

24,68 м (за проектом ЦКБН ГП 821.00.00.000) на площі поперечного перерізу масообмінної зони 30 м² досягається продуктивність апарата 35 млн. м³/добу за тиску 5÷5,2 МПа.

Викладене, з урахуванням досвіду фірми "Sulzer" з реконструкції горизонтальних абсорберів на підприємствах управліннь магістральних газопроводів "Прикарпаттрансгаз", "Львівтрансгаз" шляхом оснащення цих апаратів насадкою плівкового типу висотою один метр, свідчить про перспективність впровадження дослідженої трубчастої насадки на стадії абсорбційного осушення природного газу гліколями.

Література

1. Козак Ф.В. Методика вибору насадки для абсорберів осушення газу. – Нафтова і газова промисловість. – 1992. – №2. – С. 47.
2. Кузнецов А.А., Судаков Е.Н. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: Справочное пособие. – М.: Химия, 1983. – 224 с.
3. Кафаров В.В. Основы массопередачи – Изд. 3-е перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1979. – 439 с.
4. Галанин И.А., Бородин И.И. Влияние различных факторов на показатели установки осушки газа // Подготовка и переработка газа и газового конденсата. – М.: ВНИИГазпром, 1978. – №6. – С.1-17.
5. Пат. України 30278 А, МКИ 6 F 28D ¼. Трубчастий тепломасообмінний елемент / Ф.В. Козак, Я.М. Дем'янчук – №98020798. Заявл. 17.02.1998; Опубл. 15.11.2000, Бюл. №6-П.
6. Козак Ф.В., Шутка Л.М. Про масообмінну ефективність бігвинтової насадки // Нафтова і газова промисловість. – 1993, – №1, – С. 43-46.
7. Рамм В.М. Абсорбция газов. Изд. 2-е переработ. и доп. – М.: Химия, 1976, –656 с.
8. Бородин И.И. Исследование влияния различных факторов на величину потерь диэтиленгликоля при осушке газа. // Подготовка и переработка газа и газового конденсата. Реф. Сборник. – М.: ВНИИГазпром. – 1979, – № 10 – С.10-15.
9. Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. / Пер. с англ. под ред. д-ра техн. наук Гудкова С.Ф. – М.: Недра. 1977, – 349 с.
10. Дем'янчук Я. Дослідження деяких питань гідродинаміки трубчатого тепломасообмінного елемента. // Вісник Державного університету "Львівська політехніка". – 1999, – №2, – С. 122-124.

УДК 622.691.24

ПРОГНОЗУВАННЯ ОСНОВНИХ ПОКАЗНИКІВ ГАЗОВОГО ПОКЛАДУ ЗА ДОПОМОГОЮ КОМП'ЮТЕРНОЇ МОДЕЛІ

© С.О. Березова², Р.Л. Вечерік¹, Н.Л. Толстова², Н.І. Камалов³, І.І.Шваченко²

1) ДК "Укртрансгаз"; 9/1, Кловський узвіз, м. Київ, 01021. E-mail: Rvecheric.utg@naftogaz.net

2) НДПІАСУтрансгаз; 16, вул. Маршала Конєва, м. Харків, 61004. E-mail: public.nipi@naftogaz.net

3) УМГ "Харківтрансгаз"; 20а, вул. Культури, м. Харків, 61001. E-mail: geolog2002@khtg.com.ua

Стаття посвящена описанию возможностей программного комплекса "Прогноз", разработанного в НИПИАСУтрансгаз. Программный комплекс является составной частью компьютерной геолого-математической модели газовой залежи и предназначен для исследования динамики основных показателей разработки газовой залежи, в первую очередь объема природного газа в залежи и распределения пластового давления по площади газоносности при предположении проявления газового режима.

The article is devoted to the description of the application "Prediction" developed by NIPIASUTransgaz. The application is the part of a computer geological and mathematical model of a gas deposit. It is designed to research the dynamics of the main indices of gas deposit operation, primarily of the natural gas volume in the gas deposit and distribution of gas pressure over a gas content area at gas conditions.

Дослідження основних показників газового покладу є однією з пріоритетних задач сучасної теорії розробки газових родовищ (експлуатації природних сховищ газу). Означені показники можна умовно поділити на дві основні групи: локальні та інтегровані (або глобальні).

Серед інтегрованих показників виділяють найважливіші такі, як загальний обсяг природного газу у родовищі, геометрія родовища (ПСГ).

До локальних показників, що викликають найбільший інтерес та мають велику науково-практичну цінність, відносяться такі: значення величини пластового тиску природного газу у всіх точках родовища (ПСГ), значення рівня та швидкості просування газоводяного контакту по площі газового покладу, значення фізико-хімічних властивостей газу та води, колекторські властивості пласту.

Дослідження таких показників, як геометрія покладу, фізико-хімічні властивості газу та води, колекторські властивості пласту передбачає їх визначення на теперішній момент часу за допомогою геолого-геодезичних, геофізичних методів та математичного комп'ютерного моделювання. Ці показники звичайно вважаються сталими в межах часу, в якому доцільно проводити їх вивчення.

Дослідження ж таких показників, як обсяг природного газу в родовищі, пластовий тиск, глибина знаходження газоводяного контакту передбачає не тільки встановлення їх значень на теперішній момент часу. Найбільше значення має екстраполяція та прогнозування значень цих показників у майбутньому, та, в окремих випадках, у минулому.

Вихідними даними для розв'язання задачі екстраполяції основних показників газового покладу є результати геофізичних досліджень свердловин та експлуатаційні дані покладу за деякий попередній період часу.

Головною метою досліджень значень обсягу природного газу в родовищі, зміни пластового тиску та просування газоводяного контакту по площі газового покладу є прогнозування значень технологічних і економічних показників видобування (зберігання) газу та оцінка ефективності технологічних рішень стосовно родовища газу (підземного сховища газу). Саме тому дослідження локальних та інтегрованих показників має велике народногосподарське значення та є дуже важливою та актуальною задачею сучасної теорії розробки газових родовищ. До того ж ця задача має велику наукову цінність, її розв'язання є дуже складною і водночас цікавою проблемою.

Розв'язання задачі прогнозування основних показників газового покладу здійснюється шляхом створення геолого-математичної моделі газового покладу, що базується на результатах геофізичних досліджень свердловин і гіпотезах щодо конфігурації та геологічної будови покладу. Модель дозволяє вивчати змінювання пластового тиску та динаміку просування газоводяного контакту в залежності від розташування та технологічних режимів свердловин.

За допомогою геолого-математичної моделі досліджується поведінка та властивості функції пластового тиску, яка є розв'язком системи диференціальних рівнянь, що описують процеси неусталеної фільтрації газу та витиснення газу водою. Диференціальні рівняння разом з початковими та крайовими умовами складають крайову задачу фільтрації.

Основні результати щодо створення вітчизняної геолого-математичної моделі газового покладу були отримані у 70-80-х роках минулого сторіччя, найбільш повний їх опис наведено в [1]. Уже в той час було зрозуміло, що аналітичне розв'язання наведеної крайової задачі фільтрації для реального покладу є неможливим через відсутність вичерпних даних про фізико-хімічні властивості газу і води, колекторські властивості пласту, а також через складність геометрії покладу. Тому точний аналітичний розв'язок замінюється наближенням, який можна отримати шляхом розв'язання крайової задачі скінченно-різницевою методом.

Описаний в [1] скінченно-різницевою метод розв'язання крайової задачі фільтрації у газовому покладі допускає дві схеми комп'ютерної реалізації: явну та неявну схеми.

Явна схема є значно простішою у реалізації, але вона має невисокий ступінь стійкості, що ускладнює її застосування при довгостроковому прогнозуванні. На відміну від явної схеми, неявна має значно більший ступінь стійкості, але її використання та отримання на її основі екстрапольованих значень основних показників газового покладу вимагають дуже великих затрат часу, навіть при використанні сучасної потужної обчислювальної техніки.

Саме тому отримані у 80-х роках минулого сторіччя теоретичні результати практично не були перевірені на реальних даних конкретних газових родовищ (ПСГ) і не привели до створення діючого програмного комплексу. Результати щодо створення окремих комп'ютерних моделей газового покладу були отримані лише в наш час у країнах далекого та ближнього зарубіжжя.

Так, у [2] описано алгоритм створення банку даних та деякі компоненти геолого-математичної моделі. Запропоновано метод чисельного вирішення крайової задачі новітнім варіаційним методом. Висунуто гіпотезу щодо необхідності використання теорії нечітких множин для опису показників

покладу та їх прогнозних значень. Наведено приклади результатів використання окремих програмних модулів для оцінювання деяких показників розробки родовища Медвеж'є.

У [3] докладно описані алгоритми чисельного вирішення крайової задачі фільтрації води та газу для двовимірного та тривимірного випадків. Розглянуті явна та неявна чисельні схеми та методи оптимізації їх роботи. Описано різні схеми створення програм моделювання пластових систем.

Російськими вченими були створені комп'ютерні моделі для дослідження конкретних ПСГ та розроблені відповідні програмні пакети: щодо підготовки структур для створення в них підземних сховищ газу [4], для проведення досліджень умов стабілізації підземних сховищ газу [5], для вивчення умов щодо збільшення використання порового об'єму за рахунок диференційованого закачування по розрізу [6].

Саме тому створення універсального програмного комплексу реалізації комп'ютерної геолого-математичної моделі газового покладу, який би дозволяв прогнозувати показники газового покладу, є дуже важливою та актуальною проблемою розвитку газовидобувної галузі нашої країни.

Для розв'язання означеної проблеми в НДПАСУтрансгаз у відділі "Розробки автоматизованих і геоінформаційних систем для об'єктів ПСГ" на основі описаної геолого-математичної моделі в рамках інформаційно-обчислювальної системи аналізу експлуатаційних характеристик нафтогазоконденсатних свердловин і родовищ "Компас" розроблено програмний комплекс "Прогноз" щодо моделювання експлуатації покладу природного газу.

Головною метою цієї статті є опис можливостей програмного комплексу "Прогноз" щодо прогнозування основних показників газового покладу та визначення перспектив подальшого розвитку цього комплексу.

Програмний комплекс "Прогноз" реалізує двовимірну модель газового покладу та призначений для вивчення динаміки основних показників газового покладу серед яких найважливішими є обсяг природного газу в родовищі, конфігурація та темпи просування газоводяного контакту по площі покладу та значення пластових тисків і, зокрема, них тисків в експлуатаційних свердловинах за припущенням проявлення газового режиму.

Програмний комплекс складається з основних модулів "Обсяг", "Родовище", "Тиск", "База" та "Звіт". Загальну схему програмного комплексу "Прогноз" із зазначенням основних модулів та потоків даних наведено на рис. 1.

У модулі "База" організовано інтерфейс щодо введення та редагування вихідних даних комплексу.

Модуль "Звіт" виконує задачі щодо створення звітів за результатами обчислень, виконаних модулями "Обсяг", "Тиск" та "Родовище".

Модуль "Родовище" призначено для визначення геометрії покладу, фізико-хімічних властивостей газу та води, колекторських властивостей пласту на основі даних геофізичних досліджень свердловин і гіпотез щодо конфігурації та геологічної будови покладу. Обчислення означених показників покладу здійснюється за допомогою лінійної, квадратичної та сплайнової інтерполяції. Отримані дані використовуються в модулях "Обсяг" та "Тиск".

Модуль "Обсяг" призначено для визначення сукупного обсягу природного газу в родовищі (ПСГ) на будь-який момент часу за допомогою об'ємного методу [7]. При виконанні розрахунків модуль використовує дані, що обчислені у модулі "Родовище". У майбутньому планується розширення обчислювальних можливостей модуля шляхом реалізації методу "за спаданням тиску".

Модуль "Тиск" призначено для визначення значень пластових тисків за припущенням проявлення газового режиму. Для реалізації скінченно-різницевого методу використовується явна схема, стійкість схеми забезпечується шляхом вибору величини кроку за часом. Приклад карти ізобар газового покладу, яка отримана за результатами розрахунків модуля, наведено на Рисунку 2.

Вихідними даними програмного комплексу є:

- 1) Карта області газонасності та сітка розміщення свердловин по площі газонасності. Для задання контуру області газонасності користувачеві надається декілька способів: введення таблиці координат; позначення на екрані за допомогою маніпулятора "миша"; обведення контуру відсканованої карти. Аналогічно задається сітка розміщення свердловин по площі газонасності. Дані зберігаються у файлах баз даних відкритих форматів.

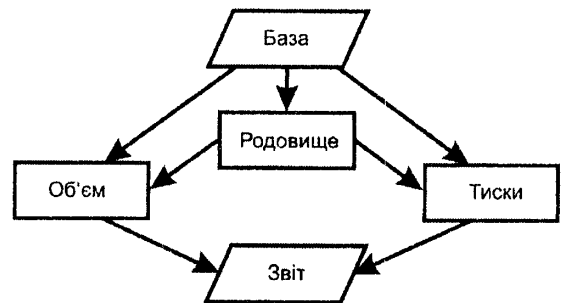


Рисунок 1. Загальна схема програмного комплексу "Прогноз".

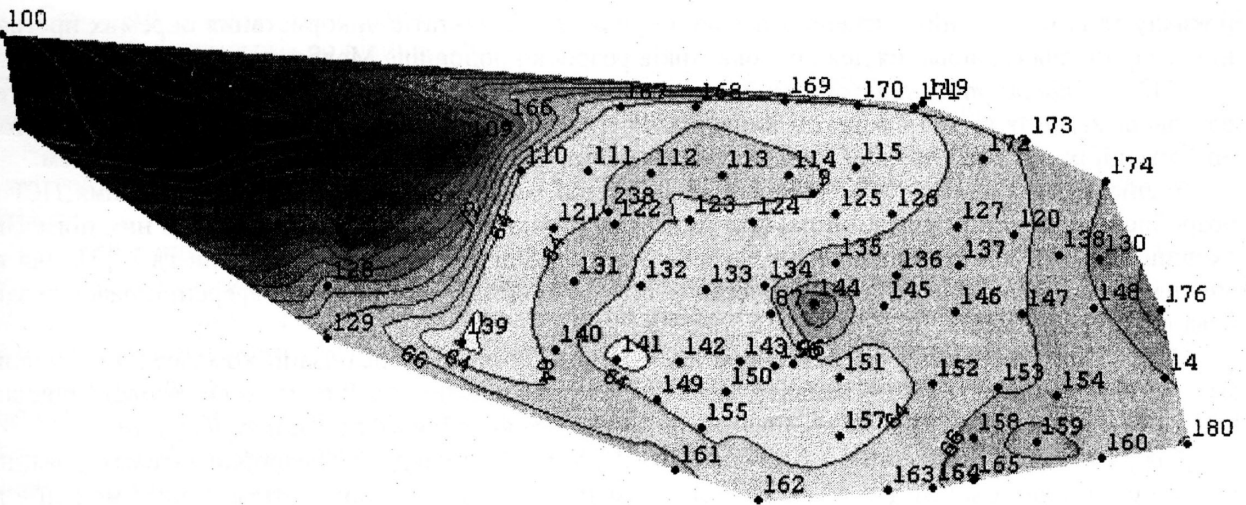


Рисунок 2. Приклад карти ізобар газового покладу.

- 2) Технологічні режими свердловин та час їх введення в експлуатацію. Режими задаються для кожної свердловини окремо або за групами. Технологічний режим покладу, утворений сукупністю заданих технологічних режимів свердловин, може бути занесений до бази даних для подальшого використання.
- 3) Початкові пластові тиски в точках розміщення свердловин. Дані про початкові пластові тиски задаються користувачем або беруться з бази даних.
- 4) Газонасиченість, ефективна міцність та колекторські властивості пласта, а саме пористість та проникність (задаються аналогічно).
- 5) Вид функціональної залежності фізико-хімічних властивостей природного газу, а саме динамічної в'язкості, стисливості.

На основі початкових даних в точках розміщення свердловин у програмному модулі "Родовище" беруться початкові дані (пластові тиски, колекторські властивості пласта та інше) для всіх інших точок області газонасиченості методами інтерполяції.

Обчислені дані передаються в модуль "Тиски", в якому виконується розрахунок прогнозних значень функції пластового тиску на будь-яку задану дату. У процесі виконання обчислень користувач має можливість спостерігати динаміку змінювання пластового тиску на карті ізобар. У будь-який момент обчислення можуть бути припинені для задавання інших технологічних режимів свердловин, а також для зберігання поточних значень або створення звітів. За необхідності користувач має можливість у будь-який момент викликати програмний модуль "Обсяг" для обчислення сукупного обсягу газу в покладі.

За результатами розрахунків створюється звіт, який може за бажанням містити: карту ізобар на задану дату, відомості про технологічні режими свердловин, опис динаміки змінювання пластового тиску щодо кожної свердловини та в цілому щодо покладу у вигляді таблиць та графіків.

При створенні звітів користувач має можливість отримати дані про пластовий тиск, ефективну міцність пласту, проникність, пористість, газонасиченість у чисельному вигляді, або у вигляді карти ізобар, структурної карти, карти проникності, пористості, газонасиченості відповідно. Карті відображаються на екрані та друкуються в одному із стандартних масштабів, обраному користувачем. Користувач має можливість обрати також будь-який довільний масштаб.

Додатково, щодо будь-якої свердловини можна отримати таку графічну інформацію: графік функції вибійного тиску, графік функції відбирання та закачування газу, графік відновлення тиску, графік функції стисливості газу, графік функції в'язкості газу.

Для кожної карти або графіка автоматично складається звіт. Наприклад, звіт щодо карти ізобар містить найбільше, найменше по покладу та середнє по поровому об'єму значення пластового тиску, технологічний режим покладу, кількість та номери задіяних експлуатаційних свердловин, значення вибійного тиску та дебіту для кожної свердловини, дату, масштаб карти. Звіт щодо графіку вибійного тиску свердловини містить найбільше та найменше значення вибійного тиску свердловини, технологічний режим свердловини, початкову та кінцеву дати періоду, що досліджується, номер свердловини.

Крім того, програмний комплекс забезпечує:

- дружній та наочний інтерфейс, дублювання функцій та команд, що дає змогу користувачеві обирати найбільш зручний йому режим роботи;
- використання різних режимів виконання обчислень: "наочний", (процес зміни пластового тиску візуалізовано), "звичайний" та "швидкісний"; в залежності від режиму виконання програми, швидкість її роботи може змінюватися у 5-10 разів;
- зручну роботу з периферійними пристроями, що дозволяє здійснювати введення інформації та створення звітів, автоматичне формування звітної документації;
- розвинену систему довідкової інформації.

Подальший розвиток програмного комплексу "Прогноз" передбачає насамперед створення та дослідження комп'ютерної моделі, в якій реалізована неявна схема скінченно-різницевого методу. Реалізація неявної схеми повинна значно збільшити стійкість розв'язання крайової задачі фільтрації, і тим самим підвищити достовірність отриманих прогнозних значень основних показників газового покладу. Наступним кроком у вдосконаленні комп'ютерної моделі та підвищенні її ефективності є створення та дослідження комплексної геолого-математичної моделі, за допомогою якої можна проводити дослідження як при газовому, так і при водонапірному та пружньоводонапірному режимах.

Крім того, планується суттєво збільшити швидкість виконання обчислень шляхом використання сучасних методів сплайн-інтерполяції та виконати роботи щодо подальшої інтеграції програмного комплексу "Прогноз" в інформаційно-обчислювальну систему аналізу експлуатаційних характеристик нафтогазоконденсатних свердловин і родовищ "Компас".

Література

1. *Закиров С.Н., Васильев В.И., Гутников А.И. и др.* Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. – М.: Недра, 1984. – 295 с.
2. *Никоненко И.С., Васильев Ю.Н.* Газодобывающее предприятие как сложная система. – М.: Недра, 1998. – 352 с.
3. *Азиз Х., Сеттори Э.* Математическое моделирование пластовых систем.– М.: Недра, 1982.– 407 с.
4. *Апостолов А.А., Буховцев Б.М., Пирлиев М.Х., Карабельников О.М.* Состояние и перспективы развития подземных хранилищ газа в системе ООО "Мострансгаз" // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 35-41.
5. *Михайловский А.А., Соловьёв А.Н.* Проблемы и перспективы Щёлковского подземного хранилища газа. // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 155-168.
6. *Хан С.А., Гарайшин А.С.* Изучение условий по увеличению использования порового объёма ловушки Инчукалнского ПХГ. // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003 – С. 175-179.
7. *Кортаев Ю.П., Ширковский А.И.* Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984. – 487 с.