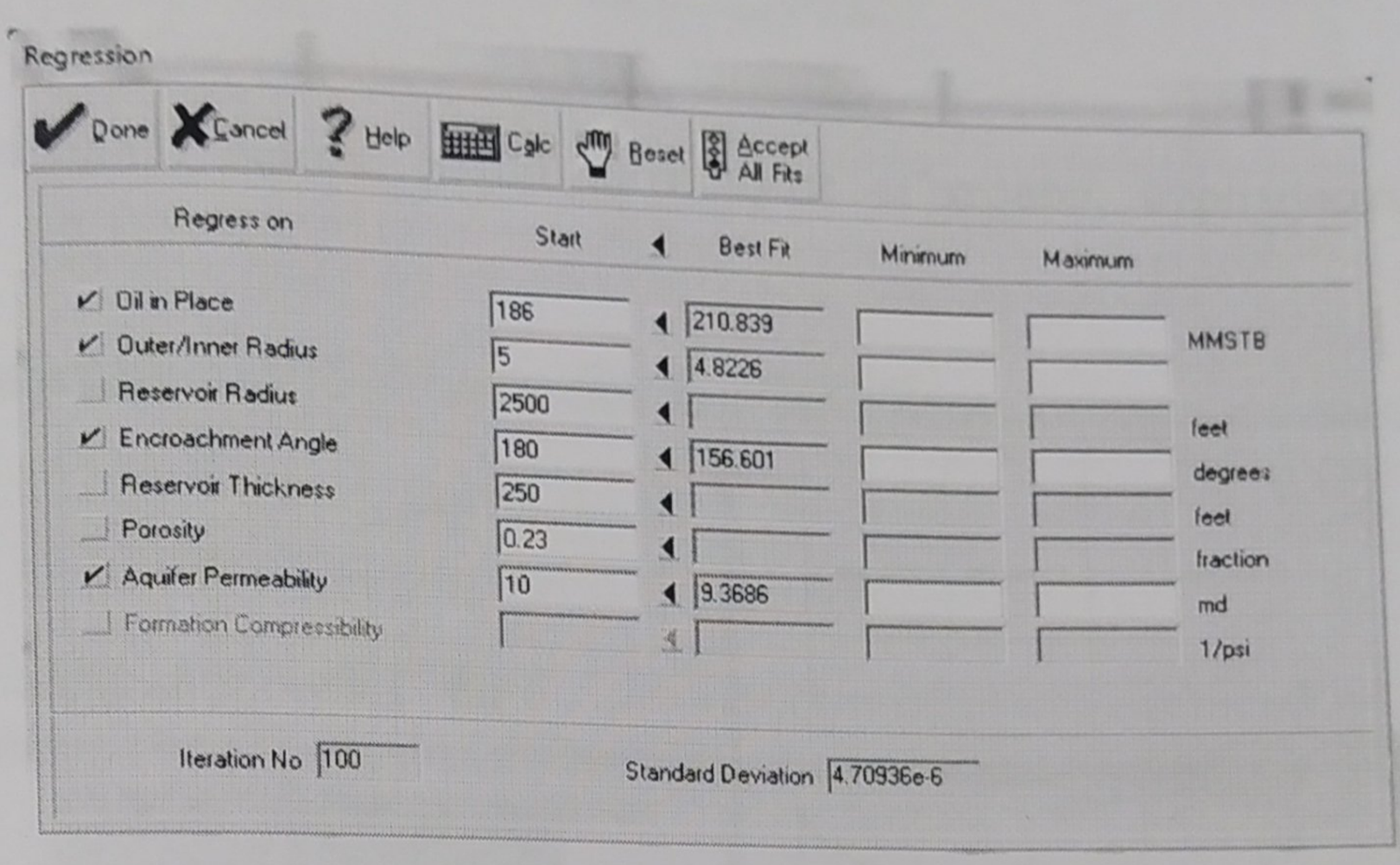

Вибрати «From Correlation», а потім продовжити.

Як тільки введено стисливість, можна вказати інформацію про відносну
роникність (Relative Permeability):

вибрати аналітичний графік (наприклад, клацнувши один раз на рядку заголовка цього графіка) і в рядку меню на екрані вище вибираємо параметр «Регресія»:



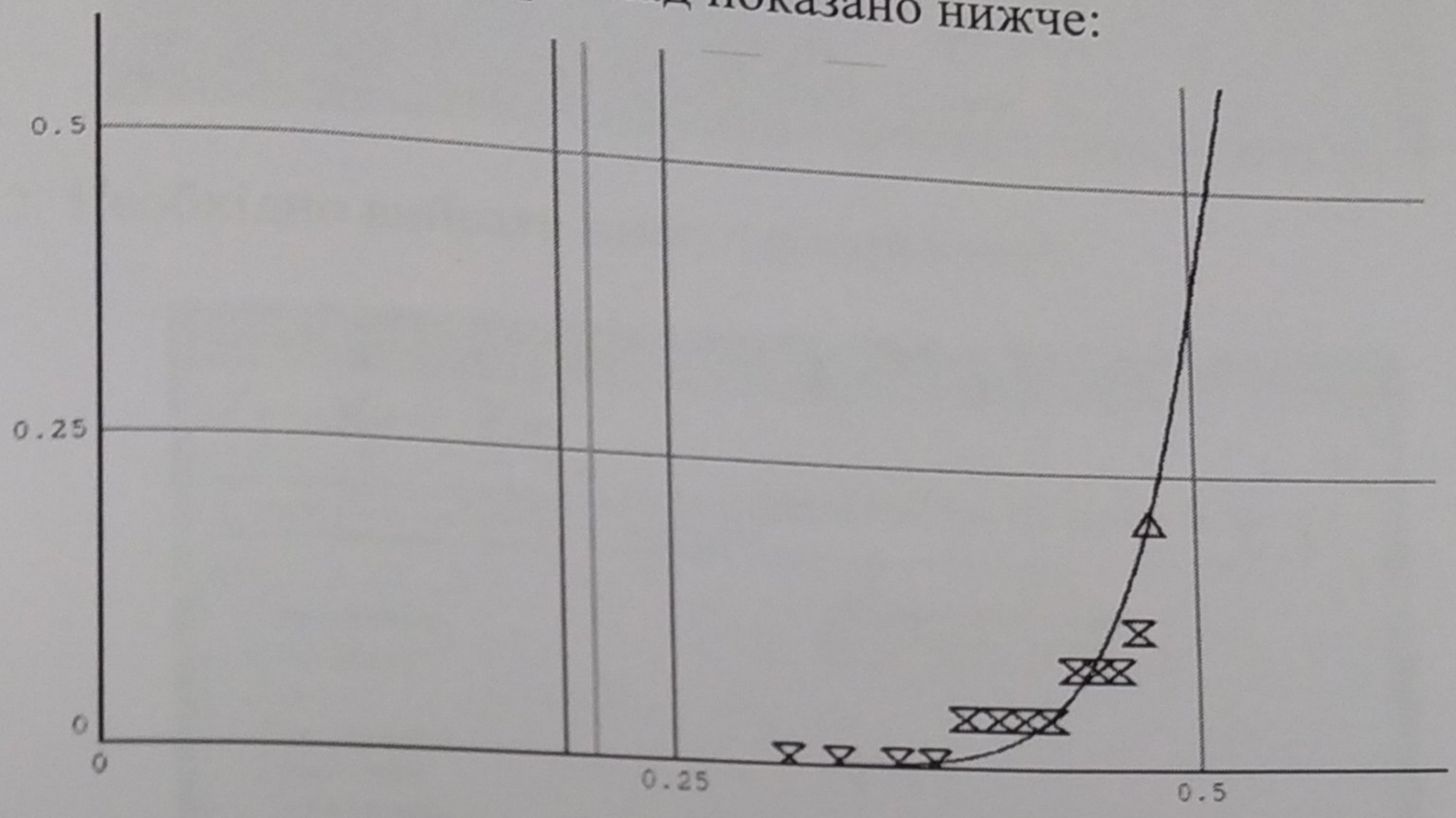

Якщо вибрати цей параметр, з'явиться вікно «Регресія», на якому можна вибрати параметри. Це виключає ручну зміну параметрів для отримання відповідності між моделлю та даними, які робили в класичних розрахунках матеріального балансу.




Для регресії будуть обрані параметри, яким довіряють найменше, або ті, для яких значення були припущені, а не виміряні. У цьому випадку були обрані STOIIP і параметри водоносного горизонту, яким не довіряють. Наприкінці регресії відображаються значення, для яких досягнуто найкращого збігу. Якщо вони прийняті, тоді можна вибрати кнопку «Best Fit», щоб перенести ці значення в модель:

Те саме можна зробити для фракційного потоку газу. Однак у цьому випадку це неможливо, оскільки вільного газу немає, тому для прогнозу буде прийнято значення rel perms, введене на екрані даних пласта.

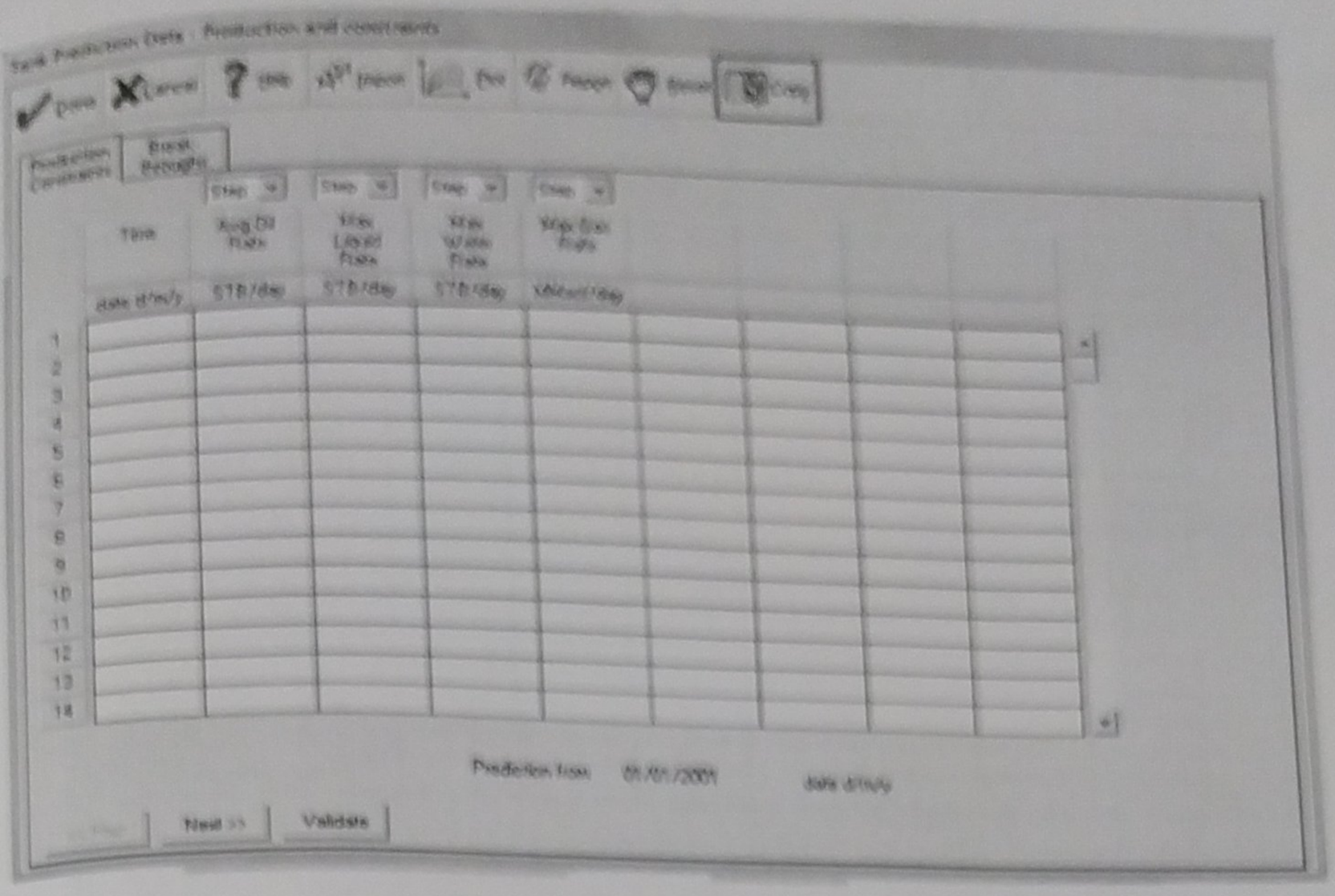
У випадках, коли відповідність між кривою фракційного потоку та історичними точками зроблена, очікується, що модель добре відтворить історичні обводнення. Однак насправді ця відповідність не завжди ідеальна через помилки в даних і розкид балів. Приклад показано нижче:



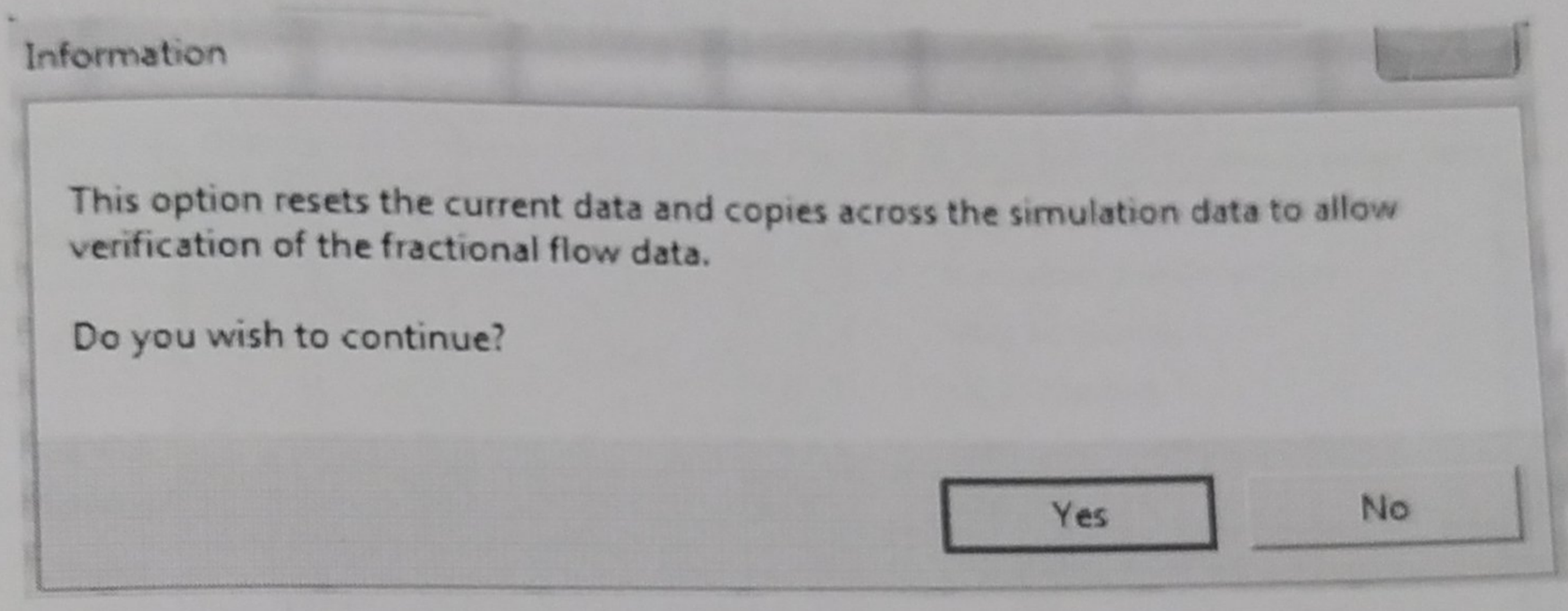

Для того, щоб кількісно визначити, наскільки велика різниця в термінах фактичної обводненості в історії та відповідності моделі, необхідно виконати «Прогноз історії», де буде зафіксований історичний видобуток нафти (як виміряно), але не виробництво води чи газу. Вони будуть розраховані на основі кривих фракційного потоку, а потім порівнюються з історичним виробництвом.

Роблячи цей прогноз, необхідно дотримуватися такої процедури:

Крок 1. Під прогнозом виробництва можна вибрати параметр налаштування прогнозу:

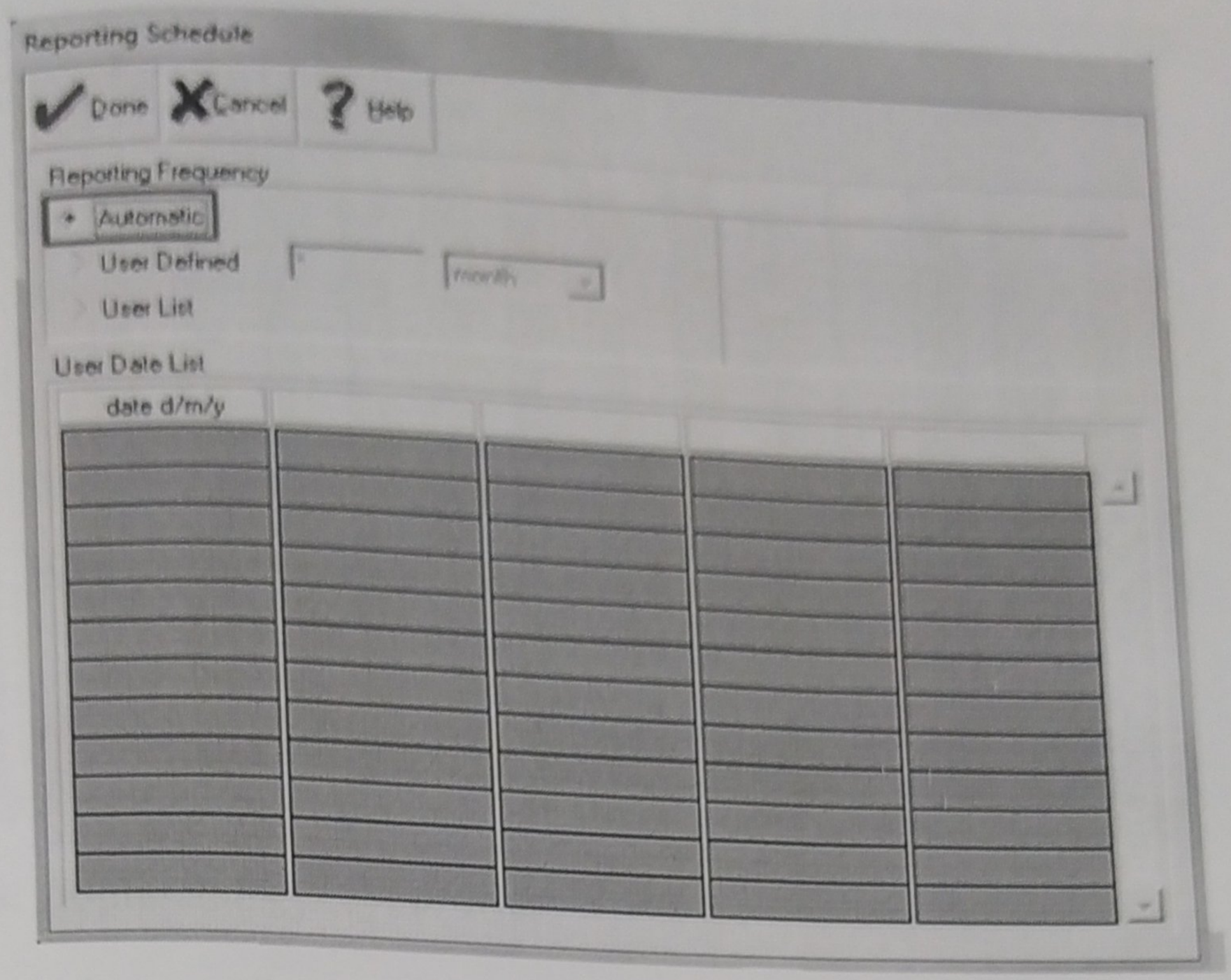



При виборі кнопки «Копіювати» програма видає таке повідомлення:

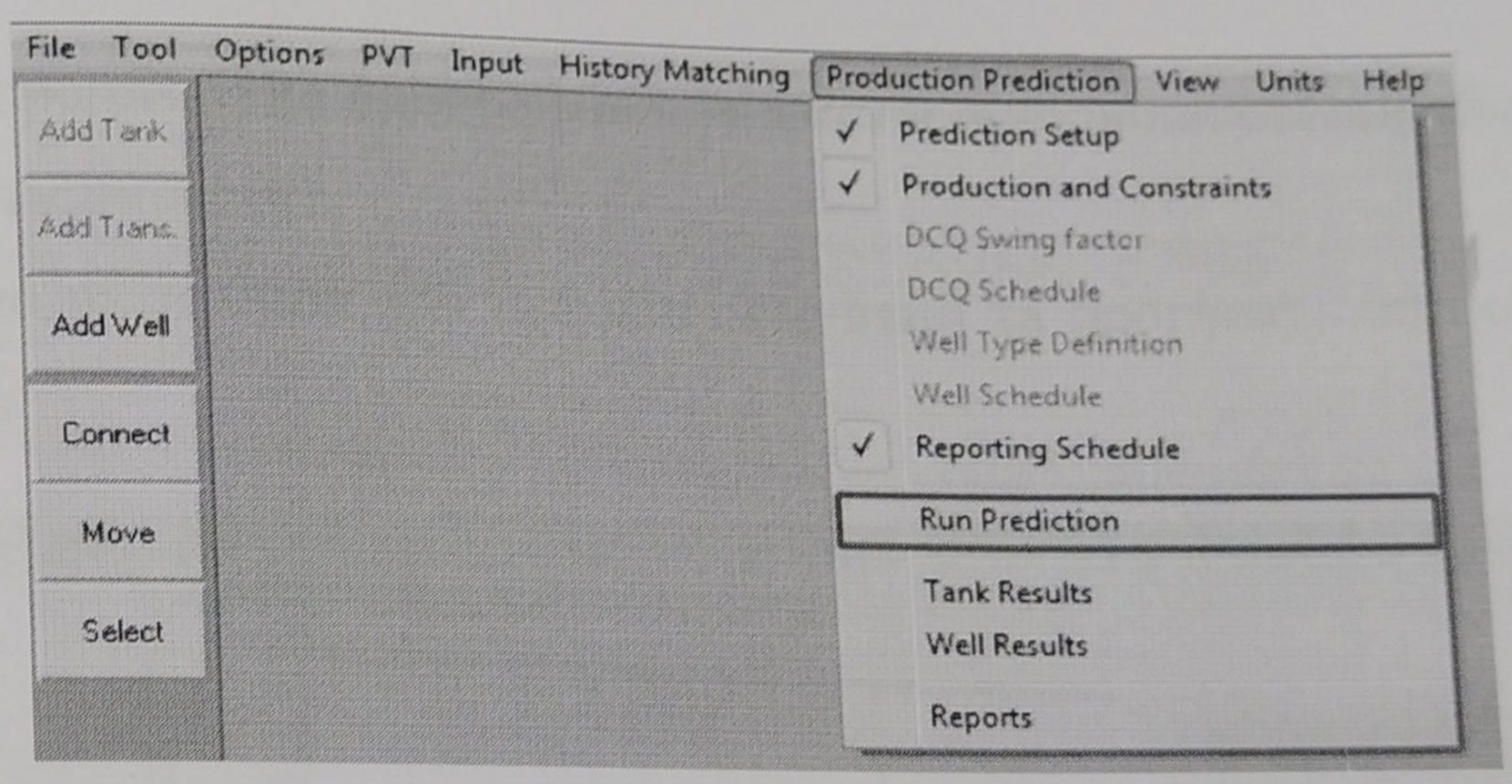



Ця опція скидає поточні дані та копіює дані моделювання, щоб дозволити перевірку даних фракційного потоку.

Потім історію буде скопійовано:




Крок 5. Виконання прогнозу:




На наступному екрані кнопка «Calc» запустить прогноз:

Там, видно узгодженість між даними та прогнозом, це свідчить про те, що модель готова до прогнозів.

## 3.3 Висновки до розділу

MBAL відомий в галузі як найсучасніший інструмент для моделювання матеріального балансу та узгодження даних. Для зіставлення, перехресної перевірки та перевірки якості моделі з минулими виробничими даними можна використовувати декілька методів зіставлення з історією.

Програма матеріального балансу використовує концептуальну модель для прогнозування поведінки покладу на основі впливу видобутку флюїдів та нагнітання газу у воду.

Рівняння матеріального балансу є нульвимірним, тобто воно базується на моделі резервуара і не враховує геометрію покладу, дренажних зон, розташування та орієнтацію свердловин тощо.

Підхід матеріального балансу може бути дуже корисним інструментом для виконання багатьох завдань:

- Кількісна оцінка різних параметрів покладу, таких як наявність вуглеводнів, розмір газової шапки тощо.

Визначити наявність, тип і розмір водоносного горизонту, кут залягання тощо.

- Прогнозування пластового тиску для заданого графіку видобутку та нагнітання.

- Прогнозування продуктивності пласта і протитиску в колекторі для заданого графіка видобутку.

- Прогнозування продуктивності пласта і дебіту свердловини для заданого графіка тиску в колекторі.

MBAL дозволяє моделювати будь-які типи пластових флюїдів: нафта, сухий і рідкий газ, ретроградний конденсат.

На рисунку 4.10 зображена графічна залежність прогнозованих показників розробки Східно-Полтавського газового родовища.

Як бачимо, розробляти родовище на цьому режимі буде доцільно до кінця 2027 року. Пластовий тиск газу буде знижуватися з часом. Це пояснюється тим, що при видобутку газу тиск у пласті знижується. Однак, зниження тиску відбувається нерівномірно. На початку розробки родовища зниження тиску відбувається швидко, а потім темпи зниження тиску сповільнюються. Річний видобуток газу почне зростати до березня 2024 року, адже проектується метод інтенсифікації. Потім він повільно почне спадати. Це пояснюється тим, що запаси газу в родовищі обмежені.

Мною був використаний аналітичний метод для оцінки отриманих результатів. Він використовує механізм нелінійної регресії. Цей метод заснований на побудові графіку проти вихідних даних.

З графіка також видно, що загальний накопичений видобуток газу з родовища досягає свого максимуму, а потім починає знижуватися. Це пояснюється тим, що запаси газу в родовищі обмежені.

Аналітичний метод використовує механізм нелінійної регресії, щоб допомогти в оцінці параметрів невідомого резервуара та водоносного горизонту. Цей метод заснований на графіку, тобто відповідь моделі будується на графіку проти історичних даних.

На рисунку 4.11 зображена крива та точки даних історії. Розрахований кумулятивний видобуток з використанням параметрів колектора та водоносного горизонту останньої регресії (суцільна лінія). Якщо в резервуарі є водоносний шар, то також відображатиметься друга крива. В нашому випадку ми маємо лише видобуток флюїду (газ). Отже, можемо сказати, що продукція родовища не обводнена.

## 4.2 Дизайн проектування розробки Східно-Полтавського родовища за допомогою метода Монте Карло

Метод Монте Карло - це метод чисельного моделювання, який використовується для оцінки складних математичних функцій. Метод заснований на генерації випадкових чисел і використанні цих чисел для оцінки функції.

Для оцінки наявних вуглеводнів використовується метод Монте-Карло.

Кожен з параметрів, що беруть участь у підрахунку запасів параметрів, що беруть участь у підрахунку запасів: властивості PVT і об'єм пор - представлені статистичними розподілами.

Залежно від обраної користувачем кількості випадків , програма генерує серію значень з однаковою ймовірністю для кожного з параметрів, що використовуються при підрахунку запасів вуглеводнів у пласті. Потім значення для кожного параметра перемножуються, створюючи розподіл значень для наявних вуглеводнів. Результати представлені у вигляді гістограми.

Ймовірність $S_{wc}$ і пористість пов'язані між собою, щоб відобразити фізичну реальність. Якщо пористість знаходиться в нижній частині діапазону ймовірності, то значення $S_{wc}$ буде зважено так, щоб воно з більшою ймовірністю знаходилось в нижній частині діапазону. Аналогічно, якщо пористість знаходиться біля верхньої межі діапазону, то $S_{wc}$ буде зважена так, щоб бути біля верхньої межі діапазону. Той самий метод використовується для зв'язку між GOR і густиною газу.

Після вибору методу Монте-Карло в якості інструменту аналізу в меню "Інструменти", переходимо до меню "Tool", щоб визначити основний флюїд пласта.

Він показав, що реальний запас газу буде нижче очікуваного значення яке рівне 0,5, ніж вище. Це може бути пов'язано з такими факторами, як:

- Неповне вивчення родовища.
- Неточності в розрахунках.
- Ефекти, які не були враховані в моделі.

Відносна частота газу показує, що більша частина даних (68%) знаходиться в межах одного стандартного відхилення від очікуваного значення.

В результаті моделювання цими методами ми отримали майже однакові результати по залишку та вилученні газу із Східно-Полтавського газового родовища.

Для продовження видобутку газу з родовища необхідно розробити проект збільшення видобутку газу за рахунок застосування технологій підвищення видобутку газу.

# ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У магістерській роботі описано геолого-промислова характеристика Східно-Полтавського родовища, яке розташовано в Полтавському районі Полтавської області України та було відкрито у 1974 році. Аналіз виконаних на даний час робіт свідчить, що Східно-Полтавське родовище характеризується високим ступенем розвіданості.

На основі проведеного аналізу розробки свердловин Східно-Полтавського родовища оцінені дреновані запаси газу за промисловими даними по свердловинах та покладах в цілому. Проектним документом дреновані запаси оцінювались на рівні 8234 млн $м^3$.

Аналізуючи результати вимірів пластових тисків по видобувному фонду горизонтів К-11, К-12, М-1, можна зробити висновок, що розробка відбувається в умовах газового режиму.

Під час ознайомлення з різними програмними продуктами було вирішено провести подальшу розробку Східно-Полтавського родовища за допомогою PETROLEUM EXPERTS SOFTWARE (MBAL). Програма використовується для проектування розробки родовищ, зокрема для вибору оптимальної схеми розвідки та розробки, визначення оптимальних технологій видобування та розрахунку прогнозних обсягів видобутку.

За даними, що були отримані внаслідок проведення досліджень можна зробити певні висновки.

За результатами розрахунку матеріального балансу Східно-Полтавського газового родовища і встановлено, що родовище знаходиться на стадії виснаження. Запаси газу в родовищі обмежені і після 2027 року їх буде недостатньо для економічно вигідного видобутку.

Розробляти родовище на цьому режимі буде доцільно до кінця 2027 року. Пластовий тиск газу буде знижуватися з часом. Це пояснюється тим, що при видобутку газу тиск у пласті знижується. Однак, зниження тиску відбувається нерівномірно. На початку розробки родовища зниження тиску відбувається швидко, а потім темпи зниження тиску сповільнюються. Річний видобуток газу

почне зростати до березня 2024 року, адже проектується метод інтенсифікації. Потім він повільно почне спадати. Це пояснюється тим, що запаси газу в родовищі обмежені.

Для того, щоб продовжити видобуток газу після 2028 року, необхідно буде застосовувати технології підвищення видобутку газу.

Подальшу розробку Східно-Полтавського родовища проектуємо проводити на газовому режимі, з контролюванням PVT параметрів та застосуванням штуцерування, що дозволить підвищити видобуток до середини 2024 року.

Для продовження видобутку газу з родовища необхідно розробити проект збільшення видобутку газу за рахунок застосування технологій підвищення видобутку газу.

# СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ


1. Нові підходи щодо застосування програмного забезпечення для підготовки фахівців спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є. Коровяка, В. Білецький, В. Расцвєтаєв, Т. Калюжна, В. Яворська // Матеріали Форуму гірників-2021. Дніпро. 04 – 05 листопада 2021 р.
2. Petroleum Experts (Petex) develop the Integrated Production Modelling software (IPM). URL: :https://www.petex.com/products/ipm-suite/
3. Petroleum engineering and structural geology software. URL: https://www.petroleumexperts.com/
4. INTEGRATED PRODUCTION MODELLING. URL: https://www.petex.com/products/ipm-suite/mbal/
5. Білецький, В.С. Моделювання у нафтогазовій інженерії. Львів: «Новий Світ – 2000», Харків: НТУ «ХПІ», 2021. — 306 с.
6. Petrel 20 Years Book. Houston, 2018. – 500 с.
7. Harmony Enterprise 2023.2 Help – PDF S&P Global Headquarters New York, USA
8. Диняк О. В. Навчальний посібник з навчальної дисципліни «Інженерно-геологічне моделювання» /О.В Диняк – Інтернет-ресурс Київського нац. ун-ту ім. Т. Шевченка. – geol.univ.kiev.ua – 149 с.
9. Технологія розробки нафтових родовищ. [Текст]: навч. посіб. для студ спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик; ХНУМГ ім.О.М.Бекетова; НТУ «ХПІ». – Полтава: ТОВ “Фірма “Техсервіс”, 2020. – 243 с.
10. Конспект лекцій «Комп'ютерні технології в бурінні» доц. Пащенко О.А. Дніпро НТУ «ДП» 2021. – 133 ст.
11. Manual GAP 2020. – 1415 с.
12. Manual PROSPER 2020. – 2349 с.
13. Manual MBAL 2019. – 991 с.
14. Manual REVEAL 2019. – 1033 с.
15. Manual PVTP 2019. –. 758 с.

16. Manual OpenServer 2020 – 570 с.
17. Manual Visual Workflows 2020. – 1388 с.
18. Manual Flow Assurance 2019. – 290 с.
19. Проєкт розроблення Східно-Полтавського газоконденсатного родовища / УкрНДІгаз. І.Борисовець, Ю.Старостін, Т. Баранова та ін. - Звіт 51.337/95-96. - Х., 1996. - 135 с.
20. Уточнений проект розробки Східно-Полтавського газоконденсатного родовища / УкрНДІгаз. В.Щербина, В. Купчик, - Звіт 30.654/2008-2008 - Х., 2008 - Х., 2008. 300 с.
21. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996.
22. Корективи технологічних показників розробки Східно-Полтавського ГКР з ДКУ на УКПГ/ КАРПАТИГАЗ. Фик І. М., Куль А. Й. – Х., 2013. - 254 с.
23. Матківський С.В., Ковальчук С.О., Бурачок О.В., Кондрат О.Р., Хайдарова Л.І. Дослідження впливу незначного прояву водонапірної системи на достовірність матеріального балансу. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2020. №.2(75). С. 43-51.
24. Єгер Д. О. Підвищення вуглеводневилучення із покладів упорядкованою дією на привибійну зону пласта : дис. … докт. техн. наук : 05.15.06 / Єгер Дмитро Олександрович. — Івано-Франківськ, 2003. — 350 с. — Бібліогр. : с. 323—350.
25. Рудько, Г.І., В.Г., Грипль, & В.І. Логвинюков (2016). Правовий стан і напрями вдосконалення державної експертизи й оцінки запасів корисних копалин. Мінеральні ресурси України, (1), 3–7.
26. Світлицький В.М., Бугай В.Ю. Видобування нафти і газу. Посібник для ВУЗів. – К.: Спд «Бутко М.В.», 2009. – 840 с.
27. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
28. Major, R. P., D. G. Bebout, and P. M. Harris, 1996, Facies heterogeneity in a modern ooid sand shoal—An analog for hydrocarbon reservoirs: Bureau of Economic Geology, Geological Circular 96-1, University of Texas at Austin, 30 p.

29. Marques J. B., Trevisan O. V., and Suslick S. B., 2007. Classic Models of Calculation of Influx: A Comparative Study. SPE 107265 was presented at the 2007 Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Argentina, Buenos Aires, April 15-18.

30. Onyeizu C., Collins J., and Eric T., 2010. Utilizing an Automated Approach To Reservoir History Matching and Property Selection in Material Balance Modeling. SPE 136976 was presented at the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition. Nigeria, Calabar, 31 July-7 August.

31. Chavent g, Dupuy m, Lemmonier p. History matching by use of optimal theory. Society of Petroleum Engineers Journal, 1975, 15(1): 74–86.

32. Idogun, Iroro , Jeboda, Olatunji , Charles, Dawari , and Happiness Ufomadu. "Material Balance Modeling and Performance Prediction of a Multi-Tank Reservoir." Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2015.

33. Nwaokorie, Chukwuemeka , and Ikwan Ukauku. "Well Predictive Material Balance Evaluation: A Quick Tool for Reservoir Performance Analysis." Paper presented at the Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Lagos, Nigeria, August 2012.

34. Ahmed T. (2000) Reservoir engineering handbook, Houston (TX), Gulf.

35. Frank Jahn et al, Hydrocarbon Exploration and Production Handbook,Linacre House, Jordan Hill, Oxford OX2 8DP, UK, 2006, 2 ed Edition.

36. Mohammed et al., (2017): Reservoir Performance Prediction Using Mbal Software: A Case Study., University of Missan College of Engineering Petroleum Engineering Department.

37. Ezekwe, N., (2011). Petroleum Reservoir Engineering Practice, Boston: Prentice – Hall Inc.

38. Ghahri, P., Berthereau, G., Milner, S., Orta, M. E., Sikandar, A. S., et al. (2013) Estimated fluid contact using material balance technique and volumetric calculatio improves reservoir management plan. In SPE Offshore Europe Oil and Gas Conferenc and Exhibition. Society of Petroleum Engineers

39. Dake, L. P., 2001, The Practice of Reservoir Engineering (Revised Edition), Elsevier, Amsterdam, Netherlands, pp. 73-134.

40. Frank, S. H. and Philip, S. K., 2000, "Material-Balance Method for Production Rejuvenation With Horizontal Wells," SPE/CIM International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, November 6-8, pp. 1-12.

41. IPM, 2010, MBAL ver 10.5 User Manual, Edinburgh, Scotland, pp. 386-395.

42. Petrel subsurface software. URL: https://www.software.slb.com/products/petrel

43. Albrecher, H., Hartinger, J. & Tichy, R. (2008), 'QMC techniques for CAT bond pric-ing', Monte Carlo Methods and Applications 10, 197–211.

44. Binder, K. (1988), Monte Carlo Simulations in Statistical Physics: An Introduction,Springer

45. Doucet, A., Godsill, S., and Andrieu, C. (2000).On sequential Monte Carlo sampling methods for Bayesian filtering. Statistics and Computing, 10(3):197-208.

46. Doucet, A., Godsill, S., and Robert, C. (2002). Marginal maximum a posteriori estimation using Markov chain Monte Carlo. Statistics and Computing, 12:77-84.

47. Cappé, O., Guillin, A., Marin, J., and Robert, C. (2004). Population Monte Carlo. J. Comput. Graph. Statist. (to appear).

48. Carlin, B. and Chib, S. (1995). Bayesian model choice through Markov chain Monte Carlo. J. Roy. Statist. Soc. (Ser. B), 57(3):473-484.

49. Abbasi A., Hewitt G.F. (2009). Material Balances: Theory, Applications, and Industrial Case Studies.

50. Smith J., Van Ness H. (2015). Material Balances: Theory and Practice for the Process Industries.