

正韵律厚油层水平井开发能量补充方式优化研究

崔传智^{1,2} 朱贵良¹ 刘慧卿² 王延忠³ 赵晓燕¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266555; 2. 中国石油大学(北京)石油天然气工程学院,北京 昌平 102249;
3. 中国石化胜利油田分公司地质科学研究院,山东 东营 257000)

摘要:受储层非均质性和油水重力分异作用的影响,正韵律厚油层的顶部剩余油相对富集。近年来针对正韵律厚油层顶部剩余油实施水平井调整挖潜取得了较好的效果,但逐渐表现出地层能量不足、产液量下降快等问题。以目前行列井网的孤岛中一区 Ng5³ 单元为例,建立精细油藏地质模型,利用数值模拟技术对水平井的能量补充方式进行了优化。在水平井投产同期和水平井投产一段时间两种情况下对老水井的注水方式、新钻注水井以及老油井的转注方式等能量补充方式进行了优化,结果表明,在两种情况下水井排水井隔井单注上部油层能够取得较好的开发效果,而且水平井的能量补充越早,开发效果越好。这对改善正韵律厚油层水平井的开发效果具有重要的指导作用。

关键词:正韵律厚油层;水平井;能量补充方式;油井;注水井;数值模拟

中图分类号:TE343 文献标识码:A 文章编号:1001-0890(2010)06-0088-04

Energy Supplement Mode Optimization for Horizontal Well Development in Thick Positive Rhythm Oil Reservoir

Cui Chuanzhi^{1,2} Zhu Guiliang¹ Liu Huiqing² Wang Yanzhong³ Zhao Xiaoyan¹

(1. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong, 266555, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Changping, Beijing, 102249, China; 3. Research Institute of Geology Science of Shengli Oilfield, Sinopec, Dongying, Shandong, 257000, China)

Abstract: The remaining oil on top of the thick positive rhythm oil layers is rich due to reservoir heterogeneity and oil-water gravitational differentiation. Recently the development of remaining oil on top of thick positive-rhythm oil layers using horizontal wells obtained good results. The problems such as energy deficiency and rapid decline of liquid production are presented. In this paper, taking Ng5³ Block in Zhong1 Area of Gudao Oilfield as an example, the detailed reservoir simulation model is build, and numerical simulation is used to optimize horizontal wells' energy supplement. Energy supplement by water injection, new injection well and old production well conversions are optimized at the beginning of production and after some time of production. The results show that water injection to top layers obtains better results. The earlier the energy supplement, the better. All these provide guidance for rhythm thick oil reservoir development using horizontal wells.

Key words: thick positive-rhythm oil layers; horizontal well; energy supplement mode; oil well; water injection well; numerical simulation

胜利油田的整装油田自“九五”末期就已进入高含水开发期,受储层非均质性和长期注水冲刷的影响,油层水淹严重,地下剩余油的分布更为复杂,认识剩余油、挖掘剩余油的难度日益增大。正韵律厚油层由于纵向物性的差异及夹层的封隔作用,在其顶部剩余油相对富集^[1-2]。但在现有的井网和开采方式下,进一步提高厚油层采收率的难度较大。正韵律厚油层剩余油在顶部富集的特点决定了采取直

收稿日期:2009-11-09;改回日期:2010-10-22

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号:2008ZX05011-003)资助

作者简介:崔传智(1970—),男,山东青州人,1993年毕业于石油大学(华东)油藏工程专业,1996年获石油大学(华东)油田开发工程专业硕士学位,2005年获中国地质大学(北京)矿产普查与勘探专业博士学位,副教授,主要从事油气渗流理论、油气田开发方面的研究工作。

联系方式:13705469592, cuichuanzhi@126.com

井挖潜开发效果较差、经济效益较低,而应用水平井技术取得了较好的开发效果^[3-5]。随着水平井用于正韵律厚油层开发的不断进行,逐渐暴露出一些问题,其中主要是地层能量供应不足,产液量逐渐大幅度下降,致使开发效果受到影响。

分析水平井产液量大幅度下降的原因认为,在水平井设计过程中,仍然将整个厚油层作为一套层系来考虑,没有针对水平井周围的直井采取措施。实际上由于夹层的分隔作用以及储层韵律性和重力分异的影响,目前水井的注水量大部分从油层底部驱替,对于厚油层夹层上部的薄油层来说其实是有井无网,必然出现能量不足的情况。笔者应用油藏数值模拟技术,对正韵律厚油层水平井投产同期的能量补充方式以及投产一段时间后的能量补充方式进行了优化,以改善水平井开发正韵律厚油层的效果。

1 区域选择及油藏地质模型建立

1.1 所选区域概况

所选区域为孤岛中一区 Ng5³ 单元,该单元属典型的河流相沉积正韵律储层,胶结疏松,生产过程中出砂严重,底部渗透率高,易形成顶部剩余油富集,适合采用水平井挖潜。

表 1 Ng5³ 单元典型水平井开发指标统计

Table 1 Development indices statistics of typical horizontal wells

井号	投产时间	产液量/m ³ ·d ⁻¹		产油量/t·d ⁻¹		动液面/m	
		初期	目前	初期	目前	初期	目前
1-13p511	2003-08-03	36.51	2.06	19.9	0.50	797.1	1 036.6
1-13p517	2004-02-19	21.18	3.60	14.6	0.60	651.0	976.5
1-17p516	2004-07-13	38.20	7.60	28.1	4.29	77.5	900.3

1.2 油藏地质模型建立及历史拟合

从 Ng5³ 单元中选取了典型井组,建立了油藏地质模型,纵向上根据研究的需要,共划分为 15 个模拟层。其中,Ng5³⁻¹ 层划分为 10 个模拟层,每一模拟小层厚度 0.35~0.55 m;Ng5³⁻² 层划分为 5 个模拟层,单层厚度 1.0~1.5 m。在建立地质模型的基础上,进行了历史拟合和指标预测,作为能量补充方式优化的基础。

2 与水平井投产同步的能量补充优化

为及时与在油层顶部部署的水平井形成相对完整的注采井网,补充能量,需在水平井投产同期对周

中一区 Ng5³ 单元砂体大片连通,油层厚度 8~12 m,平均 8.9 m。层内夹层以泥质夹层为主,厚度 0.2~4.0 m,平均 1.4 m。隔层分布范围广,除局部井区隔层发育差,隔层在调整区连片发育。纵向上 Ng5³ 单元可划分为 Ng5³⁻¹、Ng5³⁻² 两个沉积时间单元。Ng5³⁻¹ 单元有效厚度为 2.0~5.0 m,平均 3.8 m,平均空气渗透率为 $1 240 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; Ng5³⁻² 单元有效厚度为 4.6~7.2 m,平均 5.6 m,平均空气渗透率为 $1 659 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1971 年 10 月孤岛油田中一区 Ng5—6 采用一套井网投入开发,1974 年 9 月采用 350 m×400 m 反九点法注采井网进行注水开发,1981 年 10 月进行了细分层系调整,将 Ng5—6 划分为 Ng5¹—Ng5⁴、Ng5⁵—Ng5⁶ 两套层系开发,1987 年 4 月将 Ng5¹⁻⁴ 层系调整为 200 m×350 m 南北行列注采井网。

孤岛中一区 Ng5³ 单元为水平井部署较多的开发单元之一,目前投产水平井 15 口。由于地层能量供应不足,导致部分水平井产液量较低。表 1 为 Ng5³ 单元 3 口典型水平井统计指标。从表 1 可以看出,投产初期单井产液量均在 20 m³/d 以上,经过多年的生产,目前产液量不足 10 m³/d,最低的仅有 2.06 m³/d,其动液面降至 1 036.6 m。因此为改善水平井的开发效果,需要及时补充地层能量。

围直井针对水平井的能量补充方式进行优化。

2.1 水井排水井调整方式

对于水井排水井,考虑了 3 种调整方式:原水井排水井隔井正对单注夹层上部油层、原水井排水井隔井交错单注夹层上部油层、水井排井间新钻直井单注夹层上部油层。水平井部署在油井排井间,分水平井平行油井排和水平井斜交油井排两种情况,其中水平井斜交油井排的布井方式见图 1。

2.2 油井排油井调整方式

在水平井部署后,老油井排上部分油井可以转注给水平井补充能量。设计了两种油井的调整方式:油井排油井隔井转注夹层上部油层和油井排油

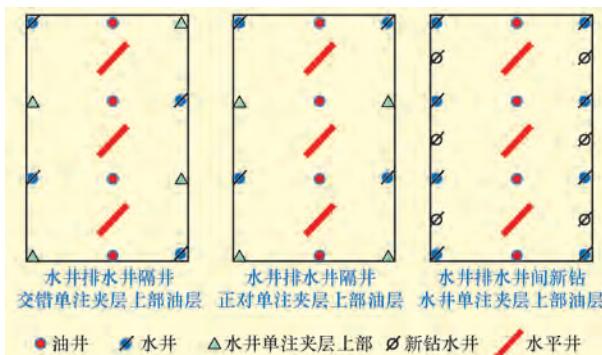


图1 水井排水井调整模式
Fig.1 Adjustment manners of water wells

井隔井转注全油层, 对应水平井的布井模式有3种(见图2), 分别是水平井垂直老油井排、水平井与老油井排斜交、水平井平行老油井排。

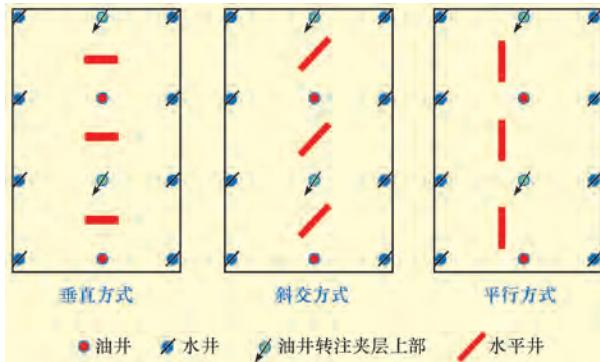


图2 油井排油井调整方式及水平井布井方式
Fig.2 Adjustment manners of oil wells and spacing of horizontal wells

2.3 地层能量补充方式优化

对于以上油水井补充地层能量的方式, 应用数值模拟技术进行了预测。在预测时, 水平井水平段距油层顶部约1 m, 水平段长度取120 m, 初期产液量为50 m³/d, 老油井保持目前产液量生产, 注采比为1, 周围注水井根据各井生产层的地层系数(厚度和渗透率的乘积)分配水量。

与目前井网相比, 不同能量补充方式15 a后增加的采出程度见表2。从表2可以看出:

1) 在水井排水井的调整方式中, 无论是水平井平行老油井排或者斜交老油井排, 老水井排水井隔井单注夹层上部的方式好于新钻水井单注夹层上部, 而且水井隔井交错单注夹层上部增加的采出程度最多, 效果最好;

2) 在油井排油井的调整方式中, 老油井排油井隔井转注全油层的效果好于转注夹层上部;

3) 采用水井补充能量方式的效果好于采用油

井补充能量方式。

因此, 在水平井投产的同时, 对水平井周围水井排水井交错单注夹层上部, 与水平井形成相对完善的注采井网, 能够取得较好的开发效果。

表2 与水平井投产同期的能量补充方式优化结果

Table 2 Optimization result of energy supplement while produced

水平井布井方式	直井调整方式	增加采出程度, %
	水井隔井交错单注夹层上部	3.767
平行油井排	水井隔井正对单注夹层上部	3.693
	新钻水井单注夹层上部	3.608
	水井隔井交错单注夹层上部	3.824
斜交油井排	水井隔井正对单注夹层上部	3.743
	新钻水井单注夹层上部	3.644
垂直油井排		2.818
斜交油井排	油井隔井转注夹层上部	2.841
平行油井排		2.784
垂直油井排		3.163
斜交油井排	油井隔井转注全油层	3.169
平行油井排		3.084

3 水平井投产后的能量补充方式优化

水平井先期投产一段时间后, 补充地层能量的油水直井的调整方式与前面油水直井的调整方式相同。预测了水平井生产3 a后, 不同直井调整方式的开发效果, 结果见表3。从表3可看出: 在油水井直井的调整方式中, 进行水井调整的效果好于进行油井调整; 在水井调整中, 水井排水井隔井交错单注油层上部的开发效果最好。因此, 对于目前已投产地层能量较低的水平井, 采取周围直井水井封堵底部, 单注夹层上部的措施, 能够取得较好的开发效果。

表3 水平井投产后地层能量补充方式效果对比

Table 3 Optimization result of energy supplement mode after horizontal wells produced for a period of time

水平井布井方式	直井调整方式	增加采出程度, %
	水井交错单注上部	3.758
斜交油井排	水井正对单注上部	3.700
	新钻水井单注上部	3.633
平行油井排		3.164
斜交油井排	油井排油井隔井转注全油层	3.263
垂直油井排		3.202

图3为水平井与老油井排斜交投产不同时间后,水井隔井交错单注夹层上部对应的开发效果。从图3可以看出,能量补充方式越早,开发效果越好。

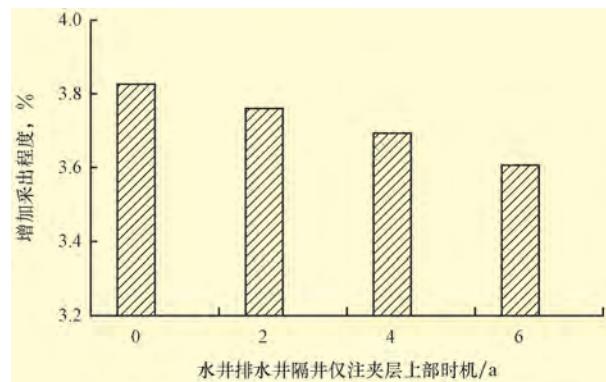


图3 水平井投产后水井排水井补充地层能量时机
Fig.3 Start time of energy supplement after the horizontal wells produced

4 结束语

从地层能量补充方式的优化结果可以看出:无论是在与水平井投产同期还是在水平井投产后的油水直井调整方式中,采用水井补充能量方式的效果好于采用油井补充能量方式;采用老水井排水井隔井交错单注夹层上部油层补充能量方式的效果最好。因此,在水平井开发正韵律厚油层地层能量补充方式中,采取周围水井排水井封堵底部,单注夹层上部的方式能够取得较好的开发效果,而且能量补充的时间越早,开发效果越好。

参 考 文 献

- [1] 束青林.正韵律厚油层剩余油分布模式及水平井挖潜:以孤岛油田中一区 Ng⁵³ 层为例[J].油气地质与采收率,2004,11(6):34-38.
Shu Qinglin. Distribution mode of remaining oil and tapping the potential by horizontal wells in thick positive-rhythm oil layers:taking Ng⁵³ layer in Zhong 1 Area of Gudao Oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2004,11(6):34-38.
- [2] 张宗檩.正韵律厚油层内夹层对水平井挖潜效果的影响分析[J].油气地质与采收率,2004,11(3):46-48.
Zhang Zonglin. Analysis of intrastratal interbed influence on the result of tapping the potential of the horizontal well in positive rhythm and thick oil bearing formations [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2004,11(3):46-48.
- [3] 张伟峰,薛兆杰,杨海燕,等.孤岛油田水平井开采正韵律厚油层顶部剩余油挖潜先导试验[J].油气地质与采收率,2003,10(增刊1):45-46.
Zhang Weifeng, Xue Zhaojie, Yang Haiyan, et al. Pilot test to develop the top remaining oil in thick positive-rhythm oil layers of Gudao Oilfield using horizontal wells [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2003,11(supplement 1):45-46.
- [4] 别必文,王世军,萧希航,等.水平井技术在正韵律厚油层次生底水油藏挖潜中的应用[J].油气井测试,2007,16(1):65-66.
Bie Biwen, Wang Shijun, Xiao Xihang, et al. Application of horizontal well technology in digging potential to oil reservoir with hypo-produce bottom water and positive gradus thick oil layer [J]. Well Testing,2007,16(1):65-66.
- [5] 王延忠,陈德坡,刘志宏,等.正韵律厚油层剩余油富集区水平井段优化研究[J].特种油气藏,2005,12(3):42-44.
Wang Yanzhong, Chen Depo, Liu Zihong, et al. Optimization of horizontal interval for rich residual oil zone in thick positive rhythm reservoir [J]. Special Oil & Gas Reservoirs,2005,12(3):42-44.

大庆油田成功开发水平井分段压裂技术

大庆油田外围储层渗透率低、丰度低、厚度薄、直井开发效益低,即使应用水平井开发,大部分井也必须通过压裂才能投产。原有的水平井限流压裂工艺技术存在针对性差、部分层压不开及小层改造规模难以控制等问题。为此,大庆油田开展了分段控制压裂技术攻关,形成了双封单卡压裂技术,应用两只小直径封隔器在水平段套管内单卡目的层进行压裂,通过层层上提完成各段压裂施工。

水平井双封单卡分段压裂技术具有针对性强、效率高、安全可靠和加砂量大等特点,耐温 100 ℃、耐压 80 MPa,通过上提管柱可完成多段压裂,基本能满足大庆油田葡萄花和扶余储层的压裂需求。该技术在大庆油田州扶 51-平 52 井进行了应用。该井的开发目的层为扶杨储层,井深 2 591.53 m,垂直井深 1 850.61 m,水平位移 880.00 m,实测井底温度高达 98.5 ℃。该井以扩大水平段的泄油体积为目标,利用双封单卡工具,层层上提压裂,实现 15 个层段点源射孔、加密布缝的体积法压裂改造。施工压力最高达到 60.2 MPa,共加砂 110 m³,用液 1 420 m³,压开 15 段仅用时 34 h。

目前,大庆油田应用该技术共完成 136 口井 667 段压裂施工,平均单井压裂 4.9 段,施工工艺成功率达 95.6%。