

深水高温高压井管柱固定型封隔器失封及控制

管志川, 李 成, 许玉强, 胜亚楠, 张 波, 闫 炎, 马贤明

(中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580)

摘要:为保证高温高压条件下深水油气井固定型封隔器的坐封效果,基于深水高温高压井完井测试开井后松弛力、活塞效应、螺旋弯曲效应、鼓胀效应和温度效应对管柱的影响,建立管柱固定型封隔器失封判断方法,并研究相关因素的影响规律。利用改进的正交试验,对产量、坐封深度、松弛力、管柱热阻和环空液体性质等可控因素的敏感性及可行性进行研究。结果表明:封隔器在高温高压条件下存在较高的失封风险;不同可控因素对失封风险的控制效果不同,其中环空液体性质、产量、松弛力和坐封深度的控制效果依次递减;综合考虑措施可行性,应优化环空液体性质、坐封深度和松弛力,必要时采用隔热管等技术,并对产量进行调节,保证坐封效果。

关键词:封隔器; 完井测试; 深水井; 高温高压; 正交试验; 敏感性分析

中图分类号:TE 21 **文献标志码:**A

引用格式:管志川,李成,许玉强,等.深水高温高压井管柱固定型封隔器失封及控制[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(3):65-72.

GUAN Zhichuan, LI Cheng, XU Yuqiang, et al. Failure and control of fixed down-hole packer in deepwater HPHT wells [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(3): 65-72.

Failure and control of fixed down-hole packer in deepwater HPHT wells

GUAN Zhichuan, LI Cheng, XU Yuqiang, SHENG Yanan, ZHANG Bo, YAN Yan, MA Xianming

(School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China)

Abstract: In order to ensure the sealing effect of the fixed down-hole packer in deepwater oil and gas wells under high pressure and high temperature (HPHT) conditions, a method for assessing the failure of the packer was established, considering the effects of slack force, string movement, helical buckling effect, expansion of the string after well opening during well completion testing, and the relevant influencing factors were investigated. The sensitivity and feasibility of controllable factors were evaluated via improved orthogonal experiments, including production rate, the setting depth of the packer, the slack force, the thermal resistance of the string and the annular fluid properties. The results show that, the fixed packer has a high risk of sealing failure under HPHT condition, and the influence of the controllable factors can be ranked in the following order: the annular fluid properties, the production rate, the slack force and the setting depth. Taking a comprehensive consideration of the feasibility for measures to prevent packer failure, the annular liquid properties, the setting depth and slack force should be optimized to reduce the risk of the packer failure. If necessary, a thermal insulation tubing can be adopted, and the production rate can be adjusted to ensure the sealing effect.

Keywords: down-hole packer; well completion testing; deepwater well; high pressure and high temperature; orthogonal experiments; sensitivity analysis

收稿日期:2018-06-20

基金项目:国家自然科学基金项目(51574275);“十三五”中国海洋石油总公司科技重大项目(CNOOC-KJ 135 ZDXM 24 LTD ZJ 01);国家重点研发计划项目(2017YFC0804507)

作者简介:管志川(1959-),男,教授,博士,博士生导师,国家“万人计划”教学名师,研究方向为井下系统、信息与控制。E-mail:guanzhch@upc.edu.cn。

通信作者:李成(1991-),男,博士研究生,研究方向为井下力学、信息与控制。E-mail:lijiawei6709@163.com。

深水高温高压完井测试开井后,井筒温度和压力场^[1-6]变化大,在考虑管柱受力变形的影响下,封隔器失封^[7-15]风险较高,尤其是管柱固定型封隔器^[16-17]失封风险更高。目前国内外的封隔器失封研究大都针对胶筒密封性^[18-19],范围局限在材料可靠性和胶筒受力变形的分析上,与井筒温度和压力场及测试管柱等影响相结合的研究较少,且未对失封控制进行研究。笔者以深水高温高压完井测试为研究背景,针对管柱固定型封隔器建立失封判断方法;对正交试验进行改进,计算各失封可控因素的敏感性,其中改进的正交试验可以弥补传统正交试验中极差计算方法受极值影响大的不足,并结合可行性对失封控制措施进行研究,以期对实际作业提供理论指导。

1 管柱固定型封隔器失封判断方法的建立

1.1 封隔器失封的判定

封隔器坐封后所能承受的最大上下端压力差称为工作压力,当上端压力大于下端压力时,称为上工作压力 Δp_1 ,反之称为下工作压力 Δp_2 。因此,测试开井后封隔器不发生失封的必要条件即所承受的压

差 Δp 需要保持在工作压力范围之内,

$$|\Delta p_{(T,p,Z_p)}| \leq \Delta p_1 \text{ 且 } |\Delta p_{(T,p,Z_p)}| \leq \Delta p_2. \quad (1)$$

式中, Z_p 为封隔器深度,m; T 为温度,℃; p 为压力,Pa。

图1为井身结构和封隔器受力示意图。图1左图为一深水高温高压井完井测试作业时的井身结构,图1右图为封隔器部分的受力情况。深水高温高压完井测试开井后,封隔器上表面受密闭环空施加的一个向下的压力 p_u ,下表面受下环空施加的一个向上的压力 p_d ,同时,随着高温高压地层流体向上流动,封隔器管柱受温度和压力影响对封隔器施加一个轴向力 F_a ,其方向需要根据实际情况判断。

假设在测试开井前,封隔器已坐封且测试管柱未发生弯曲。以井口为原点,沿井筒垂直向下为正方向, F_a 换算成施加在封隔器上表面的力 p_a ,则封隔器受力^[20-21]计算式为

$$\Delta p_{(T,p,Z_p)} = p_{u(T,p,Z_p)} + p_{d(T,p,Z_p)} + p_{a(T,p,Z_p)}. \quad (2)$$

基于能量守恒定律和多层圆筒壁传热原理建立半稳态井筒温度和压力场计算 p_u 和 p_d ^[22-25],而 p_a 的计算需要考虑测试管柱在井筒温度压力的影响下受松弛力、活塞效应、鼓胀效应、温度效应和螺旋弯曲效应等因素的影响。

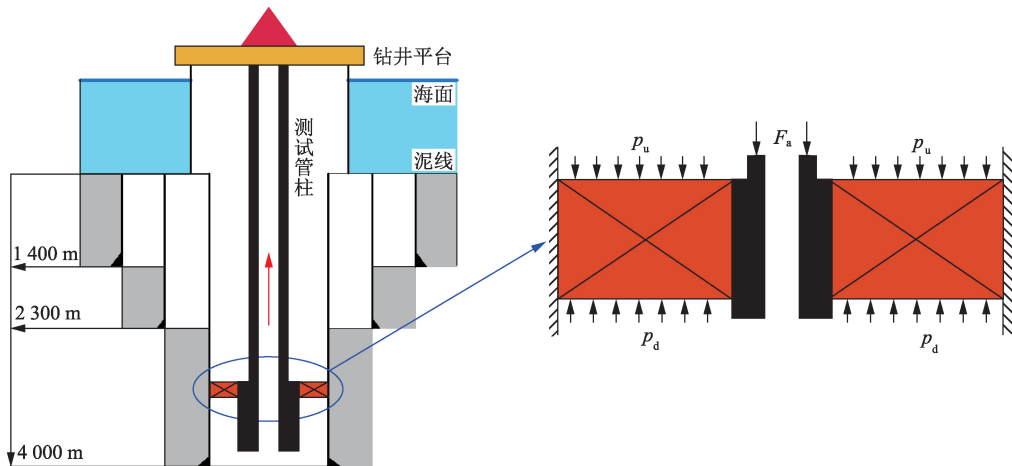


图1 井身结构和封隔器受力示意图

Fig. 1 Deepwater wellbore structure and force diagram on packer

1.2 管柱变形和受力分析

管柱固定型封隔器是将测试管柱在封隔器处固定,使其在该处不能上下移动,例如 RTTS 型封隔器,这就导致管柱本应该发生的轴向伸缩转变成轴向力施加在封隔器上^[17]。

(1) 松弛力的影响。坐封后管柱的一部分重力施加在封隔器上,这部分重力称为松弛力 F_s 。然而一些研究^[26]中将松弛力设置为整条管柱的重力,并称之为自重效应,这是不准确的。松弛力是指重表

下降的载荷,数值上等于部分管柱重力,而不是整条管柱的重力。

(2) 活塞效应的影响^[27]。活塞效应的实质是液压力对整条管柱的作用,当温度、压力变化后,活塞力的变化值为

$$\Delta F_{l(T,p)} = (A_p - A_{wo}) \Delta \bar{p}_{o(T,p)} - (A_p - A_{wi}) \Delta \bar{p}_{i(T,p)}. \quad (3)$$

式中, A_{wi} 和 A_{wo} 为测试管柱内、外截面积, m^2 ; A_p 为封隔器密封腔截面积, m^2 ; $\Delta \bar{p}_o$ 和 $\Delta \bar{p}_i$ 分别为环空和管内平均压力变化,Pa。

松弛力和活塞效应是测试管柱坐封后就存在的力,而下面 3 种效应是开井后随着温度和压力的变化,由于自身形变被阻止而产生的。

(3)鼓胀效应的影响^[26]。鼓胀效应发生在整条管柱上,应用管内和环空的平均压力进行计算,则管柱的长度变化为

$$\Delta L_{e(T,p)} = -\frac{\mu}{E} \frac{\bar{p}_o(T,p) A_{wo} - \bar{p}_i(T,p) A_{wi}}{A_w} L. \tag{4}$$

式中, μ 为材料泊松比; E 为测试管柱弹性模量,Pa; $\bar{p}_o$ 和 $\bar{p}_i$ 分别为环空和管内平均压力,Pa; A_w 为测试管柱截面积, m^2 ; L 为封隔器以上测试管柱长度,m。

(4)温度效应的影响^[28]。测试管柱受温度影响产生的变化非常显著,尤其是在高温高压井中,温度压力变化大导致这种影响更为重要。将管柱按照温度场计算进行同步离散,每一微元上管柱的伸长量为

$$\Delta L_{t(T,p,Z)} = \beta_t \Delta T_{w(T,p,Z)} dL. \tag{5}$$

式中, β_t 为管柱热膨胀系数, $^{\circ}C^{-1}$; dL 为管柱微元长度,m; ΔT_w 为该微元上温度增量, $^{\circ}C$ 。

(5)螺旋弯曲效应的影响^[8-11]。设封隔器与管柱交界面受一个虚力 F_f 影响,包括该处管柱受封隔器作用力 F_p 和内外压力,方向向上为正。 $F_f > 0$

时,管柱发生螺旋弯曲,且中性点在管柱上时,部分管柱发生弯曲,不在时整条管柱均弯曲,管柱轴向长度变化量计算式为

$$F_{f(T,p,Z_p)} = F_{p(T,p,Z_p)} + [p_i(T,p,Z_p) - p_o(T,p,Z_p)] A_p, \tag{6}$$
$$\Delta L_{b(T,p)} = \begin{cases} -\frac{r^2 F_{f(T,p,Z_p)}^2}{8EIW}, & \text{中性点在管柱上;} \\ -\frac{r^2 F_{f(T,p,Z_p)}^2}{8EIW} \frac{LW}{F_{f(T,p,Z_p)}} \left(2 - \frac{LW}{F_{f(T,p,Z_p)}}\right), & \text{中性点} \\ & \text{不在管柱上.} \end{cases} \tag{7}$$

其中

$$I = \pi (d_{wo}^4 - d_{wi}^4) / 64.$$

式中, r 为油套间距,m; W 为测试管柱线浮力,N/m; I 为测试管柱横截面积对其直径的惯性矩; d_{wo} 和 d_{wi} 分别为测试管柱的外径和内径。

计算长度变化值后,应用弹性力学原理^[29]计算测试管柱产生的力,即

$$F_{a(T,p,Z_p)} = \frac{EA_w}{L} dL_{(T,p,Z)} + \Delta F_{l(T,p)} + F_s. \tag{8}$$

1.3 失封判断方法

封隔器失封判断方法如图 2 所示。

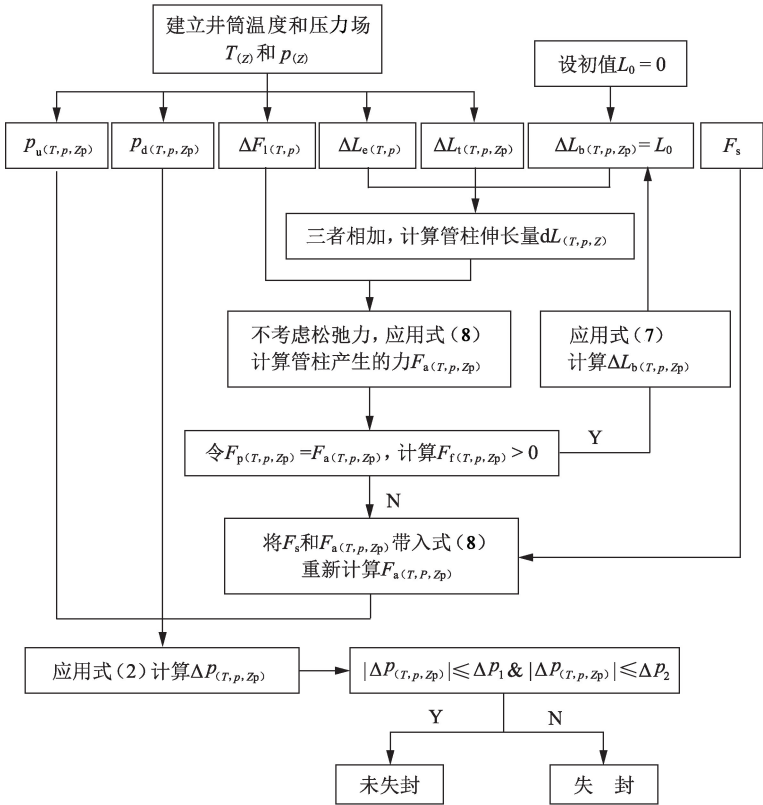


图 2 封隔器失封判断方法

Fig. 2 Judgement method of packer seal loss

由式(1)、(2)可知,若要判断封隔器是否失封,需要计算出封隔器承受的压差 Δp ,判断其是否处于

工作压力范围之内。由式(2)可知, Δp 包括 p_u 、 p_d 和 p_a 。计算井筒温度和压力的分布情况可以直接求得 p_u 和 p_d , 而 p_a 可由式(8)计算出测试管柱产生的力 F_a 并结合封隔器表面积求得。在计算 F_a 时, 需要首先计算出管柱在鼓胀效应、温度效应和螺旋弯曲效应影响下产生的长度变化值, 再结合活塞效应产生的力 ΔF_l 以及松弛力 F_s , 应用式(8)即可求得。

需要注意的是, 螺旋弯曲效应产生的长度变化 ΔL_b 是活塞效应、鼓胀效应和温度效应引起的结果, 因此需要判断螺旋弯曲是否发生。首先不考虑螺旋弯曲, 使 $\Delta L_{b(T,p,Z_p)} = 0$, 在不考虑 F_s 的情况下应用式(8)计算出轴向力 F_a , 然后使 $F_p = F_a$ 并由式(6)计算 F_l 判断管柱是否发生螺旋弯曲, 如果弯曲则由式(7)计算 ΔL_b 并重新代入式(8), 计算得出 F_a 。

2 封隔器失封因素

南中国海莺琼盆地某深水高温高压井进行完井测试, 井身结构如图1所示。海面温度 25 °C, 水深 1 500 m, 表层套管直径 508.0 mm; 技术套管直径 346.1 mm; 油层套管直径 245.0 mm, 油管直径 89.0 mm, 封隔器坐封在 3 700 m 处, 产量 500 m³/d。井底地层压力 80 MPa, 井底地层温度 176 °C, 地层导热系数 1.92 W/(m·°C), 地温梯度 0.043 °C/m, 环空液体导热系数 0.86 W/(m·°C), 产出液比热容 3 000 J/(kg·°C), 环空液体膨胀系数 0.000 7 °C⁻¹, 环空液体压缩系数 0.000 483 MPa⁻¹, 套管导热系数 50.50 W/(m·°C), 套管泊松比 0.3, 套管弹性模量 210 GPa, 水泥环导热系数 0.95 W/(m·°C), 松弛力 90 kN, 套管线性膨胀系数 1.82×10⁻⁵ °C⁻¹, 封隔器上工作压力 28 MPa, 封隔器下工作压力 17 MPa。

2.1 温度和压力的影响

开井稳定后, 计算出封隔器受到向下的压差为 22.1 MPa, 处于安全范围之内, 因此封隔器不发生失封。当深水高温高压井测试开井后达到稳定时, 井筒温度改变幅度达到最大, 如图3所示, 尤其是井口处温度增加 120 °C。温度增值达到最大使井筒内压力改变量和管柱受力变形也达到最大, 此时封隔器最容易失封。

储层高温高压对封隔器影响非常大。当储层高温时, 产液温度也高, 一方面径向传热量增加使密闭环空温度升高压力增大, 导致对封隔器压力增大; 另一方面, 温度升高使封隔器管柱变形量增大, 导致管柱对封隔器的力也增大。当储层高压时, 一方面对封隔器下表面的压力增加, 另一方面使封隔器管柱

内压升高, 加大管柱变形量。选用地温梯度和井底地层压力量化储层温度和压力状况, 如图4所示。温度升高使封隔器压差向下逐渐增大, 而压力升高使其反向增加。

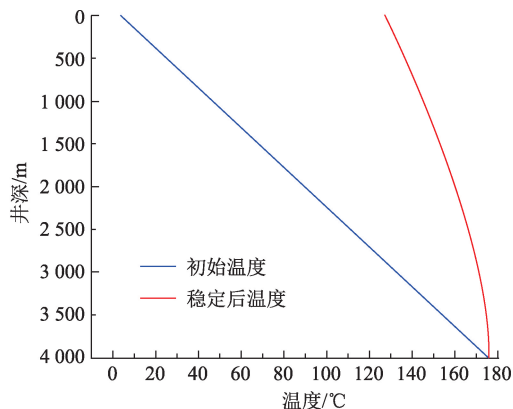


图3 井筒温度分布

Fig. 3 Wellbore temperature distribution

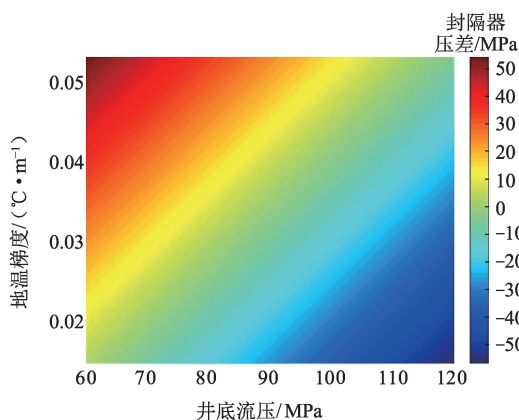


图4 储层温度和压力对封隔器压差的影响

Fig. 4 Effect of reservoir temperature and pressure on differential pressure of packer

2.2 可控因素的影响

可控因素对封隔器压差的影响如图5所示。

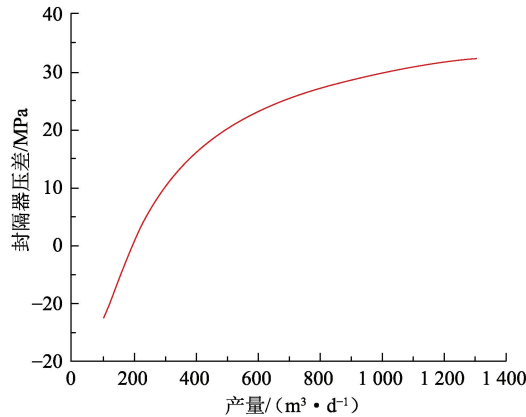
(1) 产量的影响。由图5(a)可知, 当产量从 100 m³/d 提高到 1 300 m³/d 时, 封隔器从承受向上的压差变化到承受向下的压差, 变化值超过 40 MPa, 对于实例井, 已超过工作压力导致失封。产生该现象的原因是产量增大, 井筒传热加快, 一方面导致环空压力升高, 对封隔器压力增大, 另一方面使管柱变形增大, 产生更大的轴向力。因此在开井测试时须合理安排工作制度, 以使测试工作顺利进行。

(2) 坐封深度的影响。由如图5(b)可知, 随着坐封深度的增加, 封隔器承受向下的压差增大, 这很大程度上是因为密闭油-套环空体积增大, 所产生的液柱压力升高。当深度增加 700 m, 压差增量不到 2.6 MPa, 由此可见, 坐封深度的变化几乎不会引

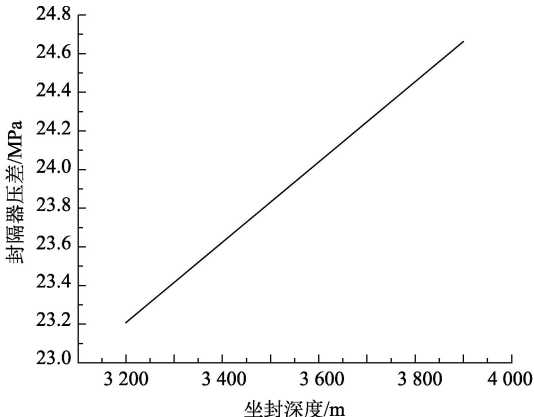
起其他对压差有影响的因素的较大变化。相比于产液速率,封隔器坐封深度对其所承受压差的影响较小。

(3) 松弛力的影响。由图 5(c)可知,当松弛力从

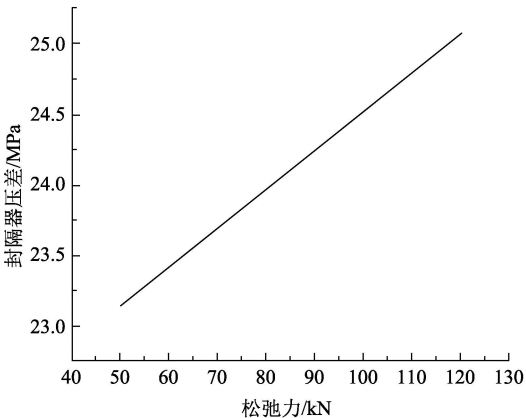
50 kN 增加到 120 kN 时,封隔器承受的向下的压差从 20.7 MPa 增加至 22.6 MPa,即松弛力是部分管柱重力,直接对封隔器产生一个向下的作用力,而没有对其他因素产生影响。



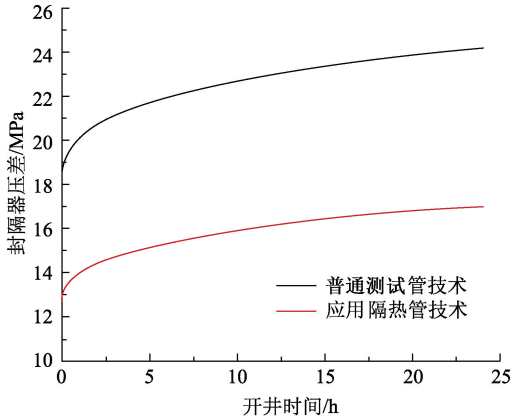
(a) 产量



(b) 坐封深度



(c) 松弛力



(d) 隔热管技术

图 5 可控因素对封隔器压差的影响

Fig. 5 Effect of controllable factors on differential pressure of packer

(4) 测试管柱热阻的影响^[30]。在深水高温高压井完井测试开井过程中,产液携带的热量会向周围扩散,重构井筒温度场,尤其对密闭环空压力产生非常大的影响。如果在传热过程中增大管柱热阻,则周围环境受到的影响会大大降低。目前直接改变管柱热阻的工程可行性较低,现场大多在管壁上覆盖高热阻的物质来达到目的,受到较多关注的是隔热油管技术。由图 5(d)可知,应用隔热管技术的测试管柱与普通测试管柱相比,封隔器压差降低 5.7 ~ 7.2 MPa,且压差能够更早达到平衡。

(5) 密闭环空液体性质的影响如图 6(a)所示。当导热系数从 0.1 变化到 1.2 时,封隔器压差增加了 4.2 MPa。这是因为导热系数决定了环空流体传热能力,系数越大,流体导热性能越好,同样条件下温度升高值更大,导致压力的增加值也更高。由图 6(b)、(c)可以看出,随着环空液体等压膨胀系数和

等温压缩系数参数增大,封隔器受到的向下的压差逐渐减小,且达到一定值后压差方向会发生变化。

3 封隔器失封可控因素敏感性分析与控制

3.1 封隔器失封可控因素敏感性

首先对正交试验结果的极差计算方法进行改进,使之能够更加全面地描述各因素的影响状况,并基于改进的正交试验对各可控因素进行敏感性分析。由于管柱热阻在工程上很难进行调整,只能采用隔热管技术等方法来进行,因此本节不对该因素进行分析。在不考虑各因素相互作用的影响下,采用 6 因素 5 水平进行 25 次试验($L_{25}(5^6)$),各因素水平在表 1 中列出。

设 $E_{m,n}$ 为第 m 个因素 n 水平对应的指标平均值, A_m 表示因素 m 的极差。如果按照传统正交试验

用两个极值的差值表示极差,易使极差受到极端结果较大的影响,因此对极差做出如式(10)的调整,结果如表2所示。计算结果与传统方法的结果进行对比,

$$A_m = \frac{[\max(S_m) - \min(S_m)] + [\max(S_m^*) - \min(S_m^*)]}{2}$$

(9)

式中, S_m 为因素 m 所有指标平均值的集合; S_m^* 为 S_m 去掉两个极值之后的集合。

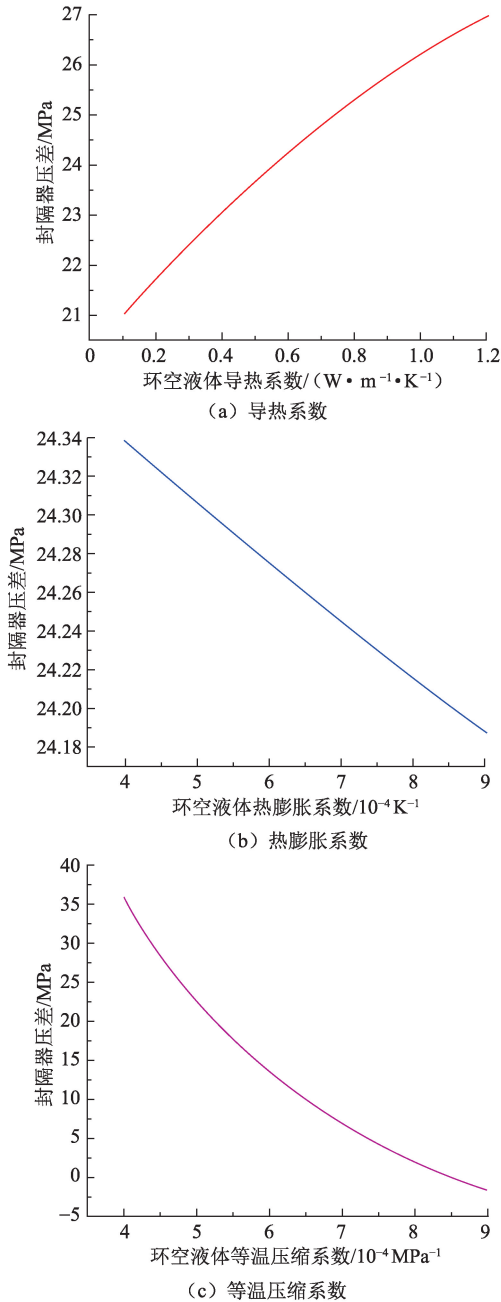


图6 密闭环空液体性质对封隔器压差的影响

Fig.6 Effect of sealed annulus liquid properties on differential pressure of packer

表1 因素水平

Table 1 Factors levels

水平	产液速率/ (m ³ · d ⁻¹)	坐封 深度/ m	松弛 力/ kN	环空液体 导热率/ (W·m ⁻¹ · K ⁻¹)	环空液体 热膨胀 系数/ 10 ⁻⁴ K ⁻¹	环空液体 等温压缩 系数/ 10 ⁻⁴ MPa ⁻¹
1	100	3 200	55	0.1	4	4
2	400	3 380	70	0.4	5	5
3	700	3 560	85	0.7	6	6
4	1 000	3 740	100	1.0	7	7
5	1 300	3 920	115	1.3	8	8

表2 指标平均值和极差

Table 2 Average indexes and ranges

序号	因素名称					
	产液 速率	坐封 深度	松弛力	导热率	热膨胀 系数	等温压 缩系数
$E_{m,1}$	12.6	21.3	21.4	18.3	21.0	42.3
$E_{m,2}$	18.8	20.6	20.8	19.5	21.6	26.8
$E_{m,3}$	22.2	19.3	19.2	21.3	22.3	18.5
$E_{m,4}$	24.4	21.8	20.8	21.8	20.2	10.6
$E_{m,5}$	26.2	21.2	22.0	23.4	19.1	5.9
A	9.6	1.6	1.7	3.7	2.3	26.3

传统方法计算的产液速率、坐封深度、松弛力、环空液体导热率、环空液体等压膨胀系数、环空液体等温压缩系数的极差值分别为13.6、2.5、2.8、5.1、3.2、36.4,对比表2的计算结果可知,改进后计算的极差整体要平缓很多,这就是减弱极值影响并增加其他值影响的结果。各因素对封隔器压差影响由高到低为环空液体等温压缩系数、产液速率、环空液体导热系数、环空液体热膨胀系数、松弛力、坐封深度。

3.2 封隔器失封控制

各可控因素的调控效果对工程实际中防止封隔器失封起到至关重要的作用,然而在工程实际中不仅考虑控制效果,也要考虑工程可行性。

(1)工程实际中,加入可溶性盐及脂类和醇类物质可以降低液体的导热系数,加入膨润土浆和重晶石可以提高导热系数;加入氮气或可压缩性玻璃微球^[21]及抑制剂等材料可以调节环空液体压缩膨胀性。但深水井中受海水段液柱压力的影响,调控效果会有所降低。另外,密闭环空液体的性质大都在测试前进行调节,很难在测试过程中进行实时控制。

(2)降低产量可以有效降低封隔器失封风险,且作业时可以实时进行调控,然而深水勘探开发依赖于高产量收回成本,因此虽然技术方面可行性较高,但经济效益方面可行性不佳。

(3)隔热管技术对封隔器失封控制有较好的效果,但与调节密闭环空流体性质一样,需要在下测试

管柱时必须施行,作业中无法对其调控,且该技术费用较高。

(4)调节松弛力对封隔器承受压差的影响较低,且测试开井后无法调节,这项操作没有资金需求,因此从经济方面看其可行性较好。

(5)在所分析的几项因素中,调节坐封深度所产生的影响最小,另外,坐封深度是在完井测试开始前设计阶段就已经确定,只能在设计的时候进行调节,在作业中无法对其进行改变。调节坐封深度与调节松弛力一样,没有任何资金需求,因此其经济方面可行性较好。

4 结 论

(1)在考虑松弛力、活塞效应、螺旋弯曲效应、鼓胀效应和温度效应对管柱影响的基础上,结合深水高温高压井筒温度和压力场的影响,建立完井测试开井后管柱固定型封隔器失封判断方法。

(2)高温高压是不可控因素,对封隔器失封具有非常大的影响,但可以经过测试前的正确设计,使封隔器处于力平衡状态。

(3)应用正交试验对可控因素的敏感性进行计算和排序,结果从高到低依次是环空液体等温压缩系数、产量、环空液体导热系数、环空液体热膨胀系数、松弛力、坐封深度。

(4)实际作业中应设计好坐封深度,并注重环空液体性质的设计与控制,资金允许时应用隔热管等技术控制径向传热。调节好松弛力后开井测试,在保证经济效益的同时,可以在一定范围内调节产量,保证封隔器正常作业。

参考文献:

- [1] 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 Airong, ZHANG Fuxiang, et al. Comprehensive study on testing oil completion for HPHT deep well [J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 140-142.
- [2] 王建军,杨尚谕,薛承文,等. 稠油热采井套管柱应变设计方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2017,41(1):150-155.
WANG Jianjun, YANG Shangyu, XUE Chengwen, et al. Strain design method for casing strings in heavy oil thermal recovery well[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2017, 41(1): 150-155.
- [3] LEHR D J, COLLINS S D. The HPHT completion landscape-yesterday, today, and tomorrow [R]. SPE 170919, 2014.
- [4] 金业权,李成,吴谦. 深水钻井井涌余量计算方法及压井方法选择[J]. 天然气工业,2016,36(7):68-73.
JIN Yequan, LI Cheng, WU Qian. Methodology for kick tolerance calculation and well killing in deepwater drilling [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(7): 68-73.
- [5] 李成,吴谦,苑晓荣. 基于事件树的深水钻井呼吸效应识别研究[J]. 石油工业技术监督,2016,32(7):60-62.
LI Cheng, WU Qian, YUAN Xiaorong. Identification and study of borehole ballooning during deepwater drilling operation based on event tree analysis [J]. Technology Supervision in Petroleum Industry, 2016, 32(7): 60-62.
- [6] 金业权,李成,吴谦. 深水钻井密度井涌余量计算及应用[J]. 钻采工艺,2016,39(2):23-26.
JIN Yequan, LI Cheng, WU Qian. Calculation and application of density kick tolerance for deepwater drilling [J]. Drilling & Production Technology, 2016, 39(2): 23-26.
- [7] 黄根炉,李伟,倪红坚,等. 提拉-释放法套管下入机理[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(4):85-90.
HUANG Genlu, LI Wei, NI Hongjian, et al. Mechanism analysis of pull-up and quick release technique during casing running process [J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2017, 41(4): 85-90.
- [8] HAMMERLINDL D J. Packer-to-tubing forces for intermediate packers[J]. Journal of Petroleum Technology, 1980,32(3):515-527.
- [9] HAMMERLINDL D J. Movement, forces, and stresses associated with combination tubing strings sealed in packers[J]. Journal of Petroleum Technology, 1977,29(2):195-208.
- [10] LUBINSKI A, ALTHOUSE W S. Helical buckling of tubing sealed in packers [J]. Journal of Petroleum Technology, 1962,14(6):655-670.
- [11] MITCHELL R F. Comprehensive analysis of buckling with friction[J]. SPE Drilling & Completion, 1996,11(3):178-184.
- [12] 刘红兵,陈国明,刘康,等. 深水测试管柱-隔水管耦合涡激疲劳分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(1):138-143.
LIU Hongbing, CHEN Guoming, LIU Kang, et al. Analysis of VIV-induced fatigue of string-riser coupled system in deepwater[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2017, 41(1):

- 138-143.
- [13] 高宝奎, 高德利. 高温高压井测试油管轴向力的计算方法及其应用[J]. 石油大学学报(自然科学版), 2002, 26(6): 39-41.
GAO Baokui, GAO Deli. Calculation method and application on testing tubing axial force for HPHT well [J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2002, 26(6): 39-41.
- [14] 嵇国华. 完井管柱力学分析及工程应用[J]. 油气井测试, 2011, 20(6): 4-7.
JI Guohua. Mechanical analysis and engineering application on completion string [J]. Well Testing, 2011, 20(6): 4-7.
- [15] 张智, 王波, 李中, 等. 高压气井多封隔器完井管柱力学研究[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2016, 38(6): 172-178.
ZHANG Zhi, WANG Bo, LI Zhong, et al. Mechanical study of completion string with multi-packer for high pressure gas wells [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2016, 38(6): 172-178.
- [16] FREYER R, HUSE A. Swelling packer for zonal isolation in open hole screen completions[R]. SPE 78312, 2002.
- [17] 李钦道, 谢光平, 张娟. 不能移动封隔器管柱变形受力分析——封隔器管柱受力分析系统讨论之五[J]. 钻采工艺, 2002, 25(2): 53-57.
LI Qindao, XIE Guangping, ZHANG Juan. Force and deformation analysis on packer-tubing permission no moving [J]. Drilling & Production Technology, 2002, 25(2): 53-57.
- [18] 范青, 陈永红, 卫玮. 封隔器胶筒损坏失效分析[J]. 油气井测试, 2014, 23(5): 48-50.
FAN Qing, CHEN Yonghong, WEI Wei. Damage and failure analysis on packer rubber [J]. Well Testing, 2014, 23(5): 48-50.
- [19] 仝少凯. 超深高压气井试油封隔器力学分析及控制研究[D]. 西安: 西安石油大学, 2014.
TONG Shaokai. Mechanical analysis and safe evaluation for testing packer in hostile well [D]. Xi'an: Xi'an Shiyou University, 2014.
- [20] 杨东, 窦益华, 许爱荣. 高温高压深井酸压封隔器失封原因及对策[J]. 石油机械, 2008, 36(9): 129-131.
YANG Dong, DOU Yihua, XU Airong. Reason and countermeasures for packer loss of pressure for HPHT well acid fracturing [J]. China Petroleum Machinery, 2008, 36(9): 129-131.
- [21] 刘练, 张佳, 王峰, 等. 高温高压裸眼封隔器的改进及应用[J]. 钻采工艺, 2012, 35(5): 77-79.
LIU Lian, ZHANG Jia, WANG Feng, et al. Improvements and application of HPHT open hole packer [J]. Drilling & Production Technology, 2012, 35(5): 77-79.
- [22] ZHANG B, GUAN Z, HASAN A R, et al. Development and design of new casing to mitigate trapped annular pressure caused by thermal expansion in oil and gas wells [J]. Applied Thermal Engineering, 2017, 118: 292-298.
- [23] OUDEMAN P, KEREM M. Transient behavior of annular pressure build-up in HP/HT wells [J]. SPE Drilling & Completion, 2006, 21(4): 234-241.
- [24] ZHANG B, ZHICHUAN G, SHENG Y, et al. Impact of wellbore fluid properties on trapped annular pressure in deepwater wells [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 869-875.
- [25] 张波, 管志川, 张琦. 深水油气井开采过程环空压力预测与分析[J]. 石油学报, 2015, 36(8): 1012-1017.
ZHANG Bo, GUAN Zhichuan, ZHANG Qi. Prediction and analysis on annular pressure of deepwater well in the production stage [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(8): 1012-1017.
- [26] 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): 17-30.
DOU Yihua, ZHANG Fuxiang. Force analysis and application on borehole pipe for HPHT deep well oil testing [J]. Drilling & Production Technology, 2007, 30(5): 17-30.
- [27] 江汉石油学院采油教研室. 封隔器理论基础与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1983.
- [28] 唐海雄, 张俊斌, 汪顺文, 等. 高温致测试管柱伸长和受力计算分析[J]. 石油机械, 2010, 38(5): 84-86.
TANG Haixiong, ZHANG Junbin, WANG Shunwen, et al. Calculation of testing pipe elongate and force caused by high temperature [J]. China Petroleum Machinery, 2010, 38(5): 84-86.
- [29] 杨海波, 曹建国, 李洪波. 弹性与塑性力学简明教程[M]. 北京: 清华大学出版社, 2011.
- [30] 阚长宾, 杨进, 于晓聪, 等. 深水高温高压井隔热测试管柱技术[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(6): 796-800.
KAN Changbin, YANG Jin, YU Xiaocong, et al. Heat-insulated testing string technology for deepwater HTHP wells [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2016, 38(6): 796-800.

(编辑 李志芬)