引用格式：刘胜军，岳文翰，刘永旸，等，2026. 川西南天宫堂地区龙一段 1 亚段页岩气富集条件及勘探有利区评价[J]. 地质力学学报，32（1）：31−48. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025103

Citation: LIU S J，YUE W H，LIU Y Y，et al.，2026. Assessment of shale gas enrichment factors and delineation of favorable exploration zones in the first submember of the first member of the Longmaxi Formation, Tiangongtang area, southwestern Sichuan[J]. Journal of Geomechanics，32（1）：31−48. DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025103

川西南天宫堂地区龙一段 1 亚段页岩气富集条件及勘探有利区评价

刘胜军[1,2]，岳文翰[1,2]，刘永旸[1]，倪　佳[1,2]，方　锐[1]，丁洁明[1]，徐　飞[3]，范存辉[3]，夏　童[4]，徐　露[4]

LIU Shengjun[1,2]，YUE Wenhan[1,2]，LIU Yongyang[1]，NI Jia[1,2]，FANG Rui[1]，DING Jieming[1]，XU Fei[3]，FAN Cunhui[3]，XIA Tong[4]，XU Lu[4]

1. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田分公司页岩气研究院，四川 成都 610050；
2. 四川中页利华新能源科技有限公司，四川 成都 610501；
3. 西南石油大学地球科学与技术学院，四川 成都 610500；
4. 中国石油与天然气股份有限公司西南油气田分公司重庆气矿，重庆 400021

1. *Research Institute of Shale Gas*, *PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company* , *Chengdu* 610050, *Sichuan*, *China*;
2. *Sichuan Zhongye Lihua New Energy Technology Co.*, *Ltd* , *Chengdu* 610501, *Sichuan*, *China*;
3. *School of Geoscience and Technology*, *Southwest Petroleum University* , *Chengdu* 610500, *Sichuan*, *China*;
4. *Chongqing Gas Field*, *PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company*, *Chongqing* 400021, *China*

Assessment of shale gas enrichment factors and delineation of favorable exploration zones in the first submember of the first member of the Longmaxi Formation, Tiangongtang area, southwestern Sichuan

Abstract: ［**Objective**］The shale gas reservoir in the First Member of the Longmaxi Formation in the Tiangongtang area of southwestern Sichuan exhibits significant heterogeneity. To investigate the factors influencing shale gas enrichment, this study systematically analyzed the enrichment conditions and exploration potential in southwestern Sichuan. ［**Methods**］This was achieved through an interdisciplinary approach incorporating core analysis, geochemical analysis, mineralogical characterization, and well-logging interpretation. ［**Results**］The first sub-member (Long 1-1) contains continuous organic-rich shale with a thickness of 25–60 m, featuring a TOC content of 1.0%–4.0% (average 3.19%). The lower intervals (Long 1-1-1 to Long 1-1-3) show significantly higher TOC values than the upper intervals. With R_o values ranging from 2.58% to 3.16%, the shale is in an overmature stage. The mineral composition is dominated by quartz (35%–45%),clay minerals (25%–35%), and carbonate minerals (15%–25%). Brittle mineral content exceeding 59% and brittleness indices of 60.3%–71% indicate favorable fracability. The reservoir space comprises organic pores (0.02–0.9 μm in diameter), inorganic pores (including intragranular dissolution pores and intergranular pores), and a multi-scale fracture system (including structural fractures, non-structural fractures, and microfractures). The porosity ranges from 3.0% to 6.0% (average 4.2%), while the permeability varies between 0.0003 and 0.2352 mD(2.96×10^{-7}–2.32×10^{-4}μm^2), exhibiting a vertical permeability profile with low values at the top and bottom and high values in the middle. Analysis of structural

基金项目：国家科技重大专项（2016ZX05062002）

This research was financially supported by the National Science and Technology Major Project (Grant No.2016ZX05062002).

第一作者：刘胜军（1972—），男，高级工程师，主要从事油气开发管理与动态规律研究。Email：liushengjun@petrochina.com.cn

通信作者：刘永旸（1993—），男，工程师，主要从事页岩气地质与勘探开发研究工作。Email：liuyy93@petrochina.com.cn

收稿日期：2025−08−01；修回日期：2026−01−25；录用日期：2026−01−25；网络出版日期：2026−01−27；责任编辑：吴芳

Received：2025−08−01；Revised：2026−01−25；Accepted：2026−01−25；Available Online：2026−01−27；Handling Editor：WU Fang

preservation conditions reveals that gentle anticlines and monoclinal structures provide better preservation conditions, whereas areas near steep fault zones experience significant gas dissipation. Formation pressure coefficients show a positive correlation with production, and wells with a pressure coefficient exceeding 1.4 typically achieve daily production rates above 2.0×10^4 m^3/d (e.g., Well Y203 at 3.626×10^4 m^3/d). [**Conclusion**] Through establishing a comprehensive evaluation index system, the study area was subdivided into favorable zones of Class I (TOC > 2.4%, brittleness index > 65%, porosity > 4.5%, high-quality shale thickness > 35 m, burial depth 3000–4000 m, pressure coefficient > 1.4) and Class II, providing a scientific basis for shale gas exploration and development in the Tiangongtang area. [**Significance**] The research findings elucidate the key factors that control shale gas enrichment in complex structural settings and offer guidance for efficient shale gas development in southwestern Sichuan.

Keywords: shale gas; source–reservoir conditions; preservation conditions; Longmaxi Formation; Tiangongtang area

摘　要：川西南天官堂地区龙马溪组一段页岩气储层具有显著的非均质性特征。为了探明影响川西南页岩气富集条件的因素，文章基于钻井岩芯、地球化学测试、矿物组分分析及测井资料，综合地质学、地球化学与测井解释等多学科研究方法，系统分析了该区页岩气富集条件及勘探潜力。结果表明，龙一段1亚段发育一套厚度25～60 m的连续稳定富有机质页岩，TOC含量1.0%～4.0%（平均3.19%），纵向上下部龙一段1亚段①～③小层TOC含量显著高于上部层段；R_o值2.58%～3.16%，表明处于过成熟阶段。矿物组成以石英（35%～45%）、黏土矿物（25%～35%）和碳酸盐矿物（15%～25%）为主，脆性指数大于60%，具备良好可压性。储集空间包括有机孔（孔径0.02～0.9 μm）、无机孔（粒内溶蚀孔、粒间孔等）及多尺度裂缝系统（构造缝、非构造缝和微裂缝），孔隙度3.0%～6.0%（平均4.2%），渗透率0.0003～0.2352 mD（2.96×10^{-7}～2.32×10^{-4} μm^2），纵向呈“顶底低渗、中部高渗”特征。构造保存条件分析表明，宽缓背斜和单斜构造区保存条件较好，而高陡断裂带附近气体散失严重；地层压力系数与产量呈正相关，当压力系数>1.4时单井日产量普遍突破20×10^4 m^3/d（如Y203井36.26×10^4 m^3/d）。通过建立综合评价指标体系，将天官堂地区划分为Ⅰ类（TOC>2.4%、脆性指数>65%、孔隙度>4.5%、优质页岩厚度>35 m、埋深3000～4000 m、压力系数>1.4）和Ⅱ类有利区，为天官堂地区页岩气勘探开发提供了科学依据。研究成果揭示了复杂构造背景下页岩气富集的主控因素，对川西南地区页岩气高效开发具有指导意义。

关键词：页岩气；源储条件；保存条件；龙马溪组；天官堂地区

中图分类号：TE321; P618.13　　**文献标识码：**A　　**文章编号：**1006−6616(2026)01−0031−18

DOI：10.12090/j.issn.1006-6616.2025103

0　引言

近期四川盆地深层页岩气勘探取得重大突破：大足高陡构造带Z202-H1井测试产量达45.67×10^4 m^3/d，黄瓜山构造H202井日产22.37×10^4 m^3/d，泸州背斜L203井更创下137.9×10^4 m^3/d的高产纪录（赵圣贤等，2024；姚红生等，2025）。已有研究表明，页岩气高产主要受控于4个关键因素：高有机质含量、较强的岩石脆性、高地层压力以及良好的裂缝保存条件（梁狄刚等，2008；邹才能等，2012；熊加贝等，2025）。特别是在龙马溪组中，天然裂缝与人工压裂形成的复合缝网系统虽可辅助扩大储集体积，但核心作用是构建高效的气体运移通道，显著提升气藏产能（郭彤楼和张汉荣，2014；丁文龙等，2024；郭彤楼，2025）。

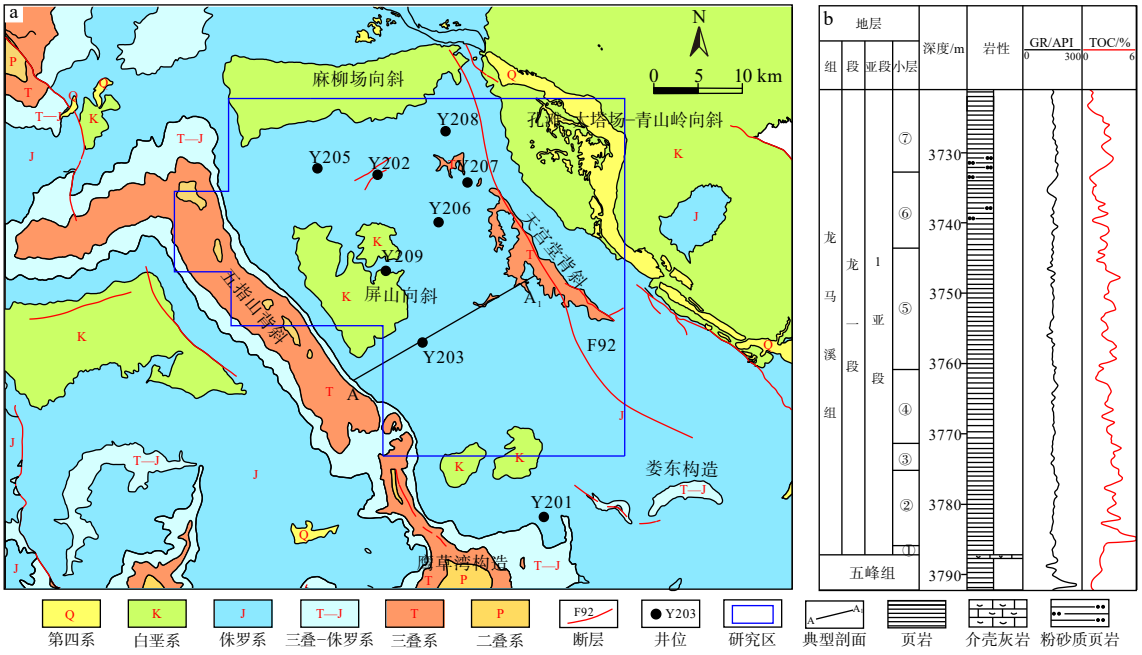
四川盆地下古生界海相页岩经历了多阶段构造演化，在深埋藏、快速隆升和强烈变形等地质作用的交替影响下，形成了显著的储层非均质性。这一演化过程不仅决定了页岩物性特征，更控制了页岩气的生成、运移与保存等成藏全过程，在不同地质历史时期均发挥着关键作用（郭彤楼等，2025）。当前优质海相页岩主要赋存于深层区域（文章定义埋深>3500 m为深层），深层分布范围约为中浅层的两倍（Nie et al.，2009；王濡岳等，2018）。关于南方海相页岩气分布规律，学界已开展多学科交叉研究。通过综合分析沉积环境、储层特征、有机质分布等要素，发现该区域页岩气富集区具有三大典型特征：成藏物质的多源性、构造改造的强烈性以及含气性的空间变异性（曹光耀等，2023）对此，不同成藏理论从互补的视角进行了系统阐释：“二元富集”理论奠定了优质烃源岩与完整保存体系协同作用这一富集基础（郭旭升，2014）；在此基础上，“三

控”理论进一步从沉积成岩、储集空间和构造保存 3 个维度，构建了高产富集区的综合控制模型（詹国卫等，2023；万云强等，2024）；而“源−盖控烃”理论则深化了保存条件的内涵，特别强调了烃源岩与盖层封堵能力的动态匹配关系是气藏最终形成的核心关键。

相较泸州、长宁等区块，四川盆地西南缘天宫堂地区因处多构造体系交汇处，构造更复杂，页岩气富集规律差异显著。前期勘探显示，该区页岩气井产能“两极分化”：Y203 井等高产（>30×10^4 m^3/d），Y208 井却产能低迷甚至工程失败。初步认为，高陡断裂带破坏保存条件、强改造下优质储层非均质性及现有评价标准适用性不足，制约了有利目标区精准预测。为解决这些问题，文章以四川盆地西南缘天宫堂地区为研究区，以龙马溪组一段（龙一段）1 亚段为研究对象，从源储条件和构造保存条件 2 个维度，综合利用钻井资料、岩芯分析、地球化学测试和地球物理资料，深入探讨页岩气富集与保存的控制机制，建立评价指标体系，并优选有利勘探目标区。

1　区域地质概况

天宫堂地区位于四川盆地的西南缘，处于龙门山断褶带、川西低陡构造带与峨眉−瓦山断褶构造带的交汇区。该区域的构造特征受到大娄山断褶带、大凉山断褶带、龙门山构造带以及江南雪峰隆起带等多个构造单元的共同控制，整体呈现出弧形宽缓的低褶构造带特征。研究区的主要构造特征源自基底卷入式逆冲断裂的活动，表现为前翼陡峭、后翼缓和的断层传播褶皱结构，整体构造走向呈现北北西方向（杨少航等，2024）。西部靠近盆缘的五指山背斜构造狭窄且变形强烈，呈“7”字形展布，并伴随深大断裂发育；中部地层相对平缓，发育屏山向斜；东部发育天宫堂背斜、孔滩−大塔场−青山岭向斜等构造，呈北西向展布；南部的鹰草湾构造为复杂的断裂带，北部麻柳场向斜呈东西向展布（图 1a）。



GR—自然伽马，TOC—总有机碳含量

a—天宫堂地区构造地质图；b—典型井龙一段 1 亚段地层柱状图

图 1　天宫堂地区构造地质图及典型井龙一段 1 亚段地层柱状图

Fig. 1　Structural geological map of the Tiangongtang area and shale gas exploration-oriented stratigraphic column of the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation in typical wells

(a) Structural geological map of the Tiangongtang area; (b) Shale gas exploration-oriented stratigraphic column of the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation in typical wells

GR stands for natural gamma ray, and TOC stands for total organic carbon content.

天宫堂构造经历多期强烈隆升改造，结构较为复杂，整体呈不规则、外围近菱形的箱状背斜，构造相对完整。背斜核部出露上三叠统须家河组，局部可见中三叠统雷口坡组石灰岩。构造主体轴向为北西向，高点以北渐转为北西西向，西北倾没端近西向。轴线整体略呈反“S”形延伸，具有北东翼陡、南西翼缓的不对称特征（王亚博，2024）。

研究区龙马溪组沉积始于华南盆地消亡与华南造山带形成时期，受多期构造运动影响，被黔中、川中、雪峰等古隆起环绕，导致海水循环受限，形成强还原的缺氧环境（陈更生等，2024）。并在此地质背景下，广泛沉积了一套黑色至灰黑色页岩，主要划分为龙一段和龙二段。其中，龙一段下部发育了一套总有机碳（TOC）含量>2%、厚度为25～60 m的连续稳定富有机质页岩，是当前页岩气开采的主力产气层。龙一段可进一步细分为1亚段和2亚段（聂海宽等，2016）。龙一段1亚段主要由富有机质的黑色炭质页岩、硅质页岩及灰色粉砂质页岩构成，且生物化石丰富，是四川盆地页岩气的重要产层。根据其纵向岩性、电性特征、沉积旋回以及古生物特征（张梦琳等，2022），龙一段1亚段可细分为①～⑦共7个小层（图1b）。

2 样品、实验和方法

2.1 样品

此次研究以川西南天宫堂地区Y202、Y203、Y205、Y206、Y207、Y208、Y209等7口重点探井的钻井岩芯为基础，通过系统采样，针对龙一段1亚段富有机质页岩层段开展多学科分析测试：共采集425个页岩样品，主要用于烃源有机地化特征、矿物组分特征、储层物性特征、储集空间特征、储层含气性特征分析，明确研究区页岩气源储条件。

2.2 实验和方法

在西南石油大学油气藏地质开发工程全国重点实验室完成了全部测试分析工作，具体包括：采用LECO CS-230型碳硫分析仪，依据沉积岩中总有机碳测定（全国石油天然气标准化技术委员会，2022）对363个样品进行TOC测定，以评价烃源岩生烃潜力；选取11个样品进行干酪根显微组分鉴定，并结合17个样品的镜质体反射率（R_o）测试，明确有机质类型及热演化程度；通过全岩X射线衍射（XRD）分析矿物组成，为评价储层可压裂性提供数据基础；采用CMS-300型覆压孔渗仪对8口井的370个样品进行孔隙度分析，模拟地层条件获取精确物性参数；借助Zeiss Sigma 300场发射扫描电镜（FE-SEM）对精选样品进行高分辨率观测，揭示微米–纳米级孔隙发育特征。

3 页岩气储层特征

3.1 地化特征

根据已有的研究成果，龙一段1亚段的有机质组分以I型或II_1型为主（聂海宽等，2016；张梦琳等，2022）。该干酪根类型通常由低等植物或低等水生生物母质演化而来，具备显著的生烃潜力。

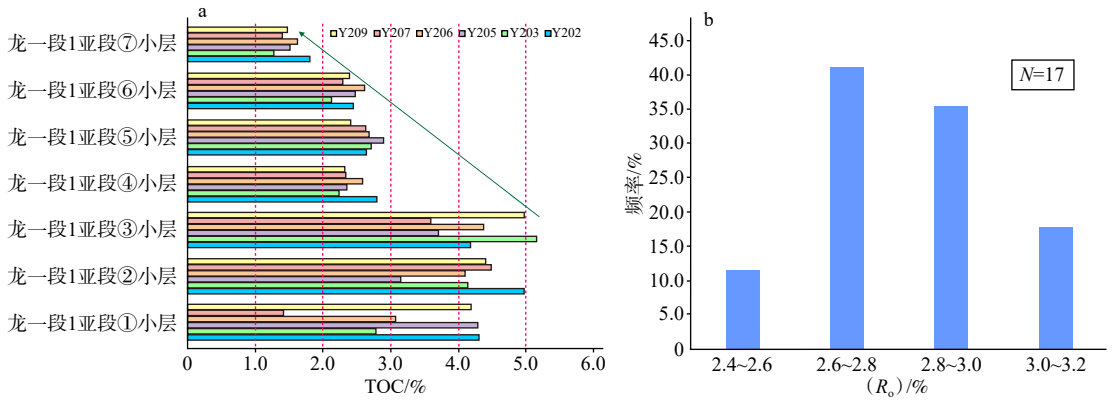
研究区龙一段1亚段页岩样品的总有机碳（TOC）含量采用LECO CS230型碳–硫分析仪进行测试，结果显示样品TOC值主要分布在1.0%～4.0%范围，部分样品超过4.0%。垂向上，TOC含量呈现明显的递减趋势：下部龙一段1亚段①～③小层平均TOC含量达3.6%～4.3%，而上部龙一段1亚段④～⑦小层则降至1.3%～2.8%（图2a）。

从区域构造演化的视角来看，川西南地区经历了多期构造运动，这些运动导致龙马溪组页岩普遍呈现较高的热演化程度。测试结果显示，R_o值在2.58%～3.16%之间，平均值为2.84%（图2b）。此外，通过将固体沥青与镜质体反射率进行等效换算（王晔等，2020），进一步证实了这些页岩处于过成熟早期至过成熟晚期的阶段（腾格尔等，2021）。该阶段的龙马溪组页岩整体埋藏深度较大，底部富有机质页岩受高温高压作用，干酪根在此阶段经热演化后大量产生气体，为区内页岩气的富集提供了重要物质基础。

3.2 矿物组分及脆性矿物特征

3.2.1 矿物组分

页岩矿物组成通常分为黏土矿物和脆性矿物2大类。黏土矿物以伊利石等层状硅酸盐为主，其纳米级孔隙结构为气体吸附提供了重要空间（王濡岳等，2023）；脆性矿物则包含石英、长石等硅酸盐及碳酸盐矿物，其含量直接影响储层物性和压裂效果。一般而言，脆性矿物占比越高，储层改造潜力越大，但需考虑与黏土矿物的协同效应。通过对研究区龙一段1亚段页岩进行X射线衍射（XRD）全岩分析（图3a），数据显示，龙一段1亚段页岩以石英（26.0%～80.3%，均值47.5%）和黏土矿物（7.2%～45.6%，均值

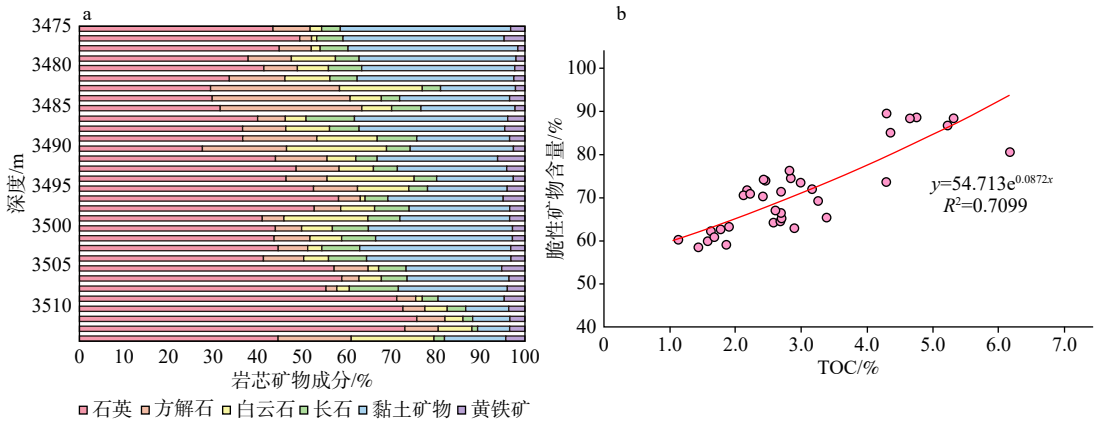


a—龙一段 1 亚段 TOC 垂向分布特征；b—镜质体反射率实验结果图

图 2　天宫堂地区龙一段 1 亚段 TOC 垂向分布特征、镜质体反射率实验结果图

Fig. 2　Experimental results of the vertical TOC distribution and vitrinite reflectance in the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation in the Tiangongtang area

(a) Experimental results of TOC vertical distribution; (b) Vitrinite reflectance histogram



a—Y202 井龙一段 1 亚段全岩矿物组分含量；b—龙一段 1 亚段 TOC 含量与脆性矿物含量相关图（其中 y 代表脆性矿物含量，x 代表 TOC，R^2 代表决定系数）

图 3　天宫堂地区龙一段 1 亚段矿物组分含量分析图

Fig. 3　Mineral abundance distribution in the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation, Tiangongtang area

(a) Whole-rock mineral composition of the Long 1-1 submember of Longmaxi Formation in Well Y202; (b) Correlation between TOC content and brittle mineral content in the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation (where the y-axis represents brittle minerals, the x-axis represents TOC, and the R^2 represents the coefficient of determination)

25.1%）为主，碳酸盐矿物（11.2%～32.3%，均值 18.6%）、长石（1.0%～11.2%，均值 5.84%）及黄铁矿（1.2%～6.2%，均值 3.2%）次之（图 3b）。表明该层段具有较好的可压裂性。

龙一段 1 亚段页岩脆性矿物（石英、方解石、白云石与长石含量之和）的含量与总有机碳（TOC）含量具有显著耦合性。随着脆性矿物含量逐步降低，TOC 值总体呈递减趋势，二者表现出相关性（图 3a）表明页岩中的脆性物质对 TOC 含量具有一定控制作用。

3.2.2　脆性指数特征

页岩中的脆性矿物主要包括石英、长石、碳酸盐矿物（如方解石、白云石等）具有较高的物理和化学稳定性，且在埋藏压实过程中能够保持其原始矿物形态，表现出较强的抗压能力。已有研究表明，当页岩储层的脆性指数普遍高于 40% 时，具备实现工业化开采的潜力（王濡岳等，2023）。

结合龙马溪组的具体矿物组成，采用矿物组分法（赵迪斐等，2021）对页岩的脆性指数进行评价。具体方法是将脆性矿物的含量占总矿物含量的百

分比定义为脆性指数。综合前期测试结果和岩石学特征，选取石英、长石、方解石、白云石作为主要脆性矿物进行量化分析，其计算公式如下所示：

$$\mathrm{BRIT}=\frac{V_{石英}+V_{长石}+V_{方解石}+V_{白云石}}{V_{所有矿物}}\times 100\% \quad (1)$$

其中 BRIT 表示脆性指数，单位 %；V 表示体积。脆性指数计算结果显示，该区页岩脆性指数整体位于 60.3%～71% 范围，并在垂向与平面分布上呈现出一定的规律性。其中，龙一段 1 亚段①～③小层具有相对更高的脆性指数：①小层均值可达 89.5%，②小层介于 85.1%～88.4%（平均 86.8%），③小层则分布在 71.7%～88.5%（平均 79.4%）；龙一段 1 亚段④～⑦小层的脆性指数以 51.4%～81.2% 为主，平均约 67.7%。平面展布特征显示，天宫堂地区龙一段 1 亚段脆性指数呈现明显的西高东北低趋势，通过统计研究区单井龙一段 1 亚段脆性指数平均值并依据地震资料综合绘制等值线图（图 4）。Y205、Y202 等西部井区脆性指数普遍超过 70%，最高达 75%；而北部及东北部区域则维持在 60% 左右。空间差异主要受构造背景、沉积厚度及热演化程度控制，其中热演化可通过促进黏土矿物伊利石化与增强石英胶结作用，显著提升岩石脆性（赵迪斐等，2021）。矿物组成分析表明，石英与碳酸盐矿物富集区即便经历强压实仍能保持高脆性，是因为石英以稳定晶体结构和强抗压性提供刚性支撑，碳酸盐矿物经重结晶形成连生胶结结构提升力学强度，二者构成的刚性骨架可抵抗压实应力、抑制孔隙坍塌（赵迪斐等，2021）。全区脆性指数普遍超过 60%，显示多数层段具有良好的压裂改造潜力。其中，①～③小层脆性指数最高，更有利于后期构造活动或人工压裂形成复杂缝网，显著改善储层渗流能力。

3.3 储集空间特征

3.3.1 孔隙

页岩源储一体特征使其微孔隙成为页岩气赋

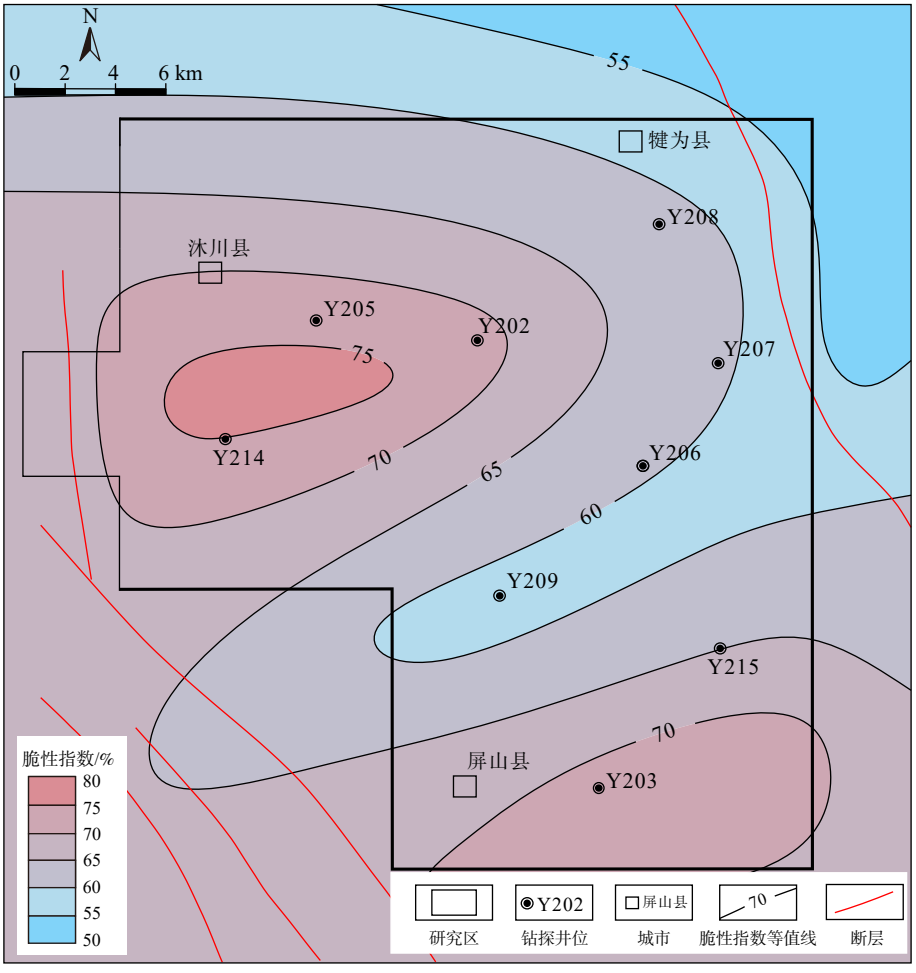


图 4 天宫堂地区龙一段 1 亚段脆性指数平面分布图

Fig. 4 Spatial distribution of brittleness index in the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation, Tiangongtang region

存与运移的主要载体，孔隙发育程度显著控制气藏储集性能（Fan et al., 2024）。

（1）有机孔

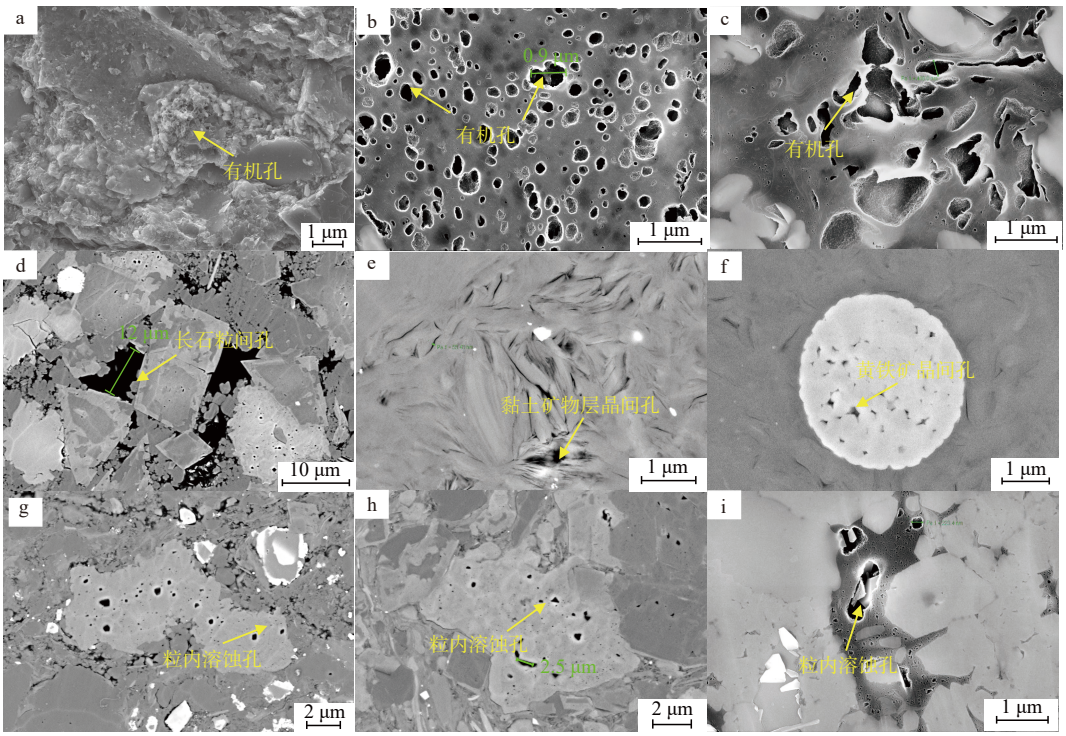
扫描电镜分析显示，天宫堂地区页岩中存在纳米至微米尺度的有机孔和无机孔，二者共同构成了页岩的储集空间。有机孔孔径范围为 0.02～0.9 μm（图 5a—5c），通常呈蜂窝状密集分布，有机孔的高密度发育不仅是储集空间扩增的关键，更是高有机质含量的直接体现。

（2）无机孔

根据扫描电镜（SEM）观察，天宫堂地区龙马溪组龙一段 1 亚段页岩的无机孔类型较为复杂多样，主要发育以下 4 类无机孔：①脆性矿物粒间孔（图 5d），形成于长石等抗压矿物颗粒间隙，呈三角或多边形，孔径多变且连通性较优，脆性矿物粒间孔与有机孔或粒内溶蚀孔相互贯通，进而在微观尺度上形成复杂的孔–喉网络；②黏土矿物层间晶间孔（图 5e）发育于片状黏土矿物层间，孔径 0.05～0.50 μm，蒙脱石–伊利石转化残留孔隙可提升连通性，虽成岩压实致孔隙度收缩，但仍具储渗功能；③黄铁矿晶间孔（图 5f）通常形成于相对深水、缺氧且沉积环境稳定的条件下。研究区内常见“草莓状”黄铁矿集合体，其内部或晶体颗粒间常残留纳米级的晶间孔隙，孔径约为 0.1～0.2 μm；④粒内溶蚀孔（图 5g—5i），主要发育于长石、方解石等易溶矿物颗粒内部，孔径 0.5～2.5 μm，受成岩溶蚀作用形成，具局部低连通性特征，对储层孔隙贡献有限。4 类孔隙中，脆性矿物粒间孔与黏土层间孔对储层孔隙结构优化贡献最为显著。

3.3.2　裂缝

宏观裂缝按成因可分为构造与非构造裂缝 2 类：构造裂缝由区域应力场作用形成，在露头及岩



a—Y203 井，3777.7 m，有机孔发育；b—Y206 井，3874.2 m，椭圆状有机孔发育；c—Y206 井，③小层，有机孔溶蚀发育；dY206 井，3887.5 m，长石粒间孔发育；e—Y206 井，3886.6 m，黏土矿物层间晶间孔发育；f—Y206 井，3887.6 m，黄铁矿晶间孔发育；g—Y206 井，④小层，粒间溶蚀孔发育；h—Y206 井，3887.1 m，粒内溶蚀孔；i—Y206 井，②小层，粒内溶蚀孔发育

图 5　天宫堂地区龙一段 1 亚段页岩孔隙扫描电镜图片

Fig. 5　Scanning electron microscope images of pore networks in the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation shales

(a) Well Y203, 3777.7 m, well-developed organic pores; (b) Well Y206, 3874.2 m, well-developed elliptical organic pores; (c) Well Y206, Long 1-1-3, dissolved organic pores; (d) Well Y206, 3887.5 m, intergranular pores in feldspar; (e) Well Y206, 3886.6 m, intercrystalline pores between clay mineral layers; (f) Well Y206, 3887.6 m, intercrystalline pores in pyrite; (g) Well Y206, Long 1-1-4, intergranular dissolution pores; (h) Well Y206, 3887.1 m, intragranular dissolution pores; (i) Well Y206, Long 1-1-2, intragranular dissolution pores

芯中表现明显(李林豪等, 2024); 非构造裂缝则源于成岩作用或烃类生成引发的内应力变化, 涉及压实作用与流体压力等因素。

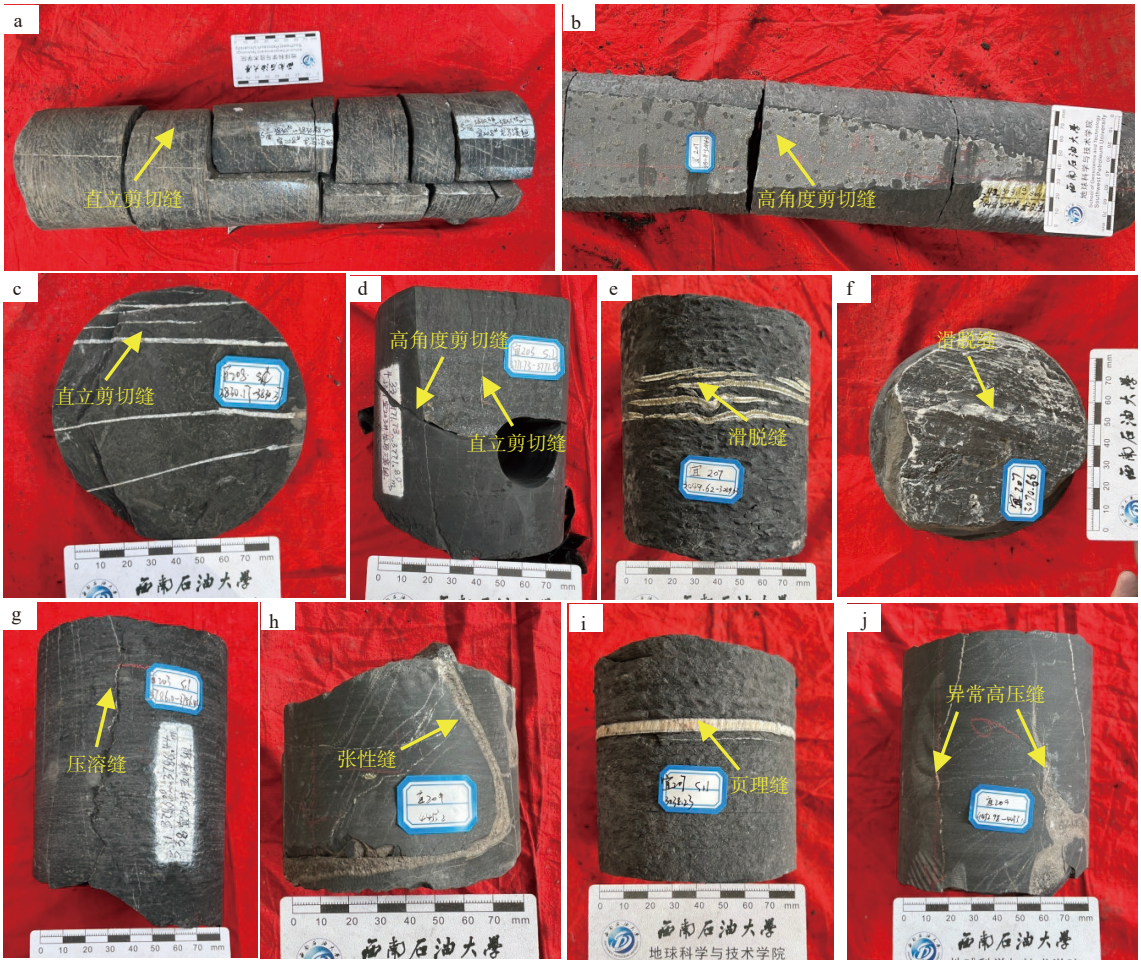
(1)构造缝

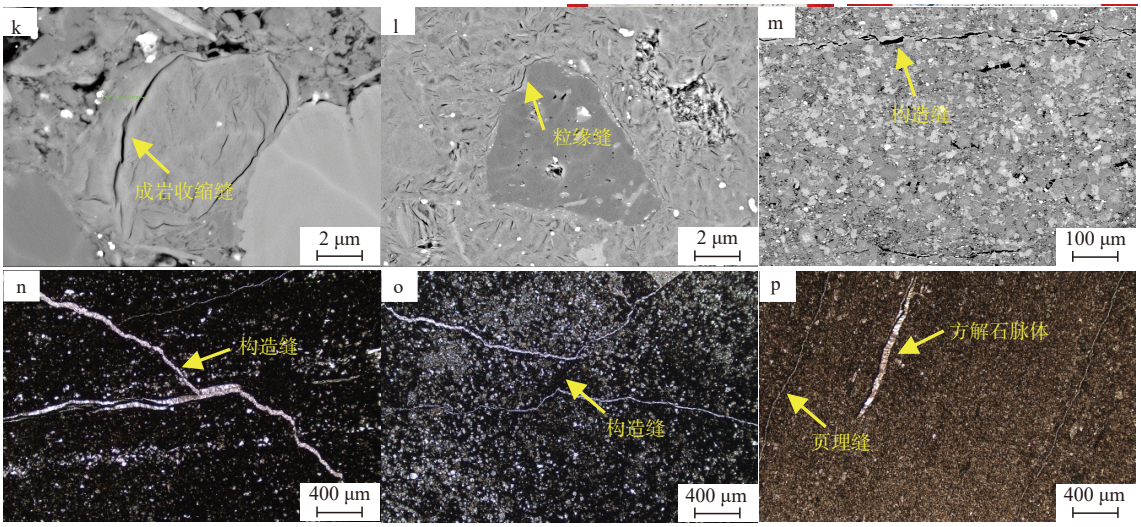
根据裂缝形成力学机制, 区内龙一段 1 亚段页岩主要发育剪切缝、滑脱缝、压溶缝及张性缝 4 类构造缝。剪切缝以近垂直(倾角>75°)和中高角度(45°～75°)为主, 发育单条裂缝(图 6a、6b)、多组平行裂缝系(图 6c)及共轭剪切网络(图 6d), 裂缝多被方解石部分或完全充填, 部分保持未充填状态, 反映了多期构造应力转换和流体活动以及深部脆性变形与裂隙渗流的演化过程; 顺层滑脱缝是由层间差异滑动形成的, 产状与层面近平行(夹角<10°), 裂缝面光滑如镜, 局部存在方解石与黄铁矿交替充填(图 6e), 表明存在多期流体循环, 可见滑动擦痕(图 6f); 压溶缝在水平挤压和化学溶蚀共同作用下形成, 表现为顺层分布的锯齿状或缝合线状构造(图 6g), 记录了压溶–沉淀过程中的体积变化特征; 张性缝呈弯曲状方解石脉体, 受控于最小主应力方向与岩石非均质性双重约束(图 6h)。综合来看, 这四类构造缝共同记录了天宫堂地区龙一段 1 亚段在构造应力、层间差异滑动、压溶作用和流体活动等多重因素综合作用下所经历的变形过程, 不同裂缝类型及其充填特征也为后续分析该区页岩气成藏机理与渗流特征提供了关键佐证

(2)非构造缝

非构造缝主要包括页理缝和异常高压缝 2 类。页理缝作为页岩典型裂缝, 是在压实作用或地层压力释放下页岩薄弱面张开而形成的顺层裂缝, 部分经沉积–成岩改造演化为具剥离线理的平行纹层裂缝。岩芯揭示其多被方解石全充填(图 6i), 反映后期流体沿纹层弱面运移沉淀特征。该类裂缝虽具微观连通性, 且可局部影响气体赋存运移, 但高充填度致其整体渗流贡献有限。

异常高压缝形成于封闭系统内热演化诱发的超压破裂过程, 与油气排烃–运移耦合发育(Ougier-Simonin et al., 2016)。其特征表现为高角度穿层延伸、形态不规则且规模有限, 常被方解石–沥青复合





a—Y208 井，3830.88 m，直立剪切缝；b—Y207 井，3830.81m，高角度剪切缝；c— Y208 井，3830.17m，多条直立剪切缝；d—Y203 井，3771.73m，直立剪切缝与高角度剪切缝相交；e—Y207 井，3049.63m，滑脱缝；f—Y207 井，3070.66m，滑脱缝；g—Y203 井，3786.00m，压溶缝；h—Y209 井，4453.2m，张性缝；i—Y207 井，3038.23m，页理缝；j—Y209 井，4452.98m，异常高压缝；k—Y206 井，龙一段 1 亚段③小层，成岩收缩缝；l—Y206 井，龙一段 1 亚段①小层，粒缘缝；m—Y206 井，龙一段 1 亚段①小层，构造缝；n— Y207 井，3049.62m，构造缝；o—Y207 井，3069.69m，构造缝；p—Y207 井，3049.62m，页理缝、方解石脉体

图 6　天宫堂地区龙马溪组龙一段 1 亚段页岩岩芯裂缝发育特征照片

Fig. 6　Photographs showing fracture characteristics in the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation, Tiangongtang Area

(a) Well Y208, 3830.88 m, vertical shear fracture; (b) Well Y207, 3830.81 m, high-angle shear fracture; (c) Well Y208, 3830.17 m, multiple vertical shear fractures; (d) Well Y203, 3771.73 m, intersection of vertical shear fracture and high-angle shear fracture; (e) Well Y207, 3049.63 m, detachment fracture; (f) Well Y207, 3070.66 m, detachment fracture; (g) Well Y203, 3786.00 m, pressure dissolution fracture; (h) Well Y209, 4453.2 m, tension fracture; (i) Well Y207, 3038.23 m, cleavage fracture; (j) Well Y209, 4452.98 m, abnormally high-pressure fracture; (k) Well Y206, Long 1-1-3 submember, diagenetic contraction fracture; (l) Well Y206, Long 1-1-1 submember, grain-edge fracture; (m) Well Y206, Long 1-1-1 submember, structural fracture; (n) Well Y207, 3049.62 m, structural fracture; (o) Well Y207, 3069.69 m, structural fracture; (p) Well Y207, 3049.62 m, cleavage fracture and calcite vein

充填(图 6j)。该类裂缝作为有机质热解增压的产物，不仅指示页岩强烈排烃阶段，更蕴含页岩气初次运移及储层改造的重要地质信息。

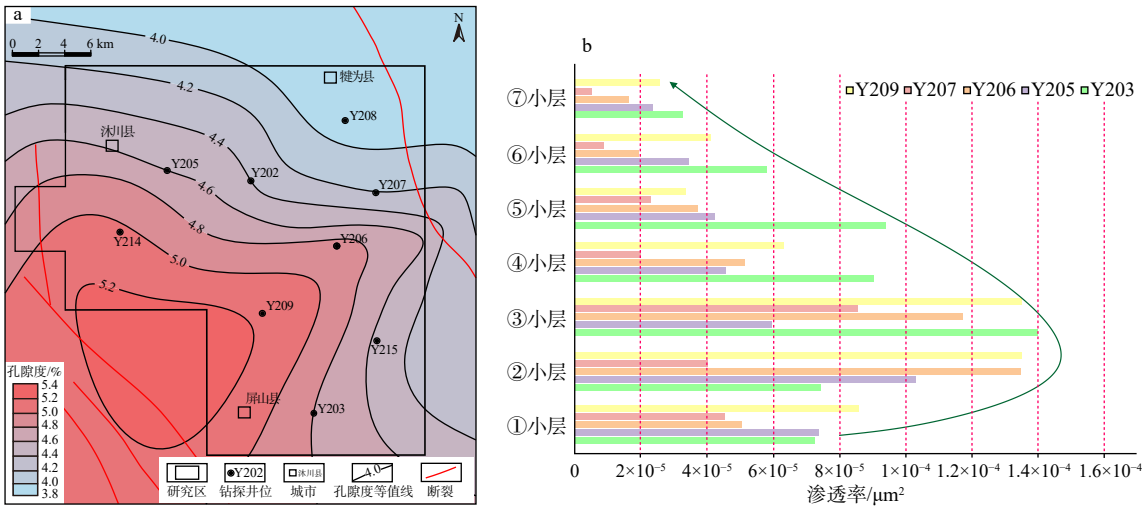
(3)微裂缝

微裂缝对页岩储层的影响显著，既能增加储集空间和流体迁移通道，改善储集和渗透性能，又有助于提升游离气和吸附气的含量(Ju et al., 2018)并与孔隙系统耦合增强气体运移效率(卢志远等，2021)。在储层改造中，微裂缝可降低起裂压力，促进复杂缝网形成以提升产能(董大忠等，2018)。

基于扫描电镜和薄片对微裂缝进行系统观察，研究区龙马溪组龙一段 1 亚段页岩主要发育 4 类微裂缝。成岩收缩缝形成于成岩脱水及矿物相变过程，沿片状矿物边界分布，宽度约 0.1～0.2 μm(图 6k)；粒缘缝受构造应力作用在脆性矿物边缘产生，缝宽 0.01～0.10 μm，产状多变(图 6l)；构造微裂缝在挤压应力作用下形成锯齿状延伸结构，斜切层理面，常见有机质充填(图 6m—6o)，虽产状多变，但连通性良好，是气体渗流的主要通道；微页理缝是宏观页理缝在微观尺度上的表现，通常与层理平行，延伸短、缝宽窄，且多被矿物部分充填，与构造缝交织形成网状体系(图 6p)。与微裂缝对应的是宏观裂缝，二者与孔隙系统共同构成多级连通储渗系统，显著增强气体富集与运移能力。天宫堂地区多尺度缝-孔网络为页岩气高效勘探开发提供了有利地质条件。

3.4　物性特征

通过统计单井龙一段 1 亚段孔隙度平均值并依据地震资料，综合绘制平面等值线图(图 7a)，孔隙度呈现南西部较高、北东部较低的趋势。孔隙度较高的区域主要集中在 Y214—Y209 以南，Y202—Y207—Y215 以东区域孔隙度较低。研究区西南部埋深较大(>4000 m)，地层处于超压状态(压力系数>1.5)，有效抑制压实作用，使孔隙度保持较高水平，故孔隙度呈现“南西高、北东低”的水平分布特征。



a—天宫堂地区龙一段 1 亚段孔隙度平面等值线图；b—天宫堂地区典型井龙一段 1 亚段渗透率柱状图

图 7 天宫堂地区龙一段 1 亚段物性特征统计图

Fig. 7 Statistical characterization of reservoir properties in the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation

(a) Porosity contour map of the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation in the Tiangongtang area; (b) Permeability histogram of the Long 1-1 submember of the Longmaxi Formation in a representative well from the Tiangongtang area

根据 8 口井中的 370 个岩芯测试结果，龙一段 1 亚段的岩芯孔隙度主要分布在 3.0%～6.0% 之间，平均孔隙度为 4.2%(图 7a)；渗透率则分布在 0.0003～0.2352 mD(2.96×10^{-7}～2.32×10^{-4} μm²)之间，平均渗透率为 0.0513 mD(5.06×10^{-5}μm²)。纵向上，龙一段 1 亚段①～③小层的物性表现较好，孔隙度均值分别为 5.1%、4.9%、5.3%，渗透率均值分别为 0.0656 mD(6.47×10^{-5} μm²)、0.0977 mD(9.64×10^{-5} μm²)、0.108 mD(1.07×10^{-4} μm²)(图 7b)；④～⑦小层的物性相对较差，表现出从底部到顶部物性逐渐变差的育特征。

纵向上，龙一段 1 亚段①～③小层物性表现最佳，其孔隙度与渗透率均值均高于上部层段，形成了纵向上“顶底低渗、中部高渗”物性格局。②～③小层渗透率最高，呈现出明显的单峰状分布，是该套页岩中的优势渗流层段和高产基础(图 7b)。这种物性分异主要受沉积–成岩作用控制。中部优质层段因高脆性矿物含量和有机孔发育，抗压实能力强且原生孔隙保存好；而上、下层段黏土矿物含量相对增高，压实作用导致孔隙坍塌更为严重，故物性变差。

4 页岩气富集构造保存条件分析

4.1 构造样式对页岩气保存的影响

川西南天宫堂地区历经多期构造活动，形成了多样化的构造格局，其对页岩气保存条件的控制主要取决于断层系统的发育特征与封闭能力(Yang et al., 2016; Shi et al., 2018; 高山林等, 2025)。强变形区通常发育复杂的高陡断层系统，易成为气体向上逸散的通道，导致纵向散失；而弱变形区断层不发育或发育具有封闭能力的断层，有利于气藏保存。研究表明，构造样式主要通过控制气体的纵向散失和横向运移的方式来影响保存条件(蔡景顺等, 2024)。研究区构造主体呈现基底逆冲形成的断层传播褶皱特征。褶皱前翼陡峭，发育主控断层及伴生次级断裂，形成背冲构造组合，这是研究区高陡断层系统的主要成因和结构表现形式。这类高陡断层系统易贯穿龙马溪组地层，导致气体纵向散失。相比之下，褶皱后翼表现为宽缓背斜形态，构造变形较弱，仅发育小型断层，对顶底板封盖条件破坏较小，为页岩气保存提供了有利环境。

五指山背斜与 F92 断层之间的过渡区域构造最为稳定，在构造位置上处于宽缓背斜的翼部或构造鞍部，断裂规模有限且多以封闭性断裂为主，罕见贯穿性大断层，是区内页岩气保存条件最优越的区域(图 8)。

4.2 断层对页岩气保存的影响

天宫堂地区受多期构造运动影响，断层的规模、展布特征及封闭性控制着龙马溪组龙一段 1 亚段页岩气的保存(图 9)。此次对天宫堂地区断裂的分级研究综合考虑了断开层位、断距 2 个因素，将

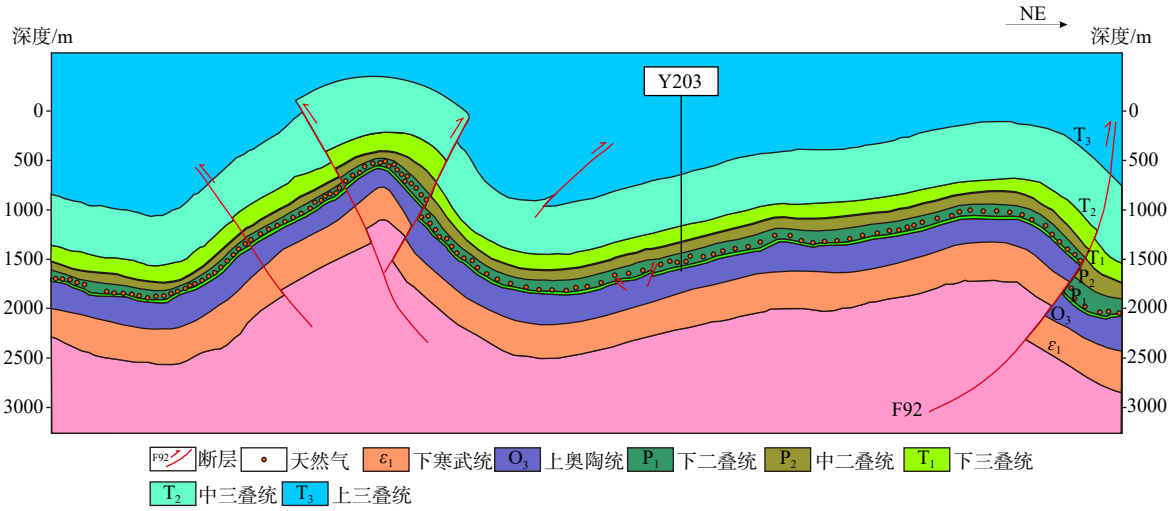


图 8　天宫堂地区构造样式剖面示意图（剖面位置见图 1 A—A_1）

Fig. 8　Cross-section of structural patterns across the Tiangongtang area (Location of the section is shown in Fig. 1, line A–A_1.)

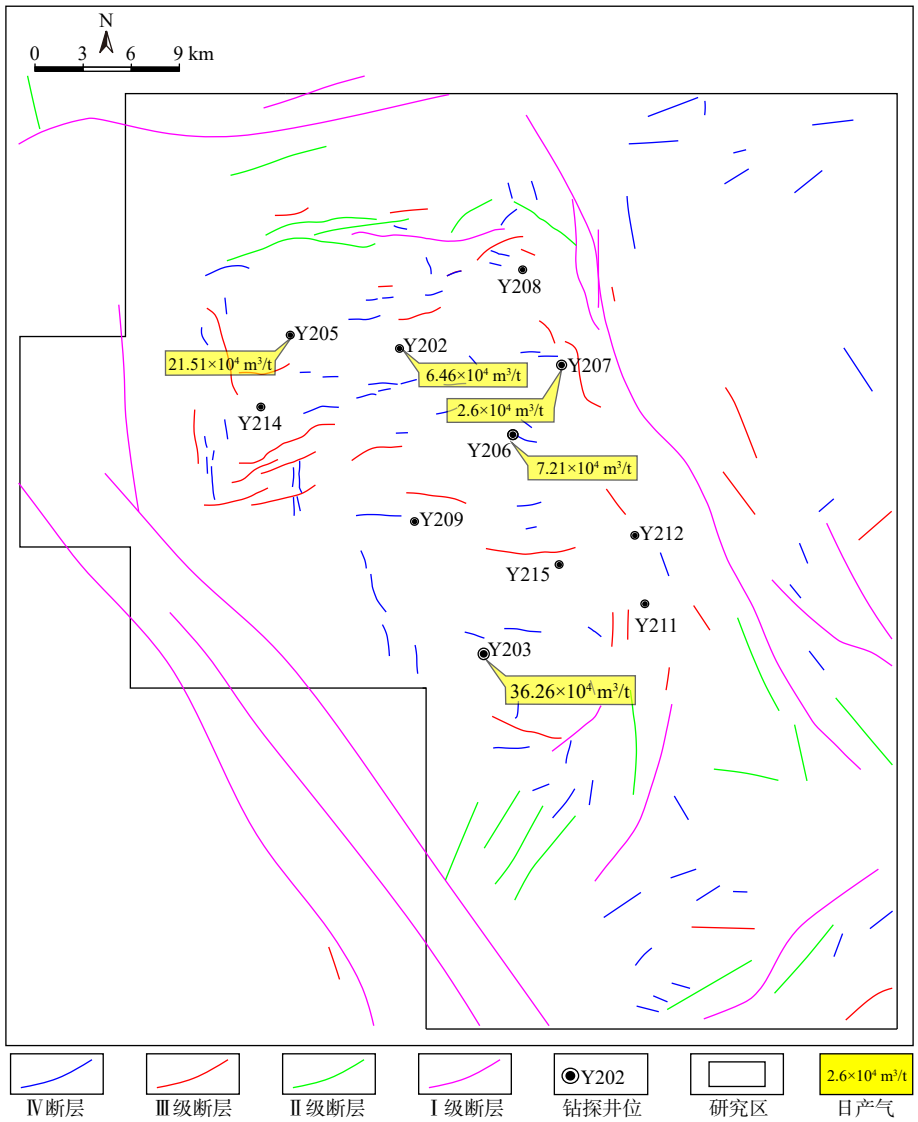


图 9　天宫堂地区断层分级及及单井产气量分布图

Fig. 9　Map of fault classification and gas production distribution of individual wells in the Tiangongtang area

研究区断层划分为4个等级。Ⅰ级断层主要展布于西南、北部及东部边界，向上断开三叠系或延伸至地表，断距大于150 m，延伸长度平均大于7 km，呈北西、南北及北东走向，规模较大，控制着整体构造格局，形成了天宫堂背斜等典型构造单元；Ⅱ级断层主要分布在北部和南部局部区域，多为北东和东西走向，从五峰组向上断开至二叠系，断距一般介于100～150 m之间，规模略大，延伸长度通常大于3 km；Ⅲ、Ⅳ级断裂密集发育于研究区中部，以东西、南北和北东走向为主，规模较小，延伸距离较短。

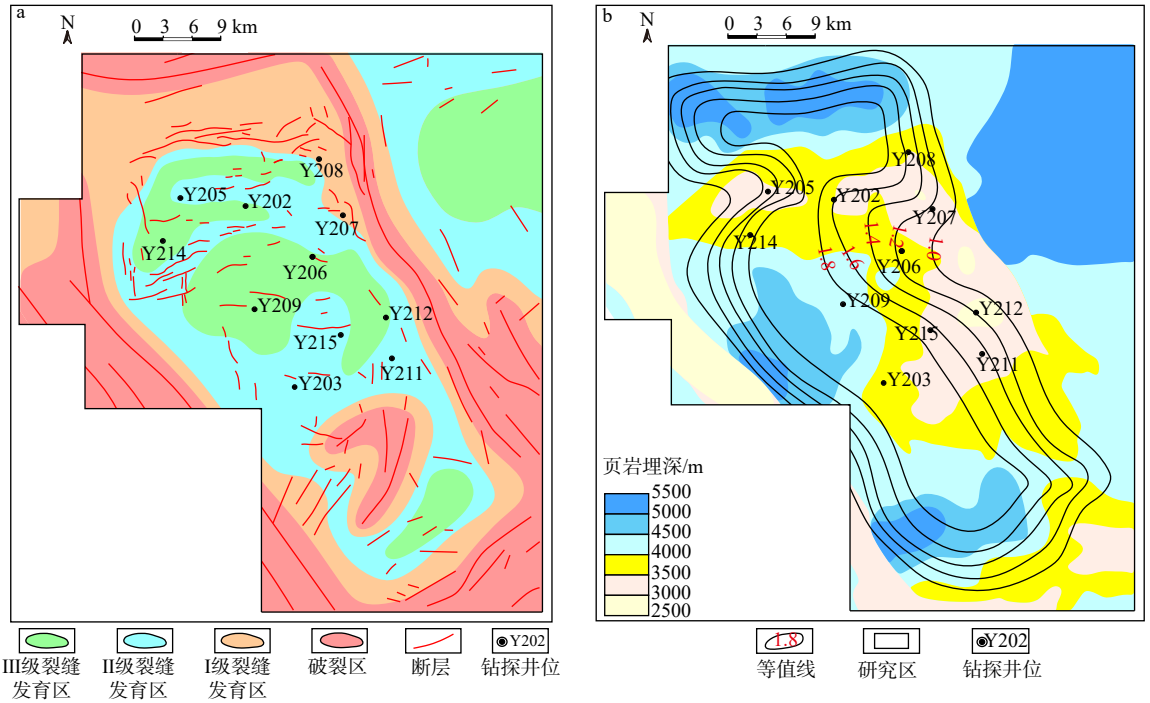
生产数据表明，井位与Ⅰ、Ⅱ级断裂的距离直接影响产能表现。邻近Ⅰ、Ⅱ级断裂的井位普遍产量偏低，其断距大延伸长，发育该类断裂的区域，地层破坏程度较高，气体沿断裂形成的通道纵向散失，不利于页岩气富集，如Y208井距北部Ⅰ级断裂仅2.45 km，施工期间多次发生井漏和地层垮塌，最终被迫封井；Y207井距东部Ⅰ级断裂2.74 km，日产量仅5.1×10^4 m^3。而距离Ⅰ、Ⅱ级断裂6 km以上且发育Ⅲ级、Ⅳ级断裂的区域，如Y203、Y205等井位，日产量普遍超过19×10^4 m^3，最高达36.26×10^4 m^3。

上述特征表明，断裂系统的发育程度对页岩气保存条件具有显著控制作用。在有利区评价中，必须重点考虑断裂规模和空间分布特征。

4.3 裂缝对页岩气保存的影响

裂缝对页岩气的保存条件具有双重效应：规模较小的微裂缝或小型裂缝网络能够促进气体运移，提升储集效率；但过度发育的裂缝则会破坏封闭性，导致气藏难以保存（王濡岳等，2021）。此次研究裂缝的识别主要通过蚂蚁追踪技术进行预测，和常规的属性相比，蚂蚁追踪具有高速度、时间较短、识别精度高的特点，可以更好地描述尺度较为细小的裂缝系统。基于蚂蚁体追踪技术识别出3类裂缝区（图10a）：Ⅰ类区（北部）裂缝与断裂伴生，密度高；Ⅱ类区（中部）在背斜或斜坡带裂缝较发育；Ⅲ类区（中—北东部）整体发育程度低。

裂缝发育程度影响页岩气保存，发育适中、规模小的微裂缝可增强储层孔缝连通性，利于页岩气运移与保存；而规模大的裂缝易破坏顶板，导致气



a—天宫堂地区裂缝发育分级；b—龙一段1亚段埋深及压力系数分布平面图

图10 天宫堂地区裂缝发育分级、龙一段1亚段埋深及压力系数分布平面图

Fig. 10 Fracture development classification and plan view of burial depth and pressure coefficient distribution in the Long 1-1 submember of Longmaxi Formation

(a) Fracture development classification in the Tiangongtang area; (b) Plan view of burial depth and pressure coefficient distribution in the Long 1-1 submember of Longmaxi Formation

向上逸散，难成有效气藏，不利保存。从实际生产数据看，Ⅰ类区的 Y207 井日产量仅 5.1×10^4 m^3/d，Y208 井因储层稳定性差已实施封井；Ⅱ类区各井表现优异，Y203 井日产量高达 36.26×10^4 m^3/d，其余各井产量均保持在 19×10^4 m^3/d 以上；Ⅲ类区除 Y209 井因工程事故导致产量异常外，其他井日产量稳定在 6.46×10^4 m^3/d～9.05×10^4 m^3/d 之间。

4.4　埋深及压力系数

根据区内重点井的压力系数以及埋藏深度绘制天宫堂龙一段 1 亚段埋深及压力系数分布图（图 10b），整体埋深范围在 2500～5500 m，变化较大，埋深在 5000 m 以上的区域主要位于研究区北部、西南部向斜区。埋藏深度过大时，地层压力使页岩孔隙结构更细小，既影响页岩气的运移与保存，也对钻井技术有着更高要求，同时大幅增加开发成本，不利于勘探开发（马新华等，2020）。斜坡-背斜部位页岩埋深一般在 3000～4000 m 之间，构造稳定，页岩气保存条件通常未遭受破坏。根据区内页岩气钻井试气结果，页岩气井产能较好的井一般埋深在 3000～4000 m 之间。

页岩气藏的形成通常伴随着异常高压，该压力是生烃增压、构造挤压与流体热裂解等多机制在封闭条件下耦合作用的结果。当储层因气体散失导致压力降低时，储层系统将逐步趋于常压或低压状态。已有研究表明，地层压力对页岩储集空间特征影响显著，超压环境下，页岩有机孔发育更充分，孔隙形态以圆形、椭圆形为主，且具备孔径更大、连通性更好的特征。川西南地区的勘探实践进一步证实，页岩气产能与地层压力呈显著正相关，高压区更易钻获工业气流（王濡岳等，2020）。因此，压力系数可作为评价气藏保存条件的关键参数。

为进一步明确压力系数与页岩气产能之间的关系，研究通过结合川西南多个地区页岩气井的产能数据和压力系数之间的关系进行对比分析，结果显示，川西南地区页岩气产量与地层压力之间存在正相关性（图 11），当压力系数大于 1.5 时，单井日产量普遍突破 20×10^4 m^3/d。

页岩气埋藏生烃时，随气体产出，封闭环境下常使页岩孔隙增大并形成超压环境，该环境中孔隙的连通性相对较强（王濡岳等，2020）。天宫堂地区龙马溪组龙一段 1 亚段普遍存在超压现象，但研究区中部地区压力系数相对较低，如 Y207 井，其压力系数为 1.15，产气量仅为 5.1×10^4 m^3/d，Y208 井压力

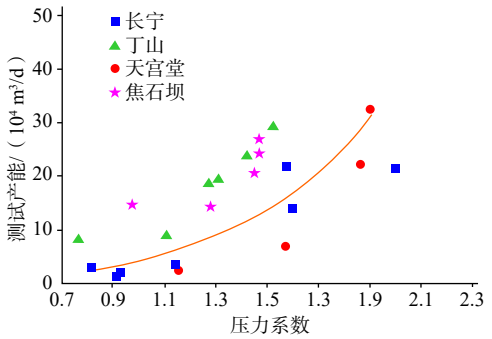


图 11　四川盆地及周缘龙马溪组页岩地层压力系数与产量的关系（长宁地区数据引自蔡景顺等，2024；丁山地区数据引自卢志远等，2021；焦石坝地区数据引自郭彤楼和张汉荣，2014）

Fig. 11　Relationship between formation pressure coefficient and gas production in the Longmaxi Shale, Sichuan Basin (Data for the Changning area from Cai et al., 2024; data for the Dingshan area from Lu et al. , 2021; data for the Jiaoshiba area from Guo et al., 2014)

系数为 1.31，因产气量效果不佳，目前处于封井状态。相比之下，研究区压力系数较高的区域为 Y203、Y202、Y205 井区（压力系数大于 1.5），产气量均较高，特别是 Y203 井，其压力系数最高，产气量也高达 36.26×10^4 m^3/d。整体而言，天宫堂地区龙马溪组大部分地区处于超压状态，页岩气的保存条件相对较好。

5　页岩气富集条件评价及有利区评价

页岩气富集规律与成藏机制具有显著的区域差异性，直接决定了选区评价标准的多样性。北美地区由于构造背景相对简单，其评价体系主要关注页岩埋深、有效厚度、TOC、R_o、矿物组分及物性等基础参数。相比之下，四川盆地海相页岩虽具备优越的生烃能力和储集性能，但复杂的构造环境对开发效果产生重要制约，因此需要将构造特征纳入评价体系。张素荣等（2021）通过分析四川盆地各地区龙马溪组页岩气富集指标，结合川南地区页岩气地质特征与勘探开发经验，建立了一套适用于中国南方复杂构造背景的海相页岩气勘探评价指标体系。该体系从储集条件、地球化学条件、含气特征、保存条件四大维度展开，细化为 12 项评价指标，并对各指标赋予相应权重。

针对四川盆地页岩气勘探向复杂构造区延伸的现实需求，在已有研究的基础上（聂海宽等，

2022; 卢志远等, 2021), 结合研究区具体地质条件, 增加了对保存条件影响较大的指标要素, 构建了包含 10 项参数的页岩气富集综合评价体系, 涵盖源储特性(TOC、R_o、脆性矿物、孔隙度、厚度)与构造保存条件(构造样式、距断层距离、裂缝发育程度、埋深、压力)用于综合评估该区域的页岩气富集情况。制定了分级评价标准(表 1, 图 12), 具体页岩气富集有利区评价参数如下。

表 1 天宫堂地区页岩气富集评价指标表

Table 1 Evaluation criteria for shale gas enrichment in the Tiangongtang area

参数类型	参数名称	优选指标		
		Ⅰ类区(好)	Ⅱ类区(较好)	Ⅲ类区(差)
源储条件	TOC含量/%	>2.4	2.0～2.4	<2.0
	脆性指数/%	>65	55～65	45～55
	孔隙度/%	>4.5	4.0～4.5	2.0～4.0
	优质页岩厚度/m	>35	30～35	<30
保存条件	构造样式	宽缓背斜部位	斜坡部位	高陡背斜+大尺度断裂或向斜部位
	断层级别	Ⅲ、Ⅳ级	Ⅱ级	Ⅰ级
	裂缝发育程度	Ⅱ级裂缝发育区	Ⅲ级裂缝发育区	Ⅰ级裂缝发育区、裂缝欠发育区
	距断裂距离	>6	3～6	<3
	页岩埋深/m	3000～4000	2500～3500	>4000或<2500
	地层压力系数	>1.4	1.4～1.2	<1.2

(1)结合页岩气富集规律及经济开发下限, 认为当 TOC 含量在 2% 以上时, 海相页岩才具备商业性开发的价值, 根据此次天宫堂地区龙马溪组龙一段 1 亚段页岩单井页岩 TOC 含量测试结果及平面分布, TOC 含量变化于 0.07%～6.91%, 平均为 2.58%。基于此, 将有利区划分为 3 类: Ⅰ类(TOC>2.4%)、Ⅱ类(TOC 2.0%～2.4%)和Ⅲ类(TOC<2.0%)。

(2)页岩脆性指数受矿物组分控制, 指数越高则杨氏模量越大、泊松比越小, 越易于实施有效的压裂改造。针对天宫堂地区龙一段 1 亚段页岩矿物组分, 龙一段 1 亚段页岩脆性指数为 51.4%～81.2%, 均值超 60%, 整体达到成藏标准。结合已有研究对页岩气有利区优选指标的认识(张素荣等, 2021), 此次取值下限为 45%, 将有利区划分为3类: Ⅰ类(>65%)、Ⅱ类(55%～65%)和Ⅲ类(45%～55%)。

(3)孔隙度是页岩气储集能力的关键参数, 现今国内众多学者认为页岩储层孔隙度至少大于 2.0%(陈更生等, 2024; 腾格尔等, 2021; 曹光耀等, 2023), 南方海相页岩气也以 2.0%作为下限值, 根据研究区孔隙度与含气性相关性, 其值需大于 2.0% 才具工业价值。研究区以此值为下限, 并将有利区划分为 3 类: Ⅰ类(>4.5%)、Ⅱ类(4.0%～4.5%)和Ⅲ类(2.0%～4.0%)。

(4)页岩储层须具备一定连续厚度以保障气源丰度与产量稳定。根据北美地区已经开发的主力页岩气藏统计资料显示, 页岩储层的厚度均大于 25 m。研究区龙一段 1 亚段储层厚度介于 25～60 m 之间。依据行业标准, 将有利区划分为 3 类: Ⅰ类(>35 m)、Ⅱ类(30～35 m)和Ⅲ类(<30 m)。

(5)研究区构造样式分背斜型与单斜型。背斜型中, 宽缓背斜改造弱, 发育小规模断裂与裂缝, 利于页岩气富集, 为最优构造; 背冲构造变形强烈, 地层陡倾, 大断裂发育, 保存条件差。单斜构造区整体平缓, 断裂不发育, 斜坡低部位因埋深大、压力高, 保存条件优于高部位, 仅次于宽缓背斜。

(6)断裂与裂缝对页岩气具“双刃剑”作用(高山林等, 2025)。Ⅰ、Ⅱ级断裂切割层位多, 导致气体逸散, 应保持 6 km 以上距离; Ⅲ、Ⅳ级断裂限于层内, 利于气体聚集。裂缝发育程度分 3 类: 近大断裂的Ⅰ类区保存差; 适度发育的Ⅱ类区沟通孔隙且产气较好; 欠发育的Ⅲ类区连通性差, 不利压裂。

(7)页岩气藏保存条件与埋深密切相关。埋深小于 2000 m 时为常压—弱超压, 保存条件差; 3000～4000 m 为最优区间, 是核心建产区; 超过 4000 m 则开发风险显著增大。压力系数是评价保存条件的关键指标, 其值越高通常意味着保存条件越好。马

新华等(2020)研究指出，压力系数大于 1.2 才具备开发价值。参考已有划分标准(马新华等，2020)及研究区压力系数测试结果：埋深以 2500 m 为下限，4000 m 为上限；埋深在 3000～4000 m 区间内最有利。压力系数以 1.2 为开发下限，并据此划分有利区：Ⅰ类>1.4、Ⅱ类 1.2～1.4、Ⅲ类<1.2。

Ⅰ类有利区多发育宽缓背斜构造样式，离Ⅰ级、Ⅱ级断裂稍远，靠近龙马溪组断裂，埋深范围在 3500～4000 m，压力系数大于 1.4 且处于Ⅱ级裂缝发育区内，该区内目前 Y205 井测试产量 21.51×10^4 m^3/d，Y203 井测试产量达到 36.26×10^4 m^3/d，产气效果明显；Ⅱ类有利区多发育单斜构造样式，离Ⅰ级、Ⅱ级断裂稍远，压力系数范围在 1.2～1.4，埋深范围在 2500～3500 m，同时处于Ⅲ级裂缝发育区内，其中 Y212 井测试产量 13.5×10^4 m^3/d，Y206 井测试产量 7.21×10^4 m^3/d。

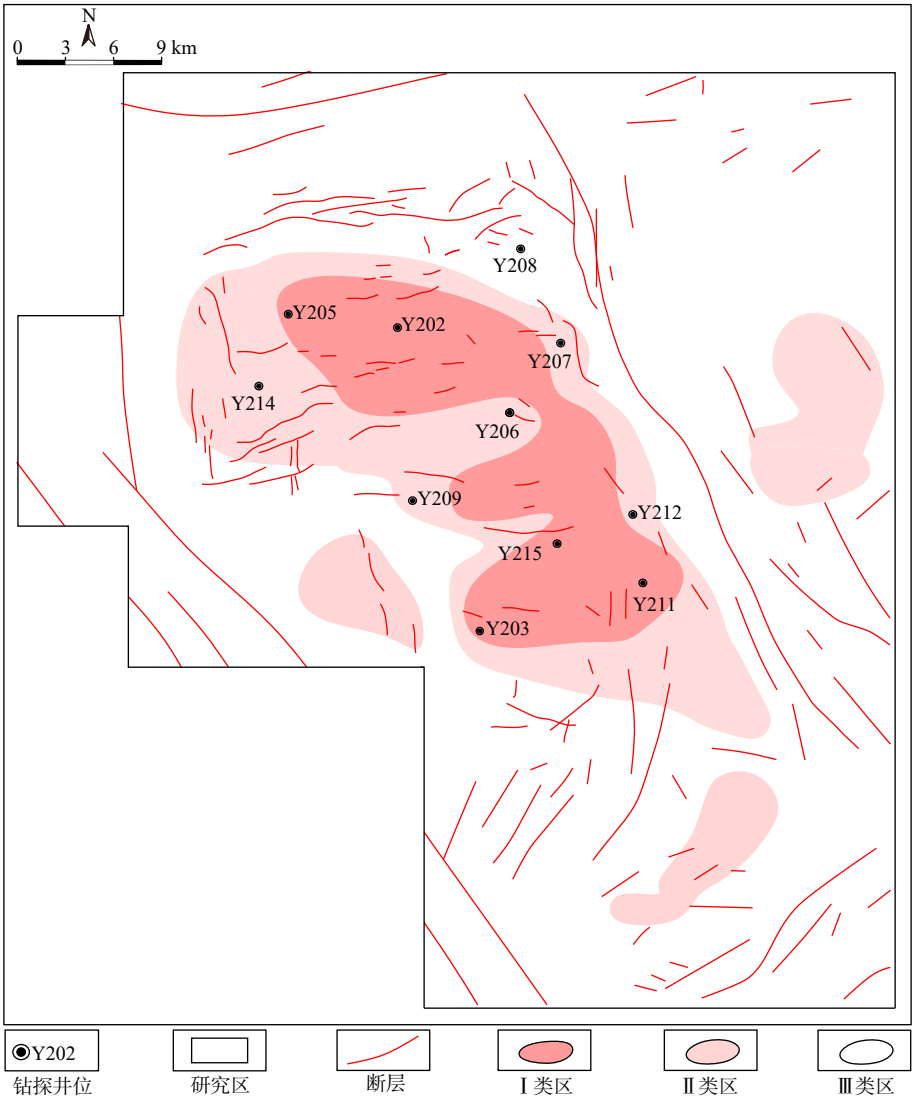


图 12　天宫堂地区龙一段 1 亚段页岩气有利区评价图

Fig. 12　Evaluation of shale gas enrichment conditions and favorable zone distribution in the Long 1-1 submember of Longmaxi Formation, Tiangongtang area

6　结论

(1)天宫堂地区龙马溪组龙一段 1 亚段以深水陆棚相厚层暗色富有机质页岩为核心，具备高 TOC、过成熟演化、高脆性矿物含量的优质烃源岩，且龙一段 1 亚段①～③小层为物性最优段，平面呈环带状分布向外逐渐增大。

(2)龙马溪组龙一段 1 亚段页岩宏观构造裂缝网络与微观有机质孔、粒间孔、溶蚀孔复合体系耦合，

有效连通各类孔隙,显著提升储层渗流与储集性能。

(3)埋深、超压及构造变形共同控制页岩气保存。3000～4000 m 斜坡、背斜区埋深适宜、超压稳定(压力系数>1.15),且弱变形宽缓背斜构造封闭性好;强变形区及近Ⅰ级断裂带则因页岩破碎、压力散失,保存与产气能力差。

(4)基于源储条件(TOC、R_o、孔隙度、脆性指数等)与保存条件(构造样式、断层、裂缝发育程度、埋深、压力系数)构建评价指标体系,将天宫堂地区龙马溪组龙一段 1 亚段划为Ⅰ、Ⅱ类页岩气富集有利区:Ⅰ类 TOC>2.4%、孔隙度>4.5%、脆性指数>65%,为弱变形宽缓背斜,无贯穿断层,埋深 3000～4000 m,压力系数>1.4。Ⅱ类:TOC 2.0%～2.4%、孔隙度 4.0%～4.5%、脆性指数 55%～65%,弱—中变形构造,少量非贯穿断层,埋深 2500～3500m,压力系数 1.2～1.4。

作者贡献声明:刘胜军负责总体文章结构梳理及内容撰写,图件绘制,数据整理;岳文翰负责协助修改完善论文初稿,数据整理;刘永旸负责项目管理、资源支持、研究监督;倪佳、范存辉、徐露负责经费获取;方锐负责调查研究;丁洁明负责项目管理;徐飞负责提供思路;夏童负责数据整理。所有作者均阅读并同意稿件的提交和发表。

Authors' Contributions Statement: LIU Shengjun contributed to the overall structure, writing, and editing of the article, figure preparation, and data curation. YUE Wenhan assisted in revising and improving the initial draft and contributed to data curation. LIU Yongyang was responsible for project administration, resource support, and research supervision. NI Jia, FAN Cunhui, and XU Lu contributed to funding acquisition. FANG Rui conducted the investigation. DING Jieming contributed to project administration. XU Fei provided conceptualization. XIA Tong contributed to data curation. All authors have read and agreed to the submitted version of the manuscript.

References

BORJIGIN T, LU L F, YU L J, et al., 2021. Formation, preservation and connectivity control of organic pores in shale[J]. Petroleum Exploration and Development, 48(4): 687-699. (in Chinese with English abstract)

CAI J S, YANG S H, XUE M, et al., 2024. Differences in structural deformation and its influence on shale gas preservation in Changning and Luzhou areas[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 31(2): 177-186. (in Chinese with English abstract)

CAO G Y, LIU Y, ZHOU X L, et al., 2023. Sedimentary environment and accumulation pattern of organic matter in Wufeng-Longmaxi formations in the southwestern Sichuan, China[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 45(5): 1227-1245. (in Chinese with English abstract)

CHEN G S, SHI X W, LIU Y, et al., 2024. New understandings of the factors controlling of deep shale gas enrichment in the Wufeng Formation-Longmaxi Formation of the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 44(1): 58-71. (in Chinese with English abstract)

DING W L, WANG Y, WANG S H, et al., 2024. Research progress and insight on non-tectonic fractures in shale reservoirs[J]. Earth Science Frontiers, 31(1): 297-314. (in Chinese with English abstract)

DONG D Z, SHI Z S, SUN S S, et al., 2018. Factors controlling microfractures in black shale: a case study of Ordovician Wufeng Formation–Silurian Longmaxi Formation in Shuanghe Profile, Changning area, Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 45(5): 763-774. (in Chinese with English abstract)

FAN C H, NIE S, LI H, et al., 2024. Quantitative prediction and spatial analysis of structural fractures in deep shale gas reservoirs within complex structural zones: a case study of the Longmaxi Formation in the Luzhou area, southern Sichuan Basin, China[J]. Journal of Asian Earth Sciences, 263: 106025.

GAO S L, GAO Y Q, HE G S, et al., 2025. Tectonic controls on shale gas accumulation in the Sichuan Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 99(12): 4277-4294. (in Chinese with English abstract)

GUO T L, ZHANG H R, 2014. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 41(1): 28-36. (in Chinese with English abstract)

GUO T L, 2025. Review and reflection on shale gas development in China: from Silurian to Cambrian[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 15(3): 339-348. (in Chinese with English abstract)

GUO T L, DONG X X, WEI L M, et al., 2025. Mechanisms of the differential enrichment and high productivity of deep to ultra-deep marine shale gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 46(6): 1792-1806. (in Chinese with English abstract)

GUO X S, 2014. Rules of two-factor enrichiment for marine shale gas in southern China: understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. Acta Geologica Sinica, 88(7): 1209-1218. (in Chinese with English abstract)

JU Y W, SUN Y, TAN J Q, et al., 2018. The composition, pore structure characterization and deformation mechanism of coal-bearing shales from tectonically altered coalfields in eastern China[J]. Fuel, 234: 626-642.

LI L H, FAN C H, ZHAO S X, et al., 2024. Characteristics and formation stages of natural fractures in Lower Silurian Longmaxi Formation in Tiangongtang area of Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 46(3): 472-482. (in Chinese with English abstract)

LIANG D G, GUO T L, CHEN J P, et al., 2008. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China (Part 1): distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 13(2): 1-16. (in

Chinese with English abstract)

LU Z Y, HE Z L, YU C, et al., 2021. Characteristics of shale gas enrichment in tectonically complex regions: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formations of Lower Paleozoic in southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 42(1): 86-97. (in Chinese with English abstract)

National Committee for Standardization of Oil and Gas (SAC/TC 355), 2022. Determination for total organic carbon in sedimentary rock: GB/T 19145-2022[S]. Beijing: Standards Press of China. (in Chinese)

NIE H K, TANG X, BIAN R K, 2009. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of South China[J]. Acta Petrolei Sinica, 30(4): 484-491. (in Chinese with English abstract)

NIE H K, JIN Z J, BIAN R K, et al., 2016. The "source-cap hydrocarbon-controlling" enrichment of shale gas in Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation of Sichuan Basin and its periphery[J]. Acta Petrolei Sinica, 37(5): 557-571. (in Chinese with English abstract)

OUGIER-SIMONIN A, RENARD F, BOEHM C, et al., 2016. Microfracturing and microporosity in shales[J]. Earth-Science Reviews, 162: 198-226.

SHI M, YU B S, ZHANG J C, et al., 2018. Microstructural characterization of pores in marine shales of the Lower Silurian Longmaxi Formation, southeastern Sichuan Basin, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 94: 166-178.

WAN Y Q, CHEN J F, CHEN C, et al., 2024. Geological conditions and accumulation patterns of shale gas accumulation in Wufeng-Longmaxi formations of Baima Syncline, Fuling Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 35(9): 1656-1670. (in Chinese with English abstract)

WANG R Y, HU Z Q, LIU J S, et al., 2018. Comparative analysis of characteristics and controlling factors of fractures in marine and continental shales: a case study of the Lower Cambrian in Cengong area, northern Guizhou Province[J]. Oil & Gas Geology, 39(4): 631-640. (in Chinese with English abstract)

WANG R Y, NIE H K, HU Z Q, et al., 2020. Controlling effect of pressure evolution on shale gas reservoirs: a case study of the Wufeng–Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 40(10): 1-11. (in Chinese with English abstract)

WANG R Y, HU Z Q, ZHOU T, et al., 2021. Characteristics of fractures and their significance for reservoirs in Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 42(6): 1295-1306. (in Chinese with English abstract)

WANG R Y, HU Z Q, LAI F Q, et al., 2023. Brittleness features and controlling factors of continental shale from Da'anzhai Member of the Lower Jurassic Ziliujing Formation, northeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 44(2): 366-378. (in Chinese with English abstract)

WANG Y, QIU N S, MA Z L, et al., 2020. Evaluation of equivalent relationship between vitrinite reflectance and solid bitumen reflectance[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 49(3): 563-575. (in Chinese with English abstract)

WANG Y B, 2024. Accumulation process of the Wufeng-Longmaxi Formation shale gas in the Tiangongtang anticline, Changning area[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing). (in Chinese with English abstract)

XIONG J B, HE D F, LUO Y F, et al., 2025. Classification of shale gas enrichment patterns in southern Sichuan region and implications for shale reservoir development[J]. Chinese Journal of Geology, 60(6): 1604-1620. (in Chinese with English abstract)

YANG R, HE S, YI J Z, et al., 2016. Nano-scale pore structure and fractal dimension of organic-rich Wufeng-Longmaxi shale from Jiaoshiba area, Sichuan Basin: Investigations using FE-SEM, gas adsorption and helium pycnometry[J]. Marine and Petroleum Geology, 70: 27-45.

YANG S H, LUO L, MA S J, et al., 2024. Structural deformation and shale gas preservation conditions in the Changning area of the southern Sichuan Basin[J]. Geoscience, 38(6): 1458-1472. (in Chinese with English abstract)

YAO H S, ZHANG P X, HE X P, et al., 2025. Classification and exploration practices of shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 46(6): 1807-1822. (in Chinese with English abstract)

ZHAN G W, YANG J, ZHAO Y, et al., 2023. Development practice and challenges of deep shale gas in southern Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 45(6): 1067-1077. (in Chinese with English abstract)

ZHANG M L, LI G Q, HE J, et al., 2022. Main controlling factors of Ordovician Wufeng-Silurian Longmaxi shale gas enrichment in Tiangongtang structure, southwestern margin of Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 34(2): 141-151. (in Chinese with English abstract)

ZHANG S R, DONG D Z, LIAO Q S, et al., 2021. Geological characteristics and resource prospect of deep marine shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 41(9): 35-45. (in Chinese with English abstract)

ZHAO D F, JIAO W W, WEI Y, et al., 2021. Diagenesis of a shale reservoir and its influence on reservoir brittleness: taking the deep shale of the Wufeng-Longmaxi Formation in western Chongqing as an example[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 39(4): 811-825. (in Chinese with English abstract)

ZHAO S X, LI B, CHEN X, et al., 2024. Structural differences of shale laminae and their controlling mechanisms in the Wufeng-Longmaxi Formations in Tiangongtang, southwestern Sichuan[J]. Earth Science Frontiers, 31(5): 75-88. (in Chinese with English abstract)

ZOU C N, ZHU R K, WU S T, et al., 2012. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 33(2): 173-187. (in Chinese with English abstract)

MA X H, XIE J, YONG R, et al,2020. Geological characteristics and hig h production control factors of shale gas reservoirs inSilurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 47(5): 841-855.

NIE H K, LI P, DANG W, et al.,2022 Enrichment characteristics and exploration directions of deep shale gas ofOrdovician-Silurian in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China[J]. Petroleum Exploration and

Development, 49(4): 648-659.

附中文参考文献

蔡景顺, 杨少航, 薛萌, 等, 2024. 长宁和泸州地区构造变形差异性及其对页岩气保存的影响[J]. 断块油气田, 31(2): 177-186.

曹光耀, 刘宇, 周小琳, 等, 2023. 川西南地区五峰组-龙马溪组沉积环境及有机质富集模式[J]. 地球科学与环境学报, 45(5): 1227-1245.

陈更生, 石学文, 刘勇, 等, 2024. 四川盆地南部地区五峰组—龙马溪组深层页岩气富集控制因素新认识[J]. 天然气工业, 44(1): 58-71.

丁文龙, 王垚, 王生晖, 等, 2024. 页岩储层非构造裂缝研究进展与思考[J]. 地学前缘, 31(1): 297-314.

董大忠, 施振生, 孙莎莎, 等, 2018. 黑色页岩微裂缝发育控制因素: 以长宁双河剖面五峰组-龙马溪组为例[J]. 石油勘探与开发, 45(5): 763-774.

高山林, 高玉巧, 何贵松, 等, 2025. 构造作用对四川盆地页岩气成藏的影响[J]. 地质学报, 99(12): 4277-4294.

郭彤楼, 张汉荣, 2014. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 41(1): 28-36.

郭彤楼, 2025. 中国页岩气发展的回顾与思考: 从志留系到寒武系[J]. 油气藏评价与开发, 15(3): 339-348.

郭彤楼, 董晓霞, 魏力民, 等, 2025. 深层-超深层海相页岩气差异富集与高产机理[J]. 石油与天然气地质, 46(6): 1792-1806.

郭旭升, 2014. 南方海相页岩气“二元富集”规律: 四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报, 88(7): 1209-1218.

李林豪, 范存辉, 赵圣贤, 等, 2024. 四川盆地天宫堂地区下志留统龙马溪组天然裂缝特征及形成期次[J]. 石油实验地质, 46(3): 472-482.

梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等, 2008. 中国南方海相生烃成藏研究的若干新进展(一)南方四套区域性海相烃源岩的分布[J]. 海相油气地质, 13(2): 1-16.

卢志远, 何治亮, 余川, 等, 2021. 复杂构造区页岩气富集特征: 以四川盆地东南部丁山地区下古生界五峰组-龙马溪组为例[J]. 石油与天然气地质, 42(1): 86-97.

马新华,谢军,雍锐,等, 2020.四川盆地南部龙马溪组页岩气储集层地质特征及高产控制因素[J].石油勘探与开发, 47(05):841-855.

聂海宽,唐玄,边瑞康, 2009.页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J].石油学报,30(04):484-491.

聂海宽,李沛,党伟,等, 2022.四川盆地及周缘奥陶系-志留系深层页岩气富集特征与勘探方向[J].石油勘探与开发,49(04):648-659.

聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等, 2016. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩气“源-盖控藏”富集[J]. 石油学报, 37(5): 557-571.

全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355), 2022. 沉积岩中总有机碳测定: GB/T 19145-2022[S]. 北京: 中国标准出版社.

腾格尔, 卢龙飞, 俞凌杰, 等, 2021. 页岩有机质孔隙形成、保持及其连通性的控制作用[J]. 石油勘探与开发, 48(4): 687-699.

万云强, 陈践发, 陈聪, 等, 2024. 四川盆地涪陵气田白马向斜五峰组—龙马溪组页岩气成藏地质条件及成藏模式[J]. 天然气地球科学, 35(9): 1656-1670.

王濡岳, 胡宗全, 刘敬寿, 等, 2018. 中国南方海相与陆相页岩裂缝发育特征及主控因素对比: 以黔北岑巩地区下寒武统为例[J]. 石油与天然气地质, 39(4): 631-640.

王濡岳, 聂海宽, 胡宗全, 等, 2020. 压力演化对页岩气储层的控制作用: 以四川盆地五峰组-龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 40(10): 1-11.

王濡岳, 胡宗全, 周彤, 等, 2021. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩裂缝发育特征及其控储意义[J]. 石油与天然气地质, 42(6): 1295-1306.

王濡岳, 胡宗全, 赖富强, 等, 2023. 川东北地区下侏罗统自流井组大安寨段陆相页岩脆性特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 44(2): 366-378.

王亚博, 2024. 长宁地区天宫堂背斜五峰-龙马溪组页岩气成藏过程研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京).

王晔, 邱楠生, 马中良, 等, 2020. 固体沥青反射率与镜质体反射率的等效关系评价[J]. 中国矿业大学学报, 49(3): 563-575.

熊加贝, 何登发, 罗瑀峰, 等, 2025. 川南地区页岩气富集模式分类及页岩储层开发启示[J]. 地质科学, 60(6): 1604-1620.

杨少航, 罗良, 马诗杰, 等, 2024. 川南长宁地区构造变形特征及对页岩气保存条件的影响[J]. 现代地质, 38(6): 1458-1472.

姚红生, 张培先, 何希鹏, 等, 2025. 四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏类型及勘探实践[J]. 石油与天然气地质, 46(6): 1807-1822.

詹国卫, 杨建, 赵勇, 等, 2023. 川南深层页岩气开发实践与面临的挑战[J]. 石油实验地质, 45(6): 1067-1077.

张梦琳, 李郭琴, 何嘉, 等, 2022. 川西南缘天宫堂构造奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩气富集主控因素[J]. 岩性油气藏, 34(2): 141-151.

张素荣, 董大忠, 廖群山, 等, 2021. 四川盆地南部深层海相页岩气地质特征及资源前景[J]. 天然气工业, 41(9): 35-45.

赵迪斐, 焦伟伟, 魏源, 等, 2021. 页岩储层成岩作用及其对储层脆性的影响: 以渝西地区五峰组-龙马溪组深层页岩为例[J]. 沉积学报, 39(4): 811-825.

赵圣贤, 李博, 陈鑫, 等, 2024. 川南天宫堂构造带五峰组-龙马溪组页岩不同纹层内部结构差异及其控制机理[J]. 地学前缘, 31(5): 75-88.

邹才能, 朱如凯, 吴松涛, 等, 2012. 常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望: 以中国致密油和致密气为例[J]. 石油学报, 33(2): 173-187.