

文章编号: 0253-9985(2011)02-0302-09

高含硫碳酸盐岩气藏开发技术政策优化

王卫红, 刘传喜, 穆林, 王秀芝, 孙兵

(中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要: 普光气田属高含 H_2S 和 CO_2 特大型海相气田, 具有气藏埋藏深、厚度大、非均质强、有边底水以及开发投资高和难度大的特点, 国内没有成熟的开发技术和经验。为此, 采用气藏工程理论方法、数值模拟和经济评价技术, 对高含硫碳酸盐岩气藏开发层系划分、井型优选、合理井距、井网部署、合理产量、合理采气速度、单井技术经济界限、控制和减缓边底水推进、防止硫沉积等开发技术政策进行了优化研究, 形成了高含硫碳酸盐岩气藏开发技术政策优化技术方法, 并制定出适合普光气田的合理开发技术政策, 为气田开发方案的编制及优化调整和气田高效开发奠定了基础。

关键词: 高含硫气藏; 边底水; 开发技术政策; 普光气田

中图分类号: TE37 **文献标识码:** A

Technical policy optimization for the development of carbonate sour gas reservoirs

Wang Weihong, Liu Chuanxi, Mu Lin, Wang Xiuzhi, Sun Bing

(SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China)

Abstract: Puguang gas field is a super-large marine carbonate gas field in China featuring in deep burial, large thickness, strong heterogeneity, high H_2S and CO_2 contents and edge-and bottom-water. Gas reservoir engineering theory and methodologies, numerical simulation and economic evaluation techniques are used to optimize the technical policies for its development, including layer division, well-type selection, reasonable well spacing, well pattern, reasonable productivity, reasonable gas production rate, technical and economic limits of single well, control and impediment of edge-bottom water advancing, prevention of sulfur precipitation and so on. A set of technical methods are formulated for optimizing technical policies of carbonate sour gas reservoirs and are applied to Puguang gas field. The rational technical policies obtained provide a solid basis for development planning and adjustment and effective development of this gas field.

Key words: sour gas reservoir, edge/bottom water, technical policy for development, Puguang gasfield

高含硫碳酸盐岩气藏是我国天然气重要的气藏类型, 近年来已累计探明地质储量近 $7\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 约占国内天然气探明总储量的 $1/8$ 。高含硫气藏不同于常规气藏, 开发技术要求高、难度大, 国内没有成功开发的先例, 近年国内发现的几个高含硫气田如普光、罗家寨、铁山坡、渡口河等

气田都没有投入开发, 处于开发前期的准备阶段^[1-9]。

普光气田是一个大型高含硫碳酸盐岩气田, 该气田地质条件复杂, 具有气藏埋藏深、高含硫化氢(H_2S)和二氧化碳(CO_2)、储层厚度大、非均质性强、有边底水以及开发投资高的特

收稿日期: 2010-12-20; 修订日期: 2011-01-22。

第一作者简介: 王卫红(1965—), 女, 副教授, 油气藏工程。

基金项目: 国家科技重大专项(2008ZX05048-001); 中国石化科技攻关项目(P06055)。

点。针对这类气藏地质特征、流体性质的特殊性,开展高含硫气藏开发层系划分、井型优选、井网优化、单井技术经济界限、合理产量和采气速度等开发技术政策研究,制定合理的开发对策,是这类气藏高效开发中必须研究的关键问题。

1 普光气田地质特征

普光气田位于四川省宣汉县境内,是川东褶皱带东北段双石庙-普光北东向构造带上的一个鼻状构造(图1)。普光气田主要含气层系为二叠系上统的长兴组及三叠系下统的飞仙关组,气层埋深4 800~5 900 m,地层压力55~57 MPa,地层温度120~133℃,H₂S含量范围11.42%~17.05%、平均含量为14.28%,CO₂含量范围7.77%~14.25%、平均含量为9.57%。该气田储层以白云岩为主,其中鲕粒和残余鲕粒白云岩、结晶白云岩、砾屑白云岩和海绵礁白云岩是主要的储集层岩石类型。储层溶蚀孔发育,储集空间以孔隙型为主,局部发育裂缝。总体上,飞仙关组-长兴组储层物性较好,以中-高孔、渗储层为主,孔隙度大于5%的储层占75%;纵向上飞(飞仙关组)一、二段中、下亚段储层物性好于其他层系,平面上构造高部位储层物性好于边部。气田主体气层厚度大,实钻垂直厚度达100~400 m;但纵向上非均质性严重,不同类型(I, II, III类)储层交错分布。气田在飞仙关组和长兴组均有边底水,且气-水关系复杂;飞仙关组和长兴组为不同的气-水系统(图2)。

2 高含硫气藏开发技术政策优化

2.1 合理划分开发层系

普光气田储层为二叠系长兴组及三叠系飞仙关组。针对普光气田的地质特点,从两套气层的储量规模、储层物性、温-压系统、流体性质及开发经济界限等方面分析,飞仙关组-长兴组气藏虽然储层厚度大,但不满足划分多个层系的地质、开发要求,采用一套层系合层开采较为适宜。其主要原因在于:①飞仙关组气层岩性相近,纵向上没有明显的隔层,无法分开;长兴组气层埋藏较深、储

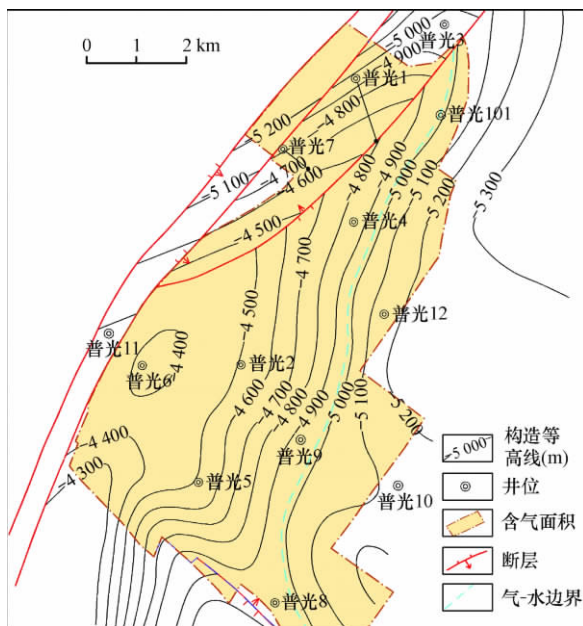


图1 普光气田飞一、飞二段顶面构造

Fig. 1 Top structure of the 1st and 2nd members of the Feixianguan Formation in Puguang gasfield

量规模较小、气层产能较低,单独开发经济效益难以保障;纵向上飞仙关组和长兴组气层叠合程度高,一套井网可较好地控制地质储量。②飞仙关组、长兴组虽为两套压力系统,但压力系数接近(1.09~1.18),不会产生明显的倒流现象。③两套储层流体性质相近,都为高含H₂S和CO₂气藏,并且储层物性基本一致。④由于气田高含H₂S,且气藏埋藏深,钻井费用、地面集输等投资高,分层系开发风险大。

2.2 开发井型优选

不同井型有不同的开发特点和适用范围,对于一个具体气藏主要采用何种井型进行开发,需要从气藏地质特点和各种井型开发效果对比分析综合确定^[10-12]。

普光气田气层有效厚度变化大,构造高部位有效厚度为200~400 m,低部位为20 m至100多米;纵向上I, II, III类储层交互发育,非均质性很强,构造低部位有边底水。利用建立的各类井型的地质模型,模拟计算水平井、大斜度井与直井的产能比。研究表明,斜井与直井的产能比随着气藏厚度的增加而增大,气层厚度越大,采用斜井开发增产效果越好;但水平井与直井产能比随着气藏厚度的增加而减小。

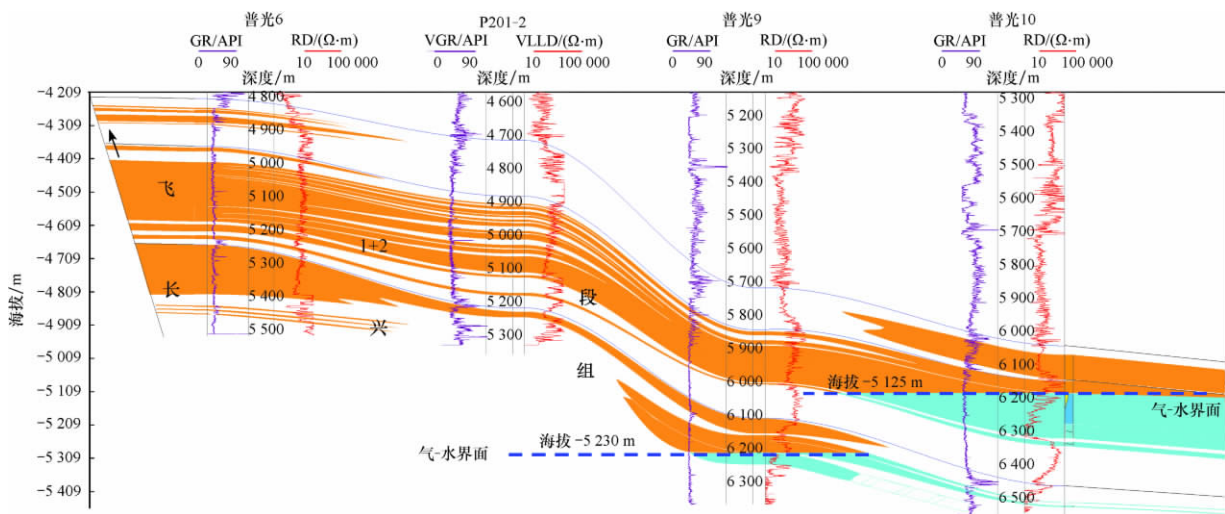


图2 普光6—普光10井气藏剖面

Fig. 2 Gas reservoir profile crossing Puguang 6 to Puguang 10 wells

根据国内外水平井开发经验,适合钻水平井的条件是油气层厚度 h 与气层各向异性系数 β ($\beta = \sqrt{K_h/K_v}$) 的乘积小于 100 m。这说明,水平井开发油气藏具有一定的适用条件:一是油气层不能太厚;二是垂向渗透率不能太低。

普光气田构造高部位有效厚度为 200 ~ 400 m,从地质认识看,长兴组和飞仙关组层间有泥晶灰岩隔层,飞三段至飞一段层段之间没有明显的隔层,根据 $\beta h < 100$ m 的限制条件,要求气层垂直渗透率是水平渗透率的 4 倍以上。普光气田气层裂缝不太发育,气层垂向渗透率与水平渗透率之比为 0.2 ~ 0.5,气藏高部位难以满足此条件。但对于气藏边部有效厚度小于 70 m 的区域,则可以满足这个条件。

综合分析显示,普光气田主体部位(普光2、普光6井区)储层有效厚度大,纵向非均质性较强,I,II,III类储层和致密储层交互分布,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、实施酸压等增产措施方面有其优势,能够满足开发的要求。因此,气藏主体部位主要选择斜井结合直井的方式开采,以大斜度井为主。

而气藏边部储层逐渐变薄,有效厚度变小,有边底水,部署斜井和直井达不到经济界限产量,采用水平井开发则可以增加泄气面积、气井产能和减小生产压差,控制边底水推进,延长稳产期,提高气藏采收率。因此,在气藏边部储层较薄区域可以部署水平井。

2.3 单井技术经济界限研究

单井技术经济界限指在现有气田开发技术和财税体制下,新钻井能收回新井增加的投资、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。普光是高含硫气田,开发投资高、成本大,必须研究气田经济有效开发的条件,这是指导气田开发部署的重要技术指标。

根据普光高含硫气藏开发特征和经济运行规律,以气田有效开发必须满足基本投资回收期 and 收益率的要求等经济条件为约束,建立单井初始产气量界限、单井控制地质储量界限和单井钻遇有效厚度等技术经济界限模型。

单井初期产量界限模型:

$$Q_c \left\{ \sum_{t=1}^T [P_t n(1-r_c) - T_{r4} - C_{ovt}] \eta_t (1+i_c)^{-t} \right\} - \sum_{t=1}^T (I_t + S_{oft}) (1+i_c)^{-t} \geq 0 \quad (1)$$

$$Q_c \sum_{t=1}^{P_T} [P_t n(1-r_c) - T_{r4} - C_{ovt}] \eta_t - \sum_{t=1}^{P_T} (I_t + S_{oft}) \geq 0 \quad (2)$$

单井控制地质储量界限:

$$N_c = \sum Q_t / E_r \quad (3)$$

根据普光高含硫气田单井开发投资、操作成本以及生产动态特征(稳产期、递减率),按照天然气商品价格 0.98 元/m³ (2007 年) 计算,测算出普光气藏不同稳产年限不同井型的单井技术经济界限值

(图3,图4)。在气井稳产10年的条件下,气田直井要求的单井初始产量界限为 $36.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井控制储量界限为 $31.4 \times 10^8 \text{ m}^3$;斜井要求的单井初始产量界限为 $37.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井控制储量界限为 $32.7 \times 10^8 \text{ m}^3$;水平井要求的单井初始产量界限为 $40.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,单井控制储量界限为 $35.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

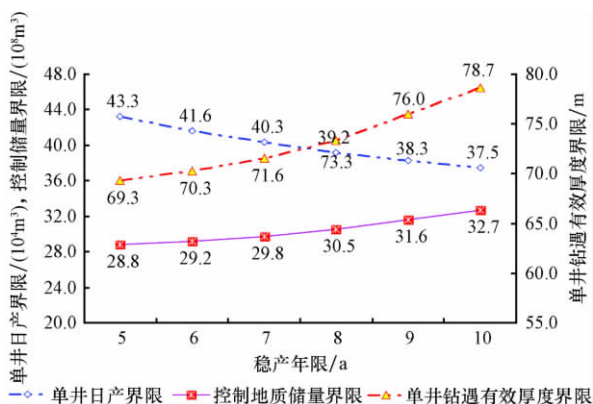


图3 不同稳产条件下斜井技术界限

Fig. 3 Technical limits of deviated wells under different stable production conditions

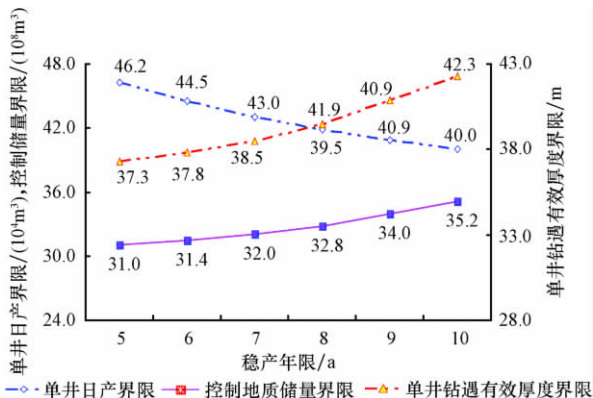


图4 不同稳产条件下水平井技术界限

Fig. 4 Technical limits of horizontal wells under different stable production conditions

2.4 井网部署

2.4.1 开发井网

普光气田为受断层及相变带控制的构造-岩性气藏,储层分布、岩性和物性变化大。综合分析认为,普光气田宜采用不规则开发井网,其原因在于:①普光气田储层展布形态南宽北窄,形态不规则,不规则井网有利于有效控制储层;②储层物性变化大,非均质性较强,飞仙关组不同井区孔隙

度、渗透率差异较大,在构造高部位普光2井—普光6井一带孔、渗较好,周边构造低部位物性变差,而且有一定的边底水,不适于均匀部署井网;③储层厚度变化大,整体变化趋势是从普光2—普光6井区向周边低部位变薄,构造高部位普光2—普光6井区有效厚度达到400 m以上,向周边有效厚度明显变薄,不规则井网部署方式有利于增加钻遇气层厚度、提高单井产量、延缓边底水推进。

因此,普光气田采用“顶密边稀”不规则井网形式,构造高部位储层厚度大、物性好,集中布井;构造低部位周边区域,储层厚度减小、物性变差,有边底水,尽量少布井,且布井应尽可能远离边水。

2.4.2 布井方式

普光气田地面属山地地形,沟深坎陡,地形条件复杂,交通不便,不适合选择一井一场的钻井、管理方式。同时,飞仙关组—长兴组气藏为典型的高含硫气藏,硫化氢是剧毒气体,在气藏开发的钻、采、集、输、处理整个流程中,必须重视安全,丛式井组布井可减少钻前工程量,同时便于集中管理,有利于安全生产,另外可减少地面集输管网,节约地面建设投资。因此,普光气田宜采用在地面集中的丛式井组布井系统。

2.5 合理井距优化

根据普光气田储量丰度、储层厚度展布、非均质性、断层封隔状况以及边底水分布的特点,考虑气藏的开发效果和经济效益,首先在单井经济极限控制储量的基础上确定经济极限井距,然后考虑单井控制储量、采气速度、稳产期、经济效益等与井距的关系,采用多种方法分别确定各种约束条件下的井距,综合对比分析,优选出合理井距。

2.5.1 经济极限井距

应用现金流法,测算基准收益率12%时的单井极限控制储量,通过极限控制储量和储量丰度的关系可以计算出不同区域的经济极限井距。根据普光气田不同井区的储量丰度,计算出构造高部位普光2—普光6井区经济极限井网密度为2口/km²,经济极限井距为700 m;普光4—普光8—

普光 9 井区经济极限井网密度为 1.23 口/km^2 , 经济极限井距为 900 m; 普光 3 块经济极限井网密度为 0.64 口/km^2 , 经济极限井距为 1 250 m。

2.5.2 合理采气速度法确定合理井距

合理采气速度法确定合理井距是在气藏地质储量和含气面积已知的情况下, 根据确定的合理开发速度和单井产量, 建立井网密度与地质储量、采气速度之间的关系, 从而计算开发井井距。由采气速度论证结果, 普光气田合理产气速度为 $4.0\% \sim 4.5\%$, 由此确定气田开发合理井距平均为 1 050 ~ 1 100 m。

2.5.3 单井控制储量法确定合理井距

开发井距的确定应考虑合理的单井控制储量。单井控制储量法确定合理井距是根据单井配产, 按稳产期末采出的可采储量计算出所要求的单井控制储量, 然后依据储量丰度计算不同井区的合理井距。根据单井控制储量法研究了普光气田不同单井配产下不同储量丰度的合理井距图版 (图 5)。从图中可以看出, 单井配产越高, 所要求的井控储量越大; 在气井产量相同的情况下, 对应储层不同丰度区, 井距都不相同, 储量丰度越高, 井距越小。

由普光气田不同井区的储量丰度, 查图版确定出普光 2、普光 6 井区合理井距为 800 ~ 900 m; 普光 5 井区合理井距为 900 ~ 1 000 m; 普光 4 井区和普光 8 - 普光 9 井区合理井距为 1 050 ~ 1 150 m; 普光 3 块合理井距为 1 300 ~ 1 350 m。

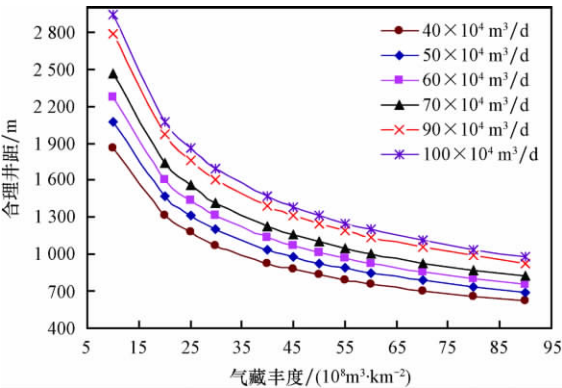


图 5 不同单井配产合理井距与储量丰度的关系

Fig. 5 Well spacing vs. reserve abundance at different single well production allocations

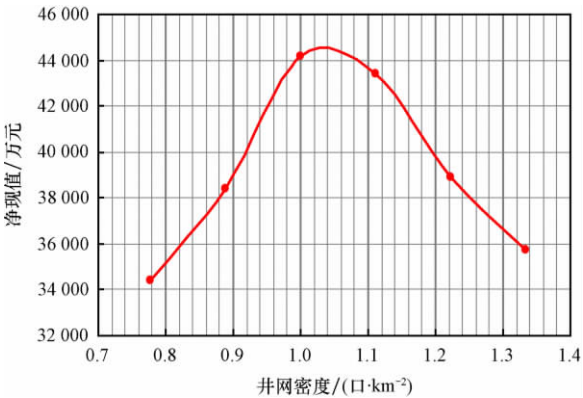


图 6 净现值与井网密度的关系

Fig. 6 Net present value vs. well spacing density

2.5.4 经济评价方法确定合理井距

经济评价方法是通过评价气藏开发的经济效益确定气田开发合理的井网密度和合理井距。此方法确定合理井距需要和气田开发数值模拟技术相结合。

首先建立普光气藏地质模型, 设计 6 个不同井网密度的开发方案, 进行开发指标预测; 然后用经济评价方法计算不同开发方案的净现值, 得出净现值与井网密度的关系曲线 (图 6), 净现值最大对应的即为气藏合理井网密度及井距。从图中可以看出, 当井网密度为 1.04 口/km^2 时, 净现值最大。由此确定普光气田经济合理井距平均为 1 000 m 左右。

2.5.5 类比法确定合理井距

法国拉克气田^[8]为高含硫碳酸盐岩气藏, 其地质特征和流体性质与普光气田相似。该气田平均储量丰度为 $27 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 生产井 36 口, 平均单井日产 $(50 \sim 65) \times 10^4 \text{ m}^3$, 气田平均井距大约为 1 500 m, 构造高部位井距较小、低部位井距较大。

普光气田平均储量丰度为 $48.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 明显高于拉克气田, 单井配产与拉克气田相近, 因此普光气田的合理井距应小于拉克气田的实际井距。

综合分析, 在目前的经济条件下, 普光气田飞仙关组—长兴组气藏不同井区的合理井距为 800 ~ 1 300 m, 平均井距在 1 000 m 左右。对于储层物性好、丰度高的普光 2 - 普光 6 井区, 合理井

距为 800 ~ 1 000 m; 普光 4 - 普光 8 - 普光 9 井区合理井距为 1 050 ~ 1 200 m, 普光 3 块为 1 300 m。

2.6 气井合理产量优化

普光气田储层厚度大、产量高, 储层纵、横向非均质性强, 高含硫化氢, 开发投资大, 并存在边底水, 气井合理产量确定的原则是: ①要能够充分利用地层能量, 提高储量动用程度; ②满足合理采气速度的要求; ③控制气藏的边、底水推进; ④确保气井稳产期和市场需求; ⑤不造成油管的冲蚀损害; ⑥满足一定的携液能力; ⑦获得好的经济效益。根据上述原则, 普光气田确定气井合理产量的方法是: ①首先确定单井初期产量界限; ②再根据评价的气井产能, 采用经验法、采气指数曲线法、节点分析法、类比法等综合分析研究单井合理配产; ③然后在建立气藏地质模型的基础上, 用数值模拟方法优化确定全气藏各气井的合理产量。

2.6.1 确定单井初期产量界限

根据单井技术经济界限研究结果, 普光气田直井、斜井、水平井要求的初始产量界限分别为 36×10^4 , 37.5×10^4 , 40×10^4 m^3/d , 气井配产应大于单井初期产量界限。

2.6.2 单井合理配产研究

在气田开发前期评价阶段, 气井合理产量的确定主要是根据试气和试采资料评价的气井产能方程和无阻流量, 采用经验法、采气曲线法、节点分析法和类比法等多种方法确定初步配产。

普光气田为高含硫碳酸盐岩气藏, 根据国外和四川碳酸盐岩气藏的开发经验, 气井生产可按无阻流量的 $1/5 \sim 1/6$ 配产。根据采气指数曲线法, 普光气井在不出现紊流的情况下的合理配产约为无阻流量的 $1/6 \sim 1/7$ 。根据节点分析法, 绘制气井的流入井动态曲线和流出井动态曲线于同一坐标系中, 取两条曲线交点处的产量作为单井的合理产气量, 普光气井合理产量约为无阻流量的 $1/5 \sim 1/6$ 。

从与法国拉克气田类比来看, 拉克气田储层有效厚度为 350 ~ 500 m, 略高于普光气田, 压力系数(1.57 ~ 1.67) 高于普光气田(1.09 ~ 1.18), 储层类型为孔隙 - 裂缝型, 单井配产为 $33 \times 10^4 \sim$

100×10^4 m^3/d 。因此, 普光气田气井合理产量可参考拉克气田。

此外, 普光气田气井产量较高, 且有边底水, 配产时还应考虑携液极限产量和油管冲蚀流量。气井的合理产量应大于产水时的最小携液量, 同时小于使油管造成冲蚀损害的产气量。计算表明, 普光气田在不造成油管冲蚀损害的情况下, 外径 88.9 mm 的油管要求气井产量低于 100×10^4 m^3/d ; 另外, 根据 Turner 携液极限产量计算, 普光气田满足气井生产时连续排液的最低产量为 10×10^4 m^3/d 。

综合分析, 普光气田可选用各井初期产能评价无阻流量的 $1/5 \sim 1/7$ 配产, 单井配产大于 30×10^4 m^3/d 、小于 100×10^4 m^3/d 。

2.6.3 数值模拟法优化确定全气藏各气井合理产量

根据普光气田地质建模研究成果和流体高压物性等资料, 建立气藏数值模型。在气井产能评价结果的基础上, 先对各生产井按无阻流量的 $1/5 \sim 1/7$ 进行初步配产; 在初步配产的基础上进行数值模拟计算, 预测开发指标。以给定的气井最小井口外输压力(9 MPa) 为限制条件, 在采气速度 4.0%、各生产井稳产时间接近的条件下, 同时考虑控制边水推进, 对于靠近边水的气井生产压差控制在 3 MPa 以内, 确定气井合理产量为 $(30 \sim 100) \times 10^4$ m^3/d , 平均产量为 60×10^4 m^3/d ; 其中, 气藏构造高部位普光 2 - 普光 6 井区合理产量为 $(70 \sim 100) \times 10^4$ m^3/d , 低部位靠近边底水区域合理产量为 $(30 \sim 50) \times 10^4$ m^3/d 。

2.7 合理采气速度优化

气藏的合理采气速度优化应综合考虑气藏地质条件、储量规模、资源接替状况、稳产要求、企业经济效益和社会效益等多种因素。

2.7.1 采气速度对稳产年限、采出程度及经济效益的影响

为了确定普光气田的合理采气速度, 在气藏三维地质模型的基础上, 采用数值模拟技术, 研究了气藏采气速度、稳产年限和稳产期采出程度的关系, 预测了不同采气速度下的气藏开发指标, 并进行了经济评价, 结果见图 7 和图 8。

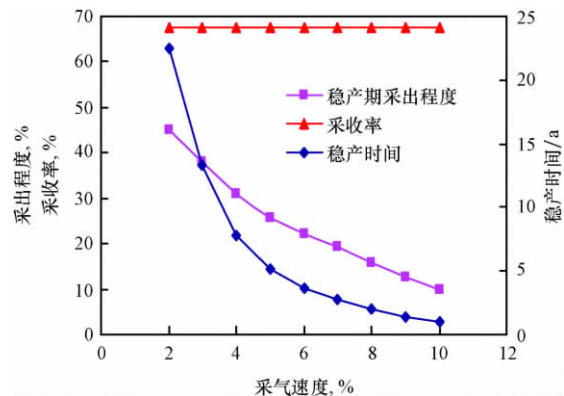


图 7 采气速度与稳产期、采出程度的关系

Fig. 7 Relationship between gas production rate, stable production period and recovery percent of reserves

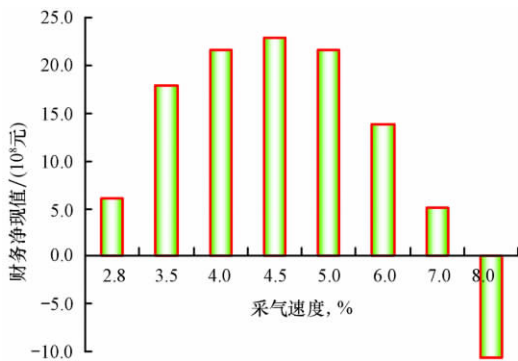


图 8 采气速度与净现值的关系

Fig. 8 Gas production rate vs. net present value

可以看出,普光气田开发采气速度越高,稳产期越短,稳产期末采出程度越低。不同采气速度下气藏经济效益有明显差异。若采气速度太低,则开发时间长,投资回收期长,经济效益差;若采气速度过高,则气藏稳产期短,采出程度低,效益差,甚至根本没有经济效益。气田开发是以获得最大经济效益为目的的,所以一个气田的开发从经济评价分析,净现值出现峰值时对应的采气速度即为合理的采气速度。因此,从经济效益考虑,普光气田合理采气速度为 4.5%。

2.7.2 采气速度对边底水推进的影响

从普光气田边底水分布可知,气藏构造高部位没有底水,气藏边部有范围较大的边水。这里用普光 9 井和普光 202-1 井建立有边水的地质剖面模型。普光 202-1 井处在构造较高的部位,气层中部海拔为 -4 802 m;普光 9 井位于气藏低

部位,邻近边水,气层中部海拔为 -5 009 m。以此模型为基础,设计了 7 套方案模拟计算不同采气速度对见水时间、稳产期、无水期采出程度等开发指标的影响。

方案 1,2,3,4 高、低部位气井采用相同的采气速度生产,采速分别为 2%,3%,4%,5%;方案 5,6,7 高、低部位气井采用不同的采气速度生产,高、低部位的采速分别为 6.2% 和 1%,5.5% 和 2%,4.7% 和 3%,整体采速为 4%。

模拟结果表明,构造高部位气井采用不同速度(采气速度为 1%~6.2%)生产时始终不出水。表 1 是不同采气速度情况下低部位气井的开发指标。

从表 1 中可以看出,高、低部位气井采用相同采气速度生产的情况下,当采气速度从 2% 提高至 5% 时,低部位气井见水时间由 11.8 a 提前到 5.2 a,见水时间提前近 7.0 a,稳产时间由 22.3 a 缩短为 3.7 a。可见,随着采气速度的增加,边水推进速度加快,邻近边水气井见水时间提前,稳产期缩短。因此,边底水气藏开发,采气速度不宜过高。从方案 2、方案 4、方案 5 和方案 6 的开发指标看,在全气藏整体采气速度相等的情况下,适当提高构造高部位区域的采气速度,减小低部位的采气速度,可以延缓边水的推进速度,提高无水期采出程度,延长稳产期。

另外从市场需求看,普光气田是“川气东送”工程的主供气田,“川气东送”工程的目标市场是长江三角洲和川渝地区,这两个地区是目前我国天然气消费量最大的地区,天然气一直处于供不应求的状况,市场需求潜力巨大。因此,普光气田需要尽快建成规模产能,满足市场需求。另外,普

表 1 不同采气速度下开发指标对比
Table 1 Comparison of development indexes at different gas production rate

方案	低部位采速, %	高部位采速, %	全区采速, %	见水时间/a	无水期采出程度, %	稳产时间/a
1	2	2	2	11.8	23.6	22.3
2	3	3	3	8.3	24.9	13.3
3	4	4	4	6.0	25.2	6.4
4	5	5	5	5.2	25.4	5.2
5	1	6.2	4	7.6	27.1	3.7
6	2	5.5	4	7.0	26.8	5.0
7	3	4.7	4	6.6	26.5	7.9

光气田是高含硫化氢气田,从国内外高含硫气藏开发经验看,高含硫气藏采气速度普遍较高。从国内外高含硫化氢气藏开采数据统计结果可知,高含硫气藏采气速度一般都超过4%。

综合考虑普光气田的主体地质特征、流体性质、稳定供气和资源接替、川气东送工程市场的需求,气藏整体合理采气速度应为4.0%~4.5%。气田不同区域采用不同采气速度进行开发。气藏构造高部位没有边底水影响,采用4.5%~5.5%速度开采;边低部气井受边底水影响,为延缓边底水推进,提高气藏采收率,宜采用2%~3%的采气速度开采。

2.8 采收率的确定

2.8.1 用物质平衡法估算采收率

地质特征研究表明,普光气藏以中孔、中渗储层为主,构造高部位没有水,仅在低部位存在边底水。数值模拟计算显示,气藏整体表现为弱水驱,由垂直管流法和经验公式估算气田废弃地层压力为14.0 MPa。根据物质平衡方程,结合废弃地层压力,可以计算出衰竭式开采气藏采收率为67.3%。

2.8.2 根据类比法估算采收率

在气田开发初期,可采用类比法或经验公式估算气藏采收率。四川中-低渗透碳酸盐岩气藏的采收率一般为60%~75%;法国拉克气田确定最终采收率为80%,但是拉克气田的原始地层压力(67 MPa)高于普光气田(55~57 MPa),并且储层物性较普光气田好,因此普光气田采收率应低于拉克气田。对比国内外中低渗透率气藏的采收率,普光气田采收率约为65%~70%。

2.8.3 利用数值模拟法估算采收率

根据地质模型和开发井网部署,利用数值模拟计算,气藏废弃时采出程度为67.7%。综合分析,初步估算普光气田最终采收率为65%~70%。

2.9 防止或减小硫沉积

针对高含硫气藏开发过程中可能会出现硫沉积的情况^[13-14],进行了硫沉积规律及对气井产能影响的理论研究^[15-14]。研究表明:①天然气达到含硫量饱和状态之后,降低压力或温度,元素硫将

从气流中析出;②地层中硫沉积主要发生在距井筒较小的范围之内,距井筒越近,硫沉积量越大;③气流速度对硫沉积有重要影响,在气流速度高于临界携硫速度时,气流能将含硫饱和天然气中析出的硫携带出地层,不会造成储层伤害,而当气流速度低于临界携硫速度时,气井产量越大,硫沉积越快,气井生产时间越短。国外实践也表明,发生硫堵塞的气井产量较低;而当气井产量超过 $42.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,气井均未发生硫堵塞。

因此,高含硫气藏开发为防止或减小硫沉积,应采取以下对策:①气田投入开发时,气井初期配产必须大于气体携硫临界产量,以保证稳产阶段不出现硫沉积;②若气井初期配产小于气体携硫临界产量,在可能的情况下尽量采用小压差生产,以减小硫析出量,降低硫沉积速率;③硫沉积速度随时间成加速变化,防止硫沉积造成储层完全堵塞的最佳时机应在储层含硫饱和度急剧增大之前。

3 结语

通过全面、系统地开展高含硫碳酸盐岩气藏开发方式、层系划分、井型井网、合理产量和采气速度、开发技术经济界限、控制和减缓边底水推进等气藏开发对策研究,形成了一套高含硫碳酸盐岩气藏开发技术政策研究方法,制定出了适合普光气田的开发技术政策,并编制出气田合理的开发方案,为高效开发普光气田奠定了基础。目前,普光气田已正式投入开发。

本研究形成的方法和技术已在普光气田周边大湾、毛坝及河坝、元坝等区块的开发评价和开发方案编制中得到应用,对同类气藏的开发亦具有指导和借鉴作用,具有广阔的应用推广前景。

符号注释

C_{ovt} ——单位变动成本, 10^{-3} 元/ m^3 ;

E_r ——经济采收率,小数;

i_c ——基准收益率,%;

I_t ——单井新增投资,万元;

n ——商品率,小数;

N_c ——单井控制地质储量界限, 10^7 m^3 ;

P_t ——油气价格, 10^{-3} 元/ m^3 ;
 P_T ——投资回收期, a;
 Q_c ——新井初期产量界限, $10^7 m^3$;
 Q_t ——年产量, $10^7 m^3$;
 r_c ——税金及附加占收入的比率, 无量纲;
 S_{oft} ——固定操作成本, 万元/a;
 t ——经济评价期, a;
 T_{r4} ——资源税, 10^{-3} 元/ m^3 ;
 β ——各向异性系数, 无量纲;
 η_t ——产量变化系数, 无量纲。

参 考 文 献

- [1] 郑伟, 周静, 易澜, 等. 渡口河、罗家寨气田飞仙关组气藏已获气井产能分析 [J]. 天然气工业, 2003, 23(6): 160 - 161.
Zheng Wei, Zhou Jing, Yi Lan, et al. The gas well productivity analysis of Dukouhe and Feixianguan gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(6): 160 - 161.
- [2] 雷振中, 孙万里, 唐光华, 等. 罗家寨飞仙关高含硫气藏水平井完井技术 [J]. 钻采工艺, 2006, 29(1): 29 - 32.
Lei Zhenzhong, Sun Wangli, Tang Guanghua, et al. The horizontal well completion technology in Luojiashai T_1^{3-4} research with high concentration H_2S [J]. Drilling & Production Technology, 2006, 29(1): 29 - 32.
- [3] 郭肖, 杜志敏, 陈小凡, 等. 高含硫裂缝性气藏流体渗流规律研究进展 [J]. 天然气工业, 2006, 26(1): 30 - 33.
Guo Xiao, Du Zhimin, Chen Xiaofan, et al. New advancement of percolation study on fractured acid gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(1): 30 - 33.
- [4] 杜志敏. 国外高含硫气藏开发经验与启示 [J]. 天然气工业, 2006, 26(12): 35 - 37.
Du Zhimin. Oversea experiences of acid gas reservoir development and their enlightenments [J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(12): 35 - 37.
- [5] 刘殊, 唐建明, 马永生, 等. 川东北地区长兴组—飞仙关组礁滩相储层预测 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(3): 332 - 339, 347.
Liu Shu, Tang Jianming, Ma Yongsheng, et al. Prediction of reef and shoal facies reservoirs in Changxing-Feixianguan formations in northeastern Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(3): 332 - 339, 347.
- [6] 郑伟, 陈京元. 川东北飞仙关组气藏合理采气速度研究 [J]. 天然气勘探与开发, 2002, 25(4): 6 - 12.
Zheng Wei, Chen Jingyuan. The research of appropriate production rate in Feixianguan formation in Northeastern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2002, 25(4): 6 - 12.
- [7] 陈友莲, 张灯, 刘义成, 等. 罗家寨飞仙关鲕滩气藏开发布井方式研究 [J]. 天然气工业, 2003, 23(4): 77 - 79.
Chen Youlian, Zhang Deng, Liu Yicheng, et al. Well spacing study for the development of Feixianguan oolitic shoal gas reservoir in Luojiashai gas reservoir [J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(4): 77 - 79.
- [8] 何生厚. 普光高含 H_2S 、 CO_2 气田开发技术难题及对策 [J]. 天然气工业, 2008, 28(4): 82 - 85.
He Shenghou. Technical problems and countermeasures of developing the Puguang gas field with high H_2S and CO_2 content [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(4): 82 - 85.
- [9] 冈泰麟. 国外六类气藏开发模式及工艺技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 43 - 61.
Gang Qingling. Development pattern and technology of overseas six kinds gas reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 43 - 61.
- [10] 陈志海, 刘常红, 杨坚, 等. 缝洞性碳酸盐岩油气藏开发对策——以塔河油田主体开发区奥陶系油气藏为例 [J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 623 - 629.
Chen Zhihai, Liu Changhong, Yang Jian, et al. Development strategy of fractured-vuggy carbonate reservoirs—taking Ordovician oil/gas reservoirs in main development blocks of Tahe oil-field as examples [J]. Oil & Gas Geology, 2005, 26(5): 623 - 629.
- [11] 袁士义, 冉启全, 徐正顺, 等. 火山岩气藏高效开发策略研究 [J]. 石油学报, 2007, 28(1): 73 - 77.
Yuan Shiyi, Ran Qiquan, Xu Zhengshun, et al. Strategy of high-efficiency development for volcanic gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(1): 73 - 77.
- [12] 万仁傅. 水平井开采技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 141 - 144.
Wan Renfu. Horizontal-well production technologies [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 141 - 144.
- [13] Milne B J, Kenny J. Near-wellbore sulfur deposition in sour gas reservoir [J]. SPE 71520.
- [14] Bruce E. The effect of sulfur deposition on gas well inflow performance [J]. SPE 36707.
- [15] 曾平, 赵金洲, 周洪彬. 高含硫气藏元素硫沉积对储集层的伤害 [J]. 石油勘探与开发, 2005, 32(6): 113 - 115.
Zeng Ping, Zhao Jingzhou, Zhou Hongbin. Formation damage from elemental sulfur deposition in sour gas reservoir [J]. Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(6): 113 - 115.
- [16] 曾平, 岑方. 高含硫碳酸盐岩酸压气井硫沉积规律研究 [J]. 天然气地球科学, 2008, 19(3): 414 - 418.
Zeng Ping, Cen Fang. Elemental sulfur deposited in acid fractured carbonate sour gas wells [J]. Natural Gas Geosciences, 2008, 19(3): 414 - 418.

(编辑 李 军)