

# 特高含水期分层段周期注采技术研究与实践认识

姜振海

(大庆油田有限责任公司第三采油厂,黑龙江大庆 163113)

[摘要] 针对萨北开发区油层沉积特点及特高含水期剩余油分布特点,以水动力学原理为指导,在已有周期注水实践经验的基础上,结合数值模拟进行机理研究,优化周期注采方式及各项参数,引入了分层段交叉注采改变液流方向改善开发效果的做法,在实践中取得了较好的效果。

[关键词] 周期注水;周期采油;方式优化;参数优选

[中图分类号] TE34 [文献标识码] A [文章编号] 1009-1742(2012)04-0077-06

## 1 前言

砂岩油田经过一段时间的开采进入特高含水期后,油层已多层高含水,剩余油在平面、纵向高度分散,多套井网开采下,各层系间的含水更加接近,常规的挖潜措施和注水井调整受工艺和经济效益的限制,进一步提高波及体积难度很大<sup>[1]</sup>。周期注采是一种不稳定注采方式,通过周期性地改变注入采出量,也可以改变液流方向,扩大波及体积,提高采收率<sup>[2,3]</sup>。国内外大量的矿场试验及室内试验均表明,水动力学方法通过改变油水井工作制度,在油层中人为地建立不稳定状态可以强化采油,达到改善开发效果的目的<sup>[4]</sup>。

## 2 主要技术思路

在周期注水、周期采油研究的基础上,提出了周期注采相结合技术,将周期注水与周期采油以优选的方式组合在一起,虽然减缓了采油速度,但因液流方向的改变,扩大波及体积,可以延长开采时间和提高最终采收率。通过周期性地改变注入量,形成不稳定的压力场,促进毛管吸渗作用的发挥,使高低渗透部位之间产生油水交渗效应,加强低渗透部位剩余油动用;而油井周期性地采出可以更加有效地改

变液流方向,扩大平面波及体积。两者相结合,不仅强化了相应水动力学作用,而且可以针对剩余油富集井区及层位对应挖潜。分层段周期注、采避免了关井、停注,方便生产管理和运行。

## 3 试验区概况

试验区选择在北三东区块北3-4、5、6排、北2-1排的一次加密井,投产于1982年8月,开采面积3.54 km<sup>2</sup>,开采目的层为葡二和高台子,地质储量734.83 × 10<sup>4</sup> t。采用线性注水井网,注采井距为250 m。共有油水井39口,其中有17口周期注水井、10口周期采油井、12口周围平衡井。试验前平均单井日注水90 m<sup>3</sup>,平均单井日产液79 t,日产油4.0 t,综合含水94.91%。

## 4 机理研究取得的成果

为了解周期注采条件下储层中注入水波及体积及各部位含水饱和度的变化,同时进行周期注采方案的优选,开展了数值模拟研究工作,建立了1个单层概念模型和2个试验区实际模型,分别对周期注水、周期采油、周期注采相结合的方式、间注周期、恢复注水比例进行优化,研究油层厚度、渗透率、含水级别对周期注采效果的影响,并模拟对比了试验区

[收稿日期] 2012-02-14

[作者简介] 姜振海(1969—),男,黑龙江肇州县人,高级工程师,主要从事油田开发技术研究;E-mail:jiangzhenhai@petrochina.com.cn

稳定注采与周期注采的最终采出程度。模拟得出：

1) 周期注采后饱和度分布出现明显变化, 采出井之间区域含水饱和度增加, 说明周期注采扩大了波及体积, 提高了驱油效率。模拟到 2027 年, 采油井间含水饱和度出现明显差异, 常规开采下采油井间饱和度超过 47.8%, 采用异步交叉开采采油井间饱和度在 45.15% ~ 47.8% 之间(见图 1), 图 1 下

部的色标向右含油饱和度增加。

2) 合理开展连续周期注水, 在采出程度相同时, 注水量明显节约; 在相同注水倍数下, 采出程度有所提高。在注水倍数达到 2.3 时, 开展周期注采可提高采收率 0.3 个百分点。在采出程度达到 36.0 个百分点时, 开展周期注采可节约注水量 4.44 个百分点(见图 2)。

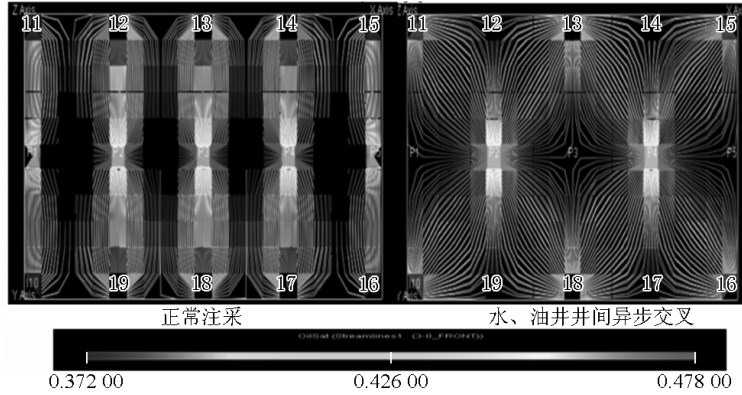


图 1 不同注水措施与采出程度图

Fig. 1 Different measures of water-flooding and production distribution

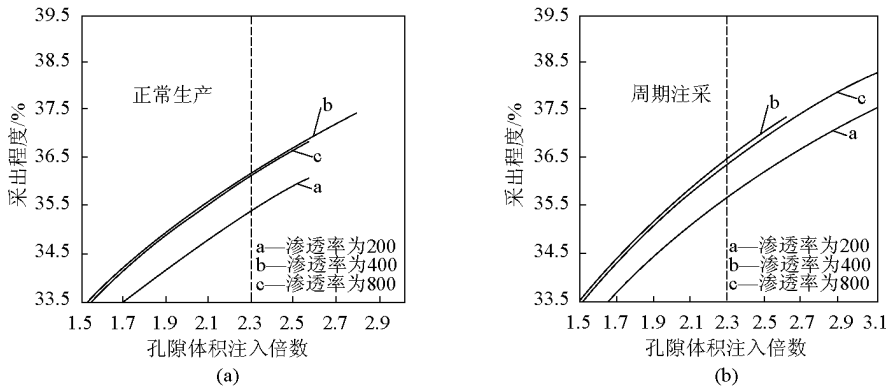


图 2 不同注水措施与采出程度图

Fig. 2 Different measures of water-flooding and production distribution

3) 能够提高采收率, 采收率增量与厚度有关, 有效厚度小于 2.0 m 时, 随着厚度增大, 采收率增量也有所提高(见图 3)。

4) 试验区数值模拟结果显示开展周期注采最终采出程度可提高 2.6%, 在不提高采收率的情况下, 节约注水量 18.85% 左右(见表 1、表 2)。

### 5 周期注采试验参数优化及方案优选

试验前对周期注采参数及方案进行了优化研究。模拟时设计了 5 种周期注水方式和 4 种周期采

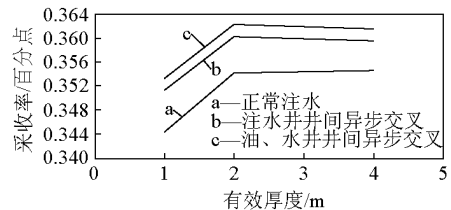


图 3 不同措施注水与采收率图

Fig. 3 Different measures of water-flooding and production efficiency distribution

油方式,以周期注水方式为主进行组合,组合成 20 套周期注采方式,分为 5 组进行模拟对比,优选出周

期注采最佳方式(见表 3)。

表 1 油水井稳定注采预测结果

Table 1 Oil wells injection-production prediction results of stability

预测年份/年	日产油/t	日产水/m <sup>3</sup>	累计产油 × 10 <sup>4</sup> /t	累计产水 × 10 <sup>4</sup> /m <sup>3</sup>	累计注水 × 10 <sup>4</sup> /m <sup>3</sup>	含水/%	采出程度/%
10	49.8	990.2	135.04	997.95	1 132.99	95.21	44.71
20	33.4	1 006.6	149.98	1 362.61	1 512.59	96.79	49.65
25	27.9	1 012.1	155.45	1 543.30	1 698.75	97.31	51.46
30	23.7	1 016.3	159.24	1 694.82	1 854.06	97.72	52.72
34	20.7	1 019.3	162.13	1 842.61	2 004.75	98.01	53.68

表 2 油水井分层段井间异步交叉周期注采预测结果

Table 2 Oil wells layered cross cyclic injection-production prediction results

预测年份/年	日产油/t	日产水/m <sup>3</sup>	累计产油 × 10 <sup>4</sup> /t	累计产水 × 10 <sup>4</sup> /m <sup>3</sup>	累计注水 × 10 <sup>4</sup> /m <sup>3</sup>	含水/%	采出程度/%
10	56.5	983.5	137.42	986.20	1 123.62	94.56	45.50
20	38.4	1 001.6	154.50	1 314.10	1 468.60	96.31	51.15
25	32.8	1 007.2	160.78	1 466.14	1 626.92	96.85	53.23
30	28.2	1 011.8	165.28	1 647.33	1 812.61	97.29	54.72
35	23.2	1 016.8	168.18	1 828.17	1 996.35	97.77	55.68
40	20.6	1 019.4	169.99	2 001.30	2 171.29	98.02	56.28

表 3 周期注采模拟方案

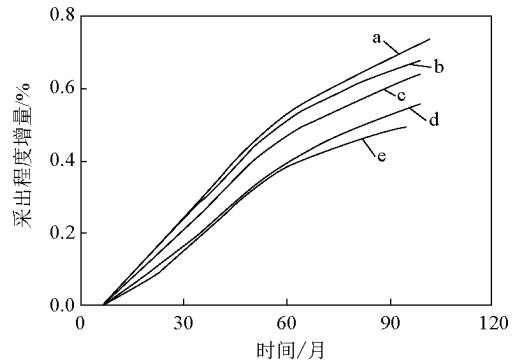
Table 3 Cyclic injection-production simulation scheme

周期注水		周期采油	
序号	方式	序号	方式
1	全井同步周期注水	1	全井同步关井
2	全井井间异步交叉	2	全井井间异步交叉
3	全井分层段交替	3	分层段井间异步交叉
4	高含水层同步周期注水	4	分层段开采
5	分层段井间异步交叉		

综合以上 5 组方案,模拟结果可以有 20 个组合方案,优选出 5 个组合方案:方案 1 是水井同步关井和油井分段异步交叉组合,方案 2 是水井井间异步交叉和油井分段异步交叉组合,方案 3 是水井分段交替和油井分段异步交叉组合,方案 4 是水井高含水层周期注水和油井分段异步交叉组合,方案 5 是水井分段井间异步交叉和油井分段异步交叉组合。将优选出的 5 个方案进行对比,最终确定方案 2,油水井井间异步交叉周期注采方式为最优方式,采出程度增量最大(见图 4)。

为优化参数,根据以往现场实际情况设计了

4 个注采半周期和 5 种恢复注水比例(见表 4),将恢复注水比例和注采周期进行排列组合,产生 20 个不同的工作制度,再与前面优选出的 4 个方案组合,共能产生 80 个不同工作制度下的方案。



注: a—水井分段异步交叉,油井分段异步交叉  
 b—水井分段交替,油井分段异步交叉  
 c—水井高含水层周注,油井分段异步交叉  
 d—水井井间异步交叉,油井分段异步交叉  
 e—水井同步关井,油井分段异步交叉

图 4 周期注采方式与采出程度增量关系曲线  
 Fig. 4 Cyclic injection-production method and production increments relation curve

表4 注采周期和恢复注水比例方案

Table 4 Injection production cycle and the recovery of water allocation plan

序号	注采半 周期/d	恢复注 水比例	注采方式
1	30	1.1	油水井分段井间异步交叉
2	40	1.2	水井分段交替,油井分段井间异步交叉
3	50	1.3	水井高含水层周注,油井分段异步交叉
4	60	1.4	水井井间异步交叉,油井分段异步交叉
5	—	1.5	—

对不同方案进行动态预测,从80种方案中优选出了最终采收率最大的前5个方案。即:方案1是注采周期为50 d,恢复注水比例为1.2,水井全井分层段井间异步交叉;油井全井分层段井间异步交叉;方案2是注采周期为60 d,恢复注水比例为1.2,水井全井分层段井间异步交叉,油井全井分层段井间异步交叉;方案3是注采周期为50 d,恢复注水比例

为1.2,水井全井分层段交替,油井全井分层段井间异步交叉;方案4是注采周期为40 d,恢复注水比例为1.2,水井全井分层段井间异步交叉,油井全井分层段井间异步交叉;方案5是注采周期为50 d,恢复注水比例为1.2,水井高含水层同步周期注水,油井全井分层段井间异步交叉。

将上述5个方案进行模拟对比,最终优选出采收程度最大的方案:即油水井分段井间异步交叉方式、注采半周期50 d、恢复注水比例1.2倍的方案(见图5)。

在划分层段时,由于采油井需下入可调式堵水管柱生产,主要考虑打压调整作业简单,易于实现,同时两个层段产能尽可能接近,使不同层段生产时机采参数不会变化太大。因此,油井分为葡二和高台子两段交替开采,周围注水井对应层段交替停注。

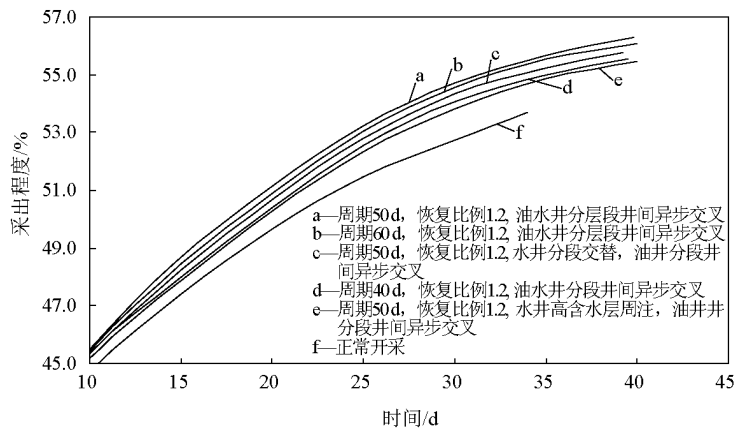


图5 周期注采方案优化曲线

Fig. 5 Cyclic injection-production optimization curve

## 6 周期注采结合试验效果

### 6.1 取得较好的控水效果

1)中心井产油量略有减少,但产水量及含水下降明显。试验期间中心井平均日产液393.8 t,日产油12.4 t,含水96.85%,与试验前相比,日产液下降146.9 t,日产油下降3.4 t,含水下降0.23个百分点(见图6)。

2)平衡井产油量稳定,产液量及含水下降。试验期间平衡井平均日产液546.7 t,日产油33.0 t,含水93.96%。与试验前相比,日产液减少54.5 t,产

油量保持稳定,含水下降0.57个百分点。目前与试验前相比日产液减少15 t,日产油多3.2 t,含水下降0.80个百分点(见图7)。

3)试验区产水量减少,控制了含水上升。整个试验区周期注采前日产液1141.9 t,日产油48.7 t,含水95.74%,试验期间平均日产液940.5 t,日产油45.5 t,含水95.16%,与试验前相比日产液减少201.4 t,日产油减少3.2 t,日产水减少198.2 m<sup>3</sup>,含水下降0.58个百分点。目前与试验前相比日产液减少228.3 t,日产油减少2.5 t,日产水减少225.8 m<sup>3</sup>,含水下降0.80个百分点(见图8)。

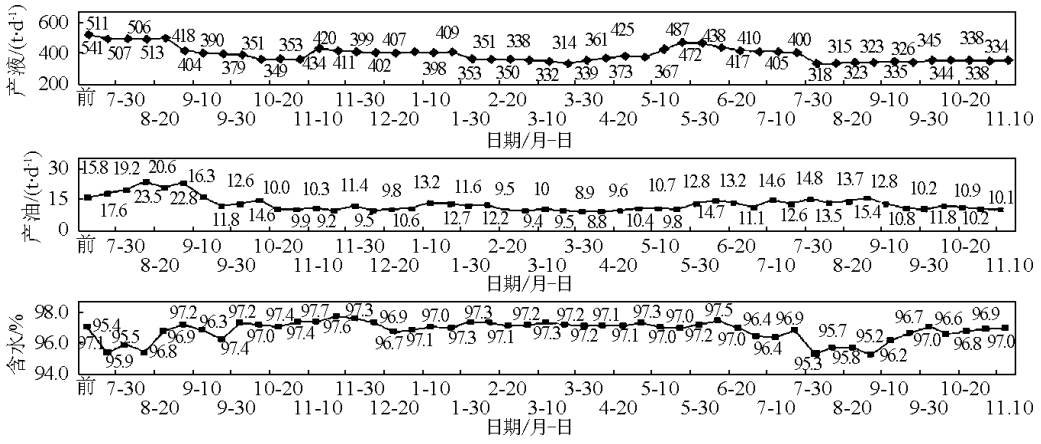


图 6 中心井注验期间产量参数变化图

Fig. 6 Change of output parameters during central well injection

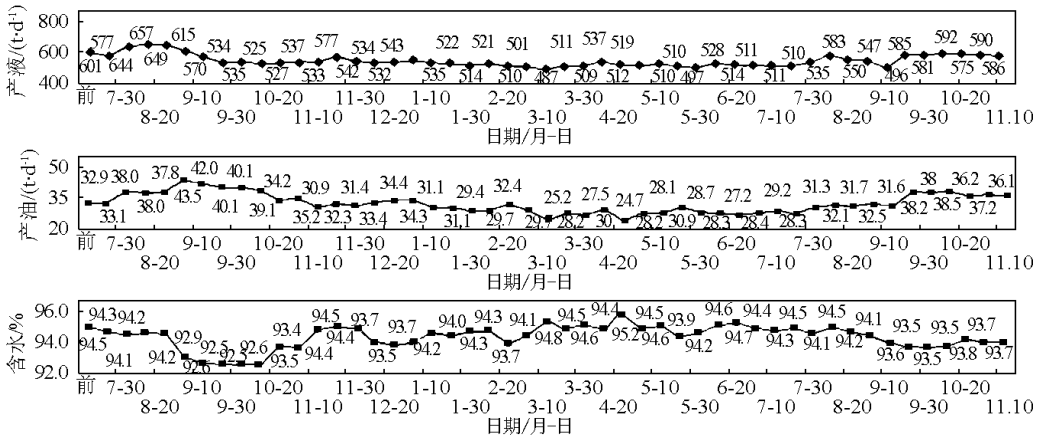


图 7 平衡井注验期间产量参数变化图

Fig. 7 Change of output parameters during balanced well injection

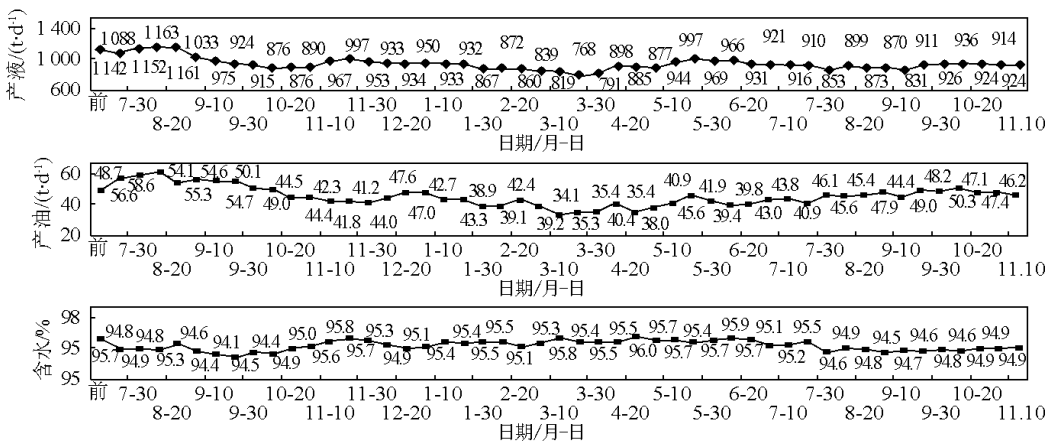


图 8 注验区注验期间产量参数变化图

Fig. 8 Change of output parameters during injection test

图 6、图 7、图 8 中,起始段是试验前的产量参数。

### 6.2 节约了注水量,减缓了产量递减

截止到 2008 年 10 月底,累计少注水  $20.27 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,少产水  $7.40 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,试验区年自然递减幅度为 8.30%,与水驱同层系相比减缓 0.2 个百分点。

### 6.3 动用状况得到改善

1) 周期注采有效的扩大注入水的波及体积。对中心井选择同一个半周期内取样化验,采出液矿化度均有不同程度的升高。如北 3-丁 5-70 井采出液矿化度分析,结果显示采出液总矿化度由 4 561 ppm ( $1 \text{ ppm} = 1 \times 10^{-6}$ ) 上升到 4 644 ppm,说明增加了新的动用,注入水扩大了波及体积。

2) 油层的吸水厚度增加,薄差油层动用状况得到改善。对比相同注水层段同位素吸水剖面显示(北 2-1-096 井同层段),油层的吸水厚度增加,薄差油层动用状况得到改善。

## 7 结语

1) 水动力学方法能够改善注水开发效果,控制含水上升,且方法简便,能够大规模使用。

2) 周期注水方式的选择要结合区块的开发特点和调整目的,充分考虑地层压力、综合含水等各项因素。

3) 特高含水期后,适当规模地实施周期注水,并将周期注水与周期采油结合起来,形成规模化应用,可能成为改善层状砂岩油田水驱开发效果的一种思路,但在目前实践基础上应进行技术上的完善和理论上的研究。

### 参考文献

- [1] 中国石油天然气总公司. 改善高含水期油田注水开发效果实例[M]. 北京:石油工业出版社,1993.
- [2] 刘立支,肖华珍. 周期注水油藏因素分析[J]. 胜利油田职工大学学报,2000(4):14-16.
- [3] 孟翠萍,韩新宇,汪慧娟. 周期注水提高采收率研究及应用[J]. 内蒙古石油化工,2005(1):77-78.
- [4] 张继春. 周期注水实验及增油机理研究[J]. 石油学报,2003(2):76-80.

## Research and practice of layered cross cyclic injection-production water flooding technology in ultra-high water cut stage

Jiang Zhenhai

(No. 3 Oil Product Company, Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing, Heilongjiang 163113, China)

[Abstract] Aiming at the remaining oil distribution feature in ultra-high water cut stage and oil layers depositional features in the north of Saertu Oilfield, guided by the hydrodynamic principle, based on the practical experience and analysis of cyclic water flooding in combination with numerical simulation, cyclic water flooding and various parameters are optimized, and layered cross injection with changing fluid direction is adopted so as to improve the development effect which has acquired favorable result in practice.

[Key words] cyclic water flooding; cyclic production; method optimization; parameters optimization