

大规模加砂压裂完井工具冲蚀定量模拟计算及工具优化

伍强¹, 杨云徽², 刘生国³, 张瑶¹

1. 中石化西南油气分公司石油工程技术研究院 四川德阳 618000

2. 中石化西南油气分公司采气二厂 四川南充 637000

3. 中石化西南石油工程公司井下作业分公司 四川德阳 618000

通讯作者: Email: 634965966@qq.com

项目支持: 中国石化重大项目“川西须二气藏钻完井及储层改造关键技术”(P21040-3)

引用: 伍强, 杨云徽, 刘生国, 等. 大规模加砂压裂完井工具冲蚀定量模拟计算及工具优化[J]. 油气井测试, 2024, 33(4): 37-43.

Cite: WU Qiang, YANG Yunhui, LIU Shengguo, et al. Quantitative erosion simulation calculation and optimization for large-scale sand fracturing completion tools [J]. Well Testing, 2024, 33(4): 37-43.

摘要 须家河致密砂岩气藏 120 MPa 超高压、长时间大排量加砂压裂作业对管柱冲蚀影响, 导致完井管柱出现变形、断裂、球座磨损、分段球不到位等问题。基于冲蚀磨损理论, 选择出分段管柱中四处冲蚀严重部位, 利用 Ansys 软件进行建模, 采用动静态结合方法, 计算得到了大规模加砂压裂施工管柱变径处的冲蚀程度定量值, 明确了油管短节与滑套球座为冲蚀严重位置, 有针对性地对冲蚀最严重位置进行了结构优化及材质优选。油管变扣短节优选 Q125 钢管材可兼顾强度及经济性; 改进滑套上接头变径处台阶倒角控制在 30° 以内, 滑套球座顶部优化设计为弧形结构, 球座采用硬质合金材质, 优化改进后的滑套冲蚀程度比原结构降低 66.5%, 经川东北须家河组 YL15、YL171、YL6 等多口井成功应用, 优化改进的压裂管柱满足了超高压加砂压裂长时间施工需求。

关键词 超高压; 大排量; 冲蚀; 油管短节; 滑套球座; 加砂压裂; 模拟计算; Ansys 有限元分析

中图分类号: TE357 文献标识码: B DOI: 10.19680/j.cnki.1004-4388.2024.04.006

Quantitative erosion simulation calculation and optimization for large-scale sand fracturing completion tools

WU Qiang¹, YANG Yunhui², LIU Shengguo³, ZHANG Yao¹

1. Petroleum Engineering Technology Research Institute of Sinopec Southwest Oil & Gas Branch, Deyang, Sichuan 618000, China

2. Sinopec Southwest Oil and Gas Branch Gas Production Plant 2, Nanchong, Sichuan 637000, China

3. Sinopec Southwest Petroleum Engineering Company Downhole Operations Branch, Deyang, Sichuan 618000, China

Abstract: The 120 MPa ultra-high-pressure, long-duration, high-displacement sand-fracturing operations in the Xujiache tight sandstone gas reservoir have significant erosion impacts on the completion string, leading to various problems including well string deformation, fracture, ball seat wear, and improper positioning of sectional balls. Based on erosion wear theory, four severely eroded sections of the segmented string were identified. Using Ansys software, a model was developed to quantitatively evaluate the erosion extent at the diameter transition points of the large-scale sand fracturing string, employing a combination of dynamic and static methods. The short tubing joint and the sliding sleeve ball seat were identified as the most erosion-prone areas, and targeted structural optimization and material selection were conducted for these critical points. For the variable diameter short tubing joints, Q125 grade tubing was selected for its balance of strength and cost-effectiveness. The chamfer angle at the diameter transition of the sliding sleeve upper joint was controlled within 30°, the top of the sliding sleeve ball seat was redesigned with an arc shape, and the material for the ball seat was altered to hard alloy. After these optimizations and improvements, the sliding sleeve exhibited a 66.5% reduction in erosion compared to the original structure. The improved fracturing string was successfully applied in several wells in Xujiache formation in the Northeast Sichuan, including well YL15, well YL171, and well YL6, meeting the demands of ultra-high-pressure, long-duration sand fracturing operations.


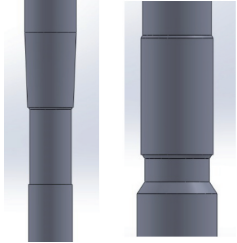
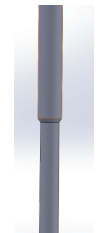
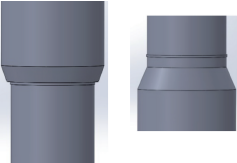
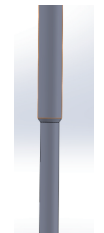
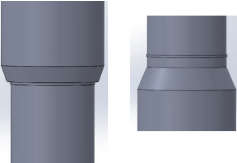
Keywords: ultra-high pressure; high displacement; erosion; short tubing joint; sliding sleeve ball seat; sand fracturing; simulation calculation; Ansys finite element analysis

随着页岩气大规模开发,页岩气体积压裂技术进入 3.0 时代,单井 EUR 得到有效提升,页岩气大规模压裂技术取得的产能突破,使体积压裂技术逐步向常规气井压裂推广。页岩气主体采用 $\phi 139.7\text{ mm}$ 套管固井完井,电缆泵送桥塞+射孔分段压裂,常规气新建井沿用了套管分段体积压裂完井方式,但挖潜井由于井身结构已固定,想要改变其结构满足大规模压裂需求,需通过悬挂、回接、固井等一系列工艺,过程复杂、成本难以控制,因此挖潜井采用 $\phi 114.3\text{ mm}+\phi 88.9\text{ mm}$ 组合油管带封隔器+投球滑套的完井管柱实现大排量大规模压裂作业。该套压裂管柱在四川盆地川东北须家河组老挖井应用较多,由于管柱中工具多、变径点多,限压 120 MPa 超高压、长时间大排量 ($10\sim 12\text{ m}^3$) 加砂冲蚀,出现管柱变形、断裂、球座磨损、分段球不到位等问题,事故复杂率占 66%。近年来,有不少针对大规模加砂压裂冲蚀的研究。张思松等^[1]针对大规模加砂压裂管柱冲蚀,通过综合国内外冲蚀研究,提出压裂管柱冲蚀的研究难点及未来的研究方向;钟林等^[2]基于流体力学、冲蚀理论,采用 Fluent 软件建立压裂球座固-液两相流冲蚀模型,对球座冲蚀磨损进行研究,分析不同角度下双锥面结构对球座冲蚀磨损的影响。在此基础上,开展球座冲蚀试验,研究 3 种不同表面材料对球座冲蚀的影响,设计出双锥面结构球座,并对表面喷涂强化处理,提高了抗冲蚀能力;杜培伟等^[3]等运用欧拉-拉格朗日法、浓密离散相模型和半经验冲蚀模型求解了颗粒对球座的冲蚀速率,提出了球座表面喷涂硬质合金涂层和碳化钨涂层的方法;魏辽等^[4]结合数值模拟与试验的方法,研究了压裂特定工况下固井滑套冲蚀情况。当滑套孔数较少时孔眼周边的冲蚀磨损较为明显,当滑套孔眼过流能力大于滑套内通径后,孔眼的冲蚀程度会显著降低。张晓东等^[5]通过建立投球滑套几何模型,采用 CFD(计算流体力学)方法对 2 种型号滑套进行特定压裂工况下冲蚀情况仿真分析。结果表明,最大冲蚀位置出现在导流面末端;导流角对滑套的耐冲蚀性能有较大影响,最优导流角度为 20° 。前期的冲蚀研究主要集中在球座的冲蚀模拟及结构优化,未见有对油管变径处及封隔器的冲蚀进行研究,且未针对 120 MPa 超高压,排量大于 $12\text{ m}^3/\text{min}$ 的冲蚀程度进行模拟计算。本文针对以上问题,首次开展管柱结构中涉及的变径位置经受超高压大排量加砂施工后,管柱冲蚀程度

模拟计算,优化改进管柱、工具结构,保障管柱安全,降低作业风险。

1 建立管柱变径点几何模型

在相关研究理论的基础上,以四川盆地川东北须家河组老挖井压裂管柱为例,采用 Ansys 软件中的 DesignModeler 模块对管柱中的变径位置进行建模。分别选取了双公短节与油管悬挂器之间的变扣短节、 $\phi 114.3\text{ mm}\times 8.56\text{ mm}$ 油管变 $\phi 88.9\text{ mm}\times 6.45\text{ mm}$ 油管短节、滑套球座、封隔器连接部位进行了建模(见表 1)。

表 1 不同变径处建模图统计表			
Table 1 Statistical table of modeling diagrams at different diameters			
型号	模型	型号	模型
#1 双公短节处		#3 滑套变径处	
			
#2 油管变扣处		#4 封隔器处	

2 大规模加砂冲蚀程度模拟计算

采用现场施工实际作业参数作为模拟计算的边界条件,对分段压裂管柱中涉及的变径位置分别进行冲蚀模拟计算。

2.1 计算方法

根据冲蚀磨损理论,冲蚀是固体颗粒以一定速度和角度对材料表面进行冲击,发生材料损耗的一种现象或过程,董刚等^[6]、董云龙等^[7]、张炜烽等^[8]研究认为固体颗粒在同一管径内冲蚀程度小,变径处由于管径变化,固体颗粒运行角度发生改变,变径位置冲蚀磨损程度严重。

针对建立的四组变径短节模型,先模拟静态下的管壁冲蚀率,然后使用动态耦合模型,利用动网格变化来模拟长时间冲蚀后管壁的冲蚀减薄情况^[9-11]。计算边界条件:入口压力 120 MPa、流速

12 m³/min、冲蚀颗粒粒径为 40/70 目、70/140 目。

2.2 双公短节处变扣

双公短节处的变扣短节变径为从 $\phi 70$ mm 的内径变为 $\phi 97$ mm 的内径,变扣短节上部接头连接

$\phi 70$ mm 内径的油管挂,下部接头连接内径 97 mm 的油管(见图 1)。

截取发生侵蚀相对明显的截面见图 2,查看其界面中心到边界处的距离。

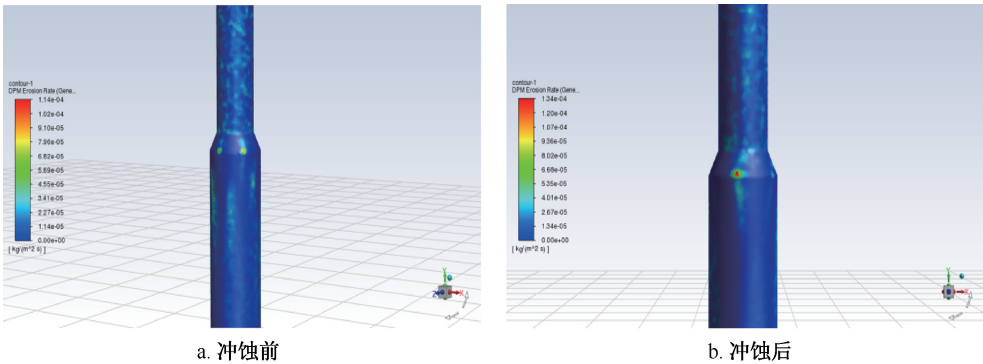


图 1 双公短节动态冲蚀前后冲蚀率
Fig. 1 Dynamic erosion rate of double male short joints before and after erosion

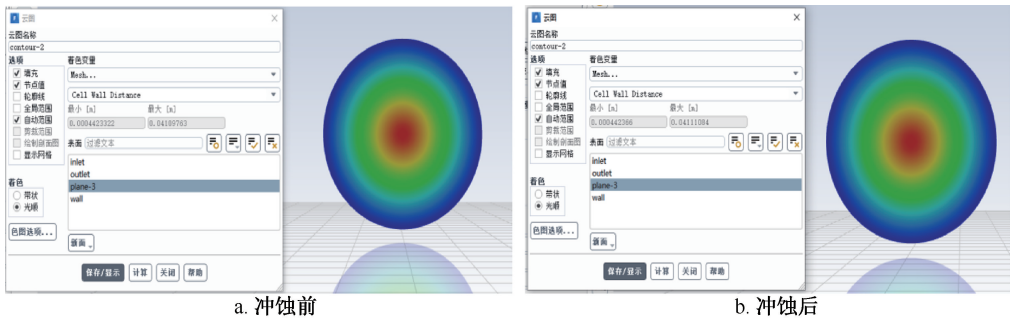


图 2 双公短节动态冲蚀前后截面
Fig. 2 Cross section of double male short joint before and after dynamic erosion

根据入井液量与施工排量计算得出需要模拟 16 650 s 的侵蚀后,管壁的距离变化为 0.013 mm,即冲蚀引起的壁面减薄为 0.013 mm。从小尺寸内径变为大尺寸内径的过程中,整体冲蚀程度较小。

2.3 油管变扣

模拟两种尺寸油管变扣,对比不同尺寸变径冲

蚀影响。一种为 $\phi 114.3$ mm \times 8.56 mm 油管变 $\phi 88.9$ mm \times 6.45 mm 油管短节,内径由 97 mm 变为 76 mm;另一种为 $\phi 88.9$ mm \times 6.45 mm 油管变 $\phi 73$ mm \times 5.51 mm 油管短节,内径由 76 mm 变为 62 mm。

$\phi 114.3$ mm \times 8.56 mm 油管变 $\phi 88.9$ mm \times 6.45 mm 油管短节冲蚀模拟(见图 3、图 4)。

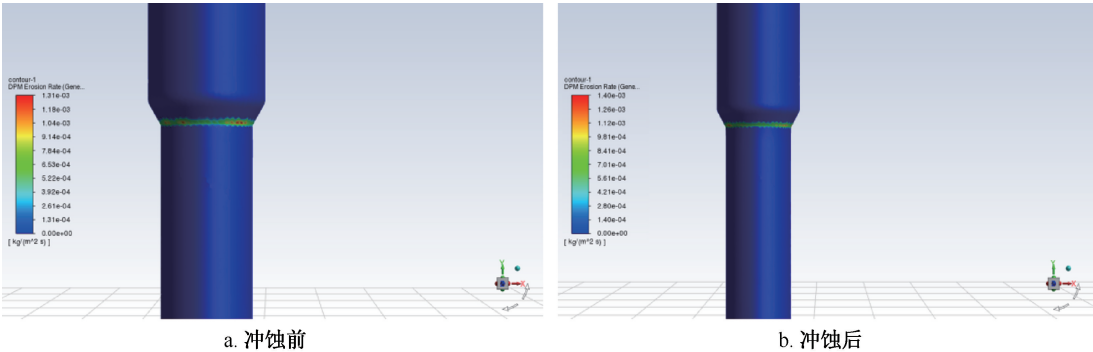


图 3 油管短节动态冲蚀前后冲蚀率
Fig. 3 Dynamic erosion rate of oil pipe short joints before and after erosion

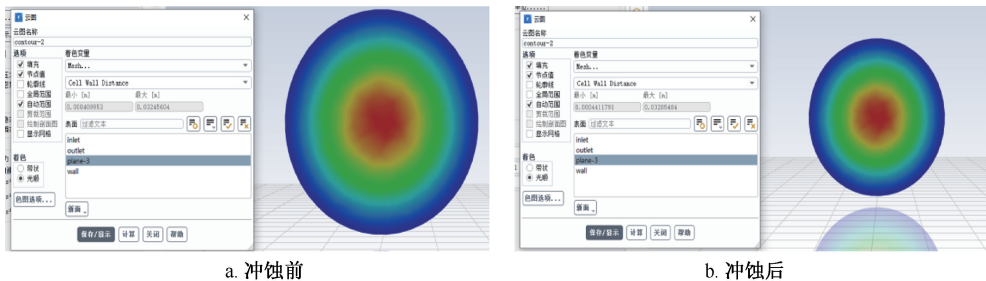


图 4 油管短节动态冲蚀前后截面图
Fig. 4 Cross section diagram of oil pipe short joint before and after dynamic erosion

动态冲蚀模拟后,模型壁面的冲蚀率上涨。说明管柱壁面内径逐渐缩小致使壁面冲蚀率上涨。
截取冲蚀率最高的截面,查看动态冲蚀模拟前后的尺寸变化,壁面减薄 0.404 mm。
 $\phi 88.9\text{ mm}\times 6.45\text{ mm}$ 油管变 $\phi 73\text{ mm}\times 5.51\text{ mm}$
油管短节冲蚀模拟(见图 5、图 6)。

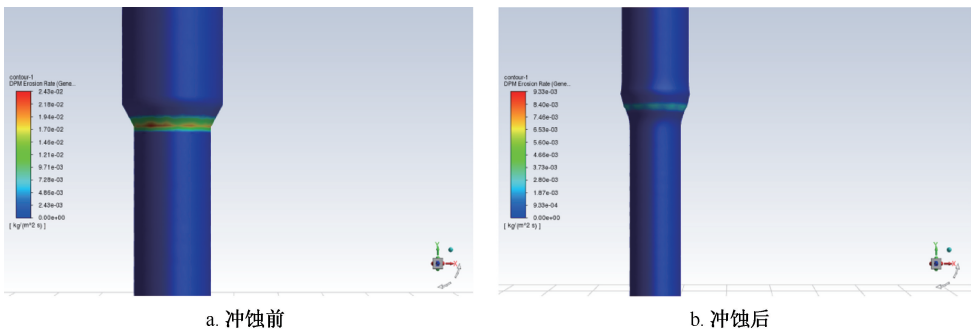


图 5 油管短节动态冲蚀前后冲蚀率
Fig. 5 Dynamic erosion rate of oil pipe short joints before and after erosion

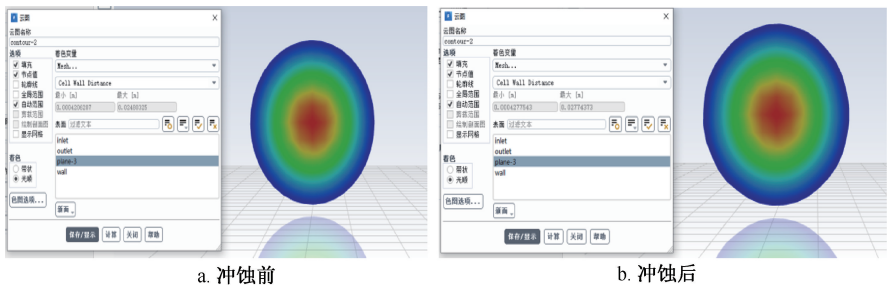


图 6 油管短节动态冲蚀前后截面图
Fig. 6 Cross section diagram of oil pipe short joint before and after dynamic erosion

截取冲蚀率最高的截面,查看动态冲蚀模拟前后的尺寸变化, $\phi 88.9\text{ mm}\times 6.45\text{ mm}$ 油管变 $\phi 73\text{ mm}\times 5.51\text{ mm}$ 油管短节壁面减薄 2.904 mm,相比 $\phi 114.3\text{ mm}\times 8.56\text{ mm}$ 油管变 $\phi 88.9\text{ mm}\times 6.45\text{ mm}$ 油管短节冲蚀减薄程度明显提高,管柱内径大小变化对冲蚀程度影响较大。

2.4 Y241 封隔器变径冲蚀模拟

以 Y241 封隔器为例,封隔器上部接头连接处存在一个 30°的斜台肩,下部连接中心管,此处为冲蚀发生的主要部位。由于为斜台肩,存在过度段,冲蚀程度弱,模拟计算冲蚀程度仅为 0.011 mm。

2.5 滑套球座变径冲蚀模拟

超高压分段压裂主要采用的是投球式滑套实现分段压裂,投球式滑套受分段数影响,分段数越多,由上到下各级球座内径越小,滑套内套的内径与球座内径的急剧变化(见图 7、图 8),导致在加砂压裂过程中会出现比较严重的冲蚀现象,此处也是冲蚀现象主要发生的部位,不同滑套模型均在球座处产生较为严重的变形情况,我们以分段 10 段压裂为例,选择总成号 D632810301 的滑套作为例子进行说明,其他滑套的冲蚀数据会在后续表中给出(见表 2)。

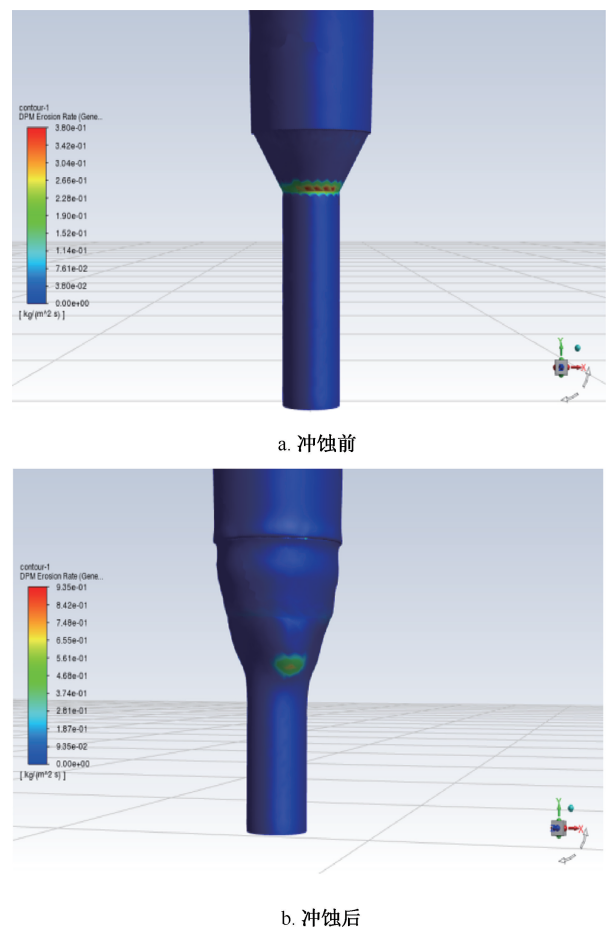


图 7 滑套动态冲蚀前后截面图
Fig. 7 Cross section view of sliding sleeve before and after dynamic erosion

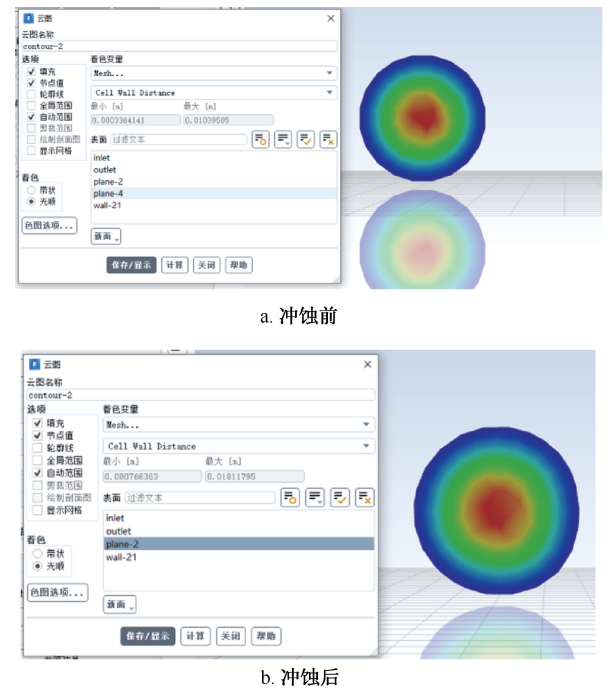


图 8 滑套动态冲蚀前后截面图
Fig. 8 Cross section view of sliding sleeve before and after dynamic erosion

表 2 分段 10 段压裂各级滑套参数				
Table 2 10 stage fracturing with various sliding sleeve parameters				
总成号	总长 /mm	球座内径 /mm	球座上端 内径/mm	外径 /mm
D632810301	1 433	26.0	62	110
D632810302	1 433	30.0	62	110
D632810303	1 433	33.0	62	110
D632810304	1 433	36.5	62	110
D632810305	1 433	39.5	62	110
D632810306	1 433	42.5	62	110
D6328103016F	949	45.5	62	110
D632810307	1 433	48.5	62	110
D632810307F	949	51.5	62	110
D632810310F	949	55.0	62	110

总成号 D632810301 的滑套其球座内径为 26 mm,由于变径程度较大,其出现的冲蚀程度也是最大的,由图中可以看到,球座处的斜面出现了非常明显的变形,通过截面图也可以发现,其变形现象十分严重,其冲蚀减薄厚度为 7.723 mm。

3 模拟数据分析

对不同粒径:70/140 目和 40/70 目的砂砾进行分别模拟,两种砂砾的密度分别为 1.43 g/cm³ 和 1.51 g/cm³,同时流量也分别模拟了 8、9、10、11 m³/min 的不同施工排量。共进行了 120 组模拟,得到的最终模拟结果如表 3。

通过模拟结果可以看出,在粒径相同的情况下,对于 40/70 目的砂砾,以尾号 0301#3-滑套为例,排量为 8 m³/min 时,冲蚀减薄程度为 5.172 mm,排量为 11 m³/min 时,冲蚀减薄程度为 7.723 mm;以#1-双公短节为例,排量为 8 m³/min 时,冲蚀减薄程度为 0.004 mm,排量为 11 m³/min 时,冲蚀减薄程度为 0.050 mm;以#2-1 油管变扣为例,排量为 8 m³/min 时,冲蚀减薄程度为 0.238 mm,排量为 11 m³/min 时,冲蚀减薄程度为 0.792 mm。即排量越大其冲蚀程度就越大,滑套部分的冲蚀程度整体要比油管柱的其他部分的冲蚀程度要大。其原因为滑套部分的尺寸变化幅度要比其他管柱变径幅度更大。因此在管柱快速缩小部分,内径急速缩小,导致颗粒碰撞加巨,对管柱壁面的冲蚀效果更加明显。

表 3 不同流量、粒径下管柱各部分冲蚀减薄程度表

Table 3 Table of erosion and thinning degree of various parts of the pipe column under different flow rates and particle sizes									
冲蚀程度/mm		粒径 70/140 目				粒径 40/70 目			
排量/(m ³ ·min ⁻¹)	8	9	10	11	8	9	10	11	
#1-双公短节	0.013	0.018	0.028	0.246	0.004	0.015	0.026	0.050	
#2-1 油管变扣	0.404	0.565	0.762	0.962	0.238	0.359	0.602	0.792	
#2-2 油管变扣	2.940	3.011	3.138	3.266	2.425	2.613	2.705	2.892	
#3-滑套 (总成尾号 后四位)	0301	3.300	3.686	3.865	4.580	5.172	5.962	6.322	7.723
	0302	3.125	3.427	3.763	4.126	4.713	5.316	6.126	6.852
	0303	2.906	3.127	3.315	3.614	4.232	4.863	5.424	5.768
	0304	2.803	3.016	3.266	3.413	4.199	4.562	5.012	5.216
	0305	2.506	2.715	3.085	3.260	4.127	4.216	4.363	4.426
	0306	1.862	2.513	2.591	2.843	3.413	3.595	3.659	3.896
	2306F	1.386	1.782	1.964	2.382	4.011	4.124	4.136	4.181
	0307	1.858	2.216	2.457	2.650	2.694	2.754	2.865	3.124
	2307F	1.734	2.066	2.102	2.206	3.127	3.366	3.512	3.760
	2310F	1.139	1.562	1.859	2.139	2.887	2.945	3.013	3.160
#4-Y241 封隔器	0.011	0.020	0.07	1.724	0.106	0.130	0.134	0.142	

4 超高压加砂压裂管柱优化设计

通过有限元冲蚀模拟,超高压压裂管柱在大规模加砂压裂过程中,减薄程度最严重的位置发生在φ88.9 mm×6.45 mm 油管变 φ73 mm×5.51 mm 油管短节、滑套球座位置。

(1)提高变径短节钢级

针对油管变径薄弱点,针对不同钢级油管模拟计算冲蚀程度(见表4),考虑经济成本、改造时施工环空平衡压力,优选了 Q125 钢级管材作为油管变径短节^[12-13]。

表 4 不同钢级油管冲蚀模拟计算

Table 4 Simulation calculation of erosion in oil pipes of different steel grades				
序号	钢级	抗内压/MPa (宝钢数据)	冲蚀减薄	剩余抗内压 强度/MPa
1	N80	72.9	2.904	36.46
2	P110	100.2	2.112	61.85
3	Q125	113.9	1.850	75.46
4	140	127.5	1.660	89.12

(2)提高滑套抗冲蚀能力

采用投球滑套多级压裂,滑套球座内径逐级变径无法避免,内径越小冲蚀越厉害,伴随压裂过程中投球到位却无到位迹象等异常现象,为降低冲蚀影响,主要从改进滑套结构及球座材质着手,通过改进结构来改变滑套入液口流态、提高球座材质两个方面提高抗冲蚀能力,主要改进滑套上接头变径处台阶倒角控制在 30°以内,滑套球座顶部禁用直台阶,优化设计为弧形结构,球座采用硬质合金材

质,优化改进后的滑套冲蚀程度比原结构降低 66.5%。

5 现场应用

通过模拟计算管柱中变径位置的冲蚀程度,优化改进管柱结构,在川东北须家河组 YL15 井、YL171 井、YL6 井等多口井应用。以 YL6 井为例,该井测试目的层井深 4 200 m,储层致密,岩石破裂压裂梯度达 3.13 MPa/100 m,为实施大规模体积压裂,采用 140 MPa 井口分 3 段压裂,设计 Q125 刚级 φ114.3 mm+φ88.9 mm+高强度封隔器+改进性压裂滑套的压裂管柱,成功保障了 YL6 井施工排量为 11 m³/min、总液量约 3 690 m³、加砂规模约 255 m³的大规模压裂施工。

6 结论

(1)根据冲蚀磨损理论,确定了管柱易冲蚀原因及易冲蚀位置,结合四川盆地川东北须家河组老挖井压裂管柱结构,优选出了 4 处变径较大位置开展模拟计算。

(2)采用动静结合方法,先模拟静态下的管壁冲蚀率,模拟结果作为背景值,再利用动态耦合模型模拟规定参数长时间压裂工况下管壁冲蚀率,与背景值作对比,得到了大规模加砂压裂施工管柱变径处的冲蚀程度定量值:φ88.9 mm×6.45 mm 油管变 φ73 mm×5.51 mm 油管短节、滑套球座位置冲蚀严重,分别达到了 2.904 mm、7.723 mm。

(3)模拟结果显示,在粒径相同的情况下,排量



越大其冲蚀程度就越大,滑套部分的冲蚀程度整体要比油管柱的其他部分的冲蚀程度要大。其原因为滑套部分的尺寸变化幅度要比其他管柱变径幅度更大。

(4) 针对冲蚀最严重位置进行了结构优化及材质优选,油管变扣短节优选 Q125 钢级管材可兼顾强度及经济性;改进滑套上接头变径处台阶倒角控制在 30° 以内,滑套球座顶部禁用直台阶,优化设计为弧形结构,球座采用硬质合金材质,优化改进后的滑套冲蚀程度比原结构降低 66.5%。

致谢:衷心感谢中石化西南油气分公司石油工程技术研究院与中石化西南油气分公司采气二厂的领导及同事在论文编写过程中提供的帮助。

参考文献

- [1] 张思松,曾德智,潘玉婷,等. 大规模加砂压裂管柱冲蚀研究进展[J]. 新疆石油天然气,2022,18(3):65-72.
ZHANG Sisong, ZENG Dezhi, PAN Yuting, et al. Research progress of large-scale sand fracturing string erosion [J]. Xinjiang Oil and Gas,2022,18(3):65-72.
- [2] 钟林,冯桂弘,朱和明,等. 压裂球座结构优化分析及耐冲蚀研究[J]. 表面技术,2021,50(6):213-219.
ZHONG Lin, Feng Guihong, Zhu Heming, et al. Structure optimization and erosion resistance of fracturing ball seat [J]. Surface Technology,2021,50(6):213-219.
- [3] 杜培伟,杨谋,辜思曼,等. 投球式滑套球座液-固两相流冲蚀预测及验证[J]. 钻采工艺,2020,43(1):87-89.
DU Peiwei, Yang Mou, Gu Siman, et al. Erosion prediction and verification of liquid-solid two-phase flow with ball sliding sleeve ball seat [J]. Drilling & Production Technology, 2020,43(1):87-89.
- [4] 魏辽,韩峰,陈涛,等. 套管固井滑套冲蚀磨损模拟分析与试验研究[J]. 石油钻探技术,2014,42(3):108-111.
WEI Liao, HAN Feng, CHEN Tao, et al. Analysis and experimental research on erosion of cementing sliding sleeve. [J]. Petroleum Drilling Techniques,2014,42(3):108-111.
- [5] 张晓东,陈龙. 基于冲蚀磨损理论的压裂滑套导流角度数研究[J]. 中国科技论文,2018,13(22):2586-2591.
ZHANG Xiaodong, CHEN Long. Reserch on the flow conduction angel of racturing slide sleeve based on the erosion wear theory [J]. China Sciencepaper, 2018, 13 (22): 2586-2591.
- [6] 董刚,张九渊. 固体粒子冲蚀磨损研究进展[J]. 材料科学与工程学报. 2003,12(2):308-311.
DONG Gang, ZHANG Jiuyuan. Evelopments of reserch on the solid particle erosion of materials. [J]. Journal of Materials Science & Engineering. 2003,12(2):308-311.
- [7] 董云龙,唐世忠,牛艳花,等. 水平井套管固井滑套分段

压裂完井存在问题及对策[J]. 石油钻采工艺,2013,35(1):28-30.

DONG Yunlong, TANG Shizhong, NIU Yanhua, et al. The problems and countermeasures of segmented fracturing completion in horizontal well casing cementing and sliding sleeve [J]. Drilling&Production Technology, 2013, 35(1):28-30.

- [8] 张炜烽,樊洪海,查永进,等. 大规模体积压裂情况下套管弯曲力计算方法[J]. 石油机械,2015,43(12):29-32.

ZHANG Weifeng, FAN Honghai, ZHA Yongjin, et al. Calculation method of casing bending force under large-scale volumetric fracturing [J]. China Petroleum Machinery,2015,43(12):29-32.

- [9] OHM A L, WRIGHT S, HARIS, et al. Using multidisciplinary data gathering to evaluate extreme limited entry completion design and improve perforation cluster efficiency [R]. SPE 27961, 2020.

- [10] 丁宇奇,兰乘宇,刘巨保,等. 分层压裂管柱冲蚀特性数值模拟与实验分析[J]. 石油钻采工艺,2017,39(2):231-236.

DING Yuqi, LAN Chengyu, LIU Jubao, et al. Numerical simulation and experimental analysis of separate layer fracturing string erosion properties [J]. Oil Drilling & Production Technology,2017,39(2):231-236.

- [11] 刘洪涛,沈新普,刘爽,等. 高温高压气井多封隔器管柱完整性分析方法及应用实例[J]. 天然气工艺,2020,40(7):83-89.

LIU Hongtao, SHEN Xinpu, LIU Shuang, et al. Integrity analysis method of multi-packer string in HTHP gas wells and its application cases [J]. Natural Gas Industry,2020,40(7):83-89.

- [12] 张智,冯潇宵,向世林. 高温高产气井冲蚀对油管柱结构完整性的影响[J]. 中国科技论文,2022,17(1):31-38.

ZHANG Zhi, FENG Xiaoxiao, XIANG Shiling. The influence of erosion on the structural integrity of tubing columns in high temperature and high production gas wells [J]. China Sciencepaper,2022,17(1):31-38.

- [13] 王汉,李玉飞,蒲俊余,等. 多封隔器完井管柱优化研究[J]. 钻采工艺,2020,43(增刊1):8-11.

WANG Han, LI Yufei, PU Junyu, et al. Research on optimization of multi-packer completion string [J]. Drilling & Production Technology, 2020,43(Suppl. 1):8-11.

编辑 程莹

第一作者简介:伍强,男,1983 年出生,高级工程师,硕士,2009 年毕业于西南石油大学油气田开发专业,主要从事高含硫气井完井测试相关研究。电话:0838-2551326,18683985554,Email:634965966@qq.com。通信地址:四川省德阳市旌阳区龙泉山北路 298 号,邮政编码:618000。