

页岩气水平井水力压裂过程中套管变形影响因素研究

刘海龙, 贾赛楠, 张 好

重庆科技大学安全工程学院, 重庆

收稿日期: 2024年3月15日; 录用日期: 2024年3月30日; 发布日期: 2024年4月23日

摘 要

自2012年我国开始进行大规模的页岩气商用开发活动以来,在页岩气水平井水力压裂过程中,套管变形问题频繁发生。尽管目前学者对其中机理进行了深入研究,但仍有很多问题亟待解决。本文在现有文献的基础上,对套管变形相关的研究现状进行了总结分析。结果表明,四川盆地页岩气开发中的套管变形率高于其他地方,且以剪切变形为主。影响页岩气水平井套管变形的主要因素有套管抗挤强度减弱、地质因素、水泥环质量、压裂施工参数等。本研究可为页岩气水平井水力压裂过程中套管变形的防治提供一定的参考。

关键词

页岩气, 水平井, 水力压裂, 套管变形

Research on Factors Affecting Casing Deformation during Hydraulic Fracturing of Shale Gas Horizontal Wells

Hailong Liu, Sainan Jia, Hao Zhang

School of Safety Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: Mar. 15th, 2024; accepted: Mar. 30th, 2024; published: Apr. 23rd, 2024

Abstract

Since the large-scale commercial development of shale gas began in China in 2012, casing deformation issues have frequently occurred during the hydraulic fracturing process of shale gas hori-

zontal wells. Despite in-depth research by scholars on the underlying mechanisms, there are still many unresolved questions. Building upon existing literature, this study provides a summary and analysis of the current research status related to casing deformation. The results indicate that the casing deformation rate in the Sichuan Basin shale gas development is higher compared to other regions, with shear deformation being predominant. The main factors influencing casing deformation in shale gas horizontal wells include weakened casing extrusion resistance, geological factors, cement ring quality, and fracturing construction parameters. This study can serve as a valuable reference for preventing and addressing casing deformation during the hydraulic fracturing process of shale gas horizontal wells.

Keywords

Shale Gas, Horizontal Well, Hydraulic Fracturing, Casing Deformation

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在页岩气开发过程中,为实现商业效益开发,广泛采用了水平井技术,结合大规模多级压裂工艺来沟通天然裂缝和层理平面,形成油气出产裂缝网络。当水平井段穿过具有不同力学性质的地层时,由于地质构造、地层岩性和物性差异以及深度的影响,套管表面的应力分布不均匀。此外,多级压裂作业会引起套管周边压力和温度的剧烈变化。因此,在复杂的水力压裂环境中,水平段的套管极易发生变形和损坏。

套管变形会使得桥塞、射孔枪等井下工具难以通过变形段,到达设计位置,从而影响后续压裂作业和生产效率,甚至导致压裂作业完成前井眼的报废,大幅提高了建井成本。

目前,世界上的美国、加拿大、阿根廷等国家都相继实现了页岩气产业的商业开发。我国的页岩气产业虽然相对起步较晚,但在国家清洁能源战略的大力推动下,呈现出了高歌猛进、迎头赶上的姿态。而套管变形问题却成为了严重阻碍页岩气产业发展的“绊脚石”。本文通过对四川盆地页岩气水力压裂过程中的套管变形数据的统计,明确了套管变形点的分布及形貌特征,总结了压裂过程中导致套管变形的影响因素,研究成果可为页岩气井的安全高效开采提供一定的参考依据。

2. 套管变形特征

2.1. 发生频率

据统计[1][2][3],四川盆地长宁页岩气区块套变率为40.7%,威荣区块为42%,威远区块为57.7%,昭通区块为22.5%,泸州区块为68.6%。

2.2. 变形分布特征

据统计[4][5][6],威远-荣县地区页岩气井段A靶点和中部发生的套管变形占比67%,有73%的套管变形部位与岩性界面相关,有33%的套变点附近裂缝发育。威远-长宁区块有65%的套管变形点位于跟端附近,有29%位于跟端与趾端之间。套管变形分布特征如下:1) A靶点周边的套管变形点高于其他部位。2) 变形点从水平井的趾端向跟端逐渐增多。3) 靠近天然裂缝和断层的变形点数量远高于其他区域。

4) 套管变形发生的时间大多在下放泵送桥塞和桥塞钻进过程中。5) 同一变形点套管的变形量存在随压裂施工的进行逐渐增大的现象。

2.3. 变形形貌

剪切变形和压缩变形是四川盆地页岩气井套管变形的的主要形式。长宁-威远地区的三维测井成像数据表明, 套管变形多为剪切变形。这是由于水力压裂活动极易诱发处于临界状态的裂缝/断层的发生活化滑动, 滑移带来的不均匀载荷促使套管发生剪切变形。但涪陵地区页岩气井的测井数据显示, 套管变形以压缩变形为主。这是因为涪陵地区地质结构较为稳定, 没有发生压裂断裂/断层滑动。

3. 套管变形影响因素

3.1. 套管抗挤强度降低

四川盆地页岩储层埋藏深度为 2000~7000 米, 地温梯度为 25℃~35℃/km, 地层最深处温度最高可达 240℃以上。套管的抗挤强度会因弯曲、温度和磨损而降低。

3.1.1. 弯曲

狗腿度是指套管在油气井中弯曲的程度。狗腿度较大的区域, 套管的壁厚通常比直管段要薄, 因此在该区域受到外部力的作用时, 应力会更集中, 从而削弱套管抗挤强度。研究表明, 当狗腿度处于 0°~7°/30m 区间时, 套管抗挤强度呈线性下降趋势, 当狗腿度大于 7°/30m 时, 套管抗挤强度会下降得更快[7]。

3.1.2. 温度

高温或频繁的温度波动会降低套管的抗挤强度。高温会导致套管材料发生热膨胀, 而剧烈的温度波动则会使套管不断地经历热膨胀和收缩的循环过程。这种频繁的热膨胀和收缩会导致套管受到热应力的循环加载, 进而降低套管的疲劳寿命和抗挤强度。以 P110 钢级套管为例, 当井底温度降低至 70℃时, 套管抗挤强度会降低 14%; 即使是高钢级套管 TP140 型的抗挤强度也会降低 10% [8]。

3.1.3. 磨损

在钻井和压裂作业过程中, 钻头、钻杆等工具在套管内旋转钻进时, 会与套管壁接触产生摩擦和切削作用, 从而引起套管磨损。特别是在使用携带颗粒物的钻井液和压裂液的情况下, 更容易加速套管的磨损。以常规压裂施工现场设置的每 100 米井段造斜率 10°为例, 正常作业后 T95 型套管的磨损程度为 11.74% [9]。若再考虑温度的影响, 相较于 20℃, 200℃时套管的抗挤强度将会下降 6.5% [10]。

综上所述, 高温条件下弯曲和磨损的复合作用是引起套管变形的重要原因。

3.2. 地质因素

3.2.1. 地应力

由于页岩储层地质构造和地层性质的复杂性, 不同深度和不同地层的岩石性质差异会导致地应力的不均匀分布, 因此套管总是处于非均匀外载状态, 容易受到来自地应力的剪应力的作用。研究发现, 套管外载荷的非均匀系数越大, 套管的抗挤强度会发生显著下降[11]。此外, 在多级水力压裂过程中, 随着压裂级数的增加, 压裂引起的应力累积效应会愈发明显。以每级间隔 50 米压裂为例, 5 级压裂后, 套管附近的地应力增幅将会高达 20.1 MPa [12]。因此, 在高地应力条件下, 往往很快就会发生套管挤压破坏, 尤其是后段压裂期间。

3.2.2. 裂缝/断层滑动与岩性界面

四川盆地地质构造运动频繁, 造成长宁-威远区块地质条件复杂, 天然裂缝、断层发育, 构造应力

强。在多级水力压裂过程中，大量高压压裂液进入天然裂缝或者层理弱面后，会破坏井筒附近的地应力平衡，容易诱发断层、天然裂缝、岩性界面和层理发生滑动，从而引起套管剪切变形。利用地震和测井资料对变形点附近的地质条件进行统计分析表明[3] [13]，长宁 - 威远区块约 61.7%的套管变形点与裂缝/断层和岩性界面/层理有关，泸州区块 80%的套管变形发生在天然裂缝与层理界面。因此，裂缝/断层滑移和岩性界面是长宁 - 威远、泸州区块页岩气井发生套管变形的重要原因。

3.2.3. 微地震

多级水力压裂可诱发微地震。例如，水力压裂活动在加拿大西部诱发的地震最高震级为 3.9 级[14]。大规模多级水力压裂过程中，极易引发微地震，从而增大裂缝/断层的滑移距离。长宁 - 威远、泸州区块地处地质活跃区，而涪陵和永川的地质构造相对稳定。因此，长宁 - 威远、泸州区块套管变形程度较涪陵和永川区块更严重。但是，微地震只是裂缝/断层滑移的诱发因素，而导致套管变形的根本原因仍然是裂缝/断层滑移。

3.3. 水泥环质量

3.3.1. 水泥环性能

水泥环的力学性能(抗压强度、胶结强度、杨氏模量、泊松比等)会显著影响套管所受的应力。研究表明，随着水泥环杨氏模量的减小，水泥环越不容易发生破坏，套管所受的最大应力也相应减小[15]。以 TP140 钢级套管为例，当水泥环的杨氏模量由 10 GPa 降低到 5 GPa 时，套管的安全系数则会从 0.98 提高到 1.2 [16]。低弹性模量和高泊松比的水泥环可以显著降低水泥环径向所受压力以及周向受到的拉力，从而促进水泥环的完整性，提高水泥环的完整性可以有效降低套管的局部应力。

3.3.2. 水泥环厚度

在页岩气压裂施工现场，增加水泥环的厚度是一种十分简便的防止套管变形的方法，但是作用有限。前人研究显示[16]，在发生断层/天然裂缝滑移的情形下，即使将水泥环厚度增加到 68 mm，使用 TP140 钢级套管也很难抵抗大于 10 mm 的滑移距离，增加水泥环厚度对套管应力的影响较小。水泥环厚度对套管变形的影响较其他影响因素作用有限，因此，仅考虑增加水泥环厚度不能有效地解决套管变形问题，可以考虑在增加水泥环厚度的同时在地层和套管之间添加更多的应力吸收材料，从而减小地应力对套管的影响。

3.4. 压裂施工参数

3.4.1. 温压变化

在水力压裂过程中，大量低温压裂液通过套管被快速高压注入地层，井筒遇冷收缩会导致套管抗外挤强度的降低。研究发现，井底温度下降 70~90℃，套管抗外挤强度会降低约 20~25 MPa [17]。此外，套管内部温度和压力交替剧烈变化会给套管施加交变应力，交变应力会降低水泥环的力学性能，导致胶结界面的失效，加速微环隙的产生，从而破坏固井界面密封的完整性。

3.4.2. 施工排量

大规模体积压裂的特点之一是持续以 10 m³/min 以上的排量向地层中注入 30,000 m³ 以上的流体，以达到最大范围改造页岩气储层，提高单井产气量的目的[18]。大量压裂液高压注入所形成的压力波在地层中的扩散传播会使得地层应力重新分布，导致地层中的应力差异增大，在套管周围形成不均匀的力学环境，从而增加套管变形的风险。此外，流体在套管内的高速流动会使得套管内壁面承受更大的冲击力，加剧套管壁面的磨损，降低套管的耐久性和完整性。

3.4.3. 施工压力

在多级水力压裂过程中, 需要较高的注入压力来破碎页岩储层, 形成广泛的连通的裂缝网络, 进而保证页岩油气的顺利采出。较大的泵压加载作用于套管会使得套管在内壁上产生较大的应力集中, 破坏套管结构的稳定性。页岩气井压裂施工的井口压力一般处于 65~81 MPa 区间, 此时套管内压为 101~126 MPa, 套管的最大等效应力为 449~575 MPa, 施工压力的增大对套管受力有十分显著的影响[19]。此外, 当固井质量不佳导致套管外部水泥环发生缺失时, 施工压力相同的条件下, 水泥环缺失处的套管应力值是水泥环完整处的 2 倍多[20]。因此, 压裂施工时合理调控井口压力对降低套管变形概率。

4. 总结

本文主要回顾了套管变形的研究进展, 分析了四川盆地页岩气开发区的套管变形特征及其主要影响因素。得出结论如下:

1) 全世界范围内的页岩气开发都出现了不同程度的套管变形问题, 而四川盆地页岩气储层由于地质条件复杂, 开发过程中发生套管变形的几率较大。其中 A 靶点附近的套管变形概率较大, 变形的主要形式为剪切变形。特别是长宁-威远地区, 由于天然裂缝/断层、岩性界面发育, 地质构造较差, 极易诱发滑移。天然裂缝/断层和岩性界面是导致套管损坏的主要因素。

2) 页岩气水平井水力压裂套管变形机理的研究虽然取得了重大进展, 但目前套管变形问题还没有得到彻底解决, 反映出当前学者对其机理的认识还没有达到相当成熟的水平, 需要持续深化相关研究。

3) 套管变形问题成因复杂, 仅靠单一措施很难实现套管变形的防治。必须坚持全链条思维, 综合前期地质勘查、合理的井筒轨迹设计、优化压裂施工参数、实时监测井下数据等多方面措施, 才能有效降低套管变形风险, 确保页岩气开发的顺利进行。

基金项目

重庆科技大学硕士研究生创新计划项目(YKJ CX2220709)。

参考文献

- [1] 赵超杰. 页岩气多级压裂井套管变形失效机理及试验研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- [2] 孟胡. 水力压裂应力场变化及其对套管变形的影响[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2023.
- [3] 韩玲玲, 李熙喆, 刘照义, 等. 川南泸州深层页岩气井套变主控因素与防控对策[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(4): 853-861.
- [4] 曹学军, 王明贵, 康杰, 等. 四川盆地威荣区块深层页岩气水平井压裂改造工艺[J]. 天然气工业, 2019, 39(7): 81-87.
- [5] Xi, Y., Li, J., Liu, G., et al. (2018) Numerical Investigation for Different Casing Deformation Reasons in Weiyuan-Changning Shale Gas Field during Multistage Hydraulic Fracturing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 163, 691-702. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.11.020>
- [6] 王乐顶, 魏书宝, 槐巧双, 等. 四川页岩气水平井套变机理、对策研究及应用[J]. 西部探矿工程, 2023, 35(2): 44-48+52.
- [7] 贾宗文, 刘书杰, 耿亚楠, 等. 弯曲井段套管抗挤强度理论及试验研究[J]. 石油机械, 2018, 46(9): 100-105.
- [8] 尹虎, 张韵洋. 温度作用影响套管抗挤强度的定量评价方法——以页岩气水平井大型压裂施工为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(4): 73-77.
- [9] 贾宗文. 考虑磨损的弯曲套管抗挤强度研究及应用[J]. 石油机械, 2018, 46(12): 1-7.
- [10] 周传喜, 田海锋, 郭伟, 等. 井筒温度对含缺陷套管抗挤强度的影响[J]. 石油机械, 2022, 50(10): 142-148.
- [11] 周雄, 林国庆, 钟莹莹, 等. 非均匀载荷和内压作用下石油套管的抗挤能力分析[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程),

- 2017, 44(8): 76-80.
- [12] 吴建忠, 张小军, 李军, 等. 页岩气井多级压裂过程中地应力变化对套管载荷的影响[J]. 石油管材与仪器, 2022, 8(2): 23-29.
- [13] Chen, Z., Shi, L. and Xiang, D. (2017) Mechanism of Casing Deformation in the Changning-Weiyuan National Shale Gas Demonstration Area and Countermeasures. *Natural Gas Industry B*, **4**, 1-6.
<https://doi.org/10.1016/j.ngib.2017.07.001>
- [14] Bao, X. and Eaton, D.W. (2016) Fault Activation by Hydraulic Fracturing in Western Canada. *Science*, **354**, 1406-1409.
<https://doi.org/10.1126/science.aag2583>
- [15] 刘硕琼, 李德旗, 袁进平, 等. 页岩气井水泥环完整性研究[J]. 天然气工业, 2017, 37(7): 76-82.
- [16] Guo, X., Li, J., Liu, G., *et al.* (2019) Numerical Simulation of Casing Deformation during Volume Fracturing of Horizontal Shale Gas Wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **172**, 731-742.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.067>
- [17] 乔智国, 叶翠莲. 威荣深层页岩气水平井压裂套变原因分析[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 89-95.
- [18] 郑新权, 何春明, 杨能宇, 等. 非常规油气藏体积压裂 2.0 工艺及发展建议[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(3): 1-9.
- [19] 聂荣国, 蔡明杰, 毛良杰, 等. 压裂工况对页岩气套管应力分布的影响[J]. 石油机械, 2019, 47(12): 139-146.
- [20] 丁建新, 席岩, 王海涛, 等. 水泥环缺失套管安全系数计算及规格优选[J]. 石油机械, 2023, 51(4): 112-118.