

海上油田氮气泡沫稳油控水注采参数数值模拟

宫汝祥, 李翔, 李效波, 金芳红

中海油田服务股份有限公司油田生产事业部, 天津 300450

摘要 国内某海上的油田典型块状底水油藏大部分井已经出现底水锥进现象, 改善该油田的高含水井开发效果, 控制直井底水锥进和水平井底水脊进成为油田稳产的关键。为了有效实施氮气泡沫稳油控水提高采收率技术, 以该油田一口井为例, 开展氮气泡沫稳油控水注采数值模拟研究, 在历史数据拟合的基础上, 对氮气泡沫稳油控水注采参数进行了优化设计, 为工艺方案实施提供技术支持。氮气泡沫稳油控水最佳注采参数为, 注入方式为连续注入、注气量为 $45 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、气液比为 1:1、焖井时间 3d、焖井后最佳产液量 $900 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

关键词 氮气泡沫; 稳油控水; 数值模拟; 注采参数; 海上油田

中图分类号 TE319, TE345

文献标识码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2011.33.009

Numerical Simulation of Nitrogen Foam Stabilizing Oil Production and Controlling Water Cut Technology for Offshore Oilfield

GONG Ruxiang, LI Xiang, LI Xiaobo, JIN Fanghong

Production Optimization, China Oilfield Services Ltd., Tianjin 300450, China

Abstract The oilfield studied in this paper is a typical block bottom water reservoir. The whole oilfield is in a high water cut stage. Most wells are water-coning production wells, so the key to maintain a stable oil output in the high water cut period is how to control the water-coning. We take one well of the oilfield as an example, to study the nitrogen foam stabilizing oil production and controlling water cut technologies with the numerical simulation method to provide technical support for the process scheme implementation. On the basis of historical data matching, the injection and production parameters of the nitrogen foam stabilizing oil production and controlling water cut technology are optimized. The results show that the optimum injection and production parameters are as follows: continuous infiltration with injection volume of $45 \times 10^4 \text{ m}^3$, gas-liquid ratio of 1:1, shutdown days of 3 days, and daily fluid production rate of $900 \text{ m}^3/\text{d}$.

Keywords nitrogen foam; stabilizing oil production and controlling water cut; numerical simulation; injection and production parameters; offshore oilfield

0 引言

中国底水油藏储量丰富, 在底水油藏开发过程中存在严重的底水锥进现象, 影响了底水油藏的开发。如何控制油藏底水的锥进问题是目前急需解决的问题之一。许多油田采取化学堵水和机械堵水等方式控制底水的上升, 但是这两种堵水方式都只是对近井地带进行有效封堵, 有效期较短, 效果不显著, 且化学堵水对储层存在污染。氮气泡沫稳油控水技

术是最近几年才提出来的一种单井提高采收率技术, 相对于化学堵水和机械堵水的优势具有有效期长、不污染地层等优势^[1-4]。在底水锥进严重的生产井中, 采用高压注入氮气和发泡剂溶液, 造成近井地带压力上升, 将水锥压至一定位置, 氮气和发泡剂溶液在井筒周围的高含水区域形成一定范围的氮气泡沫富集带, 使氮气泡沫抑制水锥的再次锥进, 在近井地带形成原油富集区, 氮气泡沫具有堵水不堵油的选择性封

收稿日期: 2011-09-06; 修回日期: 2011-11-01

作者简介: 宫汝祥, 工程师, 研究方向为数值模拟、提高采收率技术, 电子信箱: gongrx@cosl.com.cn

堵特性, 氮气泡沫优先进入高含水区域形成大量稳定气泡, 能够控制底水的快速锥进, 延缓底水的上升, 从而达到稳油控水的目的^[5-8]。以某海上油田一口直井为例, 对底水锥进井实施泡沫稳油控水技术参数进行了优化和评价, 为现场工艺方案实施提供理论支持。

1 数值模型的建立及历史拟合

1.1 建立数值模型

根据研究区块的实际地质资料, 采用 CMG 数值模拟软件的 STARS 模块泡沫总量平衡模型建立数值模拟模型, 如图 1 将网格划分为 37×11×26 共 10582 个节点, 基本参数如表 1 所示。

泡沫总量平衡模型是把液膜作为一种气相分散组分, 泡沫的聚集决定了气相的流动特性, 泡沫即为包含液膜的气相, 主要考虑的因素如下^[9-10]:

- (1) 泡沫对气相相对渗透率和视黏度的影响, 模拟静态泡沫和流动气泡;
- (2) 加入表面活性剂的质量守恒方程, 考虑表面活性剂提高采收率的机制;
- (3) 加入泡沫总量平衡方程, 考虑泡沫的生成、破灭、聚并运移的机制。

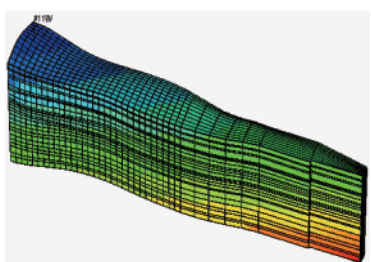


图 1 三维地质模型

Fig. 1 3D geological model

表 1 三维地质模型参数属性

Table 1 3D geological model parameter attribute

油藏参数	数值
油藏地质储量/m ³	1.65×10 ⁶
地层平均压力/MPa	23.7
平均孔隙度/%	19
有效厚度/m	30.2
水平渗透率/10 ⁻³ μm ²	1176
垂向渗透率/10 ⁻³ μm ²	688
油藏温度/°C	116
原油重度	34
目前含水率/%	97.6

1.2 开发动态和历史拟合

利用井组油藏数值模拟模型进行历史拟合, 主要针对井

组所在的地层压力、产量、含水以及单井的动态生产资料进行拟合, 确保模型与实际油藏相匹配。由图 2 含水率历史拟合曲线可以看出拟合比较精确, 在此基础上进行方案预测比较可靠。

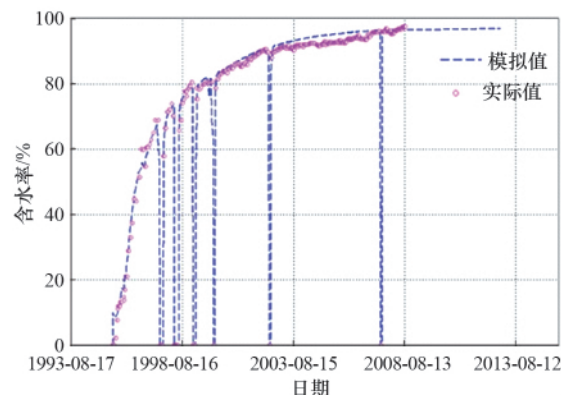


图 2 含水率历史拟合曲线

Fig. 2 History matching curve of water cut

2 氮气泡沫吞吐参数优选

在历史拟合的基础上, 应用 CMG 数模软件的 STARS 模拟器, 对影响氮气泡沫稳油控水的敏感因素, 包括注入方式、注入量、气液比、焖井时间和产液量进行敏感性分析, 以确定合理的注入参数。根据室内对氮气泡沫发泡剂的筛选结果, 选择发泡剂溶液质量分数为 0.5%, 氮气泡沫注入速度 800m³/h。

2.1 注入方式优化

氮气泡沫压锥措施的注入方式包括: 地面发泡, 即氮气和表面活性剂溶液连续注入; 地下发泡, 即先注发泡剂溶液再注氮气的分段塞方式。利用模型分析了连续注入泡沫和段塞注入泡沫两种方式。图 3、图 4 可以看出, 实施氮气泡沫连续注入和 2 段塞注入的方式, 焖井 3d 重新开井后, 含水率先上升, 随后迅速降低。这说明在底水锥进井中实施氮气泡沫吞吐措施可以有效实现控水增油的效果, 同等条件下, 连续注入氮气泡沫方案含水率降低幅度大, 最终增油量也比分段塞注入方案增加 600m³, 综合分析确定连续注入方式要优于分段塞

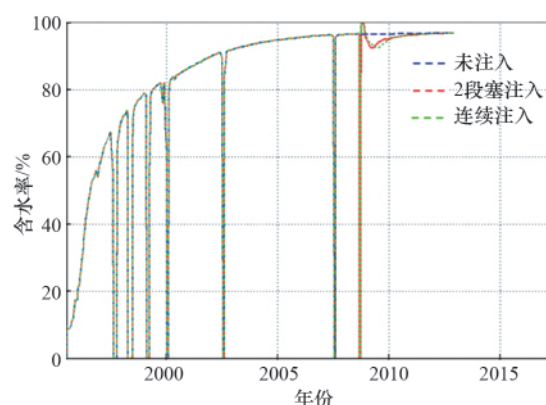


图 3 2 种不同注入方式含水率对比曲线

Fig. 3 Water cut curve of two different injection modes

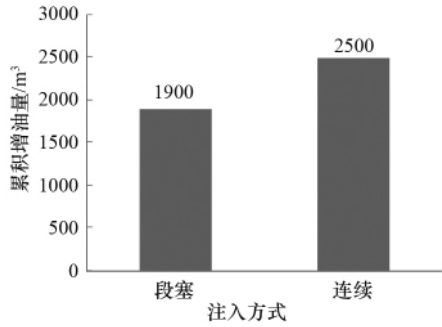


图4 2种注入方式累积增油量对比

Fig. 4 Cumulative oil increment of two different injection modes

的注入方式。在现场实施时如果采取连续注入方式使压力升高太高而无法注入,可以考虑采用多段塞的注入方式。

2.2 注入量优化

氮气泡沫注入量设计,是在采用连续注入方式的基础上,分别模拟向地层中注入量为 $30 \times 10^4, 45 \times 10^4, 60 \times 10^4, 75 \times 10^4 \text{ m}^3$ 这4种情况下的控水稳油效果。通过含水率曲线(图5)和累增油图(图6)可以看出,随着氮气泡沫注入量的增加,含水率曲线见效越早,降低幅度越大,累增油量愈多,注入量越大,控水效果见效快,但井周围的剩余油量是一定的,换油率存在最佳值,建议最佳注氮量为 $45 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

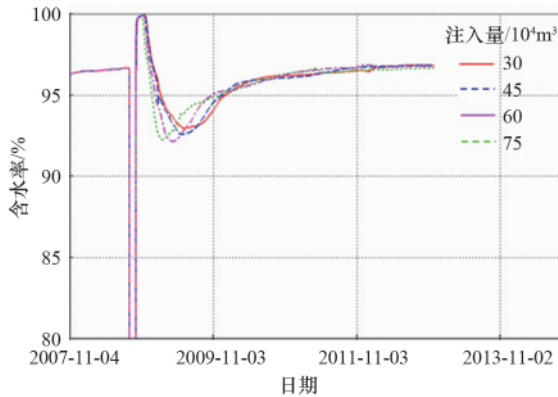


图5 不同注入量含水率对比

Fig. 5 Water cut curve for different injection volumes

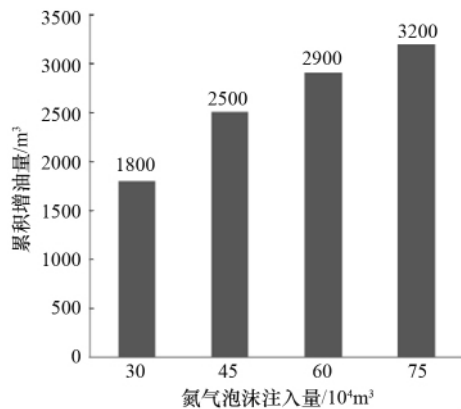


图6 不同注入量累积增油量对比

Fig. 6 Cumulative oil increment for different injection volumes

2.3 焖井时间优化

注入到油层内的氮气泡沫需要一定的焖井时间进行稳定。焖井时间的长短除了与泡沫剂本身的稳定性能有关,还与地层条件相关。在不改变氮气和表面活性剂溶液注入量的条件下,模拟了焖井1,3,5d的情况,模拟结果如图7所示。在注入氮气泡沫后,焖井天数对含水率影响较大,但是对于不同的地层存在一个合理值,焖井3d时的开发效果最佳。焖井时间过短,氮气泡沫未形成稳定的封堵就被返排出来,不能发挥氮气泡沫的封堵作用;焖井天数越长,开发效果逐渐越差,主要是因为井底含油饱和度较高影响了泡沫的稳定性和封堵性。

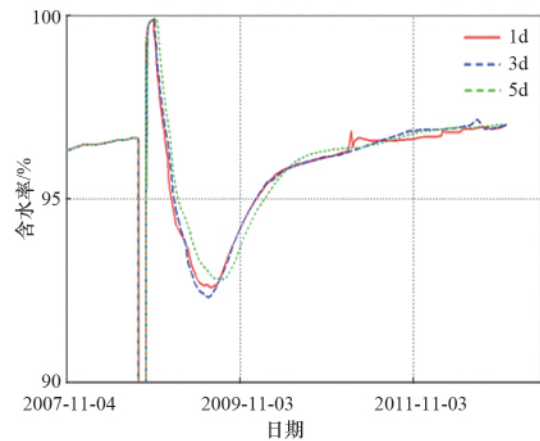


图7 不同焖井时间含水率对比

Fig. 7 Water cut curve for different soak times

2.4 气液比优化

在采用连续注入方式、泡沫剂浓度为0.5%、焖井3d和注入量为 $45 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的情况下,研究了1:1,2:1和1:2气液比条件下氮气泡沫调驱的开发效果。由图8、图9可知,气液比存在一个最优值,气液比越大,气体越多,泡沫越不稳定,容易导致大量气窜;气液比越小,形成不了足够的泡沫,从而也影响控水稳油效果,因此针对不同的地层需要合理优化气液比。从累增油曲线可以看出,气液比对净增油量影响较大,参考氮气泡沫调驱室内研究和现场应用采用的气液比^[3-9],同时考虑海上平台有限空间限制施工设备的体积,不能提供太多

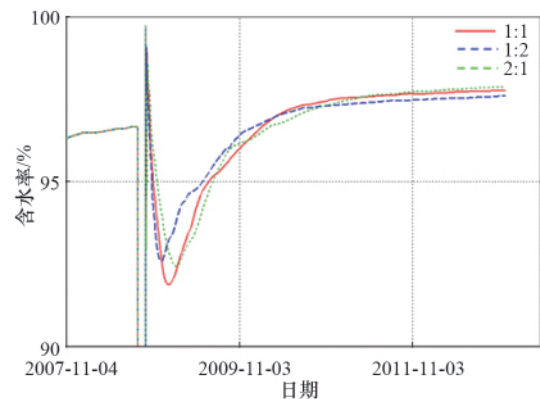


图8 不同气液比含水率对比

Fig. 8 Water cut curve for different gas-liquid ratios

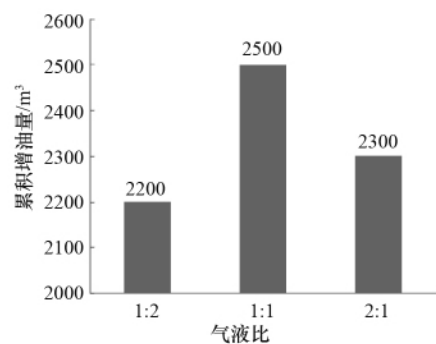


图9 不同气液比累产油对比

Fig. 9 Cumulative oil increment for different gas-liquid ratios

的气量,后续研究中取气液比为1:1。

2.5 焖井后产液量优化

在采用连续注入方式、泡沫剂浓度为0.5%、焖井3d,气液比为1:1和注入量为 $45 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的情况下,模拟了产液量300,600,900和 $1200 \text{ m}^3/\text{d}$ 的生产效果。通过图10、图11可以看出,注入氮气泡沫稳油控水后,焖井重新开井生产,随着产液量增加,累计增油量逐渐增加,但是当产液量高于 $900 \text{ m}^3/\text{d}$ 后,累积产油量出现下降。这是由于产液量高,生产压差逐渐增大,破坏了泡沫的稳定性,在低产液量时生产压差小,含水降低有效期较长,减缓了底水锥进。

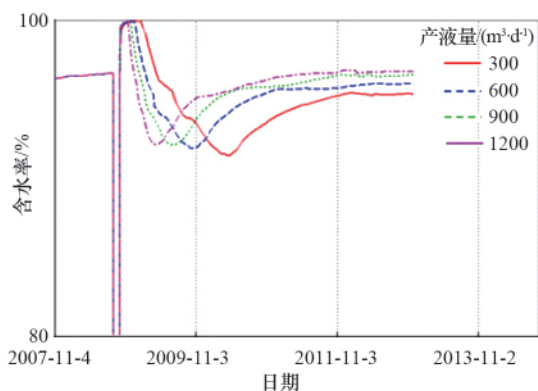


图10 不同产液量含水率对比

Fig. 10 Water cut curve for different liquid outputs

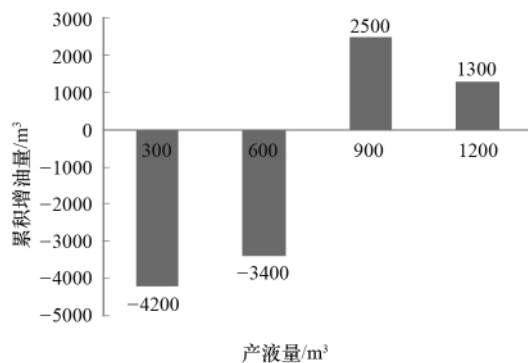


图11 不同产液量累积增油量对比

Fig. 11 Cumulative oil increment for different liquid outputs

3 结论

(1) 氮气泡沫具有堵水不堵油的选择性封堵特性,氮气泡沫优先进入高含水区域形成大量稳定气泡,能够控制底水的快速锥进,延缓底水的上升,从而达到稳油控水的目的。

(2) 连续注入氮气泡沫的方式控水稳油效果优于段塞注入泡沫的方式。在现场压力允许的情况下,应尽量采用连续注入,如果压力升高太大,可考虑多段塞的注入方式,段塞数越多越好。

(3) 合理的参数优化对工艺方案的实施起着重要作用,针对不同的油田地质状况,注入氮气泡沫的体积,气液比,焖井时间和产液量也有所不同。对于所研究的区块,采用注入泡沫体积 $45 \times 10^4 \text{ m}^3$,气液比1:1,焖井时间3d和焖井后产液量为 $900 \text{ m}^3/\text{d}$ 的情况下最终能达到最佳效果。

参考文献 (References)

- [1] 颜五和, 谢尚贤, 韩培惠. 泡沫与泡沫驱油[J]. 油田化学, 1990, 7(4): 380-385.
Yan Wuhe, Xie Shangxian, Han Peihui. *Oilfield Chemistry*, 1990, 7(4): 380-385.
- [2] 金勇, 唐建东, 赵娟, 等. 边底水油藏合理生产压差优化方法及其应用[J]. 石油学报, 2003, 24(1): 68-72.
Jin Yong, Tang Jiandong, Zhao Juan, et al. *Acta Petrolei Sinica*, 2003, 24(1): 68-72.
- [3] 彭昱强, 徐绍诚, 沈德煌, 等. 渤海稠油油田氮气泡沫调驱室内实验研究[J]. 中国海上油气, 2008, 20(5): 50-52.
Peng Yuqiang, Xu Shaocheng, Shen Dehuang, et al. *China Offshore Oil and Gas*, 2008, 20(5): 50-52.
- [4] 王其伟, 郭平, 周国华, 等. 泡沫体系封堵性能影响因素实验研究[J]. 特种油气藏, 2003, 10(3): 79-81.
Wang Qiwei, Guo Ping, Zhou Guohua, et al. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2003, 10(3): 79-81.
- [5] 李宇乡, 唐孝芬, 刘双成. 我国油田化学堵水调剖剂开发和应用现状[J]. 油田化学, 1995, 12(1): 88-94.
Li Yuxiang, Tang Xiaofen, Liu Shuangcheng. *Oilfield Chemistry*, 1995, 12(1): 88-94.
- [6] 刘艳波, 刘东亮. 氮气在乐安稠油油田开采中的应用[J]. 石油钻采工艺, 2004, 26(3): 69-71.
Liu Yanbo, Liu Dongliang. *Oil Drilling & Production Technology*, 2004, 26(3): 69-71.
- [7] 白凤瀚, 申友青, 孟庆春, 等. 雁翎油田注氮气提高采收率现场试验[J]. 石油学报, 1998, 19(4): 61-68.
Bai Fenghan, Shen Youqing, Meng Qingchun, et al. *Acta Petrolei Sinica*, 1998, 19(4): 61-68.
- [8] 曹正权, 马辉, 姜娜, 等. 氮气泡沫调剖技术在孤岛油田热采井中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(5): 75-77.
Cao Zhengquan, Ma Hui, Jiang Na, et al. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2006, 13(5): 75-77.
- [9] 王波, 王鑫, 刘向斌, 等. 高含水后期厚油层注氮气泡沫控水增油技术研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2006, 25(2): 59-60.
Wang Bo, Wang Xin, Liu Xiangbin, et al. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2006, 25(2): 59-60.
- [10] 曹建坤, 杨生柱, 张宏强, 等. 底水油藏堵水技术研究[J]. 石油勘探与开发, 2009, 29(5): 80-81.
Cao Jiankun, Yang Shengzhu, Zhang Hongqiang, et al. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 29(5): 80-81.

(责任编辑 宋宁, 刘志远)