

# 普光气田开发指标优化技术

王寿平<sup>1</sup> 孔凡群<sup>1</sup> 彭鑫岭<sup>2</sup> 张世民<sup>2</sup>

1.中国石化中原油田分公司 2.中国石化中原油田普光分公司

王寿平等.普光气田开发指标优化技术.天然气工业,2011,31(3):5-8.

**摘要** 编制一个最佳的气藏开发方案,虽然综合考虑了地质、工程和经济等诸多因素,但对气藏的认识不可能就此结束,需要在实施过程中不断优化。对于高含硫化氢的普光气田更是如此,因为编制开发方案应用的地质认识仅来源于勘探成果资料,且受安全、环保和技术装备等因素的限制,正式投入开发前没有进行过系统试气和试采。在普光气田开发建设过程中,必须实时跟踪研究新井资料,深入开展地质研究工作,不断深化气藏地质认识;并根据地质新认识和动用储量评价结果,在原开发方案的基础上,应用数值模拟技术和边际贡献等方法,重点重新研究确定不同井型单井经济可采储量、控制地质储量、气层厚度等技术经济界限,优选开发井井型,调整经济极限井距,完善井位部署方案,优化开发指标,以此来确保对普光气田的高效开发。

**关键词** 普光气田 开发井 技术经济界限 开发指标 优化

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.03.002

普光气田具有硫化氢含量高、埋藏深、储层非均质性强、气水关系复杂等特点。普光气田正式投入开发前,编制完成了《普光气田开发方案》,并由上级主管部门批准实施<sup>[1]</sup>。开发方案编制过程中虽然综合考虑了地质、工程和经济等诸多因素,但应用的地质认识仅来源于勘探成果资料,且由于受安全、环保和技术装备等因素限制,气田没有进行系统试气和试采<sup>[2]</sup>。对气藏的认识不能就此结束,需要在气田开发建设过程中,实时跟踪研究新井资料,动态开展地质研究工作,不断深化气藏认识。跟踪新井资料研究的结果认为,气层厚度、气水界面高度及动用储量等与原认识相比都发生了较大变化。为确保实现高效开发,必须不断优化井身轨迹,培育高产井,适时完善井位部署方案,及时优化开发指标<sup>[3-4]</sup>。开发指标是指用来评价开发效果好坏的主要项目,主要包括日产气量、年产气量、采气速度、井数、稳产时间、采收率等指标。开发指标优化研究思路:根据地质新认识和动用储量评价结果,在原方

案设计的基础上,首先,重新研究确定单井初始产量、经济可采储量、控制地质储量、气层厚度等技术经济界限;其次,优选开发井井型,优化经济极限井距;然后,按照“少井、高产、降低投资”的原则,完善井位部署方案;最后,应用数值模拟技术优化开发指标。

## 1 单井技术经济界限优化研究

**技术经济界限**:指在现有气田开发技术和财税体制下,单井能收回全部投资、采气操作费并获得最低收益率时所应达到的最低产量或储量值。主要包括单井初始产气量界限、评价期单井累计产气量界限、单井经济可采储量界限、单井控制地质储量界限和单井气层厚度界限等(图1)。

理论上讲,气井在生命期是经济的,我们说该气井经济上是可行的。由于气藏认识程度、物价水平一直处于动态变化之中,一旦气藏认识程度、物价水平发生变化,所确定的经济界限就不一定是经济的,而且存在

**基金项目**:国家“十一五”科技重大专项“高含硫气藏安全高效开发技术”(编号:2008ZX05017)、“四川盆地普光大型高含硫气田开发示范工程”(编号:2008ZX05048)。

**作者简介**:王寿平,1962年生,教授级高级工程师,博士;现任中国石化中原油田分公司副总经理,中原油田普光分公司副经理,担任国家科技重大专项“四川盆地普光大型高含硫气田开发示范工程”项目长,获得国家、中国石油化工集团公司科技奖多项。地址:(457001)河南省濮阳市中原油田分公司总经理办公室。

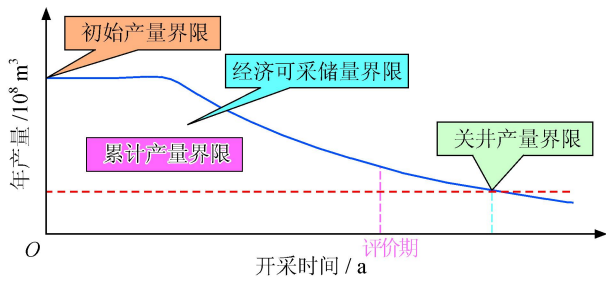


图1 技术经济界限示意图

连投资都无法回收的风险。对抗这种风险的最佳办法就是尽快回收新钻井投资,只有投资得到回收,才能谈得上取得最大效益的问题。因此,应重点关注气藏动用储量和物价等因素的负向变动情况,并适时重新确定单井技术经济界限,为优化开发指标做好准备工作。一般在5~8 a内能回收投资,内部收益率保持在12%以上比较合适。

### 1.1 单井初期产量界限

单井初期产量界限指在一定的开发技术和财税体制下,气井所获得的收益能弥补全部投资、采气操作费并获得最低收益率时初期所应达到的最低产量,当气井初期产量大于这一值时,则认为经济上是可行的。计算方法为同时满足公式(1)和(2)中的 $Q_c$ 的值。即

$$Q_c \left\{ \sum_{t=1}^l [P_t n(1-r_c) - T_t - C_{ovt}] \eta (1+i_c)^{-t} \right\} - \sum_{t=1}^l (I_t + S_{oft}) (1+i_c)^{-t} \geq 0 \quad (1)$$

$$Q_c \sum_{t=1}^{P_T} [P_t n(1-r_c) - T_t - C_{ovt}] \eta - P_T - \sum_{t=1}^{P_T} (I_t + S_{oft}) \leq 0 \quad (2)$$

式中 $Q_c$ 为新井初期产量界限, $10^4 \text{ m}^3$ ;  $P_t$ 为油气价格,元/ $10^3 \text{ m}^3$ ;  $n$ 为商品率,小数;  $r_c$ 为税金及附加比率;  $P_T$ 为投资回收期,a;  $I_t$ 为单井新增投资,万元;  $C_{ovt}$ 为单位变动成本,元/ $10^3 \text{ m}^3$ ;  $S_{oft}$ 为固定费用,万元/a;  $t$ 为经济评价期,a;  $\eta$ 为无因次产量变化系数;  $T_t$ 为资源税,元/ $10^3 \text{ m}^3$ ;  $i_c$ 为基准收益率,%。

### 1.2 单井累计产气量界限

从前述公式可以看出,不同产量变化模式所要求的初期产量不同。为了满足单井投入产出平衡,要求初期产量和累计产量同时达到。为确保单井的经济性,需测算计算期的累计产气量。累计产气量界限计算公式为:

$$G_{PC} = \sum_{t=1}^l Q_{qt} \quad (3)$$

式中 $G_{PC}$ 为累计产气量界限, $10^8 \text{ m}^3$ ;  $Q_{qt}$ 为评价区年产气量, $10^4 \text{ m}^3$ 。

### 1.3 经济可采储量界限

在气田开发过程中,单位边际成本不断上升,边际贡献(效益)存在一个递减过程。当单位边际成本等于气价时,气井的边际贡献(效益)等于零。此时,气井应该采取措施或关井,如果继续开井的话,将减少气田的经济效益。

气井从开始生产至达到关井产量界限时的累计产量为经济可采储量。即

$$G_{RC} = \sum Q_t \quad (4)$$

式中 $G_{RC}$ 为经济可采储量, $10^8 \text{ m}^3$ ;  $Q_t$ 为单井产量, $10^4 \text{ m}^3$ 。

### 1.4 单井控制地质储量界限

根据单井经济可采储量界限及预测采收率,可计算单井控制地质储量边际值。即

$$N_c = \sum Q_t / E_r \quad (5)$$

式中 $N_c$ 为单井控制地质储量界限, $10^8 \text{ m}^3$ ;  $E_r$ 为经济采收率,小数。

### 1.5 单井气层厚度界限

根据单井控制地质储量边际值和单储系数可以计算在合理井距下单井气层厚度界限值。即

$$h = N_c / (A \delta) \quad (6)$$

式中 $h$ 为单井气层厚度界限,m;  $A$ 为单井控制面积, $\text{km}^2$ ;  $\delta$ 为单储系数, $10^4 \text{ m}^3 / (\text{km}^2 \cdot \text{m})$ 。

气田开发经济效益具有长期性,单个的技术经济界限值不能反映气田开发的整体效益,同时,气田的累计产气量界限和初始产量界限会因开发方式(主要是产量变化规律)而不同。因此,在使用技术经济界限值作为优化开发指标和气田开发投资决策依据时,须将初始产量界限、累计产量界限和储量界限等指标结合起来<sup>[1,5]</sup>。

在研究确定单井技术经济界限过程中,须在分析气藏地质新认识的基础上,重点考虑动用储量和气水界面等的变化情况,选择代表性井开展单井产量变化模式数值模拟研究,应用迭代优化法综合确定单井技术经济界限等指标。在稳产期为6~10 a、递减期递减率为5.0%~12.0%情况下,根据上述参数和方法测算的直井和水平井的单井技术经济界限结果如表1所示。

表1 单井技术经济界限计算结果表

项目	直井	水平井
单井初期产量/ $10^4 \text{ m}^3$	40.0	44.5
评价期累积产量/ $10^8 \text{ m}^3$	18.4	20.0
经济可采储量/ $10^8 \text{ m}^3$	20.6	22.4
控制地质储量/ $10^8 \text{ m}^3$	31.8	34.4
单井气层(垂直)厚度界限/m	134.0	89.0

## 2 井型优选

对于斜井,其与直井的产能比随着气藏厚度的增加而增大;但对水平井,其与直井产能比随着气藏厚度的增加而减小。跟踪研究新井资料后认为,普光气田储层非均质性强,气层厚度变化大,气水界面较原认识提高100多米,气水关系非常复杂,井型的选择将直接关系到气田的开发效益。为了实现气田高效开发,要在综合研究气层厚度、物性和气水界面等因素的基础上优选井型。

根据国内外水平井开发经验,适合钻水平井的条件为:油气层厚度( $h$ )与气层各向异性系数( $\beta$ )的乘积小于100 m,  $\beta = \sqrt{K_h/K_v}$ 。水平井开发油气藏要求两个基本的适用条件:①油气层不能太厚;②垂向渗透率不能太低。

综合分析气井的物性参数,建立不同井型的投入产出计算模型,明确不同井型的开采效果。图2是采用普光气田实际储层参数计算的不同厚度气层条件下斜井和水平井同直井的产能比,这里斜井井斜角取 $75^\circ$ ,水平井水平段长度取600 m,气层垂向渗透率与水平渗透率之比取0.5。从图2中可看出,对有效厚度小于100 m的气层,水平井相对直井的增产效果明显好于大斜度井,其增产倍数是斜井的2倍。但对于有效厚度大于200 m的气层,大斜度井的开发效果好于水平井。

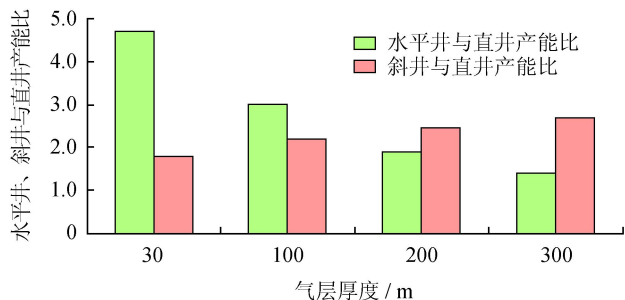


图2 水平井和斜井与直井产能比的比较图

气藏中、高部位储层有效厚度大,纵向非均质性较强,I、II、III类储层交互分布,水平井不能很好地兼顾纵向上储量的动用,而斜井在控制气藏储量、充分发挥纵向上气层产能、实施增产措施方面有其优势,能够满足开发的要求。因此,气藏构造中、高部位(普光2、6井区)主要选择斜井结合直井的方式开采,以大斜度井为主。而气藏边部主要发育飞仙关组储层,气层厚度逐渐变小且距离边水近,开发过程中受边水影响较大,采用斜井和直井达不到经济界限产量;采用水平井,一方面可以增加泄气面积和气井产能,另一方面可以减小生产压差,控制边水推进,延长稳产期,提高采收率。因此,气藏边部气层较薄的区域主要部署水平井。

## 3 经济极限井距优化

经济极限井距是对应于单井极限控制储量时的井距。单井极限控制储量是指在一定的开发技术和财税体制下,单井经济开采期内能获得基准收益率为12%时所要求的最低储量值。当单井控制储量大于这一值时,则认为经济上是可行的。经济极限井网密度计算公式为:

$$S_{\min} = \frac{N \sum_{i=1}^T [P_i n(1 - r_c) - T_r - C_{ovt}](1 + i_c)^{-i} V_i}{A \sum_{i=1}^T (I_i + S_{ofi})(1 + i_c)^{-i}} \quad (7)$$

分析式(7)得知,经济极限井距的大小主要是由气价、投资、成本等经济指标决定,储量丰度越大,经济极限井距越小。经济极限井距计算参数取值采用开发方案经济参数。根据动用储量重新评价结果和不同井区的动用储量丰度变化情况,结合气井实际钻遇气层厚度,计算出普光2、6井区经济极限井网密度为2.3口/ $\text{km}^2$ ,经济极限井距为650 m;普光5井区经济极限井网密度1.85口/ $\text{km}^2$ ,经济极限井距为735 m;普光4井区经济极限井网密度为1.25口/ $\text{km}^2$ ,经济极限井距为895 m;普光8、9井区经济极限井网密度为1.11口/ $\text{km}^2$ ,经济极限井距为950 m;普光3区块经济极限井网密度为0.64口/ $\text{km}^2$ ,经济极限井距为1250 m。

## 4 井位部署方案优化

为确保普光气田高效开发,根据“单井技术经济界限”、“井型优选”、“井距优化”等研究成果,结合气藏地质新认识和动用储量评价结果,依据原井位部署方

案,按照“少井、高产、降低投资”的原则,分普光3区块、普光2区块构造低部位、普光2区块西南相变带、普光2区块储量富集区对井位部署方案进行优化。优化后,原开发方案设计的13口新钻开发井不实施,1口探井不利用,在动用储量富集区优化增加2口开发井,合计减少开发井12口<sup>[1,6-7]</sup>。此举可节约气田稳产期生产成本1.5亿元/a左右。通过井位部署的优化,降低了气田开发方案实施的风险,为实现普光气田的高效开发创造了有利条件。

## 5 开发指标优化

在原方案预测开发指标的基础上,根据气藏地质新认识,结合以上研究成果,应用数值模拟技术重新对普光气田的开发指标进行预测研究。预测结果表明,由于气田动用储量规模较原方案有所减少,为满足稳定供气的需要,为确保普光及周边气田整体产能规模在 $110 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右,满足净化厂处理能力和大湾区块产能建设计划要求,在优化调整开发井配产的基础上,对普光气田整体开发指标进行优化和调整。优化调整后,气田采气速度为4%左右,天然气年生产能力为 $75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右。在年产 $75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的能力下,预测气田的稳产期约为8 a。预测普光气田投产30 a后,天然气年生产能力将下降到 $5.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,采气速度为0.3%,累计天然气产量为 $1\ 124 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,动用储量采出程度约为62.1%<sup>[1,8-9]</sup>。

## 6 效果分析

开发指标优化后,开发井数减少12口,降低气田稳产期生产成本1.5亿元/a;单井平均产量提高了 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,预测气田开发30 a采出程度提高4.5%。提高了普光气田整体开发效益。

毛坝、大湾区块与普光气田主体相邻,同属高含硫

化氢、超深层、发育边、底水的礁滩相碳酸盐岩气藏。本文所述的开发指标优化的技术思路和方法已在毛坝、大湾区块开发方案优化过程中推广应用。通过开发指标优化,大湾区块新钻井全部设计为水平井,新钻开发井减少10口,提高了单井产能,降低了投资,为大湾区块的高效开发创造了有利条件。

四川盆地目前发现的成规模的气田主要为高含硫化氢海相气藏,具有埋藏深、非均质性强、气水关系复杂等特点,开发指标优化的技术思路和方法具有广泛的推广应用前景。

### 参 考 文 献

- [1] 何生厚,曹耀峰.普光高酸性气田开发[M].北京:中国石化出版社,2010.
- [2] 克雷格.酸气开发设计指南[M].钱治家,郭平,译.北京:石油工业出版社,2003.
- [3] 陈京元.罗家寨气田飞仙关组气藏高产井培育分析[J].天然气工业,2004,24(4):65-67.
- [4] 彭英,弋戈.中坝气田某气藏高效开发经验[J].天然气勘探与开发,2004,27(4):35-39.
- [5] 王玉普,郭万奎.气藏工程[M].北京:石油工业出版社,2007.
- [6] 谢兴礼,朱玉新,冀光,等.气藏产能评价方法及其应用[J].天然气地球科学,2004,15(3):276-279.
- [7] 崔丽萍,何顺利,宁波.水平气井产能公式探讨[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(5):121-124.
- [8] 刘月田,蔡晖,丁燕飞.不同类型气藏生产效果评价指标及评价标准研究[J].天然气工业,2004,24(3):102-104.
- [9] 李松泉,廉培庆,李秀生.水平井井筒和气藏耦合的非稳态模型[J].西南石油大学学报:自然科学版,2009,31(1):53-57.

(收稿日期 2011-02-21 编辑 韩晓渝)