

川东南页岩气井压裂参数对开发效果的影响

——以LP-133HF井为例

刘欣¹,张莉娜¹,张耀祖²

(1.中国石化华东油气分公司,江苏南京 210000;2.中国石油大学胜利学院,山东东营 257100)

摘要:以川东南中深—深层超压页岩气藏中LP-133HF井为研究对象,在压裂设计前,利用CMG软件建立单井数值模型,模拟水平井压裂参数敏感性,分析潜在的增产因素。研究表明,裂缝导流性、裂缝半长、压裂段长、井距等四个参数对页岩气井开发的影响最大,而单段长影响最小且为负相关性。得出了一套适合LP-133HF井的压裂参数,现场压后评价参数可信,该分析方法可靠,可指导压裂设计,有一定的推广意义。

关键词:页岩气;增产分析;CMG;压裂参数;导流能力

中图分类号:TE37

文献标识码:A

Influence of fracturing parameters on development effects of shale gas wells in southeast Sichuan basin: A case of well LP-133HF

Liu Xin¹, Zhang Lina¹ and Zhang Yaozu²

(1. East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210000, China;

2. Shengli College of China University of Petroleum, Dongying, Shandong 257100, China)

Abstract: Before the design of the horizontal wells' fracture, we took the well LP-133HF in the half deep to deep layer of the over-pressure shale gas reservoir in southeast Sichuan basin as the research object. And by the software—CMG, we established the numerical model of the single well to simulate the sensibility of the fracture parameters of the horizontal wells and analyze the potential production promoting factors. The results showed that four factors, that is, the fracture conductivity, fracture half length, fracturing length and well spacing, affected most on the development of the shale gas wells, while the single fracturing length had the minimal effect and negative correlation. Finally, we obtained a set of fracturing parameters suitable for well LP-133HF, which is proved to be credible in field application. This analysis method is reliable and applicable for the guidance of the fracturing design. It has certain promotion significance.

Key words: shale gas, production analysis, CMG, fracturing parameter, fracture conductivity

页岩气藏有着极低的渗流能力,只有进行大型水力压裂^[1-2],形成良好的渗流通道^[3],才可以有效、经济地开发这类气藏。总结国内外对开发效果的评价方法,以数值模拟方法为主。以川东南中深—深层超压页岩气藏为研究对象,针对其埋深大、压力系数高等不易于压裂的地质条件,利用CMG的组分模块建立LP-133HF单井数值模型,在进行压裂设计前,模拟包括裂缝导流性、裂缝半长、压裂段长、压裂段长、井距等五个工程参数^[4-7]对页岩气开发的敏感性,

最后得出一组最优压裂方案,指导工程施工。

1 模型建立

将Petrel建立的实际地质模型导入到CMG组分模块,建立LP-133HF井的单井模型,假设水力压裂缝呈对称式分布在井筒两侧,1方向网格数50个,步长40 m,网格数20个,步长20 m,纵向5层×7 m,水平井长度1 800 m,生产制度为先以 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 定产,稳

收稿日期:2018-03-19。

第一作者简介:刘欣(1989—),男,助理工程师,工程压裂、采油气工程、数值模拟研究。

表1 水平井压裂方案参数

Table 1 Fracture parameters of horizontal wells

裂缝导流系数 $F_{cd}/(10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m})$	裂缝半长/m	单段长/m	压裂段长/m	井距/m—比例配产	井距/m—同配产
0.01	10	40	600	200	200
0.05	30	60	800	300	300
0.1	50	80	1 000	400	400
0.5	70	100	1 200	500	500
1.0	90	120	1 400	600	600
1.5	110	140	1 600	700	700
2.0	130	160	1 800	800	800

产结束后采用定压方式生产。将实验分析得到的页岩气 PVT 参数输入 LP—133HF 的油藏模型,得到完整的数值模型。设计水平井压裂参数分析方案共 $7=42$ 组,具体取值见表 1。

2 增产分析

2.1 裂缝导流能力

该次研究的裂缝导流能力主要是主裂缝导流系数 F_{cd} 对页岩气开发指标的敏感性。七组开发效果对比见表 2,可知随着 F_{cd} 的增大,采出程度、稳产时间增加,尤其当 $F_{cd}\geq 0.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$ 时,采出程度、累产气量随之增加明显,当 F_{cd} 达到 $1.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$,变化有减小趋势。由图 1 可知,当水力压裂缝渗流通道差时,气体很难流动到井筒内,产量很低,压力不能有效的降低,生产结束时的地层压力高。当 F_{cd} 达到某一数值后,气体在裂缝中的流动越接近无限导流,继续增加 F_{cd} 对采出程度的影响变小。(为方便观察拐点,图 1 仅列出 LP—133HF 气井开发前五年的部分数据。)

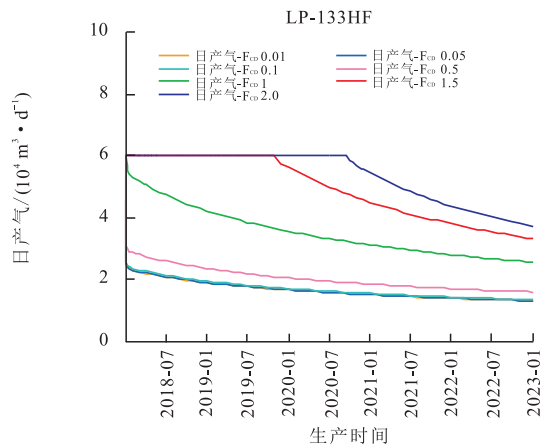
表2 不同 F_{cd} 对应的页岩气藏开发指标

Table 2 Development indexes of gas reservoir of different main fracture conductivity

参数	取值	累产气量 $/(10^7\text{m}^3)$	平均日产气量 $/(10^4\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1})$	稳产 时间/d	采出 程度,%
导流系数 $F_{cd}/$ $(10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m})$	0.001	74.61	1.36	5	13.93
	0.05	74.80	1.37	21	13.97
	0.1	76.65	1.40	45	14.31
	0.5	92.15	1.68	73	17.21
	1.0	159.37	2.91	152	29.76
	1.5	224.06	4.09	669	41.84
	2.0	243.84	4.45	988	45.54

2.2 裂缝半长

压裂裂缝半长是评价施工好坏的核心参数,同时对页岩气藏开发起着至关重要的影响。裂缝半长 x_r 改变对气藏开发指标的影响见表 3,可以看出,采出程度、稳产时间与 x_r 有明显的线性正相关性, x_r 越大,地层压力下降的越缓慢,稳产结束后产气递减率越小。当裂缝半长仅有 10 m 时,最高日产气 $< 4\times 10^4\text{m}^3$,初期地层压力下降快。与裂缝导流能力影响不同的是,尽管裂缝半长小,但 SRV 区域的气可以正常产

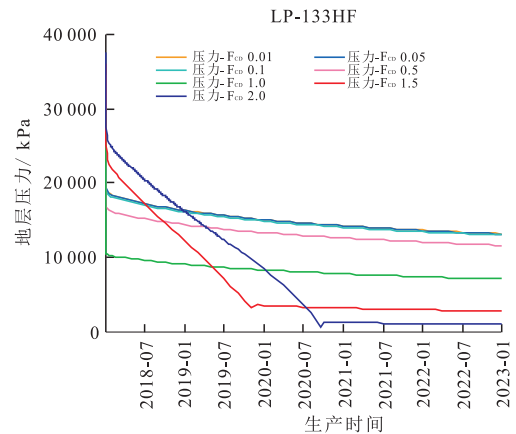
图1 不同 F_{cd} 对页岩气日产、压降的影响

Fig. 1 Influence of different main fracture conductivity on daily production and differential pressure of shale gas

出,随着裂缝的增长,SRV区域的增大,裂缝控制储量的增加,生产需求更易满足,压力下降逐渐变缓。对比各方案的压力场可知,当裂缝半长达到90 m,才可以基本实现整个气藏压力的均匀扩散。

表3 不同 x_f 对应的页岩气藏开发指标

Table 3 Development indexes of gas reservoir of different half fracture length

参数	取值	累产气量/ (10^7m^3)	平均日产气量/ ($10^4\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	稳产时间/ d	采出程度, %
裂缝半 长 x_f/m	10	98.33	1.79	7	18.36
	30	126.65	2.31	20	23.65
	50	158.75	2.90	181	29.65
	70	184.97	3.38	365	34.54
	90	209.76	3.83	546	39.17
	110	231.92	4.23	790	43.31
	130	247.14	4.51	988	46.15

2.3 单段段长

压裂单段长主要影响压裂缝网的沟通性和压力下降的均衡性。为更好地反映开发过程中压力的变化,在基础模型上细化I方向网格步长为20 m,不同单段长条件下页岩气开发规律见表4。由表4可知,稳产时间和采出程度随着单段长的增加而减小,当单段长 >120 m,二者出现不同程度的降低趋势。

相同生产水平下,单段段长减小,地层压力下降减缓,自由气的采出程度提高,越能实现页岩气均衡开采,气藏废弃时的最终采收率越大。对比七组方案的压力场变化可知,80 m的压裂单段长可满足缝网的联通。

表4 不同单段长对应的页岩气藏开发指标

Table 4 Development indexes of gas reservoir of different single fracture length

参数	取值	累产气量/ (10^7m^3)	平均日产气量/ ($10^4\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	稳产时间/ d	采出程度, %
单段 长/m	40	276.09	5.04	1 905	46.40
	60	274.99	5.02	1 876	46.22
	80	273.90	5.00	1 826	46.04
	100	271.40	4.95	1 800	45.61
	120	266.65	4.87	1 492	44.82
	140	256.94	4.69	1 339	43.19
	160	242.96	4.44	943	40.83

2.4 压裂段长

兼顾模拟的准确性和运行速度,调整模型尺寸为 $2\ 400\text{ m}\times 400\text{ m}\times 40\text{ m}$,I方向步长100 m,压裂段长不同对应的开发指标敏感性曲线见表5。可知,页岩气累产气量、稳产期随着压裂段长度 L 的增加明显增加,当 $L\geq 1\ 600$ m时,压降趋势发生改变,地层压力呈缓慢递减,采出程度增加幅度减小。压裂段长越大,压裂改造范围越大,可动用的地质储量越多,结合实际水平井长度,可采用1 600 m的压裂段长。

表5 不同压裂段长对应的气藏开发指标

Table 5 Development indexes of gas reservoir of different fracturing length

参数	取值	累产气量/ (10^7m^3)	平均日产气量/ ($10^4\text{m}^3\cdot\text{d}^{-1}$)	稳产时间/ d	采出程度, %
压裂段 长/m	600	127.57	2.33	10	19.85
	800	168.38	3.07	212	26.20
	1 000	205.50	3.75	546	31.98
	1 200	237.00	4.33	882	36.88
	1 400	260.64	4.76	1 271	40.56
	1 600	273.17	4.98	1 734	42.51
	1 800	273.90	5.00	1 826	42.63

2.5 井距

页岩气藏开发中,井距大小的调整主要与工程上的压裂水平息息相关,当水力改造缝不理想时,需要减小井距来提高页岩气藏的平面动用率。理论上物质储量随井距的增加而增加,配产也需要进行相应调整,该次研究中模拟了配产随井距正相关调整和同等配产两种情况下的页岩气开发动态。假设压裂半长均占单井控制范围的80%,井距从200 m依次增加到800 m,共十六组模拟方案,其敏感程度见图2。

对比由图2可知,同配产时采出程度、稳产时间对井距的敏感性更强。成比例配产时随井距的增加,累产气量增加且增加程度越来越小,采出程度、稳产时间呈线性减小。等配产条件下页岩气井的采出程度随井距增加近似呈指数递减,而稳产时间呈指数递增。结合现场实际压裂水平,可将最优井距定为400 m。

3 应用

综合现场按照上述研究成果,确定LP-133HF

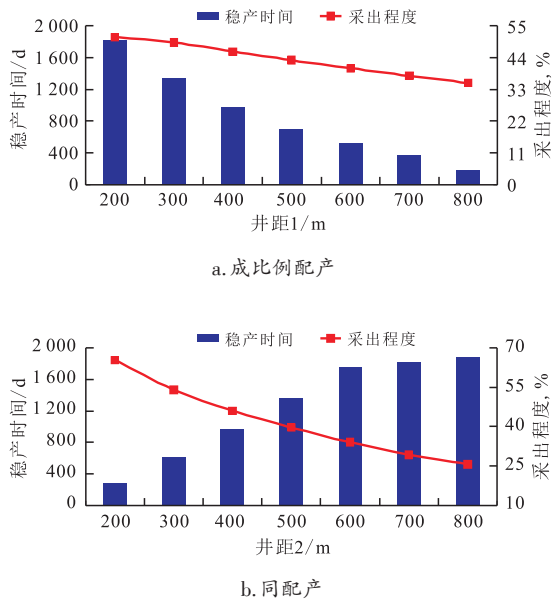


图2 采出程度、稳产时间与井距的关系曲线

Fig. 2 Relation of recovery degree, stable production period and well spacing

井最优压裂参数组合为： $F_{cd}=1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 、 $x_f=80 \sim 130 \text{ m}$ 占比 70%、单段段长=80 m、压裂段长 $L=1\ 600 \text{ m}$ 、井距 400 m。模型预测 LP—133HF 井 30 年采出程度可达 47.6%，相比其他方案，最多高出 33.67%。现场按照最优参数进行该井工程施工，根据压后放喷测试结果可知，测试产量达 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，远高于区内未采用该方法的井平均测试产量 $21.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

应用该方法，对该地区另一口待压裂井 LP—157HF 进行压裂指导，确定最优压裂参数： $F_{cd}=1.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 、 $x_f=80 \sim 130 \text{ m}$ 占比 70%、单段段长=70 m、压裂段长 $L=1\ 650 \text{ m}$ 、井距 400 m，压后放喷测试产量 $45.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，表明压裂效果良好。

综上所述，利用该方法优化得到的单井压裂参数客观、可靠。由于地质条件在平面上存在差异，在编制压裂设计时不可统一套用同一组施工参数，需要利用上述研究方法进行单井针对性的模拟，指导压裂参数的确定。

4 结论

利用数值模拟方法，对川东南中深—深层超压页岩气藏的 LP—133HF 井进行压裂参数的模拟预测，分析裂缝导流性、裂缝半长、压裂段长、井距等参

数对页岩气开发效果的潜在影响，进而得出一组最优压裂参数，指导施工，压后效果良好。

1) 页岩气藏的采出程度、稳产时间与裂缝导流性、裂缝半长、压裂段长呈正相关性，与压裂段长、井距呈负相关性，其中裂缝半长、压裂段长、井距的影响近似为线性关系。

2) 研究表明压裂改造效果对页岩气藏开发的影响大，提高 SRV 区域渗流能力是页岩气藏高产、稳产的关键。各参数敏感因子从大到小依次为： F_{cd} 、裂缝半长、井距、压裂段长、单段长。

3) 建议川东南压裂参数设计： $F_{cd}=(1.5 \sim 1.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \cdot \text{m}$ 、 $x_f=80 \sim 130 \text{ m}$ 、单段段长=80~90 m、压裂段长 $L=1\ 600 \sim 1\ 800 \text{ m}$ 、井距 400 m。

4) 该方法可以指导川东南页岩气井压裂设计，最优参数不可相互套用，需要一对一模拟，具有较高的推广价值。

参考文献

- [1] 潘晨. 水平井分段压裂技术在页岩油金页-1HF 井的现场应用[J]. 油气藏评价与开发, 2012, 2(5): 73-77.
- [2] 蒋廷学, 周健, 张旭, 等. 深层页岩气井裂缝扩展及导流特性研究及展望[J]. 中国科学: 物理学、力学、天文学, 2017, 47(11): 33-40.
- [3] Olson J E. Multi-fracture propagation modeling: applications to hydraulic fracturing in shales and tight gas sands[C]// paper ARMA-08-327 presented at the 42nd U.S. Rock Mechanics Symposium (USRMS), 29 June-2 July 2008, San Francisco, California, USA.
- [4] 裴森龙. 多级压裂技术在龙马溪组页岩中的适应性研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2013.
- [5] Li Y, Wei C, Qin G, et al. Numerical simulation of hydraulically induced fracture network propagation in shale formation[C]// paper IPTC-16981-MS presented at the International Petroleum Technology Conference, 26-28 March 2013, Beijing, China.
- [6] Kresse O, Weng X W, Gu H R, et al. Numerical modeling of hydraulic fractures interaction in complex naturally fractured formations[C]// paper ARMA-2012-292 presented at the 46th U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, 24-27 June 2012, Chicago, Illinois, USA.
- [7] C Yetkin, Nitec LLC, T Firincioglu, et al. A new simulation-based process to predict the impact of hydraulic fracture parameters on EUR: A tight gas field example[C]// paper SPE-161350-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, 3-5 October 2012, Lexington, Kentucky, USA.

(编辑 常燕)