

钻井高风险区域试用三级井身结构水平井的构想

任富鹏¹, 李德红²

(1.中石化华北石油工程有限公司五普钻井分公司,河南 新乡 453700;

2.中石化华北石油工程有限公司技术服务公司,河南 郑州 450006)

摘要:针对 2017 年锦 58 井区钻井高风险区域漏塌复杂严重及前期油气田使用 4½ in 裸眼预置管柱完井后期治理存在困难等问题,通过室内研究、国内外致密气钻完井技术现状调研及已钻井施工经验总结分析,认为:(1)锦 58 井区存在窄负安全密度窗口,改变井身结构,实现漏塌分治是现有技术装备条件下经济提速的有效方法;(2)采用悬挂 5½ in 尾管不固井完井,利于气田后期综合治理、储层保护及水平井产能的有效释放。基于以上认识结合环保监测井的客观情况,提出适合锦 58 井区的井身结构及完井方式,并给出了配套的优快钻完井方案,该构想对推进杭锦旗快速效益上产具有一定的意义。

关键词:窄负安全密度窗口;井身结构;完井方式;优快钻完井

中图分类号:P634;TE242 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2019)04-0024-06

Conception of a three-tier horizontal well for high-risk areas

REN Fupeng¹, LI Dehong²

(1.SINOPEC North China Petroleum Engineering Co. Ltd., Wupu Drilling Company, Xinxiang Henan 453700, China;

2.SINOPEC Huabei Oilfield Service Corporation, Technology Service Company, Zhengzhou Henan 450006, China)

Abstracts: In view of the complicated and serious leakage and collapse in the high-risk drilling zone in the Jin - 58 well field in 2017 and the difficulties in the following treatment of oil and gas fields where open holes were completed with preset 4½ in casing strings in the early period, and with the in-house research, the survey of tight gas drilling and completion technology status at home and abroad, and the analysis of previous drilling experiences, it is concluded that: (1)there is a narrow negative safety density window at the Jin - 58 area; therefore the effective method for economic acceleration of ROP is to change the well structure for separate treatment of leakage and collapse under the existing technical and equipment condition; (2)the well is completed with 5½ in liner hanging down hole without cementing for comprehensive gas field management, reservoir protection and effective release of horizontal well productivity. According to the above conclusions and the actual condition of the environmental monitoring well, the suitable structure and completion method for the Jin - 58 area are proposed together with the optimal fast drilling and completion plan, which will be of some significance to rapid production in this area.

Key words: narrow negative safety density window; well structure; completion method; optimal fast drilling and completion

0 引言

2017 年锦 58 井区二期开发方案南扩区、三期开发方案中部处于钻井高风险区域,井数 14 口,完钻 8 口,平均钻井周期 91.31 d,是同期中低风险区完钻水平井平均钻井周期 45.23 d 的 2.02 倍;正钻 6 口,4 口井出现漏塌同发现象,截止 2018 年 1 月 3 日,平均单井损失时间 10.54 d。完钻井使用小井眼三级井身结构+裸眼预制管柱/悬挂尾管固井完井。前期气田水平井多采用 Ø114.3 mm 裸眼预制管柱完井,井筒

通径小且存在台阶,后续综合治理难度大,限制了水平井产能的高效释放。本文针对以上问题,通过调研分析总结,旨在探索一种适用于锦 58 井区钻井高风险区域钻完井提速提效的井身结构及完井方式。

1 三级井身结构水平井构想

1.1 锦 58 井区钻井高风险区域钻井地质概况

锦 58 井区位于鄂尔多斯盆地北部、伊陕斜坡与伊盟北部隆起交接地带(图 1),区内断裂发育、构造

收稿日期:2018-08-10;修回日期:2019-03-21 DOI:10.12143/j.tkgc.2019.04.005

作者简介:任富鹏,男,汉族,1984 年生,硕士,主要从事石油工程钻井现场施工及技术管理工作,河南省新乡市红旗区洪门五普钻井分公司,fp_ren@163.com。

引用格式:任富鹏,李德红.钻井高风险区域试用三级井身结构水平井的构想[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2019,46(4):24-29.

REN Fupeng, LI Dehong. Conception of a three-tier horizontal well for high-risk areas[J]. Exploration Engineering (Rock & Soil Drilling and Tunneling), 2019,46(4):24-29.

复杂^[1]。根据已钻井情况及三维地震相干切片显示,平面上划分了钻井风险高中低区域,锦 58 井区

二三期开发井 14 口(占 53.8%)位于钻井高风险区域(见图 2)。

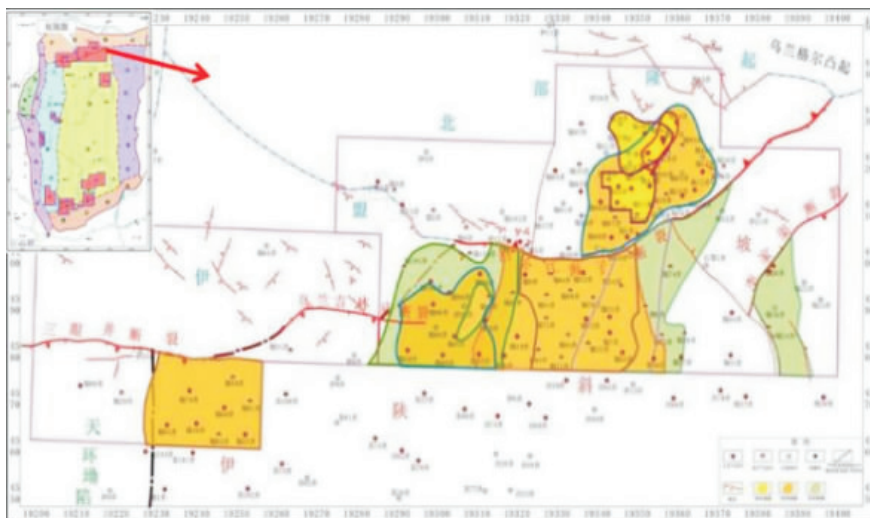


图 1 锦 58 井区区域位置

Fig.1 Regional position of Jin-58

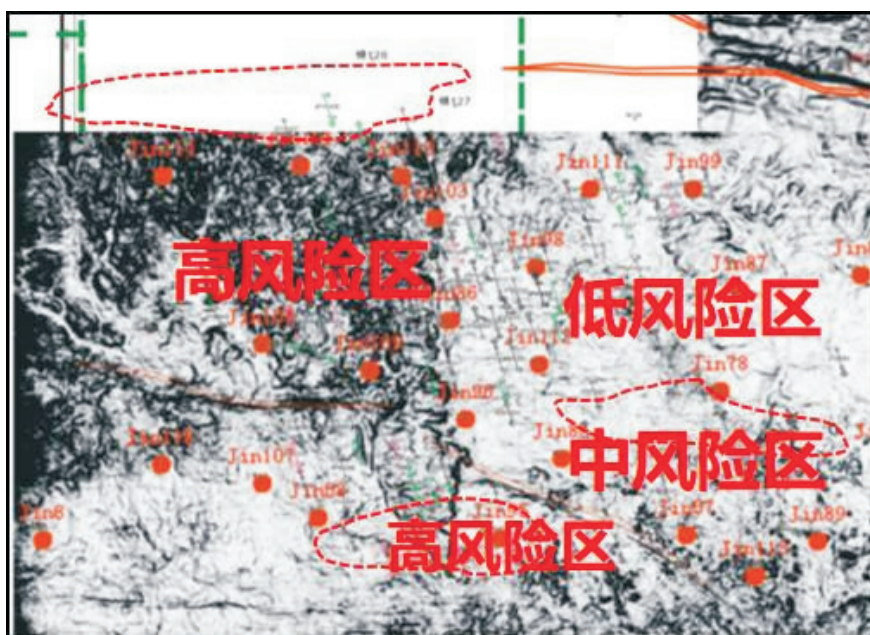


图 2 锦 58 井区二三期开发井位置

Fig.2 Well location of Phase I and II development

纵向上自上而下发育第四系志丹群、侏罗系、安定组、直罗组、延安组,三叠系延长组、二马营组、和尚沟组、刘家沟组,二叠系石千峰组、上石盒子组、下石盒子组、山西组和石炭系太原组,目前钻井高风险区域主要采用小井眼三级井身结构(见表 1),二开钻进过程中,刘家沟组易发生失返性漏失、下部石盒子组易井壁失稳,且两个地层组处于同一裸眼井段,钻进过程中重复漏失和井壁垮塌出现频率高。通过

对钻井高风险区域井 J58P14H 并非目的层进行工程成像测井、偶极声波测井及三压力剖面计算,发现易漏层位于刘家沟组下部—石千峰组上部,漏层存在不整合交界面,漏失压力当量密度在 $1.05 \sim 1.25 \text{ g/cm}^3$ 、沿最小主应力方向斜井段的石盒子组坍塌压力当量密度在 $1.10 \sim 1.25 \text{ g/cm}^3$,两者之间存在窄负钻井液密度安全密度窗口,且其为漏塌复杂严重的主要原因。

表1 锦58井区目前常用井身结构
Table 1 Current well structure in JIN-58 area

开 数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×下深	水泥返高
一开	Ø311.2 mm × 401 m	Ø244.5 mm × 400 m	地面
二开	导眼 Ø222.3 mm × 导眼底, 造斜点: 刘家沟组 主井眼 Ø222.3 mm × 侧钻点, 侧钻点: 石千峰组	Ø177.8 mm × A点井身-2 m	地面
三开	Ø152.4 mm × B点	Ø114.3 mm 裸眼预制管柱/悬挂尾管	

1.2 窄负钻井液密度安全窗口下井身结构设计与实践

1.2.1 大牛地气田

大牛地气田位于锦58井区东南部,同属伊陕斜坡构造,但地理位置更偏向于鄂尔多斯盆地东中部,钻遇地层与锦58井区相同。其西北角大98井区为最严重的漏失区域,但研究表明该区域刘家沟组的破裂压力当量密度为 $1.3\sim 1.4\text{ g/cm}^3$,当钻井液密度 $> 1.20\text{ g/cm}^3$ 时在“激动”压力下才表现为失返性漏失,维护井壁稳定的钻井液密度一般需 1.25 g/cm^3 。由于成本问题与刘家沟组井漏为小范围区域性问題,没有必要修改井身结构,使用与锦58井区相同的井身结构,加强井内压力系统控制和对漏失通道的控制,采用超前预防、控制漏速、迅速穿过漏层、打水泥塞彻底封固的技术思路,现场取得较好效果^[2]。

1.2.2 东胜气田锦58井区

东胜气田锦58井区2015年评价初期借鉴大牛地气田井身结构设计经验及防漏措施,未取得有效进展,2015年完钻14口评价井,7口井由于漏塌严重钻井周期超过100 d,平均达129.58 d;2016年在JPH-304井借鉴苏里格经验,在二开设计了 $\text{Ø}228.6\text{ mm}\times\text{刘家沟组}+\text{Ø}215.9\text{ mm}\times\text{A靶点复合井眼}$,实钻过程中由于井壁裸露面积增大,发生恶性漏失,堵漏用时34.17 d,钻井周期128.23 d,未达到预期目标,上述试验进一步证明处于断裂发育附近的锦58井区钻井地质复杂程度远超过大牛地和苏里格气田。同年在JPH-359井开展了变技术套管下深漏塌分治试验,技术套管下至漏层以下50 m,与邻井JPH-303相比,该井漏塌复杂程度明显降低,各井

段施工周期同比缩短 $7.23\%\sim 17.88\%$ 。斜井段与水平段施工过程中由于斜井段泥岩井壁失稳,摩阻扭矩较大,使用 $\text{Ø}101.6\text{ mm}$ 钻杆水平段延伸能力有限,实钻水平段(长1170 m)提前30 m完钻。

基于JPH-359井变技术套管下深漏塌分治试验初见成效及其它气田在大于 $\text{Ø}215.9\text{ mm}$ 井眼条件下去除窄负钻井液安全密度窗口顺利施工的成功经验,同时满足标准规范^[3]在破碎带、不整合交界面型漏失地层需考虑必封点的要求,采用大井眼尺寸井眼实现漏塌分治,有望解决锦58井区钻井高风险区漏塌严重及水平段延伸能力有限的问题。

1.3 致密砂岩气藏水平井完井方式趋势

为进一步提速提效及为后期储层改造、生产提供较好的井筒条件,据相关文献报道,在致密砂岩气藏领域,国内外正在探索二级井身结构水平井下大通径完井方式。其中加拿大白桦地地区采用 $\text{Ø}244.5\text{ mm}$ 套管 $\times 560\text{ m}+\text{Ø}139.7\text{ mm}$ 套管 $\times 5000\text{ m}$ 套管固井的完井方式,并认为在此条件下使用速钻桥塞+限流射孔多裂缝压裂完井工艺比裸眼预制管柱分段压裂更能实现致密气的有效运用^[4];苏里格气田采用 $\text{Ø}273.0\text{ mm}$ 套管 $\times 630\text{ m}+\text{Ø}139.7\text{ mm}$ 套管 $\times \text{B靶点管外封隔器固井完井/裸眼封隔器完井方式完井}$ ^[5-8];川西中江区块采用 $\text{Ø}244.5\text{ mm}$ 套管 $\times 1500\text{ m}+\text{Ø}139.7\text{ mm}$ 悬挂尾管 $\times \text{B靶点固井方式完井}$ ^[9-10]。

1.4 锦58井区钻井高风险区域地层物性特征、井身结构及完井方式方案

1.4.1 地层压力

根据锦58井区已钻井的地层三压力预测剖面,获取J58P14H井的不同层位三压力变化范围,见表2。

表2 J58P14H井地层压力梯度
Table 2 FPG at Well-J58P14H

层 位	深度/m	地层破裂压力/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	地层坍塌压力/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)	地层孔隙压力/($\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$)
志丹群—安定组	500~970	1.30~1.35	0.80~0.86	0.90
直罗组—二马营组	970~2156	1.31~1.37	0.88~0.94	0.90
和尚沟组—石千峰组	2156~2964	1.44~1.50	0.91~0.96	0.90
上石盒子组—下石盒子组	2964~3029	1.58~1.64	1.01~1.06	0.90~0.95

锦 58 井区孔隙压力剖面的整体分布上来看,安全钻井液密度窗口相对较大,但刘家沟组底,石千峰组上部常发生失返性漏失,严重影响正常钻进过程。因此,安全钻井液密度窗口的设计必须考虑漏失压力,井身结构设计需要考虑封固漏层。

1.4.2 岩性特点

研究区内地层自上而下为新生界第四系全新统,中生界白垩系志丹群,侏罗系安定组、直罗组、延安组,三叠系延长组、二马营组、和尚沟组、刘家沟组,二叠系石千峰组、上石盒子组、下石盒子组、山西组,石炭系太原组、局部发育奥陶系马家沟组地层以及太古界,钻井平均揭露地层厚度 3300 m。主要的目的层为下石盒子组、山西组及石炭系太原组,下石盒子组普遍发育,山西组和太原组在研究区东北部缺失。

新生界第四系为浅灰黄色砂土层,厚度 20 m 左右;中生界白垩系志丹群为棕黄、浅灰色粗、中、细砂岩与灰色泥岩互层,底部杂色含砾粗砂岩,厚度 690 m 左右。

二叠系上石盒子组岩性上部为红色泥岩及砂质泥岩互层,夹薄层砂岩及粉砂岩,厚度 130 m 左右。

二叠系下统下石盒子组主要为一套由北向南的冲积平原辫状河沉积,厚度 110~150 m。按照其旋回性可分为三段,由下往上分别称之为盒 1、盒 2、盒 3 段,上、中部为浅灰色细砂岩、泥质粉砂岩等厚互层,浅灰色细砂岩、泥质粉砂岩,底部浅灰、灰白色中、细砂岩与棕褐色泥岩。下石盒子早期(盒 1 期)是辫状河沉积作用鼎盛时期,砂砾岩、含砾粗砂岩厚度大,分布较广泛。区内下石盒子中晚期(盒 2、盒 3 期),基本上继承了下石盒子期早期的沉积面貌,但河流规模缩小、地层厚度逐步减小,横向上仍可对比。

表层第四系黄土层和志丹群砂砾和泥岩互层易漏、易垮塌,表层套管需要封固此段。

刘家沟组底和石千峰组上部地质构造较复杂,局部发育着低承压能力的破碎带,地层为压力敏感性地层,在较低密度即易漏失,属于裂缝性漏失。在堵漏过程中,由于泥页岩段长期受钻井液浸泡,可能由此诱发卡钻和泥页岩剥落现象。若钻进至上石盒子组后发生漏失,处理井漏周期长,地层浸泡易诱发垮塌,层位主要在石千峰组、上下石盒子组;井段主要为造斜段($45^{\circ}\sim 80^{\circ}$)。多口井在钻井过程中循环返出层理状剥落岩屑,剥落特征明显。井身结构设计需考虑封堵漏层,减少处理井漏的时间;同时能够

提高密度满足双石界面的防塌需求。

1.4.3 井身结构

(1)一开:由于目前环保要求较高,居民在锦 58 井区水平井附近设置观测井,井深在 100 m 以内,因此一开井深不能小于 100 m,但也不宜太深使上部地层浸泡时间过长污染地层水;此外白垩系志丹群存在含砾粗砂岩,地层胶结差、渗透性较好,钻井过程中存在漏失风险、固井后二开钻进中套管鞋处水泥存在剥落卡钻风险,如 J55P2S 井在一开 400 m 深度条件下发生失返性漏失、JPH-394 井一开井深 439 m,在二开钻进初期套管鞋处水泥掉块导致卡钻,损失时间 12.61 d。基于以上考虑在 JPH-394 井一开实钻井深的基础上增加 50 m,设定为 500 m。

(2)二开:为封固刘家沟组底、石千峰组上部漏层,JPH-359 井技术套管下深至石千峰组顶界以深 50 m 有效遏制了下部井段的漏失,因此,二开技术套管下深至石千峰组顶界以深 50 m 左右。

(3)三开:侧钻段与水平段处于同一裸眼井段,根据目前完井方式的发展趋势,进一步探索高效完井工艺及利于气田后期综合治理,水平段采用 $\varnothing 215.9$ mm 井眼,下 $\varnothing 139.7$ mm 套管。

1.4.4 完井方式

目前大尺寸全通径条件下,致密砂岩气藏的完井方式多为二开条件下套管悬挂至井口的固井完井,但苏里格气田在苏 5 区块的苏 5-13-15H 井中试验了裸眼封隔器完井方式,可见固井完井对于致密气藏是否具有普适性尚未达成共识。

鄂尔多斯盆地致密气的储集空间主要为砂岩内颗粒间孔隙,有效孔隙尺寸主要是微米级、纳米级,孔隙多被束缚水占据,裂缝不发育,在不同区域地层水含量有较大差异,原始含水饱和度介于 30%~50%,地层水含量较高的区域存在可动水;而页岩气储集空间主要为纳米级孔隙,含水饱和度较低,且以束缚水形式存在,一般不存在可流动的地层水,含气饱和度可超过 80%^[11];苏里格气田中部物性由于西部和东部、西部优于东部^[12];川西中江区块沙溪庙组为异常高压层^[13]。气藏条件的不同,可能会导致完井方式的不同,因此,广泛用于页岩气及其它气田的固井完井方式,不一定适用于锦 58 井区钻井高风险区域的储层。

锦 58 井区所处的十里加汗区带前期压裂试气效果显示: $\varnothing 139.7$ mm 套管固井完井的水平井有 3/4

无阻流量低于 2 万 m³/d,平均 3.82 万 m³/d,试气效果不甚理想,表现出其与地层条件及工程工艺的不匹配性。而裸眼预置管柱完井的平均无阻流量为 11.68 万 m³/d。综合考虑固井水泥浆对储层的伤害及完井管柱的成本问题,在借鉴川西悬挂尾管的基础上,采用具有华北特色的管外封隔器不固井完井。

表 3 锦 58 井区井身结构及完井方式
Table 3 Well structure and completion in the JIN-58 area

开数	井眼尺寸×井深	套管尺寸×井深	水泥返高
一开	Ø444.5 mm×500 m	Ø339.7 mm×409 m	地面
二开	Ø311.1 mm×石千峰组中上部井斜 15°左右	Ø177.8 mm×二开井深-2 m	地面
三开	Ø215.9 mm×B 点	悬挂 Ø139.7 mm 套管管外封隔器井	

2 优快钻完井方案与应急预案

2.1 存在的技术难点

上述钻完井方案与目前锦 58 井区中低风险区域实施的二级井身结构水平井相比,主要为一开、二开井眼尺寸的增大,完井方案与延长气田、川西中江区块的类似,有成熟经验可以借鉴,具备复制条件,不存在难点;由锦 58 井区前期施工井经验,快速钻井的难点在于:(1)二开上部大井眼尺寸揭开刘家沟组后的恶性漏失风险;(2)Ø311.1 mm 井眼小斜度造斜在锦 58 井区的适应性;(3)含泥岩段三开井段易井壁失稳条件下的快速钻进。

2.2 快速钻井技术方案

根据锦 58 井区及邻区相似地层前期钻井经验,针对以上难点制定以下快速钻井方案。

2.2.1 二开上部大井眼防漏堵漏方案

(1)在进入延长组后加入单封、超细碳酸钙等随钻堵漏材料,在进入刘家沟组前 100 m 加入 3%随钻、2%超钙和 2%沥青粉/贝壳粉及其他纤维、变形材料,提前防漏。参考堵漏浆配方:井浆+5%随钻堵漏剂(膨润土)+5%复合堵漏剂+10%超细碳酸钙+5%核桃壳粉+5%棉籽皮+5%酸溶膨胀堵漏剂+5%延时膨胀堵漏剂。

(2)采用长寿命 PDC 钻头,减少起下钻压力波动诱发井漏,确保 1~2 趟钻完成二开,进入和尚沟组后控速钻进,机械钻速≥12 m/h,使防漏材料及井筒其它固相颗粒缓慢有效封堵微裂缝,固化井壁。锦 58 井区二开上部井段 Ø222.3 mm 井眼,单钻头进尺>2100 m 的主要有:GS1605TK(4 口井)、

JRDP5165J(3 口井)。

(3)出现小型漏失后配制 10%~20%浓度的常规堵漏浆(可含柔性堵漏材料如:石棉绒)进行随钻/静止堵漏,强行钻进,避免多次堵漏;若无法钻进应第一时间采用 KPD 堵漏。

2.2.2 Ø311.1 mm 井眼小斜度造斜方案

锦 58 井区水平井靶前距一般在 350~550 m,造斜点位于石千峰组上部。本设计方案中 Ø311.1 mm 钻头施工至井斜 15°左右,对造斜能力要求不是很高。川西中江和涪陵区块 Ø311.1 mm 井眼造斜段均采用六刀翼 PDC 钻头+1.5°单弯单扶螺杆,同时下部下入 3~6 根钻铤,增加下部钻具质量,保证一定的刚性,从而提高造斜力^[14-15]。由于井深和靶前距的差异,在借鉴的同时需根据锦 58 井区具体情况进行进一步优化。

2.2.3 Ø215.9 mm 侧钻、水平段快速钻进方案

2.2.3.1 井眼轨道

目前锦 58 井区有导眼水平井需要进行侧钻,实际井眼轨道类型为直一增一增一稳一增一平,其中稳斜段长达 200 m,不利于现场施工。涪陵、苏里格及延长区块采用直一增一增一平井眼轨道设计,造斜率上急下缓,以 84°左右井斜稳斜探气顶,同时通过伽马、钻时的预判提高侧钻段入靶准确性。利于快速钻进、准确入靶的井眼轨道避免了侧钻段的轨迹调整,在快速钻进的情况下,降低了泥岩因浸泡时间过长导致的井壁失稳。2017 年导眼段钻井、测井、回填所用的平均时间为 19.88 d,若通过轨道设计配合钻井施工、地质、录井准确入靶技术成功应用,实现锦 58 井区钻井高风险区域的水平井去导眼化,不计算钻井、测井、回填固井等工程费用,钻井周期在现有 69.20 d 的基础上将缩短 28.72%,配合漏塌分治减少的复杂情况时间,钻井周期有望缩短 30%以上,控制在 45 d 之内。

2.2.3.2 钻头、螺杆、钻井液高效协同

控制侧钻段、水平段钻井液密度在 1.25 g/cm³之内;使用新的、高质量的螺杆,并注意螺杆寿命,防止因为螺杆故障起钻而延长泥岩段作业时间;优选高效 PDC 钻头提高机械钻速;使用抑制、封堵性强的钻井液材料降低泥包及劈裂风险。

如 JPH-381 井使用天津立林 7LZ127×7.0XSF 型螺杆和 S1653FG 型钻头;

钻井液配方为:清水+2%~4%钠土+0.2%~

0.3%Na₂CO₃+0.3%~0.5%K-PAM+0.5%~1%K-HPAN+0.5%~1%NH₄-HPAN+0.5%~1%LV-CMC+2%~3%防塌剂+2%~3%超细碳酸钙+3%~4%乳化石蜡+2%~3%润滑剂。控制钻井液性能:密度1.25~1.16 g/cm³,粘度55~60 s,塑性粘度20~23 mPa·s,切力10~12 Pa,动塑比0.4~0.5 Pa/mPa·s,初终切4~6/10~12 Pa,API失水量≤4 mL,高温高压失水量≤12 mL。通过K⁺和NH₄⁺的晶格固定作用来抑制泥页岩水化膨胀,增强钻井液的抑制能力;采用全酸溶堵剂和乳化石蜡充填来封堵泥岩地层,以产生良好固壁护壁作用。水平段单只钻头4.81 d完成1244 m,钻遇泥岩70 m而未发生阻卡现象。

3 结论

(1)根据锦58井区试验效果及其它类似地质条件气田的施工情况,技术套管下深至穿过漏层后的漏塌分治井身结构,有望解决锦58井区钻井高风险区域的漏塌严重问题,从而实现钻井提速。

(2)通过分析该区域的物性特征及井身结构,对比大牛地及东胜气田井身结构设计,同时借鉴川西悬挂尾管技术,提出了华北特色的管外封隔器不固井完井。

(3)提出优快钻井的技术方案包括配套的钻具结构及钻井液配方,有望推进锦58井区水平井去导眼化进程,漏塌分治、快速入靶技术实施成功后可保障锦58井区钻井周期在现有周期上缩短30%,控制在45 d之内。

参考文献(References):

- [1] 常兴浩,孙晓,杨明慧.鄂尔多斯盆地杭锦旗地区构造单元划分新方案及地质意义[J].科学技术与工程,2013,13(30):34-35.
CHANG Xinghao, SUN Xiao, YANG Minghui. Discussing on division scheme of sub-tectonic units in Hangjinqi Area, Ordos Basin and the geological significance[J]. Science Technology and Engineering, 2013,13(30):34-35.
- [2] 常兴浩.大牛地气田刘家沟组井漏控制技术[J].钻井液与完井液,2013,30(5):86-88.
CHANG Xinghao. Lost circulation control technology in Liujiagou Formation of Dannidi Gas Field[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2013,30(5):86-88.
- [3] SY/T 5431-2008,井身结构设计方法[S].
SY/T 5431-2008, The design method of casing program[S].
- [4] 辛俊河,吴广义,张华北.加拿大緻密气藏长水平段工厂化钻井技术[J].石油钻采工艺,2014,36(2):7-11.
XIN Junhe, WU Guangyi, ZHANG Huabei. Factory-like drilling and completion techniques for long horizontal wells in tight

- gas reservoirs of Canada[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014,36(2):7-11.
- [5] 王登治.苏里格二开气井水平井快速钻井配套技术[J].科学管理,2017,24(8):217.
WANG Dengzhi. Fast drilling technology for the second section of horizontal gas wells in Sulige[J]. Petrochemical Industry Technology, 2017,24(8):217.
- [6] 王凯,韩佩璋,侯博.浅谈苏里格二开水平井钻井液封堵性的重要性[J].化工管理,2017,(12):40-42.
WANG Kai, HAN Peizhang, HOU Bo. Importance of drilling fluid sealing properties to drilling the second section of horizontal wells in Sulige[J]. Chemical Enterprise Management, 2017,(12):40-42.
- [7] 杨碧学,宁金生,王可仁.苏里格二开结构水平井钻井技术[J].内蒙古石油化工,2014,40(20):106-107.
YANG Bixue, NING Jinsheng, WANG Keren. Drilling technology for the second section of horizontal wells in Sulige[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2014,40(20):106-107.
- [8] 杨佐英,杨富,杨光,等.苏里格气田苏59-13-41AH井经济快速钻井技术[J].钻采工艺,2017,40(6):12-14.
YANG Zuoying, YANG Fu, YANG Guang, et al. Fast drilling technology used in Well Su59-13-41AH in Sulige Gasfield[J]. Drilling & Production Technology, 2017,40(6):12-14.
- [9] 李林,黄贵生,康力,等.川西中浅层水平井钻井关键技术[J].天然气技术与经济,2017,11(4):30-32.
LI Lin, HUANG Guisheng, KANG Li, et al. Key drilling technologies used in middle to shallow horizontal wells, Western Sichuan Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2017,11(4):30-32.
- [10] 王权阳,王剑波,李尧,等.川西中江区块中浅层快速钻井并壁稳定关键技术[J].西部探矿工程,2017,29(2):57-61.
WANG Quanyang, WANG Jianbo, LI Yao, et al. Key drilling technologies of well stability used in middle to shallow fast drilling, Western Sichuan Basin[J]. West-China Exploration Engineering, 2017,29(2):57-61.
- [11] 位云生,贾爱林,何东博,等.中国页岩气与致密气开发特征与开发技术的异同[J].天然气工业,2017,37(11):43-52.
WEI Yunsheng, JIA Ailin, HE Dongbo, et al. Comparative analysis of development characteristics and technologies between shale gas and tight gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2017,37(11):43-52.
- [12] 何光怀,李进步,王继平,等.苏里格气田开发技术新进展及展望[J].天然气工业,2011,31(2):12-16.
HE Guanghuai, LI Jinbu, WANG Jiping, et al. New progress and outlook of development technologies in the Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2011,31(2):12-16.
- [13] 谭理亚,邓强,李兴文,等.中江气田高庙区块JS33-2气层产能主控因素分析[J].中外能源,2017,22(5):32-38.
TAN Liya, DENG Qiang, LI Xingwen. Analysis on main controlling factors of productivity in JS33-2 gas reservoir of Gaomiao Block, Zhongjiang Gas Field[J]. SINO-Global Energy, 2017,22(5):32-38.
- [14] 邵飞,王国庆.川西中江、高庙区块优快钻井技术[J].内蒙古石油化工,2016,(5):97-99.
SHAO Fei, WANG Guoqing. Fast drilling technology for Zhongjiang and Gaomiao Blocks, Western Sichuan Basin[J]. Inner Mongolia Petrochemical Industry, 2016,(5):97-99.
- [15] 梁玉平,王建波.涪陵区块12-4X页岩气水平井钻井关键技术[J].石油机械,2014,42(8):57-61.
LIANG Yuping, WANG Jianbo. Key drilling technologies for horizontal shale gas Well 12-4X in Fuling Block[J]. China Petroleum Machinery, 2014,42(8):57-61.