

# 涪陵页岩气田高曲率区水平井压裂特征及调整对策

刘立之

(中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司, 重庆 408014)

**摘要:**涪陵页岩气田焦石坝区块西南部地区受多期地质构造运动叠加,构造变形强、断裂复杂。地震曲率属性显示主力气层段曲率体分布密集,虽然曲率仅表示地层弯曲变形程度,但对于页岩储层高曲率往往预示着该区域微裂隙、天然裂缝更加发育,这有利于页岩储层形成复杂裂缝网络。然而,如果天然微裂隙过早过多开启,造成压裂液大量滤失,在压裂改造过程中表现出裂缝扩展受限、砂比提升困难,与主体区相比压裂施工曲线表现出较大差异,施工难度大大增加。本文从曲率平面分布特征、曲率密度、方向性、延伸长度入手,量化描述了曲率与压裂试气效果之间的关系;考虑区域构造、断层等因素影响,分析了几种不同高曲率带的压裂施工特征,并提出了相应的压裂工艺调整对策,为后期提高压裂改造效果、高效开发气田提供了经验参考。

**关键词:**页岩气;高曲率;水平井;分段压裂;涪陵页岩气田

中图分类号:TE357.1;TE243;P634.7 文献标识码:A 文章编号:1672-7428(2017)02-0011-06

**Fracturing Characteristics of Horizontal Wells and Adjustment Measures in High Curvature Area of Fuling Shale Gas Field/LIU Li-zhi** (Sinopec Chongqing Fuling Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chongqing 408014, China)

**Abstract:** The southwest of Jiaoshiba block in Fuling shale gas field is superimposed by multiple tectonic movements with strong deformation and complex fracture. The seismic curvature attribute indicates that the curvature of the main gas stratum is densely distributed. Although the curvature only indicates the extent of the strata bending deformation, the high curvature of the shale reservoir often predicts more micro-fractures development, which is favorable for shale reservoir forming a complex fracture network. However, if the natural micro-fractures were opened too much and too early, a large amount of fracturing fluid loss would be caused to result in limited fracture propagation and difficult sand pumping during the fracturing process. Compared with the main block, the fracturing curves show huge differences and the treatment difficulty greatly increased, too. Starting from the plane distribution of curvature, curvature density, directivity and the extension length, this paper tries to quantify the relationship between curvature and the effect of fracturing testing gas. Meanwhile, considering the influence of regional structure and fault impact, fracturing construction characteristics of different high curvature areas are analyzed and the corresponding adjustment measures are put forward, which provides the experience reference for the later-stage fracturing effect improvement and efficient gas field development.

**Key words:** shale gas; high curvature; horizontal well; multi-stage fracturing; Fuling shale gas field

涪陵页岩气田在开发过程中面临诸多挑战,实践表明,即使在同一区块常常因地质构造运动带来的微幅变化导致在压裂改造和动态分析中表现出截然不同的特征,这与常规油气开发有着重要的区别。随着焦石坝区块开发重点逐渐从一期构造相对平缓的主体区南移至西南部地区,出现了地层埋深增加、断层发育、地质构造运动复杂等变化。特别是西南部地区石门1号断层和乌江断层表现出纵向上两期叠置,断层附近的次级小断裂十分发育。这一方面

造成页岩气保存条件变差影响测试产量,另一方面由于地层变形严重,主力层段曲率体密集程度高,预示着天然微裂隙更加发育<sup>[1-2]</sup>,在大型压裂改造中容易过早开启,造成液体大量滤失,缝内净压力下降、缝宽受限,为后续加砂带来困难。同时,受区域构造、断层等因素影响,虽然都属于曲率体显示较密区域,但压裂施工曲线表现出多种不同形态,这就需要针对不同地质特点采用不同的改造思路进行针对性的对策调整。

收稿日期:2016-06-28;修回日期:2017-01-03

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”示范任务7“涪陵页岩气开发示范工程”(编号:2016ZX05060);中国石油化工股份有限公司重点科技项目“涪陵区块页岩气层改造技术研究”(编号:P14092)、“涪陵区块页岩油气有效开发技术研究”(编号:P13053)

作者简介:刘立之,男,汉族,1989年生,油气田开发工程专业,硕士,主要从事非常规油气措施改造研究工作,重庆市涪陵区焦石镇,liulizhi-528@163.com。

## 1 西南区曲率描述及单井定量化表征

从地震数据体中提取焦石坝西南区 TO<sub>3w</sub> 反射层的曲率属性如图 1 所示。从图中可以看出曲率显示存在明显的分区特征,整体表现为单方向或多方向条带状。这主要是该区断裂复杂,小断层十分发育,断距 < 50 m 的断层就有 44 条,其中断距 < 30 m 小断层在整个西南部均较发育,主要分布于沿江低隆起(⑤小区)至石门 1 号断层之间(⑨小区),断距 30 ~ 100 m 大断层主要发育在乌江断层(⑦、⑧小区)与吊水岩 1 号断层(⑥小区)之间的区域。

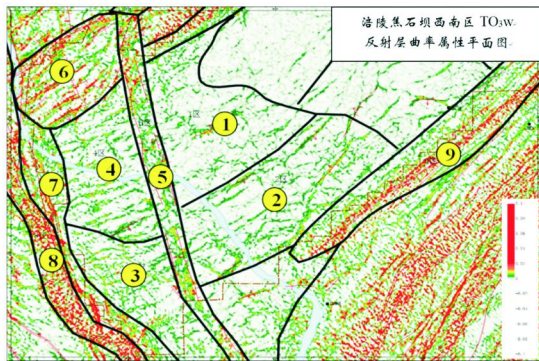


图 1 涪陵气田西南区 TO<sub>3w</sub> 反射层曲率属性平面图

根据曲率密度、值域、形状、长度、方向等平面特征将其细分为 9 个小区(如表 1 所示)。结合目前已经试气求产情况,西南部井区随着曲率密度增加、方向性加强、延伸长度增加,对应该区水平井平均测试产量变低,分小区整体上曲率密集程度:① < ② < ③ < ④ < ⑤ < ⑥,对应最高测试产量为:① > ② > ③、⑤ > ④ > ⑥,表现出曲率密度值与测试产量呈负相关关系。

表 1 涪陵气田西南区曲率分区

分区号	曲率密度	形状	方向	值域范围	平均值	测试产量/ ( $\times 10^4 \text{ m}^3$ )
①	较低	条带、斑点	双	0 ~ 0.012	0.0020	21.62
②	中等	条带	单	0 ~ 0.015	0.0023	15.24
③	较高	条带	双	0 ~ 0.017	0.0025	7.00
④	较高	条带	单	0 ~ 0.016	0.0028	6.32
⑤	高	条带	多	0 ~ 0.032	0.0045	7.02
⑥	高	条带	单	0 ~ 0.038	0.0056	3.10
⑦	高	条带	多	0 ~ 0.046	0.0055	
⑧	高	条带	多	0 ~ 0.05	0.0090	
⑨	高	条带	单	0 ~ 0.04	0.0090	

为了进一步定量化表征单井因水平井筒穿行区域曲率差异对压裂效果的影响,统计了西南区已经试气的 40 余口井最高测试产量与井段平均曲率值

之间的关系(如图 2 所示):当井段平均曲率值 < 0.0025 时,最高测试产量与井段平均曲率值之间无明显相关性,当井段平均曲率值 > 0.0025 时,最高测试产量与井段平均曲率值之间近似负相关。整体而言,对于西南区水平段穿行曲率带越发育,对于压裂改造效果影响越大,最终试气效果越不理想。

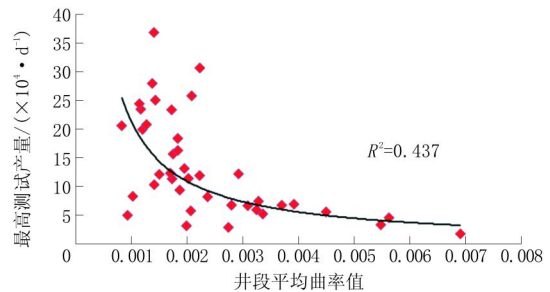


图 2 最高测试产量与井段平均曲率值关系图

## 2 高曲率水平井压裂施工特征

对于页岩储层,曲率密集显示地区往往微裂隙、天然裂缝也相对发育,在压裂改造时容易被压开,研究表明天然裂缝开启所需最小裂缝净压力  $P_n$  为<sup>[3]</sup>:

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

式中: $P_n$ ——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;  
 $\nu$ ——岩石泊松比。

从式(1)可以看出,泊松比越小,开启天然裂缝所需净压力越小,涪陵气田页岩静态泊松比约为 0.2,水平应力差为 6 ~ 12 MPa,这有利于页岩储层形成复杂缝网,提高储层改造体积<sup>[4]</sup>。但是如果施工前期净压力控制不好,天然裂缝过早张开,液体大量滤失造成净压力快速下降,则主缝缝宽扩展受限,导致加砂敏感,这是西南区许多井改造体积受限、加砂困难的一个重要原因。

### 2.1 水平井筒穿行高曲带压裂施工特征

表 2 是焦页 A-2HF 井水平段穿行曲率对压裂施工的影响关系,由于施工前两段受井筒污染等因素影响,故从第 3 段开始统计分析,结合各压裂段穿行轨迹曲率叠加图对应的施工数据可以看出,第 3 ~ 7 施工井段位于高曲率带时,施工压力偏高,施工中后期压力逐渐攀升至 85 MPa 上下,甚至逼近施工限压 95 MPa 而不得不降低施工排量,且砂液比最高仅能达到 10% ~ 12%;第 8 ~ 10 段,由于井筒逐渐

远离高曲率带,施工压力平稳且中后期有下降趋势,施工压力在 80 MPa 上下,砂比能提升到 14% ~ 15%;从第 11 段开始,又进入到另一条高曲率带,施

工压力持续高走,随着施工井段离高曲带越近,压裂施工压力爬升态势更加明显,特别到第 18 段之后,现场施工中砂比 3% 时,压力即开始逐渐爬升。

表 2 焦页 A-2HF 井压裂施工特征与曲率对应关系

分段号	最高压力/MPa	最高砂比/%	加砂量/m <sup>3</sup>	曲线类型	典型施工曲线	穿行轨迹曲率叠加图
第 3 段	92	10	50.1	↗		
第 4 段	89	11	47.3	↗		
第 5 段	91	10	44.6	↗		
第 6 段	90	11	41.1	↗		
第 7 段	82	12	61.5	↗		
第 8 段	83	7	36.2	→		
第 9 段	84	16	52.9	→		
第 10 段	83	14	55.3	→		
第 11 段	89	9	45.9	↗		
第 12 段	79	16	63.8	↘		
第 13 段	86	13	46.5	→		
第 14 段	86	10	42.5	↗		
第 15 段	84	14	52.6	↗		
第 16 段	95	14	55.6	↗		
第 17 段	75	15	60.0	→		
第 18 段	82	11	55.2	↗		
第 19 段	78	13	58.9	↗		
第 20 段	86	8	41.8	↗		

该井施工结果表明,在高曲率带,由于高排量的低粘度滑溜水压入地层,微裂隙、天然裂缝在高井底压力条件下大量开启,缝内净压力因液体大量滤失而迅速下降导致动态缝宽扩展受限,施工过程中表现出加砂敏感,砂比提升受限影响最终加砂量;反之,低曲率带微裂隙、天然裂缝发育程度相对较低,施工过程中表现为压力低、易加砂、砂比高。

2.2 向斜与背斜构造压裂施工特征区别

A 平台 3 口井位于向斜构造,平均埋深在 3800 m,与其相邻的 B 平台位于背斜构造,平均埋深在 3400 m,两平台水平井均穿行高曲率带,处于向斜区域的 A-1HF 井施工压力 85 MPa 上下(如图 3 所示);处于背斜构造焦页 B-2HF 井施工压力在 60 MPa 上下,两平台压裂井实际施工压力相差 15 MPa

左右(如图 4 所示)。

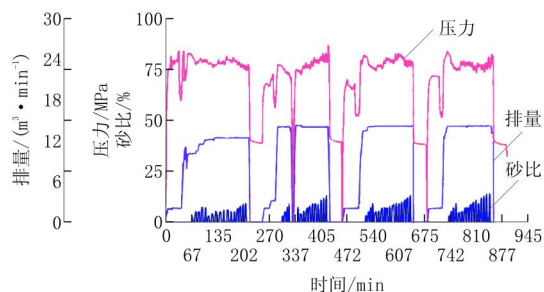


图 3 焦页 A-1HF 第 1~4 段压裂施工曲线

此外,在背斜区域主要受张性应力控制,在向斜区域主要受挤压应力控制,在向斜区域受挤压应力影响裂缝复杂程度低,压裂液在裂缝网络内波及面积有限,压后返排率较背斜区域高。如表 3 所示,A 号

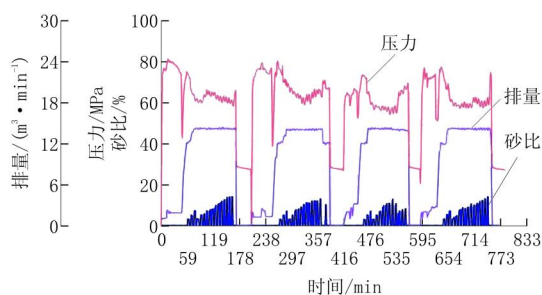


图4 焦页B-2HF第4~7段压裂施工曲线

平台试气期间返排率为8.83%~13.53%,平均为11.01%;而B号平台最高仅为3.08%,平均为2.22%。从试气期间返排率和一点法无阻流量来看,处于向斜构造的井压后返排率高、无阻流量低,而处于背斜构造的井压后返排率低、无阻流量高。

### 2.3 穿行高曲率带同时靠近断层时压裂特征

在靠近断层属于应力松弛区,人工裂缝沿应力松弛区过渡到天然裂缝,在该应力松弛区,由于断层

表3 焦页A平台和B平台返排液统计

井号	压裂总液量/ $m^3$	钻塞期间累计返排量/ $m^3$	放喷期间累计返排量/ $m^3$	求产阶段累计返排量/ $m^3$	试气期间累计返排量/ $m^3$	测试开始时排液情况/ $(m^3 \cdot h^{-1})$	试气结束时排液情况/ $(m^3 \cdot h^{-1})$	试气期间返排率/%	一点法无阻流量/ $(\times 10^4 m^3 \cdot d^{-1})$
焦页A-1HF	44685.9	1277.6	3093.5	275.0	4773.1	22.5	22.5	10.68	7.80
焦页A-2HF	57574.8	1427.8	3261	305.9	5084.7	26.1	23.4	8.83	5.12
焦页A-3HF	54943.2	1363.8	5894.8	173.9	7432.5	15.3	14.3	13.53	2.21
焦页B-1HF	37332.9	64.8	459.3	93.9	687.5	11.8	11.8	1.84	15.97
焦页B-2HF	47321.9	106	544.6	140.5	791.1	16	16.3	1.67	19.23
焦页B-4HF	39065.3	129.6	943.8	41.6	1202.1	5.2	5.2	3.08	8.06
焦页B-5HF	27428.4	67.2	499.95	63.7	630.9	8.2	7.8	2.3	13.42

影响,导致施工压力较低<sup>[5]</sup>。

图5、图6是焦页C-5HF井水平井段穿行高曲率带时同时靠近断层时压裂曲线特征。结合压裂施工曲线可以看出,施工初期,井筒穿行高曲率时,人工裂缝受天然微裂隙多点起裂影响,造成液体滤失分散,净压力不足,初期压力80~85 MPa,排量建立困难,未能达到设计值。然而,中后期人工裂缝突破近井地带后,压力下降明显,特别是第10段和第11段一般施工压力降至60 MPa以下,砂比提升顺畅,最高砂比达到16%,结合这几段井筒斜深4200~4300 m来看,如此低的施工压力表明极有可能沟通该断层,虽然加砂量较理想,但是人工裂缝网络复杂程度差对页岩储层改造不利。

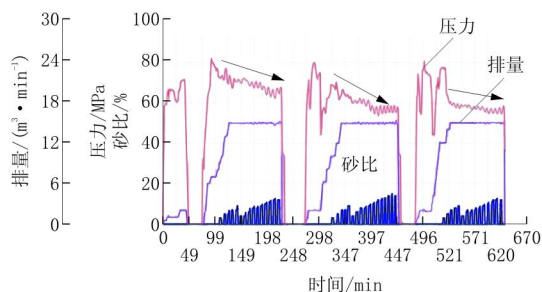


图5 焦页C-5HF第9~11段施工曲线

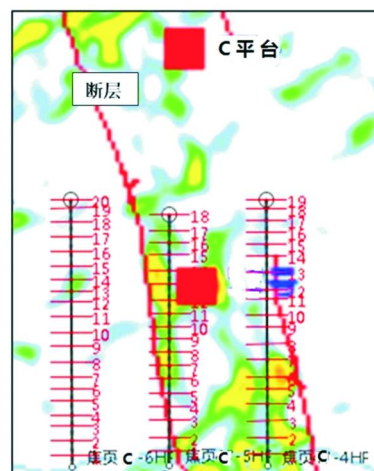


图6 焦页C-5HF井与附近地层关系

由于页岩气藏改造所用压裂液中的低粘度滑溜水占比高<sup>[4]</sup>,在遇到高曲率段压裂施工时,前置液采用低粘滑溜水施工更容易过早地将页岩储层中的微裂隙和天然裂缝压开,导致液体滤失增大,液体效率低。对后期裂缝扩展和加砂带来不利影响<sup>[6]</sup>。如表4所示,D-5HF井第6段和第7段因前置滑溜水造缝缝宽不足,导致40/70目中砂进入地层后即出现压力异常,压力窗口过小而无法正常加砂,被迫多次压裂;而焦页E-2HF井针对高曲率12~14段采用前置胶液施工,前期降滤造缝取得较好效果,施工压力得到有效控制,为后期40/70目中砂进入

## 3 调整对策及效果

### 3.1 前置胶液促进主缝延伸

表 4 前置胶液效果对比

井号	压裂段号	压裂次数	总液量/ m <sup>3</sup>	总砂量/ m <sup>3</sup>	前置胶液量/ m <sup>3</sup>	前置胶泵压/ MPa	一般排量/ (m <sup>3</sup> ·min <sup>-1</sup> )	100 目粉陶/ m <sup>3</sup>	40/70 目支撑剂/ m <sup>3</sup>
焦页 D-5HF	6	1	1398.40	17.69	/	/	12.2~14.2	11.24	6.45
	6	2	536.20	2.87	/	/	12.45~1.0	2.87	/
	7	1	317.10	1.19	/	/	14.0~14.1	1.19	/
	7	2	1147.90	7.36	372.9	58.5~83.8	10.0~14.1	7.36	/
	7	3	508.80	0.19	/	/	12	0.19	/
焦页 E-2HF	12	1	2022.49	55.44	320	58.5~85.3	9.5~14.0	12.39	38.21
	13	1	2035.99	37.16	202	57.2~79.55	14.5	18.16	19
	14	1	2015.26	37.66	300	53.7~88.2	13.5~14.0	17.56	20.10

地层提供了足够的裂缝通道。

因此,对于井筒附近存在高曲率时,应充分考虑前置胶液进行造缝,利用较高粘度的胶液配合排量变化使人工主缝尽可能突破近井地带,减小近井多缝影响而增加深部地层裂缝复杂性<sup>[7]</sup>。图 7 和图 8 表示的是前置胶液量与加砂量以及最高砂比之间的关系,从图中可以看出前置胶液用量与最高砂比和加砂总量之间有一定相关性。现场实践表明,涪陵气田采用前置胶液量超过 200 m<sup>3</sup> 时对于前期主缝扩展,达到“控近扩远”的效果较明显。

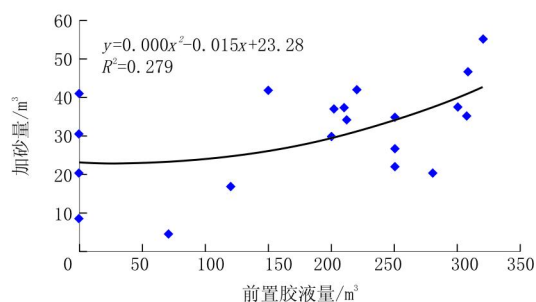


图 7 前置胶液与加砂量关系

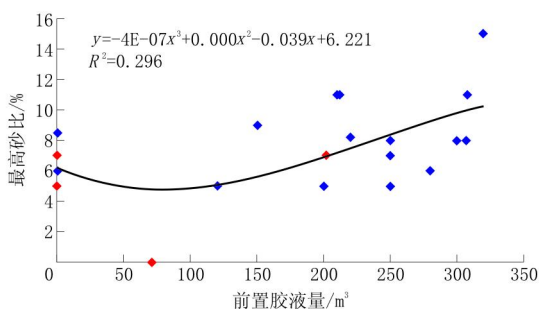


图 8 前置胶液与最高砂比关系

### 3.2 中途转粉陶或胶液促进裂缝转向

在高曲率带施工过程中,当天然裂缝或者微裂隙过多开启时,加砂过程中表现出加砂敏感,可采用中途转粉陶进行暂堵,促使主缝扩展。当主缝过度扩展时,压力往往表现出持续下降的形态,此时,可

利用中途转胶液,提升缝内净压力,克服水平主应力差促使裂缝转向<sup>[8-9]</sup>。

通过对焦页 B 号平台 4 口井进行中途转胶液和转粉陶效果分析,从图 9 中可以看到,整体上中途转胶液和中途转粉陶有效比例最高的 2 口井焦页 B-5HF 和焦页 B-2HF 井产量较另外 2 口井产量要高,施工过程中调整有效性更高。在中途转胶液的 2 口井中效果明显,其中焦页 B-5HF 井试气长度 1330 m,分 16 段进行压裂,转胶段数 12 段,转胶段占比为 75%,测试产量为  $11.47 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d;而焦页 B-4HF 井试气长度 1485 m 分 21 段进行压裂,中途转胶段数 6 段,转胶段占比为 28.5%,对应测试产量为  $9.21 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d。

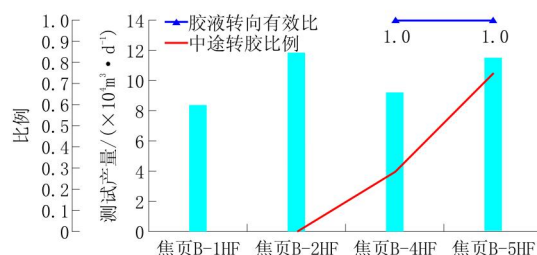


图 9 中途转胶液效果对比

从图 10 中可以看到,焦页 B-1HF、焦页 B-2HF、焦页 B-4HF 这 3 口井采用中途转粉陶技术,结果表明中途转粉陶段数越多不代表改造效果越好,而跟粉陶封堵转向有效比有关系,有效比例越高对于提高人工裂缝封堵转向越有利,形成的裂缝越复杂。

### 3.3 暂堵剂封堵大尺度裂缝

天然裂缝对人工裂缝的影响关系已经有较多研究成果<sup>[10-11]</sup>,陈勉等人的研究成果表明人工裂缝将沿着阻力最小的一侧扩展,之后有可能重新起裂向垂直于最小主应力的方向继续扩展,也有可能因压力增大而暂时止裂,对于页岩储层压裂时裂缝通过

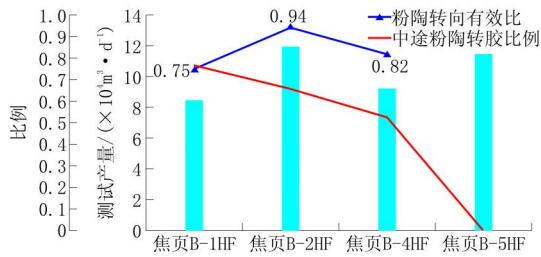


图10 中途转粉陶效果对比

在天然裂缝处转向更加复杂。涪陵气田现场实践中通过加粉陶或者中途转胶液进行封堵大尺度裂缝,促进裂缝转向成功率低。针对有明显天然裂缝的情况,通过加入暂堵剂在优势通道中形成滤饼进行封堵,大幅度提升净压力促进人工裂缝转向,避免由于沟通断层导致改造复杂程度差。焦页F-6HF井通过采用前置阶段加入胶液造缝,70/140目粉陶段塞降滤封堵,前置阶段顶替段塞时分两次加入暂堵剂进行暂堵,中后期裂缝延伸阶段采用滑溜水携砂的泵注工艺取得了较好施工效果,图11为加入暂堵剂暂堵效果的施工曲线。

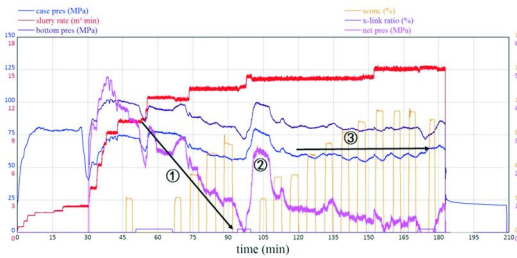


图11 暂堵剂暂堵效果压裂施工曲线

将施工曲线分为3个阶段:

(1)在加完粉陶段塞进行打磨后施工压力降至58 MPa,表明高净压力开启了大范围的弱面缝,形成复杂裂缝,液体滤失大,净压力快速下降;

(2)投送暂堵剂后净压力突增23 MPa,分析是暂堵剂、胶液、排量3个方面影响大幅度提升了净压力,主要还是因为暂堵剂实现了有效封堵;

(3)后期加砂顺利,压力逐渐爬升,尾追30/50目粗砂 $3.5 \text{ m}^3$ ,表明复杂裂缝系统缝宽相对较宽,暂堵剂封堵效果明显。

#### 4 结论

(1)页岩气井水平井筒穿行高曲率带时对于压裂施工有较大影响,通过对西南区单井曲率值求和以及提取井段平均曲率值对单井穿行高曲率带进行量化表征,当井段平均曲率值 $>0.0025$ 时测试产量

与井段平均曲率值呈近似负相关关系。

(2)向斜构造区域同时受挤压应力导致形成复杂裂缝网络的难度增大,施工压力较背斜区域平均高7~8 MPa,返排率平均为11.01%明显高于背斜区域,形成的裂缝复杂化程度较背斜区域低。

(3)涪陵气田现场施工经验表明:在高曲率地区采用前置胶液能够减小因初期液体滤失带来的施工困难,统计结果表明当胶液量 $>200 \text{ m}^3$ 时,利于人工裂缝突破近井地带且增加缝宽。

(4)根据不同的施工井况采用中途转粉陶来封堵微裂缝减小滤失促进裂缝转向,或者中途转胶液提升缝内净压力促进裂缝复杂化均取得了一定效果。当附近发育大尺度裂缝和断层时,为了避免沟通断层,需要适时加入暂堵剂进行封堵,强制裂缝转向。

#### 参考文献:

- [1] Yamina E. Aimene, John A. Nairn. Modeling Multiple Hydraulic Fractures Interacting with Natural Fractures Using the Material Point Method [R]. SPE 167801, 2014.
- [2] Yamina E. Aimene, John A. Nairn. Predicting Microseismicity from Geomechanical Modeling of Multiple Hydraulic Fractures Interacting with Natural Fractures - Application to the Marcellus and Eagle Ford [R]. SPE 1923762, 2014.
- [3] 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.
- [4] 王志刚, 孙健. 涪陵页岩气田试验井组开发实践与认识[M]. 北京: 中国石化出版社, 2014, 12: 243-278.
- [5] 郭建春, 尹建, 赵志红. 裂缝干扰下页岩储层压裂形成复杂裂缝可行性[J]. 岩石力学与工程学报, 2014, 33(8): 1589-1596.
- [6] 邹雨时, 张士诚, 马新仿. 页岩气藏压裂支撑裂缝的有效性评价[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 52-55.
- [7] 曾义金, 陈作, 卞晓冰. 川东南深层页岩气分段压裂技术的突破与认识[J]. 天然气工业, 2016, 36(1): 61-67.
- [8] 贾长贵, 路宝平, 蒋廷学, 等. DY2HF深层页岩气水平井分段压裂技术[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(2): 87-90.
- [9] 刘华杰, 张志强, 周天春, 等. 四川深层页岩气藏压裂工艺研究和先导性实验性分析[J]. 石油钻采工艺, 2014, 34(5): 71-74.
- [10] 张士诚, 牟松茹, 崔勇. 页岩气压裂数值模拟分析[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 81-84.
- [11] 陈勉. 页岩气储层水力裂缝转向扩展机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2013, 37(5): 88-94.
- [12] 赵明琨, 舒曼, 李永成, 等. 涪陵页岩气田生产套管防漏堵漏技术对策与实践[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2016, 43(7): 37-41.
- [13] 张金成. 涪陵页岩气田水平井组优快钻井技术[J]. 探矿工程(岩土钻掘工程), 2016, 43(7): 1-8.