

文章编号:0253-9985(2004)04-0452-03

濮城油田的整体开发调整

任玉林¹,袁向春¹,刘地渊²,赵良金²,张望明¹

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国石化中原油田分公司, 河南濮阳 457001)

摘要:濮城油田整体处在特高含水开发阶段,产量自然递减高达20%以上。井网损坏严重、合注合采井多、地质基础研究薄弱、剩余油分布的定量认识程度不够是影响开发效果的主要因素。利用指数递减模型预测,在目前开发方式下,2006年油田产量将降至 80×10^4 t以下,含水率上升至96%。针对这些问题,提出了下步的挖潜措施:(1)重建、优化注采井网,提高水驱效果;(2)细划流动单元,弄清剩余油分布;(3)由分注合采向分注分采过渡;(4)评价难采储量,尽快形成接替。

关键词:濮城油田;开发状况;开发潜力;综合调整

中图分类号:TE313.3 **文献标识码:**A

Integrated development adjustment in Pucheng oilfield

Ren Yulin¹, Yuan Xiangchun¹, Liu Diyu², Zhao Liangjin², Zhang Wangming¹

(1. Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing; 2. Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan)

Abstract: Pucheng oilfield is in the development stage of extremely high water-cut, with the production decline rate of 27.36%. The main factors influencing development effect are: (1) a lot of commingled water injection and producing well; (2) severe damage of well network; (3) weak study of basic geology; and (4) the insufficient quantitative examination of remaining oil. Based on the forecast of production exponential decline model, oil production will be decreased to 800 thousand tons and water content will be increase to 96% in 2006, if the present development scheme is still used. In dealing with these problems, the following measures have been proposed: (1) reconstruction of flooding pattern; (2) detailed division of flow unit and study of remaining oil distribution; (3) transition from zonal injection-commingled production into zonal injection and production; and (4) evaluation of the reserve difficult to produce.

Key words: Pucheng oilfield; development situation; development potential; integrated adjustment

濮城油田是20世纪80年代投入开发的大型亿吨级陆上油气田,其含油层系多,含油井段长,油层富集程度较高;而且油藏类型多,储层物性差别大,层间和平面非均质性较强^[1~4]。

经过20多年的开发,濮城油田采出程度接近30%,平均综合含水达90%以上,自然递减与综合递减都较大,整体处在特高含水开发阶段。如何降低产量递减、提高采收率、增加可采储量,实现油田开发经济效益最大化是该油田必须面对和需要解决的重大开发问题。

对于高含水期单一油藏类型的开发调整,已经形成了一套从精细油藏描述与剩余油分布规律研究到配套工艺技术挖潜的配套技术和方法^[5],

但对于由多个油藏类型构成的大型亿吨级油田的整体开发调整,国内外研究与实施并不多见。由于客观地质因素与以往开发技术政策的导向,濮城油田井网损坏严重,合注合采井多,水驱开发指标低,现有的开发井网根本不适应高含水期油田深度挖潜的要求。因此,开展不同类型油藏的精细油藏描述,重建地质模型,依据剩余油分布特点,采取井网优化重组、分层注水为重点的调整手段,是改善濮城油田高含水期开发效果的关键^[6]。

1 存在的主要问题

经过20多年的勘探开发,濮城油田总体已处于特高含水开发期。近几年,为了缓解油田产量

基金项目:中国石化“十条龙”项目:濮城油田稳产基础技术研究与应用

第一作者简介:任玉林,男,53岁,高级工程师,油气田开发与规划

收稿日期:2004-06-23

持续下滑的趋势,重点开展了一些区块的油藏精细描述及剩余油挖潜研究,并且开始实施了部分技术改造及恢复井网的工作,初步取得了一些效果,但还没有形成配套完善的技术,油田开发中一些深层次的矛盾没有得到根本解决。

井网损坏严重,合注合采井多,水驱开发指标降低。由于地层水矿化度高,盐岩蠕变等原因^[7,8],油水井损坏越来越严重,油水井损坏率高达31.9%。由于套损的原因,大量油水井跨层系合注合采,造成开发层系混乱,注采关系失调,目前合注合采井仍占油水井总数的29.3%。为此,水驱控制程度逐步下降到75%左右,水驱动用程度逐步下降到40%左右。

高含水期油藏剩余油分布不清。受地层水矿化度高等因素的影响,测井对水淹层的解释精度低,加之开发后期剩余油分布的复杂性和分散性,认识剩余油的分布难度越来越大。濮城油田虽做过精细油藏描述,但地质储量覆盖率较低,缺少必要的地质研究成果和对剩余油潜力及分布的认识。

工艺技术不完善。濮城油田具有高温、高盐、埋藏深的特点,工艺措施难度大,分层压裂、分层注水工艺等要求高,单项可以突破,但整体综合应用难以配套。

2 开发趋势预测

将含水98%作为极限含水率,用甲、乙、丙、丁型水驱曲线预测可采储量,其中丙型水驱曲线预测结果与目前标定可采储量最为接近。在此基础上利用Arps的指数递减模型^[9,10]预测产量变化趋势(图1),得到的递减表达式为

$$Q = 202.7e^{-0.058t}$$

式中及图中 Q 为年产油量, 10^4 t/a; N_p 为累积产

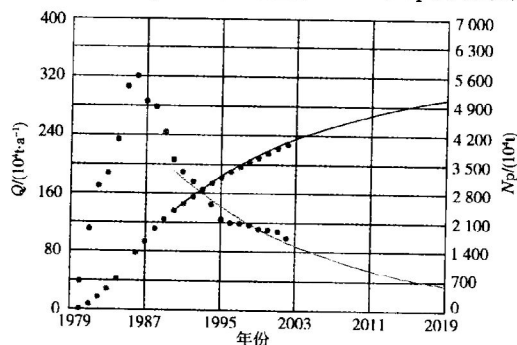


图1 Arps指数递减预测图

Fig.1 Production prognosis map using Arps exponential decline model

油量, 10^4 t; t 为递减开始后的开发时间, a。

按目前的开发方式,如果不进行调整,预测濮城油田的产量仍以较快速度递减,2006年产量将降到 80×10^4 t以下,含水率则上升到96%。

3 开发潜力初步评价

虽然濮城油田目前的开发形式严峻,油田处在“三高”开发阶段,但与国内同样开发阶段的油田相比,层间动用程度、井网控制程度要低,该油田开发潜力较大。

经计算,濮城油田整体合理井网密度平均为 11.6 口/ km^2 ,理论上可以新钻调整井343口。利用分层注水,井网恢复与加密,水驱控制程度可以达到84%,水驱动用程度达到63.6%,采收率由35.2%提高到37.37%,采收率提高2.17个百分点(表1)。根据潜力大小和挖潜难度综合排序:沙河街组三段潜力最大,挖潜难度相对较小,采收率可提高3.84个百分点;其余依次为沙河街组二段下及二段上^{4~7}、二段上²⁺³、一段及二段上¹。

表1 濮城油田分类油藏潜力排序表

Table 1 Classification and potential ranking of the oil reservoir in the Pucheng oilfield

油藏类型	采收率/%	剩余可采储量百分比/%	采收率潜力/%	综合潜力排序	三采排序
沙一、沙二上 ¹	43.2	2.5	1.08	6	1
沙二上 ²⁺³	31.3	12.5	1.91	5	2
沙二上 ^{4~7}	29.0	6.1	3.23	4	/
沙二下	39.2	32.7	1.22	2	/
沙三段	31.7	29.9	3.81	1	/

4 调整思路及主导措施

改善濮城油田开发效果需要对濮城油田进行全面综合治理与调整,提高水驱在平面与纵向上的波及系数。因此,整体调整思路与方法是:全面系统地开展各种类型油藏的精细油藏描述研究,重建油藏地质模型,利用油藏工程方法、精细数值模拟技术描述不同类型油藏的剩余油分布特征与开发潜力。开展层系与井网优化重组的技术研究,重新恢复与建立适应于高含水期的开发层系与井网。围绕油田调整改造应重点发展分层注水工艺技术、堵水工艺技术、低渗油藏储层改造技术、特高含水油藏调驱及三采提高采收率技术和油气层保护技术等,为调整挖潜提供有效的工艺技术手段。

中、高渗透的沙一、沙二上¹油藏,选择Ⅱ类油层分布区,重新建立局部的注采井网,主力层尽快展开三采工作,提高采收率。

沙二上²⁺³油藏应加强厚层层内非均质精细描述及剩余油分布规律研究,以细划流动单元为基础,挖潜厚油层内部夹层遮挡形成的剩余油,同时规模调驱提高采收率。

沙二上⁴⁻⁷油藏应攻关研究低渗油藏剩余油识别及精确解释,重建与恢复西区、南区注采系统,利用分注及分层改造手段强化提高二、三类层水驱动用程度。沙二下及文 51 块应细化沉积微相研究,重建西区注采系统,重点挖潜断层滞留区及岩性相变带剩余油,由“分注合采”向“分注分采”过渡。

沙三段主要是重建注采系统,应用压裂改造与高压分注等工艺技术手段提高二、三类层水驱动用程度^[11]。

外围油藏应加强复杂断块构造精细解释,搞好滚动扩边增储、注采完善配套工作,对层间差异极大的文 90、卫 79、濮 98 等油藏细分开发层系,利用大砂比压裂技术提高特低渗层动用程度;应加强濮 138、卫 79—濮 95 沙河街组四段等难采储量评价,尽快投入动用接替。

5 效果

2002~2003 年,实施了沙二下、沙三上⁵⁻¹⁰等 5 个油藏的调整治理方案,已取得较好效果。方案实施后,日产油增加 129 t,综合含水下降 0.7 个百

分点,水驱控制程度提高 10.1%,水驱动用程度提高 10.8 个百分点;产量自然递减和综合递减分别减缓 9.3% 和 8.0%。

致谢:中原油田分公司勘探开发科学研究所的毛立华高级工程师、中国石化石油勘探开发研究院的赵庆飞工程师参与了研究工作,一并表示谢意。

参 考 文 献

- 纪永亮,赵澄林,刘孟慧.东濮凹陷沙河街组碎屑岩成岩作用与有机质演化的关系[J].石油与天然气地质,1995,16(2):148~154
- 张洪安,李继东.白庙构造油气成藏特征[J].石油与天然气地质,2003,24(1):45~49
- 冯建辉,谈玉明,罗小平,等.东濮凹陷白庙构造油气源与成藏史[J].石油与天然气地质,2003,24(2):130~135
- 王生朗,任来义,王洪斌,等.桥口构造沙三段气藏特征及其控制因素[J].石油与天然气地质,2002,23(2):186~199
- 韩大匡,万仁溥.多层砂岩油藏开发模式[M].北京:石油工业出版社,1999
- 李胜利,于兴河,高兴军,等.剩余油分布研究新方法——灰色关联法[J].石油与天然气地质,2003,24(2):175~179
- 胥菊珍,张孝义,张虹,等.东濮凹陷北部古近系与盐岩有关的油气藏类型[J].石油与天然气地质,2003,24(2):152~156
- 杨香华,陈开远,石万忠,等.东濮凹陷盐湖层序结构与隐蔽油气藏[J].石油与天然气地质,2002,23(2):139~142
- 陈元千,李肇.实用油气藏工程方法[M].北京:石油大学出版社,2004
- 陈元千.双曲线递减的简化及确定可采储量的截距法[J].天然气工业,1994,14(4):32~37
- 马新华.卢部寨地区沙河街组三段储层裂缝特征[J].石油与天然气地质,1996,17(1):48~52
- 陈发景,田世澄.压实与油气运移[M].武汉:中国地质大学出版社,1989.63~95
- 朱芳冰,田世澄.莺歌海盆地泥岩压实特征与油气初次排运[J].中国海上油气(地质),1998,12(5):307~311
- 郝芳,邹华耀,杨旭升,等.油气幕式成藏及其驱动机制和识别标志[J].地质科学,2003,38(3):403~412
- 梁卫,郭建华,曾凡刚.地学研究中的新思维——油气储层中的地球化学自组织[J].石油与天然气地质,1994,15(4):350~355
- 陈中红,查明,曲江秀.沉积盆地超压体系油气成藏条件及机理[J].天然气地球科学,2003,14(2):97~102
- Du Rouchets J. Stress field: a key to oil migration[J]. AAPG Bull, 1981,65(2):74~85
- 阎福礼,贾东,卢华复,等.东营凹陷油气运移的地震泵作用[J].石油与天然气地质,1999,20(4):295~298
- Hooper E D. Fluid migration along growth faults in compacting sediments[J]. Journal of Petroleum Geology,1991,4(2):161~180
- Sibson R H. Seismic pumping: a hydrothermal fluid transport mechanism[J]. Journal of Geology Science, 1975,(6):653~660
- 华保钦.构造应力场、地震泵和油气运移[J].沉积学报,1995,13(2):77~85
- Hedberg H D. Relationship of methane generation to undercompacted shales, shales diapirs and mud volcanics[J]. AAPG Bull, 1974,58(4):661~679
- Luo Xiaorong, Vasseur G. Geopressuring mechanism of organic matter cracking: numerical modeling[J]. AAPG Bull, 1996, 80(6):856~874
- 王新洲,宋一涛,王学军.石油成因与排油物理模拟——方法、机理及应用[M].山东东营:石油大学出版社,1996.50~100
- 陈中红,查明.东营凹陷烃源岩超压体系特征及勘探意义[J].大庆石油勘探与开发,2004,23(3):11~13
- 曾戮辉,郑和荣,王宁.东营凹陷岩性油气藏成藏动力学特征[J].石油与天然气地质,1998,19(4):326~329

(上接第 447 页)