

鄂尔多斯水平段套管固井技术

谢海涛 (中石化华北石油工程有限公司井下作业分公司, 河南 郑州 450042)

摘要: 通过分析鄂尔多斯水平井套管固井难点和影响固井质量的因素, 对井眼准备、工具附件、套管居中、冲洗液、水泥浆体系、注替工艺进行室内研究, 采用防漏低密高强水泥浆体系和微膨胀强韧性防窜水泥浆体系、特殊固井工具附件、注替工艺控制等固井工艺技术措施, 较好地解决了鄂尔多斯水平段套管固井难题, 现场应用效果良好。

关键词: 水平井; 套管固井; 前置液; 固井工具; 复合顶替

水平井是提高油气井单井产量的有效手段, 近年来鄂尔多斯水平井主要采用二开技术套管下至 A 点, 水平段裸眼完井方式 (个别井为筛管完井), 随着水平井开发思路的转变, 水平井完井方式由裸眼完井向套管固井完井方式逐渐转变, 水平段下套管射孔完井方式将成为水平井的主要完井方式。因此开展水平井套管固井技术研究, 形成适合鄂尔多斯工区的水平段套管固井技术对于鄂尔多斯油气田的开发具有十分重要的意义。

1 鄂尔多斯储层地质特点

中石化鄂尔多斯油气田分为南油北气, 位于鄂尔多斯盆地东北部和西南部, 构造单元主要在伊陕斜坡北部和南部。主要目的层为三叠系延长组油气层组和二叠系下统下石盒子组气层组。鄂尔多斯大牛地气田二叠系的顶界深度一般为 2000~2200m, 底界深度为 2700~2900m, 属陆相沉积, 从北向南、从东向西具有加厚的趋势。二叠系主要为棕、棕褐、灰绿色泥岩与浅灰色粗、中、细砂岩, 含砾粗砂岩略等厚互层, 及浅灰色粗、中、细砂岩, 含砾粗、中砂岩局部夹泥岩薄层、条带。

2 鄂尔多斯水平段套管固井技术难点分析

①水平段较长 (800m~1500m), 套管下入困难。如果井眼准备不充分, 很有可能发生卡套管事故;

②水平段、斜井段套管居中困难, 套管易贴井壁;

③钻井和固井对钻井液性能的要求侧重点不同: 在钻井过程中为了井壁的稳定, 要求钻井液密度适当过平衡, 具有较高的粘度和切力; 而固井要求固井前的钻井液具有较低的粘度和切力;

④在泥浆顶替水泥浆过程中, 水泥浆易沿宽边推进, 将与泥浆混窜, 造成窜槽;

⑤水平段环空间隙小, 易形成岩屑床, 导致固井施工压力高或者环空憋堵;

⑥解决提高顶替效率和固井防漏所产生的矛盾;

⑦井斜段、水平段因重力作用水泥颗粒下降, 井眼顶部自由水析出形成高边横向通道, 形成窜流; 固相颗粒沉降导致上部水泥胶结疏松, 强度下降, 导致封固失败;

⑧阻流环 (回压凡尔) 易密封失灵, 水平段留塞长, 常规国产胶塞在长水平段磨损易导致水泥浆后窜形成较长水泥塞。

3 水平段套管固井工艺技术措施

3.1 提高井眼准备质量

①钻井队在完钻通井时要充分循环泥浆, 循环排量不低于钻进时的最大排量, 循环时间不低于 2 周, 彻底将井底和水平井段沉积的岩屑循环干净; 对不规则的井段采取短起下钻划眼, 保证井眼畅通; 在大斜度井段和水平段注入 3% 左右的塑料球, 降低摩阻, 为套管的顺利入井创造条件;

②套管到位后控制压力循环钻井液, 在承压值范围内尽可能提高循环洗井排量, 在压稳不漏的情况下调整钻井液的性能, 使固井前的泥浆性能达到“三低一薄”, 即低粘、低切、低失水和薄泥饼, 以达到提高顶替效率的目的。

3.2 选用特殊固井工具附件

①树脂旋流刚性 (滚轮) 扶正器, 韧性好、耐高温、刚性小, 降低了整个套管串的刚性及下套管摩阻, 旋流槽能改变顶替流态。在造斜段和水平段科学设计树脂旋流刚性 (滚轮) 扶正器的加放方法, 提高了套管居中度及顶替效率;

②采用特制 $\phi 139.7\text{mm}$ 套管长胶塞, 增加三道裙部胶皮, 用于有效隔离水泥浆, 防止顶替下行过程中磨损, 实现水泥浆与顶替液有效阻隔, 同时减小扫塞对水泥石质量影响;

③控制水泥塞长度在设计范围, 引进水平井固井用套管关井阀, 达到顶替量碰压后, 胶塞作用在关闭阀上, 关闭压力达到剪钉剪切压力 (5~8MPa), 关闭阀实行关闭, 有效防止水泥浆倒流;

④浮箍浮鞋回压阀为活塞弹簧复位式。

3.3 提高套管居中度

套管居中度是提高固井质量的前提和措施基本之一, 即使很高的环空返速也不可能产生足够的剪应力以克服套管窄边的泥浆胶凝强度。偏心环空中, 泥浆和水泥浆都有这样一种趋势: 宽边的流速比窄边的流速快, 剪切稀释性越强, 流速越不均匀。其结果是水泥浆可能绕过环空窄边静止或缓慢流动的泥浆。顶替结束后, 在某一井段留下一条带状泥浆, 影响封固质量, 即窜槽。要避免套管偏斜对固井质量的影响, 必须保证套管居中。一方面控制实钻井眼轨迹, 另一方面就是在套管管柱上加

扶正器, 还有就是增加管内外密度差。

①国内的直井和定向井下套管大多采用弹性扶正器, 而水平井由于斜井段套管长, 质量重, 如果采用弹性扶正器, 其扶正力不能够确保套管顺利下入和居中。为此开展了刚性套管扶正器的调研和优选, 优选了树脂旋流刚性(滚轮)扶正器。每根套管加1个刚性扶正器时, 套管居中度大于74.23%。因此, 要求水平段每根套管加1只扶正器, 实际操作也采用树脂旋流刚性扶正器与旋流滚轮扶正器交替下入的方案;

②顶替液采用清水或清水+泥浆一般采用清水替浆。当中深水平井静压较大时, 水平段用清水、直井段用泥浆。水平段用清水替浆, 增加管内外密度差, 实现套管漂浮, 有利于提高水泥环均匀度;

③由于水平段尾浆浆体不产生静液柱压力, 可适当提高尾浆密度, 增加管内外密度差, 实现套管漂浮, 有利于提高水泥环均匀度。

3.4 合理设计冲洗液

合理设计冲洗液用量, 确保紊流接触时间, 以达到提高顶替效率的目的。根据流变性计算, 施工排量在15~221/s或环空返速达0.7~1.1m/s时呈紊流; 实验表明接触时间在3min以上洗油效率达100%, 理论计算冲洗液量为2.7~4.2 m³, 现场实际注入≥6m³, 从而提高水泥石与套管及井壁的胶结质量。

3.5 水泥浆体系

①水平井固井对水泥浆性能的要求: a 水泥浆沉降稳定性好坏关系到水泥环的均质性。水泥浆稳定性差或析水量大, 水泥颗粒会出现沉降现象, 致使斜井段或水平段高边形成水带, 影响水泥石与井壁胶结质量; b 要求水泥浆具有微膨胀性能, 避免水泥浆凝结期间体积收缩影响一、二界面胶结质量; c 调整水泥浆具有较好的流动性是保证顶替期间能在较低的排量下达到紊流, 提高顶替效率, 确保固井质量; d 水平井水泥浆失水和析水控制严格, 要求失水小于50mL, 析水为0, 避免在环空上侧形成水带影响胶结质量;

表1 水平段套管固井采用防漏

低密高强水泥浆体系和微膨胀强韧性防窜水泥浆体系

水泥浆性能要求	低密度水泥浆体系	微膨胀强韧性防窜水泥浆体系
密度范围	1.20g/cm ³ ~1.35g/cm ³	1.80g/cm ³ ~1.90g/cm ³
低失水	< 50mL (7MPa/40℃)	< 50mL (7MPa/80℃)
低析水	< 0.1%, (60℃)	0, (80℃)
抗压强度	> 3.5MPa/24h, > 5MPa/48h, (40℃)	> 18MPa (24h.80℃)

②水泥浆性能设计时, 尾浆与领浆的静胶凝强度呈阶梯状发展, 尽可能缩短尾浆稠化时间, 可以在主力气层段快速形成高早强水泥环, 控制油气水窜; 由于水平段尾浆浆体不产生静液柱压力, 可适当提高尾浆密度, 适当降低领浆密度, 降低压漏风险, 水平段尾浆密度提高还有利于提高水平段胶结质量;

③合理设计前置液、低密度水泥浆、常规水泥浆的密度和浆体结构, 确保环空液柱当量密度小于地层破裂压力或最低漏失压力, 保证压稳油气层, 又可以预防压漏地层。

3.6 注替工艺控制

在前置液出套管至进入定向井段采用大排量注浆工艺, 确保前置液对水平井段的冲刷效果; 替浆初期采用大排量(起压前顶替排量以领浆紊流临界排量为依据)顶替, 利用低密度水泥浆流动性好的特点再次对井壁的泥皮进行冲刷; 尾浆出套管时根据井口压力变化确定合适的替浆排量, 压力过高采用塞流(起压后顶替排量以尾浆塞流临界排量为依据)顶替方式, 避免流动摩阻过高压漏地层的风险。

4 现场应用情况

现场施工8口井, 全部按照固井设计, 采用一次上返固井工艺进行施工, 其中3口被评定为优质, 4口被评定为良好, 1口被评定为合格, 优质率37.5%, 优良率87.5%。

5 结论

①优选的前置液体系有利于对井壁和套管壁上的钻井液胶凝物质进行有效冲刷, 从而提高了界面与固井水泥环的胶结强度, 前置液体系还能够改善钻井液的流变性能, 降低钻井液粘切和触变性, 提高注水泥顶替效率;

②形成的防漏低密高强水泥浆体系和微膨胀防窜水泥浆体系, 能满足鄂尔多斯油气水平井开发的要求;

③优选的树脂螺旋滚轮扶正器、旋转引鞋、弹簧复位式浮鞋浮箍(带有导向槽)、加长胶塞、进口胶塞、关井阀等特殊固井工具附件等质量可靠的特殊固井工具附件, 为水平井固井施工顺利实施提供保障;

④初步形成了一套以井眼准备、前置液、水泥浆体系、压稳防漏、注替工艺及特殊固井工具附件为核心的固井工艺技术, 现场应用效果良好。

参考文献:

- [1] 龚伟安, 王长宁. 水平井套管抗弯强度设计与扶正器安放设计的试验研究[J]. 钻采工艺, 1996(20).
- [2] 蒋世全, 施太和, 杨道平. 套管旋流扶正器的流速模拟研究和应用[J]. 中国海上油气, 1998(10).

作者简介:

谢海涛(1983-), 男, 汉族, 陕西渭南人, 工程硕士, 工程师, 现任华北石油工程公司井下作业分公司HB-1401固井队副队长, 主要从事石油天然气固井技术工作。