

# 考虑页岩裂缝长期导流能力的压裂水平井产量预测

卞晓冰<sup>1</sup>, 蒋廷学<sup>1</sup>, 贾长贵<sup>1</sup>, 李双明<sup>1</sup>, 王雷<sup>2</sup>

(1. 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101; 2. 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249)

**摘要:**页岩气井压裂后初期产量高, 随后产量迅速递减, 但在预测页岩气压裂水平井产量时, 目前国内尚无实际产量递减规律可借鉴。为此, 进行了 2.5 和 1.0 kg/m<sup>2</sup> 两种铺砂浓度下的长期导流能力试验。试验结果表明, 支撑剂的嵌入及破碎导致前 2 d 导流能力约降低 43%, 4 d 后导流能力则降低得很少。将试验结果应用到川东南某井数值模拟中, 恒定导流能力方案产量为考虑长期导流能力方案的 2~3 倍; 10 年生产动态预测结果显示, 示例井生产周期可分为 3 个阶段, 前 2 年产量递减率高达 42%~46%, 第 3~4 年产量递减率降至 27%~37%, 第 5~10 年产量递减率缓慢降至 4% 以下。研究结果表明, 页岩支撑剂评价优选应以裂缝长期导流能力试验结果为基础, 考虑裂缝长期导流能力影响的产量递减规律可为页岩气压裂水平井重复压裂时机的确定提供依据。

**关键词:**页岩气 水平井 导流能力 产量递减 数值模拟

**中图分类号:**TE357 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2014)05-0037-05

## Production Prediction of Fractured Horizontal Well in Shale Gas Reservoirs Considering Long-Term Flow Conductivity

Bian Xiaobing<sup>1</sup>, Jiang Tingxue<sup>1</sup>, Jia Changgui<sup>1</sup>, Li Shuangming<sup>1</sup>, Wang Lei<sup>2</sup>

(1. Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China; 2. College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum(Beijing), Beijing, 102249, China)

**Abstract:** Production of a horizontal well in shale gas reservoir is high initially after fracturing, but declines rapidly later. There is no practical decline profile that can be considered to predict such production in China now. In this background, experiments of long-term flow conductivity were conducted with sanding concentration of 2.5 kg/m<sup>2</sup> and 1.0 kg/m<sup>2</sup> respectively. Results showed that the conductivity declined approximately 43% in the first 2 days due to proppant embedding and crushing, and at lower rate 4 days after. The experiment results were used in the numerical simulation of a well located in southeast of Sichuan; the production in the fixed-conductivity case was considered 2 or 3 times of that in the long-term flow conductivity case. Ten-year performance prediction demonstrated that the production cycle of sample well could be divided into 3 stages: year 1-2, when the decline rate could be 42%-46%, year 3-4, when the decline rate was stabilized within 27%-37%, and year 5-10, when the decline rate was lowered to 4% or less. It was therefore concluded that proppant for fractures in shale reservoirs should be evaluated and selected using the results of long-term flow conductivity experiments, and the production decline profile can be considered to determine the re-fracturing time for fractured horizontal wells in shale gas reservoirs.

**Key words:** shale gas; horizontal well; flow conductivity; production decline; numerical simulation

页岩气是典型的自生自储式气藏, 基质渗透率一般为  $1.0 \times 10^{-9} \sim 1.0 \times 10^{-6}$  D, 属于纳达西数量级, 其中以吸附相态存在的天然气可占赋存总量的 20%~85%<sup>[1-3]</sup>。超低孔渗特征及其特殊的气体储存方式, 决定了页岩气具有生产周期长、开发成本高

**收稿日期:**2014-04-24; **改回日期:**2014-05-26。

**作者简介:**卞晓冰(1985—), 男, 山东菏泽人, 2007年毕业于中国石油大学(华东)石油工程专业, 2012年获中国石油大学(北京)油气田开发工程专业博士学位, 工程师, 主要从事水力压裂优化设计方法及数值模拟研究工作。

**联系方式:**(010)84988698, bianxiaobing85@126.com。

**基金项目:**中国石化科技攻关项目“涪陵区块页岩气层改造技术研究”部分研究内容。

的特点。页岩气井压裂后初期产量高,随后产量迅速递减。以美国 Barnett 区块为例,单井产量在第一年会降低 50%~60%,随着开发年限的延长,解吸附的天然气使产量递减渐趋平缓<sup>[4-5]</sup>。当产气量降至达不到经济开发要求时,一般都需要进行重复压裂作业,这就需要对页岩气水平井产量递减规律有清晰的认识。国内页岩气开发起步较晚,尚无实际产量递减规律可供借鉴,目前页岩气井的长期生产动态只能通过模拟手段得出。为此,笔者以川东南某井为例,建立了考虑页岩裂缝长期导流能力衰减规律的压裂后排采模型,对多段压裂水平井产量递减规律进行了初步研究。

## 1 人工裂缝导流能力衰减规律

压裂形成的人工裂缝体系是地下流体的流动通道,导流能力是评价裂缝体系最重要的指标。在实际生产过程中,由于支撑剂嵌入和脱落、液体伤害以及交变应力等的影响,压裂井人工裂缝的导流能力随开采时间的延长不断降低。有学者对于常规导流能力进行过大量试验(支撑剂铺砂浓度一般为 10 kg/m<sup>2</sup>)<sup>[6-9]</sup>,并根据试验数据回归出了导流能力与时间的关系式,常见的回归关系式有对数形式、指数形式及幂乘形式:

$$F_{\text{RCD}} = 1 - B \ln t \quad (1)$$

$$F_{\text{RCD}1} = F_{\text{RCD}0} e^{-a} \quad (2)$$

$$F_{\text{RCD}} = at^{-b} \quad (3)$$

式中:  $F_{\text{RCD}}$  为无量纲裂缝导流能力,为不同时间导流能力与初始导流能力的比;  $B$  为导流能力随时间的递减指数( $B=0$  表明导流能力不递减);  $t$  为压裂后在裂缝有效期内的生产时间,  $d$ ;  $F_{\text{RCD}1}$ ,  $F_{\text{RCD}0}$  分别为裂缝导流能力和裂缝初始导流能力,  $D \cdot \text{cm}$ ;  $c$  为相应的试验回归系数,  $1/d$ ;  $a$  和  $b$  为相应的试验回归系数。

## 2 页岩裂缝长期导流能力试验

### 2.1 试验仪器及原理

试验使用美国某公司生产的 FCES-100 裂缝导流仪,该仪器可以模拟地层条件,对不同类型支撑剂进行短期或长期导流能力评价,为选择支撑剂材料提供了一个衡量标准。该仪器按照 API 标准设计,图 1 为 API 支撑剂导流室结构示意图。

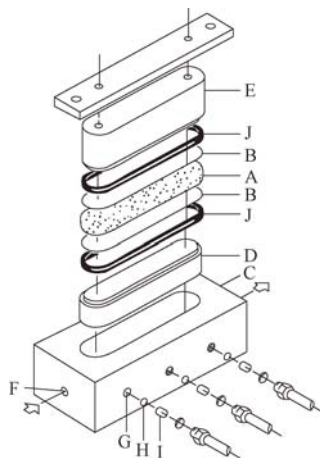


图 1 API 支撑剂导流室结构

Fig. 1 Structure of API proppant conductivity test device

A. 支撑剂填充层 17.78 cm×3.81 W<sub>f</sub>; B. 金属板;

C. 导流室主体; D. 下活塞; E. 上活塞; F. 测试液进/出口;

G. 压差输出口; H. 多孔金属滤网; I. 调节螺丝; J. 方形密封圈

试验基于达西定律进行,见式(4):

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta p} \quad (4)$$

式中:  $K$  为裂缝渗透率,  $D$ ;  $Q$  为裂缝内流量,  $\text{cm}^3/\text{s}$ ;  $\mu$  为流体黏度,  $\text{mPa} \cdot \text{s}$ ;  $L$  为测试段长度,  $\text{cm}$ ;  $A$  为裂缝截面积,  $\text{cm}^2$ ;  $\Delta p$  为测试段两端的压力差,  $\text{at}$  (即 0.1 MPa)。

FCES-100 型导流仪使用 API 标准导流室,并严格按照 API 的程序操作,裂缝导流能力的计算公式为:

$$F_{\text{RCD}} = KW_f = \frac{5.411 \times 10^{-4} \mu Q}{\Delta p} \quad (5)$$

式中:  $W_f$  为充填裂缝缝宽,  $\text{cm}$ 。

因此,试验中只需测得压差与流量即可求得裂缝的导流能力。

### 2.2 试验及结果分析

在研究长期导流能力的变化规律时,选用川东南某页岩气区块压裂用的 40~70 目覆膜砂作为试验用支撑剂。页岩的铺砂浓度要远小于常规低渗透油气藏,根据示例井的压裂施工情况,采用 2.5 和 1.0 kg/m<sup>2</sup> 2 种铺砂浓度,闭合压力为 52 MPa,测试时间为 7 d,流体速度 2~5 mL/min。

裂缝长期导流能力试验结果见图 2。由图 2 可知,2 种铺砂浓度下的导流能力曲线随时间的变化规律基本相同。导流能力在前 2 d 下降幅度较大,与初期相比约降低 43%,分析认为,这主要是因为覆膜砂颗粒相互粘结,嵌入及破碎主要发生在试验

开始后 2 d 内,因此导流能力下降较快。但 4 d 后曲线已经接近水平,此时导流能力共下降约 61%。因此,每个压力点应测试 4 d 以上,作为稳定的导流能力;而短期导流一般只测试 1 h 左右,并不能准确反映裂缝的真实导流能力。当铺砂浓度从 1.0 kg/m<sup>2</sup> 增至 2.5 kg/m<sup>2</sup> 时,裂缝导流能力提高约 33%。

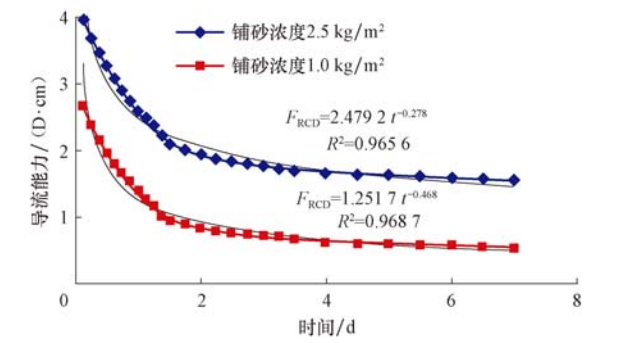


图 2 40~70 目覆膜砂在不同铺砂浓度下的长期导流能力  
Fig. 2 Long-term flow conductivity of 40~70 mesh resin coated-sand with different sanding concentrations

根据试验结果,回归出页岩长期导流能力的幂函数表达式。对于铺砂浓度 2.5 kg/m<sup>2</sup> 的覆膜砂,  $a=2.479\ 2, b=0.278$ ; 对于铺砂浓度 1.0 kg/m<sup>2</sup> 的覆膜砂,  $a=1.251\ 7, b=0.468$ 。

### 3 示例井产量递减规律研究

川东南某页岩气区块龙马溪组下部优质页岩储层厚度为 89 m,按照含气性及物性差异可进一步细分为 4 套层系,基础数据见表 1。示例井完钻井深 3 653.99 m,垂深 2 416.64 m,水平段长 1 007.90 m,井眼在第 4 层系穿行,共压裂 15 段。

表 1 示例井地层基础数据					
Table 1 Basic formation data of the sample well					
层系	垂深/m	含气性(m <sup>3</sup> ·m <sup>-3</sup> )		渗透率/mD	孔隙度, %
		吸附气	游离气		
1	2 326.0~2 337.5	0.551	0.827	0.001~1.000	6
2	2 337.5~2 352.0	0.801	1.201	0.001~1.000	6
3	2 352.0~2 377.0	1.560	2.340	0.001~0.100	3
4	2 377.0~2 415.0	6.344	9.516	0.001~1.000	5

#### 3.1 压裂井排采模型

按照文献[10]的方法,应用 Eclipse 数值模拟软

件建立了示例井多段压裂数值模型(如图 3 所示),模型考虑了长期导流能力试验递减规律的影响。根据示例井投产后 8 个月的排采数据来看,压裂后产水量少,返排率仅 0.36% 左右,因此可以不考虑产水量拟合。该井实测井口套管压力 20~26 MPa,加上摩阻,井底流压在 30 MPa 左右。同时应用井下压力计进行了间歇性井底流压测试,测试结果 29~32 MPa,而模型预测井底流压为 30~32 MPa,结合产气量历史拟合情况(见图 4),该模型能真实反映示例井的生产动态。

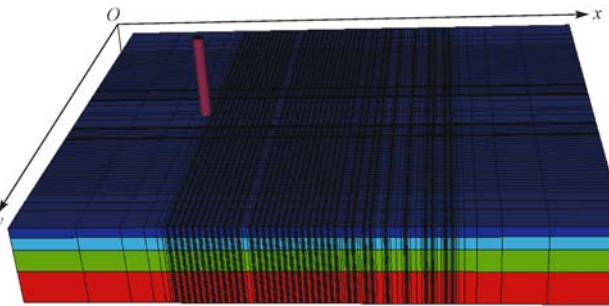


图 3 示例井多段压裂气藏模型  
Fig. 3 Multi-fractured horizontal well model of the sample well

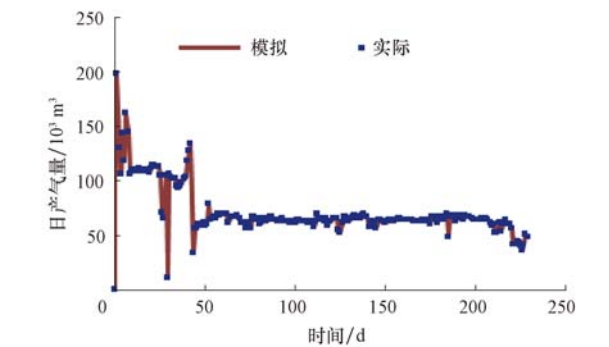


图 4 示例井生产历史拟合结果  
Fig. 4 History matching results of the sample well

#### 3.2 长期导流能力对产量的影响

在不考虑缝间干扰的情况下,模拟导流能力衰减对单条裂缝生产动态的影响。方案 1,导流能力恒定不变;方案 2,令导流能力按对数形式递减,即式(1)中导流递减指数  $B=0.152$ (失效时间 2 年);方案 3,导流能力按 2.2 节中铺砂浓度 1.0 kg/m<sup>2</sup> 的幂函数形式递减。随时间变化的日产(累产)气量曲线如图 5 所示。不同导流能力递减规律下的 5 年累计产气量如图 6 所示。

由图 5、图 6 可知,导流能力的变化对产量具有较大影响:对于恒定导流能力方案,其峰值产气量是导流能力衰减方案下峰值产气量的 2~3 倍;5 年累

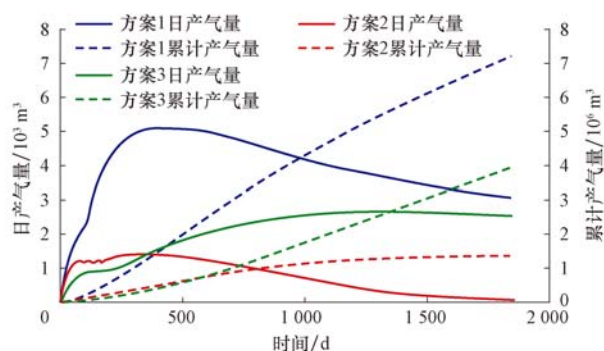


图5 不同导流能力递减规律下的日产气量与累计产气量动态  
Fig.5 Dynamic production data with different long-term flow conductivities

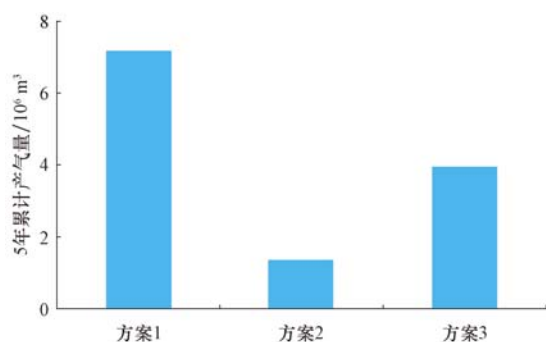


图6 不同导流能力递减规律下的5年累计产气量  
Fig.6 5-year cumulative production with different long-term flow conductivities

计产气量是导流能力衰减方案下累计产气量的2~4倍;尤其对于导流能力失效时间为2年的方案,生产4年时产量已降为峰值的14%。

### 3.3 生产动态预测

鉴于长期导流能力对页岩气井产量具有较大影响,整个压裂流程都必须考虑裂缝的长期导流能力,以为压裂设计及产量预测提供可靠依据。但现场很难测定压裂后裂缝的导流能力,而常规数值模拟中导流能力的选取一般为压裂方案设计中的恒定导流能力,这会导致对压裂后生产动态的预测存在较大误差。对于高开发成本的页岩气而言,较为准确地预测产量递减规律对判断一口页岩气井的开发周期尤为重要。

示例井10年内的生产动态预测结果见表2,预测模型中裂缝的导流能力衰减规律由1.0 kg/m<sup>2</sup>铺砂浓度的试验结果确定,产量递减率的计算方式为当年产量相较于上一年产量的降低比率。由表2可知,示例井的生产周期可分为3个阶段:1)前2年为第一阶段,特征是产量递减速度较快,递减率达到

42%~46%,此时游离气被大量采出;2)第3—4年为第二阶段,特征是产量递减速度开始减缓,递减率为27%~37%;3)第5—10年为第三阶段,尤其是5年之后,产量递减率在4%以下,此时产出气主要为地层中不断解吸出来的吸附气。由此可知,前两个阶段为示例井生产的高峰期,当页岩气井产量达不到经济下限要求时,可考虑采取重复压裂等措施对其进行进一步改造,产量递减规律预测结果可为示例井下一步的措施调整提供理论依据。

表2 示例井产量递减规律预测

Table 2 Production decline profile of the sample well

时间/年	日产量/m <sup>3</sup>	累计产量/m <sup>3</sup>	产量递减率,%
第1月	105 076	3 162 000	
1	56 443	23 535 494	46.28
2	32 708	38 060 344	42.05
3	20 356	45 862 468	37.76
4	14 811	51 638 936	27.24
5	13 288	57 834 996	10.29
6	12 780	62 494 756	3.82
7	12 510	67 030 304	2.11
8	12 359	71 497 392	1.21
9	12 274	75 925 952	0.69
10	12 246	80 334 736	0.23

示例井2012年11月底开始投产至2013年1月初,第1个月的平均日产气量为111 700 m<sup>3</sup>,截至2014年3月初(此时已投产近1年半),日产气量在47 650~69 775 m<sup>3</sup>/d波动。由表2的预测结果知,上述方法对示例井的产量预测符合度较高,表明考虑裂缝长期导流能力预测页岩气多段压裂水平井产量递减规律的方法是可行的。

## 4 结论及建议

1) 进行了40~70目覆膜砂在2.5和1.0 kg/m<sup>2</sup>2种铺砂浓度下的页岩裂缝长期导流能力试验,结果表明在前2 d导流能力降幅达43%,4 d后导流能力降低很少,可视为稳定的导流能力。

2) 回归出了页岩裂缝长期导流能力的幂函数表达式,并应用到示例井压裂后的动态模拟中,与恒定导流能力相比,考虑导流能力衰减的产气量较低。

3) 示例井的生产周期可分为3个阶段,前2年为产量递减率达到42%~46%的第一阶段,第3—4年为产量递减率为27%~37%的第二阶段,第5—



10 年为产量递减率为 4% 以下的第三阶段。产量递减规律预测结果可为示例井下一步的措施调整提供理论依据。

4) 建议对国内不同区块的页岩气多段压裂水平井进行产量递减规律研究, 为其长期有效开发提供理论支持。

## 参 考 文 献

## References

- [1] 陈尚斌, 朱炎铭, 王红岩, 等. 中国页岩气研究现状与发展趋势[J]. 石油学报, 2010, 31(4): 689-694.  
Chen Shangbin, Zhu Yanming, Wang Hongyan, et al. Research status and trends of shale gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(4): 689-694.
- [2] 薛承瑾. 页岩气压裂技术现状及发展建议[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(3): 24-29.  
Xue Chengjin. Technical advance and development proposals of shale gas fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(3): 24-29.
- [3] Williams-Kovacs J, Clarkson C R. Stochastic modeling of two-phase flowback of multi-fractured horizontal wells to estimate hydraulic fracture properties and forecast production[R]. SPE 164550, 2013.
- [4] Mu Songru, Zhang Shicheng. Numerical simulation of shale-gas production[J]. Advanced Materials Research, 2012, 402(12): 804-807.
- [5] 蒋廷学. 页岩油气水平井压裂裂缝复杂性指数研究及应用展望[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(2): 7-12.  
Jiang Tingxue. The fracture complexity index of horizontal wells in shale oil and gas reservoirs[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(2): 7-12.
- [6] 温庆志, 张士诚, 李林地. 低渗透油藏支撑裂缝长期导流能力实验研究[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(2): 97-99.  
Wen Qingzhi, Zhang Shicheng, Li Lindi. Experimental research of long-term flow capacity of propping fractures in the low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2006, 13(2): 97-99.
- [7] 高旺来, 何顺利, 接金利. 覆膜支撑剂长期导流能力评价[J]. 天然气工业, 2007, 27(10): 100-102.  
Gao Wanglai, He Shunli, Jie Jinli. Evaluation on long-term flow conductivity of coated proppants[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(10): 100-102.
- [8] 杨振周, 陈勉, 胥云, 等. 火山岩岩板长期导流能力试验[J]. 天然气工业, 2010, 30(10): 42-44.  
Yang Zhenzhou, Chen Mian, Xu Yun, et al. An experimental study of long-term flow conductivity of volcanic rock core plate[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(10): 42-44.
- [9] 杨立峰, 安琪, 丁云宏, 等. 一种考虑长期导流的人工裂缝参数优化方法[J]. 石油钻采工艺, 2012, 34(3): 67-72.  
Yang Lifeng, An Qi, Ding Yunhong, et al. A new optimal method on artificial fracture parameter with long-term conductivity taken into account[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2012, 34(3): 67-72.
- [10] 蒋廷学, 卞晓冰, 王海涛, 等. 页岩气水平井分段压裂排采规律研究[J]. 石油钻探技术, 2013, 41(5): 21-25.  
Jiang Tingxue, Bian Xiaobing, Wang Haitao, et al. Flow back mechanism study of multi-stage fracturing of shale gas horizontal wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2013, 41(5): 21-25.

[编辑 令文学]

## 欢迎订阅 2015 年《油气地质与采收率》

《油气地质与采收率》是经国家新闻出版广电总局批准, 由中国石油化工集团公司主管, 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司主办, 面向国内外公开发行的国家级石油技术期刊。为全国中文核心期刊、中国科技论文统计源期刊、中国科学引文数据库(CSCD)来源期刊和中国石化核心科技期刊。以讨论“油气勘探开发新理论、新方法”和“提高油气采收率技术”为主题, 涵盖了油田勘探开发主业的各个专业。设置有“油气地质”、“勘探技术”、油气采收率、油气藏工程、油气钻采工程和专家论坛等栏目。

《油气地质与采收率》为双月刊, 大 16 开本, 110 页, 逢单月 25 日出版, 每期定价 25 元, 全年 150 元。欢迎广大读者直接从本期刊社订阅。

订刊汇款方式:

1. 邮局汇款: (257015) 山东省东营市聊城路 2 号期刊社; 联系人: 左萍; 订刊电话: (0546) 8715240; 传真: (0546) 8715261; 电子邮件: pgre@vip. 163. com。

2. 银行汇款: 中国石化股份胜利油田分公司地质科学研究院; 开户行: 工商银行山东省分行东营区胜利支行; 账号: 1615002129200121310。