

底水稠油油藏双水平井泡沫压脊技术及参数优化

刘永革, 刘慧卿, 庞占喜, 王长久

(中国石油大学(北京)石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

摘要: 在水平井开采底水稠油油藏过程中, 底水一旦脊进突破, 导致含水率迅速上升, 产油量很快下降, 堵水作业困难。在生产水平井下方布置1口泡沫压脊水平井, 可以减缓底水脊进, 控制含水率上升速度, 改善开发效果。利用数值模拟方法, 研究了压脊水平井注泡沫(氮气和发泡剂溶液)、生产水平井采油的底水稠油油藏开采技术。结果表明, 优化后双水平井泡沫压脊开发效果明显好于双水平井氮气压脊、单一水平井泡沫压脊和单一水平井无措施3种开发方式。结合室内实验分析、数值模拟结果以及现场施工条件对压脊水平井参数进行模拟优化, 设计发泡剂溶液质量分数为0.5%, 气液比为1:1, 压脊水平井水平段长度为300 m, 避水高度为2.5 m, 注氮气速度为 $1.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 排量 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 时, 实施双水平井泡沫压脊生产4个周期累积增产油量达 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3$, 增油幅度达48.7%。

关键词: 水平井 泡沫 底水稠油油藏 底水脊进 数值模拟

中图分类号: TE345

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2012)04-0074-04

在底水稠油油藏的开采中, 底水的侵入是油藏开采过程中最主要的矛盾^[1-3]。水平井采油具有生产压差小、泄油面积大等特点, 能够减缓底水脊进, 控制含水率上升速度, 增加产液量, 改善开发效果, 因此在底水稠油油藏的开发中, 水平井技术得到了越来越广泛的应用。但水平井开采底水稠油油藏过程中, 一旦底水脊进突破, 一方面含水率迅速上升, 产油量很快下降; 另一方面堵水作业困难, 因此压脊控水成为水平井开发底水稠油油藏的关键^[4-8]。泡沫具有极高的视粘度和选择性封堵能力, 在底水稠油油藏开发过程中压脊控水作用显著^[9-12]。开发过程中, 在生产水平井下方布置1口压脊水平井, 当底水脊进严重时, 用高压向压脊水平井中注入泡沫, 造成近井地带压力上升, 将水脊压至一定位置并在水脊区域形成一定范围的泡沫富集带, 抑制底水的再次脊进, 达到控水增油的目的。

1 双水平井泡沫压脊原理

双水平井开发底水稠油油藏时, 位于高部位的生产水平井在进行定压或定产量生产时造成底水脊进(图1), 当底水脊进到生产水平井井底时, 关闭高

部位生产水平井, 以高压向位于底水附近的低部位压脊水平井中注入泡沫。由于泡沫具有遇油消泡、遇水生泡的特性, 在水脊区域高含水率部位形成大量稳定泡沫, 造成近井地带快速升压, 促使水脊下移, 实现压脊。

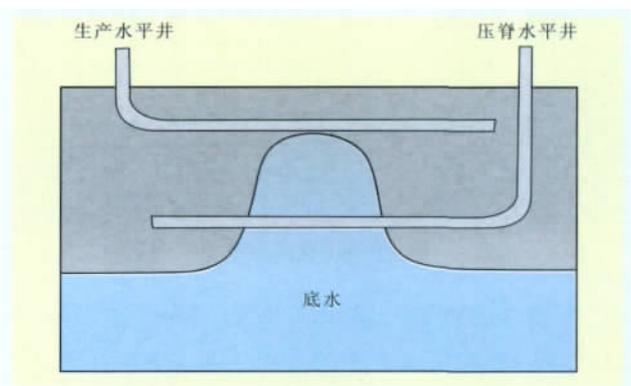


图1 底水稠油油藏双水平井开发示意

注泡沫结束后, 生产水平井开井生产, 由于下部压脊水平井附近大量泡沫的隔板作用, 底水上升速度变缓, 生产水平井的平面波及范围扩大, 因此泡沫压脊有利于提高宏观波及系数。发泡剂是活性很强的表面活性剂, 能够大幅降低油水界面张力, 改善润湿性, 使束缚状态的原油通过油水乳化、液膜置换等

收稿日期: 2012-05-09。

作者简介: 刘永革, 男, 在读博士研究生, 从事稠油提高采收率方面的研究。联系电话: 15210727091, E-mail: 2011312039@student.cup.edu.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“油田开采后期提高采收率新技术”(2011ZX05009-004)。

方式成为可流动的油,因此泡沫的注入还可以提高微观驱油效率^[13-15]。

2 不同开发方式效果对比

对双水平井泡沫压脊、双水平井氮气压脊、单一水平井泡沫压脊及单一水平井无措施 4 种开发方式生产 4 个周期(1 720 d) 的开发效果进行了对比。由不同开发方式下的含水率和产油量(图 2) 可以看出:①双水平井泡沫压脊效果明显好于其他 3 种开发方式,压脊水平井注入泡沫后,生产水平井含水率明显下降,产油量大幅上升,且泡沫压脊效果持续时

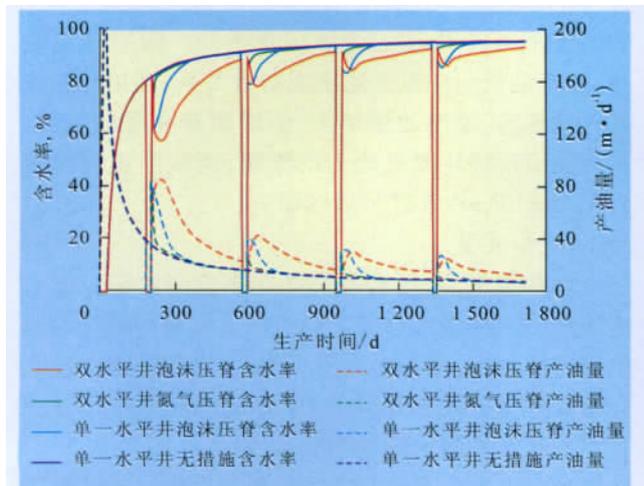


图 2 不同开发方式下含水率和产油量的变化

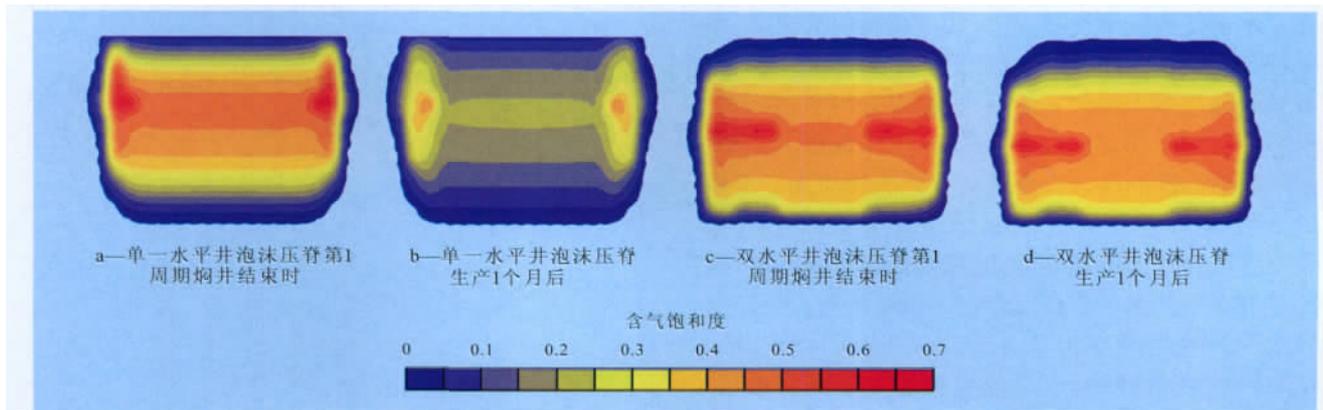


图 3 单一水平井泡沫压脊和双水平井泡沫压脊不同时间段垂向含气饱和度变化

3 模型的建立及压脊水平井参数优化

3.1 模型的建立

参考中国某常规底水稠油油藏的地质参数建立模型。油层厚度为 20 m,油层顶面深度为 1 000 m,原始油水界面深度为 1 020 m,水体为无限大水体,

间长,在各压脊周期末含水率依然小于无措施时的含水率。②单一水平井泡沫压脊虽然能在一定程度上延缓底水脊进,但有效期短,泡沫不能稳定地存在于水脊区域,开发效果不理想。其原因是注入的泡沫主要环绕在水平井周围,而水平井周围含油饱和度相对较高,泡沫稳定性差;此外,生产时井周围压力梯度高,泡沫具有剪切稀释性,致使其有效粘度降低,封堵性能变差,破裂后泡沫中氮气在高压梯度下被迅速采出,造成含气饱和度下降,压脊效果差。由单一水平井泡沫压脊以及双水平井泡沫压脊不同时间段垂向含气饱和度变化(图 3)可知,第 1 周期焖井结束时,单一水平井和双水平井附近氮气含量达到峰值,但焖井生产 1 个月后,单一水平井附近氮气含量明显减少,泡沫逐渐失去压脊效果,而双水平井开发时,氮气在底水驱动下略有上升,含气饱和度无明显衰减,说明泡沫稳定存在,压脊效果显著。③与直井泡沫或氮气压脊^[3]不同,双水平井氮气压脊效果不明显。原因是直井泡沫或氮气压脊时封堵远水射孔段,利用高压从近水射孔段向地层中注入泡沫或氮气,达到压水锥的目的,而生产时则下部近水射孔段被封堵,远水射孔段生产,保证泡沫的稳定性;双水平井氮气压脊过程中,虽然注入氮气后水脊被压到较低位置,但开井生产时由于底水的驱动氮气迅速被采出,水脊在短时间内恢复到压脊前高度,导致压脊失败。

地层平均渗透率为 $1.3 \mu\text{m}^2$,平均孔隙度为 30%,原始油藏压力为 10 MPa,油藏温度为 60°C ,原始含油饱和度为 65%,地层原油粘度为 $67 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,地层原油密度为 $943.5 \text{ kg}/\text{m}^3$,原油体积系数为 1.063,地层水粘度为 $0.7 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 。根据室内泡沫封堵性能实验结果,选择的发泡剂溶液质量分数为 0.5%,气液比为 1:1,高部位生产水平井水平段长度为 300

m, 避水高度为 15 m。

3.2 参数优化

3.2.1 避水高度

在底水脊进过程中,脊进区越靠近底水含水饱和度越高,形成的泡沫稳定性也越强;但另一方面,水脊区域呈现上窄下宽的形态,在泡沫层范围相同的情况下,越靠近上部形成的有效封堵越强,因此压脊水平井的避水高度存在一个最优值。设计压脊水平井水平段长度为 300 m,生产水平井含水率为 80% 时关井,以 $1.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的注氮气速度和 1:1 的气液比连续注入泡沫 20 d,焖井 2 d 后开井生产,排液量为 $200 \text{ m}^3/\text{d}$,压脊水平井避水高度分别为 0.5、2.5、4.5 和 5.5 m 时,进行 4 个周期的压脊生产。由不同避水高度下各周期末的累积产油量(表 1)可看出,避水高度为 2.5 m 时累积产油量最高,为 $5.85 \times 10^4 \text{ m}^3$,开发效果最好。

周期数	避 水 高 度 / m			
	0.5	2.5	4.5	5.5
1	3.33	3.46	3.44	3.41
2	4.35	4.45	4.39	4.36
3	5.12	5.21	5.13	5.08
4	5.77	5.85	5.73	5.65

3.2.2 水平段长度

水平井泡沫压脊过程中,注入相同的泡沫量,水平段长度越长,形成的泡沫遮挡层面积越大,但同时有效泡沫层厚度越薄。此外,根据水脊的形态可知,水脊中心部位的含水饱和度最高,泡沫最稳定,因此水平井中心段的注入压力最高。当泡沫注入一定量后,后续注入泡沫会发生跟、趾端泡沫汇聚现象,导致中心段处含气饱和度低,泡沫层抗水脊强度差,因此压脊水平井水平段长度存在一个最优值。设计压脊水平井避水高度为 2.5 m,水平段长度为 220、260、300、340 和 380 m,其他参数与 3.1 部分相同。由 4 个周期压脊生产后的累积产油量(图 4)可知,压脊水平井水平段长度为 300 m 时,即上、下 2 口水平井水平段长度比为 1:1 时,增产效果最好。

3.2.3 注氮气速度

在气液比一定的情况下,注气量越多,水脊高度越低,同时泡沫层有效厚度越大,形成的封堵效果越好。为比较不同注氮气速度下泡沫压脊的控水增油效果,设计压脊水平井水平段长度为 300 m,避水高度为 2.5 m,生产水平井含水率为 80% 时注泡沫

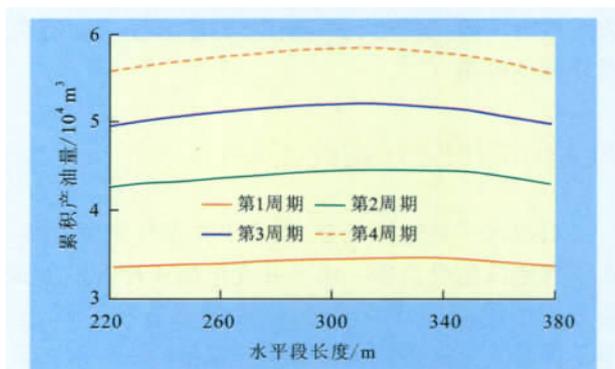


图 4 压脊水平井水平段长度与累积产油量的关系

20 d,注氮气速度分别为 0.88×10^4 、 1.32×10^4 、 1.76×10^4 、 2.20×10^4 、 2.64×10^4 、 3.08×10^4 和 $3.52 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,进行 4 个周期的泡沫压脊生产。模拟结果表明,增产油量与注氮气速度成对数关系,即单周期注气量越高,增产油量越大,但增幅有变缓的趋势。受该油田现场注氮气能力的限制,选取注氮气速度为 $1.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 进行后续研究。

3.2.4 排液量

焖井结束后,压脊水平井在靠近底水部位形成泡沫夹层阻挡底水脊进。因泡沫具有剪切稀释的非牛顿流体特性,生产水平井开井生产时排液量过大会造成泡沫有效粘度降低,压脊效果变差。设计压脊水平井水平段长度为 300 m,避水高度为 2.5 m,注氮气速度为 $1.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,分别模拟了排液量为 100、200、300、400 和 $500 \text{ m}^3/\text{d}$ 时的泡沫压脊生产情况。结果(图 5)表明,排液量与累积产油量正相关,但增产油量随排液量的增大先升高后降低。排液量为 $200 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,增产油量达到最大值,为 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,增油幅度为 48.7%。

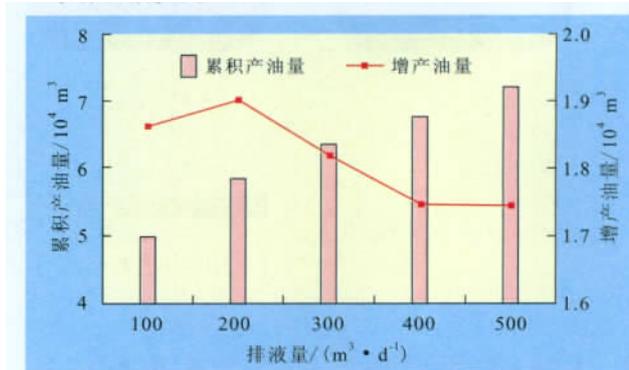


图 5 排液量与累积产油量、增产油量的关系

3.2.5 注氮气时机

为研究不同含水率时泡沫对水平井压脊控水增油效果的影响,分别设计在含水率为 60%、70%、80% 和 90% 时,注入泡沫 20 d、生产 1 000 d,统计不

同注氮气时机的累积产油量(图6)。从图6可以看出,累积产油量对注氮气时机不敏感,随着生产时间的延长,累积产油量曲线有向一点汇聚的趋势,且不同含水率时注泡沫对累积产油量影响不大。其主要原因是压脊水平井距底水近,当生产水平井含水率为60%时,压脊水平井附近的含水率已经很高,泡沫稳定性很强,在同样的采液强度下,泡沫层的衰减幅度也非常接近,这与直井泡沫压水锥技术截然不同。

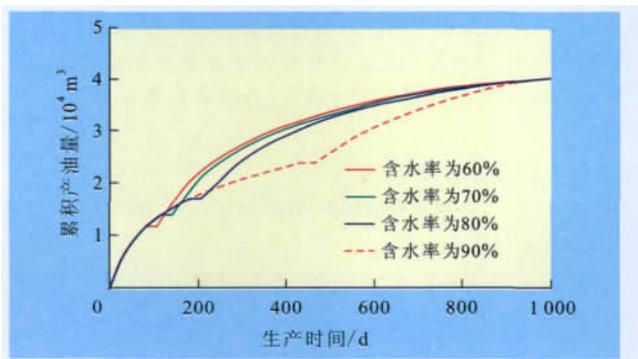


图6 不同注氮气时机累积产油量的变化

4 结论

在生产水平井下方布置1口等长的压脊水平井,在生产水平井含水率达到一定程度时注入泡沫,由于泡沫具有遇油消泡、遇水生泡的特性,因此能在靠近底水处形成稳定的泡沫层,起到控水压脊的作用。结合室内实验分析、数值模拟结果以及现场施工条件对泡沫压脊水平井进行模拟和参数优化,设计发泡剂溶液质量分数为0.5%,气液比为1:1,压脊水平井段长度为300 m,避水高度为2.5 m,注氮气速度为 $1.76 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,排液量为 $200 \text{ m}^3/\text{d}$,模拟优化结果表明,实施双水平井泡沫压水脊生产4个

周期的累积增产油量为 $1.9 \times 10^4 \text{ m}^3$,增油幅度达48.7%。

参考文献:

- [1] 司大志. 底水油藏水平井开发优化设计[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(1): 93-95.
- [2] 庞占喜, 程林松, 陈月飞, 等. 常规稠油底水油藏氮气泡沫控制水锥技术研究[J]. 石油学报, 2007, 28(5): 99-103.
- [3] 侯永利, 李翔, 张云宝, 等. 渤海油田氮气泡沫与水交替注入提高采收率室内实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(6): 56-58.
- [4] 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[J]. 石油学报, 2004, 25(6): 73-77.
- [5] 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): 44-46.
- [6] 杨敏, 陆正元, 冀之林, 等. 塔河油田奥陶系油藏TK461井组油水分布概念模式研究[J]. 石油实验地质, 2010, 32(1): 83-86.
- [7] 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.
- [8] 范子菲, 林志芳. 底水驱动油藏水平井临界产量公式及其变化规律研究[J]. 石油勘探与开发, 1994, 21(1): 65-70.
- [9] 张迎春, 李廷礼. 海上强底水驱油藏水平井合理开采速度研究[J]. 中国海上油气, 2010, 22(4): 246-249.
- [10] 赖书敏, 刘慧卿, 庞占喜. 高温氮气泡沫调驱发泡剂性能评价实验研究[J]. 科学技术与工程, 2010, 10(2): 400-404.
- [11] 王玉斗. 高温氮气泡沫驱油数学模型研究[J]. 科学技术与工程, 2009, 9(24): 7334-7337.
- [12] 王力. 氮气泡沫稳定性评价[J]. 石油地质与工程, 2009, 23(4): 119-122.
- [13] 毕长会, 赵清, 王书林, 等. 稠油热采并氮气泡沫调剖技术研究与应[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(6): 62-65.
- [14] 吕广忠, 张建乔. 氮气泡沫热水驱提高稠油采收率技术研究[J]. 石油天然气学报(江汉石油学院学报), 2005, 27(2): 387-388.
- [15] 陈国, 廖广志, 牛金刚, 等. 多孔介质中泡沫流动等效数学模型[J]. 大庆石油地质与开发, 2001, 20(2): 72-74.

编辑 武云云

欢迎投稿 欢迎订阅

City, Sichuan Province, 610500, China

Liu Shun, He Heng, He Yanxiang et al. Data processing correlation on stress sensitivity experiment for low-permeability reservoirs. *PGRE*, 2012, 19(4): 71–73.

Abstract: Stress sensitivity presents in low-permeability reservoirs. Choose 17 blocks low-permeability cores to stress sensitivity experiment according to SY/T 5358–2010 standard. The Darcy law equation and power-law non-linear percolation equation are adopted to analyze the experimental data. The parameter of power-law non-linear percolation equation is regressed from the relations between rate and stress gradient derived from other 8 blocks experimental cores. The results show that the peripheral pressure numbers are greater and the permeability number reduces less. Also, the conclusion can be achieved that the reduced ratio of permeability number from the two correlated calculated methods is nearly same. But, the permeability number based on power-law percolation method is quadruple to Darcy law method. So, the power-law non-linear percolation equation suggests to be used to data analysis in low-permeability reservoir.

Key words: low-permeability reservoirs; stress sensitivity; Darcy law; power-law non-linear percolation; pressure gradient

Liu Shun, College of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an City, Shaanxi Province, 710065, China

Liu Yongge, Liu Huiqing, Pang Zhanxi et al. Study on nitrogen foam anti-water-creeping by double horizontal wells for bottom water heavy oil reservoir. *PGRE*, 2012, 19(4): 74–77.

Abstract: By means of numerical simulation, below the producing horizontal well, another horizontal well is placed to put off water creeping. When water creeping reached up to the height of producing horizontal well, we shut in the producing horizontal well and inject nitrogen foam into the horizontal well below. After two days' soaking, the upper horizontal well is opened to produce again. This process can be repeated for many times. The results of numerical simulation show that the development efficiency by double horizontal wells is much better, and the effect of water creeping can be alleviated greatly comparing to injecting nitrogen foam and producing oil only by a single well. The development style, distance away from the bottom water, length, liquid producing rate and the moment of injecting nitrogen foam are optimized by simulation. After optimization, the quantity and amplitude of incremental oil can reach up to 19,000 cubic meters and 48.7% respectively.

Key words: horizontal well; foam; bottom water heavy oil reservoir; water creeping; numerical simulation

Liu Yongge, MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

Li Nan, Cheng Linsong, Chen Hongquan et al. Study on water injection in ultra low permeability reservoir. *PGRE*, 2012, 19(4): 78–80.

Abstract: This article starts from the mechanism of advanced water injection, combining with the numerical simulation and actual production data, it contrasts the pressure profiles between the water injection well and oil well under the different water injection timing, then, optimizes the water injection timing in ultra low permeability reservoirs, and under the optimal water injection timing, it analyzes the effect on transmission of pressure by different ways of advanced water injection. Based on low permeability reservoirs property of start-up pressure gradient, stress the sensitive, thin pore throats, we analyze the effect on the lifting amplitude of oil wells, water wells and reservoir pressure by the different ways of advanced water injection. At the condition of the maximum of spread coefficient and under the rock breakdown pressure, screening and combining different ways of advanced water injection, we found that, it could be able to get the best development performance in ultra low permeable reservoir by anti-step mild water injection. Taking Changqing BMZ oilfield as example, the development effect has been analyzed under different water injection, and we evaluated the development effect of the method of anti-step mild water injection, which has certain directive significance to make the technology policy.

Key words: ultra low permeability reservoir; advanced water injection; stepped injection; mild injection; anti-step mild water injection; pressure profile

Li Nan, MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102249, China

Wang Jian. Study on technical policy limits of layer recombination in edge water fault block reservoir. *PGRE*, 2012, 19(4): 81–83.

Abstract: Fault block reservoir possesses the characteristics of many oil-bearing strata, serious heterogeneity. In addition, for the layers in the edge water fault block reservoirs, their oily strip width and edge water body multiples are different. The combination of the layers with different oily strip width and edge water body multiples have great impact on the development effect of the development unit. Therefore, in addition to considering the policy limits of permeability differences and oil viscosity differences, such the policy limits as oily strip width differences and edge water body multiples differences should be considered during the layers recombination. In this paper, the effect of the combination of different layers with oily strip width differences and edge water body multiples differences on the reservoir performance is analyzed. And, the policy limits of oily strip width differences and edge water body multiples differences are set up. The research result was applied to the actual fault block reservoir development, and achieved good results.

Key words: edge water reservoir; layer recombination; oil stripe width; water body multiples; policy limits

Wang Jian, Geoscience Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015,