

延 X 井区产水气井生产状况分析

翟中波¹, 杜奎甫², 张凤琼³, 胡苗¹, 杨卫刚¹, 田明山¹

1. 斯伦贝谢长和油田工程有限公司 陕西西安 710061

2. 斯伦贝谢中国公司 北京 100015

3. 西南油气田分公司重庆气矿 重庆 401147

通讯作者: Email: zhaizhongbo@hotmail.com

引用: 翟中波, 杜奎甫, 张凤琼, 等. 延 X 井区产水气井生产状况分析[J]. 油气井测试, 2022, 31(3): 21-27.

Cite: ZHAI Zhongbo, DU Kuifu, ZHANG Fengqiong, et al. Analysis on Production Characteristics of water producing Gas Wells in Yan X well block [J]. Well Testing, 2022, 31(3): 21-27.

摘要 延 X 井区属于致密气项目, 为低压集输系统, 易造成气井积液甚至水淹完全不能生产。模拟气井不同生产阶段的储层状况、气流流速及排液能力, 结合李闽、Turner 和 Gray 模型, 分析了气井积液的机制, 安装井下节流器能够降低集输压力, 防止水合物冰堵, 随着储层压力降低, 节流器下部易发生积液, 需要及时拔出节流器并配合其它排水采气措施生产; 速度管能够降低临界携液流速, 使气井保持长期稳定生产。现场 Y05 井应用效果表明, 安装井下节流器、速度管等排水采气措施后, 效果显著。该技术可有效提高延 X 井区致密气项目的最终采收率。

关键词 产水气井; 致密气藏; 排水采气; 井下节流器; 速度管; 积液; 排水机制; 水气比

中图分类号: TE377 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.03.004

Analysis on Production Characteristics of water producing Gas Wells in Yan X well block

ZHAI Zhongbo¹, DU Kuifu², ZHANG Fengqiong³, HU Miao¹, YANG Weigang¹, TIAN Mingshan¹

1. Schlumberger Copower Oilfield Services Co., Ltd., Xi'an 710061, Shaanxi, China

2. Schlumberger China Co., Ltd., Beijing 100015, China

3. Chongqing Gas Mine, Southwest Oil and Gas Field Branch, Chongqing 401147, China

Abstract: In Yan X well block, which is a tight gas project, the gathering & transmission system is a low-pressure system, which may cause gas well liquid loading or even complete water flooding, resulting in failure of production. In this paper, the reservoir conditions, gas-liquid velocity, and drainage capacity of gas wells in different production stages are simulated, and coupling with the models proposed by Li Min, Turner and Gray, the mechanism of gas well liquid loading is analyzed. The results show that the downhole choke can be installed to reduce the gathering & transmission pipeline pressure and prevent hydrate ice blockage; however, with the decrease of reservoir pressure, the lower part of the choke is prone to liquid loading, so it is necessary to pull out the choke in time and cooperate with other processes of gas recovery by water drainage. Moreover, the velocity string can reduce the critical liquid carrying flow rate and thus keep the gas well in long-term stable production. The application in Well Y05 shows remarkable effect after installing downhole choke and velocity string. This technology is believed to effectively improve the ultimate recovery of tight gas in Yan X well block.

Keywords: water-producing gas well; tight gas reservoir; gas recovery by water drainage; downhole choke; velocity string; liquid loading; drainage mechanism; water-gas ratio

延 X 井区位于延安市以北, 鄂尔多斯盆地天然气富集区的南缘, 属于致密气项目。井区集输系统为低压系统, 在投产初期需要安装井下节流器, 一般深度为 1 200~1 500 m。生产一段时间后, 近井筒地带地层压力逐渐减小, 气量下降, 低于临界携液流量时井下节流器的上下游均会发生积液, 此时需要拔

出井下节流器继续生产。随着致密气井的不断生产, 地层远端不能有效的补充近井筒地带能量的亏空, 造成近井筒地带地层压力下降, 生产压差减小, 气量下降, 低于临界携液气量时天然气不能正常携液造成液滴在井筒下部积聚, 增大井底流压, 减小气产量, 最终造成气井积液甚至水淹完全不能生产^[1]。

延X井区部分定向井(S井)采用外径88.9 mm(内径74.2 mm)的油管固井后作为压裂和生产管柱,此管柱具有作业周期短、完井经济性好的优点,但也伴随着内径大、无环空等缺陷,造成气井生产时易积液且排水采气措施受到限制。连续油管速度管柱作为一种应用广泛的排水采气措施,具有突出的优点:带压入对储层无伤害、提高气井的携液能力,延长气井生产周期等。目前研究仅针对于单一生产阶段的生产状况或者一种问题做独立的研究:张凤辉等^[2]设计并开发了占地面积小、操作方便的气井排采工艺评价试验平台,可对不同排采工艺在不同井斜和不同工况条件下的临界携液速度、分离效率、排液率、携液能力和井筒流态分布特征进行评价;郭秀庭等^[3]对大港油田密封式涡流排水采气技术进行了研究;陈凯等^[4]利用经验公式法及 Pipesim 软件计算了临界携液气量,优化了气井生产管柱;张磊等^[5]对现用气井临界携液流量计算公式进行修正,同时编制相应开井软件,实现气井精细化管理;黄祥峰等^[6]提出井下节流器井流温流压测试、橇装计量单井产液量、应用抽油机排水采气施工工艺流程;黄万书等^[7]对智能决策系统与排液采气技术一体化进行了研究;王庆蓉等^[8]针对生产后期的低压小产阶段积液问题,开展井筒积液诊断技术研究;熊健等^[9]采用与 Turner 液滴模型相同的力学分析方法,得到了针对不同生产井的临界携液流量的计算公式。但以整个气井的生命周期的时间跨度对不同生产阶段的储层状况、气液流速、排液能力等的研究较少。以整个生产周期为轴线,以现场生产数据为基础,结合 PIPESIM 模拟结果,分析了气井积液的机制,阐明了安装井下节流器后气井积液的特点以及速度管作为排水采气措施的有效性。

1 理论模型的建立

储层流体从地层进入井筒之后要克服各种压力损失并在气流速度大于临界携液流速的时候将产出液体带到地面。

1.1 筒压降计算

天然气在井筒上行的过程中由于重力、摩擦阻力以及动能的变化往往会产生沿井筒方向上的压力损失。纯气井井筒流动一般表现为单相流,产水气井生产过程中当气液比足够大时井筒多呈现单相流,当气液比下降天然气能量不足以携带液体到

井口时井筒会出现多相流,产生附加滑脱损失。按照现场井筒压力剖面测试结果进行模型拟合后,修正的 Gray 模型更适合于延北项目气井井筒压降特征分析,参考 Gray 等人的压降模型^[10-12]和 PIPESIM 内置的压降模型,井筒总压降梯度方程为

$$\frac{dp}{dL} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{elev.}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{fric.}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{acc.}} \quad (1)$$

其中,重力、摩擦阻力以及动能的变化造成的压力损失分别为

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{elev.}} = -\rho g \cos \theta \quad (2)$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{fric.}} = -\frac{f \rho v^2}{2d} \quad (3)$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{acc.}} = -\rho v \frac{dv}{dL} \quad (4)$$

式中: θ 为井斜, $^\circ$; f 为摩擦系数; v 为流体在油管截面处速度,m/s; d 为油管内径,m。

1.2 临界流量计算

流体流经管道时,流量一定的情况下,流速和过流面积成反比,其公式如下

$$q = \frac{\pi}{4} d^2 \cdot v \cdot 86\,400 \quad (5)$$

式中: d 为油管内径,m。

准确预测气井携液临界流量对于优化气井生产制度及排出气井井筒积液十分重要。Turner 通过建立气流中的液滴模型得出气井携液临界流量公式,后来国内学者李闽等建立了椭圆模型得出了气井携液临界流量公式。按照现场气井实际生产数据,结合气井产水情况,李闽模型更适合于延北项目气井携液临界流量分析。根据 Turner^[13]和李闽模型^[14],气体临界携液流速 V_c 为

$$V_c = 2.5 \times \sqrt[4]{\frac{(\rho_L - \rho_G) \sigma}{\rho_G^2}} \quad (6)$$

式中: V_c 为气井临界携液流速,m/s; ρ_L 为液体密度,kg/m³; ρ_G 为气体密度,kg/m³; σ 为气液表面张力,N/m;

相应的临界产量公式为

$$q_c = 2.5 \times 10^8 \frac{A p V_c}{Z T} \quad (7)$$

式中: q_c 为临界携液流量,m³/d; A 为油管截面积m²; p 为压力,MPa; T 为温度,K; Z 为 p 、 T 条件下的气体偏差因子。

2 气井生产状况分析

延X井区目的层为致密气藏,中低压集输系统,在投产初期出于配产、防砂和水合物考虑需要安装井下节流器,随着生产的进行,近井筒地带地层压力逐渐减小,气量下降,低于临界携液流量时井下节流器的上下游均会发生积液。速度管柱作为有效的排水采气措施应用广泛,在不同的时期其生产状况差别较大。结合气井储层、井筒及地面生产工艺,通过生产系统分析预测气井生产动态,提出生产措施建议,对确保气井产能发挥有重要意义。

2.1 气井产能分析

延X井区在2019年为4口井安装了外径31.75 mm(内径25.4 mm)速度管,整体排水采气效果很好。Y05井是该井区的一口定向井,于2017年8月2日对3 250~3 279 m(斜深)深度的山²₃、山²₂储层进行了压裂施工,压裂期间使用压裂液436.0 m³,随后采用88.9 mm生产管柱返排测试,采用8 mm油嘴求产测试,井口油压为9.0 MPa,实测折算油藏中深流压11.6 MPa/3 013.7 m(垂深),实测折算油藏中深静压为25.6 MPa/3 013.7 m(垂深),平均产水12.4 m³/d,试气阶段最终返排率达到42.3%,稳定气产量为9.522 8×10⁴ m³/d;采用“一点法”计算该井的无阻流量 q_{AOF} 为

$$q_{AOF} = \frac{0.274 5 q_g}{\sqrt{1 + 0.624 4 p_D} - 1} \quad (8)$$

$$p_D = 1 - \left(\frac{p_{wf}}{p_e} \right)^2 \quad (9)$$

式中: p_{wf} 为井底流动压力,MPa; q_g 为测试气产量,m³/d; p_e 为原始或平均地层压力,MPa; p_D 为无因次压力。

使用PIPESIM软件输入Y05井的完井管柱、井斜数据、井下工具、储层物性等参数建立模型,PIPESIM能够通过数值计算得到此井的生产指数、无阻流量和临界携液流量等重要生产数据(图1)。

从图1中可以看出,模拟的无阻流量为12.39×10⁴ m³/d,和“一点法”计算的结果相差5.8%;临界携液流量为2.92×10⁴ m³/d(图中绿色竖直虚线所示),根据李闰模型计算的临界携液流量为2.856×10⁴ m³/d,二者相差仅为2.2%。模拟的结果比较准确。

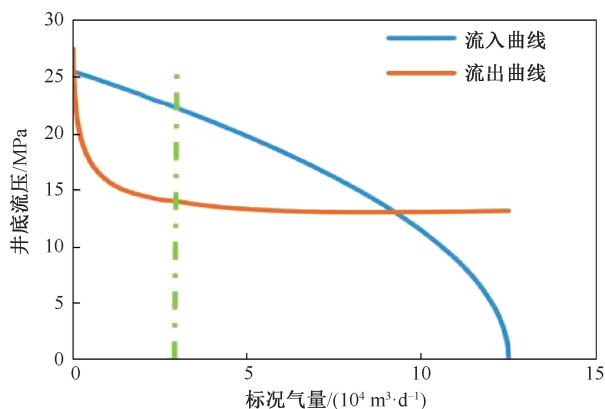
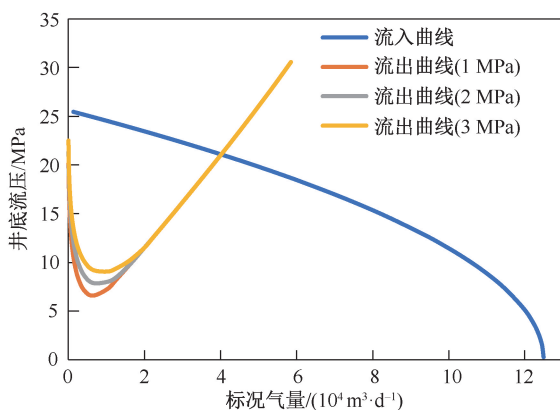


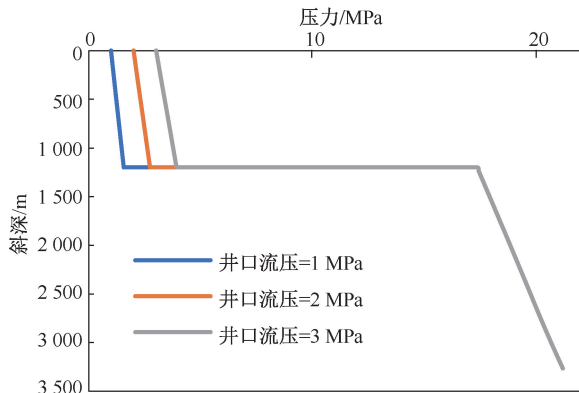
图1 Y05井返排试气时的流入流出曲线
Fig.1 IPR and J curve just after well testing

2.2 下入井下节流器生产状况分析

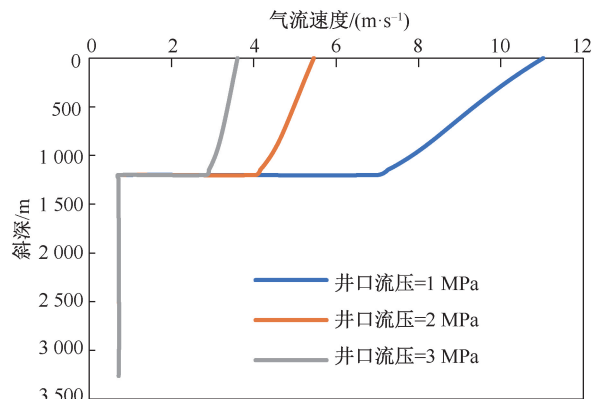
在投产初期,节流器最重要的作用是达到临界流状态时(节流器下游与上游压力之比小于0.546),地面作业造成的压力波动不会传导至节流器上游,使地层能够稳定生产^[15]。从图2可以看出节流器下游的压力的波动不影响气井的产量(图2a)和节流器以下至井底的压力(图2b)及气流速度(图2c)分布,但是井口流压的变化引起节流器以上至井口的压力及气流速度分布差别:井口流压越小,井筒内各处压力也更小,气流速度则更大。



a. 不同井口流压对气井产量的影响



b. 节流器井不同井口流压时井筒压力分布



c. 节流器井不同井口流压时气流速度分布

图2 节流器临界流状态时不同井口流压敏感性分析

Fig. 2 Sensitive analysis when down hole choke reaches to critical flow state

Y05井于2018年7月下入井下节流器,节流器下入深度1200m、节流器直径4.6mm,投产初期配产 $4.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,井口流压为2MPa时带节流器生产的临界携液流量为 $3.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,气量大于临界携液流量,气井能够正常携液。

使用4.6mm节流器生产5个月后,通过PIPESIM返推拟合近井筒地带压力下降至20MPa的生产状况,发现临界携液流量仍然为 $3.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,但是气产量下降至 $2.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,安装节流器生产已经不能正常携液,气量已经低于临界携液流量。当天然气通过井下节流器处于临界流量而产气量低于临界携液流量时,可优化节流嘴直径或打捞取消节流器,增大产气量带水采气。打捞出节流器,发现节流器上部有水。通过对同井台上的其它井(井口流压2MPa,气量 $1.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)进行井下照相机作业,发现节流器上部(下游)在地层压力降低时确实会积液,此井关井1h之后井下节流器之上仍然有大约4m高的液柱,气液置换现象很明显,和文献[15-16]中描述的积液现象一致。

模拟同样气量 $2.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 下不安装井下节流器的情况。参数为:地层压力20MPa,井口流压10.3MPa。其流入流出曲线如图3。可以看出,气井是否积液主要与气量(气体流速)有关,与有无节流器并无直接关系;从IPR曲线形态也可以得出结论,相同气量的情况下,下入井下节流器之后的压力损失比无节流器时大很多。

提取出这2种情况下沿井筒的压力和气体流速(图4,图5)。

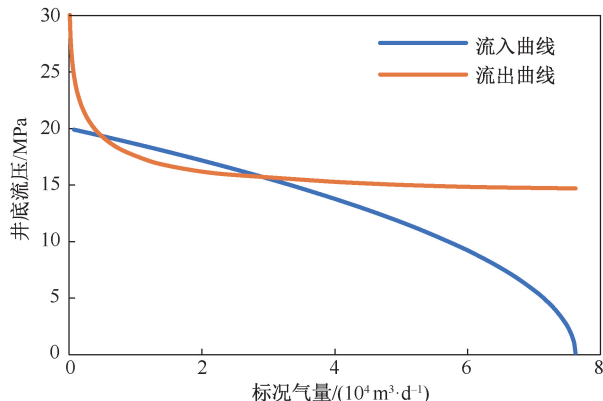


图3 同样气量无节流器的流入流出曲线

Fig. 3 IPR and J curve without down hole choke (same gas rate with Fig. 5)

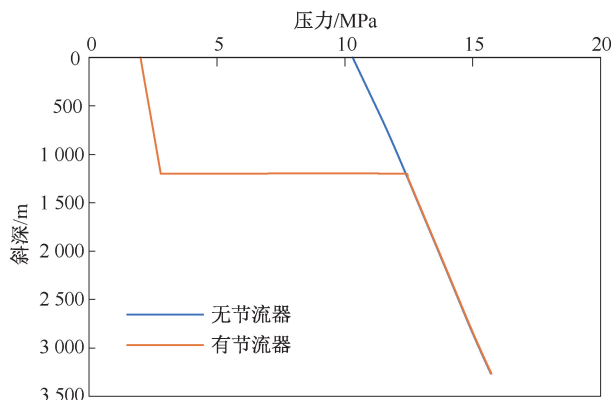


图4 有无节流器时沿井筒压力分布

Fig. 4 Pressure along wellbore with and without down hole choke

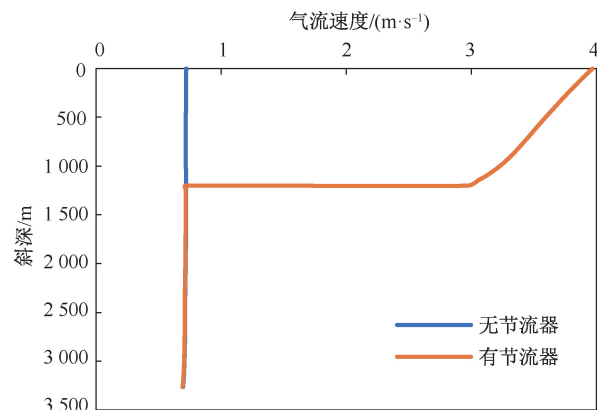


图5 有无节流器时沿井筒气流速度分布

Fig. 5 Pressure and gas velocity along wellbore with and without down hole choke

可以看出:当储层的压力和产气量相同时,节流器安装深度(1200m)以下的压力和气速分布与是否安装节流器无关,这2种情况下的压力和气流速度分布相同。但是节流器安装深度以上的压力和气流速度分布不同,由于节流器的节流降压作

用,安装节流器之后,节流器以上的部分压力减小,气速增大,由 0.77 m/s 逐渐增大至井口处的 1.95 m/s ,根据李闯模型,通过公式(6)计算 88.9 mm 油管 9 MPa 井口流压时临界携液流速为 0.81 m/s ,因此判断这2种产状下气井由于井筒下部气速低于临界携液流速均会产生积液问题(如果安装节流器,此种压力和气量下节流器上部(下游)不会积液),和模拟的结果以及现场数据一致。

下入节流器节流降压的同时不可避免的会膨胀吸热而降温,将节流器下入井下 $1\,200 \text{ m}$ 深度的目的就是充分利用地下热量,使井筒内不形成水合物堵塞流动通道。实际的温度分布如图6所示,气体通过井下节流器时温度从 57°C 降至 34°C (仍然高于水合物形成温度),但是气体在上升的过程中很快升高至 43°C ,很好的解释了井下节流器能够防止冰堵的原因。

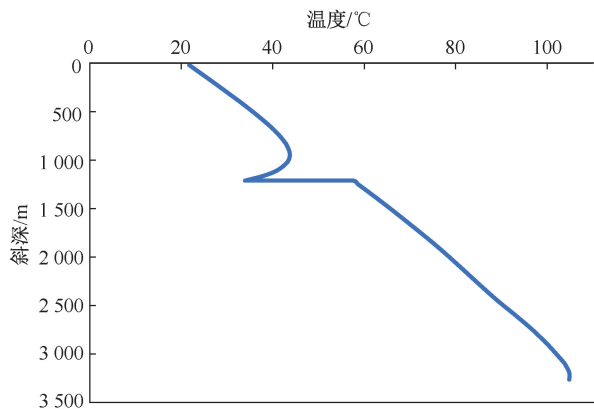


图6 安装节流器后的沿井筒温度分布

Fig. 6 Temperature along wellbore with down hole choke

2.3 下入速度管生产状况分析

下入井下节流器生产一段时间之后,当节流器之上开始积液的时候,需要拔出节流器配合其它排水采气措施生产^[17]。2018年11月Y05井拔出节流器后继续生产,2019年4月因积液不能正常生产,此时应该作为下入速度管的时机^[18]。2019年10月下入外径 31.75 mm 速度管(内径 25.4 mm)至 $3\,240 \text{ m}$,下入速度管之后同样气量下气体流速更快,更容易达到临界携液气量从而达到排水采气的目的^[19-20]。下入速度管初期井口油压 4.15 MPa ,气量 $1.11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,水量 $0.39 \text{ m}^3/\text{d}$,拟合的流入流出曲线如图7所示,拟合的近井筒地带地层压力为 12.2 MPa ,无阻流量为 $2.83 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,为实际的油气开发提供了重要参数。

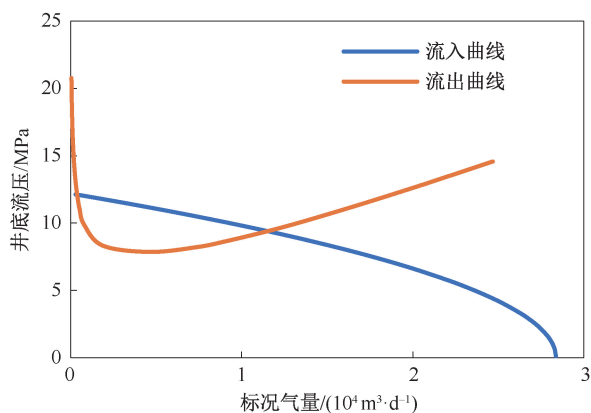


图7 安装速度管之后的流入流出曲线

Fig. 7 IPR and J curve after Velocity String installed

根据李闯模型,此状况下速度管携液的临界流速为 1.2 m/s ,临界流量为 $0.23 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。从图8中绿色线可以看出,沿井筒气流速度由 3.6 m/s 逐渐增大至井口处的 6 m/s ,大于临界携液流速,速度管的排水效果很好,和实际的生产排水情况符合。

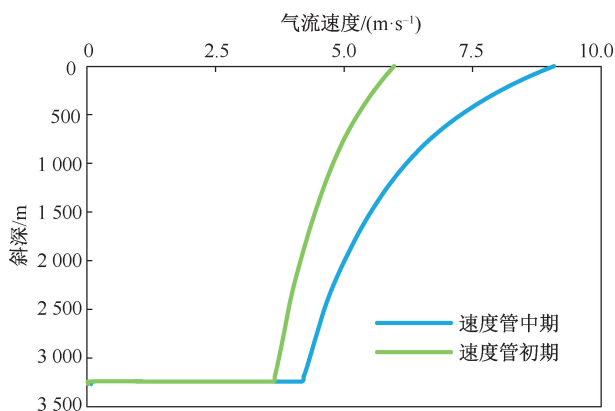


图8 刚安装速度管时沿井筒气流速度分布

Fig. 8 Gas velocity along wellbore just after Velocity String installed

采用速度管生产半年之后,2020年5月井口油压 1.75 MPa ,气量 $0.65 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,水量 $0.26 \text{ m}^3/\text{d}$ 。利用PIPESIM拟合的近井筒地带地层压力为 8 MPa ,无阻流量为 $1.22 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,均小于前值,说明随着生产的进行,近井筒地带的压力在不断下降。此状况下速度管排液的临界流速为 1.86 m/s ,临界流量为 $0.15 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,利用软件模拟的结果如图8中蓝色线所示,沿井筒气流速度由 4.2 m/s 逐渐增大至井口处的 9.1 m/s ,大于临界携液流速,速度管仍然能正常携液,和实际的生产情况符合。

图9和图10为Y05井在不同生产时期生产情况。

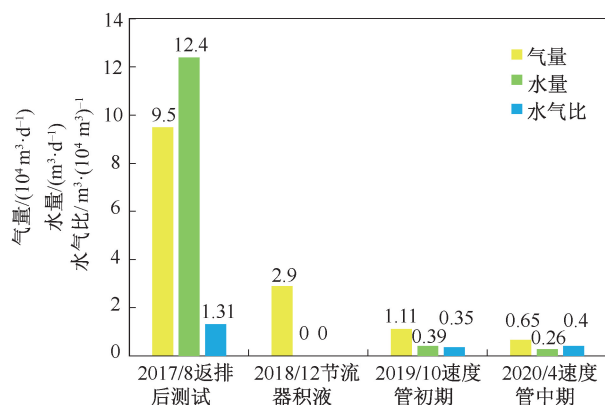


图9 Y05井不同时期生产情况

Fig. 9 Production data at different production period of Y05

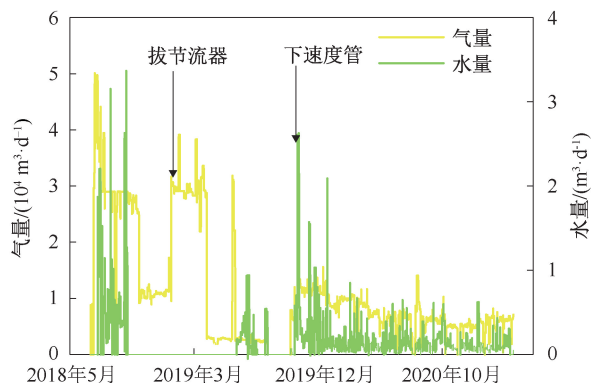


图10 Y05井不同时期生产曲线

Fig. 10 Production curve at different production period of Y05

可以看出:在压裂之后测试时由于地层能量足,水气比最大;下入井下节流器后,随着近井地带地层压力的逐渐下降,气井不能正常携液而造成积液,水气比降为0;下入速度管之后一直能够正常携液,安装速度管初期水气比为 $0.35 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,目前即使在 $0.65 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的低气量时气井仍然能够正常生产,水气比为 $0.40 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$,此水气比大于延X井区所有气井的平均水气比,说明在安装速度管之后携液效果一直很好。

3 结论

(1)针对延X井区天然气井,模拟了气井不同生产阶段的储层状况、气液流速及排液能力,结合李闽、Turner和Gray模型能够准确的掌握气井动态,为气井管理提供直观可靠的数据支持。

(2)达到临界流状态时,节流器下游的压力的波动不影响气井的产量、节流器上游压力及气流速度分布。使用井下节流器能够降低集输压力,防止

水合物堵,但是随着储层压力降低,节流器下部易发生积液,因此发生积液时需要及时拔出节流器并配合其它排水采气措施生产,为天然气井井下节流器的使用提供直观的数据指导。

(3)气流速度大于临界携液流速是气井能够携液的根本原因。速度管是一种很好的排水采气措施,安装速度管后,气流沿着速度管向上速度呈指数倍增大,能够极大的降低临界携液流速,提升气井携液能力,延长气井生命周期,使气井在低气量的情况下保持长期的正常生产。

致谢:感谢斯伦贝谢油和油田工程有限公司生产技术工程部和陕西延长石油(集团)有限责任公司油气勘探公司蟠龙采气厂技术科相关同事们的大力指导和支持。

参考文献

- [1] 翟中波. 智能柱塞瞬时运行速度研究与应用[J]. 油气与新能源, 2021, 33(5): 78-83, 88.
ZHAH Zhongbo. Analysis and research on instantaneous running speed of the intelligent plunger [J]. Petroleum and New Energy, 2021, 33 (4): 78-83, 88.
- [2] 张凤辉, 杨万有, 吴华晓, 等. 小型集成化气井排采工艺测试评价平台建设[J]. 油气井测试, 2020, 29(6): 15-21.
ZHANG Fenghui, YANG Wanyou, WU Huaxiao, et al. Construction of a compact platform for quantitative evaluation and test to gas well drainage and production processes [J]. Well Testing, 2020, 29(6): 15-21.
- [3] 郭秀庭, 胡洪亮, 任世举, 等. 大港油田密封式涡流排水采气技术[J]. 油气井测试, 2018, 27(6): 26-30.
GUO Xiuting, HU Hongliang, REN Shiju, et al. Sealed vortex technology for gas well deliquification in Dagang oilfield [J]. Well Testing, 2018, 27(6): 26-30.
- [4] 陈凯, 姚为英, 张强, 等. 渤海某凝析气田气井井筒积液分析及处理措施[J]. 油气井测试, 2020, 29(2): 37-42.
CHEN Kai, YAO Weiying, ZHANG Qiang, et al. Analysis of liquid accumulation and treatment measures for gas wells in a condensate gas field of Bohai [J]. Well Testing, 2020, 29(2): 37-42.
- [5] 张磊, 王志恒, 李晶, 等. 苏里格气田苏54区块气井开井流量研究[J]. 天然气与石油, 2016, 34(6): 66-71.
ZHANG Lei, WANG Zhiheng, LI Jing, et al. Research on gas well open up flow rate of su54 block in sulige gas field [J]. Natural Gas and Oil, 2016, 34(6): 66-71.
- [6] 黄祥峰, 刘锋. 东胜气田排水采气工艺技术难点及对策[J]. 天然气与石油, 2017, 35(3): 80-84.
HUANG Xiangfeng, LIU Feng. Technical difficulties and countermeasures of drainage gas recovery process in dongsheng gasfield [J]. Natural Gas and Oil, 2017, 35

- (3):80-84.
- [7] 黄万书,刘通,袁剑,等.智能决策系统与排液采气技术一体化研究[J].天然气与石油,2020,38(5):43-48.
HUANG Wanshu, LIU Tong, YUAN Jian, et al. Study on integrated technology for intelligent decision-making system and drainage & gas recovery [J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(5):43-48.
- [8] 王庆蓉,陈家晓,向建华,等.页岩气井积液诊断及排水采气工艺技术探讨[J].天然气与石油,2020,38(5):83-87.
WANG Qingrong, CHEN Jiaxiao, XIANG Jianhua, et al. Discussion on shale gas well effusion diagnosis and drainage gas production technique[J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(5):83-87.
- [9] 熊健,李凌峰,张涛.气井临界携液流量的计算方法[J].天然气与石油,2011,29(4):54-56,84.
XIONG Jian, LI Lingfeng, ZHANG Tao. Calculation method of critical liquid unloading gas rate for gas wells[J]. Natural Gas and Oil, 2011, 29(4):54-56,84.
- [10] OYEWOLE A. Extension of the gray correlation to inclination angles[C]//SPE Annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2015.
- [11] MAURER ENGINEERING INC. Multiphase flow production model-theory and user's manual, project to develop and evaluate slim-hole and coiled-tubing technology. DEA-67, Phase I, 1994, 2-25.
- [12] PIPESIM User Guide, Version 2014.1, Schlumberger, 2014. Houston, USA.
- [13] TURNER R G, HUBBARD M G, DUKLER A E. Analysis and prediction of minimum low rate for the continuous removal of liquids from gas wells [J]. Journal of Petroleum Technology, 1969, 21(11):1475-1482.
- [14] 李闽,郭平,谭光天,等.气井携液新观点[J].石油勘探与开发,2001,28(5):105-106.
LI Min, GUO Ping, TAN Guangtian, et al. New look on removing liquids from gas wells[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(5):105-106.
- [15] 刘鸿文,刘德平.井下油嘴节流机理研究及应用[J].天然气工业,1990,10(5):57-62.
LIU Hongwen, LIU Deping. Research and application on the downhole throttle mechanism[J]. Natural Gas Industry, 1990, 10(5):57-62.
- [16] 杨旭东,于志刚,肖述琴,等.苏里格气田井下节流气井积液规律研究[J].石油机械,2013,41(9):105-107.
YANG Xudong, YU Zhigang, XIAO Shuqin, et al. Research on the law of liquid loading in downhole throttle in sulige gas field [J]. China Petroleum Machinery, 2013, 41(9):105-107.
- [17] 杨旭东,刘双全,田伟,等.苏里格气田井下节流器积液过程分析与研究[J].石油钻采工艺,2014,36(1):97-99.
YANG Xudong, LIU Shuangquan, TIAN Wei, et al. Analysis and study on liquid loading process of downhole throttle in sulige gas field [J]. Oil Drilling & Production Technology, 2014, 36(1):97-99.
- [18] 吴武超,李治平,赖枫,等.致密气藏水平井速度管下入时间确定方法[J].断块油气田,2015,22(4):522-525.
WU Wuchao, LI Zhiping, LAI Feng, et al. Method to determine time of installing velocity string for horizontal well in tight gas reservoirs [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2015, 22(4):522-525.
- [19] 赵彬彬,李丽,白晓弘,等.水平井速度管柱排水采气技术研究及试验[J].石油机械,2018,46(1):88-91,99.
ZHAO Binbin, LI Li, BAI Xiaohong, et al. Research and test on water drainage gas recovery velocity string technology for horizontal well [J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(1):88-91,99.
- [20] 贺会群,明瑞卿,芮群英,等.连续管排水采气井两相流压降模型评价及优选[J].石油机械,2018,46(10):49-54,59.
HE Huiqun, MING Ruiqing, RUI Qunying, et al. Evaluation and optimization of pressure drop calculation models for ct drainage gas recovery[J]. China Petroleum Machinery, 2018, 46(10):49-54,59.

编辑 方志慧

第一作者简介:翟中波,男,1987年出生,工程师,硕士,2013年毕业于西安交通大学材料科学与工程专业,现从事油气井生产技术和完修井工作。电话:029-65698666。Email:zhaizhongbo@hotmail.com,通信地址:陕西省西安市未央区花园路2号,邮政编码:710061。