

塔河油田 MTT 区块火成岩地层井壁失稳原因分析

刘彪, 潘丽娟

(中国石化西北油田分公司, 乌鲁木齐 830011)

摘要: 为了确保塔河油田 MTT 区块安全钻井, 需要找到火成岩井壁失稳原因, 以便找到应对措施。通过分析 MTT 区块岩石物性、地应力状态、压力剖面、测井数据、井径数据等资料, 结合火成岩地层掉块特征, 评价钻井液性能与地层岩性的配伍性以及封堵材料的封堵能力。认为引起井壁失稳的主要因素为: (1) 火成岩夹泥岩井段与水基钻井液作用易导致泥岩水化; (2) 火成岩内部微裂缝发育, 而钻井液封堵能力不足, 使钻井液容易侵入火成岩内部; (3) 该区地应力状态为走滑型应力场, 构造作用强, 抑制井壁坍塌需要的钻井液密度高。三方面综合因素的影响导致了火成岩井壁失稳。

关键词: 火成岩; 坍塌; 配伍性; 地应力; 压力剖面; 塔河油田

中图分类号: TE28

文献标识码: A

Causes for wellbore instability in igneous formations in MTT region, Tahe Oilfield

Liu Biao, Pan Lijuan

(SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China)

Abstract: The causes for well instability in igneous formations in MTT region of the Tahe Oilfield were discussed to ensure production safety. Based on the analyses of formation lithology, geostress status, pressure profile, logging data and caliper data, combined with the collapsing features of igneous formations, it was evaluated in this paper the matching of drilling fluid property and formation lithology as well as the sealing ability of plugging materials. The causes for wellbore instability were concluded as followed. (1) Mudstones which interbedded with igneous formations changed to slurries when they met drilling fluids. (2) Micro-fractures were widespread in igneous formations, and drilling fluids could easily expand into igneous formations when their sealing ability was poor. (3) Strike-slip geostress field existed in the study area, showing strong tectonic forces, which desired for drilling fluids with high density.

Key words: igneous rock; collapse; compatibility; geostress; pressure profile; Tahe Oilfield

MTT 区块为塔河油田的外围区块, 勘探程度低, 地层情况复杂, 其中二叠系火成岩发育, 易坍塌掉块。MT1、MT1-1 井均由于火成岩坍塌掉块发生卡钻故障, 处理分别耗时 27.5, 62.17 d; MT4 井由于火成岩坍塌掉块造成涡轮钻具卡钻, 致使涡轮钻井提速试验终止。

从 MTT 区块已完钻井情况看, 二叠系火成岩井段主要岩性为玄武岩和凝灰岩, 易坍塌, 厚度约 180~260 m。该区三开井段主要采用 KCl-聚磺防塌钻井液体系, 密度维持在 1.50~1.55 g/cm³, 但抑制坍塌的钻井液密度存在不确定性, 有时钻井液密度 1.58 g/cm³ 仍出现掉块。从测井数据看, 火成岩井段开派兹雷克组井径扩大率约 13.2%, 其中坍塌较大位置井径扩大率达 65%, 垮塌井段占整个层位约 10.4%; 从实钻返出掉块情况看, 该层位掉

块尺寸大多数为 40 mm×7 mm×30 mm, 最大为 15 mm×35 mm×50 mm, 是造成钻具硬卡的直接原因。目前对二叠系火成岩坍塌掉块机理认识不完全明确, 实钻过程中主要以提高钻井液密度抑制火成岩坍塌, 而高密度的钻井液维持井壁稳定的同时也带来井漏以及压差卡钻的风险。本文从岩性、地应力分析以及钻井液配伍性及封堵能力角度出发, 探讨 MTT 区块井壁失稳的具体原因。

1 井壁失稳影响因素分析

1.1 岩石组分、结构基础物性测试分析

1.1.1 全岩矿物组分 X 衍射分析

如表 1 所示, 火成岩样品中凝灰岩平均黏土含量为 21.40%, 玄武岩平均黏土含量为 30.35%。说明水基钻井液钻井过程中, 黏土矿物可能与水作用, 导

表 1 塔河油田 MTT 区块二叠系火成岩井段矿物组分

Table 1 Mineral compositions of igneous formations in Permian, MTT region, Tahe Oilfield

测试编号	井号	岩性	矿物含量/%								
			黏土总量	石英	正长石	斜长石	方解石	菱铁矿	黄铁矿	白云石	
NH-1	MT6A	凝灰岩	16.50	11.55	20.91	35.43	6.75	2.23	4.01	2.62	
NH-2			26.29	10.97	22.44	25.53	6.79	2.35	3.68	1.96	
XW-1	MT1-4	玄武岩	37.80	4.80	37.10	9.34	10.90	0.00	0.00	0.00	
XW-2			22.90	1.43	33.69	29.65	5.64	1.48	0.00	5.22	

致火成岩与泥岩产生差异变形,诱发井壁失稳。

同时,矿物中长石含量高,平均值达 55% 以上,说明岩石的脆性强,在地应力以及钻具扰动等外力作用下可能出现脆性破坏。

结合 X 射线衍射进一步分析黏土矿物组分,表明黏土类型以水敏性较强的蒙脱石为主,其次为高岭石,伊利石含量相对都较低。其中,凝灰岩的黏土中蒙脱石含量平均为 45.7%,玄武岩黏土中蒙脱石含量平均为 53.8%。

1.1.2 岩石矿物内部特征

玄武岩软弱结构面发育,具有较强的非均质性,其中大多结构面被其它矿物充填,表观呈现条带状矿物充填特征(图 1)。玄武岩及凝灰岩实验样品内部矿物质的晶间微观裂隙发育,且矿物内部解理发育(图 2)。

该种特征表明,微观损伤结构的大量存在降低了岩石的力学强度,增强了钻井液侵入地层岩石内部,与其内部黏土矿物相作用的可能。

1.2 钻井液作用对火成岩岩石强度的影响

1.2.1 岩石抗张强度测试分析

采用巴西劈裂法^[2]对研究工区内的玄武岩进行抗拉强度测试分析,结果显示不同玄武岩的岩石试件,其内部结构存在差异,各试件抗张强度测试



图 1 充填条带

Fig.1 Filling stripes

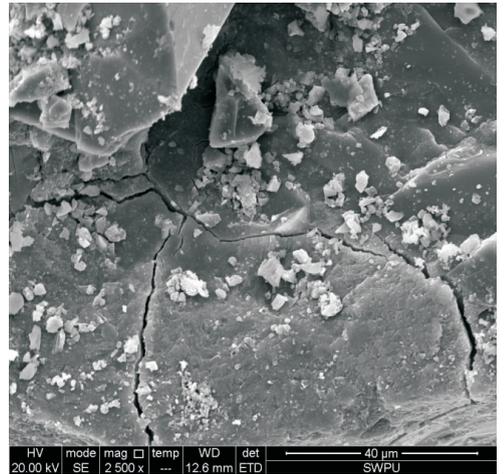


图 2 凝灰岩微观裂隙

Fig.2 Micro-fractures in tuff

结果较为分散,分布在 5.81~19.11 MPa,平均 14.02 MPa,表明结构完整无结构面发育的试样抗张强度较大。

1.2.2 钻井液作用前后岩石力学强度测试分析

对玄武岩取心试件进行不同围压下的强度测试,其中试件在 120 °C 下钻井液浸泡 48 h 后进行测试。测试结果可知,岩石最大抗压强度达 321.81 MPa。钻井液作用后不同围压下的抗压强度出现了不同程度的降低,平均内摩擦角减小 2.67°,说明钻井液作用降低了岩石强度,可能加剧井壁失稳。

1.3 钻井液作用前后坍塌压力变化

根据测井数据反演,结合实验岩石强度及破裂压力数据校核,分析显示本区地应力状态类型 $\sigma_H \geq \sigma_V \geq \sigma_h$,属走滑型应力场,表明研究工区构造作用较强^[2-5]。从压力剖面图看,二叠系地层孔隙压力系数为 1.10~1.24 g/cm³,破裂压力系数为 1.68~1.97 g/cm³,表明压力控制窗口较大。

根据摩尔—库伦准则^[2],进行坍塌压力分析可知(图 3),总体原状地层的坍塌压力系数不高于 1.30 g/cm³,但部分井段(4 930~4 960 m,约 30 m)地层坍塌压力较大,压力系数 1.35~1.40 g/cm³。同时,通过实验可知钻井液浸泡不同的时间,岩石

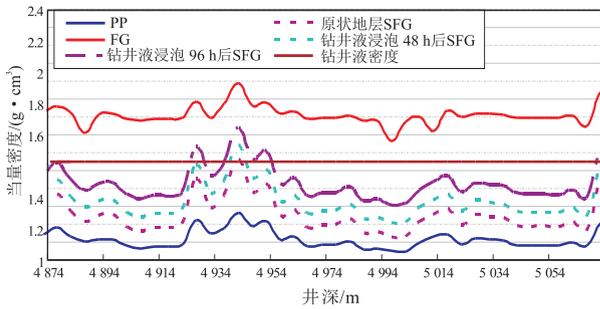


图 3 塔河油田 MTT 区块压力剖面

Fig.3 Pressure profile of MTT region, Tahe Oilfield

抗压强度、内摩擦角、内聚力等参数出现不同程度的变化,在钻井液分别浸泡 48,96 h 后,按照变化的岩石强度参数,地层坍塌压力相对较大值分别为 1.50~1.54 g/cm³和 1.55~1.58 g/cm³,说明井壁经过钻井液浸泡之后,失稳的几率增加,需要更高的钻井液密度才能维持井壁稳定。

实钻过程中,初始揭开开派兹雷克组时有明显遇阻或憋泵特征,表明初始应力释放明显;钻进约 4 d 左右达到该区坍塌周期再次出现掉块情况,主要为钻井液浸泡井壁之后泥岩段水化导致岩石强度降低井壁失稳,泥岩段的失稳,促使火成岩井段失去支撑最终出现坍塌。

1.4 钻井液性能评价

1.4.1 常规性能评价

从表 2 数据看,MT6A、MT1-5 两口井 3 个钻井液样品性能良好,尤其是 HTHP 失水较低,130~150 °C 热滚动前后,流变参数基本稳定,说明目前使用的钻井液体系常规性能稳定。

表 2 塔河油田 MTT 区块现场钻井液常规性能评价

Table 2 Regular properties of drilling fluids applied in field works in MTT region, Tahe Oilfield

井号	井深/m	状态	密度 (g · cm ³)	AV/ (mPa · s)	PV/ (mPa · s)	YP/ Pa	GEL/ Pa	API/ mL	HTHP/ mL	pH	备注
MT6A	5 200	热滚动 150 °C	1.54	47.5	39	8.5	2/10	2.8	9	8	
			1.54	66	55	11	1.5/6	4.8	10	8	轻微胶凝
MT6A	5 962	热滚动 130 °C	1.55	59.5	50	9.5	2.5/10	1.2	6	7.5	
			1.55	57	51	6	1.5/5	2.6	7.6	7.5	
MT1-5	4 060	热滚动 120 °C	1.53	46	32	14	7/30	2.8	6.8	9	高温稠化
			1.53	61.5	50	11.5	10/34	3.5	9.8	8.5	轻微胶凝

注:热滚动时间均为 16 h。

表 3 塔河油田 MTT 区块火成岩井段封堵性实验

Table 3 Sealing experiment of igneous formations in MTT region, Tahe Oilfield

项目	温度/°C	表观黏度/ (mPa · s)	塑性黏度/ (mPa · s)	动切力/ Pa	API(失水)/ (mL · 30min ⁻¹)	HTHP(失水)/ (mL · 30min ⁻¹)	砂床 总滤失/mL
1	25	82.5	74	8.5	2.2	6.8	5.6
2	90	91.5	83	8.5	2.8	10.2	8.5
3	120	58	48	10	2.6	12.2	10.1

1.4.2 抑制性评价

(1) 膨胀率

按照 SY-T5613-2000 泥页岩理化性能实验方法^[3],将现场所取岩屑制成标准岩心,放入清水、3%的 KCl 盐水和现场所取钻井液中,读取 2 h 和 16 h 的岩心膨胀高度,计算可知采用现场钻井液泥岩的膨胀率约 6%,膨胀率较小。

(2) 滚动回收率

实验条件:岩屑为 MT6A 井 5 219~5 239 m 棕红色泥岩,粒度为 2.0~3.2 mm(6~10 目),80 °C 滚动 16 h 后,0.45 mm 筛网(40 目)的筛余,计算回收率在 72%~76%。根据膨胀率测试数据与滚动回收率实验看,现场钻井液抑制黏土矿物膨胀能力较好,但钻井液抑制泥岩钻屑分散能力一般。

1.4.3 封堵性评价

采用砂床试验^[1]评价钻井液对地层的封堵能力。砂床选择按 2 种石灰石粒度 40~60 目与 60~80 目按重量 3:2 的级配组成,孔隙度 29.81%,渗透率 0.25 D,厚度 13 mm。封堵剂采用白沥青防塌剂和高软化点乳化沥青复配。不同温度下,加入封堵剂后,钻井液性能在高温下变得不稳定,温度在 120 °C 时,砂床总滤失量 10.1 mL(表 3),因此难以达到完全封堵该类型微裂缝的能力。

以上分析表明,MTT 区块火成岩井段导致井壁失稳的因素可归纳为:(1)研究工区构造作用强,地应力较高,导致井眼钻开后井周应力集中强度大,加剧了井壁的失稳;(2)玄武岩长石含量高呈现较强脆性特征,且内部微裂隙发育,在地应力、钻具扰动等外力

监测井内液面的变化,找出漏失平衡点,有针对性地制定压井方法。对于稠油井,根据平衡点调整灌入泥浆量,保证地层稠油不进入井筒,避免稠油堵塞钻杆,油管以及油套环形空间;对于中质油井,起钻过程中根据井筒液面,准确计算地层压力,为设计盲堵销钉颗数和剪断值提供准确数据。

3 完井井控技术应用情况

钻采一体化四通已在 650 口井得到应用,在稠油和中质油区块,7"回接和未回接均得到了广泛应用。低气油比中质油区块漏失井完井测试管柱组合多数采用:盲堵+机械封隔器(Y211-146、RTTS、ESKIMO)+循环滑套,稠油区块漏失井完井测试管柱组合多采用:Y211-146+常闭阀+油管堵塞阀,2 种完井管柱得到了普遍应用。

液面动态声纳监测技术在塔河油田漏失井已全面推广使用,根据液面监测结果调整灌浆量,在保证井筒安全和盲堵销钉值设定方面起着重要作用。

4 结论

(1) 研制钻采一体化四通,从根本上解决了奥陶系漏失井完井井控安全问题。

(2) 普通四通漏失井,形成 5 套井控管柱系列,保证环空和油管双重安全的前提下穿换井口,确保井控安全,并且满足不同油藏类型生产与动态测试作业需求。

(3) 声纳液面监测技术,准确、实时、连续地监测起钻、组下完井测试管柱期间井筒液面变化,科学地指导现场压井,降低了泥浆漏失量,减轻了储层污染。

参考文献:

[1] 焦方正,窦之林.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏开发研究与实践[M].北京:石油工业出版社,2008.
 [2] 焦方正,翟晓先.海相碳酸盐岩非常规大油气田:塔河油田勘探研究与实践[M].北京:石油工业出版社,2008.

(编辑 黄娟)

(上接第 112 页)

作用下极易发生破碎失稳;(3) 研究层位火成岩与泥岩互层发育,其中火成岩层理、裂缝等结构面发育弱化了井周岩石的强度。同时,钻井液封堵能力以及抑制泥岩水化能力不足,易侵入火成岩内部与黏土矿物发生作用,导致差异变形,加剧火成岩井壁失稳。

2 现场实例

MT1-9HF 井是一口水平井,为四级井身结构,设计井深 6 622 m,造斜点井深 5 480 m(层位 C_{1b})。针对 MTT 地区使用水基钻井液出现井壁失稳现象,在 MT1-9HF 井三开井段试验了油基钻井液。其中二叠系开派兹雷克组 4 560~4 832 m,厚度 272 m,钻井液密度 1.50~1.55 g/cm³,平均井径扩大率 0.71%,最大井径扩大率 3.07%,同时钻井过程中没有发现掉块。实钻表明,采用油基钻井液抑制坍塌掉块效果远好于水基钻井液。因此,MTT 区采用的水基钻井液体系与泥岩作用,导致泥岩水化膨胀及分散特性是造成井壁坍塌的根本原因。

3 结论和建议

(1) MTT 区块开派兹雷克组火成岩微裂缝发育且部分井段夹泥岩,导致水基钻井液容易侵入岩石内部与泥岩相互作用导致水化,引起井壁失稳。

(2) 实钻采用的水基钻井液体系抑制泥岩水化能力不足,同时封堵材料对微裂缝地层封堵能力不足。

(3) 油基钻井液维持井壁稳定有良好效果,但是价格昂贵,难以推广;建议优化现场水基钻井液体系与封堵材料研究,提高钻井液的抑制封堵能力,达到解决开派兹雷克组井壁失稳的目的。

参考文献:

[1] 鄢捷年.钻井液工艺学[M].东营:中国石油大学出版社,2006.
 [2] 陈勉,金衍,张广清.石油工程岩石力学[M].北京:科学出版社,2008:105.
 [3] 丁锐,邱正松,李健鹰,等.强烈蚀变火山岩地层组构及其防塌钻井液研究[J].石油大学学报:自然科学版,2000,24(5):14-16.

(编辑 黄娟)