

doi:10.16018/j.cnki.cn32-1650/n.201602014

庄 2 井深部复杂地层钻井液技术

李 洁,王兴胜,温守云

(胜利石油工程有限公司钻井工程技术公司,山东 东营 257064)

摘要:庄 2 井是准噶尔盆地中部 1 区块莫西庄油田的重点超深探井。该区块下部地层地质构造复杂,侏罗系砂泥互层且煤层发育致井壁失稳严重;三叠系发育超压,泥岩易发生硬脆性垮塌和应力性垮塌;井底温度高,高温下高密度钻井液流变性调控难度大。通过使用聚磺抗高温防塌钻井液体系,辅助钻井液现场维护和处理工艺,顺利钻至目的层。庄 2 井的钻探成功为该区块进一步勘探开发提供了详实的资料。

关键词:庄 2 井;煤层;超压;高温;井壁稳定

中图分类号:TE254.3 **文献标识码:**A **文章编号:**1671-5322(2016)02-0064-04

庄 2 井位于准噶尔盆地中部 I 区块莫西庄油田,是该区块最深的井,也是中石化重点探井。该井设计井深 6 610 m,采用四开制井身结构钻进,一开采用膨润土浆钻进,φ444.5 mm 钻头钻深 1 500 m;二开采用聚合物防塌钻井液体系,φ311.2 mm 钻头钻深 4 540 m;三开采用聚磺抗高温防塌钻井液体系,φ215.9 mm 钻头钻深 6 100 m;四开依然采用聚磺抗高温防塌钻井液体系,使用 φ149.2 mm 钻头开钻,至井深 6 610 m 完钻,完成了设计目的和地质任务。庄 2 井的成功钻探为研究该区块油气成藏条件及下步勘探部署提供了详实的技术资料,也为西部新区的勘探开发积累了重要经验。

1 钻井液技术难点

庄 2 井上部地层施工顺利,但深部地层尤其侏罗系和三叠系地层由于岩性及压力系统复杂,井壁失稳严重,同时井底温度高使得钻井液施工难度增大。钻井液技术难点如下:

- (1)侏罗系三工河组和八道湾组灰色泥岩和砂岩及粉砂岩互层,灰色泥岩较硬,易发生应力性垮塌;砂岩吸水后膨胀,强度降低,导致其上支撑的泥岩坍塌,造成井壁失稳,最后形成“糖葫芦”井眼,导致电测遇阻等复杂情况。
- (2)侏罗系八道湾组下部含有黑色煤层及纹

层状煤线,煤层性脆,强度较低,碱性条件下易溶解,造成煤层垮塌。煤层的垮塌导致其上的泥岩及砂岩失去支撑而垮塌,使得井壁失稳加剧。

(3)据研究,侏罗系发育超压,按照地层正常压力系数使用钻井液密度钻进,井壁失稳严重,必须使用高密度钻井液才能平衡地层坍塌压力,而高密度钻井液的流变性难于调控。

(4)四开采用小井眼钻进,由于井身结构的限制,排量小,为了降低循环压耗,必须降低钻井液体系的黏切;而高密度钻井液为防止加重剂沉降,必须使钻井液体系具有一定的黏切,使得体系流变性调控变难。

(5)庄 2 井是超深井,井底温度高,而处理剂高温下易降解,膨润土高温下易发生惰性,使得处理剂吸附能力下降,钻井液体系流变性变差。另外,探井不可预知因素多,更加剧了施工的难度。

2 钻井液体系选择

2.1 常规聚磺防塌钻井液分析

该区块以往所钻深井使用常规聚磺防塌钻井液体系,使用磺化酚醛树脂和褐煤树脂作为体系的降滤失剂,使用磺化沥青和超细碳酸钙作为体系的封堵剂。由于常规聚磺防塌钻井液体系仅仅依靠聚合物大分子吸附在井壁上,体系的抑制性差,对泥页岩水化不能产生有效的抑制作用;另

外,体系采用物理方式封堵井壁孔隙及微细裂缝,在起钻等抽吸环境下封堵剂粒子容易被挤出,导致体系的封堵能力差,造成井壁失稳。

2.2 钻井液体系配方

通过调研国内深井^[1-3]、超深井^[4-6]、煤层^[7-8]和复杂井^[9-10]钻井液体系应用情况,针对庄2井地层特点,确定使用聚磺抗高温防塌钻井液体系。基本配方如下:

(3~5)% 膨润土 + (0.2~0.4)% NaOH + (0.3~0.6)% 聚丙烯酸钾 KPAM + (3~5)% 磺化酚醛树脂 SMP-1 + (3~4)% 抗高温抗盐降滤失剂 SG-1 + (3~4)% 多元醇抑制剂 SYP-1 + (2~4)% 无荧光离子防塌剂 WFT-666 + (2~3)% 超细碳酸钙 + (2~3)% 封堵防塌剂 WYL-2 + (0.5~1.5)% 聚合铝防塌剂 AOP-1 + (1~2)% 有机硅防塌剂 MFG-1 + (1~2)% 抗盐抗钙降黏剂 DH42 + (2~3)% 白油润滑剂 STR + (1~2)% 石墨。

该体系使用多元醇作为抑制剂,增加体系的抑制性;使用无荧光离子防塌剂和超细碳酸钙作为封堵剂,增加聚合铝防塌剂和有机硅防塌剂,进一步增强体系的封堵能力。

3 钻井液技术措施

3.1 井壁稳定措施

(1) 钻井液密度控制在设计上限,保证钻井液密度平稳,加重时要均匀,严防大起大落,通过液柱压力径向支撑平衡地层坍塌压力,稳定井壁。

(2) 在保证钻井液悬浮稳定的前提下,尽量控制较低的黏切,降低钻井液流体产生的环空压耗,减小压力激动。

(3) 根据井底的实测温度,优选具有合适“软化点”的低荧光沥青防塌剂,通过沥青的“软化点”机理,配合超细碳酸钙,使钻井液能够在井壁上形成不渗透严封堵层,对泥煤互层及砂泥互层进行有效封堵,保持井壁稳定。

(4) 使用有机硅和聚合铝防塌剂,高温下有机硅中的 Si-OH 及聚合铝中的 Al-OH 能够和黏土端面上的 Si-及 Al-发生化学反应,生成稳定的 Si-Si、Al-Al 和 Si-Al 键,防止泥页岩的膨胀,保持井壁稳定。

(5) 使用多元醇抑制剂,通过多元醇“浊点效应”,在井壁上形成憎水膜,封堵地层层理、孔隙和微细裂缝,防止滤液侵入地层,保持井壁稳定。

(6) 控制钻井液体系 pH 值在 8~9,避免 pH 值过高导致未成熟煤及煤线溶解,防止井壁垮塌。

3.2 流变性调控措施

(1) 根据密度大小控制膨润土含量,并定期补充预水化膨润土浆,保证钻井液具有良好流变性的同时,使钻井液具有一定的悬浮能力,防止重晶石“垂沉”。

(2) 控制加重剂质量,保证重晶石粉的密度大于 4.1 g/cm^3 ,严格控制重晶石粉的杂质含量,特别是黏土的含量,防止加重剂的“黏土效应”。

(3) 使用抗盐抗钙降黏剂降低钻井液的黏切,使钻井液体系具有良好的流变性。

(4) 优选 SMP-1、SG-1 等抗高温材料以确保钻井液体系的抗高温稳定性,并以胶液形式补充,保持其足够的含量。

(5) 合理使用固控设备,除去钻井液体系中的劣质固相含量,特别是低密度固相的含量,防止钻井液黏切升高。

3.3 润滑防卡措施

(1) 通过加入超细碳酸钙、低荧光离子防塌剂和多元醇抑制剂对地层进行有效封堵,使钻井液在井壁或近井壁带形成薄而韧的泥饼,降低黏卡的几率。

(2) 使用白油润滑剂和石墨润滑剂,降低施工中钻具和套管及井壁产生的摩阻和扭矩,防止套管的磨损。

(3) 使用多元醇抑制剂,利用多元醇的“浊点效应”使多元醇吸附在井壁和钻具表面,将钻具、套管及井壁之间的固相摩擦变为固相-液相-固相的摩擦,大大降低摩阻和扭矩。

(4) 加足大分子聚合物 KPAM,使之有效包被岩屑,降低钻井液中的摩擦,增强钻井液体系的润滑性。

4 现场钻井液维护工艺

(1) 三开开钻前,在套管内净化二开井浆,开动四级固控设备,除去钻井液中的劣质固相。然后按照配方低限加入各种药品,加重到 1.50 g/cm^3 ,充分循环,待性能稳定后开钻。

(2) 钻进中均匀补充胶液维护钻井液性能。胶液量补充的多少根据地层渗透量和固控设备的损耗决定,避免胶液量加入过多降低钻井液密度。

(3) 合理控制钻井液的黏度和切力,使钻井液具有良好的流变性。钻井液黏切升高后,使用

抗盐抗钙降黏剂 DH42 降低钻井液体系的黏切。如果低密度固相累积导致体系黏度升高时,启动离心机,补充预先配制的重泥浆,维护钻井液性能稳定。

(4)钻进中时时监控钻井液体系的润滑性。根据施工中摩阻和扭矩的变化调整白油润滑剂和石墨的用量,保证摩阻系数小于 0.1,使钻进顺利和起下钻畅通无阻。

(5)使用抗高温降滤失剂 SMP-1 和 SG-1,配合封堵防塌剂,降低钻井液体系的滤失量,保证钻井液的高温高压滤失量在 12 mL 以内,减缓泥页岩的水化膨胀。

(6)采用均匀混入重泥浆的方式来提高钻井液密度,加重时减少井浆量,将多余井浆储存,保证循环罐能够上水即可,以便留下足够的空间来调整钻井液体系的流变性。

(7)每趟钻进行钻井液全套性能试验,检查钻井液的流变性 & 处理剂的抗高温性能;定期做滤液分析,防止地层流体侵入导致钻井液流变性恶化。

(8)每钻进 100 ~ 150 m 短程起下钻一次,刮掉砂岩段虚厚泥饼,畅通井眼;控制起下钻速度(在套管内也控制起下钻速度),减小压力激动,防止压力激动引起井壁失稳;下钻过程中分段循环,禁止在煤层中开泵及定点循环;开泵时采用先转动后开泵的原则,先小排量顶通,然后逐渐增加至正常排量。

(9)施工中合理使用固相控制设备,振动筛、除泥器和除砂器使用率确保 100%,离心机间断使用,除去钻井液的无用固相,确保钻井液的净化。

(10)完钻后,充分循环,待振动筛无岩屑返出后,配制封井浆封井。封井浆配方:井浆 + 1% SMP-1 + 1.5% WFT-66 + 1% AOP-1 + 2% 石墨,确保后续作业顺利。

5 复杂情况处理

5.1 四开井段划眼

四开开钻后,钻进过程中一直有掉块返出,钻进中憋停顶驱多次。钻进至 6 365.09 m 期间,由于地层掉块导致卡钻 8 次,每次卡钻均通过多次上提下砸才能解卡。为此,加入 SMP-1、WFT-666、SG-1、WYL-2、AOP-1 和 SYP-1 调整钻井液性能,改善钻井液体系的封堵造壁性,降低钻井液的滤失量;同时提高钻井液密度至 1.35 g/cm³,可复

杂情况仍未见好转。钻井液性能见表 1。

表 1 开钻及 6 365.90 m 井深钻井液性能
Table 1 The property of drilling fluids when spudding and 6 365.90 m

井深/ m	ρ / (g·cm ⁻³)	FV/ s	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL	G _{10/10 min} / (Pa·Pa ⁻¹)(10 ⁻³ Pa·s)	PV/ (10 ⁻³ Pa·s)	YP/ Pa
开钻	1.25	49	3.2	10.5	7/10	18	9
6 365.09	1.35	85	2.8	9	11/22	38	31

现场及后勤技术专家小组经过研究认为:由于钻井液液柱压力不能平衡地层压力,造成地层出现跨塌掉块;地层长时间浸泡,产生大量坍塌掉块;受钻具结构和井眼限制,钻井液排量难以将掉块带出,并且 6 129 ~ 6 151 m 井段已经形成大肚子井眼,掉块大量堆积,达到一定程度时造成憋泵、憋钻、卡钻现象。

经过研究,制订如下处理措施:(1)使用抗高温降滤失剂,进一步降低钻井液的滤失量;(2)优选封堵剂,对地层进行有效封堵;(3)不定期泵入稠浆,清扫井眼,将掉块带出;(4)以每次 0.02 g/cm³ 幅度提高钻井液密度。

现场钻井液体系维护工艺如下:加入 2% SMP-1 和 1% SG-1,降低钻井液高温高压滤失量;加入 1.5% AOP-1 和 2% 低荧光惰性封堵防塌剂 DJ-1;逐渐提高钻井液密度至 1.59 g/cm³。经过处理后,掉块逐渐减少,施工顺利,有效解决井壁坍塌问题。处理前后钻井液性能如表 2 所示。

表 2 处理前后钻井液性能
Table 2 The property of drilling fluids about before and after adjustment

项目	ρ / (g·cm ⁻³)	FV/ s	FL _{API} / mL	FL _{HTHP} / mL	G _{10/10 min} / (Pa·Pa ⁻¹)(10 ⁻³ Pa·s)	PV/ (10 ⁻³ Pa·s)	YP/ Pa
处理前	1.35	85	2.8	9	11/22	38	21
处理后	1.59	108	2.2	7	18/37	48	27

5.2 地层水侵处理

钻进至 6 373.40 m 起钻换钻头,发现井口溢流,溢流量为 0.259 m³/h。关井求压,将钻井液密度提高至 1.70 g/cm³,下钻至 6 256 m 开泵循环,发现钻井液密度、黏度下降,失水及气测值上升,Cl⁻ 没有变化,从而确定为高压含气淡水层。由于起钻过程中的压力激动,每次下钻到底循环时依然有水侵现象。为防止地层再次出水,浸泡井壁造成井壁失稳,将钻井液密度上提至 1.80 g/cm³。因钻井液密度不能继续上提,只能调整钻井

液性能。技术专家组决定提高钻井液体系的溶水限,即起钻前使用稠浆进行封井,下钻到底循环后将污染浆放掉;稠浆配方:井浆 + 1.5% AOP-1 + 2% SMP-1 + 2% SPNH + 2.5% DJ-1。经过处理后,虽然地层继续出水,但由于提高了体系的溶水限,钻头顺利钻至完钻井深。

完井措施:鉴于完井电测时间长,如不彻底压稳高压水层,长时间地层出水,将造成钻井液性能恶化,进而导致重晶石沉淀,严重时还会造成井壁失稳和坍塌等诸多问题,因此将钻井液密度提高至 1.86 g/cm³。

6 结论和建议

(1)侏罗系含有煤层,必须保证钻井液体系的抑制性和封堵性,形成对地层的有效封堵,防止泥岩及泥煤互层中泥岩的水化膨胀,并有效发挥

钻井液液柱压力对地层的物理支撑作用。

(2)三叠系发育超压,现场施工中必须储备足够的重泥浆,同时调整好钻井液的流变性,保证钻井液体系加重后依然具有良好的流变性,以应付可能发生的各种复杂情况。

(3)三叠系遭遇高压水层,在钻井液密度允许的范围内,提高钻井液密度,压稳高压水层;同时保证钻井液体系具有一定的溶水限,防止起钻导致的激动压力引起水层入侵造成钻井液性能的恶化。

(4)超深探井施工,必须储备足够的处理剂,且处理剂必须具有较强的抗温抗盐钙性能。同时要制订详细的应急措施,保证钻井液体系的流变性调整空间大,以免复杂事故发生后不知所措,失去解决复杂事故的最佳时机。

参考文献:

[1] 王关清,陈元顿. 深探井和超深井钻井的难点分析和对策探讨[J]. 石油钻采工艺,1998,20(1):1-17.
[2] 周辉,郭保雨,江智君. 深井抗高温钻井液体系的研究与应用[J]. 钻井液与完井液,2005,22(4):46-48.
[3] 赵秀全,李伟平,王中义. 深 5 井抗高温钻井液技术[J]. 石油钻探技术,2007,35(6):39-73.
[4] 王亚宁,黄物星,龚厚平,等. 周深 X1 井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液,2011,28(4):40-45.
[5] 吴正良,甘平西,王悦坚. 塔深 1 井 8408 米超深井钻井液技术[J]. 钻采工艺,2008,31(5):17-21.
[6] 杨子超. 大古 2 井超深复杂井钻井液技术[J]. 钻井液与完井液,2011,28(4):84-87.
[7] 王福印,王海涛,武少英,等. 煤层防塌钻井液技术[J]. 断块油气田,2002,9(5):66-69.
[8] 黄治中,杨玉良,马世昌. 不渗透技术是确保霍尔果斯安集海河组井壁稳定的关键[J]. 新疆石油科技,2008,18(1):9-12.
[9] 曾李,于培志,任凌云,等. 阳离子聚磺钻井液体系研究与应用[J]. 石油钻探技术,2009,37(6):61-66.
[10] 郭才轩,金军斌,刘贵传,等. 天山南库车凹陷复杂构造带钻井液技术[J]. 钻井液与完井液,2009,26(2):100-104.

Drilling Fluid Technology about down Complex Formation in Zhuang 2 Well

LI Jie, WANG Xingsheng, WEN Shouyun

(Drilling Engineer Technology Corporation, Shengli Petroleum Engineer Co LTD, Dongying Shandong 257064, China)

Abstract: Zhuang 2 well was an important ultradeep prospecting well, and it was located in Moxizhuang Area of middle Junggar Basin. The geological structure was complex. The wellbore wall was seriously instability because of sand and mudstone inbedded and coal bed in Jurassic. Borehole collapse of hard and fragile shale occurred frequently because of ground stress. The temperature was high in downhole. The difficulty of regulation rheological property was great in conditions of high temperature and high density. After sulphonated polymer anti-temperature and anti-caving drilling fluid was applied, with the help of onsite drilling fluid technics, target stratum was drilled with safety and high efficiency. At last, the success of zhuang 2 well laid the foundation for further exploration and development the oilfield.

Keywords: zhuang 2 well; coal bed; geopressured; high temperature; borehole stability

(责任编辑:张英健)