

海上高效侧钻小井眼水平井钻完井技术研究及应用

赵少伟¹, 范白涛¹, 岳文凯², 李长林²

(1. 中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300452; 2. 中国石油大学(北京), 北京 102200)

摘要:通过对常规侧钻小井眼方案的分析对比,结合钻机作业能力提出了高效侧钻小井眼水平井钻完井技术,包括小井眼水平井钻进、防砂方式优选、油水层的封隔等技术。通过在 QHD32 - 6F 平台 4 口调整井的钻完井实施证明,该技术能有效降低小尺寸套管侧钻井作业难度,大大降低了钻完井的综合成本,为海上钻完井提速增效发挥了重要作用。该技术具有很好的应用前景。

关键词:小井眼;套管开窗;侧钻;水平井;海上钻井

中图分类号:TE243 **文献标识码:**A **文章编号:**1672 - 7428(2016)03 - 0013 - 06

Research and Application of Offshore Drilling and Completion Technology of Efficient Sidetracking Slim-hole Horizontal Well/ZHAO Shao-wei¹, FAN Bai-tao¹, YUE Wen-kai², LI Chang-lin² (1. CNOOC Ltd. - Tianjin, Tianjin 300452, China; 2. China University of Petroleum, Beijing 102200, China)

Abstract: By comparing and analyzing the conventional project of sidetracking slim-hole horizontal well and considering the rig ability, this paper puts forward an offshore drilling and completion technology of efficient sidetracking slim-hole horizontal well, including the slim-hole horizontal well drilling, sand control methods optimization and oil-water layer packer. By the application of drilling and completion in 4 adjustment wells in QHD32 - 6F platform, it shows that with this technology, the operation difficulty can be effectively reduced for small size casing sidetracking and the comprehensive cost of drilling and completion can be greatly reduced. The broad application prospect of this technology is presented.

Key words: slim hole; casing window; sidetracking; horizontal well; offshore drilling

0 引言

随着油田的不断开发,调整井在油田稳产、增产方面占据越来越重要的地位。而海上平台由于日作业费用高,槽口数量有限,老井侧钻成为实施调整井的主要方式之一。利用小井眼侧钻技术在不增加平台井槽的前提下,优化井网布置,有效利用上层井段,减少施工量,达到降本增效目的。秦皇岛 32 - 6 油田是合作投资开发的海上第一个大型河流相砂岩稠油油田,该油田于 2001 年 10 月相继投入开发,为开发西区 F 平台的剩余油储量,筛选了 4 口 7 in ($\varnothing 177.8$ mm) 套管井进行侧钻。目前渤海油田的侧钻调整井大多都是在 9 $\frac{5}{8}$ in ($\varnothing 244.5$ mm) 套管内开窗侧钻,而对于 7 in 生产套管内开窗侧钻小井眼的作业较少。小井眼开窗侧钻的井具有小井眼井的特点,一方面可提高钻速,缩短钻井周期,另一方面,井眼清洁等问题表现更为突出。随着后续侧钻井作业量的不断增大,有必要对小尺寸套管内开窗侧钻

技术进行研究与探索。

1 小尺寸套管开窗侧钻技术方案

1.1 技术方案优选

目前对 7 in 套管井的侧钻方式主要有以下 2 种:(1)割、拔 7 in 套管,在上层大尺寸套管内开窗侧钻;(2)在 7 in 套管内开窗侧钻。

1.1.1 割、拔 7 in 套管后侧钻

将 13 $\frac{3}{8}$ in ($\varnothing 339.7$ mm) 表层套管内的 7 in 生产套管套铣掉,并加深套铣至表层套管鞋以下 100 m 左右,注回填料水泥塞到表层套管中;从表层套管鞋以下钻 12 $\frac{1}{4}$ in ($\varnothing 311.2$ mm) 井眼(或 9 $\frac{5}{8}$ in)到着陆点,下入 9 $\frac{5}{8}$ in (或 7 in) 技术套管,钻 8 $\frac{1}{2}$ in ($\varnothing 215.9$ mm) (或 6 in) 井眼水平段;下入 5 $\frac{1}{2}$ in ($\varnothing 139.7$ mm) (或 4 $\frac{1}{2}$ in) 优质筛管完井。此方案的井身结构示意图如图 1 所示。

1.1.2 7 in 套管内开窗侧钻

收稿日期:2015 - 03 - 20; 修回日期:2016 - 01 - 11

基金项目:国家科技重大专项“海上稠油油田高效开发示范工程”(编号:2011ZX05057)

作者简介:赵少伟,男,汉族,1984 年生,工程技术部技术规划主管,工程师,硕士,主要从事海洋石油钻完井技术研究及现场作业工作,天津市塘沽区渤海石油路 688 号海洋石油大厦 A 座 1105, zhaoshw@cnooc.com.cn。

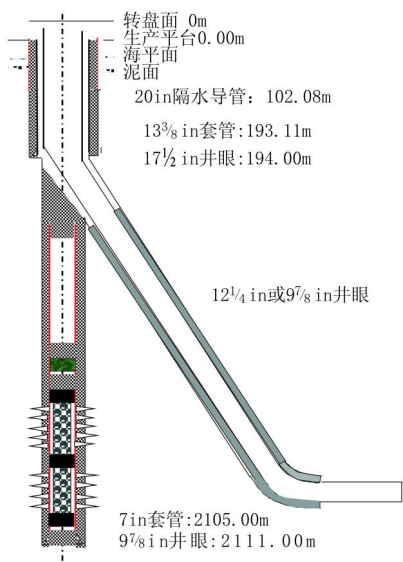


图1 割、拔7 in 套管后侧钻井身结构示意图

在7 in 套管内开窗,钻6 in($\varnothing 152.4\text{ mm}$)井眼至着陆点;用7 in 扩眼器扩眼,下入5 1/2 in 膨胀管+管外封隔器(膨胀管膨胀后内径为5.53 in);用5 1/2 in 钻头钻水平井段,下入4 1/2 in($\varnothing 114.3\text{ mm}$)优质筛管完井,其井身结构如图2所示。

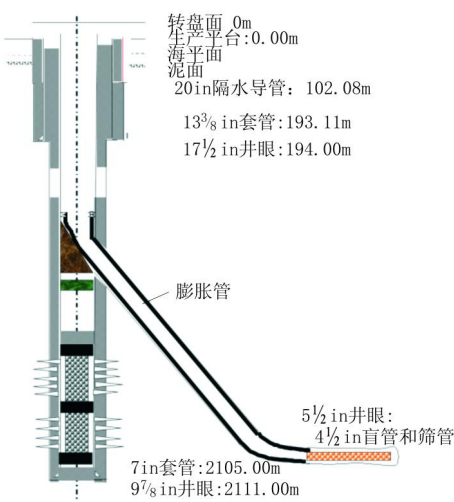


图2 7 in 套管内开窗侧钻井身结构示意图

1.1.3 两种方案的优缺点

比较以上2种方案,其优缺点如表1所示。由于QHD36-2F平台为HYJ90型修井机,使用方钻杆作业,设备简陋,无法满足这2种作业方式的要求,因此提出了高效侧钻小井眼水平井钻完井技术。

1.2 高效侧钻小井眼水平井技术方案

表1 两种常规小井眼侧钻技术方案优缺点对比

方案	优点	缺点
割、拔7 in 套管后侧钻	可实现13% in 套管内侧钻,轨迹调整空间大,钻完井风险低	受井斜影响7 in 套管不居中,切割打捞不确定因素多、风险大,对钻机性能要求高
7 in 套管内侧钻	可实现小井眼固井作业,封隔非生产层段	膨胀管工艺复杂、内径小,钻完井作业风险高,对设备能力要求高、工期长

该技术方案如图3所示,具体工艺流程如下。

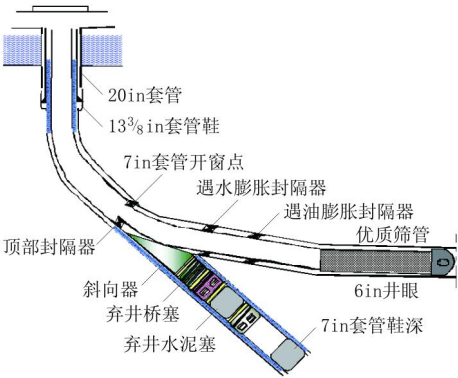


图3 高效侧钻小井眼井示意图

- (1)弃井:注弃井水泥塞后下入弃井桥塞;
- (2)7 in 套管内开窗:利用专用斜向器及铣锥;
- (3)钻井作业:7 in 生产套管内侧钻6 in 小井眼,改变常规水平井着陆段与水平段2次钻进的模式,着陆段+水平段一次完成;

(4)完井作业:使用复合优质筛管及遇油、遇水膨胀封隔器,不固井实现油水封隔。

与前2种常用方案相比,此方案具有工艺简单、工期短、费用低、可操作性强、对钻机能力要求低等优点。

2 高效侧钻小井眼水平井钻完井关键技术

2.1 钻前开窗设计

2.1.1 开窗位置选择

套管开窗的位置选择关乎侧钻作业成败及后期钻井施工。根据先前施工经验,需遵循以下设计原则:

- (1)依据侧钻原井井型确定要开窗的位置,开窗位置要在已损坏套管位置30 m以上区域,使侧钻井眼形成合适水平位移,防止与原井眼碰触;
- (2)上层套管固井质量应较好,对接下来的开窗侧钻作业起到了钻井安全的保证;

(3)应该避开膨胀页岩、砾岩、盐岩及坚硬地层,选择砂岩为主的底层相对适宜,便于快速钻进新地层,形成新的井眼。

以 F2h1 井为例,综合考虑以上设计原则,侧钻点选为 1150 m,井斜角为 56.07° ,方位角为 323.99° 。

2.1.2 窗口适中长度计算

为使窗口起下钻具和下套管的各种设备在通过窗口的过程中不会有刮阻现象,在侧钻过程中套管开窗的窗口要求规整圆滑;良好的质量保证;长度适中,不能太短,太短容易引起起下钻和下套管设备出现受阻现象,也不能太长,太长容在作业过程中磨损过多的钻具设备,会使套管和窗口间的间隙太大影响固井封固的效果,还浪费作业时间。在侧钻作业过程中一定要使窗口长度适中,一般按照以下公式来计算窗口适中长度:

$$l_{ck} = \frac{d_{cin} + \delta_{ca} - \delta_{xd} - d_b}{\operatorname{tg} \alpha} \quad (1)$$

式中: l_{ck} ——窗口适中长度,mm; d_{cin} ——套管内径,mm; δ_{ca} ——套管壁厚,mm; δ_{xd} ——斜向器顶部厚度,mm; d_b ——复式铣锥的引子端最大直径,mm; α ——斜向器斜部倾角, ($^{\circ}$)。

2.1.3 开窗工具选择

可靠而高效率的开窗工具是套管开窗技术的核心。经过调研分析后,最终选用中石化胜利石油工程有限公司钻井工艺研究院研制的 SZ 型开窗斜向器以及 XZ 型复合铣锥(见图 4、图 5)。该工具可实现开窗速度快,窗口平整、圆滑,不形成死台肩,开、修窗一体化,是目前国内较为先进的开窗工具。所用的斜向器是靠液压活塞推动卡瓦牙板锚定在套管内壁,脱手时采用正转倒扣的方式。其主要技术特点是液压坐挂卡瓦,操作简单可靠,复合铣锥修整的窗

口规则光滑,采用倒扣脱手释放工具,下钻速度不受影响。



图 4 SZ 型开窗斜向器结构示意图



图 5 XZ 型复合铣锥结构示意图

2.2 井眼轨迹控制技术

井眼轨迹是小井眼侧钻成套技术中的重要环节,对钻井施工能否顺利地进行起着决定性作用,并关乎能否取得预期的经济效益。而在小尺寸井眼中,由于钻具组合刚度较小,造斜率不易控制,井眼轨迹控制显得更为困难,针对这些难点进行了钻具组合和钻井参数的优化设计,并提出了相应的工程措施。

2.2.1 采用小尺寸 LWD 随钻测井

钻具进入水平井后,一定要随时对井眼参数进行预测,这样有利于及时调整钻井方式和钻具参数,以便更好地选择适合的钻具组合进入水平井。若不能对井眼参数进行准确预测,井眼轨迹将难以得到准确控制。随钻录井(LWD)可以对水平段及调整段进行井眼轨迹的跟踪,且效果非常好,能准确地使钻头中靶,解决小井眼无法实现电缆测井的难题,同时减少裸眼暴露时间。

2.2.2 钻具组合优化

提高钻具柔性,适当放大“狗腿”度设计标准至 $4^{\circ}/30\text{ m}$;减少钻铤使用数量,以加重钻杆代替钻铤,减少钻具与井壁的接触面积;为有利于加钻压,采用钻具倒装,倒装加重钻杆应避开套管窗口位置。具体如表 2 所示。

表 2 不同井段钻具组合情况

井段/in	钻 具 组 合	功能
9 3/8	铣锥 + 6 3/4 in DC1 + 8 3/4 in STB + 6 3/4 in DC1 + 6 1/2 in (F/J + JAR) + 5 in HWDPI3	开窗作业
	9 7/8 in PDCBIT + 7 3/4 in MOTOR (1.15°) + 6 3/4 in F/V + 8 3/4 in STB + 6 3/4 in NMDC1 + 6 3/4 in MWD + 6 3/4 in S. NMDC * 1 + 6 1/2 in (F/J + JAR) + 5 in HWDPI2	钻进
	9 7/8 in CONE - BIT + X/O + 9 1/2 in STB + 6 3/4 in DC * 1 + 9 in STB + 6 3/4 in DC * 3 + 6 1/2 in (F/J + JAR) + 5 in HWDPI2	通井
6	铣锥 + 4 3/4 in DC1 + 5 3/4 in STB + 4 3/4 in DC1 + 4 3/4 in (F/J + JAR) + X/O + 3 1/2 in HWDPI4	开窗作业
	6 in PDCBIT + 4 3/4 in MOTOR + 4 3/4 in F/V + 4 3/4 in NMDC * 1 + 4 3/4 in LWD + 4 3/4 in MWD + 4 3/4 in NMDC + 4 3/4 in (F/J + JAR) + 3 1/2 in HWDPI + 3 1/2 in DP50 + 3 1/2 in HWDPI0 + 3 1/2 in DP	钻进

2.3 钻井液体系优化

侧钻过程中由于磨铣将会产生金属屑及岩屑,

并且由于井眼尺寸较小,井眼清洁问题更为突出。因此,钻井液需要有较好的岩屑悬浮性。由于侧钻

是直接在储层着陆,所用钻井液即为完井液,对储层保护应有较高要求。采用根据地层特点配伍的盐水或者水组成。根据对秦皇岛 32-6 油田近 2 年调整井作业使用的钻井液密度看,由于地层压力亏空不大,邻井钻井液密度具有一定的参考价值。邻井所用密度如图 6 所示。

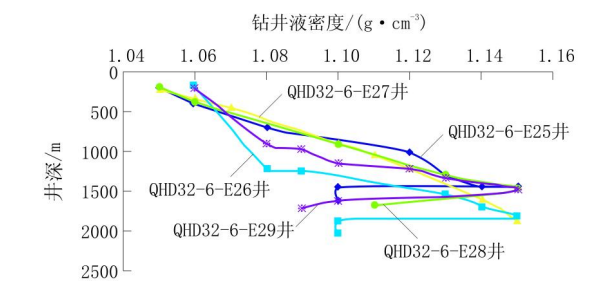


图 6 QHD32-6E 平台所用钻井液密度

参考邻井钻井作业所使用的钻井液情况,同时考虑到地层岩性、井底温度和压力等本区块客观条件,为达到井眼清洁,井壁稳定,防漏、防卡及安全、快速钻进,同时又要保护好油气层及满足海洋环境的要求等目的。采用一个井眼使用 2 套钻井液体系,在钻进至油层段前,将 KCl 聚合物体系转化为无固相 PRD 钻井液体系,确保安全快速钻井,降低储层污染程度,推荐 9 7/8 in (Ø250.8 mm) 井段采用 PEC 钻进,6 in 井段采用无固相 PRD 钻井液。

(1) 开窗侧钻井段:采用海水膨润土浆,钻井液具有良好的携岩悬浮能力。钻进过程中可根据返出岩屑情况,适当添加增粘剂,提高携岩能力,开窗完成后进行井眼清扫,保证钻进时井眼清洁。

(2) 造斜稳斜井段:钻井液应该具有良好的抑制性、润滑性及携岩能力,维持井壁稳定且形成光滑井眼。上部用海水膨润土泥浆,保持较低固相;下部井段采用 PEC 钻井液体系,从而提高钻井液抑制性,保持合适的动塑比,减少岩屑床,同时可加入适当的润滑剂,保证井眼清洁。

(3) 水平井段:水平井段钻具受重力作用产生偏心,井下井壁,环空返砂效果较差,摩阻扭矩增大,且由于是储层段,因此钻井液不仅要具有良好的携岩、润滑性能,还应考虑储层保护,钻井液中不能含有有害固相。因此采用了无固相弱凝胶体系,对储层损害最小^[9]。加入适当润滑剂减小钻具摩阻,完钻后循环清洗井眼,在裸眼段替入新配的无固相弱凝胶钻井液,有效保护储层。各井段所用钻井液性能参数如表 3 所示。

表 3 各井段所用钻井液性能							
井段/ in	钻井液 类型	密度/ (g· cm ⁻³)	粘 度/ s	PV/ Cp	YP/[(100 ft ²) ⁻¹]	API 失水 量/[(30 min) ⁻¹]	pH 值
9 7/8	PEC	1.10~1.15	55~70	10~25	10~15	<5.0	8~9
6	PRD	1.10~1.15	60~70	10~14	8~12	<5.0	8.5~9.5

2.4 防砂方式的选择

秦皇岛 32-6 油田储层发育,物性较好,平均孔隙度 35%,且该油田所测得的平均声波时差值为 105~130 μs/ft,大于出砂临界值 95 μs/ft。为防止油井出砂以及底水锥进问题,作业优选 ACS 20/40 目、88 孔/ft 优质筛管(图 7)作为井下防砂管柱,其技术特点如下。

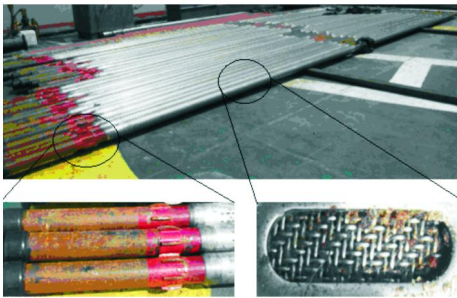


图 7 ACS 优质筛管

(1) 将活动式卷筒搭头重叠做成过滤层,没有焊接,过滤网可在过滤套筒中进行有限地伸缩,缓解了压力变化对过滤网所造成的伤害。

(2) 套筒内过滤网可在内外压变化时进行自由伸张和收缩,防止在筛管外表面形成堵塞,并重新建立合理砂桥,提高其渗透能力。

(3) 由于过滤网可一定范围内进行伸缩,过滤网将不再受扭矩影响,网孔更为牢固不易变形,从而保证筛管防砂精度。

(4) 过滤套筒内表面与开孔基管外表面存在有一定的环形空间,过滤网基管覆盖率达 70%,从而保证整根筛管高渗透性能。

(5) 本体底部焊接扶正片,减少下入摩阻。

2.5 油水层的封隔

由于侧钻小井眼水平井,在水平段生产层位之上,必然存在众多其他油、水层,如何封隔这些油、水层,以保证生产层位的正常生产,成为了一个关键点。

在综合对比膨胀管固井与管外封隔器等多种裸眼完井技术后,结合海上的作业条件,为确保作业的安全、有效,最终确定使用管外封隔器作为封隔手

段,同时为达到有效的封隔,选取在水平段生产层位与其上最近一个油、水层之间放置 2 个管外封隔器进行封隔,其一为遇油膨胀封隔器(其结构如图 8 所示)坐封位置为水平段油层之上 3~5 m,另一为遇水膨胀封隔器,坐封位置为油、水层下部 3~5 m(见图 9),以达到双保险的效果,其余非生产层段用盲管封隔,顶部在套管内使用顶部封隔器封隔,从后期生产效果看,该方法取得了良好的效果。

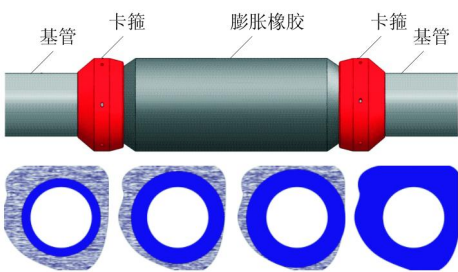


图 8 封隔器结构示意图

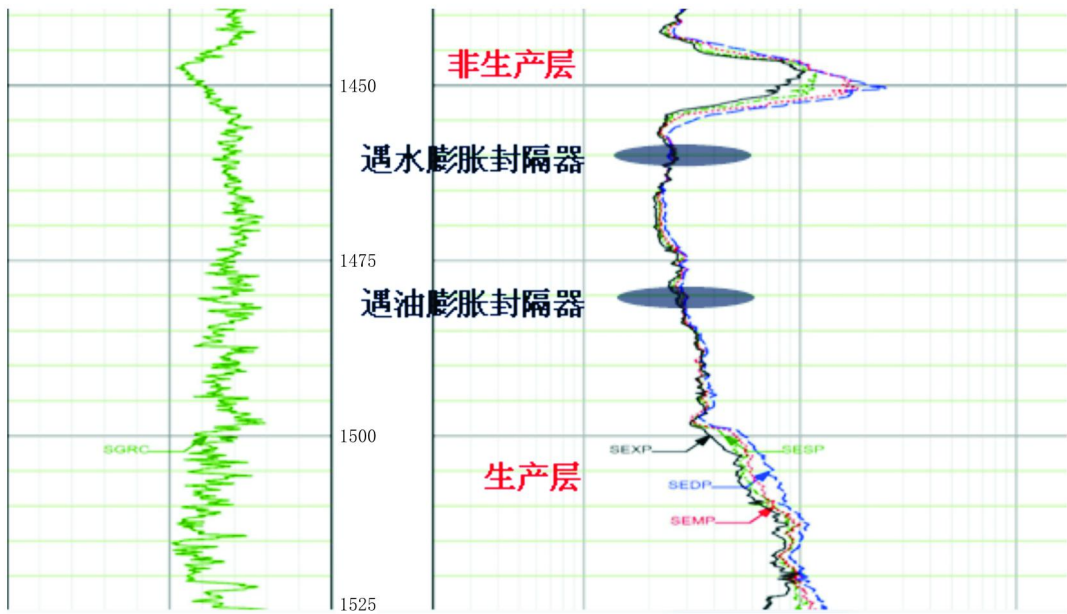


图 9 管外封隔器坐封位置示意图

3 现场应用

3.1 基本资料

秦皇岛 32-6 油田投产后,因油田砂体平面和纵向非均质程度高、储层连通性较差、底水油藏储量比例大、多种油藏类型合采、油水粘度比大等因素影响,造成油井含水上升快,油田产量递减也较快。含水上升快,油田产量递减也较快。明下段的底水油藏是西区 F 平台开采的主要目的层,油井底水已经开始锥进,油水粘度比大,造成油井含水较高,生产状况处于相对较低水平。

为了动用西区 F 平台 Nm II 2+3 砂体的剩余油储量,按照西区综合调整方案的设计,初期筛选了 5 口关停井(F1、F2、F4、F6、FW1)进行侧钻,除了 FW1 井为 9 in 套管侧钻外,其他 4 口井均为 7 in 套管侧钻。7 in 套管开窗侧钻,6 in 井眼钻下部井段及

水平段。在满足油藏要求的前提下,F1 井侧钻点选在 1450 m,F2 井侧钻点选在 1150 m,F4 井侧钻点选在 1170 m,F6 井侧钻点选在 1105 m,经过定向井轨迹设计,方案可行。基本数据如表 4 所示。

表 4 QHD32-6F 平台小井眼侧钻井基本数据

井号	名称	规格/ in	套管质量/ (lb·ft ⁻¹)	水泥返高/ m	套管鞋位置/ m
F1	套管	13%	61	井口	193.10
	套管	7	23	1210	
F2	套管	13%	61	井口	205.41
	套管	7	23	900	
F4	套管	13%	61	井口	206.48
	套管	7	23	660	
F6	套管	13%	61	井口	206.48
	套管	7	23	710	

注:1 lb/ft=1.488 kg/m。

3.2 应用效果

通过在秦皇岛32-6油田F平台应用该技术,成

功达到了地质油藏部门的要求,生产效果良好,如图10、图11所示,而且与常规水平井相比工期节约了20%以上(见图12)。同时 QHD32-6-F2H1 井 6in 小井眼侧钻井段 1117.2 m,创造了国内海上小井眼侧钻安全顺利钻井最长井段记录。

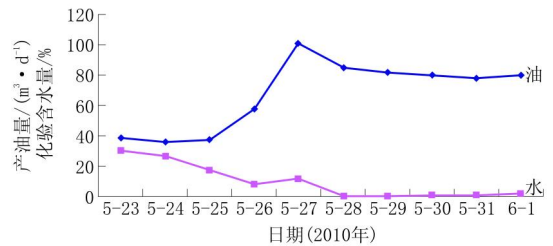


图10 油井生产曲线图

4 认识与结论

(1) 高效侧钻小井眼水平井技术打破了水平井

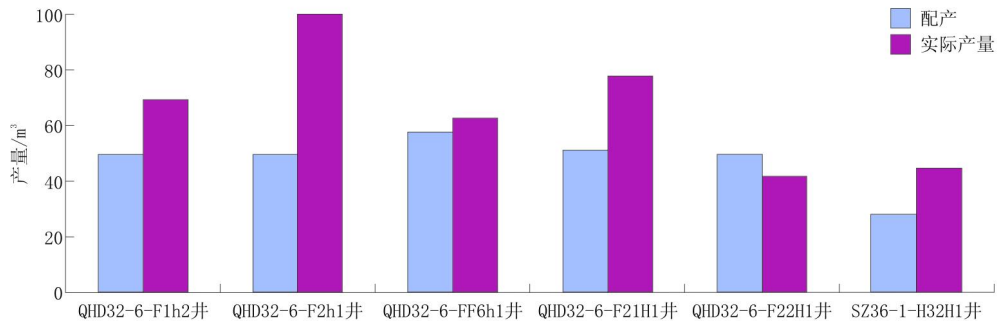


图11 油井配产与实际产量柱状图

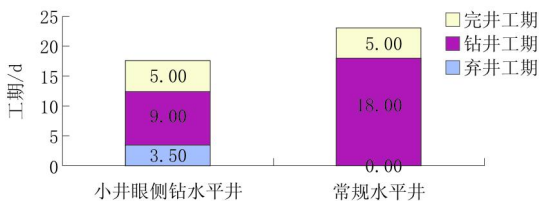


图12 工期对比图(修井机作业)

常规井身结构,实现了储层与非储层的钻进统一,不使用固井作业而实现油水封隔,降低了作业难度与综合成本。

(2)对于生产套管尺寸较小的井,高效侧钻小井眼水平井创新技术具有可操作性强、工期短、成本低的优点。

(3)该技术可推广到 9 5/8 in 套管开窗侧钻,在渤海油田大规模的综合调整阶段具有广阔的应用前景。

参考文献:

- [1] 孙晓玮. 利用侧钻水平分支井提高高升油田低速区块采收率 [A]. 谢文彦, 张方礼, 等. 第二届全国特种油气藏技术研讨会

优秀论文集[C]. 辽宁沈阳: 辽宁科学技术出版社, 2006.

- [2] 陈涛, 乔东宇, 郑义平. 塔河油田小井眼侧钻水平井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液, 2011, 28(4): 44-46.
- [3] 徐肇国. 小井眼侧钻技术在苏丹 FN-2ST 井的应用[J]. 内蒙古石油化工, 2011, (13): 108-109.
- [4] 夏宏南, 谭家虎, 李鹏华, 等. 套管开窗侧钻工艺研究[J]. 断块油气田, 2003, 10(2): 77-79.
- [5] 周跃云, 许孝顺. 胜利油田套管开窗侧钻技术[J]. 石油钻探技术, 2001, 29(4): 34-35.
- [6] 刘洪亭, 钱峰, 石晶, 等. 套管开窗侧钻技术在吐哈油田的应用[J]. 石油钻采工艺, 2003, 25(2): 21-24.
- [7] 袁小波, 刘易思, 陈怀高. 魏城 2—1 井双层高强度套管开窗工艺技术[J]. 钻采工艺, 2003, (5): 3.
- [8] 靳树忠. 套管侧钻分支井钻井工程设计及应用原则[J]. 石油钻探技术, 2003, 31(2): 4-5.
- [9] 董来明, 李根奎, 袁小明, 等. S114-2ex 深井套管开窗侧钻作业难点及所采取的主要技术措施[J]. 中国海上油气, 2010, 22(6): 403-405.
- [10] 李炎军, 田艺, 邵诗军. 涠洲 12—1N 油田复杂事故井套管开窗侧钻工艺设计与作业实践[J]. 中国海上油气, 2006, 18(1): 45-48.
- [11] 庞炳章, 牟小军, 胡伟杰, 等. 开窗侧钻技术在埕北油田的应用[J]. 中国海上油气, 2005, (2): 10.