

页岩气重复压裂井射孔套管强度分析及仿真模拟

胡毅

中石化江汉石油工程有限公司井下测试公司 湖北武汉 430075

摘要:页岩气井射孔压裂后,套管强度降低,加上长期的生产导致套管变形腐蚀结垢,严重影响重复压裂井的工艺选择。通过连续油管下入多臂井径仪,以及初次射孔等设计资料,测量出套管在多个位置的内径变化,分析出在射孔段位套管变形最为严重。结合套管的弹性模量为 210GPa,泊松比为 0.3 以及套管的射孔参数建立三维模型后进行仿真模拟,分析在射孔前后的套管强度变化。结果表明在每簇簇长 1m、螺旋分布 20 孔的条件下,相比较与焦页 XHF 采用的 60° 相位角射孔套管,45° 相位角射孔套管变形量减少约 20.88%,随着孔径增大,套管的变形量呈现指数式增长,其中在 0-10mm 段曲线较为平缓,为焦页 XHF 井筒完整性和重复压裂工艺提供指导性的作用。

关键词:重复压裂;套管变形;射孔孔径;相位角;仿真

引言

焦页 XHF 井位于重庆市涪陵区焦石镇,是针对上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组下部页岩气层部署的一口页岩气开发井。通过对焦页 XHF 井井筒完整性测井,采用 2 趟 40 臂井径和解释资料,测量井段内存在 2 处短套、41 处射孔层,与实际短套位置及射孔井段深度相符;套管底部存在多处结垢,测量井段内套管腐蚀情况较轻微;射孔井段所在套管变形程度,受压裂影响较大。通过建立套管模型,结合受力分析及射孔参数,研究指导套管强度变化,为页岩气重复压裂井井筒评估提供支撑。

套管损坏一般认为是由于地层流体压力和地应力对套管的挤压作用造成的,地层流体压力和地应力大于套管的屈服强度后,套管就产生变形和损坏。国外对套管损坏的研究有较长的历史,研究方法基本成熟,目前已经形成了理论模型结合物理实验和数值模拟的研究方法。2020 年李明飞等人研究了射孔套管应力强度及影响因素仿真分析^[1]。2019 年,肖钦萍研究了页岩水平井套管受力分析及应力分布数值模拟研究,为改善高温油气井套管设计提出了新的观点^[2]。近年来,在页岩气的开采过程中,美国 Marcellus 页岩气田和 Utica 页岩气田都出现了较为严重的套管损坏现象,通过研究发现许多变形的套管都受到了剪切作用的影响,发生了明显的剪切变形。因此,许多专家认为套管损坏现象可能与压裂过程中地层的滑移有关,地层滑移使套管受到剪切力,进而发生剪切变形,并且在射孔处的套管的变形最为严重,

针对焦页 XHF 井的套管变形进行分析。

1 基本情况

涪陵页岩气田位于重庆市涪陵区,构造为北东向展布宽缓断背斜。2013 年正式投入开发,2017 年进入两层立体开发调整阶段,2020 年进入三层立体开发阶段。储层埋深适中 2300-2800m,页岩厚度约为 85 ~ 102m。纵向上,自下而上粘土含量增加(41% ↗ 52%),脆性降低(53% ↘ 42%),层理缝发育程度降低,可压性变差,裂缝复杂度降低。

焦页 XHF 井本井自井深 2781.00m(斜深)进入水平段,水平段总长 1200.00m。水平段岩性为灰黑色碳质泥岩、深灰色含灰泥岩以及灰色泥质灰岩,下部 38m 目的层(2377.5-2415.5m/38m)长英质等脆性矿物含量明显较高,含量一般为 50.9 ~ 80.3%,平均为 61.3%/51 块,石英含量最大达到 70.6%,平均达到 44.42%,对于后期的压裂改造有利。

2 套管损伤分析

2.1 解释评价标准

2.1.1 套管内外径及壁厚标准

焦页 XHF 井的套管标准内径为 118.62mm,外径为 139.7mm,标准壁厚为 10.54mm。

2.1.2 套管损伤级别定义标准(见表 1)

表 1 套管损伤级别标准

序号	壁厚损失率(%)	损伤等级
1	[0,1%)	零级损伤

2	[1%,20%)	一级损伤
3	[20%,40%)	二级损伤
4	[40%,60%)	三级损伤
5	[60%,100%)	四级损伤

2.2 焦页 XHF 井套管变形分析

在焦页 XHF 井通过对井筒完整性进行验证,采用 40 臂井径测绘出套管损伤曲线,对其中变形较严重井段分析绘制出该井段的平面图,便于分析其存在的变形程度较大的位置,为后续的工作提供指导性的意见。

2.2.1 射孔井段 2960.62 ~ 2971.63m

井深 2968.77m 处的 40 臂平面图分析,此处最大臂值 65.44mm,最小值 50.36mm,最小通径 107.41mm。最大壁厚为 13.12mm,最小壁厚 9.18mm,平均壁厚 10.66mm,壁厚变化率 12.9%。

2.2.2 射孔井段 3870.96 ~ 3881.92m

井深 3879.26m 处的 40 臂平面图分析,此处最大臂值 63.06mm,最小臂值 55.92mm,最小通径 115.64mm。最大壁厚为 12.87mm,最小壁厚 9.99mm,平均壁厚 10.48mm,壁厚变化率 5.14%。

2.2.3 射孔井段 3807.64 ~ 3818.41m

井深 3815.43m 处的 40 臂平面图分析,此处最大臂值 61.46mm,最小臂值 54.16mm,最小通径 113.25mm。最大壁厚为 13.37mm,最小壁厚 7.51mm,平均壁厚 10.59mm,壁厚变化 28.75%。

2.2.4 射孔井段 3528.46 ~ 3539.14m

井深 3532.56m 处的 40 臂平面图分析,此处最大臂值 60.70mm,最小臂值 59.56mm,最小通径 119.51mm。最大壁厚为 13.04mm,最小壁厚 9.80mm,平均壁厚 10.48mm,壁厚变化率 7.02%。

841.87 ~ 2853.06m、2874.86 ~ 2885.93m、2896.95 ~ 2907.19m、3068.59 ~ 3079.60m、3838.95 ~ 3850.05m 井段内,射孔井段附近也存在套管变形。40 臂井径曲线有连续弯曲变化,但变化幅度较之前分析井段减小,磁测厚的壁厚曲线有变小趋势,测厚成像图大面积变蓝。

通过对焦页 XHF 现场的测量分析结果表明,该井况出现严重变形的部分均分布在射孔处。因此,通过对焦页 XHF 的设计参数以及射孔参数进行分析,寻找在该种状态

下的套管进行强度分析,减少射孔对套管强度的影响。

2.3 损伤结果分析

根据现场 40 臂井径和磁测厚资料反映,射孔井段所在套管受压裂影响较大,其中 2960.62 ~ 2971.63m、3528.46 ~ 3539.14m、3807.64 ~ 3818.41m、3870.96 ~ 3881.92m 四根套管变形严重。这是因为射孔时发出的巨大冲击力使套管承受巨大的载荷,从而使射孔周围的套管承受巨大的压力而产生变形和裂纹。这对于套管的强度有较大的影响,当出现裂纹时若及时发现解决若持续输出较大载荷的话将会导致疲劳裂纹扩展,最终导致套管的损坏,而严重影响施工过程。

射孔对套管损坏的作用主要表现在:

流入套管外侧的酸液、压裂液等各种液体,会对套管严重腐蚀,极大的削弱了材料的抗挤压强度,同时这些液体对套管施以挤压力,使套管变形损坏。酸化腐蚀的主要部位是射孔位置及附近。

套管的射孔位置及其周围区域是套管发生变形或者机械损伤的主要区域,这是因为该井段是压裂施工采油的主要部分。

国内外目前运用最为广泛的完井技术是射孔。套管在射孔完后出现多处孔洞,使圆柱表面的均匀性被破坏,套管的强度降低。同时,射孔位置及其附近的套管是地层滑动及坍塌、压裂、挤压力等外力作用最强的井段,加之油井长期开采,容易造成套管损坏。

3 仿真分析

3.1 套管物理模型

根据现场测量的数据分析可知在射孔处套管变形较为严重,现针对该段进行有限元分析。根据焦页 XHF 井的井身结构,确定其生产套管的参数以及其射孔参数,建立模型。套管内外径及壁厚标准见表 3。

表 3 套管内外径及壁厚标准

标准内径 (mm)	118.62mm
标准外径 (mm)	139.70mm
标准壁厚 (mm)	10.54mm
长度 (m)	11m

本井采用每段 2-3 簇射孔,1.0-1.5m/簇,60° 相位角螺旋布孔,20 孔 /m,孔径 9.5mm。第一段采用连续油管传输射孔,其他段采用泵送桥塞联作射孔工艺。射孔参数见表 4。

表 4 焦页 XHF 井射孔参数表

分段序号	射孔簇数	每簇长度 (m)	每段射孔长度 (m)	孔密 (孔/m)	相位角 (°)	孔径 (mm)
1、2	2	1.5	3.0	20	60	9.5
3-15	3	1.0	3.0	20	60	9.5

该井生产套管为 $\Phi 139.7 \times 10.54$ TP125T 管材, 抗内压强度 112MPa。考虑套管材质、施工安全限压、压力安全窗口影响, 设计施工排量为 12-14m³/min, 预计施工压力为 68-77MPa。

现设套管长为 3m, 内径为 118.62mm, 外径为 139.70mm, 厚度 10.54mm。取 1m 的簇长, 孔密 20 (孔/m), 相位角为 60°, 孔径取 9.5mm 建立三维模型 (见图 1)。



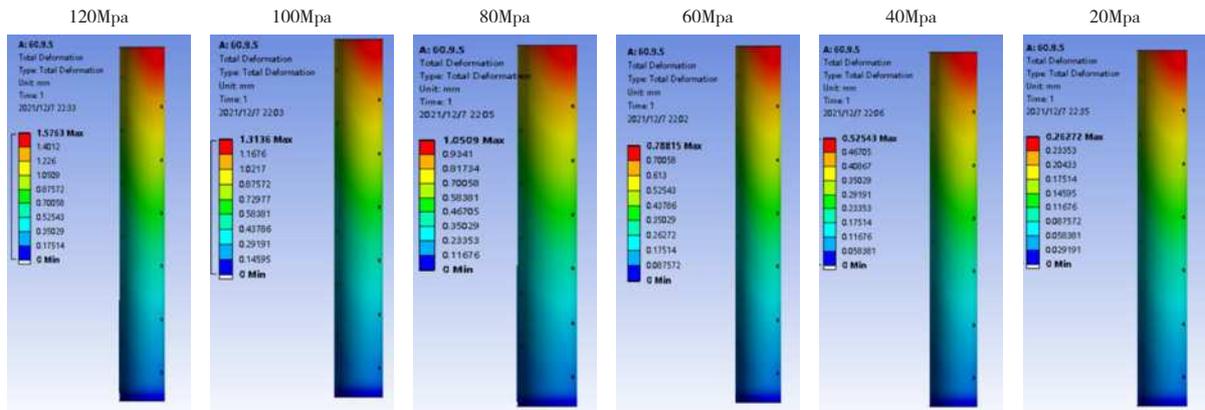
图 1 射孔段套管模型

3.2 焦页 4—HF 井射孔对套管的影响

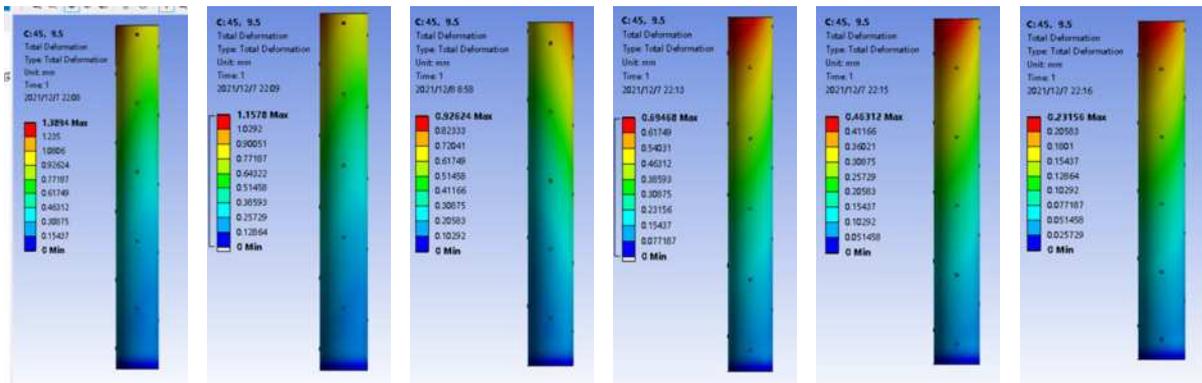
3.2.1 针对焦页 XHF 井的射孔相位角仿真分析

根据套管的参数以及射孔参数分析在该条件下的套管强度。取套管的材料性能参数: ①弹性模量为 210GPa; ②泊松比为 0.3; ③屈服极限为 830MPa; ④剪切模量为 8000MPa。利用 ansys 对下列三种套管进行分析, 首先将建好的三维模型导入后划分网格, 其中普通套管共有 185874 个节点以及 34000 个网格, 均布 60° 螺旋分布的套管共有 248079 个节点以及 137846 个网格, 均布 45° 螺旋分布的套管共有 50763 个节点以及 26155 个网格。为简化实验步骤, 假定套管在射孔时未产生裂纹等影响 (见图 2)。

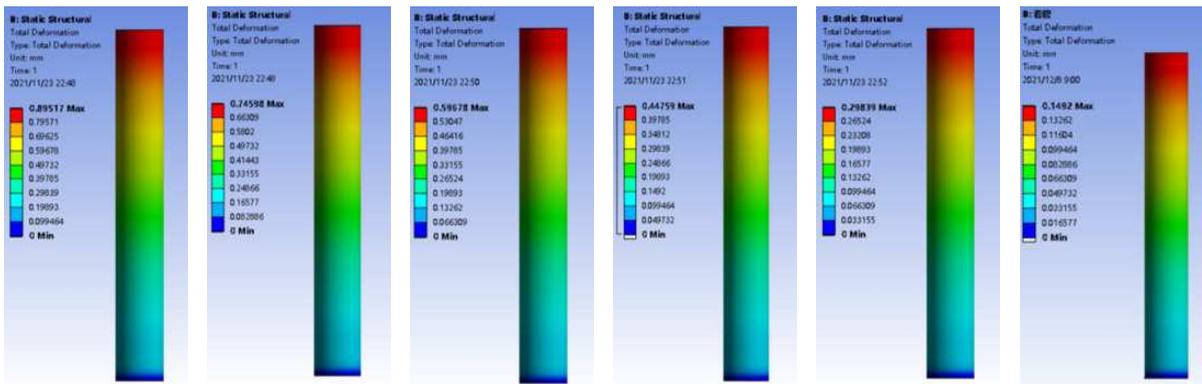
图 2 射孔前后不同内压形变对比



均布 60° 相位角螺旋式射孔后套管强度分析



均布 45° 相位角螺旋式射孔后套管强度分析



未射孔普通套管强度分析

通过仿真分析, 采用 60° 相位角的最大形变量, 在 120MPa 压力条件下为 1.5763mm; 100MPa 压力条件下为 1.3136mm; 80MPa 压力条件下为 1.0509mm; 采用 45° 相位角在 120MPa 压力条件下为 1.3894mm; 100MPa 压力条件下为 1.578mm; 80MPa 压力条件下为 0.92624mm。对比射孔前后的套管在相同的内压条件下的最大形量分析得出在射孔前后套管的强度明显下降, 并且随着内压的不断增大形变量呈线性变化, 采用每簇 1m 螺旋 60° 相位角, 孔径 9.5mm,

取 20 孔的射孔套管强度相比较未射孔的下降 76.09%, 采用 45° 均布的为 55.21%。

3.2.2 针对焦页 XHF 井的射孔孔径仿真分析

本次仿真采用以上相同的套管数据, 通过上表可知采用 45° 相位角射孔的套管对套管形变影响较小, 故本次仿真采用同样的材料, 同样的约束条件以及统一采用 120Mpa 的内压进行分析 (见表 5)。

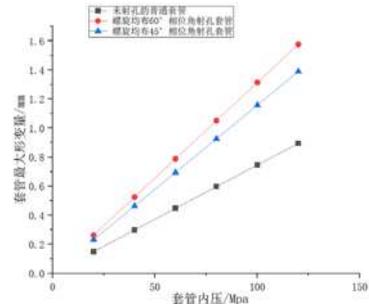
表 5 焦页 XHF 井的不同射孔孔径对套管形变的仿真数据

射孔孔径 (mm)	6	8	9.5	12	14	16	18	20
套管最大形变 (mm)	1.07	1.2646	1.3894	1.9554	2.4591	3.0697	3.7937	4.6277

4 套管形变预测

4.1 套管变形风险预测

通过分析可以知按照每簇 1m, 相位角 45° 的螺旋式 20 个射孔的条件下射孔孔径对套管的强度影响, 其中随着孔径的增大套管的最大型变量呈现指数式增长, 其中在 0-10mm 段曲线较为平缓。



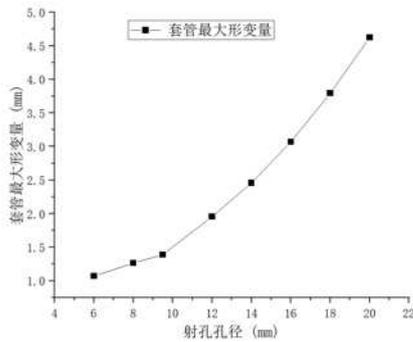


图3 针对焦页 XHF 井不同射孔孔径、不同射孔方式对套管形变的影响曲线

通过所分析的数据绘制的图像如上，对于不同工况条件下的压裂过程根据不同内压条件下测得套管的形变量如图3所示，随着套管内压的不断其套管的形变量呈现线性相关。结合焦页地区的地质条件可适当选择套管材料，分析不同环境下的射孔参数进行计算分析，选择最佳射孔方案减小套管变形。

5 结论与建议

对于焦页 XHF 的套管尺寸，采用螺旋式均布射孔在满

足每簇 20 射孔的条件下，在相同套管尺寸下，套管壁厚越大，套管承受内部压力越强；在考虑实际的经济成本的情况下可适当提高套管厚度。

在每簇射孔段为 1m，螺旋分布 20 孔的条件下，较优的射孔参数为 60° ，相比较于 45° 相位角与 60° 相位角在 20–120MPa 的不同内压条件下均布 45° 相位角对套管变形的影响较小，相比较与焦页 XHF 采用的 60° 相位角射孔套管变形量减少约 20.88%。

焦页 XHF 井的一段壁厚最大变化 28.75%，是由于该段处于射孔情况下且所受压裂变化较大所导致，可适当提高壁厚减小套管变形。

参考文献：

- [1] 付盼. 威远地区套管变形物理模拟试验研究 [D]. 中国石油大学 (北京), 2019.
- [2] 葛廷建. 射孔后套管异常情况分析及预防 [J]. 江汉石油职工大学学报, 2018, 31(02):

作者简介：胡毅（1988-），男，本科，工程师，现从事储层改造技术研究。