

伊朗Y油田基于流动保障的完井设计

何汉平¹ 侯立中² 王长林² 黄建林² 于玲玲¹

(1. 中国石化石油工程技术研究院,北京 100101; 2. 中国石化国际石油勘探开发有限公司,北京 100083)

摘要:流动保障是油气田开发的关键问题之一,直接关系到油气井寿命和油气田开发效率。针对伊朗Y油田的特点,从流动保障角度定性和定量分析了完井设计时应考虑的因素:高温高压、产出酸性流体对井筒安全性的影响;沥青质沉积对油管的堵塞;固相对油层的堵塞及其对生产管柱和井口的冲蚀。在此基础上提出了相应的流动保障完井措施:下入封隔器,采用压力级别高的井口和采油树、抗腐蚀的合金套管和油管,及注入缓蚀剂来保证井筒的安全性;下入沥青质清除剂注入管线和注入阀,以便注入沥青质清除剂来清除沉积的沥青质;控制生产压差防止固相产出,并下入滤砂筛管防止固相进入生产管柱对其产生冲蚀;安装固相产出检测设备检测固相产出情况并保护油嘴。

关键词:流动保障;完井;高温;高压;腐蚀;沥青质;伊朗Y油田

中图分类号:TE257 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2010)05-0111-04

Iranian Y Oilfield Well Completion Design Based on Flow Assurance

He Hanping¹ Hou Lizhong² Wang Changlin² Huang Jianglin¹ Yu Lingling¹

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. Sinopec International Petroleum Exploration and Production Corporation, Beijing, 100083, China)

Abstract: Flow assurance, a key issue in oil and gas production, is directly related to the life of oil and gas wells and oil and gas field development efficiency. In the light of Iranian Y Oilfield's characteristics, the factors impacting well completion are qualitatively and quantitatively analyzed from the perspective of flow assurance, including the impacts of high pressure and high temperature, acidic fluid formation on wellbore safety, the impact of asphaltene precipitation on tubing plugging, the impacts of solids plugging and its impact on tubing and wellhead erosion. The proposed measures to ensure flow assurance in Y Oilfield are put forward, including using packer, using HTHP wellhead & Christmas tree, corrosion-resistant alloy casing and tubing, injecting corrosion inhibitor to ensure the well safety, injecting scavenger into the valve and pipeline to remove asphaltene deposition, controlling the production pressure drop to prevent the solid-phase synthesis, using screen to prevent the solid phase into the production pipe and its erosion on production pipe, and installing equipment to detect the solid-phase output to protect the nozzle.

Key words: flow assurance; well completion; high temperature; high pressure; corrosion; asphaltene; Iranian Y Oilfield

流动保障(flow assurance)是巴西石油公司在20世纪90年代初针对深海石油开采面临的生产化技术等难题而提出来的^[1],目前流动保障包含的内容已扩展到陆上油气开采领域。流动保障是油气田开发的关键问题之一,它直接影响到开发项目的经济效益。就油气井完井设计而言,流动保障内容涉及潜在堵塞处理(包括沥青质沉积、结蜡、出砂等)

收稿日期:2010-06-02;改回日期:2010-08-10

基金项目:国家科技重大专项“中东中亚富油气区复杂地层深井钻完井技术”(编号:2008ZX05031-004)部分研究成果

作者简介:何汉平(1966—),男,湖北黄冈人,1989年毕业于中国地质大学基础课部系,高级工程师,主要从事完井和储层保护研究及现场技术服务工作。

联系方式:(010) 84988576, hehp_sgky@sinopec.com

和系统完整性保障(可靠性、腐蚀等)等方面。伊朗 Y 油田油气藏较为发育,已完钻的多口井揭示有多套油层,并获得了良好的工业油气流。该油田储层具有高温高压、产出物中有腐蚀性气体、沥青质含量高和存在潜在固相产出等特点。笔者从流动保障角度定性和定量分析了在完井设计中应考虑的因素,在此基础上提出了相应的流动保障措施。

1 井筒安全性分析及措施

油气井在自喷生产期间,井筒可看作是一个压力容器,可承受一定的压力。要保障油气井的正常生产,该压力容器必须满足耐高压、高温的要求,不发生油气泄漏^[2]。

Y 油田 F 油层压力系数高达 1.6 以上,属于异常高压地层;地层温度接近 150 ℃,属于高温地层。在生产过程中存在的风险包括井口失控和油管泄漏两方面。

井口失控 如果井口设备的工作压力低于井筒流体作用于井口装置的压力,井口就会失控。从 Y 油田 F 油层的深度和地层压力看,井口的最大关井压力接近 70 MPa,因此井口装置(最上一级套管头、油管头和采油树等)的工作压力设计级别应为 70 MPa。

油管泄漏 Y 油田采用下入封隔器的方法保护套管,避免其长期承受高压和酸性流体的腐蚀。在这种条件下,油管泄漏表现在两个方面:一是油管丝扣本身不能承受高温高压而出现泄漏,或是当油管受压产生弯曲时,会出现严重的丝扣泄漏;二是油管在生产过程中因负荷过大而出现拉伸导致油管断脱,发生泄漏。Y 油田 F 油层生产油管下深达 4 000 m,油管在生产过程中因负荷变化而出现伸缩是不可避免

的,计算结果表明油管收缩量可达 3 m。

为了保障 Y 油田井筒在高温高压条件下的安全可靠性,在完井设计方面需要比常规井考虑更多的因素并采取针对性的措施,包括:

1) 下入井下封隔器,保护套管头不承受额外的高压,另外安装井口安全阀和下入井下安全阀,确保在井口失控时阻止井下流体流出。封隔器工作压力为 70 MPa,耐温 150 ℃。井下安全阀压力级别应为 70 MPa。

2) 使用优质气密扣(如 VAM TOP 扣)防止油管扣泄漏,避免油套环空承受额外负荷。

2 H₂S 和 CO₂ 腐蚀分析和防腐措施

Y 油田 F 油层产出流体分析结果表明,产出流体含有 CO₂ 和 H₂S 气体,CO₂ 分压为 0.85~1.20 MPa, H₂S 分压为 0.13~0.29 MPa。另外,该地层有 CaCl₂ 型地层水产出,地层水矿化度较高(100 000 mg/L)。H₂S 和 CO₂ 在有水条件下会引起完井管柱的全面腐蚀和局部腐蚀,结合相关标准并考虑酸性气体分压、地层水和水型等因素,对 Y 油田深井完井防腐的必要性进行了分析。产生 H₂S 和 CO₂ 腐蚀的条件为: $p(\text{CO}_2) \geq 0.21 \text{ MPa}$; $p(\text{H}_2\text{S}) \geq 0.000\ 345 \text{ MPa}$; $p(\text{CO}_2) : p(\text{H}_2\text{S}) < 0.05$; 有自由水产出,且水中有 Cl⁻、Ca²⁺ 和 Mg²⁺^[3-5]。而 Y 油田产出流体中含有 CO₂ 和 H₂S,其分压符合腐蚀条件,且该油田产出的地层水为 CaCl₂ 型,水中有 Cl⁻ 和 Ca²⁺,也符合腐蚀条件,因此该油田进行完井设计时,应考虑采取防腐措施。

利用 Hysis 和 Predict 软件,基于不同的含水率对腐蚀程度进行预测评价,结果见表 1。

表 1 腐蚀纵向特征预测结果

Table 1 Vertical features of corrosion prediction

| 井深/m | 温度/℃ | 压力/MPa | 腐蚀速率/mm·a ⁻¹ | | | | | |
|-------|------|--------|-------------------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|------------------|
| | | | 1% ^① | 2% ^① | 5% ^① | 10% ^① | 20% ^① | 50% ^① |
| 4 300 | 140 | 70.0 | | | | | | 2.220 |
| 3 500 | 130 | 56.0 | | | | | 3.780 | 10.650 |
| 2 700 | 120 | 43.0 | | | 0.480 | 4.220 | 6.790 | |
| 1 900 | 110 | 30.0 | | 0.530 | 2.160 | 3.860 | 4.460 | |
| 1 000 | 95 | 14.0 | 0.170 | 1.090 | 2.310 | 3.450 | 3.590 | |
| 0 | 80 | 13.3 | 0.321 | 0.364 | 0.870 | 0.950 | 1.040 | 1.070 |

注:①为含水率。

由表 1 可知:随着 F 油层产出液含水率的上升,对完井管柱的腐蚀不断增大;在不同含水率情况下,腐蚀发生的严重部位不同;含水率低于 2% 时,

井下管柱腐蚀主要发生在接近井口部位,含水率高于 5% 时,2 000 m 以浅的井下管柱腐蚀严重;当含水率为 10% 时,腐蚀严重部位位于井深 1 500~

3 000 m;当含水率高于20%时,井下管柱腐蚀严重,且3 000 m以深腐蚀最为严重,由于井下4 300 m左右温度达到140 °C,腐蚀反而变得较小。

从以上分析看,Y油田F油层存在发生CO₂和H₂S腐蚀的客观条件,油套管将处在含CO₂、H₂S和Cl⁻等多种腐蚀介质的井下高温高压环境中。由于同时含两种腐蚀性气体,所以腐蚀十分复杂。在生产过程中,管材的腐蚀常常会增加管材的投入成本,严重时甚至还会影响正常生产,带来巨大的经济损失。如国内川东气田在开发含酸性气体的油气构造中,相继出现油管腐蚀穿孔、挤扁、断落等现象,严重影响了正常生产。根据不完全统计,川东气田的修井作业约80%与油管腐蚀有关,生产油管1~2 a就会发生腐蚀破坏,最短不到10个月。每年仅油管腐蚀一项就会造成上百万元的损失^[6]。因此,针对伊朗Y油田的实际情况,在完井工艺中采取防腐设计是十分必要的。

为了保证Y油田含腐蚀性流体的油气井长效、安全生产,在完井设计中,与流体接触的油套管必须进行防腐处理,如采用抗腐蚀管材或涂防腐层等^[7],具体防腐措施如下:

井口和采油树 油井的油管头、油管挂、采油树等的材料级别可选择HH级,与流体接触面全部进行合金堆焊处理,以满足抗酸性流体的腐蚀要求。考虑压力、腐蚀性流体类型和井的类型,井口和采油树的API产品规范等级(PSL)选用3G级别,以满足耐压达到70 MPa、抗酸性流体腐蚀的要求。油管四通、油管挂和采油树的工作性能要求级别(PR)选用2级。

生产管串 生产管串直接和产出液接触。在有酸性液体产出的条件下,其材质的设计和选择直接关系到油井的寿命。根据Y油田的实际情况,可采用复合防腐措施,即使用抗腐蚀管材配合注入缓蚀剂,减小CO₂、H₂S腐蚀。具体方法为:1)生产管柱中缓蚀剂注入阀以上管件采用中低含碳量和中等强度的L80-1管材;2)缓蚀剂注入阀以下管件(含缓蚀剂注入阀)采用NO8535管材或类似管材;3)缓蚀剂注入阀尽量安装在封隔器附近,注入阀通过注入管线接到地面,缓蚀剂采用连续方式注入,封隔器以上的油套环空注满保护液。

3 沥青质沉积分析和清除措施

产出流体分析结果表明,Y油田F油层产出流体含有0.3%~2.5%沥青质。沥青质在生产过程中会逐渐析出并附着在油管内壁,阻碍油气流出。

研究表明,产生沥青质沉积问题的根本原因是,在油气开采过程中流体体系的温度、压力和组成发生了变化,破坏了体系原来的热力学平衡条件,导致气、液、固三相相态转换而出现沥青质沉积。如果出现沥青质沉积,需要花时间和额外费用来清除沥青质沉积,才能维持正常生产。

鉴于邻近油田相同油层在生产过程中有沥青质沉积现象,采用固体模型对F油层沥青质沉积进行了预测分析。根据原油的井筒流体组成、原油和C₇₊组分的相对分子质量、原油和各组分的密度、沸点等已知数据,确定原油沥青质开始沉积的压力和温度,即沥青质沉积初始压力和初始温度,从而为制订预防和解除油井沥青质沉积的具体措施提供理论依据。预测计算中使用的油层产出流体的碳组分数据为:C₁、C₂、C₃、C₄、C₅、C₆和C₇₊的物质的量分数分别为47.32%、8.84%、8.45%、5.53%、4.59%、2.80%和22.47%;C₇₊的相对分子质量为225。地层参数为:地层温度146 °C,地层压力64.1 MPa,泡点压力26.6 MPa。

计算结果:沥青质沉积的初始温度为86.5 °C,初始压力为35.9 MPa。

图1、2为不同产量下预测的井筒温度和压力剖面。从图1、2可以看出:F油层沥青质初始沉积出现在离井口100~300 m井段内。

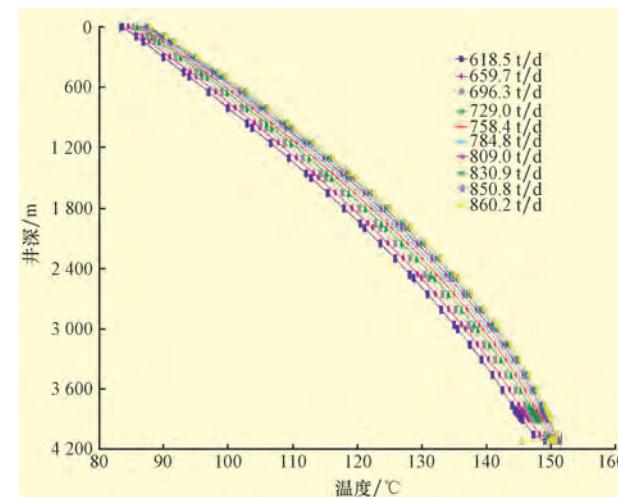


图1 不同产量下的预测井温剖面
Fig. 1 Temperature profile under different production rates

F油层沥青质沉积控制措施包括:

1)在完井设计中考虑下入沥青质清除剂注入管线和注入阀,注入沥青质清除剂。沥青质清除剂可采用二甲苯类溶剂。

2)在生产过程中,如果近井地带出现沥青质沉积堵塞,必须通过油管或挠性油管注入沥青质清除剂。

3)密切监测产量变化。

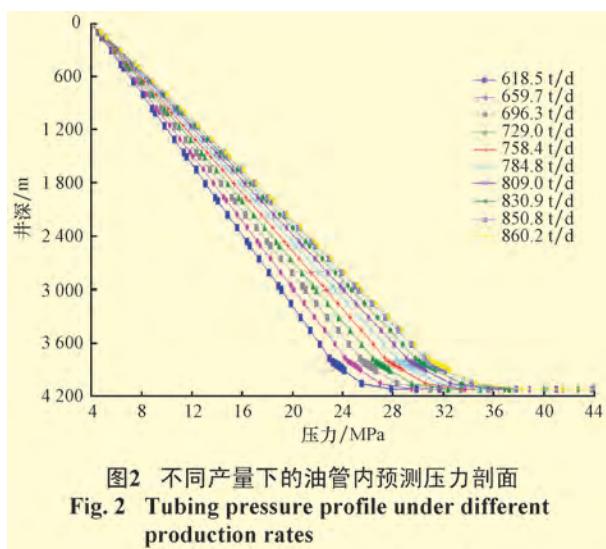


图2 不同产量下的油管内预测压力剖面
Fig. 2 Tubing pressure profile under different production rates

4 固相产出预测分析与相应措施

Y油田F油层岩性主要为灰岩,夹少量泥页岩。邻近油田相同油层在生产过程中有固相产出现象。固相产出一方面会堵塞油气流出通道,另一方面会冲蚀生产管柱和井口装置,影响油气井的正常生产。

利用已钻井的测井数据,采用声波时差法^[8-9]和组合模量法进行固相产出预测分析。分析结果为:F油层声波时差平均为 $210\text{ }\mu\text{s/m}$,组合模量为 $9\times10^4\text{ MPa}$,而F油层只有在声波时差不小于 $298\text{ }\mu\text{s/m}$ 或组合模量不大于 $2\times10^4\text{ MPa}$ 情况下才会有固相产出。

由此可以看出,F油层在正常情况下一般不会有固相产出现象。但F油层需要采取酸化投产或酸压增产措施,且日产量较高。而经验表明,经过酸化或酸压处理后的产层投产后,或多或少会有固相产出,尤其在一些胶结较弱的小层和生产压差较大的情况下,因此有必要采取适当的防范措施。

控制F油层固相产出的措施包括:

1) 产层下入滤砂筛管,不宜直接采用油管生产。筛管缝参数根据岩样筛析结果进行设计。

2) 在井口安装捕石装置。捕石装置位于油嘴之前,一方面可监控固相产出情况,另一方面可保护油嘴。

3) 下入井下压力计,监测井底压力变化,以便控制生产过程中的压降幅度。

5 结 论

1) 由于伊朗Y油田油层具有高温高压的特点,要保证油井井筒的安全性,需要在完井设计方面考虑

更多的因素并采取针对性的措施,如采用多点控制,下入封隔器、安全阀和选用压力级别高的井口装置等。

2) 伊朗Y油田产出流体含有腐蚀性气体,为防止其腐蚀生产管柱,完井设计时,应考虑使用合金管材并注入缓蚀剂。

3) 分析表明,伊朗Y油田存在沥青质沉积、固相产出的可能性,应对措施包括使用沥青质清除剂和合理控制生产压差,同时进行生产监控。

4) 所提出的流动保障措施有待于在Y油田开发过程中检验,并在应用中得到完善。

参 考 文 献

- [1] 万仁溥. 现代完井工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2000: 4. Wan Renfu. Modern well completion engineering design [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000: 4.
- [2] 张剑峰. 海洋油气田开发的流动保障[J]. 中国造船, 2003, 44(增刊1): 81-84. Zhang Jianfeng. Flow assurance for offshore oil and gas development[J]. Shipbuilding of China, 2003, 44(Supplement 1): 81-84.
- [3] 刘伟, 蒲晓林, 白小东, 等. 油田硫化氢腐蚀机理及防护的研究现状及进展[J]. 石油钻探技术, 2008, 36(1): 83-86. Liu Wei, Pu Xiaolin, Bai Xiaodong, et al. Development of hydrogen sulfide corrosion and prevention[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2008, 36(1): 83-86.
- [4] 侯立中, 吴俊霞. 腐蚀引起钻柱刺漏的机理分析及预防措施[J]. 石油钻探技术, 2006, 34(2): 26-28. Hou Lizhong, Wu Junxia. Mechanism analysis and preventive measures of drill string washout caused by corrosion[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2006, 34(2): 26-28.
- [5] 左兴凯. 雅克拉凝析气田腐蚀状况与分析[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(4): 60-62. Zuo Xingkai. Corrosion situations and analysis in a condensate gas field named Yakela[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(4): 60-62.
- [6] 李文生. 川西高温高压气井完井工艺技术[J]. 天然气勘探与开发, 2003, 27(4): 25-28. Li Wensheng. Completion technique of high temperature and high pressure gas well in west Sichuan[J]. Natural Gas Exploration & Development, 2003, 27(4): 25-28.
- [7] 何生厚. 高含硫化氢和二氧化碳天然气田开发工程技术[M]. 北京: 中国石化出版社, 2008: 50-55. He Shenghou. H₂S and CO₂ bearing gas field development engineering technology [M]. Beijing: China Petroleum & Chemistry Press, 2008: 50-55.
- [8] 何汉平, 林永学, 杨顺辉, 等. 雅克拉凝析气田出砂预测及防砂措施初探[J]. 石油钻探技术, 1999, 27(5): 51-54. He Hanping, Lin Yongxue, Yang Shunhui, et al. Inquiries into sanding prediction and sand control measures in gas condensate field[J]. Petroleum Drilling Techniques, 1999, 27(5): 51-54.
- [9] 朱彩虹, 吴建平, 衣春霞, 等. 胜利油田永八块地层出砂机理及预测[J]. 石油钻探技术, 2002, 30(2): 65-67. Zhu Caihong, Wu Jianping, Yi Chunxia, et al. Mechanism and prediction of sand production in Yong 8 formations in Shengli Oilfield [J]. Petroleum Drilling Techniques, 2002, 30(2): 65-67.