

低渗气藏储层特征及生产动态研究

秦梓桐¹, 池跃龙¹, 杜正瞳²

¹成都理工大学工程技术学院, 资源勘察与土木工程系, 四川 成都

²油气藏地质及开发工程全国重点实验室(成都理工大学), 四川 成都

收稿日期: 2025年9月16日; 录用日期: 2025年10月14日; 发布日期: 2025年10月27日

摘要

随着社会经济的发展, 能源供需矛盾日益加深, 天然气凭借低污染和高效能等优势, 成为全球地下能源开发的热点。低渗气藏在我国能源结构中占据重要地位, 其高效开发对保障国家能源安全和实现双碳目标具有重要意义。然而, 低渗气藏具有储层物性差和非均质性强的特点, 且易发生水侵现象, 进而严重降低了天然气采收率。本文以某气田为研究对象, 首先通过铸体薄片观察, 全直径岩心观察和测井资料分析, 阐明了研究区的岩性特征和储集空间类型; 对储层岩心进行孔隙度和渗透率实验, 明确了储层的强非均质特征。然后, 对研究区的生产动态进行分析, 厘清了低渗气藏的生产特征, 并对不同生产井的动态储量进行计算。

关键词

低渗气藏, 储层特征, 生产动态

Study on Reservoir Characteristics and Production Performance of Low-Permeability Gas Reservoirs

Zixu Qin¹, Yuelong Chi¹, Zhengtong Du²

¹Department of Resource Exploration and Civil Engineering, The Engineering and Technical College of Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

²State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

Received: September 16, 2025; accepted: October 14, 2025; published: October 27, 2025

Abstract

With the continuous socio-economic development, the contradiction between energy supply and

demand has become increasingly pronounced. Natural gas, owing to its advantages such as low pollution and high efficiency, has become a focal point in global subsurface energy development. Low-permeability gas reservoirs hold a significant position in China's energy structure, and their efficient development is of great importance for ensuring national energy security and achieving the dual-carbon goals. However, these reservoirs are characterized by poor physical properties, strong heterogeneity, and a high susceptibility to water invasion, which severely reduces natural gas recovery. This study takes a gas field as the research subject. First, through cast thin section observation, full-diameter core analysis, and well-logging data interpretation, the lithological characteristics and types of reservoir space in the study area are clarified. Porosity and permeability experiments conducted on reservoir cores reveal the strongly heterogeneous nature of the reservoir. Then, by analyzing the production performance of the study area, the production characteristics of the low-permeability gas reservoir are identified, and the dynamic reserves of different production wells are calculated.

Keywords

Low-Permeability Gas Reservoirs, Reservoir Characteristics, Production Performance

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

低渗气藏广泛分布于鄂尔多斯盆地, 四川盆地, 塔里木盆地和松辽盆地等地区[1][2]。尽管低渗气藏的储层基础物性差, 孔隙结构复杂和非均质性强, 但是其资源储量极为丰富, 在中国能源结构中具有举足轻重的地位[3]。目前, 国家大力推进清洁能源发展, 低渗气藏开发有助于提升天然气在一次能源消费中的占比, 进而减少煤炭依赖, 降低碳排放, 促进能源结构优化。本文在文献调研和现存科学问题的基础上, 以某油田为研究对象, 对其储层特征和生产动态特征进行综合分析。

2. 研究区储层特征

2.1. 储层岩性特征



Figure 1. Main reservoir rock types in the study block

图 1. 研究区块主要储集岩类型

对研究区岩心进行铸体薄片观察(实验仪器为日本尼康 E600 型高级偏光显微镜), 以描述储层岩性特征。实验步骤参考行业标准《SY/T 5368-2016 岩石薄片鉴定》。实验结果表明, 该研究区块的储集岩岩性以生屑云岩和泥粉晶云岩为主, 其次为残余骨架礁云岩, 角砾状云岩和泥粉晶生屑灰岩(图 1)。对于生

屑云岩而言, 主要由泥粉晶白云石组成, 晶粒局部可达细晶级, 岩石云化强烈, 由礁灰岩和生屑灰岩云化而成。此外, 岩石中常见残余棘皮、有孔虫、蜓、腕足、苔藓虫、藻屑等, 且晶间孔和晶间溶孔内充填沥青和晚期铁方解石。对于泥粉晶白云岩而言, 晶粒以它形半自形为主, 见有孔虫, 棘皮, 藻屑等。其次, 晶间孔和晶间溶孔较为发育, 且晶间孔内有沥青填充, 晶间溶孔中有自生白云石和方解石充填。

残余骨架礁云岩是由海绵骨架礁灰岩经强烈云化而成, 造礁生物主要为海绵, 其次为珊瑚和水螅, 并可见苔藓虫, 管壳石, 藻屑等粘结生物。格架间充填棘皮, 腕足, 有孔虫等附礁生物。此外, 储集空间主要为生物体腔孔, 格架孔及溶蚀扩大孔洞, 且少量晶间孔和孔洞内填充白云石, 方解石和沥青。对于角砾状云岩, 磨圆度较低, 多形成于近海槽及断裂形成陡坡的礁前, 主要储集空间为生物溶模孔和粒内溶孔。泥粉晶生屑灰岩主要由生物碎屑和泥微晶方解石组成。其中, 生屑主要包括棘屑, 有孔虫, 腕足和藻屑, 及少量的瓣鳃, 腹足和苔藓虫等。填隙物以亮晶方解石胶结物为主, 且包含少量的泥晶方解石基质。该类岩石的白云石化程度较弱, 储集空间以生物体腔孔和粒间溶孔为主。

综合以上分析, 研究区储层孔隙演化可概括为“五阶段”, 各阶段成岩作用的协同或拮抗, 最终决定了储层的优劣。

原始孔隙形成阶段: 在沉积同期, 礁灰岩和生屑灰岩发育大量的原生孔隙, 如生物格架孔、体腔孔和粒间孔。

早期孔隙丧失阶段: 对于未发生云化的灰岩(如泥粉晶生屑灰岩), 原生孔隙被亮晶方解石胶结物快速充填, 储集性变差。

孔隙再生与转化阶段(关键阶段): 发生白云石化作用, 云化作用使致密的灰岩转化为多孔的云岩, 创造了大量的晶间孔, 并保留了部分原生孔。

孔隙扩大与优化阶段: 中-深埋藏期, 伴随油气生成的有机酸溶蚀作用发生, 对云岩进行溶蚀, 形成晶间溶孔、溶模孔等, 孔隙度和渗透率得到显著提升。

孔隙保存与部分充填阶段: 油气充注(沥青为证)抑制了晚期成岩矿物(如铁方解石)的胶结, 使有效孔隙得以保存。但在部分未被油气占据的区域或油气进入之前, 晚期胶结作用仍对孔隙造成了一定的破坏。

该研究区块储层孔隙的演化是一个动态的、多期次成岩作用改造的结果。优质储层的形成主要得益于早期广泛的白云石化作用以及中-深埋藏期有机酸溶蚀作用的有效叠加。而多期的胶结作用则是孔隙减少的主要因素。因此, 寻找云化强烈且后期溶蚀发育、而胶结作用较弱的区域, 是该区块未来油气勘探的有利方向。

2.2. 储集空间特征

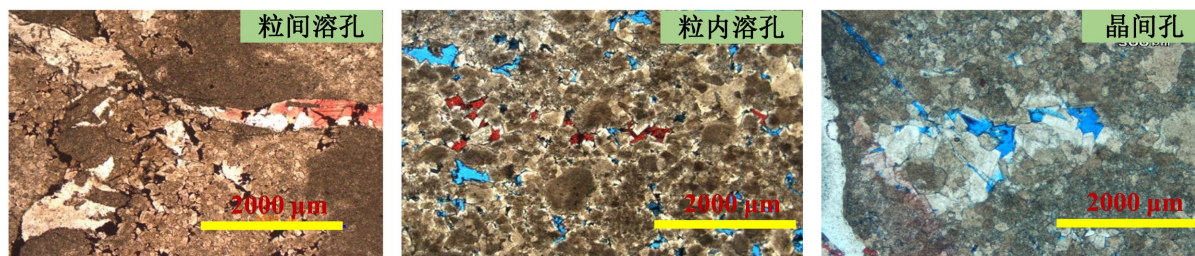


Figure 2. Main reservoir space cast thin sections in the study area

图 2. 研究区主要储集空间铸体薄片图

为从不同尺度描述研究区的储集空间类型, 对铸体薄片观察结果、井下全直径岩心观察结果和测井资料进行综合分析。首先, 根据 157 组铸体薄片实验结果, 对储集空间类型的分布频率进行统计。结果表明,

研究区块的微观储集空间类型多样(图 2), 且以粒间溶孔和粒内溶孔为主(占比分别为 27.38%和 25.91%), 其次为粒间孔和晶间孔, 且微裂缝和溶洞较发育(图 3), 主要储集类型为裂缝 - 孔隙和裂缝 - 溶洞型。

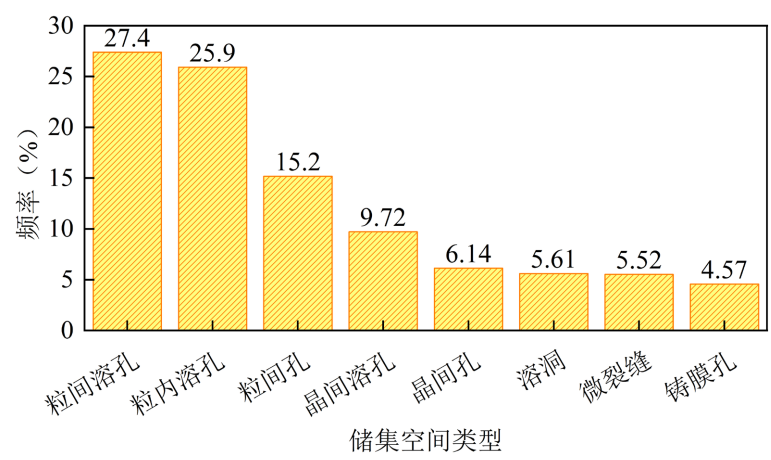


Figure 3. Distribution frequency of reservoir spaces based on cast thin section statistics
图 3. 基于铸体薄片统计的储集空间分布频率



Figure 4. Observation of downhole full-diameter core
图 4. 井下全直径岩心观察

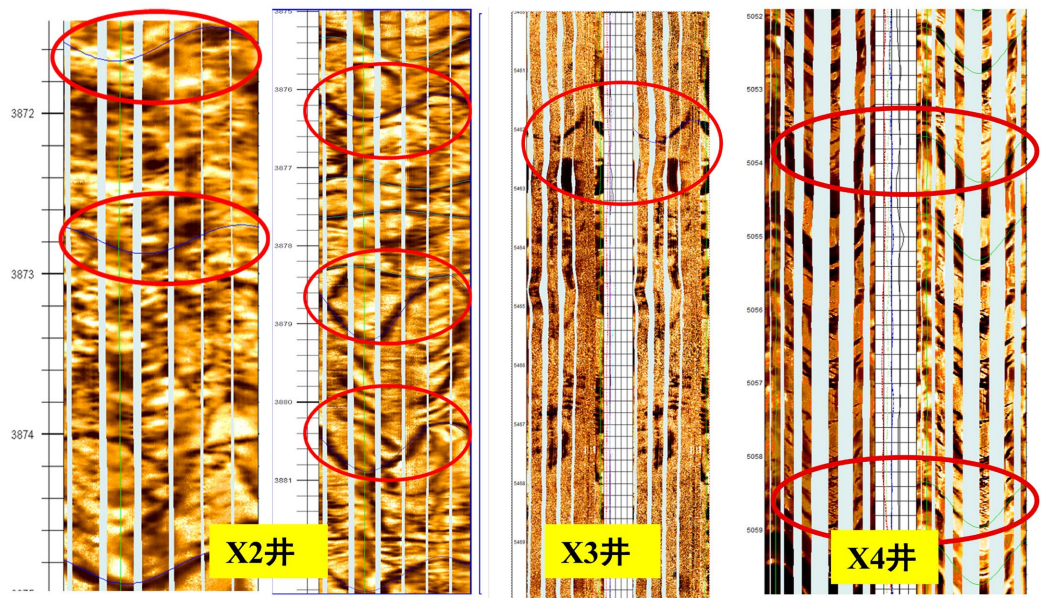


Figure 5. Well logging interpretation diagrams of X2, X3 and X4
图 5. X2, X3 和 X4 的测井解释图

此外,通过对井下全直径岩心的观察和统计(图 4),研究区的溶洞密度达 25.87 个/米,且小型溶洞最为发育(密度为 22.26 个/米),占溶洞总数的 86.06%,其次为中型和大型溶洞(占比分别为 11.88%和 2.06%)。此外,宏观裂缝较为发育,有效缝密度达 11.90 条/米,可与微裂缝共同组成渗流通道。基于测井解释结果,研究区的宏观裂缝较为发育,在纵向上随机分布,且不同井的裂缝发育程度差异明显(图 5)。

2.3. 储层物性特征

利用美国岩心公司氦孔隙度仪(Ultrapore-300),对 157 块圆柱形岩心进行气测孔隙度实验。实验结果表明,研究区孔隙度主要介于 2%~4% (占比为 75.61%),平均孔隙度为 3.79% (图 6(a))。实验结果与测井解释得到的平均孔隙度(4.38%)较为接近。此外,岩心气测渗透率实验结果表明,主要渗透率分布范围为 0.01~0.1 mD 和 0.001~0.01 mD (占比分别为 34.13%和 26.57%),平均渗透率为 2.11 mD (图 6(b))。实验结果与测井解释得到的平均渗透率(2.44 mD)较为接近。此外,研究区的半对数孔-渗关系图表明,孔隙度与渗透率之间无明显相关性(图 7),因此储层具有强非均质特征[4]。根据行业标准《SY-T 6285-2011 油气储层评价方法标准》,研究区属于超低孔,特低渗储层。

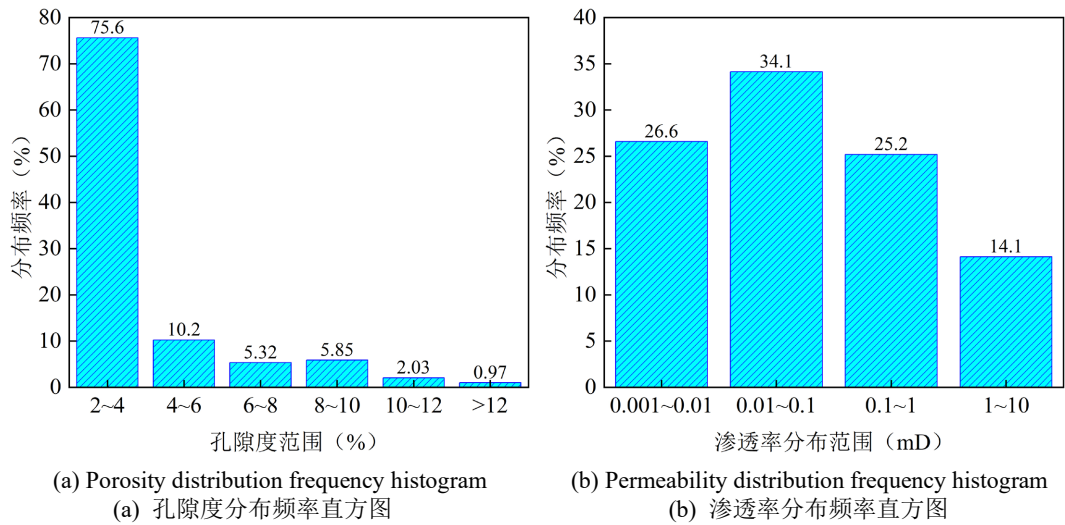


Figure 6. Porosity and permeability distribution frequency histograms in the study area
图 6. 研究区孔渗分布频率直方图

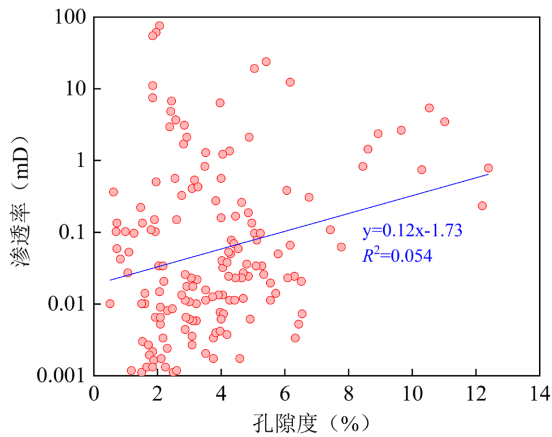
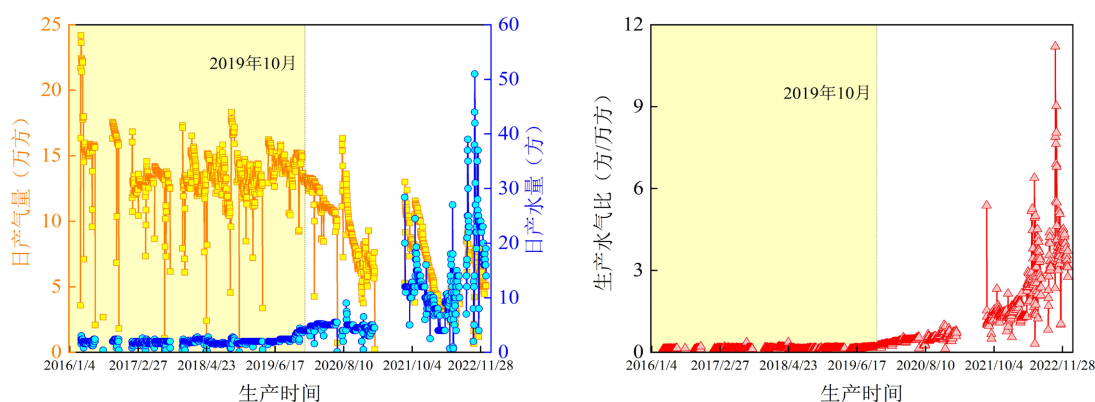


Figure 7. Semi-logarithmic porosity-permeability relationship diagram in the study area
图 7. 研究区半对数孔渗关系图

3. 生产动态特征分析

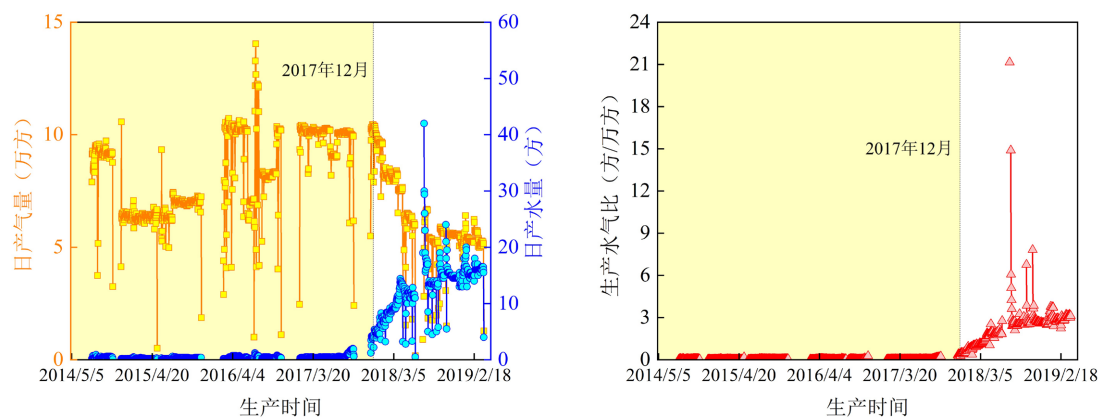
3.1. 气藏生产概况

目前, 研究区共有 4 口生产井, 分别为 X1, X2, X3 和 X4 井, 日均产气量为 $11.4 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日均产水量为 7.74 m^3 , 累积产气量为 $4.19 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累积产水量为 $2.26 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。探明储量采出程度约为 15.93%, 剩余探明地质储量为 $22.11 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。X1 井于 2016 年 3 月投产, 直至 2019 年 10 月, 气井产量维持在 $13 \sim 17 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, 稳产时间为三年零七个月。在之后的生产阶段, 产水量明显增加, 天然气产量快速递减, 且生产水气比快速上升。截止 2022 年 12 月, 该井累积产气量为 $2.08 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累积产水量为 $0.94 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 8(a))。X2 井于 2014 年 8 月投产, 直至 2017 年 12 月, 气井产量维持在 $6 \sim 11 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, 稳产时间为三年零四个月。在之后的生产阶段, 产水量明显增加, 天然气产量快速递减, 且生产水气比快速上升。截止 2019 年 4 月, 该井累积产气量为 $1.03 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累积产水量为 $0.6 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 8(b))。X3 井于 2017 年 8 月投产, 直至 2019 年 6 月, 气井产量维持在 $7 \sim 10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 左右, 稳产时间为一年零十个月。在之后的生产阶段, 产水量明显增加, 天然气产量快速递减, 且波动较大。截止 2022 年 2 月, 该井累积产气量为 $0.87 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累积产水量为 $0.32 \times 10^4 \text{ m}^3$ (图 8(c))。X4 井于 2021 年 6 月投产, 由于储层发育大量高角度缝, 且具有活跃的底水, 气井投产后底水沿裂缝快速突进, 形成裂缝性水侵(图 8(d))。通过“阶段生产 + 连续油管 + 液氮气举排液”措施之后, 人工补能提高了气井的携液能力, 有效延长了带水生产时间。截止 2022 年 12 月, 该井累积产气量为 $0.21 \times 10^8 \text{ m}^3$, 累积产水量为 $0.40 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。



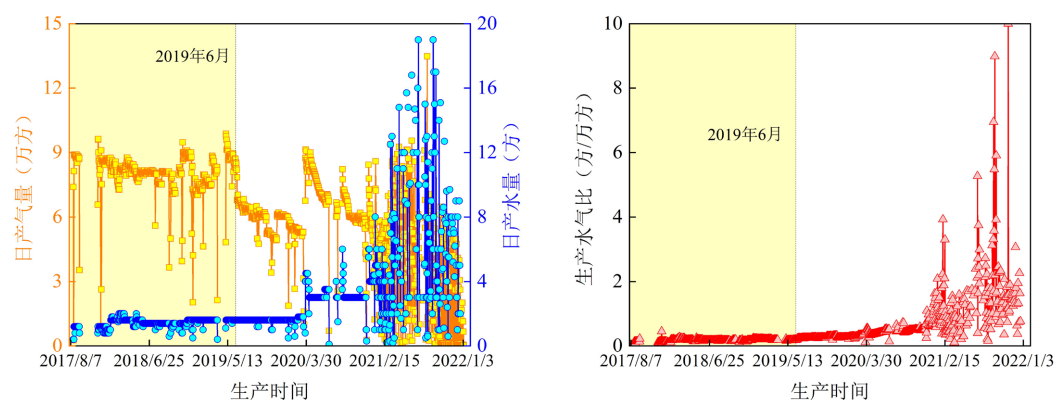
(a) Gas and water production curves and produced water-to-gas ratio curve of Well X1

(a) X1 井产气, 产水曲线和生产水气比曲线

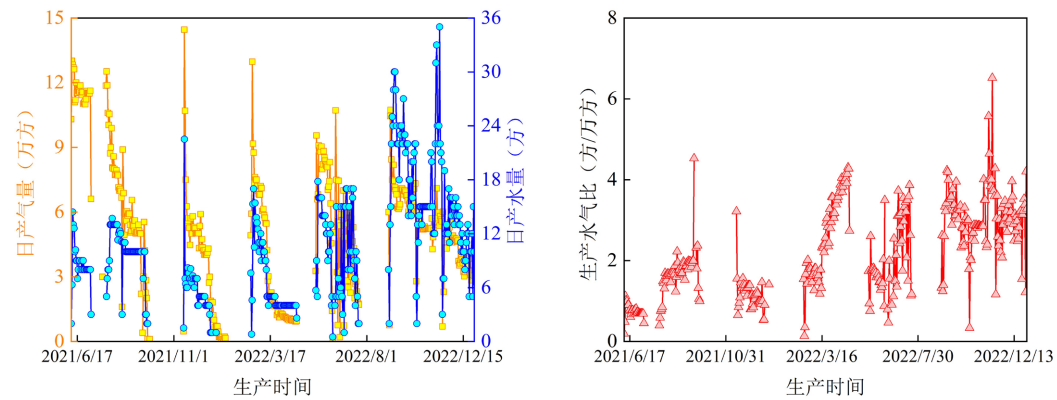


(b) Gas and water production curves and produced water-to-gas ratio curve of Well X2

(b) X2 井产气, 产水曲线和生产水气比曲线



(c) Gas and water production curves and produced water-to-gas ratio curve of Well X3
(c) X3 井产气，产水曲线和生产水气比曲线



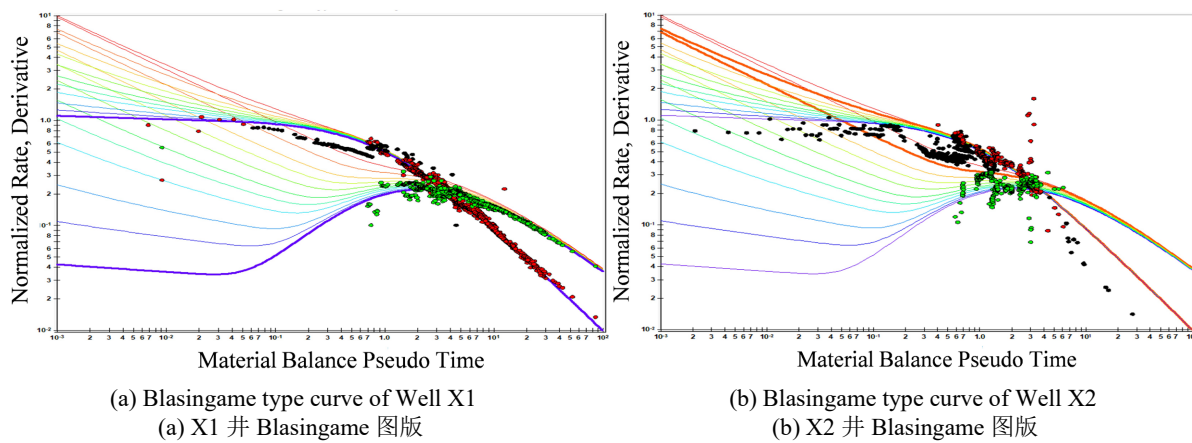
(d) Gas and water production curves and produced water-to-gas ratio curve of Well X4
(d) X4 井产气，产水曲线和生产水气比曲线

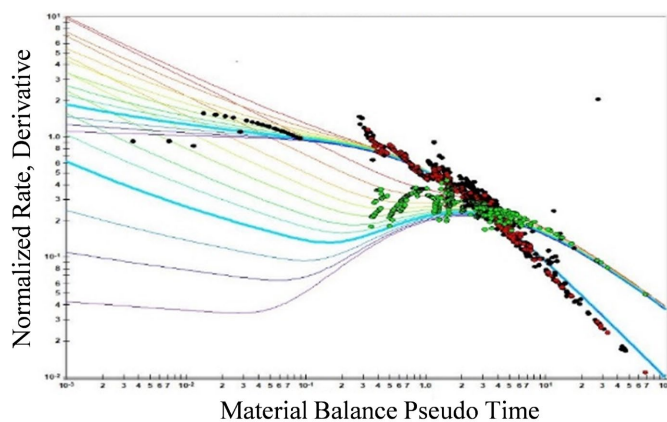
Figure 8. Gas and water production curves and produced water-to-gas ratio curves of the four producing wells in the study area
图 8. 研究区四口生产井的产气，产水曲线和生产水气比曲线

3.2. 动态储量计算

3.2.1. 现代产量递减方法

采用现代产量递减分析中的 Blasingame [5], Agarwal-Gardner (AG) [6]和 Normalized Pressure Integral (NPI) [5]方法，对研究区生产井的动态储量进行计算。



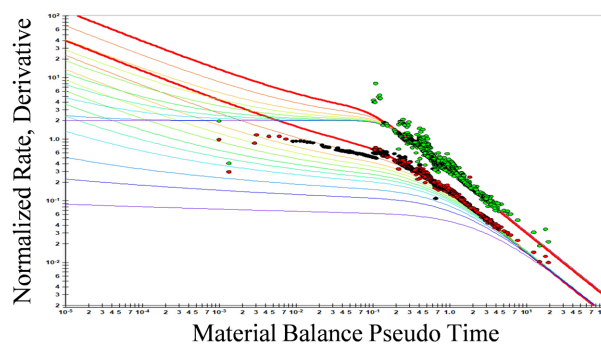


(c) Blasingame type curve of Well X3

(c) X3 井 Blasingame 图版

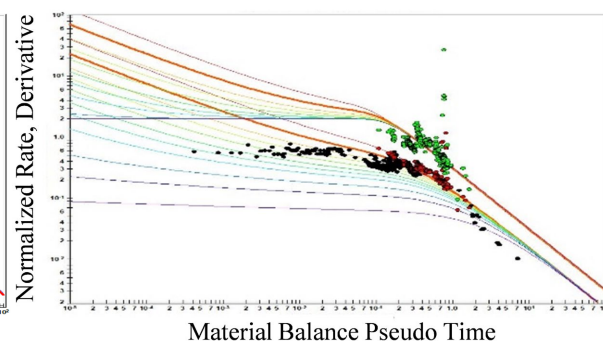
Figure 9. Blasingame type curves of the three producing wells in the study area**图 9.** 研究区三口生产井的 Blasingame 拟合图版

基于 Blasingame 分析方法, 获取各井的 Blasingame 图版(图 9), 并对其动态储量进行计算。计算结果如下, X2 和 X3 井的动态储量分别为 3.80×10^8 , 7.04×10^8 和 $3.19 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。然而, 由于 X4 井的生产时间较短(图 8(d)), 因此不适用于现代产量递减法。



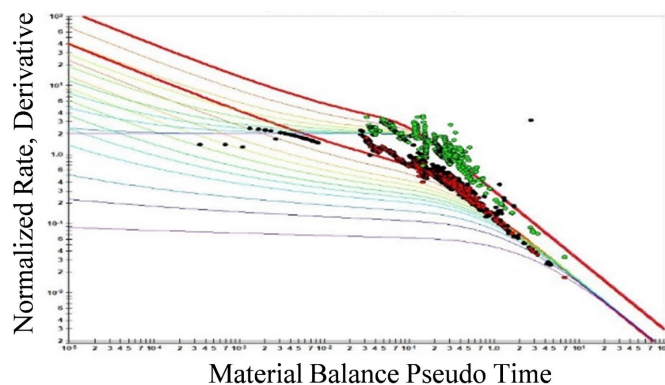
(a) A-G type curve of Well X1

(a) X1 井 A-G 图版



(b) A-G type curve of Well X2

(b) X2 井 A-G 图版



(c) A-G Type Curve of Well X3

(c) X3 井 A-G 图版

Figure 10. A-G type curves of the three producing wells in the study area**图 10.** 研究区三口生产井的 A-G 拟合图版

利用 Agarwal-Gardner 方法, 绘制各井的 A-G 图版(图 10), 并对其动态储量进行计算。计算结果如下, X1, X2 和 X3 井的动态储量分别为 3.82×10^8 , 7.69×10^8 和 $3.46 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。然而, 由于 X4 井的生产时间较短(仅 1 年零 6 个月)(图 8(d)), 因此不适用于现代产量递减法。

在 NPI 递减曲线典型图版中, 横坐标为物质平衡拟时间, 纵坐标为产量重整拟压力, 且引入了相对平滑的积分导数曲线[5]。NPI 曲线作为 Agarwal-Gardner 方法的导数曲线, 物质平衡拟时间的引入可有效处理变产量和变流压的情况。

图 11 展示了各井的 NPI 方法拟合结果。X1, X2 和 X3 井的 NPI 动态储量分别为 3.81×10^8 , 6.95×10^8 和 $3.45 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。然而, 由于 X4 井的生产时间较短(仅 1 年零 6 个月)(图 8(d)), 因此不适用于现代产量递减法。

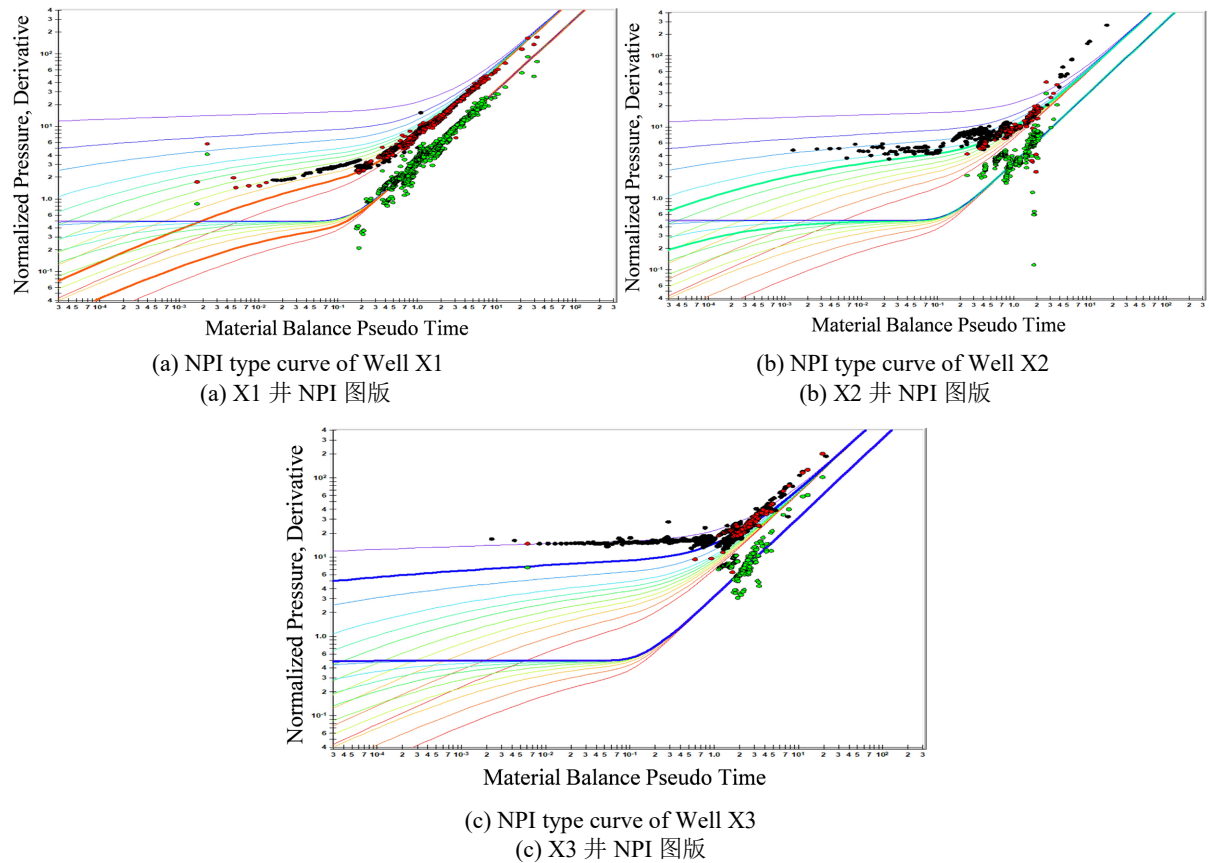


Figure 11. NPI type curves of the three producing wells in the study area

图 11. 研究区三口生产井的 NPI 方法拟合图版

3.2.2. 压降法

压降法的核心思路为, 将气藏视为封闭系统, 基于质量守恒定律, 气藏总储量等于累积产气量与剩余可采气量之和[7]。水驱气藏物质平衡方程为:

$$G_p B_g + W_p B_w = G(B_g - B_{gi}) + W_e + GB_{gi} \left(\frac{C_w S_{wi} + C_f}{1 - S_{wi}} \right) \Delta P \quad (1)$$

式中: G_p ——气藏累积产气量, 10^8 m^3 ; W_p ——累积产水量, 10^4 m^3 ; B_w ——地层水体积系数, 无量纲; G ——气藏原始地质储量, 10^8 m^3 ; B_{gi} ——原始气体体积系数; W_e ——水侵量, 10^4 m^3 ; C_w ——地层水压

缩系数, MPa^{-1} ; S_{wi} ——束缚水饱和度, 小数; C_f ——岩石压缩系数, MPa^{-1} ; ΔP ——生产压差, MPa 。

在水驱气藏开发初期, 由于压力波尚未传递至气水边界, 且地层水粘性大于气体, 因此地下水体尚未侵入气藏。水驱气藏的物质平衡方程式可由式(6)表示。绘制 $P/Z(1 - C_e\Delta P) \sim G_p$ 曲线, 并延长初始直线段, 确定其与横坐标的交点, 进而计算气井动态储量。

$$\frac{P}{Z}(1 - C_e\Delta P) = \frac{P_i}{Z_i} \left(1 - \frac{G_p}{G} \right) = a - bG_p \quad (2)$$

$$G = \frac{a}{b} \quad (3)$$

基于压降法, 绘制不同生产井的压降曲线(图 12), 并计算其动态储量。计算结果如下, X1, X2, X3 和 X4 井的动态储量分别为 3.79×10^8 , 7.84×10^8 , 3.51×10^8 和 $0.37 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

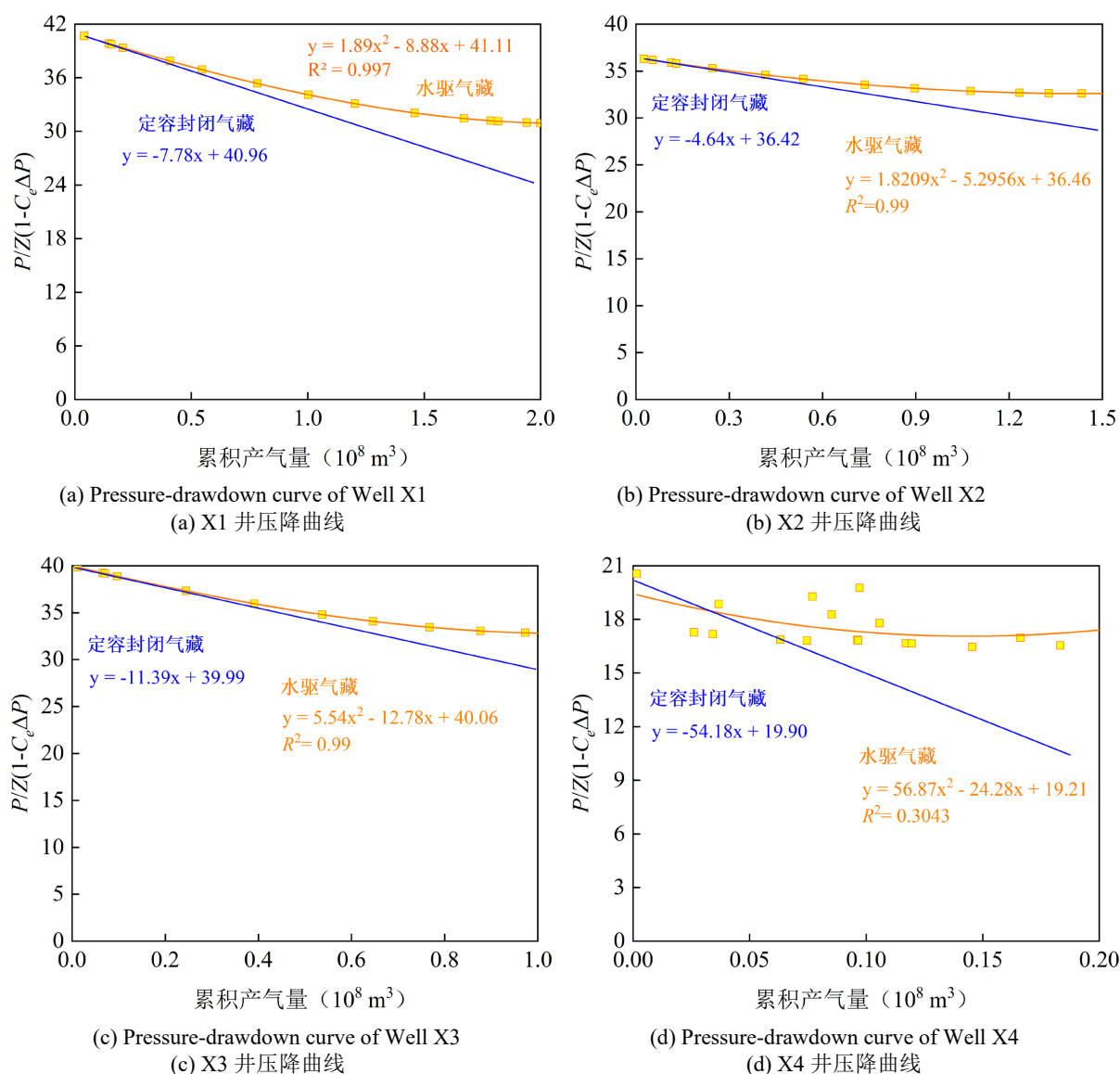


Figure 12. Pressure decline curves of four production wells in the study area

图 12. 研究区四口生产井的压降曲线

3.2.3. 累积产量法

基于对气井生产数据的统计分析, 累积产量随生产时间变化的规律可通过下列经验公式进行描述[8]:

$$G_p = a - \frac{b}{t} \quad (4)$$

式中: t ——生产时间, d; a 和 b 为常数。

根据式(8)可知, 当生产时间足够长时, b/t 值趋近于 0, 则 $G_p \approx a$, 且 $G_p t$ 与 t 之间呈线性关系, 其斜率 a 即为气井动态储量。

绘制不同生产井的累积产量法分析曲线(图 13), 即可计算其动态储量。计算结果如下, X1, X2, X3 和 X4 井的动态储量分别为 3.01×10^8 , 2.24×10^8 , 1.61×10^8 和 $0.34 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

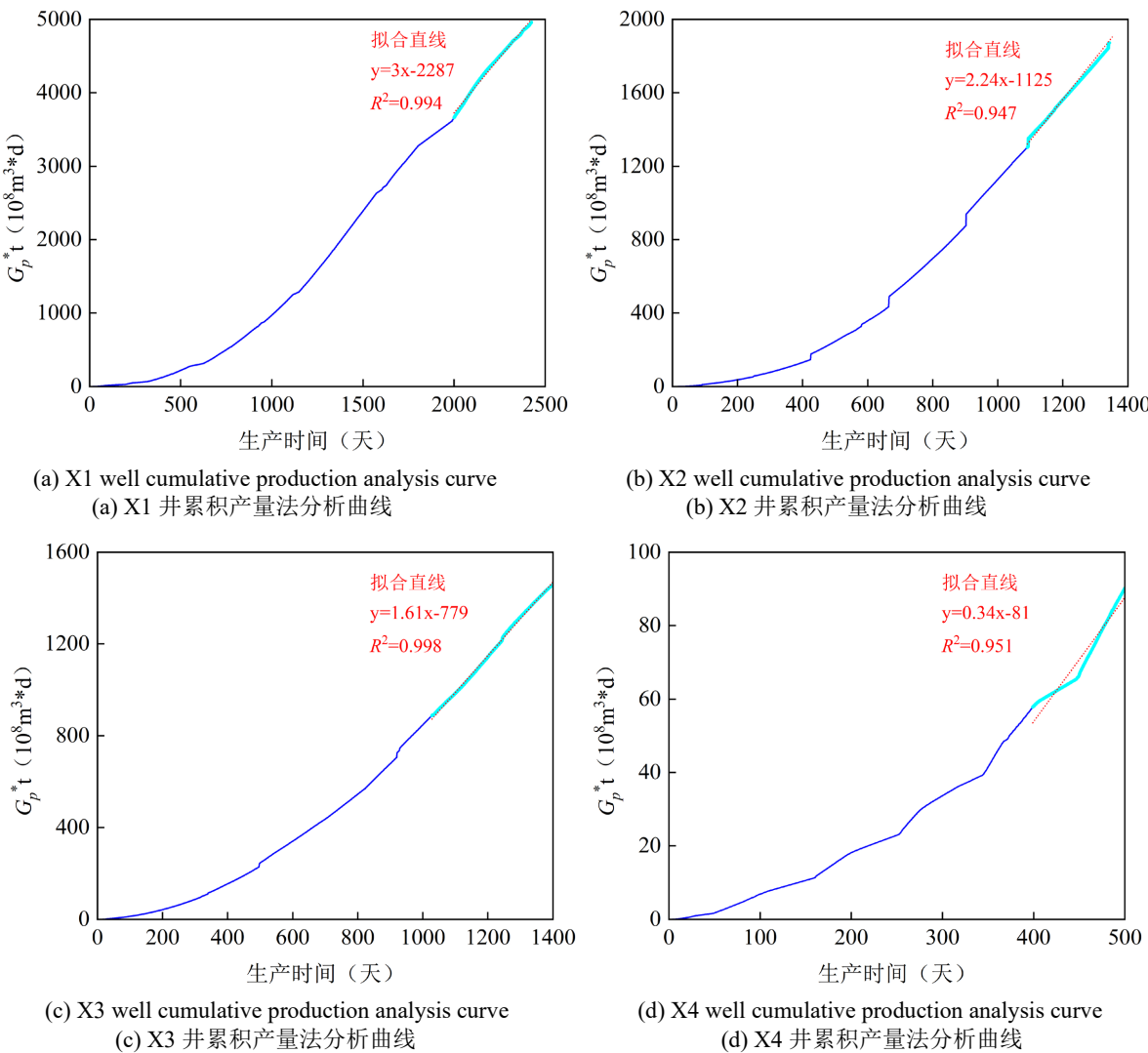


Figure 13. Cumulative production analysis curves of four production wells in the study area

图 13. 研究区四口生产井的累积产量法分析曲线

3.3. 适用性分析

不同动态储量计算方法对研究区是否使用的判定依据通常是基于各方法计算结果的相近程度, 通常

多个方法计算结果接近时被认识这些方法是适用的, 否则不适用。通过图 14 可以看出, 对于 X1, X2 和 X3 井而言, 三种现代产量递减法和压降法的动态储量计算结果较为接近。综上所述, 对于以上三口生产井, 将 Blasingame、Agarwal-Gardner 和 NPI 方法, 以及压降法计算结果的平均值作为其最终动态储量。对于 X4 井而言, 由于生产时间较短, 仅取压降法计算结果作为其动态储量。通过计算, X1, X2, X3 和 X4 的动态储量分别为 3.81×10^8 , 7.38×10^8 , 3.40×10^8 和 $0.37 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

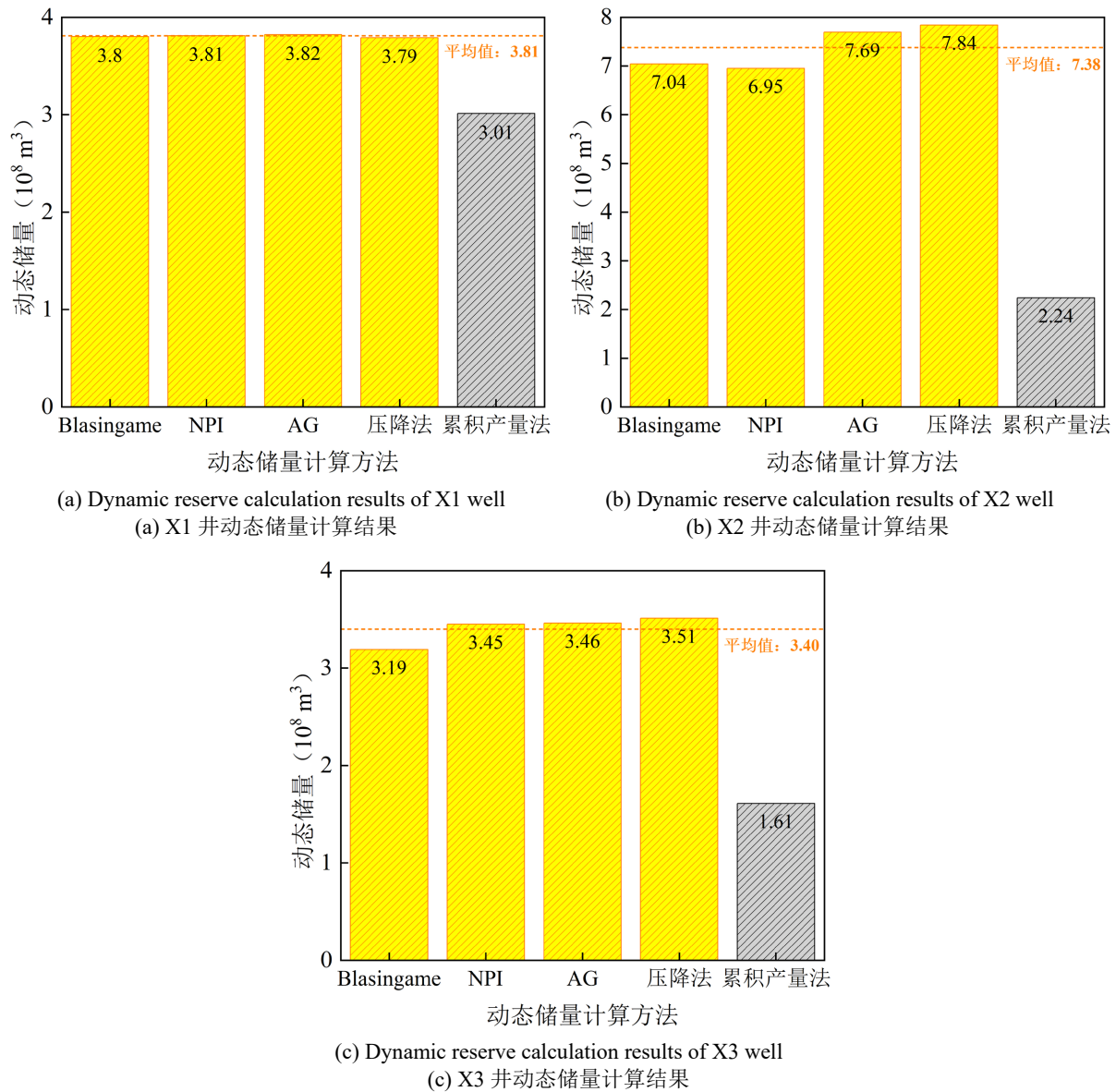


Figure 14. Results of different dynamic reserve calculation methods

图 14. 不同动态储量计算方法的结果

Blasingame 图版法引入了物质平衡时间和产量标准化压差的概念, 通过物质平衡时间, 将变产量/变压力数据规整化, 使得边界主导流阶段的数据点呈现一条水平的直线, 非常易于识别。三条曲线同时拟合, 大大降低了拟合的多解性, 结果更可靠。此外, 能有效区分井筒储集、裂缝流动、径向流和边界流, 对常规和非常规气藏都具有较好的适用性。AG 图版法与 Blasingame 类似, 但绘图方式不同。它绘制的

是“产量倒数”或“拟时间”相关的曲线，其理论直接源于压降试井的分析方法，提供了一种与 Blasingame 相互验证的视角，同样能清晰地识别流动阶段和计算动态储量。NPI 图版法对标准化压差进行积分处理，使曲线更加平滑，减少生产数据波动带来的噪音影响，使拟合更容易和稳定。压降法是基于物质平衡角度建立的理论方法，同样表现较好的适用性。然而，累计产量法是一种经验的方法，其拟合曲线受人为主观因素及数据质量的客观因素等影响，并且缺乏理论背景。因此，累计产量法具有一定的局限性，但是当其它方法不适用时，该方法的计算结果可以作为参考，但存在较大误差，使用该方法时需谨慎判别。

3.4. 气井产能分析

水体活跃程度、启动压力梯度和应力敏感效应的耦合作用严重制约了低渗气藏的高效开发，因此准确预测气井产能对制定控水措施和配产方案具有重要的理论价值。采用的产能预测模型为：

$$\psi(P_e) - \psi(P_{wf}) = a_w q_{gsc} + b_w q_{gsc}^2 + c \quad (5)$$

式中：

$$a_w = \frac{\mu_g}{K_i K_{rgw}} \frac{P_{sc} T Z}{2\pi h T_{sc} Z_{sc}} \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (6)$$

$$b_w = \frac{6.49 \times 10^{11}}{K_i^{1.64} K_{rgw}^{1.64} e^{-0.64\alpha(P_i - \bar{P})}} \frac{M_{air} \gamma_g P_{sc} T Z}{4R\pi^2 h^2 T_{sc}^2 Z_{sc}^2} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \quad (7)$$

$$c = \bar{P} e^{-\alpha(P_i - \bar{P})} \lambda_g (r_e - r_w) \quad (8)$$

其中， r 为任一点的径向距离，m； K_{rgw} 为气相或水相相对渗透率，无量纲； ρ_g 为天然气密度，kg/m³； λ_g 为气相启动压力梯度，MPa/m； M_{air} 为空气摩尔质量，g/mol； R 为气体常数，MPa·m³/(mol·K)； K_i 为储层原始渗透率，10⁻³ μm²； α 为应力敏感指数，MPa⁻¹； Z_{sc} 为标准状况下气体偏差因子，无量纲； P_e 为边界压力，MPa； r_w 为井半径，m； q_{gsc} 为气井产量，m³/d； γ_g 为气体相对密度，无量纲； h 为储层有效厚度，m； T 为储层温度，K； Z 为温度 T 下气体压缩因子； T_{sc} 为气体临界温度，K； P_{sc} 为气体临界压力，MPa； $\bar{P}$ 为平均压力，MPa。

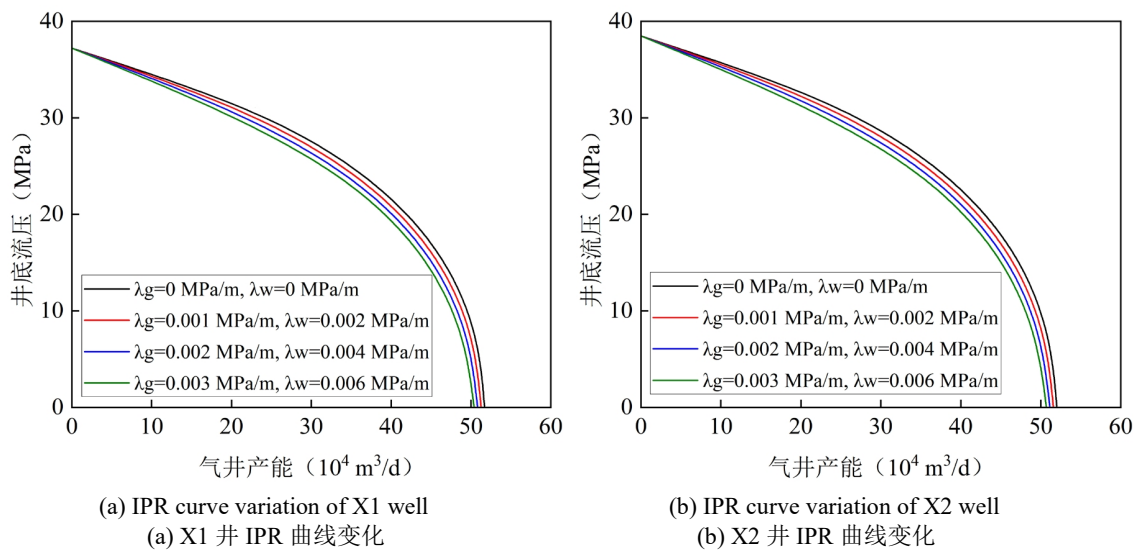


Figure 15. IPR curves of gas wells under different starting pressures
图 15. 不同启动压力下气井 IPR 曲线

根据模型(5)评估了启动压力梯度及应力敏感对气井产能的影响。启动压力梯度对两口生产井产能的影响相同,即随着启动压力梯度的增加,IPR 曲线向左移动,气井产能逐渐减小(图 15)。与不存在启动压力梯度的情况相比,当气相和水相启动压力梯度为 0.003 和 0.006 MPa/m 时, X1 和 X2 井的无阻流量分别降低 2.56%和 2.52%。产生上述现象的原因为,随着启动压力梯度的增加,天然气有效流动区域减小,且近井地带渗流阻力增加,进而制约气井产能。因此,可通过酸化改造和增压开采等措施,降低低渗气藏的启动压力梯度,以提高气井产能。

由于储层岩石骨架具有压缩性,逐渐减小的地层压力导致孔隙半径明显减小,进而抑制储层渗流能力,因此应力敏感对低渗气藏产能的影响不可忽略。为研究应力敏感对气井产能的影响,将储层应力敏感系数设置为 0.01, 0.02, 0.03 和 0.04 MPa⁻¹,其余模型参数保持不变,且绘制对应参数的 IPR 曲线。通过图 16 可以看出,储层应力敏感系数对两口生产井产生相同的影响,即随着应力敏感系数的增加,储层渗流能力减弱,导致 IPR 曲线向左移动,气井产能明显减小。当应力敏感系数由 0.01 增加至 0.04 MPa⁻¹时, HL1 和 LH2 井的无阻流量分别降低 31.63%和 32.00%。此外,随着储层应力敏感系数的增加,气井产能的变化幅度更加明显,因此需合理控制生产压差,降低应力敏感的负面影响。

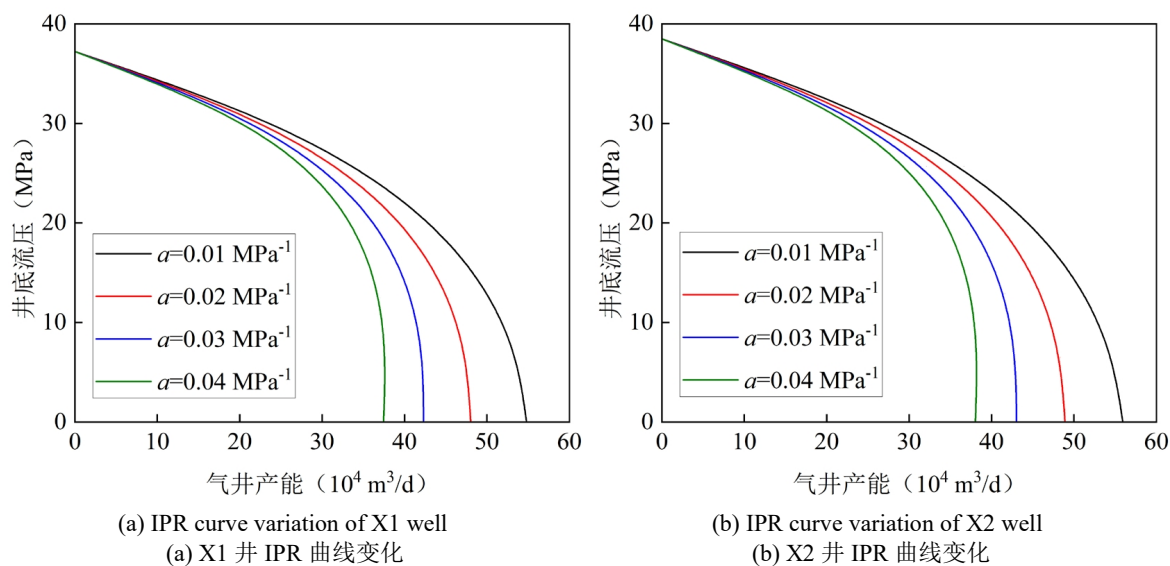


Figure 16. IPR curves of gas wells under different stress-sensitivity coefficients

图 16. 不同应力敏感系数下气井 IPR 曲线

4. 结论

(1) 研究区块的储集岩岩性以生屑云岩和泥粉晶云岩为主,其次为残余骨架礁云岩,角砾状云岩和泥~粉晶生屑灰岩。此外,储集空间以粒间溶孔和粒内溶孔为主,其次为粒间孔和晶间孔,且微裂缝和溶洞较发育。然而,储层孔隙连通性差、非均质性强,因此表现为超低孔、特低渗的物性特征,储层需经过压裂才能实现效益生产。

(2) 采用现代产量递减方法(Blasingame, Agarwal-Gardner 和 NPI 方法),压降法和累积产量法对 X1, X2, X3 和 X4 井的动态储量进行计算,由于累积产量法的计算误差较大,因此取其余四种方法的计算结果作为最终动态储量。X1, X2 和 X3 井的动态储量分别为 3.81×10^8 , 7.38×10^8 和 3.40×10^8 m³。此外,鉴于 X4 井的生产时间较短,因此仅取压降法计算结果作为其动态储量,即 0.37×10^8 m³。

(3) 对于低渗气藏而言,相对于启动压力梯度,储层应力敏感对气井产能的影响更显著,生产过程中

需控制生产压差，减弱应力敏感效应对储层的影响，尤其是近井区域。

参考文献

- [1] 冉逸轩, 王健, 张熠. 松辽盆地北部中央古隆起基岩气藏形成条件与有利勘探区[J]. 岩性油气藏, 2024, 36(6): 66-76.
- [2] Yang, W., Hou, J., Liu, Y., Dou, L. and Wang, X. (2022) The Pore Structures of Different Lithofacies in Low-Permeability Sandy Conglomerate Reservoirs and Their Diagenetic Impacts: A Case Study from the Es₄ Member of the Northern Steep Slope in Dongying Depression, Bohai Bay Basin, NE China. *Marine and Petroleum Geology*, **136**, Article ID: 105481. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105481>
- [3] 廖恒杰, 娄敏, 何贤科, 等. 特低渗气藏水的赋存状态及其对 A 气田开发的影响[J]. 新疆石油地质, 2025, 46(1): 88-96.
- [4] 张宪国, 张涛, 林承焰. 基于孔隙分形特征的低渗透储层孔隙结构评价[J]. 岩性油气藏, 2013, 25(6): 40-45.
- [5] 刘晓华, 邹春梅, 姜艳东, 等. 现代产量递减分析基本原理与应用[J]. 天然气工业, 2010, 30(5): 50-54, 139-140.
- [6] 王晓冬, 胡永乐, 丁一萍. 水平井生产数据分析模型[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(1): 99-103.
- [7] 方鸿铭. JLS 飞仙关组低渗气藏动态储量计算及产能评价研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2019.
- [8] 瞿霜. TN 气田水侵特征与控水稳气技术研究[D]: [硕士学位论文]. 成都: 西南石油大学, 2019.