

涩北气田多层合采优化配产及动态预测

孙贺东¹ 钟世敏¹ 万玉金¹ 王小鲁² 赵秋忙²

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 2. 中国石油青海油田公司)

孙贺东等. 涩北气田多层合采优化配产及动态预测. 天然气工业, 2008, 28(12): 86-88.

摘要 涩北气田气层层数多、储层疏松、易出砂, 严重影响了气井生产能力的发挥。在充分利用试气、试井、气田试采以及长期生产数据、产气剖面、出砂压差等动态数据, 并结合测井等静态数据的基础上, 提出了一套建立多层合采气井产气方程的新方法。该方法通过理论公式和经验公式相结合, 方便地确定了单井产气方程和无阻流量。应用本方法并结合基于分块物质平衡理论的动态分析软件(MMBS)对单井及区块进行优化配产和动态预测, 实例计算结果表明新建立的优化配产方法计算结果与生产实际相符合, 对现场生产具有重要的指导意义。

关键词 涩北气田 层状油气藏 开发 合采 无阻流量 配产 动态

一、引言

涩北气田为青海天然气开发的主战场, 包括涩北一号、涩北二号和台南3大气田^[1-2], 3大气田具有相似的地质特征: 气藏埋藏浅、岩性疏松、含气井段长、气层层数多。气田气层生产能力相差悬殊, 试气单层的无阻流量在 $(0.35 \sim 122.87) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 平均 $17.23 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

但是由于本地区气藏储层疏松、易出砂, 严重影响了气井生产能力的发挥。开发方案单井配产^[1-2]采用了试采评价法、采气指示曲线法、出砂压差法、IPR曲线法等4种方法, 并进一步应用数值模拟技术进行优化的配产方法。钟兵^[3]采用临界渗流速度法对多层合采气藏进行合理配产。

笔者在前人研究的基础上从试气、试井、测井等资料出发, 提出了确定单井产能方程的理论与现场经验相结合的方法, 并用MMBS软件^[4]确定气井合理产能、进行动态预测。

二、优化配产方法

1. 配产方法

通常情况下, 常规气藏气井配产主要考虑以下几方面因素: 气井需要有一定的稳产期, 产量应大于最小携液产量, 合理利用地层能量。针对涩北气田易出砂的特殊情况, 配产应实施“主动防砂”策略, 控制压差进行天然气生产^[2]。

在充分利用气田试采、生产数据以及综合考虑试气、产能试井、不稳定试井、测井数据的基础上, 建立无阻流量的经验公式, 然后结合产气剖面建立单井(区块平均)的产能方程, 在临界出砂压差的约束条件下进行初步配产, 并结合动态储量计算结果进行单井(区块)优化配产和动态预测(图1)。

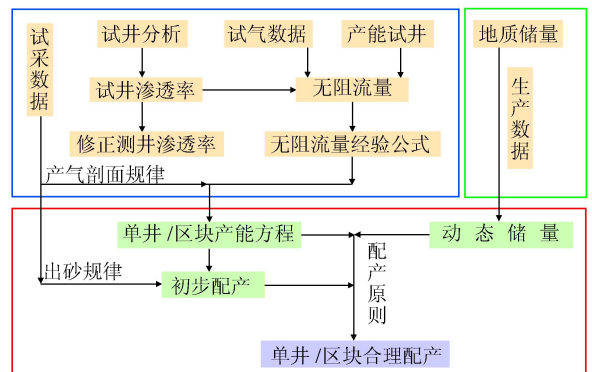


图1 优化配产方法图

2. 配产步骤

(1) 建立无阻流量经验公式

对于具有边界限制的气区, 当压力变化波及到边界以后, 产量公式可以表示为^[5-6]:

$$q_{\text{AOF}} = \frac{2.714 \times 10^{-5} T_{\text{sc}}}{\mu_k Z p_{\text{sc}} \left(\ln \frac{0.472 r_e}{r_w} + S \right)} \frac{K h p_{\text{R}}^2}{T_{\text{R}}} \quad (1)$$

由式(1)可以看出, $\frac{q_{\text{AOF}} T_{\text{R}}}{h p_{\text{R}}^2}$ 与地层有效渗透率

作者简介: 孙贺东, 1973年生, 高级工程师, 博士; 从事气井试井及产能评价方面的研究工作。地址: (065007) 河北省廊坊市万庄44号信箱开发所。电话: (010) 69213745。E-mail: sunhed@petrochina.com.cn

(K)成正比。利用气井的产能测试和不稳定压力恢复解释结果,可以得到 $\frac{q_{\text{AOF}} T_{\text{R}}}{h p_{\text{R}}^2}$ 和 K 的关系曲线(图2)。

$$q_{\text{AOF}} = \frac{1.292 h p_{\text{R}}^2 K^{0.71476}}{T_{\text{R}}} \quad (2)$$

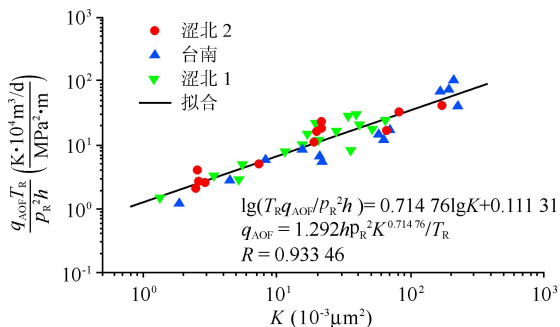


图2 $\frac{q_{\text{AOF}} T_{\text{R}}}{h p_{\text{R}}^2}$ 与 K 关系图

(2)建立单井/区块平均产能方程

1)平均参数的确定

首先将各个小层参数按照面积最大的层进行折算,折算公式如下:

面积 $A = A_{\text{max}}$
 有效厚度 $h = (\sum A_i h_i) / A_{\text{max}}$
 储量 $G = (\sum G_i)$
 压力 $p = (\sum p_i) / n$
 渗透率 $K = (\sum K_i h_i) / (\sum h_i)$

2)单井产气方程的确定

地层压力变化进入拟稳态以后,二项式方程系数 A 、 B 可以表示为^[5]:

$$A = \frac{29.22 \mu_k Z T_{\text{R}}}{K h} \left(\lg \frac{0.472 r_{\text{e}}}{r_{\text{w}}} + \frac{S}{2.303} \right)$$

$$B = \frac{12.68 \mu_k Z T_{\text{R}} D}{K h}$$

A 值确定需要的参数地层系数(Kh)、表皮系数(S)可以通过试井解释获得;单井控制半径(r_{e})可以通过井网确定。多层合采情形还应根据各个小层的贡献率对地层系数进行修正,此时产能方程系数 A 表示为:

$$A = \frac{29.22 \mu_k Z T_{\text{R}}}{\alpha K h} \left(\lg \frac{0.472 r_{\text{e}}}{r_{\text{w}}} + \frac{S}{2.303} \right) \quad (3)$$

如果 $p_{\text{wf}} = 0.1$ MPa,二项式方程简化为:

$$p_{\text{R}}^2 = A q_{\text{AOF}} + B q_{\text{AOF}}^2 \quad (4)$$

联合式(2)和(4)有:

$$A + B q_{\text{AOF}} = \frac{T_{\text{R}}}{1.292 h K^{0.71476}} \quad (5)$$

根据式(5)便可确定 B 值。

通过理论公式和经验公式相结合的方法,避免了 D 值的求取,方便地确定了单井产气方程。

3)区块平均产气方程的确定

应用物质平衡方程计算气田开发指标时,可以将整个气田划分为若干个储集层相对均质的区块,确定每个区块平均产能方程^[4,7]。

(3)合理配产及动态预测

由于气田易出砂,根据生产实际首先确定合理压差,在此基础上根据产能方程确定初步产量,然后结合稳产时间和动态储量计算结果,利用基于分块物质平衡理论的动态分析软件MMBS软件^[4,7]确定出单井\区块最优产量,并进行了动态预测。

三、计算实例

涩北气田X-1气藏是涩北一号气田主要开发层系之一,是一个典型的定容封闭气藏。X-1气藏共有24口井,目前有21口井正常生产,每口井打开3~10个产层。原始地层压力为15.69 MPa,废弃地层压力为2.5 MPa,单井极限产量为 1.0×10^4 m³/d,天然气相对密度为0.57,地层水体积系数为1.0。到目前为止,已经采出地质储量的10%以上,根据相关标准^[8],可以用动态方法计算整个气藏的动态储量。

根据X-1气藏的产气剖面数据测试数据对地层系数进行修正,修正系数取0.8为宜;根据试采及生产数据,确定合理生产压差小于等于8%。

通过综合研究,将该气藏划分为高、中、低产3个区,按照上述步骤用MMBS软件进行优化配产、动态预测,预测的时候按24口井进行计算。计算的单井/区块无阻流量、单井/区块平均产能方程、单井配产结果如表1所示,无阻流量预测结果与产能试井结果基本符合。

区块预测结果如表2所示。X-1气藏稳产时间大约为11 a,目前地层压力已经降到11.52 MPa,根据优化结果,在年产规模 4.5×10^8 m³/a要求下,该气藏还可以稳产7 a。预测结果与方案^[1]基本吻合。

四、结论

(1)多层合采气藏的优化配产是一项系统工程;除考虑常规因素外,还应考虑不出砂的临界生产压差、产气剖面等因素。

(2)所提出的“理论与经验公式相结合”计算单井产气方程的方法避开了非达西系数(D)的取值,该方法结果与产能试井结果基本符合。

表 1 X-1 气藏单井无阻流量、配产表

分区	井号	动态储量	产能方程		无阻流量	配产
		(10^8 m^3)	A	B	($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)
低产区	X1-1	2.6	3.87	0.115	32.4	1.5
	X1-2	2.5	5.01	0.153	27.0	1.5
	X1-3	1.8	8.18	0.340	17.4	3.0
	X1-4	6.3	3.13	0.071	40.9	3.0
	X1-5	3.7	2.51	0.071	43.9	3.0
	X1-6	1.6	8.65	0.224	19.0	4.0
平均			4.46	0.123	30.1	2.7
中产区	X1-7	1.5	2.76	0.078	41.1	4.9
	X1-8	2.1	2.15	0.029	62.4	4.9
	X1-9	2.3	3.48	0.079	38.0	5.0
	X1-10	3.2	6.45	0.127	25.4	5.0
	X1-11	3.5	1.03	0.010	112.8	5.5
	X1-12	3.5	3.29	0.040	47.4	5.5
	X1-13	4.2	4.77	0.105	30.7	5.5
平均			2.69	0.042	51.1	5.2
高产区	X1-14	4.5	2.89	0.061	44.2	7.1
	X1-15	4.2	0.72	0.008	137.7	7.9
	X1-16	5.8	1.48	0.029	70.3	8.0
	X1-17	3.1	1.46	0.015	87.5	8.0
	X1-18	6.1	1.51	0.016	85.5	8.1
	X1-19	4.3	1.77	0.025	70.4	8.1
	X1-20	4.1	1.30	0.017	88.9	8.2
	X1-21	5.8	12.72	0.424	13.4	8.5
平均			1.67	0.022	74.7	8.0

表 2 X-1 气藏区块配产、稳产时间表

区块	配产 ($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	井数 (口)	规 模 (10^8 m^3)	稳产时间 (a)	剩余稳产 时间 ¹⁾ (a)
低产区	3.5	7	0.8	12.5	7.5
中产区	5	8	1.3	11	7
高产区	8	9	2.4	11	7
平均	5.7			11	7

注:1)压力为 11.52 MPa。

(3)MMBS 优化配产及动态预测结果与生产实际基本符合,本方法对指导生产具有重要的意义。

符 号 说 明

A 为二项式产能方程系数; A_i 为小层面积, km^2 ;B 为二项式产能方程系数; C 为气井产量系数; D 为非达西系数, $(10^4 \text{ m}^3/\text{d})^{-1}$;G 为动态储量, 10^8 m^3 ;h 为小层厚度,m; K 为渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$;Kh 为地层系数, $10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$;n 为小层数; q_{or} 为无阻流量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;r_e 为单井控制半径,m;r_w 为井径,m;S 为表皮系数;T_R 为地层温度,K;T_{sc} 为气层在标准状态下的温度,K;p_R 为地层压力,MPa;Z 为天然气偏差因子;α 为地层系数的修正系数,取 0~1;μ_g 为天然气黏度,mPa·s。

参 考 文 献

- [1] 中国石油青海油田公司勘探开发研究院,中国石油勘探开发研究院廊坊分院.涪北一号气田开发实施方案[R].敦煌:中国石油青海油田公司勘探开发研究院,2004.
- [2] 中国石油青海油田公司勘探开发研究院,中国石油勘探开发研究院廊坊分院.涪北二号气田开发实施方案[R].敦煌:中国石油青海油田公司勘探开发研究院,2005.
- [3] 钟兵,杨雅和,夏崇双,等.砂岩多层气藏多层合采合理配产方法研究[J].天然气工业,2005,25(增刊 A):104-106.
- [4] 高承泰,卢涛,高炜欣,等.分区物质平衡法在边水气藏动态预测与优化布井中的应用[J].石油勘探与开发,2006,33(1):103-106.
- [5] 庄惠农.气藏动态描述和试井[M].北京:石油工业出版社,2004.
- [6] 陈元千.预测气井绝对无阻流量的一个新方法[J].油气井测试,1998,17(1):1-5.
- [7] 高承泰.气田动态预测与优化布井新方法[J].低渗透油气田,2002,17(3):58-60.
- [8] 国家石油和化学工业局.SY/T 6098-2000 天然气可采储量计算方法[S].北京:中国标准出版社,2000.

(修改回稿日期 2008-10-18 编辑 韩晓渝)