

普光 105 丛式井平台井身结构的设计与应用

于承朋¹, 周延军¹, 臧艳彬²

(1. 胜利石油管理局钻井工艺研究院设计所, 山东 东营 257097; 2. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东 青岛 266555)

摘要:分析了丛式井在解决普光气田地质不确定、地表环境复杂等问题方面的技术优势。在对普光气田井身结构必封点分析的基础上,确定了各层套管下深范围,以此为据,优化出适用于普光气田水平井的2套井身结构方案。以普光105丛式井平台为例,分别对普光105-1水平井和普光105-2井的井身结构进行了优化设计,并对其钻井施工效果进行了总结与分析。应用实践证明,丛式井有助于缩短该地区的钻井周期、降低复杂失效、提高钻井速度,具有较为广阔的应用前景。

关键词:井身结构;水平井;丛式井;普光气田

中图分类号:TE243 **文献标识码:**A **文章编号:**1672-7428(2010)12-0022-04

Design and Application of Platform Casing Program in Puguang 105 Cluster Well/YU Cheng-peng¹, ZHOU Yan-jun¹, ZANG Yan-bin² (1. Drilling Technology Research Institute of Shengli Oilfield, Dongying Shandong 257097, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao Shandong 266555, China)

Abstract: Analysis was made on the technical advantages in solving the difficulties of geological uncertainty and complicated surface environment. Based on the analysis on the setting position of casing program of Puguang gas field, the scope of casing setting depth was determined. Then 2 sets of well structure scheme were proposed for horizontal well in Puguang gas field. Take the Puguang 105 cluster well platform for an example, the well structure of 105-1 and 105-2 were optimized, and the drilling results were summarized and analyzed. The practice shows that cluster well could shorten the cycle of drilling, reduce the failure caused by complicated situation and improve drilling efficiency.

Key words: well structure; horizontal well; cluster well; Puguang gas field

0 引言

近几年,普光地区天然气勘探取得重大突破,显示出巨大的开发潜力^[1]。普光气田位于川东断褶带东北段,受多期构造作用影响,普光气田具有典型的“四高一深”的特点,即,地表多高山深谷、产能高、气藏压力高、硫化氢含量高、气层埋藏深^[1]。由于普光气田地表多高山和深谷,考虑到物资运输、井场选址、天然气集输等问题,宜采用丛式井开发^[2]。中原油田普光分公司在该地区进行了丛式井开发试验,部署、设计、施工了普光105井丛式井平台。本平台部署开发井2口:普光105-1井和普光105-2井,其中普光105-1井为水平井,普光105-2井为定向井。本文对普光105丛式井平台的设计与施工效果进行了分析,旨在从理论分析和现场实践两个方面验证丛式井技术在普光气田的可行性和优越性,为后续丛式井平台的设计与施工提供有益的借鉴与参考。

1 丛式井在开发普光气田中的优势分析

1.1 普光气田地质特征分析

普光气田主体构造依断层成因可分为:晚燕山期南东方向挤压断层、早喜山期北西向挤压断层和晚喜山期北东向挤压断层3种类型;依断层走向可分为北东向和北西向2组断裂体系,主要包括东岳寨—普光、普光7、老君庙南及普光3等4条断层。根据已钻井揭示及地表露头情况来看,普光气田的下古生界地层较完整,仅缺失志留系上统;上古生界缺失了泥盆系全部和石炭系大部,仅残留中石炭统黄龙组;二叠系齐全;中生界三叠系、侏罗系保留较全,早白垩统地层保留较好,上白垩统缺失;新生界基本没有沉积保留。钻井过程中钻遇地层主要有:蓬莱组、遂宁组、上沙溪庙组、下沙溪庙组、千佛崖组、自流井组、须家河组、雷口坡组、嘉陵江组、飞仙关组、长兴组以及龙潭组。普光气田的地质、地表环境具有以下特点:

收稿日期:2010-06-13

基金项目:国家科技支撑计划项目(项目编号:2008BAB37B06),国家科技重大专项(项目编号:2008ZX05017)

作者简介:于承朋(1981-),男(汉族),河北故城人,胜利石油管理局钻井工艺研究院,石油工程专业,从事钻井工程设计方面的研究工作,山东省东营市西城青岛路,yuchengpeng_aa01@163.com。

(1) 海陆相沉积同存, 岩性变化大, 地质资料不确定性强, 邻井资料相似程度较其他地区低, 钻井过程中易遇到复杂情况和发生事故, 钻井风险大;

(2) 地层压力层系复杂, 且异常高压层的压力高, 在同一裸眼井段中存在多个压力系统, 上部地层承压能力低, 容易造成“下喷上漏”;

(3) 普光地区地表多为高山深谷, 夏季多雨, 道路多为碎石路, 交通不便, 这些大大增加了井场选址的难度;

(4) 高陡构造多, 地层倾角大, 井眼轨迹控制难度和中靶难度大。由于高陡构造存在各向异性的高地应力, 加之泥、页岩地层的水化膨胀, 如果再钻遇复杂地质带或断层, 地层产状变化明显, 则井眼轨迹较难控制, 极易脱靶。若同时由于靶区范围狭窄, 即使有的井钻达设计靶区, 由于地质情况复杂也仍然会脱靶。

1.2 丛式井在普光气田应用的技术优势分析

丛式井是指在一个井场或平台上, 钻出若干口甚至上百口井, 各井的井口相距不到数米, 各井井底则伸向不同方位^[4]。结合普光气田的地质和地表特征分析, 可知在普光气田实施丛式井钻井技术的优势主要体现在以下几个方面。

(1) 减少井场选址、道路加固等钻前准备的工作量, 降低搬家次数和井场数量, 减少对地表环境的破坏和污染, 同时也使得钻前准备成本大大降低;

(2) 降低地质不确定性对钻井的影响, 尽可能避免钻井事故和井下复杂情况的发生, 大大提高钻井的安全可靠性, 从而降低钻井成本;

(3) 简化天然气集输流程, 便于完井后油井的集中管理, 大大节约后期生产成本, 具有较高的经济效益。

通过以上分析可以看出, 丛式井技术对于开发普光这种地质具有较大不确定性、地表条件较为恶劣的气田具有较为明显的技术优势, 具有较大的经济、环境和社会效益。

2 井身结构优化设计

在对普光地区已钻井的井身结构及施工情况分析的基础上, 针对普光气田的地层特征, 优化提出适用于该地区的两种水平井井身结构方案, 并对普光 105-1 水平井和普光 105-2 井的井身结构进行了设计, 为普光 105 丛式平台的顺利施工奠定了基础。

2.1 普光气田地层必封点和套管下深分析

根据普光气田钻井实践^[5], 该地区生产井的地

层必封点和套管下入深度范围设计如下。

(1) $\varnothing 508$ mm 导管设计下深 30 ~ 50 m, 坐入基岩 10 m, 建立钻井液循环, 原则上封过表层水, 以保证一开采用空气钻井。

(2) 由于普光气田开孔地层不稳定, 易漏、易坍塌, 所以表层套管必须封隔上部不稳定易垮层段, 建立井口, 安装防喷器。 $\varnothing 339.7$ mm 表层套管设计下深一般为 700 ~ 1000 m, 依据地表不同下入深度略有变化, 其一般性做法为: ①井口与河流、沟谷水平距离 < 1000 m 的井, 表层套管的下深应低于河床、沟谷底部 < 300 m; ②井口与河流、沟谷水平距离 > 1000 m 的井, 表层套管的下深应低于河床、沟谷底部 < 100 m。

(3) 陆相地层岩性以砂岩与泥岩互层为主, 地层软硬交错, 砂岩可钻性差, 泥岩易坍塌, 可能潜在地层应力变化、地层不稳定等复杂情况。自邻井实钻情况分析, 须家河组四段、二段普遍发育高压气层, 为非主要产层、储量小, 而飞仙关组为本构造主要目的层, 为保证在下部主要目的层钻进中使用较低密度钻井液, 实现对产层的保护和钻井的安全和快速高效, 应下入技术套管, 将须家河组底部的高压气层封固。技术套管设计下深一般为 3000 ~ 4000 m。

(4) 三叠系下统及二叠系上统为普光气田的主要目的层段, 岩性以灰岩、泥岩互层为主, 三开钻进至设计井深, 生产套管采用 $\varnothing 177.8$ mm。

2.2 普光气田水平井的井身结构方案优化

优化提出了 2 套适用于普光地区水平井钻井的井身结构方案: 方案 1 为三层套管的井身结构系列; 方案 2 为四层套管的井身结构系列。见表 1。

利用 Pardiam 软件, 对普光气田水平井的剖面类型、造斜率和造斜点位置进行了设计。

2.2.1 剖面类型选择

单段圆弧或两段圆弧, 两段圆弧剖面的斜井段造斜率采用先高后低的方法, 既满足了 LWD 仪器钻水平井的使用条件, 又有利于中 A 点, 改善了水平井斜井段的井眼形状, 呈现圆弧光滑井眼, 减少了钻具摩擦、扭矩。主要的轨道类型为^[4,6]: 直—增—稳—增—水平段。

2.2.2 造斜点确定

由于造斜率受井眼大小、地层情况的影响, 为了有利于造斜和方位控制, 定向井造斜点选在 $\varnothing 241.3$ mm 井眼中地层较稳定的井段, 结合地层可钻性级值, 在海相地层定向。同时, 同一井组内造斜点适当

表1 普光气田水平井井身结构方案

项 目	井身结构系列1	井身结构系列2
导管	钻头尺寸/mm	660.4
	套管尺寸/mm	508
	套管下深/m	0~50
一开	钻头尺寸/mm	444.5
	套管尺寸/mm	339.7
	套管下深/m	950
二开	钻头尺寸/mm	314.1
	套管尺寸/mm	273.1
	套管下深/m	4320(须家河高压) 0~4500(须家河高压)
三开	钻头尺寸/mm	241.3
	套管尺寸/mm	177.8
	套管下深/m	6998(目的层) 4350~6240
四开	钻头尺寸/mm	/
	套管尺寸/mm	/
	套管下深/m	/
优点	便于后期产层改造	(1) 水平段采用筛管完井,避免注固井时水泥浆对储层的污染,可充分发挥储层潜能,亦可有效防塌;(2) 四开井身结构,有利于水平段钻进,降低水平段钻井风险
不足	(1) 水平段长、水平位移、摩阻、扭矩大;(2) 裸眼段长,水平段钻井复杂情况不好处理;(3) 套管下入困难;(4) 测井、固井难度大	(1) 水平段的钻进及起下钻对 $\varnothing 177.8$ mm尾管会造成一定的损伤,不利于防腐;(2) 筛管完井,后期增产措施有限;(3) $\varnothing 127$ mm筛管的选材、工具配套及货源问题;(4) $\varnothing 149.2$ mm小钻头钻速低

错开,以防止井眼轨迹的相互干扰。

2.2.3 造斜率选择

考虑采气工艺的要求,在不影响采气工具的下入和管材的抗弯能力的前提下,结合地层影响因素,造斜率推荐采用中曲率半径造斜率($8^\circ \sim 20^\circ/100$ m),一般选择为 $15^\circ/100$ m。

2.2.4 井斜角控制

最大井斜角必须满足采气工艺的要求,要求最大井斜角 $<40^\circ$ 。

2.2.5 水平位移

水平位移为800~1150 m。

2.3 普光105平台井身结构的设计

2.3.1 普光105-1水平井井身结构的确定

根据普光气田地层必封点和套管下深分析,结合该地区水平井井身结构方案优化,针对普光105-1井地层岩性情况,采用三层套管井身结构方案对普光105-1的井身结构进行了设计,设计结果如表2。

施工单位提出为提高钻井速度,应减少大尺寸

表2 普光105-1(H)井井身结构数据表

钻头程序 /mm	套管程序 /mm	井段 /m	水泥返高 /m	钻井方式
660.4	$\varnothing 508$ 导管	井口~地面 以下50	地面	
444.5	$\varnothing 339.7$ 表层套管	~1200	地面	空气钻井
314.1	$\varnothing 273.1$ 技术套管	~4530	地面	空气钻井 氮气钻井
241.3	$\varnothing 177.8$ 油层套管	~6218	地面	常规钻井

($\varnothing 444.5$ mm)钻头的进尺,提出本井表层套管应下至700 m,经多方论证,按施工单位意见进行了调整。

2.3.2 普光105-2井井身结构的确定

根据普光105-1水平井实钻情况,为确保普光105-2井的施工安全,提高钻井速度,在普光105-1井基础上进行了以下调整:(1) 导管下深由50 m加深至120 m,封隔普光105-1(H)井在86 m处钻遇的水层,以利于一开应用气体钻井;(2) 表层套管由710 m加深至1800 m,封隔上部地层严重漏层,本井段采用气体钻井,若地层出水转换为充气泡沫钻井,固井前采用低固相钻井液(密度 <1.20 g/cm³)。最终确定的普光105-2井的井身结构数据见表3。

表3 普光105-2井井身结构数据表

钻头程序 /mm	套管程序 /mm	井段 /m	水泥返高 /m	钻井方式
$\varnothing 660.4$	$\varnothing 508$ 导管	井口~120	地面	
$\varnothing 444.5$	$\varnothing 346.1$ 表层套管	~1800	地面	气体钻井
$\varnothing 314.1$	$\varnothing 273.1$ 技术套管	~4510	地面	气体或欠平衡钻井
$\varnothing 241.3$	$\varnothing 177.8$ 油层套管	~6204	地面	常规钻井

3 施工效果分析

以普光105丛式井钻井工程设计和施工要求为依据,该井平台于2007年3月28日开钻。2009年6月15日普光105-2井顺利的完井,标志着普光105丛式井平台全部完成,该平台从开钻到完钻历时810天,其施工效果指标见表4。

表4 普光105丛式井平台施工效果数据表

井号	设计井深/m	完钻井深/m	钻井周期/d	平均机械钻速/(m·h ⁻¹)	生产时效/%	纯钻时效/%
105-1	6537.39	6538.00	478.43	1.50	68.54	34.96
105-2	6207.41	6310.00	230.84	2.23	93.78	43.34

通过表4可以看出,普光105-1水平井实钻井深比普光105-2井仅多了228 m,但钻井周期多用247天,并且普光105-2井的钻井周期、平均机械钻速、生产时效以及纯钻时效的经济指标均显著优于普光105-1水平井,其原因主要有以下几点。

(1) 普光 105-1 井在一开钻遇水层, 导致气体钻井不能有效实施, 大尺寸钻头的钻井液钻进严重影响了钻进速度。这主要是由于普光 105-1 井井身结构设计时对水层预测不准, 而引起导管没有有效封隔上部水层。

(2) 普光 105-1 井二开自结束气体钻井转浆进行钻井液钻井开始, 就频繁井漏, 造成两口井的二开中完深度基本相同(相差 12.3 m)条件下, 普光 105-1(H) 井比普光 105-2 至二开中完钻井周期多用了 212 天, 其原因在于钻前对上部破碎易漏失地层判断不准, 气田钻井转浆后注钻井液循环失返, 同时由于破碎地层没有有效封隔, 在同一裸眼内钻自流井等含气层时, 由于含烃值较高, 循环加重导致新的裂缝发育, 加重了钻井液的漏失, 二开仅堵漏作业就损失时间 126.33 天, 比普光 105-2 井多损失近 120 天。

(3) 普光 105-1 井的实钻资料为普光 105-2 井的钻井设计与施工提供了很好的借鉴与参考, 相对普光 105-1 井而言, 普光 105-2 井的地质不确定性降低。根据普光 105-1 井的实钻情况, 及时对普光 105-2 井的井身结构做了两大改进: 导管封隔邻井钻遇的水层, 表层套管封过邻井钻遇的破碎、易漏失地层, 设计下至 1800 m 左右, 这些工作使得普光 105-2 井的钻井事故与复杂情况远远低于普光 105-1 井: ①普光 105-1(H) 井共发生钻井事故 5 起, 断钻具事故 3 次, 空气锤钻头断裂落井事故 1 次, 掉牙轮事故 1 次, 累计损失时间 27.9 天; 钻遇井漏 54 次, 累计损失时间 133.4 天, 累计漏失量 4655.45 m³; ②普光 105-2 井共发生事故 4 起, 断钻具 2 次, 卡钻 1 次, 电测卡仪器 1 次, 事故累计损失时间 7.0 天; 空气钻井后期点火循环排气复杂 1 次, 损失时间 7.3 天, 钻遇井漏 3 次, 共漏失钻井液 1130 m³, 损失时间 10 天。

(4) 普光 105-1 井为水平井, 普光 105-2 井为

定向井, 井型的差别也是造成两口井钻井周期差别巨大的一种重要原因。

4 结论与建议

(1) 通过普光气田地质和地表特征分析, 得出丛式井平台在该地区具有较显著的技术优势, 并优化提出了适用于该地区的两套水平井井身结构方案: 三层套管的井身结构方案和四层套管的井身结构方案。

(2) 采用三层套管的井身结构方案对普光 105-1 水平井的井身结构进行了设计, 普光 105 丛式井平台的顺利完成验证了丛式井技术的可行性和井身结构方案的正确性。

(3) 普光 105 丛式井平台的施工效果来看, 平台第一口井的实钻资料对后续井具有很强的借鉴意义, 可显著降低后续井的地质不确定性, 从而最大限度的避免了钻井事故与复杂情况, 极大提高了钻进安全性和经济性。

(4) 普光 105 丛式井平台的设计和顺利施工表明, 丛式井在普光气田具有较强的技术优势, 同时也为该地区后续水平井、丛式井的设计与施工提供了宝贵的经验, 建议在普光气田推广应用丛式井技术。

参考文献:

- [1] 何生厚. 普光高含 H₂S、CO₂ 气田开发技术难题及对策[J]. 天然气工业, 2008, 28(4): 82-85.
- [2] 张庆生, 吴晓东, 史晓贞, 等. 普光高含硫天然气田完井方式探讨[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(1): 99-101.
- [3] 张富成, 王卫忠, 扈东勇, 等. 苏里格气田丛式井钻井技术及应用[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 36-39.
- [4] 蒋祖军. 丛式井优快钻井技术在川西地区的应用[J]. 天然气工业, 2003, 23(S1): 63-65.
- [5] 杨玉坤. 川东北地区深井井身结构优化设计[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(3): 33-36.
- [6] 周延军, 曾强渗, 窦玉玲, 等. 金平 1 浅层大位移水平井钻井工程设计技术及应用[J]. 钻采工艺, 2008, 31(S1): 24-27.

苏里格气田成最大整装气田 年产量破百亿立方米

中国新闻网消息 截至 2010 年 12 月 12 日, 位于鄂尔多斯盆地北缘的中国石油长庆油田苏里格气田, 今年累计生产天然气突破 100 亿 m³ 大关。按照已形成的 3700 万 m³ 日生产水平, 苏里格气田已成为目前中国产气量最大的整装气田。

苏里格气田是中国首个探明储量超万亿立方米大气田, 属于国际上罕见的“三低”(低渗、低压、低产)气田, 难以用常规技术实现有效开发。为缓解北京天然气快速增长需求, 2005 年, 长庆油田公司与中石油 5 家未上市企业按照“5+

1”模式合作开发, 使这个中国陆上探明储量最大的低渗透整装气田, 发现 5 年之后即投入规模开发。

据了解, 苏里格气田平均单井日产气不足 1 万 m³, 为国内高产气田的 1/100。经过 10 余项技术攻关和技术创新, 苏里格气田产量快速增长并实现历史性突破。2008 年日产天然气突破 2000 万 m³, 2009 年跨上 3000 万 m³。目前已建成年产天然气 130 亿 m³ 的能力, 相当建成了一个超千万吨级的大油田, 保证了向气田周边及陕京天然气。