

# 低渗透稠油油藏水平井优化设计研究

丁一萍<sup>1,2</sup>, 李江龙<sup>3</sup>, 刘传喜<sup>3</sup>, 刘芳<sup>4</sup>, 阚新东<sup>5</sup>, 祖振昆<sup>5</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院博士后工作站, 北京 100083;

2. 中国石油大学博士后流动站, 北京 102249;

3. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083;

4. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249;

5. 中国石油大港油田分公司, 天津 300280)

**摘要:**在蒸汽吞吐的开发方式下, 利用热采数值模拟方法, 针对低渗透稠油油藏水平井应用的井距和水平段长度展开优化研究, 建立了低渗中粘、高渗高粘、中渗高粘、高渗中粘 4 种不同油藏类型的模型, 以周期生产气油比和累积产油量做为对比指标。认为低渗中粘稠油油藏不同于中高渗高粘稠油油藏, 应用水平井开发不会发生水平井端部效应。低渗中粘稠油油藏, 水平井合理井距在 100 m, 水平段长度为 300~400 m 效果最佳。

**关键词:**稠油油藏; 蒸汽吞吐; 末端效应; 优化设计

**中图分类号:** TE345

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2011)03-0561-05.

**引用格式:** 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.

## 0 引言

低渗透油藏是目前国内外研究的焦点, 其中低渗透稠油油藏是其中研究热点之一。此类油藏的岩性为灰岩, 一般原油粘度为 30~200 mPa·s, 属中粘度原油性质; 储层非均质性严重, 油藏类型除了稠油特性之外又属于低渗油藏类型。因此, 稠油、低渗, 这几大特性使此类油藏的研究成为世界性攻关课题, 也给此类油田的开发带来巨大的挑战。目前, 大量理论和实践证明, 水平井的合理应用能有效提高单井产能, 是各类油田高效开发的一项关键技术<sup>[1-5]</sup>。影响水平井产能的主要因素之一是水平井的长度。水平井长度的优化也是开发方案部署的核心问题。常规研究认为中高渗、超稠油油藏, 水平井技术结合蒸汽吞吐的开发方式过程中, 水平井水平段的跟端 200 m 的范围内会发生蒸汽吞吐热膨胀的末端效应, 因此优化水平井水平段不适宜较长, 最佳长度在 200 m 左右<sup>[6-8]</sup>。本文针对这一问题, 应用

数值模拟方法, 建立低渗中粘、高渗高粘、中渗高粘、高渗中粘 4 种不同油藏类型的模型, 以周期生产油气比和累积产油量作为对比指标, 展开深入的研究。

## 1 低渗稠油油藏特征

油藏岩石类型为灰岩, 埋藏深度较深, 地下为 1 000 m 左右; 孔隙度平均为 22%, 平均渗透率为  $50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 50℃时地下含溶解气原油粘度为 30~200 mPa·s, 地面原油密度为 0.955 3 g/cm<sup>3</sup>, 属低渗透中粘度稠油油藏, 除渗透率外基本符合蒸汽吞吐开采要求<sup>[9-14]</sup>。

## 2 水平井开发适应性论证

影响此类油藏水平井蒸汽吞吐开发效果的因素很多, 从油田热采实际出发, 主要包括地质因素、工程因素以及水平井技术优化设计因素等方面。

### 2.1 地质因素

根据热采井单井渗透率和热采初期日产油的对

收稿日期: 2011-02-22; 修回日期: 2011-04-25.

基金项目: “十二五”国家重大专项“裂缝—孔隙型碳酸盐岩稠油油藏开发关键技术研究”(编号: 2011ZX05031-002)资助.

作者简介: 丁一萍(1981-), 女, 黑龙江人, 博士后, 主要从事油气田开发研究. E-mail: dingyp@pepris.com; dingyp.syky@sinopec.com.

比关系分析(图 1),数值模拟计算不同渗透率在 $(5\sim 200)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间、地下粘度 $(30\sim 1\,000\text{ mPa}\cdot\text{s})$ 与日产能力的关系。由此可见,随着渗透率的增大,原油初期产能越大。反之,随着粘度的增大,初期产能响应减小。该区的储层平均渗透率为 $25\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,原油粘度为 $200\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 时,初始日产量为 $102\text{ t}$ ,已达到经济指标,说明该类油藏适合水平井技术的开发。

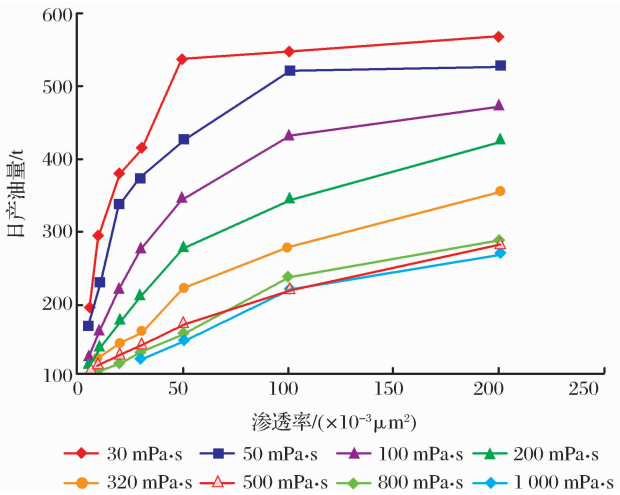


图 1 不同粘度下渗透率与日产油关系

### 2.2 工程因素

油藏埋藏深度较深,致使井筒热损失大,井底干度低。水平井 A 井热采初期通过环空注蒸汽,热采数模拟合分析,注汽干度下降较快,在 $800\sim 1\,000\text{ m}$ 左右降为 0,注入生产层段基本为热水。但即使是热水开采,水平井也可以达到均匀加热的效果,并且随着生产压力的降低,第 4、第 5 周期后,井底干度不断增加,水平井热采仍可发挥较大的作用(图 2)。

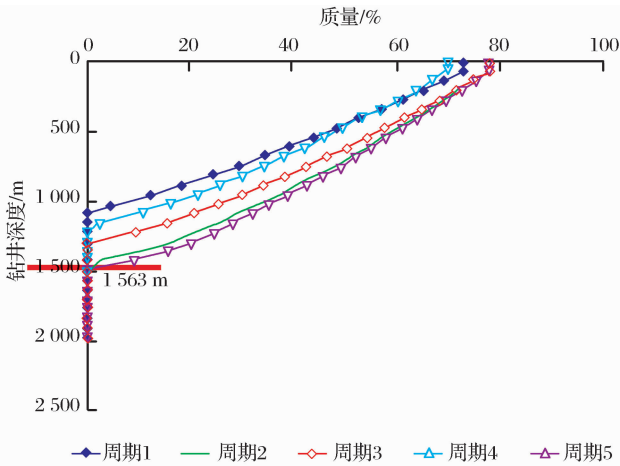


图 2 水平井 A 井底干度拟合

根据以上分析认为:水平井蒸汽吞吐是提高油井产量和油藏采收率的重要手段,虽受储层物

性及工程等因素影响,未达到真正意义上的蒸汽吞吐,但就低渗透稠油油藏整体而言仍适合水平井热采开发。

## 3 水平井优化研究

针对油藏特征与实际开发情况,此类油藏采用水平井结合蒸汽吞吐开采技术,可以大幅度地提高油藏的采收率。其中,热采水平井的水平段长度、平面上和纵向上井距的合理优化是水平井技术应用研究的核心问题。

### 3.1 水平井长度论证

本文利用概念模型对水平井长度的最佳范围进行合理优化,以低渗稠油油藏的基本特征为基础,设计了 4 种均质模型。基本参数:油藏厚度为 $10\text{ m}$ ,孔隙度为 $0.23$ ,含油饱和度为 $0.68$ ,水平井长度为 $400\text{ m}$ 。①高渗高粘模型:渗透率为 $1\,500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,粘度为 $1\,400\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;②中渗高粘模型:渗透率为 $200\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,粘度为 $1\,400\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;③高渗中粘模型:渗透率为 $1\,500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,粘度为 $170\text{ mPa}\cdot\text{s}$ ;④低渗中粘模型:渗透率为 $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,粘度为 $170\text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。

#### 3.1.1 末端效应

从图 3 至图 5 可以看出,高渗高粘模型水平井蒸汽吞吐过程中,在水平井跟端即末端,会发生蒸汽的热膨胀作用,注汽热量主要集中在水平段近末端的 $200\text{ m}$ 范围内。在水平井跟端部位,无论是动用范围还是含油饱和度和温度变化都呈球状,沿水平段后 $200\text{ m}$ 逐渐至水平井指端变细、变弱,这种现象称为末端效应。结合图 3 至图 8 反映的 4 种不同渗透率和粘度模型的结果对比,可以得出在渗透率小于 $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的情况下蒸汽吞吐,即低渗中粘稠油油藏,水平井井底干度低,水平段内主要为高温热水。由于渗流能力低,吸汽(水)能力差,加热油藏的能力弱,注汽热量集中在水平段内,造成热量由近井端向末端均匀扩散,受热均匀,不会发生明显的末端效应。

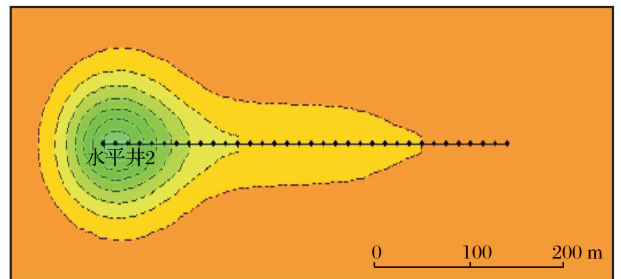


图 3 高渗高粘模型动用范围

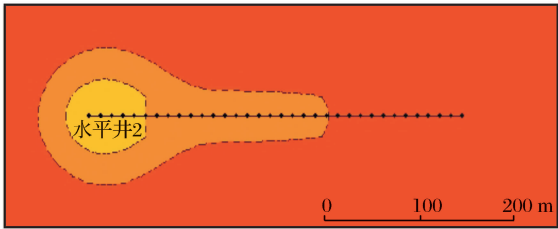


图 4 高渗高粘模型含油饱和度变化范围

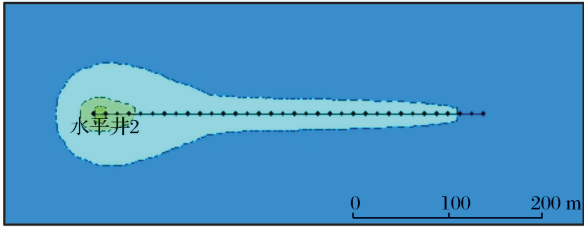


图 5 高渗高粘模型水平井段温度变化范围

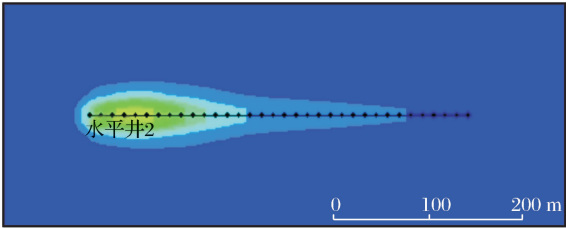


图 6 中渗高粘模型水平井段温度变化范围

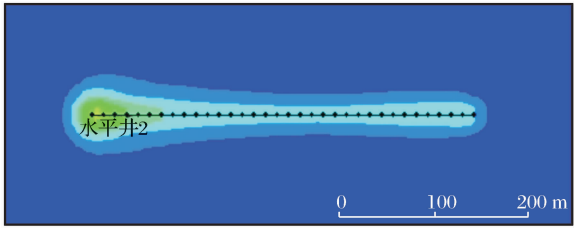


图 7 高渗中粘模型水平井段温度变化范围

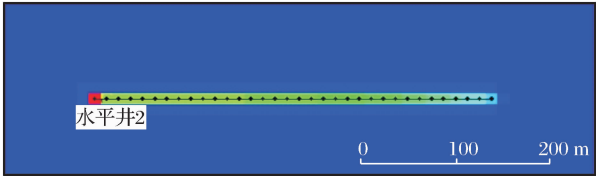


图 8 低渗中粘模型水平井段温度变化范围

3.1.2 水平井长度优化(井数一致)

考虑热采工艺水平,在相同的区域内设计相同井数的水平井,设计水平井段长度分别为 200 m、300 m、400 m、500 m 4 种预测方案。结果显示,随着水平井水平井段的生长,日产油、累产油、累产液越高。但当水平井段大于 400 m 后,日产油、累产油增幅减少,因此推荐水平井水平井段长度采用 300~400 m 整体生产指标最优(图 9)。

3.1.3 水平井长度优化(井数不一致)

在相同的区域内设计不相同井数的水平井布井

方式(图 10),设计水平井段长度为 200 m 和 400 m 的 2 种预测方案。预测结果显示,水平井水平井段越长,日产油、累产油、累产液越高。400 m 水平井段单井累产油是 200 m 水平井段方案的 2 倍,且单井钻井成本的差异,明显 400 m 水平井段方案要比多井数短水平井段方案效果好(图 11)。

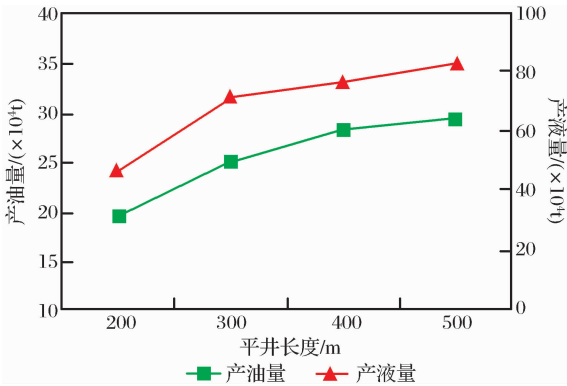
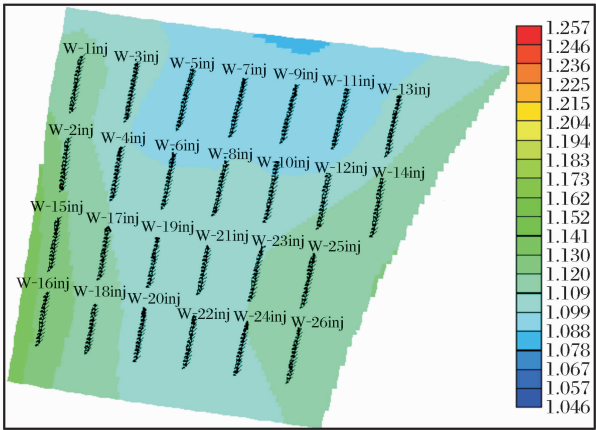
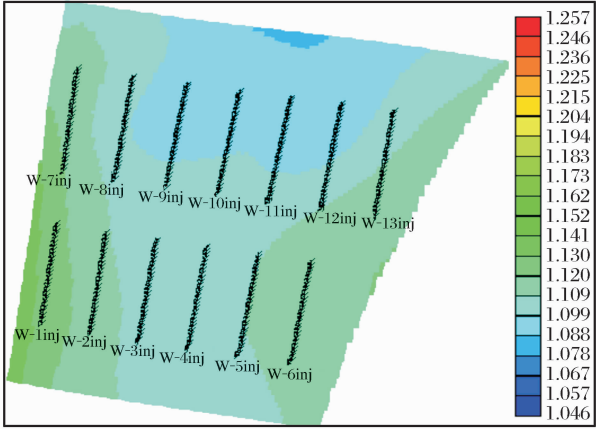


图 9 不同水平段长度指标对比曲线



(a) 200 m



(b) 400 m

图 10 200 m 布井方案与 400 m 布井方案井位部署

3.2 合理井距

参照低渗中粘模型的基础参数,平面上设计井距分别为 100 m、150 m、200 m 及 250 m 4 种方案,

加以分析平面上和纵向上水平井蒸汽吞吐的加热范围,得出合理井距的范围。

3.2.1 平面井距优化

如图 12 所示,平面上的动用范围为 50~70 m,加热半径约为 50 m。方案预测指标对比表明,随着水平井井距的增加,平均日产油和油气比不断减低。按照每桶 65 美元的石油价格,100 m 井距经济净效预测指标最好,尤其低渗稠油油藏采用蒸汽吞吐开发,为了提

高储量动用程度,开发井距不宜过大(表 2)。

3.2.2 纵向上井距优化

纵向上动用范围较小,含油饱和度变化范围和有效加热范围约为 15 m 左右(图 13)。在实际布井时,应根据油藏不同区域、不同储层性质进行区别对待。该区储层物性较差,纵向上动用程度相对较低,为了在提高储量动用程度的同时,降低井间干扰,推荐纵向上单井控制范围为 15 m 左右。

表 2 水平井不同井距的吞吐效果预测

井距/m	井数/口	累积产油/( $\times 10^4$ t)	累积注蒸汽/( $\times 10^4$ t)	平均日产油/(t/d)	含水/%	油气比	净效益/( $10^4$ \$)
100	25	60.97	52.65	308.24	58.7	1.16	10 498
150	17	44.46	36.29	224.75	58.5	1.23	7 982
200	13	30.16	27.71	152.47	62.6	1.09	5 004
250	10	25.20	20.76	127.40	61.8	1.21	4 443

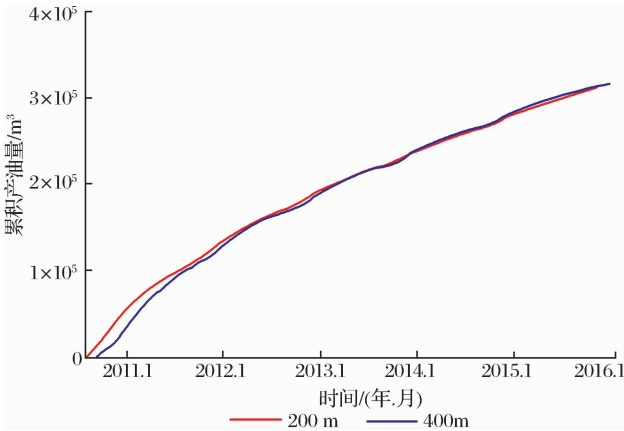


图 11 方案 200 m 与 400 m 布井方案累积产油对比曲线

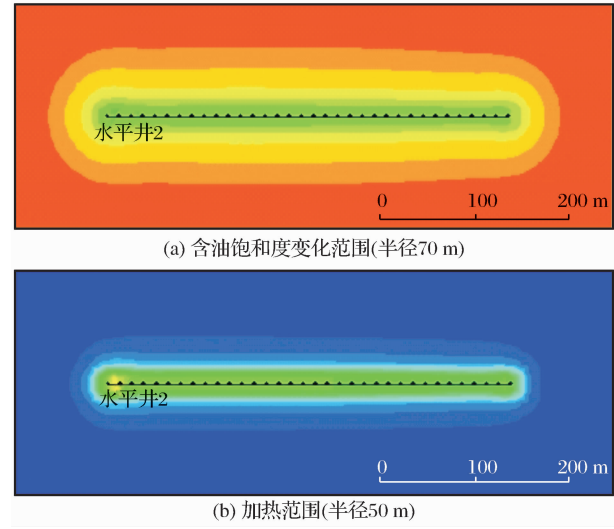


图 12 水平井段平面含油饱和度变化和加热范围

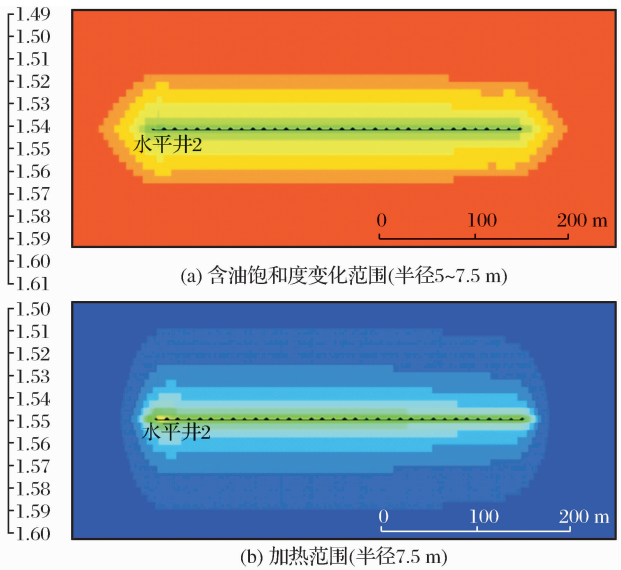


图 13 水平井段纵向含油饱和度变化和加热范围

以下几点结论:

- (1) 水平井蒸汽吞吐技术是提高低渗稠油油藏油井产量和油藏采收率的重要手段。
- (2) 低渗中粘油藏,水平井蒸汽吞吐热采开发水平井末端不会发生末端效应,综合考虑合理水平井段长度为 300~400 m 左右;
- (3) 低渗稠油油藏开发井距不宜过大,优化合理平面井距为 100 m,纵向上井距为 15 m。

参考文献:

[1] Chen Yueming. Heat Recovery Steam Injection[M]. Dongying:Petroleum University Press,1996. [陈月明. 注蒸汽热力采油[M]. 东营:石油大学出版社,1996.]

[2] Zhang Feng,Li Zhiping,Dong Ping,et al. Horizontal well pattern research[J]. Natural Gas Geoscience,2007,18(4):621-

4 结论

根据此类油藏的特点,结合概念模型综合得出

625. [张枫, 李治平, 董萍, 等. 水平井整体开发井网研究——以大港油田区关家堡油田为例[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(4): 621-625. ]
- [3] Liu Gaohua. Application prospect of horizontal wells in secondary development of Lengjia oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2007, 14(6): 32-35. [刘高华. 水平井技术在冷家油田二次开发中的应用前景[J]. 特种油气藏, 2007, 14(6): 32-35. ]
- [4] Chen Jirong, Zhang Xiuli, He Xinrong, *et al.* An approach to development scheme of heavy oil reservoir in volcanics of fault block Zao35, Zaoyuan oilfield[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2003, 10(1): 31-35. [程继蓉, 张秀丽, 何新蓉, 等. 枣园油田枣35断块火山岩稠油油藏开发方式初探[J]. 特种油气藏, 2003, 10(1): 31-35. ]
- [5] Wang Jiahong, Luo Zhibin, Zhao Ming, *et al.* China Application Analysis of Horizontal Wells[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003. [王家宏, 罗治斌, 赵明, 等. 中国水平井应用实例分析[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003. ]
- [6] Zhang Hongkui. Horizontal reservoir engineering foundation [J]. Oil and Gas Development Projects Praeger, 1991, (8): 2-11. [张宏逵. 水平井油藏工程基础[J]. 油气田开发工程译丛, 1991, (8): 2-11. ]
- [7] Zhang Feng, Zhao Shimin, Qin Jianmin, *et al.* Productivity of the horizontal well with finite-conductivity fractures[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 819-821. [张枫, 赵仕民, 秦建敏, 等. 有限导流裂缝水平井产能研究[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 819-821. ]
- [8] Jiang Houshun, Bai Yanhua, Ran Jianli. Prediction of horizontal well deliverability and optimization of perforation parameters[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(6): 891-893. [江厚顺, 白彦华, 冉建立. 水平井产能预测及射孔参数优选系统研究[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(6): 891-893. ]
- [9] Xiang Jianmin. Optimizing design and developing efficiency evaluation of horizontal wells in Tarim oilfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2006, 17(4): 435-438. [相建民. 塔里木油田水平井优化设计方法及跟踪效果评价[J]. 天然气地球科学, 2006, 17(4): 435-438. ]
- [10] Zhen Junwei, Yu Ling, Sun Deqiang, *et al.* Main affecting factors and special technologies for exploration and exploitation of low permeability oil and gas resources[J]. Natural Gas Geoscience, 2009, 20(5): 654-655. [郑军卫, 庾凌, 孙德强, 等. 低渗透油气资源勘探开发主要影响因素与特色技术[J]. 天然气地球科学, 2009, 20(5): 654-655. ]
- [11] Cao Renyi, Cheng Linsong, Xue Yongchao, *et al.* Well pattern optimization adjustment for low permeability oilfield[J]. Southwest Oil University Journals, 2007, 29(4): 67-69. [曹仁义, 程林松, 薛永超, 等. 低渗透油藏井网优化调整研究[J]. 西南石油大学学报, 2007, 29(4): 67-69. ]
- [12] Zuo Yue. Horizontal well development practice in hard-to-produce thin heavy oil reservoir[J]. Special Oil & Gas Reservoir, 2005, 12(6): 49-51. [左悦. 难动用薄层稠油油藏水平井开发实践[J]. 特种油气藏, 2005, 12(6): 49-51. ]
- [13] Wu Jian, Cao Daiyong. Research on 3D distribution of meandering river sand body using sedimentary facies method and 3D geological modeling[J]. China University Mining Technology, 2006, 16(3): 349-352.
- [14] Zheng Junde, Gao Chaoyang, Shi Chengfang, *et al.* Numerical simulation of watered-out mechanism in horizontal well[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(5): 99-102. [郑俊德, 高朝阳, 石成方, 等. 水平井水淹机理数值模拟研究[J]. 石油学报, 2006, 27(5): 99-102. ]

## Optimized Horizontal Technology in Low Permeability and Heavy Oil Reservoirs

DING Yi-ping<sup>1,2</sup>, LI Jiang-long<sup>3</sup>, LIU Chuan-xi<sup>3</sup>, LIU Fang<sup>4</sup>, KAN Xin-dong<sup>5</sup>, ZU Zhen-kun<sup>5</sup>

(1. Post Doctoral Research Center, Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

2. Post Doctoral Research Center, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 3. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China; 4. Petroleum Engineering Institute, China University of Petroleum, Beijing 102249, China; 5. Dagang Oilfield Company, PetroChina, Tianjin 300280, China)

**Abstract:** Based on development of cyclic steam, we used the thermal numerical simulation to do the optimized horizontal technology for the horizontal well spacing and horizontal well section length in the carbonate reservoirs with low permeability and heavy oil. We established four different kinds of numerous models for low permeability and medium viscosity, high permeability and high viscosity, medium permeability and high viscosity, and high permeability and medium viscosity. The production steam-oil ratio and cumulative oil production was chosen as correlation index. The result shows that the end effect of steam injection does not happen in the heavy oil reservoirs with low permeability and moderate viscosity by horizontal well, which is different in the high permeability and high viscosity reservoirs. In the low permeability and moderate viscosity heavy oil reservoirs, the reasonable well spacing of horizontal wells is 100m, and the horizontal well length rang from 300m to 400m after the optimization.

**Key words:** Heavy oil reservoir; Cyclic steam stimulation; End effect; Optimization design.