

通道压裂过程中主裂缝支撑剂铺置影响因素实验研究

刘平礼¹, 李珍明¹, 宋雨纯¹, 赵立强¹, 郭玉杰², 李骏¹

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500;

2. 中国石油长庆油田分公司第五采气厂, 内蒙古 鄂尔多斯 017300)

摘要: 由于聚合物易滞留于支撑剂颗粒间的间隙, 导致均匀铺砂的常规水力压裂技术对低渗透、超低渗透和页岩气气藏的改造存在局限性。通道水力压裂技术通过非均匀铺砂形成高导流通道, 可有效提高油气产量。评价通道压裂技术的效果主要取决于所形成砂堤的通道率大小。利用相似准则, 建立可视化通道压裂模拟实验方法, 系统研究了压裂液黏度、支撑剂浓度、纤维加量、布孔方式、脉冲时间和施工排量等多因素对通道压裂支撑剂铺置形态和通道率的影响。利用偏最小二乘回归和变量投影重要性分析方法研究了各因素对通道率的影响程度。在实验条件下, 研究表明, 现场施工排量为 4~6 m³/min、压裂液黏度为 150~250 mPa·s 时, 支撑剂浓度越低、纤维加量越大、脉冲时间越短、射孔簇数越多, 通道率越高。通过偏最小二乘回归、变量投影重要性分析和皮氏积矩相关系数等方法分析表明, 各通道率影响程度依次为: 压裂液黏度>射孔方式>脉冲时间>支撑剂浓度>纤维浓度>排量。

关键词: 通道压裂; 通道率; 可视化; 偏最小二乘回归; 变量投影

中图分类号: TE377

文献标识码: A

Experimental study on influence factors of proppant placement in main fracture of channel fracturing process

Liu Pingli¹, Li Zhenming¹, Song Yuchun¹, Zhao Liqiang¹, Guo Yujie² and Li Jun¹

(1. State Key Laboratory of Oil & Gas Reservoir Geology and Exploitation Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. No.5 Gas Production Plant of Changqing Oilfield Company, PetrolChina, Ordos, Inner Mongolia 017300, China)

Abstract: The polymer is easily trapped in the gap between the proppant particles, so the conventional hydraulic fracturing technology of the uniform sand production has limitation for the transformation of the low permeability, ultra-low permeability and shale gas reservoirs. The channel hydraulic fracturing technology can effectively increase the oil and gas production by forming a high diversion channel by non-uniform sand deposition. The effects of channel fracturing technique are mainly determined by the channel size of the formed sand embankment. By the similarity criterion, we established the experimental method of visual simulation system of channel fracturing to systematically analyzed the influence of the fracturing fluid viscosity, proppant concentration, fiber addition, pore arrangement, pulse time and construction displacement on the proppant placement pattern and channel ratio. Then we used the methods of the partial least squares regression and the importance of variable projection to analyze the influence degree of various factors on the channel rate. Under the experimental conditions, it is indicated that when the injecting volume is 4~6 m³/min and the viscosity of fracturing fluid is 150~250 mPa·s, the concentration of proppant is lower, the concentration of fiber is higher, the pulse time is shorter, the perforation methods is more, and the higher viscosity is better. By means of partial least squares regression, importance analysis of variable projection, and Pearson product-moment correlation coefficient, the influence degree of each channel rate is in a descending order as: viscosity of fracturing fluid > perforation methods > pulse time > concentration of fracturing proppant > concentration of fiber > injecting volume.

Key words: channel fracturing, channel ratio, visualization, partial least squares regression, variable projection

收稿日期: 2017-09-14。

第一作者简介: 刘平礼(1973—), 男, 教授, 油气藏增产理论、数值模拟、新方法和技术研究。

基金项目: 国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2016ZX05058-003)。

低渗透、超低渗透油气藏及页岩气资源的勘探开发促使压裂增产改造技术的发展,对其要求也愈来愈高。常规水力压裂后,聚合物易滞留于支撑剂颗粒间的间隙,导致导流能力下降,使实际改造效果低于预期。近些年逐渐兴起的通道压裂技术依靠自身的非均匀铺砂的优点,可望有效解决该问题,增强裂缝导流能力。

通道压裂技术主要由斯伦贝谢公司研发并于2010年率先推出^[1]。系统考虑了完井、填砂、导流、质量控制等技术,采用非连续簇团铺砂方式,在裂缝中形成多个彼此分散、具有无限导流能力的渗流通道。通道压裂作为一项新型的储层改造措施,改变了常规压裂裂缝导流方式,极大提高了导流能力和返排率,节约了施工原材料,改善了压裂效果,提高了油气产量^[2-6]。油气流动过程由常规压裂的达西渗流变为 Navier-Stokes 渗流为主、达西渗流为辅的流动过程。因此,决定通道压裂改造效果的最主要因素为所形成砂堤的通道率。

目前,通道压裂技术在全世界20多个国家中的砂岩和页岩油气藏等储藏进行了直井、多级水平井改造试验,结果证明通道压裂具有优于常规压裂技术的效果^[7-11]。然而,目前通道压裂技术在现场开展了不少试验,但是通道压裂的基础理论研究仍处于初步阶段,其关键因素和影响规律认识不透彻,尤其是对主裂缝中的非均匀铺置的多因素、支撑剂能否在裂缝中形成大导流通道的研究相对较少,因此,现场应用还存在很大盲目性。从事通道压裂理论的相关研究人员主要有 Gillard^[12]、Viswanathan^[13]、Altman^[14]、Medvedev^[15]、温庆志^[16]等人。利用相似准则,建立可视化通道压裂模拟实验方法,开展了通道压裂过程中主裂缝支撑剂非均匀铺砂影响规律实验研究,系统研究了压裂液黏度、支撑剂浓度、排量、脉冲时间和纤维浓度射孔方式等因素对通道率的影响程度;并基于偏最小二乘回归和变量投影重要性分析方法对通道压裂支撑剂在主裂缝中的铺置进行了多因素分析,为现场施工推荐合理的施工参数。

1 装置设计原理

综合考虑压裂液通过井筒、射孔孔眼和压裂裂缝等流动过程,基于相似原理,改进井筒射孔、脉冲控制、单缝模拟平行板、数据采集等单元,设计了一

套可视化主裂缝通道压裂模拟装置。为了准确模拟现场的实际施工过程,使用模拟装置实验时,采用相似准则将现场施工参数转化成实验室参数,以保证压裂液在人工裂缝与压裂液在现场裂缝中的流动状态一致。即要求相应满足欧拉准则、弗劳德准则、雷诺准则、柯西准则和韦伯准则:

$$\left\{ \begin{aligned} \left(\frac{F_I}{F_p} \right)_p &= \left(\frac{F_I}{F_p} \right)_m \Rightarrow \left(\frac{\Delta P}{\rho v^2} \right)_p = \left(\frac{\Delta P}{\rho v^2} \right)_m && \text{(欧拉准则)} \\ \left(\frac{F_I}{F_G} \right)_p &= \left(\frac{F_I}{F_G} \right)_m \Rightarrow \frac{v_p}{\sqrt{g_p l_p}} = \frac{v_m}{\sqrt{g_m l_m}} && \text{(弗劳德准则)} \\ \left(\frac{F_I}{F_\mu} \right)_p &= \left(\frac{F_I}{F_\mu} \right)_m \Rightarrow \frac{v_p l_p \rho_p}{\mu_p} = \frac{v_m l_m \rho_m}{\mu_m} && \text{(雷诺准则)} \\ \left(\frac{F_I}{F_E} \right)_p &= \left(\frac{F_I}{F_E} \right)_m \Rightarrow \left(\frac{\rho v^2}{E} \right)_p = \left(\frac{\rho v^2}{E} \right)_m && \text{(柯西准则)} \\ \left(\frac{F_I}{F_T} \right)_p &= \left(\frac{F_I}{F_T} \right)_m \Rightarrow \left(\frac{\rho l^2 v^2}{\sigma} \right)_p = \left(\frac{\rho l^2 v^2}{\sigma} \right)_m && \text{(韦伯准则)} \end{aligned} \right. \quad (1)$$

式中: F_I 为流动惯性力,N; F_p 为流体动压力,N; F_G 为重力,N; F_μ 为黏滞力,N; F_E 为弹性力,N; F_T 为表面张力,N; ΔP 为压强,MPa; σ 为表面张力系数,mN/m; g 为重力加速度,m/s²; v 为裂缝中压裂液流速,m/s; l 为支撑剂粒径,mm; ρ 为压裂液密度,kg/m³; μ 为压裂液运动黏度,mPa·s; E 为弹性系数,N/m²; p 、 m 为下标,分别代表实际压裂裂缝原型和实验裂缝模型。

流体的流动需要满足动力和相似准则,根据雷诺数相等、实际压裂中模拟流速与施工的流速相同的原则,得到实验室模拟排量 Q_2 :

$$Q_1 / (2A_1) = Q_2 / A_2 \quad (2)$$

式中: Q_1 为现场实际泵注排量,m³/min; Q_2 为实验排量,m³/h; A_1 为实际压裂裂缝端面面积,mm²; A_2 为裂缝模型端面面积,mm²。

以实际M区块的一口页岩气通道压裂井为例,压后的数据表明该裂缝半长为200 m,裂缝高度为50 m,裂缝宽度为4 mm。根据上述相似原理,建立了一套100:1的实验模拟模型(图1)。

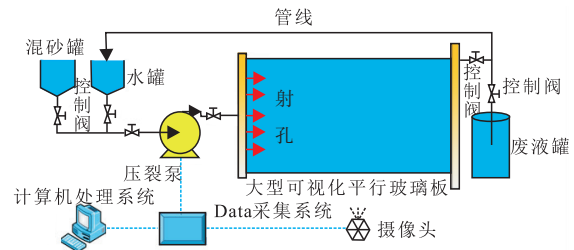


图1 可视化单缝支撑剂铺砂模拟装置示意图
Fig. 1 Visible sanding simulation device for proppant of single fracture

2 实验装置与研究方法

2.1 实验装置

所设计的通道压裂铺砂实验模拟装置(图1)。主要由压裂液配制/注入系统、人工裂缝铺砂单元、数据采集系统和计算机处理系统组成。压裂液配制/注入系统由搅拌电机、混砂罐、基液罐、压裂泵、气控阀门组成,通过控制中心的变频器控制实验排量。人工裂缝铺砂单元由射孔孔眼、透明玻璃板、金属框构成,孔眼直径为10 mm,缝宽4 mm,携砂液通过压裂泵泵入到人工裂缝中,由于惯性、重力、浮力、壁面阻力等因素,支撑剂在运移的同时产生沉降。数据采集系统由高清摄像头、转换器组成,在实验中采集实验图像与数据;计算机处理系统承担实验图像、数据的处理。

2.2 研究方法

针对通道压裂,利用实验模拟装置,通过控制压裂液黏度、射孔方式、纤维浓度、脉冲时间、支撑剂浓度、施工排量和射孔簇数等实验参数,对通道压裂支撑剂在单缝中的铺砂规律展开研究;利用通道率评价支撑剂沉降、分布规律和通道压裂效果,优化实验参数;利用偏最小二乘回归和变量投影重要性分析方法^[17]对通道压裂支撑剂在单缝中的铺置进行了多因素分析;在通道率模型基础上进行变量投影重要性分析,定性分析各因素的影响程度,进而筛选出主控因素。实验分析方法如下。

1) 利用MATLAB编制程序,计算高速摄像机所记录的轨迹图片中各像素点的数量(图2)。

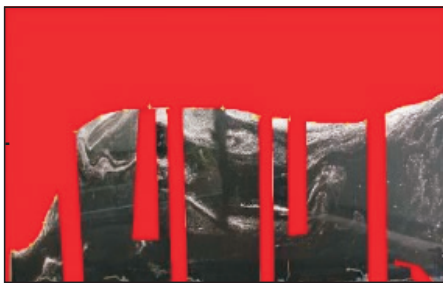


图2 可视化图像分析计算处理界面

Fig. 2 Interface of visual image analysis, calculation and processing

$$\text{通道率} = \frac{N_{\text{白色像素点}}}{N_{\text{白色像素点}} + N_{\text{黑色像素点}}} \times 100\% \quad (3)$$

式中: $N_{\text{白色像素点}}$ 为裂缝中支撑剂所对应的像素点,个; $N_{\text{黑色像素点}}$ 为裂缝纤维所对应的像素点,个。

2) 通过建立通道率基本模型,引入皮氏积矩相关系数来衡量2个随机变量之间的线性相关程度的指标,检验各因素与通道的相关性。

$$y = (x_1, x_2, x_3, x_4, x_5, x_6) \quad (4)$$

$$r_{ab} = \frac{\sum_{i=1}^m (a_i - \bar{a})(b_i - \bar{b})}{\sqrt{\sum_{i=1}^m (a_i - \bar{a})^2 \sum_{i=1}^m (b_i - \bar{b})^2}} \quad (5)$$

其中: y 为通道率,%; x_1 为压裂液黏度, $\text{mPa}\cdot\text{s}$; x_2 为支撑剂浓度, kg/m^3 ; x_3 为纤维浓度, kg/m^3 ; x_4 为射孔数,个; x_5 为脉冲时间, s ; x_6 为排量, m^3/h 。变量 a 和 b 均包含 m 个样本, $a = [a_1, a_2, \dots, a_m]$; $b = [b_1, b_2, \dots, b_m]$; $\bar{a} = \frac{a_1 + a_2 + \dots + a_m}{m}$; $\bar{b} = \frac{b_1 + b_2 + \dots + b_m}{m}$ 。

3) 进行变量投影重要性分析时,分别在通道率影响因素集合 $x = \{x_1, x_2, \dots, x_p\}_{n \times p}$ 和通道率集合 $Y = \{Y_1, Y_2, \dots, Y_q\}_{n \times q}$ 中依次提取主成分 t_i 和 μ_i ,通过实施通道率结合 Y 对 t_1, t_2, \dots, t_h 回归($h < A$, A 为 X 的秩),最后表达成 Y 关于原始通道率影响因素 x_1, x_2, \dots, x_h 回归方程,引入变量投影重要性指标 I_{vip} ^[18],定性分析各因素的影响程度。

$$I_{\text{vip},j} = \sqrt{\frac{P}{R_d(Y:t_1, t_2, \dots, t_h)} \sum_{k=1}^h R_d(Y:t_k) w_{kj}^2} \quad (6)$$

其中: $I_{\text{vip},j}$ 越大,则 x_j 解释 Y 时越重要。

3 实验结果及分析

分别就单因素、多因素分析了压裂液黏度、支撑剂浓度、排量、脉冲时间、纤维浓度、射孔簇数等对支撑剂铺置形态及通道率的影响。实验基础参数为:20~40目陶粒支撑剂,压裂液黏度 $200 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,支撑剂用量 $360 \text{ kg}/\text{m}^3$,排量 $1.2 \text{ m}^3/\text{h}$,脉冲时间 15 s ,纤维浓度为 $5 \text{ kg}/\text{m}^3$,3簇孔眼,脉冲携砂液黏度/脉冲基液黏度比 $\mu_r=2$ 。

3.1 单因素分析

根据实验结果,由公式3计算通道率,得到通道率与各单因素的关系曲线(图3)。

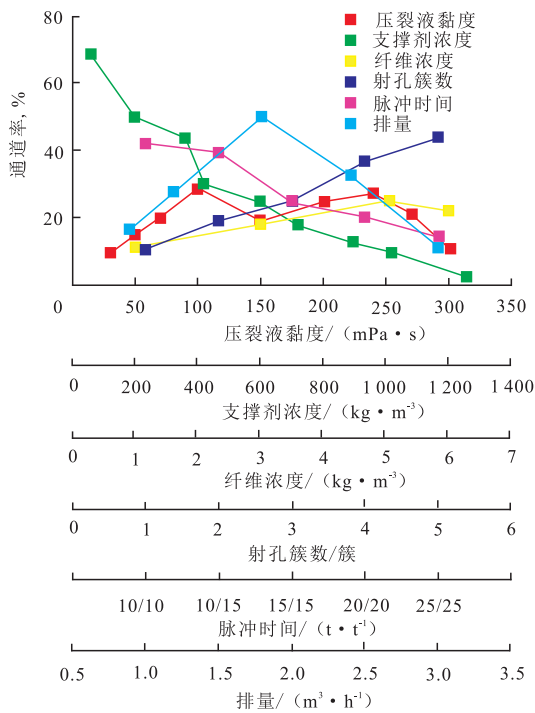


图3 通道率与各因素的关系曲线
Fig. 3 Relation between channel rate and all factors

3.1.1 压裂液黏度

控制其他实验变量不变,改变压裂液黏度,设定范围为30~300 mPa·s。研究表明:黏度 ≤ 100 mPa·s时,聚合物交联成的网络对纤维、支撑剂的约束能力弱,容易形成小的、可悬浮支撑剂簇团,裂缝中以“圆形的支撑剂簇团”形态充填,且形成数量众多、连通性好的通道;黏度 ≥ 150 mPa·s时,聚合物交联成的网络对纤维、支撑剂的约束能力强,纤维包裹成的支撑剂簇团容易链接成“带片状”的支撑剂段塞,通道则主要是由“带片状的含支撑剂段塞”构成,并形成1至2条贯通通道(图4),在黏度150~250 mPa·s,砂堤形态最好。根据图3中曲线知,通道率大小呈现“M”型变化,即双“上升下降型”。

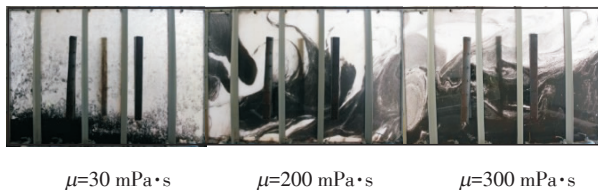


图4 不同压裂液黏度下的砂堤分布
Fig. 4 Sand embankment distribution with different fracture viscosity

3.1.2 支撑剂浓度

控制其他实验变量不变,改变支撑剂浓度,设定范围为60~1 260 kg/m³。研究表明,随着支撑剂浓度增加,支撑剂铺置的填充层逐渐增厚,形成通道条数逐渐减少、连通性逐渐变差(图5)。根据图3曲线知,随着支撑剂浓度的增加,通道率整体呈现逐渐下降的趋势,即单缝中的通道率与支撑剂浓度呈负相关。

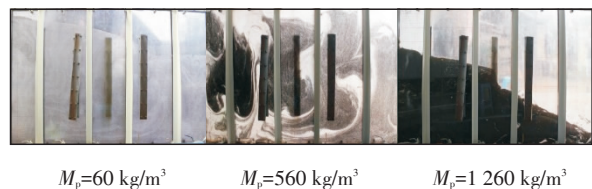


图5 不同支撑剂浓度下的砂堤分布
Fig. 5 Sand embankment distribution with different proppant viscosity

3.1.3 纤维浓度

控制其他实验变量不变,变纤维浓度,设定 M_{fiber} 分别为1 kg/m³、3 kg/m³、5 kg/m³、6 kg/m³。研究表明,纤维浓度为较低时,纤维很难对支撑剂起到明显的悬浮作用,不能形成明显的分簇和通道,形成的通道小、连续性较差;随着纤维浓度的增加,纤维稳定支撑剂团的能力增强,通道率呈现“倒V型”的变化态势——先增大后减小,形成的通道具有较好的连通性;但继续增加纤维,纤维造成了射孔处的堵塞的同时,在裂缝中形成了较大的“带片状”段塞;重力作用造成段塞下沉,导致通道率降低(图6、图3)。

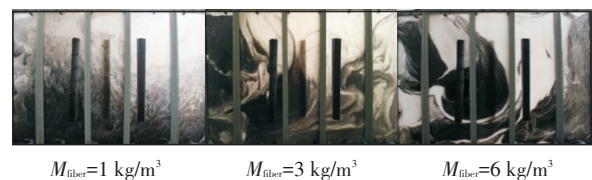


图6 不同纤维浓度下的砂堤分布
Fig. 6 Sand embankment distribution with different fiber viscosity

3.1.4 布孔方式

控制其他实验变量不变,改变布孔方式,分为1~5簇射孔。图7、图3表明,射孔方式对支撑剂铺砂的通道率影响显著,连续射孔下注入液体呈现“带

片状”进入,形成的通道的宽度窄,连续性差;同时研究的结果表明,随着通道压裂射孔簇数的增加,脉冲携砂液经过射孔处被分散的愈加均匀、含纤维支撑剂段塞数目增多且段塞尺寸变小、连通性变好、通道率增大。因此,提高通道压裂的射孔簇数有助于形成高通道率、连通性好、纵向铺砂效果好的支撑剂非均匀填充层。

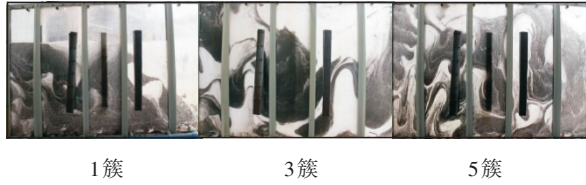


图7 不同射孔下的砂堤分布
Fig. 7 Sand embankment distribution with different perforation mode

3.1.5 脉冲时间

控制其他实验变量不变,改变脉冲时间,变化范围为10:10、20:20、25:25、10:15、10:10。根据图8、图3表明,适宜的低脉冲间隔能够提高通道压裂的通道率和连通性;携砂液与基液的脉冲时间不一定一样,可以根据施工需要,降低携砂液的脉冲时间、提高基液脉冲间隔,改变通道的宽度、形状以及通道率。



图8 不同脉冲时间下的砂堤分布
Fig. 8 Sand embankment distribution with different pulse time

3.1.6 施工排量

控制其他实验变量不变,改变实验排量 Q_p ,设定范围0.9~3 m³/h。研究表明,在1.2~2.4 m³/h时非均匀铺置的通道形态规则、数目增加、连通性较好,且在1.8 m³/h形成的通道数目、连通性佳;高排量时,增大注入排量到3 m³/h,纤维的携砂液在裂缝中汇聚成“带片状”,重力作用排出纤维携砂液中的基液,形成的通道数量较少,连通性较差(图9)。根据图3曲线知,通道率随着排量的变化先增加而后减小,实验排量为1.8 m³/h时,通道率最大。根据实验结果和现场排量换算公式2,推荐现场施工排量为6 m³/min左右。

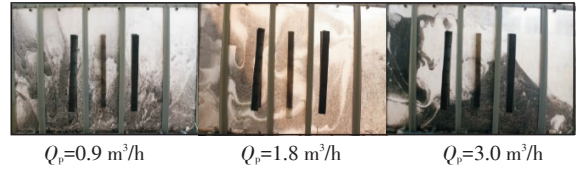


图9 不同排量条件下的砂堤分布
Fig. 9 Sand embankment distribution with different displacement

3.2 多因素分析

以收集到的通道压裂铺砂样本(表1)为基础,基于偏最小二乘回归和变量投影重要性分析方法,根据公式4、公式5计算因素之间的相关系数,得到各因素的相关系数(表1)。

表1 多因素实验结果
Table 1 Multifactorial experimental results

编号	排量/ (m ³ ·h ⁻¹)	黏度/ (mPa·s)	支撑剂浓 度/(kg·m ⁻³)	脉冲 时间/s	纤维浓度/ (kg·m ⁻³)	射孔簇 数/簇	通道 率,%
1	1.2	30	360	15	5	3	9.45
2	1.2	50	360	15	5	3	15.04
3	1.2	70	360	15	5	3	20.13
4	1.2	100	360	15	5	3	28.89
5	1.2	150	360	15	5	3	19.07
6	1.2	200	360	15	5	3	24.88
7	1.2	240	360	15	5	3	27.24
8	1.2	270	360	15	5	3	21.43
9	1.2	300	360	15	5	3	11.13
10	1.2	200	360	15	5	1	10.75
11	1.2	200	360	15	5	2	19.15
12	1.2	200	360	15	5	4	36.79
13	1.2	200	360	15	5	5	43.81
14	1.2	200	360	15	1	3	11.23
15	1.2	200	360	15	3	3	18.25
16	1.2	200	360	15	5	3	24.88
17	1.2	200	360	15	6	3	22.18
18	1.2	200	360	15	5	3	24.88
19	1.2	200	360	20	5	3	20.15
20	1.2	200	360	25	5	3	14.31
21	1.2	200	360	10	5	3	42.34
22	1.2	200	60	15	5	5	68.33
23	1.8	200	200	15	5	5	49.96
24	1.8	200	360	15	5	5	43.81
25	1.8	200	420	15	5	5	30.13
26	1.8	200	600	15	5	5	24.67
27	1.8	200	720	15	5	5	17.71
28	1.8	200	900	15	5	5	12.57
29	1.8	200	1 020	15	5	5	9.72
30	1.8	200	1 260	15	5	5	2.45
31	0.9	200	200	15	5	3	16.45
32	2.4	200	200	15	5	3	32.55
33	3.0	200	200	15	5	3	11.32

表2 各因素相关系数
Table 2 Correlation coefficient of each factor

R_{ab}	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6
X_1	1	-0.56	-0.449	-0.688	-0.646	-0.777
X_2		1	-0.083	-0.106	0.056	-0.05
X_3			1	0.591	-0.861	-0.519
X_4				1	-0.527	-0.962
X_5					1	-0.548
X_6						1

根据表2可知,6因素中的各个变量之间的相关系数绝对值最大为0.962,同时相关系数中有10组在0.5以上,说明影响各因素之间存在多重共线性关系。因此,进行施工参数优化时,应综合考虑各因素之间的相互影响;需结合多因素实验结果,推选出最优施工参数。本研究中,根据多因素实验结果表1,得到通道压裂最优实验排量为 $1.2 \text{ m}^3/\text{h}$,由换算公式3转换到现场施工排量为 $4 \text{ m}^3/\text{min}$,结合单因素实验结果,推荐现场排量范围为 $4 \sim 6 \text{ m}^3/\text{min}$,推荐现场黏度范围为 $150 \sim 250 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,推荐支撑剂浓度在 $60 \text{ kg}/\text{m}^3$ 左右,推荐脉冲时间为 15 s 左右,建议现场施工纤维浓度 $5 \sim 6 \text{ kg}/\text{m}^3$,推荐多簇布孔方式。

根据公式6进一步得出各个主控因素对通道率的影响程度,由表3可以看出:压裂液黏度>射孔方式>脉冲时间>支撑剂浓度>纤维浓度>排量。因此,在实际压裂施工中,重点优先优化压裂液黏度、射孔方式、脉冲时间等主控参数,以获得最优压裂效果。

表3 各因素对通道率的重要性排序
Table 3 Rank order of importance of each factor to channel rate

影响因素	黏度	支撑剂浓度	纤维量	射孔方式	脉冲时间	排量
I_{vp}	1.22	0.941	0.831	1.03	0.972	0.656

4 结论

1) 建立了可视化通道压裂模拟实验方法,开展了压裂液黏度、支撑剂浓度、纤维加量、布孔方式、脉冲时间、施工排量对通道压裂支撑剂铺置规律的影响分析,明确了通道压裂影响主导因素。

2) 通道压裂支撑剂在单缝中的铺置因素研究表明,对通道率影响因素多,影响规律较为复杂。在文中实验条件下,推荐多簇布孔方式,压裂液黏度范

围为 $150 \sim 250 \text{ mPa}\cdot\text{s}$,支撑剂浓度在 $60 \text{ kg}/\text{m}^3$ 左右,纤维浓度 $5 \sim 6 \text{ kg}/\text{m}^3$;脉冲时间为 15 s 左右,最优排量范围为 $4 \sim 6 \text{ m}^3/\text{min}$ 。

3) 变量投影重要性指标对影响通道率的主控因素研究表明,排量、纤维浓度对通道率的影响程度较小,主控因素为压裂液黏度、脉冲时间、支撑剂浓度。

参考文献

- [1] 李庆辉,陈勉,金衍,等.新型压裂技术在页岩气开发中的应用[J].特种油气藏,2012,19(6):1-7.
- [2] 刘向军.高速通道压裂工艺在低渗透油藏的应用[J].油气地质与采收率,2015,22(2):122-126.
- [3] 卞晓冰,张士诚,马新仿,等.考虑非达西流的低渗透油藏水力压裂优化研究[J].中国石油大学学报:自然科学版,2012,36(3):115-120.
- [4] 钟森,任山,黄禹忠,等.高速通道压裂技术在国外的研究与应用[J].中外能源,2012,17(6):39-42.
- [5] 吕杨,陆佳春,张林,等.苏里格东区高速通道压裂技术应用与探讨[C].宁夏回族自治区科学技术协会.创新·质量·低碳·可持续发展——第十届宁夏青年科学家论坛石化专题论文集.宁夏回族自治区科学技术协会,2014.
- [6] 杨晓鹏,曾芮.高速通道压裂技术机理研究与应用[J].广东石油化工学院学报,2015,25(1):8-13.
- [7] Rhine T, Loayza M P, Kirkham B, et al. Channel fracturing in horizontal wellbores: the new edge of stimulation techniques in the eagle ford formation[C]// paper SPE-145403-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 30 October-2 November 2011, Denver, Colorado, USA.
- [8] Ajayi B T, Walker K J, Wutherich K, et al. Channel hydraulic fracturing and its applicability in the marcellus shale[C]// paper SPE-149426-MS presented at the SPE Eastern Regional Meeting, 17-19 August 2011, Columbus, Ohio, USA.
- [9] Samuelson M L, Stefanski J, Downie R, et al. Field development study: channel hydraulic fracturing achieves both operational and productivity goals in the Barnett shale[C]// paper SPE-155684-MS presented at the SPE Americas Unconventional Resources Conference, 5-7 June 2012, Pittsburgh, Pennsylvania, USA.
- [10] Sadykov A, Yudin A V, Oparin M, et al. Channel fracturing in the remote Taylakovskoe oil field: reliable stimulation treatments for significant production increase[C]// paper SPE-160767-MS presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, 16-18 October 2012, Moscow, Russia.
- [11] 徐兵祥,李相方,Haghighi Manouchehr,等.页岩气产量数据分析方法及产能预测[J].中国石油大学学报:自然科学版,2013,37(3):119-125.

(下转第55页)