

# 平桥南区块页岩气井井下节流技术研究与现场应用

袁航,谷红陶,李佳欣

(中国石化华东油气分公司南川页岩气项目部,重庆 408400)

**摘要:**传统的页岩气田地面流程,尽管可以有效解决水合物堵塞问题,但在气田安全生产、绿色经济开发等方面暴露出诸多问题。井下节流技术可以有效简化地面流程,减小投资成本,降低地面试气安全风险,确保现场安全,但由于地质条件及气液产出规律等因素影响,尚未在国内外页岩气田中推广应用。通过分析井下节流技术在平桥南区高压页岩气井中的适用条件,对比该技术应用前后单井气量、压力变化情况,明确了井下节流器的下入深度、孔径及下入时机,证明该项技术不但可以有效避免平桥南区高压页岩气井生产前期水合物形成,而且可以大幅降低井口及地面管线压力,简化地面流程,具有显著的经济价值和良好的应用前景。

**关键词:**平桥南区块;井下节流技术;高压页岩气井;气嘴;低压集气

中图分类号:TE37

文献标识码:A

## Research and field application of downhole throttling technology for shale gas wells in south block of Pingqiao area

YUAN Hang, GU Hongtao, LI Jiaxin

(Shale Gas Project Department of Nanchuan, East China Oil and Gas Company, SINOPEC, Chongqing 408400, China)

**Abstract:** Although the traditional surface process of shale gas field can effectively solve the problem of hydrate blockage, there are still many other problems such as safety production and green economy development existing in gas fields. The downhole throttling-technology can simplify the ground flow, lower the cost of investment, reduce the risk of gas test on the ground, and ensure on-site safety. However, due to the influence of geological conditions and the production rule of gas and liquid, it has not been applied in shale gas fields at home and abroad. By analyzing the applicable conditions of downhole throttling technology in high-pressure shale gas wells in south block of Pingqiao area, and comparing changes of gas volume and pressure before and after the application of this technology for single well, and the downhole depth, aperture and downflow time of downhole throttling were clarified. The results proved that this technology could not only effectively avoid the formation of hydrates in the high-pressure shale gas wells in south block of Pingqiao area, but also significantly reduce the pressure of the wellhead and the ground pipeline, simplify the ground flow, and have significant economic value and good application prospects.

**Key words:** south block of Pingqiao area, downhole throttling technology, high-pressure shale gas wells, simplification of processes, gas mouth, low pressure gas gathering

平桥南区块位于重庆市南川区境内,构造上位于川东高陡褶皱带万县复向斜内的平桥背斜中南部,含气页岩段资源量为 $395.50 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,资源丰度 $10.30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ,气藏类型为中深—深层、高压、干气页岩气藏,页岩目的储层埋深(垂深)2 600 ~ 3 800 m。

自2016年起,华东油气分公司在平桥南区块进行页岩气勘探开发工作,已试获多口页岩气高产井,测试产量均超 $20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,其中JY200-1HF井计算无阻流量 $89.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,显示出平桥南区块良好的页岩气开发潜力。

收稿日期:2019-03-18。

作者简介:袁航(1983—),男,硕士,工程师,非常规资源勘探开发研究工作。通讯地址:重庆市南川区渝南大道10号南川页岩气项目部,邮政编码:408400。E-mail:yuanh.hdsj@sinopec.com

## 1 传统地面流程现场存在问题

平桥南区高压页岩气井投产初期采用传统的“井口—加热炉(含调压撬)—分离器—深度脱水装置”地面流程,高压井口气通过加热炉两级加热节流降压,经分离器初步脱水、分子筛深度脱水后集中外销。尽管该流程可以有效解决水合物堵塞问题,实现气井平稳正常生产,但在安全生产、绿色经济开发等环节也暴露出较大问题。

1) 传统生产流程一般采用地面节流,由于节流后压力剧减,气体温度大幅降低,易产生冰堵现象。因此,通常需采取加热炉加热同时配合注醇等方式减少水合物的形成。由于加热炉有明火存在,需严格保证井场易燃易爆范围内无可燃气体存在。

2) 加热炉的购价约为40万元/套,单台平均燃气耗量为50 m<sup>3</sup>/h,按目前商品气价计算,单台年运行燃料成本至少75万元。此外,每年单台加热炉因燃烧而产生的碳排放量将高达920 t,有悖于页岩气田绿色开发的理念。

3) 平桥南区页岩气井投产初期井口压力高,平均为28.2 MPa,井口至加热炉段需铺设高压输气管线。较高的井口及地面集输压力增加了现场井控风险及管理难度,不利于现场安全。

井下节流技术在常规油、气井中已得到成功应用<sup>[1]</sup>。但在非常规气井,尤其是高压页岩气井中尚未应用推广。气井井下节流就是将节流器安装于油管的适当位置来实现井下节流,充分利用地热对节流后的天然气加热,使节流后的气体温度基本恢复至节流前温度,从而改变天然气水合物的生成条件,对于防止水合物生成起到了积极的作用<sup>[2]</sup>。2017年,平桥南区块按照“井口不加热、冬季不注醇、管线不保温”的高压气井低压集气新思路,首次在高压页岩气井中开展了井下节流技术试验并取得良好的应用效果。随即在全工区推广应用,逐步形成了一套行之有效的低压集气新模式,大大降低了投资成本、保证安全平稳生产,使平桥南区块低成本经济开发取得实质性的进展。

## 2 平桥南区井下节流技术适应性分析

井下节流技术的应用与储层埋深和气液产出规

律相关。由于气体节流后的温度与井下节流器下入位置的井温有关,当储层埋藏较浅时,上覆地层温度较低,使得节流后气体温度低于对应压力条件下水合物形成的初始温度,无法起到防止水合物形成的作用。当返排液量较大时,井下节流不利于返排液及时产出,不但易产生井底积液,而且占据气体产出通道,对气井产量有较大的影响,同时影响气嘴使用寿命。平桥南区高压页岩气井储层埋深主体位于2 600~3 800 m,根据平桥南区测试资料,平均地温梯度为2.4 °C/100 m,保证了节流后地层的高温加热作用。气井返排液整体表现出初期大一前中期少(或无)—后期逐渐增加的稳定变化趋势,气井存在较长的无水或少水期。因此,平桥南区高压页岩气井具备应用井下节流技术的先决条件。

### 2.1 下入深度及孔径

当井下节流器下入超过一定深度时,随着地温的增加,节流后气流温度就能保证在水合物形成温度之上,水合物便不会形成。因此,这一深度即为井下节流器下入深度的上限值,即:

$$L_{\min} \geq M_0 \left[ (t_h + 273) \beta_k^{-Z(K-1)/K} - (t_0 + 273) \right] \quad (1)$$

式中: $L_{\min}$ 为节流器下入深度的上限值,m; $M_0$ 为地温增率即地温梯度的倒数(平桥南区根据测试资料取地温梯度2.4 °C/100 m),m/°C; $t_h$ 为水合物形成温度(由水合物预测曲线),°C; $t_0$ 为地面平均温度,°C; $\beta_k$ 为临界压力比(取经验值0.546); $K$ 为天然气的绝热系数(取经验值1.3); $Z$ 为节流器入口处气体偏差系数及压缩因子(取经验值0.92)<sup>[3]</sup>。由式(1)计算可知,平桥南区井下节流器下入深度的上限值为1 560 m。当投放位置较深时,由于地层温度和压力都逐渐升高,将影响井下节流器使用寿命,同时对后期节流器钢丝绳打捞造成不便。因此,根据平桥南区页岩气井井身结构特点,同时结合现场经验,按理论计算结果20%增量,最终确定井下节流器下入位置为1 800 m处。

为实现气井经济有效开发,根据配产要求必须合理确定井下气嘴直径大小。气量计算公式为<sup>[3]</sup>:

$$q_{\max} = \frac{4.066 \times 10^3 p_1 d^2}{\sqrt{\gamma_g T_1 Z_1}} \sqrt{\left(\frac{K}{K-1}\right) \left[ \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{2}{K-1}} - \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{K+1}{K-1}} \right]} \quad (2)$$

式中: $q_{\max}$ 为临界流状态下的最大流量,m<sup>3</sup>/d; $d$ 为气嘴直径,mm; $p_1$ 为节流前气体压力(井下压力计),MPa;

$\gamma_g$ 为天然气相对密度(取经验值0.6); $T_1$ 为气嘴入口处温度(实测),K; $Z_1$ 为在气嘴入口处的气体偏差系数(取经验值0.92)。

由公式(2)可以看出,气体在临界流动条件下,当压力一定时,最大产气量随气嘴直径的增大而增大。而气嘴直径一定时,最大产气量随着压力的减少而减少。气嘴直径过大将导致产量过高、压力衰减过快,不利于气井持续有效开采。因此,合理确定井下气嘴直径大小对于实现气井经济、合理、科学开发至关重要。

由式(2)可得气嘴直径计算公式(3),根据气井测试期间产量及生产压力变化情况,当确定合理配产数值( $q_{max}$ )后带入公式(3)中即可计算出下入井下气嘴的直径大小<sup>[3]</sup>。

$$d = \left( \frac{1}{4.066 \times 10^3} \right)^{\frac{1}{2}} \left( \frac{q_{max}}{p_1} \right)^{\frac{1}{2}} \left( Z_1 T_1 \gamma_g \right)^{\frac{1}{4}} \left( \frac{K}{K-1} \right)^{\frac{1}{4}} \times \left[ \left( \frac{2}{K+1} \right)^{\frac{2}{K-1}} - \left( \frac{2}{K+1} \right)^{\frac{K+1}{K-1}} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (3)$$

### 2.2 理论携液率

理论携液率是指在特定产量下气井通过自身能量达到的最高携液率,是利用 Hagedorn-Brown 方法计算得到的在一定气体流速条件下井段内气流能够携带的最大液相体积与相应井段井筒体积之比<sup>[4-5]</sup>。实际携液率是指在特定气量下井筒实际发生的携液率,是生产气井中一定井段内不发生滑脱的情况下实际存在的液相体积与相应井段井筒体积之比。对理论携液率和实际携液率进行比较,如果整个井筒内实际携液率均小于理论携液率,那么在该产量条件下气井能够正常携液生产。因此,通过计算理论携液率与实际携液率差值来选择实际携液率远小于理论携液率的井下入井下节流器可以保持气井长期稳定生产,大大延缓井底积液的发生。而当实际携液率与理论携液率相近时,由于气嘴节流作用,为防止井底积液的快速产生,不建议下入井下节流器。

理论携液率是通过 Hagedorn-Brown 方法,利用液体速度数、气体速度数、管子直径数和液体黏度数共4个无因次参数,通过与井筒压力的耦合迭代计算得到4个参数后,进行图版查询可以得到理论携液率( $H_t$ )<sup>[3]</sup>。在查出理论携液率后,根据实际携液率定义和气液两相流的压力基本方程可以推导出实际携液率计算公式(4)。

$$H_{ia} = V_w / [V_w + GLRV_w (0.101 325 Z T / 293 p Z_{sc})] = [1 + GLR (0.101 325 Z T / 293 p Z_{sc})] \quad (4)$$

式中: $H_{ia}$ 为实际携液率; $V_w$ 为单位管长液相体积, $m^3$ ; $GLR$ 为气液比, $m^3/m^3$ ; $p$ 为计算井深压力,MPa; $T$ 为计算井深温度,K; $Z$ 为在 $p$ 、 $T$ 条件下气体的压缩系数; $Z_{sc}$ 为标准条件下气体的压缩系数,无因次<sup>[3]</sup>。

以JY200-3HF井为例(表1),该井投产初期结合流压测试结果,计算出该井实际携液率最大值约为0.015%远小于理论计算携液率。即整个井筒实际携液率均小于理论计算值,证明该井可以保持正常携液生产,在下入井下气嘴时,不会造成井底积液,影响单井携液效果<sup>[4-8]</sup>。

表1 JY200-3HF井理论携液率与实际携液率对比  
Table 1 Comparison between theoretical and actual liquid holding rates of well JY200-3HF

井深/m	压力/MPa	温度/℃	理论携液率,%	实际携液率,%	产气量/ $m^3$	产液量/ $10^4 m^3$
0	25.61	35.00	0.030	0.007 2		
294.93	26.19	40.72	0.045	0.007 3		
579.82	26.82	46.58	0.062	0.007 8		
881.83	27.49	53.43	0.087	0.008 2		
1 183.96	28.15	60.68	0.099	0.008 7	92 090	10.42
1 466.85	28.82	67.69	0.104	0.009 1		
1 764.18	29.43	74.94	0.115	0.009 8		
2 010.31	30.09	79.83	0.123	0.011 2		
2 050.70	30.22	80.68	0.127	0.013 0		
2 104.80	30.38	81.74	0.129	0.014 7		

### 2.3 下入时机

高压页岩气井生产的基本特征表现为投产初期产气量、产液量大,随后产气量、产液量快速递减并趋于稳定进入缓慢递减阶段,初始气量降幅约为初始产气量的45%~55%(图1)。无论是采用定压生

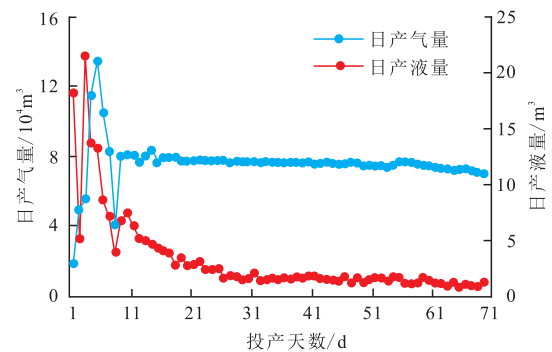


图1 JY195-1井投产初期产气、产液曲线

Fig. 1 Gas production and liquid production curves of well JY195-1 at the initial stage of production

产还是定产生产模式,总伴随着气量或压力的逐步递减过程<sup>[9-11]</sup>。平桥南区页岩气井生产过程大致可分为4个阶段<sup>[12-15]</sup>。

1) 放喷测试阶段:该阶段以高产液、高产气为主要特征,如在该阶段下入油管(含井下气嘴),由于井下气嘴的节流作用一方面将导致单井测试产量偏低、无法获取真实产能,另一方面将阻碍初期大量返排液的快速排出,导致井底积液快速形成。

2) 初期生产阶段:该阶段转油管生产,以产气量(或压力)迅速下降为主要特征,在实际携液率小于理论携液率的井中下入井下节流器,由于气嘴节流作用一方面有利于保持生产压力持续平稳,防止压力的快速递减。另一方面可以有效降低井口压力,维持地面低压力运行系统,大大降低地面流程高压运行风险。

3) 稳定生产阶段:该阶段以产气量和压力相对平稳或呈缓慢下降为主要特征,井口压力一般降至10~14 MPa,通过井口节流装置完全可以实现气体的节流调压且不发生“冰堵”现象,该阶段以油管生产最为合适,不建议再下入井下节流器。

4) 后期衰竭阶段,该阶段产气量较低,且井口压力近于或低于外输压力,需要通过排水采气和增压采气等措施维持气井正常生产。

综上所述,井下节流器的下入最佳时机应为气井生产的放喷测试结束后转油管进流程生产阶段。而在稳定生产且井口压力低于14 MPa后,可考虑择机取出井下气嘴,加大气井排液效果。

### 3 平桥南区井下节流技术现场应用

平桥南区块自2017年起开始进行井下节流工艺应用试验,截至2019年3月,已在20口井应用了该项技术,取得了较好的效果。

#### 3.1 减缓压力衰竭,实现高效产气

平桥南区页岩气生产井自采用井下节流技术后,套压、油压下降趋势平稳、速率逐步减缓,套压平均由29 MPa下降至21 MPa后趋于平稳,三日降幅不超过0.1 MPa。油压维持在4.1~4.3 MPa稳定生产,产气量持续稳定。以JY194-1HF井为例(图2),自该井下入井下气嘴后,100 d后套压由28.2 MPa下降至21.4 MPa,前期下降速率为0.1 MPa/d,后期下降速度

明显减缓为0.035 MPa/d。归一化对比下入和未下入井下节流器的页岩气井套压下降速率可以看出(图3),JY197平台生产井下入井下节流器后,套压下降幅度明显低于未下入井下节流器的JY199-4HF井。由此可见,当下入井下气嘴后,生产井套压下降速度明显减缓,产气量持续稳定,符合气井开发稳产规律。

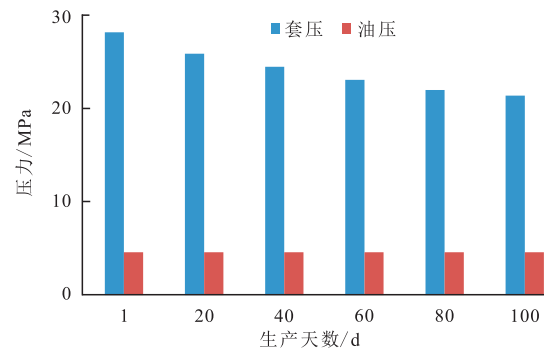


图2 JY194-1HF井井口压力变化

Fig. 2 Change of wellhead pressure of well JY194-1HF

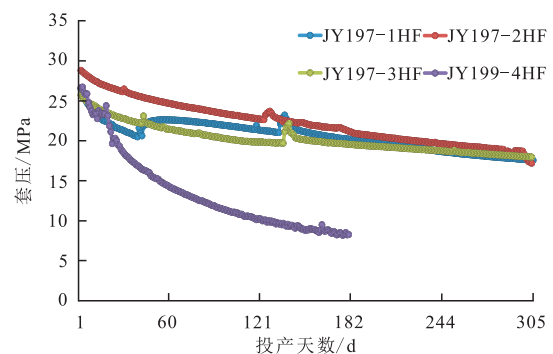


图3 下入及未下入井下节流器气井套压变化情况对比

Fig. 3 Comparison of casing pressure change between gas wells with and without downhole throttling

#### 3.2 降低管线压力,简化地面流程,节省建设投资

平桥南区块通过井下节流装置的应用大幅度降低了井口和地面管线的运行压力(表2),节流前后的平均油压由24.76 MPa降为4.292 MPa。在这个压力下,可以直接采用低压管线集气流程,大大提升地面生产安全,同时避免了采用高压流程生产造成不必要的管线浪费。采用井下节流器后,采气井口采用针型阀进行压力微调控制,确保气井平稳生产。现场试验表明,该技术在平桥南区块的成功应用,大大简化了地面流程,取消了加热炉、调压撬等装置,同时井口至原加热炉间由高压管线改配为低压管线,

表2 平桥南区块井下节流前后压力变化  
Table 2 Pressure changes before and after downhole throttling of South block in Pingqiao

井号	节流前油压/ MPa		节流后油压/ MPa		节流前后油压差/ MPa	
	最大	平均	最大	平均	最大	平均
JY194-1	29	25	4.6	4.4	24.2	20.6
JY194-2	30	25	4.7	4.35	25.3	20.65
JY194-3	31	25.2	4.6	4.26	26.4	20.94
JY195-1	28.5	24	4.8	4.28	23.7	19.72
JY195-2	29	24.6	4.4	4.17	24.6	20.43
平均	29.5	24.76	4.62	4.292	25.21	20.47

自平桥南区块推广应用井下节流装置以来,单井地面建设投资较原设计平均节省28万元,降低了建设投资与生产成本。

### 3.3 防止“冰堵”产生,提高生产效率

通过天然气水合物P-T图回归经验公式,对平桥南区块页岩气井井下节流试验前后水合物形成温度进行统计,计算结果见表3。

表3 平桥南区块井下节流前后水合物形成温度对比  
(冬季温度按0℃计算)

Table 3 Comparison of temperature of hydrate formation before and after downhole throttling of South block in Pingqiao  
(The temperature in winter is calculated by 0℃)

井号	试验前		试验后	
	平均油压/ MPa	水合物形成 温度/℃	平均油压/ MPa	水合物形成 温度/℃
JY194-1	27	21.62	4.3	8.63
JY194-2	28	22.01	4.26	8.55
JY194-3	26	20.97	4.32	8.74
JY195-1	27	21.62	4.18	8.32
JY195-2	26	20.97	4.22	8.47
平均	26.8	21.44	4.26	8.54

由表3可知,当下入井下气嘴前井口平均油压为26.8 MPa时,水合物形成温度大于20℃。井口温度计实测数据表明,正常生产时,平桥南区气井井口气流温度为22~24℃,存在很大的水合物形成堵塞管线风险。若发生“冰堵”,必须立即关井采取措施,将严重影响气井生产效率。当下入井下气嘴后,井口油压平均为4.26 MPa,对应水合物形成温度为8.54℃,大大降低了水合物的形成条件,有效防止了

水合物的形成,提高了单井生产效率。

### 3.4 井下节流技术应用优化

在井下节流技术的应用过程中,也暴露出该项技术存在配产调整作业成本高和井下压力监测困难等方面的问题。为此,通过技术攻关,一是自主研发出了井口气嘴套,采用“井下+井口”双气嘴调压控产模式,在井下下入大尺寸节流气嘴,井口装入小尺寸气嘴,根据配产需要可适时对井口气嘴进行更换,大大减少更换井下气嘴所需的作业费用;二是引入高压液面测试仪进行环空液面测试,定期监测,判断井下压力变化情况。两者均取得了良好的应用效果。

## 4 结论

1) 对于高压页岩气井,井下节流技术大幅度降低了井口及地面管线运行压力,采用低压管线集气流程,取消加热炉和调压撬等地面配套装置,简化和优化了地面流程,提升现场现场安全。同时大幅度降低了平台建设投资,为平台无人值守管理模式提供了必要条件。

2) 井下节流技术在生产前期可以提高气流携液能力,实现地面压力系统自动调配,延缓气藏压力衰减速度,有利于保护气层,实现气井平稳、正常生产。同时有效解决了水合物的堵塞问题,从而实现了管线不注醇、不保温,具有显著的经济效益。

3) 理论携液率和实际携液率是判断井下节流器取出时机的主要判断依据之一。井下节流器的下入最佳时机为放喷测试结束后转油管进流程生产阶段。而在稳定生产后期,井口压力降低后可考虑择机取出井下气嘴,加大气井排液效果,放大生产压差,提高生产时效。

4) “井下+井口”双气嘴调压控产模式,可以根据配产需要适时对井口气嘴进行更换,减少更换井下气嘴所需的作业费用;配合高压液面测试仪进行环空液面测试,可以有效判断井下压力变化情况,为生产制度调整提供必要依据。

#### 参考文献

- [1] 吴革生,王效明,韩东,等.井下节流技术在长庆气田试验研究及应用[J].天然气工业,2005,25(4):65-67.
- [2] 金忠臣,杨川东,张守良,等.采气工程[M].北京:石油工业出版社,2004:294-335.

- [3] 张琪. 采油工程原理与设计[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2000: 63-68.
- [4] 陈强, 王怒涛, 阮开贵, 等. 页岩气井产量递减分析方法选择研究[J]. 油气藏评价与开发, 2018, 8(2): 76-79.
- [5] 魏晋秦. 气井井下节流排水采气工艺难点及优化[J]. 化工设计通讯, 2019, 45(2): 239.
- [6] 陈真, 张红亮, 王文君. 气井井下节流排水采气工艺技术探讨[J]. 辽宁化工, 2019, 48(2): 166-168.
- [7] 董长新. 井下节流工艺在涪陵页岩气井中的应用效果研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019, 39(2): 248-250.
- [8] 陈冠举. 中国页岩气地面集输工艺技术研究[J]. 现代化工, 2018, 39(8): 185-188.
- [9] 任基文, 黎昌波, 李波. 浅析天然气井下节流技术应用研究[J]. 石化技术, 2018, 25(6): 195.
- [10] 夏海帮, 袁航, 岑涛. 彭水区块页岩气生产井排采方式研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2014, 42(4): 21-26.
- [11] 谷红陶, 袁航, 夏海帮. 彭水页岩气水平井中靶技术与应用[J]. 油气藏评价与开发, 2015, 5(6): 76-80.
- [12] 田戈江. 页岩储层流体赋存状态及其地质主控因素分析—以涪陵龙马溪组页岩气为例[J]. 江汉石油职工大学学报, 2019, 32(1): 1-4.
- [13] 郭旭升. 四川盆地涪陵平桥页岩气田五峰组—龙马溪组页岩气富集主控因素[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(1): 1-10.
- [14] 刘方圆. 涪陵页岩气田焦页 XHF 井生产动态分析及建议[J]. 地质科技情报, 2018, 37(3): 196-201.
- [15] 姜昊坤. 涪陵页岩气产能变化规律及合理配产研究[J]. 江汉石油职工大学学报, 2018, 31(1): 21-22.

(编辑 尹淑容)

(上接第 82 页)

于压裂施工整体提速提效。

## 4 结论

1) 影响可溶桥塞压裂性能和溶解性能的主要因素有温度、溶液矿化度和溶解时间; 室内实验结果表明, 矿化度越高、温度越高, 可溶桥塞溶解速率越快。

2) 可溶桥塞在 NC-3HF 井进行试验应用, 能够满足目前南川页岩气田大规模水力加砂压裂的需求, 压裂可靠性较高; 探塞验证结果表明, 耐温 93 ℃ 系列的可溶桥塞完全溶解, 耐温 120 ℃ 系列的可溶桥塞部分溶解, 井温是优选可溶桥塞的关键因素。

3) 与传统复合桥塞相比, 使用可溶桥塞单井可节约成本 108.7 万元, 验证了可溶桥塞在页岩气井分段压裂中的可行性和经济性, 对国内外页岩气井压裂施工降本增效有良好的应用推广价值。

### 参考文献

- [1] 张弛. 涪陵页岩气田平桥区块深层气井压裂工艺优化与应用[J]. 岩性油气藏, 2018, 30(6): 163-171.
- [2] 任勇, 叶登胜, 李剑秋, 等. 易钻桥塞射孔联作技术在水平井分段压裂中的实践[J]. 石油钻采工艺, 2013, 35(2): 90-93.
- [3] 钟诗宇, 关馨, 王小红. 水平井分段压裂用桥塞研究现状及发展趋势[J]. 新疆石油科技, 2018, 28(3): 39-42.
- [4] 匡立新, 刘卫东, 甘新星, 等. 涪陵平桥南区块页岩气水平井钻井提速潜力分析[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(4): 16-22.
- [5] 陈海力, 邓素芬, 王琳, 等. 免钻磨大通径桥塞技术在页岩气水平井分段改造中的应用[J]. 钻采工艺, 2016, 39(2): 123-125.
- [6] 逢仁德, 崔莎莎, 韩继勇, 等. 水平井连续油管钻磨桥塞工艺研究与应用[J]. 石油钻探技术, 2016, 44(1): 57-62.
- [7] FRIPP M, WALTON Z. Degradable metal for use in a fully dissolvable frac plug[C]// paper OTC-27187-MS presented at the Offshore Technology Conference, 2-5 May 2016, Houston, Texas, USA.
- [8] 杨小城, 李俊, 邹刚. 可溶桥塞试验研究及现场应用[J]. 石油机械, 2018, 46(7): 94-97.
- [9] 刘辉, 邓千里, 尹强, 等. 可溶桥塞技术在页岩气井套管测漏中的应用[J]. 石油机械, 2018, 46(4): 98-100.
- [10] 喻成刚, 刘辉, 李明, 等. 页岩气压裂用可溶性桥塞研制及性能评价[J]. 钻采工艺, 2019, 42(1): 74-76.
- [11] 张新, 张奎. 镁合金腐蚀行为及机理研究进展[J]. 腐蚀科学与防护技术, 2015, 27(1): 78-84.
- [12] 王林, 平恩顺, 张建华, 等. 可降解桥塞研制及其承压性能试验[J]. 石油机械, 2017, 45(2): 64-67.
- [13] 李先文, 朱葛中, 陈小娟. 双酚硫化助剂 LCA 在氟橡胶中的应用[J]. 特种橡胶制品, 2011, 32(6): 36-38.
- [14] 平恩顺, 王林, 邹鹏, 等. 分段压裂工具用可降解金属材料降解性能研究[J]. 石油化工应用, 2017, 36(2): 139-142.

(编辑 柳超超)