

四川盆地元坝气田超深水平井井身结构优化与应用技术

杨玉坤 翟建明

中国石油化工股份有限公司天然气工程项目管理部

杨玉坤等.四川盆地元坝气田超深水平井井身结构优化与应用技术.天然气工业,2015,35(5):79-84.

摘 要 四川盆地元坝气田具有超深、高含硫、高压特性,地质环境异常复杂。为此,在充分总结前期探井和开发评价井经验教训的基础上,从完井方式入手,综合考虑地层 3 个压力剖面、必封点、邻井井下复杂情况、完井方案及钻井成本等因素,采用自中间向两边推导的井身结构设计方法,优化确定出了元坝气田超深水平井的 5 层套管层序的井身结构。生产套管封隔器坐封位置以上采用高抗硫材质,封隔器坐封位置以下采用国产高镍基抗蚀合金套管,既满足了高含硫气田的长期安全生产,又减少了镍基合金套管的使用量,降低了开发成本。该井身结构在实际生产应用中,有利于气体钻井安全、高效、连续施工,将高压、易塌的陆相地层和海相地层分开,用厚壁套管封固膏盐层,将低压的上二叠统长兴组与其上部的海相高压地层分开,大幅度减少了复杂故障处理时间,有效保护了储层;同时,新完成的超深开发水平井与先期 4 口开发评价水平井相比,平均钻井周期减少 130.3 d,大幅度提高了钻井技术经济指标。

关键词 四川盆地 元坝气田 水平井 井身结构 管材优选 安全 钻井

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2015.05.012

Casing program optimization technology for ultra-deep horizontal wells in the Yuanba Gasfield , Sichuan Basin

Yang Yukun, Zhai Jianming

(Sinopec Natural Gas Project Management Department , Chengdu , Sichuan 610008, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 35, ISSUE 5, pp.79-84, 5/25/2015. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The Yuanba Gasfield in the Sichuan Basin is characterized by ultra-depth, high sulphur contents, high pressure, and extremely complex geological setting. Therefore, on the basis of summarizing the experiences and lessons from the previous exploratory wells and development appraisal wells, with the completion mode as a starting point, and with a comprehensive consideration of three pressure profiles, sealing point, downhole complexities of offset wells, well completion plan and drilling cost, a casing program design method deducing from the middle towards the upper and lower ends of the casing was adopted to optimize and determine a 5-layer casing program for ultra-deep horizontal wells in the Yuanba Gasfield. High sulfur-resisting casing above the packer setting location of the production casing and home-made high-nickel base anticorrosion alloy casing below it were suggested, which not only meets the requirement of long-term safe production of high-sulphur gas fields, but also reduces the use of nickel base alloy casing and thus reduces the development cost. In real drilling practices, this casing program is conducive to safe, efficient and continuous gas drilling; it separates the high-pressure and easy-sloughing terrestrial strata from the marine strata, seals the gypsum-salt bed with heavy casing, and separates the low-pressure Changxing Formation from the upper marine high-pressure zone, which can reduce the complexities handling time significantly and effectively protect the reservoir. Compared with the four development evaluation horizontal wells drilled at early stage, the newly drilled ultra-deep development horizontal wells have an average drilling period reduction of 130.3 d, indicating substantial enhancement in technical and economic index of drilling.

Keywords: Sichuan Basin; Yuanba Gasfield; Horizontal well; Casing program; Tubular optimization; Safety; Drilling

作者简介: 杨玉坤, 1957 年生, 教授级高级工程师; 主要从事石油工程技术研究与管理工作, 担任中国石油化工股份有限公司天然气工程项目管理部副主任。地址: (610008) 四川省成都市恒德路 8 号。电话: 13678150888。

四川盆地元坝气田海相储层属礁、滩体控制含硫气藏,具有埋藏深(大于 7 000 m)、储层薄、温度高(144.8~157 ℃)、高含硫化氢、中含二氧化碳的特点,与类似气藏相比,开发难度更大。纵向上,岩性变化大,地层压力系数变化大,最高达 2.19;地层压力预测及监测准确性差,地质设计难以提供准确的地层孔隙压力曲线和破裂压力曲线,导致钻井工程设计中不可避免地存在着地层压力系数预测范围大及同一裸眼井段内存在不同的压力体系的问题;高压层、漏失层、垮塌层、盐膏层、高压盐水层、高含 H_2S 层的弱规律性分布,以及上部陆相地层极低可钻性,增加了钻井施工难度和风险;超深储层和为保证固井质量所受限的套管层次,也增加了井身结构设计难度;因为储层薄,在元坝气田开发井中水平井所占比例高,超深水平井的安全施工也提高了对井身结构设计的要求。前期探井和开发评价井所采用的四层套管层序和五层套管层序的井身结构,存在钻井周期长、钻井故障多发的弊端,经充分总结经验教训,从完井方式入手,综合考虑地层三压力剖面、必封点、邻井井下复杂情况、完井方案及钻井成本等因素,优化、确定了元坝气田超深水平井的改进的五层套管层序井身结构。该井身结构利于气体钻井安全、高效、连续施工,将高压、易塌的陆相地层和海相地层及低压的上二叠统长兴组与其上部的海相高压地层分开,复杂故障处理时间大幅减少,同时有效保护了储层。

1 工程地质特性分析

1.1 区域地质概况

元坝气田位于四川省苍溪县及阆中市境内。构造位置位于四川盆地川北坳陷与川中低缓构造带结合部,西北与九龙山背斜构造带相接,东北与通南巴构造带相邻,南部与川中低缓构造带相连。

根据钻井揭示及地表露头,元坝气田自上而下地层较完整,层序正常。元坝气田钻井揭示地层自上而下依次为白垩系剑门关组、侏罗系蓬莱镇组、遂宁组、沙溪庙组上段、沙溪庙组下段、千佛崖组、自流井组、三叠系须家河组、雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组,二叠系长兴组、吴家坪组。受构造运动影响,三叠系雷口坡组与须家河组、须家河组与侏罗系自流井组、侏罗系蓬莱镇组与白垩系剑门关组之间呈不整合接触关系。

1.2 地层三个压力特征

元坝气田地层三压力剖面特征见表 1。

1.3 油气水分布规律

元坝气田从沙溪庙组下段至长兴组各层位均钻遇一定气显示,多个层系测试获工业气流^[1]。

1.3.1 陆相气层分布特征

就陆相地层而言,天然气自然产能差异较大,表明工区内气水关系分布复杂。

从已钻井的油气水解释资料统计分析,平面上气层没有明显的分区特征,各区在各个层位均有多层显示;纵向上几乎每个层位均有不同级别的油气显示,综合来看,陆相沙溪庙组下段、千佛崖组、自流井组和须家河组油气显示较为活跃,所有井均钻遇多层气显示,其中自流井组和须家河组气层为高压(地层压力系数介于 1.52~2.19 之间)。自流井组珍珠冲段、须三段和须二段储层分布最广、厚度最厚,其次为须四段、大安寨段。由于元坝气田陆相储层厚度以及裂缝发育程度是其产量高低的主控因素,裂缝发育非均质性极强,预测难度大。因此储层厚度分布就反映了其储层有利区域的分布规律。

总体上看,开发部署陆相井构造处于中部向斜区,裂缝较为发育,非均质性强,且地层压力高,易钻遇高压裂缝性气层,井控风险较大。

表 1 元坝气田地层三压力剖面特征表

地层层位	地层孔隙压力梯度/ [MPa · (100 m) ⁻¹]		坍塌压力梯度/ [MPa · (100 m) ⁻¹]		破裂压力梯度/ [MPa · (100 m) ⁻¹]	
	东区	西区	东区	西区	东区	西区
蓬莱镇组—沙溪庙组上段	1.0~1.05	1.0~1.1	0~1.20	0~1.20	3.0 左右	3.0 左右
沙溪庙组下段	1.2~1.5	1.35~1.5				
千佛崖组			0.90~1.40	0.8~1.20	2.89~3.13	2.93~3.19
自流井组	1.8~2.19	1.5~1.7	1.20~1.70	1.00~1.60	2.74~3.17	2.82~3.14
须家河组	1.8~2.19	1.7~2.0	1.30~1.70	1.20~1.50	2.82~3.08	2.84~3.06
雷口坡组	1.3~1.5	1.3~1.5	0.20~1.10	0.3~1.20	2.46~2.80	2.57~2.83
嘉陵江组	1.3~1.7	1.5~2.0	0.30~1.40	0.30~1.20	2.24~2.79	2.52~2.88
飞仙关组	1.1~1.5	1.1~1.55	0.50~1.20	0.50~1.20	2.32~2.79	2.49~2.92
长兴组	1.0~1.1	1.0~1.15	0.20~0.80	0.60~1.10	2.19~2.55	2.37~2.59

1.3.2 嘉陵江组高压水层分布特征

高压水层主要出现在海相嘉陵江组、飞仙关组。其中嘉陵江组水层主要出现在元坝气田西区,飞仙关水层主要在 YB4、YB5 井区,处于长兴组主力含气区之外。嘉陵江组高压盐水层压力梯度高于 1.7 MPa/100 m,压力大小整体上从西北向东南逐渐减小。

1.3.3 长兴组水层分布特征

根据现有资料,结合测井解释、单井测试、构造精细解释及储层综合预测成果表明:长兴组气藏气水关系复杂,不同礁、滩体具有独立的气水系统,气水界面不统一,水体主要分布在东区的东、北部一带。

1.3.4 长兴组储层特征

长兴组上段地层厚度介于 130~310 m,有效储层厚度介于 30~75 m,储层岩石类型有溶孔残余生屑白云岩、含生屑溶孔白云岩、溶孔白云岩、溶孔粒屑白云岩、灰质生屑云岩、云质灰岩等,其中溶孔残余生屑白云岩、溶孔白云岩为主要岩石类型,储集性能较好,总体上长兴组上部储层主要为中孔、高渗特征。长兴组下段地层厚度介于 30~50 m,储层有效厚度介于 10~20 m,储层岩石类型主要为灰色含云生屑灰岩和残余鲕粒白云岩,总体上长兴组下部储层主要为低孔、低渗储层。气藏 H_2S 平均含量为 5.14%, CO_2 平均含量为 8.86%;地层压力介于 66.33~70.62 MPa,压力系数介于 1.01~1.11;气藏温度介于 149.5~157.4 °C,温度梯度介于 1.96~2.11 °C/100 m;气水界面不一,气水关系复杂,表现为一礁一滩一气水系统。元坝气田长兴组储层是高含硫化氢、中含二氧化碳、超深层、裂缝—孔隙型、局部存在边(底)水、构造—岩性气藏。

2 水平井井身结构优化设计

井身结构设计的合理性在很大程度上依赖于对钻井地质环境(包括岩性、地下压力特性、复杂地层的分布、井壁稳定性、地下流体特性等)的认识程度,运用科学的设计思路和方法。根据已钻井的测井资料,利用 3 个压力剖面预测技术充分了解地层的岩性、地层压力分布等,从而初步确定出井身结构方案。然后通过现场实践从安全性、经济性等方面进行评价,总结出元坝气田超深水平井井身结构设计方法。超深水平井完井方式的选择要考虑的因素很多,首先要对井眼稳定及出砂状况进行判断,再考虑如地质构造、储层性质、储层厚度、钻井目的、水平井的类型、钻井工艺及能力、测井方法和能力、人工举升方法和能力、井下作业方法和能力、油层污染及解除方法、增产措施、经济综合评价等因素,确定合理的完井方式。

2.1 井身结构设计方法选择

由于元坝气田陆相沉积厚度大及海陆交互,地质条件非常复杂,单纯利用自下而上或自上而下的井身结构设计方法,很难满足安全钻进的需求。针对其特殊地质环境,结合上述两种设计方法,提出了自中间向两边推导的井身结构设计方法。该方法是根据地质情况,首先确定必封点的位置,而后依据必封点确定需要下入的技术套管层次和深度,再结合常规设计方法确定技术套管的下深,技术套管以上至表层套管按自下而上方法^[2],技术套管以下至生产套管按照自上而下方法,从而实现从中间向两边推导的设计。

2.2 必封点设置方法

元坝气田超深水平井钻遇地层层位多,地层压力梯度变化较大。在前期的开发评价井中,第四开井眼段钻开长兴组顶部,这样长兴组就与雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组处于同一裸眼井段,而雷口坡组、嘉陵江组含有高压水层,飞仙关组地层含有高压气、水层,为了平衡地层压力,密度要大于 1.5 g/cm³,而长兴组的压力系数介于 1.0~1.1,这样就存在较大压差,容易导致压差卡钻,如 YB103H、YB121H、YB10-侧 1、YB272H 井都发生了压差卡钻故障。经过优化确定必封点设置如图 1 所示。

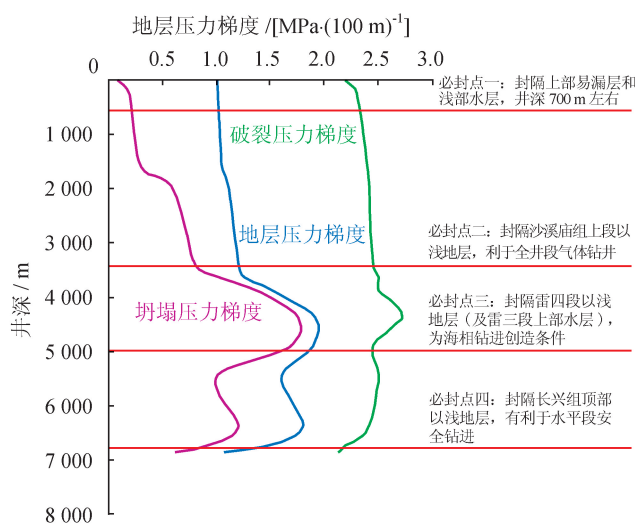


图 1 元坝气田开发必封点设置图

第一必封点:上部剑门关组、蓬莱镇组地层不稳定,易漏、易坍塌。设第一必封点封隔上部易漏层和浅部水层,井深约在 700 m,为第二次开钻建立井口、安装防喷器,创造良好的井眼条件。

第二必封点:陆相地层埋深较厚,侏罗系上统地层不稳定,地层压力相对较低,易漏、承压能力差。设第二必封点封沙溪庙组上段以浅地层,缩短大尺寸井眼

段长度,利于采用气体钻井方式提高机械钻速。

第三必封点:自流井组、须家河组为高压地层,地层压力系数 1.60~2.19,雷四段顶部预测钻遇气层,而下部海相地层压力系数相对较低,为防止采用高密度钻井液压漏海相地层。设第三必封点封雷四段顶部气层以浅地层及雷三段上部水层。

第四必封点:封长兴组顶界以浅地层,原则上不揭开长兴组低压储层,以有利于水平段安全钻进;为保证完井井筒完整性,在嘉四段—嘉五段选用厚壁套管,提高套管抗挤强度;考虑钻柱强度,待水平段钻完后,再回接 $\varnothing 193.7\text{ mm}$ 油层套管。

2.3 井身结构设计

根据必封点数量、完井方式和要求确定套管层次和尺寸,以第三必封点(自流井组、须家河组为高压地层)为中间必封点,其上井身结构采用自下而上的设计方法:首先是从中间技术套管下入深度 $H_{\text{中}}$ 开始,根据裸眼井段需满足的约束条件,向上确定出安全裸眼井段的长度 L_1 ,从而确定出第一层技术套管应下入的

深度 $H_1 = H_{\text{中}} - L_1$;从第一层技术套管应下入的深度 H_1 开始,按照同样的方法确定出 H_1 上部的安全裸眼井段的长度 L_2 ,从而确定出表层套管的应下深度 $H_{\text{表}} = H_1 - L_2$ 。

第三必封点以下井身结构采用自上而下的设计方法:由外向内逐层确定每层套管的下入深度。其步骤是:从中间技术套管下深 $H_{\text{中}}$ 开始,根据裸眼井段需满足的约束条件,向下确定出安全裸眼井段的长度 L_{a1} ,从而确定出产层套管应下入的深度 $H_{\text{产}} = H_{\text{中}} + L_{\text{a1}}$,然后在产层套管应下入的深度 $H_{\text{产}}$ 开始,按照同样的方法确定出 $H_{\text{产}}$ 下部的安全裸眼井段的长度 L_{a2} ,从而确定出衬管的应下入深度 $H_{\text{衬}}$ 。其设计方法的基本依据除了所钻地区的地层特性剖面、地层孔隙压力和地层破裂压力剖面、地区井身结构设计系数以及已钻井的资料外,还考虑了井壁坍塌压力对井身结构设计的影响。

根据上述方法,得到的元坝气田超深水平井井身结构设计见表 2。

表 2 元坝气田超深水平井井身结构设计表

开钻程序	钻头外径/ mm	套管外径/ mm	备 注
导眼	914.4	720	下入导管 30 m 左右,初步建立井口
1	609.6	508	采用泡沫钻井技术钻至井深在 500~700 m,下入 $\varnothing 508.0\text{ mm}$ 套管,水泥浆返至地面
2	444.5	346.1	采用气体钻井钻过上沙溪庙底部垮塌层,井深介于 3 000~3 500 m,下入 $\varnothing 346.1\text{ mm}$ 套管封隔上部易塌、易漏地层;因为陆相地层埋深较厚,侏罗系上统地层不稳定,地层压力相对较低,易漏、承压能力差,下入套管封沙溪庙组上段以浅地层,缩短大尺寸井眼段长度,利于采用气体钻井方式提高机械钻速
3	314.1	273.1+ 282.6	钻至雷三段,封陆相气层、雷口坡四段和三段上部水层,下入 $\varnothing 273.1\text{ mm} + \varnothing 282.6\text{ mm}$ 复合套管,封隔雷四段顶部气层以上高压地层,为下一次钻压力系数相对较低的海相地层安全钻井创造条件。技术套管先悬挂固井、后回接固井,水泥浆返至地面
4	241.3	193.7+ 206.4	第四次开钻至飞一段底部,不钻开长兴组,先悬挂 $\varnothing 193.7\text{ mm} + \varnothing 206.4\text{ mm}$ 复合套管固井,封隔飞一段底部以浅地层
5	165.1	127.0	第五次开钻采用 $\varnothing 165.1\text{ mm}$ 钻头、使用低密度钻井液钻至设计井深,采用衬管完井;为保证回接套管的固井质量和不压漏长兴组地层,在合金钢套管 50 m 以上位置打 200 m 水泥塞暂封后,再回接 $\varnothing 193.7\text{ mm}$ 油层套管固井

井身结构优化后,合理确定了各层套管必封点层位,封隔了地层压力系数差别大的地层,利于钻井提速技术的连续应用,有效减少复杂故障,同时也有效保护了储层。

开发水平井的井身结构与先期开发评价井的最大区别在于第四次开钻的 $\varnothing 241.3\text{ mm}$ 钻头不钻开压力系数较低的长兴组地层。先期开发评价井因钻开长兴组地层后,使得上部压力系数较高的嘉陵江组、飞仙关组与压力系数只有 1.1 的长兴组处于同一裸眼段内,元坝 121H 井因此发生压差卡钻故障,故障损失时间

长达 75 d。

3 套管选材

元坝气田高含 H_2S 、中含 CO_2 ,并含单质硫和高矿化度地层水,管材面临严重腐蚀环境,而尤以硫化物应力腐蚀开裂和 H_2S 、 CO_2 及单质硫共存条件下的电化学联合腐蚀影响最为严重^[3]。为保证安全、长期开发,元坝气田应用了高抗挤、高耐蚀管材优选技术。

结合元坝气田储层特点,依据 Q/SH 0015—2010 含硫化氢含二氧化碳气井油套管选用技术要求标准要

求(见图 2、3),综合考虑钻井、采气及储层改造等工艺要求,制定了元坝气田开发井套管选材方案。对于生产套管,不仅要考虑地层孔隙压力对套管强度的影响,还要能承受在长期开采过程中气体可能进入套管与油管环空所产生的内压力,以及在井下高温、高压情况下地层流体等对生产套管的腐蚀破坏等一系列因素^[4]。结合元坝气田 H₂S 最高分压 4.79 MPa,CO₂ 最高分压 10.95 MPa,Cl⁻ 含量 15 000 mg/m³,气藏温度 149.5~157.414 ℃等储层特征,要求各层套管从材质上保证本质安全,能够满足长期生产需要,同时考虑实现国产化的要求,每层套管选材为:①∅508.0 mm 表层套管采用 J55 钢级,壁厚 16.13 mm,BTC 扣。②∅346.1 mm 套管钢级 TP125 V,壁厚 12.85 mm,TP-CQ 气密封扣型。③第三开井眼裸眼段下入 ∅282.6

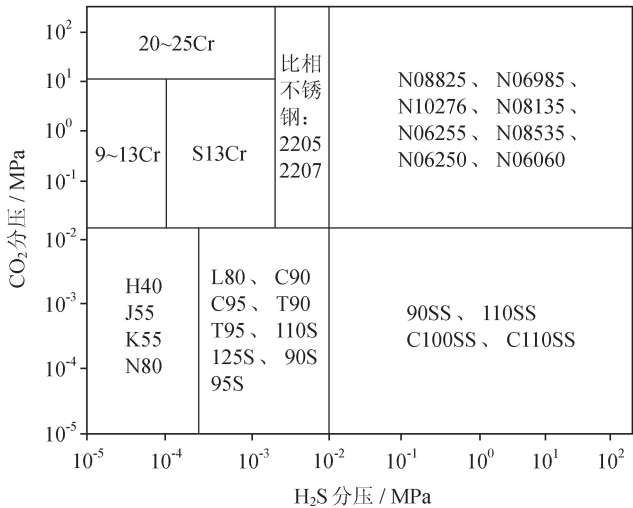


图 2 管材选用分析图

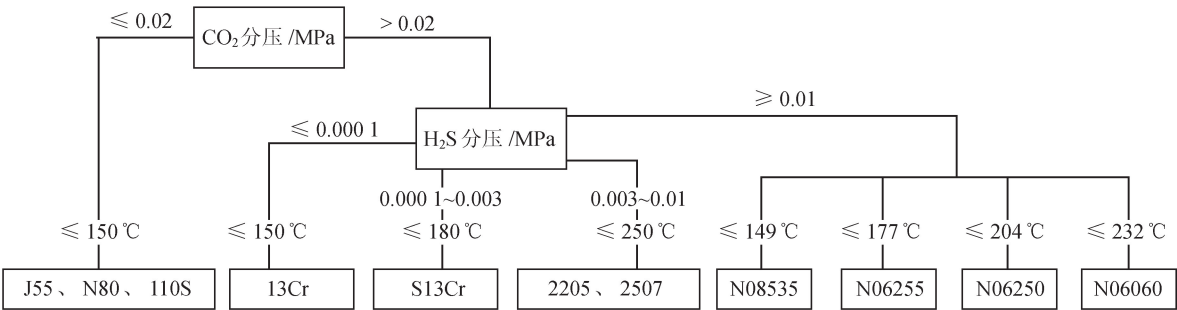


图 3 管材选用流程图

mm 套管,钢级 125 TS,为常规防硫套管,壁厚 17.32 mm,气密封扣型(TP-FJ),壁厚的增加是提高下部套管的抗外挤能力;回接段套管下入 ∅273.1 mm 套管,钢级 110 TSS,为常规防硫套管,壁厚 13.84 mm,气密封扣型(TP-CQ)。④第四开井眼完钻后,井底至封隔器坐封位置(井斜角 45°以内稳斜段)以上 150 m 下入镍基合金套管,直径 ∅193.7 mm(∅177.8 mm),钢级 BG 2532—125,壁厚 12.7 mm,气密封扣型 BGC;嘉四段盐岩层及上下 50 m 下入常规防硫的 ∅206.4 mm 厚壁套管,钢级 TP110TSS,壁厚为 19.05 mm,气密封扣型 TP-FJ;厚壁套管和镍基合金套管之间下入常规防硫的 ∅193.7 mm(∅177.8 mm) 套管,钢级 TP110TSS,壁厚 12.7 mm,气密封扣型 TPCQ;其余裸眼段套管及回接套管下入常规防硫的 ∅193.7 mm 套管(∅177.8 mm),钢级 TP110SS,壁厚 12.7 mm,气密封扣型 TP-CQ。⑤第五开的水平段下入 ∅127 mm 衬管,钢级 BG 2532—110,壁厚 9.19 mm,扣型 BGC。为节约成本考虑,后期使用的衬管扣型将改为 LC。

4 应用效果

通过优化井身结构、优选管材,元坝气田已完成 8 口超深开发水平井,平均完钻井深 7 705.33 m,平均建井周期 445.14 d,平均钻井周期 399.62 d,平均机械钻速 1.98 m/h,故障复杂时效 2.68%。与先期 4 口开发评价水平井相比,在平均井深增加 170.63 m 的情况下,平均建井周期减少 155.73 d,减少了 25.92%;平均钻井周期减少 130.3d,减少了 24.59%;平均机械钻速提高了 0.15 m/h,提高了 8.20%。整个钻井过程未发生氢脆断钻具、硫化氢泄露和井喷事件。

5 结论和建议

1)元坝气田超深水平井在井身结构设计上,本着科学、安全、经济的要求,合理确定必封点数量和位置,采用自中间向两边推导的井身结构设计方法,确定套管层次和下深,再根据各层套管下入深度、封隔的地层特征及储层物性,确定套管钢级和壁厚。这样,利于气体钻井安全、高效、连续施工,将高压、易塌的陆相地层

和海相地层分开,用厚壁套管将膏盐层封固,将低压长兴组与上部海相高压层分开,可有效减少复杂故障的发生,并有利于储层保护。

2)技术套管采用高抗硫材质;生产套管封隔器坐封位置以上采用高抗硫材质,封隔器坐封位置以下采用国产高镍基抗蚀合金套管。既满足了高含硫气田的长期安全生产,又减少了镍基合金套管的使用,降低了开发成本。

3)第三开的 $\varnothing 314.1$ mm 井眼下入 $\varnothing 282.6$ mm ($+\varnothing 273.1$ mm)的复合套管的理论最小间隙为 15.7 mm,存在环空间隙小、技术套管顺利下入难度大和影响固井质量等问题。在后期开发井中,第三开井眼采用 $\varnothing 320.65$ mm 钻头钻进,调整上层套管直径 $\varnothing 365.12$ mm,壁厚 13.88 mm,钢级 TP125V,扣型 TP-CQ。优化后的套管结构为: $\varnothing 720$ mm $+\varnothing 508$ mm $+\varnothing 365.12$ mm $+\varnothing 282.6$ mm($+\varnothing 273.1$ mm) $+\varnothing 193.7$ mm $+\varnothing 127$ mm,可有效解决上述问题。

参 考 文 献

[1] 韦谷运,龙开雄.川东北超深水平井钻井技术研究与应用

[M].成都:中国石化西南油气分公司,2013.

Wei Guyun, Long Kaixiong. Research and application of drilling technology in ultra-deep horizontal well in northeastern Sichuan [M]. Chengdu: Sinopec Southwest Branch, 2013.

[2] 陈明.川东北复杂压力体系井身结构设计研究与应用[D].东营:中国石油大学,2008.

Chen Ming. Research and application of northeast Sichuan complicated pressure system well body structure design [D]. Dongying: Journal of China University of Petroleum, 2008.

[3] 王春江,杨玉坤,翟建明.普光“三高”气田安全钻井技术[J].石油钻探技术,2011,39(1):12-17.

Wang Chunjiang, Yang Yukun, Zhai Jianming. Safe drilling techniques applied in puguang HPHT sour gas field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(1): 12-17.

[4] 王春江,杨玉坤.普光气田钻井井身结构优化设计及管材优选技术[J].中国工程科学,2010,12(10):39-43.

Wang Chunjiang, Yang Yukun. The optimization techniques of well structure design and tubing selection for Puguang Gas Field[J]. Engineering Science, 2010, 12(10): 39-43.

(修改回稿日期 2015-03-11 编辑 凌 忠)