

文章编号: 0253-2697(2006) 05-0099-04

水平井水淹机理数值模拟研究

郑俊德¹ 高朝阳¹ 石成方² 刘 波²

(1. 中国石油勘探开发研究院 北京 100083; 2. 大庆油田有限责任公司 黑龙江大庆 163712)

摘要: 分析了水平井开发高含水油藏的风险, 开展了水平井水淹机理数值模拟研究, 建立了基础模型及排式注水采油剩余油分布模型。对影响水平井开发效果和生产动态的因素共设计出 66 个单因素模拟方案, 对各个单因素进行了敏感性分析和评价, 并对这些影响因素进行了综合分析, 给出了各个因素对水平井开发效果和生产动态的定量敏感性结果。

关键词: 高含水油藏; 水平井; 水淹机理; 数值模拟; 风险分析; 敏感性分析

中图分类号: TE319

文献标识码: A

Numerical simulation of watered-out mechanism in horizontal well

Zheng Junde¹ Gao Chaoyang¹ Shi Chengfan² Liu Bo²

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC, Beijing 100083, China;

2. Daqing Oilfield Company, Ltd., Daqing 163712, China)

Abstract: The risks for development of high water-cut reservoirs in horizontal well were analyzed. The numerical simulation of watered-out mechanism in horizontal well was carried out. The basic models for describing the distribution of remaining oil in the well pattern of the injector-producer rows were established. The factors affecting the development behavior and production performance of horizontal well, such as reservoir scale, reservoir properties, fluid properties, parameters of horizontal segment, liquid rate and the distribution of interbeds were discussed. Sixty six cases and their sensitivity analysis projects were designed. The relative sensitivity of each factor to the production performance of horizontal well was investigated synthetically.

Key words: high water-cut reservoir; horizontal well; watered-out mechanism; numerical simulation; risk analysis; sensitivity analysis

目前, 水平井技术已在美国、加拿大、法国、俄罗斯等 69 个国家实现了工业化应用, 其中美国和加拿大水平井井数已分别占当年钻井数的 5%, 水平井技术正成为一项非常重要的油气田开发和提高采收率技术^[1-3]。我国近几年水平井数量不断增加, 其中胜利油田、塔里木油田和冀东油田均取得了较好的开发效果, 但水平井的地质油藏工程设计及采油配套技术与国外先进水平相比还有较大的差距。为适应水平井技术发展的需要, 应尽快开展水平井技术全方位的研究工作。

1 高含水油藏水平井开发设计

在水平井开发中应做好以下工作:

(1) 搞好剩余油分布的研究 高含水油藏经过长时间开发, 搞清剩余油分布是基础。为了取得好的效益, 水平井位置应选择在: ①物性比较好、厚度比较大的区块; ②含水率比较低、断层附近、微构造高点及井网不完善的区块; ③动用程度差的非主力层。

(2) 合理设计油层中水平段的位置^[3-4] 对注水开发油田, 须搞清注水量和注水主流线; 对边、底水驱油田, 要搞清边、底水锥进特征, 避开注水主流线和水锥区, 合理设计水平段的位置。

(3) 高含水油藏水平段不宜过长。塔里木油田水平井有 3 种水淹模式^[5]: ①油藏线状见水, 整体水淹, 不需要考虑后期措施, 这样开发效果最好; ②油藏点状见水, 整体水淹, 效果次之; ③油藏点状见水局部水淹, 要采取挖潜措施, 其开发效果最差。因此, 为避免注入水的底水脊进, 水平段不宜太长。

(4) 合理控制水平井产能。注入水的边、底水能量对水平井产能影响很大, 科学控制生产压差, 确定合理产能, 延长注入水的突破时间, 争取有较长稳产期。

(5) 加强水平井找水、控水和堵水措施研究。目前国内水平井生产测试技术较落后, 还无法找到出水点。即使找到出水点, 堵水工艺还不健全, 因此无相应的堵水措施。

基金项目: 中国石油天然气股份公司科技攻关项目(020101-5)“高含水后期剩余油分布监测及挖潜技术研究”部分成果。

作者简介: 郑俊德, 男, 1963 年 11 月生, 1984 年毕业于大庆石油学院, 现为中国石油勘探开发研究院采油所室主任, 教授, 主要从事采油工程技术科研工作。E-mail: zhengjunde@petrochina.com.cn

2 水平井水淹机理单井数值模拟

2.1 基础模型的建立

为了对比分析单因素对水平井开发效果和生产动态的影响,基础模型采用南1-17-检232的岩心分析数据,不考虑夹层和井筒摩擦阻力,外边界条件采用封闭边界以消除边界影响。模型中油层厚度为5.93 m,原始压力为11.73 MPa,饱和压力为9.42 MPa,地层原油粘度为9.3 mPa·s,束缚水饱和度为0.273,原始气油比为47.7 m³/m³。注采井网见图1。

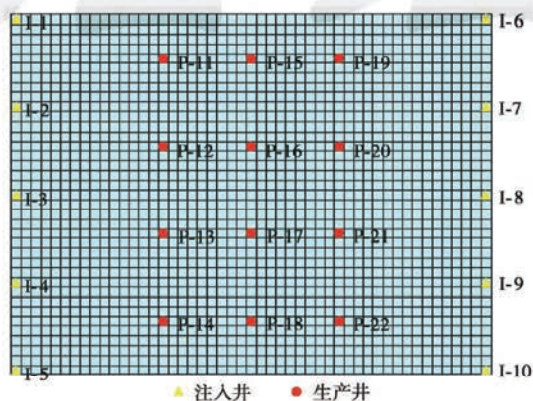


图1 排式注采井网示意图

Fig. 1 Well pattern of the injector-producer rows

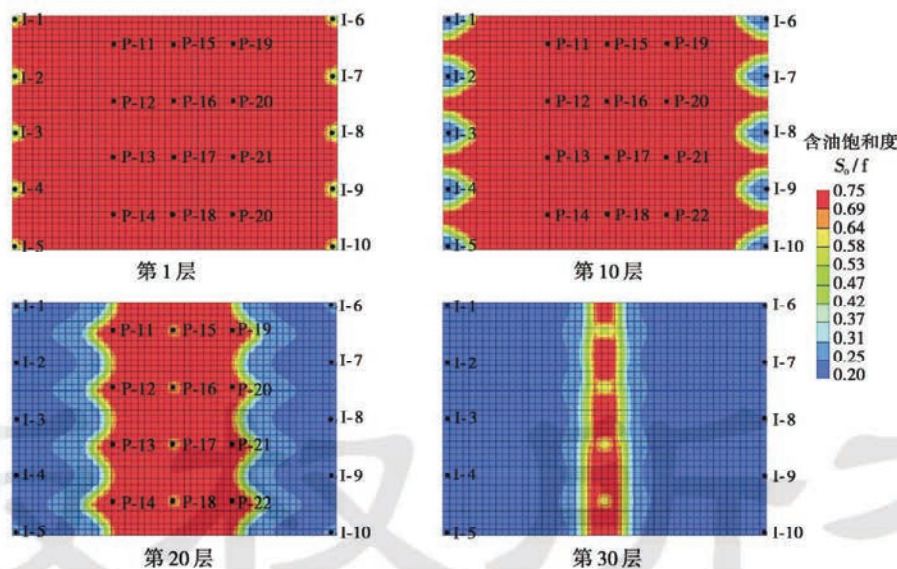


图2 正韵律油层平面剩余油分布(红色为油,蓝色为水)

Fig. 2 Remaining oil distribution on layers in positive rhythm formation

夹层分布等。本着从简到繁的原则,首先对各个单因素进行敏感性分析,然后对这些影响因素进行综合评价。

根据基本方案,考虑不同影响因素的变化,共设计出66个单因素模拟方案,其中影响因素中考虑油藏大小的模拟方案14个,考虑储层物性的模拟方案10个,

模型网格划分:平面上网格步长为33.3 m,垂向上各岩心厚度平均约为0.15 m,总共46层,模型总网格数为49×37×46=83398。

基本方案的设计是:在油藏中部(平面)部署一口水平井,水平段长度为330 m,水平段打在第3层,距离油水界面约2 m。忽略井筒摩擦阻力的影响,采用定液量(200 m³/d)生产。

2.2 排式注水采油剩余油分布

在建立模型的基础上,模拟计算了排式注水采油采出程度为40%及含水率为95%的情况下正韵律油层平面剩余油的分布(图2)。从图2可以看到,由于水的相对密度比油大,注入水有向底层运动的趋势。经过若干年的注水开发,油层中下部被冲刷的较干净,越向上波及系数越低,剩余油分布在油层的中上部。对于本模型中6 m厚的正韵律油层来说,当含水率达到95%及采出程度约为40%的情况下,油层的下半部分基本上已经变成了水层,剩余油主要分布在油层的上部。

2.3 影响水平井水淹动态的单因素数值模拟

2.3.1 单因素分析方案的设计

影响水平井开发效果和生产动态的因素很多,如油藏大小、储层物性、流体性质、水平段参数、产量和

考虑液体性质的模拟方案9个,考虑水平段参数的模拟方案13个,考虑井筒的模拟方案7个,考虑产量的模拟方案5个,考虑夹层分布的模拟方案8个。分别对这些影响因素进行了敏感性分析。

2.3.2 单因素数值模拟^[6]

(1) 油藏大小对水平井开发效果的影响 油藏大

小主要考虑了油藏长度、宽度及油层厚度等因素的变化,即相当于水平井控制储量的不同。模拟结果表明,油藏开发效果与油层长度、油藏宽度和油藏厚度几乎成正比关系,即单井控制储量越大,则水平井的开采效果越好,但并不是油藏越大越好。从数值模拟计算结果看,当油藏厚度一定,油藏的长、宽超过水平段长度的4倍以后,水平井开发效果改善程度有所减缓。因此,在设计一个油田开发方案时,一定要根据油藏的实际情况,采用合理井距。从数模结果来看,水平井井距不宜超过水平段长度的4倍。油层厚度是影响水平井开采的一个较敏感的因素,当油层厚度增大时,开采效果明显变好,这也说明一定的避水高度是保证水平井取得好的开发效果的必要条件。就水脊进而言,油藏越短、越窄、越薄,则水平井初期和含水率95%时的水脊现象越明显。

(2) 渗透率对水平井开发效果的影响 渗透率大小对水平井开发效果产生很大影响(图3)。从图3可以看出,以目前渗透率1.0为基础,当小于0.7的情况下,开发效果逐渐变差;如果大于1.0开发效果也并非越来越好;当水平渗透率为目前值的0.3~1.5倍时,累积产量相对较高。此外,垂向渗透率与水平渗透之比在0.05以上时,开发效果改善不明显;在0.05以下时,油藏将表现为层状油藏,底水作用减弱,无水期将大大延长,预测期末累积产量迅速增大。水平渗透率及垂向渗透率越大,水平井初期和含水率95%时水突进越明显。

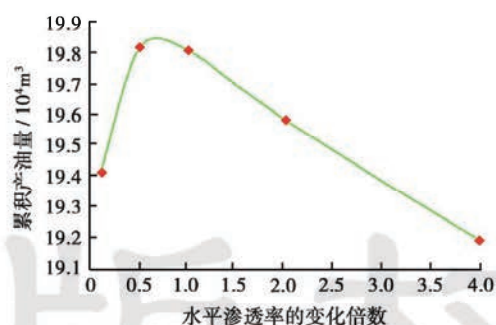


图3 水平渗透率的变化对水平井开发效果的影响

Fig. 3 Effect of horizontal permeability on the performance of horizontal well

(3) 夹层对水平井开发效果的影响 设计了不同的夹层大小、夹层位置方案。从数值模拟结果看,只要水平段下方存在夹层,都能不同程度地起到控制底水锥进的作用,而且夹层面积越大则开发效果越好。当夹层大小一定时,夹层在垂向上的位置也是影响底水锥进的重要因素。图4是面积相同而垂向位置不同时夹层对开采效果的影响。图4表明,油层中夹层位置

向上越靠近水平段,则开发效果越好;当夹层靠近油水界面时,在底水向上抬升并达到夹层高度后,底水会绕过夹层继续向井底推进;而当夹层位置较高时,底水绕过夹层的时间将明显滞后,从而延长水平井的无水采油期和低含水期。

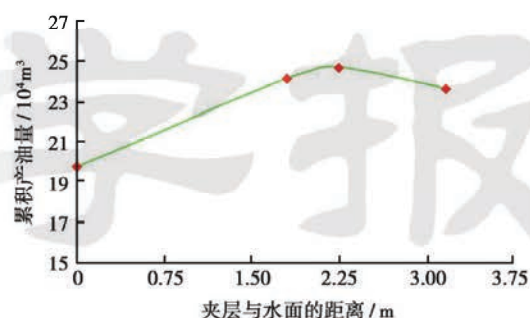


图4 夹层位置对水平井开发效果的影响

Fig. 4 Effect of interbed location on the performance of horizontal well

根据上述原理,在进行水平井轨迹设计时,如果存在可以利用的夹层,则可以利用夹层的属性来优化水平段位置。虽然从计算结果看,夹层越靠近水平段效果越好,但考虑到钻井的风险,水平段与夹层之间应该保留一段距离。

(4) 水体大小对水平井开发效果的影响 水体大小设计为油藏体积的1、3、5和17倍,当超过3倍时,开发效果显著变差。对于排式注水开发后的油藏,在某一产液大小情况下,底水越活跃水体越大,则水平井开发效果相对也越差。

底水油藏水平井生产的供液方向可分解成平面和纵向两个方向。当底水十分活跃时,底部水体能量大,流体补给充足,这样将抑制平面上流体流入井底。即平面上原油动用程度低,而底水很快突破进入井底,使得开发效果变差。因此在实际生产过程中,对于具有大底水的油藏,水平段应靠近油层中上部,同时一定要合理地控制生产压差,以减缓底水锥进。

(5) 油水粘度比对水平井开发效果的影响 流体性质对水平井生产动态和开发效果产生重要影响,选取了具有代表性的油水粘度比1、5、9、15、20进行数值模拟。油水粘度比越小,水驱油越接近活塞驱替,发生指进的可能性越小,基本上没有明显的底水脊进现象,底水界面将均匀抬升,因此底水波及范围增大,驱油效率也高。

(6) 水平段长度对水平井开发效果的影响 在进行水平井设计时,水平段长度是重要的参数,为此设计了不同方案,研究了不同水平段长度的敏感性。水平段越长,则水平井的开发效果越好。当水平段长度下

降到一定程度时,开发效果甚至不如直井。因此,为了提高水平井的开采效果,水平段长度设计不宜太短。另一方面,水平段过长也不可避免地出现井筒摩擦阻力损失的问题。国内外文献表明,由于井筒摩擦阻力的影响,水平段太长将抑制水平段末端的生产,尽管从模拟结果看,井筒摩擦阻力影响并不明显,但是从经济或井筒水动力学角度考虑,对于一个实际油藏总是存在一个最佳的水平段长度。

(7) 避水高度对水平井开发效果的影响 为防止水平井过早见水,水平段应该有一个合理的避水高度(与油水界面的距离)。从图 5 中可见:①水平段位置距离底水越远,开发效果越好;②水平段越靠近油藏顶部,对开发效果的影响逐渐减弱,尤其是避水高度大于 $0.7H_0$ (油层有效厚度) 后对开发效果的影响很小。对于实际油藏,考虑到钻井风险(如避免进入泥岩等),水平段距离油水界面 $0.7\sim 0.9H_0$ 比较合适。

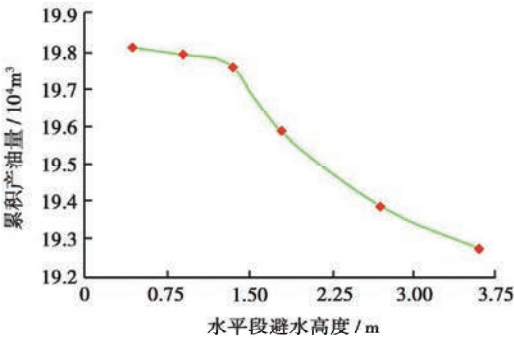


图 5 水平段避水高度对水平井开发效果的影响
Fig. 5 Effect of water-avoiding height of horizontal segment on the performance of horizontal well

(8) 水平段轨迹对水平井开发效果的影响 水平段轨迹对水平井见水时间和无水期开发效果也将产生一定的影响(图 6),从图 6 中看出,水平井整体开发效

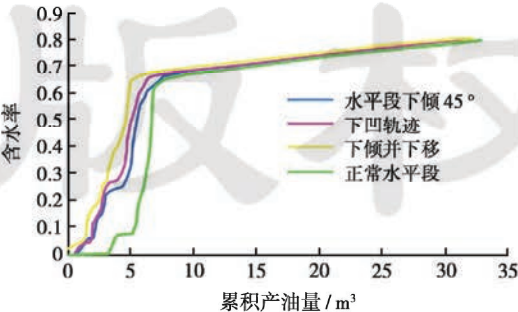


图 6 水平段轨迹对水平井开发效果的影响
Fig. 6 Effect of horizontal segment track on the performance of horizontal well

果与水平段等效避水高度(水平段各点算术加权避水高度)有关,即避水高度越大开发效果越好。另外,不

同的水平段轨迹对初期的开发效果影响明显,对后期的影响逐渐减弱,因此在实际操作中合理优化水平段轨迹可以改善开发效果,提高开发效益。

(9) 产量对水平井开发效果的影响 对于直井水驱开发后的油藏,合理的产量(或生产压差)是保持水平井高产稳产和实现较好开发效益的关键因素。直井水驱开发后油藏的产液量越大,则水平井的最终产油量也越大。但当产液量较大时,含水率变化比较接近。即投产初期控制水平井的产液量有利于提高无水采油量,而开发后期提高液量则有利于提高最终采收率。

2.3.3 单因素敏感性分析与综合评价

在实际生产中,多种因素对水平井的影响是综合作用的结果,因此有必要对各个因素的影响进行综合对比评价。以无水期累积产油量和计算期末累积产油量(即单井可采储量)为目标函数,定性分析了各因素对水平井开发效果的影响,列出了单因素敏感性分析结果见表 1。从表 1 可以看出:

表 1 单因素敏感性分析结果		
Table 1 Results of sensitivity analysis for single factors		
影响因素	影响程度/%	
	无水期累积产油量	总累积产油量
油藏厚度	249.46	98.12
水平渗透率	17.78	-0.56
水体大小	-1.80	-27.31
粘度比	-227.73	-105.97
产液量	-4.68	0.33
水平井长度	157.97	4.37
避水高度	121.26	3.42

(1) 产液量与无水期累积产油量之间为负相关,即产液量越大则无水期累积产油量越小;而产液量与计算期末累积产油量之间为正相关,即产液量越大则计算期末累积产油量也越大。这一变化表明,水平井投产初期控制产液量有利于提高无水产油量,而高含水后期提高产液量则有利于提高最终采收率。

(2) 避水高度、水平段长度和油藏厚度与无水期累积产油量和计算期末累积产油量均为正相关。这表明在任何开发阶段,这 3 个参数越大则水平井的开发效果也越好,但就影响效果而言,这 3 个参数对无水期的开发效果影响比中后期更大。

(3) 水体大小与无水期累积产油量和计算期末产油量均为负相关,即在任何开发阶段,这一参数越大则水平井的开发效果也越差,水体大小对计算期末累积产油量的影响更大。

(4) 油水粘度比与无水期累积产油量和计算期末累积产油量均为负相关,即在任何开发阶段,这一参

(下转第 107 页)

照设计方案施工。由图5可知,自2004年12月至反相乳液见效前的4个月中,含水率上升了近2%,而后

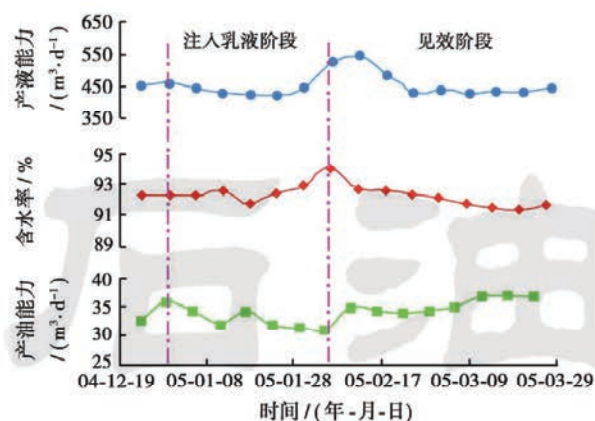


图5 试验区产液量、产油量和含水率变化曲线

Fig. 5 Change of liquid production, oil production and water cut in the pilot block after combination of profile control and flooding of PAM inverse emulsion

含水率和日产液量逐渐降低,日产油量平稳增加。与实施前相比,截至2005年3月底,区块日产液量上升了21.3%,而日产油量上升了37%,含水率下降了1.1%,仍具有增油降水的趋势,说明注入反相乳液取得了较好的效果。

5 结论

(1) 建立了聚丙烯酰胺反相乳液调驱的数学模型,并研制了相应模拟器。反相乳液体系注入参数敏感性分析表明,随着反相乳液体系注入浓度、体积和顶

替液体积的增大,提高采收率值也逐渐增大,到一定程度后趋于平缓。考虑到经济、增油量、降低含水率等影响因素的综合评价结果表明:反相乳液浓度是最敏感的参数,而反相乳液体积是相对不敏感的参数。

(2) 在胜利油田孤岛中二南区块的调驱试验取得良好的应用效果,日产液量上升了21.3%,日产油量上升了37%,含水率下降了1.1%。这表明反相乳液体系具有很好的降水增油效果。

参考文献

- [1] 刘翔鹏. 油田堵水技术论文集[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998: 1-56.
- [2] 白宝君, 李宇乡, 刘翔鹏. 国内外化学堵水调剖技术综述[J]. 断块油气田, 1998, 5(1): 1-4, 17.
- [3] 赫恩杰, 杜玉洪, 罗承建, 等. 华北油田可动凝胶调驱现场试验[J]. 石油学报, 2003, 24(6): 64-68, 72.
- [4] 李之燕, 王学民, 陈美华. 预交联颗粒凝胶调驱技术[J]. 石油钻采工艺, 2002, 24(增刊): 30-34.
- [5] 赵福麟. 调剖剂与驱油剂[J]. 油气采收率技术, 1994, 1(1): 1-5.
- [6] 唐孝芬, 吴奇, 刘戈辉, 等. 区块整体弱凝胶调驱矿场试验及效果[J]. 石油学报, 2003, 24(4): 58-61.
- [7] 袁士义, 韩冬, 苗坤, 等. 可动凝胶调驱技术在断块油田中的应用[J]. 石油学报, 2004, 25(4): 50-57.
- [8] 李明远, 郑晓宇, 林梅钦, 等. 交联聚合物溶液深部调驱先导试验[J]. 石油学报, 2002, 23(6): 72-76.
- [9] 陈国, 赵刚, 马乐远. 聚合物交联调剖驱油数学模型[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2004, 44(12): 1606-1609.
- [10] 刘想平, 刘翔鹏, 李宇乡, 等. 聚合物地下交联调驱注水剖面的数学模型及其应用[J]. 中国海上油气, 1995, 9(4): 279-284.

(收稿日期 2005-11-21 改回日期 2006-01-24 编辑 孟伟铭)

(上接第102页)

数越大则水平井开发效果也越差,油水粘度比对无水期开发效果的影响大于对整个水平井开发历史的影响。

3 结论

(1) 在高含水油藏水平井生产中,必须作好以下工作:①搞好剩余油分布的精细描述;②确保高质量的钻井、固井和完井,水平段井眼轨迹必须控制在剩余油分布富集区,射孔层位须考虑注采对应关系;③确定合理的生产压差既要结合油藏特性,又要结合产出能力;既控制含水率上升速度,又不限制油井产量;④水平井开发要有配套的找水、堵水、调剖工艺技术;⑤实施增产措施要与油层条件(裂缝发育、走向等)相结合。

(2) 建立了行列井网水驱达到含水率95%之后的水平井单井地质模型,采用数值模拟方法对影响水平井水淹机理的各种因素进行了系统分析,并给出了量化指标。

参考文献

- [1] Rivera Nestor, Jensen Jerry L, Spivey J P, et al. Economic comparisons of multilateral and horizontal wells in water-drive reservoirs [R]. SPE 80927, 2003: 1-6.
- [2] Popa C G, Turta Alex T. Waterflooding by horizontal injector and producers [R]. SPE 78989, 2002: 1-8.
- [3] 李保柱, 宋文杰, 纪淑红, 等. 水平井水平段压力分布研究[J]. 石油学报, 2003, 24(2): 97-100.
- [4] 范子菲. 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.
- [5] 周代余, 江同文, 冯积累, 等. 底水油藏水平井水淹动态和水淹模式研究[J]. 石油学报, 2004, 25(6): 73-77.
- [6] 程林松, 兰俊成. 考虑水平井筒压力损失的数据模拟方法[J]. 石油学报, 2002, 23(1): 76-71.
- [7] 喻高明, 凌建军, 蒋明焯, 等. 砂岩底水油藏开采机理及开发策略[J]. 石油学报, 1997, 18(2): 61-65.
- [8] 武兵厂, 姚军, 张继宏, 等. 水平井与直井联合井网见水时间的确定方法[J]. 石油学报, 2005, 26(4): 111-114.
- [9] 周生田, 张琪, 黄炳家, 等. 变生产指数下水平井生产动态分析[J]. 石油学报, 2002, 23(3): 77-80.

(收稿日期 2005-10-16 改回日期 2006-01-09 编辑 孟伟铭)