◀专题论文▶

深层页岩气水平井套管下入安全评价方法研究*

曾 波[1] 李 睿[1] 沈 骋[1] 陈 珂[1] 易清洋[2] 牟易升[3] 方 潘[2]
（1. 中国石油西南油气田分公司页岩气研究院 2. 西南石油大学机电工程学院 3. 中国石油集团工程材料研究院有限公司）

曾波，李睿，沈骋，等. 深层页岩气水平井套管下入安全评价方法研究［J］. 石油机械，2025，53（10）：40-47.

Zeng Bo，Li Rui，Shen Cheng，et al. Safety evaluation method for casing running in deep shale gas horizontal wells［J］. China Petroleum Machinery，2025，53（10）：40-47.

摘要：为了明确深层页岩气井套管下入过程中的通过性、未压先变等问题，采用梁柱微元法理论建立了套管下入弯曲井眼轨迹力学模型，利用微分方法确定了套管自由下入允许环空间隙、强制下入极限弯曲角、下入安全强度和下入阻力的计算方法。以川南某深层页岩气水平井为例，验证了套管下入深层页岩气水平井安全评价方法。研究结果表明：在增斜绕障段和增斜入靶段，套管自由下入最小允许环空间隙均大于实际环空间隙，需强制下入弯曲井眼段；套管弯曲应力不得超过管材屈服极限，否则可能诱发套管未压先变；套管下入阻力随着井斜角的增大呈现出交替升降的趋势。研究成果可为深层页岩气水平井套管下入的安全评价提供思路。

关键词：深层页岩气；水平井；环空间隙；套管下入；弯曲应力；安全评价

中图分类号：TE925 **文献标识码：**A DOI：10. 12473/CPM. 202409047

Safety Evaluation Method for Casing Running in Deep Shale Gas Horizontal Wells

Zeng Bo[1] Li Rui[1] Shen Cheng[1] Chen Ke[1] Yi Qingyang[2] Mou Yisheng[3] Fang Pan[2]
（1. *Shale Gas Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company*；2. *School of Mechanical Engineering*，*Southwest Petroleum University*；3. *Tubular Goods Research Institute of CNPC*）

Abstract：To address issues such as passability and pre-fracturing casing deformation during casing running operation in deep shale gas wells，the beam-column infinitesimal method was used to build a mechanical model for trajectory of casing running in crooked hole. The differential method was used to determine the calculation methods of allowable annular clearance of casing free running，critical bending angle of forced running，safety strength of running and running resistance. Finally，taking a deep shale gas horizontal well in southern Sichuan Basin as an example，the safety evaluation method for casing running in deep shale gas horizontal wells was verified. The research results show that the minimum allowable annular clearance of casing free running is greater than the actual annular clearance in the build-up bypassing obstacle section and the build-up entering target section，and it is necessary to force the casing to run into the crooked hole section. The bending stress of the casing shall not exceed the yield limit of the pipe；otherwise，it may induce deformation of casing before fracturing. The casing running resistance presents a trend of alternating rise and fall with the increase of deviation angle. The research results provide ideas for the safety evaluation of casing running in deep shale gas horizontal wells.

Keywords：deep shale gas；horizontal well；annular clearance；casing running；bending stress；safety evaluation

* 基金项目：国家自然科学基金项目“深井超深井井筒多相瞬态流动模型及压力演变规律研究”（51904264）。

0　引　言

水平井广泛应用于页岩气勘探与开发，其套管的完整性是后续酸化、压裂、开采和修井等井下作业成功实施的基础[1-3]。在深层页岩气井套管下入过程中，套管延伸性受限和易变形等问题亟待解决。例如，四川盆地川南区块某井区有35口压裂套管变形井，套管变形率达57.4%，其中27口井未压先变。这导致了四川盆地川南区块面临严重的套管变形问题，阻碍了区块气藏的高效开发。其主要原因是深层、超深层水平井钻井井眼轨迹复杂、井径不规则，在重力作用下造成套管串弯曲变形，套管未压先变，影响固井质量和水泥环完整性[4-6]。为了提高深层、超深层水平段套管下入安全性，常采用多扶正器套管组合，但这将导致套管上提、下放摩阻大，难以顺利下入预定位置，增加了油气资源开发成本和安全风险[7-8]。

目前，围绕深层页岩气井套管下入的力学理论和评价方法尚未形成相关标准和理论体系，针对深层、超深层页岩气井套管未压先变现象尚无有效治理措施。因此，需要探明深层页岩气井套管下入力学建模方法，明确深层套管下入力学机理[9-13]，从而为优化深层页岩气井套管下入和井眼轨迹设计提供理论依据和技术支持。

1　套管下入弯曲井眼轨迹力学模型

根据井下管柱力学研究普遍规定，做以下假设：

（1）套管材料是线弹性且各向同性；

（2）不考虑套管弯曲线性尺寸变化；

（3）套管扰度满足微量条件；

（4）套管内弯矩由“平面截面”假设所确立的关系确定；

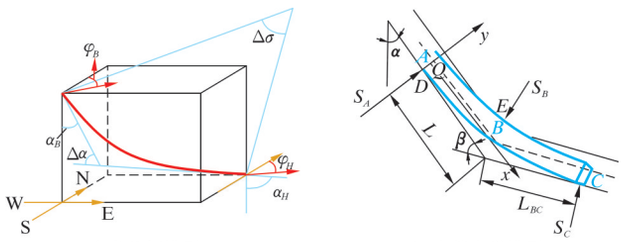
（5）利用线弹性理论表示套管下部应力状态；

（6）套管横向运动受井壁限制。

井眼套管下入力学模型如图1所示。假设井眼段的长度为Δl，对应的井斜角和方位角的变化分别为$\Delta\alpha$和$\Delta\varphi$。当井斜角和方位角同时变化时，利用亚历山德罗夫公式，井眼段长Δl的轴线全角变化$\Delta\sigma$为：

$$\Delta\sigma = \sqrt{(\Delta\alpha)^2 + \left(\Delta\varphi\sin\alpha_{cp}\right)^2} \tag{1}$$

式中：$\Delta\alpha = \alpha_B - \alpha_H$，$\alpha_B$和$\alpha_H$为井眼上端井斜角和下端井斜角，rad；$\Delta\varphi = \varphi_B - \varphi_H$，$\varphi_B$和$\varphi_H$为井眼上端方位角和下端方位角，rad；$\alpha_{cp}$为该段井眼上端井斜角和下端井斜角的平均值，$\alpha_{cp} = (\alpha_B + \alpha_H)/2$，rad。



a. 全角几何模型　　b. 套管力学模型

图1　井眼套管下入力学模型

Fig. 1　Mechanical model for casing running in wellbore

对于三维弯曲井眼情况，井眼轴线的曲率半径R为：

$$R = 57.3\frac{\Delta l}{\Delta\sigma} \tag{2}$$

基于梁柱微元法理论，建立了弯曲井段套管下入力学模型，如图1b所示。套管AB段的平衡微分方程为：

$$EJ\frac{\mathrm{d}^2y}{\mathrm{d}x^2} = S_A x - \int_0^x\left[P(y-\eta)\cos\alpha + P(x-\xi)\sin\alpha\right]\mathrm{d}\xi \tag{3}$$

式中：S_A为井壁对A点的支反力，kN；E为套管材料的弹性模量，Pa；J为截面的惯性矩，m^4；α为微元段井眼上端井斜角，rad；η为y方向上的位移，m；ξ为x方向上的位移，m；P为套管的线重力，kN/m。

2　套管下入力学参数解析

2.1　自由下入允许环空间隙

当套管自由下入弯曲井眼时，坐标原点O处套管轴线段无挠度，因此假设下入过程中A点处套管外壁与下井壁相切且接触，B点处套管外壁与上井壁相切且无接触，则套管两端的边界条件为：

$$y(0) = 0,\ \frac{\mathrm{d}y(0)}{\mathrm{d}x} = 0 \tag{4}$$

$$\frac{\mathrm{d}y(l)}{\mathrm{d}x} = \frac{1}{2}\beta,\ \frac{\mathrm{d}^3y(l)}{\mathrm{d}x^3} = 0 \tag{5}$$

式中：l为套管上A点到B点的距离在y轴上的投影，m；β为井眼轴线弯曲角，rad。

采用逐次逼近法求解套管AB段的平衡微分方程，并结合边界条件（5），得到井壁对A点处套管外壁的支反力S_A：

$$S_A = Pl\left(\sin\alpha + \frac{1}{2}\beta\cos\alpha\right) \tag{6}$$

套管上AB段的长度在y轴上的投影表示为：

$$l=\sqrt[3]{\frac{120\beta EJ}{80P\sin\alpha+53P\beta\cos\alpha}} \tag{7}$$

此外，套管自由下入最小允许环空间隙$\Delta_{\min}$可表示为：

$$\Delta_{\min}=\frac{420\sin\alpha+263\beta\cos\alpha}{28\left(80\sin\alpha+53\beta\cos\alpha\right)}\sqrt[3]{\frac{120\beta^4EJ}{80P\sin\alpha+53P\beta\cos\alpha}} \tag{8}$$

2.2　强制下入极限弯曲角

当井筒的实际环空间隙小于套管自由下入的最小允许环空间隙时，套管将强制通过弯曲井眼。为了不失一般性，套管AB段的平衡微分方程仍然可由式（3）表示。在套管下入过程中，A点处的套管外壁与下井壁相切，因此A点处的y方向位移受到约束；同时，B点处的套管外壁与上井壁相切并接触，套管两端的边界条件为：

$$y(0)=0,\ \frac{\mathrm{d}y(0)}{\mathrm{d}x}=0 \tag{9}$$

$$\frac{\mathrm{d}y(l)}{\mathrm{d}x}=\frac{1}{2}\beta,\ y(l)=\Delta \tag{10}$$

式中：Δ为井壁与套管之间的环空间隙，m。

应用逐次逼近法求解套管AB段的平衡微分方程，并考虑边界条件（10），得出井壁对A点处套管外壁的支反力$\boldsymbol{S}_A$：

$$\boldsymbol{S}_A=\frac{\beta EJ}{l^2}+\frac{1}{3}Pl\sin\alpha+\left(\frac{2}{5}\Delta-\frac{1}{60}\beta l\right)P\cos\alpha \tag{11}$$

套管AB段的长度在y轴上的投影可由下式计算：

$$\frac{1}{12}Pl\sin\alpha+\left(\frac{\Delta}{7}+\frac{\beta l}{840}\right)P\cos\alpha-\frac{EJ}{l^2}\left(\frac{6\Delta}{l}-\beta\right)=0 \tag{12}$$

考虑下部套管安全通过弯曲井眼时，套管内弯曲应力不应超过材料的屈服极限，即有：

$$EJ\frac{\mathrm{d}^2y(l)}{\mathrm{d}x^2}\leqslant\boldsymbol{M}_{\mathrm{H}}=\frac{\sigma_{\mathrm{T}}}{K}W \tag{13}$$

式中：$\boldsymbol{M}_{\mathrm{H}}$为套管中弯曲应力达到屈服极限时的弯矩，N·m；$\sigma_{\mathrm{T}}$为管材屈服极限，MPa；$W$为套管横截面积的截面系数，m^3；$K$为无因次安全系数。

根据式（13）和AB段的平衡微分方程，得到井壁对A点处套管外壁的许用支反力$[\boldsymbol{S}_A]$：

$$[\boldsymbol{S}_A]=\frac{\sigma_{\mathrm{T}}}{K}\frac{W}{l}+\frac{1}{2}Pl\sin\alpha+\left(\frac{3}{5}\Delta+\frac{1}{40}\beta l\right)P\cos\alpha \tag{14}$$

弯曲角极限值$\beta_{\max}$表示为：

$$\beta_{\max}=140\frac{EJ\Delta}{Pl^4\cos\alpha}-\frac{70\sigma_{\mathrm{T}}}{3K}\frac{W}{Pl^2\cos\alpha}-\frac{35\tan\alpha}{6}-\frac{8\Delta}{l} \tag{15}$$

此时，套管内弯曲应力将达到屈服极限。

2.3　套管下入阻力

下入套管至井眼弯曲段时，假设套管上C点处于井眼轨迹弯曲点（见图1b）。当套管沿着井眼轨迹下入一段长度BC时，套管上C点相对于B点在y方向上的位移为：

$$y=\frac{1}{2}\beta l_{BC}-\Delta \tag{16}$$

式中：l_{BC}为套管上B点到C点的距离在井眼轴线上的投影，m。

由套管上C点相对于B点在y方向上的位移引出如下关系：

$$D=\frac{y_k}{y}=2\frac{\beta l_{BC}-\Delta}{\beta l_{BC}-2\Delta} \tag{17}$$

式中：D为套管相对位移比，无量纲；y_k为套管上C点相对于A点在y方向上的位移，m。

结合梁柱微元力学理论和式（17），得出井壁对C点处套管外壁的支反力$\boldsymbol{S}_C$：

$$\boldsymbol{S}_C=6\frac{EJy}{l_{BC}^3}=6\frac{EJy_k}{Dl_{BC}^3} \tag{18}$$

在套管通过弯曲井眼过程中，套管变形时的位移增量为：

$$\begin{cases}\delta_y=\dfrac{\beta}{D}\delta_{BC}\\ l_{BC}=l'_{BC}+\delta_{BC}\\ l'_{BC}=2\dfrac{\Delta}{\beta}\end{cases} \tag{19}$$

式中：δ_{BC}为套管沿轴向变形时位移增量，m；δ_y为套管沿轴向变形时相应y方向的位移增量，m；l'_{BC}为套管未发生轴向变形时套管B点到C点的距离在井眼轴线上的投影，m。

当套管沿井眼轨迹向下移动，井壁对C点处套管外壁的支反力$\boldsymbol{S}_C$为：

$$\boldsymbol{S}_C=\frac{6EJ\left(\delta_y+y\right)}{\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right)^3}=\frac{6EJ\left(\beta\delta_{BC}+Dy\right)}{D\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right)^3} \tag{20}$$

由井壁对C点处套管外壁的支反力$\boldsymbol{S}_C$，可得到套管B点的弯矩$\boldsymbol{M}_B$：

$$\boldsymbol{M}_B=\boldsymbol{S}_C\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right)=\frac{6EJ\left(\beta\delta_{BC}+Dy\right)}{D\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right)^2} \tag{21}$$

套管AB段的平衡微分方程仍由式（3）表示。

套管下入过程中，A 点处套管外壁相切于下井壁，因此 A 点处套管的 y 方向位移被约束；同时，B 点处套管外壁与上井壁相切且接触，B 点处弯矩 $\boldsymbol{M}_B$ 由式（21）确定，则套管两端的边界条件为：

$$y(0)=0,\ \frac{\mathrm{d}y(0)}{\mathrm{d}x}=0 \tag{22}$$

$$y(l)=\Delta,\ \frac{\mathrm{d}^2y(l)}{\mathrm{d}x^2}=S_C\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right) \tag{23}$$

井壁对 A 点处套管外壁的支反力 S_A 为：

$$S_A=\frac{S_C}{l}\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right)\left(1+\frac{1}{120}\frac{Pl^3\cos\alpha}{EJ}\right)+\frac{7}{10}P\Delta\cos\alpha+\frac{1}{2}Pl\sin\alpha \tag{24}$$

$$S_A=\frac{6EJ\Delta}{l^3}+\frac{1}{4}Pl\sin\alpha+\frac{13}{70}P\Delta\cos\alpha-\frac{S_C}{168EJ}Pl^2\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right)\cos\alpha \tag{25}$$

联立式（24）和式（25），得到井壁对 C 点处套管外壁的支反力 S_C：

$$S_C=\frac{EJ\left(\frac{420EJ\Delta}{l^2}-\frac{35Pl^2\sin\alpha}{2}-36Pl\Delta\cos\alpha\right)}{\left(70EJ+Pl^3\cos\alpha\right)\left(l'_{BC}+\delta_{BC}\right)} \tag{26}$$

井壁对 B 点处套管外壁的支反力 S_B 可近似为井壁对 A 点处套管外壁的支反力 S_A 与井壁对 C 点处套管外壁的支反力 S_C 之和：

$$S_B=S_A+S_C \tag{27}$$

套管纵向移动通过井眼时的阻力 $\boldsymbol{T}$ 为：

$$\boldsymbol{T}=f\left(S_A+S_B+S_C\right) \tag{28}$$

式中：f 为阻力系数，无量纲。

3　算例分析

将上述力学理论和方法应用于川南某页岩气水平井，用以分析套管下入的通过性和安全性。川南水平井采用“直–增–稳–降–直–增–稳”的双二维剖面设计，如图 2 所示。在测深 300 m 处开始增斜绕障，在测深 2 280 m 处开始降斜，在测深 3 420 m 处再次增斜以入靶。井身结构参数如表 1 所示。

3.1　自由下入允许环空间隙

图 3 为各层套管自由下入时允许的环空间隙。由图 3 可知，表层套管、技术套管和油层套管在测深 330~440 m 时的自由下入最小允许环空间隙均大于实际环空间隙，因此套管无法自由下入弯曲井眼段。技术套管在测深 2 280~2 487 m 同样无法自由下入弯曲井眼段。当油层套管在测深 2 280~2 487 m 且井斜角在 0°~1° 范围内变化时，套管无法自由下入弯曲井眼段；但当井斜角为 1°~7° 时，最小允许环空间隙小于实际环空间隙，套管可自由下入。此外，油层套管在测深 3 420~3 850 m 也无法自由下入弯曲井眼段。

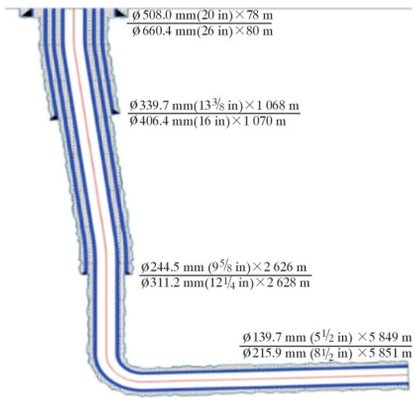


图 2　川南某页岩气水平井井身结构示意图

Fig. 2　Schematic casing program of a shale gas horizontal well in southern Sichuan Basin

表 1　井身结构数据

Table 1　Data of wellbore structure

开次	井深/m	钻头直径/mm	套管直径/mm	套管壁厚/mm	下入段/m
一开	80	660.4	508.0	11.13	0~78
二开	1 070	406.4	339.7	12.19	0~1 068
三开	2 628	311.2	244.5	11.99	0~2 626
四开	5 851	215.9	139.7	12.70	0~5 849

图 4 展示了技术套管和油层套管全井段下入的通过性。技术套管、油层套管分别在测深 330~440 m 增斜绕障，井斜角从 0° 增加到 7°，表层套管外壁与井眼内壁在增斜段的环空间隙为 33. 35 mm，技术套管外壁与表层套管内壁在增斜段的环空间隙为 47. 6 mm，油层套管外壁与技术套管内壁在增斜段的环空间隙为 52. 4 mm。由图 4a 可知，330~440 m 井段技术套管和油层套管需要强制下入。技术套管、油层套管分别在测深 2 280~2 487 m 降斜，井斜角从 7° 降低到 0°，技术套管外壁与井眼内壁在降斜段的环空间隙为 33. 35 mm，油层套管外壁与技术套管内壁在降斜段的环空间隙为 52. 4 mm。油层套管在 3 420~3 850 m 增斜入靶，油层套管外壁与井眼内壁在增斜入靶段的环空间隙为 38. 1 mm，由图 4b 可知，3 420~3 850 m 井段油层套管需要强制下入。

3.2　套管强制下入弯曲应力

对于强制下入弯曲井眼段的套管，必须确保弯曲应力不超过材料的屈服极限，以保证安全下入。根据表 1 的基础数据及式（12）和式（13），

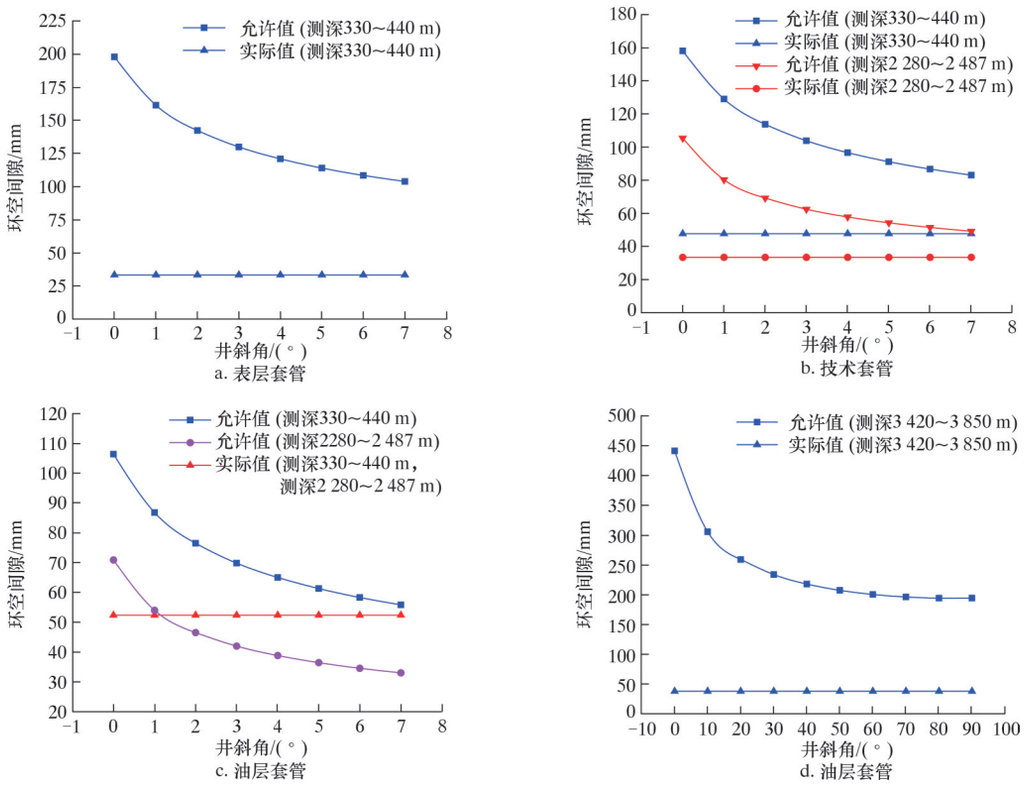


图 3　套管自由下入时允许环空间隙

Fig. 3　Allowable annular clearance of casing free running

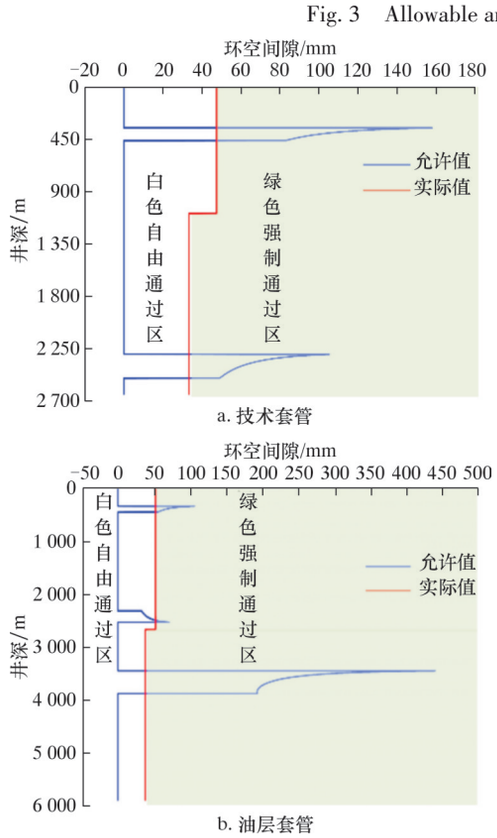


图 4　全井段套管下入通过性

Fig. 4　Passability of casing running in full hole section

计算所有套管在强制下入弯曲井眼段的弯曲应力，结果如图 5 所示。

由图 5 可知：表层套管和技术套管强制下入 330~440 m 增斜段、技术套管强制下入 2 280~2 487 m 井段时，套管的弯曲应力分别为 240、120 和 76 MPa，远小于材料屈服极限，因此表层套管和技术套管能安全下入弯曲井眼。油层套管的屈服极限为 984 MPa，狗腿度不得超过每 30 m 7.2°；油层套管强制下入 330~440 m、2 280~2 487 m 和 3 420~3 850 m 井段时，套管的弯曲应力分别为 62、27、360 MPa，均小于材料屈服极限，因此油层套管也能安全下入弯曲井眼（见图 5c 和图 5d）。

根据式（15）确定各级套管的极限弯曲角，结果如表 2 所示。

由表 2 可知：在测深 330~440 m 时，表层套管不发生塑性屈服的井眼轨迹极限弯曲角为 2.69°；而在测深 330~440 m 和 2 280~2 487 m 时，技术套管不发生塑性屈服的井眼轨迹极限弯曲角分别为 3.79°和 3.17°；在测深 3 420~3 850 m 时，油层套管不发生塑性屈服的井眼轨迹极限弯曲角为 5.06°。当井眼轨迹实际弯曲角小于理论极限弯曲角时，各级套管才能安全下入，否则将导致油层套管发生未压先变。

3.3　套管下入阻力分析

为了确保套管能顺利下入目的层，还需对套管下入弯曲段的阻力进行分析。一般工况下，阻力系数取 0.3，由式（25）~式（28）计算各井段

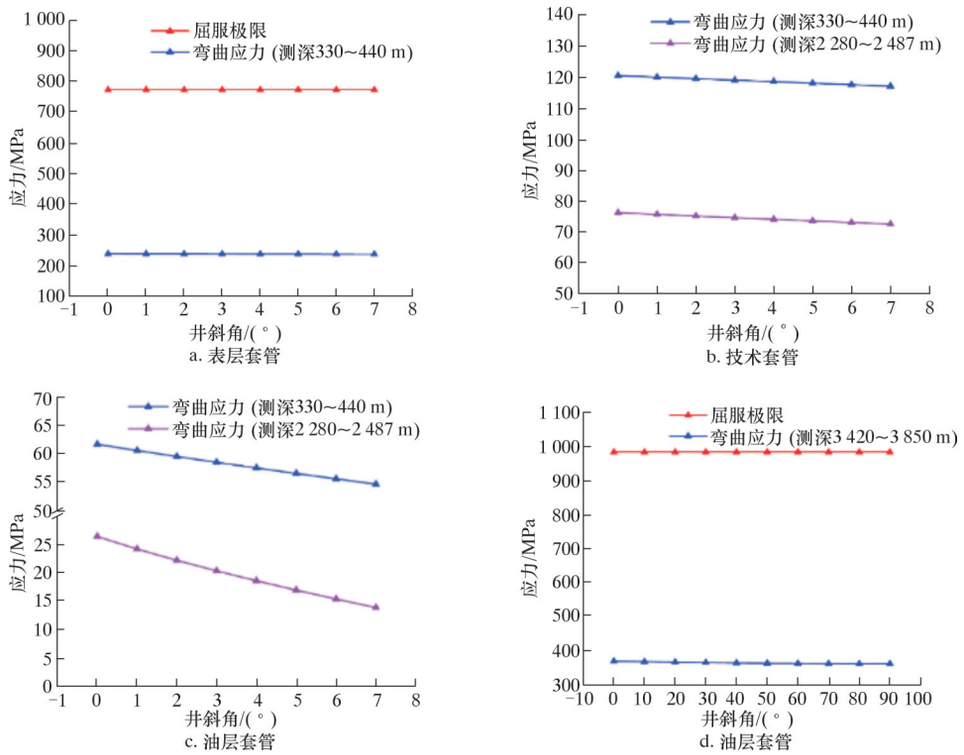


图 5　套管弯曲应力

Fig. 5　Casing bending stress

表 2　各级套管弯曲角极限值

Table 2　Critical bending angle values for each level of casing

套管类型	钻井测深/m	极限弯曲角/(°)	实际弯曲角/(°)
表层套管	330~440	2.69	1.50
技术套管 1	330~440	3.79	1.50
技术套管 2	2 280~2 487	3.17	1.00
油层套管	3 420~3 850	5.06	3.11

的套管下入阻力，结果如图 6 所示。图 6 显示，套管下入阻力随着井斜角的增大呈现出交替升降的趋势。其主要原因是下入阻力与井斜角呈非线性关系，因此套管下入阻力对井斜角变化较敏感。对不同类型套管在不同井段的最大阻力进行分析：表层套管、技术套管和油层套管在测深 330~440 m 处所受最大摩阻力分别为 91.27、81.27 和 38.66 kN；技术套管和油层套管在测深 2 280~2 487 m 处所受最大摩阻力分别为 89.73 和 39.23 kN；油层套管在测深 3 420~3 850 m 处所受最大摩阻力为 43.18 kN。为确保套管顺利下入预定位置，施加在各级套管柱上的套管轴向力必须大于套管柱所受的最大下入阻力。

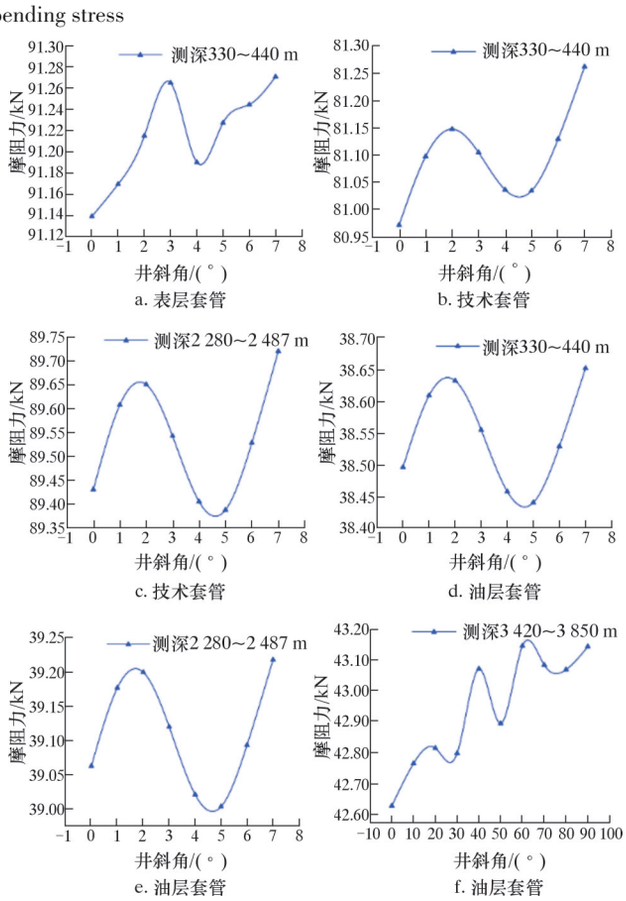


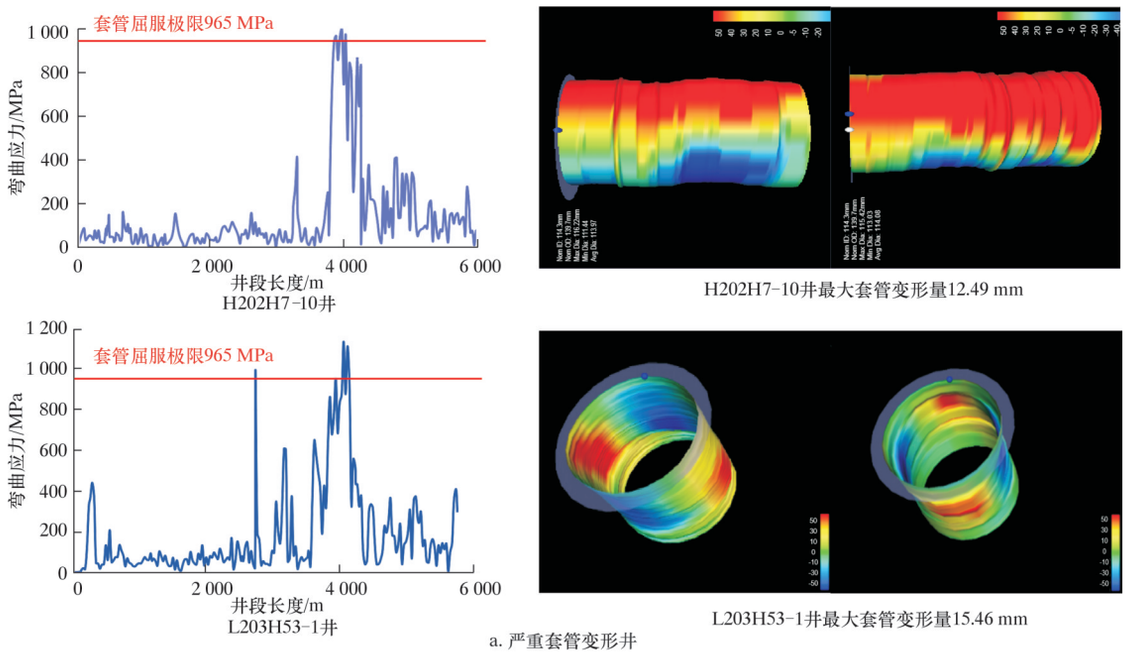
图 6　套管下入阻力

Fig. 6　Casing running resistance

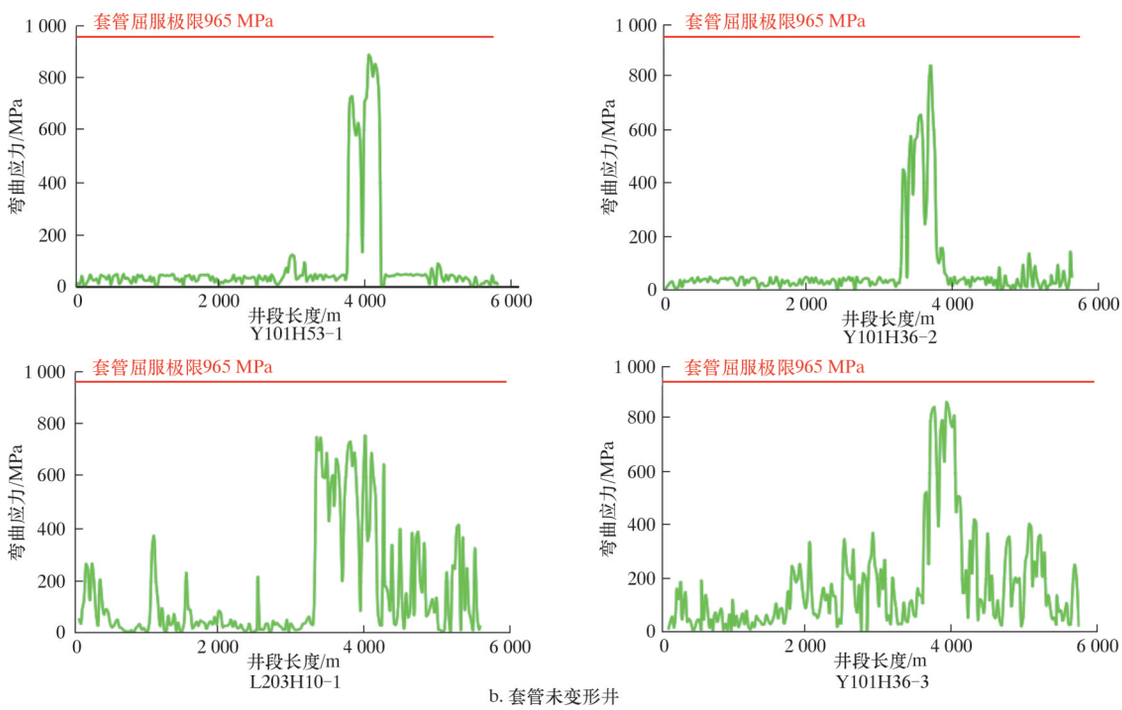
4　现场验证

基于上述理论，开发了深层页岩气套管下入安全评价软件，完成川南深层页岩气水平井套管下入安全性评价共 38 井次，明确屈曲套管变形井典型弯曲应力特性（见图 7）。由图 7 可知：套管下入过程中套管未变形井的最大平均弯曲应力

829 MPa，水平段平均弯曲应力 90 MPa，油层套管的屈服极限为 965 MPa；套管变形井最大平均弯曲应力 1 068 MPa，普遍超过材料屈服极限，水平段平均弯曲应力为 174 MPa，且波动幅度大。



a. 严重套管变形井



b. 套管未变形井

图 7　现场验证

Fig. 7　Field verification

5　结　论

（1）确定了套管自由下入允许环空间隙计算方法。增斜绕障段和增斜入靶段均需强制下放油层套管。

（2）建立了套管强制下入弯曲应力的计算模型。弯曲应力不得超过管材屈服极限，否则可能诱发油层套管未压先变。表层套管和技术套管的屈服极限为 773 MPa，狗腿度限制在每 30 m 6. 5°以内；油层套管的屈服极限为 984 MPa，狗腿度限制在每 30 m 7. 2°以内。

（3）提出了套管下入阻力的分析方法。套管下入阻力随着井斜角的变化呈交替升降趋势。为确保套管顺利下入，套管轴向力必须大于套管所受最大下入阻力。

参 考 文 献

[1] 邵剑平. 水平井漂浮下套管技术研究与应用［J］. 中国石油和化工标准与质量，2024，44（3）：190-192.
SHAO J P. Research and application of casing floating technology in horizontal wells［J］. China Petroleum and Chemical Standard and Quality，2024，44（3）：190-192.

[2] LUBINSKI A，ALTHOUSE W S. Helical buckling of tubing sealed in packers［J］. Journal of Petroleum Technology，1962，14（6）：655-670.

[3] MITCHELL R F. Buckling behavior of well tubing：the packer effect［J］. Society of Petroleum Engineers Journal，1982，22（5）：616-624.

[4] 张强，蒋豹，崔巍，等. 悬挂管柱正弦向螺旋屈曲转变时的临界载荷研究［J］. 振动与冲击，2019，38（7）：105-111.
ZHANG Q，JIANG B，CUI W，et al. Critical load of a suspended tubular string from sinusoidal buckling to helical one［J］. Journal of Vibration and Shock，2019，38（7）：105-111.

[5] 郑鑫，周杨飞. 套管下入过程中最大井眼曲率计算方法研究［J］. 工程研究——跨学科视野中的工程，2017，9（5）：460-464.
ZHENG X，ZHOU Y F. The study of maximum hole curvature based on casing tripability［J］. Journal of Engineering Studies，2017，9（5）：460-464.

[6] 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 G L，LI W，NI H J，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.

[7] 王昊，张辉，史玉才. 波状水平段管柱屈曲特性试验研究［J］. 长江大学学报（自科版），2018，15（19）：42-47.
WANG H，ZHANG H，SHI Y C. Experimental study on buckling characteristics of string in wavy horizontal section［J］. Journal of Yangtze University（Natural Science Edition），2018，15（19）：42-47.

[8] 林铁军，练章华，刘健，等. 连续油管正弦屈曲载荷新公式及有限元模拟［J］. 石油机械，2007，35（9）：32-34.
LIN T J，LIAN Z H，LIU J，et al. New formula for sine flexure load of coiled tubing［J］. China Petroleum Machinery，2007，35（9）：32-34.

[9] 牟易升，王峰，李睿，等. 深层页岩气井表层与技术套管柱优化设计研究［J］. 石油管材与仪器，2024，10（4）：1-7，23.
MOU Y S，WANG F，LI R，et al. Optimization of surface and intermediate casing string in deep shale gas wells［J］. Petroleum Tubular Goods & Instruments，2024，10（4）：1-7，23.

[10] 李文哲，文乾彬，肖新宇，等. 页岩气长水平井套管安全下入风险评估技术［J］. 天然气工业，2020，40（9）：97-104.
LI W Z，WEN Q B，XIAO X Y，et al. Risk evaluation technology for safe casing running in long horizontal shale gas wells［J］. Natural Gas Industry，2020，40（9）：97-104.

[11] 张新亮，金磊，张瑞，等. 中深层水平井双漂浮下套管关键技术［J］. 石油钻探技术，2023，51（6）：57-63.
ZHANG X L，JIN L，ZHANG R，et al. Key technologies for casing running with double floating collars in middle and deep horizontal wells［J］. Petroleum Drilling Techniques，2023，51（6）：57-63.

[12] 焦亚军，陈安环，何方雨，等. 漂浮下套管技术在浅层页岩气水平井中的应用及优化［J］. 天然气工业，2021，41（增刊1）：177-181.
JIAO Y J，CHEN A H，HE F Y，et al. Application and optimization of floating casing running technology in shallow shale gas horizontal wells［J］. Natural Gas Industry，2021，41（Sup. 1）：177-181.

[13] 陈烨，郑有成，曾波，等. 考虑颗粒随机分布特征的水平井环空岩屑起动流速［J］. 天然气工业，2022，42（10）：107-114.
CHEN Y，ZHENG Y C，ZENG B，et al. Incipient flow rate of cuttings in horizontal well annulus considering random distribution characteristics of particles［J］. Natural Gas Industry，2022，42（10）：107-114.

第一作者简介：曾 波，高级工程师，生于1982年，2015年毕业于西南石油大学石油与天然气工程专业，现从事储层改造工艺研究与现场应用工作。地址：（610017）四川省成都市。email：zeng_bo@petrochina. com. cn。

通信作者：方 潘，博士，副教授。email：ckfangpan@126. com

收稿日期：2024-09-07　　**修改稿收到日期：**2025-06-28

（本文编辑　任 武）