

扩展“G 函数”模型在火山岩测试压裂参数解释中的应用

——以大庆油田徐深气田为例

张 玉 广

中国石油大庆油田有限责任公司采油工程研究院

张玉广.扩展“G 函数”模型在火山岩测试压裂参数解释中的应用——以大庆油田徐深气田为例.天然气工业,2013,33(4):61-65.

摘 要 松辽盆地大庆油田徐深气田火山岩储气层由于天然裂缝发育及局部构造变化大,从而导致压裂中出现高滤失、高停泵压力梯度以及近井高摩阻等疑难问题。为进一步提高疑难储层改造的施工成功率,基于以往对徐深气田火山岩储层测试压裂方法(传统“G 函数”模型,二维)研究的成果,建立了更适合该气田的火山岩储层压裂参数解释的扩展“G 函数”模型(三维)。选取 11 口井共 31 层段进行现场实验,包括了天然裂缝较发育、天然裂缝极其发育、低滤失、高度衰退、复合型 5 种“G 函数”图版类型,其中仅有 4 个层设计加砂符合率低于 80%,其余 27 层设计加砂符合率均高于 80%。现场应用情况的统计结果表明,新理论模型使得压裂设计加砂符合率由 72.4% 提高到 87.1%,从而更好地解决了火山岩难压储层改造成功率低的问题,为该类储层压裂成功率的提高提供了理论基础,对水力压裂技术在裂缝性火山岩储层中的应用具有重要意义。

关键词 松辽盆地 徐深气田 火山岩 压裂 测试 扩展“G 函数”理论模型 应用 成功率

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2013.04.010

Application of the generalized "G Function" theoretical model to the minifrac analysis in volcanic beds :A case study from the Daqing Xushen Gas Field , Songliao Basin

Zhang Yuguang

(Production & Engineering Research Institute of Daqing Oilfield Company , PetroChina , Daqing , Heilongjiang 163453 , China)

NATUR. GAS IND. VOLUME 33, ISSUE 4, pp.61-65, 4/25/2013. (ISSN 1000-0976 ; In Chinese)

Abstract: High leak-off, high ISIP (instantaneous shut-in pressure) and high friction near wellbore resulted from natural fracture development and rapid structural changes of volcanic layers in the Daqing Xushen Gas Field, Songliao Basin. In order to improve the success rate of fracturing of tough reservoirs in this field, the generalized "G Function" theoretical model (3D), based on the previous minifrac method (2D), was built for the interpretation of fracturing parameters in favor of volcanic beds in this field. Specifically, the total 31 strata from 11 wells were selected for field experiment to work out the five "G Function" type curves according to different features of the selected strata with comparatively developed natural fractures, extremely developed natural fractures, low level of leak-off, fracture-height recession, and the integration of the former four cases. As a result, the coincidence rate of sand fracturing design was greater than 80% for 27 strata. The statistics of field application results indicates that the new theoretic model made the coincidence rate of sand fracturing design increased from 72.4% to 87.1%, thus effectively resolving the problem of low fracturing success rate in such tough volcanic beds. The new model introduces a theoretical principle for improving the fracturing success rate and is of great significance to the application of hydraulic fracturing especially in fractured volcanic beds.

Key words: Songliao Basin, Xushen Gas Field, volcanic layer, fracturing, test, generalized "G Function" theoretical model, application

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司油气勘探重点工程技术攻关项目。

作者简介: 张玉广, 1961 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事油气藏增产改造技术研究工作。地址: (163453) 黑龙江省大庆市让胡路区西宾路 9 号。电话: (0459) 5968067。E-mail: zhangyuguang@petrochina.com.cn

火山岩储层的大部分气井需要增产改造后才能获得可观的工业气流^[1-3]。徐深气田的火山岩类型多、储集空间复杂、天然裂缝发育^[4-6],具有特殊的应力敏感性,造成了常规压裂技术的不适应,最突出的问题是早期砂堵、改造规模小、增产效果差。2002年初步建立了火山岩压裂的物理模型和数学模型^[7],形成了诊断火山岩压裂中施工难点的评价参数标准^[8]和“G函数”特征图版^[9]。但随着勘探开发进程的不断深入,新的情况要求必须开展火山岩储层测试压裂参数解释新理论模型的研究。

1 扩展“G函数”的提出

“G函数”应用于压裂压力分析的基本思想是由Ken G. Nolte 首先提出的^[10],从此广为压裂界所应用,并延续至今。传统“G函数”是基于PKN模型,是二维模型,只对面积积分,它的导出有一个基本假设就是压裂排量是恒定的,但由于设备等原因,可操作性差。针对大庆徐深气田地质特点,经过多年研究和现场试验形成了具有适应火山岩特色的变排量测试压裂方法,其特点是简单、方便灵活、节省时间、施工效率高。但对于高停泵、高滤失等火山岩储层,应用传统“G函数”分析时,经60余层的现场验证其参数解释的合理性较差,说明该方法还不能完全适应复杂的火山岩难压储层的测试压裂。因此根据大庆油田火山岩的特点,建立了扩展“G函数”的数学模型,填补了国内外空白。

2 扩展“G函数”数学模型

2.1 假设条件

传统“G函数”的数学模型在数学的推导过程中的一个基本假设是压裂排量是恒定的。

扩展“G函数”理论及数学模型所考虑的其他假设与传统“G函数”一致,但不同的是扩展“G函数”是三维模型,考虑体积滤失而对体积积分,特别是排量不再是恒定的。

2.2 “G函数”通解的数学求导

关井后的水力压裂压力分析通常用一个时间变量函数(“G函数”)来处理,假设其中的排量是恒定的。实际情况排量是变化的,所以引入扩展的“G函数”来分析。同时“G函数”是无量纲的函数,它涉及裂缝在泵注或压降时间内的面积发育。裂缝的面积发育被假设是时间的幂律分布函数。

2.2.1 “G函数”基础数学模型

通常,首先假设用不可压缩的压裂液压开一条恒

定高度的垂直裂缝。假设压裂泵注在停泵前那段时间(或称泵注时间)(t_p)的裂缝是一直开启,在有限的时间内裂缝并不会发生闭合。特别是假设参与滤失的裂缝区域在泵送停止后($t \geq t_p$)一直不会改变,进一步假设关井后没有初滤失,最后假设断裂韧性(s_f)和滤失系数(C_L)不取决于时间。

当关井时间 $t = t_p$ 时,净压力满足:

$$p_{\text{net}(t)} - p_{\text{net}(t_p)} = -2r_p C_L s_f t_p^\theta [g(t) - g(t_p)] \quad (1)$$

这里“G函数”被定义为:

$$g(t) = \frac{1}{A_f t_p^\theta} \frac{1}{\theta} \int_0^{A_f} [t - \tau(a)]^\theta da \quad (2)$$

在排量恒定的情况下,产生的裂缝面积与时间存在以下关系:

$$\frac{a}{A} = \left(\frac{\tau}{t} \right)^\alpha \quad (3)$$

这样在关井时刻,产生的裂缝面积与时间有:

$$\frac{a}{A_f} = \left[\frac{\tau(a)}{t_p} \right]^\alpha \quad (4)$$

由此看来,可以计算标准的“G函数”以及应用于估算净压力曲线。

2.2.2 面积增长

当泵送速率是变量时,面积增长不再像早先预期的那样简单,但可能取决于注入排量。这样变化的排量可以定义为时间的函数,而不是面积的函数。引入函数 $\hat{a}(s)$ 为时间(s)产生的裂缝面积,转化积分形式,实现由面积的积分到时间的积分的转化。

这样“G函数”转化为:

$$g(t) = \frac{1}{A_f t_p^\theta} \frac{1}{\theta} \int_0^{t_p} (t-s)^\theta \hat{a}(s) ds \quad (5)$$

假设在每个时间段(s_{n-1}, s_n)泵送速率 $i(s)$ 是不变的,那么当时间段足够小, $i(s)$ 在每个时间段内的开始到结束都是恒定的,这样裂缝面积增长近似恒定排量的增长情况。即

$$0 = s_0 < s_1 < s_2 < \dots < s_N = t_p \quad (6)$$

$$\text{有} \quad \frac{\hat{a}(s) - \hat{a}(s_{n-1})}{\hat{a}(s_n) - \hat{a}(s_{n-1})} = \frac{s - s_{n-1}}{s_n - s_{n-1}} \quad (7)$$

s 为时间段(s_{n-1}, s_n)内某一时刻。

现在“G函数”写为:

$$g(t) = \frac{\alpha}{t_p^\theta} \frac{1}{\theta} \sum_{n=1}^N \frac{1}{s_n^\alpha - s_{n-1}^\alpha} \frac{\hat{a}(s_n) - \hat{a}(s_{n-1})}{A_f} \times \int_{s_{n-1}}^{s_n} (t-s)^\theta s^{\alpha-1} ds \quad (8)$$

式(8)既是满足排量恒定的假设,同时又是实际恒定的(即所有 i_n 相同)。当排量变化,用数值计算验证,检验方程(8)是否成立。随机选取两级排量(即排

量只变化一次)来检验,表明方程(8)是成立的。

2.2.3 面积系数

现在扩展“G 函数”的项:

$$\frac{\hat{a}(s_n) - \hat{a}(s_{n-1})}{A_f}$$

式中每个因子都未知,但可以用时间段 (s_{n-1}, s_n) 内对应裂缝面积表示。即各项因子与时刻 s_{n-1} 到 s_n 的裂缝面积有关。其关系可以简化为排量恒定的传统“G 函数”形式:

$$\frac{\hat{a}(s_n) - \hat{a}(s_{n-1})}{A_f} = \frac{i_n (s_n^\alpha - s_{n-1}^\alpha)}{V_a} \quad (9)$$

其中
$$V_a = \sum_{n=1}^N i_n (s_n^\alpha - s_{n-1}^\alpha)$$

当然 V_a 有多种形式表示,但当排量为恒定的时候,每种形式的计算结果都一样。当排量变化,用数值计算验证是否成立。随机选取两级排量(即排量只变化一次)来检验,表明方程成立。

2.2.4 扩展“G 函数”计算

“G 函数”可以转化表示为:

$$g(t) = \frac{\alpha}{V_a \theta^\alpha} \sum_{n=1}^N i_n \int_{s_{n-1}}^{s_n} (t-s)^\theta s^{\alpha-1} ds \quad (10)$$

又有:

$$g(t) = \frac{\alpha}{V_a \theta} \left(\frac{t}{t_p} \right)^\theta t^\alpha \sum_{n=1}^N i_n \left[B\left(\alpha, \theta+1, \frac{s_n}{t} \right) - B\left(\alpha, \theta+1, \frac{s_{n-1}}{t} \right) \right] \quad (11)$$

其中
$$B(\alpha, b, x) = \int_0^x s^{\alpha-1} (1-s)^{b-1} ds$$

由于这是计算机常用方程,所以扩展“G 函数”可以较容易计算。验证:用计算获取的净压力值检验净压力与扩展“G 函数”呈线性关系。用两级排量(即排量只变化一次)来检验,表明与传统“G 函数”结果一样。同理完成多级排量变化的验证。

3 扩展“G 函数”和传统“G 函数”比较

测试新的方程是否适应不同情况,共做了4种排量方案做比较(表1),其他地质条件不变,其中滤失系数为 $3.05 \times 10^{-4} \text{ m} / \sqrt{\text{min}}$,液体总量为 25.44 m^3 ,注入时间为40 min,简单的3层地质模型,没有天然裂缝滤失。

将扩展“G 函数”的数学模型加载到 StimPlan 全三维压裂软件中,编制形成了具有适用于火山岩的“StimPlan 6.10-DQYT”专用版本软件,实现了徐深气田火山岩储层压裂参数解释新理论模型的软件计算(图1)。

经软件计算,做净压力 P_{net} 的不同“G 函数”时间曲线,同时计算液体的滤失系数,其计算结果如表2所示。

对比发现,当排量不恒定注入测试,扩展的“G 函数”比传统的“G 函数”适用性更好。在理想的地层模型中,如果仅是基质滤失存在,变排量对传统“G 函数”计算滤失系数的影响在20%以内。说明即使排量变化很大,扩展“G 函数”也可准确计算出真实的地层液体滤失系数。

4 现场应用

通过应用不同解释方法解释火山岩疑难储层11口井/31层,对比计算结果发现:现场试验的11口井/31层中包括了天然裂缝较发育、天然裂缝极其发育、低滤失、高度衰退、复合型5种“G 函数”图版类型,其中有4个层设计加砂符合率低于80%,其余27层设计加砂符合率均高于80%,加砂成功率达到87.1%,说明此技术工艺可较好地应用于火山岩储层(表3)。因此,通过开展徐深气田火山岩难压储层测试压裂方

表1 泵注程序表

恒定排量		降排量		升排量		升—降排量	
排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min})$	时间/min	排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min})$	时间/min	排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min})$	时间/min	排量/ $(\text{m}^3 \cdot \text{min})$	时间/min
0.64	15.00	4.77	2	0.16	27.0	0.16	27.0
0.64	8.75	2.78	2	0.32	6.0	0.80	2.0
0.64	5.00	1.59	2	0.80	2.0	1.59	0.5
0.64	2.50	0.80	2	1.59	0.5	4.77	1.9
0.64	1.25	0.40	2	2.39	0.6	3.18	2.0
0.64	2.50	0.32	5	3.18	2.0	2.39	0.6
0.64	2.50	0.32	5	4.77	1.9	0.32	6.0
0.64	2.50	0.08	20				

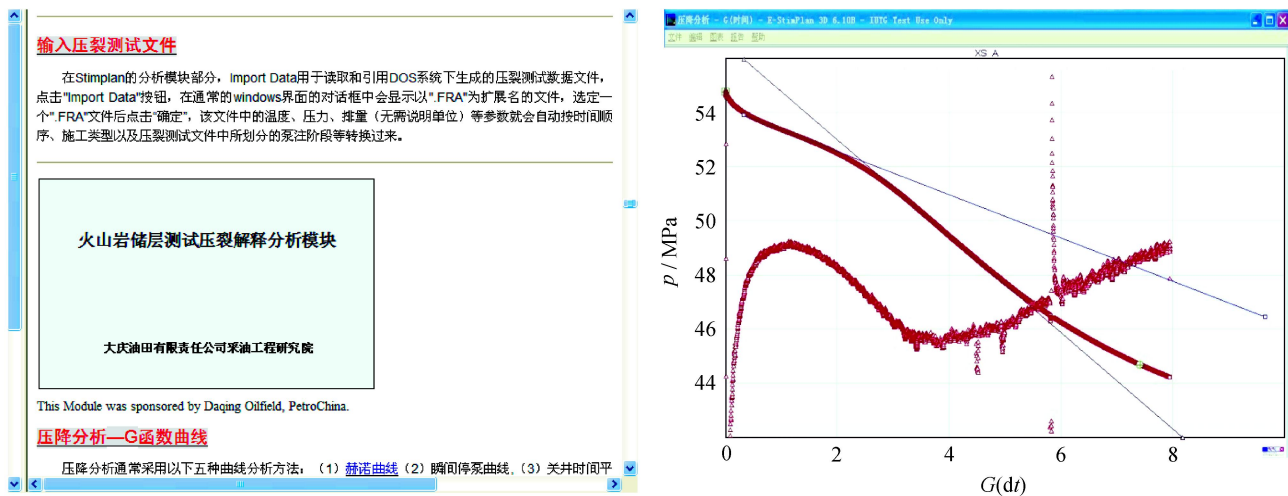


图 1 具有大庆油田标识的 StimPlan 软件图

表 2 两种“G 函数”计算的滤失系数对比表

泵注方式	不同方法计算的滤失系数 / (10 ⁻⁴ m · √min ⁻¹)	
	传统“G 函数”	扩展“G 函数”
恒定排量	0.001 0	0.001 0
降排量	0.000 9	0.001 0
升排量	0.001 2	0.001 0
升—降排量	0.001 0	0.001 0

解释理论研究,实现了大庆火山岩的压裂理论与国际压裂理论的接轨。

5 结论

1)分析了传统“G 函数”在实际火山岩施工诊断中的不足,成功完成了扩展“G 函数”的推导和验证,对改进现场施工诊断认识提供了理论基础。

表 3 现场试验井测试压裂解释结果数据表

测试压裂解释参数	csA	xsB	xsC	dsD	ysE	ssCPA02	wsF-P1	dsCPG	xsCPH	xsI-P2	xsJ-P1	
闭合压力 / MPa	传统 G	80.8	54.8	50.9	54.0	94.0	42.5	49.6	45.3	63.3	56.9	42.4
	扩展 G	78.2	54.1	53.2	55.0	96.0	43.1	48.3	48.0	57.0	55.0	41.6
净压力 / MPa	传统 G	3.0	10.5	9.5	7.0	7.7	3.0	3.8	14.3	18.3	4.0	2.4
	扩展 G	11.2	10.9	10.1	7.3	4.5	4.2	2.7	7.2	6.3	6.7	2.1
滤失系数 / (10 ⁻⁴ m · √min ⁻¹)	传统 G	1.0	1.0	1.6	2.0	4.0	0.8	1.0	6.0	2.0	2.0	2.0
	扩展 G	4.0	4.8	4.0	5.0	12.0	0.6	5.2	8.0	8.0	3.0	4.0
液体效率	传统 G	32.0%	62.0%	67.0%	60.0%	56.0%	62.6%	64.0%	80.0%	59.7%	63.0%	68.8%
	扩展 G	27.0%	29.0%	44.0%	53.0%	37.0%	63.0%	51.3%	55.2%	22.3%	61.0	52.4%
闭合时间 / min	传统 G	4.5	34.6	43.0	28.0	22.0	17.4	34.9	55.0	23.2	29.7	36.6
	扩展 G	24.2	39.2	50.0	32.0	8.0	19.5	25.3	43.0	15.1	44.4	28.1
测试压裂解释储层特征	天然裂缝发育	天然裂缝发育	复合类型	天然裂缝发育	天然裂缝发育	低滤失	天然裂缝发育	天然裂缝极发育	天然裂缝发育	高度衰退	天然裂缝发育	
主施工反应储层特征	天然裂缝发育	天然裂缝发育	复合类型	天然裂缝发育	天然裂缝发育	低滤失	天然裂缝发育	天然裂缝发育	复杂裂缝	高度衰退	天然裂缝发育	
设计加砂	70	34	70	80	42	50	60	60	40	50	20	
实际加砂	80	28	63	80	42	50	74	60	27	50	20	
符合情况	√	√	√	√	√	√	√	√	×	√	√	
设计加砂符合率	100%	82.4%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	67.5%	100%	100%	

2)建立了扩展“G 函数”理论模型,可为解释参数的确定和压裂施工分析与控制提供依据,从而提高火山岩压裂理论水平和测试压裂解释精度,进一步降低施工风险。

3)现场应用新理论模型,压裂设计加砂符合率由 72.4% 提高到 87.1%,从而解决了火山岩难压储层成功率低的问题。

符 号 说 明

s_f 为断裂韧性, $\text{MPa} \cdot \text{m}^{1/2}$; C_L 为滤失系数, $10^{-4} \text{ m}/\sqrt{\text{min}}$; t 为泵注到裂缝闭合时间, min ; t_p 为泵注时间, min ; A_f 为裂缝壁面的最终单面面积, m^2 ; p_{net} 为净压力, MPa ; $g(t)$ 为 t 时间内的“G 函数”表达式, 无因次; α 为面积指数; θ 为滤失指数; $\tau(a)$ 为当裂缝面积为 a 时的时间, min ; V_a 为按质量计算的排量总和, m^3/min ; r_p 为渗流面积, m^2 ; s 为泵注期间每个单元时间段, min ; $\hat{a}(s)$ 为 s 时刻产生的裂缝面积, m^2 ; $i(s)$ 为 s 时刻的排量, m^3/min 。

参 考 文 献

- [1] 冯程滨, 谢朝阳, 张永平. 大庆深部裂缝型火山岩储气层压裂技术试验[J]. 天然气工业, 2006, 26(6): 108-110.
FENG Chengbin, XIE Chaoyang, ZHANG Yongping. Fracturing technology of deep fractured volcanic gas reservoirs in Daqing Oilfield[J]. Natural Gas Industry, 2006, 26(6): 108-110.
- [2] 杨振周, 张建安, 石宝民, 等. 裂缝性火山岩储层加砂压裂改造的综合配套技术[J]. 天然气工业, 2009, 29(9): 85-87.
YANG Zhenzhou, ZHANG Ying'an, SHI Baomin, et al. The integrated stimulation technologies in sand fracturing for the fractured volcanic reservoirs [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(9): 85-87.
- [3] 张玉广, 唐鹏飞, 刘宇, 等. 大庆油田深层天然气井(含 CO_2) 增产改造技术的新进展[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(5): 239-242.
ZHANG Yuguang, TANG Pengfei, LIU Yu, et al. The new progress of stimulation technology in deep gas well (CO_2 -bearing) in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(5): 239-242.
- [4] 毕晓明, 邵锐, 高涛, 等. 徐深气田火山岩气藏气井产能的影响因素[J]. 天然气工业, 2009, 29(8): 75-78.

- BI Xiaoming, SHAO Rui, GAO Tao, et al. The influencing factors of gas well productivity for volcanic gas reservoirs in Xushen gas field[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(8): 75-78.
- [5] 王成, 邵红梅, 张安达, 等. 徐家围子断陷火山岩储层次生孔隙分布及意义[J]. 大庆石油地质与开发, 2010, 29(5): 1-5.
WANG Cheng, SHAO Hongmei, ZHANG Anda, et al. Secondary pore distribution and its significance of volcanic reservoirs in Xujiaweizi Fault Depression[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2010, 29(5): 1-5.
- [6] 门广田, 杨峰平, 印长海, 等. 徐深气田火山岩气藏类型与成藏控制因素[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(5): 33-38.
MEN Guangtian, YANG Fengping, YIN Changhai, et al. Volcanic reservoir type and controlling factors of accumulation in Xushen gas field[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2009, 28(5): 33-38.
- [7] 刘合, 闫建文, 冯程滨, 等. 松辽盆地深层火山岩气藏压裂新技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2004, 23(4): 35-37.
LIU He, YAN Jianwen, FENG Chengbin, et al. New fracture technique used in volcanic gas reservoir in deep zone of Songliao Basin[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2004, 23(4): 35-37.
- [8] 张永平, 张士诚, 卫秀芬. 裂缝性火山岩储气层测试压裂诊断特征参数研究与应用[J]. 大庆石油地质与开发, 2008, 27(2): 91-93.
ZHANG Yongping, ZHANG Shicheng, WEI Xiufen. Study and application of fracture diagnostic technology for naturally fractured volcanic gas reservoir[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2008, 27(2): 91-93.
- [9] 张永平, 刘合. 火山岩气藏压裂难点诊断及处理控制[J]. 天然气工业, 2009, 29(12): 53-55.
ZHANG Yongping, LIU He. Diagnosis and treatment control for the complexities of hydraulic fracturing in volcanic gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 53-55.
- [10] NOITE K G. Determination of fracture parameters from fracturing pressure decline[C]// paper 8341-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 23-26 September 1979, Las Vegas, Nevada, USA. New York: SPE, 1979.

(修改回稿日期 2013-01-29 编辑 韩晓渝)