

文章编号: 1000-0747(2019)02-0000-08 DOI: 10.11698/PED.2019.02.00

# 苏里格气田老井侧钻水平井开发技术实践与认识

张金武<sup>1</sup>, 王国勇<sup>2</sup>, 何凯<sup>1</sup>, 叶成林<sup>1</sup>

(1. 中国石油长城钻探工程有限公司苏里格气田分公司, 辽宁盘锦 124010;

2. 中国石油长城钻探工程有限公司, 辽宁盘锦 124010)

基金项目: 中国石油长城钻探工程有限公司科技项目“苏里格合作开发区块持续稳产关键技术研究”(2015A25-2(2012))

**摘要:** 为寻求降低开发成本、挖掘井间未动用储量的有效途径, 在苏里格气田苏 10、苏 53 区块开展老井侧钻水平井实践, 逐步克服了小井眼侧钻施工“塌、漏、卡”及剩余气评价困难等工程、地质难题, 形成了与致密砂岩气储集层相适应的侧钻水平井钻完井、优化部署及地质导向等配套技术。侧钻水平井充分利用老井, 大幅降低开发成本, 加强井间剩余储量动用, 产量是相邻直井的 3~5 倍, 其生产效果受钻遇砂岩段长度、水平段在储集层中的位置、动用有效气层厚度、含气饱和度、控制储量、压裂改造等因素影响。苏 10、苏 53 区块至今共钻侧钻水平井 12 口, 平均钻井周期 49 d, 平均水平段长度 689 m, 平均有效储集层钻遇率 61.5%, 投产后初期平均压力 16.2 MPa, 平均日产气量  $4.7 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 截至 2017 年末平均增产  $1\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$  以上, 效果显著。随着区块低产老井增多, 富集区井位趋于饱和, 剩余含气区品位变差, 侧钻水平井开发技术可以向优化井网规划、布井方式以及开拓挖潜区域等方向发展。图 12 表 2 参 19

**关键词:** 苏里格气田; 侧钻水平井; 致密砂岩; 老井增产; 储量动用

中图分类号: TE377

文献标识码: A

## Practice and understanding of sidetracking horizontal drilling in old wells in Sulige Gas Field

ZHANG Jinwu<sup>1</sup>, WANG Guoyong<sup>2</sup>, HE Kai<sup>1</sup>, YE Chenglin<sup>1</sup>(1. *Sulige Gas Field Branch of the Great Wall Drilling Company in CNPC, Panjin 124010, China;*2. *The Great Wall Drilling Company in CNPC, Panjin 124010, China*)

**Abstract:** To seek effective ways of lowering development cost and tapping inter-well remaining reserves, sidetracking horizontal wells from old wells in Su10 and Su53 Block were conducted. The leakage, collapse and sticking in slim-hole drilling, and difficult evaluation of remaining gas were gradually overcome, and a set of drilling and completion technology, well deployment optimization technology and geo-steering technology suitable for sidetracking horizontal wells in tight sandstone gas reservoirs have been worked out. By making full use of old well, sidetracking horizontal wells can greatly reduce development costs, enhance the producing degree of inter-well remaining reserves, and get production 3-5 times of that of adjacent vertical wells. Its production effect is influenced by encountered sandstone length, the position of horizontal segment in reservoir, produced effective reservoir thickness, gas saturation, controlled reserves and fracturing effect etc. Up to now, in Block Su10 and Su53, 12 sidetracking horizontal wells have been drilled, which have an average drilling cycle of 49 days, average horizontal section length of 689 m, average effective drilling rate of 61.5%, average pressure of 16.2 MPa, and daily output of  $4.7 \times 10^4 \text{ m}^3$  at the initial stage after production. By the end of 2017, the average yield increment per well was more than  $1\,000 \times 10^4 \text{ m}^3$ , indicating good effect. With the increase of low yield old wells, wells in the enrichment regions tend to be saturated and the rest gas-bearing areas are lower in grade, therefore, sidetracking horizontal well can shift toward optimization of well pattern and well deployment mode, and exploitation of remaining oil areas.

**Key words:** Sulige Gas Field; sidetracking horizontal well; tight sandstone; old well stimulation; reserves producing

引用: 张金武, 王国勇, 何凯, 等. 苏里格气田老井侧钻水平井开发技术实践与认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(2): 1-8.

ZHANG Jinwu, WANG Guoyong, HE Kai, et al. Practice and understanding of sidetracking horizontal drilling technology in old wells in Sulige Gas Field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(2): 1-8.

### 1 基本地质特征

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡, 为东北

向西南方向倾斜的单斜构造, 区域勘探面积  $4.0 \times 10^4 \text{ km}^2$  左右, 累计探明、基本探明天然气储量超过  $3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ , 储集层具有低孔、低渗、低丰度、厚度小、非均

质性强的特征,是典型的致密砂岩气储集层<sup>[1]</sup>。主力储集层二叠系盒8段、山1段为冲积背景下的河流沉积体系,受南北向展布的砂体控制,河道内部结构复杂,隔夹层发育,含气砂岩主要为辫状河河道沙坝、边滩砂体。储集层厚度及规模小,一般单井气层厚度不足14 m,单层厚度2~6 m,单个砂体延伸长度小于1 000 m,宽度400~800 m,单井控制储量有限,产量低<sup>[1-2]</sup>。储集层岩性以石英砂岩、岩屑石英砂岩为主,储集空间以原生粒间孔、残余粒间孔和溶蚀粒间孔为主,孔隙度为5%~10%,渗透率多在 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下,岩性致密。储集层大部分流体压力梯度小于1.00 MPa/100 m,平均0.87 MPa/100 m左右,属低压储集层<sup>[3]</sup>。

## 2 区块开发背景

苏10区块位于苏里格气田的西北部,采用一套层系直井开发,基础井网为600 m×1 200 m菱形井网,后期在基础井网有利区域井间加密,形成600 m×600 m加密井网,同时开展水平井试验。苏53区块位于苏10区块北部,采用两套层系水平井整体开发,采用近似菱形面积井网,井距600 m,水平段长1 000~1 200 m。随着开发的深入,一方面富集区井位逐渐饱和,低产老井增多,井位部署及稳产难度加大;另一方面,鉴于储集层纵横向变化快、单井控制储量低等特点,在上述井网下,仍有部分区域含气饱和度较高,形成零散的剩余气富集区,且常规挖潜措施动用难度大。如何提高单井产量,加强剩余气的开采,提高采收率,是气田持续稳产的重大攻关课题。为寻求降低开发成本和挖掘井间未动用储量的有效途径,率先在苏10、苏53区块进行了老井侧钻水平井开发技术的探索和实践<sup>[4]</sup>。

## 3 老井侧钻水平井技术在苏里格气田的发展历程

综合分析老井侧钻水平井开发技术在苏里格气田的发展历程,可将其划分为4个阶段:侧钻水平井探索试验阶段、侧钻水平井试验发展阶段、侧钻水平井试验突破阶段和侧钻水平井规模应用阶段。

### 3.1 侧钻水平井探索试验阶段

2011年,在苏10区块选取1口2007年投产、累计产气量仅 $200 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的停产老井开展侧钻水平井试验,设计水平段长度600 m,实钻水平段528 m,有效储集层钻遇率53.6%,动用有效厚度6.4 m,钻井周期61 d。由于受当时钻完井工艺技术限制,多次发生阻卡和井漏,在完井阶段井眼垮塌,实际水平段降为320 m。

分3段压裂后,初期日产气量为 $(1 \sim 2) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,与直井相当,且快速转为间开生产,试验未获得理想效果。

### 3.2 侧钻水平井试验发展阶段

2012年,再次从苏10区块储集层相对落实区域选取停产井开展侧钻水平井试验。完钻水平段长度700 m,有效储集层钻遇率39.4%,动用有效厚度6 m。由于追踪砂体变化快,不确定性因素多,遇泥岩钻井难度大,此井钻井周期达到90 d。分7段压裂后,初期日产气量达到 $(2.5 \sim 3.0) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,是相邻直井的2倍,实现了连续生产,侧钻水平井试验取得重要进展。

### 3.3 侧钻水平井试验突破阶段

在侧钻水平井钻完井工艺技术和区块地质认识进一步提高的基础上,于2015年继续在苏10区块选取2口老井开展侧钻水平井试验。平均完钻水平段长度627 m,砂岩钻遇率达100%,有效储集层钻遇率60.6%,动用有效厚度10.3 m,平均钻井周期42 d,成功克服了钻完井技术难题。两井分段压裂后初期日产气量为 $(3.0 \sim 5.0) \times 10^4 \text{ m}^3$ ,是相邻直井的3~5倍。老井侧钻水平井试验从钻遇率、钻井施工及生产效果上均取得了重大突破。

### 3.4 侧钻水平井规模应用阶段

在苏10区块侧钻水平井试验成功的基础上,经过地质与工程的充分论证后向苏53区块推广应用。2016—2017年,在苏53区块陆续对8口老井实施了侧钻水平井,平均完钻水平段长度提至724 m,有效储集层钻遇率高达65.5%,动用有效厚度10 m以上,平均钻井周期43 d,最快仅21 d。8口井全部压裂投产,平均初期日产气量达 $5.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,其中最高1口井达 $11.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,标志着老井侧钻水平井技术在苏里格气田实现规模应用。

## 4 老井侧钻水平井技术在苏里格气田的优势及难点

侧钻水平井是利用油气田开发中的低产低效井和套变井的部分井筒以及完好的地面设备,在油气层套管上部适当位置进行开窗、侧钻、定向造斜所完成的小尺寸井眼的水平井<sup>[5]</sup>。通常在低产停产老井中选取分布稳定但采出程度不高的优质储集层为目的层,进行侧钻压裂,使老井复产增产。

### 4.1 老井侧钻水平井技术优势

#### 4.1.1 开发成本降低

侧钻水平井在老井上侧钻,可减少钻井进尺,并充分利用原井场和地面管网,节约钻前、井口、套管及固井费用;井眼比常规井小,钻井液和钻屑排放量

可减少60%，节省环保费用；还减少了土地征用、修路等费用<sup>[6]</sup>。随着新《安全生产法》、《环境保护法》的实施，施工成本有所上升，在每亿方产能资金对应产建井数减少的背景下，老井侧钻水平井相对于新井的成本优势尤为明显。

#### 4.1.2 储量动用程度加强

侧钻水平井使老井复产增效的同时也是对现有直井骨架井网和水平井整体开发井网的调整及补充，在充分落实区域含气特征的情况下，合理部署侧钻水平井充当加密井，更有利于充分动用剩余储量，减少死气区，提高采收率。与直井相比，侧钻水平井控制面积更大、可采储量更高，可增加泄流面积、提高采出程度<sup>[6]</sup>，且携液生产能力更强，产量是直井的3~5倍；与常规水平井相比，经济开采储量下限较低，水平段较短，部署更具有灵活性，对于剩余气储集层垂相叠置性差且分布于单一储集层内的剩余可采储量挖潜有较强的适应性<sup>[7]</sup>。

#### 4.1.3 施工风险减小

老井侧钻水平井实施通常在老井区，可利用邻井资料多，区域砂体发育、储集层展布及产能情况相对落实，且老井井筒可充当侧钻水平井的导眼，对目的层的确定、钻井的精确入靶及水平段的地质导向提供了有力的对比依据，减小了地质及钻井风险。另外，苏里格气田构造平缓，断层不发育，老井区气水关系较清楚<sup>[8]</sup>，适合侧钻水平井的实施。

### 4.2 老井侧钻水平井技术难点

#### 4.2.1 钻井施工难度大

苏里格地区直丛井气层套管多为 $\Phi 139.7$  mm套管，侧钻水平井则是先在 $\Phi 139.7$  mm套管中采取 $\Phi 118.0$  mm复式铣锥开窗，再采用 $\Phi 118.0$  mm PDC钻头完成全部井段钻进（见图1），后采用裸眼封隔器分段压裂（见图2）的工艺<sup>[9]</sup>，属于小井眼间隙钻井<sup>[10]</sup>。侧钻水平井在施工过程中主要存在以下技术难题：①开窗点深，套管壁厚，开窗难度大，若磨铣窗口时参数不当，易发生导斜器转动、铣锥卡窗口等情况；下钻过窗口时，若操作不当易导致导斜器下移、窗口关闭<sup>[10-11]</sup>。②轨迹控制难度大，钻具组合柔性大，定向效率低，钻具摩阻和扭矩大，钻压传递不到位，水平段延伸能力有限。③井壁稳定难度大，“双石层”泥岩水化分散强且处于井眼增斜段，易掉块、垮塌、井漏。④环空间隙小，泵压与排量的矛盾突出，易憋漏地层，排量受限，携砂困难。⑤下部井段钻进过程中，停泵通常有回吐现象，气层揭开后，溢流现象不好判断，存在井控风险。⑥若发生钻具事故，受井眼尺寸限制，

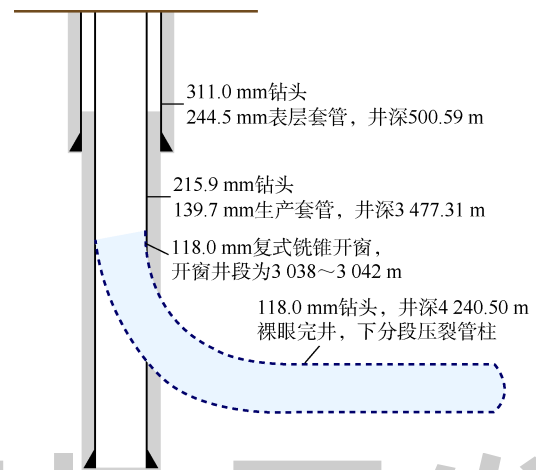


图1 侧钻水平井井身结构图

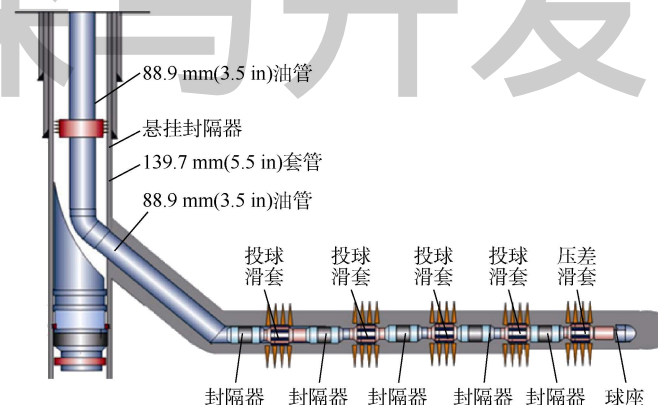


图2 侧钻水平井压裂管柱图

处理工具和手段不多，对钻具质量要求较高。

#### 4.2.2 剩余气富集区评价优选难度大

随着开发的进行，区块出现已开发区储量动用不均衡、剩余气分布复杂等问题。侧钻水平井要实现井间剩余气的开采，对有利区和目的层进行有效筛选，需建立在对井间地带的储集层精细描述和剩余气富集规律精确研究的基础上。苏里格地区储集层非均质性强、规模小且含气性多变，增加了局部井间剩余气富集区评价优选的难度。

#### 4.2.3 部署受基础井网限制

苏10区块在已加密的600 m×600 m直丛井井网中实施侧钻水平井，易产生井间干扰，邻井采取同一层系开发，压裂窜层的风险大；因此侧钻水平井多部署在产能落实且井网未完全加密的区域，而已加密区域的剩余气挖潜相对困难。苏53区块水平井整体开发，侧钻的基础井集中选取开发初期完钻的评价井及少量直井，且多部署在水平井井位未饱和区域或区块边部。

## 5 老井侧钻水平井关键技术

老井侧钻水平井技术在苏里格气田经过几年的试

验和发展,在钻井工艺技术和地质设计部署、参数优化、适应性研究等方面都取得了重大进展,形成了配套的关键技术。

### 5.1 钻井工艺配套技术

侧钻水平井钻井从最初的“塌、漏、卡”到最后形成 $\Phi 139.7$  mm 套管侧钻水平井技术模板,形成了针对小井眼侧钻难题的钻井关键技术。主要包括以下几个方面。

①小井眼一体化开窗技术。开窗点符合井身剖面设计且有利于裸眼段轨迹控制,窗口点井径规则,固井质量优良,避开不稳定的复杂地层以及套管接箍和扶正器位置;通过应用自主研发的 $\Phi 118.0$  mm 一体化高效开窗工具,实现开窗一趟钻完成<sup>[12]</sup>。

②小井眼钻井提速技术。通过优选设计个性化PDC钻头,加大钻头布齿密度,优化钻头冠部形状,提高使用效率;减小钻具接箍尺寸,降低环空循环压耗,加强小尺寸螺杆选型,提高与钻头匹配性,延长使用时间;优化各井段钻具组合及钻井参数,水平段使用双稳定器钻进,提高稳斜效果,增大复合钻进比例;钻进中平衡排量、泵压与携岩之间的关系,保证携岩效率,防止环空憋堵<sup>[13]</sup>。

③轨迹控制技术。根据地层变化规律及不同井斜阶段微调钻具组合,随时对比分析实钻井眼轨迹与设计的偏差,预测下步造斜率,及时调整井眼轨迹;确定合理的划眼及短起下制度,确保井壁规则。

④钻井液技术。优选聚氨抑制剂+氯化钾体系,设计密度 $1.14\sim 1.16$  g/cm<sup>3</sup>,利用其密度低、抑制性和润滑性好的特点解决泥岩坍塌、井漏、托压的问题。

### 5.2 侧钻水平井优化部署技术

在充分利用测井砂体解释数据和地震反演数据体的基础上,进行储集层精细描述,建立三维地质模型,应用数值模拟技术开展井间剩余气研究,优选侧钻水平井有利区,筛选合适的基础井及目的层。同时结合目标区、基础井的地质条件和剩余气情况,开展侧钻水平井优化部署及水平段参数设计。侧钻水平井优化部署技术路线如图3所示。

#### 5.2.1 剩余储量分布研究

首次采用地质建模与数值模拟一体化技术开展剩余气定量评价,成功克服了强非均质性气藏井间储集层参数预测难的问题。主要方法为:①采用地震波形指示反演技术<sup>[14]</sup>、频谱衰减含气性检测技术及储集层测井评价技术进行井间含气性预测及砂体追踪,建立更精细的三维预测模型。②在整合地质、地震和测井

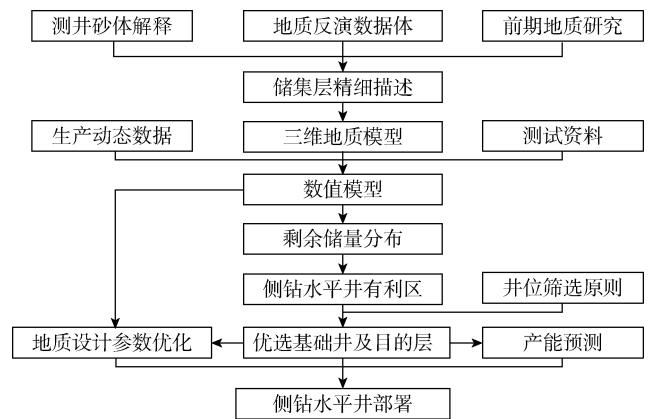


图3 侧钻水平井优化部署技术路线图

资料的基础上,应用随机模拟技术,对变量的变差函数拟合分析,建立三维储集层参数模型<sup>[15]</sup>。模拟计算9个主力小层的储量拟合误差小于2%,气井压力、产量等生产数据拟合符合度达95%,可靠性强,提高了布井成功率。③通过邻井生产特征、产能及压降与压恢试井分析,明确储集层产能、气井控制半径及剩余储量范围,从而确定水平段位移及靶前距离,设计靶前距离多在300 m左右。通过静动结合分析和数值模拟研究发现,剩余气的分布与沉积微相、微构造及井网等因素密切相关;通常分流河道侧缘物性相对差,往往成为剩余气富集区;主河道砂带由于原始地质储量基数大,虽然已经开发,但仍可具有很大绝对剩余气储量<sup>[6]</sup>。

#### 5.2.2 侧钻水平井优选

在储集层精细描述和剩余气分布研究的基础上,苏里格气田侧钻水平井有利区及基础井筛选坚持以下原则:①立足主力层系,纵向上优选气层连通好、含气饱和度高、夹层薄、可动用有效厚度大于8 m的储集层。②平面上优先剩余气富集、地震含气性响应好、构造落实、储集层分布稳定、水平段追踪砂体厚度大于3 m的层,确保钻遇率较高且水平段轨迹良好,减少钻井工程难题<sup>[3]</sup>。③基础井应具有一定储量基础,结合采收率及投入产出分析,预测控制储量需大于 $5000\times 10^4$  m<sup>3</sup>,且与邻井距离满足井网要求,避免井间干扰。④基础井采出程度不高,处于低产或停产状态。

#### 5.2.3 侧钻水平井参数优化设计

根据基础井地质条件,结合目标区开发效果,借助数值模拟技术开展侧钻水平井参数优化设计,确定最佳水平段方位、长度、纵向位置等参数。

①水平段方位。区块主应力方向为北偏东 $60^\circ\sim 80^\circ$ ,当设计水平段方位为北偏西 $20^\circ$ 左右时,水平段压裂裂缝与井轴为 $90^\circ$ 左右正交,压裂效果最佳。数值模拟结果表明水平段方位沿主河道方向时开采效果最

好<sup>[16]</sup> (见图4)。

②水平段长度。数值模拟结果显示水平段长度控制在600~800 m时施工风险较小,增产气量与施工成本折算效益较好(见图5、图6),但实际设计时还应考虑具体井的部署空间、施工难度等因素。

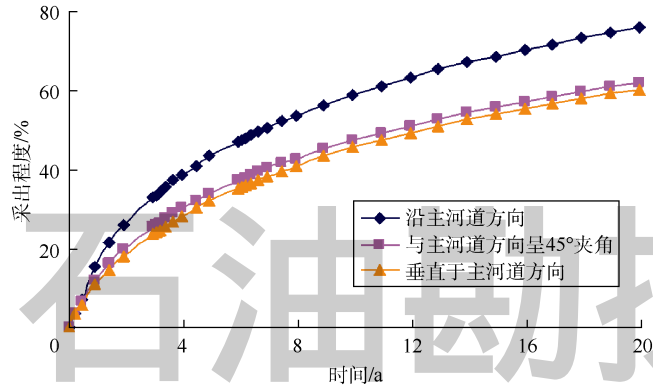


图4 水平段方向与采出程度拟合图

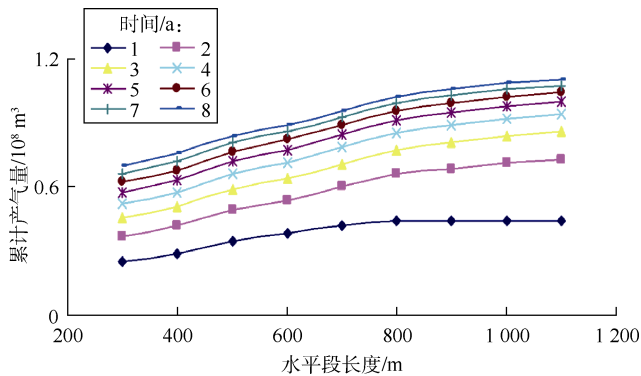


图5 水平段长度与累计产气量关系图

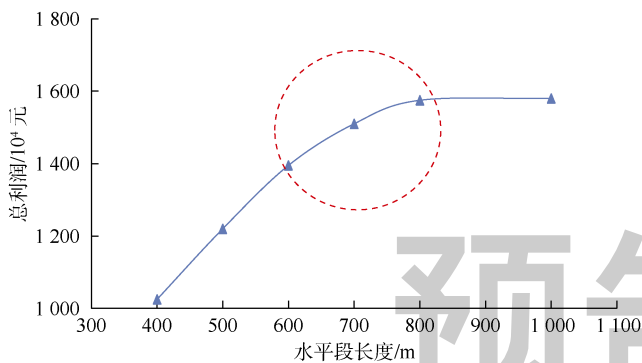


图6 水平段长度与开发利润关系图

③纵向位置。水平段应位于目的层中部较好储集层<sup>[17]</sup>,压裂后能最大限度动用水平段上、下储集层。

### 5.3 侧钻水平井地质导向技术

由于侧钻水平井井眼轨迹控制难于常规井,且储集层横向上有相变泥岩的风险,加上微构造发育,水平钻进可能从储集层顶部或底部穿出,加强侧钻水平

井地质导向技术研究是提高储集层钻遇率的关键。以地质研究为指导,通过地震、建模等多种手段进行储集层预测,建立微构造模型,对目的层产状进行分析,做好轨迹预判。充分利用基础井的导眼功能,选对选准对比标志层,精准划分小层,依据随钻曲线加强与邻井的精细地层对比,及时调整轨迹,确保精确入靶。在受随钻测量仪器零长影响的情况下,正确运用钻时、扭矩、沉积旋回与岩屑粒序特征、地层造斜能力等多种信息,预判井底岩性,提高有效储集层钻遇率<sup>[18]</sup>。通过地质导向技术的运用,平均有效储集层钻遇率从46.5%提高至69.3%。

## 6 苏里格气田老井侧钻水平井开发实践效果

2011—2017年,苏10、苏53区块共钻12口侧钻水平井,钻井周期从最初的90 d缩短至约40 d,平均49 d;水平段长度从500 m提升至约800 m,平均689 m;砂岩钻遇率从50%提升至90%以上,平均84.2%;有效储集层钻遇率从40%提升至70%以上,平均达61.5%;动用有效气层厚度6.0~12.3 m,平均9.6 m;含气饱和度40.6%~75.9%,平均56.5%;控制储量 $(3\ 180\sim 11\ 943)\times 10^4\text{ m}^3$ ,平均 $6\ 438\times 10^4\text{ m}^3$ (见表1)。侧钻水平井实施前单井平均日产气量不到 $0.1\times 10^4\text{ m}^3$ ,累计产气量 $568\times 10^4\text{ m}^3$ ;侧钻水平井投产后平均初期压力16.2 MPa,平均初期日产气量 $4.7\times 10^4\text{ m}^3$ ,至2017年末单井平均增产 $1\ 000\times 10^4\text{ m}^3$ 以上,增产效果明显(见表2)。

侧钻水平井的生产效果受水平段长度、钻遇砂岩段长度、水平段轨迹在储集层中的位置、动用有效气层厚度、含气饱和度、控制储量、压裂改造等因素影响。通过相关性分析发现,侧钻水平井初期日产气量与动用有效气层厚度、钻遇砂岩段长度及控制储量呈较明显的正相关性(见图7、图8、图9)。从基础井累计产气量与侧钻后初期日产气量的交会图(见图10)发现,当初期日产气量小于 $4\times 10^4\text{ m}^3$ 时其与老井累计产气量相关性不明显;当初期日产气量大于 $4\times 10^4\text{ m}^3$ 时其与老井累计产气量呈较明显的正相关性,其中老井最大累计产气量未超过 $1\ 600\times 10^4\text{ m}^3$ 。

苏53-fCH的基础井苏53-f位于苏53区块边部,基础井与邻井所处的盒8下5小层发育的有效储集层厚度大,通过精细地层对比发现此层平面上分布稳定,地震反演、频谱衰减含气性及预测模型效果显示均较好,地层产状稳定,且开发此目的层的邻井累计产气

表1 侧钻水平井钻遇情况统计表

序号	井号	侧钻年份	钻井周期/d	水平段长度/m	砂岩钻遇率/%	有效储集层钻遇率/%	动用有效气层厚度/m	含气饱和度/%	控制储量/ $10^4 \text{ m}^3$	目的层位
1	苏 10-aCH	2011	61	528	89.2	53.6	6.4	48.5	3 180	盒 8 下 6 小层
2	苏 10-bCH	2012	92	700	53.7	39.4	6.0	58.9	3 652	盒 8 下 6 小层
3	苏 10-cCH	2015	37	654	100.0	38.4	11.9	48.6	5 070	盒 8 下 5 小层
4	苏 10-dCH	2015	47	600	100.0	82.8	8.7	50.1	4 765	盒 8 下 5 小层
5	苏 53-aCH	2016	36	800	16.5	16.5	11.2	49.5	4 578	山 1 段 7 小层
6	苏 53-bCH	2016	21	800	100.0	72.6	8.3	75.9	9 169	盒 8 段 6 小层
7	苏 53-cCH	2016	33	800	98.3	90.6	8.7	40.6	5 129	盒 8 段 6 小层
8	苏 53-dCH	2016	52	769	86.2	23.4	8.7	53.1	3 397	山 1 段 7 小层
9	苏 53-eCH	2016	62	558	72.0	65.1	10.9	64.8	6 404	盒 8 下 5 小层
10	苏 53-fCH	2017	34	668	97.8	92.1	11.5	71.3	11 943	盒 8 下 5 小层
11	苏 53-gCH	2017	60	593	97.8	76.1	12.3	57.8	9 254	山 1 段 7 小层
12	苏 53-hCH	2017	49	800	98.8	87.4	10.4	58.3	10 716	盒 8 下 6 小层
平均			49	689	84.2	61.5	9.6	56.5	6 438	

表2 侧钻水平井生产情况统计表

序号	井号	投产日期	侧钻前		侧钻后		2017年12月31日	
			日产气量/ $10^4 \text{ m}^3$	累计产气量/ $10^4 \text{ m}^3$	初期压力/MPa	初期日产气量/ $10^4 \text{ m}^3$	日产气量/ $10^4 \text{ m}^3$	增产/ $10^4 \text{ m}^3$
1	苏 10-aCH	2011-07-20	0	235	13.5	1.8	0	545
2	苏 10-bCH	2012-08-28	0.10	862	16.0	2.8	0.82	2 161
3	苏 10-cCH	2015-05-27	0	252	21.0	4.5	1.16	2 017
4	苏 10-dCH	2015-12-06	0	195	19.5	3.5	1.39	1 067
5	苏 53-aCH	2016-12-03	0	280	17.2	3.5	1.42	634
6	苏 53-bCH	2017-03-14	0.10	975	21.0	9.0	5.32	2 053
7	苏 53-cCH	2017-03-19	0.10	401	19.5	5.0	3.95	1 008
8	苏 53-dCH	2017-04-04	0.15	703	5.9	6.0	2.85	905
9	苏 53-eCH	2017-04-24	0.05	312	14.2	3.0	3.30	1 048
10	苏 53-fCH	2017-10-18	0.10	1 521	20.0	11.0	11.65	680
11	苏 53-gCH	2017-11-07	0.03	552	14.0	3.0	3.17	192
12	苏 53-hCH	2017-11-21	0.07	535	13.0	3.5	3.88	133
平均			0.06	568	16.2	4.7	3.24	1 037

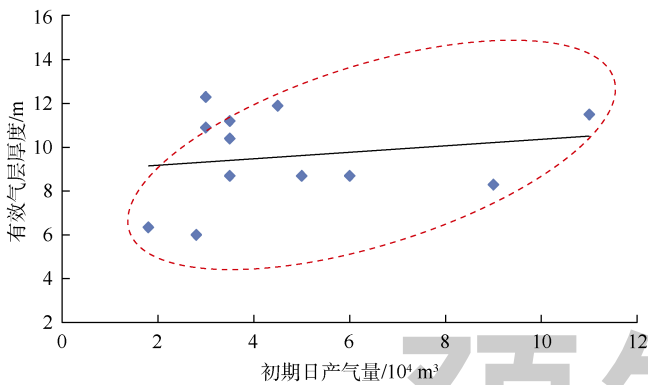


图7 动用有效气层厚度与初期日产气量交会图

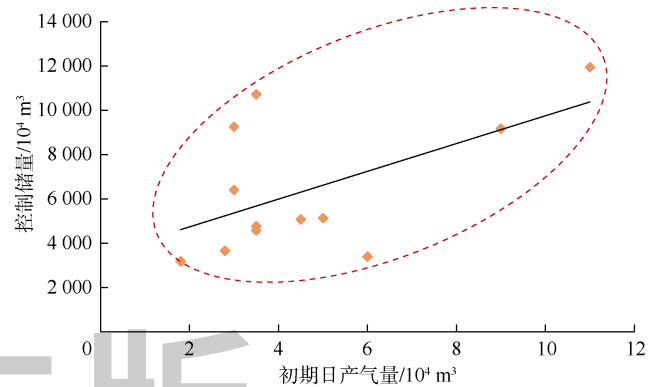


图8 控制储量与初期日产气量交会图

量已超过  $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ , 产能可靠。于是以苏 53-f 为基础部署 1 口侧钻水平井, 设计水平段 A、B 点方向储集层均落实, 水平段长度 700 m, 考虑到区域井网井距关系, 为避免干扰, 水平段方位由南偏东  $20^\circ$  调整为南偏西  $20^\circ$  (见图 11)。苏 53-fCH 于 2017 年施工, 完钻周期 34 d, 砂岩钻遇率 97.8%, 有效储集层钻遇率 92.1%, 实现水平段轨迹横穿储集层中部, 动用有效厚度达 11.5 m, 计算控制储量  $11\,943 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。投产后初期压

力 20 MPa, 日产气量高达  $11 \times 10^4 \text{ m}^3$ , 侧钻水平井增产效果大幅度提高 (见图 12)。

## 7 苏里格气田老井侧钻水平井开发技术的发展方向

老井侧钻水平井开发技术已成为苏里格气田动用井间剩余气、老井措施增产、区块稳产的有力措施,

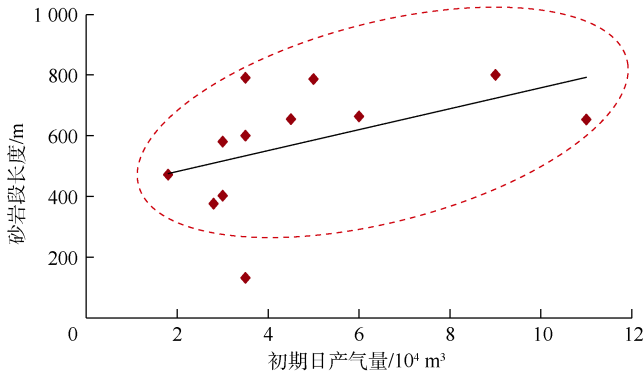


图9 钻遇砂岩段长度与初期日产气量交会图

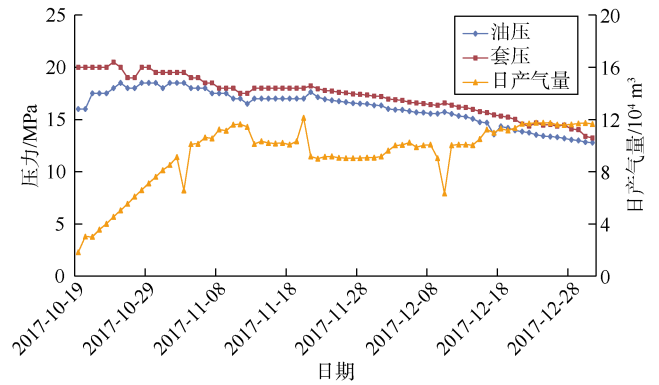


图12 苏53-fCH井投产初期生产曲线

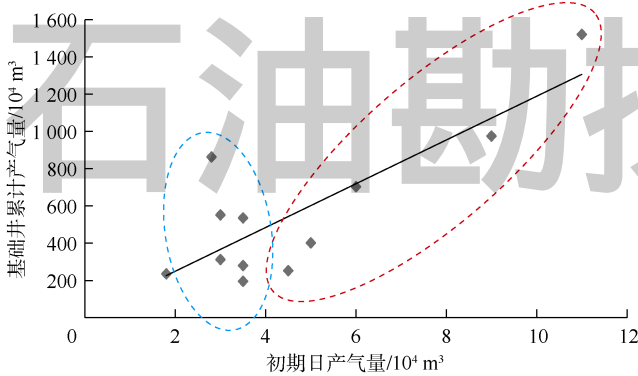


图10 基础井累计产气量与侧钻水平井初期日产气量交会图

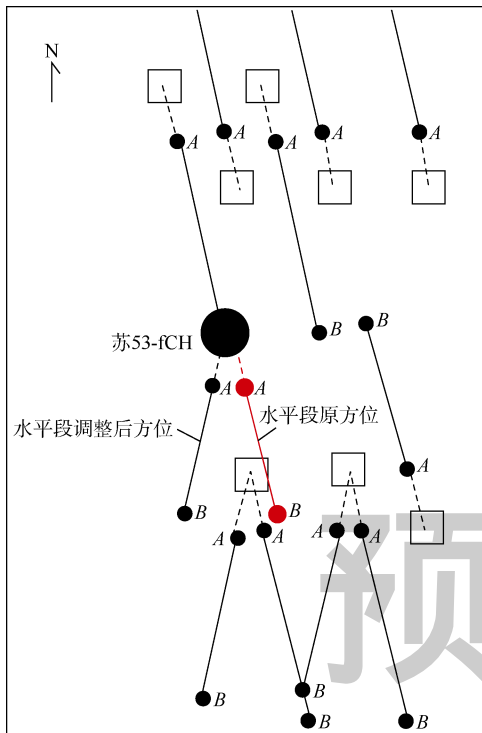


图11 苏53-fCH井位图

且仍在不断创新发展，其发展方向有以下几个方面。

### 7.1 井网规划创新

侧钻水平井具有低成本、选择性开发的优点，但目前受基础井网限制实施范围有限，因此在区块扩边

或甩开部署时，可充分利用其优势提前开展后期侧钻水平井井网规划，不再采用单一的600 m×600 m直井或水平井整体开发部署的模式。若甩开区域直井钻遇效果好，有确定高产层位，后期可通过侧钻水平井加密以加强储量开采，或在邻近区域直接部署水平井开发；若甩开区域直井钻遇储集层薄，侧钻水平井实施困难，后期亦可选择直井加密方式。由此根据不同储集层分布特征形成直井、水平井、侧钻水平井混合井网布井方式<sup>[19]</sup>。

### 7.2 侧钻水平井施工及设计参数优化

可通过加强钻完井工艺研究，不断优化钻头、钻具、钻井液体系等以降低侧钻水平井施工难度，继续缩短钻井周期，降低成本；在钻井风险及成本下降的基础上可进行侧钻水平井长水平段试验、阶梯水平井试验、大位移试验等，进一步提升开发效益。

### 7.3 侧钻水平井技术应用区域开拓

在水平井整体开发区域根据纵向上储集层动用情况，论证遗留未动用储集层的含气情况、隔层条件、邻井动用情况等，若具有分层系开发的可能，可开展双分支侧钻水平井试验，探索以水平井为基础井的侧钻增产技术。在直井已加密区域，若未动用储集层符合分层系开发要求，亦可进行侧钻水平井试验。

## 8 结语

苏里格气田老井侧钻水平井开发技术的发展经历了侧钻水平井探索试验阶段、侧钻水平井试验发展阶段、侧钻水平井试验突破阶段和侧钻水平井规模应用阶段共4个阶段，成为老井增产的有力措施。

侧钻水平井大幅降低了开发成本，加强了井间剩余储量动用，产量是相邻直井的3~5倍，且储集层更加落实，地质上相对可靠。同时在实施中也存在钻完井施工难度大、技术水平要求高、剩余气富集区评价困难、部署受基础井网限制等难题。

苏里格气田侧钻水平井开发技术经过几年的发展,在钻完井、剩余储量分布研究、有利区优选、参数优化设计及地质导向等多方面形成了配套关键技术,有效地解决了侧钻水平井实施难题,使其规模化应用。

苏 10、苏 53 区块共钻侧钻水平井 12 口,增产效果显著。侧钻水平井生产效果与动用有效气层厚度、钻遇砂岩段长度及控制储量呈明显正相关,老井采出程度不是影响侧钻水平井生产效果的主要因素。

侧钻水平井开发技术可沿着创新井网规划,优化布井方式及设计参数,开展长水平段、大位移试验,开拓实施区域等方向发展,有较好的应用前景。

#### 参考文献:

- [1] 卢涛,张吉,李跃刚,等. 苏里格气田致密砂岩气藏水平井开发技术及展望[J]. 天然气工业, 2013, 33(8): 38-43.  
LU Tao, ZHANG Ji, LI Yuegang, et al. Horizontal well development technology for tight sandstone gas reservoirs in the Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(8): 38-43.
- [2] 王国勇. 致密砂岩气藏水平井整体开发实践与认识: 以苏里格气田苏 53 区块为例[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(5): 153-157.  
WANG Guoyong. Practice and recognition of horizontal well development in tight sandstone gas reservoirs: A case study from Block Su53[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(5): 153-157.
- [3] 徐浩,张君峰,汤达祯,等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低压形成的控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 64-67.  
XU Hao, ZHANG Junfeng, TANG Dazhen, et al. Controlling factors of underpressure reservoirs in the Sulige gas field, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 64-67.
- [4] 何东博,王丽娟,冀光,等. 苏里格致密砂岩气田开发井距优化[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 458-464.  
HE Dongbo, WANG Lijuan, JI Guang, et al. Well spacing optimization for Sulige tight sand gas field, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 458-464.
- [5] 高立军,王广新,郭福祥,等. 大庆油田小井眼开窗侧钻水平井钻井技术[J]. 断块油气田, 2008, 15(4): 94-96.  
GAO Lijun, WANG Guangxin, GUO Fuxiang, et al. Horizontal well drilling technology by slim hole casing window sidetracking in Daqing Oilfield[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2008, 15(4): 94-96.
- [6] 白慧,李浮萍,王龙. 老井侧钻水平井开发技术在苏里格气田的应用[J]. 石油化工应用, 2014, 33(9): 14-17.  
BAI Hui, LI Fuping, WANG Long. Application prospect of sidetracking horizontal technology in old wells in Sulige gasfield[J]. Petrochemical Industry Application, 2014, 33(9): 14-17.
- [7] 夏宝华,王新海,张勇. 开窗侧钻水平井挖潜中高渗高含水油藏剩余油的方法[J]. 石油天然气学报, 2005, 27(3): 380-382.  
XIA Baohua, WANG Xinhai, ZHANG Yong. Method for taking the potential of residual oil in mid-high permeability and high water-cut reservoirs by using sidetracking horizontal wells[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005, 27(3): 380-382.
- [8] 孟德伟,贾爱林,冀光,等. 大型致密砂岩气田气水分布规律及控制因素: 以鄂尔多斯盆地苏里格气田西区为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(4): 607-614, 635.  
MENG Dewei, JIA Ailin, JI Guang, et al. Water and gas distribution and its controlling factors of large scale tight sand gas: A case study of western Sulige gas field, Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4): 607-614, 635.
- [9] 王学正,韩永亮,王海霞,等. 侧钻水平井分段压裂完井技术在气田的应用[J]. 石油矿场机械, 2014, 43(12): 44-47.  
WANG Xuezheng, HAN Yongliang, WANG Haixia, et al. Application of multi-stage fracture completion techniques of horizontal well with slim hole oriented window and sidetracking in gas field[J]. Oil Field Equipment, 2014, 43(12): 44-47.
- [10] 韦孝忠. 浅谈苏里格气田老井开窗侧钻水平井技术[J]. 钻采工艺, 2016, 39(1): 23-25.  
WEI Xiaozhong. Brief talk on sidetrack horizontal well technology in Sulige Gas Field old wells[J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(1): 23-25.
- [11] 程安新. 套管开窗侧钻水平井技术的研究与应用[J]. 江汉石油职工大学学报, 2011, 24(5): 25-27.  
CHENG Anxin. Study and application of case overshot for sidetrack drilling horizontal well technology[J]. Journal of Jiangnan Petroleum University of Staff and Workers, 2011, 24(5): 25-27.
- [12] 叶光辉,张潮,刘金元. 长庆苏里格气田小井眼斜向器使用方法[J]. 钻采工艺, 2017, 40(4): 119-121.  
YE Guanghui, ZHANG Chao, LIU Jinyuan. Application method of slim hole slanting device in Sulige gas field[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(4): 119-121.
- [13] 李瑞明,陶瑞东,何卫滨,等. 深层小井眼侧钻水平井钻井技术实践[J]. 钻采工艺, 2015, 38(4): 113-124.  
LI Ruiming, TAO Ruidong, HE Weibin, et al. Practice of horizontal well drilling technology in deep small hole side drilling[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(4): 113-124.
- [14] 曾忠,阎世信,魏修成,等. 苏里格气田地震预测技术效果分析对策[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(6): 63-67.  
ZENG Zhong, YAN Shixin, WEI Xiucheng, et al. Analysis and countermeasure of seismic prediction in the Sulige Gas Field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(6): 63-67.
- [15] 郭智,孙龙德,贾爱林,等. 辫状河相致密砂岩气藏三维地质建模[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 76-83.  
GUO Zhi, SUN Longde, JIA Ailin, et al. 3D geological modeling for tight sand gas reservoir of braided river facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 76-83.
- [16] 李爽. 致密低渗气田侧钻水平井参数优化与应用: 以苏里格气田苏 S 区块为例[J]. 非常规油气, 2017, 4(5): 52-56.  
LI Shuang. Parameter optimization and application of sidetracking horizontal wells in low-permeability tight gas reservoir: A case study of Su-S Block in Sulige Gas Field[J]. Unconventional Oil & Gas, 2017, 4(5): 52-56.
- [17] 陈启文,董瑜,王飞,等. 苏里格气田水平井开发技术优化[J]. 天然气工业, 2012, 32(6): 39-42.  
CHEN Qiwen, DONG Yu, WANG Fei, et al. Optimization of horizontal well development technology in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(6): 39-42.
- [18] 唐钦锡. 水平井地质导向技术在苏里格气田开发中的应用: 以苏 10 和苏 53 区块为例[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(3): 389-392.  
TANG Qinxin. Application of geosteering technology in the development of Sulige gas field: Case studies of the Su10 and Su53 blocks[J]. Oil & Gas Geology, 2013, 34(3): 389-392.
- [19] 何东博,贾爱林,冀光,等. 苏里格大型致密砂岩气田开发井网技术[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 79-89.  
HE Dongbo, JIA Ailin, JI Guang, et al. Well type and pattern optimization technology for large scale tight sand gas, Sulige gas field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 79-89.

第一作者简介: 张金武(1990-),男,四川内江人,学士,中国石油长城钻探工程公司苏里格气田分公司工程师,主要从事气田开发相关的工作。地址:辽宁省盘锦市兴隆台区惠安街86号长城苏里格气田分公司,邮政编码:124010。E-mail: 15149481283@163.com

收稿日期: 2018-06-26 修回日期: 2018-11-06

(编辑 胡苇玮)