

浅谈大港油田千米桥潜山板块施工经验

——实记板深 16-21 井施工难点及技术措施

杨 杰

渤海钻探第三钻井公司, 天津 300300

[摘要] 大港油田千米桥潜山板块布井较少, 所收集的资料相对较少。此区块断层、不整合面较多, 极易发生井漏; 沙河街组压力系数在 0.97-1.16 之间, 可能存在异常高压, 存在井喷、溢流风险, 并且在奥陶系含相对较高浓度硫化氢给钻井增加一定的风险。为探明评价奥陶系上马家沟组油气层的潜力, 大港油田布井板深 16-21 井。

[关键词] 板深 16-21 井; 井漏; 密度; 钾盐聚合物泥浆; 钾盐无固相泥浆

DOI: 10.33142/ec.v5i8.6536

中图分类号: TE1

文献标识码: A

Brief Discussion on Construction Experience of Qianmiqiao Buried Hill Plate in Dagang Oilfield

——Construction Difficulties and Technical Measures of Banshen 16-21 Well

YANG Jie

The Third Drilling Company of Bohai Drilling Company, Tianjin, 300300, China

Abstract: There are few wells in Qianmiqiao buried hill plate of Dagang Oilfield, and the data collected are relatively few. There are many faults and unconformities in this block, which is prone to well leakage; The pressure coefficient of Shahejie formation is between 0.97-1.16. There may be abnormal high pressure, blowout and overflow risks, and the relatively high concentration of hydrogen sulfide in the Ordovician system increases the risk of drilling. Well Banshen 16-21 is arranged in Dagang Oilfield to prove and evaluate the potential of upper Majiagou formation of ordovician.

Keywords: Banshen 16-21 well; lost circulation; density; potash polymer slurry; potassium salt solid free mud

本井设计出来后, 钻井公司召集相关方开会, 根据设计及本井施工难点, 分阶段、分开次、分地层详细制定施工方案。在开钻后, 根据井上施工情况, 随时调整技术措施, 确保本井顺利交井。以下是本井的基本情况及技术措施。

1 基础数据

(1) 井基础信息

地理位置: 天津市滨海新区海滨街大港油田油建公司东约 3.6 公里。

构造位置: 千米桥潜山板深 4 井区西断块南高点

目的层: 挖掘奥陶系上马家沟组油气层的潜力

井别: 评价井; 井型: 定向井

井深: 垂深 4470m/斜深 4835m

(2) 井身结构

444.5mm 套管×301m+Φ339.7mm 套管×300m

311.1mm 井眼×2332m+Φ244.5mm 套管×2330m

215.9mm 井眼×4567m+Φ177.8mm 套管×4565m

152.4mm 井眼 × 4835m+ Φ 127mm 套 管 × (4365m-4831m)

(3) 地质分层, 如表 1。

(4) 岩性描述, 如表 2。

表 2 岩性描述

地质 分层	底界 垂深	底界 斜深	岩性描述
平原组	275	275	黄色粘土及散沙
明化镇 组	1562	1562	棕红色泥岩、浅灰色细砂岩
馆陶组	1905.9	1906	灰绿色泥岩, 浅灰色细砂岩, 浅灰色含砾不 等粒砂岩, 杂色细砾岩
东营组	2264.9	2265	灰色泥岩, 灰色粉砂岩, 浅灰色细砂岩
沙一上	2397.9	2398	深灰色泥岩, 浅灰色粉砂岩, 浅灰色细砂岩
沙一中	2780.4	2780.5	深灰色泥岩, 浅灰色细砂岩, 浅灰色粉砂岩, 浅灰色泥质粉砂岩
沙一下	3430.59	3450	深灰色泥岩, 浅灰色细砂岩, 浅灰色粉砂岩, 浅灰色泥质粉砂岩, 灰褐色油页岩, 灰褐色 灰质白云岩
沙二三 段	4039.56	4102	深灰色泥岩, 浅灰色细砂岩, 浅灰色粉砂岩, 浅灰色泥质粉砂岩, 灰褐色灰质白云岩, 棕 红色泥岩
中生界	4458.22	4546	棕红色泥岩, 浅灰色细砂岩, 浅灰色含砾不 等粒砂岩, 浅灰色粉砂岩, 灰色泥灰岩, 灰 色灰质泥岩, 浅灰色灰质粉砂岩
奥陶系	4628.18	4727	灰褐色石灰岩, 灰色含白云石灰岩, 深灰色 白云质灰岩, 深灰色灰质白云岩, 褐灰色含 泥石灰岩

表 1 地质分层

地质分层		底界垂深 m	底界测深 m	复杂情况提示	
平原组		275	275.00	①地质设计提示：馆陶组底部有细砾岩，板 3、滨 IV 油组、沙三段钻遇断层，奥陶系有白云岩、白云质灰岩，注意防漏。	
明化镇组		1605	1605.00		
馆陶组		1946	1946.00		
东营组		2310	2310.00		
沙河街组	沙一上		2436	2436.00	②地质设计提示：预计东营组、沙河街组有大段泥岩，施工过程中调整好钻井液性能，尤其是防塌性能，防止井壁坍塌。
	沙一中		2760	2760.00	
	沙一下	板 2	2870	2870.00	③地质设计提示：预测本井在 1946-2310m 井段 H2S 含量 0.14ppm；在 4470-4725m 井段 H2S 含量 5.01ppm-488.09ppm，CO2 含量 4.31%-6.5%，钻井过程中要加强特殊流体监测，防止有毒有害气体入侵。
		板 3	2941	2941.00	
		滨 I	2955	2955.00	
	沙二段	滨 II	3058	3058.06	
		滨 III	3192	3194.38	
		滨 IV	3241	3245.80	
	沙三段		4070	4135.12	⑤地质设计提示：多口邻井日产气超万方，其中板深 4 井日产气超 20 万方，钻井过程中注意防止井喷、溢流等事故发生。
中生界		4470	4564.28		
奥陶系	上马家沟组	4675	4784.22		
	下马家沟组	4722.33	4835.00		

(5) 钻井液密度设计, 如表 3。

表 3 钻井液密度设计

井段 (m)	钻井液密度 (g/cm ³)
0-301m	1.04-1.08
301-1595 (穿明化镇组)	1.08-1.14
1595-2332 (穿东营组)	1.14-1.18
2332-2952 (穿沙一段)	1.18-1.26
2952-3800 (沙二、沙三)	1.26-1.32
3800-4567 (穿中生界)	1.32-1.40
4567-4835	1.18-1.20

2 技术措施

2.1 一开技术措施

2.1.1 施工难点分析

(1) 平原组、明化镇组井壁不稳定, 易造成井眼垮塌。

(2) 表层下深 303m, 井壁不稳定, 易沉沙, 表套不易下到底。

2.1.2 钻井技术措施

(1) 开钻前配制膨润土钻井液。在泥浆罐中打入清水, 加入膨润土(1000kg), 充分水化, 钻进期间用清水维持钻井液粘度 30-35S, 粘度过高及时放浆。

(2) 为防止上部地层垮塌, 上部 50m 钻进排量 32L/s, 钻进至井深 50m 后逐步提参数至正常钻进参数。

(3) 钻进 50m 后, 逐步提高排量, 施工排量不小于 65L/s, 确保有效携带岩屑。

(4) 强化使用好净化设备, 控制泥浆进口含砂量小于 1%。

2.1.3 钻井液技术措施

井段 (0-303m) 膨润土-聚合物钻井液

一开井段采用膨润土钻井液体系, 密度 1.04-1.08g/cm³, 钻进期间维持钻井液粘度 30-35s, 补充泥浆量时均匀加入胶液。

2.1.4 (一开完) 技术措施

(1) 钻完一开井深后循环两周清洁井眼, 短起下至无磁钻铤, 下钻到底后循环泥浆两周以上, 充分携砂, 起钻前打入粘度 72S 的封闭浆 50m³ 起钻时连续往圆井灌钻井液, 防止井口塌陷。

(2) 起钻时井口专人观察, 保证圆井泥浆充足, 观察有无抽吸情况。

(3) 本井各项措施得当, 套管顺利到底, 并顺利固井。

2.2 二开技术措施

2.2.1 施工难点分析

馆陶组有砾岩, 有发生井漏的风险。

2.2.2 钻井技术措施

(1) 明化镇、馆陶组上部地层钻速较快, 除技术划眼外并根据泵压、返沙情况进行循环除砂, 钻进过程中根据返砂情况及接单根拉力变化情况, 在钻穿明化镇组及馆陶组搞短起下, 挂削清洁井壁。

(2) 强化固控设备使用, 振动筛使用不低于 200 目筛布, 使用一体机、离心机, 有效清除有害固相, 控制含砂量小于 0.3%。

(3) 本井馆陶组有砾岩, 从 1890m 开始降泵冲降低排量至 50L/S, 降钻压和顶驱转数保护钻头, 每钻进 1 个单根加入 2-3 袋随钻堵漏剂。

2.2.3 钻井液技术措施

二开 303-2345m: 聚合物钻井液

(1) 一开固井完候凝期间, 在循环罐使用剪切泵配制大分子胶液水解待开钻, 预处理包被剂浓度 0.3-0.5%, 另外在配药罐配降滤失剂胶液待用。

(2) 二开钻塞时, 隔离出 1 个循环罐用清水来钻水泥塞(期间替出的井筒内一开老浆放掉), 钻完水泥塞后将混浆全部放掉, 钻塞期间加入纯碱, 抗污染剂清除钙离子。

(3) 粘度控制: 施工过程中及时补充大分子胶液, 保持其有效浓度。明化镇组上部地层钻进时, 每钻进 100m 补充包被剂大分子 50kg, 加入清水等控制粘度在 30-35s; 明化镇组下部地层使用清水、降滤失剂和大分子胶液等控制粘度 35-40s, 每钻进 100m 补充包被剂大分子 50-100kg。明化镇地层软, 可钻性强, 在及时补充大分子的同时, 大量加入清水, 粘度过高时及时排放。工程方面适当控制钻速, 打完单根上下大幅度活动钻具划眼, 便于携砂, 保持井眼清洁。馆陶组地层钻进时, 每班包被剂胶液跟进, 每钻进 100m 补充包被剂大分子 50kg 左右, 粘度控制在 40-45s。东营控制粘度在 45-55s, 每钻进 100m 补充包被剂大分子 25kg。馆陶组底部砾岩等易漏层井段钻进时, 粘度执行设计上限, 随钻堵漏剂视情况酌情加入(1-1.5% 随钻堵漏剂), 防止井漏^[1]。

(4) 密度控制: 明化镇组密度控制在设计范围 $1.14\text{g}/\text{cm}^3$ 内; 馆陶底部含有砾岩, 东营组有大段泥岩, 执行设计密度上限 $1.18\text{g}/\text{cm}^3$, 油气层井段密度执行设计上限, 并保持至中完。

(5) 失水控制: 明化镇地层钻进时, 不控制失水; 进入馆陶组后逐渐降低失水至 8ml 以下, 进东营逐步降低失水至 6ml 以下, 并保持至中完。

(6) 井眼净化: 钻进及循环期间, 泵排量不得低于 60L/s, 钻进及循环期间振动筛和除砂器 100%使用, 振动筛目数 200 目, 控制泥浆含沙量低于 0.3%, 固相小于 12%。

2.3 三开技术措施

2.3.1 施工难点分析

(1) 根据设计提示, 预计在板 3 油组 2941m 钻遇断层, 对应测深为 2941.00m, 断距约 480m; 在滨 IV 油组 3241m 钻遇断层, 对应测深为 3245.80m, 断距约 330m; 在沙三段 3744m 钻遇断层, 对应测深为 3785.36m, 断距约 120m, 奥陶系有白云岩、白云质灰岩, 施工过程中有井漏风险。

(2) 地质设计提示: 沙河街组有大段泥岩, 施工过程中调整好钻井液性能, 尤其是防塌性能, 防止井壁坍塌。

(3) 地质设计提示: 沙河街组压力系数在 0.97-1.16 之间, 可能存在异常高压, 钻井过程中注意防止井喷、溢流等事故发生。

(4) 多口邻井日产气超万方, 其中板深 4 井日产气超 20 万方, 钻井过程中注意防止井喷、溢流等事故发生。

(5) 本井设计 3000m 开始造斜, 深定向, 易托压、

粘卡, 造斜段、稳斜段轨迹控制困难。

(6) 本井设计 215.9mm 井眼, 下入 177.8mm 套管, 环空间隙小, 下套管风险极大, 极易造成井漏和下套管阻卡;

(7) 油气层位置: 测深 2760.00m~2870.00m、2941.00m~4135.12m; 邻多发生油气侵、溢流, 存在极大井控险情。

(8) 本井三开有断层、沙河街组油气层活跃, 存在漏溢转换的风险。

(9) 本井三开垂深 4470m, 地层温度高, 泥浆性能难以维护, 存在井壁失稳的风险。

(10) 本井三开完钻原则是揭开风化壳进入奥陶系完钻, 奥陶系极易漏失。

2.3.2 钻井技术措施

(1) 钻进期间认真记录各项参数, 通过参数变化, 及时预判井下情况, 防止发生钻具事故以及其他事故复杂。

(2) 使用好净化设备, 控制含砂量小于 0.3%。

(3) 钻进过程中合理调整排量, 上部稳定层位使用大排量 35L/S 钻进, 保证返砂, 易漏地层降低排量 26-30L/s 钻进, 注意防漏;

(4) 由于本井在沙二段、沙三段、中生界存在断层和云岩、灰岩, 极易发生井漏, 施工过程中加强坐岗制度, 由专人观察循环罐液面变化, 施工过程中严控起下钻速度, 避免产生激动压力和抽吸压力。精细化操作, 开泵多次挂合。钻进过程中跟入单封(6-8 袋/小时), 弱化钻井参数, 排量降 10-12L/s。

(5) 本井由于奥陶系延后, 可对比的邻井资料较少, 标识层不明显, 卡层相对困难, 在地质卡层的同时, 工程方面采取控时钻进, 钻时控制在 30min/m, 并实时监控钻井参数, 加强坐岗。在钻进至 4598m 钻压回压变快, 泥浆消耗量变大, 由 $0.1-0.2\text{m}^3/10\text{min}$ 增加到 $1\text{m}^3/10\text{min}$, 立即停钻, 降排量, 汇报甲方, 甲方确定完钻^[2]。

2.3.3 钻井液技术措施

井段(2345m-4598m) 钾盐聚合物钻井液

(1) 钻进期间坚持每班加入大分子胶液, 维持体系中有效含量 0.1-0.3%。三开井段动切力维持 7-10Pa。同时加大封堵防塌材料的投入, 提高钻井液的封堵防塌能力, 防止井塌、井漏。

(2) 钻进及循环期间振动筛和除砂器 100%使用, 振动筛目数不低于 200 目。离心机每天至少开启至少 2 个循环周, 若出现自然密度上涨现象, 则增加离心机使用时间, 及时降低固相含量。

(3) 沙一段钻井液密度控制在 $1.24-1.26\text{g}/\text{cm}^3$, 沙二段钻井液密度控制在 $1.26-1.32\text{g}/\text{cm}^3$, 沙三段钻井液密度控制在 $1.32-1.40\text{g}/\text{cm}^3$ (油气层井段密度执行设计上限)。另外随钻加入 2%超细碳酸钙等提高地层承压能力。

(4) 三开控制中压失水在 5ml 以下, 降低 HTHP 失水至 12mL 以下, 加入足量抗高温材料, 确保泥浆性能可控。

(5) 施工中加入液体润滑剂、固体润滑剂等降低摩

阻,控制摩阻小于 0.08;加入包被剂大分子、封堵防塌剂改善泥饼质量。同时按要求拉短起下(拉力异常或携砂不良可随时短起下),保持井眼清洁。使用好固控设备,若含砂量高于 0.3%,则采取增加短起下频次、停钻循环除砂等措施控制含砂量。如果出现托压,一次性增加 0.3%润滑材料或配制 0.5%膨化石墨(或小球)段塞缓解托压。

2.3.4 完井技术措施

(1) 电测技术措施

①常规直径 208mm 扶正器通井。

②通井到底充分循环、测后效,注意观察振动筛返砂有无大块、掉块,岩屑返干净再打润滑封闭。

③封闭浆:打封闭浆 100m³ 封固裸眼段。

(2) 下套管措施

①本井三开裸眼井段较长(2253m)一次性下入套管,面临的风险较大,决定使用套管回接技术,先下套管封住裸眼井段,固井后候凝后再回接余下套管。

②下尾管前通井、刮管措施

本井三开下 177.8mm 套管,环空间隙小,下套管风险大,电测后,先使用牙轮钻头+212mm 单扶通井。

刮管措施:悬挂器位置上下 50m 反复刮削,循环干净再起钻,起钻前对钻具称重并记录。

(3) 下套管技术措施

①下钻时平稳操作,严格控制下放速度,每 5 柱钻杆灌满泥浆,缓慢开泵,防止激动压力过大,管柱下到后,探底,并上提下放称重。

②管柱下到底后小排量缓慢顶通,开泵正常后逐步提高至正常排量循环 2 周,确保井底无沉砂。

③配合悬挂器厂家坐挂。

2.4 四开技术措施

2.4.1 施工难点分析

(1)奥陶系白云岩、灰岩易漏,存在漏溢转换风险。

(2)油气层位置:对应测深 4564.28m~4784.22m 钻进中存在发生气侵、井喷的风险。

2.4.2 钻井技术措施

(1)使用好净化设备,控制含砂量小于 0.2%。

(2)本井四开专打奥陶系云岩、灰岩,极易发生井漏,施工过程中加强坐岗制度,由专人观察循环罐液面变化,施工过程中严控起下钻速度,避免产生激动压力和抽吸压力。精细化操作,开泵多次挂合。钻进过程中跟入单封(6~8 袋/小时),弱化钻井参数,排量降 10~12L/s,防止油气侵、井漏、井喷等井下复杂事故发生。

(3)四开前准备足量的钻井液,确保发生漏失时有足量钻井液灌入。储备足量的堵漏材料和钻井液,以及片碱、碱式碳酸锌。

(4)由于三开 177.8mm 抗硫未到井,三开套管无法正常回接。为保证四开环空返速,具体施工采取复合钻具,

上部使用 127mm 钻具,下步使用 101.6mm 钻具。

2.4.3 钻井液技术措施

井段(4598~4935m)盐水无固相钻井液

①清水+氯化钠+0.5~1.0%磺酸盐共聚物 DSP1+碱式碳酸锌+片碱

循环调整好泥浆性能,保持钻井液 PH 大于 9.5。

②奥陶系灰岩、云岩易漏,维持密度至 1.18~1.20g/cm³。

③钻进及循环期间使用好净化设备,及时降低固相含量,含砂不大于 0.2%。

2.4.5 完井技术措施

(1) 电测前通井措施

①起完钻更换常规钻具通井。

②封闭浆封闭裸眼井段。

(2) 下尾管前通井措施

电测之后,下常规双扶钻具通井。

(3) 下尾管技术措施

①送入钻具必须使用通径规通径,必须确保通径规返出后再上提钻具对扣,送入过程中分段顶通循环泥浆,循环时必须加钻杆滤子。

②配合悬挂器厂家服务人员进行套管悬挂器坐挂。

(4) 尾管固井

①管柱下到后,探底,并上提下放称重,小排量缓慢顶通,开泵正常后逐步提高至正常排量循环 2 周,确保井底无沉砂。

②套管投球坐挂、丢手、剪切球座时注意泵压变化,坐挂后下压、上提注意悬重变化,确保坐挂成功,丢手成功后上提验证丢手是否成功,丢手成功后继续憋压,剪断球座销钉,建立循环通道,再开泵循环固井。

③循环期间严格执行固井施工方案,碰压、涨封时注意泵压变化。

④涨封后立即上提拔出中心管,充分循环放掉多余水泥浆,在起出送入钻具候凝。

3 结论

本井由于技术措施得当,技术措施执行到位,本井顺利交井。本井刷新大港油田板桥区块钻机月速、机械钻速、钻井周期、钻完井周期、建井周期 5 项技术指标,并为后续井提供一定借鉴意义。

[参考文献]

- [1]王建富,时云珠.千米桥古潜山勘探成功的配套技术[J].探勘家,2020,1(5):10-12.
 - [2]窦同伟,王雷,王文刚.提高千米桥潜山深井钻井速度配套技术[J].石油钻采工艺,2001,6(23):4-8.
- 作者简介:杨杰(1986.10-)男,毕业院校:西南石油大学,石油工程,渤海钻探第三钻井公司 BHZ70002 钻井队队长,副科级。