

疏松砂岩气藏水平井开发难点及对策

——以柴达木盆地台南气田为例

李江涛¹ 李清¹ 王小鲁² 严焕德¹ 奎明清²

1. 中国石油青海油田公司勘探开发研究院 2. 中国石油青海油田公司天然气开发公司

李江涛等. 疏松砂岩气藏水平井开发难点及对策——以柴达木盆地台南气田为例. 天然气工业, 2013, 33(1): 65-69.

摘要 柴达木盆地台南气田储层埋藏浅(833~1 740 m),成岩性差,岩性疏松,泥质含量高,非均质性强,单气层厚度为1~3 m且层数多,气水分布复杂,使得水平井开发存在造斜困难、井眼坍塌、轨迹失控等风险。为此,就已完钻的40余口水平井从设计、施工、开发效果等方面分析、总结了水平井在该气田的推广应用情况,并对水平井钻井状况、目的层特征、井眼轨迹与钻遇率等进行了评价;结合水平井的生产现状进行了产量、压力、出水 and 出砂等动态分析,开展了产能与产量评价,以及出水、压降原因剖析和单产递减特征的描述等工作;对不同储层类型、不同水平段长度和不同井型的水平井,以及水平井与直井的产量、投资等进行了综合对比。最后提出的开发对策是:搞清地质条件,提高地质认识,把握好井眼轨迹,合理配产,现场生产管理到位,做好防砂控水,建好配套技术监控体系。

关键词 柴达木盆地 台南气田 疏松砂岩 水平井 设计 实施 效果 配套技术

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.01.010

Technical difficulties and proposed countermeasures in drilling horizontal wells in loose sandstone gas reservoirs: A case study from the Tainan Gas Field, Qaidam Basin

Li Jiangtao¹, Li Qing¹, Wang Xiaolu², Yan Huande¹, Kui Mingqing²

(1. Exploration and Development Research Institute of Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Dunhuang, Gansu 736202, China; 2. Natural Gas Development Company of Qinghai Oilfield Company, PetroChina, Golmud, Qinghai 816000, China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 1, pp.65-69, 1/25/2013. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Gas reservoirs in the Tainan Gas Field, Qaidam Basin, are featured by shallow burial depth (833 - 1740 m), low diagenetic ability, loose lithology, high shale content, strong heterogeneity, and multiple gas pays with the thickness (1 - 3 m) of a single layer, as well as a complex distribution of gas and water. All those above will lead to great difficulties in horizontal well drilling such as trouble in the angle building, risk of borehole collapse, and the well trajectory's being out of control. In view of this, based on the case histories from more than 40 completed wells, this paper analyzes and summarizes the application of horizontal well drilling in this gas field in terms of design, operation, production performance, and so on. Also, this paper evaluates the horizontal drilling performance, characteristics of pay zones, well trajectory, drilling catching ratio, etc. According to the production status of those horizontal wells, a dynamic analysis of production, pressure, water and sand invasion was made to have an evaluation study of the production capacity and output of wells, explore the reason for water production and pressure drop, and describe the single well's yield decline features. In addition, a comprehensive comparative analysis was performed in the aspects of various reservoir types, different types of horizontal wells with diversity of lateral sections, and difference in production and investment cost between vertical and horizontal wells. In the end, the development countermeasures are presented: having better geological understandings, keeping a good grasp of well trajectory, allocating the production in a rational way, managing the on-site production effectively, having a good control of the sand and water production, and establishing a comprehensive supervision system for the supporting techniques.

Key words: Qaidam Basin, Tainan Gas Field, loose sandstone, horizontal well, design, implementation, performance, supporting techniques

作者简介: 李江涛, 1969年生, 高级工程师, 硕士; 长期从事浅层砂岩气藏开发设计与科研工作。地址: (736202) 甘肃省敦煌市七里镇。电话: (0937) 8921896。E-mail: ljtao@petrochina.com.cn

台南气田位于柴达木盆地中东部三湖地区,为涩北三大气田之一,储层为第四系湖相沉积。气藏埋藏浅(833~1 740.7 m),成岩性差,岩性疏松,泥质含量高,为高孔中高渗储层,层间和层内非均质性强,单气层厚度为1~3 m,含气井段长,气层层数多,气水分布复杂。所以,实施水平井开发存在造斜困难、井眼坍塌、轨迹失控等风险。

1 水平井设计与实施

1.1 水平井优化设计

台南部署水平井的目的就是少井高产,节约投资,高效开发;储备调峰产能,满足峰值供气;筛管完井,主动防砂,微差生产,减少砂害。总体技术思路是通过气藏精细描述,在摸清气层纵横向分布和气水边界的基础上,在构造主体部位布井,优选物性好、厚度大的目的层,再进行井型和井眼轨迹设计和效果预测,追踪现场实施,开展效果综合评价分析。

具体而言,在选定储量丰度高的开发单元上,本着“占高点、沿长轴、选一类、避边水”的布井原则,部署以水平井为主^[1],直井为辅的井网整体开发或全部采用水平井开发的模式^[2]。

水平井选层重点选取Ⅰ、Ⅱ类气层,以确保水平井获得高产,并且开展Ⅲ类层^[3]水平井开发试验,为水平井开发适应性评价求取资料。利用精细地质模型模拟水平段钻遇储层情况,设计水平井做到准确卡层。

井眼轨迹设计多为两个靶点,为提高储量动用程度,同时还根据气层纵向集中分布的井段,设计了多靶点的特殊井眼轨迹,即双台阶水平井、双下弯式水平井、下压式水平井、微上翘式水平井^[4]。

水平段长度设计主要参照先导试验的400~1 200 m水平段已钻水平井的试气效果,通过论证,确定水平段设计长度平均为600 m^[5]。

1.2 水平井现场实施

1.2.1 水平井实施情况

台南气田整体开发建产期间共完钻水平井43口,总进尺 9.25×10^4 m,水平段长104~1 019 m,水平段钻遇气层平均长度623.5 m,气层平均钻遇率92.12%,完井方式均采用筛管完井。为提高气层动用个数,实施特殊井型水平井11口,其中水平段为双台阶的4口、双下弯式的1口、下压式的5口井、微上翘式的1口,气层平均钻遇率为94.8%。

目的层以钻遇Ⅰ类气层的居多,占总井数的76.7%;钻遇Ⅱ类气层的8口,占总井数的18.8%;钻遇Ⅲ类气层的2口,占总井数的4.7%。

1.2.2 井眼轨迹控制

依据水平段井眼轨迹在储层中的位置,分析实钻轨迹与设计轨迹的吻合程度,计算台南气田43口水平井的钻遇率、中靶率等参数,对井眼轨迹控质量制进行综合评价,评价结果分为好、较好、中等、较差及差5个等级。有76.7%的井轨迹控制质量达到了“较好”级别以上。

2 水平井试井及生产动态特征

2.1 试井解释

通过对台南气田取得压力恢复试井资料的16口水平井进行分析^[6],认为台南气田总体表现为均质气藏特征,局部存在一定的非均质性,储层平面连通性较好。试井解释渗透率介于3.5~460 mD,平均为147.2 mD,总体属于中渗储层;平均视表皮系数为-3.18;小于1的井层占93.75%,总体上表明完井效果较好。

台南气田水平井进行了36井次稳定试井分析,测试生产压差为0.023~3.80 MPa,日产气量为 $1.16 \times 10^4 \sim 33.00 \times 10^4$ m³,绝对无阻流量为 $56.1 \times 10^4 \sim 289.1 \times 10^4$ m³/d,平均无阻流量为 160.3×10^4 m³/d,产能属于中—高产能^[7]。

2.2 水平井生产动态

2.2.1 产量分析

自2007年以来,已投产水平井39口,水平井年采气量逐年增加,截至目前占台南气田总采气量的48.5%。平均单井日产气 13×10^4 m³,以 $10 \times 10^4 \sim 20 \times 10^4$ m³为主,平均日产水1.38 m³,单井日产气量递减率为7.8%,且有27%的井未递减。Ⅰ、Ⅱ类层的水平井生产平稳、压降缓慢,产能递减特征不明显,Ⅲ类层水平井随着含水的上升,后期产量递减幅度大(图1)。

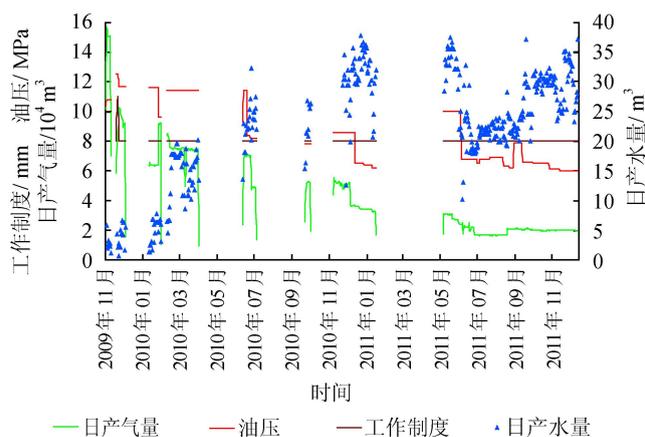


图1 台 H5-6 井生产曲线图

对工作制度相同、生产连续稳定的水平井进行不同气砂体类型产量对比分析,Ⅰ、Ⅱ类储层的开发效果明显好于Ⅲ类和Ⅱ+Ⅲ过渡类储层;纵观水平井生产史,除Ⅰ类储层的井之外,其他三种类型储层的水平井日出水量均大于 1 m^3 ,说明储层类型级别越低,储层物性越差,其泥质含量越高、含水饱和度越大,出水也是造成水平井产量递减加快的主要原因。

2.2.2 压力分析

台南气田Ⅰ、Ⅱ类层水平井压力下降平稳。Ⅲ类层水平井压力下降趋势明显,具体表现为生产早期相对稳定,随着产水量增加,气井压力衰减严重。气层因大量出水导致气井井底积液,井口压力下降明显。进一步说明含水饱和度较高的Ⅲ类气层,束缚水更容易变为可动水,流入井筒后造成气井井口压力急剧下降。台南气田水平井单产高,累计采气量多,部署水平井的 10 个目的层组平均地层压力由 2005 年的 16.35 MPa 下降到 2011 年底的 13.43 MPa ,下降幅度为 17.9% ;比全气田压力下降幅度高 1.3 个百分点。

2.2.3 出水分析

台南气田水平井出水统计分析结果显示^[8],凝析水有 23 口,占水平井总数的 53% ,平均单井日出水 0.51 m^3 ;层内水有 16 口,占 37% ,平均单井日出水 6.21 m^3 ;4 口新井目前没出水。总体上单井日出水以小于 3 m^3 的井为主,占总井数的 79.5% 。

43 口水平井中,有 4 口出水大于 $30 \text{ m}^3/\text{d}$ (图 2),有 4 口出水 $4\sim 12 \text{ m}^3/\text{d}$ 。这些井主要分布在 3~8 小层,该小层共有 10 口开发井,有 9 口井出水严重(3 口水平井和 6 口直井),2 口井水淹停躺,气井出水具有普遍性,且各井大量见水时间无规律。复查 3~8 小层测井解释资料,结合产气剖面资料,分析生产数据,该层层内水和边水活跃,有潜在的水淹风险。

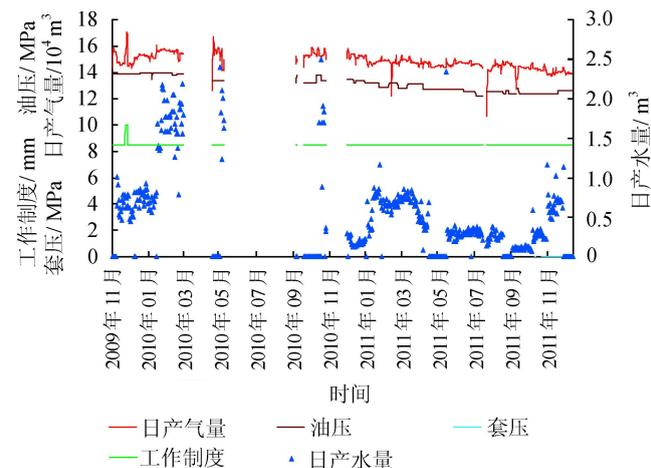


图 2 台 H4-8 井生产曲线图

2.2.4 出砂分析

水平井的优势就是井筒泄气的面积比直井大得多,通过扩大气层供给半径和面积提高气井产量^[9]。对于涩北气田水平井,由于泄气面积大,生产压差可以调整到地层压力的 5% 以下(直井生产压差通常控制在 10% 左右),所以,水平井出砂相对于直井不严重,通过地面监测,统计 2011 年因出砂损坏气嘴的水平井 15 口,仅占水平井的 35% 。

3 水平井投产效果综合评价

3.1 与直井产能对比

根据台南气田 29 口井的无阻流量测试数据和产层 KH 值,回归产能相关关系,结合水平井钻遇储层的地层系数,预测对应的同层位产层无阻流量,水平井的无阻流量为 $62.57 \times 10^4 \sim 121.18 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均 $82.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。直井无阻流量为 $7.51 \times 10^4 \sim 114.04 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均为 $47.73 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,水平井平均产能是直井的 2.08 倍。

3.2 产层类型不同的水平井

台南气田 3 种不同级别产层的水平井,投产初期日产能能力相差不大,且产水量较低。对比分析一段时间之后的生产情况,存在Ⅰ类储层开发效果好于Ⅱ类,Ⅱ类储层又好于Ⅲ类和Ⅱ+Ⅲ过渡类储层。水平井经过一段时间的采气生产,虽然产量变化不大,但是除Ⅰ类产层之外,其他低级别类型的产层水平井日出水量均大于 1 m^3 ,说明储层类型级别越低,储层其泥质含量越高、含水饱和度越大,当目的层压力逐步降低时,束缚水变为可动水,导致气井出水增加(表 1)。

表 1 台南气田不同储层类型水平井投产效果对比表

类别	井数	工作制度/mm	初期产量		稳定产量	
			日产气/ 10^4 m^3	日产水/ m^3	日产气/ 10^4 m^3	日产水/ m^3
Ⅰ	8	7	13.31	0.53	10.84	0.73
Ⅱ	2	7	12.07	0.92	10.53	1.35
Ⅲ	2	7	11.20	0.64	9.94	2.31

3.3 水平段长度不同井

首先统计 40 口余水平井的产能试井资料,将产能测试解释结果与水平段长度建立关系,无阻流量与钻遇气层长度之间存在正相关的规律性,但是线性关系方法回归困难。为此,又选取同一开发层组内钻遇同一气砂体,并且井型、工作制度都相同的水平井进行产能对比:Ⅳ-1 层组的台 H4-1 井比台 H4-8 井水平段长

度短 196.4 m,而无阻流量却高 $6.58 \times 10^4 \text{ m}^3$;V-1 层组台 H5-2 井比台 H5-4 井水平段短 175 m,但无阻流量却高 $24.3 \times 10^4 \text{ m}^3$;VI-1 层组台 H6-2 井比台 H6-4 井水平段长度短 346.8 m,而无阻流量却高于后者 $13.63 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。这些特例说明水平段长度的确定还有待深入探讨与论证。

3.4 特殊井型的水平井

为提高储量动用程度,设计 11 口水平井为多靶点和特殊井眼轨迹(图 3),这占水平井总数的 25.6%。

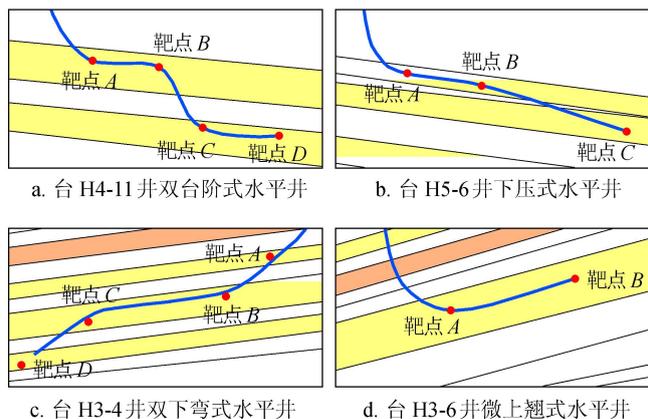


图 3 台南气田特殊井型的水平井类型示意图

通过实施,双下弯式水平井开发效果最好,每米采气指数最高为 $0.07 \times 10^4 \text{ m}^3 / (\text{d} \cdot \text{MPa} \cdot \text{m})$,是动用小层数最多的水平井;在气砂体类型和工作制度相同的条件下,双台阶式水平井的单井日产量和每米采气指数分别高出下压式水平井 11.9%、19.8%,其开发效果有一定优势。

但是,选取台南气田典型 2-17-1 小层对比特殊井型与常规水平井的产能,虽然特殊井型水平井可以提高储量的动用程度,而特殊井型水平井产能并没有明显的优势。

3.5 井眼轨迹质量不同的水平井

井眼轨迹控制好的水平井产气量较大,出水量较小。台南气田井眼轨迹控制好的有 16 口水平井,平均日产气量相对较高为 $12.26 \times 10^4 \text{ m}^3$,是井眼轨迹控制差的 1.32 倍,而后者平均日出水是前者的 4.02 倍;台 H4-12 井比台 H4-13 井水平段短 360 m,而生产状况优于台 H4-13 井,原因在于台 H4-12 井的井眼轨迹控制好;台 H5-4 井比台 H5-1 井水平段短 209 m,但两井在 7 mm 的工作制度下产量差别不大。因此,水平井钻井的关键是井眼轨迹的控制,水平段设计不宜过长,以降低钻井风险和投资费用。

3.6 开发效果综合评价

采用“权重”法,以单位有效气层长度的无阻流量、单位有效气层厚度的日产气量、递减率和累积水气比为评价参数,使其权重系数分别 0.35、0.30、0.10 和 0.25 来进行评价。79.4% 的水平井投产开发效果在“较好”级别以上,纵向上主要分布在 IV-1、IV-3、V-1 和 VI-1 层组;有 4 口井为开发效果一般,有 4 口井效果较差,水平井开发技术在台南气田得到了较为充分的发挥。

4 认识与对策

通过台南气田规模应用水平井的实践经验,针对多层疏松砂岩气田边水较活跃、地层松软易出砂、气层类型多样等特殊的发展地质条件,为实现此类气田的水平井+直井开发,从而节约建产投资,储备调峰产能和提高单产水平,推广水平井建产时必须综合考虑以下因素。

1)地质条件是基础。构造平缓无断层,储层连续、稳定性好,埋深厚度适宜,目的层平均厚度为 6.0 m,好的地质条件,是奠定水平井推广的基础。

2)地质认识是前提。水平井设计首先对目的层认识必须清楚,包括目的层含气饱和度、孔隙度、渗透率、泥质含量、有效厚度等参数,必须参考目的层已投产的直井生产动态特征,若无同层直井,尽可能先钻一口直井试采,对目的层测井资料要反复精细解释。其次还需对气水边界条件进行判定,认真分析目的层气砂体边界条件,发现边水活跃或边部渗透性好的砂体必须向高部位部署水平井,边界认识不清不能部署水平井。

3)井眼轨迹是保证。井眼轨迹的把握是水平井实现高产的根本,通过统计,气层钻遇率高的水平井出水少产量高。所以,在准确设计的基础上,现场实施过程中要加强随钻追踪研究,工程地质密切结合,监测和预测结合,保证入靶,平稳钻进,掌控井眼轨迹。

4)合理配产是关键。实践证明,无论是直井还是水平井,配产过高采速越大,形成压降漏斗,层内水、层间水和边水都容易过早析出或突进,气井一旦见水,产气量迅速下降。

5)生产管理是根本。推行“一井一法”,加强气井生产过程管理,平稳开关井,制订合理的配产工作制度,抓好日常生产计量,并注重气田动态监测的专项测试。

6)防控砂水是目的。首先是找准水源、识别出水类型,以控为主、以治为辅,控治结合、分而治之;无水及新井以“防”为主;稳定出水井以“排”为主;大量出水

井以“堵”为主;防砂、控砂必须控制生产压差,尽可能保证小于 5% 的产层地层压力进行生产。避免突然改变工作制度,减少井底地层所受到的附加激动压力伤害地层。

7) 配套技术是支撑。水平井开发是一项系统工程,目的层选择、井网部署、轨迹设计、井眼控制、钻井完井、生产管理、措施工艺等环节都必须重视,建立配套技术监控体系。

参 考 文 献

- [1] 彭马特查. 水平井优化设计与产能评价[M]. 万玉金, 韩永新, 译. 北京: 石油工业出版社, 2008.
PENMATCHA V R. Optimization design and productivity evaluation of horizontal well[M]. Translated by Wan Yujin, Han Yongxin. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [2] 裴亦楠, 薛叔浩. 油气储层评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
QIU Yinan, XUE Shuhao. Oil and gas reservoir evaluation technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [3] 姜艳东, 钟世敏, 刘晓华, 等. 涩北二号气田高效开发方法研究[J]. 天然气, 2010, 7(1): 37-41.
JIANG Yandong, ZHONG Shimin, LIU Xiaohua, et al. Highly efficient development in Sebei Field[J]. Natural Gas, 2010, 7(1): 37-41.
- [4] 何晓东. 有水气藏特征及开采对策浅议[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(3): 27-30.
HE Xiaodong. Characteristics and production policy of gas reservoirs with water[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2011, 34(3): 27-30.

- [5] 欧阳诚, 杜洋, 彭宇, 等. 苏里格气田水平井地质导向的意义及技术研究[J]. 天然气勘探与开发, 2011, 34(3): 69-71.
OUYANG Cheng, DU Yang, PENG Yu, et al. Geo-steering technology of horizontal well, Sulige Gasfield[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2011, 34(3): 69-71.
- [6] 吴克柳, 李相方, 韩易龙, 等. 底水气藏水平井临界生产压差变化规律[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(6): 630-633.
WU Keliu, LI Xiangfang, HAN Yilong, et al. Variation of critical producing pressure differential of horizontal well in gas reservoir with bottom water[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(6): 630-633.
- [7] 赵向阳, 林海, 陈磊, 等. 长北气田 CB21-2 井长井段煤层防塌钻井液技术实施与认识[J]. 天然气工业, 2012, 32(3): 81-85.
ZHAO Xiangyang, LIN Hai, CHEN Lei, et al. Application of anti-sloughing drilling fluid technology to the long horizontal coalbed interval of well CB21-2, Changbei Gas Field[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(3): 81-85.
- [8] 曹成寿, 张耀刚, 贾浩民, 等. 靖边气田水平井试气新工艺、新技术及应用[J]. 天然气工业, 2010, 30(7): 48-51.
CAO Chengshou, ZHANG Yaogang, JIA Haomin, et al. New stimulation technologies on horizontal wells in Jingbian gas fields[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(7): 48-51.
- [9] 藤赛男, 梁景伟, 李元升, 等. 气井一点法试井资料处理方法评价[J]. 新疆石油地质, 2012, 33(1): 91-94.
TENG Sainan, LIANG Jingwei, LI Yuansheng, et al. Evaluation of processing methods for single-point welltest data in gas wells[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2012, 33(1): 91-94.

(收稿日期 2012-10-29 编辑 韩晓渝)