气井压裂效果评价及施工因素分析

刘海龙

中国石油勘探开发研究院，北京　100083

摘　要：在压裂设计和压后生产之间，压后评价技术是承上启下的中间环节，压后评价技术对压裂技术的改进和压后气井生产经济效益的提高起到了“推进器”的作用。煤层气井通常采用压裂增产，因而压裂评价显得尤为重要。首先证实煤层气井压裂后增产效果显著，再运用裂缝参数计算对比法评价压裂效果。利用压裂施工曲线获取数学模型中所需参数，对裂缝几何参数（缝长、缝宽）进行计算，优选、优化压裂设计参数，并建立简单可行的裂缝参数计算模型，建立的改进模型提高了缝长、缝宽计算的精准率。结合地质因素，从单因子和多因子两个角度，对影响压裂裂缝参数的压裂施工因素进行了分析，认为：一般情形下，施工参数与裂缝参数成正相关，达到一定程度后，相关性就不明显。在此基础上，优化压裂施工参数，为后续的施工设计提供一定依据。

关键词：煤层气；压裂；裂缝参数；模型；评价

DOI：10.3969/j.issn.1006-5539.2014.03.013

0　前言

煤层气储层渗透率远低于一般气藏储层的渗透率；且其杨氏模量比一般砂岩或石灰岩储层的杨氏模量低，而压缩系数高；气水共存；气藏压力低；储层易损害；裂缝发育[1-2]。因此煤层气开发过程中，必须增大天然裂隙的连通性并将其延伸，以利于排水降压条件下的煤层气产出，从而提高煤层气井产量[3-4]。美国煤层气井中 90% 以上的煤层是通过水力压裂改造获得商业化产量的[5]。在中国，几乎所有产气量 1 000 m^3/d 以上的煤层气井均采用了压裂改造[6-7]。

建立科学、客观的压裂效果评价指标是对压裂效果进行量化评价的必要前提，也是分析评价压裂设计的先决条件。压裂效果评价首先要明确压裂效果的影响因素、影响程度以及如何进行综合评价。压裂效果分析主要有产量评价法、经济评价法和裂缝参数计算对比法。本文首先证实煤层气井压裂后增产效果显著，再运用裂缝参数计算对比法评价压裂效果。

由于水力压裂施工所压开的裂缝在储层形成并延伸，直接得到裂缝相关参数难度很大。在 1995 年至 2012 年发表的 78 篇相关文献中，涉及裂缝形态参数、效果评价的文章共 15 篇。因此有必要对目前的压裂计算模型进行优化，建立适合于柿庄南区块煤层气井压裂裂缝参数的计算模型。

影响储层压裂效果的因素可分为地质因素和施工因素，这些因素在不同程度上影响着压裂效果。对压裂效果进行评价，不仅需要从影响压裂效果的地质因素和施工因素考虑，还需要从压后裂缝监测结果和压后生产动态情况进行分析。本文在结合柿庄南区块（简称研究区）地质因素的前提下，主要分析施工因素（净液量、加砂量、砂比、排量、注入时间等）对压裂效果的影响程度，并对压裂施工参数进行了优化。

1　压裂效果评价及设计优化方案

1.1　压裂效果评价

据石油天然气行业标准 SY/T 5289-2000《油井压裂效果评价方法》，对研究区产量进行评价。通过对研究区 47 口煤层气井压裂后的产量分析（见图 1）和预测（见图 2）得出，典型曲线法比较适合煤层气井产量预测，且曲线拟

收稿日期：2014-01-16

基金项目：山西煤层气井钻井压裂关键技术研究（YSB 12 YF 008）

作者简介：刘海龙（1989-），男，四川广安人，硕士研究生，主要从事油气田开发研究工作。

合精度高。由图 1~2 可知，产量高峰值介于 3 000~5 000 m^3/d，个别井稍低于 3 000 m^3/d。初始递减率小于 1%，且以指数递减为主。研究区部分单井递减参数与模型见表 1。压裂效果预测有增产倍数预测和产量预测两种，本文采用产量预测。对比压裂前后产量可知，压裂增产效果较为显著，说明气井经过压裂后，不仅形成了一定的裂缝系统，而且裂缝导流能力也得到相应提高。

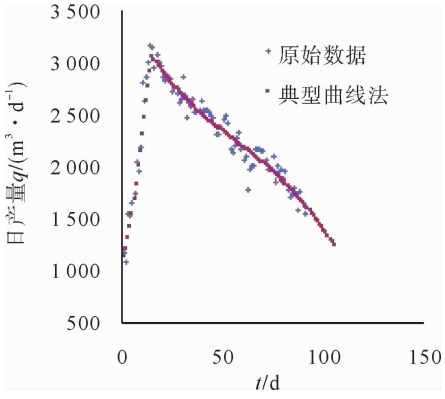
1.2　设计优化方案

1.2.1　模型选择

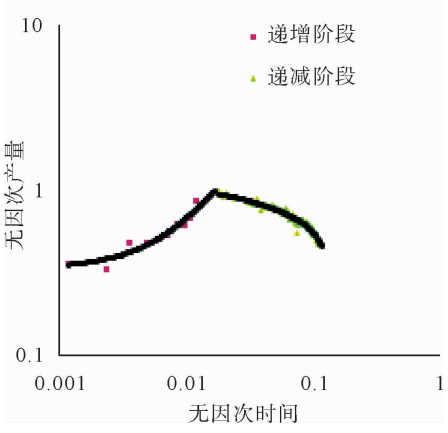
据研究区 59 口井压裂施工参数可知，其中 43 口井具有有效层厚数据，其余 16 口井层厚采用前 43 口井的平均值。模型所需基本参数见表 2[8]。裂缝参数计算模型见表 3[9-11]。

表 3 中，L 为裂缝单翼长度，m；W 为裂缝单翼宽度，m；G 为煤岩剪切模量，MPa；v 为泊松比；q_0 为排量，m^3/min；μ 为压裂液黏度，$kg\cdot s/m^2$；h 为裂缝高度，m；t 为注入时间，min；C_1、C_2、C_3、C_4 为单缝与双缝转换系数，取单缝计算，值分别为 0.45、1.89、0.48、1.32。

上述 4 种模型均能够计算出裂缝参数，但是计算值与理论值的差异性不一样。将 59 口井的计算结果与实际值进行比较发现：KGD 模型计算出的裂缝长度的误差系数在 0.73%~3.19%，平均值为 1.96%；PKN 计算出的裂

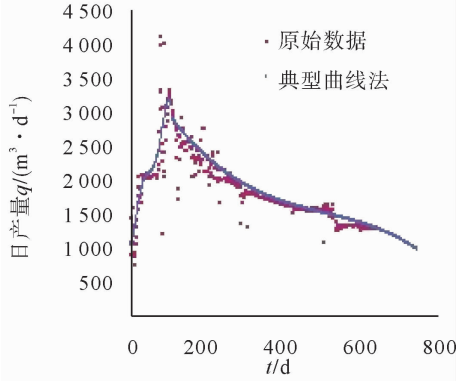


a）典型曲线拟合

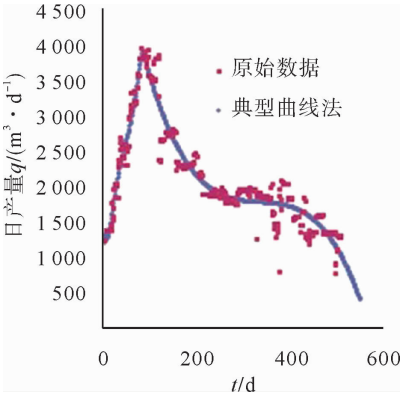


b）产量递减分析

图 1　研究区井 WL-005 典型曲线法产量分析



a）研究区井 16



b）研究区井 18

图 2　研究区典型曲线法产量预测

表 1　研究区部分单井递减数据表

井号	递减类型	初始产量/m^3	初始递减率/(%)	q-t关系式
井18	指数递减	3 707.60	0.178 3	q=3 707.60 $e^{-0.001\,783\,t}$
井16	指数递减	4 739.91	0.534 6	q=4 739.91 $e^{-0.005\,346\,t}$
井 WL－005	指数递减	3 103.98	0.840 4	q=3 103.98 $e^{-0.008\,404\,t}$

表 2　文献统计数据

参数	范围	平均值
黏度	25~40 mPa·s	32.5 mPa·s
泊松比	0.19~0.3	0.245
杨氏模量	2.47~3.19 GPa	2.88 GPa
剪切模量	0.95~1.34 GPa	1.145 GPa

表 3　裂缝参数计算模型

参数	PKN	KGD	径向扩展	吉尔兹玛
L	$C_1[\frac{Gq_0^3}{(1-\nu)\mu h^4}]^{0.2}t^{0.8}$	$C_3[\frac{Gq_0^3}{(1-\nu)\mu h^3}]^{1/6}t^{2/3}$	$\begin{cases}\sqrt[9]{(\frac{3q_0t}{2\pi})^4\frac{G}{(1-\nu)q_0\mu}} & \text{(PKN模型)}\\ \sqrt[9]{(\frac{15q_0t}{8\pi})^4\frac{G}{(1-\nu)q_0\mu}} & \text{(KGD模型)}\end{cases}$	$\frac{1}{2\pi}\frac{q_0\sqrt{t}}{HC}$
W	$C_2[\frac{(1-\nu)q_0^2\mu}{Gh}]^{0.2}t^{0.2}$	$C_4[\frac{(1-\nu)\mu q_0^3}{Gh^3}]^{1/6}t^{1/3}$	$\begin{cases}\frac{3q_0t}{2\pi R^2} & \text{(PKN模型)}\\ \frac{15q_0t}{8\pi R^2} & \text{(KGD模型)}\end{cases}$	$0.076\sqrt[4]{\frac{\mu q_0L^2}{GH}}$

缝宽度的误差系数在 0.61%~2.75%，平均值 1.68%。两者误差系数均控制在 5%以内，与实际值相差不大。但由于两者假设条件不同，因此不能分开来计算裂缝参数。

依据岩石力学或实际效果，考虑使用 PKN 或 KGD 模型估算裂缝尺寸。如果严格按照岩石力学考虑，KDG 模型仅能用于缝高大于缝长的浅井，PKN 模型则可用于其它所有浅井情况。这与邻近裂缝的边界层是否产生滑移有关。

实际上，对于任何裂缝，两种模型都只是近似估算裂缝尺寸，当裂缝高达几十米时，通常会遇到各种岩石特性和应力，在这种情况下，裂缝的形状在宽度上相当不规则。在低应力区的软地层，缝宽较大；而在高应力区的硬地层，则缝宽较小。如果能选定合适的滤失系数，则两种模型都可以估算这种不规则剖面的宽度，即忽略了岩石力学因素，其合理解释是：实际压裂施工中无法详细知道裂缝流体滤失情况，而流体滤失对预测裂缝尺寸影响较大，因此，有必要对现有模型进行改进，然后应用现场数据合理地校准所选模型。

1.2.2　模型优选与改进

泵入期间的裂缝尺寸可近似计算得到。对于 PKN 或 KGD 裂缝模型，为获得近似裂缝尺寸，一般需要进行迭代计算，计算过程相对复杂，且精度不高，本文介绍一种改进模型。

压裂多裂缝扩展模型是一个简单的二维模型，即假设裂缝缝高为常数(见图 3)。为简化推导过程，做以下假设：

a) 压裂液为不可压缩流体，压裂后形成垂直对称裂缝(见图 3)；

b) 线弹性应力-应变，压裂形成的裂缝为断裂力学Ⅰ型裂纹(见图 4)；

c) 裂缝内为层流，考虑滤失；

d) 地层均质，各向同性；

e) 缝端部压力等于垂直于裂缝壁面的总应力。

导出裂缝参数计算基本方程：

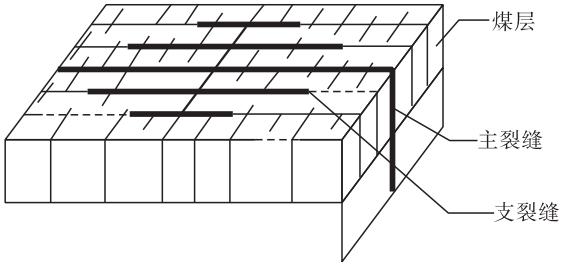


图 3　压裂多裂缝扩展模型

表 4　改进模型计算结果

井号	q/(m³·min⁻¹)	t/min	h/m	P_{net}/MPa	$L_{改进}$/m	$L_{实际}$/m	缝长误差/(%)	$W_{改进}$/m	$W_{实际}$/m	缝宽误差/(%)
TS-001	8.0	65	3.6	8.223	147.0	145.1	1.307	0.020 2	0.02	1.000
TS-002	8.3	62	3.1	9.597	159.7	153.6	3.945	0.020 5	0.02	2.500
TS-003	8.0	68	4.9	9.733	165.6	162.8	1.724	0.020 1	0.02	0.500
TS-005	8.0	75	2.3	8.592	159.4	155.4	2.564	0.030 2	0.03	0.667
TS-008	7.3	24	6.5	11.563	159.1	153.6	3.600	0.030 7	0.03	2.333
TS-190	6.6	62	5.5	9.735	164.8	162.8	1.241	0.020 4	0.02	2.000
TS-350	7.8	74	5.9	8.867	138.3	145.1	4.680	0.028 0	0.03	6.667
TS-489	7.5	73	6.2	10.583	142.7	145.1	1.623	0.028 9	0.03	3.667
TS-665	7.5	70	5.7	9.995	171.2	165.8	3.263	0.020 9	0.02	4.500
ZY-173	6.3	74	6.2	0.344	146.9	145.1	1.227	0.030 2	0.03	0.667

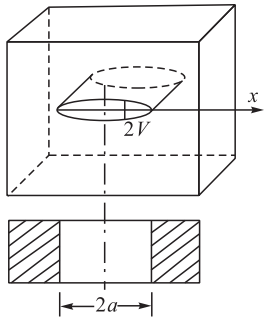


图 4　Ⅰ型裂纹及其断裂机制

缝长 L：

$$L=\frac{2q_0t}{\frac{\pi h^2P_{net}}{E'}+16Ch\sqrt{t}} \tag{1}$$

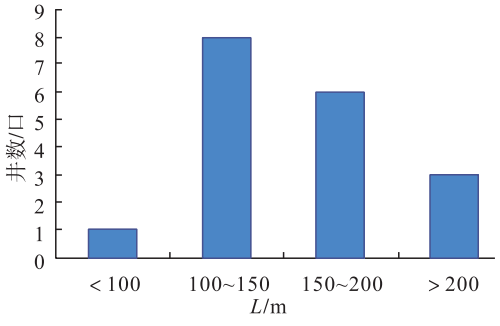
缝宽 W：

$$W=\frac{2hP_{net}}{E'} \tag{2}$$

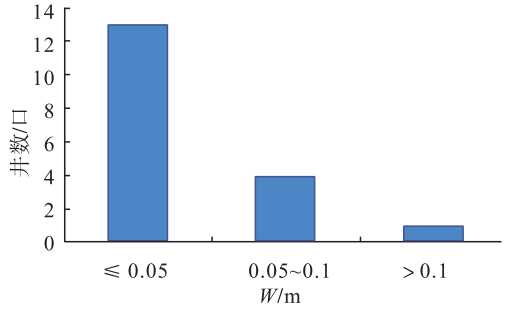
式中：C 为综合滤失系数；P_{net} 为净压力，数值上等于破裂压力减去地层压力，MPa；E' 为平面弹性模量，MPa。

研究区压力梯度为 0.01 MPa/m，由式(1)、(2)计算出裂缝长、宽，结果见表 4。

由表 4 可知，缝长误差系数介于 1.307%~4.680%，其平均值为 2.517%；缝宽误差系数介于 0.500%~6.667%，其平均值为 2.450%。缝长、缝宽误差系数均小于 3%。由表 3 可作出裂缝参数分布的直方图，见图 5。由图 5 可知，缝长介于 100~200 m 的占 77.8%，其平均值为 169.14 m；缝宽小于 50 mm 的占 72.2%，缝宽平均值为 54.13 mm。综上所述，改进模型合理可行。



a）缝长直方图



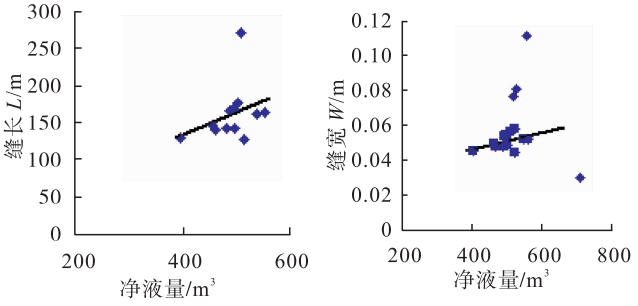
b）缝宽直方图

图 5　裂缝参数分布直方图

2　施工因素分析

2.1　净液量

净液量包括前置液、携砂液、顶替液。前置液作用是破裂地层并造成一定几何尺寸的裂缝，以备后面的携砂液进入，由于煤层埋深较浅，前置液还可起到一定的降温作用，方便煤层气的解吸；携砂液主要是将支撑剂带入裂缝中并将支撑剂填在裂缝内预定位置；顶替液用来将携砂液送到预定位置，并有预防砂卡的作用。尽管裂缝参数受其他因素影响，但一般情况下，与净液量呈线性关系，见图 6。由于煤层气藏属于低渗气藏，因此增加裂缝长、宽比增加裂缝导流能力对增产更有利。因为低渗透储层容易得到高的导流能力，要提高增产倍数，应以加大裂缝长、宽为主。



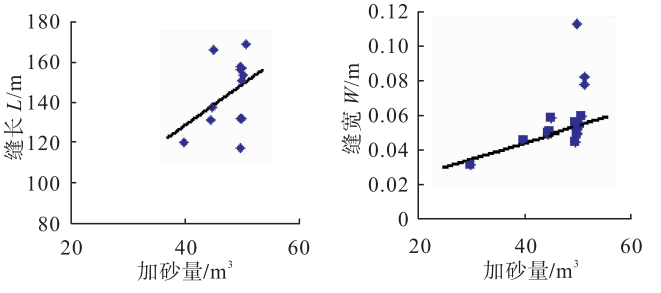
a）缝长与净液量的关系　　b）缝宽与净液量的关系

图 6　裂缝参数与净液量关系

由图 6 可知，净液量介于 400~600 m³。区域中地质因素的差异性使得少部分井需要更大净液量(TS-008)，或者在相同净液量下能够得到更长裂缝长度和宽度（TS-001、TS-002、TS-005）。

2.2　加砂量

一般而言加砂量越大，形成的填砂裂缝导流能力越强。但裂缝导流能力不仅与缝中支撑剂的铺置浓度有关，更与支撑剂在裂缝中的铺置方式有关。在其他因素的影响下，研究区压裂井的裂缝长度、宽度总体上随加砂量的增加而增加(见图 7)。由图 7 可知，加砂量介于 45~50 m³，其平均值为 46.81 m³。相对研究区其他煤层气井而言，TS-008 的加砂量较小。

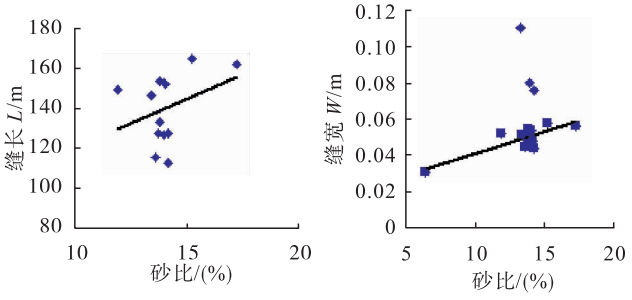


a）缝长与加砂量的关系　　b）缝宽与加砂量的关系

图 7　裂缝参数与加砂量关系

2.3 砂比

研究区煤层气井的缝长、缝宽与砂比呈线性正相关(见图 8)。由图 8 可知，研究区压裂施工砂比一般介于 14%~15%，其平均值为 13.48%，由于 TS-008 井加砂量较小，导致其砂比也较小。



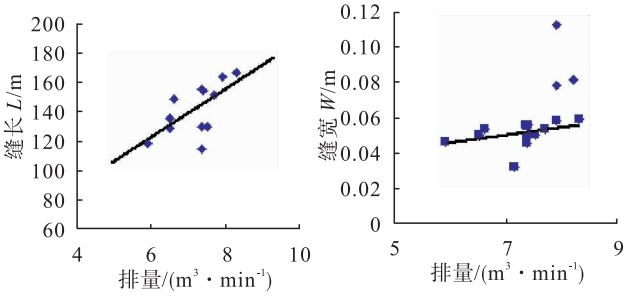
a)缝长与砂比的关系　　b)缝宽与砂比的关系

图 8　裂缝参数与砂比关系

2.4 排量

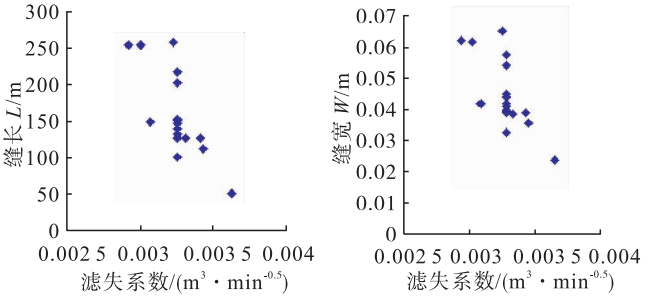
研究区压裂井的缝长、缝宽总体上随排量的增加而增加(见图 9)。由此可初步得出：在压裂施工过程中，一定程度上增加排量，可以有效加大缝长、缝宽。

压裂形成的裂缝规模有限，因此当排量达到某一极限值时，裂缝长度不再增加，甚至出现堵缝现象，可将此极限值作为压裂施工排量的最优值。由图 9 知：研究区煤层气压裂井排量一般介于 6~8 m^3/min，其平均值为 7.44 m^3/min。



a) 缝长与排量的关系　　b) 缝宽与排量的关系

图 9　裂缝参数与排量关系



a) 缝长与滤失系数的关系　　b) 缝宽与滤失系数的关系

图 10　裂缝参数与滤失系数关系

由图 10 可知，滤失系数对于压裂效果的控制有重要影响。在压裂施工过程中，应当充分考虑压裂煤层的滤失特性，如果滤失系数较大，应该增大施工规模，采取大排量，并在前置液中加砂，减小滤失对煤层压裂的影响。

2.5 综合因素分析

压裂是一个复杂系统工程，裂缝参数的大小本身就是一个由多因素共同作用决定的参数。在地质、工程单因素分析的基础上，利用商业数理统计软件对裂缝参数影响进行多因素分析。

SPSS 界面友好、功能强大，包含了几乎全部的尖端统计分析方法，数据定义和操作管理完善，且具有开放的数据接口和灵活而美观的统计图表制作功能。本文采用 SPSS 软件进行分析，SPSS 线性回归数学模型如下：

$$y=a_1x_1+a_2x_2+\cdots\cdots a_nx_n+c$$

由 2.1~2.4 可知，研究区压裂后形成的裂缝，其缝长、缝宽与净液量、加砂量、砂比、排量成正相关，符合 SPSS 数学模型。

运行 SPSS，得到缝长、缝宽与净液量、加砂量、砂比、排量关系式：

$$L=-0.155\times\text{净液量}+4.7\times\text{加砂量}-4.426\times\text{砂比}+52.09\times\text{排量}-305.478$$

$$W=-4.59\times10^{-5}\times\text{净液量}+0.001\times\text{加砂量}-0.09\times\text{砂比}+0.013\times\text{排量}-0.049$$

3 结论

a) 通过模型对比，优选改进模型作为研究区煤层气井压裂后裂缝参数计算模型。据压裂施工设计得到的缝长介于 140~170 m，缝宽介于 21~32 mm。

b) 研究区设计的缝长为 153.22 m，则对应净液量为 36041 m^3，缝宽为 0.024 m，加砂量为 31.44 m^3(实际加砂量控制在 40~50 m^3 均可)；砂比为 13.48%(实际砂比控制在 13.5~14.5 m^3 均可)；排量为 6.18 m^3/min(研究区排量取 6 m^3/min 为宜)。

c) 裂缝参数与净液量、加砂量、砂比、排量等呈线性正相关，在一定范围内，提高各单因素，不仅可增加缝长、缝宽，还能提高裂缝导流能力。

d) 建立的裂缝参数与净液量、加砂量、砂比、排量的关系式，可作为反求压裂施工参数的依据，能为其他类似区块的压裂施工设计提供一定参考。

参考文献：

[1] Gidley J L. New Hydraulic Fracturing Technology Development [M]. Jiang Tian, San Tianwen, Trans. Petroleum Industry Press, 1995.

[2]王宏允,张士诚.水力压裂数值计算方法[M].石油工业出版社,1998.37-61.
Wang Hongyun, Zhang Shicheng. Hydraulic Fracturing Design Numerical Calculation Method[M]. Petroleum Industry Press, 1998.37-61.

[3] 王金山. 煤层气藏两相渗流机理研究[J]. 西安科技大学学报, 2006,26 (1): 26.
Wang Jinshan. Coalbed Methane Reservoirs in a Two-phase Fluid Penetration Test [J]. Journal of Xi´an University of Science and Technology, 2006,26 (1): 26.

[4] 万名山. 压裂系统手册[M].石油工业出版社,2000.98-104.
Wan Mingshan. Production Engineering Manual [M]. Petroleum Industry Press, 2000.98-104.

[5] 王宏允. 压裂设计[M]. 石油工业出版社,1987.54-72.
Wang Hongyun. Hydraulic Fracturing Principle [M]. Petroleum Industry Press, 1987.54-72.

[6] 张士诚.压裂计算原理与应用[M].石油工业出版社,2003.138-162.
Zhang Shicheng. Fracturing Development Theory and Application [M]. Petroleum Industry Press, 2003.138-162.

[7] 张士诚, 王　建. 煤层气井压裂裂缝扩展规律分析[J]. 天然气工业, 2004,24(5):107-109.
Zhang Shicheng, Wang Jian. Coal Seam Fracturing Dynamic Method Monitoring Technology [J]. Natural Gas Industry, 2004 ,24(5): 107-109.

[8] 张明山. 韩城 WL1 井组煤层气地质特征 [J]. 中国煤炭地质,2009,21(010):31-33.
Zhang Mingshan. The Geological Features of WL1 Group of Coalbed Methane Wells in Hancheng [J]. China Coal Geology,2009,21(010):31-33.

[9] 郭大力,陈文斌,赵金洲. 压降分析计算研究[J]. 石油钻探工艺,1997,3(4): 70-73.
Guo Dali, Chen Wenbin, Zhao Jinzhou.After Fracturing Pressure Decline Analysis Method [J]. Oil Drilling & Production Technology, 1997,3(4): 70-73.

[10] 张　平,郭大力,陈文斌.压裂压降测试技术与解释[J].天然气工业, 1997 ,17(5): 55-58.
Zhang Ping, Guo Dali, Chen Wenbin.Fracturing Pressure Test Data Analysis Interpretation Techniques [J]. Natural Gas Industry, 1997,17(5): 55-58.

[11] 郭大力,赵金洲,郭建春.水力压裂三维数学模型建立[J]. 天然气工业, 2001,21 (5): 49-52 .
Guo Dali, Zhao Jinzhou, Guo Jianchun. After Fracturing Drop Analysis of Three-Dimensional Models and Mathematical Fitting Method [J]. Natural Gas Industry, 2001,21(5): 49-52.

国内首套太阳能电点火系统应用成功

近日，国内研发的首套太阳能电点火系统在土库曼斯坦阿姆河天然气项目巴格德雷合同区域 B 区杨-恰和别-皮气田工程首口单井 BP-109 D 放喷一次性自动点火成功，为 B 区工程投产成功奠定坚实基础。

太阳能电点火系统为中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司自行研发的专利产品，解决了无外电地区放空系统的电点火问题，实现了管路系统超压放空、事故放空的全自动电点火，避免了操作人员现场手动点火，确保了操作人员的安全。这是该系统首次成功应用于天然气地面工程，体现了科技产业化的核心价值，也为中国石油集团工程设计有限责任公司西南分公司开拓海外市场打下坚实基础。

（黑土地　摘自中国石油网）