

海上油气井油层套管井口装定载荷设计

刘秀全¹, 陈国明¹, 陈超², 畅元江¹, 陈黎明¹, 张伟国³, 谢华³

(1. 中国石油大学 海洋油气装备与安全技术研究中心, 山东 青岛 266580;

2. 北京石油机械厂, 北京 100083; 3. 中海石油有限公司 深圳分公司, 广东 深圳 518067)

摘要:综合考虑钻完井和投产采气过程未固井段套管强度和稳定性问题,提出一种海上油气井油层套管井口装定载荷设计方法,建立多层管柱耦合系统计算力学模型,确定钻完井过程套管轴向载荷计算方法,综合考虑温度场、压力场和压力端部效应给出投产采气后套管轴向载荷计算公式,并以中国南海某气田为例进行油层套管井口装定载荷设计。结果表明:套管强度不是限制海上油气井油层套管井口装定载荷设计的因素,投产采气过程底部油层套管的稳定性是油层套管井口装定载荷设计的重要因素;当设计极值产气量小于特定值时,油层套管井口装定载荷为油层套管未固井段重力,当设计极值产气量大于特定值时,随着设计极值产气量的增大,油层套管井口装定载荷增大,但增大的幅值逐渐减小。

关键词:海上油气井; 装定载荷设计; 油层套管; 产气量; 力学模型

中图分类号:TE 58 **文献标志码:**A

Design of landing load for production casing in offshore oil and gas wells

LIU Xiu-quan¹, CHEN Guo-ming¹, CHEN Chao², CHANG Yuan-jiang¹,

CHEN Li-ming¹, ZHANG Wei-guo³, XIE Hua³

(1. Centre for Offshore Engineering and Safety Technology, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Beijing Petroleum Machinery Company, Beijing 100083, China;

3. Shenzhen Branch of CNOOC Limited Company, Shenzhen 518067, China)

Abstract: A method for determining landing load of production casing in offshore oil and gas wells was proposed with consideration of uncemented casing strength and stability during well drilling and production. A computational mechanics model for multi-string coupled system was established. A method for calculating axial casing load during well drilling and completion was determined. Calculating equations of axial casing load during gas production were deduced with consideration of wellbore temperature, pressure and its end effect. Landing load of production casing in a gas field of the South China Sea was calculated according to the proposed method. The results show that casing strength is not a design factor of landing load of production casing in offshore oil and gas wells. Stability of production casing during gas production is an important factor for design of production casing landing load. Landing load of production casing is equal to the weight of uncemented casing when design extremal gas production is less than specific value. Production casing landing load increases with gas production increasing and the increase extent declines gradually when design extremal gas production is more than specific value.

Key words: offshore oil and gas wells; design of landing load; production casing; gas production; mechanics model

在石油钻井工程中,当完成下套管和固井作业后,需要进行套管井口装定作业,如果井口装定载荷设计不合理会引起井身结构破坏。陆地上常规油气井的套管井口装定载荷即为自由段套管重量,海上

油气井海底与平台井口之间有一段未固井段套管,整个钻完井和投产采气过程中的作业载荷对未固井段套管的工作性能均有影响,需要针对海上油气井未固井段套管强度和稳定性问题进行油层套管井口

装定载荷设计^[1-6]。目前,主要根据现场经验装定油层套管。笔者研究海上油气井未固井段套管受力分析方法,综合考虑钻完井和投产采气过程未固井段套管强度和稳定性问题,提出一种海上油气井油层套管井口装定载荷设计方法,并以中国南海某气田为例进行油层套管井口装定载荷设计。

1 井口装定载荷设计方法

典型的海上油气井井身结构如图1所示。由图1可知,海上油气井的井身结构主要由表层导管、技术套管、油层套管和尾管组成,其中表层导管和尾管不与井口相连接,与油层套管井口装定载荷设计无关,只须考虑技术套管和油层套管进行油层套管井口装定载荷设计。技术套管和油层套管的上部为未固井段,下部通过水泥环与地层固结在一起,整个钻完井和投产采气过程中的井口载荷只对未固井段套管受力有影响,所以只须考虑未固井段套管的强度和稳定性进行油层套管井口装定载荷设计。

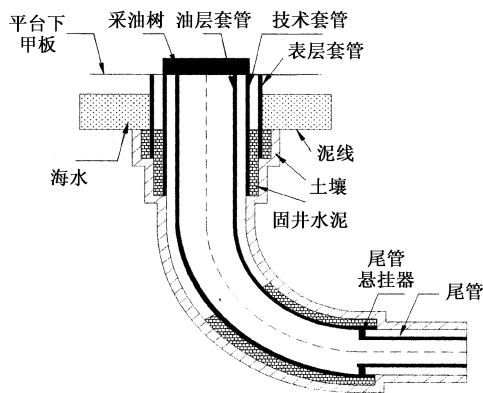


图1 海上油气井井身结构示意图

Fig.1 Well structure diagram of offshore oil and gas wells

技术套管和油层套管未固井段位于井身结构上部,其内外压力较小,且在整个钻完井和投产采气过程中基本不变,不会发生挤毁和破裂失效。而钻完井过程中的安装防喷器(BOP)、套管、油管等作业载荷以及投产采气后的温度场变化均会引起套管轴向载荷发生变化,易引起套管轴向拉载或压载过大,威胁套管结构完整性,需要结合未固井段套管轴向强度和稳定性进行油层套管井口装定载荷设计。

首先,油层套管的井口装定载荷至少要大于油层套管未固井段重力,即

$$F_{\text{landing}} > W_{c2,\text{free}} \quad (1)$$

式中, F_{landing} 为油层套管的井口装定载荷,N; $W_{c2,\text{free}}$ 为油层套管未固井段重力,N。

其次,油层套管的井口装定载荷不能过大,保证

油层套管顶部在整个钻完井和投产采气过程中不会发生抗拉强度失效^[1,7],即

$$\max \left\{ \sum_{n=1}^N \Delta F_{c2,n} \right\} < \frac{\sqrt{T_{c2}^2 - 3\pi^2(p_{tc2,o} - p_{tc2,i})^2 r_{c2,o}^4} - \pi(p_{tc2,o}^2 r_{c2,o}^2 - p_{tc2,i}^2 r_{c2,i}^2)}{S_l}, \quad (2)$$

式中,作业工况1~7分别代表安装技术套管、安装BOP、安装油层套管、安装油管、拆除BOP、安装采油树和投产采气; $\Delta F_{c2,n}$ 为第n个作业工况引起的油层套管头载荷变化量,N; T_{c2} 为油层套管抗拉强度,N; $p_{tc2,i}$ 、 $p_{tc2,o}$ 分别为顶部油层套管内压、外压,Pa; $r_{c2,i}$ 、 $r_{c2,o}$ 分别为油层套管内半径、外半径,m; S_l 为抗拉强度安全系数。

当油层套管井口装定载荷足够大时,还可能引起技术套管受到的压载过大,由于技术套管未固井段的扶正器间距经过钻前设计,在外层隔水导管的保护下不会发生屈曲失效,技术套管底部可能会出现抗压强度失效,即

$$\min \left\{ \sum_{n=1}^N \Delta F_{c1,n} \right\} - W_{c1,\text{free}} > -\frac{\sqrt{T_{c1}^2 - 3\pi^2(p_{bc1,o} - p_{bc1,i})^2 r_{c1,o}^4} - \pi(p_{bc1,o}^2 r_{c1,o}^2 - p_{bc1,i}^2 r_{c1,i}^2)}{S_l}, \quad (3)$$

式中, $\Delta F_{c1,n}$ 为第n个作业工况引起的技术套管头轴向载荷变化量,N; $W_{c1,\text{free}}$ 为技术套管未固井段重力,N; T_{c1} 为技术套管抗拉强度,N; $p_{bc1,i}$ 、 $p_{bc1,o}$ 分别为底部技术套管内压、外压,Pa; $r_{c1,i}$ 、 $r_{c1,o}$ 分别为技术套管内半径、外半径,m。

最后,油层套管的井口装定载荷不能过小,否则会导致油层套管未固井段出现屈曲^[8]。

$$\min \left\{ \sum_{n=1}^N \Delta F_{c2,n} \right\} - W_{c2,\text{free}} > -2 \sqrt{\frac{EI_{c2} q_{c2} \sin \theta}{r_b}} \quad (4)$$

式中, E 为套管弹性模量,Pa; I_{c2} 为油层套管的截面惯性矩,m⁴; q_{c2} 为油层套管单位长度重力,N/m; θ 为井斜角,(°); r_b 为技术套管半径与油层套管半径之差,m。

2 轴向载荷计算方法

2.1 钻井过程

(1) 技术套管安装。下放技术套管并固井后,技术套管保持自由站立状态,此时技术套管头的轴向载荷为0,即

$$\Delta F_{c1,1} = 0. \quad (5)$$

式中, $\Delta F_{c1,1}$ 为安装技术套管后的技术套管头轴向载荷, N。

(2) BOP 安装。安装 BOP 后技术套管头的轴向载荷为

$$\Delta F_{c1,2} = -W_{\text{bop}}. \quad (6)$$

式中, W_{bop} 为 BOP 重力, N。

(3) 油层套管安装。油层套管井口装定载荷由技术套管支撑

$$\Delta F_{c1,3} = -\Delta F_{c2,3} = -F_{\text{landing}}. \quad (7)$$

式中, $\Delta F_{c1,3}$ 和 $\Delta F_{c2,3}$ 分别为装定油层套管时技术套管头和油层套管头的轴向载荷变化量, N。

2.2 完井过程

完井工况主要包括安装油管、拆除 BOP 和安装采油树等, 完井作业之前技术套管和油层套管已组成双层套管耦合系统, 井口载荷由双层套管耦合系统共同承担, 可以把两层套管看作并联的弹簧系统, 双层套管耦合系统的轴向刚度为^[9-10]

$$K_{\text{sys}} = \sum_{i=1}^2 \frac{EA_i}{L_{\text{vertical},i}}. \quad (8)$$

式中, K_{sys} 为双层套管耦合系统轴向刚度, N/m; A_i 为第 i 层套管的截面积, m^2 ; $L_{\text{vertical},i}$ 为第 i 层套管未固井段长度竖直分量, m。

各层套管的轴向载荷变化量为

$$\Delta F_{ci,n} = -\frac{K_i}{K_{\text{sys}}} W_n = -\frac{\frac{EA_i}{L_{\text{vertical},i}}}{\sum_{j=1}^2 \frac{EA_j}{L_{\text{vertical},j}}} W_n, \quad n = 4, 5, 6. \quad (9)$$

式中, $\Delta F_{ci,n}$ 为第 i 层套管在第 n 个作业工况下的轴向载荷变化量, N; n 为 4、5、6 分别代表安装油管、拆除 BOP 和安装采油树作业工况; W_n 为第 n 个作业工况的作业载荷, N。

2.3 投产采气后

(1) 温度场和压力场下。以井口为坐标原点, z 轴沿井眼轨迹方向, 则井筒温度场作用下各层套管轴向变形为

$$\Delta l_{t,i} = \int_0^{L_i} \alpha \Delta T_i(z) dz. \quad (10)$$

式中, $\Delta l_{t,i}$ 为第 i 层套管在温度场下的轴向变形, m; L_i 为第 i 层套管的未固井段长度, m; α 为套管线热膨胀系数, $^{\circ}\text{C}^{-1}$; $\Delta T_i(z)$ 为投产采气前后第 i 层套管 z 处的温度变化值, $^{\circ}\text{C}$ 。

井筒压力场作用下各层套管的轴向变形为

$$\Delta l_{p,i} = \int_0^{L_i} 2\mu \frac{D_i^2 \Delta p_{ci,o}(z) - d_i^2 \Delta p_{ci,i}(z)}{E(D_i^2 - d_i^2)} dz. \quad (11)$$

式中, $\Delta l_{p,i}$ 为第 i 层套管在压力场下的轴向变形, m; μ 为套管的泊松比; d_i 、 D_i 分别为第 i 层套管内径、外径, m; $\Delta p_{ci,o}(z)$ 、 $\Delta p_{ci,i}(z)$ 分别为投产采气前后第 i 层套管 z 处的内部压力变化量和外部压力变化量, Pa。

由于套管轴向变形对井口产生的轴向载荷为

$$F_{\text{tp}} = \sum_{i=1}^2 EA_i \frac{\Delta l_{t,i} + \Delta l_{p,i}}{L_{\text{vertical},i}} = \sum_{i=1}^2 EA_i \frac{\int_0^{L_i} \left[\alpha t_i(z) + 2\mu \frac{D_i^2 \Delta p_{ci,o}(z) - d_i^2 \Delta p_{ci,i}(z)}{E(D_i^2 - d_i^2)} \right] dz}{L_{\text{vertical},i}}. \quad (12)$$

式中, F_{tp} 为温度场和压力场下井口轴向载荷, N。

(2) 端部效应下。油压和套压端部效应下的井口轴向载荷为

$$F_{\text{end}} = \pi r_{\text{tube}}^2 p_{\text{tube}} + \pi (r_{c2,i}^2 - R_{\text{tube}}^2) p_{c2}. \quad (13)$$

式中, r_{tube} 、 R_{tube} 分别为油管内半径和外半径, m; p_{tube} 、 p_{c2} 分别为投产采气后的油压和套压, Pa。

(3) 投产采气后。根据温度场、压力场、套压和油压下的井口轴向载荷计算结果可得出井口升高值^[11]

$$\Delta z_{\text{growth}} = \frac{F_{\text{tp}} + F_{\text{end}}}{K_{\text{sys}}}. \quad (14)$$

式中, Δz_{growth} 为井口升高值, m。

投产采气后的各层套管头轴向载荷变化量为

$$\Delta F_{ci,7} = K_i (\Delta z_{\text{growth}} - \Delta l_{t,i} - \Delta l_{p,i}) = \frac{EA_i}{L_{\text{vertical},i}} (\Delta z_{\text{growth}} - \Delta l_{t,i} - \Delta l_{p,i}). \quad (15)$$

式中, $\Delta F_{ci,7}$ 为投产采气前后第 i 层套管的轴向载荷变化量, N。

3 实例分析

3.1 设计参数

以中国南海某气田 A01 井为例进行油层套管井口装定载荷设计, 目标井所在海域水深为 198.02 m, 该井的井深为 4 470 m, 技术套管的材料为 N80, 许用应力为 552 MPa, 外径为 0.34 m, 壁厚为 0.012 m, 线重为 986 N/m, 未固井段套管长度和竖直分量均为 253.86 m; 油层套管的材料为 L80, 许用应力为 552 MPa, 外径为 0.2444 m, 壁厚为 0.012 m, 线重为 681 N/m, 未固井段套管长度和竖直分量分别为 1 020 m 和 935 m。

钻完井和投产采气过程中防喷器的质量为 50 t, 油管下放质量为 38.6 t, 采油树质量为 6.6 t; 投产

采气后预测井口油压为 20 MPa,套压为 0,井底压力为 28 MPa,设计产气量为 $6 \times 10^5 \text{ m}^3/\text{d}$,相应的技术套管和油层套管未固井段的温度场如图 2 所示。

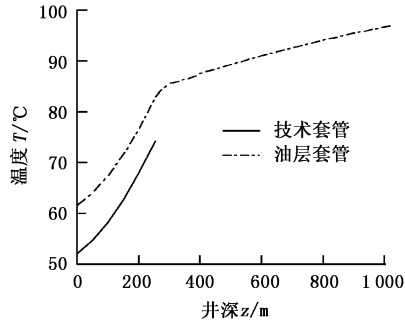


图 2 技术套管和油层套管未固井段温度场
Fig.2 Temperature field of uncemented intermediate casing and production casing

3.2 套管头轴向载荷计算

假定油层套管井口初始装定载荷为油层套管未固井段重力,根据本文提出的套管轴向载荷计算方法进行技术套管头和油层套管头的轴向载荷计算,如图 3 所示。

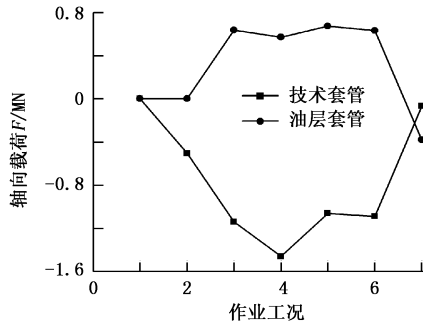


图 3 整个作业过程套管头轴向载荷
Fig.3 Axial load of casing head throughout operation

由图 3 可知,技术套管头在整个钻完井和投产采气过程均受到压载,油层套管头在钻完井过程受到拉载,投产采气后受到压载。钻完井过程套管头轴向载荷变化规律直接受到作业载荷的影响,由于技术套管轴向刚度较大,钻完井过程技术套管的套管头轴向载荷变化较大;投产采气后,油层套管和技术套管受热膨胀并引起井口采油树升高,油层套管温度升高值大于技术套管的温度升高值(图 2),即技术套管阻碍油层套管伸长,投产采气过程油层套管的轴向载荷变化量为负值,技术套管的轴向载荷变化量为正值。

3.3 油层套管装定载荷设计

根据油层套管井口装定载荷设计方法可知,油层套管井口装定载荷最大值受到油层套管的抗拉强度和技术套管的抗压强度限制,根据本文的计算参

数可得出,油层套管的抗拉强度极限对应的油层套管最大装定载荷为 2.7 MN,技术套管对应的最大井口装定载荷为 2.45 MN,油层套管和技术套管抗拉强度和抗压强度对应的最大井口装定载荷均远大于油层套管自由段重量(0.63 MN),所以不会因装定载荷较大导致套管强度失效。

油层套管井口装定载荷最小值要保证油层套管在钻完井和投产采气过程中不会发生屈曲,根据图 3 的计算结果可知,投产采气后油层套管头受到 0.38 MN 的压载,由于油层套管未固井段较长,油层套管未固井段底部的压载为 1.01 MN,大于相应的临界屈曲压载(0.81 MN),即安装油层套管时需过提一定的载荷防止油层套管发生屈曲。图 4 给出不同过提力下的油层套管头受力分析结果,由计算结果可知,需要过提 0.2 MN 才能保证油层套管在整个钻完井和投产采气过程不会发生稳定性失效,即油层套管的井口装定载荷应该为 0.83 MN。

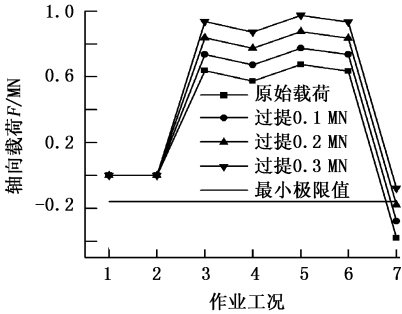


图 4 不同井口装定载荷下的油层套管头轴向载荷
Fig.4 Axial load of production casing head under different landing load

提出的海上油气井油层套管井口装定载荷设计方法适用于直井、定向井和水平井。以该气田其余 6 口井为例进行油层套管井口装定载荷设计,设计结果见表 1。

表 1 海上油气井油层套管井口装定载荷设计结果
Table 1 Landing load of production casing in offshore oil and gas wells

井名	油层套管未固井段重力 $W_{c2, free}/\text{MN}$	井口装定载荷设计因素	井口装定载荷 $F_{\text{landing}}/\text{MN}$
A02	0.62	油层套管屈曲	0.82
A03	0.73	油层套管屈曲	1.0
A04	0.85	油层套管屈曲	1.28
A05	0.88	油层套管屈曲	1.33
A06	0.86	油层套管屈曲	1.15
A07	0.85	油层套管屈曲	1.14

由表 1 可知,投产采气过程底部油层套管的稳定性是油层套管井口装定载荷设计的重要因素,进行油层套管井口装定时,井口装定载荷保证提起油

层套管未固井段重量的基础上再施加一定的过提力,以防止投产采气后油层套管底部发生屈曲。

3.4 极值产气量对油层套管井口装定载荷的影响

以 A01 井为例进行不同极值产气量下的油层套管井口装定载荷设计,计算结果如图 5 所示。

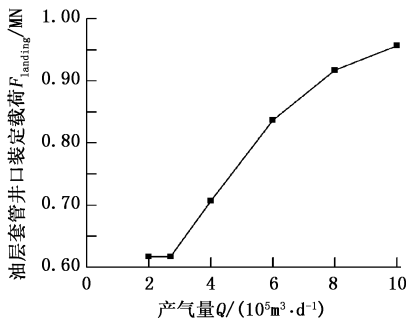


图 5 不同产气量下的油层套管装定载荷设计结果

Fig. 5 Landing load of production casing under different gas production

由图 5 可知,当设计极值产量小于特定值时,油层套管井口装定载荷即为油层套管未固井段重力,当设计极值产量大于特定值时,随着设计极值产气量的增大,油层套管井口装定载荷增大,但增大的幅值逐渐减小。主要由于采气量的增大,井筒温度场增大,投产采气后油层套管受到压载增大,需要更大的过提力克服压载,从而导致油层套管的井口装定载荷增大。

4 结 论

(1) 油层套管和技术套管抗拉强度和抗压强度对应的最大井口装定载荷均远大于油层套管自由段重量,不会因装定载荷较大导致套管强度失效;投产采气过程油层套管底部的稳定性是油层套管井口装定载荷设计的重要因素。

(2) 当设计极值产量小于特定值时,油层套管井口装定载荷为油层套管未固井段重力,当设计极值产量大于特定值时,随着设计极值产气量的增大油层套管井口装定载荷增大,但增大的幅值逐渐减小。

(3) 新轴向载荷计算模型更接近工程实际,现场使用取得了很好的效果。

参考文献:

[1] 杜春常,郭小阳,刘崇建. SY/T 5322-2000 套管柱强度设计方法[S]. 北京: 国家石油和化学工业局, 2000.

[2] 徐惠峰,熊歧. SY/T 5731-1995 套管柱井口悬挂载荷计算方法[S]. 北京: 中国石油天然气总公司, 1995.

[3] 曹传文. 关于套管柱井口装定问题的再认识[J]. 石油钻采工艺, 2011,33(6):114-118.

CAO Chuan-wen. Recognition of wellhead setting issue for casing string[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011,33(6):114-118.

[4] OBRIEN T B. Hang casing right and reduce failures: Society of Petroleum Engineering[C]. Houston, 1987.

[5] ARPASHI M. New approach to casing-landing practice based on results of oil filed measurement: Society of Petroleum Engineering[C]. Houston, 1982.

[6] MAHARAJ G. Thermal well casing failure analysis: Society of Petroleum Engineering[C]. Houston, 1996.

[7] 韩志勇. 关于“套管柱三轴抗拉强度公式”的讨论[J]. 中国石油大学学报:自然科学版, 2011,35(4): 77-80.

HAN Zhi-yong. Discussing on formula of tri-axial tension strength of casing string[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2011,35(4): 77-80.

[8] 李子丰. 油气井杆管柱力学与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008: 31-35.

[9] MCSPADDEN A R, GLOVER S. Analysis of complex wellhead load events for conductor and surface casing strings: Society of Petroleum Engineering[C]. Houston, 2009.

[10] MCCABE A C. Well vertical movement on platform wells: Society of Petroleum Engineering[C]. Houston, 1989.

[11] AASEN J A, AADBOY B S. Multistring analysis of wellhead movement[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2009,66(3):111-116.

(编辑 沈玉英)