

# 召51-38-9H2井二开水平井钻井技术

冉照辉<sup>1</sup>, 秦立军<sup>2</sup>, 唐学权<sup>1</sup>, 王宝龙<sup>1</sup>, 邢 仓<sup>3</sup>

<sup>1</sup>中国石油西部钻探苏里格气田分公司, 内蒙古 鄂尔多斯

<sup>2</sup>中国石油川庆钻探长庆石油工程监督公司, 陕西 西安

<sup>3</sup>中国石油西部钻探固井公司, 新疆 克拉玛依

收稿日期: 2022年10月23日; 录用日期: 2022年11月23日; 发布日期: 2022年11月30日

## 摘 要

苏里格气田位于鄂尔多斯盆地中部, 勘探面积约 $5 \times 10^4 \text{ km}^2$ 以上, 是我国陆上储量规模最大、产量最高的致密砂岩天然气气田。但其单井产量低、递减速度快, 制约气田的发展, 水平井可大大提高单井产量和采收率。二开水平井与三开水平相比, 可节约一层技术套管, 节约钻井成本15%。本文针对召51-38-9H2二开水平井钻井刘家沟组井漏、石千峰组井塌、水平段托压严重、井眼清洁困难、完井套管下入困难、固井优质率低等难点, 通过承压试验、优化井眼轨道、新型减摩降阻工具、优化钻具组合、盐水低固相钻井液体系、套管居中等配套技术措施, 水平段达到1300 m, 取得了二开水平井关键技术突破。

## 关键词

水平井, 二开水平井, 技术对策, 井眼清洁, 摩阻扭矩

# Double-Open Horizontal Well Drilling Technology for Well Zhao 51-38-9H2

Zhaohui Ran<sup>1</sup>, Lijun Qin<sup>2</sup>, Xuequan Tang<sup>1</sup>, Baolong Wang<sup>1</sup>, Cang Xing<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Sulige Gas Field Branch of CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Ordos Inner Mongolia

<sup>2</sup>Changqing Petroleum Engineering Supervision Company of CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, Xi'an Shaanxi

<sup>3</sup>Cementing Company of CNPC Xibu Drilling Engineering Company Limited, Karamay Xinjiang

Received: Oct. 23<sup>rd</sup>, 2022; accepted: Nov. 23<sup>rd</sup>, 2022; published: Nov. 30<sup>th</sup>, 2022

## Abstract

Sulige gas field is located in the middle of Ordos Basin with an exploration area of more than  $5 \times 10^4 \text{ km}^2$ . It is a tight sandstone gas field with the largest reserves and highest production in China onshore. However, the low production and fast decline rate of single well restrict the development

of gas field. Horizontal well can greatly improve single well production and recovery factor. Compared with the triple-open horizontal well, the double-open horizontal well can save one layer of technical casing and 15% of drilling cost. This paper focuses on the drilling difficulties of dual-opening horizontal well Zhao 51-38-9H2 such as Liu Jiagou group lost circulation, Shifeng, borehole collapse, severe horizontal section pressure, hole cleaning, completion casing down into difficulties, low cementing perfection rate, the horizontal section of the horizontal well has reached 1300 meters through the pressure test, the optimization of borehole trajectory, new type of anti-friction resistance reduction tool, optimized drilling assembly, salt low solid drilling fluid system, casing center form a complete set of technical measures. The key technology breakthrough of the two horizontal wells has been made.

## Keywords

Horizontal Well, Double Open Horizontal Wells, Technical Measures, Hole Cleaning, Drag Torque

Copyright © 2022 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

## 1. 引言

水平井技术作为油田开采技术的重要环节之一，在水平井的数量和类型不断发展的背景下，钻井技术也在不断的成熟完善[1] [2] [3]。水平井的技术在国内最开始被提出是在 20 世纪 60 年代，直到 21 世纪初期，随着经济发展和科学技术的发展，石油开采的技术和设备也在不断更新换代，这项技术才重新得到发展的机会，且被石油开采行业重新重视起来[4] [5] [6]。目前我国水平井技术已经成为油田开采常规技术之一，在长、中、短、超短曲率半径水平井的应用中，井身质量、钻井成本、综合效益等方面都可以得到有效的保证[7] [8] [9]。总之，水平井技术经过不断的实践研究和发展，已经取得了很大的成效，在我国油气开采行业的发展方面贡献了很大的力量[10]。近几年，国外水平井钻井技术的研究重点侧重于旋转导向技术与地质导向技术的结合，希望通过这项技术提高钻井的技术水平，尽量增加油气层暴露面积，以此获得更高的开发价值[11] [12]。

## 2. 召 51-38-9H2 井技术难点

### 2.1. 召 51-38-9H2 井概况

召 51-38-9H2 井位于盒<sub>8下</sub><sup>1</sup>小层主砂带上，周围共完钻 5 口直丛井，砂层厚度预计 9.3~15.5 m，有效厚度 4.3~6.7 m，孔隙度 7.6~12.3%，渗透率 0.152~0.515 mD，含气饱和度 51.1~65.6% (见表 1)，水平段轨迹位于河道中心部位，处于水平井部署有利区。

Table 1. Geological stratification

表 1. 地质分层

地层时代			设计地层(m)			故障提示
界	统	组	底界深度	厚度	井深	
新生界			25		25	防坍塌

## Continued

中生界	志丹统	洛河组	445	420	445	防斜、卡、区域水层	
	中统	安定组	610	165	610	防坍塌、防卡	
	统	直罗组	765	155	765	防卡、底部为区域水层	
	下统	延安组	1057	292	1057	防卡、防地层出水	
	上统	延长组	1675	618	1675	防地层出水	
	中统	纸坊组	1988	313	1988	泥岩段防坍塌	
	下统	和尚沟组	2125	137	2125.02	防坍塌、防漏	
			刘家沟组	2215	90	2217.26	底部防漏
古生界	上统	石千峰组	2616	401	2642.39	中上部井段防坍塌	
		盒 <sub>1</sub>	2642	26	2671.91		
		盒 <sub>2</sub>	2667	25	2701.35		
		盒 <sub>3</sub>	2692	25	2732.14		
		盒 <sub>4</sub>	2720	28	2768.80		
	中统	石盒子组	盒 <sub>5</sub>	2749	29	2810.17	
			盒 <sub>6</sub>	2778	29	2857.16	防坍塌、防喷
			盒 <sub>7</sub>	2800	22	2899.34	
			盒 <sub>8上</sub>	2832	32	2985.64	
			盒 <sub>8下</sub>	2871	39	/	
	下统	山西组	山 <sub>1</sub>	2901	30	/	
			山 <sub>2</sub>	2951	50	/	

## 2.2. 技术难点分析

## 1) 裸眼段长，钻压传递困难

与三开水平井相比，二开水平井裸眼段更长，钻杆与套管间的节箍点接触，变成钻杆与下井壁间的面接触，接触面积和摩擦系数大幅增加。随着水平段不断延长，摩阻和扭矩同步增加，定向工具面控制难度大，钻压难以传递到钻头，给轨迹控制带来很大困难，甚至造成井眼轨迹失去控制，影响砂岩的钻遇率。

## 2) 同一裸眼段井塌与井漏并存，复杂难以处理

刘家沟组地层承压能力低，易发生渗透性漏失或压差性漏失；石千峰组和石盒子组泥岩水敏性强、微裂缝发育，易发生水化分散，引起井壁井塌。如果石盒子组或石千峰组发生井塌，通过增加密度提高防塌能力，又会引起刘家沟组井漏，顾此失彼，难以处理。

## 3) 井眼清洁困难

裸眼段长，钻屑运移速度慢，受井眼钻井液速度梯度影响，易被推靠井壁，造成缩径；造斜段(30°~60°)易形成滑动的岩屑床，井眼截面减少，造成上提遇卡，下放遇阻，甚至卡钻；水平段钻屑易沉积在井壁底边，不易带出，导致提钻遇卡，下套管困难；岩屑床的存在也会增大钻具与井壁的摩阻。

## 4) 完井套管下入困难，固井优质率低

Φ215.9 mm 井眼下入 Φ139.7 mm 套管，造斜段和水平井逐根下入扶正器，扶正器与井眼间隙小，不易安全下入。水平井受重力影响，套管易沉向下井壁，套管不易居中，降低水泥浆顶替效率，影响固井质量。

### 3. 技术对策

#### 3.1. 井身结构优化

图 1、图 2 表明，A 点以上与三开水平井为同一井身结构，预留一层技术套管( $\Phi 177.8\text{ mm}$ )，如造斜段发生井漏与井塌并存，难以处理，可转三开水平井，降低施工风险。

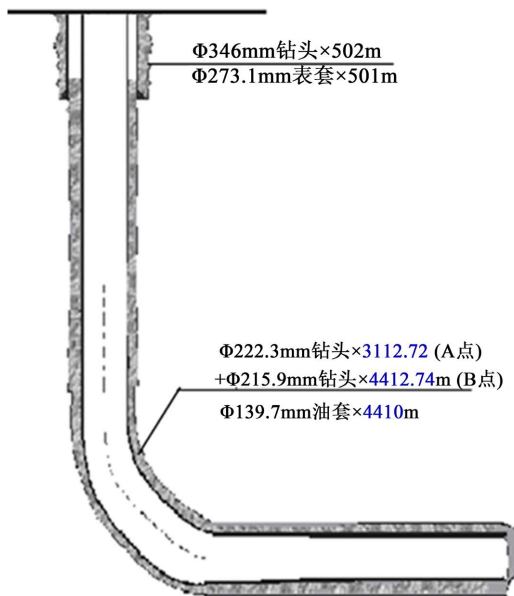


Figure 1. Horizontal well structure for secondary drilling  
图 1. 二开水平井井身结构

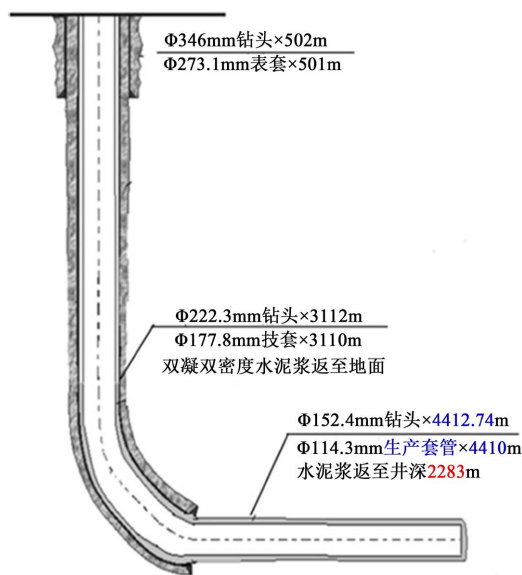


Figure 2. Horizontal well structure for tertiary drilling  
图 2. 三开水平井井身结构

#### 1) 靶前距和造斜率的优选

靶前距和造斜率优化是轨迹设计的关键。若靶前距过大，造斜段和裸眼段延长，摩阻和扭矩增大；

若靶前距过小, 则造斜率较高, 钻具与井壁的接触力增大, 容易发生屈曲和自锁, 也会导致摩阻和扭矩增加。根据已钻井分析, 裸眼段摩阻因数为 0.25~0.40, 分别计算靶前距为 300~650 m 时滑动钻进对应的滑动摩阻, 当靶前位移为 400~500 m 时其对应的滑动摩阻值最小, 且对应的造斜率较低( $3^{\circ}\sim 5.5^{\circ}$ )/30m, 可满足减摩降阻和精确控制入靶的要求。

## 2) 井眼轨道类型优选

石盒子储层主要是孔隙发育, 以低孔 - 低渗为主, 储层厚度和岩性变化较大, 非均质性强; 该区域为只进行了二维地震, 虽有邻井资料参考, 但垂深上有一定误差, 精确预测靶窗垂深困难, 实钻需根据标识层变化不断调整轨迹。考虑到靶点垂深的不确定性和仪器误差, 井眼轨道优化为“增 - 稳 - 增 - 微增 - 水平”剖面(如表 2 所示)。当储层向下倾斜时, 控制井眼轨迹在 A 点前 40~60 m, 以井斜  $82^{\circ}\sim 84^{\circ}$  进入气层顶部; 当储层向上倾斜时, 控制井眼轨迹在 A 点前 20~30 m, 以井斜  $85^{\circ}\sim 87^{\circ}$  进入气层顶部; 以  $5^{\circ}/30\text{m}$  造斜率钻井 35 m 左右就可顺利入靶。

**Table 2.** Track design of well Zhao51-38-9H2

**表 2.** 召 51-38-9H2 井轨道设计

井段	井深 (m)	段长 (m)	井斜角 ( $^{\circ}$ )	方位角 ( $^{\circ}$ )	垂深 (m)	水平位移 (m)	造斜率 ( $^{\circ}/30\text{m}$ )
直井段	2100.00	2100.00	0.00	0.00	2100.00	0.00	0.00
增斜段	2214.75	114.75	19.12	302.22	2212.63	18.97	5.00
稳斜段	2441.89	227.14	19.12	302.22	2427.24	93.39	0.00
增扭段	2807.92	366.03	48.00	198.62	2747.50	189.35	4.50
增斜段	3038.31	230.39	82.56	198.62	2842.39	351.81	4.50
入靶点(A 点)	3112.72	74.41	90.00	198.62	2847.22	419.79	3.00
控制点(C 点)	3312.73	200.01	90.00	198.62	2847.22	610.29	0.00
控制点(D 点)	3512.74	200.00	90.00	198.61	2847.22	805.40	0.00
终靶点(B 点)	4412.74	300.01	90.00	198.62	2847.22	1697.55	0.00

## 3.2. 水平段延伸工艺及工具

### 1) 水平段延伸能力分析

设计采用随钻伽玛(GR)定向钻具组合并选用 S135 优质钻杆, 钻具组合为:  $\Phi 215.9\text{ mm}$  钻头 +  $\Phi 172\text{ mm}$  螺杆 + 钻具止回阀 +  $\Phi 211\text{ mm}$  稳定器 + MWD 短节 +  $\Phi 127\text{ mm}$  无磁加重钻铤(1 根) +  $\Phi 127\text{ mm}$  斜坡钻杆(40~60 根) + 水力振荡器组合 +  $\Phi 127\text{ mm}$  斜坡钻杆(100~180 根) +  $\Phi 127\text{ mm}$  加重钻杆(70~100 根) +  $\Phi 127\text{ mm}$  斜坡钻杆 +  $\Phi 133\text{ mm}$  方钻杆。

理论计算表明(图 3), 裸眼段 4400 m 长(水平段 1300 m)时, 滑动钻进有 300~400 m 的屈曲变形段, 下钻有 100~125 m 的屈曲变形段, 表明水平段滑动钻进时发生屈曲变形的井段偏长。因此, 为实现水平段的安全延伸, 要解决钻压有效传递、定向控制精度、钻井液润滑性、井眼清洁、提高复合钻进井段比例和加装顶驱系统等手段。

### 2) 减摩降阻工具

为解决保障斜井段扭方位、造斜段托压等问题, 降低钻具滑动摩阻, 减小钻具屈曲变形段, 可采用  $\Phi 165\text{ mm}$  水力振荡器。该工具主要由动力部分、阀门与轴承系统、配套部分组成(结构如图 4 所示, 技术

参数如表 3 所示)。通过自身产生的轴向振动(当工具震荡阀不断运动时, 改变过流面积, 产生压力脉冲, 再通过钻井液作用在震击工具的密封面上)来提高钻压传递的有效性和减少 BHA 与井眼之间的摩擦阻。

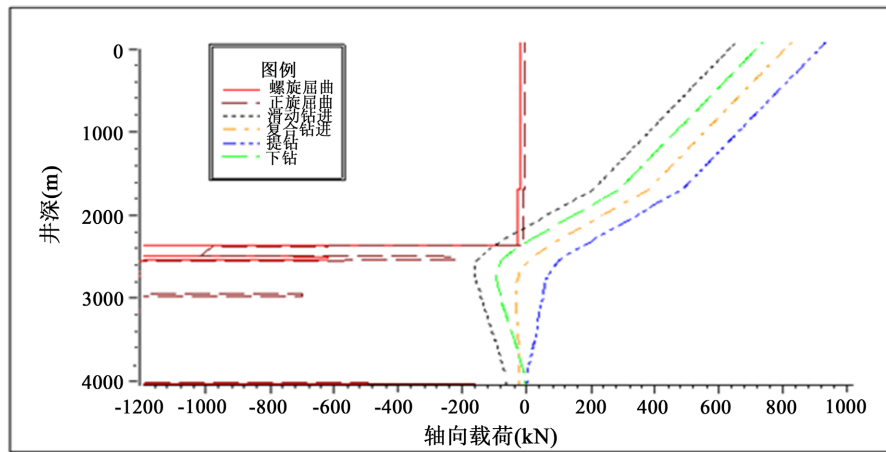


Figure 3. Load analysis diagram of drill section

图 3. 钻具截面载荷分析图



Figure 4. Schematic diagram of hydraulic oscillator structure

图 4. 水力振荡器结构原理图

Table 3. Technical parameters of hydraulic oscillator

表 3. 水力振荡器技术参数

尺寸 (mm)	长度 (m)	重量 (kg)	排量范围 (L/s)	工作温度 (°C)	工作频率 (Hz)	工作时产生的压差 (MPa)	抗拉强度 (kN)
165	7.5	956	25~38	<160	16~19	4~5	2535

### 3.3. 水力学参数优化

钻井基本参数如表 4, 随着水平段的延伸, 循环压力损耗不断增加, 易造成井漏复杂情况。综合考虑钻机设备承压能力的因素、井眼尺寸、钻井液性能、环空返速、喷嘴大小等条件计算泵压、压耗与排量关系, 进行优化。

**Table 4.** Drilling parameters**表 4.** 钻井参数表

钻头		钻井液性能			钻进参数	
尺寸(mm)	喷嘴组合(mm <sup>2</sup> )	密度(g/cm <sup>3</sup> )	塑性粘度(mPa·s)	动切力(Pa)	钻压(kN)	转速(r/min)
∅115.9	16 × 5 + 14 × 2	1.22	25	15	20~60	螺杆或 30~60
水力参数						
排量(l/s)	泵压(MPa)	钻头压降(MPa)	冲击力(kN)	喷射速度(m/s)	返速(m/s)	
32	23.9	0.2	0.33	16.9	1.21	

### 3.4. 优选钻井液体系

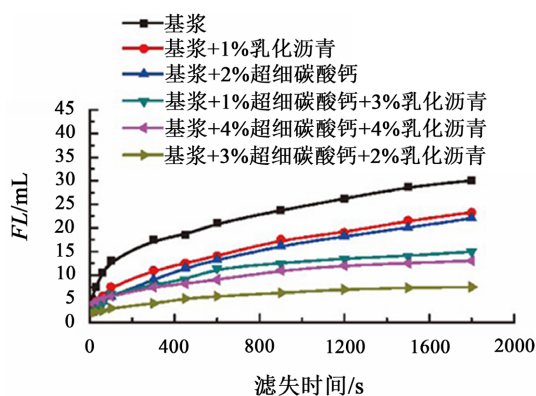
通过对岩石理化特性和事故复杂分析,双石层岩样中以黏土矿物为主(见表 5),总含量大于 50%;黏土矿物中主要成分为伊/蒙混层,且含量均大于 50%;石盒子组为中等膨胀强分散地层;石盒子岩芯易于水化分散且岩心有微裂缝,井壁稳定差。钻井液技术应重点考虑如何抑制泥页岩水化膨胀分散及防止破碎垮塌。

**Table 5.** Analysis of clay minerals in strata**表 5.** 地层粘土矿物分析

层位	粘土总量(%)	粘土矿物含量(%)				混层比(%)
		伊/蒙混层	伊得石	高岭石	绿泥石	
石千峰	50.9	84	14	1	1	25
石盒子	73.4	52	11	17	20	20

因此,召 51-38-9H2 造斜段和水平段采用盐水钻井液体系, KLC 做为主防膨剂,抑制地层中黏矿物水化分散;乳化沥青和超细碳酸钙组合封堵地层微裂缝,防止钻井液滤液进入,造成破碎垮塌。体系配方:(2~4)%膨润土 + 0.2% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 0.1%~0.3% NaOH + 8%~12% KCL + 2%~4% PAC-LV + 0.3%~0.5% PMHA-II + 1%~2% 801 + 1%~2% NAT20 + 2%~4% 白沥青 + 1%~3% 乳化沥青 + 1%~2% 润滑剂 + 0.5%~1% PGCS-1 + 2%~3% ZX-2 + 石灰石粉。

防塌封堵剂优选与评价。按照正交设计方法,进行封堵剂复配实验,利用高温高压失水仪在 100℃ 下测定各种封堵配方的封堵性能。图 5 表明,乳化沥青和超细碳酸钙的最优组合为 2% + 3%。

**Figure 5.** Optimization of blocking material ratio**图 5.** 封堵材料配比优化



### 3.5. 固井质量

#### 3.5.1. 提高套管居中度

造斜段和水平段的套管在重力作业下, 会沉向下井壁, 在井眼中偏心, 注水泥和替浆会造成大段或局部滞留钻井液, 影响顶替效率, 候凝过程中钻井液与水泥浆混合, 造成水泥浆无法凝固, 影响固井质量。采用紊流态顶替井漏风险大, 保证水平段套管居中是提高固井质量的关键。

造斜造和水平段采用钢性滚轮扶正器( $\Phi 210$  mm)与弹性扶正器( $\Phi 216$  mm)交替逐根下入, 用卡箍将扶正器固定在套管节箍 2 m 左右, 当套管下入阻卡时, 提供一定的活动空间; 托起套管节箍, 减少节箍刮蹭井壁, 堆积岩屑。

采用清水顶替, 使造斜段和水平段套管具有一定程度的漂浮性, 提高套管居中度。 $\Phi 139.7$  mm 完井套管自重 342.24 kg/根, 清水与水泥浆密度差可产生浮力 118.33 kg, 可降低重量 34.5%, 可有效降低套管与井壁摩擦阻力。

#### 3.5.2. 下套管技术措施

首先采用外径 216 mm 单扶正器、双扶正器、三扶正器依次通井, 如通井不畅, 重新通井一次, 提出后测量扶正器外径, 如外径小于 214 mm, 则更换新扶正器重新通井。每次通井提钻前, 采用“长提洗井”的方式洗井 2 周以上, 破坏岩屑床。其次三扶通洗井结束, 配加入 3% 玻璃小球或塑料小球钻井液 145 m<sup>3</sup>, 泵入水平段和造斜段, 提高井壁润滑性。同时, 控制好下入速度, 在表层套管内 30 s/根, 裸眼段 50 s/根, 且裸眼段管柱静止时间不得超过 3 min, 防止发现粘卡。

#### 3.5.3. 优化浆柱结构

密度为 1.25 g/cm<sup>3</sup> (比钻井液高 0.03~0.05 g/cm<sup>3</sup>) 环空占高 300 m, 隔离钻井液与水泥浆; 密度为 1.02 g/cm<sup>3</sup> 清洗液环空占高 500 m; 气层段以上采用 1.35 g/cm<sup>3</sup> 低密度水泥浆; 气层段 1.89 g/cm<sup>3</sup> 高密度水泥浆。隔离液具备一定的冲刷携带能力, 清洗液可有效清洗虚泥饼及泥饼上产生的油膜。

#### 3.5.4. 优化水泥浆体系设计

水平井改造采用密切割分段多簇桥塞压裂, 射孔段数多, 反复承受高压、低压交变应力, 水泥石易被破坏, 影响完整性, 造成压窜, 影响压裂效果。

在水泥浆中添加增韧材料, 提高水泥石的抗冲击能力, 有效解决温度、射孔和交变应力波动引起的水泥伸缩破坏。

#### 3.5.5. 优化顶替设计

通过流变学计算, 清洗液、隔离液环空顶替排量为 1.2 m<sup>3</sup>/min, 前期紊流顶替, 后期降低排量至 0.3~0.5 m<sup>3</sup>/min 采用塞流顶替, 以提高顶替效率。使用超长、超强满眼胶塞, 刮净管内水泥浆, 确保无水泥残留。

通过优化固井措施, 完井固井水泥一次上返至 186 m, 高于设计返高 164 m, 固井合格率 100%, 气层段优质率 76.5%, 与其它井相比, 气层段优质提高了 24.3%。

### 3.6. 复杂预防

#### 3.6.1. 防漏

钻穿刘家沟(易漏层)进入石千峰组 30 m 对上部井段进行承压试验, 使地层承压能力达到当量密度 1.40 g/cm<sup>3</sup>。若地层承压能力达不到, 采取挤封堵漏工作。推荐配方: 井浆 + 2~5% 土粉 + 3% 蛭石(1~2 mm) + 石灰石 + 3% 超微粉 + 6% 随钻堵漏剂 801 + 4% 地层增压剂 + 3% 综合堵漏剂(5~6 mm) + 2% SLD + 3% ZSQD~98 (0.3~0.5 mm) + 4% 锯末 + 3% 核桃粉(0.9 mm 以内) + 1% 核桃壳(2~4 mm), 总浓度控制在 34%,



密度  $1.25 \text{ g/cm}^3$ 。先加入非膨胀型材料,后加入膨胀型材料,加入后迅速打入到漏层,挤入裂缝膨胀,提高封堵效果。堵漏成功后,筛除钻井液中堵漏材料,将排量提高到  $40 \text{ L/s}$  循环一周,井下不漏为合格。控制起下钻及下套管速度,防止憋漏地层。

### 3.6.2. 井眼清洁

1) 在水平井的施工中,岩屑在重力的作用下会沉向下井壁,下井壁的钻井液流速慢,堆积岩屑床不可避免。造斜段( $30^\circ\sim 60^\circ$ )还易形成滑动的岩屑床,造成起钻遇卡、下钻遇阻划眼,甚至造成卡钻。

2) 提高排量,增加环空中钻井液返速(表 6),提高钻井液携砂能力。

**Table 6.** Drilling fluid return rate under different displacement

**表 6.** 不同排量下的钻井液返速

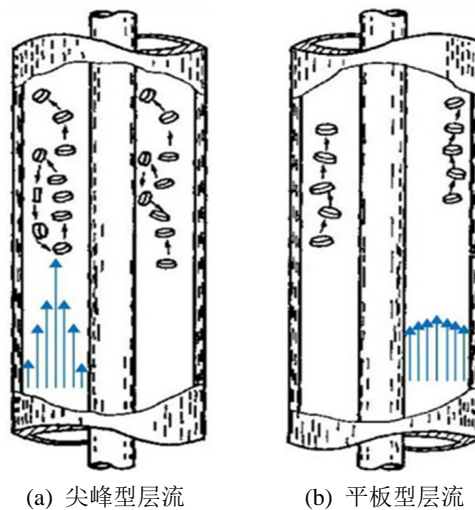
井眼(mm)	钻杆外径(mm)	排量(L/s)	返速(m/s)
215.6	127	28	1.17
215.6	127	30	1.25
215.6	127	32	1.34

3) 提高钻井液动塑比,达到 0.4 以上。

图 6(a)为尖峰型层流:动塑比 0.2 以下,中间流速快,井壁和钻杆周边流速慢,钻屑反复翻转,推靠井壁,不易带出。甚至被钻杆反复拍打在井壁上,造成缩径。环空钻屑浓度高,易诱发井漏。

图 6(b)为平板型层流:动塑比 0.4~0.7,流速差不大,钻屑在上升过程翻转少,容易带出。靠近井壁返速大于尖峰型层流,有利于清除岩屑床。

钻进过程中振动筛使用 120 目以上,除砂器使用 100%,离心机使用 40% 以上,清除有害固相,降低塑性粘度;补充预水化坂土浆,提高动切力。



**Figure 6.** Schematic diagram of drilling fluid carrying cuttings in different flow types in borehole annulus

**图 6.** 井眼环空不同流型钻井液携岩示意图

4) “长提洗井”,即洗井过程钻具反复上下活动(>20 m)。

“长提洗井”要求每小时达到 8 次以上,钻杆节箍外与钻杆本体钻井液返速相比可提高 66.42% (表 7),对岩屑床冲刷作用增强。同时,节箍外径大,在下井壁反复拖犁,将岩屑床搅起,被钻井液带出地面。

**Table 7.** Comparison of return speed between drill pipe body and drill pipe collar  
**表 7.** 钻杆本体与钻杆节箍处返速对比

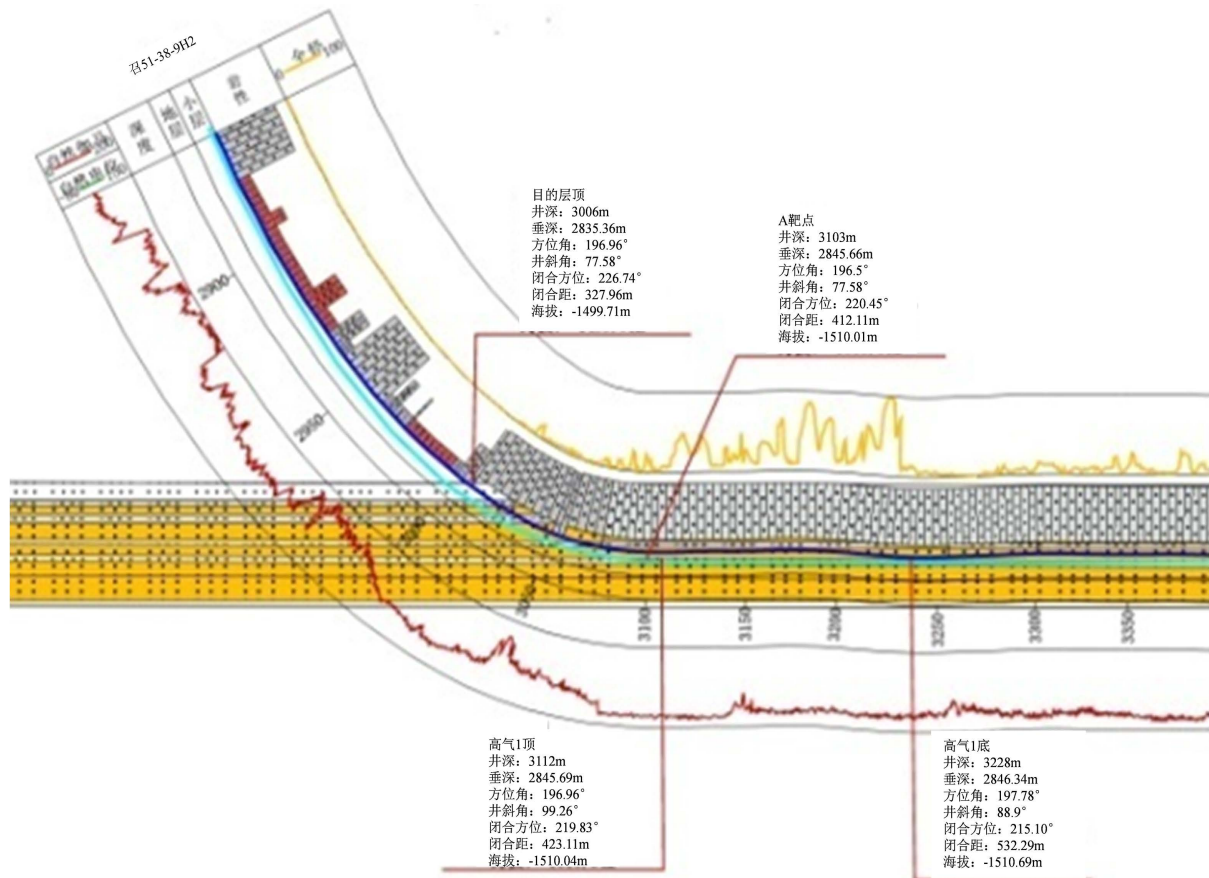
井眼(mm)	排量(L/s)	钻杆外径(mm)	本体返速(m/s)	节箍外径(mm)	节箍返速(m/s)	返速增幅
215.6	32	127	1.34	168	2.23	66.42%

## 4. 现场实施效果

召 51-38-9H2 钻井施工较为顺利, 完钻井深 4400 m, 水平段长 1300 m, 钻井周期为 39.5 d, 平均机械钻速为 10.46 m/h。其中水平段钻井周期为 15.4 d 和平均机械钻速为 6.94 m/h。创同区块水平段最长, 工期最短记录。

### 4.1. 入靶和井眼轨迹控制

通过标识层对比分析发现, 盒<sub>8下</sub><sup>1</sup>砂层抬升了 1.56 m, 与设计垂深差别不大, 以 84°稳斜探砂顶, 钻遇高气测值砂体后增斜至 89.5°入靶, 入靶井深 3100.00 m/垂深 2845.66 m (如图 7 所示)。



**Figure 7.** Target entry profile of point A

**图 7.** A 点入靶剖面图

水平段轨迹控制, 依据邻井和地震资料分析, 本井水平段倾角变化: 3100~3545 m, 地层下倾 0.12°, 3545~4038 m, 地层下倾 0.03°, 井段 4038~4400 m, 地层上倾 0.08°。根据地层倾角和气测值变化, 水平段进行 7 次调整, 顺利钻至 B 点。

## 4.2. 钻具组合

召 51-38-9H2 采用技术对策中倒装钻具组合, 水平段微增斜和稳斜效果显著, 可用钻压控制井斜微调, 提高了旋转钻进的比例, 提高了机械钻速。水平段第 2 趟钻, 将直井段加重钻杆增加到 100 根, 增加了水力振荡器, 效果明显。

## 4.3. 水力振荡器使用前后钻速对比

水平段第一趟钻 3100~3522 m 未使用水力振荡器, 平均机械钻速 8.1 m/h; 第二趟 3522~4400 m 使用水力振荡器, 平均机械钻速 5.12 m/h。从平均机械钻速来看, 不仅没有提高, 反而降低了, 但水力振荡器保证了水平段有效延伸, 达到了 1300 m, 创同区块新记录, 作用明显。

## 4.4. 钻井液

召 51-38-9H2 井采用盐水钻井液体系, 具有良好的抑制、防塌、润滑、携砂能力, 造斜段和水平井段钻进过程中无坍塌掉块及阻卡现象; 钻穿刘家沟加入封漏剂挤封, 做承压试验, 承压能力达到 1.41 g/cm<sup>3</sup>, 全井未发生井漏; 通过提高排量、动塑比和“长提洗井”, 有效清除了岩屑床, 起下钻、下套管开泵顺利; 水平段摩阻因数控制在 0.05 以内, 滤饼质量良好, 无黏卡现象; 水平段下入水力振荡器工具后施工正常, 基本无托压现象, 复杂事故率为 0%。

实钻钻井液性能: 密度 1.20~1.22 g/cm<sup>3</sup>, 漏斗黏度 50~60 s, API 失水 3~4 mL, 滤饼厚度 0.3~0.4 mm, pH 值 11~12, 含砂 0.4%, HTHP 失水 8 mL, 摩阻因数 < 0.05, 静切力 2~3 Pa/6~13 Pa, 塑性黏度 16~23 mPa·s, 动切力 8~12 Pa。

## 5. 结论及认识

1) 实践表明, 二开水平井与三开水平井相比, 能够节约大量钻井周期、技术套管费, 降低了钻井成本, 具有显著的经济效益, 是苏里格气田低产低效井提高单井产量, 降低开发成本的有效技术之一。

2) 通过提高排量、钻井液动塑比和“长提洗井”可以有效破坏岩屑床, 预防因携砂效果差造成的复杂事故; 水平段增加直井段加重钻杆数量和使用水力振荡器, 减摩降阻效果明显, 能够保证水平段延伸, 工具面稳定。

3) 二开水平井 A 点以上与三开水平井为同一井身结构, 当造斜段发生复杂, 特别是又漏又塌时, 钻至 A 点或进入石千峰组, 下入技术套管, 避免复杂验收处理, 降低二开水平井施工风险。

## 参考文献

- [1] 谢书豪, 龚旭, 李兴义, 巩小娟. 油田水平井钻井技术现状与发展趋势探究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(4): 196-198.
- [2] 梁中杰. 油田水平井钻井技术现状与发展趋势探究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(21): 185-186.
- [3] 许小勇. 油田水平井钻井技术现状与发展趋势[J]. 山东工业技术, 2018(14): 99.  
<https://doi.org/10.16640/j.cnki.37-1222/t.2018.14.086>
- [4] 姚雪冰. 水平井钻井技术应用现状及发展分析[J]. 科技创新与应用, 2017(16): 129.
- [5] 周晓萌. 水平井钻井技术发展现状[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2016, 36(17): 127-128.
- [6] 孙成. 我国水平井钻井技术的现状[J]. 化工管理, 2014(8): 155.
- [7] 杨金华. 美国水平井钻井现状与前景展望[J]. 国际石油经济, 2013, 21(9): 11-15+108.
- [8] 苏义脑, 窦修荣. 大位移井钻井概况、工艺难点和对工具仪器的要求[J]. 石油钻采工艺, 2003(1): 6-10+83.
- [9] 郭元恒, 何世明, 刘忠飞, 敬承杰. 长水平段水平井钻井技术难点分析及对策[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(1): 14-18.

- 
- [10] 陈涛, 冉照辉, 罗亮, 柯学, 孙亚平, 南鑫. 苏 77-21-40H2 水平井超长水平段钻井技术[J]. 石油钻采工艺, 2015, 37(6): 1-4.
- [11] 胥豪, 董志辉. 长水平段水平井井眼轨道优化设计方法[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2013, 40(3): 35-37+41.
- [12] 冉照辉, 周林, 崔玉娟, 郭海洲. 水平井钻井液技术在克拉玛依油田百重 7 井区的应用[J]. 新疆石油天然气, 2007(4): 60-64+107.