

水平井分流压裂管柱设计与力学分析

刘巨保* 张学鸿 朱振锐 季海波

(大庆石油学院) (大庆石油管理局采油研究所) (大庆石油管理局采油一厂)

刘巨保等. 水平井分流压裂管柱设计与力学分析. 天然气工业, 1998; 18(2): 46~ 48

摘 要 国内对水平井进行分流压裂施工尚属首次^{**}, 压裂管柱设计及力学分析是压裂施工的关键技术问题之一。水平井压裂管柱在井眼曲率作用下随井身产生初始弯曲, 弯曲后的压裂管柱在温度、自重、内外压力和局部集中力的综合作用下再次产生变形, 变形后的压裂管柱必将与套管内壁产生接触, 这种接触状态随井深和井眼圆周方向随机分布, 是一种随机的多向接触摩擦非线性问题。文中将运用“多向接触摩擦间隙元法”对这一问题求解, 并结合大庆油田水平井分流压裂管柱工程实例, 进行了受力变形计算, 给出了不同工作状况下压裂管柱与套管内壁的接触摩擦状态、管柱下端变形、井口载荷以及管柱任一截面处的内力和应力, 为压裂管柱的设计和施工提供了可靠的理论依据。经现场试验表明, 井口载荷的理论计算值与实测值的相对误差均在 13% 以内, 完全满足于工程的需要, 并在水平井中成功地实施了大型分流压裂作业。

主题词 水平井 分相流动 压裂 管柱 受力分析

大庆油田 1994 年完钻的第二口科学试验水平井(茂平 1 井), 完钻井深 2 033. 9 m、水平段长 557. 2 m。根据井身结构和地质情况采用 $\varnothing 140$ mm

套管进行分流压裂施工, 管柱结构见图 1。压裂作业时, 该管柱首先将前部密封段插入密封筒, 然后注入压裂液进行压裂施工。工作状态下管柱将受到

措施是对西区进行整体改造, 提高单井产量, 因此, 如何提高压裂成功率是关键。而压裂成功对钻井及完井的要求, 则是压裂施工成功的基础。

根据分析, 选择欲压裂的百 49—32 井进行压裂前的射孔优化设计, 该井位于百色盆地田东坳陷田阳县百育乡篆虞村东南 200 m 处, 1994 年 11 月 10 日完钻, 钻井液相对密度为 1. 22。该井于 1994 年 11 月 24 日射开 1 369. 8~ 1 370. 8 m 和 1 381. 8~ 1 388. 4 m 两层段。使用 SYD—102 枪, 孔密为 18 孔/m, 相位为 90°, 不负压射孔。射孔后产油 2. 4 t/d, 产水 2. 0 m³/d。

该井拟射开新层 1 342. 0~ 1 345. 6 m 和 1 352. 8~ 1 354. 4 m 两层段后进行加砂压裂。该井评价钻井污染深度为 0. 193 5 m, 污染程度为 0. 35。经设计计算该井最小负压为 7. 5 MPa, 推荐施工负压为 8. 25 MPa, 掏空深度为 1 248. 2 m。根据提供的欲压裂井射孔设计准则方案和现有条件, 采用 SYD—102 枪, SYD^U—102 弹, 孔密为 20 孔/m, 相位

为 45°, 用普通电缆式套管枪负压射孔, 射孔后压裂。压裂后投产表明, 压裂是成功的, 原油产量上升到 11. 3 t/d, 产水为 5. 5 m³/d。

结 论

(1) 本文根据射孔对压裂施工效果和裂缝起裂影响的机理分析, 首次提出了对欲压裂施工井的射孔优化设计方法, 并提供了射孔设计准则。

(2) 对欲压裂施工井尽量减小孔眼与最佳平面的夹角, 在保证套管安全的前提下尽量使用高孔密低相位(如 45° 相位)。采用大孔径深穿透聚能弹。选用优质射孔液, 进行负压射孔。

(3) 该方法考虑了施工作业间的相互影响, 有利于提高作业的管理水平。现场应用表明该方法能有效提高压裂施工的效果。

审稿人 高级工程师 陈中一

收稿日期 1997-09-19 编辑 钟水清

* 作者简介见本刊 1996 年第 6 期。地址: (151400) 黑龙江省安达市。电话: (0459) 4653337。
* * 本课题属国家“八五”攻关项目 85—204—08—03 研究内容之一。

50 MPa 左右的内压作用, 同时还有温度、活塞力作用, 其变形结果使管柱轴向缩短。若缩短量大于密

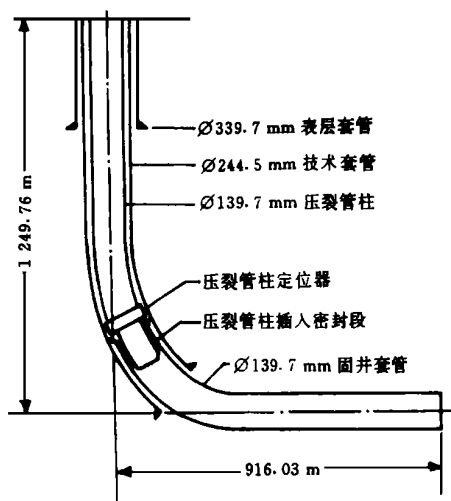


图 1 水平井分流压裂管柱结构示意图

封段长, 密封段将从密封筒内抽出, 导致密封失效和压裂施工失败。为了解决这一问题, 可以把密封段做得很长或者在管柱下端加水力锚固定, 这些无疑会给密封段加工和现场施工带来困难, 而且具有一定的风险性, 能否设计出合理的密封段长, 就要求对各种压裂下的管柱进行受力变形分析; 此外, 水平井分流压裂施工在国内尚属首例, 管柱在各种外载荷作用下能否安全可靠工作也是工程技术人员十分关心的技术问题。为此, 文中将对这一问题做一论述。

压裂管柱受力变形分析的理论方法

水平井井眼轴线从垂直方向逐渐转到水平方向, 下井后的极细长管柱在井眼曲率作用下首先随井身自然弯曲, 弯曲后的管柱在温度、自重、内外压差等各种载荷作用下必然与套管内壁产生接触, 而且接触状态沿管柱轴线和井眼圆周方向是随机分布的, 能否准确描述管柱与套管内壁的接触摩擦状态是对管柱进行受力变形分析的关键。为此, 国内外学者都致力于该方面的研究, 如 Cheatham J B, Mandle E E 等人的分析方法, 但这些方法由于力学模型假设和简化上的差异, 使得工程应用都有局限性, 尤其在水平井中没有充分考虑管柱与套管内壁的间隙和接触摩擦状态, 使得管柱受力变形分析误差较大。为此, 我们采用了多向接触摩擦间隙元法(简称间隙元法)。

间隙元法是我们“八五”期间研究水平井管柱

受力变形分析时提出并完成的, 该方法的最大特点是将管柱与套管内壁(井壁)的接触状态处理成随机的, 应有整个管柱的受力平衡和变形协调条件来确定, 使管柱力学分析归结为接触非线性问题, 具有一定的理论难度; 这一方法在对管柱进行受力变形分析时, 首先用一般的有限元法把管柱沿轴线离散化为若干个空间梁单元, 然后在每个梁单元的节点上设置一个“多向接触摩擦间隙元”, 该间隙元使管柱与套管内壁形成了一个系统, 能够方便、准确地描述出管柱与井壁之间的接触状态、接触反力和相应的摩擦阻力, 使管柱的受力变形分析值更趋于合理, 详见文献[1]。

分流压裂管柱受力变形分析

选取大庆油田茂平 1 井的分流压裂管柱为研究对象, 利用间隙元法来分析各种工作状态下的受力变形, 从而为压裂管柱的设计和施工提供可靠的理论依据。

1. 压裂管柱受力变形分析原始数据

压裂管柱下入井深 1 200 m、井斜角 43.12°处, 井深形态由测斜数据经数学回归为一条任意曲率的空间螺旋线, 套管内径为 224 mm, 压裂管柱采用 Ø140 mm 套管, 钢材为 P110, 由文献[2]可查得抗内压 88.9 MPa、抗滑扣 2 270 kN、许用应力 773 MPa。井眼里充满液体, 其密度为 1.1 g/cm³, 垂深 1 177 m 处地温为 69℃、地面温度取为 25℃, 温度变化沿井深呈线性分布。

2. 压裂管柱受力变形分析结果与讨论

为了能够有效地克服密封段在压裂作业时的缩短量, 应该使密封段与密封筒在轴向间有一定的预压力, 即井口应释放一些悬重, 使部分压裂管柱的自重坐在密封筒上。另外, 压裂管柱作业时, 将受到压裂液的内压和温度作用, 其内压值分别为 30、40 和 50 MPa。因此, 我们分别对不同悬吊力、不同内压值的工作状况进行了分析计算, 其部分结果列入表 1。从表 1 中可见, 在没有内压作用下, 井口悬吊力愈大, 井底预压力愈小, 井底(管柱下端)变形量也愈大, 当井口全部悬吊时, 井底最大伸长量为 648 mm; 井口悬吊力为零时, 井底最大伸长量为 197 mm(这是由于温度载荷引起的), 而且井底所作用的预压力达到最大值(248 kN)。由此可见, 井底预压力的大小可以通过井口悬吊力或井口管柱的下入深度来进行控制, 这一规律与管柱的实际受力变形状态相吻合。在内压作用下, 由于管柱的凸胀变形

表 1 不同悬吊力、不同内压下压裂管柱的受力变形值

悬吊力 (kN)	内压 (MPa)	管柱受力					管柱变形	
		井口受力 (kN)	井底受力 (kN)	最大应力 (MPa)	最大应力位置 (m)	预压力 (kN)	井底变形 (mm)	管柱密封段上移量 (mm)
全部悬吊	0	282	- 48	76. 2	0. 0	0. 0	648	—
	30	290	- 48	221. 0	1 185. 0	0. 0	16	632
	40	291	- 48	293. 0	1 185. 0	0. 0	- 95	743
	50	291	- 48	365. 0	1 185. 0	0. 0	- 206	854
81	0	81	- 225	167. 0	1 200. 0	173. 0	318	—
	30	290	- 48	221. 0	1 185. 0	0. 0	16	302
	40	291	- 48	293. 0	1 185. 0	0. 0	- 95	413
	50	291	- 48	365. 0	1 185. 0	0. 0	- 206	524
47	0	47	- 255	180. 0	1 200. 0	207. 0	266	—
	30	290	- 48	221. 0	1 185. 0	0. 0	16	250
	40	291	- 48	293. 0	1 185. 0	0. 0	- 95	361
	50	291	- 48	365. 0	1 185. 0	0. 0	- 206	472
0	0	0	- 294	199. 0	1 200. 0	248. 0	197	—
	30	290	- 48	221. 0	1 185. 0	0. 0	16	181
	40	291	- 48	293. 0	1 185. 0	0. 0	- 95	292
	50	291	- 48	365. 0	1 185. 0	0. 0	- 206	403

使管柱轴向缩短,井底预压力释放,从而使同一内压作用下、不同悬吊力工作状况的计算结果相一致。由此可见,数千米长的压裂管柱内压引起的变形较为突出。

从表 1 中可见,在同一内压作用下,随着井口悬吊力的减小,管柱密封段的上移量降低。当管柱全部悬吊时,50 MPa 内压作用下密封段上移量为 854 mm;当管柱悬吊力为零时,密封段上移量为 403 mm。由此可见,调节预压力能够在一定范围内有效地控制密封段的上移量,但不能彻底消除这一上移量,所以在密封段设计时应考虑密封段的上移量为 403~ 854 mm。由表 1 中看到,管柱在各种工作状况下的最大拉力为 291 kN、最大当量应力为 365 MPa,远小于许用值,满足强度条件。

图 2 给出了悬吊力 47 kN、40 MPa 内压时压裂管柱与套管内壁的接触变形图。由图 2 可见,接触状态随井深呈螺旋状,而且在 1 000~ 1 200 m 井段压裂管柱全部与套管内壁接触,接触反力在 250 N/m 左右。由此可见,接触反力和摩擦阻力是水平井中各类管柱力学分析中不可忽略的因素。

3. 压裂管柱现场试验

为了验证压裂管柱理论分析精度,在现场施工中,运用电测实验测试了不同井深时压裂管柱的井口载荷,并与理论计算结果一并列入表 2。从表 2 中可见,理论计算载荷和实际测试载荷基本一致,相对误差均在 13% 以内,完全满足压裂施工的要求。由此可见,其计算结果完全可以作为水平井压裂管

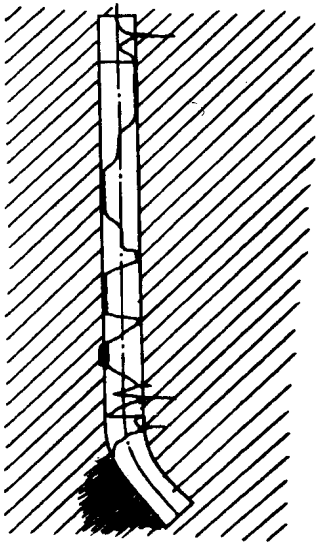


图 2 压裂管柱接触变形图

柱设计和施工的理论依据。

表 2 不同井深时压裂管柱井口载荷的理论计算与实测值

井深 (m)	井斜角 (°)	工作 状况	理论计算载荷 (kN)	电测载荷 (kN)	相对误差 (%)
924. 41	1. 00	上提	228. 91	261. 2	10. 53
		下放	227. 60	254. 4	12. 36
1 009. 28	16. 10	上提	254. 37	287. 7	11. 58
		下放	250. 32	279. 6	10. 47
1 066. 03	31. 70	上提	270. 62	303. 6	10. 86
		下放	264. 08	295. 8	10. 72
1 122. 61	41. 10	上提	284. 76	319. 5	10. 87
		下放	276. 00	310. 4	11. 08
1 145. 31	41. 49	上提	290. 05	322. 6	10. 09
		下放	280. 73	314. 3	10. 68

结 束 语

国内对水平井进行大型分流压裂施工尚属首次,本文论述的压裂管柱受力变形分析方法及计算结果,为茂平 1 井压裂管柱的设计和施工提供了可靠的理论依据,对确保压裂施工的一次性成功起到了重要作用。文中的方法和计算结果也可供其它水平井作业管柱设计、力学分析时参考使用。

参 考 文 献

1 刘巨保等. 水平井压裂管柱受力变形的间隙元法. 石油学报, 1994; (1)

2 采油技术手册编写组. 采油技术手册. 北京: 化学工业出版社, 1997

审稿人 教授级高级工程师 李鹭光

收稿日期 1997A08-26 编辑 钟水清

regime) on fracturing operation pressures and how to affect the mechanism of producing initial fractures by these parameters when the fracturing is being carried out, an optimum perforation design method for prefracturing wells is proposed and the perforation design criteria being of widely applicable value are provided also. In this method, the interaction among various operations is considered, which is beneficial to decrease formation breakdown pressure, to increase the success ratio of fracturing operation and to raise the technical management level of the operation. Through application in field, it is shown that this method is effective.

SUBJECT HEADINGS: Well completion, Perforation, Fracturing, Construction, Optimizing design, method

Li Haitao (lecturer), born in 1965, graduated in production engineering from the Southwest Petroleum Institute in 1987 and received his Master's degree of oil & gas field development engineering from this institute in 1990. He is now engaged in teaching and research. Add: Nanchong, Sichuan (637001), China
Tel: (0817) 2229008

.....

DESIGN AND MECHANICAL ANALYSIS OF THE FRACTIONAL FLOW FRACTURING STRING IN A HORIZONTAL WELL

Liu Jubao and Zhang Xuehong (Daqing Petroleum Institute) and Zhu Zhenrui (Oil Production Institute of Daqing Petroleum Administration) and Ji Haibo (the First Production Plant of Daqing Petroleum Administration). *NATURAL GAS IND.* v. 18, no. 2, pp. 46~ 48, 3/25/98. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: The fractional flow fracturing operation in horizontal well is for the first time in China and the design and mechanical analysis of fracturing string is one of the key technical problems in the fracturing operation. Under the action of borehole curvature, an initial bending of the fracturing string in a horizontal well is produced along the borehole, then a deformation of the bent fracturing string will be produced again under the comprehensive action of the temperature, sole weight, inner and outer pressures and locally concentrated force, and then the deformed fracturing string will be certainly contacted with the casing inner-wall. Such contact state shows a random distribution along well depth and around borehole, being a nonlinear problem of random multidirectional contact friction. This problem can be solved by use of "Multidirectional contact friction gap element method". By taking the fractional flow fracturing string engineering of a horizontal well in Daqing oil field as an example, a forced deformation calculation is carried out, which gives out the contact friction state of the fracturing string with the casing inner-wall, the string bottom deformation, the wellhead load and the inner force and stress at any section of the

string under various operating conditions, so as to provide a reliable theoretical basis for the design and operation of the fracturing string. Through testing in field, it is shown the relative errors of the theoretical calculation values of the wellhead loads with their measured ones are less than 13%, which can fully meet the engineering's demand, and a large-scale fractional flow fracturing operation was successfully carried out in the horizontal well.

SUBJECT HEADINGS: Horizontal well, Fractional flow, Fracturing, Pipe string, Force analysis

Liu Jubao's introduction: See v. 16, no. 4, 1996. Add: Anda, Heilongjiang (151400), China Tel: (0459) 4653337

.....

TEMPORARY PLUGGING ACIDIZING TECHNIQUE AND ITS APPLICATION

Zhao Liqiang and Zou Honglan (Department of Petroleum Engineering, Southwest Petroleum Institute) and Huang Kailin (Development Utility Department of Tuha Oil Field). *NATURAL GAS IND.* v. 18, no. 2, pp. 49~ 52, 3/25/98. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

ABSTRACT: As regards the acidizing in a multizone and large-thickness oil & gas reservoir, owing the vertical difference in reservoir heterogeneity or pollution degree, the fractional flow of acidizing fluid must be considered. Because the purpose of improving oil and gas producing or fluid entry profile is not easy to be attained obviously by adopting long-interval acidizing and it takes both time and effort and is always difficult to be successful to adopt separate zone acidizing, the temporary plugging acidizing technique introduced in the paper may effectively solve the problems of the plug removal by acidizing for the vertical non-uniform plugging in a massive reservoir and for the various plugging degrees in a multilayered reservoir, which has a unique effect on resuming and improving the vertical oil and gas producing profile in an oil & gas well or the vertical fluid entry profile in a water well. In the paper, the principle, complete calculation method of mathematic simulation, optimum operation parameters and on-the-spot operating plan of such a technique are given out and the temporary plugging acidizing design software and the new type temporary plugging agent used for oil, gas and water wells respectively are developed. This technique is effective, simple and easy to be operated, being able to be quickly put into application in the field and a good economic result having been obtained. An example of applying the technique in the field is also given out in this article.

SUBJECT HEADINGS: Acidizing, Selective plugging, Steering, Fractional flow, Chemical conditioning agent, Formation damage

Zhao Liqiang (associate professor), born in 1957, received his Master's degree of oil & gas field development engineering from the Southwest Petroleum Institute. He is the director of Oil Production Teaching and Research Section of the institute.