

混注烟道气辅助蒸汽吞吐驱替机理数值模拟研究

霍刚, 范潇

(中国石化股份胜利油田分公司 石油开发中心, 山东 东营 257000)

摘要: 混注烟道气辅助蒸汽吞吐多相多组分渗流机理研究, 对深入了解不同于常规蒸汽吞吐渗流物理场的变化和
提高热采开发效果都具有重要的意义。通过建立多相多组分渗流数学模型和油藏数值模拟, 系统研究了烟道气、
蒸汽和原油的相变规律以及多组分体系的变相态渗流特征。结果表明, 混注烟道气可有效将油层中蒸汽干度提高
至原来的2倍以上, 烟道气溶解膨胀作用使原油降粘区域增大, 同时烟道气中二氧化碳溶解可有效降低油水界面
张力, 提高微观驱油效率; 混注烟道气辅助蒸汽吞吐周期累积产油量是常规蒸汽吞吐的1.7倍以上, 周期日产油量
峰值均为常规蒸汽吞吐的1.5倍。烟道气混注参数优化数值模拟结果表明, 随着混注比的增加, 周期累积产油量
呈线性递增的趋势, 并且随着烟道气中二氧化碳组分体积分含量的增加, 周期累积产油量递增的趋势也明显增大。

关键词: 烟道气 蒸汽吞吐 多相多组分 渗流机理 数值模拟 稠油

中图分类号: TE357.7

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)04-0059-03

近年来, 随着稠油热采工艺技术的发展, 为提高稠油注蒸汽热采开发效果, 越来越多地在常规蒸汽吞吐过程中混入氮气、二氧化碳和烟道气等非凝析气体^[1-2]。中外对加入非凝析气体提高热采效果的机理进行了很多研究^[3-9], 但大多集中在增加地层能量、溶解膨胀降粘和注采参数优化等方面, 对热采混注非凝析气体渗流物理场变化情况的研究较少。笔者通过油藏数值模拟方法, 系统研究了混注非凝析气体——烟道气在储层渗流过程中不同于常规注蒸汽的物理场变化, 并在此基础上分析了非凝析气体组分变化及混注比对热采效果的影响, 以期为提高热采开发效果提供技术支持。

1 多相多组分渗流数学模型

1.1 基本假设

根据油藏中三相多组分的驱替特征, 建立了多相多组分渗流数学模型, 并对模型作了如下假设: ①储层内油、气、水三相共存, 流动均服从达西渗流; ②岩石可微压缩, 具有各向异性; ③油气水体系各组分在渗流过程中发生相间传质, 相平衡可在瞬间完成; ④油藏内的渗流为不等温渗流过程, 流动过程中的热量通过传导、对流、辐射3种方式实现热传递; ⑤在油藏的任一小单元体积中, 达到热平衡与相平衡。

1.2 组分质量守恒方程

组分质量守恒方程^[10]为

$$\sum_{j=1}^{N_p} \nabla \cdot \left[\rho_j x_{ij} \frac{K K_{rj}}{\mu_j} (\nabla p - \nabla p_{c_j} - \gamma_j \nabla Z) \right] - \sum_{j=1}^{N_p} q_j = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \sum_{j=1}^{N_p} \rho_j S_j x_{ij} \right) \quad (1)$$

式中: J 为流体相类型, 其值为 $1, 2, \dots, N_p$; ρ 为密度, kg/m^3 ; x_{ij} 为 i 组分在 J 相中的摩尔分数; i 为组分类型, 其值为 $1, 2, \dots, N_c$; K 为油藏绝对渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$; K_{rj} 为相对渗透率; μ 为流体粘度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; p 为油藏压力, kPa ; p_c 为毛细管压力, kPa ; γ_j 为 J 相重度, N/m^3 ; Z 为由基准面计算的深度, m ; q 为源汇项, m^3/d ; t 为时间, d ; ϕ 为孔隙度; S 为饱和度。

1.3 能量守恒方程

能量守恒方程的表达式^[10]为

$$\sum_{j=1}^{N_p} \nabla \cdot \left[\rho_j \frac{K K_{rj}}{\mu_j} H_j (\nabla p - \nabla p_{c_j} - \gamma_j \nabla Z) \right] + \nabla \cdot (\lambda_c \nabla T) + \nabla \cdot (\lambda_R \nabla T^4) - \dot{Q}_H - \dot{Q}_{HL} = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \sum_{j=1}^{N_p} \rho_j S_j U_{ij} + (1 - \phi) M_i (T - T_i) \right] \quad (2)$$

式中: H 为热焓, kJ/kg ; λ_c 为油层导热系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{C})$; T 为温度, C ; λ_R 为热辐射系数, $\text{W}/(\text{m} \cdot \text{C})$; \dot{Q}_H 为由于流体的注入产出引起的焓值变化, kJ/kg ;

\dot{Q}_{HL} 为油层向盖、底层的热损失速率, $\text{kJ}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C} \cdot \text{d})$; U 为内能, kJ ; M_f 为油藏岩石热容量, kJ/m^3 ; T_i 为油层原始温度, $^\circ\text{C}$ 。

1.4 辅助方程

相平衡常数计算可用以确定组分在各相中的分配。 J 相中 I 组分的摩尔分数为

$$x_{IJ} = K_{IJ} X_I \quad (3)$$

式中: K_{IJ} 为相平衡常数; X_I 为 I 组分的摩尔分数。

相平衡常数是压力、温度和组分的函数。

饱和度约束方程和摩尔分数约束方程分别为

$$\sum_{J=1}^{N_p} S_J = 1 \quad (4)$$

$$\sum_{I=1}^{N_c} x_{IJ} = 1 \quad (5)$$

为求解组分模型, 还须添加一些辅助方程, 包括高压物性参数方程、相对渗透率以及初始条件、定解条件等, 这样才能对方程进行求解。

2 数值模拟结果分析

2.1 模型设计

建立与乐安油田草四区块实际的储层特征相符的 $13 \times 1 \times 3$ 三维径向网格模型。径向分为 13 个网格, 前 12 个网格的间距为 5 m; 纵向分为 3 个网格, 采用反韵律特征, 间距为 5 m。取油层顶界深度为 1 000 m。原始油藏压力为 9 MPa, 原始油藏温度为 53°C 。网格中心设置 1 口蒸汽吞吐井。组分包括水、油、氮气和二氧化碳, 原油物性及相对渗透率曲线都取自草四油藏油层组。

2.2 混注烟道气辅助蒸汽吞吐驱替机理

在渗流数学模型的基础上, 研究了混注烟道气辅助蒸汽吞吐过程中不同于常规蒸汽吞吐驱替的流体分布及物性变化特征, 选用 2 种数值模拟方案。方案 1 为常规蒸汽吞吐, 单纯注蒸汽 1 500 t 后生产, 井口蒸汽干度为 70%, 注汽速度为 10 t/h; 方案 2 为混注烟道气辅助蒸汽吞吐, 注蒸汽 1 500 t, 井口蒸汽干度为 70%, 注汽速度为 10 t/h, 同时伴注烟道气 $5\,000\text{ m}^3$ 。2 种方案采用同样的地质概念模型。

由混注烟道气辅助蒸汽吞吐和常规蒸汽吞吐过程中油层蒸汽干度沿井筒径向距离变化的数值模拟结果(图 1) 可见, 采用混注烟道气后在距井筒 7.5 m 的范围内, 蒸汽干度由常规蒸汽吞吐的 5% 提高

到 13%; 随着径向距离加大, 储层温度下降, 蒸汽干度逐渐降低。混注烟道气提高蒸汽干度的作用机理是: 烟道气的加入造成饱和蒸汽的分压力降低, 根据吉布斯相平衡原理, 在多组分体系下水组分向气相的逸度增大, 造成蒸汽干度增大。注汽过程中油层蒸汽干度的增大, 有效提高了蒸汽的热波及体积。

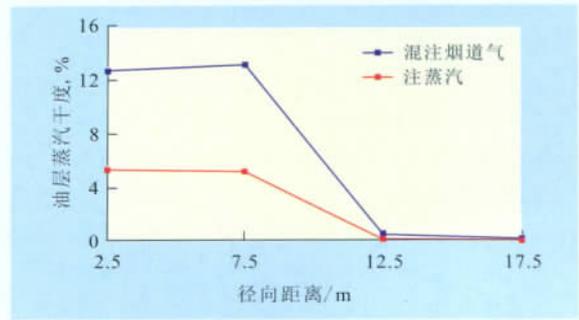


图 1 不同开发方式下油层蒸汽干度分布对比

由混注烟道气辅助蒸汽吞吐和常规蒸汽吞吐过程中油层注汽温度沿井筒径向距离变化的数值模拟结果(图 2) 可知, 在相同的径向距离下, 混注烟道气后的油层温度均高于常规蒸汽吞吐, 油层加热范围较常规蒸汽吞吐增大。这是由于烟道气具有较强的携热扩散作用, 有效地提高了蒸汽的热波及体积。

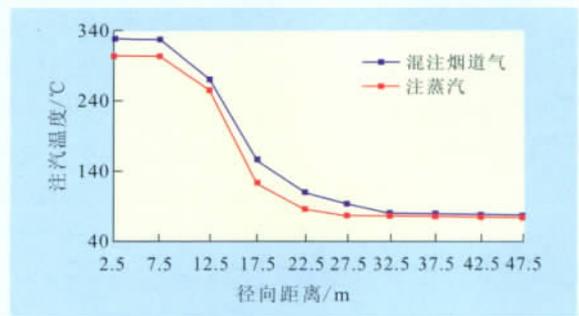


图 2 不同开发方式下油层注汽温度分布对比

由混注烟道气辅助蒸汽吞吐过程中各组分气液平衡常数沿井筒径向距离变化的数值模拟结果(图 3) 可以看出, 混注烟道气非等温过程的气液平衡常数不同于常温二氧化碳混相驱过程, 在距井筒约 10 m 处, 由于高温及非凝析气体较强的抽提作用, 烃类中 C_1, C_3, C_5 等轻质组分以及烟道气中二氧化碳的平衡常数均大于 1, 表现为向气相蒸发的过程。随着径向距离加大, 温度逐渐降低, 同时压力下降, 但温度降低的作用较明显, 平衡常数减小, 反映了轻质组分以及烟道气中二氧化碳向液相凝析的过程。二氧化碳等非凝析气和轻烃在井筒附近大量蒸发, 有效提高了注蒸汽过程的热波及体积, 在注蒸汽前缘由于温度降低, 大量的非凝析气体和轻烃溶解在原油中,

增大了注蒸汽过程的降粘范围。

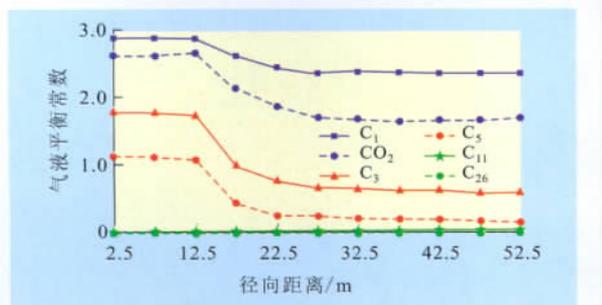


图 3 混注烟道气辅助蒸汽吞吐各组分气液平衡常数分布

由混注烟道气辅助蒸汽吞吐和常规蒸汽吞吐过程中油层原油粘度和饱和度沿井筒径向距离变化的数值模拟结果(图 4)可知,与常规蒸汽吞吐相比,混注烟道气后原油粘度降低且降低范围有所增大,主要是由于烟道气中二氧化碳溶解于原油的膨胀作用和热波及体积增大所致;混注烟道气后含油饱和度降低范围较常规蒸汽吞吐增大,反映混注烟道气后有效提高了蒸汽的微观驱油效率,主要是因为烟道气中非凝析气体的加入,有效降低了油水界面张力,提高了注蒸汽过程中的微观洗油效率。

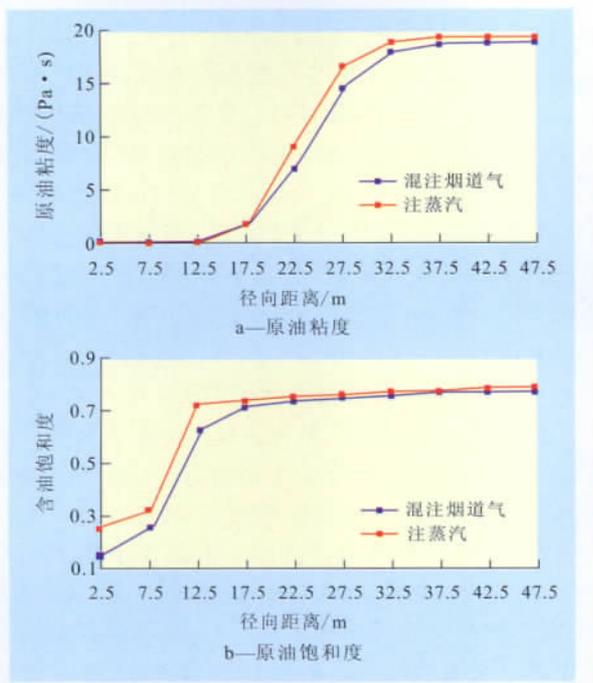


图 4 不同开发方式下油层注汽原油粘度和饱和度分布对比

在数值模拟计算过程中,采用常规蒸汽吞吐 1 周期后分别混注烟道气辅助蒸汽吞吐和常规蒸汽吞吐进行对比,由两者油层中日产量和周期累积产油量数值模拟结果(图 5)可见,混注烟道气后周期

日产量峰值为常规蒸汽吞吐的 1.5 倍,并且递减减缓;周期累积产油量是常规蒸汽吞吐的 1.7 倍以上。提高油层蒸汽干度、扩大热波及体积和增加微观驱油效率,是其提高热采效果的主要原因。

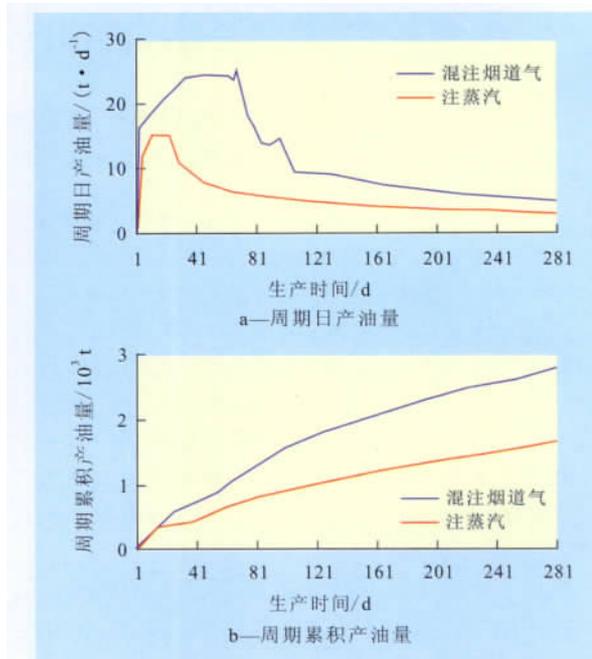


图 5 不同开发方式下周期日产量和累积产油量对比

2.3 混注比(气汽比)对热采效果的影响

为了分析不同混注比对热采效果的影响,按照烟道气的体积与注入蒸汽的冷水体积当量比例分别为 1:2, 1:1, 2:1, 3:1, 4:1, 5:1, 6:1 共 7 种方案进行数值模拟计算,周期累积产油量分别为 1 490.21, 1 613.48, 1 770.6, 1 943.3, 2 133.92, 2 290.22 和 2 483.11 t,由此可见,随着混注比的增加,周期累积产油量呈线性递增的趋势。因此,在现场操作时,应根据现场条件,尽量增大烟道气与蒸汽的混注比,以提高热采开发效果。

2.4 烟道气组成对热采效果的影响

为了分析不同烟道气组成对热采效果的影响,按照烟道气中氮气和二氧化碳体积比分别为 4:1; 1:1, 1:1, 2:1, 4:1 共 5 种方案进行数值模拟计算,周期累积产油量分别为 1 867.73, 2 141.38, 2 597.82, 2 993.67 和 3 291.18 t,由此可见,随着二氧化碳组分含量的增加,周期累积产油量呈递增的趋势。其主要作用机理为,随着二氧化碳组分含量的增加,注蒸汽过程中油层中的蒸汽干度极大增加,而且二氧化碳溶解膨胀作用增强,造成热波及体积和原油降粘区域增大,从而有效提高了热采开发效果。

(下转第 65 页)

吞吐井中应尽量避免下入带橡胶的井下工具; 井口至井下 500 m 内应尽量避免安装对温度敏感工具。

6 结论

通过原油分析及油藏数值模拟研究认为, 水平井二氧化碳吞吐控水增油的主要机理包括: ①使原油体积膨胀; ②降低原油粘度和改善油水流动度比; ③对轻烃的萃取作用。

水平井二氧化碳吞吐注入量设计采用椭圆柱体模型, 在二氧化碳注入完成的焖井过程中, 要密切关注井筒压力的变化, 当井筒压力开始出现明显降低时, 为最佳开井生产时机。

通过 32 井次水平井二氧化碳吞吐的实施, 取得了显著的控水增油效果, 呈现良好的推广应用前景。二氧化碳对橡胶的腐蚀性较强, 合适的举升方式为抽油泵, 井口至井下 500 m 内应尽量避免安装对温度敏感的工具。

参考文献:

[1] 穆立华, 常学军, 郝建明, 等. 冀东复杂断块油藏水平井二次开

(上接第 61 页)

3 结束语

注烟道气辅助蒸汽吞吐作为一项提高采收率的工艺技术, 具有较好的增产作用。通过油藏数值模拟对其驱替机理进行了研究, 认为混合烟道气可有效提高油层蒸汽干度至原来的 2 倍以上, 二氧化碳溶解膨胀作用使原油降粘区域增大, 使蒸汽波及效率提高; 同时烟道气中二氧化碳溶解后有效地降低了油水界面张力, 从而提高了微观驱油效率。

数值模拟结果表明, 随着混注比的增加, 周期累积产油量呈线性递增的趋势; 随着二氧化碳组分体积含量的增加, 周期累积产油量呈递增的趋势。建议在现场操作时, 应根据现场条件, 尽量增大烟道气与蒸汽的混注比, 以提高热采开发效果; 在非凝析气体辅助蒸汽吞吐过程中, 加大二氧化碳组分体积含量, 进一步提高工艺措施效果。

参考文献:

[1] 李士伦, 张正卿, 冉新权. 注气提高石油采收率技术 [M]. 成都: 四川科学技术出版社, 2001.

发研究与实践 [C] // 常学军. 复杂断块油藏水平井开发技术文集. 北京: 石油工业出版社, 2008: 29 - 38.

- [2] 郭龙. 渤南油田义 34 块特低渗透油藏二氧化碳混相驱实验 [J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(1): 37 - 40.
- [3] 郑强, 程林松, 黄世军, 等. 低渗透油藏二氧化碳驱最小混相压力预测研究 [J]. 特种油气藏, 2010, 17(5): 67 - 69.
- [4] 孙业恒, 吕广忠, 王延芳, 等. 确定二氧化碳最小混相压力的状态方程法 [J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(1): 82 - 84.
- [5] 郝永卯, 陈月明, 于会利. 二氧化碳驱最小混相压力的测定与预测 [J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(6): 64 - 66.
- [6] 杜朝锋, 武平仓, 邵创国, 等. 长庆油田特低渗透油藏二氧化碳驱提高采收率室内评价 [J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 63 - 65.
- [7] 祝春生, 程林松. 低渗透油藏二氧化碳驱提高原油采收率评价研究 [J]. 钻采工艺, 2007, 30(6): 55 - 57.
- [8] 王守玲, 孙宝财, 王亮, 等. 二氧化碳吞吐增产机理室内研究与应用 [J]. 钻采工艺, 2004, 27(1): 91 - 94.
- [9] 于云霞. 二氧化碳单井吞吐增油技术在油田的应用 [J]. 钻采工艺, 2004, 27(1): 89 - 90.
- [10] 付美龙, 熊帆, 张凤山, 等. 二氧化碳和氮气及烟道气吞吐采油物理模拟实验——以辽河油田曙一区杜 84 块为例 [J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(1): 68 - 70.

编辑 常迎梅

- [2] 张小波. 蒸汽 - 二氧化碳 - 助剂吞吐开采技术研究 [J]. 石油学报, 2006, 27(2): 80 - 84.
- [3] 付继彤, 张莉, 尹德江, 等. 强化泡沫的封堵调剖性能及矿场试验 [J]. 油气地质与采收率, 2005, 12(5): 47 - 49.
- [4] 沈德煌, 张义堂, 张霞, 等. 稠油油藏蒸汽吞吐后转注 CO₂ 吞吐开采研究 [J]. 石油学报, 2005, 26(1): 83 - 86.
- [5] 彭松, 黄全华, 杨翠萍, 等. 注干气开发凝析气藏注采压力系统研究——以塔里木盆地大涝坝 2 号构造凝析气藏为例 [J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(2): 76 - 79.
- [6] 张贤松, 王其伟, 宋新旺, 等. 孤岛中二区 28 - 8 井注强化氮气泡沫研究 [J]. 油田化学, 2005, 22(4): 366 - 369.
- [7] 付美龙, 熊帆, 张凤山, 等. 二氧化碳和氮气及烟道气吞吐采油物理模拟实验——以辽河油田曙一区杜 84 块为例 [J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(1): 68 - 70, 73.
- [8] 沈平平, 黄磊. 二氧化碳 - 原油多相多组分渗流机理研究 [J]. 石油学报, 2009, 30(2): 247 - 251.
- [9] 王胜, 曲岩涛, 韩春萍. 稠油油藏蒸汽吞吐后转蒸汽驱油效率影响因素——以孤岛油田中二北稠油油藏为例 [J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(1): 48 - 50.
- [10] 张义堂, 沈平平. 热力采油提高采收率技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 90 - 95.

编辑 刘北昇

Shi Xian, Li Zhaomin, Liu Chengwen et al. New productivity prediction model for sand control wells by cyclic steam stimulation. *PGRE*, 2012, 19(4):56–58.

Abstract: There are many productivity prediction models for heavy oil wells with cyclic steam stimulation, but these models have little consideration on effects of sand control measures for the productivity, however, sand control measures are necessary for heavy oil stimulation, which result in some errors in calculation of the productivity. This paper presents a new productivity two zone model which considers the interaction of steam stimulation and sand control, and this model also combines the gravity override effect and the rheological behavior of heavy oil, then, it gives an actual example. Comparing with conventional models, the heating radius calculated through new model are greater and the calculation error is approximately 5%, which proves its validity. Based on negative power exponent of the heating radius hypothesis, the new model should not consider the heating area, shape and the influence of the reservoir thickness. The computing workload for new model is small and it is easy to use, which can provide plan for the productivity prediction for sand control well with thermal recovery.

Key words: cyclic steam stimulation; heating radius; sand control; skin factor; productivity prediction

Shi Xian, College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Huo Gang, Fan Xiao. Numerical simulation study on displacement mechanism of flue gas assisting steam huff and puff. *PGRE*, 2012, 19(4):59–61.

Abstract: Study on multi-phase and multi-component seepage mechanism for mixing flue gas assisting steam huff and puff is of great significance for understanding the change of seepage physical field different to conventional steam huff and puff and improving the thermal recovery results. In this paper, multi-phase and multi-component anisothermal numerical model is built for reservoir numerical simulation, in order to systematically study the phase change rule of flue gas, steam and crude as well as the variable phase seepage characteristics of multi-component system. The results show that, mixing flue gas injection can increase the steam quality in oil layer effectively. The dissolution and expansion of flue gas significantly extend the crude viscosity reduction range. Meanwhile, CO₂ dissolution in flue gas can decrease oil-water interfacial tension effectively and increase the microscopic displacement efficiency.

Key words: flue gas; cyclic steam stimulation; multi-phase and multi-component; seepage mechanism; numerical simulation; heavy oil

Huo Gang, Petroleum Development Center, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257000, China

Li Guoyong, Ye Shengjun, Feng Jiansong et al. Research and application of water-control and oil-enhance for horizontal wells CO₂ huff and puff in complex fault-block reservoir. *PGRE*, 2012, 19(4):62–65.

Abstract: Horizontal wells are the main development mode in Jidong Nanpu onshore shallow complex fault-block reservoir. Most horizontal wells have entered the high water cut stage. The reasons caused abnormal raise of water cut includes tectonic, well trajectory, production system and impact of external fluid. The mechanism of water-control and oil-enhance for horizontal wells CO₂ huff and puff includes expansion of the crude oil volume, reduction of the viscosity, and extraction for light hydrocarbon, according to the prediction of CO₂ minimum miscibility pressure, laboratory analysis of fluid output and reservoir simulation. We determine the single well injection, injection rate, soaking time and other parameters based on the optimization of process design. Implementation of 32 wells and related technical experiments show that, it achieved significant results in water-control and oil-enhance, and shows a good prospect for field promotion.

Key words: complex fault-block reservoir; horizontal well; CO₂ huff and puff; minimum miscibility pressure; water control

Li Guoyong, Lushang Oilfield Operation Area, Petrochina Jidong Oilfield Company, Tanghai City, Hebei Province, 063200, China

Li Yongming, Zhai Rui, Gao Ruimin et al. Study of pressure decline on horizontal well after multiple-stage fracturing. *PGRE*, 2012, 19(4):66–70.

Abstract: At present, the application of horizontal well multiple-stage fracturing becomes more and more popular. However, the existing model of pressure decline analysis aims primarily at single fracture. There are great differences in the flow performance of fluids between multiple-stage fractures and single fracture during the fracturing closure process. The model of pressure decline analysis aiming at single fracture does not apply to the horizontal well multiple-stage fractures. Taking into account of the pressure change with the situation about the horizontal well multiple-stage fractures closure, this paper analyzes forced and natural closure of horizontal well after multiple-stage fracturing, and then establishes curve fitting method of related pressure decline model and fracturing parameters interpretation based on the pressure drop features while multiple-stage fractures are closing simultaneously, than we compiled the software about pressure decline analysis of horizontal well multiple-stage fracturing, and it has been used for the case analysis. The results show that this analytical method can explain some important parameters of fracture and reservoir, and the result is reliable, also it is of great significance and reference value to the development of horizontal well fracturing theory and fracturing operation.

Key words: multistage fracturing horizontal well; multi-fracture closure; pressure decline model; fracture parameter; interpretation method

Li Yongming, State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu