

埕岛油田馆陶组上段油藏合理产液量及注水量矢量优化方法

刘敏

(中国石化胜利油田分公司勘探开发研究院, 山东 东营 257015)

摘要:埕岛油田馆陶组上段油藏进入中高含水期后,受储层非均质性强、水线不均匀突进、多井组生产相互干扰严重等因素的影响,注入水在地下驱替不均衡,直接影响油藏的整体开发效果。为此,提出合理产液量及注水量矢量优化方法,建立驱替突破系数的概念,确定均衡驱替界限为驱替突破系数等于3,并将实际油藏驱替模式分为4种,确定适用于不同驱替模式下的油水井合理产液量和注水量,达到实现油藏均衡驱替的目的。应用该方法在埕北11N井区的7个井组进行了矿场提液试验,截至2015年12月累积增油量为 2.7×10^4 t,预计评价期内(15 a)采收率可提高5%。

关键词:合理产液量 注水量 驱替突破系数 矢量优化 馆陶组上段 埕岛油田

中图分类号:TE349

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)03-0105-05

Vector optimization method for reasonable fluid production and water injection rate of reservoir in the Upper Guantao Formation, Chengdao oilfield

Liu Min

(Exploration and Development Research Institute, Shengli Oilfield Company, SINOPEC, Dongying City, Shandong Province, 257015, China)

Abstract: Chengdao oilfield has entered middle-high water cut stage. Due to the influence of strong reservoir heterogeneity, uneven waterline rush, serious interference of production in multi-well groups and the imbalanced displacement of injected water in the underground directly affect the overall development effect of the reservoir. Therefore, a vector optimization method for reasonable liquid production and water injection rate was proposed. Concept of displacement breakthrough coefficient was established, and equilibrium displacement limit was determined to be 3. The actual reservoir displacement was divided into 4 modes. Reasonable fluid production and water injection rate of oil-and-water wells under different displacement modes was determined, and thus the goal of balanced reservoir displacement could be achieved. This method was applied to field liquid increase test in seven well groups of Chengbei 11N well block. By the end of December 2015, incremental cumulative oil was 2.7×10^4 t, and recovery rate was increased by 5% in the evaluation period (15 a).

Key words: reasonable fluid production; water injection rate; displacement breakthrough coefficient; vector optimization; Upper Guantao Formation; Chengdao oilfield

胜利油区埕岛油田是中国投入开发建设最早的年产油量达到百万吨级的滩海边缘油田,其馆陶组上段是主要开发层系,从2000年至今,一直采用

注水开发。2008年进行层系细分和井网加密综合调整以来,年产油量从 241×10^4 t上升到 371×10^4 t,取得较好的开发效果。但与同类油藏相比仍存在

收稿日期:2017-01-13。

作者简介:刘敏(1981—),女,山东利津人,工程师,硕士,从事油气田开发技术研究。联系电话:15954641121, E-mail: liumin719.slyt@sinopec.com。

基金项目:国家科技重大专项“特高含水后期整装油田延长经济寿命期开发技术”(2016ZX05011-001)。

单井产液量低和采油速度低等问题,埕岛油田馆陶组上段油藏平均单井产液量仅为92 t/d,采油速度为1.5%,远低于埕岛油田西侧相邻的EDC合作区,该区单井产液量为163 t/d,采油速度为1.7%。因此,提液提速成为埕岛油田“十三五”开发重点。提液提速的关键是合理提液,即制定合理的提液技术政策和合理产液量,使其采出程度在平台有效期内(15 a)接近最终采收率。针对埕岛油田馆陶组上段油藏不同井组单元存在差异性的特点,已制定出单元差异化提液技术政策,并制作出相关系列图版,能较快速地确定各井组的最佳提液时机。但是在实际生产过程中,仍存在多井组相互干扰、驱替不均衡状况,以致单元差异化提液技术政策在多井组同时生产条件下不一定达到最优^[1-2]。

为此,笔者提出驱替突破系数的概念,确定均衡驱替标准,建立合理产液量及注水量矢量优化方法,通过矢量化注采调配,实现多井组干扰条件下的均衡驱替最优化,有效地提高了油藏整体开发效果和经济效益。

1 合理产液量及注水量矢量优化方法

1.1 驱替突破系数

由于储层非均质性及水线不均匀突进,在注水过程中,注水井中的注入水不是等比例分配到相邻的生产井,而是存在较大差异,从而形成井间剩余油^[3]。为有效量化井组的驱替不均衡程度,首次提出驱替突破系数的概念,为矢量化注采调配提供依据。将驱替突破系数定义为注采井组内油水井间最大注采连通值(注采连通值即为注采井组内油水井之间的分向流量与其对应水驱控制储量之比)与最小注采连通值之比,能反映注采井组内不同方向的驱替不均衡性。由图1可知,分别以水井和油井为中心的驱替井组,假设各注采井距和油水井生产

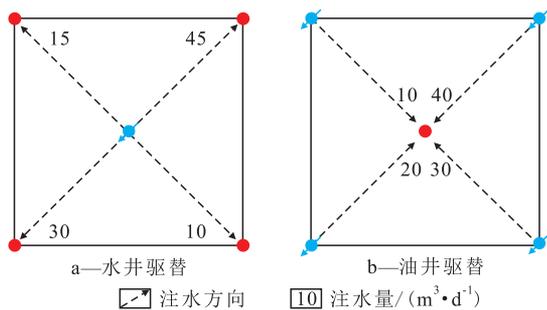


图1 油水井驱替突破系数示意

Fig.1 Schematic diagram of displacement breakthrough coefficient of oil-and-water wells

厚度相同,且不同方向的水驱控制储量也是相同的。因此,水井的驱替突破系数为4.5,油井的驱替突破系数为4,可简单直观地评价井组的均衡驱替状况。

1.2 确定均衡驱替界限

当驱替突破系数为1时即为完全均衡驱替,是理想状态,在实际油藏中无法实现,因此需要建立井组模型,设计不同驱替突破系数方案,通过数值模拟方法计算并研究剩余油饱和度变化规律,确定均衡驱替界限^[4-5]。

设计驱替突破系数分别为1~10共10套计算方案,通过数值模拟方法计算不同驱替突破系数下的剩余油饱和度(图2),确定均衡驱替界限。数值模拟计算结果表明:当驱替突破系数小于3时,剩余油饱和度和方案最终采收率变化不大;当驱替突破系数大于3时,剩余油饱和度变化幅度增大,呈上升趋势,方案最终采收率变化较大,呈快速下降趋势。因此将驱替突破系数等于3作为判断井组是否达到均衡驱替的界限,当驱替突破系数小于3时,认为该井组为均衡驱替,当驱替突破系数大于3时,认为该井组为不均衡驱替(图3)。

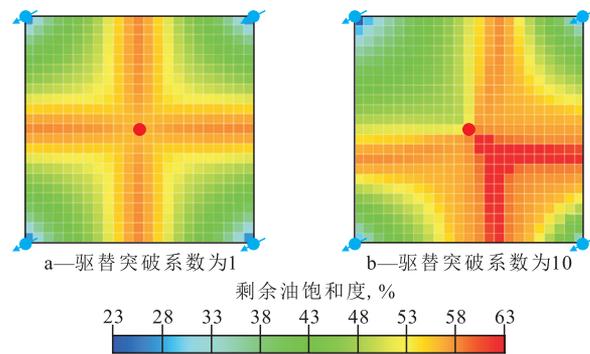


图2 不同驱替突破系数方案的剩余油饱和度变化

Fig.2 Diagram of residual oil saturation using different schemes with various displacement breakthrough coefficients

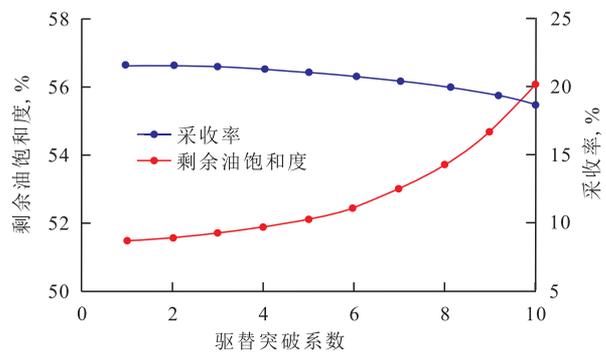


图3 不同驱替突破系数下的剩余油饱和度和采收率

Fig.3 Relationship between residual oil saturation and recovery ratio under different displacement breakthrough coefficients

1.3 驱替模式分类及合理产液量、注水量的确定

1.3.1 驱替模式分类

根据驱替突破系数的定义,并结合均衡驱替界限将实际油藏的驱替状况分为4种模式:①驱替模式1为油井均衡驱替,水井均衡驱替(图4a)。油井P1的驱替突破系数为1,周围4口水井W1—W4的驱替突破系数也为1,属于完全驱替均衡模式;其实,在实际油藏中该模式较少见。②驱替模式2为油井不均衡驱替,水井均衡驱替(图4b)。油井P1的驱替突破系数为4.5,周围4口水井W1—W4的驱替突破系数为1。③驱替模式3为油井均衡驱替,水井不均衡驱替(图4c)。油井P1的驱替突破系数为1,周围4口水井W1—W4的驱替突破系数为3.4~5。④驱替模式4为油井不均衡驱替,水井不均衡驱替(图4d)。油井P1的驱替突破系数为4.5,周围4口水井W1—W4的驱替突破系数为4.5~6。

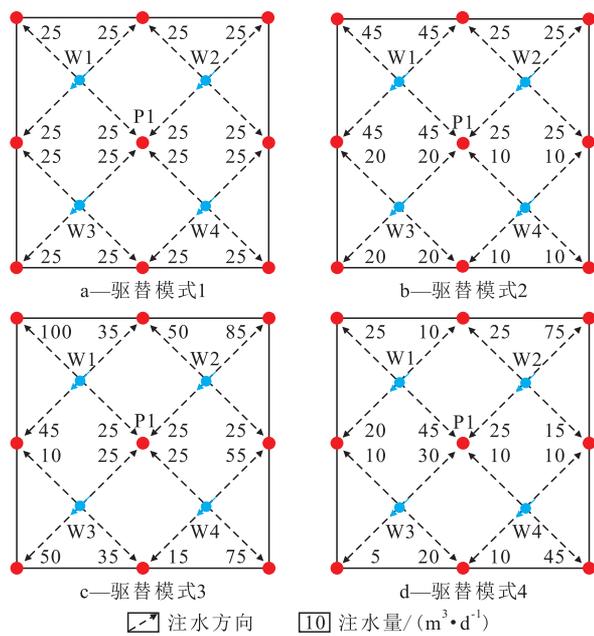


图4 4种驱替模式示意

Fig.4 Schematic diagram of four displacement models

1.3.2 不同驱替模式下合理产液量及注水量确定

按照驱替模式的分类,建立井组模型,通过数值模拟计算,确定不同驱替模式下合理产液量及注水量^[6-10]。

驱替模式1 油水井配产配注按照单井组优化的合理产液量及注水量即可,无需进行矢量化修正。

驱替模式2 P11井组(图5)通过连通值计算W5, W6, W8, W9和P11井的驱替突破系数分别为2.5, 2.9, 1.3, 2.3和9.2,其中只有油井P11是不均衡驱替的,周围水井皆是均衡驱替。针对此类情况配

产配注时,油井按照优化合理产液量生产,4口水井间的注水量按照油井连通值的反比例进行劈分,其表达式为

$$W_i = \frac{\sum_{i=1}^4 (Q_i B_i)}{4} \times a_1 \quad (1)$$

式中: W_i 为注水量, t/d ; i 为水井数, $i=1, 2, 3, 4$; Q_i 为合理产液量, t/d ; B_i 为注采比; a_1 为水井修正系数1。

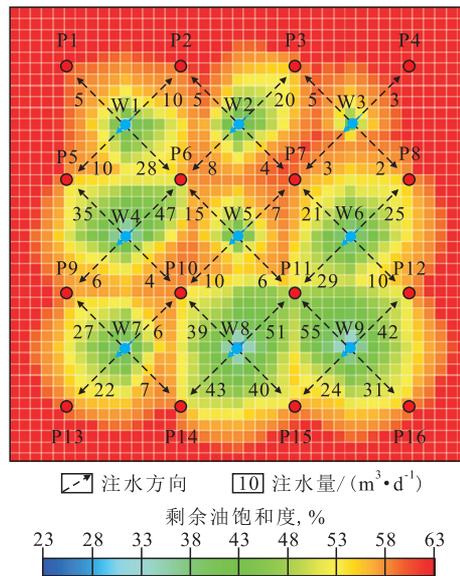


图5 各井组模型的剩余油饱和度分布

Fig.5 Residual oil saturation distribution of well group model

合理产液量为油井的采液指数与其生产有效厚度、合理生产压差的乘积。水井修正系数1为水井所对应油井的总连通值(即油井所对应水井的各连通值之和)和自身连通值之差与3倍的该油井总连通值之比。以水井W5为例,该井的水井修正系数1为P11油井的总连通值和自身连通值之差与3倍的P11油井的总连通值之比。

驱替模式3 油井按照优化合理产液量生产,4口水井按照产液量变化值同比例调配。

驱替模式4 在实际油藏驱替中这种模式最多,要达到驱替均衡最大化,油水井配产配注均需进行2个方面的修正:①合理产液量的修正,将其修正为油井的采液指数与其生产有效厚度、合理生产压差、油井修正系数的乘积;②注水量的修正,其表达式为

$$W_i = \frac{\sum_{i=1}^4 (Q_i B_i)}{4} \times a_2 \quad (2)$$

式中: a_2 为水井修正系数2。

其中,油水井修正系数的确定是在井组模型建

立的基础上,对合理产液量及注水量的修正系数进行反复计算优化,以达到驱替均衡最优化、采出程度最高,并优化形成随相邻油水井驱替突破系数变化的油水井配产配注修正系数图版(图6);应用该图版时需注意2点:①油井修正系数要考虑最大注采连通值和最小注采连通值的水井的驱替突破系数;②水井修正系数2要考虑最大注采连通值和最小注采连通值的油井的驱替突破系数。

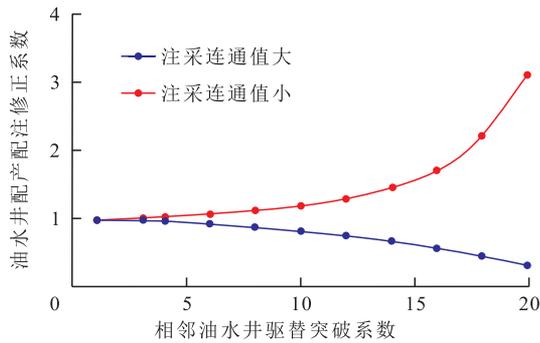


图6 油水井配产配注修正系数图版

Fig.6 Chart of correction coefficient of production and injection proration for oil-and-water well

1.4 矢量优化方法应用步骤和适用条件

1.4.1 矢量优化方法的应用步骤

矢量优化方法应用步骤为:①利用数值模拟方法中示踪剂模型,量化确定油水井之间分向流量,分别计算油水井的驱替突破系数;②根据油水井的驱替突破系数,确定不同井组所对应的驱替模式;③根据不同驱替模式的矢量优化方法,对油井合理产液量及水井注水量进行矢量化修正。

1.4.2 适用条件

矢量优化方法是利用矢量化注采调配来改善储层非均质性所引起的驱替不均衡,从而提高油藏开发效果^[11-12]。当储层非均质性较强、油水井驱替极不均衡时,该方法应用效果将受到制约。因此利用数值模拟方法,研究不同驱替突破系数条件下,矢量化注采调配前后开发效果的差异性,以确定该方法的最佳适用条件。

设计不同驱替突破系数为的15套方案,计算结果(图7)表明:随着驱替突破系数增大,矢量化注采调配前后的采收率差异呈先增大后减小的变化过程,因此该方法适用条件可确定为:①当驱替突破系数小于等于3时,矢量化注采调配前后的采收率相差不大,无需进行矢量化注采调配;②当驱替突破系数大于3而小于等于14时,矢量化注采调配前后的采收率的差别相对较大,矢量化注采调配效果较好,为该方法最佳适用条件;③当驱替突破系数大于14时,矢量化注采调配前后的采收率差别变

小,说明矢量化注采调配作用是有限的。要改善驱替不均衡状况,水井需要进行调剖,用于封堵储层高渗透率条带,从而改善开发效果。

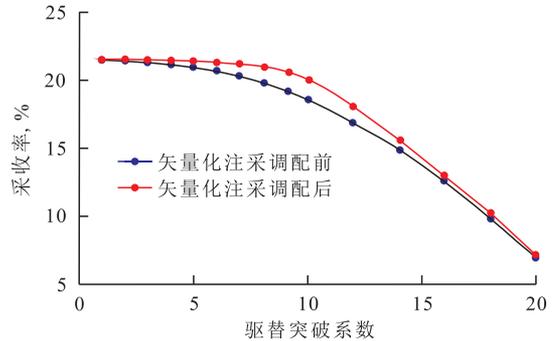


图7 矢量化注采调配修正前后采收率变化

Fig.7 Recovery change before and after vector optimization on injection and production allocation

2 实例应用

以图5中的井组模型为例,来说明不同驱替模式下的合理产液量及注水量矢量优化方法。

P10井组 在P10井组中,W4,W5,W7,W8和P10各井的驱替突破系数分别为11.7,2.5,4.5,1.3和9.8。其中,W4,W7和P10井驱替不均衡,W5和W8井驱替均衡。按照驱替模式分类可知,P10井组属于模式4。驱替不均衡水井中,W4井与P10井的连通值为4,W7井与P10井的连通值为6,这2口水井与相邻油井的连通值均为最小。针对这种情况,油井P10合理产液量需要放大,乘以大于1的修正系数,即根据与P10井连通值最小的W4井的驱替突破系数11.7,从图版上可以查到该井合理产液量修正系数为1.25。对于水井W4,与油井P10连通值最小时,需要加大注水量从而驱动剩余油;与油井P6连通值最大时,需要减小注水量,防止注入水突破。为此,需综合考虑P6井和P10井的驱替突破系数,其中P6井的驱替突破系数为5.8,P10井的驱替突破系数为9.8,P10井组的驱替不均衡程度高于P6井组,按照连通值小应进行修正的原则,若W4井的注水量需要增加,则乘以1.1的修正系数即可。

P6井组 在P6井组中,W1,W2,W4,W5和P6各井的驱替突破系数分别为5.6,5.0,11.7,2.5和5.8。其中,W5井为驱替均衡,其他各井皆为驱替不均衡。按照驱替模式分类可知P6井组属于模式4。驱替不均衡水井中,W1井与P6井的连通值为28,W4井与P6井的连通值为47,这2口水井与相邻油井的注采连通值中均为最大。为此,P6井合理产液量需减小注水量,乘以小于1的修正系数即可,由于

W4井与P6井的连通值最大,其驱替突破系数为11.7,从图版上可以查到合理产液量修正系数为0.82。对于水井W4,与油井P10连通值最小时,需要加大注水量从而驱动剩余油;与油井P6注采连通值最大时,需要减小注水量,防止注入水突破。为此,需综合考虑P6井和P10井的驱替突破系数,其中P6井的驱替突破系数为5.8,P10井的驱替突破系数为9.8,P10井组的驱替不均衡程度高于P6井组,按照连通值小应进行修正的原则,若W4井的注水量需要增加,则乘以1.1的修正系数即可。

为评价油藏提液能力、提液效果及合理产液量矢量优化方法的现场适用性,优选具有代表性的埕岛油田埕北11N井区的7个井组进行矿场提液试验。通过合理产液量及注水量矢量优化方法,确定各井合理的产液量及注水量。经现场实施,平均单井产液量从78.1 t/d提高到118.9 t/d,增加40.8 t/d;平均单井产油量由14.2 t/d提高到21.0 t/d,增加6.8 t/d;含水率由81.8%上升到82.4%,仅增加0.6%。截至2015年12月累积增油量为 2.7×10^4 t,预计评价期内(15 a)采收率可提高5%,提液效果较好。

3 结论

对于海上注水开发油藏,合理产液量及注水量矢量优化方法是一种可行的改善储层均衡驱替程度、提高油藏最终采收率的方法。该方法建立的驱替突破系数概念能有效量化油藏各井组的驱替不均衡程度;确定的均衡驱替界限能将实际生产中的多井组驱替划分为4种模式,并形成了每种驱替模式下的油水井矢量优化方法,解决了以往只基于经验进行注采调配的问题,改进了油藏驱替不均衡的传统做法。该方法对海上油藏高效开发具有重要指导意义,为现场实际生产提供了可靠的技术支持和决策依据。但对于其他类型油藏适用条件和实施效果如何,还有待进一步深入研究。

参考文献:

- [1] 刘仁强.水驱油田层系合理井网密度[J].大庆石油地质与开发,2015,34(4):78-81.
Liu Renqiang.Reasonable well spacing density for the water flooded oilfield[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2015,34(4):78-81.
- [2] 周锡生,任佳维,郭成,等.油田水驱精细挖潜措施经济效益评价方法[J].大庆石油地质与开发,2016,35(4):63-67.
Zhou Xisheng, Ren Jiawei, Guo Cheng, et al.Economic evaluating method of the fine potential-tapping measures for the waterflooded oilfield[J].Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing,2016,35(4):63-67.
- [3] 陈永生.油田非均质对策论[M].北京:石油工业出版社,1993.
Chen Yongsheng.Countermeasures for heterogeneity of continental oil field[M].Beijing:Petroleum Industry Press,1993.
- [4] 王敏,陈民锋,刘广为,等.主成分分析法确定海上油田水驱效果评价关键指标[J].油气地质与采收率,2015,22(2):112-116.
Wang Min, Chen Minfeng, Liu Guangwei, et al.Application of principal component analysis on determining the key evaluation indicators of water flooding effects in offshore oilfield[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2015,22(2):112-116.
- [5] 张维易,李百莹,陈增辉,等.海上层状油藏油井水驱采出程度预测[J].特种油气藏,2016,23(3):118-121.
Zhang Weiyi, Li Baiying, Chen Zenghui, et al.Waterflooding recovery degree forecast of production wells in offshore layered reservoir[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2016,23(3):118-121.
- [6] 冯其红,王相,王端平,等.水驱油藏均衡驱替开发效果论证[J].油气地质与采收率,2016,23(3):83-88.
Feng Qihong, Wang Xiang, Wang Duanping, et al.Theoretical analysis on the performance of equilibrium displacement in water flooding reservoir[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2016,23(3):83-88.
- [7] 徐玉霞,柴世超,廖新武,等.在线调驱技术在海上河流相稠油油田中的应用[J].特种油气藏,2015,22(3):111-113.
Xu Yuxia, Chai Shichao, Liao Xinwu, et al.Application of online profile control and displacement in offshore fluvial heavy oilfields[J].Special Oil & Gas Reservoirs,2015,22(3):111-113.
- [8] 陈钦雷.油田开发设计与分析基础[M].北京:石油工业出版社,1982:5,19-26,124-132.
Chen Qinlei.Design and analysis foundation of oil field development[M].Beijing:Petroleum Industry Press,1982:5,19-26,124-132.
- [9] 陈元千.现代油藏工程[M].北京:石油工业出版社,2001:1-24.
Chen Yuanqian.Modern reservoir engineering[M].Beijing:Petroleum Industry Press,2001:1-24.
- [10] 陈元千.油气藏工程计算方法(续篇)[M].北京:石油工业出版社,1991:196-201.
Chen Yuanqian.Petroleum reservoir engineering calculation methods(Continuation)[M].Beijing:Petroleum Industry Press,1991:196-201.
- [11] 刘丽杰.胜坨油田特高含水后期矢量开发调整模式及应用[J].油气地质与采收率,2016,23(3):111-115.
Liu Lijie.Vector development adjustment modes and its application in late extra-high water cut stage of Shengtuo oilfield[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2016,23(3):111-115.
- [12] 田选华,陆正元,胡罡,等.水驱油田合理注采压力系统[J].石油与天然气地质,2015,36(1):142-147.
Tian Xuanhua, Lu Zhengyuan, Hu Gang, et al.Rational injection-production pressure system in water-drive oilfields[J].Oil & Gas Geology,2015,36(1):142-147.