

引用格式: 乔智国, 叶翠莲. 威荣深层页岩气水平井压裂套管变原因分析[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 223-229.

QIAO Zhiguo, YE Cuilian. Cause analysis of casing deformation in fracturing of horizontal wells in Weirong deep shale gas field[J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 223-229.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.02.012

## 威荣深层页岩气水平井压裂套管变原因分析

乔智国, 叶翠莲

(中国石化西南油气分公司石油工程技术研究院, 四川 德阳 618000)

**摘要:** 针对四川盆地威荣页岩气开发过程中出现的套管变形问题, 统计分析了套管变形特征, 利用有限元分析方法对3种套管变形态进行载荷和变形量分析, 探讨了威荣页岩气套管变形类型; 采用理论分析、有限元模拟、等效试验评价等方法, 对钻完井工程涉及的井身全角变化率、固井质量、井筒温压变化、瞬时停泵等工程参数开展了量化分析, 得到了不同工程因素对套管强度减弱的影响, 表明工程因素不是套管变形的主要因素; 通过开展改造过程中地层各向异性、井筒温度压力耦合、储层岩性界面影响等综合因素分析, 认为工程条件下套管强度减弱, 压裂改造过程中地层薄弱面滑移或储层对套管产生非均布挤压载荷导致套管应力集中而变形, 其相关认识为制定威荣页岩气套管变防控措施提供了借鉴。

**关键词:** 页岩气; 套管变形; 固井质量; 体积压裂; 剪切变形; 挤压变形

中图分类号: TE37

文献标识码: A

### Cause analysis of casing deformation in fracturing of horizontal wells in Weirong deep shale gas field

QIAO Zhiguo, YE Cuilian

(Research Institute of Engineering Technology, Sinopec Southwest China Oil and Gas Company, Deyang, Sichuan 618000, China)

**Abstract:** Casing deformation occurs frequently during the development of the Weirong Shale Gas Field in the Sichuan Basin. In order to solve this problem, analysis on load and deformation degree of three casing deformation has been carried out by finite element method to discuss the deformation type. Meanwhile, by means of theoretical analysis, finite element simulation and equivalent test evaluation, the quantitative analysis is carried out on the parameters such as the overall angle change rate, cementing quality, wellbore temperature-pressure change and instantaneous stop pump. The influence of different engineering factors on casing strength weakening shows that the engineering factors are not the main factors of casing deformation. According to the analysis of comprehensive factors in the transformation process such as formation anisotropy, wellbore temperature-pressure coupling and reservoir lithologic interface, it is considered that the casing strength decreases under engineering conditions, while in the process of fracturing, the slip of weak strata or the non-uniform compression load of reservoir on casing leads to casing stress concentration and deformation. The relevant understanding provides a reference for the formulation of casing deformation prevention and control measures of Weirong Shale Gas Field.

**Key words:** shale gas, casing deformation, cementing quality, volume fracturing, shear deformation, extrusion deformation

四川盆地威远地区页岩气水平井压裂时套管变形问题突出, 许多学者开展了套变原因分析研究。JANSZEN等<sup>[1]</sup>和SUGDEN等<sup>[2]</sup>从井眼轨迹、非均匀地应力载荷、固井质量、热应力和压裂施工参数等方面

开展了相关研究; LIAN等<sup>[3]</sup>、YAN等<sup>[4]</sup>、LIU等<sup>[5]</sup>认为压裂区域不对称、环空束缚水及局部载荷会增加套管受力, 导致套管失效; 陈朝伟等<sup>[6]</sup>、蒋可等<sup>[7]</sup>、范明涛等<sup>[8]</sup>分析了套管变形与工程地质特征和水力压裂施

收稿日期: 2020-10-27。

第一作者简介: 乔智国(1979—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事气井完井测试及井下作业的设计、科研工作。地址: 四川省德阳市龙泉山北路298号, 邮政编码: 618000。E-mail: 120408391@qq.com

基金项目: 中国石化科技部项目“深层页岩气高效钻完井技术”(P18058-2)。

工的相关性,认为断层裂缝和层理发育是套管变形的内因,水力压裂是套管变形的内因,压裂液进入天然裂缝,使裂缝内孔隙压力提高,激发天然裂缝滑动,进而造成套管变形;田中兰等<sup>[9]</sup>和于浩等<sup>[10]</sup>研究了温度效应、套管弯曲、轴向压力等多因素耦合对套管损坏的影响,初步分析了页岩层滑移机理及与套管剪切变形的关系。戴强<sup>[11]</sup>将套损原因初步分为强度削弱和外载荷变化两种类型;高利军等<sup>[12]</sup>、李凡华等<sup>[13]</sup>、李留伟等<sup>[14]</sup>模拟分析了压裂过程中套管应力以及组合体温度场分布特征,分析了不同注液温度下,套管偏心及水泥环缺失对套管应力的影响规律;黄永智等<sup>[15]</sup>和张庆生等<sup>[16]</sup>通过实物试验和有限元计算相结合的方法,分析研究了生产套管承受各种载荷的能力,认为非均匀地应力是造成套管挤毁损坏的主要原因;席岩等<sup>[17]</sup>、SHEN等<sup>[18]</sup>、LIAN等<sup>[19]</sup>研究表明,页岩气井压裂过程中井筒温度变化是套损问题出现的重要原因;郭雪莉等<sup>[20]</sup>对断层夹角、断层滑动距离、水泥环弹性模量、水泥环和套管厚度进行了敏感性分析,断层发生滑动,则水泥环弹性模量、厚度以及套管壁厚等参数的调整都很难保证套管安全。以上研究或是对具体井例或工区进行研究,或是进行了多因素讨论分析,但对套管变形的原因并未统一。

由于套管变形问题涉及地质特征和工程作业多个方面,各个地区均存在一定差异性,因此,借鉴前人的研究成果,针对威荣页岩气出现套管变形问题,从工程地质特征、施工作业影响等方面开展威荣套变原因分析,为建立综合性防控套变措施提供依据。

## 1 套管变形的特征

2018年,威荣页岩气发生套管变形的5口井均为四开井身结构,水平段长在1 500 m左右,完钻井深5 500 m,油层套管规格为125V钢级 $\phi 139.7 \text{ mm} \times 10.54 \text{ mm}$ 与 $\phi 139.7 \text{ mm} \times 12.70 \text{ mm}$ ,采用泵送桥塞体积压裂工艺,单段2~3簇,液量1 500~2 300  $\text{m}^3/\text{段}$ ,排量10~16  $\text{m}^3/\text{min}$

(最高为20  $\text{m}^3/\text{min}$ ),支撑剂40~70  $\text{m}^3$ (最高为92  $\text{m}^3$ ),施工过程中发生套变15处,通过对套变井套变特征统计分析,套变特征认识如下:

- 1) 统计套变主要发生水平段中部和A靶点附近,占67%;
- 2) 15处套变位置中,11处套变量介于15~20 mm,2个位置变形量小于10 mm,2个位置变形量大于38 mm;
- 3) 同一位置套变量随压裂施工进行存在逐渐增大现象;
- 4) 裂缝发育位置发生套变5处,占33%;裂缝不发育位置发生套变10处,占67%;
- 5) 储层垂向应力居中,为走滑应力模式,易受压裂影响产生裂缝滑移;
- 6) 套变位置固井质量“中”以上的为9处,占60%，“差”和“不合格”占40%;
- 7) 套变位置和岩性界面存在一定相关性,15处套变位置中11处与岩性界面相关。

## 2 套管变形的原因分析

### 2.1 套管变形类型分析

依据前人研究成果,套管变形主要表现为3种形式,见图1。其中,图1a为套管外挤力及其非均匀性增加,造成套管发生屈服与变形;图1b为压裂改造区域在井筒两侧分布不对称,作用在套管两侧外挤力不平衡,造成套管弯曲变形;图1c为压裂液进入地层后,与井筒相交的天然裂缝/小型断层内压力升高,摩擦力减小,裂缝/断层激活,发生滑移,使套管受剪切变形。

利用有限元分析手段,以套变类型图1b为例,假设套管两端固定,套管本体可自由移动,水平方向施加局部对称加载载荷130 MPa,加载长度1 m,间距5 m。模拟分析显示套管弯曲段最大位移为29 cm。截取弯曲变形最严重位置,测量套管内径缩径仅0.3~0.8 mm。考虑到实际套管在井下被水泥环和地层包围,空间位移更小,则因弯曲导致套管缩径的变

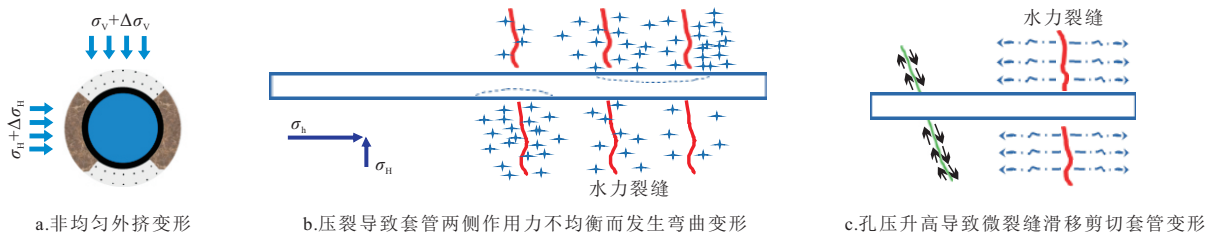


图1 页岩气套管变形的3种类型

Fig. 1 Three types of casing deformation in shale gas

形量会更小,这与现场实际变形情况不符,因此,要排除长段套管弯曲、套管缩径导致管串遇阻的可能。

对于挤压变形和剪切变形,考虑极限情况,假设套管对称加载挤压载荷,另一侧无载荷,此时非均匀载荷程度最高。套管钢级为125V,弹性模量和泊松比分别为210 GPa和0.3,分析不同载荷下的套管挤压变形和剪切变形量(表1、表2),由计算结果可知,在相同载荷下,同一尺寸套管剪切变形量比挤压变形量更大。对于 $\phi 139.7 \text{ mm} \times 10.54 \text{ mm}$ 125V套管,在100~300 t的载荷下,挤压变形量在7.5~22.6 mm,剪切变形量则在9~27 mm;同时,计算结果表明,厚壁套管比薄壁套管的变形量更小。

在相同的挤压载荷下, $\phi 139.7 \text{ mm} \times 12.70 \text{ mm}$ 套管变形量比 $\phi 139.7 \text{ mm} \times 10.54 \text{ mm}$ 套管变形量明显减小,但两种套管在挤压载荷505 t作用下,变形量分别

表1 不同壁厚套管挤压变形量对比

Table 1 Inner diameter reduction corresponding to different casing thickness for collapse strength

载荷 (t)	139.7 mm×10.54 mm125 V 变形量(mm)	139.7 mm×12.70 mm125 V 变形量(mm)
100	7.5	5.9
300	22.6	17.9
505	39.0	30.0

表2 不同壁厚套管剪切变形量对比

Table 2 Inner diameter reduction corresponding to different casing thickness for the shear strength

载荷 (t)	139.7 mm×10.54 mm125 V 变形量(mm)	139.7 mm×12.70 mm125 V 变形量(mm)
100	9	6.5
300	27	19.5
450	39	29.4

为30 mm和39 mm,对比实际套管变形量9~39 mm,存在套管承受非均匀布载荷挤压发生较大变形的可能。同时对两种套管进行剪切变形分析,计算得出套管在剪切载荷作用下变形量更大,存在剪切套管变形的可能。

WY1-1HF井铅模最小处外径由95 mm缩小至93.1 mm。该处一侧划痕呈带状,长97 mm×宽16 mm,前端铅体相对后端钢体深约1.5 mm;另一侧的划痕长97 mm×宽17 mm整体光滑,铅体与钢体一致。根据WY1-1HF井铅模铅印情况,分析套变主要发生在铅印的一侧,具有剪切套变的特征。同时,遇阻情况统计(表3)显示遇阻工具上存在对称卡痕和单侧划痕两种,而且以单侧划痕为多。因此,判断威荣页岩气井套管变形以剪切变形为主,次要类型为套管承受非均匀布载荷挤压变形。总结相关井情况发现,当套管发生挤压变形时,变形位置通常呈椭圆形,出现近似对称的缩径,缩径变化率(变形段内径减小量/变形段轴向长度)通常较小;而剪切载荷引起的套管变形,变形位置通常呈现为单侧缩径,并且缩径变化率更大。

## 2.2 工程参数对套管变形的影响

### 2.2.1 井身全角变化率影响

理论分析表明,套管发生弯曲时,导致套管抗外挤强度降低,井身全角变化率大于 $10^\circ/30 \text{ m}$ ,抗挤降低显著。威荣页岩气井水平段井身全角变化率普遍小于 $10^\circ/30 \text{ m}$ ,采用有限元软件计算两种常用套管不同井身全角变化率下的抗外挤强度。计算结果(图2)表明套变点全角变化率小于 $10^\circ/30 \text{ m}$ ,对应10.54 mm套管,抗外挤强度降低3%;12.70 mm套管抗外挤强度降

表3 遇阻情况统计

Table 3 Statistics of pumping stuck

井号	施工段	遇阻情况
WY1-1HF	第7段	109.5 mm桥塞+射孔枪遇阻,有对称卡痕
	第11~13段	99.95 mm桥塞+射孔枪遇阻,洗井后,再次泵送遇阻,检查桥塞启动有明显划痕
	第14段	遇阻后连油下95 mm铅印,单侧压痕明显,后连油射孔压裂
WY3-1HF	第3段	103.2 mm桥塞+射孔枪遇阻,无明显压痕
	第13段	95 mm全可溶桥塞+射孔枪遇阻,有对称划痕
	第19段	泵送95 mm全可溶桥塞+射孔枪遇阻,无明显划痕
WY9-1HF	第16段	103.2 mm桥塞+射孔枪遇阻,有对称刮痕
	第18~19段	103.2 mm桥塞+射孔枪遇阻,单侧明显划痕
WY5-1HF	第7~8段	100 mm桥塞+射孔枪遇阻,有对称划痕
	第9~12段	100 mm桥塞遇阻,单侧明显划痕;连油下95 mm通井规单侧明显划痕

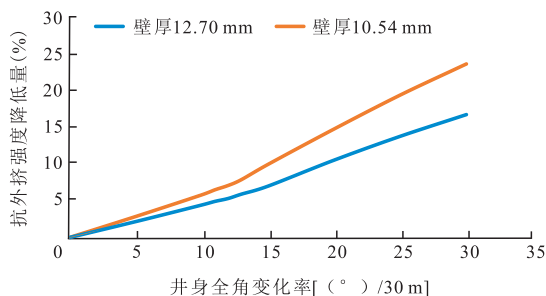


图2 井身全角变化率对套管抗外挤强度的影响分析  
Fig. 2 Influence of curvature on casing collapse strength

低2.3%,两种规格套管抗外挤强度降低约3 MPa。

### 2.2.2 固井质量的影响

针对现场使用的水泥浆体系,采用试验评价装置分析固井质量对套管强度的影响,结果表明影响较小(表4)。模拟套管在偏心40%和水泥环缺失20°情况下,φ139.7 mm×12.70 mm套管抗外挤强度降低6.4 MPa,10.54 mm壁厚套管降低4.9 MPa。

表4 固井质量对套管抗外挤强度影响评价  
Table 4 Influence of cementing quality on casing collapse strength

套管规格 (mm)	钢级	壁厚 (mm)	抗外挤强度(MPa)		
			API 理论值	偏心70%+ 水泥环缺失20°	偏心40%+ 水泥环缺失20°
φ139.7	125V	12.70	156.7	152.6	150.3
φ139.7	125V	10.54	120.2	117.0	115.3

### 2.2.3 瞬时停泵的影响

压裂施工泵压的快速波动,会导致流体压力波动,产生水击压力。统计数口井在压裂施工过程中,瞬时停泵时间在10~27 s,不同注入排量下、不同停泵时间产生的水击压力(图3)。现场常用注入排量

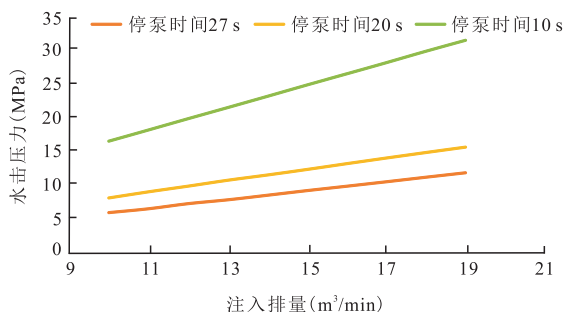


图3 不同停泵时间下,水击压力与注入排量的关系  
Fig. 3 Relation between pump stop time, water hammer pressure and injection displacement

在14~17 m³/min,停泵时间在10~20 s时,导致套管内压力波动在11.64~28.33 MPa。

### 2.2.4 井筒温压和管柱轴力影响

在页岩气压裂施工时,地面低温流体被快速注入地层,导致井筒温度大幅度下降,对于套管固井胶结差的井段,温度降低,套管收缩,产生较大的轴向拉力,而轴力的增大会导致套管抗外挤强度的降低。

以WY1-1HF井为例,在不考虑井筒纵向传热的基础上,模拟计算不同条件下的井筒温度变化。模拟分析结果显示,地面压裂液为20℃时,井底温度由130℃变为55.6℃,温度降74.4℃;地面压裂液为4℃时,井底温度由130℃变为39℃,温度降91℃。φ139.7 mm×10.54 mm套管轴力增加1 000~1 200 kN时,套管抗外挤强度从120.2 MPa降至95~100 MPa;φ139.7 mm×12.70 mm套管轴力增加1 100~1 400 kN时,套管抗外挤强度从156.7 MPa降至131~137 MPa,见图4和图5。计算结果表明,井筒温度压力的变化可能导致套管抗外挤强度降低约20~25 MPa。

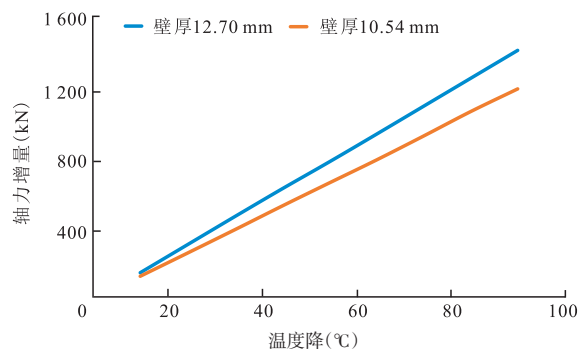


图4 温度降与轴力增加关系  
Fig. 4 Relation between temperature decrease and the increase of axial force

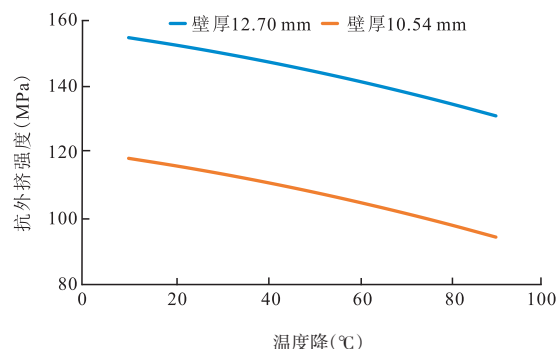


图5 温度降导致抗外挤强度变化  
Fig. 5 Relation between temperature decrease and casing collapse strength

### 2.2.5 多因素综合作用影响

综合考虑多种因素影响,两种规格套管最小抗外挤强度分别为 110.7 MPa 和 76.6 MPa,见表5。套管外地层储层破裂压力为 120 MPa,套管内液柱压力为 100 MPa,套管承受外挤压力为 20 MPa,远小于最小抗外挤强度。综合上述分析,认为固井质量、井眼轨迹、井筒温度降、瞬时停泵等工程参数并不

是套管变形的主要原因。

### 2.3 岩性界面和作业参数对套管变形的综合影响

#### 2.3.1 各向异性的影响

页岩在沉积过程中形成了较为明显的层理面(图6),受其影响储层在力学性质上具有明显各向异性。依据页岩各向异性弹性变形理论,在页岩储层

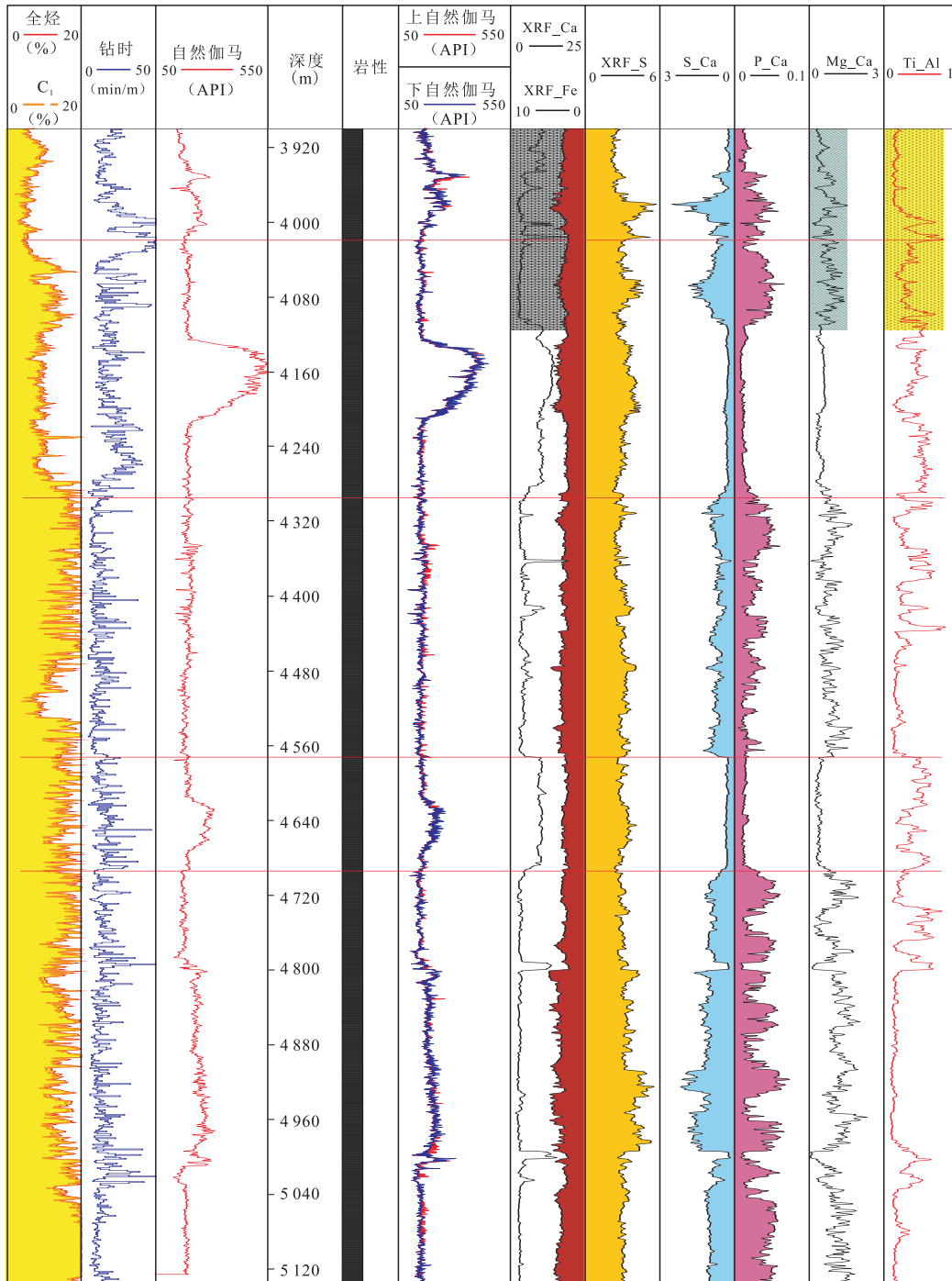


图6 套变位置与岩性界面关系

Fig. 6 Relation between deformation position with lithological interface

表5 多因素影响下的套管抗挤性能数据  
Table 5 Casing collapse properties data under multiple influence factors

套管规格 (mm)	壁厚 (mm)	抗外挤强度(MPa)					地层破裂 压力 (MPa)	套管内 压力 (MPa)	抗外挤 安全系数
		API 理论值	偏心40%+ 水泥环缺失20°	温度降影响 为90℃时	井身全角变化率 为10°/30m时	瞬时停泵 27s			
φ139.7	12.70	156.7	150.3	124.3	120.7	110.7	120	100	6.5
φ139.7	10.54	120.2	115.3	90.3	86.7	76.6	120	100	4.5

中,弹性模量各向异性特征明显,会导致局部应力增加。理论模拟分析,套管应力最大位置出现在岩性界面位置,且两侧地层弹性模量差值越大,套管应力集中的程度越高,当两侧地层弹性模量的差值达到15 GPa时,套管应力可达521 MPa,相比于地层为均质时,套管应力升高程度为54%(图7)。

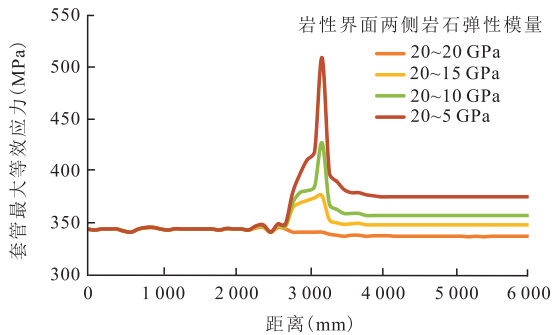


图7 套管内壁应力随井深变化规律

Fig. 7 Variation of maximum equivalent stress with casing depth

### 2.3.2 多因素耦合影响

以套管—水泥环—地层为研究对象,考虑地层各向异性、温度压力耦合、环空束缚流体、岩性界面、地层滑移等条件,建立有限元分析模型,综合考虑工程因素和地质因素耦合影响,分别计算岩性界面影响和地层滑移影响。为了分析套管应力的变化,设置套管为弹性体,同时考虑温度—压力耦合以及岩性界面对套管应力的影响,计算结果显示,套管应力由521 MPa增至785.4 MPa,增加比例为50.7%(图8)。而地层滑移对套管变形的影响更大,模拟上覆岩层滑移距离在0~15 cm情况下,对套管产生的应力由338.9 MPa增至2559 MPa(图9),同时套管会产生严重的变形,相比于温度—压力耦合对套管应力的影响,地层滑移对套管应力的影响远大于温度—压力耦合甚至岩性界面和环空束缚流体等的影响。分析结果表明,在改造作用下,可能导致储层产生微裂缝,由于储层岩石各向异性影响,发生相对滑

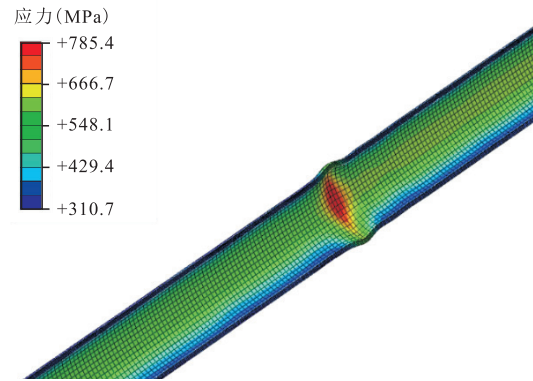


图8 温压变化+岩性差异下的套管应力

Fig. 8 Casing stress of temperature-pressure change with lithologic difference

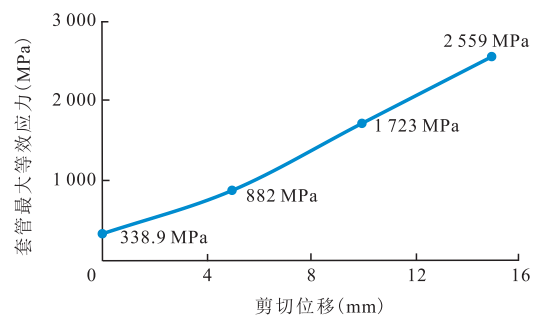


图9 温压变化+断层滑移的套管应力

Fig. 9 Casing stress of temperature-pressure change with various fault slip distance

移,从而导致套变承受过大的剪切力而发生变形。

## 3 结论

1) 在前人研究的基础上,对套管变形类型进行数值模拟,明确了威荣页岩气套变主要类型为套管受挤压或地层滑移剪切作用导致套变。

2) 对影响套管强度的工程条件和地质条件进行了分析,结果表明:工程参数对套管强度影响较小,并不是套管变形的主要因素,而在工程因素和岩石各向异性或者岩层滑移的耦合作用下,会导致套管应力大幅度升高,从而导致套管变形。

3) 需要进一步深入研究改造施工参数对各向异性储层的起裂、滑移及应力场分布的影响规律,进而建立页岩气改造施工过程中的套管变形防控技术,解决生产问题。

#### 参考文献

- [1] JANSZEN M, BAKKER T, ZITHA P L J. Hydraulic fracturing in the Dutch Posedonia Shale[C]// paper SPE-174231-MS presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition, June 3-5, 2015, Budapest, Hungary.
- [2] SUGDEN C, JOHNSON J, CHAMBER S, et al. Special considerations in the design optimization of the production casing in high-rate, multistage-fractured shale wells[J]. SPE Drilling & Completion, 2012, 2(4): 459-472.
- [3] LIAN Z H, YU H, LIN T J, et al. A study on casing deformation failure during multi-stage hydraulic fracturing for the stimulated reservoir volume of horizontal shale wells[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 23: 538-546.
- [4] YAN W, ZOU L Z, LI H, et al. Investigation of casing deformation during hydraulic fracturing in high geo-stress shale gas play[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 150: 22-29.
- [5] LIU K, GAO D L, WANG Y B, et al. Effect of local loads on shale gas well integrity during hydraulic fracturing process[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2017, 37: 291-302.
- [6] 陈朝伟, 石林, 项德贵. 长宁—威远页岩气示范区套管变形机理及对策[J]. 天然气工业, 2016, 36(11): 70-75.
- CHEN Zhaowei, SHI Lin, XIANG Degui. Mechanism of casing deformation in the Changning-Weiyuan national shale gas project demonstration area and countermeasures[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(11): 70-75.
- [7] 蒋可, 李黔, 陈远林, 等. 页岩气水平井固井质量对套管损坏的影响[J]. 天然气工业, 2015, 35(12): 77-82.
- JIANG Ke, LI Qian, CHEN Yuanlin, et al. Influence of cementing quality on casing failures in horizontal shale gas wells[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(12): 77-82.
- [8] 范明涛, 柳贡慧, 李军, 等. 页岩气井温压耦合下固井质量对套管应力的影响[J]. 石油机械, 2016, 44(8): 1-5.
- FAN Mingtao, LIU Gonghui, LI Jun, et al. Effect of cementing quality on casing stress of shale gas well under heat-mechanical coupling[J]. China Petroleum Machinery, 2016, 44(8): 1-5.
- [9] 田中兰, 石林, 乔磊. 页岩气水平井井筒完整性问题及对策[J]. 天然气工业, 2015, 35(9): 70-76.
- TIAN Zhonglan, SHI Lin, QIAO Lei. Research of and countermeasure for wellbore integrity of shale gas horizontal well[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 70-76.
- [10] 于浩, 练章华, 徐晓玲, 等. 页岩气直井体积压裂过程套管失效的数值模拟[J]. 石油机械, 2015, 43(3): 73-77.
- YU Hao, LIAN Zhanghua, XU Xiaoling, et al. Numerical simulation for casing failure during volumetric fracturing of shale gas vertical wells[J]. China Petroleum Machinery, 2015, 43(3): 73-77.
- [11] 戴强. 页岩气井完井改造期间生产套管损坏原因初探[J]. 钻采工艺, 2015, 38(3): 22-25.
- DAI Qiang. Analysis of production casing damage reasons during testing and completion of shale gas well[J]. Drilling & Production Technology, 2015, 38(3): 22-25.
- [12] 高利军, 柳占立, 乔磊, 等. 页岩气水力压裂中套损机理及其数值模拟研究[J]. 石油机械, 2017, 45(1): 75-80.
- GAO Lijun, LIU Zhanli, QIAO Lei, et al. Mechanism analysis and numerical simulation of casing failure in hydraulic fracturing of shale gas formation[J]. China Petroleum Machinery, 2017, 45(1): 75-80.
- [13] 李凡华, 乔磊, 田中兰, 等. 威远页岩气水平井压裂套变原因分析[J]. 石油钻采工艺, 2019, 41(6): 734-738.
- LI Fanhua, QIAO Lei, TIAN Zhonglan, et al. Analysis on the causes of casing deformation in fractured shale-gas horizontal wells of Weiyuan Block[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2019, 41(6): 734-738.
- [14] 李留伟, 王高成, 练章华, 等. 页岩气水平井生产套管变形机理及工程应对方案——以昭通国家级页岩气示范区黄金坝区块为例[J]. 天然气工业, 2017, 37(11): 91-99.
- LI Liuwei, WANG Gaocheng, LIAN Zhanghua, et al. Deformation mechanism of horizontal shale gas well production casing and its engineering solution: A case study on the Huangjinba unit of the Zhaotong national shale gas demonstration zone[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(11): 91-99.
- [15] 黄永智, 李轩, 戴昆, 等. 页岩气生产套管损坏原因浅析与推荐解决方案[J]. 石油管材与仪器, 2020, 6(3): 82-85.
- HUANG Yongzhi, LI Xuan, DAI Kun, et al. Damage causes and solutions for shale gas production casing[J]. Petroleum Tubular Goods & Instruments, 2020, 6(3): 82-85.
- [16] 张庆生, 韩伟民, 闫怡飞, 等. 基于套变数据的盐岩地层非均匀地应力反演[J]. 断块油气田, 2020, 27(1): 126-130.
- ZHANG Qingsheng, HAN Weimin, YAN Yifei, et al. Inversion study on non-uniform in-situ stress in salt formation based on casing deformation data[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(1): 126-130.
- [17] 席岩, 李军, 柳贡慧, 等. 瞬态力-热耦合作用下水泥环形态对套管应力的影响[J]. 断块油气田, 2017, 24(5): 700-704.
- XI Yan, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Impact analysis of cement sheath shape on casing stress under transient mechanical-thermal coupling effect[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(5): 700-704.
- [18] SHEN Z, LING K. Maintaining horizontal well stability during shale gas development[C]// paper SPE-164037-MS presented at the SPE Unconventional Gas Conference and Exhibition, January 28-30, 2013, Muscat, Oman.
- [19] LIAN Z H, YU H, LIN T J, et al. A study on casing deformation failure during multi-stage hydraulic fracturing for the stimulated reservoir volume of horizontal shale wells[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2015, 23: 538-546.
- [20] 郭雪利, 李军, 柳贡慧, 等. 基于震源机制的页岩气压裂井套管变形机理[J]. 断块油气田, 2018, 25(5): 665-669.
- GUO Xueli, LI Jun, LIU Gonghui, et al. Research on casing deformation for shale gas wells based on focal mechanism[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2018, 25(5): 665-669.

(编辑 李青)