

DF2 井施工难点及技术对策

余中岳

(中石化华北石油局第五普查勘探大队,河南 新乡 453700)

摘要:DF2 井运用国内最先进的分支水平井技术,在施工的过程中遇到了多种复杂问题:如大井眼的防斜及钻具失效、钻遇煤层时的防塌、 $\Phi 244.5$ mm 套管的下入及固井问题、导眼施工中的携岩问题等,给钻井施工带来了相当大的难度。针对预计的施工难点,提出了具体的解决方案,如塔式钻具的应用、 $\Phi 244.5$ mm 套管漂浮技术、水平段钻具组合的优化等,取得良好效果。

关键词:鄂尔多斯盆地;大牛地气田;DF2 井;分支水平井;施工难点

中图分类号:TE243 **文献标识码:**B **文章编号:**1672-7428(2008)06-0043-03

1 概述

鄂尔多斯盆地北部的大牛地气田开发区,面积 3745.57 km²,该地区地表多为沙漠、碱滩和草地,主要含气目的层为上古生界和下古生界。储层为低孔、低渗,气藏类型为无边底水定容弹性驱动砂岩气藏,平均压力系数为 0.96,地温梯度为 2.86 °C/100 m,属正常地温系统和低压-正常压力系统。目的层具有低压、低孔、低渗、自产能力低等特点。为进一步探索钻井新工艺对山 1 气层的适应性,提高单井产量,在 DP1 井的基础上,针对山 1 气层实施 DF2 井,了解“鱼骨井”对山 1 气层的增产效果,评价该工艺对山 1 气层的技术、经济可行性。

DF2 井设计井深 4710.94 m,实钻井深 4006.66 m,钻井周期 4044 h:32 min,纯钻时间 1611 h:55 min,平均机械钻速 2.64 m/h。

该井于 2007 年 1 月 21 日一开,使用 $\Phi 444.5$ mm 钻头钻至井深 502.00 m,下入 $\Phi 339.7$ mm 套管至井深 501.31 m。

4 月 1 日二开使用 $\Phi 311.2$ mm 钻头直井段至井深 2596.71 m,5 月 27 日定向钻进至 2859.16 m,井斜增至 61.31°,方位角 296.26°,6 月 3 日 $\Phi 215.9$ mm 导眼段钻进至 3116 m 导眼完钻,6 月 7 日完成导眼测井和导眼回填工作,6 月 10 日完成顶驱的安裝工作。

造斜段于 7 月 2 日顺利钻至井深 3111 m 二开完钻,最大井斜 90.71°;二开一次下入 $\Phi 244.5$ mm 套管至预定井深 3109.01 m。

三开水平段使用 $\Phi 215.9$ mm 钻头历时 38.40

天,于 8 月 21 日钻至井深 4006.66 m 至 B 点完钻,水平位移 1250.20 m。

DF2 井井身结构如图 1 所示。

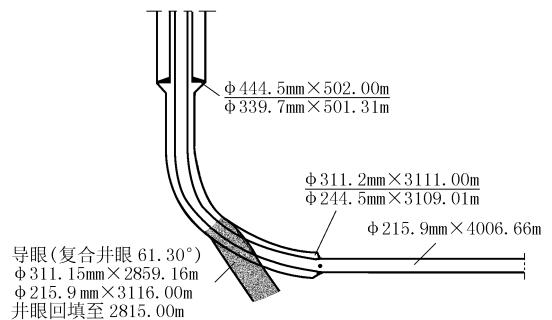


图 1 DF2 井实际井身结构图

该井钻探的顺利完工,在山 1 气层三角洲平原亚相分流河道过渡带优质高效完成复杂井钻井配套技术,摸索了一套规律性的成熟的钻井技术的先导井技术,对于今后在本地区施工同类型井具有一定的借鉴意义。

2 技术难点及对策

2.1 技术难点

- (1) 解决大井眼防斜及钻具失效问题。
- (2) 解决 $\Phi 215.9$ mm 导眼施工中上部大井眼携岩问题。
- (3) 解决本井顺利穿越煤层的问题。
- (4) 解决 $\Phi 244.5$ mm 技术套管下入及大井斜固井质量问题。
- (5) 解决水平段目标多、位移大、轨迹控制问题。

收稿日期:2008-04-11

作者简介:余中岳(1970-),男(汉族),河南南阳人,中石化华北石油局第五普查勘探大队钻井队队长、工程师,石油工程专业,从事钻井生产和技术管理工作,河南省新乡市洪门。

2.2 技术对策

2.2.1 大井眼防斜措施

本井二开直井段最初设计井斜 $\leq 1.75^\circ$,因此如何保证上部井段的垂直对下部施工起着至关重要的作用。钻进中注意防斜,按要求定点测斜(≥ 100 m),有增斜趋势时加密测斜。本井0~2596.71 m直井段,大井眼 $\varnothing 311.2$ mm使用塔式钻具组合: $\varnothing 311.2$ mm钻头+ $\varnothing 244.5$ mm钻铤 $\times 2$ 根+ $\varnothing 203.2$ mm无磁钻铤 $\times 1$ 根+ $\varnothing 203.2$ mm钻铤 $\times 7$ 根+ $\varnothing 177.8$ mm钻铤 $\times 2$ 根+ $\varnothing 127$ mm加重钻杆 $\times 2$ 根+ $\varnothing 127$ mm钻杆串。

具体防斜措施如下:

(1)钻进过程中及时合理的处理好地层界面。

(2)坚持进行定点测斜,若发现井斜过大,应果断进行纠斜工作。

(3)新钻头下钻到底开始钻进时,采取轻压吊打,再逐渐增加到正常钻压,以利防斜打直。

这些措施的实施,使防斜技术得到了很好的应用,经多点测斜得知:直井段井斜 $\leq 1^\circ$,只有一个点在1486.98 m处最大井斜 1° ,平均井斜 0.83° ,保证了下面定向段施工的顺利。

2.2.2 预防钻具失效措施

本井发生断钻具事故3次,钻具刺漏2次,从断面及刺漏分析,主要原因是钻具的疲劳损伤所致。而导致钻具疲劳损伤的主要原因是: $\varnothing 311.2$ mm井眼与钻具之间环空间隙大,导致交变应力集中而引起的钻具疲劳;该地区地层老,研磨性高,在钻进中形成共振,导致疲劳破坏。

预防钻具失效的措施如下:

(1)坚持每趟钻倒换一次钻铤、钻杆工作位置,改善钻具受力状态。每起下一趟钻倒换一次钻具,进行错扣检查,每次将钻铤以上的5~10柱钻杆倒换至井口;每次起下钻,井口人员要认真检查所有钻具。每200 h对钻铤作一次中途探伤,现场使用时,经常变换中和点,防止疲劳破坏。

(2)现场工作人员要加强责任心,每15 min记录泵压和其他参数一次,发现泵压下降要及时进行分析,先停泵检查确认无误后,再起钻检查钻具,确保井内安全。

2.2.3 $\varnothing 215.9$ mm导眼施工中上部大井眼携岩措施

该井段使用 $\varnothing 215.9$ mm钻头钻进,由于上部为 $\varnothing 311.2$ mm井眼,泵排量无法满足钻井液的携岩要

求,主要从2个方面来进行解决。

2.2.3.1 钻井液方面

调整钻井液动塑比,提高携带能力,保证将岩屑有效携带出地面,避免大斜度井段岩屑下滑形成岩屑床;根据现场小型试验,确定药品加量,加强钻井液的护胶能力,确保钻井液良好润滑性和悬浮携带能力。

2.2.3.2 工程参数方面

使用最大的喷嘴,首先考虑携岩的排量问题,在泵压允许的情况下保证排量最大。本井施工过程使用 $\varnothing 24$ mm喷嘴3个,泵压控制在19 MPa左右,排量36~38 L/s,钻具采用稳斜的复合组合形式,确保“双驱”钻进,提高携岩效率,减少井下事故的发生。

2.2.4 煤层防塌技术措施

本井有效地实施了煤层防塌技术,钻进的 $\varnothing 215.9$ mm导眼共穿越5个煤层,主井眼钻遇4个煤层,未出现任何井下复杂情况,井眼稳定。

具体措施为:钻遇煤层前3 m(由地质人员确定实际井深)循环泥浆、短程起下钻一次;钻遇煤层前向循环浆中一次性加足1%单向压力封闭剂和固体防塌润滑剂以最大限度的封堵煤层裂隙,防止煤层垮塌;根据现场情况提高钻井液密度至 1.20 g/cm³,以平衡煤层的坍塌应力;严格控制失水,保持钻井液有强的抑制能力,防止煤层泥岩物质的水化分散引起的煤层垮塌的加剧;钻遇煤层以快速通过为主要原则,钻进中时刻注意泵压与扭矩变化,发现异常,及时停钻上提钻具;密切注意观察振动筛上岩屑返出情况。

2.2.5 制定切实可行的 $\varnothing 244.5$ mm技术套管下入方案

(1)通井方案:原钻具通井。

(2)下套管过程需要注意以下几个问题。

① $\varnothing 244.5$ mm套管曲率半径的计算:套管的弯曲半径179 m,计算井眼的允许井眼曲率 $32^\circ/100$ m。实际我们井的井眼曲率 $17.5^\circ/100$ m,完全满足下套管要求。

②采用“抬头工艺”,即在浮鞋段连续加放3个弹性扶正器,使浮鞋在大斜度井段离开井壁,以减小前部套管摩阻,导引套管顺利进入大斜度井段。定向段连续下入15个 $\varnothing 310$ mm钢性扶正器,保证了固井质量。

③连续向套管内灌泥浆,孔深2600 m以后不再灌,确保泥浆尽量灌满。

通过以上措施的有效实施,保证了 $\varnothing 244.5$ mm

套管的顺利下入,并且实现鄂北工区最大技术套管尺寸($\text{Ø}244.5\text{ mm}$)、最大井斜(90.71°)、最大下深(3109.01 m)的工区之最。

2.2.6 解决三开水平段钻进中的脱压及起下钻摩阻大的技术措施

本井三开钻井过程中,轨迹调整频繁、井斜和位移大,导致钻进过程中形成托压问题,图 2 是 DF2 井三开钻井过程中摩阻分析图,该井下部钻井时现场在使用倒换钻具后上提起钻摩阻也仍有 300 kN ,如此高的摩阻造成该井以下问题:一是导致钻柱加压困难影响滑动钻进,形成脱压问题,钻速慢;二是造成井眼轨迹测量困难。在施工过程中采取了以下措施进行解决。

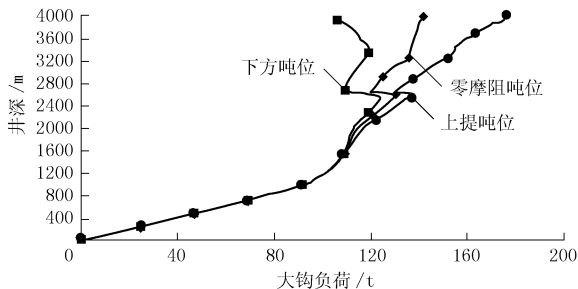


图 2 DF2 井大钩负荷与井深关系图

(1) 钻井液中按设计加入润滑剂(固体或液体),严格使用 4 级净化装置。排量满足要求,达到改善钻具与井壁的接触状态,降低泥饼粘滞系数,提高钻井液的携岩能力。

(2) 工程上采用钻具倒装组合,保证钻压能有效地传到钻头上。并且每钻进完一个单根上提下放活动钻具(活动范围加大),然后再开泵循环。坚持每钻进 $30\sim 50\text{ m}$ 短起下钻来破坏岩屑床。

(上接第 42 页)

象,液面无下降趋势,组合钻具,分段小排量循环下钻。

此次堵漏关井间歇性泵入堵漏浆共计 16.4 m^3 。恢复正常钻进后漏失速度 $0.8\text{ m}^3/\text{h}$,基本不漏,达到较好堵漏效果。

6 几点认识

(1) 选用承压能力、憋压能力较强,失水大,颗粒分选性好的堵漏材料,能够有效迅速封堵裂缝性漏失层。

(2) 调整钻井液性能,加入适当的均匀颗粒锯末、堵漏剂,配以高粘度、高切力的钻井液,防止裂隙

(3) 定向方面调整好一个合适的入靶井斜,使得在水平段施工中复合钻进为主,滑动钻进为辅;此外,施工中及时监控井斜和方位的变化,避免大幅度调整井斜和方位,保持井眼的平滑。

3 认识及建议

(1) 在轨迹控制方面,进入水平段着陆施工时,调整好一个合适的入靶井斜,使得在水平段施工中以复合钻进为主,滑动钻进为辅,及时监控井斜和方位的变化,做好预测,提前调整,尽量避免大幅度调整井斜和方位,保持井眼的平滑,是保证水平段顺利施工并沿最好的储层穿行的最好方法。

(2) 本井直井段 2500 m 以前设计井斜指标为 $\leq 1.75^\circ$,在本井的施工中,为控制井斜在 1° 以内,采取了小钻压吊打和每钻进 $80\sim 100\text{ m}$ 进行单点测斜的方法,严重制约了直井段机械钻速和钻井周期的提高。建议在以后的水平井施工中,如果没有特殊需要,可将直井段井斜指标放宽至 3° 以内。

(3) 根据当前水平井、分支井的施工设备、工具和施工经验,本地区的水平段长度不宜过长,一般选择 $600\sim 800\text{ m}$ 为宜,若需要,可根据完井方式,应用分支井或“鱼骨状”分支水平井进行开发。另外,在地质条件确定时,为了节约钻井成本,该地区的井身结构的优化也需要我们共同探讨。

参考文献:

- [1] 刘希圣. 钻井工艺原理[M]. 北京:石油工业出版社,1988.
- [2] 李克向. 钻井手册(甲方)[M]. 北京:石油工业出版社,1990.
- [3] 王子源,苏勤,等译. 钻井数据手册[M]. 北京:地质出版社,1995.

地层的二次漏失,有效控制孔隙性渗漏的漏失速度。

(3) 减少人为因素造成的井壁压力增大,防止下钻作业以及下钻到底开泵过程中,井内钻井液激动压力过大压漏地层。

(4) 严格操作规程,下钻过程中分段循环泥浆,破坏钻井液胶凝结构,防止下钻到底开泵压漏地层。

参考文献:

- [1] 刘子春,张召平,石凤岐. 钻井工程事故预防和处理[M]. 北京:中国石化出版社,2000.
- [2] 蒋希文. 钻井事故与复杂问题[M]. 北京:石油工业出版社,2001.
- [3] 宋碧涛,刘亚,薛芸,等. 江苏油田堵漏试验评价技术研究[J]. 钻井液与完井液,2007,24(3):24-26.