

Q气田M区块下古气藏增压开采效果分析

范钟艺, 黄子松, 张 昶, 秦子魁

重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆

收稿日期: 2025年9月10日; 录用日期: 2025年10月17日; 发布日期: 2025年10月28日

摘 要

Q气田M区块下古气藏是非均质性强的深层大型定容气藏, 已面临产量递减的问题。为了维持稳定生产并提高采出程度, 在该气藏中开展了增压开采。本文针对不同类型气井进行研究, 结合增压前后生产数据, 利用气井增压前后的产气量、稳产期、产量递减率、压力递减率、二次产层贡献率、动态储量和气井产能评价等指标, 评估了增压开采对Q气田M区块下古生界气藏气井的影响。结果表明, 气藏增压开采后, 油压下降, 产量上升, 稳产期达2.6年, 稳产期内产量增幅11.6%, 气井产能指数倍比为1.03~1.16。各指标均表明M区块下古气藏增压开采效果良好。

关键词

下古气藏, 增压开采, 效果评价

Analysis of Pressurization Mining Effect of Lower Paleo-Gas Reservoir in M Block of Q Gas Field

Zhongyi Fan, Zisong Huang, Chang Zhang, Zikui Qin

College of Petroleum and Natural Gas Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing

Received: September 10, 2025; accepted: October 17, 2025; published: October 28, 2025

Abstract

The lower paleo-gas reservoir in M block of Qin Q gas field is a deep large constant volume gas reservoir with strong heterogeneity, which has been faced with the problem of production decline. In order to maintain stable production and improve the degree of recovery, pressurized mining was carried out in the gas reservoir. In this paper, different types of gas wells are studied. Combined with the production data before and after pressurization, the gas production, stable production

period, production decline rate, pressure decline rate, contribution rate of secondary production layer, dynamic reserves and gas well productivity evaluation before and after pressurization are used to evaluate the effect of pressurization on the lower Paleozoic gas wells in M block of Q gas field. The results show that after the pressurized gas reservoir exploitation, the oil pressure decreases and the production increases. The stable production period is 2.6 years, and the production during the stable production period increases by 11.6%. The gas well productivity index ratio is 1.03~1.16. All indicators show that the pressurized mining effect of the ancient gas reservoir in the M block is good.

Keywords

Lower Ancient Gas Reservoir, Pressurized Mining, Effect Evaluation

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).
<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

在气藏开发面临复杂地质条件与动态变化的背景下，保持稳定的气田产量与持续提升采收率始终是关键挑战，Q 气田 M 区块下古生界气藏是一个大规模固定容积气藏[1]，其产量呈现持续衰减态势，为解决此问题，实施了增压开采工艺。过往气藏开发的研究主要集中在单一方面，诸如产量递减规律分析或储量评估技术探究，而此类研究难以全面反映气藏开发的实际状况，本文创新地从多个角度全面评估了增压开发的效果。它不仅考察了天然气产量的变化、稳定产能和产量递减率，还分析了压力下降率、二次生产层的贡献率、动态储量和采收率。根据动态和静态参数将气井分为三类，并比较其增压前后的表现，可为本文提供更详细的开发效果[2]。这种方法可以为类似气藏的开发提供更有针对性的指导，并有助于提高开发效率和持续性。

2. M 区块气井生产动态

至 2024 年 8 月，Q 气田 M 区块下古生界气藏投产井 640 口。受储层物性、单井控制储量等因素影响，气井生产表现出不同的动态特征[3]，根据动、静态参数，制定相应分类标准(表 1)，据此标准将靖边下古生界气藏气井分为三类，其动态特征表现如下：I类气井具有产量高、稳产能力强的特征，II类气井在较低配产条件下气井生产稳定，具有较强的稳产能力，III类产量递减快、稳产能力较差(图 1)。

Table 1. Classification of gas wells in Lower Paleozoic gas reservoirs in M block of Q gas field
表 1. Q 气田 M 区块下古气藏气井分类

参数类型	技术指标	I类	II类	III类
静态参数	渗透率(10^{-3} um^2)	>0.8	0.3~0.8	<0.3
	c 孔隙度(%)	>7.0	5.0~7.0	<5.0
	KH ($10^{-3} \text{ um}^2 \cdot \text{m}$)	>0.8	0.08~0.8	<0.08
	储能系数($S_g \cdot H \cdot \phi$)	>0.32	0.15~0.32	<0.15
	无阻流量($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	>20	5~20	<5
动态参数	动储量($10^8 \text{ m}^3/\text{MPa}$)	>3	0.4~3	<0.4
	日产量($10^4 \text{ m}^3/\text{d}$)	>4	1~4	<1
	生产情况	稳产能力较强	稳产能力一般	稳产能力差

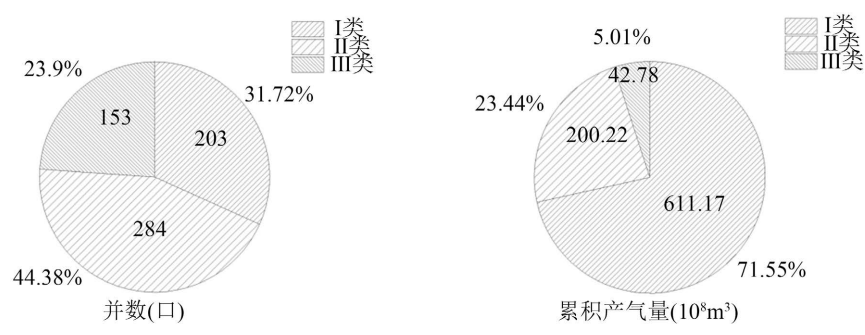


Figure 1. Classification results of gas wells in Lower Paleozoic gas reservoirs in M block of Q gas field
图 1. Q 气田 M 区块下古气藏气井分类结果

2.1. I类气井生产动态特征

Q 气田下古气藏目前I类气井有 153 口，占生产总井数的 23.9%，单井平均日产气量 $4.037 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。累计产气 $771.6351 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占 M 区块下古气藏累计产量的 68.5%；目前平均油压 4.26 MPa，平均套压 5.75 MPa；根据 2009 年实测压力统计，该类气井平均生产压差 2.6 MPa，采气指数 $2.198 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}/\text{MPa}$ ；单井平均控制动储量 $3.69 \times 10^8 \text{ m}^3$ ；单位压降采气量 $1454 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。I 类气井的总体动态特征表现为单井控制储量大、生产压差小、稳产能力强[4]。

如 G32 井(图 2)，该井气层有效厚度 9.6 m，孔隙度 7.3%，渗透率 1.07 mD，2006 年 12 月 9 日投产，无阻流量 $151.87 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，初期日产气量 $10.094 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，油压 25.2 MPa；目前日产气量 $2.5131 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ，油压 4.25 MPa，累计产量 $1.7004 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，产气量平均年递减 18.2%，油压平均年下降 1.163 MPa。

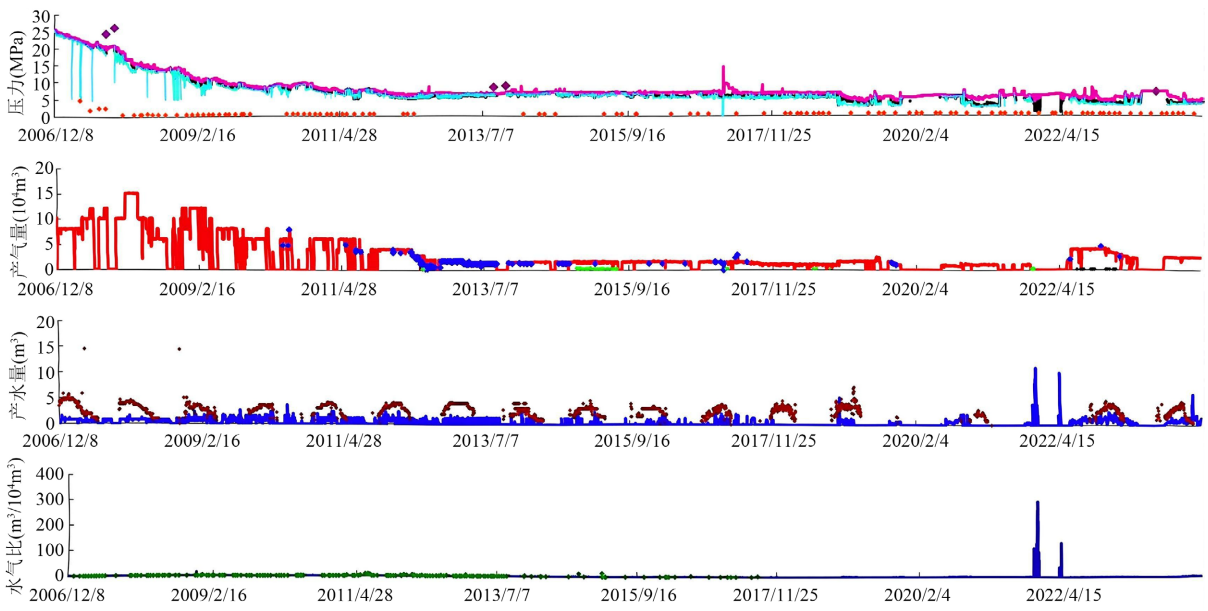


Figure 2. G32 well mining curve
图 2. G32 井开采曲线

2.2. II类气井生产动态特征

Q 气田目前II类气井有 284 口，占气井总数 44.38%，单井平均产气量 $1.207 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。累计产气 $292.5532 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，占气田总产量 25.97%；目前平均油压 4.66 MPa，平均套压 7.05 MPa；根据 2009 年实

测压力统计, 该类气井平均生产压差 4.60 MPa, 采气指数 $0.59 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}/\text{MPa}$; 单井平均控制动储量 $1.16 \times 10^8 \text{ m}^3$; 单位压降采气量 $396 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。II 类气井的总体动态特征表现为产量相对较低, 但生产稳定。

如 G06 井(图 3), 该井有效厚度 4.0 m, 孔隙度 6.64%, 渗透率 0.4 mD, 2006 年 10 月 28 日投产, 无阻流量 $26.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 初期产量 $2.8501 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 油压 22 MPa; 目前产量 $0.9693 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 油压 2.55 MPa, 累计产气量 $1.212 \times 10^8 \text{ m}^3$, 产气量平均年递减 7.52%, 油压平均年下降 1.08 MPa。

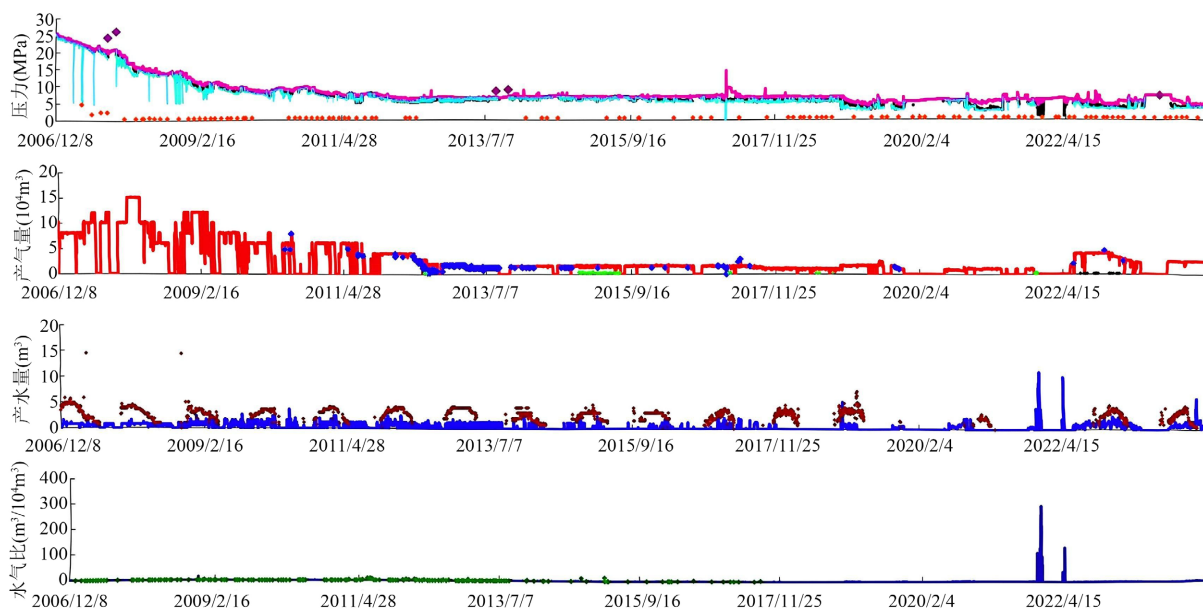


Figure 3. G06 well mining curve

图 3. G06 井开采曲线

2.3. III类气井生产动态特征

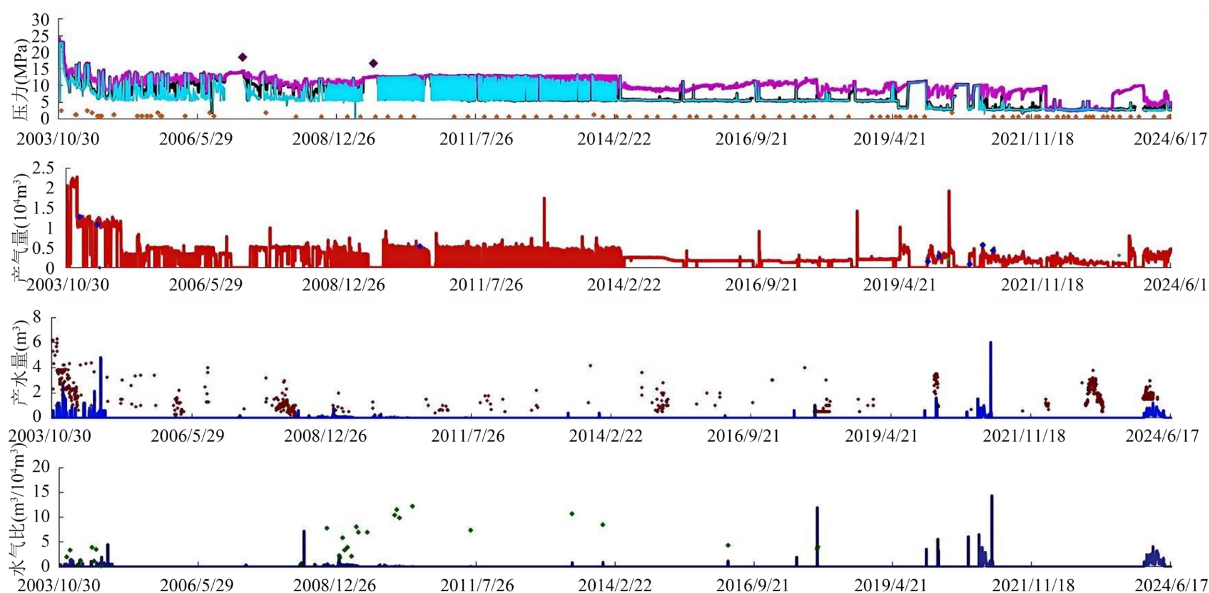


Figure 4. G51 well mining curve

图 4. G51 井开采曲线

Q 气田目前III类气井有 203 口, 占气井总数 31.72%, 单井平均产量 $0.20 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。累计产气 $62.2569 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占总产量 5.53%; 目前平均油压 4.39 MPa, 平均套压 7.36 MPa; 单井平均日产气量 $0.36 \times 10^4 \text{ m}^3$; 单井平均控制动储量 $0.345 \times 10^8 \text{ m}^3$; 单位压降采气量 $25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{MPa}$ 。III 类气井的总体动态特征表现为初期产量低, 产量递减快, 往往不能连续生产, 需经常关井恢复压力, 间歇生产。

如 G51 井(图 4), 该井有效厚度 1.4 m, 孔隙度 6.26%, 渗透率 0.188 mD, 2003 年 11 月 6 日投产, 无阻流量 $4.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 初期日产气量 $1.8369 \times 10^4 \text{ m}^3$, 油压 23.1 MPa; 目前日产气量 $0.4739 \times 10^4 \text{ m}^3$, 油压 3.32 MPa, 累计产量 $0.175 \times 10^8 \text{ m}^3$, 产气量平均年递减 14.6%, 油压平均年下降 0.94 MPa。

3. 增压效果评价

为评估 Q 气田 M 区块下古气藏气井的增压开采成效, 本文以气井增压前后的生产数据为基础, 从增压前后产气量变化、稳产能力、产量与压力递减趋势、次产层贡献率、动储量及采出程度等多个方向, 对气井增压开采效果展开评价与分析。

3.1. 增压可实现稳产、增产

气藏增压开采后, 油压下降, 产量上升, 稳产期达 2.6 年, 稳产期内产量增幅 11.6%。(表 2) I 类气井平均单井增产 $1.08 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 平均增幅 46.6%, 最大增幅达到 196%, 稳产 2.6 年, 稳产期内平均日产量增幅 19.0%; II类气井平均单井增产 $0.62 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 平均增幅 43.6%, 最大增幅达到 218.79%, 稳产 2.3 年, 稳产期内平均日产量增幅 11.3%; III类气井平均单井增产 $0.25 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 平均增幅 66.49%, 最大增幅达到 223.66%, 稳产 1.8 年, 稳产期内平均日产量增幅 9.1%; 产水气井产气量和产水量增大, 气井携液能力增强, 井筒积液导致停产的风险降低。气井产能指数倍比为 1.03~1.16, 表明增压开采提高了气井产能, M 区块下古气藏增压开采效果良好。

Table 2. Pressurizing effect of different types of gas wells
表 2. 不同类型气井增压效果

分类	整体	I类	II类	III类
增压前日产(万方/天)	1.7	3.1	1.3	0.4
增压稳产期(年)	2.4	2.6	2.3	1.8
稳产期内日均产气(万方/天)	1.9	3.7	1.5	0.5
稳产期增产幅度(%)	11.6	19.0	11.3	9.1

3.2. 压力递减速度增大

选取气井增压前后某段生产时间的油、套压力数据, 根据式(1)计算气井增压前后压力递减速度。由于生产数据波动性较大, 不存在平滑线性, 因此需要人为选取数据段分析处理, 选取气井增压前后数据, 插入拟合曲线计算气井压力递减速度。如图选取气井增压前后数据, 插入拟合曲线计算气井压力递减速度。

$$v_p = (p_1 - p_2) / \Delta t \tag{1}$$

结果显示压力递减速度增大, 与气井增压开采产量增大规律相符合。I 类气井平均压力递减率由 0.00252 MPa/d 增大为 0.00405 MPa/d; II类气井平均压力递减率由 0.00263 MPa/d 增大为 0.00421 MPa/d; III类气井平均压力递减率由 0.00137 MPa/d 增大为 0.00225 MPa/d, 如图 5、图 6。

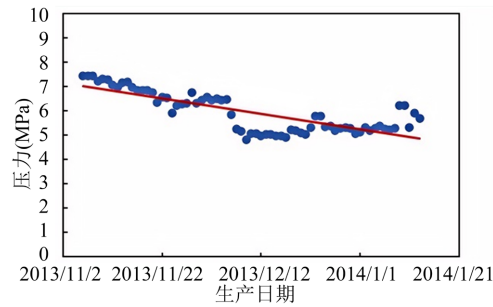


Figure 5. Pressure decline diagram of M33 well before pressurization
图 5. M33 井增压前压力递减示意图

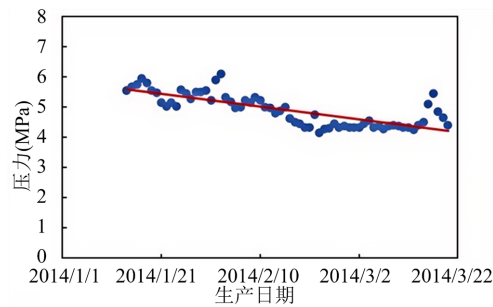


Figure 6. Pressure decline diagram of M33 well after pressurization
图 6. M33 井增压后压力递减示意图

3.3. 降低产量递减率

根据各井生产曲线对比增压前后平均产量、产量变化率计算产量年递减率。产量递减速度计算公式如下所示：

$$v_d = -\frac{dq}{dt} \quad (2)$$

产量递减率计算公式如下所示：

$$v_p = (p_1 - p_2) / \Delta t \quad (3)$$

选取气井增后的一段生产时间的数据，根据式(1)和式(2)计算得到各单井递减速度和递减率。结果显示，I类气井增压后平均产量递减率由 31.98%减小为 26.81%；II类气井增压后平均产量递减率由 44.34%减小为 26.78%；III类气井增压后平均产量递减率由 39.48%减小为 32.12%。表明增压开采可降低产量递减率。

3.4. 次产层产量贡献率增大

该区块主力产气层系为马五 13 段，次产层为马五 12 段等。气井增压前后进行了产气剖面测试，结果显示，I 类气井的次产层贡献率平均提高 1.93%；II 类气井主力产层次产层贡献率平均提高 1.06%；III 类气井主力产层次产层贡献率平均提高 10.14%。表明增压开采可提高次产层的开发效果和产能。

3.5. 动储量增加

3.5.1. 压降法

根据累积采出的天然气量、剩余天然气储量与原始储量之间的关系，可以建立常规水驱气藏的物质

平衡方程:

$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p B_w)}{B_g - B_{gi}} \quad (4)$$

利用气体状态方程可得不同地层状态下的天然气体积系数:

$$B_{gi} = \frac{p_{sc} Z_i T}{p_i T_{sc}} \quad (5)$$

$$B_g = \frac{p_{sc} Z T}{p T_{sc}} \quad (6)$$

将式(5)和式(6)代入式(4)可得

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(\frac{G - G_p}{G - (W_e - W_p B_w) \frac{p_i T_{sc}}{p_{sc} Z_i T}} \right) \quad (7)$$

上式即为正常地层压力下的水驱气藏压降方程, 由于靖边气田属于定容封闭气藏, 不考虑边水、底水的影响, 式(4)、(7)中对应的 W_e 、 W_p 均为 0, 则单井物质平衡方程以及压降方程分别为:

$$G_p B_g = G (B_g - B_{gi}) \quad (8)$$

$$\frac{p}{Z} = \frac{p_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) \quad (9)$$

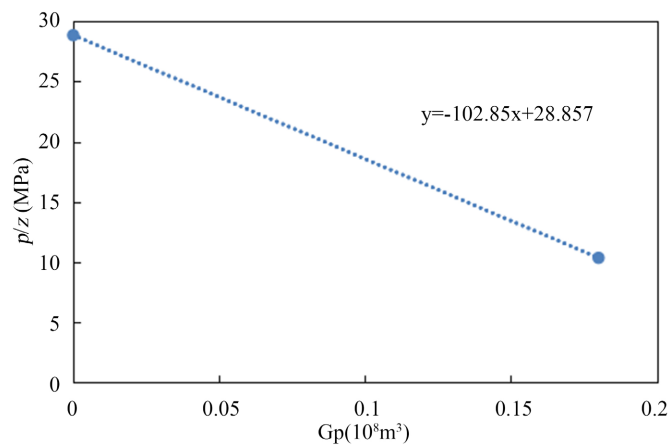


Figure 7. G51-7 dynamic reserves before pressurization

图 7. G51-7 增压前动储量

由于 P_i 、 Z_i 和 G 为常数, 令 $P_i/Z_i = A$, $P_i/(GZ_i) = B$, 代入式(3~9)可得:

$$\frac{P}{Z} = A - BG_p \quad (10)$$

由于 P/Z 与 G_p 之间呈线性关系, 则可建立 P/Z 与累积产气量 G_p 之间对应的关系直线, 从图中可以看出直线与横轴交点对应的横坐标即为动储量 G 。

根据各单井累计产气量和地层压力数据, 运用物质平衡原理计算得到单井增压前后压降曲线, 如图

7、图 8。

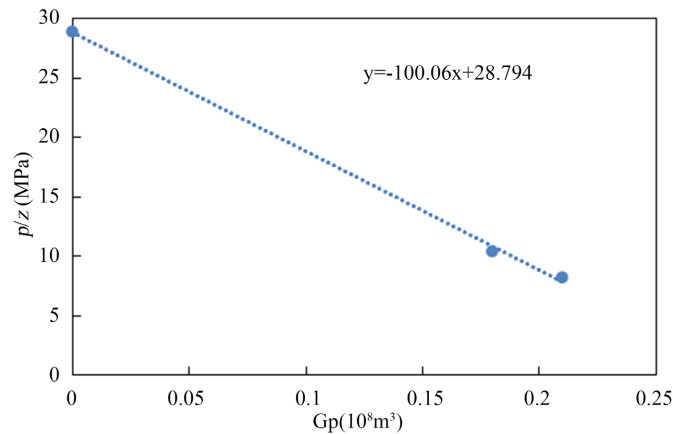


Figure 8. G51-7 dynamic reserves after pressurization
图 8. G51-7 增压后动储量

3.5.2. 流动物质平衡法

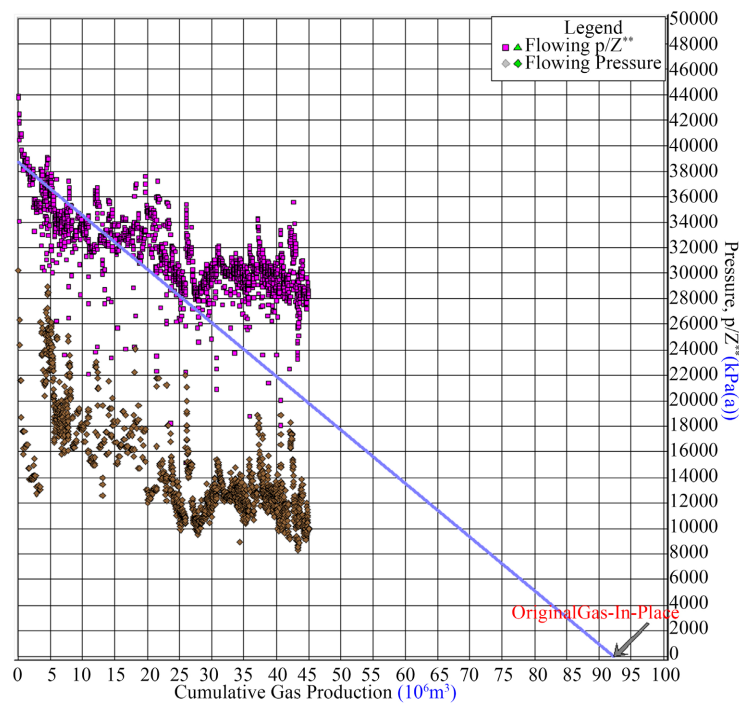


Figure 9. Flowing material balance curve of G0 well before pressurization
图 9. G0 井增压前流动物质平衡曲线

流动物质平衡法在气藏动态分析中，核心优势在于对数据需求精简且无需多次关井测压，获取井口套压、井底流压、气井产量、原始地层压力及地层温度这几类基础参数，即可开展计算。依据原始地层压力，计算出视原始地层压力(对应坐标点为 P_i/Z_i)，并过该点作一条与上述视井底流压降曲线(或视井口套压降曲线)相平行的直线；这条平行线与横坐标(累产气量轴)的交点对应的数值，便是待求的气藏动储量(G) [5]，如图 9、图 10 所示。

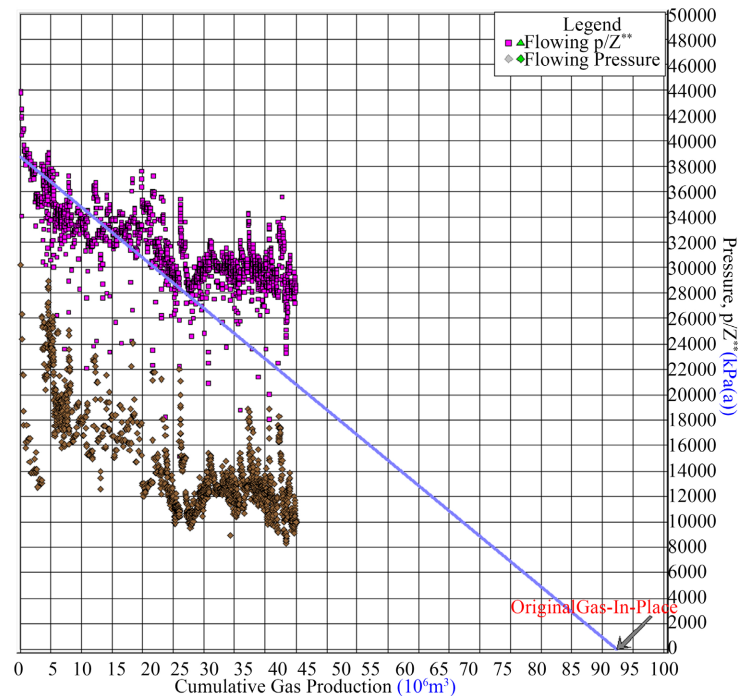


Figure 10. Flowing material balance curve of G0 well after pressurization
图 10. G0 井增压后流动物质平衡曲线

3.5.3. 产量不稳定分析法

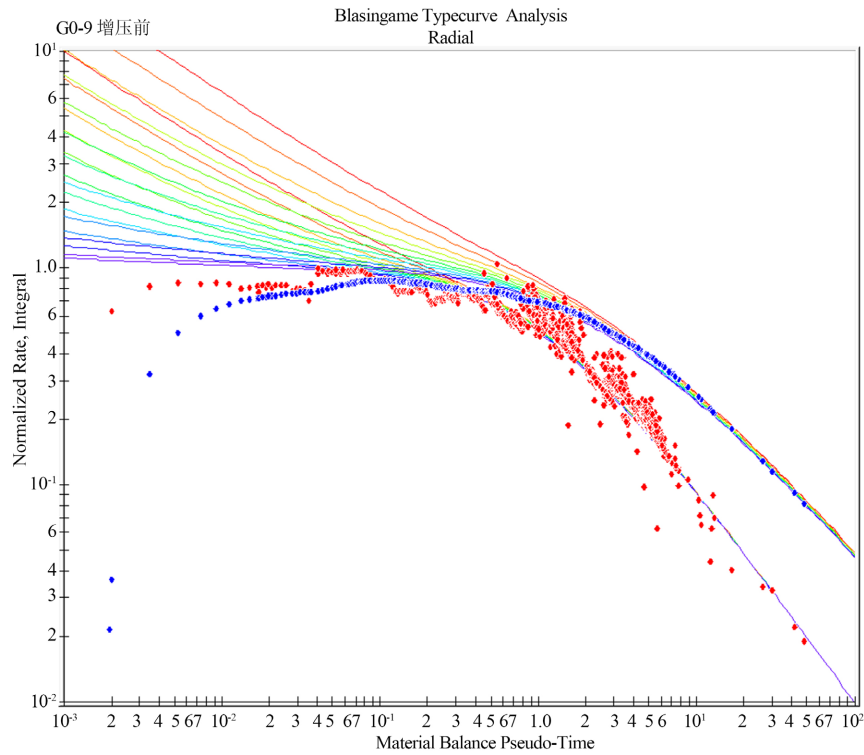


Figure 11. G0-9 well pre-pressurization fitting chart
图 11. G0-9 井增压前拟合图版

HIS Harmony 具有内部模型多、软件操作简便直观、操作界面和输出图型美观、评价参数多等特点，特别是不需要关井数据即可计算可采储量，非常适合 Q 气田 M 区块下谷气藏特征和开发管理模式。产量不稳定法包括 Blasingame 方法、Agarwal-Gardner 方法、NPI 方法、Transient 方法等四种常用方法。以 Blasingame 方法为例来阐明产量不稳定法的原理，如图 11、图 12。

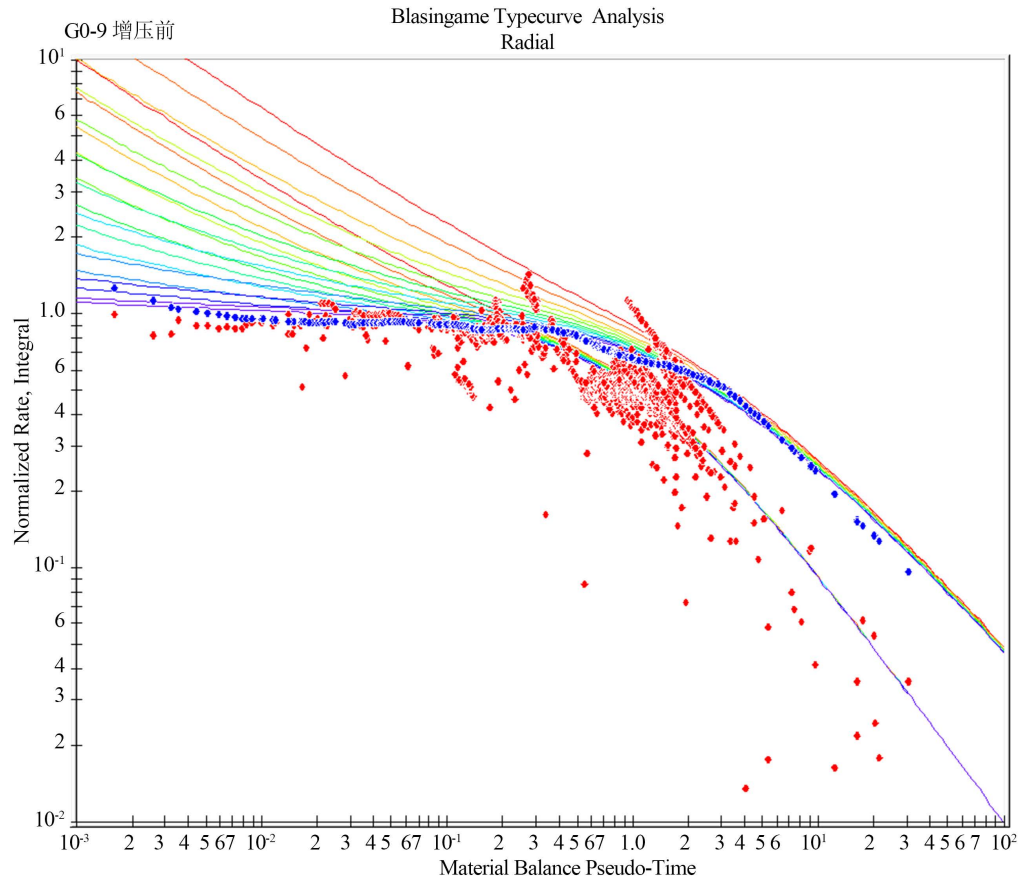


Figure 12. The fitting chart of G0-9 well after pressurization
图 12. G0-9 井增压后拟合图版

3.6. 气井产能评价

产能评价方法

在气井产能试井技术体系中，“一点法”是常用方法之一，其核心目标是确定气井的无阻流量。该方法的操作逻辑为：首先让气井按照特定工作制度生产，直至达到稳定状态；随后精准采集三组关键参数：稳定状态下的产量(Q_{sc})、稳定井底流压(P_{wf})以及地层压力(P_R)；最后将这些参数代入相应的经验公式，即可完成气井无阻流量的计算。从技术优势来看，“一点法”的显著特点在于工艺流程简便、所需测试时间短，既能有效控制试井成本，又能减少测试过程中的资源消耗[6]。

3.7. 气井生产动态预测方法

3.7.1. 数值模拟法

气藏数值模拟的整个过程需要靠专业的数值模拟软件来实现。本次模型对 I 类流动单元进行数值模拟研究，采用数模软件能解决较大型的油气藏数模问题，进行单井历史拟合和稳产期预测[7]。

(1) 静态模型建立

由于 I 类流动气井中部分气井属于 G32 井区, 根据 G32 井区地质模型, 建立了 G32 井区静态数值模型。模型中的各种参数如构造深度、气层厚度、空隙度、渗透率、气藏初始含水饱和度等都来自地质模型。纵向上划分马五₁四个气层(马五₁¹、马五₁²、马五₁³、马五₁⁴)和马五₂两个气层(马五₂¹、马五₂²)的储集空间, 以裂缝—溶蚀孔洞为特征的层状孔隙气藏, 含气面积内气层段溶蚀孔洞发育, 有比较发育的裂缝系统, 成层连片, 分布稳定, 气层纵向间距小, 隔层厚度仅 1 m, 连通性好, 可作为一个计算单元, 该单元气层温压条件和流体性质一致, 表现了同一气藏的特征。平面上网格划分选用均匀网格系统, 经地质模型粗化后建立的数值模拟网格总数为: $NX * NY * NZ = 100 * 100 * 13 = 130,000$ 个, 网格步长: $DX = 496$ 、 $DY = 368$ m 数值模型网格和井位平面图见图 13。

同理, 建立起 II 类流动单元陕 P 井区静态数值模型, 模型包含网格总数为: $NX * NY * NZ = 257 * 196 * 22 = 1,108,184$ 个, 数值网格和井位平面图见图 14。同理建立起产水单元北二井区静态数值模型。由于各储集层之间都划分了有效的隔层, 因此, 为了方便计算, 定义储集层之间的隔层为无效网格, 无效网格不参与模拟计算, 这样就提高了模拟计算的速度。

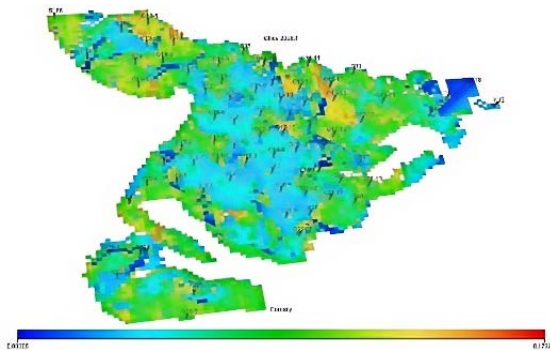


Figure 13. Numerical model grid and well location plan of Shan F well area
图 13. 陕 F 井区数值模型网格和井位平面图

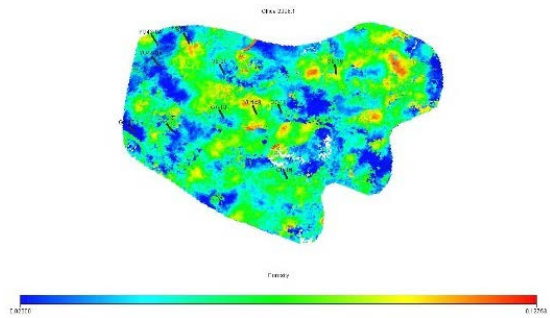


Figure 14. Numerical model grid and well location plan of Shan P well area
图 14. 陕 P 井区数值模型网格和井位平面图

(2) 单井生产动态历史拟合

数模历史拟合的一般步骤是: 先拟合该气藏的全区压力, 再拟合单井的压力; 然后拟合全区的含水, 再拟合单井的含水。但针对本次模拟的具体情况, 由于缺少全区的平均压力, 而含水问题各井的差异又很大, 故直接单井历史拟合。由于从动态数据库中提取的是各气井每月的产气、产水资料, 故历史拟合时也按每月一个时间步长进行[8]。

根据 G32 井区数值模型和生产动态数据, 对 I 类流动气井中部分气井进行生产动态历史拟合, 部分

井拟合结果如图 15、图 16 所示。

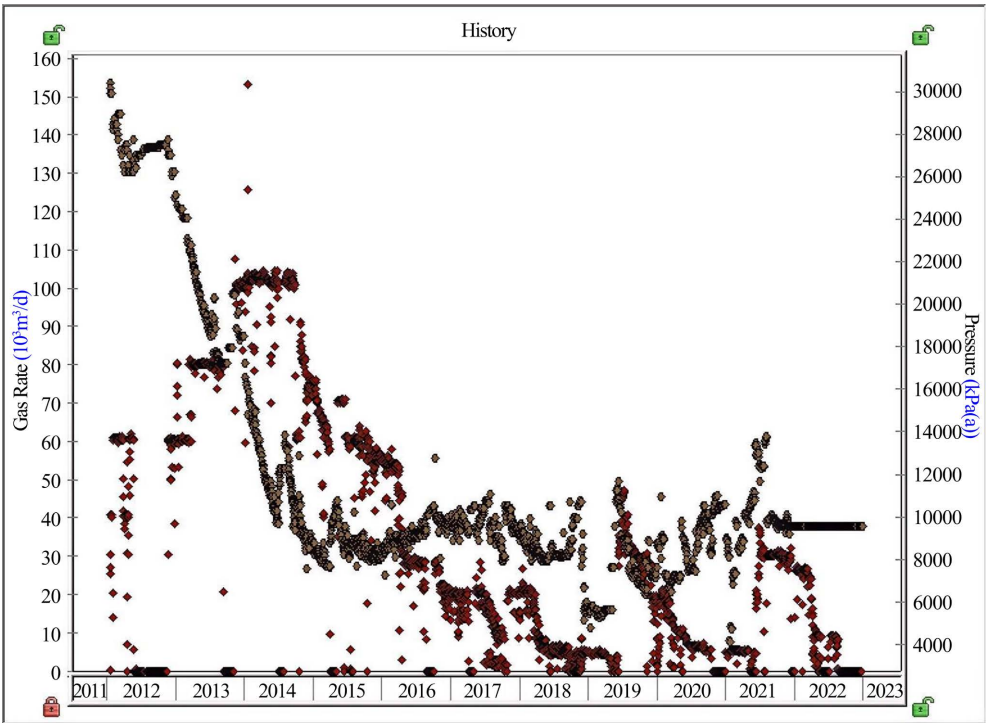


Figure 15. G31-0 well daily gas production fitting diagram
图 15. G31-0 井日产气量拟合图

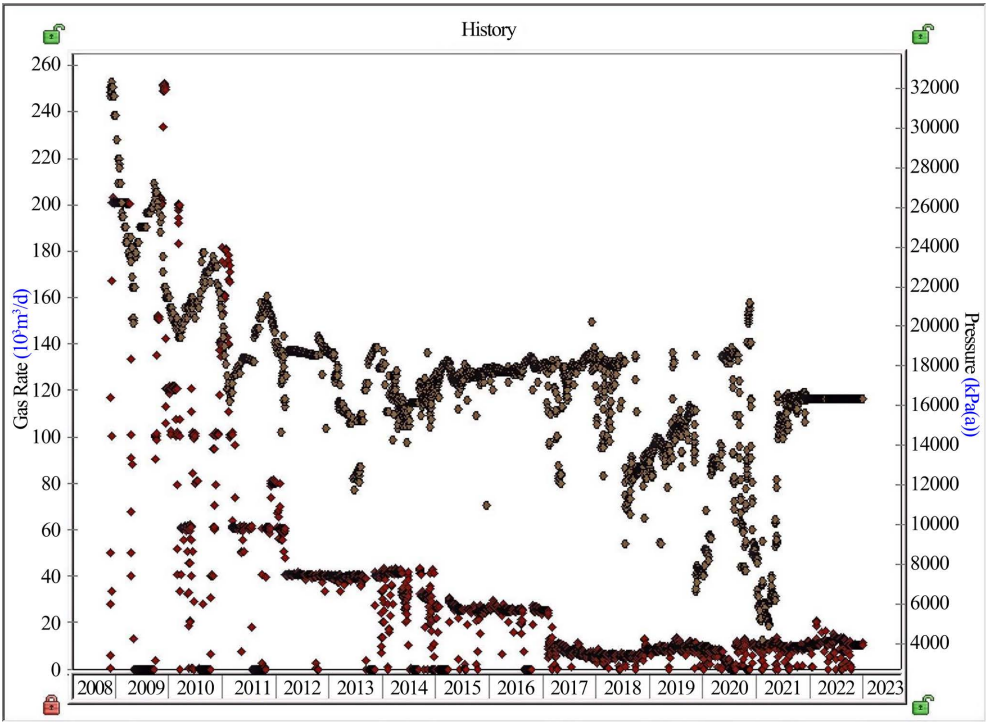


Figure 16. G31-1 well daily gas production fitting diagram
图 16. G31-1 井日产气量拟合图

3.7.2. 气藏工程法

(1) 增压稳产阶段

增压稳产阶段的计算方法主要以计算框图流程进行如图 17 所示。

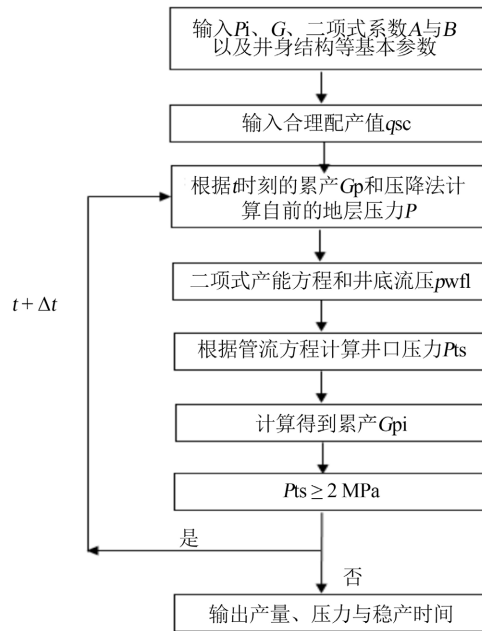


Figure 17. Production dynamic prediction in the stage of pressurization and stable production

图 17. 增压稳产阶段生产动态预测

(2) 定压降产阶段

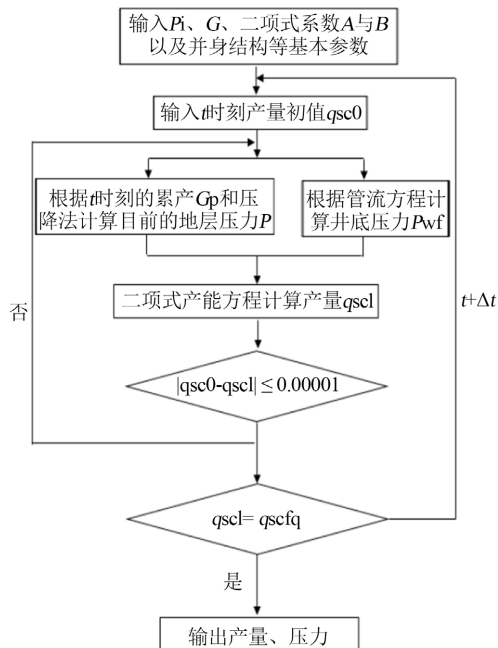


Figure 18. Block diagram of production dynamic prediction in the stage of pressurization and production reduction

图 18. 增压降产阶段生产动态预测框图

定压降产阶段的计算方法以具体计算框图流程[9]进行如图 18 所示。

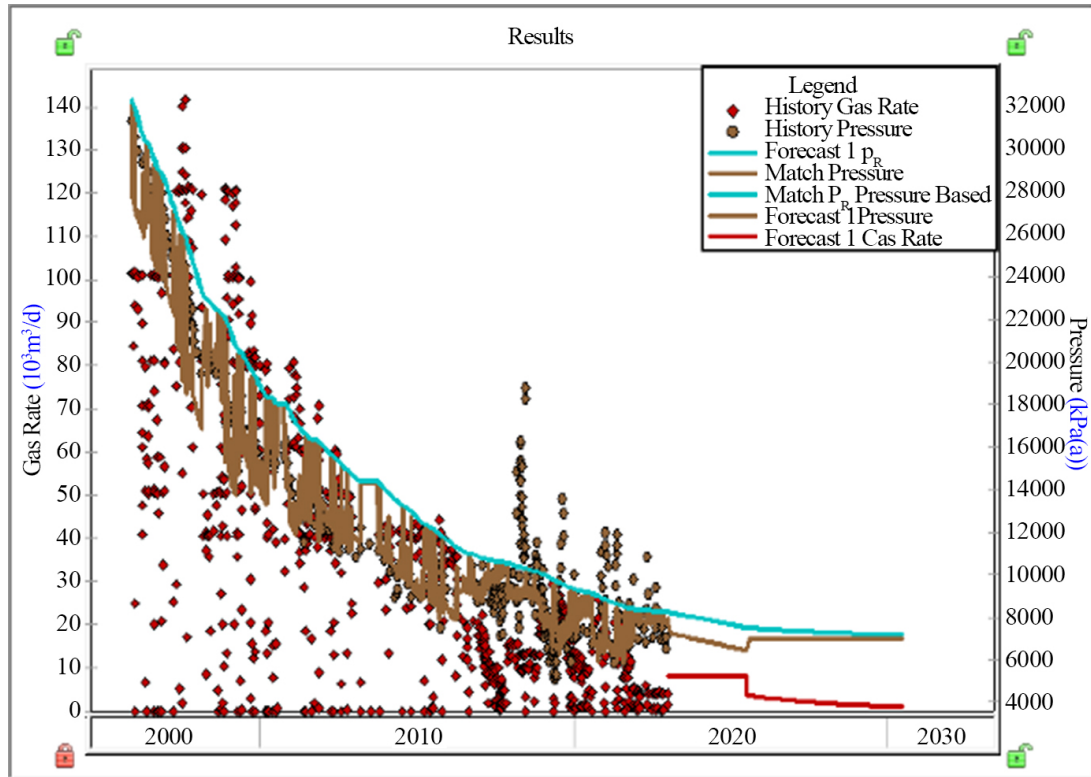


Figure 19. Production performance prediction curve of G34 well
图 19. G34 井生产动态预测曲线图

根据图 17 和图 18 框图的计算思路, 结合 G34 井的实际特征, 利用 HIS harmony 预测得到 G34 井配产 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的生产动态曲线如图 19 所示。通过气藏工程方法可以得到该井生产任意时刻的产量和压力值, 进而最终求取得到采出率, 该方法可较好的指导生产[10]。

由气井动储量采出程度可知: (1) 气井稳产期末动储量采出程度超过 50%, I类最高为 73.79%, II类最小为 53.81%, III类为 56.12%; (2) 增压稳产阶段采出程度增幅都超过 7.3%, I类最高达到 8.34%, III类为 7.27%。

4. 结论

Q 气田 M 区块下古气藏为应对资源和地层能量衰竭导致的产量降低问题实施了增压开采, 通过对气井生产动态及各项指标的分析可知, 依据动静态参数将气井分为三类, 不同类型气井特性各异。增压开采效果显著, 整体稳产期达 2.6 年、产量增幅 11.6%, I类气井增产及稳产效果突出, II类和III类气井也有良好表现; 产量递减率有效降低, 压力递减速度与产量规律相符且增大, 次产层贡献率提高, 动储量和可采储量及采出程度均显著增加。该开采方案对 Q 气田 M 区块下古气藏开发意义重大, 为持续高效开发提供支撑。

参考文献

- [1] 林若枫. 盆地靖边气田古地貌[J]. 炎黄地理, 2020(1): 78-79.
- [2] 张茱丽. 川西致密砂岩气藏气井增压开采效果分析[J]. 石油石化节能, 2023, 13(7): 62-66.

-
- [3] 崔学敏, 马汉平, 吴茂富, 等. 靖边气田陕 17 井区增压开采效果评价[J]. 石油化工应用, 2014, 33(2): 26-27+51.
 - [4] 王远东. 靖边气田增压开采动态分析[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2015.
 - [5] 肖群英, 黄天镜. 陕 45 区块增压开采方案设计及效果分析[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2019, 21(3): 38-42.
 - [6] 杨宗桂. 涪陵页岩气田焦石区块增压开采效果预测[J]. 江汉石油职工大学学报, 2020, 33(1): 38-40+44.
 - [7] 王贵生, 易小燕, 耿燕飞. 大牛地气田 D 井区增压开采效果预测[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2014, 16(3): 26-28.
 - [8] 赵权森. 松南气田气井增压效果评价[J]. 石化技术, 2019, 26(2): 228.
 - [9] 杨文娟. 大牛地气田增压开采条件下合理配产研究[J]. 石油化工应用, 2018, 37(12): 22-28.
 - [10] 徐森, 朱玉双, 樊志强, 等. 榆林气田南区增压开采效果预测[J]. 地下水, 2016, 38(4): 254-256.