

# 明格布拉克构造“五高”深井试油测试技术

吴志均<sup>1</sup>,段德祥<sup>2</sup>,王文广<sup>2</sup>,唐红君<sup>3</sup>,阮井泉<sup>2</sup>,杨永利<sup>2</sup>

- 1. 中国石油勘探开发研究院工程技术研究所 北京 100083
- 2. 中国石油国际勘探开发有限公司生产运行部 北京 100047
- 3. 中国石油勘探开发研究院能源战略综合部 北京 100083

通讯作者:Email:wuzhijun@petrochina.com.cn

项目支持:“十三五”国家科技重大专项“丝绸之路经济带大型碳酸盐岩油气藏开发关键技术”(2017ZX05030)

引用:吴志均,段德祥,王文广,等. 明格布拉克构造“五高”深井试油测试技术[J]. 油气井测试,2020,29(2):13-20.

Cite: WU Zhijun, DUAN Dexiang, WANG Wenguang, et al. The oil test technology for “five high” deep well in Mingbulak structure [J]. Well Testing, 2020,29(2):13-20.

**摘要** MX井是明格布拉克构造上的一口“五高”深井,为保证试油测试安全实施,依据该井地质工程特征,优选试油方案,采用射孔测试联作技术、“两关一开”工作制度和“三阀一封”管柱结构。试油测试过程中,按设计要求控制油压和套压,防止油管和封隔器窜漏;起管柱前,压稳井,保证井控安全;按照防硫气体要求做好设备选择、安装和调试的工作,并依据探测H<sub>2</sub>S含量做出合理的相应措施以保证含硫井试油的安全;现场需要判断盐结晶,一旦确定发生盐结晶,立即循环压井以防盐堵。MX井7个层段试油结果:最高地层压力111.57 MPa,最高地层温度163.41℃,最大日产油量22.67 m<sup>3</sup>,最高日气产量18.43×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,最高日产水量393.7 m<sup>3</sup>,最高H<sub>2</sub>S含量44%,盐水Cl<sup>-</sup>最高为21.50×10<sup>4</sup> mg/L,获得油气水样品和相关压力资料,实现高温高压安全试油测试作业,达到了试油目的。该工艺在高含H<sub>2</sub>S和高含盐的“五高”深井中实现技术突破,为“五高”深井试油测试提供了技术借鉴。

**关键词** 试油; 高温高压; 井筒完整性; 井控; 高含H<sub>2</sub>S; 盐堵; 高漏失; 明格布拉克构造

中图分类号:TE353 文献标识码:B DOI:10.19680/j.cnki.1004-4388.2020.02.003

## The oil test technology for “five high” deep well in Mingbulak structure

WU Zhijun<sup>1</sup>, DUAN Dexiang<sup>2</sup>, WANG Wenguang<sup>2</sup>, TANG Hongjun<sup>1</sup>, RUAN Jingquan<sup>2</sup>, YANG Yongli<sup>2</sup>

- 1. Engineering Technology Institute, PetroChina Research Institute of Exploration and Development, Beijing 100083, China
- 2. Production and Operation Department, China National Oil and Gas Exploration and Development Company, Beijing 100037, China
- 3. Comprehensive Department of Energy Strategy, PetroChina Research Institute of Exploration and Development, Beijing 100083, China

**Abstract:** Well MX is a key exploration well of the characteristics of “five highs and deep”, targeted research of oil testing technology is required to ensure the safe and smooth operation of oil testing. According to the geological engineering characteristics of the well, the oil testing scheme of “the operation mode perforation and well test joint, the producing and closing system of two time close and one time open and the string structure of “three valve and one packer” is optimized. In the process of oil test, tubing pressure and casing pressure are controlled according to the design requirements to prevent the leakage of tubing and packer, the well is killed and stabilized to ensure the safety of well control before downhole string is lifted; selection, installation and commission of the equipment are done according to the requirements of prevention sulfur gas, reasonable corresponding measures are made to ensure the safety of sulphur well test based on the detection of H<sub>2</sub>S content; the salt crystallization is determined on oilfield, and once the salt crystallization is confirmed, the well is killed immediately to prevent salt plugging. In 7 intervals of MX Well, the maximum formation pressure is 111.57 MPa, the maximum formation temperature is 163.41℃, the maximum daily oil production is 22.67 m<sup>3</sup>, the maximum daily gas production is 18.43×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>, the maximum daily water production is 393.7 m<sup>3</sup>, the maximum H<sub>2</sub>S content is 44%, and the maximum salt water Cl<sup>-</sup> is 21.50×10<sup>4</sup> mg/L; the oil, gas and water samples and related pressure data are obtained to realize the safety of high temperature and high pressure oil testing operation and achieve its purpose, and technical breakthroughs in high H<sub>2</sub>S and salt content are realized. The implementation process in this paper can shed light on the oil test for “five-high” deep-well.

**Keywords:** oil testing; high temperature and high pressure; well control; high hydrogen-sulfide bearing; salt plugging; serious leakage; Mingbulak structure

随着油气勘探向深部高温高压储层和复杂岩性低渗储层领域的不断扩展,勘探目标愈来愈复杂,使得试油难度不断加大。与常规井相比,高温高压井试油和完井作业难度大、风险高,必须特别注意,否则就会酿成重大安全事故<sup>[1-3]</sup>。MX 井是一口具有“五高”,即高温 163 ℃、高压 111 MPa、高含硫(H<sub>2</sub>S 最高含量 44%)、高含盐(氯离子含量 21.50×10<sup>4</sup> mg/L)、高漏失(钻井液漏失 2 812 m<sup>3</sup>)和井深(深度 5 918 m)特征的中石油海外重点勘探井。该井试油测试工作主要存在五个方面的问题:①温度高。高温影响橡胶件密封及射孔火工品使用性能,降低试油测试管柱的结构强度,测试流动及关井恢复期间的温度场变化造成较大的测试管柱受力变化而发生测试管柱弯曲变形、断裂<sup>[4-6]</sup>;②压力高。高压削弱了测试管柱的密封性能,封隔器容易失封,井口容易发生失控,极易造成测试失败及人身伤害和设备损坏<sup>[7-9]</sup>;③井控风险。地层压力高,压力窗口窄,井控工作难度高,如果没有做好压稳井的工作,就有可能发生井喷失控风险<sup>[10-11]</sup>;④H<sub>2</sub>S 含量高。高含 H<sub>2</sub>S 对井下工具和地面测试设备产生腐蚀,导致管材和工具等腐蚀开裂、减薄、穿孔,浸润橡胶密封件导致密封失效,尤其是环境中 H<sub>2</sub>S 浓度超过一定值,可能威胁施工人员生命安全<sup>[12-14]</sup>;⑤盐堵。地层水矿化度高,地层水从地层流到地面过程中易发生盐结晶,堵塞管柱,可能导致试油测试无法正常进行<sup>[15]</sup>。

本文主要针对以上五个方面对试油测试工艺技术开展研究,依据现有试油测试技术水平<sup>[16-18]</sup>,

结合该井工程地质特征,从试油方案优选入手,并结合井筒完整性、井控、防 H<sub>2</sub>S 和盐堵等技术难题,制定相应的技术对策,以达到取全取准产能、液性及地层参数的试油目的,实现试油工程高质量的目标。

## 1 MX 井基本情况

MX 井不仅具有高温、高压、高含硫、高含盐、高漏失和井深的地质特征,而且还有防硫油层套管的钢级受限和井控难度大的工程特征,需要依据这些地质工程特征对试油方案进行优化设计,保证试油作业安全顺利。

### 1.1 MX 井储层地质特征

MX 井位于乌兹别克斯坦费尔甘纳盆地明格布拉克构造,其构造面积约 1 600 km<sup>2</sup>。有上、下第三系两套含油气层系,其中上第三系 KKC 为孔隙型砂岩储层,下第三系 E 主要为裂缝-孔隙型低孔低渗碳酸盐岩储层,这两套油藏分别具有独立压力系统,且上面油藏压力系数明显更高。根据测井解释结果,上第三系砂岩储层平均孔隙度一般为 7.0%~18.1%;下第三系灰岩储层平均孔隙度一般为 5%~12%。该井钻探目的是评价两套相关储层的含油气性、落实储量和产量、研究油藏特征和油水关系。

MX 井分为 5 个试油层进行试油测试,相关数据见表 1。其中第 1~3 层为下第三系的 E 层,测井解释为油层、可疑层;第 4~7 层为上第三系 KKC 层,测井解释为油层、致密层。

表 1 MX 井试油层段相关数据及特征表  
Table 1 Relevant data and characteristics of testing intervals in Well MX

地层	测试井段/m	厚度/m	钻井液密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	漏失量/m <sup>3</sup>	含油饱和度/ %	岩性	温度梯度/ (℃/100 m)	解释结论
EVIII	5 798~5 824	33.0	2.16	105.44	29.6~100.0	灰岩	2.9	油层
	5 837~5 844		2.16	/	45.5	灰岩		干层
EVII	5 720~5 728	16.0	2.16	49.42	34.0	灰岩	2.9	可疑油层
	5 740~5 748		2.16	/	28.0	灰岩		油层
EIII	5 540~5 546	6.0	2.15	23.00	41.1~86.5	裂缝泥岩	2.9	油层
KKC6	5 363~5 376	13.0	2.15	78.75	51.7	粉砂岩-砂岩		油层
KKC4	5 286~5 315	29.0	2.15	541.90	42.9~76.0	粉砂岩-砂岩		油层
KKC3	5 253~5 270	17.0	2.15	94.80	3.8~18.3	砂岩、粉砂质	2.5	致密层
KKC2-3	5 219~5 225	6.0	2.24	105.44	67.0	砂岩		油层

### 1.2 MX 井试油层段工程特征

(1)在四开过程中 4 914.74~5 516.39 m 井段先利用 φ177.8 mmP110 套管悬挂 φ244.5 mm 套管上,然后用 TP90S 和 P110 套管回接到井口。

(2)五开钻进中钻铤掉入井筒内,从 5 632.62 m 深度进行侧钻,最大井斜角 15.9°,最终钻达 5 918.00 m 井深完钻,在 5 389.94~5 914.00 m 井段用 φ127.0 mmQ125 无接箍尾管悬挂完井。

(3)井段4 907.20~5 465.70 m固井质量良好,井段5 384.60~5 873.00 m固井质量良好。利用清水进行69 MPa压力试压完井,试压合格。

(3)在四、五开钻进过程中,发生多次井漏和溢流,总漏失量高达2 812.0 m<sup>3</sup>。

(4)在四、五开钻进第一个层段的钻井液密度分别提高至2.20~2.22 g/cm<sup>3</sup>和2.19~2.20 g/cm<sup>3</sup>,且在下部钻进过程中发生井漏,这就造成难以利用钻井液密度对下部层段的地层压力进行预测,加上0~3 816.59 m防硫套管TP90S强度有限。因此,井筒完整性保障性难度大。

(5)地层压力高,压力窗口窄,在试油层段的钻进过程中曾发生较大漏失;如果压井液密度稍高,可能先发生井漏,如不能及时灌注压井液就可能发生漏喷转换;压井液密度小,可能发生溢流,井控难度大。

(6)邻井下第三系天然气中H<sub>2</sub>S含量为4.4%~5.3%,CO<sub>2</sub>含量为2.5%~4.5%。该井试油测试中实测H<sub>2</sub>S含量高达44%;H<sub>2</sub>S不仅对井下管柱、工具及地面设备具有强腐蚀作用,而且可能危及施工人员的安全。因此,需要选择合适的防腐管材及设备,并做好H<sub>2</sub>S的监测、除硫以及施工人员的防护工作。

(7)储层段发育有盐岩和石膏夹层,邻井试油和采油证实地层水矿化度最高可达36.49×10<sup>4</sup>mg/L;且该井在5 227.00~5 232.00 m段钻进时,钻井液滤液的氯离子升高至19.50×10<sup>4</sup>mg/L。因此,试油过程中极易发生盐结晶,造成盐堵,导致井下管柱被盐固结。这样,不仅流动通道被堵塞,影响测试资料录取,而且无法起下管柱,导致试油作业重大事故。

## 2 MX井试油难点和技术对策

依据MX井的“五高深井”特征,可能发生井筒完整性保障、井控、防H<sub>2</sub>S和盐堵等难题,为保证试油作业顺利进行、提高试油测试作业效率,根据现有的高温高压试油装备和技术水平,结合该井试油地质工程特征,优选“射孔测试联作方式、两关一开的开关井制度和“三阀一封”管柱结构”的试油方案,每层完成测试后,利用桥塞和水泥塞封隔射孔段,逐层上返试油。其目的是简化井下管柱结构,提高试油测试作业效率,减少起下井下管柱次数,降低井控工作风险。预测H<sub>2</sub>S含硫超过5%,根据

以往经验<sup>[19-21]</sup>,所有与地层流体接触的地面测试设备选用防硫材质,并利用泵入除硫剂消除H<sub>2</sub>S,地面需要使用ESD和SSV;放喷管线、分离器气管线需要保持长明火,在火焰熄灭时,能够在安全区域进行远程点火。下面就该井试油作业的井筒完整性保障、井控、防H<sub>2</sub>S和盐堵的技术难点进行分析,并制定相应的技术对策。

### 2.1 控制油套压的优化设计

根据钻进时钻井液密度和邻井试油资料,预测5 540.00~5 546.00 m层段的116.8 MPa地层压力为最高地层压力,按照流体为纯天然气预测井口最高关井压力为101.6 MPa;5 798.00~5 844.00 m层段168.80℃地层温度为最高地层温度。因此,该井属于高温高压井,加上防硫需要0~3 816.59 m井段生产套管选用TP90S钢级,为试油过程中需要保障井筒完整性。采取的技术措施有:

(1)按照压力和温度优选相应级别的采油树、井下工具和油管,材质达到防硫要求。如20 K采油树、88.9 mm和73.025 mm油管的壁厚分别为9.53 mm和5.51 mm,钢级为BG110S,扣型为Seallock Apex。

(2)根据综合测试生产压差、射孔操作压力,以及现场诱喷排液手段有限等因素,选择五开钻井液体系类型作为测试液和压井液,并确定前两层测试液和压井液密度分别为1.20 g/cm<sup>3</sup>和2.02 g/cm<sup>3</sup>,后五层测试液和压井液密度分别为1.50 g/cm<sup>3</sup>和2.21 g/cm<sup>3</sup>。

(3)利用套管磨损程度及剩余强度分析软件对生产套管的磨损程度和剩余强度进行计算,悬挂的177.8 mm套管磨损最大的部位在5 375.00 m,磨损深度1.452 mm,套管薄弱处的剩余抗挤强度为78.84 MPa,剩余抗内压强度为83.65 MPa。

(4)为保证井筒完整性,对最高控制油套压进行计算。按照封隔器能正常工作状态对最高控制套压进行计算(表2),计算结果表明,在试油作业过程中最高套压应该限制在12.12~54.35 MPa范围内;按照封隔器以下对最高和最低控制油压进行计算(表3)可知:①最高控制油压应该限制在150.7~167.5 MPa范围内。②井内产原油或天然气时,井口预计关井压力超过生产套管的安全控制参数。因此,生产套管不能满足套管关井要求,油管或封隔器窜漏后应立即进行压井作业。③井筒试压、环

空加压操作井下工具和压井循环过程中,存在套管压毁风险。④试油过程中套管保护控制措施,按照井筒试压的条件进行。

(5)油管强度校核。经各种工况的抗拉、抗内压和抗外挤强度校核(表 4),油管能满足抗拉、抗内压和抗外挤的要求。

表 2 封隔器以上最高套压计算结果\*  
Table 2 Calculation results of maximum casing pressure above the packer

套管 钢级	下深/m	抗内压/ MPa	抗外挤/ MPa	管外钻井液 密度/(g·cm <sup>-3</sup> )	高控制套压/MPa			
					油套环空 压井液密度 1.20	油套环空 压井液密度 1.25	油套环空 压井液密度 2.02	油套环空 压井液密度 2.21
TP90S	3 817.00	77.30	77.00	1.75	54.35	43.13	23.66	15.55
P110	4 915.00	94.50	89.90	1.75	65.96	51.50	26.44	17.28
P110	5 363.00	83.65	78.84	2.19	56.41	49.37	13.29	12.12
	5350.00	94.50	89.90					
综合控制参数					54.35	43.13	13.29	12.12

\* 套管外径均为 177.8 mm;壁厚 12.65 mm。

表 3 封隔器以下油层套管控制参数计算结果  
Table 3 Calculation results of casing-control parameters of formation below packer

外径/ mm	壁厚/ mm	钢级	下深/m	抗内压/ MPa	抗外挤/ MPa	管外钻井液密度/ (g·cm <sup>-3</sup> )	最低油压/MPa		最高油压/MPa	
							原油时	纯天然气时	原油时	纯天然气时
177.80	12.65	P110	5 389.94	83.65	78.84	2.19	20.9	37.8	150.7	167.5
127.00	11.10	Q125	5 914.00	131.80	137.50	2.19	-17.8	0.8	189.4	216.2
综合控制参数							20.9	37.8	150.7	167.5

表 4 油管抗拉、抗内压和抗外挤校核结果  
Table 4 Checked results of tubing tensile resistance, internal pressure resistance and external crushing resistance

油管外径/ mm	下入长度/ m	单位长度重量/ (N·m <sup>-1</sup> )	抗内压/ MPa	抗外挤/ MPa	抗拉强度/ kN	抗拉强度校核		抗压强度校核	
						剩余拉力/ kN	安全系数	抗内压 安全系数	抗外挤 安全系数
88.90	5 370.00	185.22	142.20	145.20	1801.50	786.57	1.77	1.4	2.19
73.03	505.00	93.30	100.20	100.30	887.00	838.92	18.45	/	/

2.2 测试管柱及工具配套优化

高温高压井测试方式主要有 APR 测试、射孔测试联作、射孔酸化测试联作、深井射孔酸压测试联作等几种测试配套技术。全通径 APR 测试管柱的常见组成为:油管、RD 阀、OMIN 阀、LPR-N 阀、液压旁通、安全接头、RTTS 封隔器、压力计等。考虑本井特征,采用“三阀一封”测试联作工艺,来提高测试作业效率和成功率。管柱结构组成为:88.9 mm 防硫加厚油管(钢级为 BG110S,扣型为 Sealock Apex)+RD 循环阀+RD 安全循环阀+RD 循环阀+电子压力计托筒+RTTS 安全接头+Champ V 封隔器+减震器+筛管+延时起爆器+射孔枪(图 1)。TCP+APR 测试工艺技术主要是在安装好井口采气树、井控装置、放喷流程、压井流程后再进行射孔测试。

2.3 井控关键

MX 井预测井口最高关井压力为 101.6 MPa,属于超高压井,压力窗口窄,易发生漏喷转换,需要按一级风险井做好井控工作。为做好井控工作,采取以下技术措施:

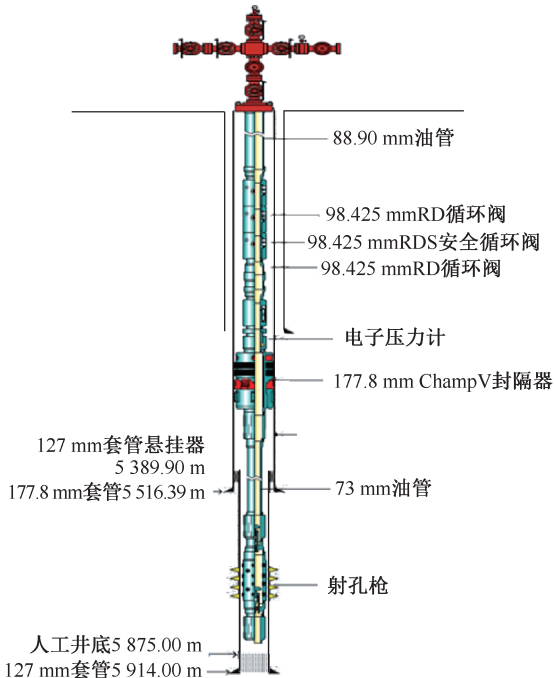


图 1 MX 井试油管柱结构示意图  
Fig.1 Structure of oil testing pipe string of Well MX

(1)按照预测关井最高压力,选择合适压力级别的防喷器,并试压合格。确定选择 FH35-70 环形防喷器、FZ35-105 闸板防喷器及配套井控设备。

(2)在保证优质压井液性能的基础上,准备足量高密度压井液量和加重储备材料。

(3)分析出排液求产时管柱密封失效、换装井口、起测试管柱、下桥塞这四种工况下的溢流、井控风险,结合试油工艺特点,制定上述4种工况的控制措施和应急措施。

(4)试油过程中,不仅准确记录泵入和排出井筒内各种液体的密度和体积,而且起出管柱之前要压稳井(即没有溢流又没有井漏),这是井控的关键。如第六层试油起射孔枪管柱前的压井主要工作为:①使用  $100\text{ m}^3$  密度  $2.20\text{ g/cm}^3$  压井液反替环压井,排量  $90\sim 70\text{ L/min}$ ,泵压  $25\text{ MPa}$ ,出口压井液密度  $1.55\text{ g/cm}^3$ ,排放密度  $1.3\text{ g/cm}^3$  污染测试液  $60\text{ m}^3$ ;②用密度  $2.20\text{ g/cm}^3$  压井液反循环压井(排量  $100\sim 80\text{ L/min}$ ,泵压  $5\sim 13\text{ MPa}$ ,漏失  $12.8\text{ m}^3$ ,漏速  $10.24\text{ m}^3/\text{h}$ );③堵漏时,泵入堵漏浆  $12\text{ m}^3$ ,密度  $2.20\text{ g/cm}^3$ (漏失  $7.5\text{ m}^3$ ,漏速  $6.2\text{ m}^3/\text{h}$ );静堵及地层承压试验(泵入压井液  $0.43\text{ m}^3$ ,密度  $2.2\text{ g/cm}^3$ ,立压  $4.5\uparrow 9.3\text{ MPa}$ );④循环洗井(排量  $9\text{ L/s}$ ,立压  $26\text{ MPa}$ ,进出口钻井液密度一致为  $2.2\text{ g/cm}^3$ )和静止观察;⑤发现油管内溢流(最大溢流速度  $1.2\text{ m}^3/\text{h}$ ,关井最高立压  $1.72\text{ MPa}$ ),向油管内泵入密度  $2.25\text{ g/cm}^3$  压井液,然后开井观察  $4\text{ h}$ ,没有发现溢流和井漏,达到压稳井的要求;⑥下油管堵塞器、换装井口;⑦循环洗井,没有溢流;⑧起射孔枪到地面,没有发现溢流和井漏,井控工作安全。

## 2.4 高含硫试油测试安全保证关键

为防止  $\text{H}_2\text{S}$  所造成的损害,采取以下技术措施:

(1)管柱和工具选择防硫材质。 $0\sim 3\,816.59\text{ m}$  井段  $177.8\text{ mm}$  油层套管、油管 and 井下工具等有可能与油气接触均选择防硫的材质。

(2)工作液中加入除硫剂。在可能与油气接触的工作液中加入碱式碳酸锌,以便去除压井液中  $\text{H}_2\text{S}$ 。如产出液中高含  $\text{H}_2\text{S}$ ,可以从地面流程泵入除硫剂消除  $\text{H}_2\text{S}$ 。

(3)在油气可能泄漏处,如分离器、井口和放喷口,安装  $\text{H}_2\text{S}$  和  $\text{SO}_2$  探测装备。

(4)编制现场  $\text{H}_2\text{S}$  泄漏应急处理预案,明确  $\text{H}_2\text{S}$  泄漏时处理方案。

(5)加强施工人员的防硫演练工作。

(6)当探测装备探测到  $\text{H}_2\text{S}$  浓度异常时,及时采取合理的技术措施。

## 2.5 盐堵的判断和防范

为防止盐堵的发生,采取以下技术措施:

(1)按照每  $15\text{ min}$  测量一次产出液的氯离子含量,判断盐堵的可能性。当氯离子含量达到  $18.00\times 10^4\text{ mg/L}$  以上,需要注意有可能发生盐堵。如第五层试油过程中氯离子含量达到  $20.00\times 10^4\text{ mg/L}$  时,放喷口有大量盐粒析出。

(2)对井口油压和套压进行实时监测,尤其注意油压升降变化情况,如果油压逐渐升高然后迅速降低,这有可能是盐堵的征兆。

(3)当证实地层产出液为盐水后,立即循环压井,结束该层的测试作业,防止盐堵的发生。在试油作业过程中,要通过测量氯离子含量证实产出液为盐水,并观察到油压有无明显变化和放喷口出现盐粒。如在第五层试油作业中,连续三次盐水取样测得密度  $1.2\text{ g/cm}^3$ ,氯根  $20.00\times 10^4\text{ mg/L}$ ;放喷口发现盐粒且油压有明显升降变化;这样就判断发生盐结晶,决定结束放喷,立即循环压井;从而避免了盐堵的发生,保证了四个盐水层试油作业的正常进行。

## 3 MX 井试油现场实施情况及结果分析

以 MX 井第一试油层为例,对试油现场实施情况进行描述,对结果加以分析。

### 3.1 试油现场实施情况

该层试油层位 EVIII,井段  $5\,798.00\sim 5\,824.00\text{ m}$  和  $5\,837.00\sim 5\,844.00\text{ m}$ ,厚度  $33.0\text{ m}$ 。根据试油方案,采用“三阀一封”射孔测试联作工艺,“二关一开”测试工作制度。射孔后油压由  $28.5\text{ MPa}$  下降至  $2.79\text{ MPa}$ ,关井  $2\text{ h}$  后油压恢复至  $8.69\text{ MPa}$ ,按照井筒内密度为  $1.20\text{ g/cm}^3$  盐水推算地层压力系数为  $1.37$ ,远低于原来预测  $1.87$  的地层压力系数。为激活地层流体,利用不断开关井将油压控制在  $3.17\sim 8.27\text{ MPa}$  范围内;然后用  $3.97\text{ mm}$  可调油嘴进行求产,分离器实施油气分离。分离器处取样分析天然气中含有  $44\%\text{ H}_2\text{S}$ ,天然气密度达到  $1.07$ (一般情况下天然气的密度在  $0.5\sim 0.7$



之间),在分离器处 H<sub>2</sub>S 探头测得 H<sub>2</sub>S 浓度超过 100 ppm,并显示高浓度 H<sub>2</sub>S 报警,现场立即启动应急预案,并做出以下决定:①在满足取资料和取样要求下,尽量缩短试油时间,尽可能完全燃烧含硫气体;②从地面流程泵入除硫剂来消除产出液中 H<sub>2</sub>S;③要求施工人员严格按照高含 H<sub>2</sub>S 有关操作规程进行操作;④加强井场周边警戒,严禁无关人员进入。通过这些措施保证在高含 H<sub>2</sub>S 和环境 H<sub>2</sub>S 高浓度条件下试油工程安全顺利进行。试油测试结果为:油压 5.53 MPa,套压 5.55 MPa,油产量 15.61 m<sup>3</sup>/d,气产量 2 050.00 m<sup>3</sup>/d,CO<sub>2</sub> 含量 2%(分离器处),油密度 0.812 g/cm<sup>3</sup>,含水 0%。在分离器处取 3 支 20 L PVT 气样、3 支 600 mL PVT 油样和常压油样 3 个,试油结论为高含 H<sub>2</sub>S 油层。测试结束后,进行 3 d 井下关井压力恢复,并实施压井、起管柱和打水泥塞,完成第一层试油作业。

根据测试,获取了完整的地层压力和温度数据(图 2),实测地层压力 70.64 MPa/5 360.84 m,压力系数 1.35;地层温度 150.72 ℃;并利用试井解释软件得到关井压力恢复数据双对数分析图(图 3),其解释结果为:层中部 5 817.63 m 压力为 76.88 MPa,地层压力系数约为 1.35,流动系数为 24.93 mD·m/cP,地层系数为 14.98 mD·m,有效渗透率为 1.40 mD,表皮系数为 7.65,井筒储集系数 0.00 325 m<sup>3</sup>/MPa。

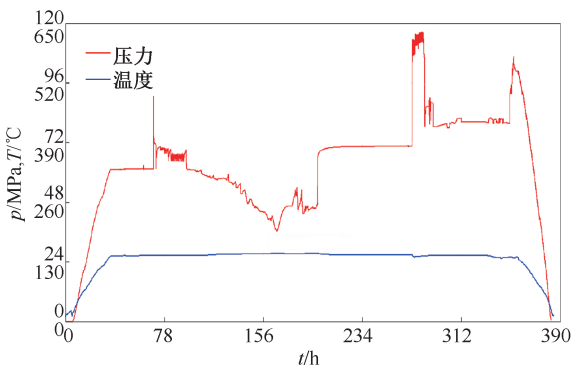


图 2 MX 井地层压力历史曲线  
Fig.2 History curve of formation pressure of Well MX

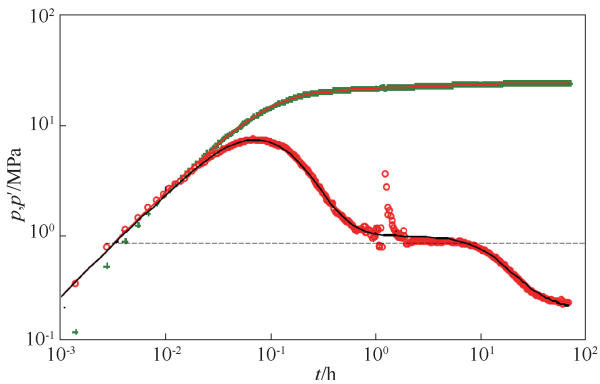


图 3 MX 井压力恢复数据双对数分析图  
Fig.3 Double logarithm analysis chart of pressure build-up data of Well MX

3.2 试油结果分析

按照试油方案完成七个试油层段的试油测试工作,得到试油结果见表 5。

表 5 MX 井试油结果  
Table 5 Oil testing results of Well MX

压力/MPa		温度/(℃)		产量/(m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> )			压力系数	含量/(10 <sup>4</sup> mg·L <sup>-1</sup> )			试油结论
井底	井口	井底	井口	油	气	水		Cl <sup>-</sup>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	
76.88	5.55	161.72	24.10	15.81	2 100	/	1.30	/	44.00	2.00	油层
88.17	60.20	163.41	37.90	22.67	184 300	/	1.57	/	5.10	5.20	油气层
98.43~106.15	/	/	/	/	/	/	1.81~1.95	/	/	/	干层
111.39	33.40	152.14	45.90	/	/	195.0	2.12	19.00	/	/	水层
110.57	47.00	150.24	67.30	/	/	228.0	2.13	20.00	/	/	水层
111.57	47.93	/	66.40	/	/	393.7	2.12	21.50	/	/	水层
111.22	49.26	/	40.63	0.43	/	43.2	2.13	19.60	/	/	含水水层

由表 5 可知:  
(1)最高井底压力 111.57 MPa,最高井底温度 163.41 ℃,实现高温高压的安全试油测试作业。  
(2)最大日产油量 22.67 m<sup>3</sup>,最高日气产量 18.43×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>,最高日产水量 393.7 m<sup>3</sup>,获得油气

水样品和相关压力资料,尤其 H<sub>2</sub>S 含量和第一层的地层压力系数与预测值相差非常大,但是现场根据实际情况调整试油技术措施,保证取全取准试油资料,达到试油目的,满足获得地质资料的目的。

(3) 第一层试油作业中, 测得分离器后天然气中最高  $\text{H}_2\text{S}$  浓度 44.0%, 最高  $\text{CO}_2$  浓度 5.2%; 经现场采取技术措施, 保证高酸性气体浓度下试油测试安全。

(4) 四个层段的盐水  $\text{Cl}^-$  为  $19.00 \sim 21.50 \times 10^4 \text{ mg/L}$ , 利用监测氯根含量和油压等技术, 准确判断盐水的产出和及时循环压井, 保证高矿化度盐水试油作业成功。

## 4 结论

(1) 针对地层压力高, 防硫油层套管强度有限, 试油过程中保障井筒完整性难度大的实际情况, 不仅需计算生产套管磨损程度和剩余强度, 还需依据预测地层参数和压井液密度等资料, 优化油套压控制范围, 保证“五高”深井试油的井筒安全。

(2) “五高”深井易发生盐堵和固相沉积问题, 优选“三阀一封”管柱结构和“射孔测试联作方式、两关一开的开关井制度”试油方案, 提高试油测试效率, 降低卡钻和井控风险。特别对高压油气井, 应采取永久式封隔器测试投产一体化的工艺技术, 降低测试风险。

(3) 高含硫气井的试油测试中按照防硫有关标准和规范做好相应的工作, 一旦硫化氢探测装置报警, 需要按照应急预案开展工作, 并尽快完成试油测试工作。该井第一层试油测试中分离器  $\text{H}_2\text{S}$  含量高达 44%,  $\text{H}_2\text{S}$  探头测得  $\text{H}_2\text{S}$  浓度超过 100 ppm, 并显示高浓度  $\text{H}_2\text{S}$  报警, 按照应急预案实施后, 安全顺利完成试油测试, 保证了中石油海外最高  $\text{H}_2\text{S}$  含量试油测试的成功。

(4) 测试现场可根据产出水的氯离子含量、井口油套压的变化和放喷口是否出现盐粒来判断盐结晶。一旦确定发生盐结晶, 立即循环压井, 结束该层的测试作业, 防止盐堵的发生。该井有四个层段的盐水  $\text{Cl}^-$  为  $19.00 \sim 21.50 \times 10^4 \text{ mg/L}$ , 实现高矿化度盐水试油测试的技术突破。

(5) 建议对高温高压高含硫井的试油测试和完井投产与钻井完井一起作为钻采一体化工程设计, 依据地质工程特征, 做好试油测试和完井投产预设计工作, 对钻井完井提出井完整性的要求, 以便后期能接受合乎要求的油气井, 提高勘探开发的效果。

致谢: 现场资料来源于长城钻探工程有限公司和西部钻探工程有限公司相关单位的提供, 在此表示感谢; 论文撰写过程

中, 任源峰和黄生松两位高级工程师提出了修改的意见, 在此表示感谢。

## 参考文献

- [1] 中国石油勘探与生产分公司. 超深高温高压含硫化氢与复杂岩性低渗透储层试油配套技术新进展[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017: 83-258.
- [2] 李相方等. 高温高压气井测试技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 50-150.
- [3] 邱金平, 张明友, 才博, 等. 超深高温高压含硫化氢气藏高效试油技术新进展[J]. 钻采工艺, 2018, 41(2): 49-50, 54.  
QIU Jinping, ZHANG Mingyou, CAI Bo, et al. New advances in high efficiency test technology for ultra-deep, high temperature and high pressure hydrogen sulfide gas reservoirs [J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(2): 49-50, 54.
- [4] 窦益华, 许爱荣, 张福祥, 等. 高温高压深井试油完井问题综述[J]. 石油机械, 2008, 36(9): 140-142.  
DOU Yihua, XU Airon, ZHANG Fuxiang, et al. Summary of well testing and completion in HTHP deep well [J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 140-142.
- [5] 侯明明, 黄刚, 张晓东. 高温高压井射孔工艺技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(3): 14-20.  
HOU Mingming, HUANG Gang, ZHANG Xiaodong. Perforation technology for high-temperature and high-pressure wells [J]. Well Testing, 2019, 28(3): 14-20.
- [6] 窦益华, 张福祥. 高温高压深井试油井下管柱力学分析及其应用[J]. 钻采工艺, 2007, 30(5): 17-20, 26.  
DOU Yihua, ZHANG Fuxiang. Mechanical analysis of well testing down-hole string in deep well with HTHP and its application [J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(5): 17-20, 26.
- [7] 张娟, 戴强, 张尧. 高温高压含硫气井试油井筒安全风险识别与控制[J]. 天然气工艺, 2015, 35(1): 120-125.  
ZHANG Juan, DAI Qiang, ZHANG Yao. Identification and control of wellbore safety risks during the well testing of HPHT sulfur gas wells [J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(1): 120-125.
- [8] 贺秋云. 中石油高温高压试油测试装备研发现状[J]. 钻采工艺, 2018, 41(3): 9-11.  
HE Qiuyun. The present status of CNPC HTHP well testing equipment R & D [J]. Drilling & Production Technology, 2018, 41(3): 9-11.
- [9] 冉金成, 骆进, 舒玉春, 等. 四川盆地 L17 超高压气井的试油测试工艺技术[J]. 天然气工业, 2008, 28(10): 58-60.

- RAN Jincheng, LUO Jin, SHU Yuchun, et al. Well testing technology for the gas well L17 with ultrahigh pressure in the Sichuan basin [J]. Natural Gas Industry, 2008, 28 (10):58-60.
- [10] 郑如森,高文祥,邹国庆,等. 塔里木油田超高压高产气井压井方法初探[J]. 油气井测试, 2017, 26 (6):62-64.
- ZHENG Rusen, GAO Wenxiang, ZOU Guoqing, et al. A preliminary discussion on killing well of super high pressure and high production in Tarim Oilfield [J]. Well Testing, 2017, 26(6):62-64.
- [11] 陶俊亦,龚浩,吴军. 高产酸性气井环空安全评价分析[J]. 油气井测试, 2016, 25(6):19-22.
- TAO Junyi, GONG Hao, WU Jun. Evaluation and analysis of annular safety for high production acidic gas well [J]. Well Testing, 2016, 25(6):19-22.
- [12] 于跃,黄生松,刘伟,等. 高含硫油气井测试作业安全控制技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(5):21-26.
- YU Yue, HUANG Shengsong, LIU Wei, et al. Safety control technology for testing operation of high-sulphur oil and gas wells [J]. Well Testing, 2019, 28(5):21-26.
- [13] 涂强,周大为,银小兵,等. 川渝地区高含硫气田开发的 HSE 保障体系建设探讨[J]. 天然气工业, 2010, 30 (11):102-105.
- TU Qiang, ZHOU Dawei, YIN Xiaobing, et al. An HSE guarantee system for the development of high H<sub>2</sub>S gas fields in Sichuan and Chongqing area [J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(11):102-105.
- [14] 邹波,尹晓煜,戴强. 高温高产酸性气井完井油管选择[J]. 油气井测试, 2016, 25(6):66-69.
- ZOU Bo, YIN Xiaoyu, DAI Qiang. Selection of well completion tubing for acid gas field of high temperature and high yield [J]. Well Testing, 2016, 25(6):66-69.
- [15] 于铁峰,阮井泉,庞占东,等. 高矿化度储层油井结盐机理研究[J]. 油气井测试, 2017, 26(1):13-15.
- YU Tiefeng, RUAN Jingquan, PANG Zhandong, et al. Study on salt formation mechanism of oil well in high salinity reservoir [J]. Well Testing, 2017, 26(1):13-15.
- [16] 潘登,刘兴华,胡长翠,等. 射孔测试联作工艺技术在川渝高含 H<sub>2</sub>S 气井的应用[J]. 油气井测试, 2007, 16 (1):42-43,45.
- PAN Deng, LIU Xinghua, HU Changcui, et al. Application of combined operation technology of perforation and testing in wells with high H<sub>2</sub>S content in Sichuan and Chongqing region [J]. Well Testing, 2007, 16 (1): 42-43,45.
- [17] 李加明,黄天朋,金强. 雅达瓦兰油田“四高”油气井完井测试工艺技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(1):25-31.
- LI Jiaming, HUANG Tianpeng, JIN Qiang. Completion test technology for "four-high" wells in Yadavaran oilfield [J]. Well Testing, 2019, 28(1):25-31.
- [18] 李玉明. 高含 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 井测试工艺技术应用[J]. 油气井测试, 2017, 26(5):51-52.
- LI Yuming. Application of well test technology for well with high content of CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S [J]. Well Testing, 2017, 26(5):51-52.
- [19] 任源峰,吴志均,张利明,等. 油气井除硫及残酸液处理装置的研制与应用[J]. 油气井测试, 2017, 26(1):45-48.
- REN Yuanfeng, WU Zhijun, ZHANG Liming, et al. Development and application of oil and gas well with sulfur and residual acid liquid treatment device [J]. Well Testing, 2017, 26(1):45-48.
- [20] 陈华良,张洋. 塔中高含 H<sub>2</sub>S 凝析气井地面测试技术[J]. 油气井测试, 2017, 26(4):63-65,69.
- CHEN Hualiang, ZHANG Yang. Surface testing technology of Tazhong condensate gas wells with high content of H<sub>2</sub>S [J]. Well Testing, 2017, 26(4):63-65,69.
- [21] 邓乐,黄船,潘登. 安岳气田高温酸性气藏完井技术[J]. 油气井测试, 2019, 28(1):52-59.
- DENG Le, HUANG Chuan, PAN Deng. Completion technology for high temperature sour gas reservoir in Anyue gas field [J]. Well Testing, 2019, 28(1):52-59.

编辑 刘振庆

第一作者简介:吴志均,男,1964年出生,博士,高级工程师,2002年毕业于成都理工大学油气田开发工程专业,主要从事完井试油技术研究。电话:010-83596515;Email:wuzhijun@petrochina.com.cn。通信地址:河北省廊坊市广阳区万庄石油矿区中石油廊坊分院海外所,邮政编码:065007。