

塔河油田托普台 3 区志留系钻井液难点及对策

罗剑波, 刘仕银

(中国石化 西北油田分公司 石油工程监督中心, 新疆 轮台 841600)

摘要:塔河油田托普台 3 区志留系柯坪塔格组砂泥岩互层发育, 层厚一般为 340~420 m, 埋深一般在井深 5 570~6 200 m, 且呈现自北向南逐渐增厚、埋深逐渐加深的态势。通过分析柯坪塔格组岩性、井壁失稳及井漏发生的原因, 结合室内评价抑制剂、防塌封堵剂, 形成了适合该区块的钾胺基防塌钻井液体系配方; 制定了详细的柯坪塔格组防塌防漏技术措施、工程预防措施, 通过物理防塌与化学防塌相结合, 强化分段静堵和随钻封堵技术, 高软化点乳化沥青与刚性粒子组合防塌封堵; 工程上通过控制起下钻速度、起下钻分段顶通循环等手段。该钻井液体系在 TP346X 井应用取得较好的效果, 柯坪塔格组井径扩大率为 7.45%, 掉块垮塌明显减少, 未出现漏失等复杂情况。

关键词:防塌防漏; 高软化点乳化沥青; 钾胺基防塌钻井液; 柯坪塔格组; 塔河油田

中图分类号: TE254

文献标识码: A

Technical challenges and solutions of drilling fluid techniques in Silurian in Tuoputai 3 block of Tahe oilfield

Luo Jianbo, Liu Shiyin

(Petroleum Engineering Supervision Center, SINOPEC Northwest Oil Field Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: Sandstones and mudstones interbedded in the Silurian Kepingtag Formation in the Tuoputai 3 block of Tahe oilfield, about 340–420 m thick for each layer and generally buried at a well depth of 5 570–6 200 m. The interlayer thickness and burial depth gradually increased from north to south. By analyzing the lithology of the Kepingtag Formation and the causes for wellbore instability and well leakage, combining with the laboratory evaluations of inhibitors and anti-collapse plugging agents, we proposed a formula for potassium amine anti-collapse drilling fluid, which is suitable for the Tuoputai 3 block. Some detailed measures to solve collapse and leakage were put forward, combining physical anti-collapse methods with chemical ones. Segmental static plugging and drilling plugging were focused on. A combination of high softening point emulsified asphalt and rigid particle was applied to solve collapse. Velocity was controlled and drilling fluid was circulated when drilling up and down. This drilling fluid system achieved good effects in well TP346X. The drilling diameter of the Kepingtag Formation was improved by 7.45%. Collapse was significantly reduced and there was no leakage or other complex situations.

Key words: collapse and leakage solution; high softening point emulsified asphalt; potassium amine anti-collapse drilling fluid; Kepingtag Formation; Tahe oilfield

托普台 3 区位于塔河油田托普台区的南部, 地处库车县境内(塔里木河以南), 其构造位置位于阿克库勒凸起西南斜坡部位。该地区井为四级结构井, 主要施工难点在于志留系塔塔埃塔格组下部至柯坪塔格组上部井段地层胶结性差、可钻性较好, 地层微裂隙发育, 极易发生井塌、井漏。柯坪塔格组的灰绿、绿灰色泥岩水敏性强, 极易发生周期性剥落、垮塌, 造成起下钻长时间划眼, 形成垮塌漏失并存的复杂局面。据统计, 该地区柯坪塔格组处理复杂局面耗时间在 6~22 天。例如 TP337X 井在下钻至柯坪塔格组 5 820 m 遇阻划眼, 后出现又漏又垮的复杂局面, 处理

复杂局面耗时 20 天无进尺; TP341 井进柯坪塔格组 5 m 后发生漏失, 堵漏成功后继续钻进, 钻至井深 6 215 m 后, 下钻至 5 915 m 出现遇阻, 划眼期间出现漏失与垮塌双重复杂情况, 处理复杂局面耗时 18 天无进尺。

1 研究概况

1.1 工程概况

托普台 3 区钻遇地层自上而下依次为第四系、新近系、古近系、白垩系、侏罗系、三叠系、二叠系、石炭系、泥盆系、志留系、奥陶系等。设计为四级井身结构: $\Phi 444.5$ mm 钻头 $\times 339.7$ mm 套管 $\times 1\ 000$ m + $\Phi 311.2$ mm

钻头×(250.8+244.5 mm)套管×4 821 m+Φ215.9 mm 钻头×177.8 mm 套管×6 900 m+Φ149.2 mm 钻头×裸眼完井×7 200 m。

1.2 地质概况

托普台 3 区的柯坪塔格组沉积厚度较厚,一般为 340~420 m,埋深一般在井深 5 570~6 200 m 之间,且呈现自北向南逐渐增厚、埋深逐渐加深的态势。地质分层一般将托普台 3 区的柯坪塔格组分为上段、中段和下段。

上段:厚度较稳定,一般 80~90 m;岩性主要为砂岩/粉砂质泥岩,孔隙度高,渗透性较好[可达 $(10\sim 16)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$],所以若钻井液密度较高(液柱压力>地层压力)时钻进中易发生井漏。

中段:厚度较稳定,一般 140~150 m;岩性一般为深灰色、绿灰色、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩,岩性稳定,沉积厚度较大,为深水的外陆棚沉积的一套碎屑岩。地质分析井下局部井段泥岩虽然性较硬,但可能存在一些微裂缝或微孔隙,故钻进中易产生剥落或诱发渗漏;而部分泥岩段因含砂质降低了黏土质矿物的含量,吸水性变差,一旦被泥浆浸泡(失水过大)易产生“水化”剥落,严重时出现大量掉块,发生垮塌,引起遇阻、挂卡,甚至卡钻等异常。

下段:厚度不稳定,差异较大,一般 100~180 m;岩性一般为灰色、绿灰色、棕褐色泥岩与灰色粉砂岩、泥质粉砂岩略等厚互层(间夹细砂岩)。岩屑录井表明,该段发育的砂体一般泥质含量重,胶结较致密,部分为灰质胶结(致密)。上述岩性组合及其物性特点并结合实钻情况分析,下段施工中一般不易发生井漏,且沉积的泥岩较中段泥岩吸水性略好,吸水后分析具有一定的弱膨胀性,在具有合适泥浆密度的支撑下,一般不易出现垮塌。

2 施工难点分析

2.1 钻井液密度窗口选择难度大

柯坪塔格组中段以泥岩为主,存在微裂缝或微孔隙,易坍塌、掉块。钻井施工过程中常通过提高钻井液密度来抑制井壁掉块,钻井液浸泡一段时间后,地层的坍塌压力升高,钻井液密度不足以平衡地层坍塌压力,容易发生井塌,出现掉块^[1]。而柯坪塔格组上段孔隙度高,钻井液密度高易造成井漏。

2.2 钻井液抑制性与封堵性不足导致井壁失稳

柯坪塔格组主要为裂隙发育的硬脆性泥岩,钻井过程中,在压差作用下,钻井液滤液沿层理面或微裂隙侵入,导致弱面胶结物水化分散,大大降低泥岩层理面的结合强度,导致岩石结构强度降低,

坍塌压力升高;泥岩吸水不均匀,岩石内部产生膨胀应力^[2],引起井壁失稳,形成剥落、掉块。

3 室内评价实验

针对托普台 3 区块柯坪塔格组岩性特点,如何处理好漏失与井壁稳定的关系是难点所在。选用钾胺基聚磺防塌钻井液体系,针对抑制剂、防塌封堵剂等关键助剂进行优选。钾胺基钻井液体系基础配方:4%膨润土+0.2%纯碱+0.2%烧碱+0.5%聚丙烯酸钾+0.3%聚物包被剂+1.0%水解聚丙烯腈铵盐+3%KCl+0.5%~1.0%聚胺+0.4%聚阴离子纤维素。

3.1 抑制剂评价

对取自托普台 3 区块柯坪塔格组的泥岩钻屑分别放入基础配方和优化配方中进行滚动回收实验,设计 4 组实验(表 1),其中,设计基础配方为 4%土浆+0.3% KPAM+3.0% SMP-2+3.0% SPNH+2.5%~6%沥青+2% SYP-1+3% KCl。优化配方 1 为设计配方+0.3%聚胺;优化配方 2 为设计配方+0.5%聚胺;优化配方 3 为设计配方+0.8%聚胺^[3]。

表 1 抑制性评价分析

Table 1 Evaluation of inhibitors

钻井液	钻屑滚动回收率/%
基础配方	61.3
优化配方 1	80.1
优化配方 2	85.5
优化配方 3	87.6

注:实验条件为 150 °C 温度下热滚 12 h。

从实验结果(表 1)可以看出,加入聚胺后钻屑回收率较没有加聚胺体系的回收率由 61.3% 增加到 80% 以上,回收率明显升高,说明钻井液体系中加入聚胺抑制剂后抑制性有明显提升;体系钻井液加入 0.5% 聚胺较加入 0.8% 聚胺回收率略低,从经济和技术方面综合考虑,聚胺加量可选择 0.5%。

3.2 防塌封堵材料评价

防塌剂中的沥青颗粒在地层温度的作用下发生一定程度变形,弹性颗粒在压差的作用下可实现对地层微裂隙的有效封堵,与刚性材料的复配组合,并且超细碳酸钙与沥青的组合往往封堵效果较好^[4]。这里选用现场使用的高软化点沥青 RHJ-3(软化点为 160 °C)与超细碳酸钙进行封堵剂优选,在 4% 预水化膨润土浆中加入一定量的 RHJ-3 与超细碳酸钙,测定其 API 滤失量(图 1)^[5]。

由图 1a 可知,高软化点沥青 RHJ-3 加量至 2% 时,体系的 API 滤失量出现急剧下降,随着加量

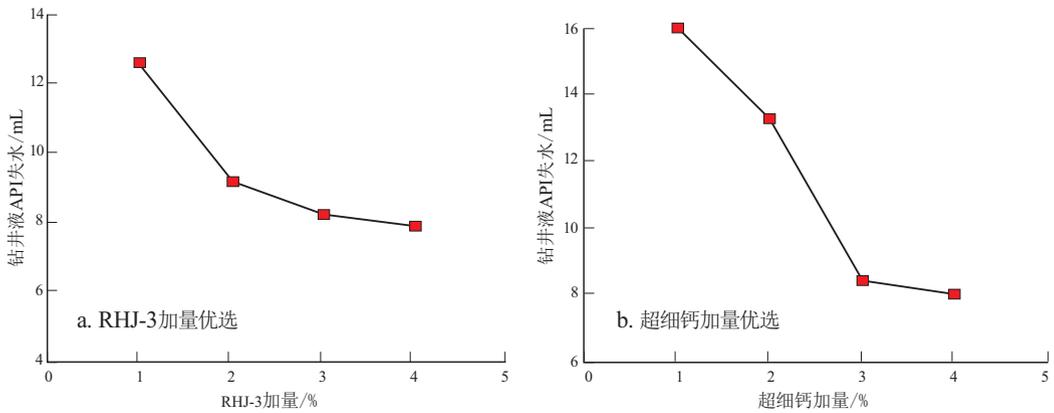


图 1 高软化点沥青 RHJ-3(软化点为 160 ℃)与超细碳酸钙进行封堵剂优选

Fig.1 High softening point emulsified asphalt RHJ-3 (softening at 160 ℃) and fine-grained calcium carbonate

表 2 老化前后钻井液性能对比

Table 2 Drilling fluid properties before and after aging

测试条件	密度/ ($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	PV/ ($\text{mPa} \cdot \text{s}$)	YP/Pa	Q/ ($\text{Pa} \cdot \text{Pa}^{-1}$)	FLAPI/ mL	FLHTHP/ mL
老化前	1.34	26	7	1/5	3.0	9.0
老化后(150 ℃, 12 h)	1.34	27	7	2/7	2.8	10.6

的增加,API 滤失量逐渐趋于平稳,曲线对应拐点 3% 即为高软化点沥青的最优加量为 3%。同理,由图 1b 可知,超细钙的最优加量为 3%。故得到防塌封堵剂组合为 3%RHJ-3+3%超细钙。

在所优选出的关键处理剂的基础上加入其他处理剂,得到强抑制强封堵钻井液。配制而成的钻井液配方为:3.5%膨润土浆+0.3%FA367+3%SMP-2+3%SMC+1%TSH-2+(5%~7%)KCl+(0.5%~1%)聚胺+3%超细碳酸钙+3%RHJ-3+重晶石。按照水基钻井液现场测试方法(GB/T16783.1—2006)测定钻井液的流变参数和滤失量,结果如表 2 所示。采用柯坪塔格组泥岩抑制性评价,滚动回收率为 89.56%,钻井液体系表现出较好的抑制性。

4 柯坪塔格组防塌防漏技术措施

4.1 防塌技术措施

(1)化学防塌与物理防塌相结合。解决井壁失稳主要从物理方法和化学方法两方面着手:物理方法主要是提高钻井液的密度^[6]来平衡地层压力,建议用密度 1.34 g/cm^3 揭开柯坪塔格组,在防塌封堵配方起作用后将密度提至 1.35 g/cm^3 ;化学方法主要是通过优化钻井液性能,降低高温高压降滤失量(柯坪塔格组中段降低 API 失水至 3 mL 以内,HTHP 失水至 10 mL),强化抑制性、优选质量优良的防塌剂及时封堵井壁,尽可能减缓地层坍塌压力升高来保证井壁稳定。同时,要尽量减少地层

在泥浆中的浸泡时间,快速钻进通过。

(2)循环避开易垮塌井段,严禁定点循环。

(3)根据邻井资料显示,柯坪塔格组在起下钻过程中更容易发生垮塌,在柯坪塔格组及以下短起下钻,必须配制防塌封堵浆封堵,封堵浆在井浆基础上加入 1%防塌剂和 0.5%抗温降滤失剂。

4.2 井漏预防及处理技术措施

(1)选择合理的钻井液密度,以保证正常的钻井液液柱压力,在有效封堵的基础上支撑井壁。密度控制在 $1.33 \sim 1.35 \text{ g/cm}^3$,黏度在 50~55 s,塑性黏度 $18 \sim 23 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,动切力 6~8 Pa,流型指数 0.3~0.5,呈平板层流,减少对井壁的冲刷。控制 API 失水在 4 mL 以内,HTHP 失水在 10 mL 以内,避免过多滤液进入地层导致井壁失稳。保持泥浆内沥青类防塌材料的加量在 2%以上,乳化沥青的加量在 2%以上,磺化材料的加量在 4%以上。

(2)柯坪塔格组钻进期间,采取随钻封堵方法,加入 1%PB-1+3%超细钙+2%沥青粉进行随钻封堵,强化随钻封堵可提高地层承压能力。

(3)在柯坪塔格组地层钻进中,使用“分段静堵”的方法逐步推进。根据井下情况每钻进 100~200 m(根据井下情况而定),用“井浆+2%PB-1+2%SQD-98+2%沥青+3%单向压力屏蔽剂+5%QS-2”的配方泵入井底,钻头提至新井眼以上,用较大的排量循环 2 h 左右静堵,然后下钻到底再钻进新地层。

(4)严格坐岗观察,密切注意漏失情况,分析地层裂隙发育程度,以确定密度调整的方向(TP335H 井在 6 308 m 桑塔木组地层出盐水,比重上调到 1.40 g/cm³,达到平衡);并加强性能监测,防止地层出水,一旦出水,将比重加至设计上限,如果加到上限也平衡不了地层高压水,打报告上提比重直至平衡地层水。

(5)根据情况,在长起下钻作业中必须进行中途分段顶通,避免到底开泵憋漏地层导致复杂。

(6)储备足够的堵漏及配浆材料,地面多储备钻井液,如果发生恶性漏失,立即抢起钻具至套管内,期间必须进行补液,保持液柱压力,再下入光钻杆进行堵漏。

根据漏失建议堵漏浆配方如表 3。

表 3 堵漏浆配方

Table 3 Formulation of plugging fluids

漏速/ (m ³ · h ⁻¹)	堵漏浆液配方
≤5	静堵或 5%~8% 土浆+1%~2% PB-1+2%~3% 石灰石粉+1% 沥青+2%~3% QS-2 5%~8% 土浆+2%~5% CXD+2%~3% SQD-98 (粗)+1%~2% 锯末+1%~3% PB-1+2% QS-2+1%~2% 沥青 15~25
5~15	5%~8% 土浆+3%~8% CXD+3%~5% SQD-98 (粗)+1%~2% 锯末+2%~3% 中核桃壳+2%~3% 细核桃壳+1~3% PB-1+1%~2% 沥青+2%~3% QS-2
≥25	井浆+3%~5% CXD+3%~4% SQD-98 (粗)+1%~2% 锯末+1%~3% PB-1+1%~2% 云母+2%~3% 粗核桃壳+3~4% 细核桃壳+1%~2% 棉籽壳+2%~3% QS-2

4.3 工程预防措施

(1)钻遇柯坪塔格组前 30~50 m,工程上进行一次短起下钻,确保上部裸眼段通畅,防止出现井漏等复杂情况时无法正常起钻的现象发生。

(2)柯坪塔格组钻进期间,安排专人观察记录泵压及扭矩等钻井参数变化,发现异常,及时进行汇报处理。井队根据泵压、扭矩的变化情况提前做

好应急预案。

(3)柯坪塔格组地层钻进,为减小对井壁的冲刷,在提高钻井液粘切的前提下采用小排量、适当转速快速钻穿此层位。

(4)起钻过程中必须控制起钻速度,防止抽吸压力造成井壁失稳,裸眼段起钻速度控制在 60 s/柱,起钻至套管内可适当提高起钻速度。

(5)下钻过程中控制下钻速度,防止激动压力过大压漏地层。为防止一次性下钻到底开泵压力过大对井下安全造成影响,下钻过程中采用分段顶通的方式进行;下钻到底提前一个立柱接方钻杆,缓慢开泵,逐渐增加开泵压力,每个压力循环一段时间后再增大到下一个泵压循环,逐渐增加至正常循环压力。

(6)钻井过程中方钻杆不完全打完,预留 1 m 左右接单根。单根打完后带泵小排量上提钻具,井眼通畅后停泵接单根。接完单根后开泵小排量接触井底,逐步增加至正常排量开始钻进。接单根过程中安排专人记录摩阻变化,为工程及泥浆处理提供参考。

5 现场应用

以 TP364X 为例,该井使用钾胺基聚磺防塌钻井液体系。该井柯坪塔格组钻进期间,钻井液密度控制在 1.35 g/cm³,以 0.5%~1% 聚胺复配 3% KCl 强化抑制性,以高软化点乳化沥青为主防塌剂复配超细钙、PB-1 等提高钻井液中防塌封堵总含量至 5%,优化后控制钻井液 HTHP 失水小于 10 mL。该井在柯坪塔格组钻进期间未发生漏失,井眼较为稳定,未出现耗时划眼等情况。较使用聚磺防塌钻井液体系的其他井来说(表 4),该井柯坪塔格组施工较为顺利。

6 结论与建议

(1)地质分层一般将托普台 3 区柯坪塔格组分为上段、中段和下段,中段泥岩垮塌是井壁垮塌

表 4 塔河油田托普台 3 区块部分井志留系柯坪塔格组施工情况

Table 4 Drilling operation of some wells in Kepingtage Formation in Tuoputai 3 block, Tahe Oilfield

井号	井段/m	钻井液密度/ (g · cm ⁻³)	是否漏失	井径 扩大率%	处理复杂 耗时/d
TP346X	5 863~6 268	1.35	否	7.45	0
TP341	5 783~6 199	1.32~1.34	是	20.13	21
TP339H	5 724~6 130	1.32~1.34	否	17.47	6
TP344	5 672~6 059	1.35	否	6.58	4
TP337X	5 700~6 086	1.32~1.36	是	16.85	18

明显改善,目前日产油 15.6 t,且生产稳定。

4 结论

(1)三条曲线及静态三定资料可明确油井低产能的原因;单井或者井组能量指示曲线结合静态刻画,可明确储集体模型、井组能量变化趋势;单井能量变化特征可说明动用储集体的变化特征,是否存在启动压差变化,横向偏移未动用、横向分隔未动用、纵向井眼未有效沟通储集体等原因。

(2)断裂核部存在分隔的、次级断裂低效井及小缝洞群的油井,三定资料可以明确井眼与储集体的横向距离,储集体间的微小裂缝;明确连通性与分割性,识别储集体顶部、底部发育状况,从而为下一步措施明确方向。

(3)塔河油田通过三定资料实施油井酸化现场实施效果较好。富油区域,如主干断裂核部排查潜力井 6 口,预计新增经济可采量 7.1×10^4 t;小缝洞群排查潜力井 2 口,预计新增经济可采量 1.6×10^4 t。

参考文献:

[1] 袁自学,王靖云,李淑珣,等.特低渗透注水砂岩油藏采收率

确定方法[J].石油勘探与开发,2014,41(3):314-348.

[2] 罗银富.低渗透砂岩油藏水驱开发效果评价指标与方法研究[D].成都:西南石油学院,2005.

[3] 修乃岭,熊伟,高树生,等.缝洞型碳酸盐岩油藏水动力学模拟研究[J].特种油气藏,2007,14(5):49-51.

[4] 胡文革,鲁新便.塔河碳酸盐岩缝洞型储集体的分类表征技术[C]//2015 油气田勘探与开发国际会议论文集,2015:10-22.

[5] 鲁新便.岩溶缝洞型碳酸盐岩储集层的非均质性[J].新疆石油地质,2003,24(4):360-362.

[6] 杨宇,康毅力,张凤东,等.塔河油田缝洞型油藏流动单元的定义与划分[J].大庆石油地质与开发,2007,26(2):31-33.

[7] 苏劲,张水昌,杨海军,等.断裂系统对碳酸盐岩有效储层的控制及其成藏规律[J].石油学报,2010,31(2):196-203.

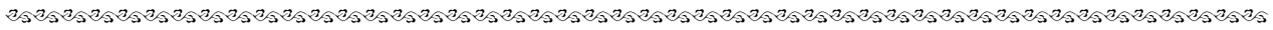
[8] 张虎权,卫平生,潘建国,等.碳酸盐岩地震储层学[J].岩性油气藏,2010,22(2):14-17.

[9] 李松泽,胡望水.复杂油藏高含水期流动单元研究及剩余油预测[J].特种油气藏,2015,22(3):121-124.

[10] 韩剑发,宋玉斌,熊昶,等.塔中海相碳酸盐岩凝析气田试采动态特征与开发技术对策[J].天然气地球科学,2014,25(12):2047-2057.

[11] 陈江,刘国霖,杨雪,等.油田骨架井网的确定及井组试验[J].石油化工应用,2012,31(8):47-49.

(编辑 徐文明)



(上接第 78 页)

的主要井段。

(2)通过室内实验优选聚胺抑制剂、防塌封堵剂加量,形成的钾胺基聚磺防塌钻井液体系抗温性、抑制性强,老化前后性能良好,适合深井泥岩段施工。

(3)柯坪塔格组在起下钻过程中易发生垮塌,在柯坪塔格组及以下井段短起下钻,必须配制防塌封堵浆封堵。

(4)高软化点乳化沥青 RHJ-3 有很好的防塌效果,选择时注意软化点与地层温度匹配,软化点高于地层温度 10 ℃ 比较适宜,沥青颗粒发生变形,但不至于形成液态状而起不到防塌封堵作用。

(5)钾胺基聚磺防塌钻井液体系可满足柯坪塔格组钻井液施工要求,但抑制防塌封堵类材料量要加足。处理好漏失和井壁稳定是关键,在做足随

钻封堵的情况下,密度在 1.34~1.35 g/cm³。

参考文献:

[1] 张国,陈红壮,高伟,等.塔河侧钻水平井硬脆性泥页岩井壁失稳研究及对策[J].钻采工艺,2016,39(3):4-7.

[2] 王成岭,李作宾,蒋金宝,等.塔河油田 12 区超深井快速钻井技术[J].石油钻探技术,2010,38(3):17-21.

[3] 黄万龙,楼一珊,钟文建,等.玉北地区新型强抑制性聚胺钻井液体系研究[J].新疆石油地质,2013,34(6):719-722.

[4] 曹成,蒲晓林,王贵,等.水基钻井液用防塌封堵剂封堵效果实验研究[J].应用化工,2015,44(2):247-249.

[5] 王贵,曹成,蒲晓林,等.塔河油田桑塔木组钻井液优化与室内评价[J].钻采工艺,2015,38(5):73-76.

[6] 汪露,邓小卫.TP267X 三开制长裸眼井优快钻井液技术[J].断块油气田,2016,21(4):533-536.

(编辑 徐文明)