

# 低渗透油藏分段压裂水平井井组周期注水数值模拟

杨正明<sup>1,2</sup>, 曲海洋<sup>1</sup>, 何英<sup>1,2</sup>, 王学武<sup>1,2</sup>

1. 中国科学院渗流流体力学研究所, 廊坊 065007
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 廊坊 065007

**摘要** 低渗透油藏储层物性差, 非均质性强, 常规连续注水方法注水效果差, 难以建立有效的驱动体系。为更好补充该地区的地层能量, 进一步提高难采储量的动用程度, 利用油藏数值模拟方法, 以矩形五点法直注平采为基本单元, 分别进行不同注入方式、不同注水周期及不同注采比下采出程度的对比分析, 结合现场实际模型进行开发效果预测。结果表明, 采用对称周期注水、注水井开1个月关1个月、注采比1.4的工作制度进行生产, 地层压力能够保持较高水平, 含水上升缓慢, 周期注水补充能量见效明显。

**关键词** 低渗透; 分段压裂水平井; 周期注水; 数值模拟; 采出程度; 注采比

中图分类号 TE323

文献标志码 A

doi 10.3981/j.issn.1000-7857.2015.22.011

## Cyclic waterflooding numerical simulation of fractured horizontal well group in low permeability reservoirs

YANG Zhengming<sup>1,2</sup>, QU Haiyang<sup>1</sup>, HE Ying<sup>1,2</sup>, WANG Xuewu<sup>1,2</sup>

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development-Langfang, Langfang 065007, China

**Abstract** Low permeability reservoirs have poor physical properties and strong heterogeneity. The conventional continuous waterflooding method can not effectively be used to inject into the formation and an effective driving energy system is difficult to establish. In order to better supplement energy in the region and further enhance the development extent of the reserve, the reservoir simulation method is used with the rectangle five point method for injection of vertical wells as the elementary unit and the production of horizontal wells as a comparative analysis of production levels of different injection styles, different injection periods, and the corresponding injection-production ratio combined with the actual field model to forecast the development efficiency. The result shows that with the working system of symmetrical cyclic waterflooding, and with the water injection well being open for a month then shut for a month, the injection-production ratio is 1.4. The formation pressure alternates smoothly with slowly rising water cut with a good efficiency of supplying the formation energy. The optimized development and production plan might provide some guidance for the oilfields.

**Keywords** low permeability; fractured horizontal wells; cyclic waterflooding; numerical simulation; recovery percent; injection-production ratio

分段压裂水平井技术的日趋成熟为低渗透油田的有效开发提供了技术保障<sup>[1]</sup>。分段压裂水平井起到改变渗流场、增加泄油面积等作用, 但同时也增加了储层的非均质性及流

体流动的复杂性<sup>[2]</sup>, 给补充能量带来挑战, 致使分段压裂水平井初期产量高, 但产量递减快, 稳产难度大。注水是低渗透油藏补充能量应用最为广泛的技术, 对直井生产而言该技术

收稿日期: 2015-04-21; 修回日期: 2015-06-30

基金项目: 国家油气重大专项(2011ZX05013-006); 中国石油天然气集团公司重大科技攻关项目(2014B-1203)

作者简介: 杨正明, 高级工程师, 研究方向为低渗透油气藏渗流理论, 电子信箱: yzmhxj@263.net; 曲海洋(共同第一作者), 硕士研究生, 研究方向为低渗透油气藏渗流理论, 电子信箱: jingzhouhaiyang@126.com

引用格式: 杨正明, 曲海洋, 何英, 等. 低渗透油藏分段压裂水平井井组周期注水数值模拟[J]. 科技导报, 2015, 33(22): 69-72.

已相对成熟,但在分段压裂水平井开发中注水则容易出现水窜。周期注水方法能够延缓水平井见水,增强层间压差及弹性力的作用,活化毛细管力和重力的作用,使非均质性较强的储层产生油水交渗效应,增大水驱波及体积,提高采收率<sup>[3,4]</sup>。为解决常规注水的不完善性,国内外学者对于周期注水机制和适用性进行了数学模型研究<sup>[5-7]</sup>、实验室研究<sup>[8,9]</sup>和矿场实验<sup>[10-13]</sup>,多数取得了明显的增油降水效果。但以上研究多以中高渗裂缝-孔隙型油藏为主<sup>[9]</sup>,且以直井生产,对于低渗、直井-水平井联合布井的改善储量动用情况,渗流场变化对水驱作用机制的研究尚不明确,需做进一步研究。

本文以某低渗透油田为研究对象,将周期注水方法引入至分段压裂水平井井组补充能量技术中,利用油藏数值模拟技术,分析不同因素对分段压裂水平井井组周期注水开发效果的影响,该研究对于同类低渗储层开发具有指导意义。

## 1 分段压裂水平井数值模拟模型的建立

选取中石油某一典型区块分段压裂水平井区作为研究对象,以矩形五点法(即4口注水井,1口分段压裂水平井作为采油井,简称4直注1平采)为基本单元,利用数值模拟软件建立油藏数值模拟模型,如图1所示,其地质基本参数为:地层砂岩厚度4.7 m,有效厚度1.7 m,平均空气渗透率 $13.32 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,平均孔隙度17.5%,原始地层压力17.8 MPa,油藏饱和和压力6.69 MPa,地层原油黏度5.54 mPa·s,体积系数1.124,压力系数1.38,地层原油密度 $0.78 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ ,岩石压缩系数 $1.5 \times 10^{-4} \text{ MPa}^{-1}$ 。网格部分采用三维等步长形式,即 $D_x=D_y=D_z=10 \text{ m}$ ,网格数 $82 \times 82 \times 1$ 。水平井水平段550 m,水平井同侧注水井间距450 m,水平井异侧注水井间距600 m,水平井段等间距压裂8条裂缝,半缝长100 m,裂缝与水平井筒呈 $45^\circ$ 角分布,其中一口注水井有压裂措施。利用黑油模型,考虑油水两相,采用全隐式算法进行模拟计算,压裂裂缝采用等效导流能力法处理。模拟过程采用限井底压力方式,水平井限压6.69 MPa,注水井限压32 MPa,模拟20年。

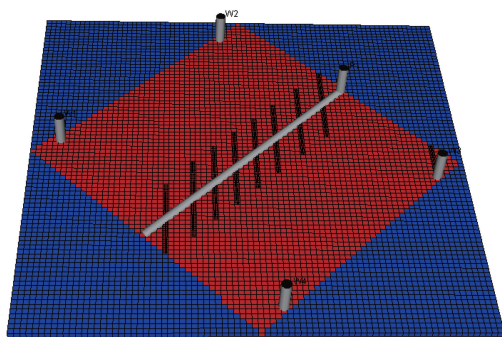


图1 分段压裂水平井井网示意

Fig. 1 Multi-fractured horizontal well pattern

## 2 注采方案优化

油田生产过程中,为获得较好的开发生产效果,需在对

油藏地质特征和生产水平有一定认识的基础上,设计出不同的开发方案进行单因素对比分析优化。通过第1节给定的油藏和流体参数,本文对该井区合理的注水方式、注水周期及最优注采比进行数值模拟研究。

### 2.1 注水方式

根据油田实际情况,采用变注水方式的方法对水平井组开发指标进行预测,时间为20年,其他工作制度不变,其中注采比1.0,周期注水采用注1个月关1个月的方式进行生产,设计注水方式分别为连续温和注水、整体周期注水(注水井同时注、停)、对称周期注水(水平井同侧注水井同时注、停)及不对称周期注水(对角同时注、停),计算结果如表1所示。

表1 不同注水方式下开发20年各开发指标模拟结果  
Table 1 Development index simulation results of different waterflooding styles after 20 years

注水方式	采出程度/%	含水率/%	地层压力/MPa	地层压力保持程度/%
连续温和注水	28.09	95.95	9.78	54.94
整体周期注水	31.12	91.53	10.15	57.02
对称周期注水	34.34	85.48	10.63	59.72
不对称周期注水	32.29	89.81	10.39	58.37

从表1可以看出,在其他工作制度不变的条件下,20年后3种周期注水开发方式采出程度相差不大,但均高于连续温和注水形式下的采出程度,含水率也是连续温和注水最高。这是由于在低渗透储层中常规连续注水使得注入水沿大孔道流入生产井,降低了水驱波及体积,因而采出程度低而含水偏高。对于该井区而言,周期注水较常规连续注水具有一定优势。从地层能量补充情况来看,对称周期注水保持地层压力水平最好,且20年后的含水率最低,能量的有效补充对于分段压裂水平井的产量保证至关重要。周期注水使得低渗透储层地层压力交替平稳变化,毛细管的渗吸作用和弹性力附加压力差作用有效保证了生产井的供液量和含水的控制。对称周期注水相对于整体和不对称周期注水采出程度高而含水率略低,是因为水平井同侧同时注、停可使油水前缘推进更加均匀,增大了注入水的波及体积。因此,该水平井区选择对称周期注水为宜。

### 2.2 注水周期

注水周期的选择对于井区周期注水的生产效果起着关键作用。采用变注水周期的方法,对水平井组开发指标进行预测,时间为20年,其他工作制度不变,选择对称周期注水方式,注采比1.0的制度进行生产,设计注水周期分别为注水井开1个月关1个月,开1个月关2个月,开2个月关2个月,开2个月关1个月,计算结果如表2所示。

表2 不同注水周期下开发20年各指标模拟结果  
Table 2 Development index simulation results of different waterflooding periods after 20 years

注水周期	采出程度/%	含水率/%	地层压力/MPa	地层压力保持程度/%
开1个月关1个月	34.34	85.48	10.63	59.72
开1个月关2个月	30.94	83.00	8.66	48.65
开2个月关2个月	34.08	85.59	9.65	54.21
开2个月关1个月	32.51	89.05	10.92	61.35

从表2可以看出,在其他工作制度不变的条件下,20年后开1个月关2个月的注水周期采出程度、含水率和地层压力均为最低,这是因为短注长停的注水方式使得地层能量得不到有效补充,停注阶段由于上覆岩层的压实作用使得长时间地层的相对亏空对储层产生较大的伤害<sup>[4]</sup>。开两个月关两个月的注水周期最终地层压力也由于长时间的停注使得地层能量得不到理想的保持水平。开1个月关1个月和开2个月关1个月的注水周期采出程度和地层压力相差不大,但由于开2个月关1个月的方式在短期内增大了注水强度,使得含水率偏高。因此,为了保证稳产的需要,应选择开1个月关1个月的注水周期进行注水生产。

### 2.3 注采比

注采比能够表征油田注水开发过程中注采平衡状况,合理的注采比是保持合理的地层压力,降低无效能耗,取得较高采收率的重要保证<sup>[5]</sup>。模型通过变注采比对水平井组开发指标进行预测,时间为20年,其他工作制度不变,选择对称周期注水方式,注水井选择开1个月关1个月的周期注水,设计注采比分别为0.8、1.0、1.4、2.0,计算结果如表3所示。

从表3可以看出,在其他工作制度不变的条件下,0.8的注采比使得井区注采失衡,产液较多的同时供液较少使得地层能量不能得到有效补充,因而导致采出程度、含水率和地

表3 不同注采比下20年后开发指标模拟结果  
Table 3 Development index simulation results of different injection-production ratios after 20 years

注采比	采出程度/%	含水率/%	地层压力/MPa	地层压力保持程度/%
0.8	29.94	81.07	9.07	50.95
1.0	34.34	85.48	10.63	59.72
1.4	35.51	87.12	10.96	61.57
1.8	35.52	86.13	10.98	61.68

层压力均低于其他注采比的开发指标。通过对比发现,注采比高于1.4后,井区4项开发指标已基本不发生变化,这是由于注水井限井底压力注水,现场测定地层破裂压力为32 MPa,在数值模拟过程中则会产生较多的无效注水,即无法达到给定的注水量进行注水。因此,当设计注采比高于1.4后,各项开发指标基本不会发生变化。注采比1.4的各项开发指标均略高于注采比1.0的情况,保持较高的注采比供液生产对低渗储层的压力保持能够产生积极的作用。由此,确定合理的注采比应为1.4。

### 3 实际模型应用效果

通过对上述井组注采方案的数值模拟优化研究可知,采用对称周期注水、注水周期开1个月关1个月、注采比1.4的开发方案(方案1)生产比较合理。为了分析该方案在实际油田水平井-直井联合示范井区现场的应用效果,将此方案运用到实际地质模型中,采用数值模拟方法模拟20年,并和油田已开发阶段以最后一个时间节点的工作制度生产20年后(方案2)开发效果进行对比研究,分析该区块地层含油饱和度的变化情况,如图2所示,并对该水平井-直井井区的后续开发提供参考意见。

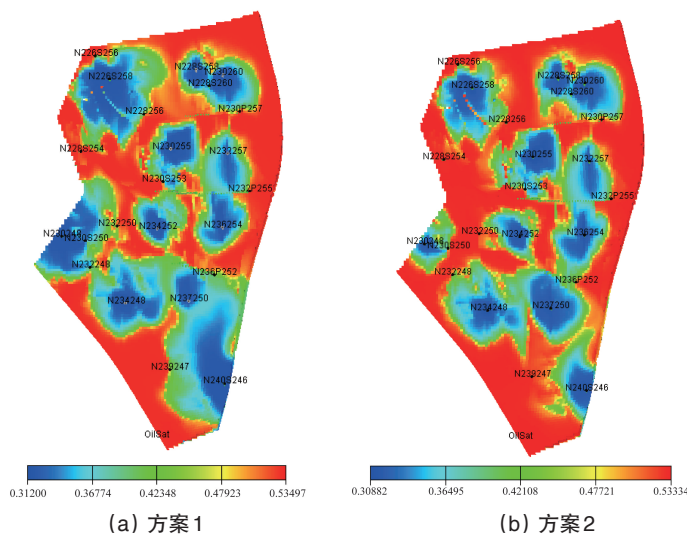


图2 各方案开发20年后含油饱和度分布  
Fig. 2 Oil saturation distribution after 20 years in two cases

通过图2两种方案下20年后剩余油饱和度的分布可明显看出,两种方案水平井周围区域均含水较高,直井注入水沿压裂裂缝方向突进。方案1的注水井水驱波及体积比方案2大得多且油水推进比较均匀,同时提高采出程度达到7.2%,因此采用方案2进行生产比较合理。方案1从数值模拟结果来看仍有部分边界和断层区域(区块西南角)水驱动用程度不够,有较多的剩余油分布,该区块后续开发潜力大,可以通过井网加密的方式进行二次模拟,提高未动用可采储量的动用程度。

#### 4 结论

1) 针对中石油某一典型低渗透油藏的地质特征,提出了直井-水平井联合布井方式下周期注水能量补充方法。

2) 利用油藏数值模拟方法对该分段压裂水平井区进行单因素对比,分析了注水方式、注水周期和注采比对分段压裂水平井井组采出程度、含水率以及地层能量补充效果的影响,优选该井区进行对称周期注水、注水井开1个月关1个月、注采比1.4的工作制度进行生产。

3) 将该周期注水方案应用到实际地质模型,预测20年后井区剩余油分布结果表明,该方案能够较大幅度地增大非均质性强的低渗透储层的波及系数,提高采收率;该区块边界和断层区域仍有较多的剩余油分布,为更进一步提高水驱采出程度,需后期进行井网加密处理。

#### 参考文献(References)

- [1] 郑松青. 非均匀分段压裂水平井产能计算[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(4): 55-59.  
Zheng Songqing. Productivity calculation of non-uniform multi-fractured horizontal wells[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(4): 55-59.
- [2] 尹洪军, 杨春城, 徐子怡, 等. 分段压裂水平井压力动态分析[J]. 东北石油大学学报, 2014, 38(3): 75-80.  
Yin Hongjun, Yang Chuncheng, Xu Ziyi, et al. Pressure transient analysis of multi-fractured horizontal wells[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2014, 38(3): 75-80.
- [3] 喻高明. 垂向非均匀砂岩油藏周期注水机理数值模拟研究[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 1997, 19(4): 64-68.  
Yu Gaoming. Numerical simulation on mechanism of cyclic water flooding in layered heterogeneous sandstone reservoir[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 1997, 19(4): 64-68.
- [4] 刘振宇, 刘洋, 贺丽艳, 等. 人工压裂水平井研究综述[J]. 大庆石油学院学报, 2002, 26(4): 96-99.  
Liu Zhenyu, Liu Yang, He Liyan, et al. Overview of the research of hydraulically fractured horizontal wells[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2002, 26(4): 96-99.
- [5] 俞启泰, 张素芳. 周期注水的油藏数值模拟研究[J]. 石油勘探与开发, 1993, 20(6): 46-53.  
Yu Qitai, Zhang Sufang. A preliminary report of the numerical simulation study for the cycle flooding[J]. Petroleum Exploration and Development, 1993, 20(6): 46-53.
- [6] 喻高明, 寿坚荣. 垂向非均匀砂岩油藏周期注水机理数值研究[J]. 断块油气田, 1998, 5(1): 36-39.  
Yu Gaoming, Shou Jianrong. Numerical on mechanism of cyclic water flooding in layered heterogeneous sandstone reservoir[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 1998, 5(1): 36-39.
- [7] 朱志香. 高含水后期周期注水实践与认识[J]. 石油地质与工程, 2010, 24(6): 56-58.  
Zhu Zhixiang. High water cut stage late cyclic waterflooding practice and recognition[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2010, 24(6): 56-58.
- [8] 黄延章, 尚根华, 陈永敏. 用核磁共振成像技术研究周期注水驱油机理[J]. 石油学报, 1995, 16(4): 62-67.  
Huang Yanzhang, Shang Genhua, Chen Yongmin. A study on mechanisms of cyclic waterflooding by NMR techniques[J]. Acta Petrolei Sinica, 1995, 16(4): 62-67.
- [9] 王锐, 岳湘安, 尤源, 等. 裂缝性低渗透油藏周期注水与渗吸效应实验[J]. 西安石油大学学报: 自然科学版, 2008, 22(6): 56-59.  
Wang Rui, Yue Xiang'an, You Yuan, et al. Influence of pressure sensitivity on imbibition experiments for fractured low-permeability reservoirs[J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2008, 22(6): 56-59.
- [10] 赵春森, 吕建荣, 杨大刚. 大庆油田葡北二断块南部周期注水应用方法研究[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(6): 76-79.  
Zhao Chunsen, Lü Jianrong, Yang Dagang. Research on the application of cyclic waterflood techniques in Pubei 2 Block reservoir of Daqing [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2008, 15(6): 76-79.
- [11] 王群超, 夏欣. 阿北安山岩裂缝性油藏的周期注水开发[J]. 断块油气田, 2000, 7(3): 36-39.  
Wang Qunchao, Xia Xin. The cyclic waterflooding development for andesite fractured pools in Abei Region[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2000, 7(3): 36-39.
- [12] 胡广杰. 塔河油田缝洞型油藏周期注水开发技术政策研究[J]. 新疆石油地质, 2014, 35(1): 59-62.  
Hu Guangjie. Technological policy research of cyclic waterflooding in fracture-cavity carbonate reservoir in Tahe Oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2014, 35(1): 59-62.
- [13] 樊光梅, 张维, 姬瑞兰. 周期注水在靖安油田白于山区的应用及效果分析[J]. 石油化工应用, 2013, 32(3): 16-19.  
Fan Guangmei, Zhang Wei, Ji Ruilan. Cyclic waterflooding oilfield in Jingan Baiyu mountain application and effect analysis[J]. Petrochemical Industry Application, 2013, 32(3): 16-19.
- [14] 王玫珠, 杨正明, 王学武, 等. 大庆外围特低渗透油藏非线性渗流周期注水研究[J]. 断块油气田, 2012, 19(3): 327-331.  
Wang Meizhu, Yang Zhengming, Wang Xuewu, et al. Study on cycle water injection considering non-linear flow of ultra-low permeability reservoir in periphery part of Daqing Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2012, 19(3): 327-331.
- [15] 李结实, 张扬凡. 敖包塔油田合理注采比研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2002, 21(2): 17-18.  
Li Jieshi, Zhang Yangfan. Reasonable injection-production ratio in Ao-baota Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, 21(2): 17-18.

(责任编辑 刘志远)