

川东地区高峰场区块气体钻井后的 钻井液转换工艺

王亮 吴正权 杨兰平 叶祖才 龙爱国 曾健

川庆钻探工程有限公司川东钻探公司

王亮等.川东地区高峰场区块气体钻井后的钻井液转换工艺.天然气工业,2011,31(3):59-62.

摘要 气体钻井技术近年来在川东地区高峰场区块应用较为广泛,但在气体钻井之后的后续钻进中,容易因钻井液性能不匹配或钻井液转换工艺不完善造成井壁不稳定等复杂事故。为此,对气体钻井后替换钻井液获得良好效果的峰003-6井的成功经验进行了分析总结,并得出以下认识:①当遇到地层大量出水或钻遇含有塑性石膏地层,出现不利于气体钻井的因素以及工程技术要求等原因不能继续用气体进行钻井时,需要由气体钻井转换为常规水基钻井液钻井;②进行水基钻井液转换时,必须优选钻井液密度,高峰场区块替入钻井液密度参考密度值在 $1.17\sim 1.25\text{ g/cm}^3$ 较为合理;③气体钻井后替换的水基钻井液,其性能还需特别考虑具有良好的抑制性能、滤失造壁性、封堵性、流变性和抗下部膏盐层污染能力;④根据空气钻井后钻井液需达到的性能,推荐使用聚磺钻井液体系;⑤峰003-6井钻井液替换时先采用聚磺钻井液加随钻堵漏剂和复合堵漏剂的桥浆作为前置液浆,以降低失水和井漏程度,替入钻井液后及时按进尺量和钻井液消耗量补足胍青类防塌剂和大小分子聚合物复配胶液。该转换工艺可为同类地区气体钻井的后续措施提供指导。

关键词 四川盆地东部 高峰场区块 气体钻井 水基钻井液 钻井液转换 钻井液密度 钻井液配方 井壁稳定

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2011.03.015

川东地区高峰场区块从2006年底开始推广应用气体钻井技术,从现场实施情况来看,该区块空气钻井取得的进尺效果较好,机械钻速高;但气体钻井后的后续措施还不够完善,复杂事故接连发生,损失了大量时间,从而影响了气体钻井的最终效果。近两年来,在高峰场区块的峰003-4、峰003-5、峰003-6井都采用了气体钻井,有效地提高了钻井速度,但在气体钻进后替换钻井液的过程中,峰003-4井和峰003-5井都先后出现了卡钻事故,只有峰003-6井通过强化钻井液性能和空气钻井后钻井液替换工艺,取得良好的效果。为此,重点分析总结了峰003-6井气体钻井后替换钻井液的技术措施,希望能为该区块及其他区块气体钻井的后续措施起到指导作用。

1 气体钻井实施情况及事故案例

高峰场区块气体钻井共应用5口井——峰003-2、

峰003-X3、峰003-4、峰003-5、峰003-6井(表1),气体钻井取得的进尺较高,总进尺9461.29m,3口井按设计井段完成,最高机械钻速14.68m/h,平均机械钻速12.39m/h。气体钻井5口井中有2口井无时间损失,其余3口井总损失时间1061.89h,其损失时间很大部分是由于气体钻井后的后续技术措施不妥造成的。

典型事故案例如下。峰003-5井在410~2779m井段采用气体钻井;完成后替入密度 1.30 g/cm^3 、黏度57s的聚磺钻井液,钻井液替入后,发生井漏,漏速较大,经处理恢复钻进,其后间断钻进至井深3285.57m,期间以处理井漏为主,共配桥浆堵漏16次、注水泥堵漏1次,效果不好,在处理复杂过程中井壁又出现垮塌,将钻井液密度提高($1.30\rightarrow 1.40\rightarrow 1.43\text{ g/cm}^3$),但抑制垮塌的效果仍不佳,并且由于钻井液密度的提高加剧了井漏的发生,其后又进行第二次水泥堵漏,在水泥堵漏时发生水泥浆提前凝固,将钻具凝固在井

作者简介:王亮,1979年生,工程师,硕士;2004年毕业于原西南石油学院化学工艺专业并获硕士学位;主要从事钻井液新技术新工艺研究工作。地址:(400021)重庆市江北区大庆村川东钻探公司科研所。电话:(023)67328674,15922592196。E-mail:wangllj@sina.com

表 1 高峰场气体钻井实施情况表

井号	层位	岩性	井段/ m	进尺/ m	纯钻时间/ h	机械钻速/ $m \cdot h^{-1}$	空气钻井后 损失时间/h	空气钻井后 损失工况	备注
峰 003-2	沙溪庙组—须家河组底	砂泥岩	300.50~2 428.00	2 127.50	164.17	12.96	66.67	扩划眼	按设计完成
峰 003-X3	沙溪庙组—凉高山组	砂岩	383.26~1 726.92	1 343.66	143.32	9.38	0	—	地层出油
峰 003-4	沙溪庙组—自流井组	砂泥岩	400.00~2 154.13	1 754.13	120.23	14.59	256.64	卡钻	气测异常
峰 003-5	沙溪庙组—雷口坡组顶	砂泥岩	410.00~2 779.00	2 369.00	161.38	14.68	738.58	井漏卡钻	按设计完成
峰 003-6	沙溪庙组—雷口坡组顶	砂泥岩	403.00~2 270.00	1 867.00	180.69	10.33	0	—	按设计完成

内,发生卡钻事故。本井处理井漏复杂损失时间为 330.58 h,卡钻事故损失时间为 408 h。

2 气体钻井后井壁失稳的原因

在气体钻井中,当地层不出水或出水量很少时,可以不考虑泥页岩的水化膨胀问题。但由于井筒内气柱压力低于地层压力,长期处于一种欠平衡状态,随着空气锤震动,加剧了井壁周围微裂缝的发育,甚至在井壁周围产生了大量的微裂缝,地层中的少量地层流体在压差的作用下,穿过裂缝流到井内,造成井壁周围的应力释放,形成更多的微裂缝^[1]。如果地层流体进入量增多,由于泥页岩的水化作用,会加剧井壁的不稳定^[2]。

因为不可预料的地质原因(如地层出水量大或钻遇含有塑性石膏等地层)而出现不利于气体钻井的诸多因素,以及工程技术要求等原因不能继续用气体进行钻井,需要由气体钻井转换为水基钻井液钻井^[3]。替入水基钻井液容易导致井壁失稳,分析其失稳原因主要有以下几点:①井筒内的液柱压力突然提高,此时井壁上不存在致密泥饼的保护,使得钻井液中的小尺寸颗粒、自由水将通过地层孔隙、裂缝或微裂缝,迅速大量地进入地层,诱导地层形成裂缝,进一步扩张地层裂缝,导致井漏^[4];②对于泥页岩地层,大量的自由水将导致泥页岩的水化膨胀、井眼缩径甚至垮塌;③由于钻井液中的自由水流失严重,在井壁周围形成虚厚泥饼,加上泥页岩的水化膨胀作用,增加了阻卡和泥饼黏附卡钻的风险^[5];④钻井液对井壁的冲刷程度大大高于气体对井壁的冲刷程度,就更加加剧了井眼内井壁不稳定现象的发生^[6]。

3 气体钻井后的钻井液转换技术

气体钻井后替换钻井液的过程中,原来裸露的地层,浸入各种液相和固相后,会引起地层岩性的物理化学变化,如果钻井液性能不适合或钻井液替换工艺考虑不当,极有可能造成井壁垮塌,甚至会导致井下复杂

情况及事故的发生。因此,钻井液的转换工艺和技术非常关键,必须注意以下几个问题。

3.1 使用合理的钻井液密度

钻井液密度过低不能支撑井壁的稳定,将加剧井壁的垮塌,钻井液密度过高则增加了井漏的可能,同时地层液相的浸入随之增加,会加剧井壁的垮塌。因此合理的钻井液密度有利于平衡地层压力,保证替入钻井液后的井壁稳定。

高峰场区块上三叠统须家河组以上属于水敏性地层。因此要求替入钻井液的密度应尽量低,以减少钻井液的漏失量,尽量防止地层吸水过多引起地层垮塌或井漏的发生。但气体钻进结束后,井眼完全裸露,即便是替入低密度的钻井液,瞬时失水也不可避免,已浸入地层的液相将使水敏性地层吸水膨胀,膨胀至一定程度很可能会发生地层垮塌;但此时并不能说明钻井液密度偏低,这属于地层性质变化的正常现象,不能盲目提高钻井液密度,钻井液密度的提高将引起或加剧井漏的发生。此时应重点维护钻井液性能并保持井壁的畅通,随着钻井液的作用时间的加长和井壁形成泥饼,地层垮塌的情况会逐渐好转^[7]。

根据几口井地层压力系数及现场实验结果可知,高峰场区块气体钻井结束后,替入和维持的钻井液密度参考密度值介于 $1.17 \sim 1.25 \text{ g/cm}^3$ 较为合理,以不引起井漏或较大井漏为标准。峰 003-5 井即在气体钻井结束替入密度 1.30 g/cm^3 钻井液,发生井漏,后井壁垮塌,提泥浆密度至 1.43 g/cm^3 ,井漏加剧,进行水泥堵漏时发生卡钻事故(见前述典型事故案例);而峰 003-4、峰 003-6 井气体钻井结束替入密度 $1.21 \sim 1.27 \text{ g/cm}^3$ 钻井液恢复钻进,无垮塌及较大井漏情况发生,钻进正常。

3.2 钻井液要有较强的抑制能力

气体钻井后钻井液进入井眼,接触裸露地层,进入地层的滤液和地层水活度、矿化度不同,必然产生交换、吸附等过程。因此要求钻井液具有强的抑制能力,以阻止泥页岩的水化、分散、膨胀。

3.3 钻井液具有较小的滤失量或较强的封堵能力

气体钻井后的井壁无任何保护层,如果钻井液滤失量过大,就会大大加剧水敏性地层的吸水膨胀过程,进一步恶化井壁的稳定性和完整性,出现垮塌,给井下的安全及下步作业带来风险。因此必须要求钻井液有较小的滤失量或较强的封堵能力,通过钻井液自身所带的不同粒径的封堵颗粒,在井壁上快速形成屏蔽层,减少滤液进入地层,此时选取的封堵材料应该多样化且不同粒径材料加量要适当,这样才更有利于形成致密泥饼封堵层^[8]。

3.4 钻井液要具有良好的流变性

空气钻井后井眼为大井眼,此时钻井液上返速度较慢。因此需要钻井液具有较好的携砂性能,即具备一定的黏度和切力,同时黏度也不能太高,黏切太高不利于冲刷空气钻井后瞬时失水量大形成的虚厚泥饼,因而需要钻井液具有合适的流变参数。这就要求严格控制钻井液中膨润土和固相含量^[9]。

3.5 钻井液必须具有较强的抗膏盐污染能力

气体钻井结束后,下伏井段的雷口坡组、嘉陵江组存在大段膏盐层,要钻过该地层,所用钻井液就必须具有较强的抗污染能力,考虑到钻井液施工中所要求的前期钻井液为后期做准备,因而要求钻井液应具备较强的抗膏盐污染能力。

4 现场应用情况及效果

4.1 钻井液转换基本思路

高峰场区块须家河组以上井段地层属水敏性地层,采用油基钻井液效果最佳,但油基钻井液成本过高,根据实验,推荐使用聚磺钻井液体系。该钻井液体系在川东地区应用较为成熟且具备良好的性能,成本适中,性能维护方便。

气体钻井后转化钻井液时采用所配置的钻井液加入随钻堵漏剂和复合堵漏剂的桥浆作为前置液浆,让不同粒径的封堵材料进入地层,有效封堵裂纹,降低后续钻井液替换时的井漏严重程度。采用配置新浆和现有原浆混配,根据对钻井液的要求,在新浆中主要通过加入沥青、柴油类来改善钻井液滤饼质量,通过加大 K^+ 、 Ca^{2+} 、聚合醇、聚合物抑制剂等处理剂的用量来提高钻井液防塌抑制能力^[10]。

4.2 钻井液配方及性能

峰003-6井气体钻井后替换钻井液,配制钻井液 $180 m^3$,采用以下配方:水+3%钻井膨润土+0.2%K-PAM+4% SMP-1+3% RSTF+0.2% NaOH+4% KCl+5% PPL+0.5% CaO+5% 柴油+0.3% SP-80+

2% MSJ+重晶石。同时配合其他井队回用钻井液 $120 m^3$,混合后共 $300 m^3$,混合后的钻井液性能预计控制在:密度介于 $1.17\sim 1.25 g/cm^3$;黏度介于 $40\sim 50 s$,中压失水量低于 $2.8 mL$;pH值不低于 10.5 。由于混合后钻井液部分性能达不到要求,根据现有材料又补充了沥青类(RLC-101、FT-401等)、聚合醇类(MSJ、JMS-2等)、润滑剂类(ZFRJ、FK-10等),调节钻井液性能达到上述要求。

实测钻井液性能:密度为 $1.21 g/cm^3$;黏度为 $51 s$;中压失水量为 $2 mL$;泥饼厚度为 $0.5 mm$;初切力为 $1 Pa$;终切力为 $3.5 Pa$;pH值为 11 。

4.3 钻井液替换及其施工情况

峰003-6井在 $403\sim 2270 m$ 井段采用 $\varnothing 311.20 mm$ 牙轮钻头空气钻进,测斜 3.5° ,起钻后下光钻杆至 $2210.77 m$,正替密度 $1.21 g/cm^3$ 粗颗粒为主的桥浆 $30 m^3$ (配浆+5% WTD+3% FDJ+5% WN-5),再正替密度 $1.21 g/cm^3$ 细颗粒为主的桥浆 $30 m^3$ (配浆+3% WTD+5% FDJ+3% WN-5),继续替入聚磺钻井液 $136 m^3$,见返,循环正常,下钻至井深 $2270 m$ 循环正常,起钻完下牙轮钻头通井正常(不垮不漏),筛出井浆中桥塞物,再起钻下牙轮钻头带扶正器通井基本正常,某几点稍有挂卡,对井壁进行反复“拉、划”,破坏钻井液替换初期由堵漏剂形成的虚厚泥饼后通井正常。

钻井液替换后,继续控制API滤失量在 $4 mL$ 以内,补充K-PAM胶液调整井浆的流变性,井浆维护坚持细水长流、间断补充维持各主体处理剂浓度,尤其是各类沥青类和防塌类处理剂,用KOH和生石灰控制pH值介于 $10\sim 11$,井壁稳定后逐步调整黏度到 $45 s$ 左右,同时使用好各类固控设备,控制含砂量小于 0.2% ,固相含量达到设计要求。

5 认识与建议

1)气体钻井能提高钻井速度、避免表层恶性井漏,当遇到地层大量出水或钻遇含有塑性石膏地层,出现不利于气体钻井的因素以及工程技术要求等原因不能继续用气体进行钻井时,需要由气体钻井转换为常规水基钻井液钻井。

2)进行水基钻井液转换时,必须优选钻井液密度,钻井液密度过低不能支撑井壁的稳定,密度过高则增加了井漏的可能,同时地层液相的浸入增加,加剧井壁的垮塌,合理的钻井液密度有利于平衡地层压力。高峰场区块气体钻井结束后,替入钻井液密度参考密度值在 $1.17\sim 1.25 g/cm^3$ 较为合理,以不引起井漏或较大井漏为标准。

3)气体钻后替换的水基钻井液,其性能还需特别考虑具有良好的抑制性能、滤失造壁性、封堵性、流变性和抗下部膏盐层污染能力。

4)根据空气钻井后钻井液需达到的性能,推荐使用聚磺钻井液体系。钻井液中主要通过加入沥青、柴油改善钻井液滤饼质量,通过加大 K^+ 、 Ca^{2+} 、聚合醇、聚合物抑制剂等处理剂的用量,提高钻井液防塌抑制能力;钻井液性能控制在黏度介于 40~50 s,中压失水量为 2.8 mL, pH 值为 10.5。

5)峰 003-6 井钻井液替换时先采用聚磺钻井液加随钻堵漏剂和复合堵漏剂的桥浆作为前置液浆,降低失水和井漏程度。替入钻井液后及时按进尺量和钻井液消耗量补足沥青类防塌剂和大小分子聚合物复配胶液,用 KOH 和生石灰控制 pH 值介于 10~11,井壁稳定后黏度调整到 45 s 左右。同时使用好各类固控设备,控制含砂量小于 0.2%,固相含量达到设计要求。

参 考 文 献

[1] 马光长,杜良民.空气钻井技术及其应用[J].钻采工艺,2004,27(3):4-8.

- [2] 艾惊涛,余锐,廖兵,等.四川油气田气体钻井技术现状及发展方向[J].天然气工业,2009,29(7):39-41.
- [3] 许爱.气体钻井技术及现场应用[J].石油钻探技术,2006,34(4):16-18.
- [4] 吴志均,唐红君.浅谈气体钻井需要关注的问题[J].钻采工艺,2008,31(3):28-30.
- [5] 赵业荣.气体钻井理论与实践[M].北京:石油工业出版社,2007.
- [6] LYONS W C, GUO Boyun, SEIDEL F A.空气和气体钻井手册[M].曾义金,樊洪海,译.北京:中国石化出版社,2006.
- [7] 许期聪,刘奇林,侯伟,等.四川油气田气体钻井技术[J].天然气工业,2007,27(3):60-62.
- [8] 侯树刚,刘新义,杨玉坤.气体钻井技术在川东北地区的应用[J].石油钻探技术,2008,36(3):24-28.
- [9] 张金成,位华,于文红.空气钻井技术在普光气田的应用[J].钻采工艺,2006,28(6):8-10.
- [10] 冯学荣,贾兴明,周华安,等.川东北地区气体钻进后的钻井液技术及应用.钻井液与完井液,2006,23(5):18-20.

(修改回稿日期 2011-01-14 编辑 居维清)