

致密气藏间歇生产井工作制度优化新方法

肖高棉, 孙丽, 汪春浦

中国石油集团川庆钻探工程有限公司 四川成都 610051

通讯作者: Email: xgm_dyy@cnpc.com.cn

项目支持: 中国石油集团川庆钻探工程有限公司重大研发项目“苏里格风险作业西区高含水上古致密气藏效益开发配套技术与试验”(CQ2020B-47-1-Z2)

引用: 肖高棉, 孙丽, 汪春浦. 致密气藏间歇生产井工作制度优化新方法[J]. 油气井测试, 2022, 31(4): 61-67.

Cite: XIAO Gaomian, SUN Li, WANG Chunpu. A new method for optimizing the working system of intermittent gas wells in tight gas reservoirs [J]. Well Testing, 2022, 31(4): 61-67.

摘要 致密气藏间歇气井在生产过程中难以准确制定合理的工作制度, 导致部分间歇气井利用率低、气井生命周期缩短。基于气井间歇生产机理与压力恢复特征, 建立了间歇生产井工作制度优化新方法。通过计算压力导数与传播半径曲线, 在曲线出现拐点前后作外切直线, 取两条外切直线的交点为最优压力恢复时间点。以苏里格气田为研究对象, 利用新方法对三种类型间歇生产井最优压力恢复时间进行计算。结果表明, 井筒积液类间歇生产井以 10 d 作为最优压力恢复时间; 压力偏低类间歇生产井以 20 d 作为最优压力恢复时间; 生产末期类间歇生产井 I、II 和 III 类井分别以 20 d、40 d 和 60 d 作为最优压力恢复时间。该方法为致密气藏间歇生产井工作制度优化和气井精细化管理提供有效的理论和技术支撑。

关键词 致密气藏; 间歇生产井; 工作制度; 优化; 气井分类; 压力恢复曲线; 压力恢复时间; 传播半径

中图分类号: TE37 **文献标识码:** B **DOI:** 10.19680/j.cnki.1004-4388.2022.04.011

A new method for optimizing the working system of intermittent gas wells in tight gas reservoirs

XIAO Gaomian, SUN Li, WANG Chunpu

CNPC Chuangqing Drilling Engineering Co., Ltd., Chengdu, Sichuan 610051, China

Abstract: The rational open/shut-in time of intermittent gas well in tight gas reservoir during production is difficult to define accurately, which results in low utilization rate and short lifecycle of some intermittent gas wells. Based on the principle of seepage mechanics, together with the pressure build-up and production behaviors of intermittent gas wells, the relationship between the pressure propagation distance of intermittent production gas well and time was established. According to the curve of pressure derivative and propagation radius, a circumscribed straight line was drawn before and after the inflection point of the curve, and the intersection of the two circumscribed straight lines was taken as the optimal build-up time point. Thus, a new method for optimizing the working system of intermittent gas wells in tight gas reservoirs was obtained. Taking the Sulige gas field as the research object, the new method was used to calculate the optimal build-up time of three types of intermittent gas wells. The results show that the optimal build-up time is 10 d for intermittent gas wells with liquid load, 20 d for intermittent gas wells with low pressure, and 20 d, 40 d and 60 d respectively for Classes I, II and III intermittent gas wells at the end of production. The new method provides an effective theoretical and technical support to the optimization of the working system of intermittent gas wells in tight gas reservoirs and the refined management of gas wells.

Keywords: tight gas reservoir; intermittent gas well; working system; optimization; gas well classification; build-up curve; build-up time; propagation radius

致密气藏气井由于其自身的地层物性条件, 连续生产时间相对较短, 间歇生产气井占比较高。如何科学管理好众多间歇生产气井, 制定其合理的间歇工作制度, 延长气井生命周期, 对致密气藏的效益开发至关重要。针对间歇井生产制度优化学者

们开展了相应的试验及研究, 得出了间歇井建议开关井工作制度^[1]、拐点压力制度调整方法^[2]、模糊优选方法^[3]、气井数值模拟法^[4]等成果, 一定程度上优化了间歇井的开关井机制, 但这些研究成果较大程度上依靠经验, 且方法复杂较难在现场应用。

苏里格气田大部分间歇气井在生产过程中难以准确把握合理的开关井时机,导致部分间歇气井利用率低、生命周期缩短。基于致密气藏气井间歇生产机理,分析其生产特征和间歇生产原因,通过研究压力传播距离和生产时间的变化规律,建立不同类型间歇气井的最优工作制度。该方法可以方便准确的确定间歇气井的最优关井时间及最优恢复程度,实现间歇气井的科学合理开采,有效提升气井开井时率,最大程度发挥气井产能,提升单井采收率。

1 致密气藏气井间歇生产机理

气井开井生产后井口压力和产能下降到一定低限值时,通过间歇关井可使外围致密区气体克服启动压差向近井区补充,增加气井的控制半径,实现依靠气井自身能量恢复井口压力和产能。

1.1 致密储层渗流和非均质供气理论

致密气藏指储层基质渗透率小于 0.1 mD 的砂岩气藏,自然产能低于工业气流下限,需要经过大型水力压裂等技术措施才能获得工业天然气产量。通过压裂,近井地带形成裂缝高渗区,但远井地带储层物性未改善,造成致密气藏气井非均质性强。随着气体的采出,高、低渗透区压力都随时间下降,高渗区由于压裂缝的存在,地层压力下降速率更快,随着压差的增大和流动半径的改善,远井地带储层逐步动用。生产特征表现为初期产量高且递减快,后期低渗透区供气主产量递减减缓、产量贡献率增大^[5]。

1.2 气井间歇生产机理

致密气藏含水饱和度较高,孔喉细小,毛管阻力较大,压力下降较快,气井开采一段时间后会在地层中形成压降漏斗,通过间歇方式使外围致密区气体克服启动压差向近井区补充,泄流半径随之增大(图1),但应力敏感效应会导致储层及裂缝参数降低,并减缓控制半径随时间增加的幅度,因此间歇生产井工作制度优化的技术内涵就是实现阈压效应^[6]和应力敏感效应^[7]的平衡,增加最大的控制半径,依靠气井自身能量恢复达到携液、复产的目的。

低渗气井间歇开采过程中压力和产能变化如图2所示。

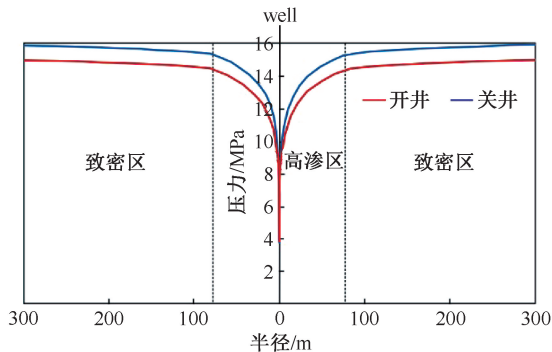


图1 气井关井前后压降漏斗示意图

Fig. 1 Pressure drop funnel of gas well shut-in

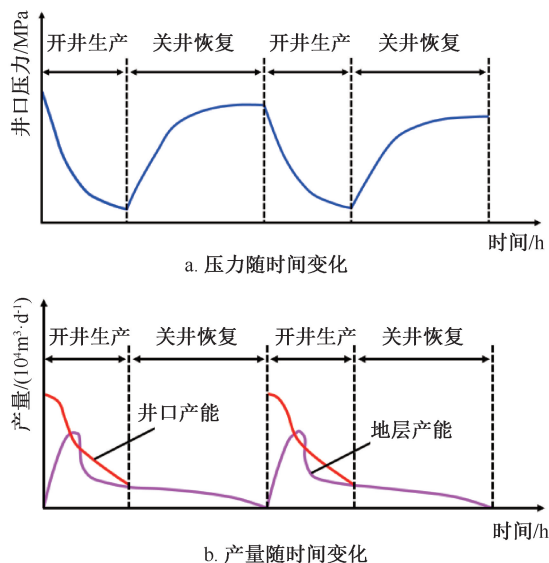


图2 气井间开过程压力和产量随时间变化图

Fig. 2 Variation of pressure and production rate with time in gas well inter opening process

开井初期,气井井筒的压缩气体弹性释放,井口压降较快,井口瞬时流量较高,时间较短,然后压力下降速度降低并趋于稳定。开井生产过程中,随着井筒压力降低,井底流动压力下降,生产压差增大,地层产能增大,随着近井地带压力释放结束,地层产能逐渐下降。当井口压力和产能下降到一定低限值时,关井恢复压力,地层产量继续降低,直到井筒底端压力与地层静压平衡,地层产量接近于零,当井口压力恢复到一定值时,再次开井生产。

2 间歇生产井分类评价

气井间开是由于气井不能正常连续生产造成的,针对国内致密气藏气井普遍产能特征和生产规律,造成气井不能正常连续生产的原因可归纳为以下三个方面:①气井产量小于临界携液流量,气井不能正常携液生产,造成井筒积液;②气井井口压

力接近地面系统压力,气井不能正常生产;③气井已到生命周期末期,达到经济极限产量。依据间歇原因将间歇生产井分成 3 类(表 1)。

表 1 致密气藏间歇生产井分类及特点

Table 1 Classification and characteristics of gas wells in Sulige gas field

原因分类	生产特点	阶段	特征参数
井筒积液	产水且无法完全排出,导致井筒积液,产能下降、压力波动,无法连续生产。	中期	气量小于 $0.5 \sim 1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 套压波动上升
压力偏低	井口压力接近或小于地面系统压力,气井产量较低,产量贡献小。	后期	套压一般在 $3 \sim 5 \text{ MPa}$
生产末期	气井投产时间较长,生产接近末期,产量极低。	末期	开采年限大于 10 年 气量小于 $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$

2.1 井筒积液类间歇生产井

研究发现致密储层普遍具有较高的束缚水饱和度,随着地层压力的下降,部分束缚水转化成可动水,因此在生产过程中气井普遍产水,当产量小于临界携液流量时,出现积液,减小了生产压差。通过间开,可以恢复压差,提高气井开井时初期流量,从而达到正常携液生产的目的。

2.2 压力偏低类间歇生产井

目前各气田地面集输系统压力约为 3 MPa,当气井井口压力小于系统压力时,气井不能正常开井生产,需要通过关井恢复井口压力,保障气井正常开井生产。

2.3 生产末期类间歇生产井

依据致密气藏气井生产经济评价情况,极限产量大多在 $0.1 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右,当气井产量小于经济极限产量的时候,气井不具备开井价值,需要通过关井恢复保障气井在经济极限产量以上生产。

3 致密气藏气井压力恢复特征

区别于常规气藏,致密气藏压裂改造后近井裂缝高渗区与远井低渗区呈现出很强的非均质特征,渗流特征及压恢速率差异较大,表现为弱补给模型。致密气井压降漏斗较深,生产中后期,关井后早期恢复速率快且恢复地层能量多、恢复程度较高,后期恢复急剧变缓且恢复地层能量少、恢复程度少^[8]。

从致密气井压力恢复曲线可以看出,气井关井后压力快速恢复至 80%~90%,但若若要恢复至 100%

则需要较长的时间(图 3)。

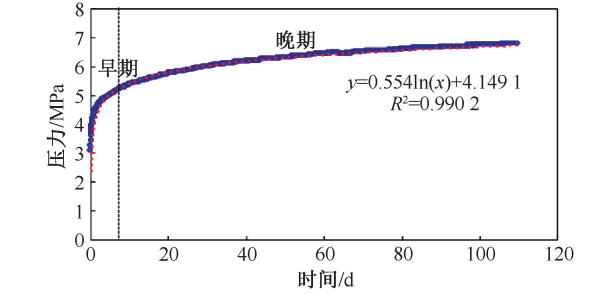


图 3 典型致密井压力恢复曲线
Fig. 3 Pressure build-up curve of typical tight well

从压降漏斗图上(图 4)也可以看出,早期恢复漏斗面积用时短,而后期恢复漏斗面积用时长。结合致密气井关井压力恢复特征与压降漏斗特征,间歇气井存在一个恢复时间与恢复程度的最优匹配,对于气井工作制度优化的关键,就是找到最优恢复点^[9]。

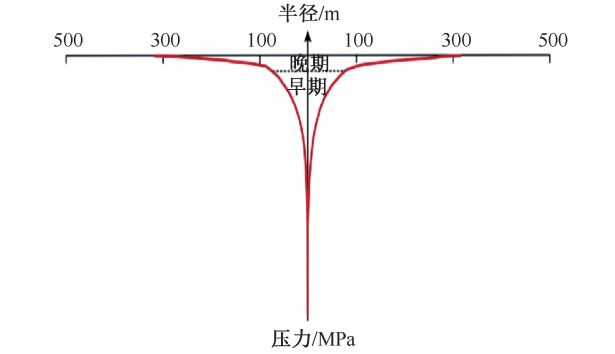


图 4 典型致密井影响半径随时间变化图
Fig. 4 Influence radius versus time of typical tight well

4 间歇生产井工作制度优化新方法

结合间歇生产井压力恢复规律,基于渗流力学原理^[10],根据气井产能方程^[11]得到压力与传播距离关系,通过寻找曲线拐点,确定最优关井时间及最优恢复程度。

气体稳定流动的径向流达西产能公式

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = \frac{\mu \bar{Z} \bar{T} q_{sc}}{774.6 K h} \ln \frac{r_i}{r_w} \tag{1}$$

对上式求导,得到

$$\frac{dp_R}{dr_i} = \frac{d \left(\frac{\mu \bar{Z} \bar{T} q_{sc}}{774.6 K h} \ln \frac{r_i}{r_w} \right)}{dr} \tag{2}$$
$$\frac{dp_R}{dr_i} = \left(\frac{\mu \bar{Z} \bar{T} q_{sc}}{774.6 K h} \cdot \frac{\ln \frac{1}{r_w}}{2 p_R} \right) \frac{1}{r_i} \tag{3}$$

式中: p_R 为地层压力, MPa; p_{wf} 为井底流压, MPa; μ 为天然气黏度, mPa·s; Z 为偏差系数, 无因次; T 为井底流温, K; q_{sc} 为气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$; K 为渗透率, μm^2 ; h 为产层厚度, m; r_i 为井筒半径, m; r_w 为泄气半径, m。

在建立压力传播半径和压力的关系曲线基础上, 通过求导绘制压力导数与半径关系曲线, 做压力导数初期和后期切线, 切线交点即可作为最优恢复时间(图 5)。

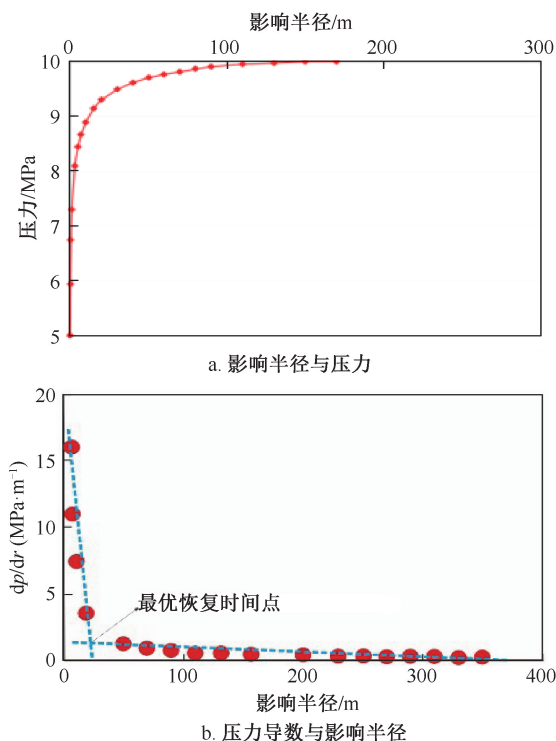


图 5 致密气井压力导数与影响半径图

Fig. 5 Pressure derivative and influence radius diagram of tight gas well

以苏里格气田为例, 制定间歇生产井工作制度优化新方法, 国内其它致密气藏可以此为鉴。

4.1 井筒积液类间歇生产井制度优化

致密气井存在普遍产水的现象, 随着气井产能不断降低, 气井携液愈发困难, 导致井筒积液。通过间歇生产, 可以提高气井开井流速, 达到携液要求, 延缓气井积液^[12]。

井筒积液类间歇生产井压力恢复曲线呈现明显的“厂”字形态, 早期恢复速率快, 曲线拐点明显。早期恢复速率约 1.0 MPa/d , 恢复至拐点(恢复程度 80%)的时间约 10 d, 恢复至 95%的时间约 150 d。绘制压力导数与影响半径关系曲线, 压力导数画两条回归线, 交叉于 35 m 影响半径附近, 表明压力传播到

35 m 时, 即 10 d 可作为最优恢复时间^[13](图 6)。

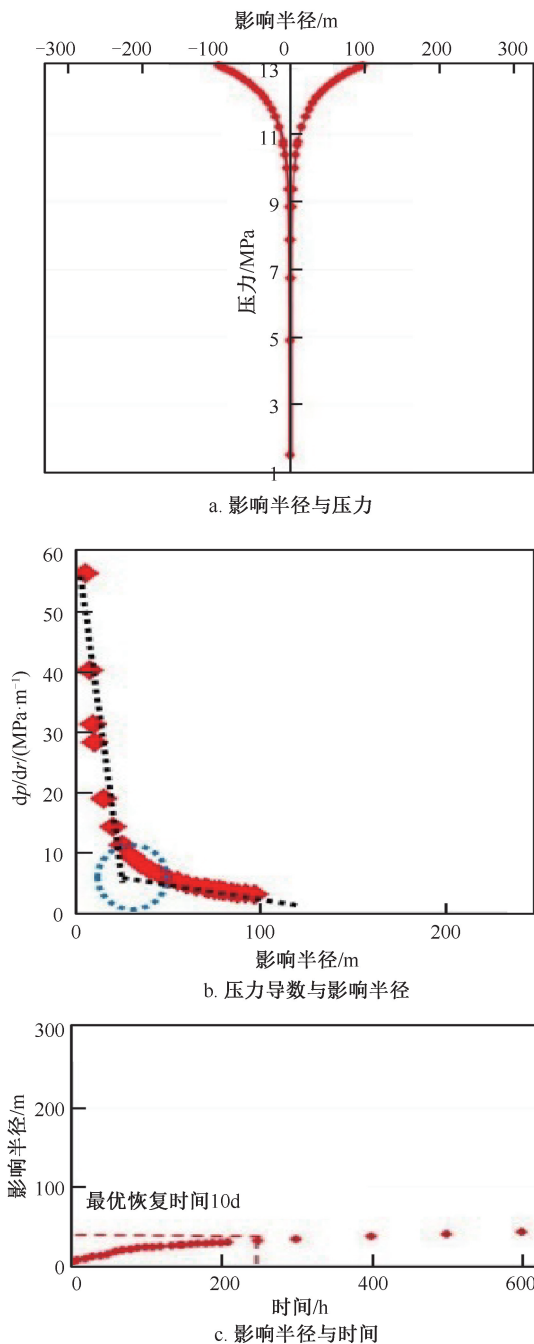


图 6 产水气井最优关井时间图版

Fig. 6 Optimal shut-in time chart of water producing gas well

4.2 压力偏低类间歇生产井制度优化

压力偏低类间歇生产井压力恢复曲线呈现“陡坡状”形态, 早期恢复速率较快, 曲线拐点明显。早期恢复速率约 0.4 MPa/d , 恢复至拐点的时间约 20 d, 恢复至 95%的时间约 150 d。绘制压力导数与影响半径关系曲线, 压力导数画两条回归线, 交叉于 40 m 影响半径附近, 表明压力传播到 40 m 时, 即

20 d 可作为最优恢复时间(图 7)。

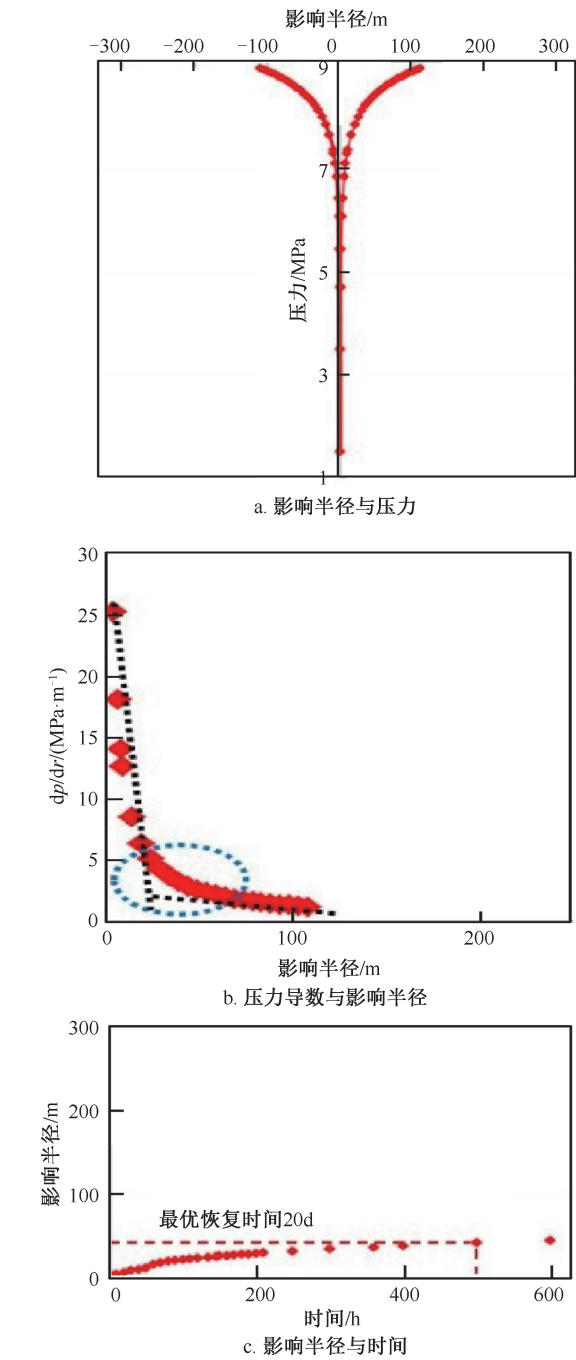


图 7 低压力井最优关井时间图版
Fig. 7 Chart of optimal shut-in time for low-pressure gas well

4.3 生产末期类间歇生产井制度优化

由于致密气井生产需要较大的生产压差,在废弃产量均为 $0.1\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ 、废弃井底流压均为 1.5 MPa 的条件下,Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类井^[14]储层物性差异较大,废弃地层压力也不相同。通过计算Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类井废弃地层压力分别为 3 MPa、8 MPa、12 MPa;折算生产末期套压为 1.5 MPa、5 MPa、10 MPa^[15]。

生产末期气井压力恢复曲线呈现“斜坡”状形态,气井整体恢复速率一般,曲线拐点不明显。Ⅰ类井恢复至拐点的时间约 20 d,Ⅱ类井 45 d,Ⅲ类井 60 d。绘制压力导数与影响半径关系曲线,压力导数画两条回归线,Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ类井分别交叉于 60 m、50 m、40 m 影响半径附近,表明压力传播到 60 m、50 m、40 m 时,即 20 d、40 d 和 60 d 可作为Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ类最优恢复时间(图 8~图 10)。

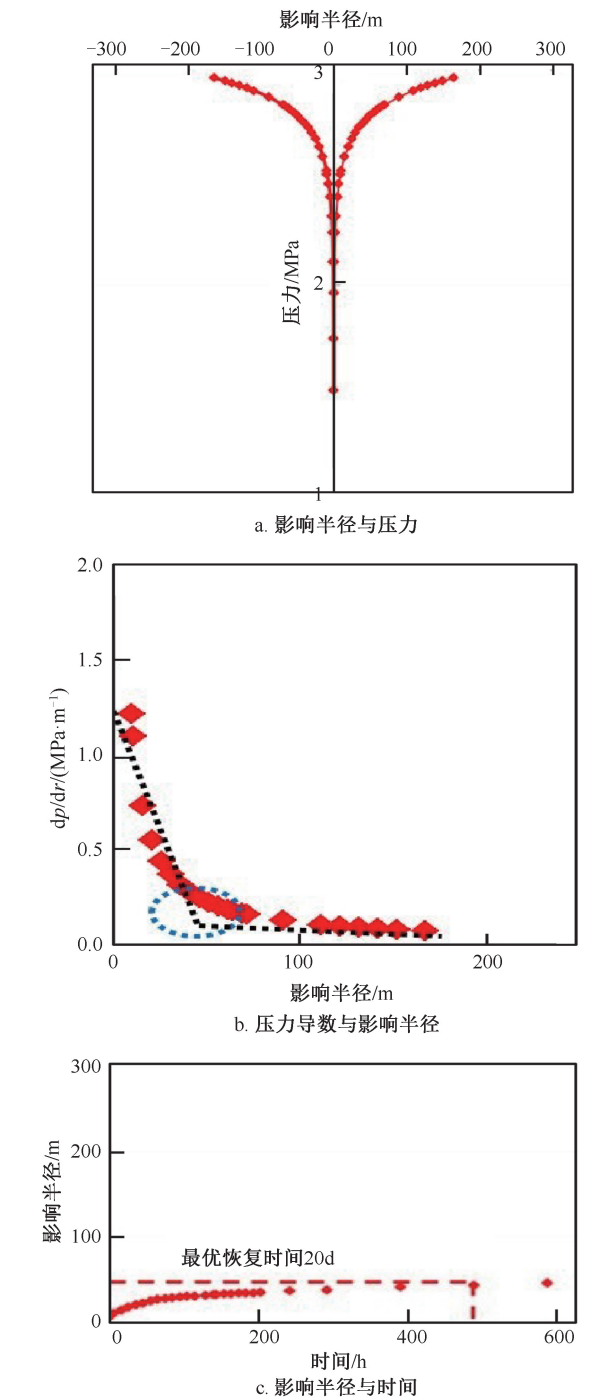
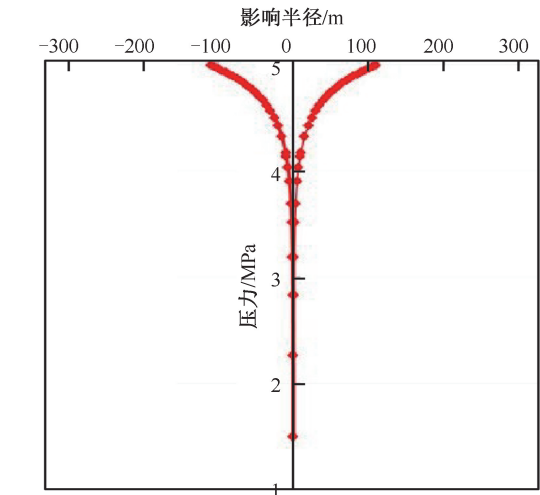
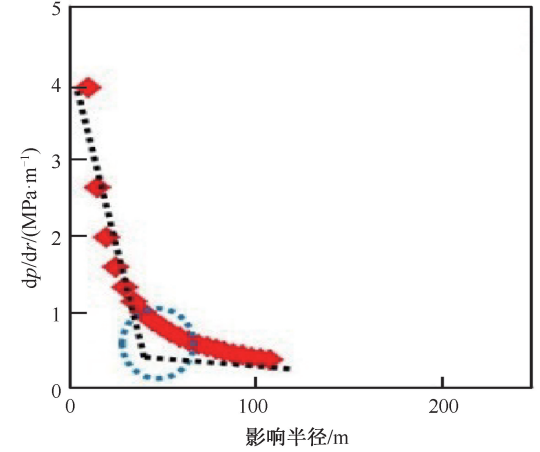


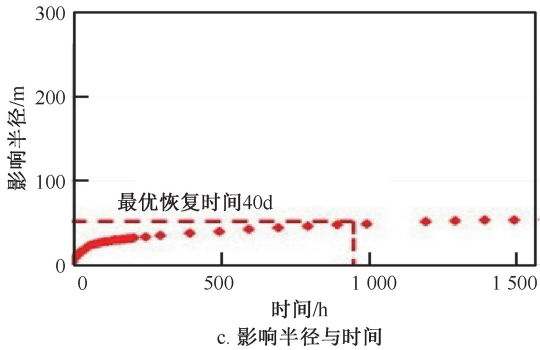
图 8 生产末期Ⅰ类气井最优关井时间图版
Fig. 8 Chart of optimal shut-in time of gas well at the end of life (class I)



a. 影响半径与压力

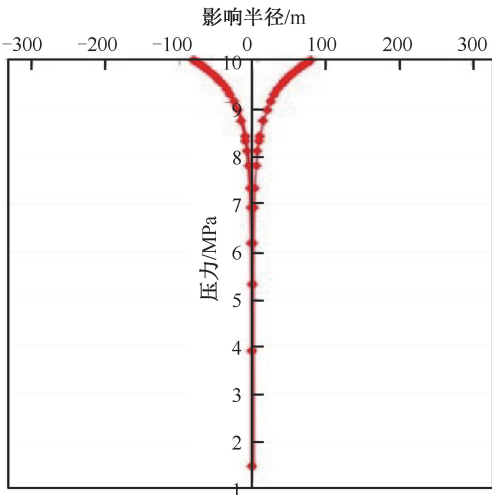


b. 压力导数与影响半径

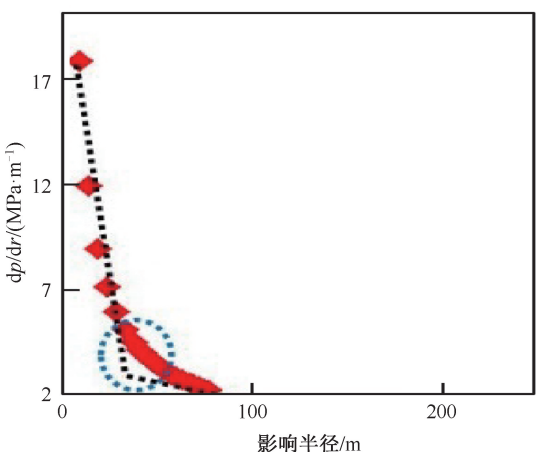


c. 影响半径与时间

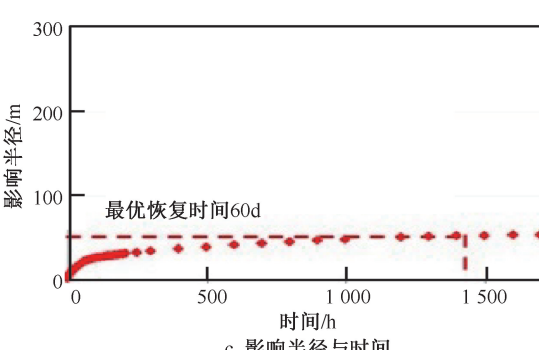
图9 生产末期Ⅱ类气井最优关井时间图版
Fig. 9 Chart of optimal shut-in time of gas well at the end of life (class II)



a. 影响半径与压力



b. 压力导数与影响半径



c. 影响半径与时间

图10 生产末期Ⅲ类气井最优关井时间图版
Fig. 10 Chart of optimal shut-in time of gas well at the end of life (class III)

5 结论

(1) 基于渗流力学原理,结合间歇生产气井压力恢复特征和生产规律,建立了间歇生产气井压力传播距离随时间的关系式,根据压力导数与传播半径曲线,在曲线出现拐点前后作外切直线,取两条外切直线的交点为最优压力恢复时间点,进而建立

适用于致密气藏间歇生产井工作制度优化新方法,对致密气藏持续高效开发具有重要意义;

(2) 根据致密气藏气井生产特征和间歇生产原因,将间歇生产井分为井筒积液井、压力偏低井和生产末期井三类。对于井筒积液类间歇气井,当产量小于临界携液流量或套压降至 6 MPa 时应实施间歇生产,最优压力恢复时间为 10 d;对于压力偏低类

间歇气井,当套压小于或者接近地面系统压力时间歇生产,最优压力恢复时间为20 d;对于生产时间较长、生命周期接近末期的Ⅰ、Ⅱ和Ⅲ类井,最优压力恢复时间分别为20 d、40 d和60 d。

致谢:感谢川庆钻探工程有限公司地质勘探开发研究院同意本文公开发表。感谢唐华佳、姚卓成、谢泱、胡杨等人在资料搜集、图版绘制和论文修改方面做出的贡献。

参考文献

- [1] 王宏,季伟,李晓芸,等. 间歇井生产制度优化试验[C]. 第十四届宁夏青年科学家论坛石化专题论坛论文集. 2018:375-378.
WANG Hong, JI Wei, LI Xiaoyun, et al. Optimization test of intermittent well production system[C]. The 14th Ningxia young scientists forum proceedings of the petrochemical forum. 2018:375-378.
- [2] 袁丹,田国勇,赖雅庭,等. 神木气田间歇井生产制度优化研究[C]. 第十五届宁夏青年科学家论坛石化专题论坛论文集. 2019:340-342.
YUAN Dan, TIAN Guoyong, LAI Yating, et al. Optimization of production system for intermittent wells in Shenmu gas field[C]. The 15th ningxia youth proceedings of the scientist forum petrochemical special forum. 2019: 340-342.
- [3] 吴晓东,肖伟,刘晓娟,等. 苏里格气田气井工作制度优化[J]. 天然气工业,2007,27(12):108-110.
WU Xiaodong, XIAO Wei, LIU Xiaojuan, et al. Production parameters optimization of gas wells in sulige gas field[J]. Natural Gas Industry, 2007,27(12):108-110.
- [4] 张海波,黄有根,陈红飞,等. 应用数值模拟研究间歇井生产制度——以苏里格气田南区上古生界气藏为例[J]. 天然气勘探与开发,2018,41(1):58-62,68.
ZHANG Haibo, HUANG Yougen, CHEN Hongfei, et al. Production system of intermittent wells based on numerical simulation: a casestudy on the Upper Paleozoic gas reservoirs, southern [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2018,41(1):58-62,68.
- [5] 林凤坦. Y气田致密砂岩气藏渗流特征及供气机理研究[D]. 成都:西南石油大学,2019.
LIN Fengtan. Study on seepage characteristics and gas supply mechanism of tight sandstone gas reservoir in Y gas field [D]. Chengdu:Southwest Petroleum University,2019.
- [6] 杨朝蓬,李星民,刘尚奇,等. 苏里格低渗致密气藏阈压效应[J]. 石油学报,2015,36(3):347-354.
YANG Chaopeng, LI Xingmin, LIU Shangqi, et al. Threshold pressure effect of low permeability tight gas reservoirs in Sulige gas field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(3): 347-354.
- [7] 刘启国,唐伏平,冯国庆,等. 开关井不同程度应力敏感效应对井底压力动态的影响[J]. 石油与天然气地质,

2007,28(4):523-527.

- LIU Qiguo, TANG Fuping, FENG Guoqing, et al. Influence of different stress sensitivities on bottom hole pressure behaviors during well opening and shut-in [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(4): 523-527.
- [8] 郭平,董超,刘旭,等. 考虑压裂影响的低渗气藏高压平面供气机理探讨[J]. 中国海上油气, 2019, 31(3): 92-98.
GUO Ping, DONG Chao, LIU Xu, et al. Discussion on the mechanism of high pressure plane gas supply in low permeability fractured gas reservoir [J]. China Offshore Oil and Gas, 2019, 31(3): 92-98.
- [9] 华红. 低渗透气井压力恢复曲线分析方法研究[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(5): 83-84.
HUA Hong. Study on pressure build-up curve analysis method of low permeability gas wells [J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(5): 83-84.
- [10] 曹丽娜. 致密气藏不稳定渗流理论及产量递减动态研究[D]. 成都:西南石油大学, 2017.
CAO Lina. Study on unstable seepage theory and production decline performance of tight gas reservoir [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [11] 刘海龙. 修正二项式产能方程在致密气藏中的应用[J]. 采油工程文集, 2017, (2): 7-12.
LIU Hailong. Application of modified binomial productivity equation in tight gas reservoir [J]. Collection of Oil Production Engineering, 2017, (2): 7-12.
- [12] 黄炳光. 气藏工程与动态分析方法[M]. 北京:石油工业出版社, 2014. 12.
- [13] 庄慧农. 气藏动态描述和试井[M]. 北京:石油工业出版社, 2009.
- [14] 管岩. 鄂尔多斯盆地苏里格气田X区盒8气藏储层特征研究及综合分类评价[D]. 西安:西北大学, 2020.
GUAN Yan. Study on reservoir characteristics and comprehensive classification evaluation of He8 gas reservoir in block X of Sulige gas field, Ordos Basin [D]. Xi'an: Northwest University, 2020.
- [15] 李小锋,范萍,吴优,等. 苏里格致密砂岩气藏废弃地层压力研究[J]. 中国科技论文, 2019, 14(8): 932-936.
LI Xiaofeng, FAN Ping, WU You, et al. Study on abandoned formation pressure of Sulige tight sandstone gas reservoir [J]. China Sciencepaper, 2019, 14(8): 932-936.

编辑 方志慧

第一作者简介:肖高棉,男,1981年出生,博士,工程师,2010年获西南石油大学油气田开发专业博士学位,现从事油气藏动态分析方面的研究工作。电话:028-86015020。Email: xgm_dyy@cnpc.com.cn。通信地址:四川省成都市成华区建设北路1段83号,邮政编码:610051。