

成组气田开发最优规划及决策

葛家理 赵立彦

(西南石油学院)

摘 要

本文在研究系统工程优化理论、决策理论及最优控制理论的基础上,提出一整套解决成组气田开发静态规划、决策方法以及在开发后的动态最优控制方法。并结合中国七个气田成组开发实例进行了研究,获得了有益的结果。

本文对成组气田开发前静态规划及决策理论和方法进行了研究。提出单个气田开发规划技术经济模型。该技术经济模型的特点是把地下开发技术指标概算、地面集输处理工艺与经济指标综合成系统工程问题,统一用“技术经济模型”来研究。在此基础上,又把若干个气田的技术经济模型联系起来,综合成“成组气田开发多目标混合整数规划模型”,并运用非线性混合整数规划方法求解了该模型。应用这个模型可以在成组气田总产量已经决定后进行每个气田的最优配产。本文还提出成组气田开发综合评价方法,用该方法可决策出各种开发方式和影响因素下的最优方案。本文将上述研究成果应用于中国七个气田成组开发,解决了该组气田的最优开发速度及配产规划,最优开发方式及开发顺序决策等问题,获得总体最优规划方案,取得满意的结果。

引 言

早在五十年代,就有人提出气田成组开发问题,但是,由于解决成组气田开发综合问题的手段有限,这方面的研究长期进展甚微。直到七十年代把最优化方法应用于成组气田开发才使这方面的研究有所突破,如:1973年, O'Doll 等首先把经济观点与气田开发联系起来,用动态规划探讨了美国路易斯安娜州海上气田的层间接替问题^[1], Закиров 等用拉格朗日极值法对成组气田配产问题进行了研究^[2] 1974年, Huppler 用非线性规划和动态规划研究了成组气田开发问题^[3]。Paolget 和 Tuer 把物质平衡方程与地下、井筒、压缩机方程综合起来,进一步研究了气田最优开发问题^[4]。Zakirov 和 KolbiKov 提出成组气田最优开发组合模型,并用它探讨了苏联 Medveje 气田的最优开发问题^[5]。Sullivan 提出成组气田最优规划计算模型并用混合整数规划求解,解决了英国北海一个简单成组气田的规划问题^[6]。但是,上述研究工作并不完善,还存在着以下不足:(1)没有完整地把地下开发技术问题、地面集输处理工艺问题与经济指标概算综合成系统工程问题来研究;(2)没有得到统一的成组气田开发静态最优配产规划模型;(3)没有研究成组气田开发综合评价方法;(4)对成组气田开发动态最优控制问题研究不够。本文在上述工作的基础上进行研究:(1)提出单个气田开发经济模型与技术经济模型;(2)提出成组气田开发多目标混合整数规划模型;(3)用非线性混合整数规

划求解了上述规划模型；(4) 提出成组气田开发系统综合评价及决策最优方案的分析方法。
(5) 建立了成组气田开发后的动态控制模型，并用中国 CY 成组气田实例进行了有益探讨。

成组气田开发静态最优规划及决策研究的任务和思路

1. 静态最优规划及决策研究的任务

(1) 决策成组气田的最优开发方式。若成组气田由 m 个气田组成，其中有 m_1 个凝析气田， m_2 个气田，则需决策：a. 哪些气田分层开采？哪些气田合采？b. 哪些凝析气田注气保持压力开采？哪些凝析气田衰竭开采？c. 凝析气田地面集输处理是采用深冷方式还是浅冷方式？等等。考虑这 m 个气田开发方式的不同组合，则成组气田的总开发方式数目为：

$$y = 2^{d-1}(C_{m_1}^0 + C_{m_1}^1 + \dots + C_{m_1}^{m_1}) \times 2^{d-3}(C_{m_2}^0 + \dots + C_{m_2}^{m_2})$$

$$y = 2^{m_1+d-1} \times 2^{m_2+d-3} = 2^{m+2d-4} \quad (1)$$

式中： y 为成组气田总开发方式数目， d 为每个气田的开发方式数。最优规划及决策的任务之一就是从此 y 种开发方式中决策出成组气田的最优开发方式。

(2) 当成组气田的开发方式一定时，确定成组气田的最优开发速度及相应的配产规划结果，然后考虑各种不确定因素，如贴现率、销售价格的变化等，计算该配产方案的一套技术经济指标，如各气田的井数，投资、成本、投资回收期、赢利等，获得完整的规划方案。

综合上述任务，本文研究的根本任务就是要获得使成组气田开发全局最优的总体规划方案。

2. 静态最优规划及决策研究的基本思路

由上可看出：成组气田开发静态最优规划及决策是一个多目标、多因素、多变量的复杂系统工程问题。我们解决这个问题的基本思路如下：

(1) 确定成组气田的总开发方案数目，共有 y 种。

(2) 建立成组气田开发最优配产规划模型。

(3) 由成组气田的 y 种开发方式，得到配产规划模型的 y 组系数，共得 y 个配产方程。

(4) 用非线性混合整数规划求解最优配产规划模型。

(5) 对于每个配产方程，给定成组气田的开发速度，相应地确定了成组气田的总产量，通过求解配产方程得到各气田的最优配产结果。若给定成组气田的 h 个开发速度，则得到 h 个配产结果。由成组气田的 y 种开发方式得到 $h \cdot y$ 个配产结果。

(6) 对于每一个配产结果，分别考虑一些不确定因素，如贴现率；销售价格等对开发经济指标的影响，用附录中的技术经济指标公式，可计算出一套技术经济指标。如各气田的井数投资、成本、赢利等，从而获得成组气田的规划方案。

若成组气田有 P 个不确定因素，每个不确定因素又有 k_i 种可能情况，如贴现率可能为 5% 或 10% 等，则各种不确定因素任意组合共有 $\prod_{i=1}^P k_i$ 种可能情况。所以，对于每一个配产结果

就有 $\prod_{i=1}^P k_i$ 个规划方案，成组气田规划方案的总数：

$$Z = h \cdot y \prod_{i=1}^p k_i \cdot h(2^{m_1+d-1} + 2^{m_2+d-3}) \cdot \prod_{i=1}^p k_i \quad (2)$$

式中: Z 为成组气田的规划方案总数。

(7) 对上述规划方案用综合评价方法进行决策, 从中选择最好的规划方案, 从而决策出成组气田的最优开发方式及总体最优规划方案。

成组气田开发静态最优配产方法研究

1. 成组气田开发静态最优配产规划模型

在成组气田开发最优思想指导下, 综合各气田的技术经济模型(见附录), 以成组气田的产气量和采气成本作为目标函数, 用多目标规划中的费效比概念把多目标问题化为单目标问题^[7], 加上适当的约束条件, 得到成组气田开发静态最优配产规划模型。

$$\begin{aligned} J &= \min \left[\sum_{l=1}^3 I_{1l} + \sum_{l=4}^6 I_{2l} \right] / \sum_{i=1}^M Q_i \\ I_{1l} &= \sum_{i=N_l}^{m_l} \left[P_l \cdot A_l + B_l \cdot Q + \rho_l \cdot C_l \cdot \left(\sum_{j=1}^{R_{kl}} Q_j \right)^{0.6} + D_l \cdot n \right]_i \quad (l=1, 2, 3) \\ I_{2l} &= \sum_{i=N_l}^{M_l} [A_l + B_l \cdot Q + C_l \cdot Q^{0.6} + D_l \cdot n]_i \quad (l=4, 5, 6) \\ n_i &= [E_1 Q / (E_2 (P_s^2 - P_w^2) - E_3 Q)]_i \quad (i=1, 2, \dots, M) \\ \rho_{li} &= [Q / \sum_{j=1}^{R_{kl}} Q_j]_i \quad (i=1, 2, \dots, M, \quad l=1, 2, 3) \\ Q_s &\leq \sum_{i=1}^M Q_i \leq Q_T \\ 0 &\leq Q_i \leq Q_{Pi} \quad (i=1, 2, \dots, M) \end{aligned} \quad (3)$$

式中: I_{1l} 为 m_l 个凝析气田共 M_l 层, 注气、分层开采, 深冷方式回收轻烃及凝析油的总成本, 此时 $N_l = 1$ 。

I_{12} 为 m_2 个凝析气田共 $M_2 - M_1$ 层, 注气、分层开采, 浅冷方式回收轻烃及凝析油的总成本, 此时 $N_2 = M_1 + 1$ 。

I_{13} 为 m_3 个气田共 $M_3 - M_2$ 层, 衰竭式、分层开采的总成本, 此时 $N_3 = M_2 + 1$ 。

I_{24} 为 m_4 个凝析气田, 注气、合采, 深冷方式回收轻烃及凝析油的总成本, 此时 $m_4 = M - M_3$, $N_4 = M_3 + 1$ 。

I_{25} 为 m_5 个凝析气田, 注气、合采, 浅冷方式回收轻烃及凝析油的总成本, 此时 $m_5 = M - M_4$, $N_5 = M_4 + 1$ 。

I_{26} 为 m_6 个气田衰竭、合采的总成本此时 $M = M_6$, $m_6 = M - M_5$, $N_6 = M_5 + 1$ 。

$\rho_l (l=1, 2, 3)$ 为分层加权因子(见附录)。

n_i 为生产井数(见附录)。

Q_s 和 Q_T 分别为成组气田的总产气量约束, 它们可由成组气田的开发速度确定。

Q_{pi} 为单个气田的极限产气量。

在上述规划模型中,目标函数是多目标、非线性的。井数 n 为一隐含的整数变量。所以模型(3)为一多目标非线性混合整数规划模型。

本文提出的成组气田开发最优规划模型,综合考虑了成组气田地下系统、钻井系统、注气系统、地面集输处理系统及经济系统对整体系统的影响,它所考虑的因素比 Swllivan 模型更全面,更适宜于成组气田开发总体规划和宏观战略决策。

2. 求解方法研究

(1) 求解规划模型的基本思路:

对于一般的混合整数规划问题,整数变量都是独立变量。而上述模型中的整数变量 n 却是非独立变量,由附录中的开发指标概算公式把井数 n_i 与产气量 Q_i 联系起来。因此,直接应用一般的非线性混合整数规划方法^[6]求解会遇到困难,必须对算法作相应的改进,使之适用于这类隐含整数变量的混合整数规划问题。

本文求解上述规划模型的方法如下:

1) 首先把概算公式代入目标函数,求解伴随非线性规划问题。由混合整数规划理论可知该伴随非线性规划的最优值一定是这类非线性混合整数规划最优值的下界。

2) 由概算公式求得 $n_i (i=1, 2, \dots, m)$ 。此时的 n_i 不一定是整数。

3) 用枚举法思想寻求使 n_i 为整数的不同组合。寻求这种组合的基本原则是: a. 优化变量 Q_i 与伴随非线性规划最优解 Q_i^* 具有最小的偏差,即: $\sum_{i=1}^m (Q_{ei} - Q_{ei}^*)^2 \rightarrow \min$; b. 在可行域内寻求,即要求满足约束条件。

4) 在获得 n_i 的不同组合后,分别计算各种组合下这类非线性混合整数规划问题的目标函数值,选择与伴随非线性规划最优值最相近的值作为该问题的最优值,相应的产气量 $Q_i (i=1, 2, \dots, m)$ 就是该问题的最优解。

(2) 用可容变差方法求解非线性规划

考察式(3),目标函数在 $Q_{ei}=0$ 和 $Q_{ei}=Q_{pi} (i=1, 2, \dots, m)$ 处不存在。并且它是线性函数、指数函数、双曲函数的组合形式,用解析优化方法求解伴随非线性规划问题几乎不可能。因此,本文选择可容变差直接优化方法求解^[6]。只要选择好合适的初值和初始尺寸,在大多数情况下都能获得满意的结果。

成组气田开发系统综合评价方法

进行成组气田开发规划方案综合评价的目的就是要从 $h \cdot y \cdot \prod_{i=1}^D K_i$ 个规划方案中决策出

成组气田的最优开发速度和开发方式,获得总体最优规划方案。

本文在进行规划方案的综合评价时,是综合成组气田的开发效果、费用和时间这三个因素来考虑的,以总产气量、轻烃及凝析油产量、总投资、总成本、总赢利、开发年限、单位成本、投资回收期、投资收益率等技术经济指标作为系统指标进行综合评价。在此,本文用关联矩阵法进行综合评价,这种综合评价方法的基本思路如下:

(1) 把需要评价的系统指标标准化。设 C_{ij} 为第 i 个规划方案的第 j 个指标,令 $C_{ij}^* = \max$

$\{C_{ij} | i = 1, 2, \dots, Z\}, (j = 1, 2, \dots, 9)$, 则标准化后的系统指标为: $a_{ij} = |C_{ij} - C_j^*|$, $(i = 1, 2, \dots, Z, j = 1, 2, \dots, 9)$ 。

(2) 形成系统综合评价矩阵。 $A = (a_{ij})_{Z \times 9}$

(3) 根据经验或统计规律选择各系统指标的权衡因子, 形成权衡分析向量。

$$\vec{\rho} = (\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_9)^T$$

(4) 计算系统综合评价指标 W_i ($i = 1, 2, \dots, Z$)

$$\begin{pmatrix} W_1 \\ W_2 \\ \vdots \\ W_Z \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{19} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{29} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ a_{Z1} & a_{Z2} & \dots & a_{Z9} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \rho_1 \\ \rho_2 \\ \vdots \\ \rho_9 \end{pmatrix} \quad (4)$$

(5) 选择 $W^* = \min\{W_i | i = 1, 2, \dots, Z\}$ 所对应的规划方案为总体最优规划方案, 相应的开发速度和开发方式均是最优的。

应用实例

本文将上述研究成果应用于中国CY成组气田, 初步解决了该成组气田开发最优规划及决策问题, 为其开发提供了决策依据。

1. CY成组气田概况

中国CY成组气田由七个气田组成, 目前探明地质储量300多亿方。在这七个气田中, 除XC气田为干气气田外, 其余均为凝析气田。该成组气田各气田分布如图1所示。天然气地质储量及混合烃类储量如图1所示, 多气田基本原始数据如附表1所示。

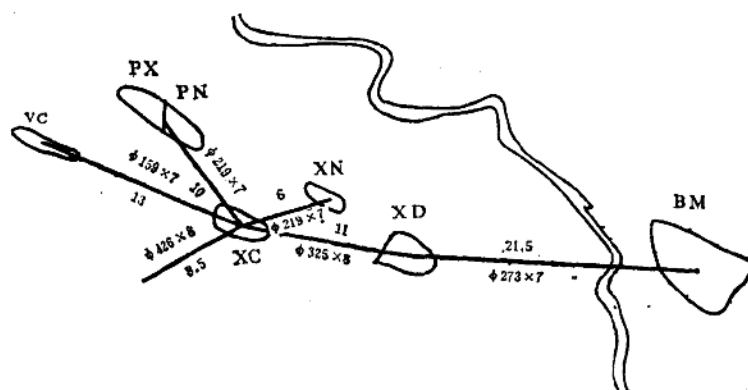


图1 CY成组气田各气田分布图

2. 计算步骤

(1) 确定成组气田的开发方式数目

我们可根据CY成组气田的实际情况来确定开发方式数目。a. 因BM气田断层复杂, VC气田钻井成本高, 且它们凝析油含量偏低, 故不保持压力开采; b. XC、VC、PX气田只有一个产层; c. 若它们不保持压力开采均应采用浅冷回收方式。因此由上述条件得 CY成组气田开

表 1 各气田天然气地质储量及混合烃类储量表

项 目 气 田	气藏类型	天 然 气 储 量, 亿 方	C ₂		C ₃₋₄		C ₅ ⁺		C ₃ -C ₅ ⁺	C ₂ -C ₅ ⁺
			含 量 克/米 ³	储 量 万吨	含 量 克/米 ³	储 量 万吨	含 量 克/米 ³	储 量 万吨	储 量 万吨	储 量 万吨
PN	气顶气藏	21.58	69.51	15.00	77.12	16.64	78.79	17.00	33.64	48.64
PX	气顶气藏	11.34	87.19	9.89	89.95	10.20	87.85	9.96	20.16	30.05
VC	气顶气藏	26.61	48.84	13.00	44.35	11.80	54.61	14.53	26.33	39.33
XN	凝析气藏	18.44	61.86	11.41	48.54	8.95	106.24	19.59	28.54	39.95
XC	干气气藏	110.30	36.28	33.40	10.58	11.67	17.65	18.81	30.48	63.88
BM	凝析气藏	77.83	47.96	37.33	35.93	27.97	51.44	40.04	68.01	105.34
XD	凝析气藏	45.12	61.86	27.91	48.54	21.90	106.24	47.94	69.84	97.75

发方式总数 $y = 24$

(2) 建立各气田的技术经济模型

应用附录建立气田开发规划技术经济模型的方法, 结合各气田的实际情况, 可获得各气田的技术经济模型。各气田技术经济模型参数如表 2、表 3 所示, 模型形如附录中式(12)、式(13)。

表 2 各气田注气开采技术经济模型参数表

参 数 气 田	A ₁	B ₁	C ₁	D ₁
PN	53.68	86.70	235.65	276.65
PX	45.91	77.57	201.54	219.91
XN	81.87	86.98	242.04	349.0
XD	66.15	86.98	242.4	539.97

表 3 各气田衰竭开采技术经济模型参数表

参 数 气 田	A _g	B _g	C _g	D _g
XC	382.5	264.6	387.8	456.3
BM	525.3	264.6	387.8	442.8
VC	221.7	264.6	387.8	524.8
XD	131.5	264.6	387.8	601.3
XN	102.6	264.6	387.8	459.4
PN	109.5	264.6	387.8	344.5
PX	109.6	264.6	387.8	374.0

(3) 建立给定开发方式的配产方程

应用最优配产规划模型式(3), 可得给定开发方式下的一个配产方程。例如, 当 CY 成组气田中所有气田都衰竭开采、多层合采时的配产方程为:

$$\left\{ \begin{array}{l} J = \min \left[\sum_{i=1}^7 (A_g + B_g Q + C_g Q^{0.8} + D_g \cdot n)_i \right] / \sum_{i=1}^7 Q_i \\ n_i = \left[\frac{E_1 Q}{E_2 \cdot (P_0^2 - P_w^2) - E_3 Q} \right]_i \quad (i = 1, 2, \dots, 7) \\ Q_a \leq \sum_{i=1}^7 Q_i \leq Q_r \\ 0 \leq Q_i \leq Q_{Pi} \quad (i = 1, 2, \dots, 7) \end{array} \right.$$

因此由24种开发方式建立24个配产方程。

(4) 求解配产方程并编制软件

应用前述修改的非线性混合整数规划算法求解配产方程。我们编制了求解最优配产规划模型的程序软件并在 UNIVAC1100 计算机上调试成功。该软件由输入、修正的非线性混合整数规划方法、计算各气田一套技术经济指标、输出四部分组成。求解一个具有12个变量的最优配产方程约需CPV时间50~80秒。

(5) 计算各种配产规划方案

对于每一个配产方程，分别给定10个开发速度进行计算，得到10个配产结果。因此共得240个配产结果。对每一个配产结果，我们运用技术经济指标计算公式求出一套技术经济指标。分别考虑贴现率为5%和10%、天然气价格为每方0.05元和0.07元四种可能情况进行计算，然后计算各经济指标的数学期望值，由此得到考虑了不确定因素的规划方案。

(6) 综合评价

应用前述成组气田开发系统综合评价方法可对这240个规划方案进行综合评价。在实际计算中，我们是分两级进行的。首先，我们对每一个配产方程所算出的10个配产结果进行综合评价，找出最优的开发速度及配产结果。然后再把这24个配产方程的最优配产结果综合起来，进行第二次综合评价，从而获得成组气田的总体最优规划方案。

我们分两级进行综合评价的目的在于节省内存，加快运算速度。

(7) 确定各气田开发先后顺序

确定各气田开发先后顺序的原则如下：在不同的开发速度下计算某配产方程，随着开发速度的增加各气田依次投产，从而确定出最优开发顺序。

3. 计算结果

通过对中国 CY 成组气田开发进行最优规划和决策，我们得到该成组气田总体最优规划方案如下：

(1) 衰竭开采XC、BM、VC气田；注气保持压力开采PN、PX、XN、XD气田。

(2) XC、BM、VC、PX采用合采方式开发；PN、XN、XD采用分层开发方式。

(3) 该成组气田总投资424亿元，最终期望赢利现值11.86亿元。在贴现率为10%、天然气价格为每方0.07元时的赢利现值约为10亿元。

(4) 该成组气田日产轻烃及凝析油698.5吨，年产轻烃及凝析油23.05万吨；日外输气量255.6万米³，年外输气量8.43亿米³。

总体最优规划方案的主要技术经济指标如表4所示（贴现率10%，天然气价格每方0.07元）。

表 4 CY 成组气田总体最优规划方案主要技术经济指标

系 统	指 标	开 发 限	气 产 量	轻烃、凝析油产量	总投资	总成本	总赢利	投 资 收 益 率	投 资 回 收 期	采 气 单 位 成 本	轻烃、凝析油单位成本
	单 位	年	万方/日	吨/日	万元	万元	万元	%	年	元/万方	元/吨
整体系统		16	255.6	698.5	42386	92384	99975	235.9	5.03	529.5	173

总体最优规划方案的详细技术经济指标见附表 2。

(5) CY 成组气田各气田最优开发顺序如下:

a. 注气保持压力开采: PN、PX、XD、XN 气田; b. 衰竭开采: XC、BM、VC 气田。

成组气田开发动态最优控制研究

1. 成组气田开发动态最优控制模型研究

上述成组气田开发最优规划和决策, 是在成组气田尚未开发时所进行的静态规划和战略决策。在成组气田投入开发后, 就有必要研究其开发动态, 制定合理的开发方案, 解决动态最优化问题。

本文用系统工程最优控制理论探讨成组气田开发动态控制问题, 把各气田地下渗流、井筒流动与地面管网集输处理系统综合成一个有机联系的整体系统, 建立了两种不同于 Васильев 等人的动态最优控制模型^[10]。用这两种模型可以解决成组气田稳产年限、各气田最优开发顺序及接替, 产气量和压力的动态调节和控制等问题。

(1) 简单最优控制模型

$$\begin{aligned}
 \min J(\vec{Q}(t)) &= \int_{t_0}^{t_f} \sum_{i=1}^m C_{gi}(t) \cdot Q_i(t) dt \\
 &\quad - \frac{\alpha P_{ei}(t)}{dt} \Phi_i(t) \cdot Q_i(t) + \Psi_i(t) \cdot P_{ei}(t) \\
 P_{ei}(t_0) &= P_{ei}^{(0)} \\
 0 \leq Q_i(t) &\leq Q_{ri} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \\
 P_{emi} \leq P_{ei}(t) &\leq P_{ei}^{(0)} \\
 \sum_{i=1}^m Q_i(t) &\geq Q_R
 \end{aligned} \tag{5}$$

式中: $C_g(t)$ 为单位采气成本; $\vec{Q}(t)$ 为 m 维向量; Q_{ri} 为规划极限产气量, P_{emi} 为极限地层边界压力; Q_R 为最优产气量; $\Phi_i(t)$ 、 $\Psi_i(t)$ 分别是与各气田地质储量、含气面积、水侵量、原始地层压力等有关综合参数。

该模型适用于气田数目不多、管网系统比较简单的成组气田开发。

(2) 复杂最优控制模型

$$\min J(\vec{P}_W(t)) = \int_{t_0}^{t_f} \left[\sum_{i=1}^n C_{gi}(t) \cdot A_{gi}(P_{ei}^2(t) - F_{Wi}^2(t)) \right] dt$$

$$\begin{aligned}
\frac{dP_{ei}(t)}{dt} &= \Phi_i(t) A_{gi} \cdot (P_{ei}^2(t) - P_{wi}^2(t)) + \Psi_i \cdot \bar{P}_{ei}(t) \\
P_{ei}(t_0) &= P_{ei}^{(0)} \\
P_{omi} &\leq P_{ei}(t) \leq P_{oi}^{(0)} \\
P_{wmi} &\leq P_{wi}(t) \leq P_{oi}(t) \\
\sum_{i=1}^n A_{gi}(P_{ei}(t) P_{wi}(t)) &\geq Q_R \\
\vec{F}(\vec{P}_e(t), \vec{P}_w(t)) &= 0
\end{aligned} \tag{6}$$

式中: $P_{\omega m}(t)$ 为极限井底压力; $\vec{F}$ 为向量函数, 它表示成组气田的管网系统约束。本文用网络理论建立起适用于最优控制问题的管网系统约束。

2. 求解方法研究

把式 (5) 化为离散多变量系统:

$$\begin{aligned}
\min J(\vec{Q}(k)) &= \sum_{k=0}^{N-1} \sum_{i=1}^n C_{gi}(k) \cdot Q_i(k) \\
P_{ei}(k+1) &= \Phi_{gi} Q_i(k) + \Psi_{gi} \cdot P_{ei}(k) \\
P_{ei}(0) &= P_{ei}^{(0)} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \\
0 &\leq Q_i(k) \leq Q_{ri} \\
P_{omi} &\leq P_{ei}(k) \leq P_{oi}^{(0)}
\end{aligned} \tag{7}$$

式中: K 为离散流动时间 ($k = 0, 1, 2, \dots, N-1$), N 为离散点总数。

用约束梯度算法求解模型 (7)^[11], 经推导后可得算法如下:

$$\begin{aligned}
\vec{P}_e^L(k+1) &= \Psi_g \vec{P}_e^L(k) + \Phi_g \vec{Q}^L(k), \quad \vec{P}_e(0) = P_e^{(0)} \\
\vec{\lambda}^L(k) &= \Psi \vec{\lambda}^L(k+1), \quad \vec{\lambda}(N) = \vec{0} \\
\hat{\vec{Q}}^{L+1}(k) &= a_L [\vec{C}_g(k) + \Phi_g \vec{\lambda}^L(k+1)] \\
\vec{Q}^{L+1}(k) &= L(\vec{Q}^{L+1})[\hat{\vec{Q}}^{L+1}(k)] \\
L &= 1, 2, \dots
\end{aligned} \tag{8}$$

式中: Ψ_g 、 Φ_g 分别为对角阵, 其元素分别为: ψ_{gi} 、 ϕ_{gi} , $\vec{\lambda}$ 为伴随状态向量, a_L 为步长因子 $L(\vec{Q}^{L+1})$ 为约束算子, 它把破坏约束条件的控制 $\vec{Q}(k)$ 反射到可行域中来。

图 2 是约束梯度算法程序框图。

对于复杂最优控制问题的求解, 用一般的多变量最优控制方法是极其困难的。必须用大系统多级递阶最优控制算法求解^[12], 整个求解工作非常复杂, 我们正在进行这方面的研究工作。

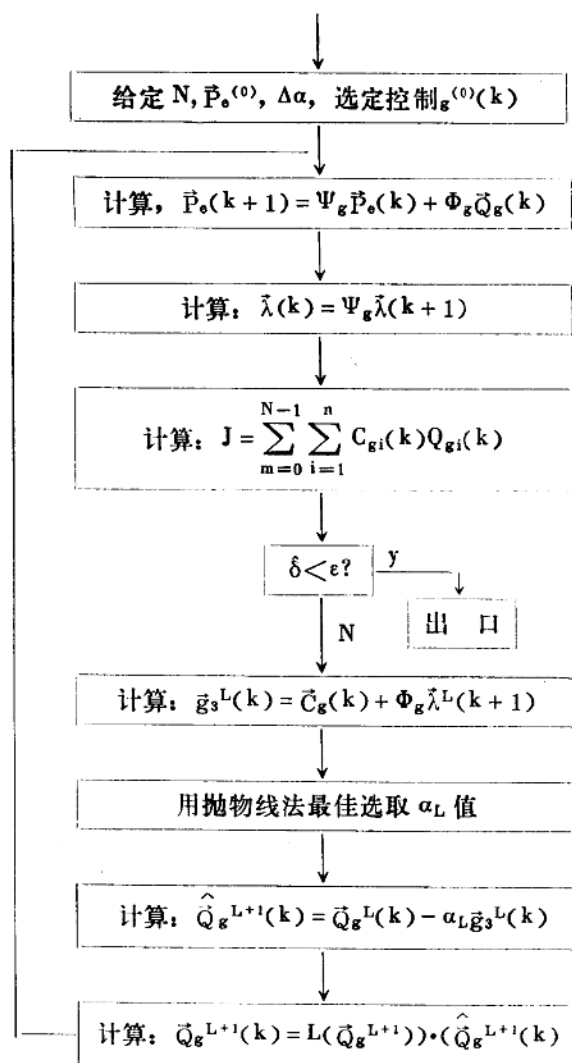


图 2 约束梯度算法程序框图

3. 应用实例

本文用简单最优控制模型对XC、BM、VC三个气田成组开发进行了动态最优控制。在成组气田开发速度为5%时各气田的动态配产方案如图3所示。由图3可看出，XC、BM、VC三气田以5%的速度成组开发能稳产4.75年。

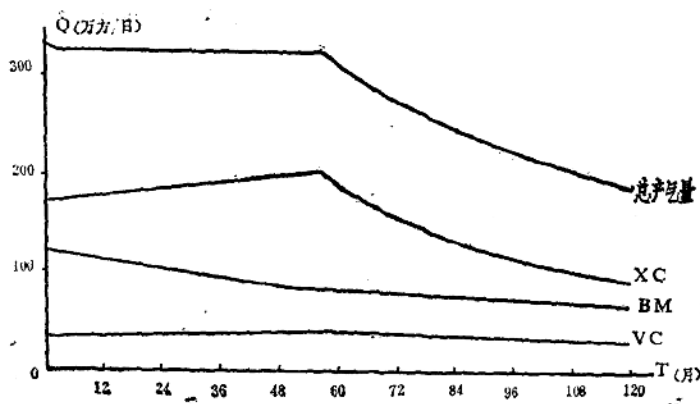


图 3 XC、BM、VC 三个气田成组开发产量动态图

结 论

1. 成组气田开发不同于单个气田开发，在研究方法上有显著特点。
2. 本文综合应用了若干方法来研究成组气田开发规划及决策问题，这在以前是没有先例的，它丰富了成组气田开发系统工程的内容。
3. 本文首次把地下开发技术问题、地面集输处理工艺问题以及经济指标概算综合成系统工程问题来研究。
4. 本文对成组气田开发动态最优控制问题进行了初步探讨，这是一个具有重要现实意义的研究课题。

附录：建立单个气田或凝析气田开发技术经济模型

考察气田或凝析气田开发的各个基本环节对钻井工程、注气工程、管线集输工程、气体压缩机站、地面处理工程，生产消耗等项目进行投资和成本分析，在实际资料不足时，可用技术经济学中的“0.6指数法”来估算气体综合处理站和气体压缩机站的投资和成本^[13]，分别找出各项目的成本与井数或产气量之间的函数关系，然后迭加起来，即得单个气田或凝析气田开发经济模型^[14]。

$$C_{gas} = (A_g + B_g Q + C_g Q^{0.6} + D_g \cdot n) / Q \quad (9)$$

式中： C_{gas} 为单位采气成本（元/万方）； Q 为产气量（万方/日）； n 为钻井井数（口）；系数 A_g 、 B_g 、 C_g 、 D_g 分别是与气田管线投资、生产消耗和管理水平、气体综合处理站和气体压缩机、站钻井成本和集、配气站投资有关的综合参数。

$$C_o = (A_l + B_l Q + C_l Q^{0.6} + D_l \cdot n) / Q \quad (10)$$

式中： C_o 为单位采轻烃和凝析油成本（元/吨）；系数 A_l 、 B_l 、 C_l 、 D_l 分别是与管线投资、生产消耗、和管理水平、气体综合处理站和气体压缩机站、钻井成本和集、配气站投资有关并同时均与轻烃和凝析油含量有关的综合参数。

在获得气田开发规划经济数学模型之后，还有必要找出该经济模型与地下渗流系统的有

机联系, 这样才能全面反映气田开发的基本开发特征。为了使所建技术经济模型适用于成组气田最优配产规划问题, 我们用等值渗流阻力法^[15]建立气田开发指标概算公式。

$$n = \frac{E_1 Q}{E_2(P_e^2 - P_w^2) - E_3 Q} \quad (11)$$

式中: E_1 、 E_2 、 E_3 分别是与井距、地层流动系数和气体性质、井排距等有关综合参数。

把式(11)分别代入式(9)和式(10)得气田或凝析气田开发规划技术经济模型:

$$C_{gas} = \left[A_g + B_g Q + C_g Q^{0.6} + D_g \frac{E_1 Q}{E_2(P_e^2 - P_w^2) - E_3 Q} \right] / Q \quad (12)$$

$$C_o = \left[A_i + B_i Q + C_i Q^{0.6} + D_i \frac{E_1 Q}{E_2(P_e^2 - P_w^2) - E_3 Q} \right] / Q \quad (13)$$

当分层开采时, 可引进一个加权因子 P 把地面集输处理设施的成本分配到各层上去。

设气田有 P 层, 则 $p_i = Q_i / \sum_{j=1}^P Q_j$ ($i = 1, 2, \dots, P$), 由此可得分层开采时每层的技术经济模型。

$$C_{gos} = \left[p A_g + B_g Q + p \cdot C \cdot \left(\sum_{j=1}^P Q_j \right)^{0.6} + D \frac{E_1 Q}{E_2(P_e^2 - P_w^2) - E_3 Q} \right] / Q \quad (14)$$

同理可得凝析气田分层开采时各层的技术经济模型。

本文建立的单个气田开发规划技术经济模型, 首次把地下开发技术问题, 地面集输处理工艺问题与经济指标概算综合成系统问题来研究, 它具有模型结构简单、物理意义清楚等特点, 对单个气田开发具有指导作用。

参 考 文 献

1. O'Dell, P. R. Steubing N. W. and Gray J. W. Opt imizat ion of Gas Field Operation of Petroleum Technology, Apr, 1973, 419~425.
2. Закиров, С. Н. и др., Алгоритми подсисменвг Асу разработки Месмурождния медвежье, «Гоговая промышленность», 1974, №11.
3. Huppler, J. D., Scheduling Gas Field Production for Maximum Profit, SPEJ., Jul., 1974, 279—291.
4. Padget P. R. and Juer D. A., Gas Field Deliverability Forecasting and Facility Scheduling, JCPT., Oct—Dec, 1980, 51—56.
5. Zakirov, S. N., Kolbikov, and Kalra, S. K., Uathematical Mockling of Gas Field Development and Production Optimizator, Presented at the 57th Annual Fall Technical Conterence and Exhibition of SPE of AIME, Sept, 1982, 26—29.
6. Sullivan, J., A Computer Uodel for Planning the Development of an Offshore Gas Field, SPE, 1982, 2, 1555—1564.
7. 顾基发, 金良超: 多目标决策及其应用, 《系统工程论文集》, 32—39, 科学出版社, 1981年。
8. 勃雷达兰, S.P, 哈克斯, A.C和曼内蒂 T.L 著, 翟立林等译, 《应用数学规划》, 机械工

业出版社, 1983。

9. 希梅尔布劳, D.M. 著, 张又桑等译, 《实用非线性规划》, 科学出版社, 1983。
10. Васильев В. И. и Закиров С. Н., К Оптимизации Поискаместей Разрабoмки Главных Месморoждения Нефть и Газ, 1980, №.8, 27—31.
11. 宫锡芬著, 《最优控制问题的计算方法》, 科学出版社, 1979。
12. Mahmoud, M.S., 多级系统的控制及应用综述, 《国外系统工程专辑》, 64—87科学技术出版社重庆分社, 1980。
13. 北京钢铁设计研究总院技术经济科编, 《实用技术经济学》, 冶金工业出版社, 1983。
14. 赵立彦, 《成组气田开发系统工程研究》, 西南石油学院硕士论文, 1984。
15. 葛家理主编, 《油气层渗流力学》, 石油工业出版社, 1982。

附表1 各气田基本原始数据表

气田	项目 参数	含气 层位	含气 面积 KM ²	气储量 亿方	平均气 层深度 M	有效 厚度 M	地压 系数	平均气 层温度 ℃	露点 压力 atm	生产 压差 atm	试气产量(万方/日)
PN		S ₁ 上	3.53	7.98	2280—2350	4.9	1.0	88.5	226.4	10~20	3—5/4—5m/m
		S ₁₊₂ 上	1.97	10.86	2330—2450	15.2	1.0	90.0	226.4	20~40	4.6—7.0/6m/m
PX		S ₁ 上	4.09	11.65	2280—2350	5.5	1.0	85.0	158.5	10~20	3—5/4—5m/m
VC		S ₂ 中、下	5.00	26.61	2310—2750	24.0	1.0	103.0	197.8	10~50	3—6.9/5—6m/m
		S ₂ 下	0.78	0.95	2400—2450	4.0	1.2	128.3	197.8	10~50	8.0/6m/m
XN		S ₁ 下	6.15	15.38	2960—3060	6.4	1.1	110.0	202.2	150	2.5—3.6/5m/m
		S ₂ 下	1.38	3.06	3150—3320	7.0	1.3	115.0	202.2	150	2.5—3.6/5m/m
XC		S ₂ 下	1.01	2.92	2310—2350	11.0	1.0	89.0	202.2	10~20	2.2—8.8/5—7m/m
		S ₄	11.65	110.3	2700—3100	45.0	1.3	113.0	202.2	150	7—17.7/5—7m/m
BM		S ₂ 下	6.21	11.33	2690—3100	0.5	1.0	81.0	204.8	150	1.1—2.2/3—3.5m/m
		S ₃	8.52	15.95	3050—3300	10.0	1.3	106.0	204.8	150	1.1—2.2/3—3.5m/m
		S ₃	20.7	50.55	3200—3550	9.0	1.5	135.0	204.8	150	1.1—2.2/3—3.5m/m
XD		S ₂ 下	2.97	11.11	2550—2900	10.0	1.2	116.5	202.2	15~40	6.3—11.8/5.6m/m
		S ₃ 上	0.75	3.42		12.0	1.1	116.5	202.2	15~40	6.3—11.8/5.6m/m
		S ₃ 中	8.28	30.59		11.0	1.3	116.5	202.2	15~40	13.5/10m/m

附表 2 CY成组气田开发总体最优规划方案 (一)

项 目	单 位	系 数	XC	BM	VC
1. 开发速度	%	5.00	5.18	5.04	4.10
2. 开发年限	年		15.44	15.86	19.49
3. 天然气产量	万方/日	324.83	173.21	118.96	32.66
4. 轻烃及凝析油产量	吨/日	120.82	40.68	60.80	19.34
5. 生产井数	口	56	29	21	6
6. 单井产量	万方/日		5.97	5.66	5.44
7. 总投资	万元	17151.41	7570.93	7265.16	2315.31
其中: 管 线	万元	1239.28	151.47	1000.02	87.79
压缩机站	万元	251.03	115.91	92.52	42.60
气体处理站	万元	6611.96	3053.03	2436.83	1122.10
钻 井	万元	7334.00	3493.43	3009.28	831.28
其 他	万元	1715.14	757.09	726.52	231.53
8. 总成本	万元	63591.86	31139.31	24237.45	8215.11
9. 单位成本	元/万方	416.73	392.54	438.99	463.94
贴现率	%	.00	.00	.00	.00
天然气售价	元/万方	500.00	500.00	500.00	500.00
10. 总赢利	万元	54867.69	23152.97	23066.78	8647.96
其中: 轻烃及凝析油	万元	32703.56	10172.28	16172.21	6358.07
天然气	万元	22164.13	12980.69	6894.55	2288.89
11. 投资收益率	%	316.90	305.81	317.50	373.51
12. 投资回收期	年	5.92	5.95	5.77	6.34
贴现率	%	.00	.00	.00	.00
天然气售价	元/万方	700.00	700.00	700.00	700.00
10. 总赢利	万元	89170.08	40800.97	35519.59	12849.56
其中: 轻烃及凝析油	万元	32703.56	10172.28	16172.21	6309.07
天然气	万元	56466.53	30628.69	19347.35	6490.49
11. 投资收益率	%	522.22	538.92	488.90	554.98
12. 投资回收期		3.40	3.13	55	3.99
贴现率			05	05	
天然气	万方				

续表

项 目	单 位	系 统	XC	BM	VC
10. 总赢利	万元	36920.59	15705.54	15860.43	5354.62
其中：轻烃及凝析油	万元	22691.90	7127.81	11461.18	4102.91
天然气	万元	14228.69	8577.73	4399.25	1251.71
11. 投资收益率	%	213.82	207.45	218.31	231.27
12. 投资回收期	年	7.19	7.23	6.981	7.82
贴现率	%	0.05	0.05	0.05	0.05
天然气售价	元/万方	700.00	700.00	700.00	700.00
10. 总赢利	万元	60822.85	28071.65	24685.68	8085.52
其中：轻烃及凝析油	万元	22691.90	7127.81	11461.18	4102.91
天然气	万元	38130.95	20943.84	13224.50	3962.61
11. 投资收益率	%	357.17	370.78	339.78	348.36
12. 投资回收期	年	3.82	3.49	4.01	4.56
贴现率	%	0.10	0.10	0.10	0.10
天然气售价	元/万方	500.00	500.00	500.00	500.00
10. 总赢利	元万	26620.89	11349.26	11637.57	3634.06
其中：轻烃及凝析油	元万	16822.38	5300.22	8633.16	2889.00
天然气	万元	9798.51	6049.04	3004.41	745.06
11. 投资收益率	%	154.38	149.91	160.18	156.96
12. 投资回收期	年	9.40	9.47	9.03	10.55
贴现率	%	0.10	0.10	0.10	0.10
天然气售价	元/万方	700.00	700.00	700.00	700.00
10. 总赢利	万元	44372.78	20544.67	18285.22	5542.90
其中：轻烃及凝析油	万元	16822.38	5300.22	8633.16	2889.00
天然气	万元	27550.39	15244.45	9652.05	2653.90
11. 投资收益率	%	260.94	271.36	251.68	239.40
12. 投资回收期	年	4.36	3.94	4.61	5.34

注：系统 1 表示衰竭开采、XC、BM、VC 三气田的技术、经济指标之和，系统 2 表示注气保持压力开采、PN、PX、XN、XD 四气田的技术、经济指标之和。

CY成组气田开发总体最优规划方案 (二)

项 目	单 位	系 统 2	PN (S_2^1)	PN (S_2^{1+3})	PX	XN	XD (S_2^+)	XD (S_3^+)
1. 开发速度	%	10.2	16.02	16.0	16.02	9.30	12.38	4.72
2. 开发年限	年		4.99	4.99	4.99	8.60	6.46	16.96
3. 天然气产量	万方/日	276.80	38.75	52.75	56.56	43.35	41.69	43.72
4. 轻烃及凝析油产量	吨/日	577.70	79.12	107.66	135.01	86.16	82.85	86.89
5. 生产井数	口	69	7	11	17	12	12	10
6. 单井产量	万方/日		5.54	4.79	3.33	3.81	3.47	4.37
7. 注气井数	口	33	3	9	8	6	6	5
8. 总投资	万元	25234.82	2527.82	3825.95	5188.03	4800.77	4036.95	4855.31
其中: 管线	万元	203.30	18.39	25.02	43.40	64.44	25.41	26.65
压缩机站	万元	3267.97	413.48	562.64	731.52	623.62	457.22	479.49
气体处理站	万元	6968.71	881.72	1199.80	1559.92	1329.82	974.99	1022.47
钻 井	万元	12271.36	961.45	1655.89	2334.39	2302.82	2175.64	2841.17
其 它	万元	2523.48	252.78	382.59	518.80	480.08	403.69	485.53
9. 总成本	万元	28792.17	2242.30	3268.49	4093.22	5959.36	4028.97	9199.83
10. 单位成本	元/吨	209.17	172.02	184.25	183.99	243.70	228.08	232.47
11. 注气增加凝析油产量	吨/日	132.39	14.65	19.94	24.84	23.95	23.92	25.08
12. 注气增加投资	万元	7440.23	740.37	1125.65	1525.21	1406.58	1196.93	1445.49
13. 注气增加成本	万元	5436.67	424.18	613.39	741.89	1180.39	759.67	1717.25
14. 注气单位成本	元/吨	170.87	175.69	186.68	181.20	173.66	148.98	163.44
贴现率	%	.00	00	.00	.00	.00	.00	.00
15. 总赢利	万元	110164.39	10502.26	14075.61	16357.84	17864.24	13180.40	38184.03
其中: 轻烃及凝析油	万元	50616.76	5075.86	6690.81	8435.84	7405.84	5625.60	17382.83

天然气		万元	59547.60	5426.40	7384.80	7922.00	10458.40	7551.90	20801.20
16. 投资收益率	%		424	415	368	315	372	329	786
17. 投资回收期	年		3.81	2.49	2.86	3.07	5.58	4.64	5.76
18. 注气总赢利	万元		12428.20	783.01	1029.47	1305.11	2218.27	1789.84	5302.50
19. 注气投资收益率	%		187	106	91	86	158	150	367
20. 注气投资回收期	年		5.17	4.72	5.46	5.84	5.45	4.32	5.19
贴现率	%		.05	.06	.05	.05	.05	.05	.05
15. 总赢利	万元		74922.26	8479.85	11343.11	13312.17	12211.90	9702.27	19872.96
其中：轻烃及凝析油	万元		40890.24	4614.22	6082.36	7688.74	6082.52	4820.78	11621.61
天然气	万元		34032.02	3865.63	5260.74	5643.43	6159.38	4881.49	8251.35
16. 投资收益率	%		297	335	298	257	254	240	403
17. 投资回收期	年		4.33	2.72	3.10	3.42	6.70	5.41	6.96
18. 注气总赢利	万元		9787.76	711.80	935.81	1186.43	1821.90	1583.78	3598.00
19. 注气投资收益率	%		139	96	81	78	130	128	249
20. 注气投资回收期	年		6.14	5.52	6.58	7.0	6.53	4.99	6.16
贴现率	%		.10	.10	.10	.10	.10	.10	.10
15. 总赢利	万元		55601.51	7041.81	9402.48	11135.62	8899.95	7426.63	11785.02
其中：轻烃及凝析油	万元		34500.92	4231.85	5578.39	7033.36	5110.96	4193.48	8352.88
天然气	万元		21100.59	2809.90	3824.08	4102.26	3698.99	3233.15	3432.14
16. 投资收益率	%		224	279	246	215	184	184	243
17. 投资回收期	年		5.03	3.00	3.53	3.85	8.55	6.54	9.00
18. 注气总赢利	万元		8086.15	652.81	858.31	1088.13	1530.89	1334.20	2621.32
19. 注气投资收益率	年		109	88	76	71	109	111	181
20. 注气投资回收期	年		7.64	6.70	8.28	9.19	8.37	5.94	7.68