

◀ 专家视点 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2013.02.002

# 页岩油气水平井压裂裂缝复杂性指数研究及应用展望

蒋廷学

(中国石油化工工程技术研发院,北京 100101)

**摘要:**为了评价页岩水平井压裂效果,将适用于直井的裂缝复杂性指数概念拓展到页岩水平井分段压裂中,考虑缝宽的非平面扩展、缝高的垂向延伸、主缝长的充分扩展和分段压裂的缝间应力干扰因子等因素,研究了不同裂缝类型对应的裂缝复杂性指数范围。对如何提高裂缝复杂性指数,进行了实施控制方法上的系统探索。结果表明,要增加裂缝的复杂性指数,一是要有一定的有利地质条件,二是需要优化压裂施工参数及现场实施控制技术。研究结果在四川盆地周缘4口水平井进行了应用和验证,每口井分段压裂10~22段,共实施65段140簇压裂,单段最大加砂量126 m<sup>3</sup>,最大用液量达4.6×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>。压裂后复杂裂缝出现的概率为40%左右,部分井增产效果明显。

**关键词:**页岩油 页岩气 水平井 分段压裂 裂缝复杂性指数

中图分类号:TE357.1<sup>+</sup>1 文献标识码:A 文章编号:1001-0890(2013)02-0007-06

## The Fracture Complexity Index of Horizontal Wells in Shale Oil and Gas Reservoirs

Jiang Tingxue

(Sinopec Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing, 100101, China)

**Abstract:** Based on the concept of fracture complexity index for vertical wells, the new one has been put forward and utilized in horizontal well's multi-stage fracturing. The reconstructed concept of fracture complexity index was stretched to consider such factors as non-plain propagation in width, vertical fracture growth, sufficient reach of fracture length, and interference factor caused by induced stress between multi-stage fractures. What's more, the range of the complexity index for different type of fractures was studied. Correspondingly, a systematic study was conducted focusing on how to maximize fracture complexity index in field multi-stage fracturing. The final result indicated that not only the favorable geology parameters but also optimized fracturing treatment parameters and field control measures should be matched up maximize complexity index. Moreover, 4 horizontal wells located in Sichuan Basin were conducted pilot test and obtained successful result. There were totally 65 stages (2~3 cluster for each stage) were hydraulically fractured and 140 separate fractures were available. By post analysis, the complex fractures may account for about 40% around. And some of the post-fracturing result was as well as expected.

**Key words:** shale oil; shale gas; horizontal well; multi-stage fracturing; fracture complexity index

## 1 概述

目前,在页岩压裂中,大多使用网络压裂或体积压裂来评价压裂效果<sup>[1~4]</sup>,但即便在压裂技术应用成熟的北美地区,网络裂缝或体积裂缝出现的概率也比较小。目前,由国内已有的数量不多的水平井分段压裂实践及后评估分析结果可知,网络裂缝或体积裂缝出现的概率非常小。

既然网络裂缝或体积裂缝只是压裂设计追求的理想目标,因此,如何在现有成本和技术条件下,最大限度地提高页岩油气水平井分段压裂的效果?很明显,只有尽可能增加裂缝的复杂性,才能在压裂裂

缝波及范围内实现动用体积的最大化,提高分段压裂的效果和后续开发的经济性。

要提高裂缝的复杂性,必须充分利用各种有利的地质条件,如脆性好、水平主应力差异小、天然裂缝发育等条件,同时在缝间距和压裂工艺参数上进

收稿日期:2013-02-15;改回日期:2013-03-18。

作者简介:蒋廷学(1969—),男,江苏东海人,1991年毕业于石油大学(华东)采油工程专业,2007年获中国科学院渗流流体力学研究所流体力学专业博士学位,教授级高级工程师,主要从事水力压裂机理、优化设计方法及现场试验及后评估研究等工作。

联系方式:(010)84988612,lifly-jtx@sohu.com。

基金项目:中国石化科技攻关项目“页岩气网络压裂机理及设计方法研究”(编号:P11015)部分研究内容。

行优化调整,尽可能增加净压力<sup>[4-5]</sup>。直井页岩压裂裂缝复杂性指数的定义为微地震监测的缝宽与缝长之比,理想情况下裂缝复杂性指数为1,裂缝为常规单一裂缝时接近于0。该概念显然难以适应页岩水平井分段压裂的需要。为此,笔者对此进行了探索研究,建立了页岩气水平井分段压裂裂缝复杂性指数计算公式,提出了裂缝复杂性指数最大化控制方法。

## 2 概念的建立

2008年,C. L. Cipolla等人<sup>[6]</sup>将压裂裂缝复杂性指数定义为微地震裂缝监测的缝宽与缝长之比:

$$F_{Cl} = \frac{W}{L} \quad (1)$$

式中: $F_{Cl}$ 为裂缝复杂性指数; $W$ 为垂直缝长方向压裂液波及范围的一半,m; $L$ 为压制造缝半长,m。

由式(1)可见,常规直井压裂的单一裂缝,裂缝复杂性指数接近0,网络裂缝的复杂性指数为1,介于二者之间的为复杂裂缝,且指数越高,裂缝复杂程度越高。

由于页岩压裂裂缝非平面扩展的特殊性与普遍性,水力压裂裂缝长度内的裂缝仍能提供一定的导流能力。式(1)包含2个假设条件:一是造缝高度可以垂向上贯穿整个页岩;二是主缝造缝半长没有受到天然裂缝的影响,一直理想化延伸到设计预期值。

而在水平井分段压裂中有以下4种情况:1)通常采用簇射孔方式,加上水平层理发育,缝高延伸往往受限,难以穿透厚度几十米甚至上百米的页岩;2)一旦净压力控制不好,过早将天然裂缝张开,则主裂缝长度很难达到设计预期值;3)水平井多段压裂相邻裂缝间如果不发生渗流干扰和/或应力干扰,则上述裂缝复杂性指数的概念仍然适用,一旦发生缝间干扰,则裂缝复杂性指数会增加;4)绝大多数条件下裂缝会呈非平面扩展模式,裂缝宽度变化较大,即使没有支撑剂支撑,也具有一定的导流能力。

考虑以上水平井分段压裂的特殊性,为了更准确地描述裂缝复杂性指数,引入缝高垂向延伸因子 $I_h$ 、缝长延伸因子 $I_l$ 、缝间应力干扰因子 $I_{fi}$ 、缝宽非平面扩展因子 $I_w$ 等参数对式(1)进行修正,可得:

$$F_{Cl} = I_h I_l (1 + I_{fi}) (1 + I_w) \frac{W}{L_d} \quad (2)$$

其中

$$I_h = \frac{h}{H} \quad (3)$$

$$I_l = \frac{l}{L_d} \quad (4)$$

$$I_{fi} = \frac{d}{D} \quad (5)$$

$$I_w = \frac{\sigma_w}{w} \quad (6)$$

式中: $h$ 为实际的造缝高度,m; $H$ 为贯穿整个页岩的造缝高度,m; $l$ 为实际的造缝半长,m; $L_d$ 为设计预期的主裂缝造缝半长,m; $d$ 为水平井相邻裂缝间的诱导应力高于原始水平应力差时的传播距离(一侧裂缝算起),m; $D$ 为水平井相邻裂缝段间距的一半,m; $\sigma_w$ 为裂缝半缝宽的均方差,m; $w$ 为裂缝平均半缝宽,m。

水平井分段压裂裂缝如图1所示。

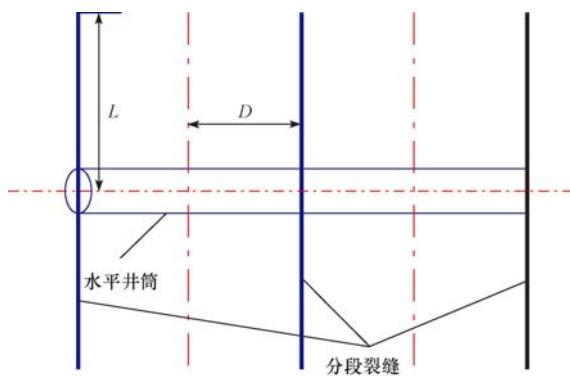


图1 水平井分段压裂裂缝示意

Fig. 1 Schematic of multiple fractures of horizontal well fracturing

由式(2)可见,对于页岩水平井分段压裂裂缝,在极端情况下(如缝高和/或缝长为0),则裂缝复杂性指数为0。与直井单缝不同,垂直缝长方向的压裂液最大波及范围为相邻裂缝段间距的一半,可能远比缝长要小得多。而缝高垂向延伸因子及缝长延伸因子的最大值为1,缝间应力干扰因子最大值为2。因此,水平井分段压裂裂缝复杂性指数由相邻裂缝段间距之半与造缝半长之比决定(见表1)。

表1 不同段间距与缝长比值下裂缝复杂性指数与裂缝类型的关系

Table 1 The relationship of fracture complexity index and fracture type in different ratios of fracture intervals to fracture length

段间距之半与 造缝半长比	水平井裂缝复杂性指数 $F_{Cl}$		
	单一裂缝	复杂裂缝	网络裂缝
0.05	0	$0 < F_{Cl} \leq 0.15$	$> 0.15$
0.10	0	$0 < F_{Cl} \leq 0.30$	$> 0.30$
0.50	0	$0 < F_{Cl} \leq 1.50$	$> 1.50$
1.00	0	$0 < F_{Cl} \leq 3.00$	$> 3.00$

上述参数中,最难求的是诱导应力传播距离,目前已有模型可计算得出结果<sup>[7]</sup>。诱导应力的传播距

离取决于裂缝内净压力及脆性。净压力越高,脆性越好,诱导应力传播的距离越远。真正起作用的诱导应力应大于原始水平应力差,此时,诱导应力作用区域内可能实现裂缝转向或网络裂缝效果。

当原始水平应力差为 6.7 MPa、裂缝净压力达 10~15 MPa 时,真正有意义的诱导应力传播距离为 20~30 m(见图 2)。而目前在普遍情况下,簇射孔的间距大于这一距离,因此,复杂缝或网络缝形成的概率相对较小。

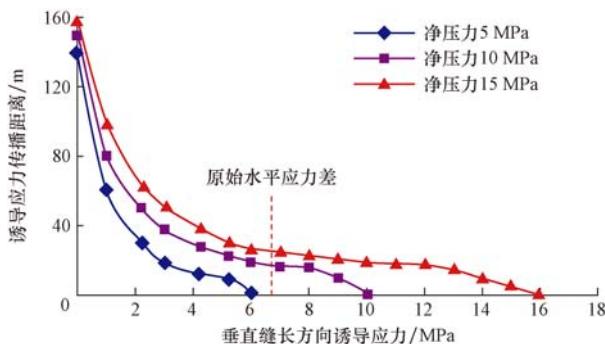


图 2 某井压裂裂缝诱导应力场计算结果

Fig. 2 The calculating result of induced stress of a fracturing well

可采用三维形貌仪对裂缝面扫描处理后获得裂缝宽度的非平面扩展数据。图 3 为某岩心裂缝扩展物模试验后的裂缝面三维扫描形貌。

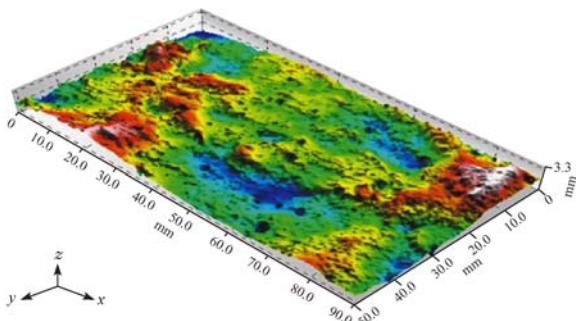


图 3 某裂缝面三维扫描图

Fig. 3 A schematic of three dimensional scanning result of a fracture

由图 3 可知,裂缝宽度大多凸凹不平。重庆彭水地区页岩露头的大量扩展物模试验结果表明,只要采用低黏度滑溜水进行压裂,裂缝宽度剖面基本是凸凹不平的,即使没有支撑剂支撑,裂缝仍具有一定的导流能力。

### 3 裂缝复杂性指数最大化控制方法

从裂缝复杂性指数定义可知,实现裂缝复杂性

指数的最大化方法有以下几种。

#### 3.1 造缝半长控制

由于页岩一般含有各种天然裂缝,且天然裂缝与主裂缝存在一定的夹角,因此,如果压裂过程中使天然裂缝过早张开,近井筒地层会产生较多裂缝,主裂缝长度就难以达到预期要求。

一般地,压开天然裂缝所需要的最小裂缝净压力为:

$$p_n = \frac{\sigma_H - \sigma_h}{1 - 2\nu} \quad (7)$$

式中:  $p_n$  为张开天然裂缝的临界张开压力, MPa;  $\sigma_H, \sigma_h$  分别为最大与最小水平主应力, MPa;  $\nu$  为岩石泊松比。

由式(7)可知,泊松比越小(页岩越脆)、原始水平应力差越小,则张开天然裂缝所需的最小净压力越小,主裂缝半长越达不到设计要求。

因此,在主缝长达到设计预期值之前,必须控制好净压力,使之低于天然裂缝张开的临界低值。当主裂缝长度达到设计预期值后,尽可能提升裂缝净压力,促使裂缝转向甚至多处转向。

影响净压力的地质因素主要有页岩与上下各层的应力差和页岩本身的岩石断裂韧性。储隔层上下应力差越小,缝高越容易失控,净压力越建立不起来;页岩层岩石断裂韧性越小,裂缝越易向前延伸,净压力也不容易建立起来。

影响净压力的施工参数有排量、液量和施工砂液比等。一般而言,三者越高,净压力越高,但控制施工砂液比是控制净压力的最佳措施。端部脱砂压裂技术<sup>[8-9]</sup>就是利用高浓度砂浆,在裂缝四周产生砂堵效应,最终形成很宽的裂缝和很高的净压力。

#### 3.2 垂直缝长方向的压裂液波及宽度控制

主缝长达到预期目标值后,在宽度方向尽可能提高波及范围是提高压裂改造体积和改造效果的唯一途径。常规裂缝复杂性指数公式中,简单地认为微地震信号波及范围就是压裂液波及范围。其实,微地震信号有的可能是回音效果,而且微地震信号传播的区域不一定对最终产量有贡献。

为了增加垂直缝长方向的压裂液波及范围,可采取以下措施:一是尽可能采用低黏度滑溜水做为压裂液,因其黏度低,可运移到天然裂缝的深处,同时,低黏度液体所造缝的表面凸凹不平,即使没有支撑剂支撑,也同样具有一定的导流能力;二是适当提高施工砂液比,增大携砂液的进缝摩阻,在缝中产生

局部砂堵效应,促使液体转向;三是如果原始水平应力差大,或断裂韧性小,靠施工参数调整难以大幅度提升净压力,可以尝试应用暂堵剂或大粒径支撑剂进行缝内人工转向技术<sup>[10]</sup>。

### 3.3 缝高的垂向延伸控制

页岩厚度往往是几十米甚至上百米,水平层理发育,普遍应用的水平井分段压裂簇射孔技术虽然施工排量很高,但由于簇射孔的分流效应及水平层理的遏制效应,缝高的延伸一般有限。

研究理想的缝高延伸规律时,可采用国外常用的直井导眼井技术,在导眼井上进行压裂后井温或示踪剂测井等工作。

一般而言,脆性好的页岩可采用簇射孔技术,如果页岩塑性较强,应减少射孔簇数,甚至采用单簇射孔技术。

为了尽量扩展并沟通不同的层理,确保形成的垂向裂缝贯通整个页岩,同时在不同层理面形成有裂缝延伸的复杂裂缝甚至网络裂缝,可采取变排量的施工方案。

### 3.4 裂缝宽度的非平面扩展控制

裂缝宽度变化越剧烈,裂缝的复杂性程度越强,即使没有支撑剂支撑也能形成一定的导流能力。重庆彭水地区页岩裂缝扩展物模试验结果表明,压裂液黏度越低,裂缝宽度变化越剧烈。因此,在可能的情况下,应尽可能采取全程滑溜水或大比例滑溜水施工。

### 3.5 相邻裂缝间的干扰因子控制

裂缝复杂性程度主要取决于相邻裂缝间诱导应力的干扰程度。一般而言,页岩越脆,裂缝净压力越高,段间距越小,则诱导应力干扰程度越大,出现复杂裂缝的概率也越大。

相邻裂缝间干扰因子最小为 0,最大为 2。这是因为,诱导应力很高,其传播距离会很远,但最多传到相邻的裂缝就会被裂缝吸收,穿过相邻裂缝继续传播的可能性较小。

脆性页岩的裂缝净压力难以建立并维持在一个远远超过原始水平应力差的水平。页岩脆性较强时,裂缝易破裂并向前延伸;而缝宽则难以进一步提高,这也是国外脆性好的 Barnett 页岩地层采用大液量滑溜水和低砂比施工的重要原因<sup>[11]</sup>。此时,可以采用提高射孔簇数来降低段间距,以增加缝间干扰<sup>[12-13]</sup>。为了增加应力干扰因子,可中途停泵或采

取同步压裂或拉链式压裂技术,人为增加应力干扰程度,促使复杂裂缝或网络裂缝的形成。

## 4 现场试验

四川盆地及周缘 4 口水平井压裂施工参数见表 2。每口井分段压裂 10~22 段,共实施 65 段 140 簇压裂,单段最大加砂量 126 m<sup>3</sup>,最大用液量 4.5 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>,滑溜水最高施工砂液比 19%,最大排量 15.5 m<sup>3</sup>/min,最大井深 4 985 m,最高闭合压力 92 MPa。压后效果较好,尤其在焦石坝获得了重大商业性发现,日产气量稳定在 10 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup> 以上。

表 2 4 口页岩气井压裂施工参数

Table 2 Statistic result of 4 shale gas wells fracturing parameters

参数	A 井	B 井	C 井	D 井
水平段长度/m	1 029	1 007	1 260	1 050
段数	18	15	22	10
簇数	36	36	46	22
垂深/m	2 150~ 2 200	2 327.0~ 2 410.2	2 866~ 3 019	3 806~ 4 900
总液量/m <sup>3</sup>	30 236.0	20 134.0	46 542.3	12 628.0
单段最大加液量/m <sup>3</sup>	1 716.0	1 510.0	2 671.8	1 380.0
总砂量/m <sup>3</sup>	1 145.0	966.0	2 108.1	698.0
平均砂比, %	12.00	14.00	10.54	20.00
最大砂比, %	22.00	27.00	12.32	32.00
单段最大加砂量/m <sup>3</sup>	86	113	126	108
滑溜水排量/(m <sup>3</sup> · min <sup>-1</sup> )	13.8	12.5	13.0~14.0	15.5
胶液排量/(m <sup>3</sup> · min <sup>-1</sup> )	13.1	11.8	11.5~13.0	13.0
酸液用量/m <sup>3</sup>	365.0	120.0	297.4	100.0
施工压力/MPa	53.5~ 60.0	50.0~ 57.0	40.0~80.0	76.6~ 85.0
停泵压力/MPa	47.0	31.0	18.0~46.0	60.5
破裂压力/MPa	54	65	41~85	82

用破裂压力的峰值下降幅度表示脆性的高低。下降幅度越大,脆性越好;破裂不明显或无下降,说明塑性较强。由脆性的判断可感知裂缝的复杂性程度。

C 井第 5 段为低地应力漏失层,在升排量过程中及较大排量下,地层共发生 3 次明显破裂(见图 4,其中(b)是(a)的局部放大)。其中大排量保持在 14.4 m<sup>3</sup>/min 时,缝内憋压明显,有 2 处分别达 9 和 22 MPa,促使裂缝明显转向。破裂后压力降幅较大,降速较快,说明地层脆性好,易形成复杂缝。

在施工参数基本恒定的前提下,地层按压力波数和平均压力波动幅度(见图 5)综合考虑分为 4 类:第 1 类压力波数较大、平均压力波幅最大;第 2 类压力波数最大、平均压力波幅较大;第 3 类压力波数和波幅均最小,地层塑性强,易形成单一缝;第 4

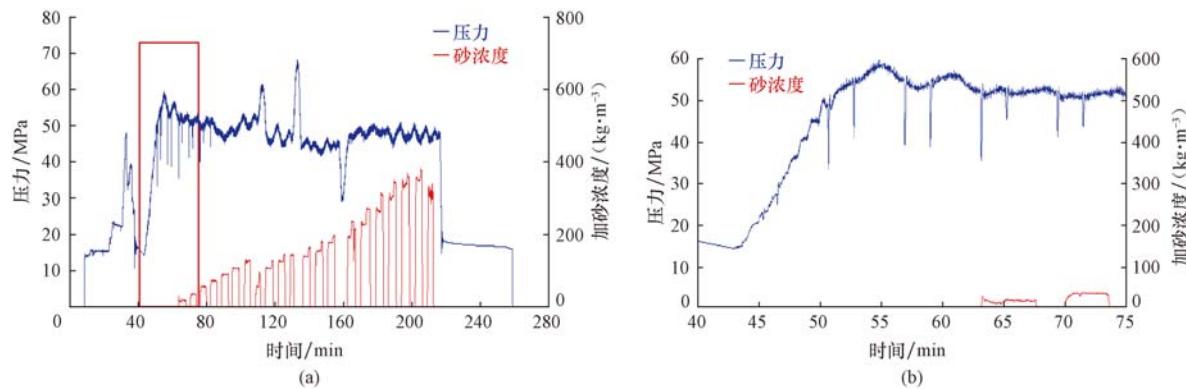


图4 C井破裂压力分析结果

Fig. 4 Analysis result of fracturing pressure of Well C

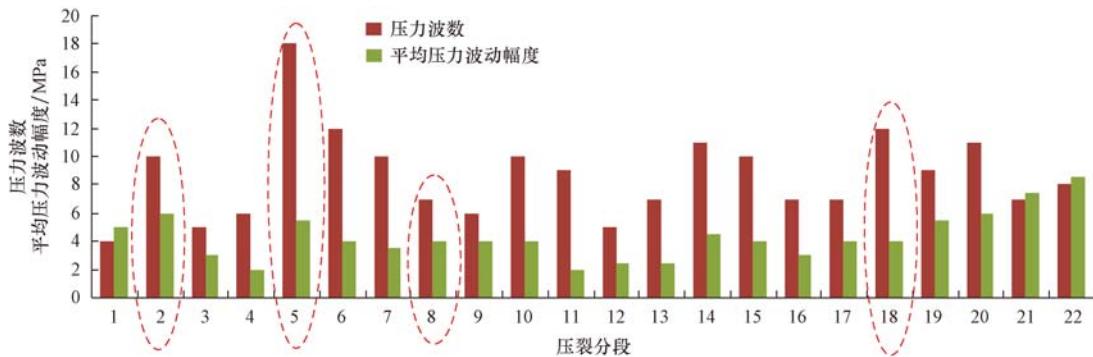


图5 C井压裂施工曲线波动分析结果

Fig. 5 The analysis of fracturing pressure wave for Well C

类整体压力波动情况差于第1类和第2类。第1类和第2类地层裂缝发育程度较好、分布范围较大,压

裂后易形成天然层理缝与水力裂缝相交的复杂裂缝;第4类地层不易形成复杂缝(见表3)。

表3 C井压力曲线特性统计

Table 3 Statistic data of treatment pressure curve of Well C

分类	代表段	压力波数	压力波波幅/MPa	裂缝发育程度
1	2	10	5个波幅6~8 MPa,其余3~5 MPa	远井裂缝相对较发育,天然裂缝分布范围大
2	5	18	9个波幅在4 MPa以上(有2个达9 MPa和22 MPa),其余为1.5 MPa左右的小波幅	远井裂缝相对较发育,天然裂缝分布范围大
3	8	7	5个波幅4 MPa以上,其余在2 MPa以下	裂缝相对不发育,天然裂缝分布有限
4	18	12	6个波幅为4~5 MPa,其余为3 MPa左右	地层均质,裂缝发育程度一般,分布范围有限

B井和C井最终的裂缝复杂性评价结果见表4。

表4 C井与B井不同裂缝类型评价

Table 4 The ratio of different fracture type for Well C and Well B

裂缝分类	裂缝复杂性指数	C井	B井
单一裂缝	0	7~16段,占45%	1~5,8~11,16,18段,占61%
复杂裂缝	>0 ≤0.17	1,3,4,17~22段,占41%	6~7,12~15,17段,占39%
网络裂缝	>0.17	2,5,6段,占14%	无,占0%

## 5 裂缝复杂性指数研究与应用展望

笔者提出的水平井分段压裂裂缝复杂性指数,

仅将裂缝简单划分为单一裂缝、复杂裂缝和网络裂缝3类。其中,当裂缝复杂性指数在某一特定范围时将裂缝笼统判定为复杂裂缝。实际上,复杂裂缝可进一步细分,复杂性指数越高,裂缝复杂程度越高;反之越低。压裂设计以追求裂缝复杂性指数最大化为目标,压后评估的一个重要作用就是指导后续的压裂施工,使形成的裂缝复杂化,甚至形成网络裂缝及体积裂缝,进一步提高裂缝复杂性指数。

直井裂缝复杂性指数研究有待深化:首先,对称两翼的垂直缝模式,如设计及实施控制得当,裂缝复杂性指数完全可能大于1;其次,垂直缝长方向的分支缝如何尽最大可能延长转弯半径并二次或多次转向?同时,分支缝的间距应小到至少渗流干扰区能

相互叠加为宜。

水平井分段压裂裂缝复杂性指数的相关参数研究:1)可通过小管径连续油管沿缝长方向进行远井水力喷射压裂的方法,辅助实现缝长延伸因子最大化;2)为了实现缝高垂向延伸因子最大化,需要就如何实现千层饼式并能贯穿整个页岩的裂缝系统,开展不同排量条件下水力裂缝穿透不同水平层理地层的试验研究;3)缝宽非平面扩展因子方面,从地质条件而言,非均质性(矿物组分、地应力、岩石力学等)越强,裂缝宽度变化越大;从压裂工艺而言,排量越低、压裂液黏度越低,则裂缝面粗糙度越大,这也是脆性好的页岩地层采用大比例滑溜水及簇射孔压裂的主要原因;4)缝间应力干扰影响因子主要与页岩的脆性(脆性越好,诱导应力传播距离越远)、段间距、主裂缝净压力(与断裂韧性、排量、液量有关)及现场工艺措施(施工中途停泵、多井同步压裂及交叉压裂)等因素有关。

应用水平井分段压裂裂缝复杂性指数指导压裂设计与施工、最大限度地提高裂缝复杂程度是一项系统工程,是充分利用各种有利的地质条件、优化压裂工艺参数及现场施工工艺等的协同配合,必须从系统工程的角度,整体优化,分步实施与控制,并通过现场试验及后评估,不断提高页岩水平井分段压裂优化设计及施工水平,最终实现裂缝复杂性指数的最大化,以取得预期的生产效果。

## 6 结论与建议

1) 将常规直井压裂裂缝复杂性指数拓展到水平井分段压裂中,考虑了缝高垂向延伸因子、缝长延伸因子、缝间应力干扰因子及缝宽非平面扩展因子等因素,并初步给出了新的裂缝复杂性指数与不同裂缝类型间的对应关系。

2) 以水平井分段压裂裂缝复杂性指数最大化为目标函数,进行了系统的控制方法研究与分析,认为要提高裂缝的复杂性,宜选用脆性好的目标层、适当的段间距、大比例应用低黏度滑溜水、变排量、净压力控制(前期控制、后期提升)、缝内暂堵及同步压裂等综合性措施。

3) 四川周缘 4 个区块的 4 口井进行了提高裂缝复杂性指数的设计及现场试验,施工都获得了成功,评价分析了不同类型裂缝出现的概率,为后续完善压裂设计提供了依据。

4) 建议今后进一步结合裂缝监测结果,对裂缝

的复杂性及分布规律进行对比分析。

**致谢:**在本文撰写过程中,得到了中国石化石油工程技术研究院储层改造研究所贾长贵、王海涛、李双明、卞晓冰、苏瑗及刘致屿等人的大力帮助,在此表示感谢。

## 参 考 文 献

### References

- [1] King George E. Thirty years of gas shale fracturing: what have we learned[R]. SPE 133456, 2010.
- [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] 孙海成, 汤达祯, 蒋廷学. 页岩气储层裂缝系统影响产量的数值模拟研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 63-67.  
Sun Haicheng, Tang Dazhen, Jiang Tingxue. Numerical simulation of the impact of fracture system on well production in shale formation[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 63-67.
- [4] 蒋廷学, 贾长贵, 王海涛, 等. 页岩气网络压裂设计方法研究[J]. 石油钻探技术, 2011, 39(5): 36-40.  
Jiang Tingxue, Jia Changgui, Wang Haitao, et al. Study on network fracturing design method in shale gas[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2011, 39(5): 36-40.
- [5] Jo Hyunil. Optimizing fracture spacing to induce complex fractures in a hydraulically fractured horizontal wellbore[R]. SPE 154930, 2012.
- [6] Cipolla C L, Warpinski N R, Mayerhofer M J, et al. The relationship between fracture complexity, reservoir properties, and fracture-treatment design[R]. SPE 115769, 2008.
- [7] Palmer I D. Induced stresses due to propped hydraulic fracture in coalbed methane wells[R]. SPE 25861, 1993.
- [8] 敖西川, 郭建春, 侯文波. 高渗透油层端部脱砂压裂技术研究[J]. 钻采工艺, 2003, 26(4): 25-27, 55.  
Ao Xichuan, Guo Jianchun, Hou Wenbo. Study on tip screenout fracturing treatment in high permeability reservoir[J]. Drilling & Production Technology, 2003, 26(4): 25-27, 55.
- [9] 王腾飞, 胡永全, 赵金洲. 端部脱砂压裂技术新模型[J]. 石油钻探技术, 2005, 33(3): 55-57.  
Wang Tengfei, Hu Yongquan, Zhao Jinzhou. A new model for tip screen out fracturing[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 33(3): 55-57.
- [10] 刘洪, 胡永全, 赵金洲, 等. 重复压裂气井诱导应力场模拟研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2004, 23(23): 4023-4026.  
Liu Hong, Hu Yongquan, Zhao Jinzhou, et al. Stimulation study of induced stress field in refracturing gas well[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2004, 23(23): 4023-4026.
- [11] Waters G, Ramakrishnan H, Daniels J, et al. SS: unlocking the unconventional oil & gas reservoirs: utilization of real time microseismic monitoring and hydraulic fracture diversion technology in the completion of Barnett shale horizontal wells [R]. OTC 20268, 2009.
- [12] 尹建, 郭建春, 曾凡辉. 水平井分段压裂射孔间距优化方法[J]. 石油钻探技术, 2012, 40(5): 67-70.  
Yin Jian, Guo Jianchun, Zeng Fanhui. Perforation spacing optimization for stacked fracturing of horizontal well[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2012, 40(5): 67-70.
- [13] Cheng Y. Impacts of the number of perforation clusters and cluster spacing on production performance of horizontal shale gas wells[R]. SPE 138843, 2010.