

# 孤东油田小油砂体提高采收率技术

李林祥

(中国石化胜利油田分公司 孤东采油厂, 山东 东营 257237)

**摘要:**孤东油田小油砂体为曲流河沉积,具有面积小、储层物性差、分布零散等特点,开发上具有注采对应率、地层压力、储量动用程度和采收率均较低的特点。为改善开发效果,应用了相变对比模式、河道砂体追踪描述、正演模型等技术精细刻画了小油砂体储层内部结构及展布规律;利用数值模拟技术对2类小油砂体6种开采方式的不同厚度储层进行了累积产油量经济界限评价,优化其开采方式,制定了与地质特点相适应的活性水吞吐、注采井网完善和不稳定注水等开发调整技术;研究了小油砂体、小钻机、小井眼和新工艺的“三小一新”配套钻采技术。通过相应技术实施,孤东油田小油砂体储量动用率提高59.1%,采收率提高14.8%。

**关键词:**小油砂体 储层刻画技术 开发技术政策 钻采技术 提高采收率

**中图分类号:** TE34

**文献标识码:** A

**文章编号:** 1009-9603(2013)02-0067-04

孤东油田为河流相沉积的大型整装油田,主要含油层段为馆陶组上段,其中5和6砂层组为主力油层,属于辫状河沉积,砂体发育连片,厚度大,油层物性好;馆上段3和4砂层组为曲流河沉积,发育平面连续性差、厚度较薄的土豆状和窄条带状小油砂体,储层非均质性强。孤东油田投入开发以来,重点强化了针对主力油层的挖潜,通过实施井网调整、加密、厚油层顶部水平井挖潜以及三次采油等措施<sup>[1]</sup>,主力油层已进入近极限含水率开发阶段<sup>[2]</sup>,综合含水率为97.5%,采收率为40%。小油砂体作为研究区的非主力油层,具有面积小、分布零散、连通性差、油层厚度薄、泥质含量高等特点<sup>[3]</sup>,并且该

类油藏开发程度低、井网完善程度差、储量动用程度低,采收率仅为11%<sup>[4-6]</sup>。为此,笔者在精细刻画小油砂体储层内部结构及展布规律的基础上,利用数值模拟技术对其开采方式进行了研究,以期能够提高小油砂体的储量动用率及采收率,并为改善老油田的开发效果提供参考。

## 1 开发概况

孤东油田面积小于0.1 km<sup>2</sup>的零散小油砂体共有997个,石油地质储量为1 239.6×10<sup>4</sup> t(表1),该类砂体面积小、储量低且动用难度大。

表1 孤东油田小油砂体石油地质储量分布

小油砂体面积/ km <sup>2</sup>	单个小油砂体石油地质储量 / 10 <sup>4</sup> t								累积砂体数/个	占砂体总数的比例,%	占总石油地质储量的比例,%
	≤1		1~2		2~5		>5				
	小油砂体数/个	累积储量/10 <sup>4</sup> t	小油砂体数/个	累积储量/10 <sup>4</sup> t	小油砂体数/个	累积储量/10 <sup>4</sup> t	小油砂体数/个	累积储量/10 <sup>4</sup> t			
≤0.02	618	356.2	59	65.9	1	2.1			678	68.0	34.2
0.02~0.04	41	32.6	112	173.5	52	148.7			205	20.6	28.6
0.04~0.1	2	1.8	26	49.6	63	249.6	23	159.6	114	11.4	37.2
合计	661	390.6	197	289.0	116	400.4	23	159.6	997	100	100

### 1.1 小油砂体油藏地质特征

孤东油田小油砂体主要位于馆上段3—4砂层组,研究区七区西小油砂体的平均厚度为2.4 m,厚度小于2 m的小油砂体有79个,占砂体总数的51%,

石油地质储量为53.8×10<sup>4</sup> t,占总储量的6%;厚度为3~4 m的小油砂体有27个,占砂体总数的18%,石油地质储量为475×10<sup>4</sup> t,占总储量的53%。

由研究区七区西274个小油砂体沉积微相统计

收稿日期: 2013-01-18。

作者简介: 李林祥,男,高级工程师,从事油田开发研究与管理工。联系电话:(0546)8582604, E-mail: lilinxiang823.slyt@sinopec.com。

基金项目: 国家科技重大专项“整装油田特高含水期提高采收率技术”(2011ZX05011-002)。

结果可以看出,小油砂体沉积微相主要为曲流河废弃河道,石油地质储量占该区小油砂体总储量的54.6%,储层砂岩胶结疏松,以泥质胶结为主,平均泥质含量为12.07%,平均渗透率为 $598 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,与七区西馆上段平均渗透率( $1\ 801 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ )相比,降低了 $1\ 203 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。统计目前生产的98个小油砂体,平均地层原油粘度为 $2\ 594 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ ,明显高于孤东油田馆陶组的平均地层原油粘度( $1\ 426 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ )。

## 1.2 小油砂体开发特征

受地质条件影响,小油砂体开发效果较差。孤东油田997个小油砂体中,已动用292个,石油地质储量为 $653.3 \times 10^4 \text{ t}$ 。已动用小油砂体多为储量相对较高的砂体,其数量占总数的29%,占总储量的53%,主要采取老井上返补孔的方式零散挖潜。由于小油砂体分布零散,无法形成完善的注采井网,注采对应率相对较低<sup>[7]</sup>。目前已动用的小油砂体中,有注采对应关系的小油砂体仅占6.2%,注采井网不完善导致部分小油砂体低效生产,地层压力低。

小油砂体面积小,大部分油井依靠天然能量开采,地层能量不足,压降大,供液能力差;但是部分有水井对应的小油砂体,生产情况较好,地层能量保持也较好。由41口井小油砂体油井的监测结果可知,目前平均地层压力为11.07 MPa,平均压降为1.86 MPa。

# 2 提高采收率技术

## 2.1 储层刻画技术

### 2.1.1 储层精细对比

针对小油砂体的发育特点,在精细地层对比过程中充分利用密井网资料,由传统的以等高程对比模式为主转变为以相变对比模式为主,进一步细化小油砂体展布特征。通过精细地层对比和砂体细分<sup>[8-11]</sup>,孤东油田馆上段小油砂体可划分为单一型、两分型、下切型和叠加型4种类型。单一型小油砂体是指1个沉积时间单元内发育1个小油砂体,为最常见的类型。两分型小油砂体为1个沉积时间单元内出现2个小油砂体,以泥岩相隔,该类砂体厚度一般较小。下切型小油砂体是沉积过程中,由于河道砂体的垂直下切作用和侧蚀作用,后期河道砂体切削前期河道砂体,由2个沉积时间单元所形成的砂体。叠加型小油砂体是2期或者2期以上的河道砂体以明显或者不明显的侵蚀面相互叠加,形成1个连通砂体。

### 2.1.2 井震结合

小油砂体边界的准确确定是建立注采对应关系的关键。在实际工作中,逐渐探索并形成了一套井震结合的方法:①通过合成地震记录标定目的层位,将地震资料与测井资料紧密结合,提高了地质层位标定的准确性;②馆陶组河道砂体纵向叠置、厚度薄、横向变化快、组合样式复杂,受地震资料分辨率的限制,在地震剖面上难以识别,采用正演模型技术建立地质模型,识别特殊地质体在地震上的响应特征;③利用河道砂体追踪描述技术,根据小油砂体的地震反射特征,对其进行横向追踪,精细刻画小油砂体的平面展布特征及其边界。通过井震结合,提高了小油砂体边界的横向识别能力,有效提高了小油砂体刻画精度。

### 2.1.3 生产动态验证

结合动态生产资料,对部分注水不见效小油砂体,针对层内、平面非均质性及连通性等进行研究。研究区七区西Ng<sub>4</sub>层的7-25-234砂体,原解释为连通砂体,部署了一注一采井网,但是从动态数据跟踪来看,注水开发时油井一直不见效,分析该砂体是2个不连通的两分型小油砂体。

## 2.2 开发技术政策

利用数值模拟技术,对小油砂体开发技术政策进行了研究,首先建立了2种小油砂体模型:模型1,小油砂体面积小于 $0.04 \text{ km}^2$ ,石油地质储量大于 $2 \times 10^4 \text{ t}$ ,不能形成完善的注采井网,主要结合数值模拟技术,进行直井、水平井弹性开发和直井单井吞吐开发的对比优化研究;模型2,小油砂体面积为 $0.04 \sim 0.1 \text{ km}^2$ ,石油地质储量大于 $2 \times 10^4 \text{ t}$ ,能够形成简单注采关系,利用数值模拟技术,进行不同厚度、不同开采方式的对比优化研究。

### 2.2.1 模型1开采方式优化

直井弹性开采 利用数值模拟技术,分别计算有效厚度为2,3,4和5 m时油井的累积产油量。结果表明,有效厚度小于5 m的砂体,地层压力下降很快,均未达到直井的累积产油量经济界限( $3\ 800 \text{ t}$ )。对于这类砂体,不宜利用直井进行弹性开采。

水平井弹性开采 选用有效厚度为5 m、采用直井弹性开采不经济的小油砂体,利用水平井进行弹性开采。数值模拟结果表明,水平井弹性开采200 d左右时,地层压力下降至枯竭压力,此时累积产油量仅为 $2\ 394 \text{ t}$ ,采收率仅为7.3%,未达到水平井的累积产油量经济界限( $7\ 500 \text{ t}$ ),此类砂体也不适宜应用水平井进行弹性开采。

直井单井吞吐 针对采用弹性开采不经济的

情况,当小油砂体有效厚度为3,4和5 m时,利用直井单井吞吐对其进行开采。数值模拟结果表明,直井单井吞吐在砂体有效厚度为4 m时,生产970 d可达累积产油量经济界限,即开采3 a可收回投资,此时采收率为18.2%;而有效厚度小于4 m的砂体,在合理投资回收期6 a内均未达到累积产油量经济界限。由此可以看出,直井单井吞吐适用于有效厚度大于4 m的小油砂体。

综上所述,对于不能形成注采井网的小油砂体,直井单井吞吐是最佳的开采方式,而水平井弹性开采虽然初期采油速度较高,但由于没有能量补充,地层压力下降快,最终采收率仍较低,但略高于直井弹性开采。此外,数值模拟结果显示,水平井井段长短对小油砂体的开采只影响采油速度,而对最终采收率影响不大。

### 2.2.2 模型2开采方式优化

**直井一注一采** 小油砂体面积为0.1 km<sup>2</sup>,有效厚度为1,1.5和2.5 m,采用直井一注一采的开发方式对其进行数值模拟研究。结果表明,有效厚度大于1 m的小油砂体,均能达到累积产油量经济界限;不过达到累积产油量经济界限的时间不同,有效厚度越大,时间越短。有效厚度为2.5,1.5和1 m的小油砂体,达到累积产油量经济界限的时间分别为613,1 004和1 200 d,均在6 a内收回投资。由此说明,直井一注一采的开采方式在该类砂体中应用较为适宜。

**直井一注二采** 小油砂体面积为0.1 km<sup>2</sup>,有效厚度为1和2.5 m,采用直井一注二采的开发方式对其进行数值模拟研究。结果表明,有效厚度大于1 m的小油砂体,均能达到累积产油量经济界限。但达到累积产油量经济界限的时间不同,有效厚度越大,时间越短;有效厚度为2.5和1 m的小油砂体,达到经济累积产油量的时间分别为652和1 437 d。

**水平井一注一采** 小油砂体面积为0.1 km<sup>2</sup>,水平井段长度为250 m,有效厚度为2.5,4和5 m,采用水平井一注一采方式进行数值模拟研究。结果表明,有效厚度为4 m的小油砂体,开采324 d可达到累积产油量经济界限(7 500 t);而有效厚度为2.5 m的小油砂体,开采2 000 d才能达到累积产油量经济界限。因此,小油砂体面积小于0.1 km<sup>2</sup>时,水平井一注一采最好应用于有效厚度大于3 m的小油砂体。

综上所述可知,对于面积小于0.04 km<sup>2</sup>、不能形成注采井网的小油砂体,应采用直井单井吞吐进行开采。面积为0.04~0.1 km<sup>2</sup>、有效厚度为1~2 m的

小油砂体,可采用直井一注一采的方式开采;有效厚度大于2 m的小油砂体,可采用直井一注一采或直井一注二采的开采方式。有效厚度大于3.0 m、石油地质储量大于4.0×10<sup>4</sup> t的小油砂体,可采用水平井开采,须配套注采井网(表2)。

表2 孤东油田小油砂体开发技术对策

小油砂体面积/ km <sup>2</sup>	石油地质储量/ 10 <sup>4</sup> t	有效厚度/ m	技术对策
<0.04	>1	>4	直井单井吞吐
	≤3	1~2	直井一注一采,不稳定注水
0.04~0.1	>3	>2	矢量井网完善注采关系,不稳定注水
	>4	>3	水平井一注一采,不稳定注水

## 2.3 开发调整技术

### 2.3.1 注水吞吐

通过小油砂体开发技术政策研究,针对孤东油田面积小于0.04 km<sup>2</sup>、无法形成注采井网的小油砂体,实施单井吞吐开发。研究区地层平缓、原油粘度大、普通单井吞吐效果差,实施活性水吞吐,可提高单井吞吐效果。

利用孤东油田水驱岩样及地层水,开展室内研究及矿场试验。在统一的注水工艺参数条件下,进行地层水吞吐与活性水吞吐效果对比。结果表明,使用活性水时,累积采出程度比使用地层水提高了2.82%~2.99%,平均提高了2.91%。矿场共实施活性水吞吐12井次,累积增油量为0.89×10<sup>4</sup> t。

### 2.3.2 完善注采井网

**注采井距** 薄层小油砂体泥质含量较高,部分井区和层段渗透率较低<sup>[12]</sup>,存在非达西渗流,注采井距越大,砂岩有效厚度动用比例越小,合理注采井距为150~200 m。

**单砂体注采关系** 针对孤立小油砂体,完善单砂体注采关系。根据砂体形态优化合理的注采井距<sup>[13-14]</sup>,提高小油砂体的水驱储量动用程度。如研究区七区西Ng<sup>5</sup>层的7-40-206小油砂体,面积为0.042 km<sup>2</sup>,石油地质储量为2.2×10<sup>4</sup> t,根据砂体形态部署直井一注一采的开发井网,产油量为8.2 t/d,累积产油量为0.455×10<sup>4</sup> t,采出程度为20.7%。

### 2.3.3 不稳定注水

针对小油砂体单向注采对应率高、含水率上升快的问题,结合数值模技术实施了不稳定注水,注水周期为52 d,注水量波动幅度一般高于常规注水量的50%以上,水井间注,油井连续生产,有效扩大了波及体积,减缓了含水率上升速度,提高了采收

率。

## 2.4 钻采技术

由于小油砂体面积小、储量低,在目前经济技术和原油价格条件下不能满足开发的经济界限,开展了“三小一新”配套钻采技术的研究,即针对小油砂体利用小钻机<sup>[15]</sup>、小井眼、配套新工艺,减少开发成本,降低经济界限,提高小油砂体开发的经济效益和储量动用率。

### 2.4.1 侧钻井技术

主要利用报废老井开窗侧钻,提高小油砂体的储量动用程度,侧钻井单井节约钻井成本 $150 \times 10^4$ 元。同时利用报废井设计短靶前距侧钻水平井,单井可节约钻井成本 $220 \times 10^4$ 元。近年来,对小油砂体实施报废井侧钻32口(油井21口、水井11口),其中,侧钻水平井5口,增油能力为63.8 t/d,累积增油量为 $3.84 \times 10^4$  t,增加(恢复)小油砂体动用储量达 $85.2 \times 10^4$  t,增加(恢复)小油砂体水驱动用储量为 $53.9 \times 10^4$  t。

### 2.4.2 双靶点定向斜井

针对小油砂体发育零散,储量控制难度大的问题,结合构造、储层以及剩余油分布特征,利用双靶点定向井,采取“串糖葫芦”的形式,提高小油砂体的储量控制程度。如7-38X115井,该井区紧临断裂带构造高部位,为提高储量控制程度,设计距离断裂带为30 m的双靶点定向井。从钻探情况看,该井共钻遇有效目的层6个,有效厚度为27.3 m,平均含油饱和度为62.9%,取得了非常好的效果。

### 2.4.3 小井眼钻采技术

利用25型小钻机,实施小井眼钻井,采用套管直径为114.3 cm的套管完井技术,同时针对小井眼井径小、常规注采工艺对小井眼适应性差的问题,开展了小井眼完井注采一体化工艺技术研究,该工艺在完井管柱中预设举升、分层工作筒与减磨接箍,实现了小井眼完井和后期注采配套的有机结合,降低了开发成本,提高了经济效益。如7-34N395井,利用小钻井、小井眼、小套管完井,较常规井眼节约成本20%,投产后产油量为4 t/d,一直稳定生产。

## 3 调整效果评价

通过小油砂体提高采收率配套技术的研究与应用,使原本动用较差和无法动用的小油砂体得到了有效动用,在孤东油田四区Ng3—4、六区Ng3—

5、七区Ng4<sup>1</sup>—5<sup>1</sup>和八区Ng3—4等单元,共实施老井措施294井次,新井18井次,动用小油砂体326个,新增动用储量为 $732.5 \times 10^4$  t,储量动用率提高了59.1%,新增水驱动用储量为 $584.2 \times 10^4$  t,新增可采储量为 $183.5 \times 10^4$  t(表3),累积增油量为 $79.223 6 \times 10^4$  t,提高采收率为14.8%。有效改善了小油砂体的开发效果,提高了小油砂体的储量动用率及采收率,同时形成了小油砂体开发管理配套技术。

表3 孤东油田小油砂体开发新增可采储量

开采方式	动用小油砂体数/个	动用储量/ $10^4$ t	计算采收率,%	新增可采储量/ $10^4$ t
直井弹性开发	84	95.6	6.3	6.0
直井单井吞吐	29	52.7	18.2	9.6
直井、水平井一注一采	145	316.3	26	82.2
直井一注二采	68	267.9	32	85.7
合计	326	732.5		183.5

## 4 结束语

孤东油田小油砂体储量少、储层物性差,但动用程度低、潜力较大,是老油田开发后期的主要挖潜方向之一。储层精细刻画是小油砂体提高采收率的前提。充分利用测井、地震和动态资料,识别小油砂体内部结构及其边界;针对不同面积、不同储量、不同厚度的小油砂体,优化其开采方式,实施配套调整技术,确保小油砂体的有效开采。针对小油砂体利用小钻机、小井眼,研究并应用侧钻井技术、双靶点定向井技术以及配套新工艺等,有效降低了开发成本,提高了经济效益。形成的小油砂体开发管理配套技术,对同类型油藏开发有着重要的指导和借鉴意义。

### 参考文献:

- [1] 贾俊山,王建勇,段杰宏,等.胜利油区整装油田河流相开发单元开发潜力及对策[J].油气地质与采收率,2012,19(1):91-94.
- [2] 俞启泰,罗洪.我国陆上油田采收率与波及系数评价[J].油气采收率技术,2000,7(2):33-37.
- [3] 曾流芳,卢云之,李林祥.孤东油田特高含水期剩余油分布规律研究[J].油气地质与采收率,2003,10(5):59-61.
- [4] 林承焰.剩余油形成与分布[M].东营:石油大学出版社,2000:1-3.
- [5] 周贤文.剩余油分布研究综述[J].国外油气地质信息,2000,24(1):46-53.

(下转第73页)