

靖边气田陕100井区马五₁₊₂储层水平井开发优化

赵金省¹, 高建英², 肖曾利¹

(1. 西安石油大学石油工程学院, 西安 710065; 2. 长庆油田公司超低渗透油藏研究中心, 西安 710018)

[摘要] 根据研究区实际的储层特点,对水平井开发的可行性进行了分析。结果表明,陕100井区马五₁₊₂储层地质条件适合水平井开发。在对研究区三维精细地质建模的基础上,采用数值模拟对水平井的井网方式、水平段长度、井排距、开发指标等进行了预测。结果表明,最优的井网形式是水平段平行对称布置,采用同时穿越马五₂和马五₃的阶梯状水平段的水平井,井距和排距均为2 100 m。预测第10年年末,阶梯状水平井的采出程度为48.78%,比直井的采出程度高16.6%,研究结果可以指导研究区水平井的高效开发。

[关键词] 靖边气田;水平井;开发指标;井网;优化

[中图分类号] TE343 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2013)10-0066-05

1 前言

国内外开发实践表明^[1~3],水平井已成为开发各类油气藏的重要井型之一,应用水平井开发低渗、特低渗气藏也日益增多。尤其是近年来,水平井在靖边气田龙平1井、洲平1井的成功应用,表明水平井在长庆气田的开发中是具有优势的,水平井开发显得越来越重要。水平井开发气藏的主要优势是增加泄流面积,从而使气井在压力较低的情况下仍可以增加产气能力。但是,水平井的应用有一定的适应条件,并非所有的气藏都适合用水平井开发,必须结合气藏地质条件和水平井设计状况的开发条件才能取得较好的开发效果。

陕100井区马五₁₊₂储层为蒸发湖坪环境沉积的一套以准同生白云岩为主的碳酸盐岩地层,产气层为马五₂、马五₃和马五₂这3个小层,其中马五₂和马五₃为主力产气层。由于各小层有效厚度较薄,平均层厚为2.91 m,采用直井开发效果较差。因此,有必要对靖边气田陕100井区马五₁₊₂储层水平井开发的可行性以及井网布置方式、水平段长度、井排距等进行研究。

2 水平井开发可行性分析

在开发气藏方面,水平井有很多成功的应用^[4],如四川石油管理局在2006年完成的25口水平井中,获得的水平井天然气井口测试产量高达 4.4×10^6 m³/d以上;磨溪气田雷-1气藏水平井酸化后测试产量达到 $7.22 \times 10^4 \sim 17.93 \times 10^4$ m³/d,为同井场直井的3.45~5.6倍,达到了预期的增产效果;龙平1井是长庆气田第一口下古生界水平井,其酸化后天然气无阻流量为 9.3×10^5 m³/d,为积极探索低渗透气藏高效开发模式奠定了基础。

但是受储层地质条件的影响,实施水平井开发有时得不到很好的经济效益,因此有必要对陕100井区马五₁₊₂储层水平井开发的地质适应性进行评价。水平井开发受一些地质条件的限制,如果不满足这些条件,气藏水平井开发效果就不好。杨洪志等^[5]在综合国内外经验及目前国内水平井钻井技术水平的的基础上,提出从气藏埋藏深度、储层厚度、储层各向异性指数、 βh (气藏系数和有效厚度的乘积)、渗透率和供气面积等6个方面,衡量气藏水平井开发的地质适应条件(见表1)。

[收稿日期] 2012-07-16

[基金项目] 国家自然科学基金项目(41102081);陕西省自然科学基金项目(2013JQ7019);西安市产业技术创新计划——技术转移促进工程(CX121849(3));陕西省教育厅科研计划项目(11JK0780)

[作者简介] 赵金省(1979—),男,河南泌阳县人,讲师,主要研究方向为油气集输及采油工程;E-mail:jinsheng79317@163.com

表1 气藏水平井地质适应性分析
Table 1 Geological adaptability analysis of gas reservoirs horizontal wells

评价指标	气藏水平井适应性条件	研究区马五 ₁₊₂ 气藏参数
气藏深度/m	>1 000	3 562.51
有效厚度/m	>6	2.91
气层系数 β	<4	3.16~3.87
$\beta h/m$	<100	2.84~20.51
气层渗透率/mD	>0.2	1.389 5(岩心) 0.55(测井解释)
单井可采储量/ 10^8 m^3	>2	2.5

从表1可以看出,这6个评价指标中,只有储层有效厚度这一项不符合条件,其他5项条件均符合,总体适应程度为83.33%,可行性程度较高。

随着钻井水平的提高,杨洪志等^[5-7]提出的关于气藏有效厚度的限制不再是约束水平井应用的苛刻条件,国内外的薄储层水平井开发已有成功的经验,油气层厚度低于6 m的薄储层,可以利用水平井穿过多个油气层,或者利用“阶梯式”水平井的不同段钻在不同垂深的油气层内,一口水平井开发多个油气层等开发方式来增加控制储量,实现水平

井的有效开发。

3 水平井开发方案优化

在建立陕100井区马五₁₊₂储层地质模型的基础上,采用数值模拟方法对主力层位马五₁²水平井开发的井网部署、水平段长度、井网排距、井距和布井等参数进行了优化。

3.1 水平井开发井网部署优化

设计3种水平井井网,靖边气田下古气藏微裂缝发育中等,马五₁³是靖边气田主力产气层位,裂缝走向为70°~250°,考虑到地应力、下古沟槽展布方向、井距大小等因素,设计水平段方位角为110°,网格方向与水平段方向垂直,为北偏东30°。第一种井网方案的水平段平行且对称布置;第二种井网方案的水平段平行且交错布置;第三种井网方案相邻井的水平段呈相互垂直状布置,如图1所示。3种井网排距和井距(相邻水平段的延伸距离)均分别为1 800 m和2 100 m,水平段长度均为2 100 m。分别对3种井网方式的水平井进行开发指标预测,预测结果见图2和图3(为便于对比,图2和图3中横坐标对应的日期均为每年的1月1日)。

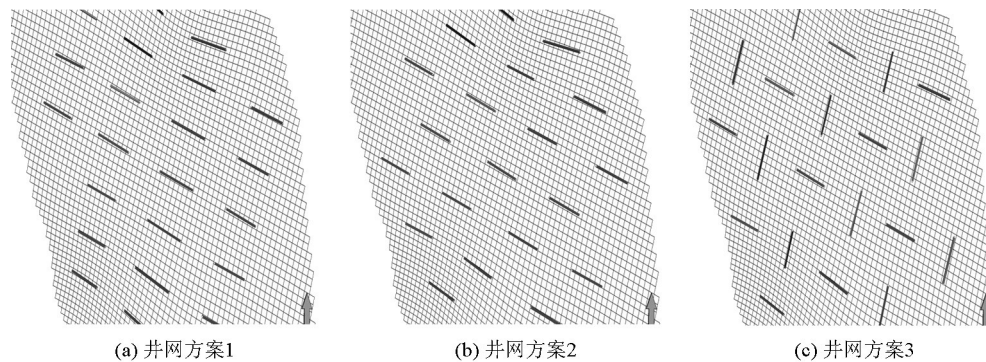


图1 3种方案的水平井部署井网

Fig.1 The horizontal wells network of three projects

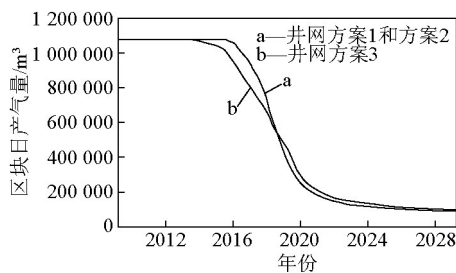


图2 3种水平井井网开采马五₁²的区块日产气量
Fig.2 The daily gas production in Mawu₁² of three horizontal wells network

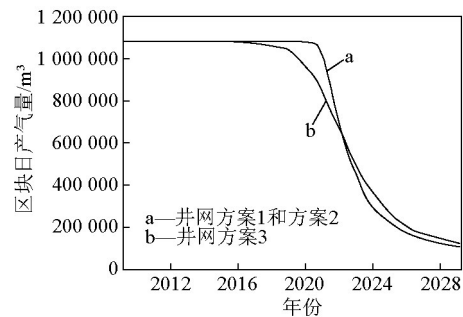


图3 3种水平井井网开采马五₁³的区块日产气量
Fig.3 The daily gas production in Mawu₁³ of three horizontal wells network

由图2和图3的3种井网在马五₁²和马五₁³的开发预测指标可以看出,在相同的配产下,稳产时间指标都显示井网方案1和井网方案2的预测指标曲线重合,即前两种井网开发效果没有区别,且均好于第三种井网。故优选出第一种井网作为下面预测的基础井网。

3.2 水平井水平段长度优化

设计6种方案,水平段长度分别为600 m、900 m、1 200 m、1 500 m、1 800 m和2 100 m,分别对水平段位于马五₁²和马五₁³小层时的稳产时间进行预测(见图4)。由图4可以看出,随着水平段长度的增加,在相同的配产下,稳产时间增大,但当马五₁²水平段长度大于900 m时、马五₁³水平段长度大于1 200 m时,稳产时间的增大趋势逐渐变缓,故马五₁²小层内的水平段长度优选为900 m,马五₁³小层内的水平段长度优选为1 200 m。综合以上分析结果,优选的水平段长度为900~1 200 m。

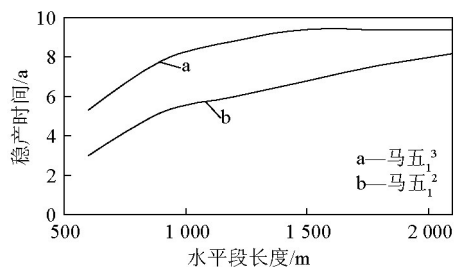


图4 马五₁²和马五₁³小层稳产时间随水平段长度的变化曲线

Fig.4 The stabilized production period varies with the length of the horizontal section in Mawu₁² and Mawu₁³

3.3 水平井井网排距优化

设计4种方案,井网排距分别为1 500 m、1 800 m、2 100 m和2 400 m,井距均为2 100 m,水平段长度均为1 200 m,分别布井67口、56口、45口和37口,以马五₁³生产层位为例。通过调整4种方案的日配产量,使4种方案的稳产时间均为10.5年。预测15年和20年的累计产气量,如图5所示。由图5可以看出,在4种方案的稳产时间均为10.5年的情况下,随着排距减小,由于布井数逐渐增多,累计产气量均逐渐增大。但当排距大于2 100 m时,累计产气量的增大幅度逐渐变缓,本着少布井的原则,优选合适的井网排距为2 100 m。

3.4 水平井井网井距优化

设计4种方案,井网井距分别为1 800 m、2 100 m、

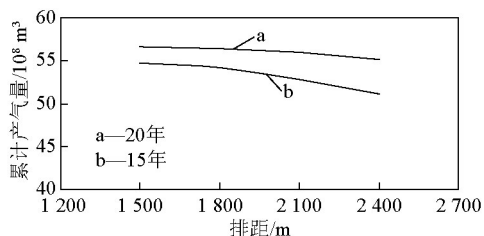


图5 4种排距下预测的15年和20年的累计产气量对比

Fig.5 The cumulative gas of four row spacings for 15 years and 20 years

2 400 m和2 700 m,排距均为2 100 m,水平段长度均为1 200 m,生产层位为马五₁³,分别布井48口、45口、41口和38口,预测20年的开发指标见图6。

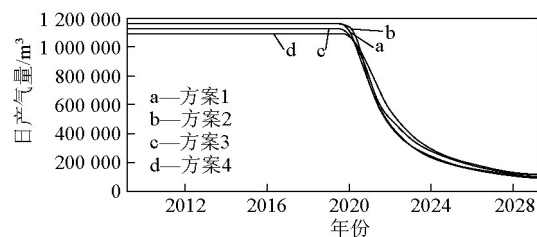


图6 4种井距方案下的日产气量

Fig.6 The daily gas production of four different well spacings

1)方案1:井距1 800 m,布井48口,日配产 $1.159 \times 10^6 \text{ m}^3$,稳产年限10.5年,第15年末累计产气量为 $5.391 \times 10^9 \text{ m}^3$,第20年末累计产气量为 $5.661 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。

2)方案2:井距2 100 m,布井45口,日配产 $1.162 \times 10^6 \text{ m}^3$,稳产年限10.5年,第15年末累计产气量为 $5.422 \times 10^9 \text{ m}^3$,第20年末累计产气量为 $5.68 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。

3)方案3:井距2 400 m,布井41口,日配产 $1.12 \times 10^6 \text{ m}^3$,稳产年限10.5年,第15年末累计产气量为 $5.238 \times 10^9 \text{ m}^3$,第20年末累计产气量为 $5.602 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。

4)方案4:井距2 700 m,布井38口,日配产 $1.09 \times 10^6 \text{ m}^3$,稳产年限10.5年,第15年末累计产气量为 $5.293 \times 10^9 \text{ m}^3$,第20年末累计产气量为 $5.56 \times 10^9 \text{ m}^3$ 。

由图6可以看出,在4种井距方案的稳产时间均为10.5年的情况下,井距为1 800 m和2 100 m的两种方案的日产气量几乎没有什么区别,而井距为2 400 m和2 700 m的两种方案的日产气量下降较大,故优选合适的井网井距为2 100 m。

3.5 水平井和直井的产能对比

1) 水平井布井方案: 井距为 2 100 m, 排距为 2 100 m, 水平段长度为 1 200 m, 生产层位为马五₁³, 研究区内布井 45 口, 日配产 1.162×10⁶ m³, 水平段位于马五₁³内。

2) 直井布井方案: 在所布水平井水平段的中部布置直井, 配产和水平井相同, 直井同时开采马五₁²、马五₁³和马五₂²这三个小层。

分别对布置的水平井和直井进行开发指标的预测, 预测时间为 20 年, 预测结果见表 2。由表 2 可

以看出, 由于水平井只穿越马五₁³小层, 单采马五₁³小层, 而直井同时开采马五₁²、马五₁³和马五₂²这三个主力层位, 在预测的前 10 年, 水平井和直井可以保持相当的产能, 累计产气量无差异, 但在预测第 10 年以后, 水平井出现供气不足, 产能下降较快。预测第 10 年时, 水平井布井方案和直井布井方案的采出程度均为 32.6%。而预测生产 20 年末, 水平井布井方案和直井布井方案的采出程度分别为 43.5% 和 62.0%, 相差接近 20%。因此有必要采用阶梯状水平井布井方式来提高水平井的动用程度。

表 2 水平井和直井的开发指标对比

Table 2 The contrast of development index of horizontal wells and vertical wells

布井方案	预测第 10 年		预测第 15 年		预测第 20 年	
	累计产气/10 ⁸ m ³	采出程度/%	累计产气/10 ⁸ m ³	采出程度/%	累计产气/10 ⁸ m ³	采出程度/%
直井	42.51	32.6	63.06	48.3	80.85	62.0
水平井	42.51	32.6	54.22	41.6	56.80	43.5

3.6 阶梯状水平井布井优化

针对水平段只开采单一小层储量动用程度低的问题, 进行水平段同时开采多个小层的研究, 由于马五₁²和马五₁³是储量最高的两个主力产气层, 且两个小层相邻, 故设计阶梯状水平井使其同时穿越马五₁²和马五₁³, 如图 7 所示。下面进行两个小层内的水平段长度优化。

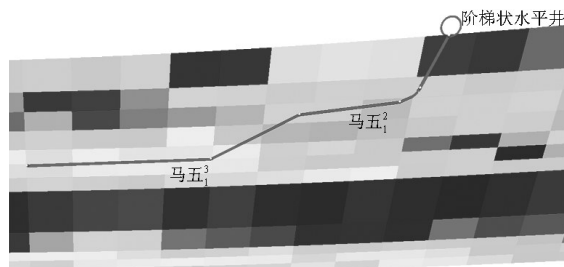


图 7 阶梯状水平井的井深剖面

Fig.7 The well profile of stair-step horizontal well

1) 马五₁²小层内的水平段长度优化。布井 35 口, 日配产 1.740 5×10⁶ m³, 平均单井配产 5×10⁴ m³, 固定马五₁³小层内的水平段长度为 1 200 m, 马五₁²小层内的水平段长度分别为 600 m、900 m 和 1 200 m。

开发指标预测见表 3。

表 3 阶梯状水平井马五₁²内水平段长度优化预测结果

Table 3 The optimal length of the horizontal section in Mawu₁²

水平段长度/m	稳产时间/年	第 15 年末累计产气量/10 ⁸ m ³	第 20 年末累计产气量/10 ⁸ m ³
600	9.86	81.63	85.51
900	10.37	82.12	85.8
1 200	11.19	82.41	85.97

由图 7 和表 3 可以看出, 在 3 种方案配产相同的情况下, 随着马五₁²小层内水平段长度的增大, 累计产气量和稳产时间增大的幅度都不大。本着节约钻井成本的原则, 应使马五₁²小层内水平段长度尽可能小, 故对于阶梯状水平井, 马五₁²小层内的水平段长度确定为 600 m。

2) 马五₁³小层内的水平段长度优化。布井 35 口, 日配产 1.740 5×10⁶ m³, 平均单井配产 5×10⁴ m³, 固定马五₁²小层内的水平段长度为 600 m, 马五₁³小层内的水平段长度分别为 600 m、900 m 和 1 200 m。开发指标预测结果见表 4。

表4 阶梯状水平井马五₁³内水平段优化预测结果
Table 4 The optimal length of the horizontal section in Mawu₁³

水平段长度/m	稳产时间/年	第15年末累计产气量/10 ⁸ m ³	第20年末累计产气量/10 ⁸ m ³
600	4.8	76.55	81.96
900	5.3	78.21	83.24
1 200	9.86	81.63	85.51

由表4可以看出,在3种方案配产相同的情况下,随着马五₁³小层内水平段长度的增大,累计产气量和稳产时间增大,当水平段长度达到1 200 m,累计产气量和稳产时间增大的幅度较大,故对于同时穿越马五₁²和马五₁³的阶梯状水平井,马五₁³小层内的水平段长度不应小于1 200 m,故选定马五₁³小层内的水平段长度为1 200 m。

3.7 最终优化的水平井布井方案开发指标预测

根据以上的分析,最终的布井方案确定井距和排距均为2 100 m,采用阶梯状水平段分别穿越马五₁²

小层和马五₁³小层,其中马五₁²小层内的水平段为600 m,马五₁³小层内的水平段为1 200 m,根据有利区的预测结果,在有利区范围内布井,布井35口,日配产1.740 5×10⁶ m³,平均单井配产5×10⁴ m³。为了对比直井和阶梯状水平井的产能,在阶梯状水平段的中部布置直井。在直井和阶梯状水平井井数及配产相同的情况下,进行开发指标的预测,预测结果见图8和表5。

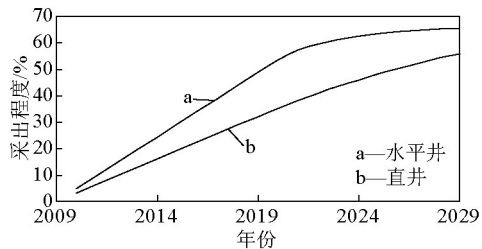


图8 最终优化的阶梯状水平井和直井的采出程度对比
Fig.8 The contrast of recovery percentage of stair-step horizontal wells and vertical wells

表5 最终水平井布井方案与直井开发指标预测对比

Table 5 The contrast of development index of final horizontal wells and vertical wells

时间	累计产气量/10 ⁸ m ³		年产气量/10 ⁸ m ³		日产气/10 ⁴ m ³		采气速度/%		采出程度/%	
	水平井	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井	直井	水平井	直井
第5年末	31.85	21.00	6.35	4.18	174.05	114.60	4.87	3.21	24.42	16.10
第10年末	63.63	41.90	6.35	4.16	174.05	113.96	4.87	3.19	48.78	32.12
第15年末	81.63	60.05	1.58	3.17	43.22	86.72	1.21	2.43	62.57	46.03
第20年末	85.51	72.95	0.48	2.20	13.13	60.17	0.37	1.68	65.55	55.92

由图8和表5可以看出,阶梯状水平井的产能明显好于直井,在相同的稳产时间10年内,阶梯状水平井日产气量为直井的1.52倍。预测第10年末,阶梯状水平井的采出程度为48.78%,比直井的采出程度高出16.6%;预测第20年末的水平井采出程度为65.55%,比直井的采出程度高9.63%。

4 结语

1)结合研究区的储层特点,对水平井开发可行性进行研究,结果表明,靖边气田陕100井区马五₁₊₂适合水平井开发。

2)水平段平行对称布置的井网和水平段平行交错布置的井网产能没有差异,均好于邻井水平段相互垂直布置的井网,最优的水平段长度为900~1 200 m,最优的井距和排距均为2 100 m。

3)采用同时穿越马五₁²和马五₁³的阶梯状水平井的开发模式优于单一层位水平井开发和直井开发。

参考文献

- [1] 范子菲,李云娟,纪淑红. 气藏水平井长度优化设计方法[J]. 大庆石油地质与开发,2000,19(6):28-30.
- [2] 吴月先. 中国陆上油气水平井技术成效及新思考[J]. 石油钻探技术,2007,35(2):83-86.
- [3] 吴月先,钟水清,陈灵,等. 川渝地区天然气水平井技术及发展对策[J]. 钻采工艺,2008,31(2):16-20.
- [4] 段晓苗. 靖边气田陕100井区水平井开发可行性评价及开发指标预测[D]. 西安:西安石油大学,2009.
- [5] 杨洪志,陈友莲,徐伟,等. 气藏水平井开发适应条件探讨[J]. 天然气工业,2005,25(增刊A):95-99.
- [6] 侯金明,黄博爱,韩新宇. 利用水平井开发薄油层技术研究及应用[J]. 科技信息(学术研究),2007,20:178-179.
- [7] 阴艳芳. 水平井技术在薄层低渗透油藏开发中的应用[J]. 石油地质与工程,2007,21(6):50-52.

(下转 102 页)