

基于增量和存量的油田效益开发优化模型

侯春华¹, 邴绍献¹, 王 滨¹, 赵 伟¹, 张金铸¹, 赵 娇²

(1.中国石化胜利油田分公司 勘探开发研究院, 山东 东营 257015; 2.西南石油大学 理学院, 四川 成都 610500)

摘要: 伴随着油田“增量-存量”管理模式的推广, 以往的开发规划优化模型已不适应油田开发规划的总体要求。结合油田中长期开发规划的特点, 定义了适用于开发规划的增量和存量的概念。以新区新井和老区新井工作量为决策变量, 以油田实际要求、关系和规律模型为约束, 以效益最大、投资最小和成本最小为目标, 建立增量构成油田效益开发优化模型, 以实现储量、工作量、产油量、投资、成本和效益的一体化优化。利用内点法对模型进行求解, 并应用于某水驱油田的“十三五”开发规划。应用结果表明: 由于新区增量比老区增量效益更好, 因此在满足老区增量约束的条件下, 剩余投资全部投向新区增量, 体现了以效益为中心的规划优化。该模型的建立可为“增量-存量”模式下油田效益优化决策提供思路和方法。

关键词: 开发规划 增量 存量 优化模型 效益优化 指标预测

中图分类号: TE313.2

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)06-0102-05

Optimization model for oilfield benefit development based on existed/incremental production

Hou Chunhua¹, Bing Shaoxian¹, Wang Bin¹, Zhao Wei¹, Zhang Jinzhu¹, Zhao Jiao²

(1. *Research Institute of Exploration and Development, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China*; 2. *School of Sciences, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China*)

Abstract: With the promotion of “existed/incremental production” management mode in oilfield, previous optimization model cannot meet the overall requirements of oilfield development planning. According to the reality of the middle-long term development planning of the oilfield, a concept for existed/incremental production suitable for the development planning was defined. An optimization model of incremental production composition was established taking new wells in developed area and undeveloped area as decision variables, actual oilfield requirements, relations and laws as constraint factors, and the maximum profit and minimum investment and cost as the goal. And then integrated optimization of reserves, workload, oil production, investment, cost and profit may be realized. The model was solved by using interior-point method, and was applied to development planning of certain waterflooding oilfield for the “13th Five-year Plan”. The application indicates that the benefits of new wells in the undeveloped areas are much more than those in the developed areas. So all remaining investments turn to new wells in the undeveloped areas, which reflects the optimization for benefit-centered planning after the minimum demands for the developed areas were met. The established model provides the ideas and methods for the optimized decision-making under “existed/incremental production” management mode.

Key words: development planning; incremental production; existed production; optimization model; benefit optimization; index prediction

石油与天然气开发是一个高风险、高投入的行业。只有通过科学决策、控制成本,才能在有限的

收稿日期: 2015-09-01。

作者简介: 侯春华(1971—), 女, 山东郓城人, 高级工程师, 博士, 从事油气田开发综合规划研究。联系电话: (0546)8716204, E-mail: hou-chunhua.slyt@sinopec.com。

资源条件下,创造最大的经济效益。特别是伴随着石油企业管理体制的改革,效益发展的中心地位更加突出。在油田开发优化决策方面,中外学者进行了较为深入的研究和实践,并取得了丰硕成果^[1-5]。但伴随着油田“增量-存量”管理模式的推广,以往的开发规划优化模型已不适应油田开发规划的总体要求。为此,笔者建立了“增量-存量”管理模式下的增量构成优化模型,以实现储量、工作量、产油量、投资、成本和效益的一体化优化,从而为油田效益优化决策提供思路和方法。

1 增量和存量的定义

到目前为止,在石油与天然气行业,增量和存量还没有明确的定义。由于油田中长远开发规划采用阶段构成法,即以规划期为截止点。因此,将上一规划期末的老区老井产油量定义为存量,本规划期与投资对应的老区新井和新区新井的产油量定义为增量。

2 优化模型的建立

从数学的角度来讲,建立优化模型的3大要素是决策变量、目标函数和约束条件。对于存量,其优化必须根据具体单井的开发状况进行分析,以确定单井的优化配置方案。但中长远规划是宏观的战略发展计划,无法做到如此具体。因此,所建优化模型主要侧重增量构成的优化。

2.1 决策变量

增量中新区新井和老区新井虽然都是新井,但由于新区、老区产能区块的井深、产油能力、含水率和地面工程投资不同,致使投产后效益不同。因此增量构成优化的目的就是合理安排新井钻井的投向,实现相应的规划目标。因此以增量中新区新井、老区新井的工作量为决策变量。新区和老区在第 t 年的新钻井数分别计为 $u_1(t)$ 和 $u_2(t)$ 。

2.2 目标函数

投资、成本、产油量和效益是油田中长远规划评价的主要技术和经济指标。根据中长远规划的不同需求,优化模型的目标函数不同。一般情况下,单目标优化模型的目标主要包括定投资和效益最大、定产油量和投资最小、定产油量和成本最低3种^[6-8]。多目标优化模型可根据规划主要指标的重

要程度,利用综合评价方法,将多目标模型转化成单目标模型^[9]。优化模型的基础依然是单目标模型。效益最大、投入最小和成本最小3种单目标模型的目标函数分别为

$$\max NPV = \sum_{t=1}^{15} (1+r_t)^{-t} \{ (P-R)\rho [Q_1(t) + Q_2(t)] - [I_1(t) + I_2(t)] - [C_1(t) + C_2(t)] \} \quad (1)$$

$$\min I_{\text{总}} = \sum_{t=1}^5 [I_1(t) + I_2(t)] \quad (2)$$

$$\min C_{\text{总}} = \sum_{t=1}^5 [C_1(t) + C_2(t)] \quad (3)$$

2.3 约束条件

油田开发规划的目标并不是孤立的,目标中涉及的产油量、成本和投资等指标是相互关联的。同时,各种指标也受到客观条件的限制,这些客观限制就是优化模型的约束条件。油田中长远规划过程中的约束主要分为产油量约束、投资约束、工作量约束、储采平衡约束、规划指标关系和规律约束共5个方面。

产油量约束 产油量约束是指对油田总产油量、增量的限制。从国家能源战略安全、油田可持续发展和实际生产能力等方面考虑,产油量应满足一定的限制。一般情况下,只需给出增量第1年的最小产油量约束。其表达式为

$$Q_1(t) + Q_2(t) \geq Q_{\text{min}}(t) \quad (4)$$

投资约束 投资约束是指对油田投资的限制。对油田来讲,新区新井、老区新井每年的新钻井投资不能超过上级部门实际划拨的投资,其表达式为

$$I_1(t) + I_2(t) \leq \overline{I}(t) \quad (5)$$

工作量约束 工作量约束是指对油田每年钻井工作量的限制。每年的钻井工作量不可能超过工程队伍实际的施工能力,应有上限。另外,为保持钻井队伍的稳定,履行国有企业维持社会稳定的义务,每年必须有一定的钻井工作量,应有下限。其表达式为

$$\underline{u}(t) \leq u_1(t) + u_2(t) \leq \overline{u}(t) \quad (6)$$

储采平衡约束 储采平衡约束是指对储采平衡系数的限制。为了油田的可持续发展,每年的储采平衡系数应不小于1。即新区新井、老区新井的新增可采储量与当年新区新井、老区新井和老区老井总产油量之比大于等于1,其表达式为

$$\frac{NR_1(t) + NR_2(t)}{Q_1(t) + Q_2(t) + Q_3(t)} \geq 1 \quad (7)$$

规划指标关系和规律约束 规划指标关系和规律约束是指规划目标中所涉及的规划指标之间的关系以及所遵循的规律。在规划过程中,开发指标、经济指标等各种规划指标关系密切,相互依存,必须通过理论推导、应用统计等方式建立量化的表征方式。同时,预测是规划的基础,这些指标在未来如何发展变化,须通过预测理论而得到。开发规划需给出的关系和规律的指标主要包括含水率、单井当年产油量、产油量系数、动力费、折旧折耗、单井进尺投资等。在实际问题中,不同的研究对象,建立的关系和规律模型不同,在此不做论述。

2.4 模型求解

采用内点法对所建非线性优化模型进行求解,基本步骤包括:①取初始惩罚因子($r^{(0)}$)和允许误差(ε),两者均大于0;②在可行域 D 内给出初始点 $v^{(0)}$,令迭代次数 $m=1(m \leq 20)$;③构造惩罚函数 $\varphi(v, r^{(m)})$,从 $r^{(m-1)}$ 点出发,用无约束优化方法求解惩罚函数 $\varphi(v, r^{(m)})$ 的极值点 $v^*(r^{(m)})$;④如果满足

$$\|v^*(r^{(m)}) - v^*(r^{(m-1)})\| \leq \varepsilon_1 = 10^{-7} \sim 10^{-5} \quad (8)$$

或

$$\left\| \frac{\varphi(v^*, r^{(m)}) - \varphi(v^*, r^{(m-1)})}{\varphi(v^*, r^{(m-1)})} \right\| \leq \varepsilon_2 = 10^{-4} \sim 10^{-3} \quad (9)$$

则停止迭代计算,并以 $v^*(r^{(m)})$ 为原目标函数 $f(v)$ 的约束最优解,否则转到下一步;⑤取 $r^{(m+1)} = Cr^{(m)}$, $v^{(0)} = v^*(r^{(m)})$, $m = m + 1$,返回步骤③。

3 应用实例

以某油田水驱油藏“十三五”规划为例,说明“增量-存量”管理模式增量构成效益规划方案的优化过程。

3.1 主要指标关系模型的建立

3.1.1 产油量和可采储量模型

对于增量,不仅要预测所投新井当年的产油量,还要预测15 a评价期内的产油量,以便进行经济评价。根据可采储量评价制度,以15 a评价期内的累积产油量作为投入新井的可采储量。产油量和可采储量的计算已经有大量学者做过研究^[9-13],在此,首先利用回归拟合方法,建立累积井数与新井单井当年产油量的关系,然后用产油量系数法预测

新井投产后15 a评价期的产油量。新区新井和老区新井的预测产油量表达式分别为

$$y_1(t, k) = 1351\beta_1(k)u_1(t)e^{-1 \times 10^{-5}[4186 + \sum_{j=1}^k u_2(j)]} \quad (10)$$

$$y_2(t, k) = 1173\beta_2(k)u_2(t)e^{-6 \times 10^{-5}[8514 + \sum_{j=1}^k u_2(j)]} \quad (11)$$

3.1.2 产液量模型

产液量与油井的动力费直接相关,关系到油田运营成本。与产油量类似,要预测15 a评价期内的产液量。首先利用回归拟合方法,建立累积井数与新井当年含水率的关系;然后用含水上升速度预测新井投产后15 a评价期内的含水率。根据含水率、产油量、产液量的关系得到评价期内的产液量。新区新井和老区新井的产液量预测表达式分别为

$$l_1(t, k) = \frac{1351\beta_1(k)u_1(t)e^{-1 \times 10^{-5}[4186 + \sum_{j=1}^k u_2(j)]}}{1 - \left\{ 8.2 \ln \left[4186 + \sum_{j=1}^k u_2(j) \right] - 19.9 \right\} \times \prod_{i=1}^k (1 + h_{1,i})} \quad (12)$$

$$l_2(t, k) = \frac{1173\beta_2(k)u_2(t)e^{-6 \times 10^{-5}[8514 + \sum_{j=1}^k u_2(j)]}}{1 - \left\{ 1.7 \ln \left[8514 + \sum_{j=1}^k u_2(j) \right] + 66 \right\} \times \prod_{i=1}^k (1 + h_{2,i})} \quad (13)$$

3.1.3 投资模型

投资包括地面工程、钻井工程和采油工程3项投资。经统计,地面工程投资在总投资中所占比例较为稳定,可采用固定比例,新区新井为18.7%,老区新井为17.6%。钻井工程投资和采油工程投资根据单位进尺投资和总进尺计算。单位进尺投资与井深关系明显,对其关系曲线进行拟合,得到新区和老区的钻井工程和采油工程投资为

$$I_{\text{钻采}p}(t) = \left[(6.19 \times 10^{-4}H^2 - 3.12H + 6088) \times 2524 \right] u_p(t) \quad p=1,2 \quad (14)$$

根据地面工程投资在总投资中的比例,计算得到新区和老区的投资分别为

$$I_1(t) = 1.23I_{\text{钻采}1}(t) \quad (15)$$

$$I_2(t) = 1.21I_{\text{钻采}2}(t) \quad (16)$$

3.1.4 成本模型

成本包括动力费、折旧折耗、作业费、人工成本

和其他费用。由于实际生产中,每口井对应的作业费、人工成本和其他费用比较固定,因此,将作业费、人工成本和其他费用统称为其他费用。动力费、折旧折耗和其他费用的计算公式分别为

$$C_{动力}(t,k)_p = 204l_s(t,k)_p^{-0.7329} l_p(t,k) \quad p = 1,2 \quad (17)$$

$$C_{折旧}(t,k)_p = y(t,k)_p \times \frac{I_p(t)}{NR_p(t)} \quad p = 1,2 \quad (18)$$

$$C_{其他}(t,k)_p = 119.34u_p(t,k) \quad p = 1,2 \quad (19)$$

3.2 优化结果及分析

以定投资和效益最大为例进行优化。模型参数包括:油价为3 444元/t,原油商品率为97%,折现率为12%。新区和老区新井产油量下限均为20×10⁴ t,投资上限为80×10⁸元。

从优化结果(表1)可以看出,无论是单井利润还是评价期吨油利润,新区增量均大于老区增量。因此,优化模型首先分配投资以满足新区增量与老区增量为20×10⁴ t的下限,然后对比新区增量与老区增量对最终效益的影响。由于同一规划年内,新井投向新区增量的效益总比老区增量要好,因此在满足产油量下限基本要求后,剩余的投资全部投向了新区。在实际生产过程中,新区增量由于物质基础丰富、含水率低、产油能力高,单位投入盈利能力比老区增量要高。在本模型给出的约束条件下,优化结果符合实际,说明所建规划模型的正确性。根据规划不同目标 and 需求,可应用建立的优化模型进行增量构成的优化,从而为“十三五”效益规划决策提供指导。

表1 某油田“十三五”规划方案
Table1 Planning projects for the “13th Five-year Plan” in a certain oilfield

年份	新 区					老 区								
	钻井数/口	当年产油量/10 ⁴ t	单井利润/(10 ⁴ 元·口 ⁻¹)		投资/10 ⁸ 元	钻井数/口	当年产油量/10 ⁴ t	单井利润/(10 ⁴ 元·口 ⁻¹)		投资/10 ⁸ 元				
			当年	评价期				当年	评价期					
2016	685	60	78	1 343	898	1 120	63.6	280	20	53	989	746	1 002	16.4
2017	681	57	69	1 209	822	1 049	63.2	287	20	49	921	697	957	16.8
2018	676	54	60	1 080	743	976	62.8	294	20	44	854	645	910	17.2
2019	671	52	51	956	660	899	62.4	301	20	39	788	590	860	17.6
2020	667	50	43	832	575	801	61.9	308	20	31	721	490	795	18.1

4 结论

按照阶段构成法,将上一规划期末的老区老井产油量定义为存量,本规划期与投资对应的老区新井、新区新井的产油量定义为增量。

以新区新井和老区新井工作量为决策变量,以油田实际要求、关系和规律模型为约束条件,以效益最大、投资最小和成本最小为目标,建立增量构成油田效益开发优化决策模型。

以定投资和效益最大为例,将优化模型应用于某油田水驱油藏“十三五”规划。在满足老区新井产油量下限的基本要求下,剩余投资全部投向了新区,优化结果符合实际。所建模型可为“十三五”效益规划决策提供指导。

符号解释:

$u_1(t)$ ——规划第 t 年新区钻井工作量,口; $u_2(t)$ ——规划第 t 年老区钻井工作量,口; NPV ——净现值,10⁴元; t ——时间, a ; r_t ——折现率,%; P ——油价,10⁴元/10⁴ t; R ——单

位税金,10⁴元/10⁴ t; ρ ——原油商品率,%; $Q_1(t)$ ——规划第 t 年新区新井产油量,10⁴ t; $Q_2(t)$ ——规划第 t 年老区新井产油量,10⁴ t; $I_1(t)$ ——规划第 t 年新区投资,10⁴元; $I_2(t)$ ——规划第 t 年老区投资,10⁴元; $C_1(t)$ ——规划第 t 年新区新井成本,10⁴元; $C_2(t)$ ——规划第 t 年老区新井成本,10⁴元; $I_{总}$ ——规划期总投资,10⁴元; $C_{总}$ ——规划期总成本,10⁴元; $Q_{0min}(t)$ ——规划第 t 年新井最小产油量,10⁴ t; $\overline{I}(t)$ ——规划第 t 年的投资上限,10⁴元; $\underline{u}(t)$ ——规划第 t 年钻井工作量下限,口; $\overline{u}(t)$ ——规划第 t 年钻井工作量上限,口; $NR_1(t)$ ——规划第 t 年新区新井的新增可采储量,10⁴ t; $NR_2(t)$ ——规划第 t 年老区新井的新增可采储量,10⁴ t; $Q_3(t)$ ——规划第 t 年老区老井产油量,10⁴ t; C ——换算系数; k ——以规划期投产年为起点,投产后评价期内的时间, a ,其值为1~15; $y_1(t,k)$ ——规划第 t 年投产的新区新井在投产后第 k 年的年产油量,t; $\beta_1(k)$ ——新区新井投产后第 k 年的产油量系数; $y_2(t,k)$ ——规划第 t 年投产的老区新井在投产后第 k 年的年产油量,t; $\beta_2(k)$ ——老区新井投产后第 k 年的产油量系数; $l_1(t,k)$ ——规划第 t 年投产的新区新井在投产后第 k 年的产液量,t; $h_{1,i}$ ——新区新井投产后第 i 年的含水上率; $l_2(t,k)$ ——规划第 t 年投产的老区新井在投产后第 k 年的产液量,t; $h_{2,i}$ ——老区新井投产后第 i 年的含水上率;

$I_{\text{钻采},p}(t)$ ——新井的钻采投资, 10^4 元; 下标 p ——新、老区标志, $p=1$ 为新区, $p=2$ 为老区; H ——井深, m ; $I_1(t)$ ——规划第 t 年新区投资, 10^4 元; $I_2(t)$ ——规划第 t 年老区投资, 10^4 元; $C_{\text{动力}}(t,k)_p$ ——规划第 t 年投产的新井在投产后第 k 年的动力费, 10^4 元; $l_s(t,k)_p$ ——规划第 t 年投产的新井在投产后第 k 年的单井产液量, t/d ; $C_{\text{折旧}}(t,k)_p$ ——规划第 t 年投产的新井在投产后第 k 年的折旧费, 10^4 元; $C_{\text{其他}}(t,k)_p$ ——规划第 t 年投产的新井在投产后第 k 年的作业费、人工成本和其他费用, 10^4 元。

参考文献:

- [1] Aronofsky T S, Lee A S. A linear programming model for scheduling crude oil reproduction [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1958, 10(7): 51-54.
- [2] 李允, 刘志斌. 现代优化技术在油田开发中的应用 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2001.
Li Yun, Liu Zhibin. Application of modern optimization technique in development of oilfield [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2001.
- [3] 胡娟, 刘志斌. 油田开发规划的非线性模糊综合评价模型 [J]. *石油天然气学报*, 2011, 33(10): 132-135.
Hu Juan, Liu Zhibin. Nonlinear fuzzy and comprehensive evaluation model of oilfield development program [J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2011, 33(10): 132-135.
- [4] 程伟, 张广杰, 董伟宏, 等. 油气田开发规划模型的建立及求解 [J]. *大庆石油学院学报*, 2006, 30(2): 112-115.
Cheng Wei, Zhang Guangjie, Dong Weihong, et al. Establishment of oilfield development planning models their solution [J]. *Journal of Daqing Petroleum Institute*, 2006, 30(2): 112-115.
- [5] 凡哲元, 邴邵献, 苏映宏, 等. 油田开发规划优化决策系统研究 [J]. *油气地质与采收率*, 2003, 10(6): 34-36.
Fan Zheyuan, Bing Shaoxian, Su Yinghong, et al. Optimal decision system study for oilfield development programming [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2003, 10(6): 34-36.
- [6] 张福坤, 张淑文, 诸克军. 油田产量构成的多阶段多目标优化 [J]. *数学的实践与认识*, 2014, 44(22): 112-119.
Zhang Fukun, Zhang Shuwen, Zhu Kejun. Multi-stage and multi-objective optimization model of oilfield production composition [J]. *Mathematics in Practice and Theory*, 2014, 44(22): 112-119.
- [7] 殷爱贞, 张在旭, 黄昶生, 等. 油田产量优化的目标规划模型 [J]. *石油大学学报: 自然科学版*, 2004, 27(5): 119-121.
Yin Aizhen, Zhang Zaixu, Huang Changsheng, et al. A goal programming model for optimizing output of an oilfield [J]. *Journal of the University of Petroleum, China: Edition of Natural Science*, 2004, 27(5): 119-121.
- [8] 黄学斌, 魏萍, 郭鸣黎, 等. SEC储量成本指标计算方法探讨 [J]. *石油实验地质*, 2014, 36(4): 506-510.
Huang Xuebin, Wei Ping, Guo Mingli, et al. Discussion of cost index calculation method on SEC reserves [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(4): 506-510.
- [9] 衣艳静, 鲁兵, 原瑞娥, 等. 国际合作项目SEC储量评估特点及面临的问题 [J]. *特种油气藏*, 2014, 21(1): 7-11.
Yi Yanjing, Lu Bing, Yuan Ruie, et al. Features of SEC reserves estimation and existing problems in international cooperation projects [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2014, 21(1): 7-11.
- [10] 陈元千, 李剑. 中国新版《石油可采储量计算方法》标准中存在的主要问题及建议 [J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(5): 8-13.
Chen Yuanqian, Li Jian. Reviews on problems and recommendations for new edition standard of *The estimated methods of oil recoverable reserves in China* [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(5): 8-13.
- [11] 邴绍献. 油田单井可采储量定量预测模型 [J]. *油气地质与采收率*, 2013, 20(1): 85-88.
Bing Shaoxian. Quantitative forecasting model for recoverable reserves of single well [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2013, 20(1): 85-88.
- [12] 田敏, 赵永军, 颀孙鹏程, 等. 优化GM(1,1)模型在产油量预测中的应用 [J]. *油气地质与采收率*, 2008, 15(4): 88-90.
Tian Min, Zhao Yongjun, Zhuan Sunpengcheng, et al. The application of an optimized GM(1,1) model in the forecasting of the oil production [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2008, 15(4): 88-90.
- [13] 王滨, 赵伟, 计小宇, 等. 基于传递函数模型的油田产油量预测方法 [J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(5): 77-80.
Wang Bin, Zhao Wei, Ji Xiaoyu, et al. Oilfield output prediction method based on transfer function model [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(5): 77-80.

编辑 常迎梅