

伍坤宇, 张廷山, 杨洋, 等. 昭通示范区黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层地质特征[J]. 中国地质, 2016, 43(1): 275–287.
Wu Kunyu, Zhang Tingshan, Yang Yang, et al. Geological characteristics of Wufeng–Longmaxi shale–gas reservoir in the Huangjinba gas field, Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. Geology in China, 2016, 43(1): 275–287(in Chinese with English abstract).

昭通示范区黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层地质特征

伍坤宇^{1,2} 张廷山^{1,2} 杨洋^{1,2} 梁兴³ 周松源³ 张朝³

(1. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石油天然气股份有限公司青海油田分公司勘探开发研究院, 甘肃 敦煌 736200; 3. 中国石油天然气股份有限公司浙江油田分公司, 浙江 杭州 310023)

摘要: 昭通国家级页岩气示范区黄金坝气田是继礁石坝和长宁—威远之后中国又一个在页岩气勘探、开发领域实现重大突破的地区, 为了系统地展示黄金坝气田页岩气资源富集的储层条件, 为未来的勘探工作提供参考, 以五峰—龙马溪组页岩气储层为研究对象, 从区域地质条件、储层岩石学、物性和地球化学 4 个方面对该页岩气储层进行了综合研究。结果表明稳定的区域构造和良好的顶底板条件是黄金坝地区页岩气资源富集的关键, 良好的保存条件使储层维持了较高的压力(压力系数 >1); 较高的孔隙度(平均 4%)和 TOC 含量(目的层 $>2\%$)提供了良好的储集空间, 使储层具有较高的含气量($1.35\sim 3.48\text{ cm}^3/\text{g}$, 平均 $>2.50\text{ cm}^3/\text{g}$); 天然气地球化学数据表明, 区内天然气主要成分为 CH_4 ($>97\%$), 其次还含有少量的 C_2H_6 、 C_3H_8 和 CO_2 ; 天然气同位素数据表明烃类 C 同位素组成发生了倒转, 表明储层具有良好的封闭性。但储层孔隙系统较为复杂, 且非均质性极强, 从而导致渗透率较低, 在储层改造施工过程中应予以充分考虑。总体上, 黄金坝气田具有较好的开发前景, 生产测试表明, 区内直井压裂产量为 $0.5\times 10^4\sim 3.5\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ /井, 水平井压裂产量可达 $12\times 10^4\sim 40\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ /井。

关键词: 页岩气; 储层地质特征; 五峰—龙马溪组; 黄金坝气田; 昭通示范区

中图分类号: P618.130.2¹; TE132.2 文献标志码: A 文章编号: 1000-3657(2016)01-0275-13

Geological characteristics of Wufeng–Longmaxi shale–gas reservoir in the Huangjinba gas field, Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area

WU Kun-yu^{1,2}, ZHANG Ting-shan^{1,2}, YANG Yang^{1,2},
LIANG Xing³, ZHOU Song-yuan³, ZHANG Zhao³

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, Sichuan, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Qinghai Oil Field, China National Petroleum Corporation, Dunhuang 736200, Gansu, China; 3. Zhejiang Oil Field, China National Petroleum Corporation, Hangzhou 310023, Zhejiang, China)

收稿日期: 2015-01-29; 改回日期: 2015-03-26

基金项目: 国家自然科学基金(41302023)、教育部博士点基金(20125121130001)、中国石油天然气集团公司重大专项(2013E-050210)和四川省教育厅科研基金(13ZB0190)联合资助。

作者简介: 伍坤宇, 男, 1986 年生, 博士, 主要从事油气储层地质与地球化学研究; E-mail: wukunyu1986@126.com。

通讯作者: 张廷山, 男, 1961 年生, 教授, 博导, 主要从事沉积学与古生态学研究; E-mail: zts_3@126.com。

Abstract: Following Jiaoshiba and Changning – Weiyuan areas, Huangjinba shale gas field in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area is the place where the shale gas exploration and development have received a good achievement. To systemically demonstrate the reservoir conditions for shale gas accumulation in the Huangjinba shale gas field and provide a reference for future exploration, the authors studied the Wufeng–Longmaxi shale gas reservoir in detail in such aspects as regional geological setting, reservoir petrology, physical properties and geochemistry. The results indicate that the stable regional tectonics and well-developed roof and floor formations are crucial factors for shale gas enrichment in this region. These good preserving conditions help the reservoir maintain a high pressure (pressure coefficient >1). High porosity (mean=4%) and TOC content (target bed >2%) of the reservoir provide good spaces for hydrocarbons, and cause the reservoir rocks to have high gas values (1.35–3.48 cm³/g, >2.50 cm³/g on average). The geochemical data of natural gas show that the predominant composition is CH₄ (>97%), with minor compositions including C₂H₆, C₃H₈ and CO₂. The isotopic data of natural gas show that the C isotopic constituents of hydrocarbons have been preserved, indicating that the reservoir is closed or semiclosed. Nevertheless, the pore system of the reservoir is very complicated and heterogeneous, which leads to the low permeability of the reservoir, and such a condition should be carefully treated during stimulation processes. In general, the shale gas development potential of the Huangjingba gas field is good, and the production test shows that the gas production quantity of fractured vertical well is 0.5×10⁴–3.5×10⁴ m³/day/well, and the quantity for fractured horizontal well is 12×10⁴–40×10⁴ m³/day/well.

Key words: shale gas; characteristics of reservoir; Wufeng–Longmaxi formation; Huangjingba shale gas field; Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area

About the first author: WU Kun–yu, male, born in 1986, Ph.D., majors in reservoir geology, engages in research on oil/gas reservoir geology and geochemistry; E–mail: wukunyu1986@126.com.

About the corresponding author: ZHANG Ting–shan, male, born in 1961, professor, supervisor of doctor candidate, majors in paleontology, engages in study and teaching of sedimentology and paleoecology; E–mail: zts_3@126.com.

Fund Support: Support by National Natural Science Foundation of China(No.41302023), Ph.D. Programs Foundation of Ministry of Education of China(No.20105121130001).

1 引 言

随着中国现代化建设和城市化进程的加快,对能源的需求也在快速增长。同时,为了应对全球气候变化和环境污染,节能减排、发展低碳经济已成为能源结构调整的主要方向。由于天然气燃烧所释放的污染物要远低于煤和石油^[1],因此提倡以相对清洁的天然气作为主要能源已成为一种趋势。天然气在中国能源消费中所占的比例也在快速增长,2013年中国天然气产量为1171×10⁸ m³,消费量已达到1616×10⁸ m³^[2],预计2020年中国的天然气消费量为1830×10⁸ m³,到2030年将达到3027×10⁸ m³^[3],常规天然气储量将难以满足中国快速增长的能源需求。中国拥有潜力巨大页岩气资源,初步预测远景资源量为80×10¹²~100×10¹² m³^[4],可采储量达20×10¹²~36×10¹² m³^[5]。近年来,美国“页岩气革命”所带来的技术进步,为中国页岩气开发和天然气工业的发展带来了新的启示。国内学者针对南方海相页岩气资源的沉积、储层、富集条件成藏机理和评价技术等开展了广泛的理论研究^[4,6–14];同时,

也积极推动了页岩气资源的勘探、开发实践,但由于过分强调与美国页岩气地质条件的相似性,前期的勘探效果并不理想。随着理论研究和勘探实践的深入,国内学术界和工业界也逐渐意识到中国页岩气资源分布、富集特征与美国页岩气资源之间的差异,认为构造与保存条件是中国页岩气富集高产的主要条件之一^[9–10,15–16]。理论上的新认识使得近两年的页岩气勘探取得了可喜的成果,随着四川盆地东南礁石坝页岩气田的建产^[9–10,15–16],中国页岩气资源勘探开发取得了重要的成果。

昭通国家级页岩气示范区黄金坝气田是中国继礁石坝和长宁—威远之后,又一个在页岩气勘探、开发领域取得重大突破的地区,钻探结果表明区内龙马溪组底部及五峰组黑色页岩具有良好的天然气显示。2013年,在黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层测试获工业气流,现已设计开钻水平井90余口,预计2015年天然气产量将达到5×10⁸ m³/a。本文系统地介绍了黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层的地质特征,并与国内外主要的页岩气储层进行对比,总结了区内页岩气资源富集的主

要因素,以期为区内及邻区的下一步勘探工作提供有效的参考。

2 地质背景

从大地构造上看,研究区位于上扬子地台四川盆地南缘;四川盆地是一个多旋回叠合盆地,其主体为印支旋回以来所形成(图1-a),现今的四川盆地为上扬子克拉通盆地的残留^[18]。五峰—龙马溪组形成于晚奥陶世凯迪期至早志留世埃隆期^[19],由于奥陶纪大冰期的结束当时整个扬子板块发生了广泛的海侵,使上扬子地台形成了大面积以滞留环境为主的陆表浅海,为有机质的保存创造了良好的条件,导致大面积富有机质页岩的形成^[18],本研究区就位于川南深水陆棚区(图1-b)。

从沉积背景来看,研究区五峰—龙马溪组页岩具备了形成良好页岩气储层的潜力,然而后期构造作用往往控制着页岩气资源的保存。页岩本身的垂向渗透率非常小,具有较强的垂向自封闭性,但其水平渗透率往往要比垂向渗透率高出数倍以上,强烈的断层切割会导致页岩气通过侧向迁移而散失,从而降低资源丰度。此外,构造抬升对页岩气资源的保存也有巨大的影响,强烈的构造抬升会使风化作用加速,这将导致储层上覆地层的剥蚀;上覆地层的减薄或缺失会降低垂向静压力,而使储层发生释压排烃,这会导致储层压力的降低。同样,下伏地层的性质也会对页岩气资源保存产生影响,通常情况下岩性致密的下伏地层可有效地降低页岩气储层的排烃效率,从而有利于资源的保存。总体上断裂不发育,构造变形较弱,顶底板条件较好的区域有利于页岩气资源的富集和保存。

研究区位于构造相对稳定的四川盆地内,从构造上看,黄金坝气田所处构造部位较好,区内断裂构造不发育,仅存在有少量规模不大的压性断裂;加之其位于向斜和背斜的转折部位(图1-c),这使得区内五峰—龙马溪组地层封闭性较好,这有效地阻止了页岩气的侧向迁移,有利于页岩气资源的保存。此外,区内目的层埋深较为适中,钻探和地震资料表明,五峰—龙马溪组页岩气储层埋深介于2390~2520 m。区域地层出露情况表明区内受构造抬升和剥蚀作用的影响并不明显,地表出露地层主要是中生代地层,仅靠近南部背斜核部地区出露晚

古生代地层(图1-c)。良好的上覆地层条件对于页岩气藏的形成和保存至关重要^[4],区内发育较好的古生代和中生代地层不仅起到了良好的封盖作用,还使得目的层维持了较高的上覆压力,这为区内形成高压气藏创造了条件,随钻测试表明,区内五峰—龙马溪组页岩气储层地层压力系数均大于1,最高可达1.9。研究区五峰—龙马溪组地层的下伏地层为连续沉积的涧草沟组和宝塔组灰岩,岩性致密且未发育古风化壳,能有效地阻止目的层排烃。总体上看,黄金地区的构造变形较弱,断裂不发育,且五峰—龙马溪组页岩气储层的顶底板条件较好,这些都有利于页岩气资源的富集和保存。

3 储层地质特征

3.1 储层沉积相

晚奥陶世全球海平面结束了始于寒武纪的上升过程^[20],加之古陆面积的扩大,使得上扬子浅海由临湘期(涧草沟组)高位体系域下的开阔碳酸盐台地相变为五峰期局限陆棚相^[21](图2)。发生于凯迪阶(五峰下段)和赫兰特阶(观音桥段)界线处的冰期事件更导致了奥陶纪末期的生物大灭绝和大海退事件^[18, 20, 22],早志留世初期随着南半球冰盖的溶化,海平面又逐渐开始上升,但由于南部黔中古隆起,西部川中古隆起和东部雪峰山古隆起的阻隔,上扬子浅海依然为滞留环境。这一时期在四川盆地发育2个五峰—龙马溪组地层的沉积中心:一个在川南的宜宾—泸州地区(川南深水陆棚);另一个在川东的武隆—石柱地区^[15](图1-b)。

黄金坝气田位于川南深水陆棚的中心部位(图1-b),区内五峰—龙马溪组地层厚度在300 m左右,上、下分别与石牛栏组和涧草沟组整合接触,其上段岩相以浅水陆棚环境下沉积的灰色—灰黑色泥质灰岩、砂质灰岩及少量砂岩和泥岩为主,可进一步划分出灰质浅水陆棚、砂泥质浅水陆棚和砂质浅水陆棚三种微相。测井、录井及分析化验资料显示上段地层具有高自然电位和低伽马值的特征,其TOC含量和含气性均不理想,为非储层。龙马溪组下段至五峰组除观音桥段外其余层段均为深水陆棚相沉积,并可细分出泥质深水陆棚、砂泥质深水陆棚和局限盆地三种微相。区内最主要的页岩气层位为2450 m以下沉积于深水泥质陆棚环境具低自然

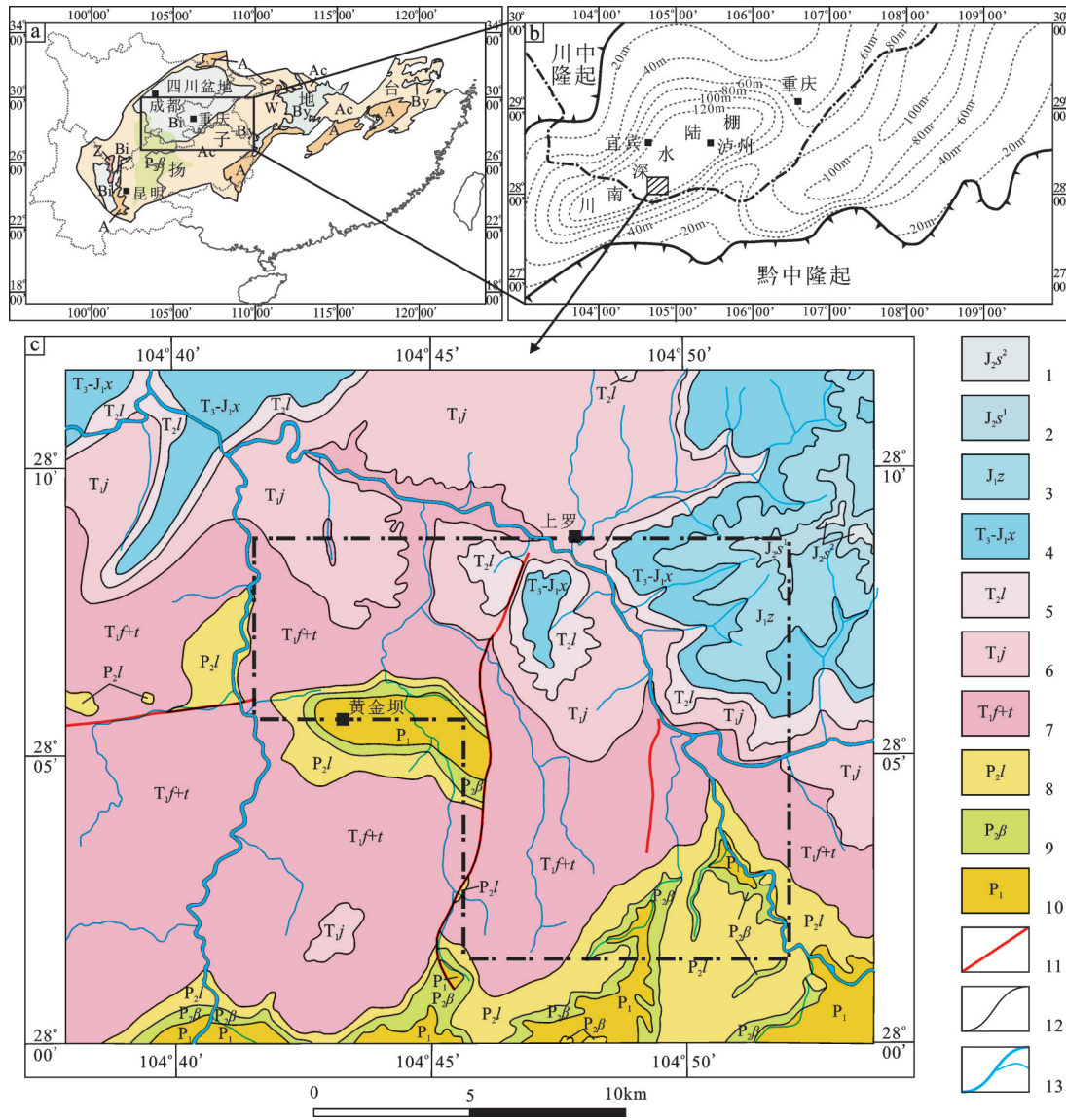


图1 研究区区域地质概况

a—扬子地台大地构造单元划分及研究区大地构造位置(据①修改); A—扬子褶皱带; Ac—扬子盖层; Bi—印支旋回以来的盆地; By—燕山旋回以来的盆地; W—五台褶皱带; Z—中条褶皱带; b—四川盆地及周缘五峰—龙马溪组页岩厚度等值线(据文献[10, 17]); c—黄金坝气田区域地质图(据②修改; c中的点划线框为黄金坝气田的边界); 1—中侏罗统上沙溪庙组; 2—中侏罗统下沙溪庙组; 3—下侏罗统自流井组; 4—上三叠统一下侏罗统香溪组; 5—中三叠统雷口坡组; 6—中三叠统嘉陵江组; 7—下三叠统飞仙关—铜街子组; 8—上二叠统乐平组; 9—上二叠统峨眉山玄武岩; 10—下二叠统铜矿溪—栖霞—茅口组; 11—断层; 12—地层界线; 13—水系

Fig. 1 Geological setting of the study area

a—Tectonic division of Yangtze Platform and tectonic location of the study area (modified after ①); A—Yangtze fold belt; Ac—Caprock of the Yangtze Platform; Bi—Basins since the Indosinian cycle; By—Basins since the Yanshanian cycle; W—Wutai fold belt; Z—Zhongtiao fold belt; b—Isopach of the Wufeng—Longmaxi shale in the Sichuan Basin and its adjacent areas (after references [10, 17]); c—Regional geological setting of Huangjinba shale gas field (modified after ②); The dash line frame in c is the boundary of Huangjinba shale gas field); 1—Middle Jurassic Upper Shaximiao Formation; 2—Lower Jurassic Upper Shaximiao Formation; 3—Lower Jurassic Ziliujing Formation; 4—Upper Triassic—Lower Jurassic Xiangxi Formation; 5—Middle Triassic Leikoupo Formation; 6—Middle Triassic Jialingjiang Formation; 7—Lower Triassic Feixianguan—Tongjiezi Formation; 8—Upper Permian Leping Formation; 9—Upper Permian E¹ meishan basalt; 10—Lower Permian Tongkuangxi—Qixia—Maokou Formation; 11—Fault; 12—Boundary of strata; 13—River system

①中国地质科学院. 中国大地构造图. 2002.

②全国地质资料馆. 1:20万区域地质图筠连幅H-48-33, 2013.

电位和高伽马值的特征黑色炭质页岩和硅质页岩段, 2480 m以下 TOC 含量较高(>2%), 且含气性较好, 为优质的页岩气储层(图2)。

3.2 储层岩石学特征

黑色炭质页岩和硅质页岩构成了五峰—龙马溪组页岩气储层段的主要岩相(图2), 其基质矿物组

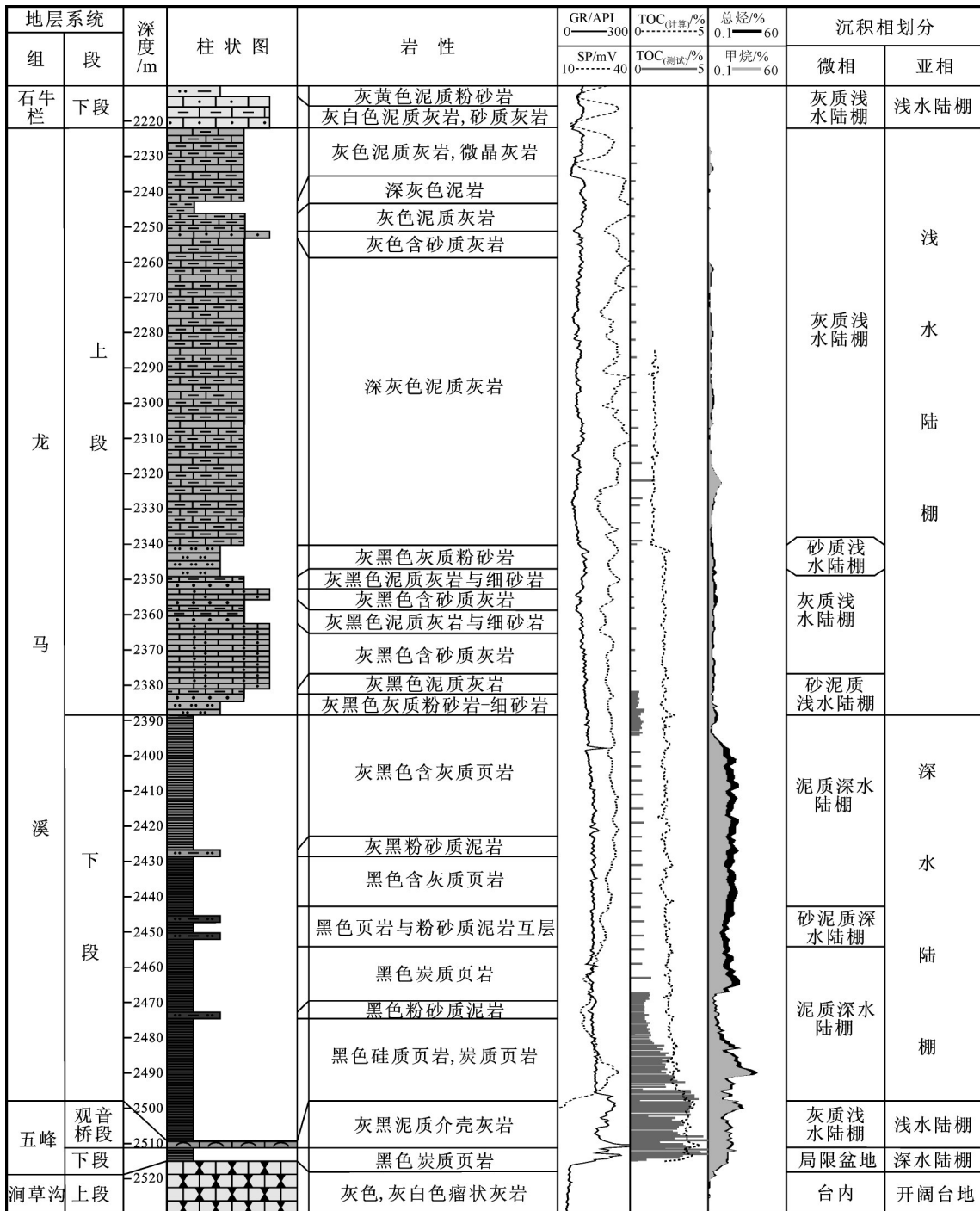


图2 黄金坝气田五峰—龙马溪组地层综合柱状图

Fig.2 Comprehensive column of Wufeng—Longmaxi Formation in Huangjinba shale gas field

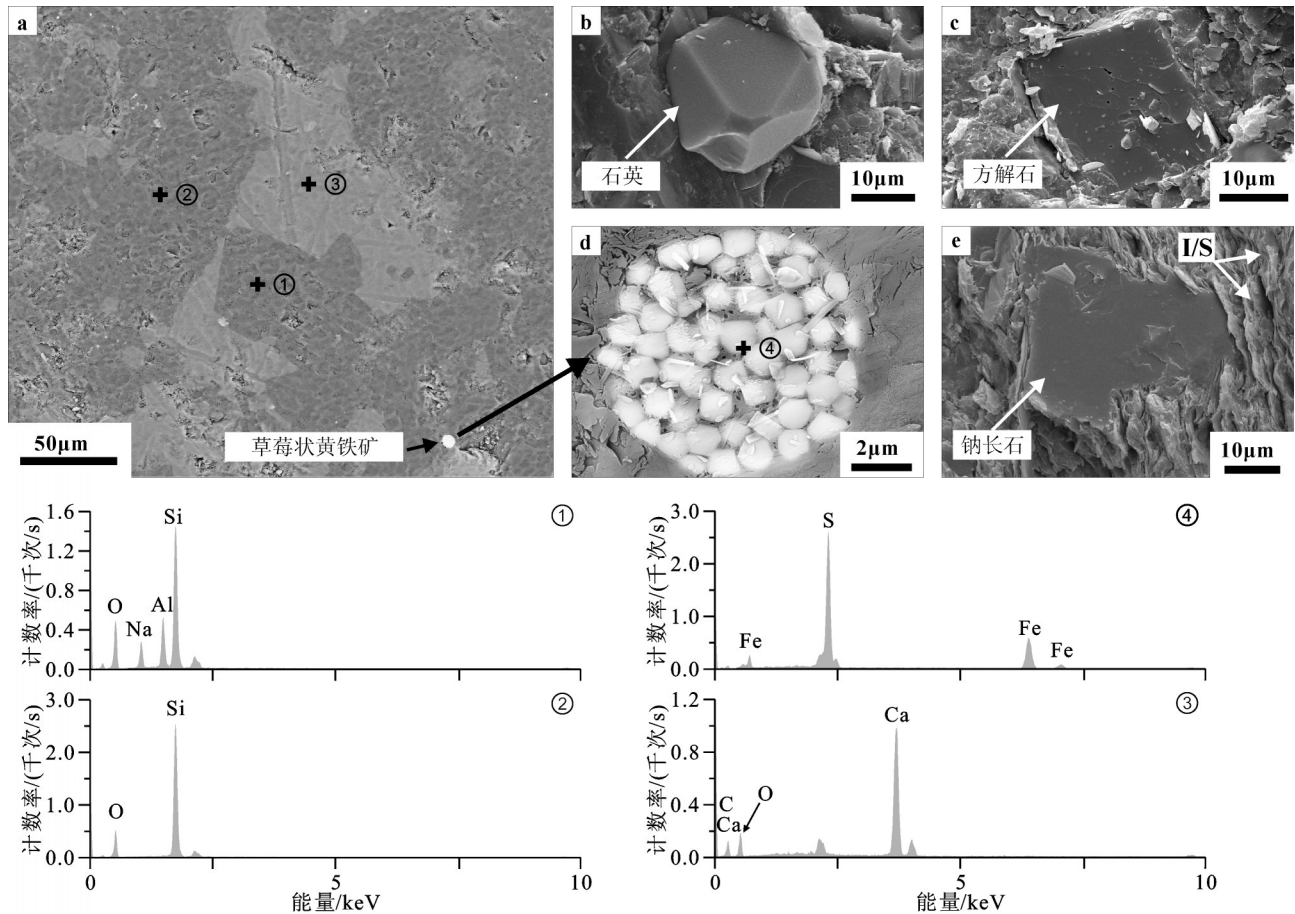


图3 黄金坝页岩气储层主要矿物组成

a—五峰—龙马溪组黑色页岩基质矿物组成背散射电子图像(深灰色为硅酸盐矿物, 亮灰色为碳酸盐矿物, 白色亮点为金属矿物); b—页岩基质中的自生石英; c—方解石自形晶; d—草莓状黄铁矿集合体; e—部分粘土矿化的钠长石颗粒及伊蒙混层矿物(I/S); ①~④为a和d中黑十字处的矿物化学组成能谱图

Fig.3 Main mineral composition of shale gas reservoir in Huangjinba shale gas field

a—Back scattering image of matrix minerals of Wufeng—Longmaxi black shale (e.g., dark gray particles are silicates, light grey particles are carbonates, and bright spots are metallic minerals); b—Althigenic quartz mineral in shale matrix; c—Euhedral calcite crystal in shale matrix; d—Pyrite framboid; e—Partly argillized albite particle and mixed-layer minerals of illite and smectite (I/S); ①~④ are energy dispersive spectra of the cross marks in a and d

成主要包括了石英、长石、碳酸盐和黏土矿物(图3-a)。一般情况下储层页岩基质中的石英主要来自陆源碎屑和生物的硅质壳体,但在成岩作用过程中也可生成少量石英矿物,其通常以自形晶形态出现(图3-b)。页岩储层基质中的碳酸盐矿物主要是方解石,其通常呈自形晶形态或充填胶结物产出(图3-a,c),此外也可见到白云石。长石主要来自陆源碎屑,由于成岩蚀变作用的改造,长石矿物通常被黏土矿物所交代,而呈现出交代残余或交代假象结构(图3-e)。除主要矿物外,黄铁矿作为储层自生矿物也较为常见,主要其含量通常较低(<5%),但在深水

陆棚相段的某些层位较为富集,有时可形成以黄铁矿为主要矿物的条带,这主要与深水陆棚环境较强的还原性有关。

由于研究区五峰—龙马溪组黑色页岩气储层主要形成于水体循环受限的滞留环境,底栖生物通常难以存活,因此,遗迹化石和底栖生物化石并不发育,除丰富的笔石化石和少量的海绵骨针、硅质放射虫化石外很难见到其他化石。然而,良好的还原条件对有机质的保存是非常有利的,龙马溪组下段与五峰组黑色页岩的TOC含量介于0.6%~6.5%,平均值为2.0%;TOC>2.0%的优质页岩厚度>30 m,

平均 TOC>2.5% (图 2)。干酪根等效镜质体反射率测定表明, 储层有机质热演化程度较高, 其等效镜质体反射率为 2.8%~3.0%, 已为过成熟。显微组分分析表明其显微组分主要为微粒体和焦沥青, 这两种组分通常被认为是生油、排烃和原油裂解的产物^[23-24], 由此可见由于过成熟而导致的原油二次裂解对区内五峰—龙马溪组页岩气资源的富集起到了重要的作用。

黄金坝气田五峰—龙马溪组岩心样品全岩 X 衍射分析数据表明(图 4), 其脆性矿物(石英+长石+碳酸盐)总体上含量较高, 为 55.6%~82.5%; 2400 m 以浅的层位脆性矿物以碳酸盐为主(37.9%~45.1%), 其中方解石所占比例较高(29.5%~37.7%); TOC 含量大于 2% 的优质页岩气储层段(2480~2514 m)除观音桥段及相邻层位外(2501~2512 m), 脆性矿物主要

以长石和石英为主(37.1%~48.3%), 碳酸盐矿物次之(10.7%~23.5%)。从矿物成分看黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层的脆性较好, 这对储层的压裂改造较为有利。

3.3 储层物性及孔、缝特征

物性参数作为储层评价的重要指标, 对页岩气资源潜力及可开发性评价都非常重要。以往研究表明北美页岩气主产区之一的 Barnett 页岩的孔隙度平均为 5% 左右, 渗透率为 $0.001 \times 10^{-15} \sim 2.0 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ ^[25-26]。国内已初步实现工业化开采的礁石坝页岩气田的五峰—龙马溪组页岩储层的孔隙度区间为 1.2%~7.2%, 平均为 4.5%; 其渗透率为 $0.0015 \times 10^{-15} \sim 81.35 \times 10^{-15} \text{ m}^2$, 平均值为 $0.32 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ ^[9]。黄金坝气田的探井岩心测试资料表明, 区内五峰—龙马溪组页岩储层的孔隙度为 1.0%~7.0%, 平均为 4.0%, 主要的孔隙度分布区间为 2%~5%, 所占比例>80%; 渗透率为 $0.004 \times 10^{-15} \sim 0.011 \times 10^{-15} \text{ m}^2$, 平均为 $0.007 \times 10^{-15} \text{ m}^2$, 主要渗透率分布区间为 $0.004 \times 10^{-15} \sim 0.008 \times 10^{-15} \text{ m}^2$ (图 5)。总体看上黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩储层的孔隙度与北美 Barnett 页岩和礁石坝页岩气田基本相当, 但其储层渗透率参数要略低于前两者, 这与不同储层中孔隙系统的差异有关。

纳米孔隙系统是页岩气储层中天然气储集的重要空间, 同时也是流体运移的重要通道^[27]; 因此, 孔隙的类型、发育特征和相互关系对页岩气资源的富集都有重要影响^[28-30]。目前, 最为常见的页岩气孔隙分类方案是由 Loucks 等根据页岩气储层中孔隙发育的位置所提出的, 该方案将页岩气储层中的孔隙划分为 3 大类, 包括矿物粒间孔、矿物粒内孔和有机质孔^[31]。样品经过氩离子抛光处理的场发射扫描电镜照片显示黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩储层的孔隙系统也主要由这 3 类孔隙组成(图 6)。矿物粒间孔可发育于草莓状黄铁矿的晶体之间, 石英、长石和碳酸盐等矿物的交界处, 黏土矿物之间也经常会因为解理和絮凝体的存在而发育该类孔隙; 该类孔隙在形态上变化较大, 从近圆形到各种不规则形状均有产出, 此外, 由于其沿矿物的边缘发育, 许多孔隙呈缝状产出, 且具有良好的连通性, 可构成天然气在储层中运移的通道。矿物粒内孔常发育于方解石、白云石和长石等可溶矿物颗粒内, 该类孔隙主要是由于溶蚀作用和矿物的晶格缺陷所

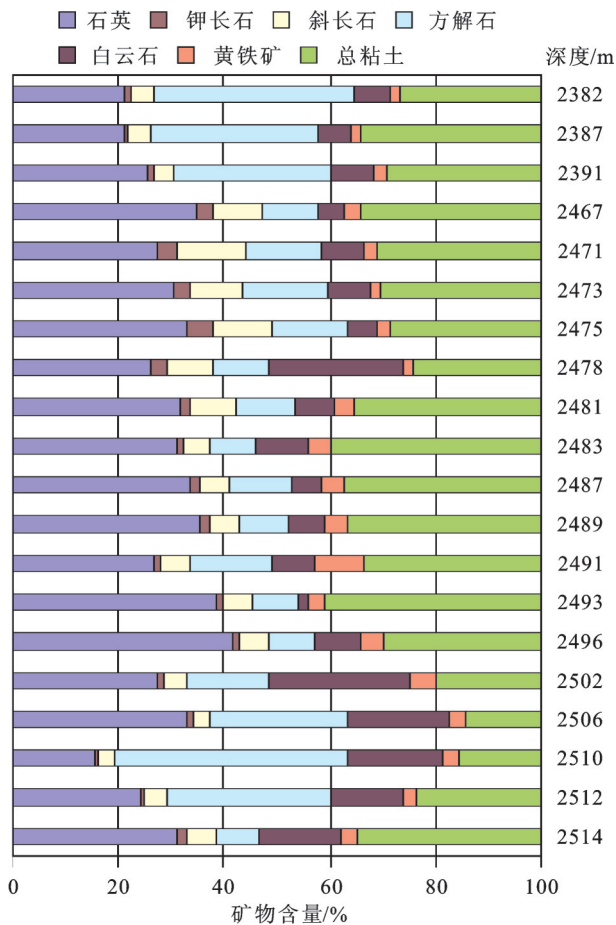


图4 黄金坝气田五峰—龙马溪组下段页岩全岩矿物组成剖面
Fig.4 Whole-rock mineral composition profile of lower member of Wufeng-Longmaxi Formation in the Huangjinba shale gas field

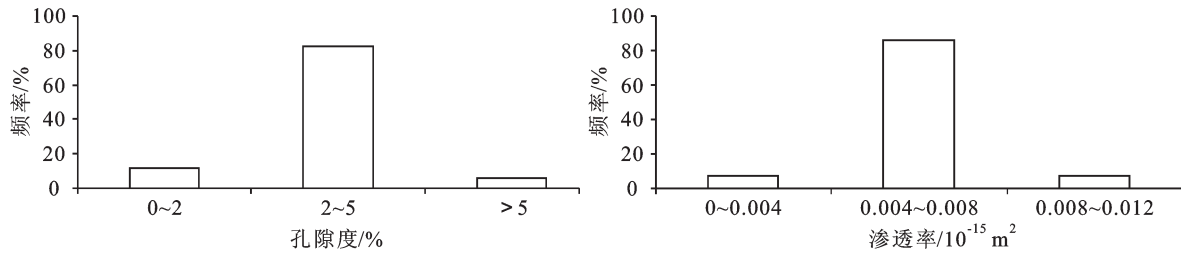


图5 黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层孔隙度及渗透率直方图

Fig.5 Histograms of porosity and permeability of the Wufeng-Longmaxi shale gas reservoir in the Huangjinba shale gas field

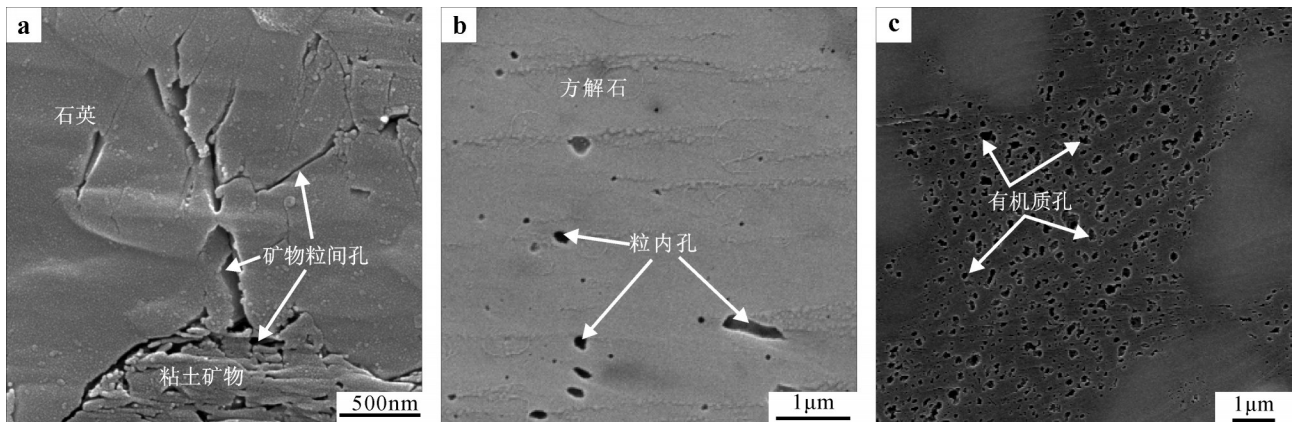


图6 五峰—龙马溪组页岩气储层孔隙类型

a—矿物粒间孔; b—矿物粒内孔; c—有机质孔

Fig.6 Pore types in the Wufeng-Longmaxi shale gas reservoir

a—Interparticle pore; b—Intraparticle pore; c—Intraparticle organic pore

造成的,由于连通性较差,该类孔隙对储层中流体的运移贡献不大。有机质孔主要发育于页岩的有机质颗粒中间,由有机质埋藏过程中发生热降解而形成,这类孔隙呈蜂窝状产出,构成极为复杂的内部网络系统,而使有机质具有较大的比表面积和孔体积;有机质孔通常被认为是页岩气储集的主要空间^[27,31]。

取自不同深度的具有不同孔隙度和TOC含量样品的饱和核磁共振成像(NMRI)数据(图7)表明,区内储层孔隙系统的非均质性较强。取自深度2475 m的样品横断面图像较暗,表明进入样品的水含量很少, T_2 弛豫时间很短,即样品的孔隙度较低,且连通性较差;从冠状面和矢状面图像可以看出层间微裂缝的存在。2491 m深度处的样品横断面图像显示,其亮色区域呈不均匀状态分布,表明尽管其孔隙度较高,但孔隙系统内部非均质性较强,小孔隙和死孔隙比例较高,因而孔隙系统的联通性较

差;从冠状面和矢状面图像可以识别出样品内部存在较大的层间裂缝,这是导致储层横向和垂向渗透率差异较大的原因。取自2508 m深度的样品横断面图像的亮色区较为均匀,表面样品内部的孔隙分布较为均匀,且孔隙连通性较好;同样,其冠状面和矢状面图像色块也较为连续,表明了储层物性相对较好。从孔隙半径直方图可以看出,3个样品的孔隙半径主要分布在2.5~100 nm,根据IUPAC的孔隙分类标准^[32],判断研究区页岩气储层孔隙主要贡献应来自于介孔,同时较小的大孔也对孔隙系统有一定的贡献。

3.4 储层含气性及天然气组成特征

随钻录井数据表明研究区五峰—龙马溪组2390 m以下气显较好,大部分层段总烃含量都大于20%,气体组分以甲烷为主(图2)。钻井现场含气量测试数据表明,黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层的含气量为1.35~3.48 cm³/g(表1),其中2470 m

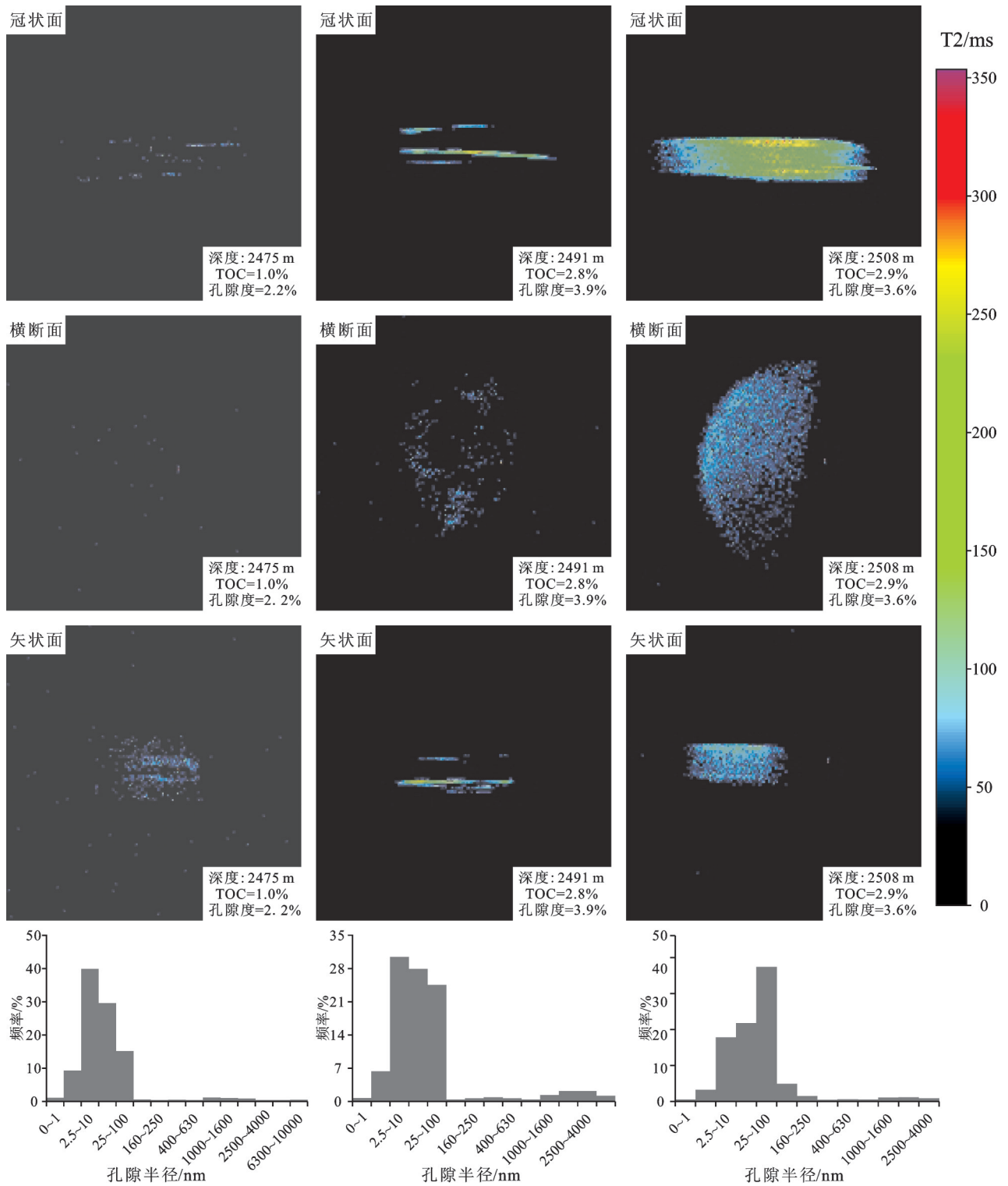


图7 黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层岩心核磁共振成像(NMRI)及孔隙半径直方图

Fig.7 Histogram of pore radius and nuclear magnetic resonance image (NMRI) of the Wufeng-Longmaxi shale gas reservoir in the Huangjinba shale gas field

以下的储层含气性较好,其含气量均大于 $2\text{ cm}^3/\text{g}$ 。储层中天然气组分包括 CO_2 、 CH_4 、 C_2H_6 和 C_3H_8 ,其中甲烷含量最高,占总体积的97.52%~98.74%,其次 C_2H_6 为0.68%~2.16%, CO_2 和 CH_4 的含量较低,均小于1%。

天然气C同位素数据表明研究区五峰—龙马溪组页岩气储层的烷烃C同位素组成发生了倒转(表1),该现象在几乎所有的北美过成熟的高产页岩气田^[33]和国内的礁石坝页岩气田均有报道^[10]。天然气同位素倒转通常指示页岩气储层处于一个封闭或半封闭的状态^[33],在此封闭系统中干酪根、残余油和湿气会随温度的升高而发生分解,从而导致 C_2H_6 的C同位素变轻而 CH_4 的C同位素变重^[34]。黄金坝气田页岩气的倒转可分为两种:完全倒转($\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 > \delta^{13}\text{C}_3$)和部分倒转($\delta^{13}\text{C}_1 > \delta^{13}\text{C}_2 < \delta^{13}\text{C}_3$,“V”型模式)。其中完全倒转现象仅见于深度小于2400 m的2个样品中,而取自深度大于2470 m样品均表现为部分倒转的“V”型模式。邻区探井关于龙马溪组围岩和裂缝充填物的 $^{87}\text{Sr}/^{86}\text{Sr}$ 指标表明,该地层中的流体仅在层内发生循环流动,并未发生跨层流动^[35];因此,高演化程度的泥页岩本身较强的封闭性可能是五峰—龙马溪组页岩气储层中的天然气碳同位素组成发生倒转的主要原因^[10]。

3.5 储层地质特征参数对比

表2数据显示,黄金坝气田五峰—龙马溪组页

岩气储层的埋深均小于3000 m,与国内礁石坝页岩气田的含气层位埋深大致相当,与北美的Barnett、Marcellu和Woodford页岩的埋深区间也可以进行类比。因此,从经济开发的角度来看,研究区五峰—龙马溪组页岩气储层在现有经济技术条件下完全可以满足开发的需求。除埋深外,区内优质页岩($\text{TOC} \geq 2\%$)的净厚度达32~40 m,与礁石坝页岩气田的核心产区相当,与北美各大页岩气主产区也可类比。此外,研究区储层的TOC、孔隙度和吸附气3个参数与国内外商业开发的页岩气储层也大致相当。由于五峰—龙马溪组页岩的时代较之于北美页岩气要老,因此无论是礁石坝,还是黄金坝气田其储层有机质的 R_o 都要高于北美的页岩气储层。含气量作为评估页岩气储层资源潜力的重要参数之一,在勘探开发过程中也必须予以考虑,黄金坝气田的含气量为 $1.35\sim 3.48\text{ m}^3/\text{t}$,该值与礁石坝气田大致相当,与大多数北美页岩气储层可进行类比,但较之于Barnett和Woodford页岩的含气量还有较大的差距。在黄金坝页岩田进行的生产测试表明,区内直井压裂后的产量为 $0.5 \times 10^4 \sim 3.5 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}/\text{井}$,水平井压裂产量可达 $12 \times 10^4 \sim 40 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}/\text{井}$;但由于研究区生产时间不长,因此稳产之后的数据尚无法获取。国内礁石坝页岩气田水平井压裂测试产量为 $11 \times 10^4 \sim 50 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}/\text{井}$,稳产一年后产量为 $>6.00 \times 10^4\text{ m}^3/\text{d}/\text{井}$ ^[10]。研究区五峰—龙马溪组页岩

表1 黄金坝气田储层含气性及天然气地球化学特征

Table 1 Gas content and geochemical characteristics of natural gas in the Huangjinba shale gas feild

深度/m	含气量/(cm^3/g)	$\text{CO}_2/\%$	$\text{CH}_4/\%$	$\text{C}_2\text{H}_6/\%$	$\text{C}_3\text{H}_8/\%$	$\delta^{13}\text{C}_{\text{V-PDB}}/\text{‰}$			
						CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8
2384	1.43	0.33	97.76	1.83	0.08	-13.9	-27.9	-29.3	-32.9
2393	1.35	0.14	97.59	2.16	0.10	nd.	-24.3	-31.1	-32.5
2470	2.46	0.15	97.68	1.99	0.18	-9.7	-25.9	-30.4	-27.8
2475	2.28	0.28	97.72	1.89	0.12	-8.3	-21.6	-30.6	-28.1
2480	2.32	0.32	97.93	1.59	0.16	-7.6	-20.8	-29.7	-28.7
2485	2.78	0.17	97.97	1.77	0.09	nd.	-22.7	-31.3	nd.
2490	3.26	0.26	98.24	1.40	0.10	-8.1	-23.6	-31.6	nd.
2497	3.42	0.35	97.52	2.01	0.12	-8.1	-24	-31.5	-28.8
2506	2.86	0.40	98.74	0.68	0.17	-5.1	-21.4	-30.5	-28
2513	3.48	0.38	98.40	1.04	0.18	-7.3	-23.5	-31.8	-28.2

注:“nd.”表示数据未检出。

表2 美国和中国页岩气储层的基本特征

Table 2 Basic properties of gas shale reservoirs in the United States and China

页岩气区	埋深/m	厚度/m	TOC/%	Ro/%	孔隙度/%	吸附气/%	含气量/(m ³ /t)	产量/(10 ⁴ m ³ /d/井)
黄金坝	2390~2516	32~40	0.6~6.5	2.8~3.0	1.0~7.0	49~82	1.35~3.48	nd.
礁石坝	2313~2595	38~42	3.5	2.2~3.1	1.2~7.2	35~47	0.44~5.19	> 6.00
Antrim	183~732	21~37	0.3~24	0.4~0.6	9.0	70	1.1~2.8	0.11~1.42
Ohio	610~1524	9~30	0~4.7	0.4~1.3	4.7	50	1.7~2.8	0.17~0.28
New Albany	183~1494	15~30	1~25	0.4~1.0	10~14	40~60	1.1~2.3	0.11~0.23
Barnett	1981~2591	15~61	4.5	0.5~2.0	4~5	35~50	8.5~9.9	0.85~0.99
Lewis	914~1829	61~91	0.45~2.5	1.6~1.88	3~5.3	60~85	0.4~1.3	0.04~0.13
Marcellus	1219~2591	15~61	3~12	0.4~1.3	10.0	nd.	1.7~2.8	8.78
Woodford	1829~3353	37~67	1~14	1.1~3.0	3~9	nd.	5.7~8.5	1.18

注: 礁石坝页岩气田的数据引自文献[10]; Antrim, Ohio, New Albany, Barnett, 和Lewis 页岩的数据引自文献[25]; Marcellus 和Woodford 页岩的数据引自文献[36]; Barnett 页岩的吸附气含量数据引自文献[26]; “nd.”表示数据未获取。

气储层的各参数和生产测试数据与礁石坝页岩气田进行类比, 可以推测黄金坝气田稳产后的水平井单井产量不会低于 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}/\text{井}$ 。该产量数据不仅可以与北美页岩气主产区进行类比, 甚至与许多“甜点”区相当。由此可见, 黄金坝地区页岩气资源丰度较高, 具有很好的勘探和开发潜力; 同时, 该地区作为继礁石坝和长宁—威远之后中国又一个在页岩气资源勘探、开发领域实现重大突破的地区, 对中国未来的页岩气资源勘探和开发工作都将起到重要的参考作用。

4 结论

黄金坝气田位于四川盆地的南缘, 稳定的构造条件使得剥蚀作用和构造变形较弱, 区内五峰—龙马溪组页岩气储层具有良好的顶底板条件, 对储层形成了有效的封闭; 加之区内断裂构造不发育, 降低了储层中天然气发生运移的机会; 这些条件不仅有效地防止了五峰—龙马溪组页岩气储层中天然气的散失, 还使得储层保持了较高的地层压力。

晚奥陶—早志留世上扬子浅海的局限环境为五峰—龙马溪组页岩气储层中有机质的保存提供了良好的条件, 使得该层位具有良好的生烃和储集能力; 储层的脆性矿物含量较高, 对压裂改造作业较为有利。研究区页岩气储层的孔隙度较高, 渗透率较低; 天然气地球化学数据表明储层的封闭性较好, 这也得到了储层较高含气量和地层压力数据的支持。但研究区页岩气储层的孔隙系统较为复杂,

且非均质性极强, 在储层改造施工过程中应予以充分考虑。

总体上, 黄金坝气田五峰—龙马溪组页岩气储层的资源潜力大, 其作为继礁石坝和长宁—威远之后中国又一个在页岩气勘探、开发领域实现重大突破的地区, 对中国未来的页岩气资源勘探和开发工作都将起到重要的参考作用。

致谢: 感谢谢磊、杨晓炜、舒兵和马燕妮在野外勘察、采样以及实验样品处理过程中所提供的帮助; 感谢审稿专家和编辑部杨艳老师为本文提出了诸多有益的修改意见。

参考文献(References):

- [1] NETL. Modern Shale Gas Development in the United States: An Update[R]. National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, 2013, 79.
- [2] BP PLC. Statistical Review of World Energy 2014 [R]. London, UK, BP PLC, 2012.
- [3] 李君臣, 董秀成, 高建. 我国天然气消费的系统动力学预测与分析[J]. 天然气工业, 2010, 30(4): 127-129.
Li Juncheng, Dong Xiucheng, Gao Jian. Dynamical modeling of natural gas consumption in China[J]. Natural Gas Industry, 2010, 30(4): 127-129 (in Chinese with English abstract).
- [4] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 641-653.
Zou Caineng, Dong Dazhong, Wang Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 641-653 (in Chinese with English abstract).
- [5] 周守为, 姜伟, 张春阳, 等. 美国 Eagle Ford 页岩气开发对我国页

- 岩气勘探开发的启示[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 16-21.
- Zhou Shouwei, Jiang Wei, Zhang Chunyang, et al. The enlightenment on shale gas exploration and development in China getting from Eagle Ford in America[J]. Engineering Sciences, 2012, 14(6): 16-21 (in Chinese with English abstract).
- [6] 张金川, 聂海宽, 徐波, 等. 四川盆地页岩气成藏地质条件[J]. 天然气工业, 2008, 28(2): 151-156.
- Zhang Jinchuan, Nie Haikuan, Xu Bo, et al. Geological condition of shale gas accumulation in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(2): 151-156 (in Chinese with English abstract).
- [7] 张春明, 张维生, 郭英海. 川东南—黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响[J]. 地学前缘, 2012, 1(1): 136-145.
- Zhang Chunming, Zhang Weisheng, Guo Yinghai. Sedimentary environment and its effect on hydrocarbon source rocks of Longmaxi Formation in southeast Sichuan and northern Guizhou[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 1(1): 136-145 (in Chinese with English abstract)
- [8] 梁超, 姜在兴, 杨懿婷, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩岩相及储集空间特征[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 691-698.
- Liang Chao, Jiang Zaixing, Yang Yiting, et al. Characteristics of shale lithofacies and reservoir space of the Wufeng—Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 691-698 (in Chinese with English abstract).
- [9] Guo T. Evaluation of highly thermally mature shale gas reservoirs in complex structural parts of the Sichuan Basin[J]. Journal of Earth Science, 2013, 24(6): 863-873.
- [10] 郭彤楼, 张汉荣. 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, 2014, 41(1): 28-36.
- Guo Tonglou, Zhang Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1): 28-36 (in Chinese with English abstract).
- [11] 黄羚, 徐政语, 王鹏万, 等. 桂中坳陷上古生界页岩气资源潜力分析[J]. 中国地质, 2012, 39(2): 497-506.
- Huang Ling, Xu Zhengyu, Wang Pengwan, et al. An analysis of resource potential of Upper Paleozoic shale gas in Guizhong depression[J]. Geology in China, 2012, 39(2): 497-506 (in Chinese with English abstract).
- [12] 汪凯明. 桂中坳陷泥盆系页岩气成藏条件浅析[J]. 中国地质, 2013, 40(2): 430-438.
- Wang Kaiming. Shale gas accumulation conditions of Devonian strata in Guizhong depression[J]. Geology in China, 2013, 40(2): 430-438 (in Chinese with English abstract).
- [13] 滕吉文, 刘有山. 中国页岩气成藏和潜在产能与对环境的污染分析[J]. 中国地质, 2013, 40(1): 1-30.
- Teng Jiwen, Liu Youshan. An analysis of reservoir formation, potential productivity and environmental pollution effect of shale gas in China[J]. Geology in China, 2013, 40(1): 1-30 (in Chinese with English abstract).
- [14] 邱小松, 胡明毅, 胡忠贵, 等. 页岩气资源评价方法及评价参数赋值——以中扬子地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(6): 2091-2098.
- Qiu Xiaosong, Hu Mingyi, Hu Zhonggui, et al. Evaluation methods and parameter assignments of shale gas resources: A case study of the Wufeng—Longmaxi Formation in the Middle Yangtze region[J]. Geology in China, 2014, 41(6): 2091-2098 (in Chinese with English abstract).
- [15] 郭彤楼, 刘若冰. 复杂构造区高演化程度海相页岩气勘探突破的启示——以四川盆地东部盆缘JY1井为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 643-651.
- Guo Tonglou, Liu Ruobing. Implication from marine shale gas exploration breakthrough in complicated structural area at high thermal stage: Taking Longmaxi formation in well JY1 as an example[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 643-651 (in Chinese with English abstract).
- [16] 郭旭升, 胡东风, 文治东, 等. 四川盆地及周缘下古生界海相页岩气富集高产主控因素——以焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. 中国地质, 2014, 41(3): 893-901.
- Guo Xusheng, Hu Dongfeng, Wen Zhidong, et al. Major factors controlling the accumulation and high productivity in marine shale gas in the Lower Paleozoic of Sichuan Basin and its periphery: A case study of the Wufeng—Longmaxi Formation of Jiaoshiba area[J]. Geology in China, 2014, 41(3): 893-901 (in Chinese with English abstract).
- [17] 曾祥亮, 刘树根, 黄文明, 等. 四川盆地志留系龙马溪组页岩与美国Fort Worth盆地石炭系Barnett组页岩地质特征对比[J]. 地质通报, 2011, 30(2/3): 372-384.
- Zeng Xiangliang, Liu Shugen, Huang Wenming, et al. Comparison of Silurian Longmaxi Formation shale of Sichuan Basin in China and Carboniferous Barnett Formation shale of Fort Worth Basin in United States[J]. Geological Bulletin of China, 2011, 30(2/3): 372-384 (in Chinese with English abstract).
- [18] 翟光明, 宋建国, 靳久强, 等. 板块构造演化与含油气盆地形成与评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 260-276.
- Zhai Guangming, Song Jianguo, Jin Yongqiang, et al. Plate Tectonic Evolution and Formation and Evaluation of Petroleum-bearing Basins [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002: 260-276 (in Chinese).
- [19] Su W, Huff W D, Ettensohn F R, et al. K-bentonite, black-shale and flysch successions at the Ordovician—Silurian transition, South China: Possible sedimentary responses to the accretion of Cathaysia to the Yangtze Block and its implications for the evolution of Gondwana[J]. Gondwana Research, 2009, 15: 111-130.
- [20] Haq B U, Schutter S R. A chronology of Paleozoic sea-level changes[J]. Science, 2008, 322(3): 64-67.
- [21] 聂瑞贞. 黔中隆起及其周缘奥陶系层序地层格架及古地理演

- 化[D]. 北京: 中国地质大学, 2006: 23–39.
- Nie Ruizhen. Sequence– stratigraphic Framework and Its Palaeogeographical Background for Ordovician System of the Central Guizhou Uplift and Its Adjacent Areas [D]. Beijing: China University of Geosciences, 2006: 23–39 (in Chinese with English abstract).
- [22] Delabroye A, Vecoli M. The end– Ordovician glaciation and the Hirnantian Stage: A global review and questions about Late Ordovician event stratigraphy[J]. *Earth Science Reviews*, 2010, 98: 269–282.
- [23] Ross D J K, Bustin R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2009, 26: 916–927.
- [24] Bernard S, Wirth R, Schreiber A, et al. Formation of nanoporous pyrobitumen residues during maturation of the Barnett Shale (Fort Worth Basin) [J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 3–11.
- [25] Curtis J B. Fractured Shale Gas Systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86 (11): 1921–1938.
- [26] Montgomery S L, Jarvie D M, Bowker K A, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north–central Texas: Gas–shale play with multi–trillion cubic foot potential[J]. *AAPG Bulletin*, 2005, 89(2): 155–175.
- [27] Chalmers G R, Bustin R M, Power I M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: Examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1099–1119.
- [28] Cao T, Song Z, Wang S, et al. Characterizing the pore structure in the Silurian and Permian shales of the Sichuan Basin, China[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, 61: 140–150.
- [29] Tang X, Jiang Z, Li Z, et al. The effect of the variation in material composition on the heterogeneous pore structure of high–maturity shale of the Silurian Longmaxi formation in the southeastern Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 23: 464–473.
- [30] Labani M M, Rezaee R, Saeedi A, et al. Evaluation of pore size spectrum of gas shale reservoirs using low pressure nitrogen adsorption, gas expansion and mercury porosimetry: A case study from the Perth and Canning Basins, Western Australia[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2013, 112: 7–16.
- [31] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Morphology, genesis, and distribution of nanometer–scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett shale[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2009, 79: 848–861.
- [32] Robert L, Burwell J R. Physical chemistry division commission on colloid and surface chemistry definitions, terminology and symbols in colloid and surface chemistry part II: Heterogeneous catalysis (rules approved 1975)[J]. *Pure and Applied Chemistry*, 1976, 46: 71–90.
- [33] Hao F, Zou H, Lu Y. Mechanisms of shale gas storage: Implications for shale gas exploration in China[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(8): 1325–1346.
- [34] Tilley B, McLellan S, Hiebert S, et al. Gas isotope reversals in fractured gas reservoirs of the western Canadian Foothills: Mature shale gases in disguise[J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95: 1399–1422.
- [35] 刘树根. 四川盆地地下组合油气成藏机理研究[R]. 成都: 中国石化勘探南方分公司, 2009.
- Liu Shugen. The Oil and Gas Formation Mechanism of the Lower Paleozoic in Sichuan Basin[R]. Chengdu: Exploration Southern Company, SINOPEC, 2009 (in Chinese).
- [36] Arthur J D, Langhus B, Alleman D. An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States[R]. ALL Consulting, 2008, 21. <http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALLShaleOverviewFINAL.pdf>.