

高15-19井“上喷下漏”井段的处理方法

张晓文, 王吉现

(中石化华北石油局第五普查勘探大队钻井公司, 河南新乡 453700)

摘要:高15-19井主要表现在上部的高压力溢流层与下部低压力的漏失层压力极为相近, 压力窗口小; 通过采取一系列的技术措施, 最终在安全的前提下完成了本井的施工任务, 并在“上喷下漏”长裸眼井段施工的处理方面积累了一定的经验。

关键词:冀东油田; 高15-19井; “上喷下漏”

中图分类号: TE28 **文献标识码:** A **文章编号:** 1672-7428(2009)08-0034-03

Treatment Method of “Upper Blowout and Lower Loss” Section in Well Gao 15-19/ZHANG Xiao-wen, WANG Ji-xian(Wupu Drilling Company, SINOPEC North China Company, Xinxiang Henan 453700, China)

Abstract: In well gao15-19, the pressure was very similar in upper overflow layer with high pressure and lower leakage layer with low pressure, and the pressure window was small; construction was completed by applying a series of technical measures, and the experience was accumulated for such a long open hole.

Key words: Jidong oilfield; well gao15-19; “upper blowout and lower loss”

冀东油田地质构造破碎、断块小、断层发育、岩性岩相变化大, 是典型的复杂断块油田, 特别是主要目的层沙河街三段; 随着近几年冀东油田实施注水网状开发后, 造成地层压力预测存在较大差异, 多个不同压力梯度的地层处于同一裸眼井段中, 给钻井施工带来了极大的困难。

1 高15-19井基本概况

高15-19井位于河北省唐海县高尚堡作业区东约450 m, 构造位置位于南堡凹陷高尚堡深层南区高7断块高17井区, 是一口五段制定向开发注水井, 钻探目的是完善高7断块注采开发井网, 提高水驱储量控制程度和动用程度, 挖掘剩余油潜力。

设计井深3782 m, 实际完钻井深3805 m, 最大井斜33.64°/1309.09 m, 井底水平位移712.29 m, 主要目的层为沙河街三段。

实际井身结构: $\varnothing 444.5 \text{ mm} \times 258 \text{ m} + \varnothing 311.1 \text{ mm} \times 2153 \text{ m} + \varnothing 215.9 \text{ mm} \times 3805 \text{ m}$ 。

本井井身轨迹: 0~500 m 直井段, 500~935 m 增斜段, 935~1650 m 稳斜段, 1650~2400 m 降斜段, 2400~3805 m 下直段。

2 “上喷下漏”井段的施工情况

本井漏层为产层, 压稳与漏失的矛盾突出, 钻井

液密度可调范围较窄, 产层承受液柱压力波动的能力较差, 要么压不稳, 要么压漏, 处于进退两难的境地。由于受套管程序的限制, 中、下部地层裸眼井段较长, 为平衡高压层而提高钻井液密度, 同一裸眼井段存在多个压力系统, 并且压力系数相差悬殊, 本井段最高差值可达0.80 MPa/m。

“上喷下漏”井段位于3537~3805 m, 地层为深灰色泥岩与灰色砂岩互层, 底部浅灰色中、粗砂岩。钻井液性能范围: 密度1.32~1.44 g/cm³, 粘度46~60 s, 常温常压失水4~5 mL, 高温高压失水12~14 mL, 泥饼厚度0.3 mm, PH值9, 含砂量0.3%, 垢土含量53 g/L, 固相含量10%, 初切力/终切力=2/4 MPa。

出现情况:

(1) 钻进至3537 m 时出现5 m 快钻时从9 min 至3 min, 地质通知进行停钻循环, 当时钻井液密度1.32 g/cm³, 粘度46 s;

(2) 钻井液密度逐渐加重至1.37 g/cm³后, 由于维修刺漏的立管垫子花费近1 h, 再次开泵出现泥浆从转盘面喷出0.5 m 现象;

(3) 钻进至3631 m 更换钻头提高钻井液密度至1.44 g/cm³后下钻出现井漏, 至3670 m 连续出现井漏的现象。

收稿日期: 2009-02-01

作者简介: 张晓文(1974-), 男(汉族), 甘肃白银人, 中石化华北石油局第五普查勘探大队钻井队队长、工程师, 勘察工程专业, 从事钻井技术管理工作, 河南省新乡市洪门。

3 处理概况

2008年7月13日20:30钻至井深3537 m,接地质录井通知停止钻进进行循环。当时全烃一直维持在59.68%~97.59%,并且振动筛筛布有明显的油迹,钻井液中有明显的原油味。循环观察一周,全烃值仍在80%以上,钻井液性能:密度最低点 1.30 g/cm^3 ,粘度47 s。说明钻井液密度已不能平衡地层压力,地层中不停的在出油。根据此种情况,采用每周增加 $0.01\sim 0.02\text{ g/cm}^3$ 的方法逐渐提高钻井液密度,并观察全烃值和槽面变化情况,逐渐提高至 1.37 g/cm^3 。

7月14日11:00~12:00钻井队修立管1 h,坐岗人员观察井口有溢流现象,至开泵时溢流量约 0.6 m^3 ;12:03开泵循环至12:51,坐岗人员测量泥浆液面上涨约 0.84 m^3 ,全烃变化25.84%~64.51%,按冀东井控要求实施关井,套压升至最高0.3 MPa,立压为零;13:05~13:10打开液动阀节流循环至13:15全开节流阀,出口泥浆密度测量最小 1.35 g/cm^3 ,粘度56 s,而后开井循环。根据全烃值和溢流量分析,井内泥浆密度产生的液柱压力与泵压产生的阻力不能平衡地层压力,致使地层流体一直侵入井筒,造成泥浆从转盘面喷出 0.5 m 现象。

至7月15日22:00一直采取边循环边加重的方法压井,待均匀后密度 1.42 g/cm^3 ,粘度49 s,全烃在10%以内地质通知恢复钻进。钻进至井深3631 m由于钻时变慢,考虑钻头已使用后期,进而更换钻头,先短起下25柱,循环测油气上窜速度为 35.95 m/h ,全烃最高93.116%(不符合井控要求小于15 m的规定),因此在提高0.01个百分点的情况下,循环处理泥浆至出口密度 1.44 g/cm^3 ,粘度48 s,再次短起下25柱,循环测油气上窜速度为 11.8 m/h ,满足起钻要求。

井深3631 m下钻过程中,出现轻微漏失,到底循环时漏失 12 m^3 ,漏速 $4\text{ m}^3/\text{h}$,鉴于此种情况采用方案一:考虑起钻前使用 1.42 g/cm^3 的密度钻进,因此降低泥浆密度至 1.42 g/cm^3 ,但是循环过程中出现全烃值升高,密度持续下降的情况,最低点达到 1.39 g/cm^3 ,粘度52 s,做全性能高温高压失水达到14 mL,说明单一的此方法不是解决漏失的最佳途径。

采用方案二:维持 1.44 g/cm^3 的泥浆密度不变,根据漏速的大小,不断向泥浆中加入1% DP-1(单向压力封闭剂)和2% NPL-1(低渗透油层保护剂)一个循环下来不再有漏失,进行钻进;但是接下来出

现的情况:顶驱扭矩明显增大 $35\text{ kN}\cdot\text{m}$,不能转动,采用短起17柱后,顶驱能转动自如,此后每立柱进行划眼下钻的方法,到底后维持钻进直至3670 m;期间不同的小段仍有轻微的漏失,采取补充少量单向压力封闭剂就得以解决,但是上提与下放的摩阻增大。采用方法:泥浆中不断补充固体润滑剂和极压润滑剂,控制钻井液滤失量4 mL,HTHP失水12 mL,得以艰难完成本井余下的施工任务。

4 经验与教训

(1)本井3537 m已经出现5 m左右的快钻时,致使全烃值居高不下,违反了井控实施细则中在目的层中每钻进 $0.5\sim 1\text{ m}$ 快钻时,必须循环观察的规定,造成了降低全烃值非常困难的被动局面。

(2)本井设计目的层最高密度 1.37 g/cm^3 ,而在揭开相应层位时仍然使用 1.32 g/cm^3 的密度,过于偏低,没有走设计上限;设计中该区块存在高压气层,其中提示本井周围的井(高15-20、高15-21),完井钻井液密度都在 1.43 g/cm^3 以上,没有及时做到提高密度的审批申请工作。

(3)对于上面出现的修立管后钻井液从转盘面喷出的现象,解释为后效所致,后效出现的大小可能是注水井高89-3井注水影响,高89-3井注水层位与施工井所钻层位相吻合,虽然两井相距550 m左右,但由于地层联通的因素,使得压力传递到该井。冀东工区是一个老区块,注水网状开发已成为近几年老区提高产油的有效途径,由于受到注水井的影响,各个地层压力测试情况变化非常大,甚至一些理论上距离较远的注水井相互联通的现象普遍存在。

(4)本井分析从3537~3631 m不足100 m的井段存在2个压力系统,正好与临井高15-21井在3562~3582 m,压力系数变化范围 $0.6\sim 1.4$ 相吻合,造成3631 m下钻到底出现井漏现象,而为了防止漏失再重新降低泥浆密度时,又导致溢流的发生。

(5)本井为了更换钻头而频繁的采用短起下测油气上窜速度的做法还是相当成功的,每提高0.01的方法保证油气上窜速度在 15 m/h 以下,确保井控工作安全,这也是保证井下各项工作的基础。

(6)根据漏速,本井采用加入随钻堵漏剂和油层保护剂的方法,达到了钻进的目的;通过本井得出:在保证泥浆密度不变的情况下,也就是先保证井下不出现溢流的前提下,加入适合不同漏速的堵漏材料,是处理喷漏同层的基本原则。

(7)根据本井及临井相关情况分析:在处理完漏层的同时,特别是需要打入堵漏浆静止堵漏的井段,必须作好地层的承压试验,选择合适的钻井液密度。

(8)对于五段制定向井钻井液密度对摩阻和扭矩的影响极大,在本井后期施工中摩阻和扭矩急剧变化,其原因还需从理论和实践中继续进一步研究。

(9)改善泥饼质量、保持体系中润滑剂的有效含量、确保固控设备的使用效率是作好下步井段润滑防卡工作的基础。

5 本井的经验和教训在其它井的应用效果

柳北1-5井三开施工中,揭开目的层和注水层时坚持走设计密度上限,严格控制钻井液的常温失水和高温高压失水量,务必要在设计以内,严格要求做小型实验,提高钻井液的润滑性和抑制性,选好加量和处理剂。在井深2800 m揭开油层0.5 m,钻井液密度 1.22 g/cm^2 ,气测全烃值96%,循环观察两周后全烃值下降到10%,根据气测要求不能钻进,所以提高密度到 1.28 g/cm^2 ,循环一周后全烃值下降到6%~8%,进而再次提高密度到 1.30 g/cm^2 ,循环后全烃值下降到1%~2%,正常钻进,短起测

(上接第33页)

4 几点认识

(1)“双保”天然高分子钻井液抑制性强,流变性好,既能满足携砂要求,又能保护井壁稳定,但是随着钻井周期的延长,井底温度超出 $140 \text{ }^\circ\text{C}$,其容易产生生物降解,钻井液产生气泡,导致钻井液性能变差。

(2)使用“双保”天然高分子钻井液,要加强高温高压滤失量检测,API滤失量检测能够体现普遍性,而不能体现钻井液的特殊性。

(3)钾铵基聚磺钻井液体系能够有效地降低高温高压滤失量,在 $180 \text{ }^\circ\text{C}$ 高温下性能仍然保持稳定,特别是加入磺化酚醛树脂后,不仅可以抗高温和盐膏层的污染,同时随着井深和压差的增加,其滤失量增加很小,趋于平稳,能有效地保护储层。

后效,经观察全烃到90%以上,再经循环一周下降到0.98%~1%稳定后,下钻钻进。其中经过了3次以0.01~0.02的比例逐步提高钻井液密度的过程,保证了钻井液性能的稳定、压力的平衡、井内的安全。

6 认识和建议

(1)揭开目的层尽量走设计密度的上限,并且每钻进0.5~1 m必须进行循环,观察井下情况是否正常;

(2)出现喷漏同层的两个压力系统,一定是保证不出现溢流的密度下,先进行堵漏,成功后进而做地层承压试验,确定合适的钻井液密度;

(3)对于两个压力系统的大段裸眼井段,防止高密度下突然出现的井漏,造成压差卡钻的可能性发生,是保证下部井下安全的基础;

(4)对于冀东工区老区的开发,注重观察注水井的停注泄压工作。

参考文献:

- [1] 王荣.冀东油田高难度井定向井、水平井钻井技术[J].钻井工艺,2006,(6).

(4)A点前钻井液性能主要以保证携岩和井壁稳定为前提,对不同的井段及时采取必要的调整,既要做到安全钻井,又要达到高效钻井,以达到最大的经济效益。

参考文献:

- [1] 李敬.中国石油钻井(综合卷)[M].北京:石油工业出版社,2007.
- [2] 史鸿祥,杜晓勇,商勇,等.“双保”型改性天然高分子基钻井液技术[J].钻井液与完井液,2004,21(6).
- [3] 王富华,邱正松,王瑞和.保护油气层的防塌钻井液技术研究[J].钻井液与完井液,2004,21(4).
- [4] 赵雄虎,苟燕.钻井液体系分类方法研究进展[J].石油钻采工艺,2004,26(3).
- [5] 张晓文,梅永刚,吴荣战.鄂尔多斯盆地大牛地气田水平井A点前钻井液工艺技术[J].探矿工程(岩土钻掘工程),2009,36(3).