

引用格式:房大志,马伟竣,谷红陶,等.南川区块平桥地区页岩气井生产阶段划分与合理生产方式研究[J].油气藏评价与开发,2022,12(3):477-486.

FANG Dazhi, MA Weijun, GU Hongtao, et al. Research on production stage division and reasonable production mode of shale gas well in Pingqiao area of Nanchuan Block[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 477-486.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2022.03.010

南川区块平桥地区页岩气井生产阶段划分 与合理生产方式研究

房大志,马伟竣,谷红陶,卢比,胡春锋
(中国石化重庆页岩气有限公司,重庆 408400)

摘要:在不同的生产阶段采取对应的生产方式是实现页岩气高效生产的有效手段。南川区块平桥背斜南区为常压页岩气,产量和井口压力相对较低,需要进一步优化生产方式。为此,通过分析平桥背斜南区30口常压页岩气井不同阶段生产特征,总结合理的生产方式。研究表明:平桥背斜南区常压页岩气井可划分为控压生产、提产携液、间歇生产、增压开采和低压低产5个生产阶段。在控压生产阶段按“保压+排液”原则,采用井下油嘴生产方式提高自喷生产周期;在提产携液阶段取出井下油嘴提产带液,防止气井积液;在间歇生产阶段采用气举、泡排等措施提高气井携液能力;在增压开采阶段采用压缩机地面增压,降低管输压力的影响;在低压低产阶段采用射流泵等低成本排水采气工艺。通过细分页岩气井生产阶段,采取合理生产方式,在平桥背斜南区常压页岩气井取得较好效果,可为盆缘复杂构造区常压页岩气开发提供借鉴。

关键词:页岩气;生产特征;生产阶段;生产方式;常压;南川区块

中图分类号:TE371

文献标识码:A

Research on production stage division and reasonable production mode of shale gas well in Pingqiao area of Nanchuan Block

FANG Dazhi, MA Weijun, GU Hongtao, LU Bi, HU Chunfeng

(Sinopec Chongqing Shale Gas Co., Ltd, Chongqing 408400, China)

Abstract: It is an effective way to realize efficient production of shale gas to adopt corresponding production mode in different production stages. The southern area of Pingqiao anticline in Nanchuan Block is a normal pressure shale gas reservoir with relatively low production and wellhead pressure, so the production mode needs to be further optimized. By analyzing the production characteristics of 30 wells in different stages in the southern area of Pingqiao, the reasonable production mode is summarized. The results show that the shale gas well can be divided into five production stages: pressure control, production increase and liquid carrying, intermittent production, pressurized production and low pressure and low production. In the stage of pressure control production, the principle of “keeping pressure + discharging liquid” is adopted to run downhole choke to improve the production cycle. The downhole choke is taken out to prevent the gas well from accumulating liquid in the stage of increasing production and carrying liquid. Measures such as gas lift, foam drainage are adopted in the intermittent production stage. Compressor is used to reduce the influence of pipeline gas transmission pressure in the pressurization stage. Low cost drainage technology such as jet pump is adopted in the stage of low pressure and low production. The mode has achieved good application effect in the south area of Pingqiao, which can provide reference for the development of normal pressure shale gas reservoir in the complex structural area of basin margin.

Keywords: shale gas; production characteristics; production stages; mode of production; normal pressure; Nanchuan Block

收稿日期:2020-11-30。

第一作者简介:房大志(1984—),男,硕士,副研究员,主要从事非常规油气开发方面的工作。地址:重庆市南川区渝南大道10号传媒中心
中国石化重庆页岩气有限公司,邮政编码:408400。E-mail:fangdz.hdsj@sinopec.com

基金项目:国家科技重大专项“彭水地区常压页岩气开发技术政策及气藏工程方案”(2016ZX05061-016);中国石化十条龙重大科技项目“南川复杂构造带页岩气勘探开发关键技术”(P19017-3)。

目前,中国页岩气开发主要集中在四川盆地及其周缘,目前累计提交探明储量 $1.79 \times 10^{12} \text{ m}^3$,发现了涪陵、长宁—威远、威荣、昭通等页岩气田。近年来,中国石化在四川盆地东南缘发现了南川、丁山、林滩场、武隆、彭水等页岩气藏有利目标,资源量为 $1.6 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。根据国家标准《天然气藏分类标准:GB/T 26979—2011》,按照压力系数可将页岩气藏划分为低压、常压、高压和超高压4种类型,其中常压气藏压力系数为 $0.9 \sim 1.3$,高压气藏压力系数为 $1.3 \sim 1.8$ 。目前已成功开发的页岩气田主要为高压及超高压页岩气:中国石化涪陵页岩气田焦石坝区块压力系数为 $1.3 \sim 1.5$ ^[1],威荣页岩气压力系数为 $1.9 \sim 2.1$ ^[2],中国石油长宁—威远页岩气压力系数为 $1.2 \sim 2.4$,昭通页岩气压力系数为 $1.0 \sim 2.05$ ^[3]。但常压页岩气获得商业开发较少,仅在四川盆地东南缘南川区块焦页10井、胜页2井等重点探井获得了商业突破,落实页岩气探明储量 $1\ 900 \times 10^8 \text{ m}^3$,目前正进行开发建产。

前人在高压页岩气的合理开发方面开展了大量研究^[4-8]。页岩气开发方式主要有3种:一是大压差生产,以北美 Haynesville 等高压—超高压页岩气为代表;二是适当控压生产,以中国石化威远、昭通页岩气为代表;三是定产生产,以涪陵页岩气为代表。基于北美 Haynesville 页岩气开发经验,认识到开发初期采用大油嘴增大生产压差会导致产量递减过快^[9],采用适当控制压降的方法能提高单井最终采出量^[10]。北美 Haynesville 页岩气田于2010年开始采用控压限产生产制度^[11],以压力为主要参数,分三段式生产:投产初期采用套管生产,前20 d井底流压维持在35 MPa以上;之后将日降压力控制在0.3 MPa以下,生产3个月左右;压力降低至10 MPa后,下入油管控压生产。

借鉴北美相关矿场实践,中国石油长宁—威远示范区在2016年陆续开展控压限产先导试验^[12-13]。长宁页岩气田宁201井区投产水平井初期平均井口压力为28 MPa,投产后产量、压力递减较快,约150 d后降到10 MPa以下,平均日降压力控制在0.2 MPa以内,投产1.5 a后,压力产量下降75%,需要采取工艺措施维持气井的稳定生产。中国石油昭通页岩气采取初期控压生产,低压下油管生产低于输压增压生产的开采方式^[14]。总体上,中国石油长宁—威远、昭通页岩气井生产表现为产量、压力双递减的特征。涪陵页岩气田焦石坝区块按照开发方案设计的单井

产能采用定产生产^[15],一般按照定产 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,稳产期2~3 a,井口压力与输压持平后定井口压力生产,产气量呈现出递减特征^[16]。总体上,焦石坝页岩气井生产阶段划分为稳产降压、定压递减、增压开采3个阶段。

南川区块位于渝东南地区,构造位置上处于四川盆地盆缘过渡带,压力系数 $1.0 \sim 1.3$,为典型的盆缘过渡型常压页岩气藏。南川区块的构造及储层特点决定了其页岩气井的生产特征不同于涪陵、威远等高压页岩气井,具体表现为:南川地区常压页岩气井地层能量较低,投产后井口压力低,且产液量大,具有气液两相生产特征,不适合采用北美、中国石油及涪陵等超压页岩气的生产方式。以南川区块平桥背斜南区页岩气井开发实际资料为基础,综合考虑“保压+排液”,细分生产阶段,优选合理生产方式,确保实现气井全生命周期的合理开采,以指导盆缘过渡型常压页岩气勘探开发。

1 气藏地质及生产简况

南川区块勘探落实平桥背斜、东胜背斜、阳春沟背斜3个页岩气有利目标,目前页岩气开发主要集中在平桥背斜南区和东胜背斜。

平桥背斜为平桥西与平桥东2号断层夹持的北东向狭长断背斜,构造稳定简单。其页岩气开发层系为五峰—龙马溪组深水陆棚相富含有机质泥页岩,埋深2 500~3 800 m。龙马溪组龙一段优质页岩厚度30~35 m,有机碳3.6%~4.2%,孔隙度3.6%~4.0%,测井解释总含气量4.4~6.0 m³/t,含气饱和度64%~76%,原始地层压力系数 $1.0 \sim 1.3$ 。总体评价南川区块页岩储层品质优,埋深适中,保存条件较好,展现了良好的勘探开发潜力和滚动建产的资源条件。目前,南川区块平桥背斜南区投产30口井,测试平均产量 $22.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,平均井口压力17.8 MPa,平均无阻流量 $29.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2 页岩气井筒多相流动及生产阶段划分

气井多相流动通常分为泡状流、段塞流、环状过渡流、雾状流4种基本流型。平桥背斜南区页岩气井在套管放喷测试评价结束后,下入油管转为采气阶

段。投产初期,井筒内气体流速较高,油管内流型主要为雾状流。随着生产时间延长,产气量下降,从水平段到地面的流型会随气体流速的降低而改变,产气量下降导致井筒部分液体难以排出,井筒上部流型变为环状过渡流。由于产气量持续降低,导致产量不稳定,井筒中气体流速随时间逐渐降低,气体携带的液体速度下降得更快,液体逐渐凝结,井筒上部过渡流会变为段塞流,而井筒下部出现泡状流。如果不采取排水采气措施或措施不当,气井产量会持续降低直至井筒水淹,最终导致停产(图1)。

JY194HF井投产初期采用井下油嘴节流+油管的生产方式,流压监测压力梯度基本在0.05~0.08 MPa/hm,判断气井油嘴以上为雾状流。2018年11月,套压从16.9 MPa上涨至20.9 MPa,日产气量从 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 下降至 $2 \times 10^4 \text{ m}^3$,水气比从 $1.4 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ 下降至 $0.2 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$ (图2)。流压监测显示水淹前流压梯度可划分为3段(表1):2 700~3 300 m流压梯度为0.31~0.82 MPa/hm,变化较大,对应段塞流;1 700~2 400 m流压梯度为0.21~0.45 MPa/hm,显示为气液混合相,对应段塞-环状过渡流;30~1 400 m流压梯度为0.09~0.15 MPa/hm,

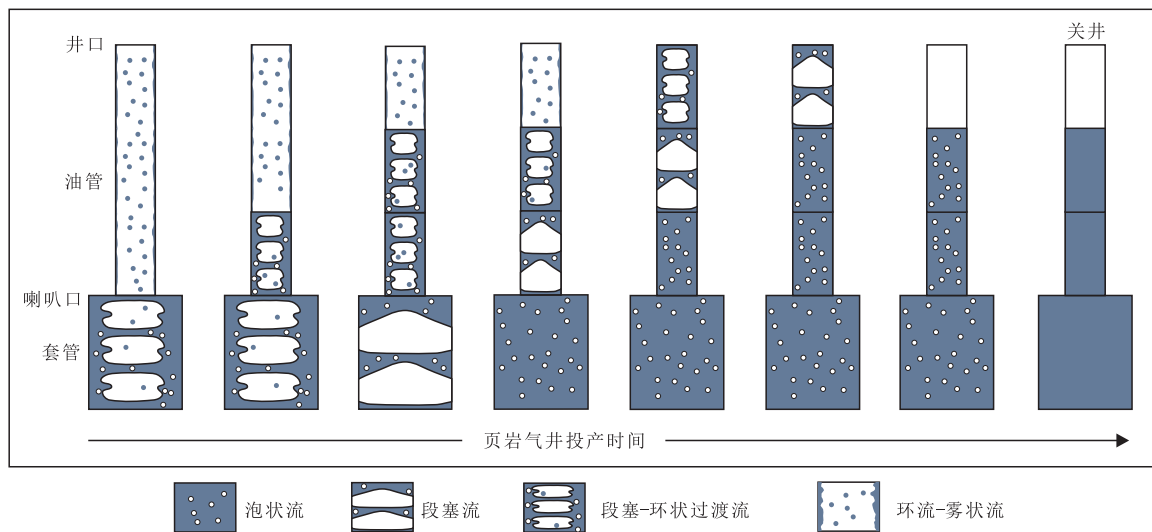


图1 南川区块常压页岩气井生产阶段划分

Fig. 1 Production stage division of normal pressure shale gas well in Nanchuan Block

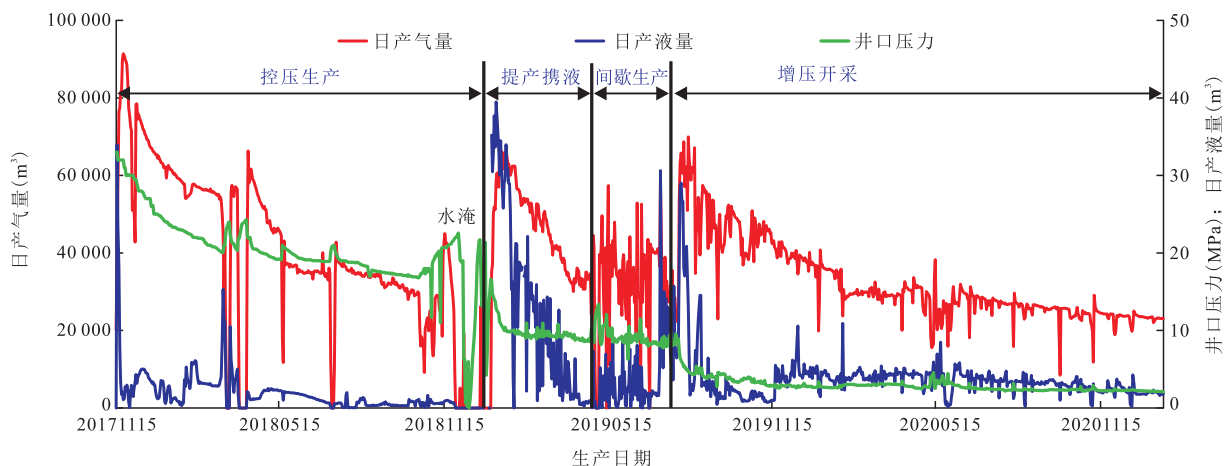


图2 平桥背斜南区JY194HF井排采曲线

Fig. 2 Production curve of Well-JY194HF of southern part of Pingqiao anticline

以气相为主,对应环流-雾状流。2018年11月底完全水淹后,日产气量降为0,关井测试流压显示液面在3 150 m,分析3 150 m以下为泡状流。

气井在不同的采气方式和流动阶段条件下,气液两相流流态存在较大差异^[17]。由于页岩气井属于衰竭式开采,气井产量随着气井压力的降低而降低,当低于临界携液流量后,气井出现积液。积液量上升到一定程度后,导致气井水淹不能生产。气井投

产后随着时间延长,压力、产量会不断降低,其携液能力将逐步减弱,后期需采取各种排液措施方可维持气井正常生产^[18]。因此,需要在气井不同的生产阶段采取提高生产压差的措施,如采取更大规格的井下油嘴或取出油嘴,采用压缩机地面增压及人工举升等方式,提高单井产量,防止水淹出现泡状流,减少段塞流,尽可能让井筒流态保持环流-雾状流、段塞-环雾流。

表1 平桥背斜南区JY194HF井不同流态对应压力梯度
Table 1 Pressure gradient of different flow patterns in Well-JY194HF of southern part of Pingqiao anticline

深度(m)	正常生产		水淹前	
	流态	流压梯度(MPa/hm)	流态	流压梯度(MPa/hm)
30		0		
500	环流-雾状流	0.19	环流-雾状流	0.11
1 000		0.21		0.09
1 400		0.18		0.15
1 700		0.08		0.35
2 000	环流-雾状流	0.16	段塞-环状过渡流	0.21
2 400		0.27		0.45
2 700		0.35		0.65
2 900		0.14		0.31
3 100	环流-雾状流	0.07	段塞流	0.71
3 200		0.06		0.75
3 300		0.22		0.82

3 不同生产阶段的合理生产方式

平桥背斜南区JY200HF井于2017年投产后,采用井下4.2 mm油嘴节流控压生产,压力降幅小于0.05 MPa/d。2019年6月,日产气量低于 $3 \times 10^4 \text{ m}^3$,小于临界携液流量,出现水淹。在取出井下油嘴改为无节流油管生产提产携液后,日产气量上升至 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产液量上升至 14 m^3 。2019年12月,井口压力降至输压附近,采取间歇开井的方式实现自喷生产。2020年1月,采用连续进压缩机生产,增大生产压差,加强排液,日产气量上升至 $6.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产液量上升至 7.8 m^3 ,目前井口压力为2.7 MPa,处于压缩机增压生产阶段,生产稳定。该井在各个阶段根据不同的生产特征及时调整工作制度,采取不同的生产方式,保持了气井的稳定生产。目前,累计产气量达到 $7 887 \times 10^4 \text{ m}^3$,压裂液返排率达到33%,取得了很好的产气效果(图3)。

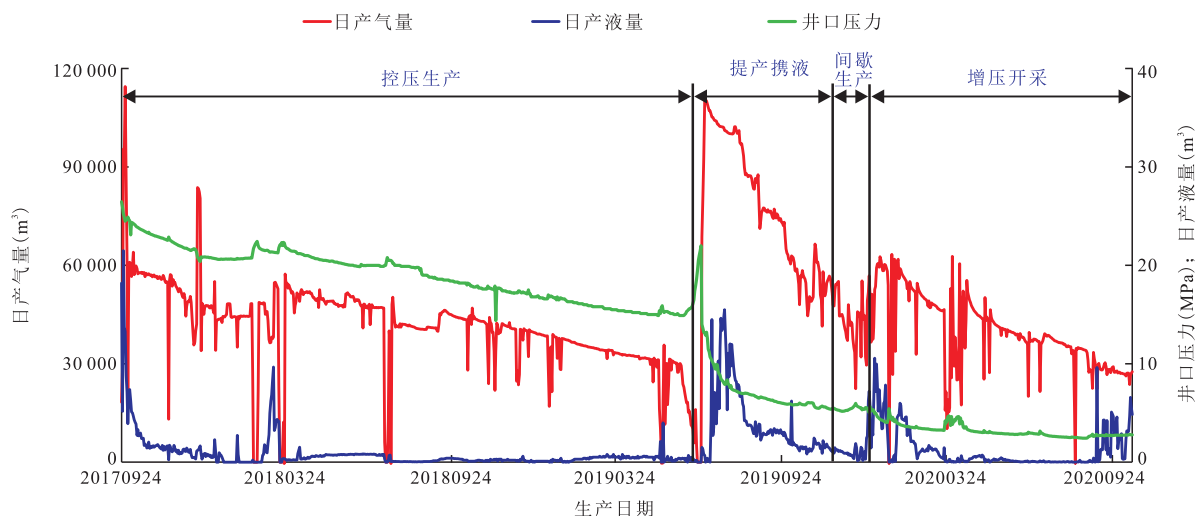


图3 平桥背斜南区JY200HF井不同阶段排采曲线

Fig. 3 Production curve in different stages of Well-JY200HF of southern part of Pingqiao anticline

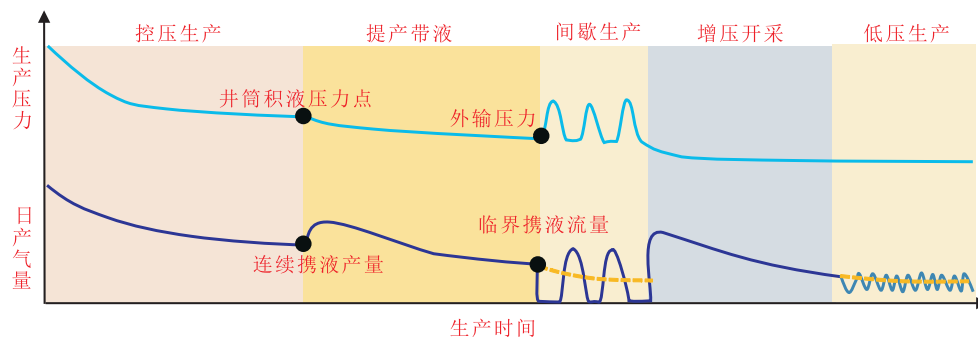


图4 平桥背斜常压页岩气井生产阶段划分

Fig. 4 Production stage division of shale gas well in the southern area of Pingqiao anticline

基于井口压力及积液情况,根据平桥背斜南区生产井的阶段特征,将气井细分为“控压生产、提产携液、间歇生产、增压开采、低压低产”5个生产阶段(图4),分阶段建立气井的合理生产方式,提高了气井携液能力,实现了气井连续稳定生产。

控压生产阶段主要是在气井自喷阶段为了防止产量递减过快,采用井下油嘴节流的方式控制压降,提高单井最终采出量;提产携液阶段是在气井自喷产量和压力递减后,携液能力下降,需要采取取出油嘴等方式进一步增大压差,提高单井产量,加强携液能力;间歇生产阶段指气井井口压力接近输压后,气井不能连续生产,需要间歇关井来恢复地层能量,才能实现自喷生产,在实际生产过程中为提高单井产量,采取措施后,该阶段持续时间可能比较短,主要为后续增压等措施提供依据;增压阶段是指采用压缩机地面增压,降低外输压力对气井产量的影响,增大生产压差,提高单井产量;低压低产阶段是指井口压力低于压缩机正常运转最小进气压力0.5 MPa后,采用增压等措施后仍不能保持气井连续生产,必须采用人工举升等生产方式才能实现连续生产。

3.1 控压生产阶段

由于平桥背斜南区为常压页岩气藏,气井投产井口压力相对较低,需要对气井合理配产、控制压降速率,防止气井压力迅速衰竭,延缓气井积液水淹,以便充分利用地层本身能量,实现自喷时间最长化。在气井投产后借鉴北美及昭通页岩气的控压配产思路,进一步优化以“保压+排液”为原则,投产后采用不加厚外径73.02 mm油管,下深至A靶点附近,提高

油管携液能力,同时考虑到气井积液主要在造斜段和水平段,下入井下油嘴至造斜点附近。井下油嘴具有保持地层压力、降低井口压力、降低冰堵风险、节省地面加热炉的优点^[19]。井下油嘴直径的选择和单井配产依据临界携液、采气指示曲线、解析模型等多种方法综合分析,在采用井下油嘴控压生产后,气井平均日降压力幅度控制在0.05 MPa以内,当井口套压介于15~20 MPa时,平均日递减率在0.1%以内。

以JY194HF为例,该井采用12 mm油嘴试气,测试无阻流量 $27 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,投产后采用井下3.8 mm油嘴生产,油嘴下至造斜点附近,深度约2 002 m,内径为62 mm的油管下深至A靶点附近,深度约2 865 m。在控压生产阶段累计生产623 d,累产气量为 $3 579 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产气量由 $9.3 \times 10^4 \text{ m}^3$ 逐渐递减至 $4.7 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日递减率为0.08%;井口套压由25 MPa下降至13.3 MPa,日降套压0.02 MPa,压力保持水平为53.2%。井下油嘴生产实现了较好的保压、控制递减率的目的(图2)。

3.2 提产排液阶段

对于采用井下油嘴生产气井,气井产量低于临界携液流量后,需要增大油嘴或取出井下油嘴来增大生产压差,实现气井连续稳定生产。产水气井的携液和积液模型的研究都是在Turner液滴模型和液膜模型基础上进行的^[20-23],临界携液流量还与温度和压力沿井深的分布有关系。水平井受生产管柱倾斜角的影响,在垂直段、倾斜段、水平段的携液能力存在较大差异^[11,24]。通过对水平井的临界携液流量进行模型优选,分别计算垂直段、斜井段、水平段的临

界携液流速,取其最大值即为水平井临界携液流速判别式^[25],如式(1)。

$$\begin{cases} v_{\text{crd}} = 4.3 \left[\frac{\sigma(\rho_l - \rho_g)}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \frac{[\sin(1.7\theta)]^{0.38}}{0.74} \\ v_{\text{crH}} = 4.4 \left[\frac{\sigma \cos \theta \times \rho l}{\rho_g^2} \right]^{0.25} \\ v_{\text{cr}} = \max(v_{\text{crd}}, v_{\text{crH}}) \end{cases} \quad (1)$$

式中: v_{crd} 为直、斜井段临界携液流速, m/s; v_{crH} 为水平井段临界携液流速, m/s; v_{cr} 为水平井临界携液流速, m/s; ρ_l 为液体密度, kg/m³; ρ_g 为气体密度, kg/m³; ρ 为气液混合密度, kg/m³; θ 为井筒与水平方向的夹角, °; l 为水平段长度, m; σ 为气液表面张力, N/m。

水平井的临界携液流量为:

$$q_{\text{cr}} = 2.5 \times 10^4 \frac{Apv_{\text{cr}}}{ZT} \quad (2)$$

式中: q_{cr} 为临界携液流量, 10⁴ m³/d; A 为油管面积, m²; p 为压力, MPa; Z 为气体偏差因子; T 为温度, K。

以JY194HF井为例,该井在井口油压为5.8 MPa的条件下,日产气量为4×10⁴ m³,倾斜段的临界携液流量大于水平段和垂直段,在45°井斜位置最易积液,临界携液流量4.2×10⁴ m³/d,井斜角大于70°或小于15°时,携液流量的影响较小,直井段临界携液流量仅需1.8×10⁴ m³/d。此时,气井产量已接近临界携液流量,流压梯度0.37 MPa/hm,表现为纯气相向气液混相过渡特征(图5),判断在井斜角40°以下位置

应有积液特征,后通过取出井下油嘴,提高生产压差,使得日产气量大于临界携液流量,井筒积液清除。

取出JY194HF井井下油嘴后,继续生产180 d,阶段产液691 m³,压裂液返排率由6.3%上升到8.2%,与采用井下油嘴控压生产阶段比较,增大了生产压差,井口压力虽然降低,但提高了日产气量和日产液量水平,防止井筒积液(图2)。考虑到气井变压变产生,采用物质平衡法评价两个阶段的产气能力,采气指数由3.3 (m³/d)/[MPa²/(mPa·s)]上升到5.2 (m³/d)/[MPa²/(mPa·s)],增大压差前评价动态储量为0.7×10⁸ m³,增大压差后动态储量0.71×10⁸ m³,动态储量变化不大。

3.3 间歇生产阶段

气井通过提产排液后,随着压力和产量降低,不能连续携液,井筒积液严重,进入间歇生产阶段。为保持气井连续稳定生产,需根据气井“间歇带液、弱积液、水淹停产”的不同积液程度,实施“气举、泡排”针对性措施,维护气井正常生产。

平桥背斜南区间歇带液井,往往具备一定的自喷能力,受间歇出液的影响,套压呈锯齿状波动,采用柱塞气举基本能够实现较长时间自喷生产,已在平桥背斜南区成功试验5口井。此类井生产特征表现为关井油压能在2~6 h内恢复至7 MPa,限位器以

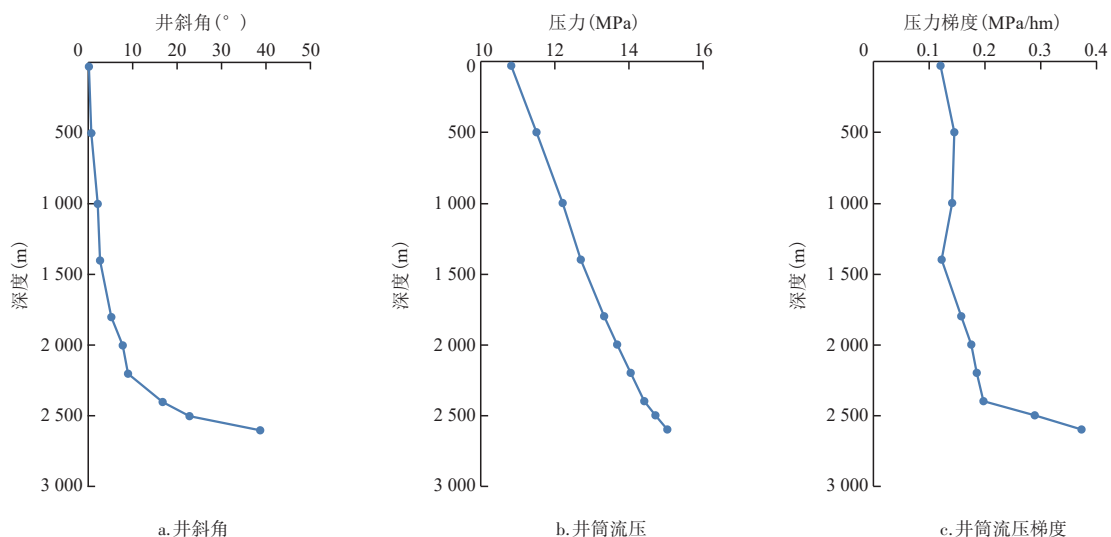


图5 平桥背斜南区JY194HF井控压生产后期井筒流压及流压梯度

Fig. 5 Wellbore flowing pressure and flowing pressure gradient of Well-JY194HF of southern part of Pingqiao anticline

上有一定的液面,油套压差小于5 MPa,气液比大于450 m³/m³,产水量小于20 m³/d。

平桥背斜南区弱积液井通过泡沫排水采气(简称泡排)提高气井的携液能力,降低井筒内压力梯度,减小滑脱效应。泡排生产根据不同水气比、产量和压力情况分别采用不同的制度,周期性出液井采用间歇泡排,大液量井采用大比例泡排,低压低产井采用连续泡排方式。在已实施的15口井中取得了较好的效果,泡排后表现为两种生产特征:一是油套压差减小,日产气量和日产液量增加;二是油套压差减小,日产液量增加,产气递减率变缓。

平桥背斜南区水淹停产井可先实施关井憋压后放喷,若不能复产则考虑用压缩机气举-抽吸复合连续排液工艺^[26],利用同平台井气源或管道气作为气源采用车载式压缩机气举,清除油管、油套环空间的积液,气井复产后辅以增压、泡排,若仍有积液,定期对气井实施气举。

2019年4月,JY195HF井井口压力降低到2.5 MPa,日产气量降低到2.9×10⁴ m³,油套压差达到3.5 MPa,流压梯度测试A靶点附近达到0.4 MPa/hm,分析该井存在一定积液,采取关井憋压+放喷的方式清除井筒积液,气井成功复产。由于气井自喷能力不足,采取关2 h开6 h的间歇生产制度,日产气量维持在3×10⁴ m³左右。2020年10月,由于邻井压裂影响导致该井水淹,在邻井压裂结束后,利用邻井气源采用车载式压缩机对该井进行气举,气举过程中该井出水33 m³,

复产后由于日产水量较压窜前增加较多,采用定期放喷的方式生产,之后将该井导入压缩机生产,增大生产压差,同时辅以泡排生产,日产气量和日产液量明显上升,目前日产气量稳定在3×10⁴ m³。

3.4 增压开采阶段

随着气田开采的不断深入,气井的压力和产量逐年下降,增压开采作为成熟工艺,在气田各集气站陆续推广并取得了良好效果^[27]。气井井口压力下降至输压附近时,需采用压缩机地面增压方式减少输压对产气量的影响。考虑到各个平台以及同平台内各井的投产时间差别较大,增压方式以单站增压为主,压缩机小型化、橇装化。单站增压具有可最大程度降低井口压力、增压时机灵活、配套简单、适应性强等优势。压缩机类型主要采用电驱往复风冷两级压缩机,能够适应更宽的压力范围,满足现场工况,充分保证机组高效运行,并能通过调节压缩机气缸余隙、压缩机工作气缸数量、转速等方式与工况相适应。单台压缩机处理能力为5×10⁴ m³/d或10×10⁴ m³/d两种规格,进气压力设计范围为0.5~3 MPa,根据输压设计压缩机出口压力范围为4~6.3 MPa。平桥背斜南区生产井地面增压取得了较好的效果,如JY197HF井增压前1个月平均井口压力5.2 MPa,平均单井日产气4.8×10⁴ m³;增压后1个月,平均井口压力2.8 MPa,平均单井日产气量为6.0×10⁴ m³,平均日增产量为1.2×10⁴ m³(图6),应用RTA软件预测单井

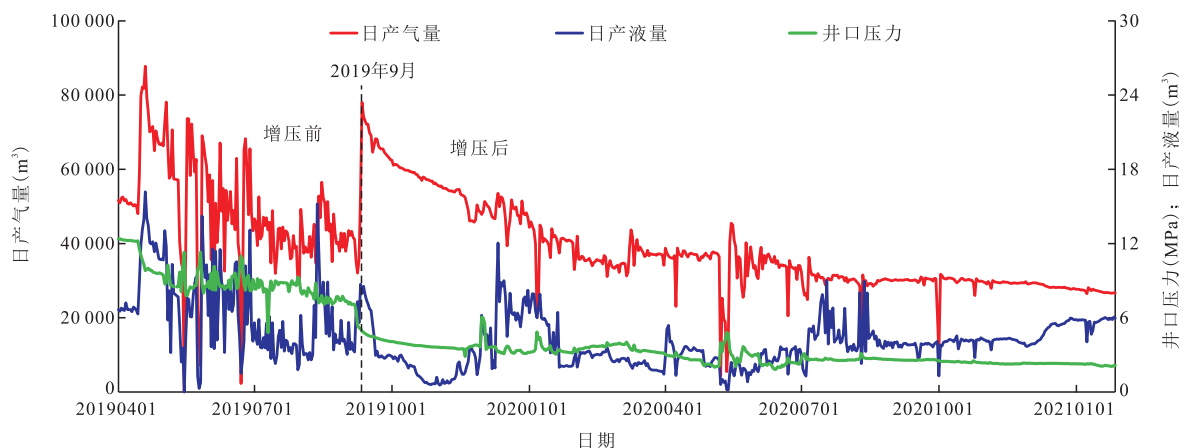


图6 平桥背斜南区JY197HF井增压排采曲线

Fig. 6 Production curve of Well-JY197HF in pressurization stage of southern part of Pingqiao anticline

增压后可提高单井经济可采储量 $1\ 500\times 10^4\ \text{m}^3$ 。

3.5 低压生产阶段

当气井进入生产后期,井口压力低于压缩机进气压力以后,即进入低压生产阶段。此时,气井井筒内积液难以有效排出,必须采用射流泵排采、管柱优化、机抽排采等方式维持气井的稳定生产,提高气井的携液能力。射流泵排采以高压水为动力液驱动井下排水采气装置工作,以动力液和采出液之间的能量转换达到排水采气的目的,目前在平桥背斜南区JY211HF井取得较好的应用效果。

JY211HF井水平段长为2 559 m,水平段中部垂深2 950 m,埋深较大,压裂施工过程中,施工压力超过90 MPa,压裂改造难度较大,试气试采产量较低。该井于2020年7月投产,投产后地层能量不足,处于低压生产阶段;进压缩机生产后,由于日产气量

不足 $0.5\times 10^4\ \text{m}^3$,压缩机进气压力低导致频繁停机。2020年8月,采用射流泵生产,泵下深至2 600 m,随后,日产气量稳定在 $1.5\times 10^4\ \text{m}^3$,平均日产液量为 $38\ \text{m}^3$,实现了该井低压阶段的连续生产(图7)。射流泵排采过程中需要注意防止泵芯堵塞,动力液含有泥砂容易造成水体结垢,因此,对水质要求较高,需要在地面加装除砂装置和在动力液中注入阻垢剂,同时,尽量保持气井连续生产,停产时要把泵芯反洗到井口,防止泵芯堵塞。

4 现场应用及效果

平桥背斜南区常压页岩气井可划分为“控压生产、提产携液、间歇生产和增压开采和低压低产”5个生产阶段。在30口井投产后,分阶段制定合理的生产方式,气井措施效果明显(图8)。在前期控压生产

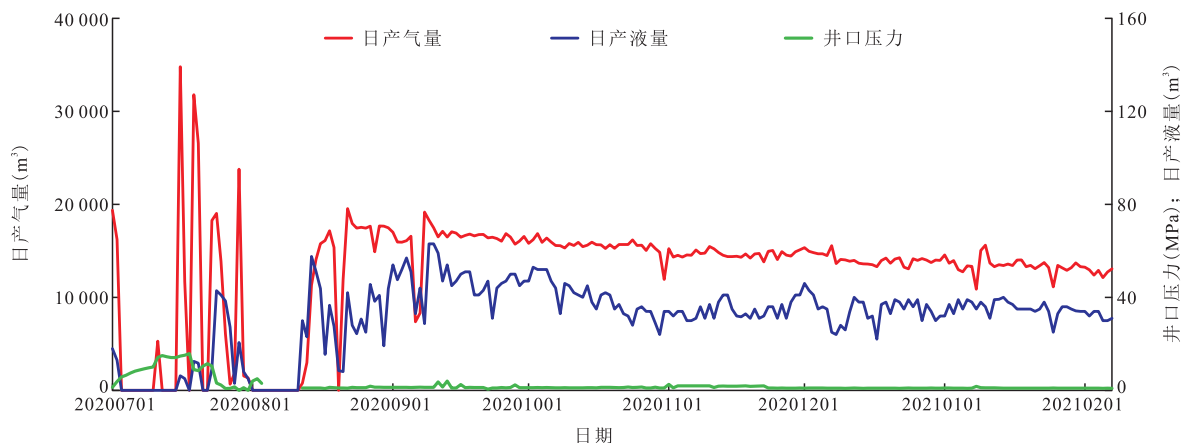


图7 平桥背斜南区JY211-4HF井排采曲线

Fig. 7 Production curve of Well-JY211-4HF in the southern area of Pingqiao anticline

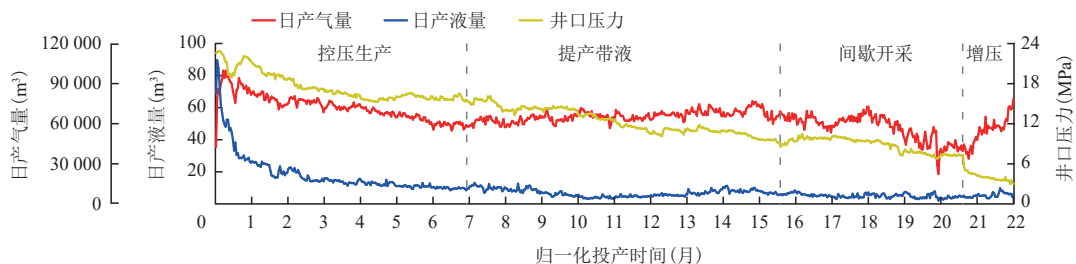


图8 平桥背斜南区页岩气井归一化生产曲线

Fig. 8 Normalized production curve of shale gas well in the southern area of Pingqiao anticline

阶段,以“保压+排液”为原则,采用井下油嘴生产方式,提高自喷周期,平均生产时间为7个月,平均压降幅度为0.04 MPa/d,平均日产气量为 $7.2 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产液量为 17.5 m^3 。在自喷阶段中后期提产携液阶段取出井下油嘴,防止气井积液,该阶段平均生产时间为8.6个月,平均日产气量为 $6.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产液量为 6.7 m^3 。在间歇生产阶段采用气举、泡排等措施提高气井携液能力,平均生产时间为5个月,平均日产气量为 $5.6 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产液量为 8.6 m^3 。在增压开采阶段采用压缩机地面增压,平均日产气量为 $5.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,平均日产液量为 $3.8 \times 10^4 \text{ m}^3$,目前大部分井仍处于增压阶段,已生产4.5个月。通过细化生产阶段,根据气井生产动态,分阶段优化合理配产及配套排水采气工艺,实现了常压页岩气井连续生产,生产近2 a的平均日产气量达到 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,单井经济可采储量评价达到 $1.02 \times 10^8 \text{ m}^3$,取得了较好的生产效果。

5 结论及认识

1) 平桥背斜南区常压页岩气井地层能量较低,投产后井口压力相对较低,产液量大,具有气液两相生产特征,气井可划分为“控压生产、提产携液、间歇生产、增压开采、低压低产”5个生产阶段。

2) 平桥背斜南区气井生产各阶段采取合理的生产方式:在控压生产阶段通过“保压+排液”原则,采用井下节流的生产方式延长自喷周期;在提产携液阶段应取出井下油嘴,使得气量大于临界携液流量,防止气井积液;在间歇生产阶段需要采用气举、泡排等措施提高气井携液能力;在增压开采阶段主要采用压缩机地面增压,降低管输压力的影响;在低压低产阶段采用射流泵等低成本排水采气工艺。

3) 通过细分阶段,采取合理生产方式,能够实现全生命周期开采。平桥背斜南区常压页岩气井日产气可达到 $6.5 \times 10^4 \text{ m}^3$,稳产期为2 a,单井经济可采储量 $1.02 \times 10^8 \text{ m}^3$,取得了较好的生产效果,可为盆缘复杂构造区常压页岩气开发提供借鉴。

参考文献

[1] 郭旭升,胡东风,魏志红,等.涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J].中国石油勘探,2016,21(3):24-37.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum

Exploration, 2016, 21(3): 24-37.

[2] 林永茂,王兴文,刘斌.威荣深层页岩气体积压裂工艺研究及应用[J].钻采工艺,2019,42(4):67-69.
LIN Yongmao, WANG Xingwen, LIU Bin. Research and application of volumetric fracturing in Weirong deep shale gas reservoirs[J]. Drilling & Production Technology, 2019, 42(4): 67-69.

[3] 陈志鹏,梁兴,张介辉,等.昭通国家级示范区龙马溪组页岩气储层超压成因浅析[J].天然气地球科学,2016,27(3):442-448.
CHEN Zhipeng, LIANG Xing, ZHANG Jiehui, et al. Genesis analysis of shale reservoir overpressure of Longmaxi Formation in Zhaotong Demonstration Area, Dianqianbei Depression[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3): 442-448.

[4] 杨波,罗迪,张鑫,等.异常高压页岩气藏应力敏感及其合理配产研究[J].西南石油大学学报(自然科学版),2016,38(2):115-121.
YANG Bo, LUO Di, ZHANG Xin, et al. A study of stress sensitivity of abnormal high pressure shale gas reservoir and reasonable productivity allocation[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2016, 38(2): 115-121.

[5] 李凯,张浩,冉超,等.考虑应力敏感的页岩气产能预测模型研究——以川东南龙马溪组页岩气储层为例[J].西安石油大学学报(自然科学版),2016,31(3):57-61.
LI Kai, ZHANG Hao, RAN Chao, et al. Productivity model of shale gas well with consideration of stress sensitivity: Taking Longmaxi Formation Shale Gas Reservoir in southeastern Sichuan Basin as an Example[J]. Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition), 2016, 31(3): 57-61.

[6] FRED P, WANG U H, LI Q H. Overview of Haynesville shale properties and production[J]. AAPG Bulletin, 2013, 105: 155-177.

[7] 朱琴,张烈辉,张博宁,等.考虑微裂缝的页岩气藏三重介质不稳定产量递减研究[J].科学技术与工程,2013,13(29):8595-8599.
ZHU Qin, ZHANG Liehui, ZHANG Boning, et al. The research about transient production decline of triple porosity model considering micro fractures in shale gas reservoir[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(29): 8595-8599.

[8] 陈劲松,周国文,年静波,等.关于页岩油气典型生产曲线建立的两点思考[J].非常规油气,2020,7(5):67-74.
CHEN Jinsong, ZHOU Guowen, NIAN Jingbo, et al. Two thoughts on the establishment of typical production curves for shale oil and gas[J]. Unconventional Oil & Gas, 2020, 7(5): 67-74.

[9] 房大志,曾辉,王宁,等.从Haynesville页岩气开发数据研究高压页岩气高产因素[J].石油钻采工艺,2015,37(2):58-62.
FANG Dazhi, ZENG Hui, WANG Ning, et al. Study on high production factors of high-pressure shale gas from Haynesville Shale Gas development data[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2015, 37(2): 58-62.

[10] 郑力会,魏攀峰.页岩气储层伤害30年研究成果回顾[J].石

- 油钻采工艺,2013,35(4):1-16.
- ZHENG Lihui, WEI Panfeng. Review to shale gas formation damage for 30 years[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2013, 35(4): 1-16.
- [11] OKOUMA V, GUILLOT F, SARFARE M, et al. Estimated ultimate recovery (EUR) as a function of production practices in the Haynesville shale[C]// Paper SPE-147623-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, October 30–November 2, 2011, Denver, Colorado, USA.
- [12] 张德良, 吴建发, 张鉴, 等. 北美页岩气规整化产量递减分析方法应用——以长宁—威远示范区为例[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(34): 51-56.
- ZHANG Deliang, WU Jianfa, ZHANG Jian, et al. Application of the normalized production decline analysis method for shale gas of North America——Taking Changning-Weiyuan demonstration area as an example[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(34): 51-56.
- [13] 商绍芬, 严鸿, 吴建, 等. 四川盆地长宁页岩气井生产特征及开采方式[J]. 天然气勘探与开发, 2018, 41(4): 73-79.
- SHANG Shaofen, YAN Hong, WU Jian, et al. Production characteristics and development modes of shale-gas wells, Changning gasfield, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018, 41(4): 73-79.
- [14] 于宝石, 袁晓俊. 昭通示范区页岩气返排特征分析及采气工艺实践[C]//杭州: 全国天然气学术年会, 2017.
- YU Baoshi, YUAN Xiaojun. Shale gas flowback characteristics analysis and gas recovery technology practice in Zhaotong demonstration area[C]// Hangzhou: National Natural Gas academic annual meeting, 2017.
- [15] 沈金才. 涪陵焦石坝区块页岩气井动态合理配产技术[J]. 石油钻探技术, 2018, 46(1): 103-109.
- SHEN Jincai. The technique of rational and dynamic production allocation of shale gas wells in Jiaoshiba Block, Fuling Area[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2018, 46(1): 103-109.
- [16] 刘斌, 吴惠梅, 翟晓鹏. 涪陵页岩气井压裂后返排及生产特征研究[J]. 辽宁化工, 2015, 44(10): 75-77.
- LIU Bin, WU Huimei, ZHAI Xiaopeng. Research on fracturing flowback and production characteristics of Fuling Shale Gas Wells[J]. Liaoning Chemical Industry, 2015, 44(10): 75-77.
- [17] 韩倩, 徐骞, 陆俊华. 采气井筒不同流动阶段两相管流态模拟实验[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(4): 114-118.
- HAN Qian, XU Qian, LU Junhua. Experimental study on flow pattern simulation at different flow stages in gas producing wellbore[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(4): 114-118.
- [18] 何云, 吴伟然, 罗旭才. 大牛地气田气井全生命周期采气管柱适应性分析[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(6): 109-112.
- HE Yun, WU Weiran, LU Xushu. Adaptability analysis of gas production string in whole life cycle of gas wells in Daniudi gas field[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(6): 109-112.
- [19] 韩丹岫, 李相方, 侯光东. 苏里格气田井下节流技术[J]. 天然气工业, 2007, 27(12): 116-118.
- HAN Danxiu, LI Xiangfang, HOU Guangdong. Downhole choke technique applied in sulige gas field[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(12): 116-118.
- [20] LI M, SUN L, LI S L. New view on continuous-removal liquids from gas wells[C]// Paper SPE-70016-MS presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, May 15-17, 2001, Midland, Texas, USA.
- [21] COLEMAN S, CLAY H, MCCURDY D, et al. A new look at predicting gas well load-up[J]. Journal of Petroleum Technology, 1991, 43(3): 329-333.
- [22] FALCONE G, TEODORIU C, REINICKE K M, et al. Multiphase flow modelling based on experimental testing: a comprehensive overview of research facilities worldwide and the need for future developments[C]// Paper SPE-110116-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, November 11-14, 2007, Anaheim, California, USA.
- [23] FERNANDEZ J J, FALCONE G, TEODORIU C. Design of a high-pressure research flow loop for the experimental investigation of liquid loading in gas wells[C]// Paper SPE-122786-MS presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, May 31-June 30, 2009, Cartagena de Indias, Colombia.
- [24] 周舰, 罗懿, 李颖川, 等. 大牛地水平井临界携液气量计算模型[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2013, 15(2): 67-71.
- ZHOU Jian, LUO Yi, LI Yingchuan, et al. A model to calculate liquid-carrying critical flow rate for horizontal wells in Daniudi Gas Field[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Sciences Edition), 2013, 15(2): 67-71.
- [25] 江健, 邹一锋, 周兴付, 等. 水平井临界携液流量预测及其应用研究[J]. 天然气与石油, 2012, 30(3): 45-48.
- JIANG Jian, ZHOU Yifeng, ZHOU Xingfu, et al. Critical liquid-carrying flow prediction in horizontal well and its applications [J]. Natural Gas and Oil, 2012, 30(3): 45-48.
- [26] 包晓航. 压缩机气举-抽吸复合连续排液工艺[J]. 石油地质与工程, 2021, 35(6): 105-109.
- BAO Xiaohang. Application of compressor "gas lift-suck" technique on low-production platform well group[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2021, 35(6): 105-109.
- [27] 陈晓宇, 姜宇玲. 泡沫排水与增压开采组合工艺在涪陵页岩气田的应用[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(6): 106-108.
- CHEN Xiaoyu, JIANG Yuling. Application of combined technology of foam drainage and supercharged exploitation in Fuling shale gas field[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(6): 106-108.

(编辑 顾丽媛)