

普光气田大湾区块完井工艺技术

唐宇祥¹ 古小红² 杨廷玉¹ 曹言光³ 董琴刚³ 王龙飞³

1.中国石化天然气工程项目管理部工程技术处 2.中国石化中原油田普光分公司天然气技术管理部

3.中国石化中原油田分公司采油工程技术研究院

唐宇祥等.普光气田大湾区块完井工艺技术.天然气工业,2012,32(12):75-78.

摘 要 四川盆地普光气田大湾区块在开发中既有与气田主体相似之处,又有许多自身的特点,前者储层非均质性更强。因此,针对裸眼完井和套管射孔完井两种不同的完井方式,优化了不同的酸压、生产一体化管柱结构;配套了补偿式传爆、高精度延时传爆和低碎屑射孔弹 3 项射孔技术;形成了裸眼井钻塞、通井,套管井酸浸等配套井筒处理技术;采用长井段非均质储层分段酸压改造技术,有效改善了储层物性;同时完善了高含硫气井作业井控管理制度。现场施工作业 8 口井,首次实现国内高含硫水平井分段储层改造,为大湾气井的顺利投产提供了技术保障。

关键词 普光气田 大湾区块 水平井 射孔 井筒处理 分段酸压

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2012.12.016

四川盆地普光气田大湾区块属于高压、高产、高含硫化氢气藏,多采用水平井完井方式(裸眼完井和套管射孔完井两种方式),水平井投产井段长(跨度为 785~1 200 m),储层非均质性强。因此,大湾区块气井的投产具有更多的难点:①投产井段较长,传统的笼统酸压(化)方式无法均匀布酸以实现差气层改造的效果;②套管水平井射孔井段长(311.2~1 215.5 m),射孔管柱负荷大,存在传爆失败、起爆失败、射孔管柱遇卡等风险;③气井投产作业安全难度高、风险大,尤其是裸眼井钻塞轨迹难确定、裸眼段钻穿后气体的“上顶”难控制。

通过对一次管柱多级卡封、逐级投球打开各层滑套改造储层完井投产技术的各个环节进行研究与试验,至 2012 年 3 月,在大湾区块进行了 4 口裸眼水平井和 4 口套管水平井的分段完井投产作业,完井管柱下入顺利,分段改造效果明显,作业过程安全可控。

1 完井管柱的下入作业

针对大湾水平井这些特点,利用“分段封隔器+分级滑套”的技术思路,采用分段完井管柱实施储层分段改造。根据大湾水平井的储层特征将每口水平井分 2~3 段进行改造,分段封隔器卡点卡在夹层井段,每段跨度 300~500 m。

套管完井水平井,采用一趟下入完井管柱,管柱结构见图 1。

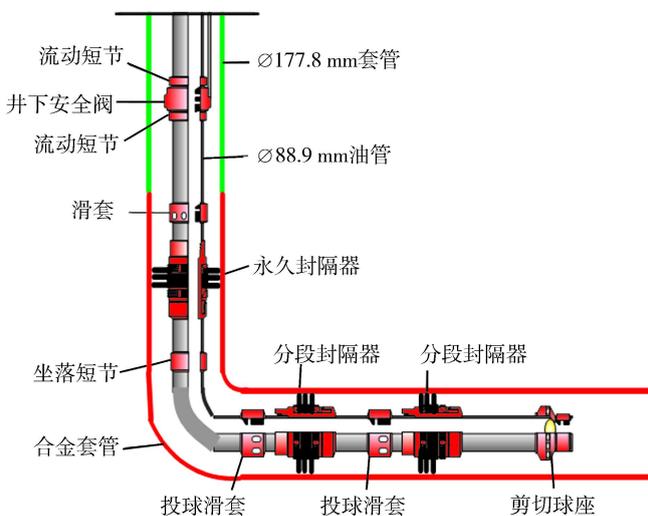


图 1 套管水平井分段完井管柱结构图

为防止管柱下井过程出现遇卡遇阻的现象,裸眼完井水平井采用两趟管柱下入(悬挂封隔器及以下管柱为第一趟,之上管柱为第二趟)。水平分段管柱采用钻杆送入后丢手,回接管柱采用合金油管。管柱结构见图 2。

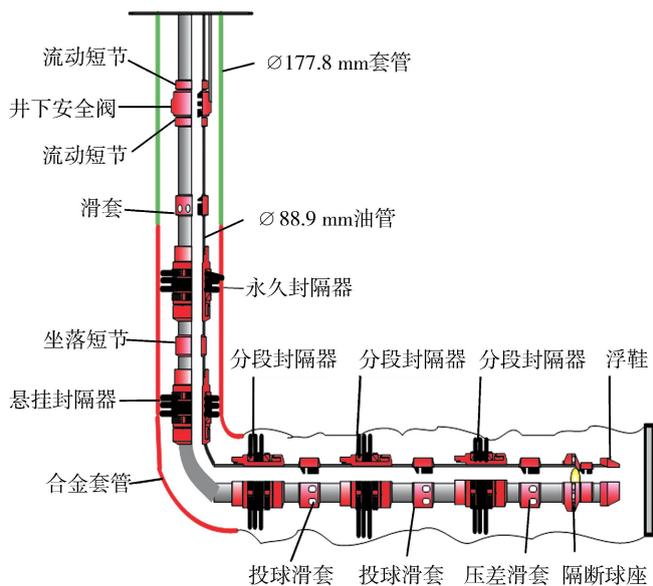


图2 裸眼水平井分段完井管柱结构图

对于套管监测水平井(D404-2H),为避免在一次管柱下入过程中出现紧急情况,需要关井剪断监测电缆,也采用两趟管柱下入。管柱结构见图3。

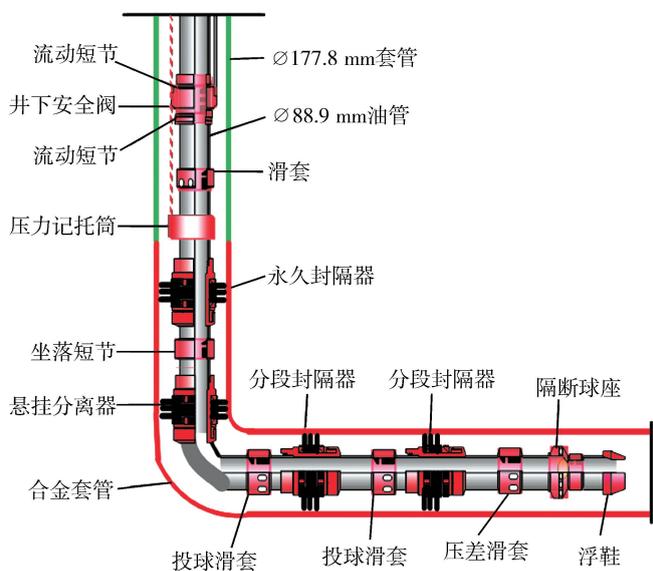


图3 套管监测水平井分段完井管柱结构图

对于分两趟下入的管柱,底端采用隔断球座+浮鞋的结构:①使完井管柱具备洗井通道,提高分段完井管柱下入过程中遇阻、遇卡后的解卡处理能力,方便实施压井等措施;②因为两趟下入管柱作业复杂,采用此结构可使水平段管柱坐封后井筒与地层隔断,防止回插管柱时出现管内气窜。

3种水平井的完井管柱均在气层上部合金套管处下入抗 H_2S 、 CO_2 腐蚀的永久式封隔器;油管及井下

工具还要满足酸压施工及后续生产的要求,必须具有耐高温、高压的性能和良好的气密性,因此,管柱使用VAM TOP等金属气密封扣连接。

对于一些套管变形井,下端增加一个遇油膨胀封隔器,起到隔绝酸性气体的作用,避免腐蚀套管变形段非合金套管^[1-3]。

根据气井配产要求,以生产系统节点分析为手段,综合考虑气井临界携液流量、冲蚀临界流量和油管尺寸对酸压(化)施工的影响,确定普光气田大湾区块水平井酸压生产一体化管柱生产油管采用 $\varnothing 88.9 \text{ mm}$ 、壁厚 6.45 mm 或 7.34 mm 的SM2550-125或G3-125合金油管。个别探井利用井采用 $\varnothing 73 \text{ mm}$ 、壁厚 5.51 mm 合金油管。

通过管柱受力分析,各井所采用管柱结构的管柱抗拉、抗内压安全系数均满足施工要求。

2 完井主体技术

2.1 裸眼井段处理技术

井筒处理过程中遇到的第一个技术难题是钻塞开窗。对于裸眼水平井,在钻井完井后为了有效保护套管,在套管鞋附近都留有一段水泥塞。水泥塞大都处于造斜段,狗腿度较大,钻头易偏离轨迹、损坏合金套管,甚至出现新井眼。为此,在裸眼水平井钻塞过程中引入先进的MWD随钻定向技术,实时跟踪井眼轨迹,及时调整钻头工具面角,并结合气测、岩屑录井和钻时录井等技术,及时掌控钻头位置,防止钻塞轨迹出现偏差。

井筒处理过程的第二个技术难题是管柱遇阻、卡钻。大湾裸眼水平井钻塞后残留水泥块脱落可能导致卡钻;裸眼井段井眼不规则,也会导致管柱起下钻过程遇阻、遇卡。因此,裸眼水平井在套管段钻塞完之后即进行套管段通井刮削,然后再钻裸眼段水泥塞。裸眼段处理方面,采用3次通井管柱分别通井。第1次是钻头通井管柱,该管柱总体直径小,综合机械性能强,保证处理管柱阻卡时能以较大钻压和扭矩钻进。第2次是钻头+单铣柱通井管柱,其中铣柱直径接近最大完井工具的外径。该通井管柱主要用以试探完井管柱与裸眼井段的适应性,处理不规则井壁。第3次是钻头+双铣柱通井管柱,以两根大直径铣柱模拟完井管柱下井,只要该管柱能顺利通过,就可以保证完井管柱下入井内不遇阻卡。

井筒处理的第三个技术难题是井漏。裸眼水平井段容易发生井漏、溢流、憋漏地层等复杂情况,采取了相应的4条钻塞措施:①钻塞使用合适密度的钻井液,

尽量保持近平衡钻塞;②保持钻井液有较好的流变性,开泵排量都要由小逐渐增大,进入裸眼段,应分段循环钻井液破坏其结构力;③漏失速度小于 $3 \text{ m}^3/\text{h}$,采取降低排量、提高钻井液黏度或静止堵漏的方法;④漏失速度大于 $3 \text{ m}^3/\text{h}$ 、小于 $10 \text{ m}^3/\text{h}$ 的漏失,立即停止钻进,起钻至套管内,静止堵漏或桥塞堵漏。

2.2 射孔工艺

大湾区块长井段水平井射孔施工,管柱基本结构沿用普光气田主体射孔管柱结构^[4],采用 $\varnothing 88.9 \text{ mm}$ BG110SS 或 BG90SS 壁厚为 9.52 mm 和 6.45 mm 的防硫油管组合,管柱抗拉安全系数达到 1.8。同时合理使用减震器及射孔器,使射孔时震动和冲击力有效减小,保护套管和油管。在 $\varnothing 177.8 \text{ mm}$ 套管中选用 $\varnothing 102 \text{ mm}$ 射孔枪,实现射孔穿深的前提下,增大了射孔枪与套管内壁之间的间隙,减小了射孔枪身重量,降低了长枪身(约 $1\,000 \text{ m}$)、大井斜($70^\circ \sim 90^\circ$)射孔卡枪的风险。

为保证爆轰能量的传递、能一次性引爆所有射孔枪,研制了隔板增能器,形成了补偿式传爆技术。隔板增能器用在传爆接头的导爆索之间,使爆炸能量向一个方向聚集,冲击波强度更大,提高了传爆的可靠性。

延时起爆技术得到进一步完善。研制出耐高温、慢燃速、温度敏感系数小的新型钨系延期药,在不超过 $160 \text{ }^\circ\text{C}$ 环境温度下可实现分钟级延时功能。采用隔板点火技术,有效地转化了能量、增强了装置密封性,提高了爆轰波点燃延期机构的可靠性。

研制出低碎屑射孔弹。保持弹壳外形尺寸不变,壁厚增加,同时在弹壳内腔轴向方向设置 4 条预置槽,降低了较小直径的碎片数量、射孔枪或工具遇卡、小直径弹壳碎片堵塞生产油管喷嘴的风险。

2.3 分段改造

套管水平井和裸眼水平井都采用了分段储层改造技术。套管水平井采用胶凝酸分段酸压工艺,裸眼水平井采用胶凝酸分段酸化工艺。

在各分段范围内选择大排量笼统注酸工艺,以期在解除储层污染的同时,消除射孔或钻井中形成的压实层伤害和固体微粒堵塞,提高近井地带裂缝导流能力。采用前置酸解除近井地带钻井液污染和屏蔽暂堵,降低施工压力;然后采用胶凝酸多级注入压开地层并使裂缝向地层深部延伸,同时降低酸液在地层中的滤失,用盐酸作为闭合酸化阶段的酸化工作液,用于提高闭合裂缝导流能力,沟通储层的有效天然裂缝系统。加入高效起泡剂,提高残酸返排能力,改善残酸返排不利的难题。

大湾气田水平井水平段长、吸酸剖面大,如果注酸排量过低,会造成大量酸液在近井消耗,靠近垂直井段的上部储层能够解除污染,而水平段中部、下部酸化解堵不彻底;如果排量过高,压开裂缝可能导致存在边底水影响的气井提前见水,最终降低采收率。在模拟计算的基础上,通过优化,对应用 $\varnothing 73 \text{ mm}$ 管柱的井主体酸采用 $3.0 \sim 5.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 的排量,对应用 $\varnothing 88.9 \text{ mm}$ 管柱的井主体酸采用 $6.0 \sim 10.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 的排量,前置酸排量为 $2.0 \sim 4.0 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

2.4 井控管理

普光气田大湾区块气藏高压、高产、高含硫化氢,气井起下作业安全风险大。

由于裸眼水平井气层暴露面积大、产能高、作业井控风险大,井控设备采用 2FZ28-105EE 级液压(半封+全封)闸板+2FZ28-105EE 级液压(剪切+半封)闸板+FH28-70EE 环形防喷器的组合配置(图 4)。裸眼井作业施工可能涉及不同规格的钻杆或油管,多增加了一个环形防喷器,能保证多种工况条件下发生溢流或井涌异常时,井口能得到及时有效的控制。

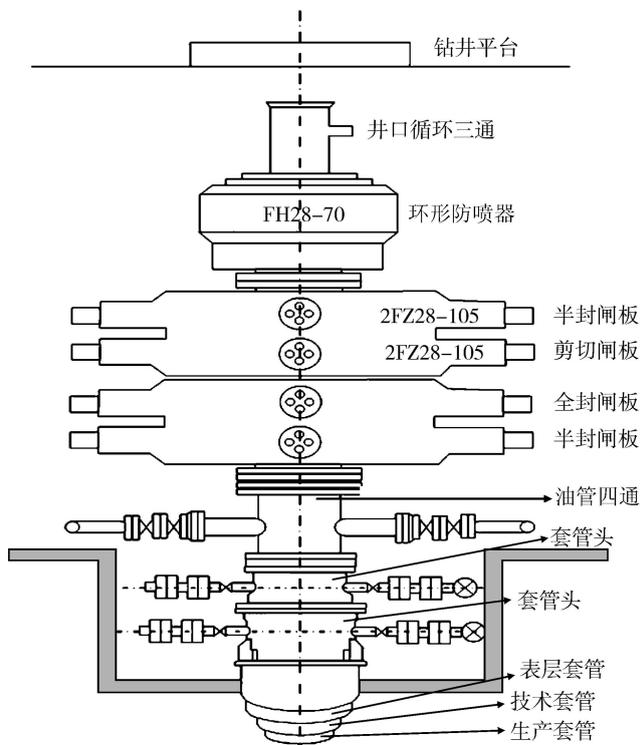


图 4 作业井控装置示意图

在内防喷工具环节,钻台上准备 70 MPa 井口旋塞阀 2 个以及相应的变扣短节,组成内防喷工具总成;钻塞、通井等井筒处理工序使用井下回止阀,安装在钻柱的尾部或靠近钻头处,用于钻遇高压气层或裸眼段

圈闭高压气体时防喷;完井管柱管鞋位置使用了隔断球座和浮鞋双重防喷工具,能在分段管柱坐封悬挂时提前封闭井眼,杜绝管内井喷事故。

大湾区块地层压力当量密度仅 $1.01 \sim 1.10 \text{ g/cm}^3$,根据相关规定^[5],压井液密度应取 $1.16 \sim 1.25 \text{ g/cm}^3$ 。对于套管井,在射孔后采用屏蔽暂堵技术,实现完井管柱的安全下入;而对于裸眼井,则采用桥接暂堵技术,暂时封闭产层,拓宽气层压力窗口,防止地层喷漏。压井液方面,使用了高温稳定防气窜效果好的聚磺钻井液与桥接暂堵防漏液体为主体的压井液体系,密度值附加值^[5]执行上限值 0.15 g/cm^3 ,以维护裸眼井段与气层的稳定,从技术上保证作业过程始终处于一级井控状态。循环压井过程中通过控制回压,提高井底压力,阻止储层天然气侵入井眼,改善了压井效果。

3 结 论

1)对于长井段水平井,采用多趟分段完井管柱,既能有效降低管柱阻卡风险,又有利于对非均质储层进行改造。

2)应用补偿式传爆、高精度延时传爆和低碎屑射孔弹等射孔配套技术,有效地降低了传爆失败的概率和管柱遇卡的风险。

3)对于水平井,前期井筒处理十分重要。裸眼井

钻塞采用 MWD 随钻测量工具,确保沿原井眼轨迹钻进;套管井在射孔前酸浸井筒,避免卡枪的风险。

4)套管水平井采用胶凝酸分段酸压工艺,裸眼水平井采用胶凝酸分段酸化工艺,既能保证井眼完整,又能实现均匀布酸,最大限度地改善近井地带储层物性;酸液加入高效起泡剂,提高残酸返排能力,改善残酸返排不利的难题。

5)裸眼井施工工具规格多,应增加环形防喷器,便于井控;采用屏蔽暂堵或桥接暂堵技术,能极大程度降低管柱下入过程出现井涌井喷的风险。

参 考 文 献

- [1] 孔凡群,张庆生,魏鲲鹏,等.普光高酸性气田完井管柱设计[J].天然气工业,2011,31(9):76-78.
- [2] 张庆生,吴晓东,魏风铃,等.普光高含硫气田采气管柱的优选[J].天然气工业,2009,29(6):91-93.
- [3] 石俊生,古小红,王木乐,等.普光高含硫气田裸眼水平井投产工艺技术[J].天然气工业,2012,32(1):71-74.
- [4] 赵开良,吴永清,姚慧智,等.高含 H_2S 深层天然气藏长井段射孔技术[J].测井技术,2010,34(4):398-402.
- [5] 中国石油化工集团公司.Q/SH 0021—2009 川东北含硫化氢天然气井修井作业推荐作法[S].北京:中国石化出版社,2009.

(修改回稿日期 2012-10-14 编辑 凌 忠)