

底水油藏水平井开发优化设计

司大志

(中国石油辽河油田公司 勘探开发研究院, 辽宁 盘锦 124010)

摘要:针对辽河油田近几年水平井应用范围迅速扩大而部署界限不明确的现状,运用数值模拟方法,对底水油藏水平井部署时应注意的几个关键问题进行了较深入的研究。结果表明,不同油品性质油藏的部署设计结果有明显差异,对于粘度低于 $500\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的底水油藏可采用底水托浮式开采,而对于相对较稠的油藏则应采用热采方式开发;另外,随着原油粘度的增加,其部署下限厚度逐步增加,对于粘度低于 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的稀油油藏,其水平井部署下限厚度可降至8m左右,同时水平井应尽量部署在油层的顶部;过大的生产压差同样可导致油井快速水淹,在水平井的生产过程中应适当控制其排液速度,其最大排液量建议不宜超过 30t/d 。

关键词:能量平衡;底水油藏;水平井优化部署;注采优化;数值模拟

中图分类号:TE34

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2010)01-0093-03

2004年以来,水平井已成为辽河油田最主要的应用井型,特别是在老油田的二次开发、边际储量动用、底水油藏开发、油田开发方式转换等方面均充分发挥了直井开发无法比拟的优势^[1-6]。在热采稠油方面水平井部署的相关界限已形成了一定的共识;而对于常规开采具有一定产能的低粘度油藏,水平井部署优化设计方面仍相对欠缺,笔者着重对利用水平井开发底水油藏在设计时应特别注意的避水厚度、操作参数等问题进行了探讨,以期对水平井部署设计提供理论依据和技术参数。

直井与水平井渗流机理的不同决定这2种井型在开采底水油藏时具有较大差异。采用直井开发的底水油藏,其水侵方式以底水锥进为主,油藏水侵速度相对较快;而采用水平井开发由于其生产压差相对较小,油藏水侵速度相对较慢,其水侵方式以底水脊进为主^[3,7-8]。另外,油藏原始油水流动度的差异对水侵形态同样具有较大影响,一般情况下稀油油藏的底水侵入半径要远大于稠油油藏^[7]。因此,针对不同类型的底水油藏,开发过程中应尽可能利用底水能量,其开发部署的优化设计就显得尤为重要。

1 开采方式优选

原油在原始地层条件下的流动能力决定了其开采方式。在油层厚度为10m,水油体积比为2.5,单

井控制储量为 $11.722\times 10^4\text{t}$ 的情况下,模拟计算了不同粘度下水平井开采底水油藏的阶段开发效果。结果表明(表1),随着地层原油粘度的增大,水平井累积产油量呈快速下降趋势,而单水平井累积产水量则随着原油粘度的增加而大幅度增加,产出液的水油体积比呈指数上升趋势。当地层原油粘度大于 $1\,000\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时,常规生产将难以收回投资;当地层原油粘度大于 $500\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时,水平井开采此类油藏的整体经济效益及采收率相对较低。因此,当地层原油粘度大于 $500\text{mPa}\cdot\text{s}$ 时,建议采用热力开采方式;而在原油粘度相对较低的情况下,则可充分利用底水能量采用底水托浮方式开采。

表1 不同原油粘度下常规生产单井产量统计

地层原油粘度/ ($\text{mPa}\cdot\text{s}$)	累积产 油量/t	单水平井累积 产水量/t	采出 程度, %	产出液水 油体积比
2	39 694	17 926	33.86	0.452
53	17 282	47 708	14.74	2.761
101	14 546	51 703	12.41	3.554
202	12 114	55 224	10.33	4.559
426	10 136	58 382	8.65	5.760
958	8 257	60 672	7.04	7.348
2 319	6 685	62 529	5.70	9.354

2 油藏厚度下限

对于底水油藏采用水平井开发,油层厚度下限

的选择直接关系到部署井开采的物质基础及其整体开发效果。对于底水稠油油藏,多采用蒸汽吞吐方式开发,压力激动频繁且油藏本身油水粘度比相对较高,前期研究认为其部署的最小下限厚度为20m^[9]。对于底水稀油油藏,油井的供液及泄压半径相对较大,油井周围压力下降速度相对较慢,底水侵入速度明显延缓,因此水平井开采稀油油藏的应用范围将会更加广泛。

当地层原油粘度为 50mPa·s 时,数值模拟计算结果显示,随着油层厚度的增大,水平井的生产效果呈现直线上升的趋势。若按照油价 40 美元/桶计算,单井经济极限产量需达到 1×10⁴t 以上,由此初步确定该类油藏水平井部署的最小下限厚度约为 8m(表 2)。但随着地层原油粘度的增加,单井的累积产油量降低,因此,部署的下限厚度应相应增大。

表 2 水平井部署下限厚度优化					
单层厚度/m	累积产油量/t	累积产水量/t	单井控制储量/t	采出程度,%	产出液水油体积比
4	3 983	22 191	4.686 7	8.50	5.571
6	7 502	31 766	7.030 8	10.67	4.234
8	11 986	40 330	9.376	12.78	3.365
10	17 282	47 708	11.722	14.74	2.761
12	23 566	54 419	14.068	16.75	2.309

3 纵向位置优化

在油藏底水侵入到水平井部署层位前,充分利用底水能量尽可能多地采出原油是水平井开发部署过程中应考虑的关键问题。油藏工程优化设计的关键是寻找一个平衡点,使其既能充分利用底水能量,又能够充分地动用水平井控制的石油地质储量^[10]。

从模拟计算的结果来看,对于油层厚度相对较小(小于 10m)的底水油藏,随着纵向上水平井与底水间距离(避水厚度)的增加,其无水采油期逐渐延长,含水上升速度同样相对缓慢,整体生产效果逐渐好转,因此,针对这类油藏,水平井应尽可能部署在油层顶部,避水厚度至少应达到油层厚度的 2/3 以上(图 1)。

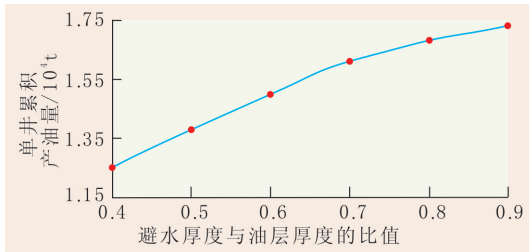


图 1 底水油藏水平井部署纵向位置优化

4 水平井段延伸方向优化

最大限度地利用底水能量改善水平井开发效果,延长水平井寿命,使得在底水侵入到水平井时水平井段能够尽可能均匀地得到动用,也是水平井优化部署时应考虑的问题。

经过调研认为,一般情况下在水平井生产过程中,入口点处井底流压比末端要低 50kPa 左右。对于稀油油藏,由于水平井入口点处生产压差相对末端较大,此处往往是水平井产量的主力贡献段,但同时也成为底水侵入的薄弱环节,因此,部署此类水平井时应适当提高入口点的位置。然而对于稠油油藏,由于其往往采用蒸汽吞吐的热力开采方式,建议水平井的部署可适当提高末端的纵向位置,使得水平井段微微上翘,这样注入的蒸汽可依靠其自身的密度差克服水平井管柱的摩擦阻力向末端超覆,使得水平井段得到更加均匀的动用。对薄层水平井部署而言,水平井段的延伸方向应平行于油层构造等值线,其中考虑到水平井段动用程度的差异,其末端可适当向构造高部位调整。

5 排液量优化

当水平井部署完成后,合理的排液量是保证油井开发效果的主要影响因素之一。对于底水油藏而言,采液速度过快将引起生产井井底附近压力快速下降,油井压降漏斗较陡,易引起水平井过早水淹。

从室内数值模拟计算的统计结果看,随着水平井排液速度的增大,水平井总体开发效果逐步变差;在相同采出程度的情况下,油井的含水率随着排液量的增加而增大(图 2)。当排液量达到 30t/d 以后,油井的含水上率普遍处于较高的状态,而低于

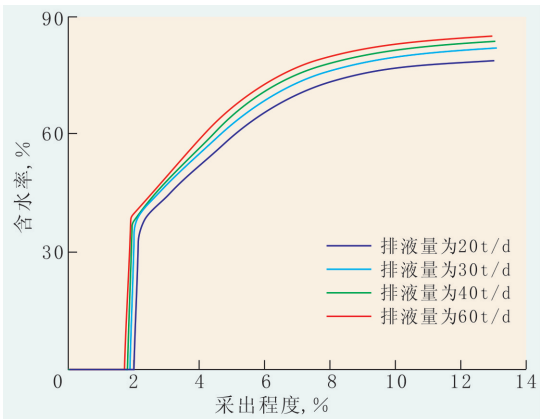


图 2 不同排液量下含水率与采出程度的关系

30t/d 的情况下开发效果则得到明显的改善。因此,对于底水油藏而言,为了确保水平井的整体开发效果,排量建议控制在 30t/d 以内。

6 结论

利用水平井可有效延缓底水侵入速度,是开采底水油藏的一种行之有效的方法。设计时除了应重点考虑开采方式、油藏下限厚度、水平井纵向部署层位等因素外,还应设计合理的产液速度。对于地层原油粘度大于 $500\text{mPa}\cdot\text{s}$ 的底水油藏,水平井开采的整体经济效益和采收率较低,应考虑热力开采方式。随着原油粘度的增加,油井水淹速度随之增大,其水平井部署的下限厚度应适当增加;对于采用蒸汽吞吐方式开采的底水稠油油藏,水平井部署下限厚度应不小于 20m ;而对于地层原油粘度在 $50\text{mPa}\cdot\text{s}$ 以下的稀油油藏,其水平井部署的下限厚度最低为 8m 左右。对于油层厚度接近部署下限厚度的油藏,水平井应尽可能部署在油藏的顶部,这样可充分利用底水能量,从而取得较好的开发效果,其避水厚度至少应达到油层厚度的 $2/3$ 以上。对于常规冷采而言,水平井排量应尽可能控制在 30t/d 以内;而对于热采底水稠油油藏,应采取多轮次低强度的注汽策略,尽可能避免井底附近压力的大幅度变化而导致油井过早水淹。

编辑 武云云

(上接第 92 页)

参考文献:

- [1] 石志敏. 隔夹层发育状况对堵水调剖效果的影响分析——以胜坨油田二区沙二 1-2 单元为例[J]. 河南石油, 2005, 19(4): 36-37, 39.
- [2] 束青林. 孤岛油田馆陶组河流相储层隔夹层成因研究[J]. 石油学报, 2006, 27(3): 100-103.
- [3] 王延章, 林承焰, 温长云, 等. 夹层对油藏的控制作用分析——以准噶尔盆地中部 1 区块莫西庄地区三工河组为例[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(2): 17-20.
- [4] 丁世梅, 季民, 史洁, 等. 泥岩隔夹层类型及剩余油控制研究[J]. 江汉石油学院学报, 2004, 26(4): 130-131, 134.
- [5] 冯伟光. 河流相储层中夹层类型的定量识别[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(5): 40-43.
- [6] 曾流芳, 赵国景, 张子海, 等. 疏松砂岩油藏大孔道形成机理及判别方法[J]. 应用基础与工程科学学报, 2002, 10(3): 268-276.
- [7] 刘景亮. 玻璃板填砂模型大孔道形成过程模拟实验[J]. 油气地

参考文献:

- [1] 卜凌梅, 韩洪宝, 程林松. 底水油藏油井合理射开程度研究[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(5): 44-45, 48.
- [2] 束青林. 正韵律厚油层剩余油分布模式及水平井挖潜——以孤岛油田中一区 $\text{Ng}5^3$ 层为例[J]. 油气地质与采收率, 2004, 11(6): 34-38.
- [3] 孟红霞, 陈德春, 海会荣, 等. 水平井分段射孔完井方案优化[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(5): 84-87.
- [4] 任芳祥, 尹万泉, 孙岩, 等. 规模应用水平井技术不断提高油田开发水平[C]//集团公司工程技术与市场部、石油工程技术承包商协会. 水平井技术交流会论文集. 北京: 石油工业出版社, 2005: 262-270.
- [5] 郭肖, 伍勇. 启动压力梯度和应力敏感效应对低渗透气藏水平井产能的影响[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(4): 539-543.
- [6] 周德华, 葛家理. 应用等值渗流阻力法建立面积井网水平井产能方程[J]. 石油实验地质, 2004, 26(6): 594-596.
- [7] 万仁溥. 中国不同类型油藏水平井开采技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- [8] 米卡尔 J 埃克诺米德斯, 肯尼斯 G 诺尔特. 油藏增产措施[M]. 张保平, 蒋闻, 译. 3 版. 北京: 石油工业出版社, 2002: 15-20.
- [9] 曹光胜, 杨光璐. 块状底水稠油油藏水平井部署界限模拟研究[C]//谢文彦, 张方礼. 第二届全国特种油气藏技术研讨会优秀论文集. 辽宁: 辽宁科学技术出版社, 2006: 200-213.
- [10] 周英杰. 胜利油田厚层底水断块油藏水平井经济技术政策界限[J]. 油气地质与采收率, 2007, 14(4): 59-61.

质与采收率, 2008, 15(5): 95-97.

- [8] 窦之林, 曾流芳, 张志海, 等. 大孔道诊断和描述技术研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(1): 75-77.
- [9] 于九政, 刘易非, 唐长久. 对储层大孔道识别方法的再认识与构想[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(3): 34-37.
- [10] 王学忠. 孤岛油田高含水期井间大孔道特征研究[J]. 中国西部油气地质, 2006, 2(1): 101-105.
- [11] 冯其红, 齐俊罗, 尹晓梅, 等. 大孔道形成与演化过程流固耦合模拟[J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(4): 498-502.
- [12] 刘慧卿. 油藏数值模拟方法专题[M]. 东营: 石油大学出版社, 2001.
- [13] 郭肖, 杜志敏, 周志军. 疏松砂岩油藏流固耦合流动模拟研究[J]. 西南石油学院学报, 2006, 28(4): 53-56.
- [14] 薛世峰, 马国顺, 于来刚, 等. 流固耦合模型在定量预测油水井出砂过程中的应用[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(6): 750-754.

编辑 经雅丽