

平桥区块页岩气藏合理配产及关井恢复研究

张莉娜¹, 刘欣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:随着全球能源消费结构的调整和页岩气勘探技术的进步,加之页岩气的清洁特性,页岩气藏的合理开发成了研究的热门方向。如何制定高效、稳定的气藏开发方案至关重要。以平桥页岩气藏为研究目标,利用CMG软件建立双重介质压裂水平井模型,分别模拟配产、关井压力恢复时间对页岩气藏开发效果的影响。分析认为,不同压裂效果的井合理配产不同,压裂改造效果越差,合理配产越小,最终采收率低、稳产时间短。当气井稳产结束时可适当关井20~30天,进行压力、日产水平的恢复。总结得出,配产制度、压裂改造效果对超压页岩气开发的作用最大,提高压裂改造区渗流能力、合理配产是高产、稳产的关键。

关键词:页岩气;配产;关井恢复;稳产;数值模拟

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Formulation of production plan in overpressure shale gas reservoir

Zhang Lina¹, Liu Xin¹ 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: By the adjustment of the global energy consumption structure, the progress of shale gas exploration technology and the clean feature of shale gas, the rational development of shale gas reservoir has been the popular research direction. Therefore, how to make efficient and stable development plan of gas reservoir is very important. Taking the shale gas reservoir in Pingqiao as the research target, we established the horizontal fracturing well models with dual media by the software CMG to simulate the influence of the production allocation and recovery time after shut in on the development effect. The analysis suggests that different fracturing effects need different rational production allocation. The worse the fracturing reconstruction effect is, the lower the rational production will be, along with that are lower final recovery ratio and shorter stable production time. After the stable production period, the wells could be shut in for 20 ~ 30 days in order to recover the pressure and daily production. It is concluded that the allocation system and fracture effects affect mostly on the overpressure shale gas development. The key of the high and stable production is to improve the seepage capacity and reasonable distribution in the fracturing reconstruction region.

Key words: shale gas, proration, shut-in time, stable yield, numerical simulation

1 研究目的及意义

与常规气藏不同,页岩气藏具有复杂的纳米级粒内孔和微米级粒间孔等,页岩气以吸附气、自由气形式留存于这些低孔、特低渗的泥页岩层系中^[1]。该类气藏的开发多采用大型水力压裂^[2],对水平井进行分段压裂,给页岩气产出制造大的流动通道,从而提

高页岩气藏的采收率^[3]。工程施工后的合理配产是贯穿于整个开发过程中的核心内容,是气藏有效可持续开发的主控人为因素,配产过高,压力下降快,影响吸附气产量^[4-5];配产低主要靠自由气贡献,无法充分发挥气藏产能。目前采气厂多利用放喷测试数据,计算无阻流量,根据经验进行配产。这种方法只适用于开发初期,动态资料少的情况,无法实现实时的动态配产。

收稿日期:2018-02-07。

第一作者简介:张莉娜(1989—),女,工程师,油气藏开发、数值模拟等方面的研究。

以涪陵页岩气田为研究对象,考虑到该气藏分布范围广、资源量大,地质认识不完善,开发井陆续投产的现状,利用CMG的组分模块进行开发方案的合理性研究。在已有地质资料基础上,建立双重介质页岩气水两相流动的数值模型,对不同压裂改造效果的开发井进行合理配产、关井压力恢复研究。

2 建立数值模型

油藏模型:研究选取封闭边界的多段压裂水平井模型,选用正交网格,水力裂缝设置双翼对称型。网格个数:30×20×10=6 000个,X、Y、Z方向步长分别为80 m/层、20 m/层、3 m/层,井筒附近及主裂缝进行网格加密。主要气藏参数:埋深2 350 m,基质渗透率 $2.5 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$,裂缝导流系数 $0.15 \mu\text{m}^2 \cdot \text{cm}$,含气饱和度68%,压后地层压力38.8 MPa,吸附/解吸参数为 $6.5 \text{ cm}^3/\text{g}$ 、3.5 MPa,水平井长度1 500 m,分18段压裂。

流体PVT模型:对目标页岩气藏流体矿场数据及室内实验结果进行组分回归拟合,建立页岩气PVT模型,天然气分子量16.4,地层条件下体积系数 $3.2 \times 10^{-3} \text{ m}^3/\text{m}^3$,气体黏度 $0.031 \text{ mPa} \cdot \text{s}$,偏差系数1.17。流体组成为:97.33%的 CH_4 、0.94%的 C_2H_6 、0.31%的 C_3H_8 、0.6%的 CO_2 、0.82%的 N_2 。将该流体模型导入油藏模型中,进行模拟分析。

3 配产制度

综合考虑页岩气藏水平多段压裂效果进行配产研究,分别模拟了压裂裂缝半长100 m、50 m、30 m三种改造效果下的配产敏感性。配产方案分为 $1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 等,共3组24个,模拟结果见图1。对比各压裂水平下的采出程度曲线图可看出,三组方案的开发曲线类似。结合日产、压降曲线图2(下面仅列出裂缝半长100 m时的结果图)可知,随着配产的增加,采出程度明显增加,稳产时间变短,当配产达到 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 后,采出程度随配产的敏感性减小,压降曲线形态改变,地层压力呈折线式迅速降低后基本不变。表明100 m的裂缝长度下合理配产 $\leq 6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,此时累产气量主要靠自由气的贡献作用。

不同改造效果下的页岩气藏最优制度不同,压裂改造范围(SRV区域)越小合理配产越小,根据敏感性曲线得出裂缝半长100 m、50 m、30 m的合理配产分别为 $(6 \sim 8) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $(3 \sim 4) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

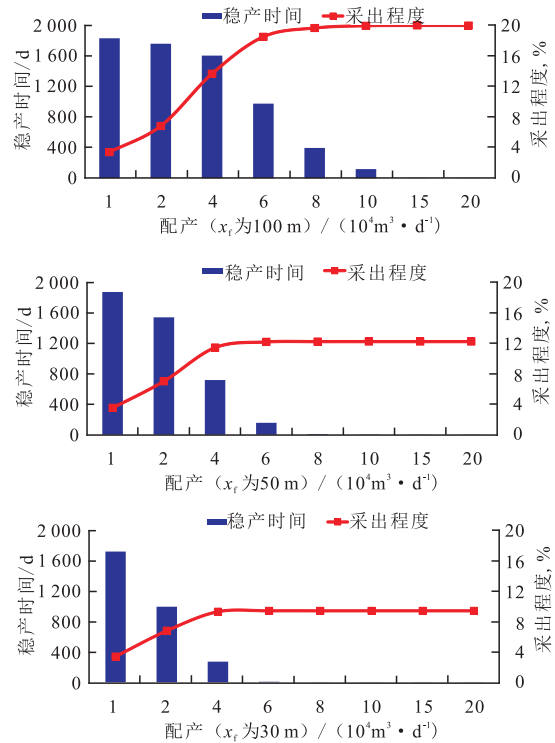


图1 不同裂缝下页岩气开发指标与配产制度的关系曲线
Fig. 1 Relation between Shale gas development indicators and allocation system with different fractures

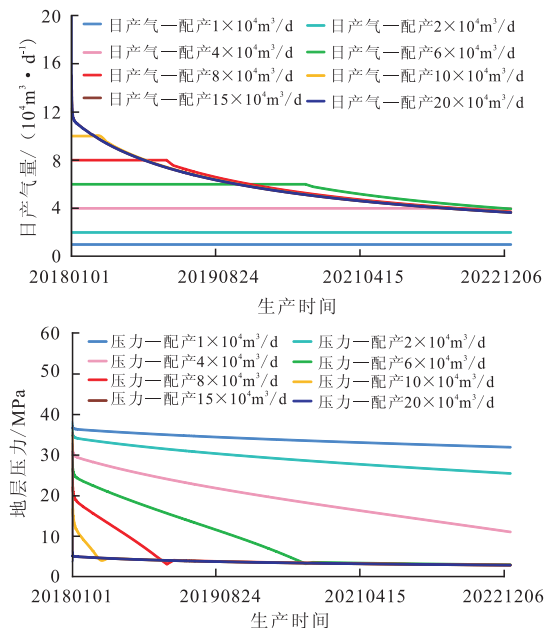


图2 x_f为100 m时不同配产制度对日产气、压力的影响
Fig. 2 Influence of different allocation system on daily gas production and pressure when x_f=100 m

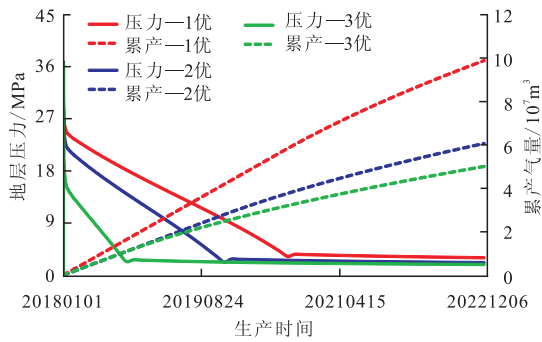


图3 不同裂缝最优配产制度开发效果对比

Fig. 3 Development effect comparison of different fracture in optimal allocation system

绘制三个最优方案的累产、压降曲线(图3),SRV区域越小,累产气量越小,压降快,稳产期短,吸附气贡献率高。要提高气藏最终采收率,还是要保证或者改善SRV的大小,提高自由气的产出量。

4 关井时间

在研究关井恢复时间时,结合现场实际情况,可大致分为地层压力下降一半时关井和产量迅速递减时关井两种情况。分别模拟关井压力恢复时间为10天、20天、30天、40天、50天、60天的页岩气生产动态变化,为消除生产时间不一致的影响将生产结束点顺延,结果见表1、图4。两种情况下的关井时间对页岩气采出程度、日产水平影响较小,均存在微弱线性正相关性。关井对压力恢复有明显的改善作用,重新开井后压力仍呈迅速下降趋势。综合考虑矿场生产任务要求和经济效益,压力降至一半和稳产结束两种关井形式均可选取关井20~30天,以恢复产能,从而实现地层的均衡降压。

为确定最佳关井方式,对比两种情况下关井30

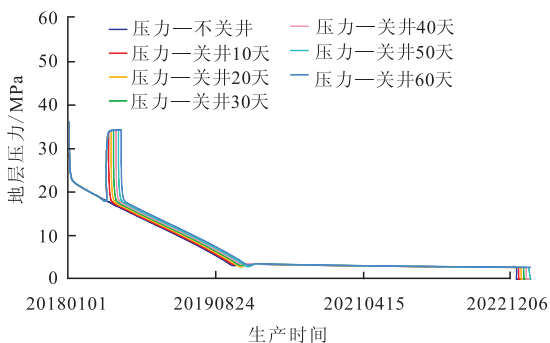


图4 压力降半时不同关井恢复时间对压力的影响

Fig. 4 Influence of different shut-in time on pressure when pressure drop half

表1 关井恢复时间对气藏开发指标的影响

Table 1 Influence of shut-in recovery time on development index of gas reservoir

参数	关井恢复时间/d	累产气量/ 10 ⁷ m ³	关井前压 力/MPa	开井后压 力/MPa	压力恢复 水平,%
(压力 降半)	0	8.962	18.04	18.04	0
	10	8.964	18.04	33.75	0.00
	20	8.968	18.04	34.14	41.34
	30	8.972	18.04	34.21	42.37
	40	8.974	18.04	34.25	42.55
	50	8.979	18.04	34.29	42.66
	60	8.985	18.04	34.34	42.76
(稳产 结束)	0	8.962	3.12	3.12	42.89
	10	8.971	3.12	24.00	0
	20	8.978	3.12	24.66	54.95
	30	8.989	3.12	24.79	56.68
	40	8.996	3.12	24.87	57.03
	50	9.003	3.12	24.95	57.24
	60	9.004	3.12	25.02	57.45

天的敏感性结果可知,压力降至一半关井的采出程度变化相对较小,浮动范围为0.04%;压力恢复程度低,仅为16.3 MPa,而稳产结束后关井压力可以恢复21.9 MPa(图5)。建议在实际开发过程中,可选择稳产结束后进行20~30天关井压力恢复,调整平面水气矛盾。

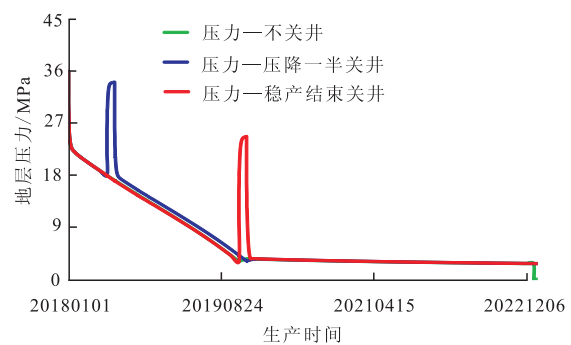


图5 各组最优关井方案对压降的影响

Fig. 5 Influence of optimal shut-in scheme of every group on differential pressure

5 实例分析

选取平桥区块生产时间相对较长的JY195HF井,进行日产气量、压力的历史拟合(图6)。通过配产模拟得到该井初期合理配产制度为 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,可稳产750天,此方案预测20年,累产气量最高,可

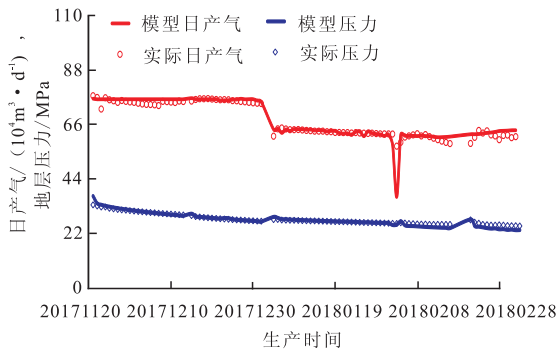


图6 JY195HF井产量、压力拟合曲线

Fig. 6 Fitting curves of production and pressure of well JY195HF

达 $1.67 \times 10^8 \text{ m}^3$,采出程度为47.1%。建议现场先定产 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 生产,对生产数据进行实施跟踪,定期开展历史拟合、配产的敏感性分析,根据对储层的不断认识,进行生产制度的实时调整,使页岩气井发挥最大潜能。

6 结论

利用数值模拟方法,指导涪陵超压页岩气藏投产井的开发方案制定,得出不同压裂导流能力下页岩气的产出规律不同,与之匹配的开发技术政策不同。

1) SRV区域越小合理配产越小,累产气量越少,稳产期越短。压裂裂缝半长100 m、50 m、30 m的

开发井配产分别为 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、 $3.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,稳产时间可达300天,此时的采出程度高。

2) 适时地关井压力恢复,有助于气藏均衡降压,对累产气有一定的积极作用。现场可在稳产结束后关井20~30天。对于试采初期压降过快的页岩气井,也可以考虑压力降至一半时关井30天左右。

3) 建议随着对页岩气藏滚动勘探,丰富地质认识,建立更加符合实际的全区数值模型,定期对单井进行生产历史拟合,从而制定符合开发现状的最优政策。

参考文献

- [1] Wenhui Song, Jun Yao, Jingsheng Ma, et al. Assessing relative contributions of transport mechanisms and real gas properties to gas flow in nanoscale organic pores in shales by pore network modelling[J]. International Journal of Heat and Mass Transfer, 2017, 113(C): 524-537.
- [2] 田书超. 美国页岩气开发技术及政策研究[D]. 北京: 中共中央党校, 2016.
- [3] 孙海, 姚军, Yalchin Efendiev. 基于均化理论的页岩基岩运移机制尺度升级研究[J]. 中国科学: 物理学力学天文学, 2017, 47(11): 119-128.
- [4] Adam M. Lewis and Richard G. Hughes. Production data analysis of shale gas reservoirs[C]// paper SPE-116688-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008, Denver, Colorado, USA.
- [5] 尹虎, 王新海, 张芳, 等. 吸附气对气水两相流页岩气井井底压力的影响[J]. 断块油气田, 2013, 20(1): 74-76.

(编辑 尹淑容)

(上接第62页)

3) 阻抗斜率在外滤饼形成阶段大致相同,在深部过滤阶段随着岩心长度的增大而逐渐升高。

4) 不同相态悬浮颗粒驱替实验的临界时间大小关系为 $T_{irs} < T_{im} < T_{it}$ 。

参考文献

- [1] 张宁生. 对油井产出水回注造成地层损害的模拟[J]. 石油钻采工艺, 1995, 17(1): 47-54.
- [2] 周孙彪, 康宜华, 牛斌. 油田采油污水回注处理技术回顾与展望[J]. 石油机械, 2002, 30(12): 38-41.
- [3] 张宁生. 固相颗粒与油珠侵入地层孔隙的数学模型及模拟研究[J]. 天然气工业, 1995, 15(2): 34-37.
- [4] Shutong P, Sharma M M. A model for predicting injectivity decline in water-injection wells[J]. SPE Formation Evaluation, 1997, 12(3): 194-201.

- [5] Herzog J P, Leclerc D M, Goff P L. Flow of suspensions through porous media--application to deep filtration[J]. Industrial & Engineering Chemistry, 1970, 62(5): 8-35.
- [6] Bedrikovetsky P, Vaz A S, Furtado C J, et al. Formation damage evaluation from nonlinear skin growth during coreflooding[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2011, 14(2): 193-203.
- [7] Bedrikovetsky P G, Fonseca D R, Da Silva M J, et al. Well-history-based prediction of injectivity decline in offshore waterfloods [C]// paper SPE-93885-MS presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 20-23 June 2005, Rio de Janeiro, Brazil.

(编辑 尹淑容)