

文章编号:0253-9985(2012)01-0129-06

高含水油藏井网重组与二元驱复合增效 ——以南襄盆地双河油田IV5—11层系为例

艾敬旭¹,周生友²,马艳¹,肖见³,代亚斌⁴,李洪生⁴,惠冠洲⁴

(1. 中国石化 国际石油勘探开发有限公司,北京 100029; 2. 中国石化 石油勘探开发研究院,北京 100083;

3. 中国石油 新疆油田分公司 风城油田作业区,新疆 克拉玛依 834000; 4. 中国石化

河南油田分公司 石油勘探开发研究院,河南 南阳 473132)

摘要:针对高含水油藏开发后期面临大幅度提高采收率的难题,以南襄盆地泌阳凹陷双河油田IV5—11层系为例,提出了井网重组与二元驱复合增效技术。鉴于研究区油砂体平面叠合情况、物性差异等地质特点,以及纵向单层动用程度差别大的状况,首先采用相似性的原则,对层系井网细分重组;同时对原井网开展注采井网完善、充分利用水平井挖潜等方式,对研究区进行了井网三维立体重组加密调整。根据油藏特点,在兼顾经济效益的前提下,主力油砂体采用二元复合驱,其他非主力油砂体进行水驱调整挖潜。采用正交设计方法优化注入参数。研究表明,采用井网重组与二元驱复合增效技术,能够大幅度提高高含水油藏采收率,比“复合驱”与“井网调整”二者单独作用之和高出2.19%。

关键词:井网重组;二元驱;采收率;高含水油藏;双河油田

中图分类号:TE341

文献标识码:A

Study on effectiveness of integrating well pattern rearrangement with binary combination flooding in oil reservoirs with high water-cut:

an example from the IV5 - 11 layers in Shuanghe oilfield, the Nanxiang Basin

Ai Jingxu¹, Zhou Shengyou², Ma Yan¹, Xiao Jian³, Dai Yahong⁴, Li Hongsheng⁴ and Hui Guanzhou⁴

(1. SINOPEC International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing 100029, China;

2. SINOPEC Petroleum Exploration and Production Research Institute, Beijing 100083, China;

3. Fengcheng Oilfield area, PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Karamay, Xinjiang 834000, China;

4. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Henan Oilfield Company, Nanyang, Henan 473132, China)

Abstract: It is difficult to significantly enhance oil recovery of reservoirs with high water-cut at late production period. This paper presents a successful example to demonstrate the effectiveness of integrating well pattern rearrangement with binary combination flooding in Shuanghe oilfield. Based on the overlap of pay zones and differences of their petrophysical properties, as well as the large vertical production performance variation from one pay zone to the another, we rearranged the well pattern through layer series subdivision and recombination in similarity principle, adjusted injection & production system and designed horizontal infill wells. According to the characteristics of the reservoirs and balancing economic benefits, binary combination flooding was carried out in the major pay zones while water flooding adjustment was performed in the other non-major pay zones. The injection parameters of binary combination flooding were optimized by using the orthogonal design method. Study results indicate that this technique can improve the recovery factor greatly, with amplitude of 2.19% higher than the sum of well pattern rearrangement and binary combination flooding.

Keywords: well pattern rearrangement, binary combination flooding, recovery factor, high water-cut oil reservoir, Shuanghe oilfield

收稿日期:2011-08-02;修订日期:2011-12-15。

第一作者简介:艾敬旭(1961—),女,高级工程师,油藏工程。

我国东部油区主力油田都已进入高含水后期开发阶段,综合含水高、可采储量采出程度高、递减大、地下剩余油资源更加复杂、零散与隐蔽等问题日益突出。油藏开采也开始由主力油砂体转向非主力层、由层间转向层内、由主体部位转向边角部位、由层内高渗透段转向流动单元内部低渗透岩性段^[1],井网调整与剩余潜力挖潜难度越来越大。其水驱油藏采收率已接近开发极限,而化学驱一、二类储量(低于 80 ℃油藏)的整装油藏已基本上全部进行了聚合物驱,且多数单元已进入后续水驱阶段,再采用水驱及单一的化学驱技术进一步大幅度提高采收率的难度越来越大^[2]。目前通常采用的井网加密或三次采油方法,提高采收率效果有限,井网调整后层间干扰减少,液流方向得到改变,但是作用时间短,不能有效提高驱油效率^[3];三次采油方法尤其是二元复合驱不仅能扩大波及体积,还能提高驱油效率^[4]。但是若采用原井网驱替,复合驱的扩大波及体积有限^[5]。2003 年 9 月孤东油田七区西开展二元复合驱先导试验,试验区日产油由 44 t/d 上升到 218 t/d,综合含水由 98.0% 下降到 83.7%,增油降水效果显著,并成功应用到其它油田中。胜利油田应用三次采油的区块井网相对较规则,复合驱前井网调整也较容易。本文试验区经历过井网多次加密和调整,在此基础上开展井网重组,并进行二元驱复合增效研究,从而为高含水油藏后期开发提出了新的技术思路。

1 研究区概况

双河油田 IV5—11 层系位于南襄盆地泌阳凹陷西南斜坡双河鼻状构造带上,含油面积 4.75 km²,地质储量 445.7 × 10⁴ t。油藏类型主要为一由东南向西北上倾尖灭且受鼻状构造控制的层状岩性油藏(图 1)。层系平均油层温度 81 ℃,原始地层压力 15.88 MPa,地层原油原始油气比 22.15 m³/t,原油粘度 3.3 mPa·s,原油密度 0.979 g/cm³,地饱压差 13.02 MPa,属于未饱和油藏。

根据含油面积大小、储量规模,将油砂体分为四类(表 1),主力油砂体 3 个,地质储量 363.7 × 10⁴t,占总储量的 81.6%,为 IV5¹⁻²,IV7¹,IV9¹⁻²小层;非主力油砂体分为二类,其中Ⅲ类油砂体 3 个,地质储量 46.2 × 10⁴ t,占总储量的 10.4%,Ⅳ类油砂体

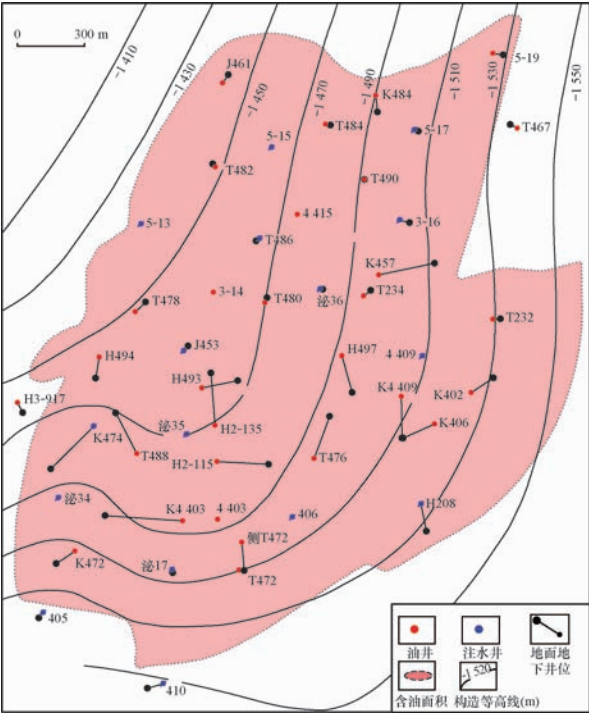


图 1 双河油田 IV5—11 层系构造
Fig. 1 Structural map of the IV5 - 11 layers of Shuanghe oil field

表 1 双河油田 IV5—11 层系油砂体分类评价
Table 1 Classification and evaluation of oil sand body in the IV5 - 11 layers of Shuanghe oil field

类型	油砂体分类及标准	个数/个	占总个数百分比, %	储量/(10 ⁴ t)	占总储量百分比, %
主力油砂体	I类 (S≥2, N≥80)	2	15.4	325	72.9
	Ⅱ类(1≤S<2, 0≤N<80)	1	7.7	38.7	8.7
非主力油砂体	Ⅲ类(0.6≤S<1, 8≤N<30)	3	23.1	46.2	10.4
	Ⅳ类 (S<0.6, N<8)	7	53.8	35.8	8.0
合计		13	100	445.7	100

注: S 为面积, km²; N 为地质储量, 10⁴ t。

7 个,地质储量 35.8 × 10⁴ t, 占总储量的 8.0%。

双河油田 IV5—11 层系自 1977 年 12 月投入开发,1978 年开始注水,先后经历了天然能量 + 早期注水、细分层系综合调整、井网一次和二次加密、局部细分和完善调整 4 个开发阶段。截止到 2009 年 4 月,采油井 43 口,注水井 19 口,平均井距 268 m,井网密度 13.57 口/km²。平均单井日产油 1.4 t,综合含水 96.88%,采油速度 0.51%,采

出程度 50.2%,累积注采比 0.9。

双河油田 IV5—11 层系经过 30 多年的开发,目前已进入特高含水开发后期,在现有技术和井网条件下,进一步提高水驱采收率面临诸多问题,特别是占总储量 81.6%的主力层必须依靠降低残余油饱和度,提高驱油效率来实现大幅度提高采收率的目标^[6]。

2 层系井网优化调整部署

根据油藏特点,并考虑经济效益,复合驱对象为主力油砂体(5¹⁻²、7¹⁻²、9¹⁻²小层),其他非主力油砂体进行水驱调整挖潜。

2.1 层系井网调整原则

2.1.1 层系细分重组

结合该层系油层多,单层面积大小悬殊,纵向叠合程度较差,且纵向及平面物性变化大的地质特点,以及纵向单层动用程度差别大的状况,采用相似性的原则,进行开发单元细分重组,尽可能的减缓层间干扰^[7]。

2.1.2 保持注采井网完善

针对细分组合单元的地质特点及剩余油分布状况,通过合理的井网方式及井距^[8],进行平面注采井网完善调整,力争最大限度地改变液流方向^[9],同时复合驱井网向五点法规则井网靠拢^[10]。

2.1.3 水平井应用

在油砂体的边角部位以及厚层、正韵律层段上部剩余油富集部位部署水平井,利用水平井尽可能地扩大波及体积。

2.2 层系井网调整部署

2.2.1 层系细分重组

纵向重组细分为 3 套组合单元开采(表 2)。

第一组合单元:IV5¹⁻²,IV7¹,IV7² 小层,其特点是物性接近、含油面积较大,叠合好,且水驱动用程度高、含水高,复合驱开发。

第二组合单元:IV9¹⁻² 小层,其特点是含油面积最大、储量集中,水驱动用程度较高、含水较高,复合驱开发。

第三组合单元:IV8²,IV10¹,IV10²,IV10³,IV11²,IV11³ 小层,其特点是含油面积较小、叠合较差、储层物性较差,水驱开发。

2.2.2 井网部署

针对原水驱井网油井受效方向单一、集团采油区,部分区域由于油井高含水关井目前无法动用的状况,井网部署如下:

1) 在剩余储量丰度高的区域,为提高复合驱井网控制程度及完善注采井网,在东部厚度大的主体部位及油水边界附近新部署采油井 10 口^[11-12];

2) 利用老注水井作为注入井,同时为完善注采井网,进一步改变液流方向,新部署注入井 8 口;

3) 改变特高含水主体区驱油方向及强化剩余油富集区开采进行油转注复合驱井 7 口;

4) 利用 7 口老井复产、复注、上下层系低效井上返或上返的转换完善注采井网;

5) 针对 IV9² 小层北部油层厚度薄、井网控制程度差、动用程度低的情况,部署 1 口水平采油井。为进一步扩大波及体积,在 IV9² 小层南部部署一口水平井,因该区域 K4403 井到 4403 井间 IV9² 小层为正韵律特征,从周围注入井 406 和 H491 井吸水剖面显示 IV9² 小层上部吸水较差,说明水驱动用较差,为扩大 IV9² 小层波及程度,最大限度动用剩余油,在 K4403 附近东部署一口水平井。

通过井网细分重组,分组合单元对井网进行三维立体加密后,新增受效方向的井占 88.9%,三向以上受效井由 20.6%上升到 68.6%,复合驱井网调整后液流方向改变率 61.6%。

表 2 双河油田 IV5—11 层系井网细分重组结果
Table 2 Well pattern rearrangement results in the IV5 - 11 layers of Shuanghe oil field

组合单元	开采层位	有效厚度/m	储量/(10 ⁴ t)	级差	采出程度,%	综合含水,%	驱替方式
第一组合单元	IV5 ¹⁻² , IV7 ¹ , IV7 ²	10.0	186.9	1.59	55.71	97.46	复合驱
第二组合单元	IV9 ¹⁻²	5.7	191.7		49.39	96.38	复合驱
第三组合单元	IV8 ² , IV10 ¹ , IV10 ² , IV10 ³ , IV11 ² , IV11 ³	10.6	67.1	2.92	36.80	94.86	水驱

3 二元复合驱注入参数设计

3.1 关键注入参数确定

二元驱体系是一多因素、多水平的复合体系,且因素之间互相干扰。为此,引入正交设计实验方法,根据正交性从全面试验中挑选出部分有代表性的点进行试验。选取了注入速度、段塞量、聚合物浓度、表活剂浓度和注采比等五个对二元驱体系影响较大的主要因素进行评价,根据室内评价结果以及单元地质、开发状况,对每个因素又选取了五个水平进行评价(表 3)。双河油田已注聚区块注入速度一般保持在 0.10~0.12 PV/a 之间,注入速度选取 0.09,0.10,0.11,0.12 和 0.13 PV/a 五个水平进行优化;根据室内驱油实验结果,二元复合驱段塞选取 0.2,0.3,0.4,0.5 和 0.6 PV 五个水平,同时考虑经济效益,表活剂浓度选取 0.1%,0.2%,0.3%,0.4% 和 0.5% 五个水平;为保证聚合物浓度达到最佳流度比,同时保持低油水界面张力又不至于粘度过高造成井口注入困难的前提下,聚合物浓度选取 1 200~1 600 mg/L 之间;从河南油田 12 个注聚单元应用情况看,多数单元注聚前压力水平都低于 80%,选择注采比 1.0~1.2 可较好发挥聚驱效果,没有发生大面积聚合物窜流,同时保证地层压力水平稳定,油井有一定的产能,故注采比选取 1.00,1.05,1.10,1.15 和 1.20 五个水平进行优选。

3.2 正交设计结果及分析

正交设计分析的优化指标分别选取了二元驱提高采收率幅度、当量吨聚增油与综合指标等 3 项开发指标进行评价,注入参数较优组合结果见表 4。对于不同分析指标注采比、注入速度和聚合物浓度的最佳值较接近,但最佳表活剂浓度和最

佳段塞差异较大,段塞值越高提高采收率幅度越大,但当量吨聚增油减少,从综合指标分析选择 0.4~0.5 PV 的段塞较佳;表活剂浓度则对当量吨聚增油和综合指标最敏感,增加表活剂浓度提高采收率的同时,当量吨聚增油和综合指标迅速变差,说明表活剂用量主要受经济效益制约。对比聚合物驱,很明显反映出二元驱提高采收率的同时,经济效益是注入参数优化需首先考虑的关键指标。

由于提高表活剂浓度能显著降低残余油饱和度,同时考虑表活剂在地下的吸附及损失远比聚合物高,故在保证经济效益的前提下,尽可能采用较高浓度的表活剂^[13]。当表活剂浓度大于 0.4% 后,提高采收率均值增幅明显减缓,另依据驱剂室内评价,当表面活性剂浓度大于 0.3% 后,乳化现象加重,因此表面活性剂浓度选定在 0.3%。同时,考虑单元目前累积注采比只有 0.9,亏空较多。从现场三采单元开发效果来看,注入过程需考虑适当提高注采比,大于 1.0 以上有利于三次采油开发,因此注采比选为 1.1。综上分析,最终确定选择注入速度 0.1PV/a、段塞 0.5 PV、聚合物浓度 1 500 mg/L、表活剂浓度 0.3%、注采比为 1.1 的注入参数,开展进一步段塞结构的优化。

表 3 二元驱参数优化正交设计
Table 3 Optimized orthogonal design of binary combination flooding parameters

水平	因素				
	注入速度/ (PV·a ⁻¹)	段塞/ PV	聚合物浓度/ (mg·L ⁻¹)	表活剂浓 度,%	注采比
1	0.09	0.2	1 400	0.1	1.00
2	0.1	0.3	1 500	0.2	1.05
3	0.11	0.4	1 600	0.3	1.10
4	0.12	0.5	1 700	0.4	1.15
5	0.13	0.6	1 800	0.5	1.20

表 4 二元驱不同指标参数优化结果对比
Table 4 Optimization result comparison of different parameters of binary combination flooding

优化指标	注入速度/(PV·a ⁻¹)	段塞/PV	聚合物浓度/(mg·L ⁻¹)	表活剂浓度,%	注采比
提高采收率	0.09	0.5~0.6	1 400~1 500	0.4~0.5	1.0
当量吨聚增油	0.09~0.10	0.2~0.3	1 200~1 300	0.1	1.0
综合指标	0.09	0.2~0.3	1 500~1 600	0.1	1.0
优选结果	0.10	0.5	1 500	0.4(选择 0.3)	1.0(现场用 1.1)

表5 二元驱段塞结构优化组合方式

Table 5 Optimized combination design of slug structures of binary combination flooding

段塞结构	方案	注入方式	提高采收率, 当量吨聚换油/ %		综合指标($\Delta\eta\times$ 当量吨聚换油/100)
三级段塞	1	0.05 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)+0.40 PV(0.3%表活剂+1 500 mg/L 聚合物)+0.05 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)	10.12	21.44	2.17
	2	0.06 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)+0.39 PV(0.3%表活剂+1 500 mg/L 聚合物)+0.05 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)	10.11	21.73	2.20
	3	0.08 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)+0.37 PV(0.3%表活剂+1 500 mg/L 聚合物)+0.05 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)	10.05	22.25	2.24
	4	0.10 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)+0.35 PV(0.3%表活剂+1 500 mg/L 聚合物)+0.05 PV(1 200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂)	10.01	22.85	2.29

注: $\Delta\eta$:提高采收率。

3.3 段塞优化组合

在上述优化结果的基础上,为保证二元驱效果,依据河南油田三采单元现场实施经验,设计三级段塞“调剖段塞+主体段塞+后置保护段塞”4套方案做进一步的段塞结构优化。调剖段塞是通过平面以及纵向上调剖,减少油藏非均质性影响及主体段塞中聚合物和活性剂的吸附,达到均匀驱替的目的^[14]。追加一个后尾保护段塞,来减缓后继水驱的“指进”和“窜流”。

各段塞结构方案设计总段塞0.5 PV、注入速度0.1 PV/a、注采比1.1,预测开发指标及计算结果如表5所示。

保持总体段塞量不变,后置保护段塞设定为0.05 PV不变,改变调剖段塞由0.05 PV增加到0.1 PV,进行不同的组合方式,主体段塞由0.4 PV减少到0.35 PV,调剖和后置保护段塞均采用交联聚合物,浓度为1200 mg/L 聚合物+500 mg/L 交联剂。计算结果表明:随着调剖段塞量的增加,提高采收率虽然有所降低,但当量聚合物吨聚换油量都有所增加,综合指标变好,因此选择方案4作为二元驱段塞组合方式。

4 复合增效效果分析

经预测,双河油田IV5—11层系井网调整后水驱比原井网提高采收率2.02%(图2),井网调整后进行二元复合驱提高采收率10.01%,增油高峰期含水降低7.19%。原井网转二元复合驱预测提高采收率5.8%，“井网调整+复合驱”共同作用

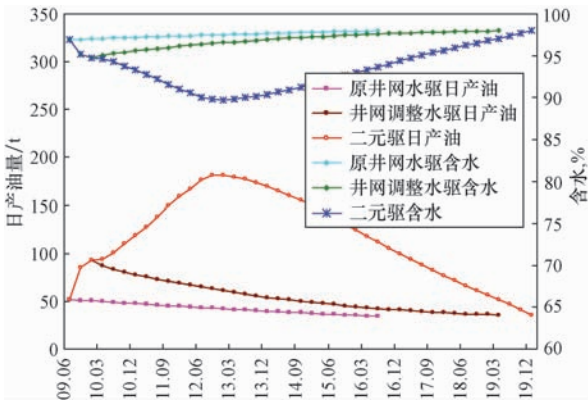


图2 双河油田IV5-11层系二元驱产量预测曲线

Fig.1 Predicted production curves of binary combination flooding in the IV5-11 layers in Shuanghe oil field

的结果要好于复合驱与井网调整单独作用的简单加和,2项技术联合(井网+二元驱)较单一调整方式采收率之和7.82%高出2.19%。井网调整后单元日产油由49 t上升到最高时63 t,上升了14 t;综合含水由96.9%下降到94.7%,下降了1.8%。单元于2011年开始复合驱,个别井已见到增油降水的效果。

5 结论

1) 依据研究区油砂体平面叠合情况、物性差异等地质特点,以及纵向单层动用程度差别大的状况,采用相似性的原则,对井网进行细分重组,同时通过注采井网完善和水平井应用等方式对井网进行三维立体重组加密调整,最大限度地改变液流方向,能够有效减少层间干扰,提高高含水油藏采收率2.02%。

2) 在综合含水高、可采储量采出程度高的油藏,对井网进行三维立体重组加密调整的同时开展二元复合驱油,即“井网重组与二元驱”复合增效技术,能够大幅度提高高含水油藏采收率,比“复合驱”与“井网调整”二者单独作用之和高出2.19%。

参 考 文 献

- [1] 胡永乐,王燕灵,杨思玉,等. 注水油田高含水后期开发技术方针的调整[J]. 石油学报,2004,25(5):65-69.
Hu Yongle, Wang Yanling, Yang Siyu, et al. Adjustment of technical policy for water-flooding oilfield with high water cut in the late stage of development[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(5):65-69.
- [2] 陈为贞,范文平,崔文福. 孤东油田六区西北部聚合物驱转二元复合驱研究[J]. 油气地质与采收率,2010,17(6):65-67.
Chen Weizhen, Fan Wenping, Cui Wenfu. Research of switching from polymer to polymer-surfactant displacement in north-west 6 block, Gudong oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(6):65-67.
- [3] 彭显强,涂彬,魏俊之,等. 油气田开发井网研究综述[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(6):22-26.
Peng yuqiang, Tu Bing, Wei Junzhi, et al. The summarization of the Studies on the Well Patterns during the development of an Oil and Gas Field[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2002, 21(6):22-26.
- [4] 张爱美. 孤东油田七区西南二元复合驱油先导试验效果及动态特点[J]. 油气地质与采收率,2007,14(5):66-68.
Zhang Aimei. Results and dynamic characteristics of pilot test of surfactant/polymer binary combination flooding in western No.7 district in Gudong Oilfield[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2007, 14(5):66-68.
- [5] 涂彬,丁祖鹏,刘月田. 火烧山油田 H3 层裂缝发育特征与剩余油分布关系[J]. 石油与天然气地质,2011,32(2):229-235.
Tu Bin, Ding Zupeng and Liu Yuetian. Correlation of remaining oil distribution and fracture development in H-3 reservoir of Huoshaoshan oilfield[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 30(2):229-235.
- [6] 郭兰磊. 孤岛油田化学复合驱扩大试验[J]. 石油勘探与开发,2006,33(4):495-499.
Guo Lanlei. An expanded combination chemical flooding test in Gudao Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(4):495-499.
- [7] 张煜,王国壮,张进平,等. 层状断块油藏特高含水期细分开发技术[J]. 石油学报,2002,23(1):56-61.
Zhang Yu, Wang Guozhuang, Zhang Jinpin, et al. The technology of subdivision development in the stratified and fault block reservoir in the period of super-high water cut[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(1):56-61.
- [8] 张世明,刘志宏,万海艳,等. 整装油田高含水后期井网重组技术政策界限研究[J]. 特种油气藏,2005,12(2):57-59.
Zhang Shiming, Liu Zhihong, Wan Haiyan, et al. Technical limits for pattern rearrangement in late period of high water-cut in uncompartmentalized oilfield. [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2005, 12(2):57-59.
- [9] 刘亚平,陈月明,袁士宝,等. 胜坨油田坨21断块沙二段8砂层组细分韵律层井网重组模式研究[J]. 石油天然气学报,2007,29(5):116-120.
Liu Yaping, Chen Yueming, Yuan Shibao, et al. Well pattern reconstruction of refined cyclothem in the 8th member of Es² in fault block Tuo21 [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2007, 29(5):116-120.
- [10] 耿站立,姜汉桥,孙梦茹,等. 特高含水油藏复杂韵律层重组模式研究[J]. 石油天然气学报,2006,28(6):102-106.
Geng Zhanli, Jiang Hanqiao, Sun Mengru, et al. Mode of rhythm reconstruction in the reservoirs with extra high water cut [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2006, 28(6):102-106.
- [11] 王友启. 胜利油田高含水期油藏水驱精细调整技术方向[J]. 石油钻探技术,2011,39(1):101-104.
Wang Youqi. Fine adjustment direction of water flooding in high water cut oil reservoirs of shengli oilfield[J]. Drilling Petroleum Techniques, 2011, 39(1):101-104.
- [12] 孙国. 胜坨油田特高含水期井网重组技术优化研究[J]. 油气地质与采收率,2005,12(3):48-50.
Sun Guo. Investigation on optimized well pattern rearrangement in Shengtuo oilfield during the extra-high water-cut period[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2005, 12(3):48-50.
- [13] 王其伟,郑经堂,曹绪龙,等. 泡沫加二元复合体系提高采收率技术试验研究[J]. 石油天然气学报,2008,30(3):134-137.
Wang Qiwei, Zheng Jingtang, Cao Xulong, et al. Experimental study on enhanced oil recovery with foam and dual component complex system[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2008, 30(3):134-137.
- [14] 何胡军,王秋语,程会明. 孤岛中一区聚合物驱后储层参数变化规律[J]. 石油与天然气地质,2010,31(2):255-259.
He Hujun, Wang Qiuyu, and Cheng Huiming. A study on reservoir parameter changes after polymer injection in Block 1 of the central Gudao [J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(2):255-259.