

厄瓜多尔低幅度构造强天然水驱油田 开发形势与技术对策

赵新军¹, 雷占祥², 陈和平², 贾芬淑², 范丽宏², 李 剑²

(1. 中国石油拉美(厄瓜多尔)公司, 北京 100034; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:在总结厄瓜多尔低幅度构造强天然水驱油田自2006年2月以来取得的开发成果和已形成的开发配套技术的基础上,分析了油田开发面临的形势和挑战,提出了技术需求和稳产策略。研究区面临的主要开发形势包括:储采比小,储量替换率低,区块稳产基础差;主力油田剩余油分布零散,挖潜难度大;老区可供加密的井位有限;主力油层单一且厚度小,措施实施难度大;设备老化,电力故障频繁,开井时率低。针对研究区的开发形势和挑战,提出了油田开发的技术需求和稳产策略,主要包括低幅度构造识别、剩余油分布预测、水平井开发技术、老井剩余油挖潜、特高含水期稳油控水配套技术和注采系统优化等。

关键词:天然水驱 开发形势 技术对策 剩余油分布 水平井技术 厄瓜多尔

中图分类号: TE341

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2014)03-0098-04

厄瓜多尔T区块是大型低幅度构造背景下的构造-岩性油藏^[1],具有很强的边底水能量,从油品性质来看,属于常规油。历经多年开发生产实践,现已形成适应南美地区热带雨林环境的经济高效开发配套技术系列,为油田的开发提供了技术保障。按照中国石油油田开发评价标准,2011年初,研究区开发已进入高含水和高采出程度的“双高”阶段,地质条件复杂,控水稳油面临严峻挑战。为此,笔者针对研究区开发形势和面临的挑战,提出了控水稳油对策,以期今后的勘探开发提供参考。

1 区域概况

1.1 地质特征

T区块位于厄瓜多尔东北部奥连特盆地的斜坡带上,为热带雨林地貌,总面积为1 047 km²。圈闭类型为低幅度构造-岩性圈闭,储层为白垩系Napoz组,自上而下可分为BT, M1, U和T层,其中M1和U层为主力油层,但大部分井只发育M1层。研究区以海陆交互相正韵律沉积为主,油藏类型为中高孔、高渗透边底水油藏,原始地层压力为22~24 MPa,泡点压力为3.8~4.6 MPa,油藏温度为88~96 ℃,原油重度为17.8~24,地层原油粘度为8.5

mPa·s,地层原油密度为0.84 g/cm³,溶解气油比为24~25 m³/m³,原油体积系数为1.14。

1.2 开发历程

T区块于1978年投产,主要依靠边底水天然能量驱动,井型为定向井和水平井,利用电潜泵生产,可分为4个开发阶段:1978—1996年为建产期,共投产油井17口,累积产油量为457×10⁴ m³;1997—2004年为大幅上产阶段,共投产油井176口,累积产油量为1 559×10⁴ m³,自2002年开始注水,共投产注水井7口。2005—2006年无新井投产,为老井提液阶段,产液量由4.75×10⁴ m³/d提高至5.35×10⁴ m³/d,该阶段累积产油量为318×10⁴ m³,含水率上升了5%;2006—2012年为高含水油田综合治理阶段,以新井上产为主,老井剩余油挖潜措施为辅,累积钻井142口(其中水平井52口),新井累积产油量为634×10⁴ m³(水平井累积产油量占46%),该阶段累积产油量为1 539×10⁴ m³;截至2012年底,采出程度为32%,可采储量采出程度为77%。

2 开发形势分析

2.1 储量替换率低

自2006年中国石油接管以来,T区块储量替换

收稿日期:2014-03-10。

作者简介:赵新军,男,高级工程师,从事油气田开发研究和管理工作。联系电话:13911895359, E-mail: xinjun.zhao@andespetro.com。
基金项目:国家科技重大专项“重油油藏和油砂经济高效开发技术”(2011ZX05032-001)。

率一直小于1,至2012年底,储采比仅为7.12。新增储量无法弥补储量亏空,稳产难度大。

2.2 剩余油分布零散

经过35 a的开发,2012年底T区块综合含水率为93.6%(主力油田综合含水率均已超过95%),87%的储量区块综合含水率已超过90%。受边底水入侵的影响,研究区油水关系复杂,剩余油主要分布在低幅度构造顶部、井网不完善区域、隔夹层遮挡区和物性较差部位,挖潜难度大。

2.3 可供加密的井位有限

2006年研究区综合含水率已经达到了86%,剩余油分布已由条带状变为单块状。经过近7 a的加密调整后,可供加密的井位有限。为了使产量保持稳定,在非主力油藏部署新井,但受储层条件和储量规模的限制,新井开发效果并不理想,表现为产量递减快,含水率上升快。

2.4 主力产层单一且厚度薄

自2006年以来,研究区共实施措施近300万次,措施有效率达85%。由于研究区大部分井区只发育1套油层,受边底水锥进的影响,剩余油层的厚度薄,实施换层、上返、补孔的余地小,后期措施实施难度大。

2.5 开井时率低

研究区位于热带雨林中,油田多,分布范围广,输电线路长,受鸟害、雷击、塌方和滑坡等恶劣自然环境的影响,电力故障频繁发生。同时,突然断电造成了大批井因电泵故障而停产待修,开井时率低,检泵周期短,作业费用上升。

3 技术对策

3.1 低幅度构造识别和薄储层综合预测技术

研究区圈闭属于大型低幅度构造背景下的构造-岩性圈闭,岩性匹配和横向变化是控制油气成藏的关键因素^[2-4],通过深化低幅度构造识别技术,应用高精度、高分辨率、高保真的地震技术,寻找优质储量,以扩大增储建产的规模,增强油田稳定发展。

低幅度构造识别技术 低幅度构造识别技术随着地震勘探技术的不断发展和完善而逐渐深入和进步,识别精度不断提高,识别及成图新方法不断涌现,现已形成了大型低幅度圈闭识别描述技术,包括叠前高分辨率处理、VSP精细标定、孔隙砂岩顶面构造精细解释、剩余构造解释、多属性储层

预测、波阻抗反演等一系列适用性技术。应用叠前高分辨率地震处理技术,可满足保幅、保真、高分辨率的要求;应用孔隙砂岩顶面构造精细解释技术可准确追踪优质储层顶面,更精确地反映低幅度圈闭形态(图1);应用剩余构造解释可消除构造背景的影响,突出高点,找准甜点。识别描述系列技术的应用有效提高了研究区低幅度圈闭识别和描述的精度,可准确描述面积小于0.6 km²,构造幅度小于3 m的圈闭。

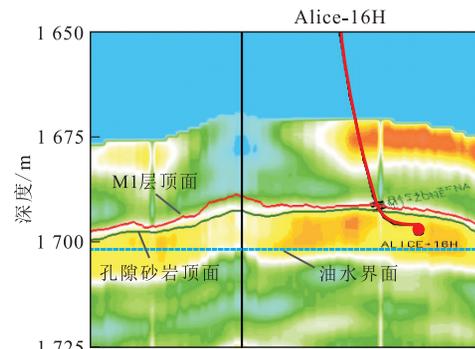


图1 厄瓜多尔T区块M1层顶面和孔隙砂岩顶面对比剖面

薄储层综合预测技术 在高分辨率层序地层格架内,通过对目的层砂体精细分层,确定单砂层沉积微相;通过连井对比,确定油水关系,建立相模式;在相模式的指导下,利用多种地震属性辅助确定单砂层沉积相展布;利用地质统计反演对储层砂体进行精细划分,能够精细刻画1.5~6.1 m砂体的建筑结构。这套技术为新井,尤其是水平井部署提供了可靠的保障^[5-6]。

3.2 精细油藏描述技术

在井震联合对比的基础上^[7-8],综合高分辨率地震解释和储层反演,开展低幅度构造油藏分布主控因素分析,精细刻画构造特征、储层和隔夹层展布规律,重构地下认识体系,建立了符合油藏实际的地质模型,为后续精细描述剩余油分布奠定了基础。经过实践,预测构造幅度误差小于1.5 m,隔夹层描述厚度为0.2 m。自2006年以来,累积投产新井142口,水平井段油层钻遇率达95%,定向井平均油层厚度达7 m,新井累积产油量为634×10⁴ m³。

3.3 剩余油分布预测技术

根据低幅度构造强天然水驱油藏的特点,通过数值模拟定性和定量研究了剩余油分布特征和主控因素^[9-10]。通过研究沉积微相和构造与剩余油分布之间的关系,总结了剩余油局部富集的4种模式(图2),包括微构造、隔夹层遮挡、孤岛状和稀井网型剩余油,研究不同开发阶段油水运动规律,揭示

不同模式剩余油的形成机理和主控因素^[11-12],寻找剩余油富集区,为老区挖潜,改善油田开发效果,提高采收率提供物质基础。

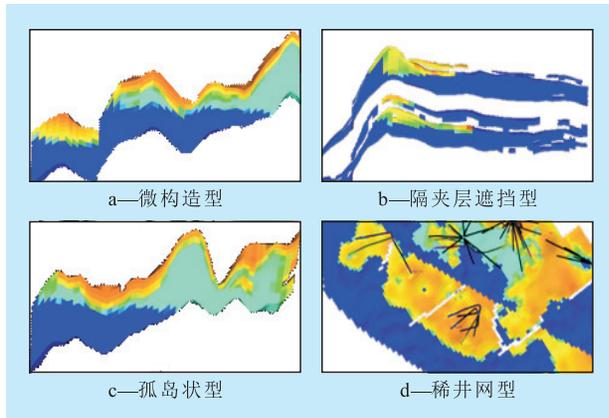


图2 厄瓜多尔T区块剩余油分布模式

3.4 热带雨林大位移丛式水平井开发技术

针对热带丛林的作业环境和低幅度构造油藏的特点,形成了不同类型的水平井、侧钻水平井技术^[13],有效挖潜低幅度构造顶部剩余油^[14-18]。在水平井井位部署中,采用常规地震解释成果控制趋势、属性体解释结果控制目标、精细井分层控制成图的技术手段,提高孔隙性砂岩顶面预测精度;以剩余油分布研究为基础,综合构造、储层和油藏工程研究,明确油水关系;以井位和油水分布为重点研究对象,提高新井地质设计水平。钻进时,应用地质导向和随钻压力监测等技术,提高了水平井在薄油层和孔隙砂岩顶面剩余油富集带的钻遇率,满足了复杂地质条件下水平井钻井工艺的需要。自2006年以来,共钻水平井52口,预测平均深度误差为2 m,其中,2010年 Alice-16H井在油田综合含水率为95.6%的条件下,初期产量达1 208 m³/d,初期含水率仅为3%。

3.5 特高含水期稳油控水配套技术

针对老井情况复杂、产水量大、环保要求严格等特点,从管柱和油藏的适应性出发,积极引进双油管完井、井下油水分离、电潜螺杆泵和环保敏感区短流程注采工艺等技术系列。双油管完井技术突破了资源国对多层合采的限制和不同类型油品单独计量的难关,在符合资源国政策要求的情况下实现了“有油快流”的开发战略。截至2012年底,研究区共有2口井实施了单井双油管完井,实施后,平均单井增油量为83 m³/d。为了控制产出污水量,减少污水处理投资,2010年在1口井中尝试采用了井下油水分离技术,措施后增油量为27 m³/d,含水率降低5.4%,最大分离水量达到102 m³/d,占产液量的

20%,实现了同井的注采,节约了污水处理成本,满足了资源国对环保的要求。

3.6 优化注采关系

合作区共有25口注水井,但主要分布在研究区西部,未形成完善的注采井网^[19-21]。为有效改善油田开发的整体效果,在油藏地质和开发特征分析的基础上,应用数值模拟、流线模拟等手段,不断完善注采关系,适时在研究区东部主力产油区转注部分高含水井,改变液流方向,改善注水开发效果。2011—2012年转注高含水井8口,转注后周围油井的压力平均增加0.5 MPa,注水量增加3.2×10⁴ m³/d,在补充油藏能量的同时有效处理污水。

3.7 双高阶段开发模式

通过新井优化部署、老井潜力研究和油藏精细化管理等一系列控水稳油技术的研究和应用,形成了低幅度构造强天然水驱油藏“双高”阶段的高效开发模式,使产量递减和含水率上升得到有效遏制,月自然递减率和综合递减率由2006年的3.78%和2.5%分别降至2012年12月的2.93%和1.93%,含水上升率由1.14%降至0.3%,实现了稳油控水的目标。2012年12月,在综合含水率为93.6%,采出程度为32%的情况下,实现了高速开发(剩余可采储量采油速度为16.4%)。

4 结论

厄瓜多尔T区块开发已进入高含水和高采出程度的“双高”阶段,油田开发面临严峻挑战:主力油田综合含水率超过95%,剩余油分布高度离散化,新井部署难度大;油层单一,且剩余油层厚度薄,老井措施换层、上返潜力小;注采关系不完善,优势渗流通道造成注入水无效循环,注水开发效果差;储采比和储量替换率低,研究区可持续发展严重受限。通过多年的研究和实践,形成了适合于低幅度构造强天然水驱油藏的控水稳油技术系列,包括低幅度构造识别和描述技术、特高含水期老油田油藏精细描述技术、构造-岩性油藏剩余油分布预测技术、大位移丛式水平井应用技术和老井剩余油挖潜技术等。针对目前的油田开发形势和已形成的系列技术,有针对性地提出了从地震、地质、油藏、工艺到油田管理的油田控水稳油对策。

参考文献:

- [1] 李涛.低幅度构造识别技术在南美奥连特盆地油气勘探中的应用[J].中国石油勘探,2010,15(1):48-51.

- [2] 王玉梅.叠前地震反演精度影响因素[J].油气地质与采收率, 2013, 20(1): 55-58.
- [3] 王青, 王建君, 汪平, 等.秘鲁 Ucayali 盆地油气地质特征及勘探潜力分析[J].石油实验地质, 2012, 34(3): 296-302.
- [4] 荆文波, 李道阳, 宋学良, 等.低幅度构造油藏滚动勘探开发实践[J].特种油气藏, 2004, 11(5): 69-71.
- [5] 郑强, 刘慧卿, 李芳, 等.油藏注水开发后期窜流通道定量识别方法[J].石油钻探技术, 2012, 40(4): 92-95.
- [6] 孙明, 李治平.注水开发砂岩油藏优势渗流通道识别与描述[J].断块油气田, 2009, 16(3): 50-52.
- [7] 陈科贵, 黄长兵, 郭睿, 等.井震结合识别沉积环境在HF油田中的应用[J].断块油气田, 2013, 20(1): 51-54.
- [8] 李丕龙, 张达景, 宗国洪.南美区油气分布特征与隐蔽油气藏勘探[J].石油实验地质, 2012, 34(6): 559-563.
- [9] 万学鹏, 赵新军, 陈龙, 等.低幅度构造油田剩余油分布及稳油控水研究[J].大庆石油地质与开发, 2009, 28(1): 66-70.
- [10] 王建淮.强天然水驱油藏高含水期剩余油分布规律及挖潜研究[J].石油天然气学报, 2010, 32(2): 306-308.
- [11] 杜殿发, 王玉靖, 侯加根, 等.薄层边底水油藏水淹模式——以陆梁油田陆9井区呼二三油藏为例[J].油气地质与采收率, 2012, 19(5): 91-93.
- [12] 屈亚光, 刘月田, 丁祖鹏.受岩性作用影响复杂断块油藏剩余油分布研究[J].断块油气田, 2011, 18(5): 634-636, 640.
- [13] 衣英杰, 尹继全.强底水低幅度构造油藏水平井的研究应用[J].石油天然气学报, 2009, 31(5): 364-367.
- [14] 赵靖康, 高红立, 邱婷.利用水平井挖潜底部强水淹的厚油层剩余油[J].断块油气田, 2011, 18(6): 776-779.
- [15] 尹俊禄, 赵丁楠, 东甲山, 等.底水油藏水平井水淹规律影响因素[J].油气地质与采收率, 2012, 19(4): 90-92.
- [16] 屈亚光, 安桂荣, 周文胜, 等.层状砂岩油藏水平井与定向井适应性探讨[J].断块油气田, 2013, 20(2): 216-220.
- [17] 李立峰, 岳湘安, 李良川, 等.底水油藏水平井开发水脊规律研究[J].油气地质与采收率, 2013, 20(1): 89-91, 95.
- [18] 郭瑞, 张晓, 牛会玲, 等.水平井在低幅度构造油藏开发中的应用——以塔河油田二区东为例[J].石油天然气学报, 2013, 35(1): 135-137.
- [19] 马代鑫, 温鸿滨, 赵明宸, 等.水驱开发油藏流体通道描述及定量封堵技术[J].油气地质与采收率, 2012, 19(1): 104-106.
- [20] 林景晔, 夏丹.注水开发油田剩余油分布及提高采收率的水力学方法[J].大庆石油地质与开发, 2013, 32(1): 76-81.
- [21] 相天章, 龚姚进, 武毅, 等.注水开发油田提高采收率的合理控制方法[J].油气地质与采收率, 2001, 8(5): 60-62.

编辑 武云云

(上接第97页)

- [3] 陈长民, 施和生, 许仕策, 等.珠江口盆地(东部)第三系油气藏形成条件[M].北京: 科学出版社, 2002.
- [4] 庞雄, 申俊, 袁立忠, 等.南海珠江深水扇系统及油气[J].石油学报, 2007, 27(3): 11-15.
- [5] 鲁国明.油藏评价阶段造成探明储量计算偏差的主要因素分析[J].油气地质与采收率, 2010, 17(6): 30-34.
- [6] 黄文英.胜利油区井控程度与探明石油地质储量关系探讨[J].油气地质与采收率, 2010, 17(1): 51-53.
- [7] 王永诗.石油地质研究中的特征与规律浅析[J].油气地质与采收率, 2012, 19(3): 1-4.
- [8] 张玲, 侯庆宇, 庄丽, 等.储量估算方法在缝洞型碳酸盐岩油藏的应用[J].油气地质与采收率, 2012, 19(1): 24-27.
- [9] 马建国, 符仲金.电缆地层测试器原理及其应用[M].北京: 石油工业出版社, 1995: 1-2.
- [10] 王昌学, 曹文利, 王向荣.电缆地层测试压力梯度的计算与应用[J].石油勘探与开发, 2008, 35(4): 476-481.
- [11] 高喜龙, 李照延, 时丕同.MDT测试技术及其在浅海油气勘探中的应用[J].油气井测试, 2007, 16(3): 45-47.
- [12] 陆大卫, 宁从前.MDT测井技术在我国陆上油气勘探中的应用[J].中国石油勘探, 2003, 8(1): 58-66.
- [13] 徐锦绣, 吕洪志, 崔云江.渤海地区电缆地层测试应用效果分析[J].中国海上油气, 2008, 20(2): 106-110.
- [14] 孙华峰, 陶果, 周艳敏.电缆地层测试技术的发展及其在地层和油藏评价中的角色演变[J].测井技术, 2010, 34(4): 314-321.

编辑 王星