

普光气田开发投入产出关系分析与应用

王秀芝 李 婷 王卫红

中国石化石油勘探开发研究院

王秀芝等.普光气田开发投入产出关系分析与应用.天然气工业,2012,32(5):89-92.

摘 要 四川盆地普光气田是我国近年来发现的大型海相碳酸盐岩气田,具有高含硫化氢、中含二氧化碳、气藏埋藏深等特点,气田开发的投入产出关系有其特殊性,而目前对类似气藏投入产出特征的相关报道较少,研究认识其投入产出关系对于编制气田开发方案、确保气田开发取得最佳开发效果和经济效益具有重要意义。为此,通过该气田开发过程中投入产出的构成及其特征的分析,论述了钻井投资、采气工程投资、地面建设投资、净化处理厂投资及公用工程投资与气田开发的产量和井数的数学关系,分析总结了气田开发中边际产量和边际效益的递减规律,建立起了气田开发收益与井数和产量的关系模型,认识到了普光气田开发的产出和投入的非线性变化关系。利用这一规律,论证了普光气田开发的合理采气速度为4.4%,经济合理井距在1 000 m左右,新井最低产量界限为 $(36.7 \sim 40.9) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井控制储量为 $(30.3 \sim 34.0) \times 10^8 \text{ m}^3$ 。该研究成果为普光气田开发方案的编制提供了重要依据。

关键词 四川盆地 普光气田 投资 操作成本 产量 收益 边际效益

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.05.024

由于四川盆地普光气田高含硫的特殊性,对气田的开发建设和生产管理提出了很高的要求,与常规气田开发相比,建设内容复杂,建设投资高;开采、集输和处理工艺复杂,生产管理难度较大,采气和处理成本较高^[1]。因此,认识气田开发中投入和产出构成特征,研究产量、成本和收益的关系,并利用其来分析如何确定气田开发的工作量及产量,以获得气田开发的最佳效益,对指导气田开发工作,提高企业的效益有重要意义。

1 气田开发投入构成及特征

普光气田开发的直接投入包括建设投资和操作费,其构成及特征与常规气田相比有较大差异,有其自身的特殊性。

1.1 投资构成与特征

普光气田开发建设投资包括钻井工程、采气工程、地面集输工程、天然气净化厂和公用工程(外部系统配套工程)投资。

1.1.1 钻井投资

钻井投资由钻前工程、钻井工程、固井工程、测井

工程、录井工程、完井工程、管理费用等构成,钻井工程投资由地质地理条件、井别、井型、井身结构、井深、钻井周期、管材和工具等因素决定。与常规气田相比,由于钻井技术要求高、管材材料特殊^[2],单井钻井投资是常规气田的20~30倍。根据普光气田钻井投资统计分析,单井的钻井投资与井深呈二次曲线关系,区块钻井工程总投资既和开发井数相关,又与钻井井深相关,用公式(1)表示为:

$$I_d = w(0.0021h^2 + 23.234h + 72\,271) \quad (1)$$

式中 I_d 为区块钻井总投资,万元; w 为开发井数,口; h 为钻井井深,m。

1.1.2 采气工程投资

采气工程投资包括管、杆、泵、井口采油树等材料及措施投产作业等费用。由于投产技术要求高和抗硫化氢和二氧化碳的双抗材质要求,单井投资是常规气田的数十倍,但同一区块不同井单井的采气工程投资差异很小,区块采气工程总投资与开发井数呈直线递增关系。

基金项目 国家重大科技专项“四川盆地普光大型高含硫气田开发示范工程”(编号:2008ZX05048-001)。

作者简介 王秀芝,女,1968年生,高级工程师;1990年毕业于中国石油大学(华东)管理工程专业,目前从事天然气经济研究工作。地址:(100083)北京市海淀区学院路31号。电话:(010)82282461。E-mail:wangxz.syky@sinopec.com

1.1.3 地面建设投资

地面建设投资包括井口和集气站、集气支线、集气干线、处理中转站、供水工程、配电工程、道路工程、通信工程、征地等。对普光气田不同开发方案地面投资进行回归分析可知,气田地面建设工程总投资与开发井数呈非线性递增关系,但增长率越来越小,可用公式(2)表示。

$$I_t = 17.669 \ln(w) - 29.112 \quad (2)$$

式中 I_t 为区块地面建设总投资,亿元。

1.1.4 净化处理厂投资

净化处理厂投资与产量规模有关,通常是 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 建设一个系列净化处理装置^[3],装置的处理量范围为处理能力为 78%~120%,因此,净化厂投资与产量呈阶梯式递增关系,随着处理规模的增长,总投资增加,但平均单系列的投资越来越小。通过对普光气田净化厂不同处理规模方案投资分析可知,净化处理厂总投资与整数倍的 $10 \times 10^8 \text{ m}^3$ 产量关系可用公式(3)表示。

$$I_c = 62.182 \ln(Q) - 162.77 \quad (3)$$

式中 I_c 为净化处理厂总投资,亿元; Q 为年产量, 10^8 m^3 。

1.1.5 公用工程投资

公用工程投资包括气田系统外部的道路桥梁、供电、给排水、安全抢险救助、通信、自控、生产办公点及其他为气田勘探开发提供服务的工程投资等,公用工程投资在一定的规模范围内是相对固定的,不随产量和井数的变化而变化。

1.2 操作成本构成与属性

根据对普光气田操作成本特征的分析,操作成本大体可分为3类:变动操作成本、相对固定操作成本和固定操作成本^[4]。

变动操作成本包括燃料费、油气处理费(净化费)、运输费和销售费用等,既与开井数的多少有关,也与单井产量的高低有关,用 C_v 来表示。其成本随产量的增大而增大,但增幅趋缓。

相对固定操作成本包括材料费、工资及附加、动力费、井下作业费、测井试井费、其他开采费和其他直接费。对于一个气田来说,这部分费用发生额随开井数的增大而增大。对于一口气井来说,所发生的总费用是相对稳定的,而与单井产量的高低没有太大的关系,也就是说,对于正常生产井来说,单井发生的总费用基本上是固定的,若单井产气量高,则该井产气的单位气成本就低。反之,气井的单位采气成本就高。为了便于分析问题,用 S_{fi} 来表示单井的年固定操作成本。

固定操作成本主要指除利息、摊销外的期间费用,受产量规模的影响很小,基本可视作固定成本。

因此,普光气田总操作成本随产量和井数的增加呈非线性递增变化,总操作成本的增长率依赖于产量与开发井数增长率的关系。通过对不同方案操作成本的分析,普光气田平均年度总操作成本(C_o)与产量可用公式(4)表示。

$$C_o = 0.0013 Q^2 - 0.0736 Q + 21.176 \quad (4)$$

式中 C_o 为年度平均操作成本,亿元。

2 气田开发边际效益变化规律

气田开发边际投入为新钻一口井增加的投入,因此,边际效益指每增加一口气井而增加的产出与投入的差额。

2.1 边际产量递减规律

在合理的技术政策条件下,井位总是优先部署在最好部位,因此,每增加一口井增加的产量是递减的,单井的边际产量与井数呈非线性递减趋势。区块产量与井数呈非线性递增趋势,但增长率越来越小。

2.2 单井边际投资

新钻井的边际投入包括新钻一口井而增加开发建设和操作费。在一定规模范围内净化厂、公用配套工程投资的变化范围较小,因此,增加一口井而引起总投资的增加可以只考虑钻井投资、采气工程投资和地面集输系统的投资的变化。

2.3 单井边际效益递减规律

由于单井边际产量递减规律的作用,随开发井数的增加,单井边际效益不断递减,呈非线性递减趋势^[5],如图1所示。

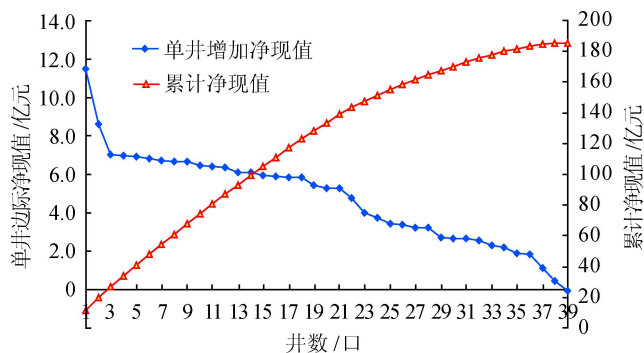


图1 普光气田单井边际效益变化图

3 气田开发收益的非线性变化关系

3.1 收益模型

反映气田开发在经济开采期创造的效益的主要指

标为财务净现值,净现值随开发井数和产量的关系模型可用公式(5)表述。

$$NPV(w)=\sum_{t=0}^T\{Q_c d_t[Pn(1-r_c)-C_{ovt}]-\\(I_t+wS_{oft}+C_g)\}(1+i_c)^{-t}\quad(5)$$

式中 NPV 为财务净现值,万元; d_t 为第 t 年无因次产量系数,小数; I_t 为第 t 年新增投资,万元; C_g 为期间费用,万元; S_{oft} 为固定操作成本,万元/井·a; C_{ovt} 为单位变动成本,元/ 10^3 m^3 ; P 为天然气价格,元/ 10^3 m^3 ; n 为商品率,小数; Q_c 为稳产年产量, 10^7 m^3 ; T 为经济寿命期,a; i_c 为基准折现率,%; r_c 为税金及附加占收入的比,小数。

单井的边际效益模型,公式如下:

$$NPV=\sum_{t=0}^T\{Q_{sc} d_t[Pn(1-r_c)-C_{ovt}]-\\(I_s+S_{oft})\}(1+i_c)^{-t}\quad(6)$$

式中 NPV 为单井财务净现值,万元; I_s 为单井新增建井投资,万元; Q_{sc} 为单井稳产年产量, 10^7 m^3 。

3.2 收益的非线性变化关系

综合分析认为,普光气田开发收益随产量和井数呈非线性变化关系(图 2)。

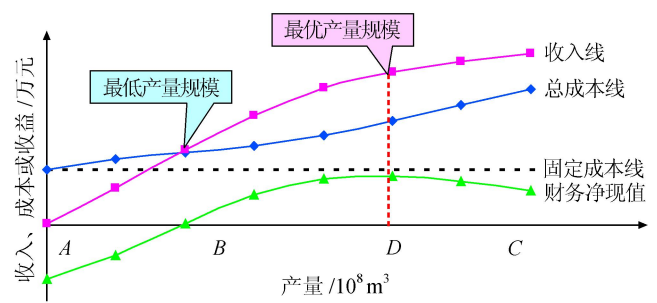


图 2 气田开发收益与井数、产量变化关系示意图

AB 段:由于固定投入影响,总体收入低于投入,随着开井数和产量的增加,收入和总成本不断上升,收入增幅大于成本增幅,到 B 点后,收入和成本持平,气田达到盈亏平衡。

BD 段:随着有效益井数的不断增加,收入和成本不断增大,收入增幅大于成本增幅,收入和成本的差额越来越大,到达 D 点后,单井的边际效益为零,两者差额最大,新井工作量达到最优,油气田开发利润最大。

DC 段:成本增幅大于收入增幅,增加单位产量所付出的代价大于价格,使得收入和成本的差额越来越小。

因此, D 点对应的井数为气田开发的最优井网,此时新钻井所要求的储量和产量即为最低储量界限和产

量界限,区块的总产量为最优规模产量。

4 投入产出关系模型的应用

4.1 最优产量规模的确定

利用普光气田开发的投入产出关系和收益模型,对不同采气速度和产量规模下经济开采期的投入现值和产出现值分析预测,净现值出现峰值时对应的采气速度即为合理采气速度。根据评价,最终确定普光气田主体合理采气速度为 4.4% ,年产气规模为 $80\times 10^8\text{ m}^3$ 。

4.2 合理井距的确定

应用气藏地质和数值模拟研究成果,建立区块效益评价(NPV)模型,对不同井距的开发方案进行效益评价,计算出普光气田净现值与井网密度的关系曲线(图 3),由此确定气藏平均井距为 $1\ 000\text{ m}$ 左右。

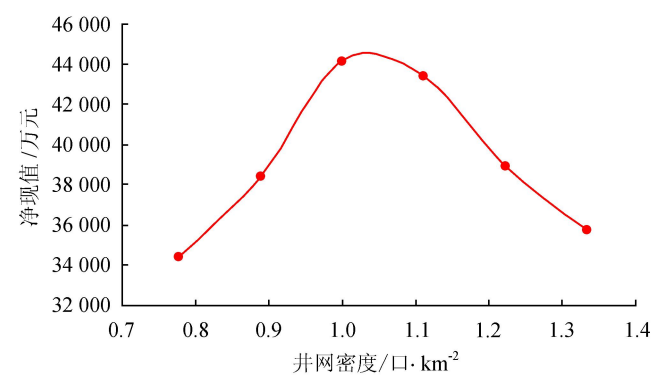


图 3 普光气田井网密度与净现值的关系图

4.3 单井配产最低产量界限

由于新井边际效益递减规律的存在,当新井边际效益为零时,气田开发的各项指标均达到最优,此时,再增加新井已不合适,这时新井的各项指标即为技术经济界限,主要包括单井初始产量界限和控制储量界限。

根据普光气田开发的投资成本特征,利用单井边际效益(NPV)模型,迭代求解,测算单井的最低产量或储量值。不同井型的界限不同,在气井稳产 9 年的条件下,普光气田直井要求的单井初始产量界限为 $36.7\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,单井控制储量为 $30.3\times 10^8\text{ m}^3$,斜井和水平井要求的单井初始产量和控制储量界限比直井高,斜井要求的单井初始产量界限为 $38.3\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,单井控制储量为 $31.6\times 10^8\text{ m}^3$,水平井要求的单井初始产量界限为 $40.9\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,单井控制储量为 $34.0\times 10^8\text{ m}^3$;从经济角度看,单井要获得同样的经济效益,稳产时间短的井,要求的初期产量要高,气井的稳产时间延长的话,要求的初期产量降低,但要求的单井控制储量增大。

5 结 束 语

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、开发生产管理难度大的特点,普光气田开发的投入产出关系研究和应用为普光气田高效开发及投资决策提供了重要依据,对类似气田开发具有借鉴意义。

参 考 文 献

[1] 孔凡群,王寿平,曾大乾.普光高含硫气田开发关键技术[J].天然气工业,2011,31(3):1-5.

[2] 孙书贞.普光气田开发井井身结构建议和生产套管材质优选[J].钻采工艺,2007,30(2):14-16.

[3] 于艳秋,毛红艳,裴爱霞.普光高含硫气田特大型天然气净化厂关键技术解析[J].天然气工业,2011,31(3):22-25.

[4] 潘静君,王志亮,宋辛,等.油田规模经济产量方法探讨[J].经济师,2011,26(2):267-269.

[5] 吴红珍,赵玉萍,宋秋银,等.油气田开发生产中加密井边际成本分析及应用[J].江汉石油学院学报,2003,25(4):100-101.

(修改回稿日期 2012-03-29 编辑 赵 勤)