

大牛地气田大98井区水平井开发技术政策研究

任广磊¹,周涌沂²,陈奎¹,杨文娟¹,李雪晴¹

(1.中国石化华北分公司 勘探开发研究院,河南 郑州 450006; 2.中国石化华北分公司 气田开发处,河南 郑州 450006)

摘要:大牛地气田剩余未动用储量大部分为Ⅱ—Ⅲ类低品位储量,水平井开发将是气田产能建设的主要方式。因此,优化研究多级压裂水平井开发技术政策很重要。基于多级压裂水平井数值模拟概念模型,对单井设计、压裂缝、井网和井距进行研究,结果表明:单井水平段延伸方向应垂直于最大主应力方向,水平段位于气层中部最好,压裂缝尽量穿过含气砂体并以锯齿型分布最优,平均压裂半缝长为158 m,平均压裂缝间距为112 m,采用排状交错井网最优。结合数值模拟法、动态分析法及经济评价法,确定大98井区合理井距为1 000~1 200 m,根端距为700 m。

关键词:多级压裂 水平井 技术政策 井网形态 合理井距 大牛地气田

中图分类号:TE37

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2014)05-0090-04

大牛地气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡北部,属致密砂岩气田^[1],储层具有渗透率低、孔隙度小的特点^[2-3]。气田开发过程中采用何种井型进行开发,需考虑气藏地质特点和各种井型开发效果对比来综合确定^[4-5]。针对大98井区低渗透率、低压力、低丰度、薄储层、强非均质性的特征,利用直井无法经济有效开发,而水平井单井控制储量大^[6],因此,自2012年开始,大牛地气田采用多级压裂水平井进行规模化开发。结合大98井区的气藏地质特征和流体性质,建立相应的多级压裂水平井数值模拟概念模型,开展单井设计、井网优化等开发技术政策研究,制定合理的开发政策,是致密低渗透气田高效开发中必须研究的关键问题。压裂缝长是影响低渗透气藏产能的主要因素^[7],因此考虑压裂缝位置、压裂缝排列方式、压裂半缝长、压裂缝间距等因素的影响,并基于储层渗透率,建立了多级压裂水平井压裂缝长度、压裂缝间距的定量地质设计模型;同时结合经济评价、动态分析法,开展了合理井网和井距的研究。通过优化开发技术政策,为大98井区多段压裂水平井整体开发部署提供了技术依据。

1 单井设计优化

1.1 单井模型

应用Eclipse数值模拟软件建立多段压裂水平井单井模型,网格步长为10 m×10 m,采用局部加密

网格模拟人工压裂缝,局部加密网格步长为2 m×10 m。模型孔隙度为9%,渗透率为 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,基质相渗数据为大10井盒1气层165号岩心样品相渗实验结果,压裂缝相渗数据为裂缝理论值,地层流体高压物性为大13井盒1段地层流体PVT实验数据。

1.2 水平段长度优化

建立不同水平段长度多级压裂水平井单井非均质模型,计算气井开发指标,并进行模拟试井,从模拟无阻流量及稳产期末采出程度2个方面分析水平段长度优化结果。结果表明,在非均质模型中,当水平段长度为1 100~1 500 m时,多段压裂水平井模拟无阻流量、稳产期末采出程度与水平段长度并不呈线性关系(图1),但水平段钻遇含气砂体越长,开发效果越好。考虑实际气藏砂体的连续性和分布规律以及钻井工艺难度,建议水平段长度控制为800~1 200 m。

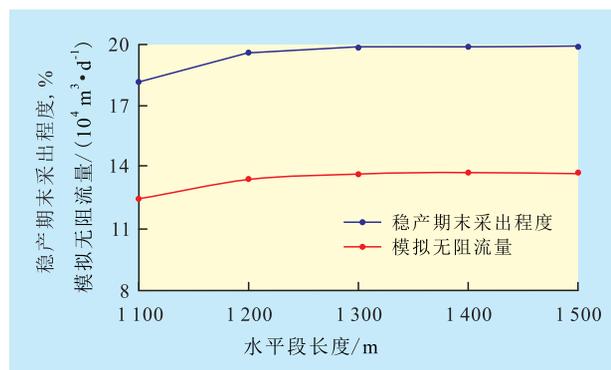


图1 水平段长度优化对比

收稿日期:2014-06-25。

作者简介:任广磊,男,工程师,从事油气田开发研究。联系电话:13253475661, E-mail:ren7070@126.com。

基金项目:国家科技重大专项“鄂尔多斯盆地大牛地致密低渗气田开发示范工程”(2011ZX05045)。

1.3 水平段延伸方向优化

一般认为人工压裂缝主要沿最大主应力方向延伸,大牛地气田最大主应力方向为北东75°。为了研究大牛地气田水平段延伸方向与最大主应力夹角对多级压裂水平井的影响,对水平段延伸方向与最大主应力夹角分别为30°,45°,60°,80°和90°的情况进行了单井模拟。结果表明,不同水平段延伸方向的模拟无阻流量没有明显差异,但随着水平段延伸方向与最大主应力夹角由90°变为30°,气井稳产期末采出程度由16.7%降至6.0%(图2)。综合分析认为,水平段延伸方向应尽可能垂直于最大主应力方向。

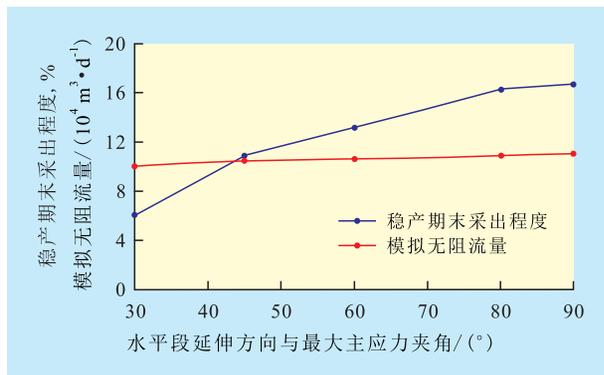


图2 水平段延伸方向优化对比

1.4 水平段垂向位置优化

建立多级压裂水平井在气层中的偏心距(即水平段至储层中部的距离与储层厚度之比)分别为-0.4,-0.2,0,0.2,0.4的单井模型。在不同水平井偏心距下,稳产期末采出程度、模拟无阻流量没有明显差异,即水平段在气层中的偏心距对多级压裂水平井开发效果没有影响。但为了有利于水平段在储层中穿行,建议水平段尽量位于储层中部。

1.5 压裂缝位置优化

结合大98井区的实际地质及渗流特征基本数据,建立所有压裂缝均穿过含气砂体和部分压裂缝穿过含气砂体的单井模型。所有压裂缝均穿过含气砂体时的稳产期末采出程度为19.93%,模拟无阻流量为13.67×10⁴ m³/d;部分压裂缝穿过含气砂体时的稳产期末采出程度为19.38%,模拟无阻流量为13.16×10⁴ m³/d。经对比分析,建议压裂缝应尽量穿过含气砂体。

1.6 压裂半缝长优化

建立单井模型的渗透率分别为0.3×10⁻³,0.5×10⁻³,0.7×10⁻³,0.9×10⁻³和1.1×10⁻³ μm²,无因次压裂半缝长(X_f/L)分别为0.05,0.1,0.15,0.2和0.25,评价不同渗透率条件下不同压裂半缝长对气井的影

响。结果表明,当渗透率一定时,无因次压裂半缝长越长,气井模拟无阻流量越大,并且呈线性关系;而稳产期末采出程度增加幅度由大变小,采用交汇法(图3),可以得到渗透率分别为0.3×10⁻³,0.5×10⁻³,0.7×10⁻³,0.9×10⁻³和1.1×10⁻³ μm²条件下的最优无因次压裂半缝长分别为0.166,0.147,0.135,0.125和0.118。

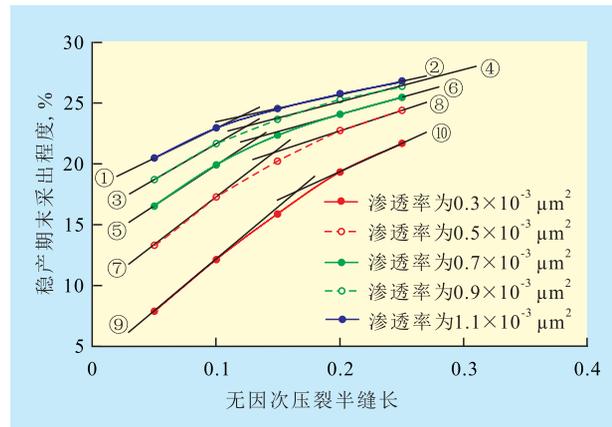


图3 不同渗透率条件下无因次压裂半缝长与稳产期末采出程度的关系

$$\begin{aligned} \textcircled{1}y &= 49.182x + 18.005; \textcircled{2}y = 22.253x + 21.192; \textcircled{3}y = 58.063x + 15.819 \\ \textcircled{4}y &= 26.605x + 19.742; \textcircled{5}y = 67.003x + 13.195; \textcircled{6}y = 28.004x + 18.442 \\ \textcircled{7}y &= 78.992x + 9.3056; \textcircled{8}y = 33.577x + 15.975; \textcircled{9}y = 85.46x + 3.5642 \\ \textcircled{10}y &= 46.139x + 10.092 \end{aligned}$$

对数据进行指数拟合,建立了不同渗透率条件下的最优无因次压裂半缝长定量计算模型,即

$$\frac{X_f}{L} = 0.184e^{-0.42K} \quad (1)$$

式中: X_f 为压裂半缝长,m; L 为水平段长度,m; K 为气层渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

已知水平段长度为1000 m,大98井区气层渗透率为0.11×10⁻³~1.2×10⁻³ μm²,平均值为0.37×10⁻³ μm²,由式(1)得到气层最优压裂半缝长为176~111 m,平均最优压裂半缝长为158 m。

1.7 压裂缝间距优化

在水平段长度为1000 m的条件下,建立的单井模型渗透率分别为0.25×10⁻³,0.5×10⁻³,0.75×10⁻³和1.0×10⁻³ μm²,压裂缝间距分别为50,100,150,200,300和400 m,评价不同渗透率条件下不同压裂缝间距对气井的影响。结果表明,当渗透率一定时,随着压裂缝间距的减小,气井模拟无阻流量和稳产期末采出程度都增幅变缓。2种条件下分别采用交汇法确定最优压裂缝间距(表1),当渗透率由1.0×10⁻³ μm²降至0.25×10⁻³ μm²时,多级压裂水平井最优压裂缝间距最多由200 m降至100 m。

综合不同渗透率条件下气井模拟无阻流量和

渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	稳产期末采出程度条件下				模拟无阻流量条件下			
	压裂缝段数		最优压裂 缝间距/m	压裂缝段数		最优压裂 缝间距/m		
	取整前	取整后		取整前	取整后			
1.0	4.978	5	200	5.967	6	167		
0.75	5.916	6	167	7.247	7	143		
0.5	7.820	8	125	8.100	8	125		
0.25	9.514	10	100	9.567	10	100		

稳产期末采出程度对应的最优压裂缝间距,进行指数拟合,建立了不同渗透率条件下的最优压裂缝间距定量计算模型,即

$$n = 82.702e^{0.81K} \quad (2)$$

式中: n 为最优压裂缝间距,m。

由式(2)得到大98井区气层最优压裂缝间距为90~219 m,平均最优压裂缝间距为112 m。

1.8 压裂缝形态优化

在总压裂缝长一致的情况下,设计了4种不同压裂缝形态(图4),分别模拟不同压裂缝形态对气井的影响。

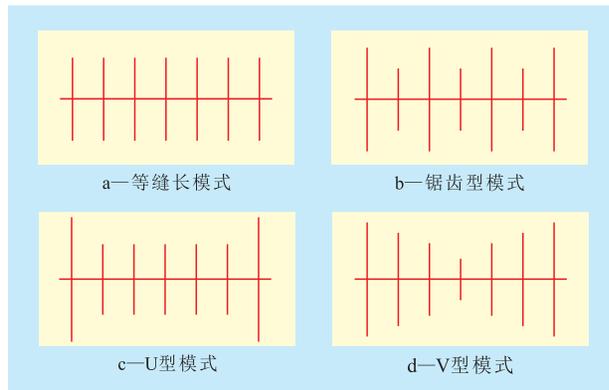


图4 不同压裂缝形态示意

根据数值模拟结果,在总压裂缝长一致的条件下,等缝长、锯齿型、U型、V型4种模式计算的模拟无阻流量分别为 8.64×10^4 , 9.18×10^4 , 8.96×10^4 和 $8.86 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,稳产期末采出程度分别为13.5%, 14.37%, 14.37%和14.39%。通过对比,锯齿型压裂缝分布的模拟无阻流量最大,等缝长压裂缝分布的稳产期末采出程度最小。综合分析认为人工压裂缝以锯齿型分布最优。

2 井网形态优化

针对大98井区地质特征、水平井开发特点,设计排状交错井网和排状正对井网,建立不同井网形态数值模型,预测开发指标并进行对比分析(表

2)。由表2可知,不同井网形态模拟预测指标整体上较一致。总体上,在数值模拟均质模型条件下,不同井网形态对气藏开发指标没有明显影响,但考虑到矿场征地、井口管理及后期管理,综合分析认为排状交错井网更易于实施。

井网形态	井数	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	单井 产气量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	稳产 期/a	稳产期末	
					累积产气 量/ 10^8 m^3	采出程 度,%
排状正对 排状交错	6	0.4	2.5	3.13	1.72	16.75
				3.07	1.68	16.41
排状正对 排状交错	6	0.2	2.5	2.08	1.14	11.15
				2.01	1.10	10.76

3 合理井距确定

确定合理井距的方法有经济评价方法^[8]、合理采气速度法^[9]、规定单井产能法、丰度计算法^[10]和动态分析法^[11-12]。利用数值模拟法,结合动态分析法和经济评价法,综合确定水平井开发的合理井距。

3.1 动态分析法

由于大98井区压裂水平井试采时间短,动态资料少,因此,应用动态分析法进行合理井距分析时主要借鉴大牛地气田老区气井的生产动态。

通过老区气井Topaze软件动态分析及Saphir软件试井解释分析成果,对大牛地气田老区生产时间5 a以上、产量大于 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的19口气井进行了分析,结果表明气井的平均泄气半径为420 m。借鉴老区动态分析结果,考虑到多级压裂水平井之间的压裂半缝长可控制在0~200 m,确定多级压裂水平井的井距为800~1 200 m。由于2口井根端距之间无压裂缝,泄气范围小,且采出程度随排距增加逐渐降低,最终确定根端距为700 m左右。

3.2 经济评价法

建立产能建设区不同井距数值模型,预测不同储量丰度条件下开发技术指标。结合现金流量法评价结果,应用交汇法计算单井合理井距(表3)可以看出:①在相同储量丰度条件下,随采收率增大,合理井距减小;②随气田储量丰度增加,合理井距随之降低;③在相同储量丰度和相同井距条件下,提高气藏采收率可提高气田开发效益;④根据大98井区储层特征,储量丰度为 $0.7 \times 10^8 \sim 0.9 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,采收率约为40%,可以确定多级压裂水平井合理井距为1 093~1 207 m。

综合动态分析以及经济评价法,确定大98井区

表3 不同储量丰度下的合理井距

采收率, %	储量丰度/ ($10^8 \text{ m}^3 \cdot \text{km}^{-2}$)	极限井距/m	合理井距/m
30	0.7	1 348	1 478
	0.9	1 048	1 210
	1.1	858	1 080
40	0.7	1 011	1 207
	0.9	786	1 093
	1.1	643	1 083
50	0.7	809	1 169
	0.9	629	1 069
	1.1	515	1 033

多级压裂水平井开发合理井距为1 000~1 200 m,根端距为700 m。

4 结论

基于气层渗透率,建立了多级压裂水平井最优压裂半缝长和压裂缝间距的定量地质设计模型。大98井区平均最优压裂半缝长为158 m,最优压裂缝间距为112 m。

对于多级压裂水平井,在压裂过程中压裂缝尽量穿过含气砂体,且采用锯齿型分布最优。

多级压裂水平井在井位部署时应尽量采用排状交错井网。针对大98井区井位部署时,合理井距

为1 000~1 200 m,根端距为700 m。

参考文献:

- [1] 邱隆伟,周涌沂,高青松,等.大牛地气田石炭系一二叠系致密砂岩储层孔隙结构特征及其影响因素[J].油气地质与采收率,2013,20(6):15-18,22.
- [2] 王锋,刘慧卿,吕广忠.低渗透油藏长缝压裂直井稳态产能预测模型[J].油气地质与采收率,2014,21(1):84-86,91.
- [3] 孟庆峰,侯贵廷.页岩气成藏地质条件及中国上扬子区页岩气潜力[J].油气地质与采收率,2012,19(1):25-29.
- [4] 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.
- [5] 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.
- [6] 闫萍,王友启,杨仁金,等.永安镇油田永12断块开发后期水平井整体调整方案优化设计[J].油气地质与采收率,2002,9(5):44-46.
- [7] 张德良,张烈辉,赵玉龙,等.低渗透气藏多级压裂水平井稳态产能模型[J].油气地质与采收率,2013,20(3):107-110.
- [8] 朱圣举,刘宝良.确定低渗透油藏合理井网密度和极限井网密度的新方法[J].特种油气藏,1999,6(1):14-17.
- [9] 李士伦.天然气工程[M].北京:石油工业出版社,2000.
- [10] 汪周华,郭平,黄全华,等.大牛地低渗透气田试采井网井距研究[J].西南石油学院学报,2004,26(4):18-20.
- [11] 朱斌,熊燕莉,王浩,等.川东石炭系气藏低渗区合理井距确定方法[J].天然气勘探与开发,2009,32(3):27-28.
- [12] 李士伦.气田开发方案设计[M].北京:石油工业出版社,2006.

编辑 刘北羿

(上接第89页)

- [2] Geragg Chourio, Jose Bracho, Martinez D E. Evaluation and application of the extended cyclic steam injection as a new concept for Bachaquero-01 Reservoir in West Venezuela [C]. SPE 148083, 2011.
- [3] 张义堂.热力采油提高采收率技术[M].北京:石油工业出版社,2006:4-8,124-148.
- [4] 陈伟.陆上A稠油油藏蒸汽吞吐开发效果评价及海上稠油油田热采面临的挑战[J].中国海上油气,2011,23(6):384-386.
- [5] 张光明,石立华,喻高明,等.海上稠油砂岩油藏采出程度敏感性分析与评价——以秦皇岛32-6油田为例[J].油气地质与采收率,2012,19(3):90-93.
- [6] Mohammad Tamim, Bangladesh, Farouq Ali S M. Optimization of cyclic steam stimulation using an analytical model [C]. SPE 39553, 1998.
- [7] John H Duerksen, Glenn W Cruikshank, Wasserman Mel L. Perfor-

mance and simulation of a Cold Lake tar sand steam-injection pilot [C]. SPE 11700, 1984.

- [8] Pethrick W D, Sennhauser E S, G. Harding T. Numerical modelling of cyclic steam stimulation in Cold Lake oil sands [J]. JCPT, 1988, 27(6):89-97.
- [9] 高达,侯健,孙建芳,等.水平井蒸汽吞吐经济技术界限[J].油气地质与采收率,2011,18(1):92-96.
- [10] 李卉.稠油油藏蒸汽吞吐参数优化及效果预测[J].石油地质与工程,2012,26(1):89-91.
- [11] 陈彩云.河南油田高浅3区普通稠油油藏过熟蒸汽吞吐注采参数优化研究[J].石油天然气学报,2011,33(6):312-314.
- [12] 杨晓培.河南油区稠油油藏水平井开发技术[J].油气地质与采收率,2012,19(2):72-74.

编辑 经雅丽