Література

1. Розробити корективи до технологічного проекту циклічної експлуатації Краснопопівського ПСГ : Звіт про НДР (заключний)/ Укрндігаз. – Харків. 2002. – 229 с.
2. *Баранов А.В., Карачинський В.Е.* Использование метода экспериментального изучения движения газового объема в пластовых условиях подземных хранилищ газа // Труды УкрНИИгаза. – М., 1971. – Вып.6. – С. 114-119.
3. *Бузинов С.Н., Григорьев А.В.* Определение запасов газа методом материального баланса // Газовая пром-ность.– 1987. – №1. – С. 34-35.

УДК 622.691.024

АДАПТИВНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ НАГНІТАННЯ ГАЗУ В ПЛАСТ ЗА УМОВ ПРУЖНОВОДОНАПІРНОГО РЕЖИМУ

© ***Р.Я. Шимко***

ДК "Укртрансгаз"; 9/2, Кловський узвіз, м. Київ, 01001.
Тел.(044)4612005, e-mail: utg@ugp.viaduk.net

Построена адаптивная математическая модель пластового подземного хранилища газа, работающего в условиях упруговодонапорного режима, параметром идентификации которой служит суммарный дебит разгрузочных скважин.
Показано, что использование модели при расчетах процесса закачки газа позволит обеспечить более полный охват продуктивного пласта.

The adaptive mathematical model of layer underground gas storage subject to water drive mode is built. A total debit of unloading wells is used as a parameter of authentication of the model.
It is shown, that the use of the model for calculations of gas injection process will allow providing a more complete scope of the productive layer.

При нагнітанні газу в продуктивний горизонт за умов високої рухливості контурних вод режим роботи ПСГ близький до водонапірного. В ідеальному варіанті середня швидкість фільтрації води в кожному з перерізів пласта повинна бути однаковою. Реально має місце певне пружне стискання води, у зв'язку з чим швидкість фільтрації змінюється вздовж просторової координати. Тому швидкості фільтрації води в зоні газоводяного контакту (ГВК) і на контурі в кожен момент часу будуть різними. Це викликає труднощі в математичному моделюванні газогідродинамічних процесів у продуктивному горизонті, пов'язані з невизначеністю граничних умов.

Класичною математичною моделлю гідрогазодинамічних процесів у сховищах газу, створених у водоносних горизонтах, вважається модель І.А. Чарного [2]. Згідно з запропонованою моделлю період відбору чи нагнітання газу розбивається на дві фази, що характеризують нестаціонарну фільтрацію газу в пористому середовищі покладу.

Перша фаза нестаціонарної фільтрації характеризується тим, що збурення, викликане роботою свердловини, розповсюджується від вибою свердловини вздовж радіуса до контура газоносності. Друга фаза нестаціонарної фільтрації характеризується переміщенням ГВК і відповідним збільшенням об'єму газової області. Для кожної з фаз створено відповідні математичні моделі, які стикуються між собою на межі ГВК. Вказується, що для першої фази фільтрації закон розповсюдження збурення вздовж радіуса можна вважати лінійним, а розрахунок основних параметрів процесу можна вести за формулами, справедливими для газового режиму роботи покладу. Для другої фази нестаціонарної фільтрації вказані залежності не справедливі. Математична модель має складну структуру. Ряд припущень, прийнятих при її побудові і реалізації спотворюють реальну картину процесу.

Такий підхід до рішення складної задачі нестаціонарної фільтрації газу в пласті був на той час оправданим і давав задовільні прогнозні результати. Однак, на сьогоднішній день, враховуючи розвиток обчислювальної техніки, математична модель Чарного І.А. не дає результатів, що від неї очікуються. Це, в першу чергу, стосується умовного розбиття неперервного процесу на дві фази, які штучно відокремлені одна від одної. Тому неперервний природний процес не сприймається як єдине ціле, що не дозволяє глобально оцінити загальну фізичну картину.

Виходячи зі сказаного, можна стверджувати, що назріла необхідність створення математичної моделі гідрогазодинамічних процесів у продуктивному горизонті ПСГ у водоносних масивах, яка б об'єднала розрізнені задачі і дозволила глобально оцінити реальну фізичну картину в пласті з метою рішення ряду практично важливих задач.

Метою наведених аналітичних досліджень процесу формування ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму є створення математичної моделі фільтрації води і газу в пористому середовищі пласта, в якій імітується розвантаження води на поверхню на контурі пласта через експлуатаційні свердловини з умовним дебітом Q_B, який вважається адаптивним параметром.

Принципи побудови такої адаптивної математичної моделі та технологічні припущення викладено в [1]. Тут наводиться загальний розв'язок задачі та методика його числової реалізації.

Розв'язок задачі у вигляді розподілу тисків та швидкостей фільтрації в газовій і водній областях як функцій часу і просторової координати виражається залежностями

$$P_г(x,t) = P_0 - \frac{\eta}{k_г}\frac{Q_m}{\rho F}(R-x) + \frac{2}{R\text{-}l}\sum_{n=1}^{\infty}\left[\int_0^{R-l}(P_0 + \frac{\nu_г}{k_г}\left(\frac{Q_m}{F}\right)(R-x)\sin(\lambda_n x)dx\right]\exp(-\lambda_n^2\kappa_г t)\cos(\lambda(R-x)) \quad (1)$$

$$P_B(x,t) = P_0 - \frac{\nu_B}{B}\frac{Q_B}{F}x + \frac{2}{l}\sum_{n=1}^{\infty}\left[\int_0^{l}(P_0 + \frac{\nu_{Bг}}{k_B}\left(\frac{Q_B}{f}\right)x\sin(\lambda_n x)dx\right]\exp(-\lambda_n^2\kappa_И t)\cos(\lambda x) \quad (2)$$

$$W_г(y,t) = \frac{Q_m}{\rho F} - 2\frac{k_г}{\eta}\frac{\partial}{\partial x}\left\{\sum_{n=1}^{\infty}\left[\int_0^{R-l}(P_0 + \frac{\nu_г}{k_г}\left(\frac{Q_m}{F}\right)(R-x)\sin(\lambda_n x)dx\right]\frac{2}{R\text{-}l}\exp(-\lambda_n^2\kappa_г t)\cos(\lambda(R-x))\right\} \quad (3)$$

Одержані розв'язки містять параметр λ_n, який залежить від положення ГВК і отже є функцією часу. Можна показати, що він є коренем алгебраїчного трансцендентного рівняння

$$\cos\lambda_n R(tg\lambda_n R\cdot tg\lambda_n l - 1) = \exp(\kappa_в - \kappa_г) \quad (4)$$

Як бачимо з рівняння, його корені λ_n залежать від положення ГВК на кожен момент часу, отже вони є функціями часу. Тому для реалізації поставленої задачі необхідно побудувати закон руху ГВК.

Розрахунок переміщення ГВК і розподіл тисків у газовій та рідинній області продуктивного горизонту пропонується вести, використавши наступний алгоритм:

1) Використовуючи передісторію експлуатації ПСГ, вибирають пластові тиски на певний момент часу нагнітання газу і, використовуючи рівняння (1), визначають фіктивний дебіт водяної розвантажувальної свердловини Q_B для кожного з моментів часу.
2) У залежності від мети розрахунку визначений фіктивний дебіт розвантажувальної свердловини як адаптивний параметр можна усереднити, або побудувати функцію його зміни в часі.
3) Використовуючи одержані результати, адаптують рівняння (1) і (2) до реальних умов.
4) При заданому початковому положенні ГВК, яке характеризується радіусом $l(t) = l_0$, знаходять корені рівняння (4).
5) Задаються проміжком часу Δt, на кінець якого з рівнянь (1) і (2) визначають розподіл тисків і лінійних швидкостей газу вздовж радіуса.
6) Якщо при цьому швидкість фільтрації газу на відстані l_0 $W(l_0, \Delta t) = 0$ (газодинамічне збурення не дійшло до ГВК), то задаються новим проміжком часу Δt і розрахунок повторюють, починаючи з п.5.
7) Якщо на кінець j-того проміжку часу $W(l_0, j\Delta t) \neq 0$, то визначають відстань, на яку перемістився ГВК за час Δt $\Delta l = W(l_0, j\Delta t)\Delta t$ і нове значення радіуса ГВК $l = l_0 + \Delta l$.
8) Використовуючи рівняння (4), знаходять нове значення параметра λ_n, і будують розподіл тисків та лінійних швидкостей в газовій і рідинній зонах пласта, за яким знаходять нове значення лінійної швидкості газу на границі ГВК. Використавши це значення, повертаються до п.7 і роблять новий часовий крок.
9) Закон переміщення ГВК будують на основі даних про величини Δl на кінець кожного проміжку часу Δt.

Таким чином, одержані математичні моделі гідрогазодинамічних процесів у продуктивному горизонті ПСГ для умов пружноводонапірного режиму нагнітання газу і запропонований алгоритм їх реалізації дозволяють відтворити реальну картину технологічного процесу створення сховища у виснажених газових родовищах.

Для адаптації моделі необхідно використати інформацію про передісторію експлуатації сховища. Нехай за минулий рік експлуатації ПСГ відомий розподіл тисків по радіусу газоносної області на момент часу τ від початку нагнітання. Іншими словами відомі значення тисків $P(r_i,\tau) = p_i (i = 1...m)$. Очевидно, що на основі створеної моделі можна розрахувати величини цих тисків при довільному значенні дебіту розвантажувальної укрупненої свердловини Q_B. Одержимо деякий масив прогнозних значень тисків в ідентичних точках пласта на аналогічний момент часу $P_m(r_i,\tau)$. Очевидно також, що прогнозні і фактичні дані співпадатимуть з певною похибкою тільки для деякого значення дебіту укрупненої свердловини Q_B. Пропонується відшукати його величину на основі методу найменших квадратів.

Сума квадратів розбіжностей між фактичними і прогнозними значеннями тисків

$$S = \sum_{i=1}^{m} (P_m(r_i,\tau) - p_i)^2 . \tag{5}$$

Використовуючи аналітичні залежності для тиску в газовій області, одержимо

$$S = \sum_{i=1}^{m} \left(P_0 - p_i - \frac{\nu_B}{B}\frac{Q_B}{F} r_i + \frac{2}{l}\sum_{n=1}^{\infty}\left[\int_0^l (P_0 + \frac{\nu_{B2}}{k_B}\left(\frac{Q_B}{f}\right) x\sin(\lambda_n x)dx\right]\exp(-\lambda_n^2 \kappa_И \tau)\cos(\lambda r_i) - \frac{\nu_B}{\kappa_B}\frac{Q_B}{F} x + \right.$$
$$\left. + \frac{2}{l}\sum_{n=1}^{\infty}\left[\int_0^l (P_0 + \frac{\nu_{B2}}{k_B}\left(\frac{Q_B}{f}\right) x\sin(\lambda_n x)dx\right]\exp(-\lambda_n^2 \kappa_И \tau)\cos(\lambda r_i)\right)^2 \tag{6}$$

Тоді метод найменших квадратів зводиться до процедури

$$\frac{\partial S}{\partial Q_B} = 0 . \tag{7}$$

Після диференціювання одержимо

$$2m\frac{\nu_B l}{k_B f}\sum_{i=1}^{m}\left(P_0 - p_i - \frac{\nu_B}{B}\frac{Q_B}{F} r_i + \frac{2}{l}\sum_{n=1}^{\infty}\left[\int_0^l (P_0 + \frac{\nu_{B2}}{k_B}\left(\frac{Q_B}{f}\right) x\sin(\lambda_n x)dx\right]\exp(-\lambda_n^2 \kappa_И \tau)\times\right.$$
$$\left.\times\cos(\lambda r_i) - \frac{\nu_B}{\kappa_B}\frac{Q_B}{F} x + \frac{2}{l}\sum_{n=1}^{\infty}\left[\int_0^l (P_0 + \frac{\nu_{B2}}{k_B}\left(\frac{Q_B}{f}\right) x\sin(\lambda_n x)dx\right]\exp(-\lambda_n^2 \kappa_И \tau)\cos(\lambda r_i)\right) = 0 \tag{8}$$

Одержане рівняння є вихідним для визначення фіктивного дебіту укрупненої розвантажувальної свердловини, тобто сумарної величини перетікань рідини.

Запропонована методика адаптивного моделювання режимів роботи ПСГ в умовах проявлення пружноводонапірності використана при плануванні нагнітання газу в Опарське ПСГ у 2003 році.

З 15 квітня 2003 року проводились спостереження за темпом нагнітання газу. Встановлено, що до 1.07.2003 р. накопичено 940,7 млн. м^3 газу і при цьому пластовий тиск підвищився з 3,67 до 7,5 МПа і з цього моменту розпочався процес компресорного нагнітання газу. На 20.08.2003 р. накопичено ще 767,3 млн. м^3 газу і пластовий тиск зріс до 9,2 МПа. Витрата паливного газу досягла 412 тис. м^3.

У результаті застосування запропонованої методики у промислових умовах побудовано карту ізобар для існуючого темпу нагнітання газу (рис. 1) і встановлено, що високий темп нагнітання в початковий період зумовив велику репресію тиску в зоні впливу свердловин, що викликало високі значення тисків на гирлі свердловин і зменшило охоплення пласта. Зниження темпу нагнітання газу в початковий період дозволить збільшити охоплення пласта і призведе до зниження пластових тисків при заданих об'ємах нагнітання. Реалізація адаптивної математичної моделі для заданих умов дозволила вибрати режим нагнітання газу, при якому внаслідок більш повного охоплення пласта період безкомпресорного нагнітання збільшується на 8 діб і за рахунок зменшення тисків на гирлі свердловини досягається економія потужності ГПА, що призведе до економії паливного газу.

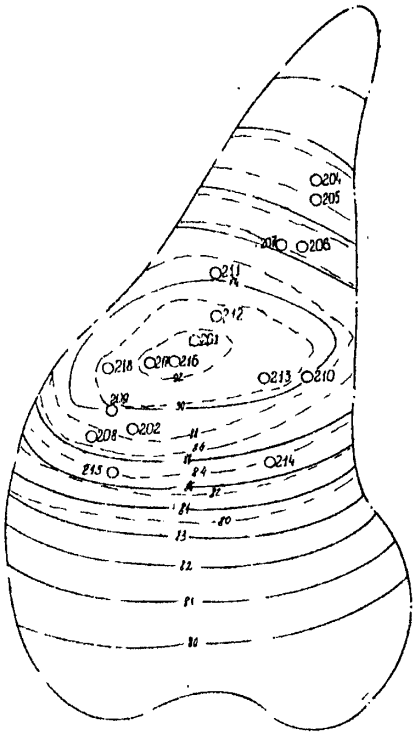

Рисунок 1 – Карти ізобар Опарського ПСГ

Література

1. *Шимко Р.Я., Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Грудз Я.В.* Адаптивна модель процесу закачки газу в ПСГ // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – №2. – С. 74-75.
2. *Чарный И.А., Астрахан Д.И., Власов А.М. и др.* Хранение газа в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах – М.: Недра, 1968. – 300 с.

УДК 622.691.24

ОСОБЛИВОСТІ ПРОГНОЗУВАННЯ ГІДРОГАЗОДИНАМІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В ПСГ ЗА УМОВ ПРУЖНОГО РЕЖИМУ НАГНІТАННЯ ГАЗУ

© ***В.Я. Грудз*** [1], ***Р.Я. Шимко*** [2], ***О.Т. Мартинюк*** [1]

1) ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ, 76019. Тел (03422)42157, e-mail:public@ifdtung.if.ua
2) ДК "Укртрансгаз"; 9/2, Кловський узвіз,м. Київ, 01001. Тел.(044)4612005, e-mail: utg@ugp.viaduk.net

Приведены результаты математического моделирования гидрогазодинамических процессов в пористой среде продуктивного горизонта ПХГ. На основе анализа результатов численной реализации модели сделаны выводы о целесообразности и необходимости учета проявлений упруговодонапорности при прогнозировании режимов работы хранилища.

Results of mathematical modeling of hydrodynamic processes in the porous medium of the underground gas storage facility (UGSF) productive stratum are given. On basis of the analysis of results of numerical realization of the model conclusions about expediency and necessities of the manifestations records of elasticwaterpreassure are made during UGSF operating modes prognostication.

Для прогнозування експлуатації ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму необхідно провести дослідження закономірностей протікання гідрогазодинамічних процесів у пористому середовищі, вивчити особливості формування газонасиченого об'єму газосховища, встановити закономірності переміщення газоводяного контакту, оцінити вплив штучного газового покладу на водоносну зону пласта, визначити границі можливого застосування спрощених методик. Названі дослідження можна виконати тільки на основі математичного моделювання гідрогазодинамічних процесів у пла-