

◀油气开发▶

doi:10.11911/syztjs.2020022

## 涪陵页岩气田柱塞气举工艺研究与应用

刘华敏, 李牧, 刘乔平, 张丽媛

(中石化重庆涪陵页岩气勘探开发有限公司, 重庆 408014)

**摘要:** 气井通常采用柱塞气举工艺进行排水采气,但常规短柱塞无法适应涪陵页岩气田页岩气井井口存在 $\phi 177.8$  mm大阀、井下管柱存在变径等问题,为此研制了弹块式变径组合柱塞。该柱塞采用弹块设计与加长设计,既保证了柱塞的通过性,又降低了柱塞漏失率;柱塞中搭载温压仪,可以监测井下压力与柱塞运行状态,为柱塞工作制度调整提供依据;针对页岩气井不同阶段的生产特征,优化了柱塞气举工艺介入时机与柱塞工作制度。涪陵页岩气田34口井应用了柱塞气举工艺,单井平均产气量提高 $0.95 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/d,实现了页岩气井的连续稳定生产。柱塞气举工艺为涪陵页岩气田高效开发提供了新的技术途径,对其他页岩气田开发具有借鉴作用。

**关键词:** 页岩气; 柱塞气举; 组合柱塞; 工作制度; 优化设计; 涪陵页岩气田

**中图分类号:** TE375      **文献标志码:** A      **文章编号:** 1001-0890(2020)03-0102-06

## Research and Application of Plunger Gas Lift Technology in the Fuling Shale Gas Field

LIU Huamin, LI Mu, LIU Qiaoping, ZHANG Liyuan

(Sinopec Chongqing Fuling Shale Gas Exploration and Development Co., Ltd., Chongqing, 408014, China)

**Abstract:** Plunger gas lift technology is often used for drainage of water and gas recovery in gas wells. However, the conventional short plunger cannot solve some problems in shale gas well in Fuling Shale Gas Field, such as the large master valve on wellhead and downhole variable-diameter pipe string, therefore, an elastic block variable-diameter combined plunger was developed. The plunger adopts the design of elastic block and lengthening, which not only ensures the passage of the plunger, but also effectively reduced the leakage rate of the plunger. The temperature and pressure instruments are installed in the plunger to monitor the downhole pressure and the running state of the plunger, so as to provide the basis for adjusting the operating system of the plunger. According to the production characteristics of shale gas wells at different stages, the intervention time and operation system of plunger gas lift are optimized. Plunger lift technology has been applied in 34 wells in Fuling Shale Gas Field, with average daily gas production of a single well increased by  $0.95 \times 10^4$  m<sup>3</sup>, realizing shale gas production continuously and stably. The plunger gas lift technology provides a new technical way for the efficient development of Fuling Shale Gas Field, and has a function of guiding the development in other shale gas fields.

**Key words:** shale gas; plunger gas lift; combined plunger; working system; optimizing design; Fuling Shale Gas Field

柱塞气举是间歇气举的一种特殊形式,柱塞作为固体密封界面将举升气体和被举升液体分开,阻止了积液下落,可以减少滑脱损失,提高举升效率<sup>[1-5]</sup>。该技术在长庆、四川和大牛地等气田都得到了广泛应用。涪陵页岩气田采用长水平段分段压裂技术,井口存在 $\phi 177.8$  mm大阀、井下管柱存在变径,导致柱塞的选型与常规气井存在差异。为了解决常规柱塞无法适用于井口存在大阀、井下管柱存在变径的问题,笔者研制了变径组合柱塞,优化了

页岩气井不同生产阶段的柱塞工作制度,提高了柱塞的举升效率,保证了涪陵页岩气田气井在低压阶段的正常稳定生产。

收稿日期: 2018-12-15; 改回日期: 2020-02-27。

**作者简介:** 刘华敏(1966—),男,湖北仙桃人,1988年毕业于江汉石油学院采油工程专业,高级工程师,从事天然气生产与研究工作。E-mail: liuhuam.jhyt@sinopec.com。

**基金项目:** 国家科技重大专项“涪陵页岩气技术集成与示范体系建设”(编号: 2016ZX05060)资助。

1 柱塞结构设计及优化

涪陵页岩气田页岩气井在应用柱塞气举工艺时,存在以下技术问题:1)下入油管采用带压作业方式,为保证带压起下油管的安全性,在油管结构中增加了 X 型工作筒(内径为 47.0 mm 或 58.0 mm)和 XN 型工作筒(内径为 45.0 mm 或 56.0 mm),柱塞运行时必须通过工作筒,并在油管(内径为 50.6 mm 或 62.0 mm)内保持充分密封;2)页岩气藏采用压裂改造,气井井口安装有  $\phi 177.8$  mm 大阀,常规短柱塞运动至井口大阀时易发生偏移,导致其滞留在阀腔,无法被捕捉或回落,漏失量较大;3)柱塞井口流程改造后,无法开展常规测压工作。为解决以上难题,对常规柱塞结构进行了优化。

1.1 防漏失设计

常规柱塞运动至井口大阀后易发生偏移而滞留在阀腔,无法到达防喷管;柱塞经过井下管柱上的工作筒时,容易造成常规柱塞卡堵(见图 1(a))。为了提高柱塞的适用性,研制了变径组合柱塞,采用加长设计,当柱塞进入井口变径段的时候,保证柱塞至少有一端在小通径内以扶正柱塞,同时保证在通过变径段发生收缩时始终有一个柱塞可以正常工作,以最大程度地降低漏失率(见图 1(b))。常规柱塞与变径组合柱塞的工作参数见表 1。

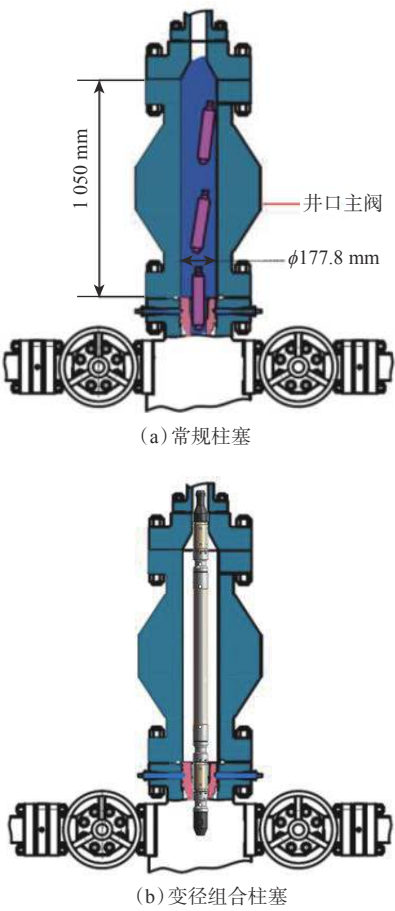


图 1 变径组合柱塞与常规柱塞结构对比  
Fig.1 Comparison of structure between variable-diameter combined plunger and conventional plunger

表 1 变径组合柱塞与常规柱塞工作参数对比

Table 1 Comparison of working parameters between variable-diameter combined plunger and conventional plunger

柱塞类型	适用油管 直径/mm	柱塞最小钢体 外径/mm	柱塞最大弹性 外径/mm	井口可通过 最大通径/mm	井下可通过 最小通径/mm	井下压力 检测装置	井下温度 检测装置
常规柱塞	60.3	49.0	51.0	52.0	50.0	无	无
	73.0	59.0	63.0	65.0	60.0	无	无
弹块式变径 组合柱塞	60.3	45.0	51.0	无限制	46.0	可搭载	可搭载
	73.0	55.0	63.0	无限制	56.0	可搭载	可搭载

1.2 温压仪搭载设计

气井采用柱塞气举时,需要改造井口流程,加装防喷缓冲器和捕捉器,导致无法进行常规测压作业。为了了解井下温度压力情况,在组合柱塞工具内部加装温度压力仪,以便实时监控柱塞运行状态和井下温度压力。柱塞一个运行周期内的温度压力测试曲线如图 2 所示。开井时,井口压力与外输压力快速持平,井筒中储存的气体从井口采出,压力传递至井下柱塞,使得压力计表现为压力突降,降至 5.1 MPa,此时柱塞开始上行排液;柱塞到达井口

时,排液量达到最大,压力上升至 9.8 MPa,气体进入续流生产阶段,依靠自身能量排液,此时压力计表现为井口压力;随着生产的进行,井筒积液,井口压力逐渐降低,直至进入下一循环。柱塞上行用时约 100 min,下行用时约 270 min。

2 柱塞气举工艺选井方法

2.1 柱塞气举工艺影响因素

影响柱塞气举工艺的因素很多,且各因素之间

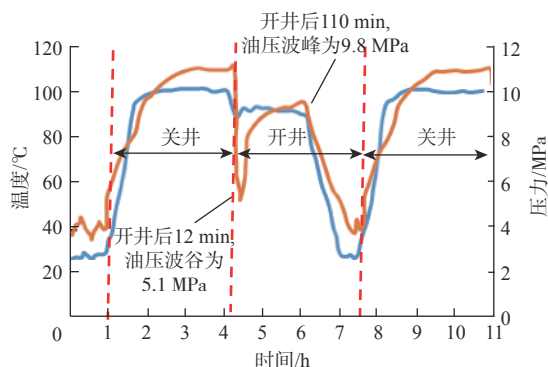


图2 柱塞气举过程井下温度压力测试数据

Fig. 2 Test data of downhole temperature and pressure during lifting gas by plunger

互有影响。理论分析及现场应用结果表明,套压、气液比、产液量、水平段井眼轨迹和柱塞工作制度是影响页岩气井柱塞气举效果的关键因素,其中套压、气液比、产液量和水平段井眼轨迹是柱塞气举工艺选井的主要条件,柱塞工作制度是提高柱塞举升效率的主要因素。

1)套压。柱塞运行的动力主要来自于气井自身能量,用套压来表征气井油套环空能量的大小,套压越大,表明气井能量越高,越有利于柱塞气举排液。

2)气液比。高气液比有助于推动柱塞上行,气液比越大,井筒能量损失越小,续流生产时间越长,关井复压所需时间越短,也越有利于延长单日开井时间,提高气井产量。

3)产液量。地层产液量越大,单个周期举升的液量越多,井筒能量损失越大;同时,产液过快会导致油管内快速积液,造成井底流压增高,关井恢复时间增长。若积液液面过高,易造成柱塞无法举升上部液体,导致柱塞气举失效。

4)水平段井眼轨迹。页岩气开发采用长水平井分段压裂技术,根据地层构造的不同,水平段表现出上翘型、下倾型和起伏型多种井眼轨迹<sup>[6]</sup>。井眼轨迹向上倾斜(上翘)时,液体易聚集在水平段根部或倾角下方,如果气体通道完全被液体堵塞,液体后部的压力将不断积累,直到通过段塞流将液体驱替出去;水平井井眼轨迹向下倾斜(下倾)时,液体会以层流方式向下部流动,在缓冲限位器以下水平段产生积液,难以用柱塞排出。

5)柱塞工作制度。柱塞工作制度优化主要是开关井时间的优化。关井时间越长,地层能量恢复越充分,油套环空中聚集的气体越多,单个周期排出的水量越多,单次续流生产时间越长<sup>[7]</sup>。但单次续流生产时间过长,气井能量衰竭,产量低于临界携

液流量而造成井筒积液,产生无效开井时间;同时生产时间过长,会消耗更多的地层能量,关井恢复的时间也会延长,严重影响柱塞气举的效率。

## 2.2 选井方法

采用柱塞进行举升排采时,关键是气井要具有能够推动柱塞运行的能量,可用井底流压来表征能量的大小。井底流压越高,地层的能量越充足,套管压力恢复速度越快,越有利于柱塞进行排水采气。柱塞运行时的最低井底流压计算公式为<sup>[8-9]</sup>:

$$p_{wf} > p_z = p_s + (p_{lh} + p_{lf})LA_t + p_p + p_f \quad (1)$$

式中:  $p_{wf}$ 为井底流压, MPa;  $p_z$ 为柱塞运行所需的井底流压, MPa;  $p_s$ 为外输压力, MPa;  $p_{lh}$ 为举升单位体积液体段塞的静液柱压力, MPa/m<sup>3</sup>;  $p_{lf}$ 为举升单位体积液体段塞摩阻压力, MPa/m<sup>3</sup>;  $L$ 为卡定限位器以上积液高度, m;  $A_t$ 为油管内表面积, m<sup>2</sup>;  $p_p$ 为克服柱塞重量所需的压力,取 0.325 MPa;  $p_f$ 为油管内的气体摩阻, MPa。

根据式(1),采用 Hagedorn-Brown 两相流计算方法,设定外输压力为 4.0 MPa, 计算不同直径的油管在不同水气比、不同积液高度条件下运行柱塞所需的最低井底流压,结果如图 3 所示。

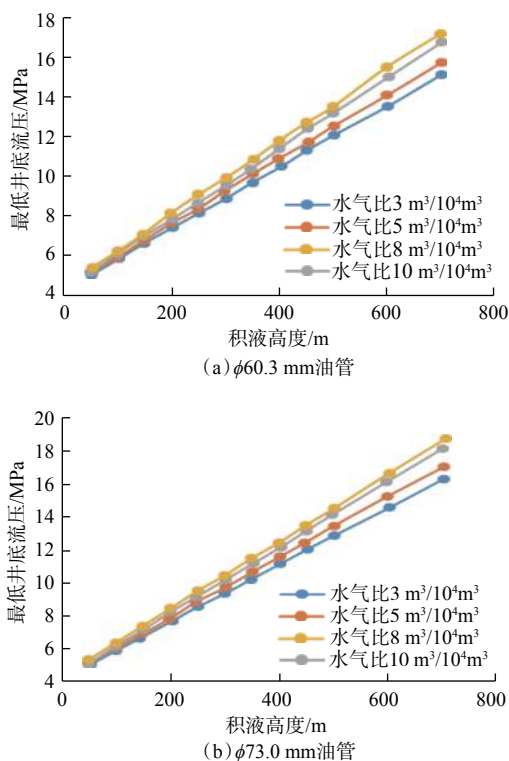


图3 外输压力 4 MPa 下气井运行柱塞所需的最低井底流压

Fig. 3 Minimum bottomhole flow pressure required for running plunger in gas well at external pressure of 4 MPa

从图3可以看出, 积液高度决定了开井时柱塞需要举升的液体体积, 积液高度越高, 开井所需的井底流压越高, 需要关井恢复的时间越长; 同样, 气井水气比越大, 井筒能量损失越大, 液体越易发生滑脱, 开井续流时间越短。

### 3 柱塞气举工作制度优化

#### 3.1 页岩气井生产规律分析

页岩气井生产可分为高液量返排期、高压高产水间开期和低压低产水间开期等3个阶段, 不同阶段气井的生产特征不同(见图4), 柱塞工作制度的优化方法也存在差异。其中, 高液量返排期的地层压力较为充足, 气井能够自喷生产。涪陵页岩气田某区块气井返排率达到20%后, 水气比明显下降, 气井高液量返排期结束, 进入高压高产水间开期, 此时为柱塞排采工艺的最佳介入时机。

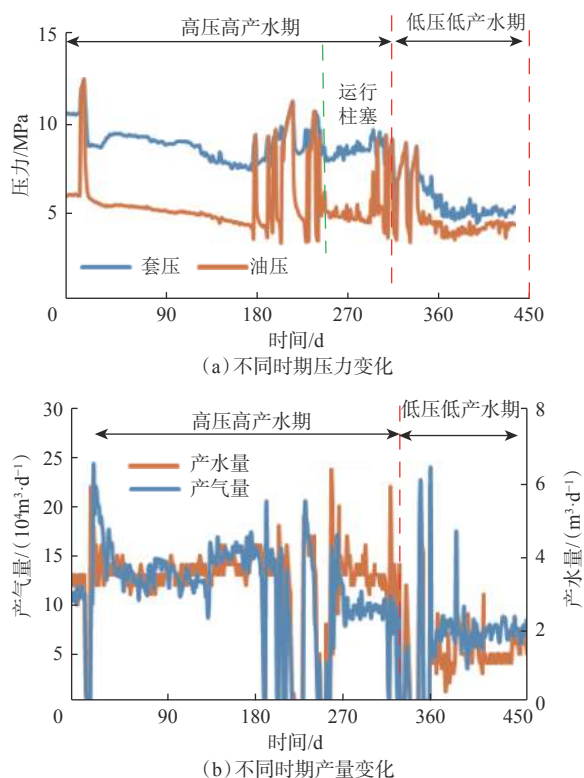


图4 页岩气井典型生产曲线

Fig.4 Typical production curve of shale gas well

#### 3.2 高压高产水间开期柱塞关井时机

高压高产水间开期气井积液通常会经历3个阶段: 1) 地层供给充足, 气井稳定携液; 2) 地层供给减弱, 液体滑脱, 井筒压力损失增大, 油压降低, 油套压差增大; 3) 液体滑落至油管鞋以下水平段, 气井水淹, 地层供气小于套管供气, 套压快速下降(见图5)。

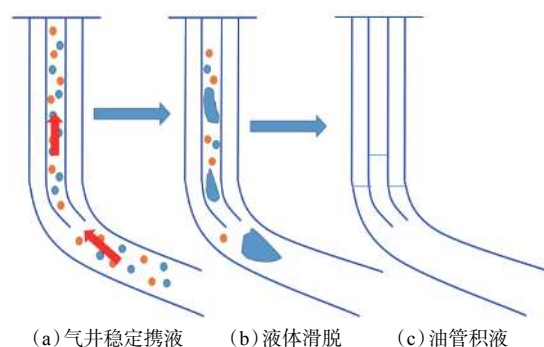


图5 高压高产水间开期井筒积液过程

Fig.5 Wellbore fluid accumulation process in high pressure and high water production stage

该时期气井柱塞一个工作周期内的生产曲线如图6所示, 主要分为3个阶段: 1) 关井恢复阶段, 完成柱塞的下落和井底压力的恢复; 2) 有效续流阶段, 包括柱塞上行排出积液和气井依靠自身能量携液生产, 此时油压波动, 有明显的出液特征; 3) 无效续流阶段, 此时气量低于临界携液流量, 出现套压快速返高, 油压、产气量快速下降, 井筒积液。当进入第3阶段时, 应及时关井循环柱塞, 缩短无效续流时间, 避免积液液面过高导致柱塞失效。

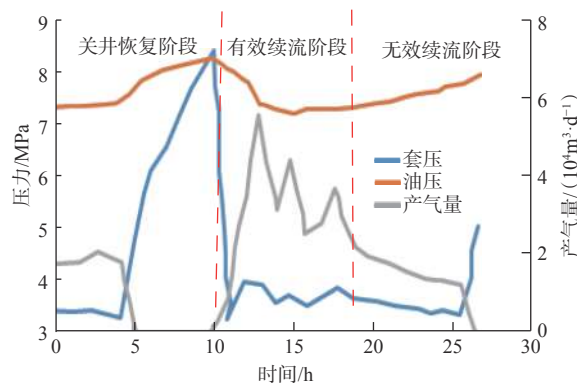


图6 柱塞运行周期压力及瞬时产量变化

Fig.6 Change of pressure and gas production during operating cycle of plug

#### 3.3 低压低产水间开期柱塞关井时机

随着地层能量降低, 气井进入低压低产水阶段, 井筒积液通常在油管鞋以下水平段, 生产过程中表现为油压、套压同步下降, 尤其对于水平段大斜度下倾型气井, 此特征更为明显。

低压低产水间开期气井积液通常会经历3个阶段: 1) 地层供给充足, 气井稳定携液; 2) 地层供给减弱, 液体滑脱, 井筒压力损失增大, 油压降低, 油套压差增大; 3) 液体滑落至油管鞋以下水平段, 气井水淹, 地层供气小于套管供气, 套压快速下降(见图7)。



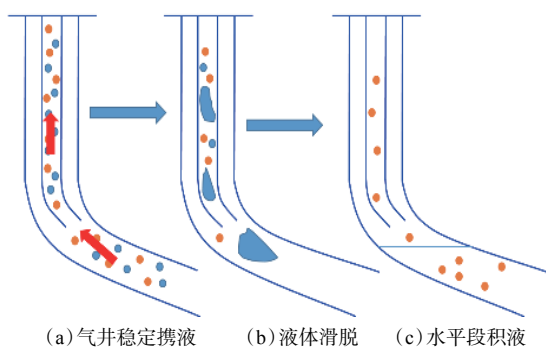


图7 低压低产水气井井筒积液过程

Fig.7 Wellbore fluid accumulation process in low pressure and low water production gas wells

这类气井通常采用控压生产方式,防止气井续流时间过长,致使套管环空储积的能量亏空而无法举升柱塞和液体。这种生产方式导致关井恢复时间延长,降低了气井生产时率,因此需要准确掌握关井时机。通常在出现地层供给不足、套管供气(表现为套压出现快速下降)时立即关井,缩短无效开井时间;压力恢复后,在高套压下开井,从而保证气井流入和产出达到动态平衡,如图8所示。若气井已处于第3阶段,水平段积液严重,则应当关井恢复地层能量,并在高压下开井并放喷辅助排出水平段积液后,再及时调整柱塞工作制度。

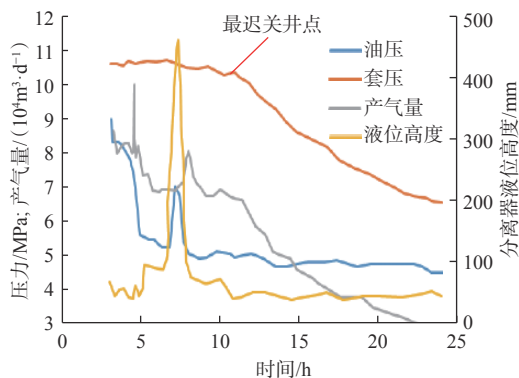


图8 低压低产水间开气井柱塞制度优化依据

Fig.8 Optimal result of plunger operating system in low pressure and low water production stage

### 3.4 开井时机

载荷系数是柱塞是否可以通过当前压差进行往复运行的重要参数<sup>[10-11]</sup>。当套压达到开井需要满足的载荷系数时,就可以进行开井生产。载荷系数计算公式为:

$$K = \frac{p_c - p_t}{p_c - p_s} \quad (2)$$

式中:  $K$  为载荷系数;  $p_c$  为套压, MPa;  $p_t$  为油压, MPa;

$p_s$  为外输压力, MPa。

根据现场经验统计,当  $K > 50\%$  时,认定柱塞无法上行举升排液;当  $0 < K < 50\%$  时,开井后柱塞能够到达地面的可能性超过  $80\%$ <sup>[10]</sup>。

## 4 现场应用

涪陵页岩气田 34 口井应用了柱塞气举工艺,通过优化气井不同生产时期柱塞工作制度,提高了柱塞举升效率,单井平均产气量增加  $0.95 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,有效控制了气井产量递减率,保证了页岩气井生产后期的连续稳定生产。

### 4.1 高压高产水间开期柱塞工作制度优化

J2-5 井续流阶段瞬时产气量大于  $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  时,能利用自身能量携液生产;产气量低于  $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  时,油套压差快速增大,井筒开始积液(见图9)。

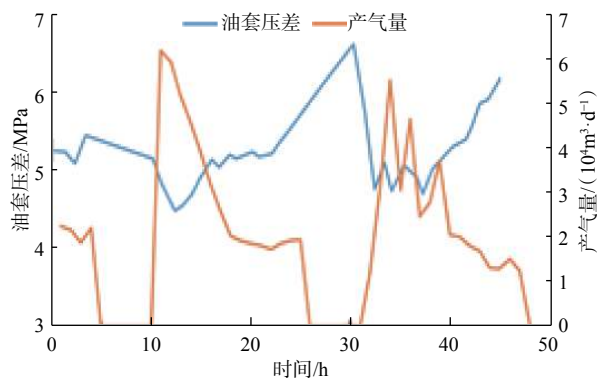


图9 J2-5 井生产曲线

Fig.9 Production curve of Well J2-5

该井前期采用关 6 h、开 15 h 的工作制度,导致续流阶段低效生产时间较长,井筒积液严重,降低了柱塞气举效率。根据工作制度优化原则,将工作制度调整为关 6 h、开 12 h,以保证柱塞在气井积液初期及时运行。工作制度调整后,柱塞单次运行的排水量增加,产水量从  $10.8 \text{ m}^3/\text{d}$  增加至  $11.9 \text{ m}^3/\text{d}$ ,产气量从  $2.06 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  提高至  $2.59 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

### 4.2 低压低产水间开期柱塞工作制度优化

从 J1-2 井生产曲线可以看出,开井时油压、套压同步下降,表明该井地层压力较低,能量供给不足(见图10)。初期开井时间过长,套压下降幅度较大,导致柱塞运行期间关井恢复时间延长,无法实现柱塞稳定运行;后期调整运行制度,缩短开井时间,套压下降  $1.0 \sim 2.0 \text{ MPa}$  时及时关井恢复。目前该井采用关 5 h、开 3 h 的工作制度,柱塞运行平稳。

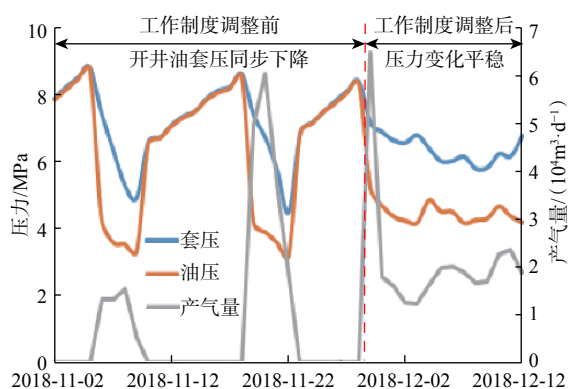


图10 J1-2井生产曲线

Fig.10 Production curve of Well J1-2

## 5 结论与建议

1) 研制了弹块式变径组合柱塞, 解决了常规柱塞工艺无法适应页岩气井井口存在大阀、井下管柱存在变径的问题。

2) 页岩气井不同生产阶段的柱塞工作制度不同, 气井从高液量返排阶段进入间开期后, 应及时进行柱塞排水采气, 减少气井井筒能量损失。

3) 高压高产水间开期要求在气井有积液征兆时循环柱塞, 低压低产水间开期要求以压力模式控制开关井, 保证气井有连续的能量供给。

## 参考文献

### References

- [1] 陈科贵, 田宝, 于静, 等. 柱塞气举排水采气工艺在定向井中的优化设计与应用[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 401-404.  
CHEN Kegui, TIAN Bao, YU Jing, et al. Optimization design and application of plunger gas lift for water drainage and gas recovery in directional well[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 401-404.
- [2] 韩强辉, 黄志龙, 杨焕英, 等. 水平井柱塞气举排液技术在长庆气田的应用[J]. 石油钻采工艺, 2018, 40(2): 210-214.  
HAN Qianghui, HUANG Zhilong, YANG Huanying, et al. Application of horizontal well plunger gas-lift drainage technology in Changqing Gasfield[J]. Petroleum Drilling & Production Technology, 2018, 40(2): 210-214.
- [3] 张春, 金大权, 李双辉, 等. 苏里格气田新型柱塞气举系统应用研

究[J]. 钻采工艺, 2017, 40(6): 74-76.

ZHANG Chun, JIN Daquan, LI Shuanghui, et al. Application of new type plunger lift system at Sulige Gasfield[J]. Drilling & Production Technology, 2017, 40(6): 74-76.

- [4] 杨旭东, 白晓弘, 李耀德, 等. 苏里格气田智能柱塞气举排水采气技术研究[J]. 钻采工艺, 2013, 36(5): 55-57.

YANG Xudong, BAI Xiaohong, LI Yaode, et al. Study on drainage gas recovery technique of intelligent plunger lift in Sulige Gas Field[J]. Drilling & Production Technology, 2013, 36(5): 55-57.

- [5] 天工. 长庆气区气井组合生产油管完井柱塞气举排水采气技术获得突破[J]. 天然气工业, 2015, 35(8): 92.

TIAN Gong. Gas well combination production of tubing completion plunger gas lift drainage and gas recovery technology in Changqing Gas Area has made a breakthrough[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(8): 92.

- [6] LANE W, CHOKSHI R. Considerations for optimizing artificial lift in unconventional[R]. URTEC-1921823, 2014.

- [7] 朱遂珩, 罗静, 朱琴. 邛西气田柱塞气举排水采气工艺优化分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2018, 20(2): 1-4, 8.

ZHU Suihui, LUO Jing, ZHU Qin. Analysis of the optimization of the plunger lift drainage gas recovery technology in Qiongsi Gas Field, Southwest of Sichuan Basin[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology(Natural Sciences Edition), 2018, 20(2): 1-4, 8.

- [8] 宁碧, 王睿, 葛奇奇, 等. 气井柱塞气举排液工艺参数优化设计方法及软件[J]. 中国石油和化工, 2016(4): 59-61.

NING Bi, WANG Rui, GE Keke, et al. Optimum design method and software for gas-lift liquid drainage process parameters of gas well plunger[J]. China Petroleum and Chemical Industry, 2016(4): 59-61.

- [9] 张凤东, 李海涛, 李洪建, 等. 柱塞气举模型方程的建立及求解[J]. 钻采工艺, 2005, 28(4): 66-69.

ZHANG Fengdong, LI Haitao, LI Hongjian, et al. Establishment and solution of plunger lift model equation[J]. Drilling & Production Technology, 2005, 28(4): 66-69.

- [10] 夏星, 夏继宏, 季伟, 等. 神木气田柱塞气举工作制度优化[J]. 石油化工应用, 2017, 36(5): 66-68.

XIA Xing, XIA Jihong, JI Wei, et al. Plunger gas lift system optimization in Shenmu Gas Field[J]. Petrochemical Application, 2017, 36(5): 66-68.

- [11] 何顺利, 吴志均. 柱塞气举影响因素分析及优化设计[J]. 天然气工业, 2005, 25(6): 97-99.

HE Shunli, WU Zhijun. Analyzing the influence factors of plunger gas lift and optimizing design[J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(6): 97-99.

[编辑 滕春鸣]