

低渗薄层碳酸盐岩气藏水平井长度优化研究

张建国^{1,2}, 刘锦华³, 徐运动^{1,2}, 游良容^{1,2}

(1. 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室, 陕西 西安 710018;

2. 中国石油长庆油田分公司勘探开发研究院, 陕西 西安 710018;

3. 中国石油长庆油田分公司对外合作部, 陕西 西安 710018)

摘要:水平段长度直接影响水平井的控制储量、单井产量和钻井成本等指标,是决定水平井开发效果的关键因素。针对靖边气田碳酸盐岩气藏的低渗、薄层、强非均质特点,在水电模拟实验研究气井渗流机理的基础上,综合数值模拟分析、经济评价和现场应用效果优化水平段长度。研究表明:水平井泄气面积近似椭圆,水平段跟端和趾端为主要渗流单元。当水平段长度大于1 000m时水平井稳产5年配产可以达到直井的3倍以上;当水平段长度为3 000m时,经济效益最优;综合考虑产量目标、效益目标和实钻效果确定马五₁₊₂气藏水平井合理水平段长度为1 000~1 500m。该研究成果已经用于靖边气田产能建设中,也可为其他类似气田水平井设计提供借鉴。

关键词:靖边气田;碳酸盐岩;低渗气藏;水平井;渗流机理;长度优化

中图分类号:TE37

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2015)01-0180-06

引用格式:Zhang Jianguo, Liu Jinhua, Xu Yundong, *et al.* A study on horizontal well length optimization in low permeability and thin layer carbonate reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(1):180-185. [张建国, 刘锦华, 徐运动, 等. 低渗薄层碳酸盐岩气藏水平井长度优化研究[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(1):180-185.]

0 引言

近年来,水平井在气田开发中应用规模不断扩大,已成为提高气田单井产能和采收率的主要手段,尤其在低渗、薄储层中提高单井产量效果更加显著。水平段长度直接影响水平井的控制储量、单井产量和钻井成本等指标^[1-2],是决定水平井开发效果的关键因素。目前,国内外水平段长度优化大多针对中高渗透的油藏^[3-12],而关于气藏水平井长度优化的报道较少,并且和油藏一样主要采用考虑了水平段井筒摩阻的产能公式进行研究。基于产能公式有2种分析方法:一种是定义井筒摩阻带来的产能损失达到20%时对应的水平段长度为最优^[13];另一种是通过计算气井初期产量,再结合产量递减规律和经

济分析确定最优水平段长度^[14-16]。但靖边气田马五₁₊₂气藏为低渗气藏,气体黏度小,气井大多控制生产压差、流量小,且稳产阶段采用定产降压的生产方式,摩阻对产量影响较小^[16],因此,基于产能方程优化水平段长度的方法在靖边气田不适用。

本文在气井渗流机理研究基础上,立足于已投产水平井生产动态分析,以产量目标和效益目标作为主要优化参数,综合考虑地质和工程等因素论述低渗薄层碳酸盐岩气藏水平段长度优化方法。

1 水平井开发现状

靖边气田奥陶系马家沟组马五₁₊₂气藏具有低孔、低渗、储层薄且非均质性强的地质特点。经过十余年开发,相对高渗、高产的主体区块已基本动用,

收稿日期:2014-05-04;修回日期:2014-08-03.

基金项目:中国石油科技重大专项“鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩大气田勘探目标优选与靖边气田稳产技术试验研究”(编号:2008E-0706);“长庆油田油气当量上产5000万吨关键技术研究”(编号:2011E-1306)联合资助.

作者简介:张建国(1980-),男,河南新野人,工程师,硕士,主要从事气田动态分析、开发方案编制以及储气库建设等研究.

E-mail:zhjg_cq@petrochina.com.cn.

剩余产能接替的周边区块储层物性差,若采用直井开发,则单井产量低、井控储量小、经济效益差。为此,靖边气田自 2006 年开始进行水平井开发试验,2009 年实现规模应用。近年来,随着钻井、完井、储层改造和地质导向技术的不断配套完善^[17],水平段长度不断增加,目前已经达到 2 000m,水平井开发的产量优势也逐渐凸现。但是由于钻井过程中储层污染等一系列原因,产能的增加与水平段长度的延伸并非线性关系,而是随着水平段的延伸产能增幅越来越小。并且水平井钻探目的层马五₁³ 小层有效厚度薄(3m 左右)、上覆煤系地层易坍塌,随着水平段的延长,工程风险和地质风险大幅度增加。因此,如何确定合理的水平段长度,成为水平井技术在靖边气田应用的一个突出问题。

2 渗流机理研究

1964 年前苏联 Borisov 利用数学方法推导出了水平井的稳态产能解析公式,标志着水平井产能分析理论的开始。1983 年以来,Giger、Joshi 和 Renard 等国内外大量学者在物理模拟等研究的基础上,考虑供油面积、储层非均质性和表皮效应等因素,建立了不同的水平井产能评价方程^[18]。

2.1 水平井渗流特征

研究渗流问题的模拟方法有物理模拟方法和数值模拟方法。水电模拟实验以相似原理为基础,根据相似准则,用导电介质中的恒定电流场描述多孔介质中的稳定渗流场。

通过电模拟实验^[19],得到裸眼完井水平井等势线分布如图 1 所示。从等势线图可以看出,在水平段近井地带,等势线为同心椭圆簇。在远离水平井处,等势线逐渐接近供液边界的形状。在水平井两端,等势线比较密集;而在其他部分,等势线比较稀疏,几乎平行于水平井井筒。这反映了实际生产过程中储层压降主要集中在井筒附近,并且水平段跟

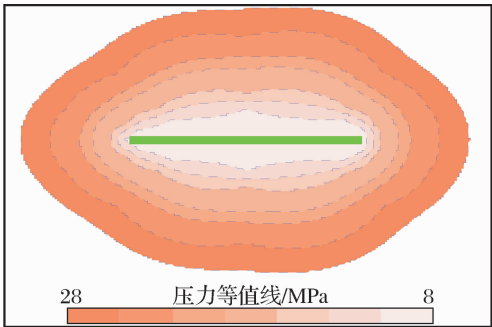


图 1 水平井等势线分布示意

Fig. 1 Horizontal well equipotential line

端和趾端为最主要的渗流单元^[20]。由于靖边气田水平井钻探目的层储层厚度仅为 3~4m,实钻过程中易出层,因此确保水平井入靶点和完钻点位于储层内部有利于提高水平井的产量。

2.2 产能评价方法优选

由于水平井产能的影响因素较多,到目前为止,还没有一个统一的水平井产量计算公式。靖边气田下古生界气藏水平井主要采用连续油管均匀布酸酸化改造工艺,其渗流特征可以参考裸眼完井水平井的研究结果。因此,结合电模拟实验,利用 JP12 井的系统试井和压恢试井资料(表 1),评价 Borisov、Giger、Joshi 和 Renard 4 种产能计算方法在靖边气田的适用性。

表 1 靖边气田 JP12 井基础数据

Table 1 Jingbian Gas Field Well-JP12 basic data

参数名称	值
地层压力/MPa	30.5
地层温度/K	390.15
气层水平渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	4.47
气层垂向渗透率/($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.447
直井半径/m	0.08
直井泄流半径/m	1 150
气层水平段长度/m	183.8
气层厚度/m	5.68
天然气相对密度	0.566 6
气体黏度/($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	0.019 2
天然气压缩因子	0.95
水平井表皮系数	0

从图 2 可以看出,除了 Borisov 方法以外,其他 3 种方法评价结果接近,均略高于系统试井评价产能。其中,Joshi 方法与试井结果最为接近,并且该方法最经典、应用最广泛,因此靖边气田水平井产能评价主要采用 Joshi 方法。计算公式如下:

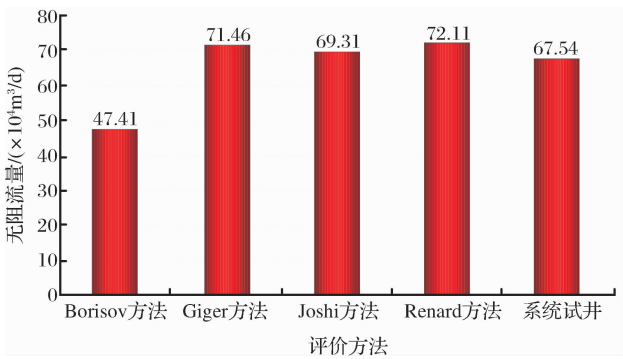


图 2 JP12 井不同方法产能评价结果

Fig. 2 Well JP12 diversified methods productivity evaluation results

$$q_h = \frac{2.714 \times 10^{-5} K_h h (p_e^2 - p_{wf}^2) (T_{sc} + 273)}{\mu_g z_g p_{sc} (T + 273) \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \left(\frac{\beta h}{L} \right) \ln \left(\frac{\beta h}{2r_w} \right) + S_h \right]}$$

(1)

$$a = (L/2) [0.5 + \sqrt{(2r_{ch}/L)^4 + 0.25}]^{0.5}$$

(2)

3 水平段长度优化设计

截至 2013 年底,靖边气田累计完钻马五₁₊₂气藏水平井 37 口,投产 23 口,为水平段长度优化提供了丰富的动态和静态数据。

3.1 产量目标优化

《天然气开发管理纲要》规定大型气田稳产期要达到 10 年以上。为保证气田的长期稳产,靖边气田采用气井早期定产降压、后期定压降产,通过区块接替保持稳产的开发方式。因此在确定气井产量目标时,还要考虑稳产能力。靖边气田开发实践证明,大

部分气井投产时间 1 年以上就可以达到拟稳定渗流状态。为保证评价的准确性,选取气田周边投产时间 2 年以上、无重大工程事故的 8 口水平井(表 2)开展分析,这些井主要位于气田的中部和北部。然后利用水平井地质设计和导向阶段建立的井区三维地质模型开展数值模拟研究。靖边气田开发调整方案设计气井自然稳产期为 5 年,在历史拟合、修正地质模型的基础上,预测水平井稳产 5 年的合理配产(图 3)。

从图 3 可知,靖边气田现有水平井的合理配产与水平段长度近似直线关系,这与苏里格致密砂岩气藏水平井产气量与水平段长度的关系曲线趋势一致^[21]。靖边气田周边区块近年投产直井稳产 5 年的

表 2 水平井参数统计
Table 2 The parameters of horizontal wells

序号	井号	投产时间 /(年/月/日)	水平段长度 /m	试气无阻流量 /(×10 ⁴ m ³ /d)	油压 /MPa	套压 /MPa	日产气量 /(×10 ⁴ m ³ /d)	累计产气 /(×10 ⁸ m ³)
1	JP1	2008/11/22	394	19.45	6.50	5.85	3.07	0.74
2	JP2	2008/12/16	937	50.88	7.17	6.71	6.09	1.22
3	JP3	2009/11/26	257	41.17	7.19	6.02	2.41	0.54
4	JP4	2009/12/7	655	80.59	6.45	5.29	9.88	0.76
5	JP5	2010/12/28	1 202	113.96	8.14	6.72	15.34	1.31
6	JP6	2011/1/9	1 660	161.89	9.60	6.53	15.47	1.59
7	JP7	2011/1/18	746	35.37	7.21	6.41	5.00	0.73
8	JP8	2011/12/6	1 377	213.21	9.47	8.12	15.71	1.08
平均值			903	89.57	7.72	6.46	9.12	1.00

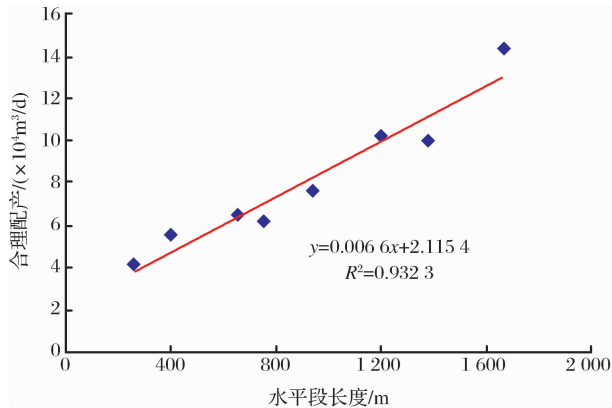


图 3 水平段长度与水平井合理配产关系曲线
Fig. 3 The curve of horizontal section length and horizontal well output

平均产量为(2~3)×10⁴ m³/d,水平井产量目标为直井的 3 倍以上,因此水平段长度大于 1 000m 即可满

足 9×10⁴ m³/d 以上的产量目标。

3.2 经济效益优化

随着水平段的延伸,水平井产量不断提高,但增幅越来越小;而钻井周期增加且作业难度越来越大,由此产生的实际费用大幅度增加,风险费用也越来越大,从而导致钻井成本将大幅度增加。因此,从经济效益的角度,水平段长度并不是越长越好,而是在某一个水平段长度会出现利润最大点^[22]。考虑资金的时间价值,采用财务净现值(FNPV)指标进行水平段长度优化,以净现值最大的方案为优。财务净现值计算公式如下^[23]:

$$FNPV = \sum_{i=1}^n (CI - CO)_i (1 + i_c)^{-i}$$

(3)

经过国内外大量水平井实际发生成本计算,水平段成本预测方程近似为:

$$y = a_0 + a_1 x + a_2 x^2$$

(4)

参考长庆油田分公司 2012 年钻井系统工程技术服务标准化市场价格,得到靖边气田中北部水平井水平段钻井成本公式为:

$$y=0.000\ 035x^2+0.343\ 138x-13.831\ 2\quad (5)$$

在进行水平井成本测算时考虑的项目包括:钻前、钻井、固井、录井、测井、酸化、设计费和地面建设费。设计水平段长度 200~4 000m 共 20 个方案,应用数值模拟方法预测各方案开发指标(图 4),并根据水平井成本费用和靖边气田实际参数(表 3)计算财务净现值(图 5)。

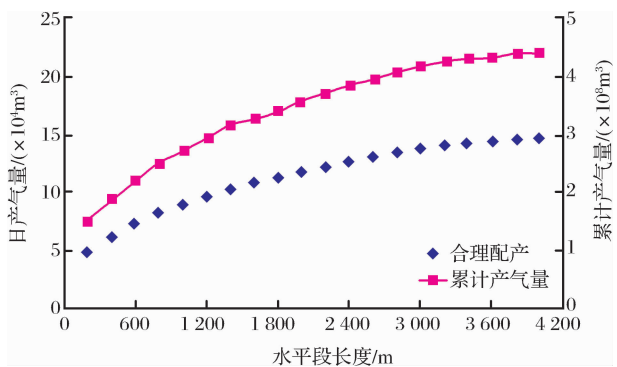


图 4 水平段长度与合理配产和累计产气量关系曲线
Fig. 4 The curve of horizontal section length, horizontal well output, and accumulative output

表 3 财务净现值计算参数
Table 3 The parameters of financial net present value calculation

项目	取值
评价年限/年	25
基准收益率/%	12
气价(不含税)/(元/m ³)	1.035
商品率/%	91.45
操作成本/(元/m ³)	0.138
所得税/%	15
教育附加税/%	5
城市建设税/%	7
资源税/%	4.09

由图 4、图 5 可知,随着水平段长度的增加,水平井稳产 5 年的合理配产和最终累计产气量逐渐增加,但增加的幅度逐渐减小;当水平段长度小于 1 000m 时,财务净现值与水平段长度呈近似直线关系;当水平段长度位于 1 000~3 000m 之间时,财务净现值随水平段长度逐渐增加,但增幅不断减小;当水平段长度大于 3 000m 时,财务净现值随水平段长度逐渐减小。因此从经济效益最大化考虑,最优水平段长度为 3 000m。

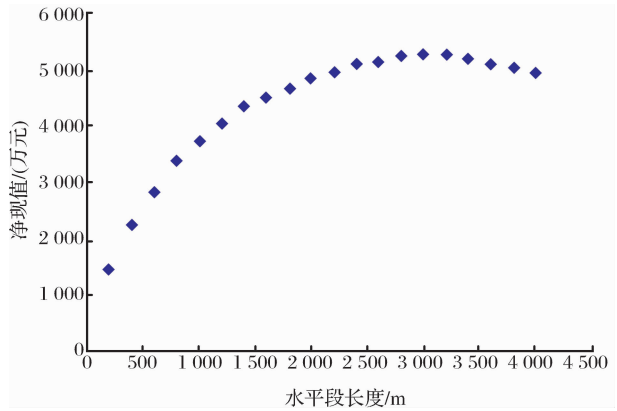


图 5 水平段长度与财务净现值关系曲线
Fig. 5 The curve of horizontal section length and financial net present value

3.3 综合优化

水平段长度优化是一项系统工程,不仅需要考虑产量目标、经济效益,还要结合储层地质条件、钻机能力等综合评价。

靖边气田马五₁₊₂气藏碳酸盐岩储层为蒸发潮坪沉积,气层分布稳定,马五₁小层标志层较明显,有利于水平井实施;但由于“侵蚀沟槽发育,主力储层厚度薄,小幅度构造变化快,储层非均质性强”等地质特点,水平井的部署和实施过程中面临较大的挑战。通过近年的技术攻关,形成了以“水平井井位优选、轨迹优化设计、现场地质导向”为核心的关键地质技术^[17],推进了水平井的规模应用。但由于储层厚度薄,受到目前地震资料品质和解释精度的限制,局部毛细沟槽、浅坑、井间小幅度构造难以准确预测,制约着水平段的实钻长度(表 4)。

表 4 水平井提前完钻统计
Table 4 The horizontal wells drilling completion before the due date

提前完钻原因	序号	井号	设计长度/m	实钻长度/m
储层变化	1	JP31	1 500	643
	2	JP7	1 200	1 000
	3	JP20	1 200	1 000
	4	JP3	1 000	420
构造变化	5	JP4	1 000	830
	6	JP1	1 000	716
平均			1 150	768

靖边气田采用 50 型和 70 型钻机钻探水平井,37 口水平井完钻井深 3 796~5 990m,平均为 4 620m;完钻水平段长度为 213~2 005m,平均为 1 083m,大部分位于 1 000~1 500m 之间(图 6)。根据产量目标和

经济效益评价结果,结合靖边气田周边储层发育情况和钻机能力确定马五₁₊₂气藏水平井合理水平段长度为1 000~1 500m。但在储层稳定、导向顺利、钻机能力允许的情况下,水平段长度可延长至2 000m以上。

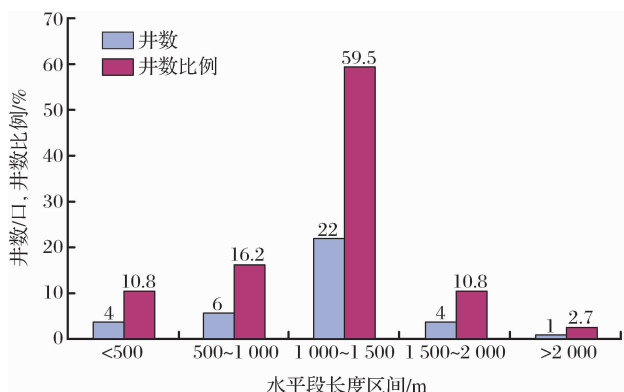


图6 不同水平段长度区间完钻井数和比例

Fig. 6 The column of the quantity and proportion of horizontal section length

4 结论

(1)靖边气田马五₁₊₂气藏储层渗透率低、气体黏度小,气井大多控制生产压差、流量小,且稳产阶段采用定产降压的生产方式,摩阻对产量影响较小,利用考虑井筒摩阻的产能方程优化水平段长度的方法在靖边气田不适用。

(2)靖边气田水平井采用连续油管均匀布酸酸化改造工艺,泄气面积近似椭圆,水平段跟端和趾端为主要渗流单元。采用Joshi方法可以较准确评价水平井的产能。

(3)现有水平井稳产5年的合理配产与水平段长度近似直线关系,当水平段长度大于1 000m时,配产可以达到 $9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上,满足直井产量3倍以上的目标。

(4)随着水平段长度的增加,财务净现值不断增加,但增幅不断减小;当水平段长度大于3 000m后,财务净现值则逐渐减小。考虑经济效益最大化,最优水平段长度为3 000m。综合考虑产量目标、效益目标和实钻效果,确定马五₁₊₂气藏水平井合理水平段长度为1 000~1 500m。

符号说明: q_h 为产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; L 为水平井水平段长度, m; h 为气层有效厚度, m; r_w 为水平井井筒半径, m; r_{ch} 为水平井泄流半径, m; μ_g 为气体平均黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; β 为 $\sqrt{K_h/K_v}$, $\beta=1$ 时为均质油藏; K_h 和 K_v

分别为水平渗透率和垂直渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; p_{sc} 为地面标准压力, MPa; p_e 为地层压力, MPa; p_{wf} 为井底流压, MPa; T 为储层温度, $^\circ\text{C}$; T_{sc} 为地面温度, $^\circ\text{C}$; S_h 为水平气井表皮系数; $FNPV$ 为财务净现值, 万元; n 为项目评价期; CI 为年现金流入量, 万元; CO 为年现金流出量, 万元; $(CI-CO)_t$ 为第 t 年净现金流量, 万元; i_e 为基准收益率; x 为水平段进尺, m; y 为对应水平段进尺的钻井成本, 万元。

参考文献(References):

- [1] Dong Jiaxin, Tong Min, Zhang Jin, *et al.* Optimization of horizontal well parameter based on orthogonal test method[J]. Natural Gas Geoscience, 2012, 23(3): 584-589. [董家辛, 童敏, 张金, 等. 基于正交试验方法的气藏水平井参数优选[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(3): 584-589.]
- [2] Zhang Jing, Hu Yongle, Ran Qiquan, *et al.* Comprehensive research on the productivity and pressure loss of horizontal well in gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(1): 157-162. [张晶, 胡永乐, 冉启全, 等. 气藏水平井产能及水平段压力损失综合研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(1): 157-162.]
- [3] Giger F M. Low-permeability Reservoirs Development Using Horizontal Wells[C]. SPE15375, 1987.
- [4] Wang Jiahong. Horizontal section design method for overall development of horizontal well with middle-high permeability reservoir[J]. Acta Petroli Sinica, 2008, 29(3): 399-403. [王家宏. 中高渗透油藏水平井整体开发水平段设计方法[J]. 石油学报, 2008, 29(3): 399-403.]
- [5] Joshi S D. A Review of Horizontal Well and Drainhole technology[C]. SPE 16868, 1987.
- [6] Joshi S D. Augmentation of Well Production Using Salant and Horizontal Wells[C]. SPE 15375, 1988.
- [7] Joshi S D. Horizontal Well Technology[M]. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing Company, 1991: 73-93.
- [8] Ben J Dikken. Pressure Drop in Horizontal Wells and Its Effects on Their Production Performance[C]. SPE19824, 1990.
- [9] Fan Zifei, Fang Hongchang, Yu Guofan. A study on design method of optimal horizontal wellbore leng[J]. Acta Petroli Sinica, 1997, 18(1): 55-62. [范子非, 方宏长, 俞国凡. 水平井水平段最优长度设计方法研究[J]. 石油学报, 1997, 18(1): 55-62.]
- [10] Wang Shuli, Tang Xuping, Li Bohu. Study on the design of horizontal well development in low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2001, 20(1): 23-24. [王书礼, 唐许平, 李伯虎. 低渗透油藏水平井开发设计研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2001, 20(1): 23-24.]
- [11] Wang Dawei, Li Xiaoping. Optimization principles for horizontal wellbore length[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(2): 163-166. [王大为, 李晓平. 水平井水平段长度优化原则[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(2): 163-166.]
- [12] Ding Yiping, Li Jianglong, Liu Chuanxi, *et al.* Optimized hori-

- zontal technology in low permeability and heavy oil reservoirs [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(3): 561-565. [丁一萍, 李江龙, 刘传喜, 等. 低渗透稠油油藏水平井优化设计研究 [J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 561-565.]
- [13] Fan Zifei, Li Yunjuan, Ji Shuhong. A method of design of horizontal well length in gas reservoirs [J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2000, 19(6): 28-30. [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.]
- [14] Penmatcha V R, Sepehr Arbabi, Khalid Aziz. Effects of Pressure Drop in Horizontal Wells and Optimum Well Length [C]. SPE 57193, 1999.
- [15] Hyun Cho. Integrated Optimization on A Long Horizontal Well Length [C]. SPE 83669, 2003.
- [16] Ronaldo Vicente, Cem Sarica, Turgay Ertekin. Horizontal Well Design Optimization: A Study of the Parameters Affecting the Productivity and Flux Distribution of A Horizontal Well [C]. SPE 84194, 2003.
- [17] Liu Haifeng, Wang Dongxu, Xia Yong, *et al.* Development geology key technology for horizontal wells of carbonate gas reservoir with low permeability and thin layer [J]. *Nature Gas Geoscience*, 2013, 24(5): 1037-1041. [刘海峰, 王东旭, 夏勇, 等. 低渗薄层碳酸盐岩气藏水平井开发地质关键技术 [J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(5): 1037-1041.]
- [18] Shedid A. Shedid, Abdulrazag Y Z. Sensitivity analysis of horizontal well productivity under steady-state conditions [J]. *Energy Sources*, 2002, 24(3): 223-237.
- [19] Wu Xiaodong, Sui Xianfu, An Yongsheng, *et al.* Electrolytic simulation experiment of fractured horizontal well [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(5): 740-743. [吴晓东, 隋先富, 安永生, 等. 压裂水平井电模拟实验研究 [J]. *石油学报*, 2009, 30(5): 740-743.]
- [20] Erdal Ozkan, Cem Sarica, Marc Hacı. Influence of Pressure Drop Along the Wellbore on Horizontal-Well Productivity [C]. SPE 57687, 1999.
- [21] Wei Yunsheng, He Dongbo, Ji Guang, *et al.* Optimization on horizontal well length in the Sulige type tight sand gas reservoir [J]. *Nature Gas Geoscience*, 2012, 23(4): 775-779. [位云生, 何东博, 冀光, 等. 苏里格型致密砂岩气藏水平井长度优化 [J]. *天然气地球科学*, 2012, 23(4): 775-779.]
- [22] Hu Yueing, Zhou Yihui, Su Yinao, *et al.* Methods of optimal horizontal section length of a horizontal well [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2000, 21(4): 80-86. [胡月亭, 周煌辉, 苏义脑, 等. 水平井水平段长度优化设计方法 [J]. *石油学报*, 2000, 21(4): 80-86.]
- [23] Cai Pengzhan. Economic of Oilfield Development [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 91-92. [蔡彭展. 油田开发经济评价 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1997: 91-92.]

A study on Horizontal Well Length Optimization in Low Permeability and Thin Layer Carbonate Reservoir

ZHANG Jian-guo^{1,2}, LIU Jin-hua³, XU Yun-dong^{1,2}, YOU Liang-rong^{1,2}

(1. *National Engineering Laboratory for Exploration and Development of Low Permeability Oil and Gas Fields, Xi'an 710018, China;*

2. *Exploration and Development Research Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China;*

3. *International Cooperation Department of PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018, China)*

Abstract: The length of the horizontal section of a horizontal well has a direct effect on controlled reserves, single well output, drilling cost and other indicators. It is a key factor to determine the development performance. For carbonate reservoir with low permeability, thin layer and strong heterogeneity in the Jingbian Gas Field, based on the hydro-electrical analogy on gas percolation mechanism, to optimize the length of horizontal section, a comprehensive analysis has been carried out, including numerical simulation, economic evaluation and field application. The evaluation results show that a horizontal well gas drainage area is approximately elliptic, the major percolation parts are on the heel end and toe end. When the horizontal length is greater than 1000m, after 5-year plateau the production allocation can reach three times more than a vertical well; when the length is 3 000m, the economic benefit is optimal; for the targets of output and efficiency, as well as drilling result, it was determined that the reasonable horizontal length of well Ma5₁₊₂ is 1 000m to 1 500m. The research results have been applied in the production capacity construction of Jingbian Gas Field, and it provides a reference for other similar horizontal gas wells design.

Key words: Jingbian Gas Field; Carbonate; Low permeability reservoir; Horizontal well; Percolation mechanism; Length optimization