

引用: 梁兴, 张磊, 蒋立伟, 等. 四川盆地渝西大安地区灰质源岩气勘探突破与资源潜力[J]. 中国石油勘探, 2024,29(2):30-45.

Liang Xing, Zhang Lei, Jiang Liwei, et al. Exploration breakthrough and resource potential of limy source rock gas in Da'an area in the western Chongqing, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024,29(2):30-45.

四川盆地渝西大安地区灰质源岩气勘探突破与资源潜力

梁兴¹ 张磊¹ 蒋立伟¹ 单长安² 潘峰³ 罗瑀峰¹ 孟阳⁴ 王高成¹ 舒红林¹ 朱斗星⁴
李博硕² 汪振东² 姚秋昌¹ 徐政语⁵

(1 中国石油浙江油田公司; 2 西安石油大学地球科学与工程学院; 3 斯伦贝谢(中国)公司地球科学研究院; 4 中国石油集团东方地球物理勘探公司研究院; 5 中国石油杭州地质研究院)

摘要: 四川盆地渝西大安地区茅口组一段(茅一段)灰质源岩气勘探取得了重大突破, 对灰质源岩气的源内非常规勘探具有重要借鉴和示范意义。DB1H井是四川盆地针对茅一段暗色灰质源岩非常规气藏评价部署的首口水平井, 通过酸化压裂试气获得高达 $55.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的测试产量。系统介绍了渝西大安地区茅一段灰质源岩气的发现历程, 展望了四川盆地茅一段灰质源岩气的资源前景。通过对渝西大安地区茅一段灰质源岩地质特征研究, 认为该层系岩性主要为中缓坡相深灰色—黑灰色富有机质泥晶生屑灰岩, 且区域稳定分布, 是中国南方中上扬子地区重要的海相灰质源岩地层。茅一段灰质源岩气整体经历了富有机质碳酸盐岩沉积—成岩—成烃—成储—成藏—赋存“源内一体化演变”成藏过程, 具有“源储一体、原位富集、连续型展布”的成藏特征。以微米级为主体的源内微观孔隙及与断层伴生的溶蚀孔洞、微缝网体系为气体主要储集空间, 构成了基质孔隙型(原生型)和裂缝—孔隙型(改造型)两类储层, 建立了“源储一体为主兼构造转折带短距离运移富集”的灰质源岩气成藏模式和甜点评价体系。富有机质暗色灰质源岩的发育、有利的古隆起和现今背斜构造背景, 及与古断层有关的断控型岩溶、张性应力微裂缝的发育叠置, 为茅一段灰质源岩新型储层富集高产的关键。初步估算四川盆地茅一段灰质源岩气资源量可达 $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 将成为盆内现实增储上产战略意义的非常规勘探新领域。

关键词: 渝西大安; 茅一段; 灰质源岩气; 源内非常规勘探; 源内一体化演变

中图分类号: TE122.1 **文献标识码:** A **DOI:** 10.3969/j.issn.1672-7703.2024.02.003

Exploration breakthrough and resource potential of limy source rock gas in Da'an area in the western Chongqing, Sichuan Basin

Liang Xing¹, Zhang Lei¹, Jiang Liwei¹, Shan Chang'an², Pan Feng³, Luo Yufeng¹, Meng Yang⁴, Wang Gaocheng¹,
Shu Honglin¹, Zhu Douxing⁴, Li Boshuo², Wang Zhendong², Yao Qiuchang¹, Xu Zhengyu⁵

(1 PetroChina Zhejiang Oilfield Company; 2 School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University; 3 Research Institute of Earth Sciences, Schlumberger (China); 4 Research Institute of BGP Inc., CNPC; 5 PetroChina Hangzhou Research Institute of Geology)

Abstract: A major breakthrough has been made in the exploration of limy source rock gas in the first member of Maokou Formation (Mao 1

基金项目: 国家重点研发计划“川南国家级页岩气示范区地震活动性风险评估与对策研究”(2020YFA0710600), “分布式光纤地震成像与反演的关键技术及应用研究”(2021YFA0716800); 中国石油天然气集团有限公司“十四五”前瞻性基础性科技项目“昭通浅层页岩气藏储层微观特征及富集机理研究”(2021DJ1903); 中国石油天然气集团有限公司重大科技专项“深层页岩气有效开采关键技术攻关与试验”(2019-F31), “井下光纤智能监测技术现场试验”(2020F-44), “中国石油十四五油气资源评价”(2023YQX201)。

第一作者简介: 梁兴(1965—), 男, 广西玉林人, 博士, 2006年毕业于西南石油大学, 正高级工程师, 主要从事非常规油气地质工程一体化综合评价、油气勘探开发部署设计、工程技术攻关研究和科技管理等工作。地址: 浙江省杭州市余杭区五常街道荆山湾路29号, 邮政编码: 311100。E-mail: liangx85@126.com

通信作者简介: 单长安(1985—), 男, 山东菏泽人, 博士, 2016年毕业于西南石油大学, 副教授, 主要从事非常规油气地质综合评价等方面的研究工作。地址: 陕西省西安市雁塔区电子二路东段18号, 邮政编码: 710065。E-mail: shanca@xsyu.edu.cn

收稿日期: 2023-09-28; 修改日期: 2024-03-05

member) in Well DB1H in Da'an area in the western Chongqing, Sichuan Basin, which has important reference and demonstration significance for the intra-source exploration of limy source rock unconventional gas in the Basin. The first horizontal well DB1H was drilled to evaluate the dark limy source rock gas reservoir in Mao 1 member in Sichuan Basin and a high gas rate of $55.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ was tested after acidizing and fracturing. The discovery process of limy source rock gas in Mao 1 member in Da'an area has systematically been introduced, and the resource prospect in Sichuan Basin has been estimated. The analysis of geological characteristics of limy source rock gas in Mao 1 member in Da'an area in the western Chongqing shows that the main lithology is composed of medium-gentle slope facies deep gray-black organic-rich micritic bioclastic limestone, with stable distribution in the region, which is an important marine limy source rock in the Middle and Upper Yangtze region in South China. The hydrocarbon accumulation process of limy source rock gas in Mao 1 member showed an "intra-source integrated evolution" of organic-rich carbonate rock deposition, diagenesis, hydrocarbon generation, reservoir formation, hydrocarbon accumulation and preservation, which had characteristics of "source rock and reservoir integration, in-situ hydrocarbon enrichment, and contiguous gas distribution". The micro-sized pores in source rock, and the dissolution pores and micro-fracture network system associated with faults served as the main reservoir space, forming two types of reservoirs, i.e., matrix porosity type (primary) and fracture-porosity type (transformed). The hydrocarbon accumulation pattern of "mainly source rock and reservoir integration and enrichment in local structural transition zone after short-distance migration" has been established and the sweet spot evaluation system has been constructed. The key factors for gas enrichment and high-yield production in the new type of limy source rock reservoir in Mao 1 member include the development of organic rich dark limy source rock, favorable paleo uplift, anticlinal tectonic settings at present, and fault-controlled karst and extensional micro-fractures. The estimated resources of limy source rock gas in Mao 1 member are $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ in Sichuan Basin, which is a new unconventional field for increasing reserves and production in the basin.

Key words: Da'an area in western Chongqing, the first member of Maokou Formation, limy source rock gas, intra-source unconventional exploration, intra-source integrated evolution

0 引言

四川盆地作为我国重要的大型常规—非常规油气资源共生的“超级含油气盆地”，天然气资源非常丰富^[1]。早期勘探工作主要集中在高能滩体的茅口组二段和三段，发现了一系列岩溶缝洞型灰岩气藏，如圣灯山、自流井和纳溪等气藏^[2-3]。近年来，跳出蜀南茅口组二段+三段“现今构造控藏、喜马拉雅期断裂控储”勘探模式，在向斜区“滩相+古断裂+多期岩溶控储”实现了勘探重要新发现，如云锦向斜的云锦2井、泸探1井、胜探1井、黄207井孔洞—孔隙型储层。四川盆地茅口组一段（茅一段）的勘探评价历来少被关注，长期以来仅仅被当作碳酸盐岩烃源岩层系来看待。盆内穿过茅一段的钻井普遍气测活跃，测井评价也认为茅一段具有较好气层发育^[4-6]，但获商业气流的井较少，所以一直未将茅一段视作勘探目的层给予重视。学者们前期基于油气“生储盖圈运保”成藏常规勘探思路，鉴于茅一段石灰岩富有机质特征，通常将其仅仅看作一套碳酸盐岩烃源岩，即使钻遇良好的天然气显示，也多被认定为烃源岩的裂缝气显示^[7-12]，没有把富有机质泥晶生屑灰岩、泥灰岩当作能聚集油气的储层来给予认识和重视，因此鲜见针对性、多维度的储层实验测试和资源勘探潜力评价^[4]。

借鉴源内非常规页岩油气、煤层气/煤岩气规模勘探的实践经验，通过渝西大安天然气勘探实践

与评价研究，深刻认识到基于碳酸盐岩烃源岩的茅一段灰质源岩层具有“富有机质沉积、成岩、成烃、成储、成藏、赋存”这一独特的“源内一体化演变”气藏成藏地质史构建的非常规性本质内涵，即灰质源岩层既是较深水斜坡带沉积形成富集有机质的烃源岩层，又是具有纳米—微米级孔隙结构系统的气藏储层。基于茅一段灰质源岩气的成藏赋存“独特性”，对“源内非常规勘探”赋予了新内涵，需要补充构建灰质源岩储层新类型。相较于煤层气和页岩气储层，富有机质灰质源岩储层更容易受生烃过程中的自生有机酸和降解原生水的影响，形成丰富的纳米—微米级溶蚀孔隙，更有利于油气的富集^[13-14]。基于源内非常规勘探实践经验和茅一段评价形成的勘探思路，2022年6月率先在渝西大安地区大坝背斜构造DB1直井压裂试采获得茅一段灰质源岩气稳定产能，同年8月针对大坝气藏茅一段灰质源岩储层部署了四川盆地首口水平井——DB1H井，试气产量达 $55.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。DB1H井的勘探突破，证实了茅一段灰质源岩具有巨大的天然气资源勘探开发潜力。本文结合DB1井、DB1H井的勘探突破历程，对茅一段灰质源岩储层地质特征、富集成藏特征等进行了系统分析，以期四川盆地茅一段灰质源岩气藏的后续勘探开发提供支持。

1 地质背景

四川盆地处于扬子准克拉通陆块（准地台）偏

西北部(上扬子区),是扬子准克拉通地台的一个次级构造单元。渝西大安地区,大地构造位置上处于四川盆地东南部华蓥山断裂以东的帚状构造发育区西南端,跨越了川南低陡褶皱带与川东高陡褶皱带两个构造区域。其地质史上的古大地构造位置,位于乐山—龙女寺(川中)加里东古隆起东缘斜坡带,印支期成为泸州古隆起的重要组成部分(东翼斜坡带)。受江南—雪峰造山带向西北的持续挤压,北东向构造主体形态形成于燕山期,后受南北向压扭走滑断层改造,定型于喜马拉雅期。渝西大安地区目前表现为总体呈北东走向、向斜宽阔、背斜窄陡的隔档式褶皱构造形变带^[15-22]。

四川盆地中二叠统栖霞组—茅口组沉积时期受控于乐山—龙女寺加里东古隆起,栖霞组—茅一段沉积时期四川盆地总体呈“西高东低、南高北低”的古地貌。渝西大安地区整体处于古隆起东缘的碳酸盐岩开阔台地中缓坡相带沉积环境(图1a),茅口组整体

发育向上变浅的沉积序列,由茅一段中缓坡相逐渐过渡到茅二b亚段+茅三段正常开阔台地+局限台地相沉积,主要沉积岩性为泥晶生屑灰岩、泥晶—粉晶石灰岩,局部出现云质灰岩和灰质云岩。依据岩性和电性差异特征,茅口组自下而上分为茅一段、茅二段、茅三段、茅四段4个岩性段,沉积地层厚度一般为200~340m,部分地区茅三段、茅四段受东吴构造抬升运动影响形成泸州古隆起并遭受剥蚀。渝西大安地区总体处于泸州古隆起的东北斜坡地带,茅三段表生岩溶强烈,茅二段顺层岩溶作用发育,断层发育区则形成高能滩体表生岩溶储层和断控岩溶储层叠合区。大坝DB1井区在茅一段沉积时期整体处于碳酸盐岩缓坡沉积的中缓坡带(图1a),沉积水体环境相对稳定,主要沉积富有机质的泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩,具有典型的“眼皮”“眼球”沉积构造,茅一a亚段与茅一c亚段以眼皮灰岩为主,茅一b亚段以眼球灰岩为主,总体属于中等—好等级的灰质源岩。

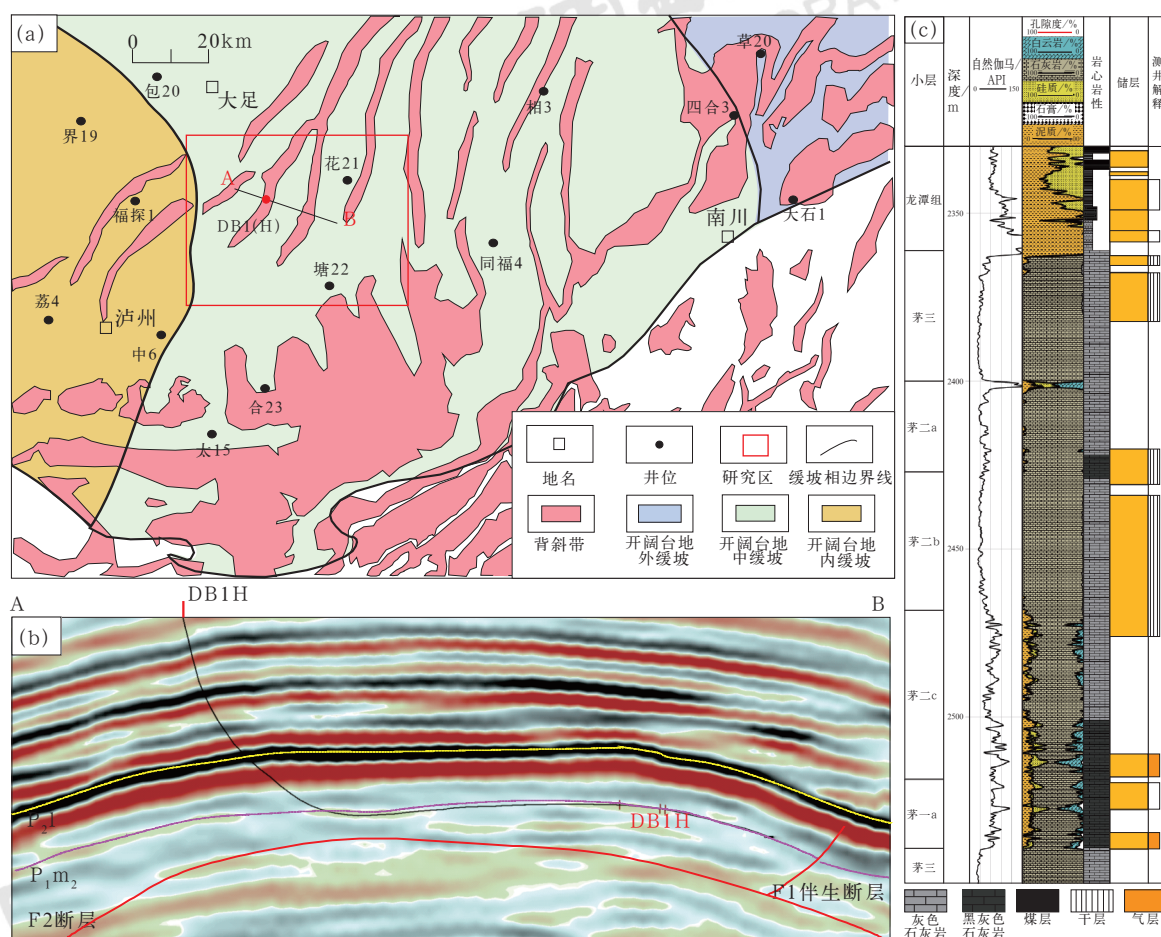


图1 渝西大安地区沉积构造特征及DB1井茅口组综合柱状图

Fig.1 Sedimentary structural characteristics in Da'an area in the western Chongqing and comprehensive column of Maokou Formation in Well DB1

(a) 茅口组沉积—构造综合图; (b) 茅口组地震剖面; (c) DB1井二叠系茅口组地层综合柱状图

DB1H 井地处东山高陡背斜带西南部的鼻状构造倾伏端，位于南北向低幅小型逆冲断层控制的大坝高点。地表出露层系为侏罗系沙溪庙组，由茅口组向上到三叠系须家河组，背斜形态完整（图 1b）。DB1H 井揭示茅口组沉积不完整，茅四段受东吴运动影响被剥蚀，茅一段厚度为 65~80m，依据常规测井曲线和岩相构造特征将茅一段自上而下细分为茅一 a、茅一 b 和茅一 c3 个亚段。DB1 井（DB1H 平台前期直探井）钻遇逆断层，致使茅一 a 亚段—茅三段地层重复并伴随发育大量裂缝，断点以下断失茅三段中上部地层（图 1c）。

2 DB1H 井茅一段灰质源岩气勘探突破

茅口组是四川盆地油气勘探最早关注目的层系之一，始于 20 世纪 50 年代。早期以川南和川东高陡构造石灰岩裂缝储集体为主要目标，采用“占高点、沿长轴”勘探思路和布井原则，以 1955 年隆 10 井获得 $16.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产量为标志，揭开了二叠系茅口组勘探序幕。近年以泰来 6 井、元坝 7 井、潼探 1 井和角探 1 井为代表的一批探井，相继分别在茅口组热液白云岩、台缘滩相白云岩、泥灰岩储层和台内滩相白云岩储层中获得突破，极大地拓展了茅口组的勘探领域^[23-24]。近 70 年的茅口组勘探历程，总体可细分出“撒大网占山头”初期探索勘探（1955—1966 年）、“泸州古隆起会战”规模区域勘探（1967—1978 年）、“非背斜裂缝”深化勘探评价（1979—2014 年）、“岩溶断层裂缝”向斜构造区勘探（2015—2019 年）、“走滑断裂体系控制断储体”综合勘探（2020 年至今）5 个阶段，发现了 325 个缝洞气藏，累计产气量超过 $650 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。鉴于此，2021 年以渝

西大安地区为主体开展了“古地貌控沉积岩相、古断裂控岩溶与通源、古岩溶控储层发育、古构造背景控富集成藏”茅口组成储成藏研究，认为东吴期古断裂表生岩溶及内幕岩溶控储、古断裂与准同生期二次岩溶控储是改善储层物性的关键，古地貌岩溶控储和古构造背景是富集成藏的关键，茅一段非常规气主要富集保存于构造形变的弱改造区、构造转折带和高陡背斜带的倾伏区末端。渝西大安地区埋藏适中、灰质纯净、无黏土酸敏水敏相带，易于钻井工程和储层改造，应予以优先勘探。

根据上述成藏规律认识和评价成果，优先选择渝西大安地区青峰—龙安场转折带西北部的大坝背斜构造作为勘探目标。该构造地处北东走向的东山高陡背斜带西南倾伏端，三维地震揭示背斜被断层分割成东西两个构造高点，2021 年 11 月在东部的大坝高点针对茅口组部署了一口预探井（DB1 直井），于 2022 年 3 月完钻，完钻深度为 2916m，完钻层位为栖霞组。茅一段深灰色—灰黑色眼皮、眼球富有机质泥晶生屑灰岩（根据烃源岩评价标准属于灰质源岩）在钻井过程中气测异常明显，最高气测异常达 82%。2022 年 6 月、8 月，针对 DB1 直井茅一段眼皮灰质源岩储层，采取酸压工艺进行增产改造，测试获得 $4.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业气流。

基于 DB1 直井茅一段取得的良好试气效果，快速系统评价 DB1 井茅一段沉积储层、含气性、成藏特征和甜点靶体，进而部署实施了 DB1H 水平井，获得 $55.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 压裂测试产量（图 2）。按容积法估算 DB1H 井控制地质储量为 $1.29 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，结合压裂监测成果与试采数据估算其天然气最终可采储量（EUR）近 $0.7 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。在此基础上，在

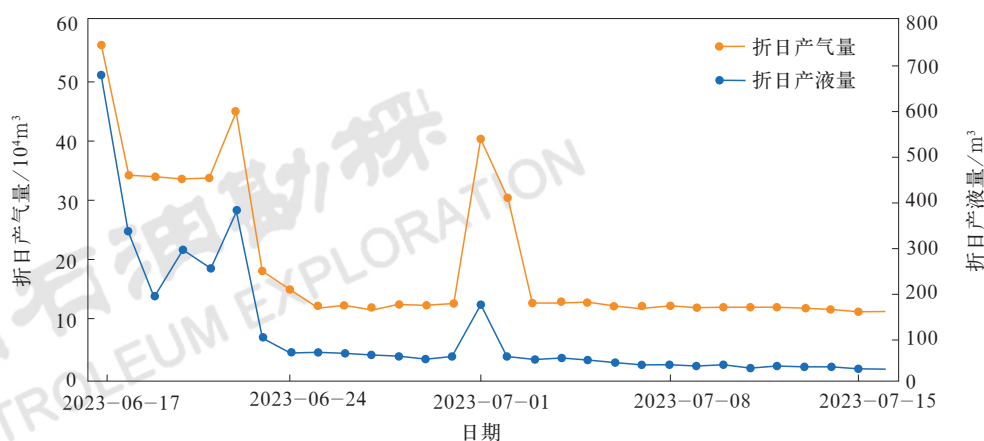


图2 DB1H 井生产动态曲线图

Fig.2 Production curve of Well DB1H

大坝同平台 DB1H 水平井轨迹的反方向再实施了 DB1H1-2 水平井, 获 $28.26 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 酸压测试气流。结合渝西大安地区 2022—2023 年实施的 LA1 井、FD1 井及深层页岩气先导试验平台钻遇茅一段的情况, 证实了茅一段灰质源岩层气测异常显示活跃、灰质源岩气储层区域稳定、资源规模连片展布, 茅一段富有机质的灰质源岩具有源储一体的非常规成藏特征。

3 茅一段灰质源岩气储层特征

3.1 岩石宏观结构及矿物组成

3.1.1 岩石宏观结构

DB1 井茅一段总体为灰色、深灰色或黑灰色的泥

晶生屑灰岩, 宏观上表现为眼球灰岩和眼皮灰岩的韵律层特征。其中“眼球”的颜色较浅, 呈浅灰色—灰色, 厚度为 5~25cm; “眼皮”的颜色较深, 呈深灰色—灰黑色, 厚度为 2~60cm。眼球、眼皮泥晶生屑灰岩的单层岩相厚度薄, 纵向变换频率高, 传统单纯岩相划分很难反映储层品质的差异^[25]。DB1 井岩心与测井资料的对比揭示, 眼皮灰岩和眼球灰岩在 FMI 成像测井上分别对应低阻暗色和高阻亮色的测井图像特征。基于 FMI 成像和常规测井资料, 按 DB1 直井茅一段泥晶生屑灰岩“眼皮”和“眼球”的垂向组合特征, 可细划分为 6 种具有明显成像和电性特征差异的岩石宏观结构, 即块状结构、层状结构、互层状结构、“眼皮”/“眼球”状结构、团块状结构和薄层状结构(图 3)。

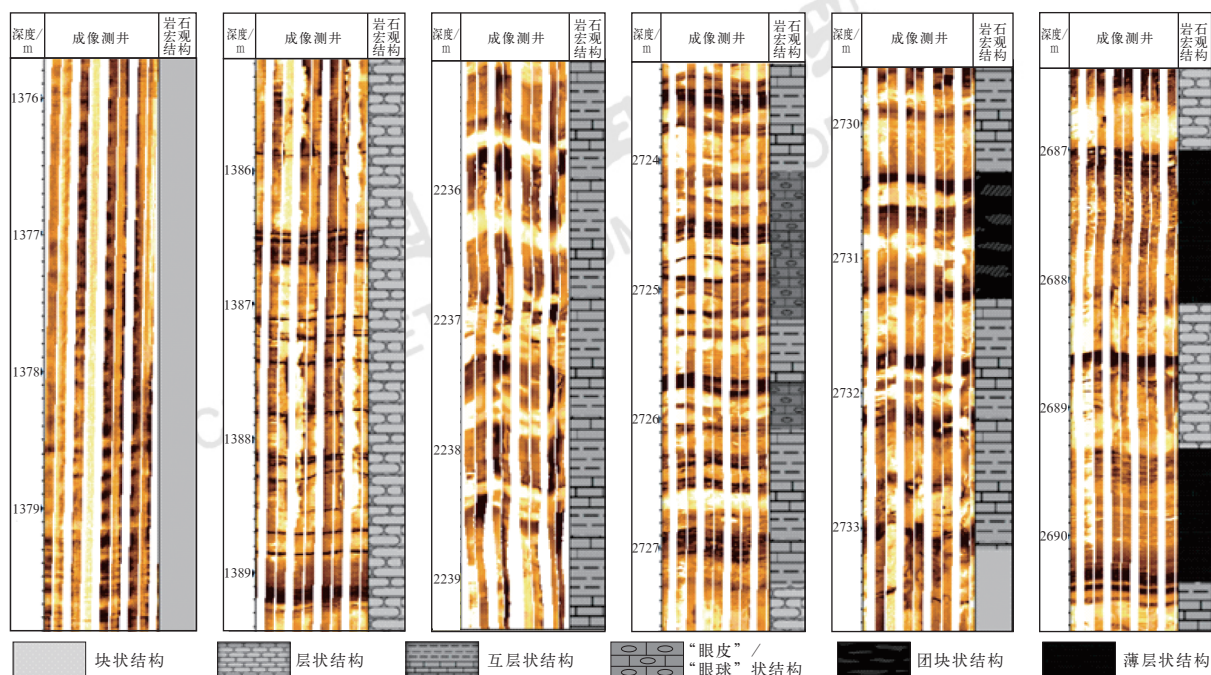


图 3 DB1 井茅一段岩石宏观结构 FMI 特征图

Fig.3 FMI image characteristics of macro rock textures of the first member of Maokou Formation in Well DB1

(1) 块状结构: 多为浅灰色、灰色泥晶生屑灰岩, 在图像上大多呈高阻亮黄色, 含有较多的生屑, 块状结构发育段在单米深度内 FMI 图像上地层界面欠发育, 但间杂出现缝合线构造, 多为不规则, 呈锯齿状产出; (2) 层状结构: 多为灰色泥晶生屑灰岩, 单米深度内在 FMI 图像上可见多条暗棕色特征的地层界面, 单层地层厚度分布范围为 10~40cm; (3) 互层状结构: 为浅灰色与深灰色泥晶生屑灰岩互层, 在 FMI 图像上表现为高阻亮黄色与低阻暗棕色呈条带状交互

分布, 条带分布稳定, 条带间多为波状接触, 暗色条带中常见定向排列的、破碎的生物碎屑; (4) “眼皮”/“眼球”状结构: 在 FMI 图像上表现为低阻暗棕色基质包裹高阻亮黄色“眼球”的特征, “眼球”无明显内部构造, 但基质常见塑性变形, 具液化流动的特征; (5) 团块状结构: 在 FMI 图像上表现为低阻暗棕色基质包围高阻亮黄色团块的特征, 基质呈塑性变形围绕团块分布, 或被团块分割为孤立状, 相邻团块接触处发育缝合线构造, 经历过强烈的同生期快

速沉积与成岩期压实、压溶作用；(6) 薄层状结构：在 FMI 图像上表现为低阻暗棕色条带呈薄层状分布的特征，层面多平直，较为稳定连续，而且岩石几乎不含生物碎屑，与上下围岩也多为过渡接触，常出现在互层状结构岩石之间。

自下而上，DB1 直井揭示茅一 c 亚段主要为富有机质泥晶灰岩，发育“眼皮”构造、团块状结构、互层状结构；茅一 b 亚段主要发育致密泥晶灰岩，“眼球”构造为主，有机质丰度相对较差；茅一 a 亚段主要为富有机质泥晶生屑灰岩，发育层状结构、互层状结构和“眼皮”/“眼球”状结构。

3.1.2 矿物特征

通过 Litho Scanner 岩性扫描测井计算得到的结果显示，茅一段主要由方解石、白云石组成，含少

量的石英、滑石等矿物。方解石含量最高，平均达 85.77%，其中断层上盘方解石平均含量为 89.96%，断层下盘平均为 83.44%。针对断层上、下盘的滑石和石英含量进行了对比研究，断层上盘滑石和石英含量少，滑石平均含量为 1.48%，石英平均含量为 3.84%；断层下盘相对上盘滑石和石英含量略有增加，滑石平均含量为 5.86%，石英平均含量为 4.4%（表 1）。不同岩石宏观结构下的矿物组成存在较大差异，如从块状结构到薄层状结构变化，出现方解石含量逐渐减少的现象，白云石、石英和滑石的含量呈逐渐增多趋势（图 4），并且白云石、石英和滑石具有明显的伴生关系，这表明白云石、石英和滑石主要为成岩作用的产物，可能为交代生屑成因。

表 1 DB1 井茅一段岩石矿物组成特征表
Table 1 Rock mineral composition of the first member of Maokou Formation in Well DB1

断层	地层	黏土矿物 /%	石英 /%	钾长石 /%	斜长石 /%	方解石 /%	白云石 /%	黄铁矿 /%	滑石 /%
上盘	茅二 a	0.4	2	0.3	1.2	94.2	1.6	0.1	0
	茅二 b	0.4	3.4	0.3	1	88.9	5.8	0.1	0
	茅一 a	0.5	3.1	0.3	1	90.1	1.3	0.1	3.6
		0.1	3.9	0.4	0.7	89.3	4.7	0.1	0.8
		0.3	6.8	0.2	0.6	87.1	1.9	0.1	3
下盘	茅二 a	0.5	1.8	0.3	0.8	94.2	2.2	0.2	0
	茅二 c	0.4	1.3	0.2	1.3	92.5	4.1	0.2	0
		0.4	1.1	0.5	0.9	95.8	0.9	0.3	0
	茅一 a	0.4	5.5	0.4	1.4	80.3	7	0.1	4.9
		0.1	5	0.1	1.3	78.1	4.4	0.1	10.8
	茅一 b	0.1	1.1	0.3	1.2	93.3	3.3	0.2	0.4
	茅一 c	0.4	11.8	0.3	2.5	59.8	5.2	0.1	19.8
		0.7	3.3	0.2	3.8	84.3	2.2	0.1	5.4
		1.1	8.7	0.3	1	72.5	4.9	0.1	11.4

注：断层上盘茅二 c 亚段、断层下盘茅二 b 亚段未进行取样实验。

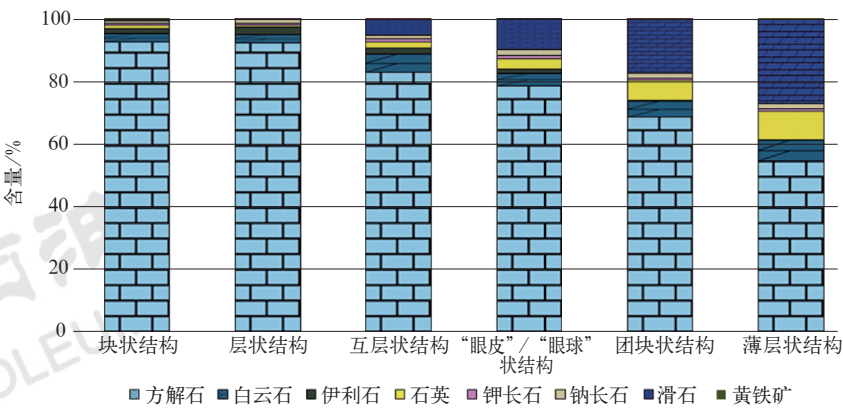


图 4 DB1 井茅一段不同岩石宏观结构的矿物组成特征图

Fig.4 Mineral composition characteristics of various rock macro textures in the first member of Maokou Formation in Well DB1

3.2 储集空间与物性

3.2.1 孔缝特征

通过对茅一段岩心薄片、氩离子抛光扫描电镜分析,茅一段储集空间类型多样,可见溶蚀孔、黏土矿物孔隙、晶间孔、晶内孔、有机质孔及微裂缝。基质孔隙以微米级为主,发育纳米级孔隙,局部见毫米级溶孔。溶蚀孔是茅一段的重要储集空间类型,主要发育在薄层状、团块状和“眼皮”/“眼球”状结构中(图5a、b),块状结构和层状结构中较为少见。部分可见溶蚀缝,呈弯曲的港湾状边界(图5c、d)。溶蚀孔孔径多大于 $150\mu\text{m}$,晶内孔和晶间孔孔径多为 $1\sim 6\mu\text{m}$ (图5e、f)。黏土矿物

孔隙主要与滑石有关,包括滑石与其他矿物和颗粒之间的粒缘孔,以及滑石晶体内部片状结构收缩形成的微裂缝(孔),也主要分布在薄层状、团块状和“眼皮”/“眼球”状结构中(图5g)。微裂缝的缝宽大多大于 $0.2\mu\text{m}$,镜下可见一部分微裂缝被方解石充填,另一部分未被充填的微裂缝是重要的油气储集空间和油气运聚通道(图5h)。有机质孔主要发育在有机质含量较高的薄层状、团块状结构中,纵向上多发育于茅一a亚段和茅一c亚段中,与页岩的有机质孔相似,孔隙形状不规则,大小分布范围为 $1\sim 500\text{nm}$ (图5i)。整体上,茅一段以无机孔为主,属裂缝—孔隙型储层,裂缝主要作用是改善渗流性。

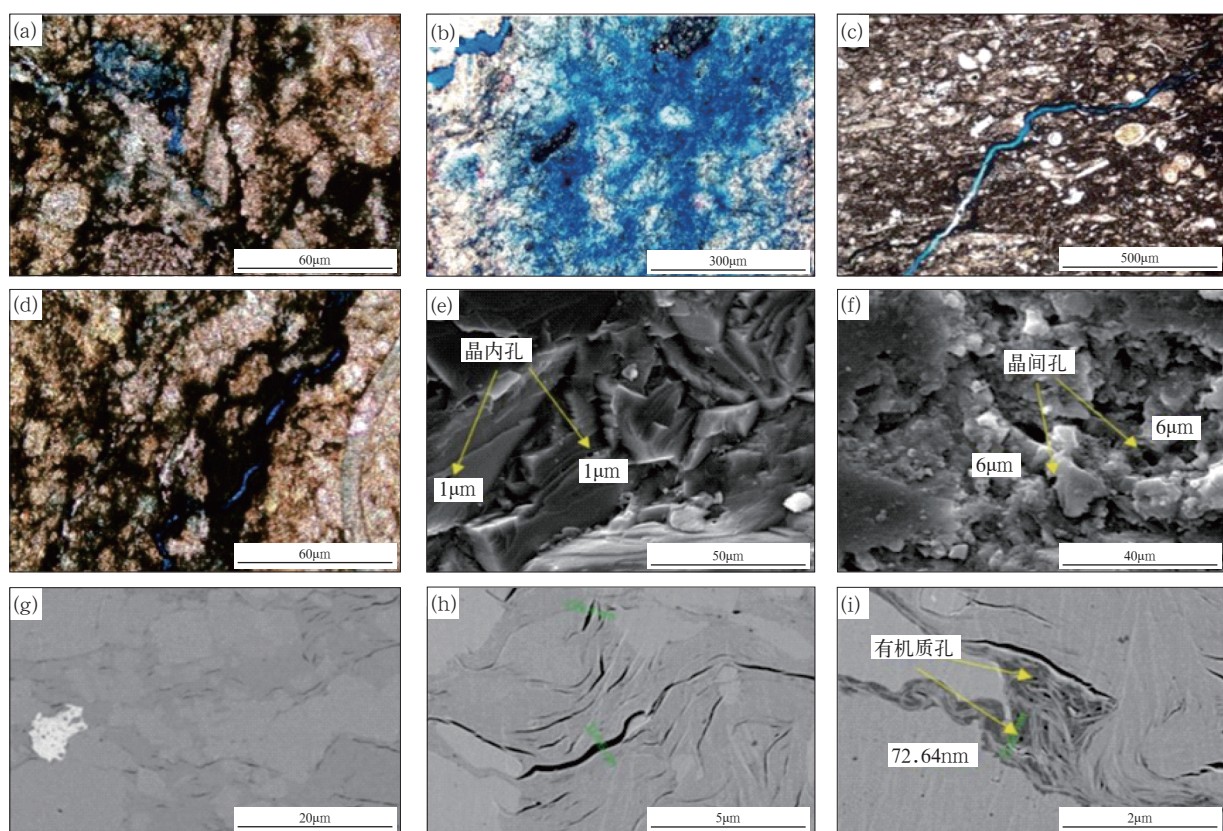


图5 渝西大安地区DB1井茅一段储层储集空间特征图

Fig.5 Characteristics of reservoir space in the first member of Maokou Formation in Well DB1 in Da'an area in the western Chongqing

(a) 2520.75m, 溶蚀孔; (b) 2522.53m, 溶蚀孔; (c) 上盘茅一a亚段, 2517.7m, 溶蚀缝; (d) 2524.66m, 溶蚀缝; (e) 下盘茅一a亚段, 2681.65m, 晶内孔, 孔径为 $1\mu\text{m}$; (f) 上盘茅一a亚段, 2517.45m, 晶间孔, 孔径为 $6\mu\text{m}$; (g) 上盘茅一a亚段, 2718.15m, 微裂缝; (h) 上盘茅一a亚段, 2718.15m, 滑石缝, 缝宽为 314.6nm ; (i) 上盘茅一a亚段, 2718.15m, 有机质孔

基于CT扫描成像技术及三维模型构建,对眼皮、眼球泥晶生屑灰岩的微米级(孔径为 $19.84\sim 1956.2\mu\text{m}$)孔隙结构和连通性分别进行了对比表征,得到孔径以 $25\sim 50\mu\text{m}$ 为主,眼皮灰岩、眼球灰岩微

孔隙的连通性也基本相当,连通性均较好(图6)。眼皮灰岩、眼球灰岩孔径分布特征表明约90%的孔径在 $50\mu\text{m}$ 以下,眼皮灰岩、眼球灰岩二者孔径分布差异不大。

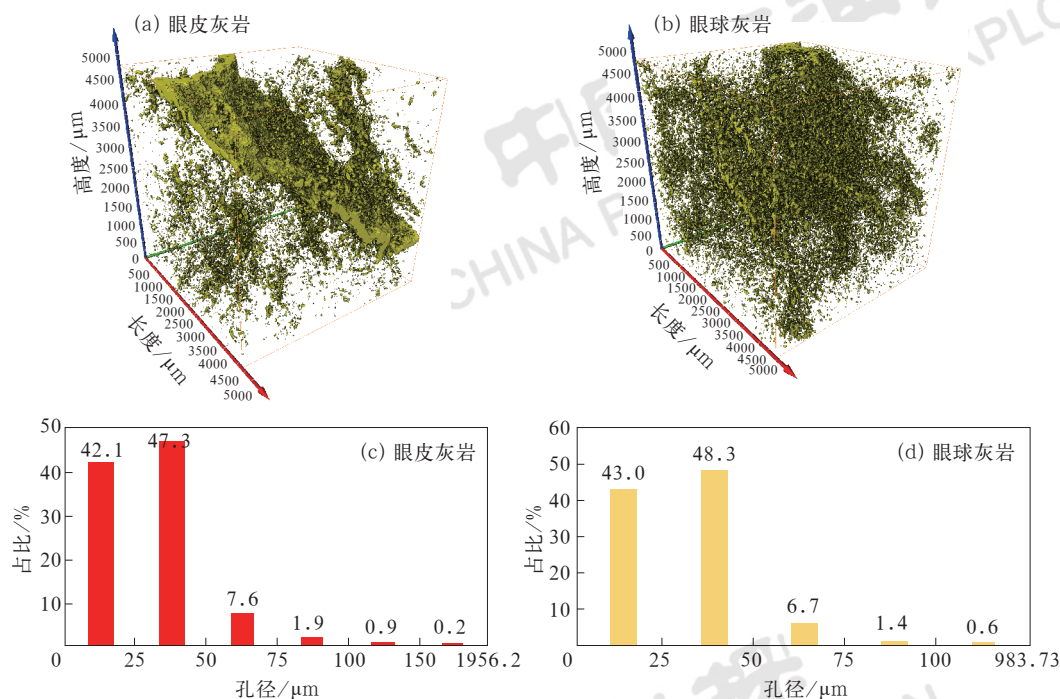


图6 渝西大安地区 DB1 井茅一段 CT 扫描特征图

Fig.6 CT scan characteristics of the first member of Maokou Formation in Well DB1 in Da'an area in the western Chongqing

DB1 直井在茅一段钻遇断层, 断层上、下盘地层测井曲线、地层厚度可对比性强 (图 7)。断点以上重复茅一 a 亚段—茅三段, 断点以下断失茅三段中上部地层, 断层垂直断距约为 138m。FMI 成像测井揭示 DB1 井茅一段断层下盘的裂缝发育程度明显强于上盘, 在断点附近茅一段发育一定程度的网状裂缝, 网状裂缝发育段地层碎裂较严重, 微裂缝发育, 缝面多呈中—低角度特征, 缝面有明显错滑痕迹。在断点附近的取心发现, 裂缝宽为 2~5cm, 裂缝边缘呈折线状、锯齿状, 切过颗粒, 形态呈网格、雁列、树枝、碎裂、流纹等多种类型, 总体表现为剪张裂缝。岩心观察统计表明, 裂缝密度以 50~100 条/m 及 100~200 条/m 居多, 两者累计占比达 64.19%, 总体为层状、团块状和“眼皮”/“眼球”状结构更有利于裂缝的发育。虽然裂缝基本全部方解石充填结晶, 晶面平直, 对储集空间的贡献较小, 但裂缝发育段气测显示十分活跃, 预示着裂缝的发育对地质史上甲烷的运移富集和赋存具有至关重要的作用。

3.2.2 物性特征

茅一段岩心样品物性测试结果显示, 基岩整体平均孔隙度为 1.9%, 其中眼球灰岩孔隙度主要集中在 1%~1.5%, 眼皮灰岩孔隙度主要发育在 1.5%~3% (图 8), 眼皮灰岩孔隙度相对略高。茅

一段平均渗透率为 0.059mD, 整体属于低孔低渗致密储层。

3.3 有机地球化学特征

DB1 井茅一段岩心样品分析 TOC 分布在 0.31%~5.2% 之间, 平均为 1.56%; 岩屑样品 TOC 分布在 0.3%~2.8% 之间, 平均为 1.22%。其中, 断层上盘茅一 a 亚段 TOC 平均为 1.31%, 断层下盘茅一 a 亚段 TOC 平均为 1.58%, 茅一 b 亚段 TOC 平均为 0.71%, 茅一 c 亚段 TOC 平均为 0.95%, 纵向上表现为茅一 a 亚段有机质丰度最高 (图 9)。茅一段不同沉积构造部位的泥晶灰岩和泥晶生屑灰岩有机质含量有明显差别, 眼球灰岩实测 TOC 为 0.31%~0.69%, 眼皮灰岩有机质含量较高, TOC 达 1.57%~5.20%。由此可见, 茅一 a 亚段相较于茅一段其他亚段烃源岩条件好, 眼皮灰岩较眼球灰岩有机质丰度高。结合 DB1 井茅一段灰质源岩岩石热解参数分析, T_{\max} 差异较大 (介于 372~546 $^{\circ}\text{C}$), 平均为 439 $^{\circ}\text{C}$; R_0 为 1.91%~2.38%, 整体处于过成熟干气阶段; 氢指数 I_H 分布在 8.40~137.39mg/g 之间, 平均为 42.74mg/g; 干酪根类型以 III 型为主; 生烃潜量 S_1+S_2 分布在 0.21~2.24mg/g 之间, 平均为 0.69mg/g。

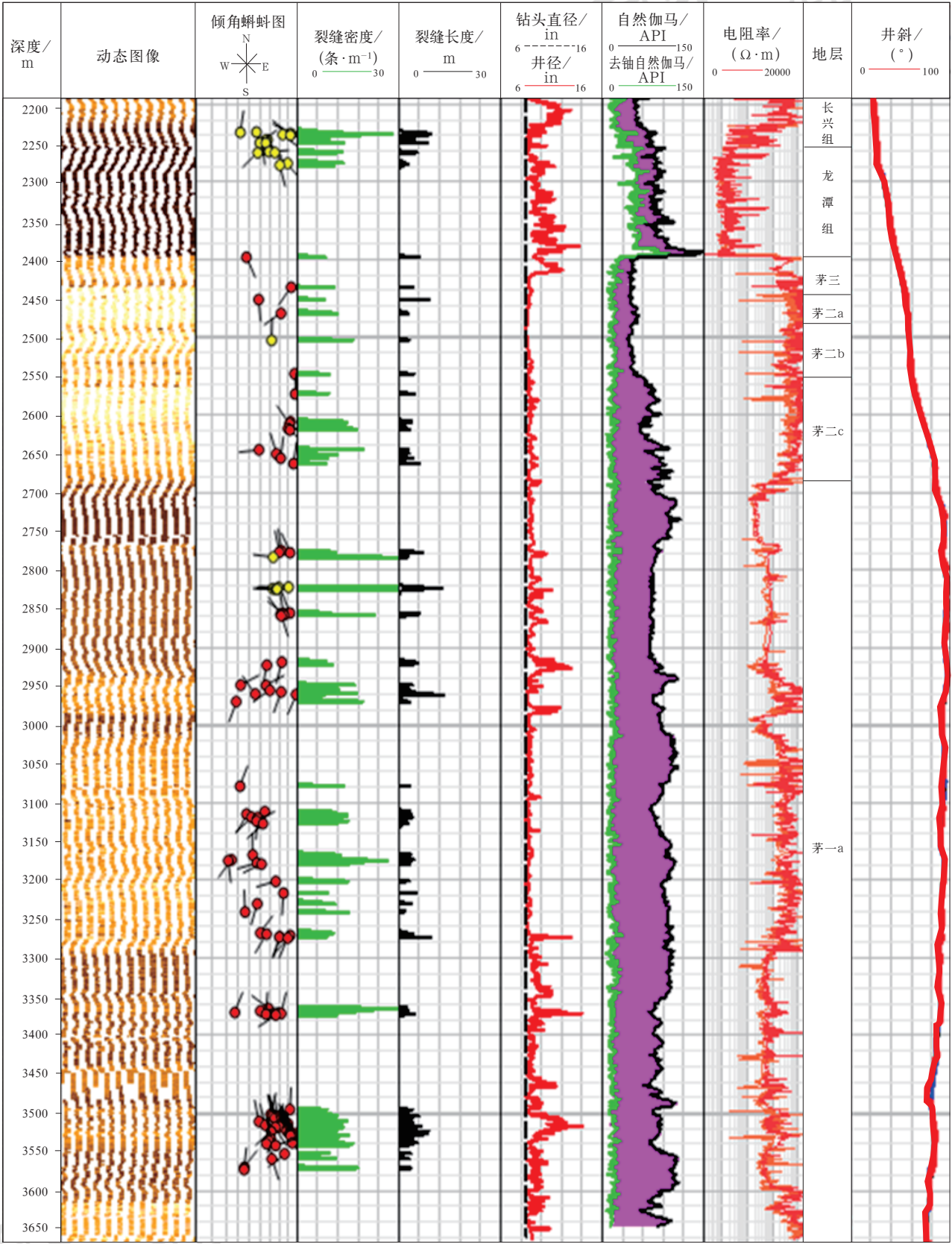


图 7 DB1 井茅一段裂缝纵向分布特征综合柱状图

Fig.7 Comprehensive column of vertical fracture distribution in the first member of Maokou Formation in Well DB1

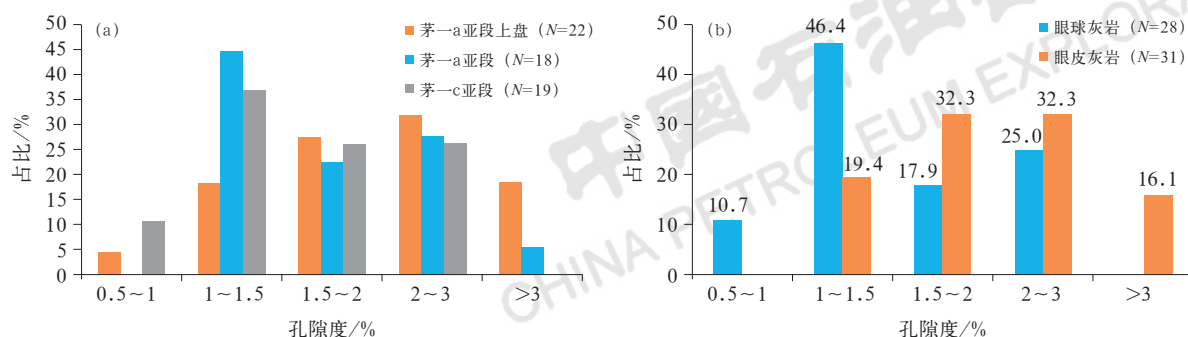


图8 DB1井茅一段孔隙度发育对比图

Fig.8 Comparison of porosity histogram of the first member of Maokou Formation in Well DB1

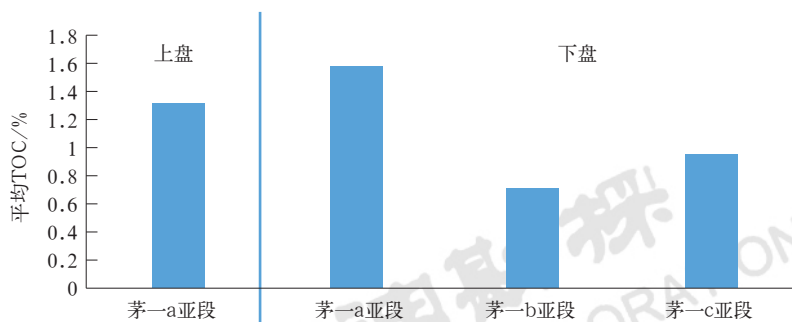


图9 DB1井茅一段平均TOC分布直方图

Fig.9 Average TOC histogram of the first member of Maokou Formation in Well DB1

4 茅一段灰质源岩气主控因素与富集模式

4.1 灰质源岩气主要控制因素

4.1.1 中缓坡相带富有机质暗色泥晶生屑灰岩是天然气富集成藏的基础

茅一段沉积时期渝西大安地区处于川中古隆起控制的中缓坡较低能环境, 沉积环境较为稳定, 无显著构造运动和强烈动荡的水体流动, 茅一段在中缓坡相区内大规模连续沉积。同时沉积水体有来自扬子陆块东南缘陆坡阵发性的上升流, 上升流可带来供给生物繁殖生长的营养盐和富氧环境, 促使水体中蠕虫、介形虫、腹足、刺屑、隐石燕、海百合等生物大量繁殖, 为有机质大规模的沉积富集提供了重要的物质基础。

茅一段发育的眼皮、眼球泥晶生屑灰岩, 依据胶结物和沉积构造特征进一步划分为眼球灰岩、含眼皮眼球灰岩、含眼球眼皮灰岩、眼皮灰岩4种岩相类型。眼皮灰岩及含眼球眼皮灰岩具有较高的有机碳含量, TOC 介于 0.3%~5.2% 之间 (平均为 1.4%), 茅一a亚段和茅一c亚段为 TOC 优势层段, 具有高

声波时差、低密度、低电阻率曲线特征; R_0 主体为 1.91%~2.38%, 已达到过成熟早期, 有利于干气型气藏的形成。茅一a亚段储层厚度在 10m 左右, 茅一c亚段发育上下两套储层甜点 (上层平均厚度为 10.4m, 下层为 11.3m)。茅一段眼皮生屑灰岩、含眼球眼皮灰岩为区域稳定展布、富有机质的有利沉积岩相, 优质的烃源岩条件为连续型灰质源岩气藏的形成提供了优越的源内非常规气成藏背景。

4.1.2 微米级粒间孔、溶蚀孔、有机质孔及微裂缝是烃源岩原生储层的主要储集空间

通过茅一段岩石薄片、扫描电镜、孔渗测试等相关分析发现, 在碳酸盐岩烃源岩储层中, 大量微米级粒间孔构成了良好储集空间和油气运移聚集的孔隙网络; 丰富的有机质含量及大量发育的有机质孔, 通过石灰岩页理缝、层理缝连接形成的孔隙网络, 增添了油气的储集空间; 以溶蚀孔为主的无机孔和有机质孔, 通过大量发育的滑石收缩缝相互连通, 拓展了原生储层的渗流能力及储集空间。富有机质灰质源岩在有机质生烃过程中会产生大量的有机酸与富气的热液水, 这些伴生的有机酸对泥晶生屑灰岩进行酸蚀产生晶间溶孔、生物有机体溶蚀洞, 新生的溶蚀孔洞扩大了储

集空间并改善了油气的储集物性条件,而生排烃时向烃源岩外排泄出高温高压热液水的同时腾出的空间也有利于油气聚集,最终使得具有源储一体、规模连片分布的灰质源岩储层非常规油气藏特性,有别于“具有明显的油气水边界、外源运移聚集于圈闭”的常规油气藏。

4.1.3 封闭保存体系是天然气成藏的关键,断层发育并伴生裂缝有利于天然气富集高产

有利的构造运聚背景与储层裂缝发育是茅一段灰质源岩储层获得天然气富集高产的关键。渝西大安地区在印支期—燕山中晚期构造运动作用下形成东西分带、隆坳相间的隔档式褶皱变形构造格局,同时伴生了大量的北东向逆断层。逆断层在上盘向前逆推挤过程中,受到强烈的挤压和搓碾,断裂附近的破碎岩块变成更加细碎的构造碎裂岩或糜棱岩,经由后期的化学或机械填充,一些未被压实的孔缝可被胶结致密,成为封堵性较好的油气运移遮挡体。喜马拉雅期造山运动的构造挤压变形与隆升剥蚀改造,造成地层泄压和气藏调整,茅一段气藏保存条件就成为天然气能否富集成藏的关键。茅一段上覆的区域性茅二段+茅三段的致密石灰岩直接盖层和龙潭组煤系岩层(泥页岩为主夹薄煤层)的浓度性区域盖层,其下伏的栖霞组也为致密块状石灰岩,这些岩层孔渗物性均较差,可以作为茅一段灰质源岩气藏赋存的顶底封隔板与直接盖层,与封堵性较好的逆断层一起共同构建形成了茅一段气藏的封闭体系(封存箱)。

在背斜构造高部位或构造转折端的断层附近,由

于围岩应力集中及断层两盘的相互作用,会形成沿断层走向分布的诱导裂缝带,这些裂缝带往往集中发育于断层上盘部位。天然气主要富集在断层破裂诱导形成的裂缝带和断控溶蚀缝洞储集体、构造转折端中和面以上的张性应力伴生微裂缝带,断层附近的诱导裂缝带及构造作用形成的微裂缝带为茅口组储层提供了额外的运移通道及储集空间,使各个储层互相连通,并在正向构造高点聚集成藏,成为富集高产的甜点区。

4.2 灰质源岩气富集模式及有利区优选

茅一段富有机质的眼皮灰岩是源储一体、原位富集的物质基础,为油气富集提供烃源岩和原生储集空间;微米级孔隙为主体的储集空间有利于油气的运移流动,古今构造高部位是茅一段烃源岩层生成油气之后的主要运移聚集方向;在构造转折端及断层上盘的岩层破裂地质背景下,灰质源岩储层受断层控制改造成为天然缝网体系发育的裂缝—孔隙型储层,渗流条件得到有效改善,易形成富集高产。此外,诱导裂缝带的存在明显降低了灰质源岩层酸化压裂改造的施工难度,增强了压裂改造裂缝渗流的导流能力,直井酸压改造即有较好的产气效果,沿断层的水平井或顺断面大斜度井具有更大的高产潜力。综合以上分析,构建了渝西大安地区茅一段“源储一体为主兼构造转折带短距离运移富集”灰质源岩气富集成藏模式(图10)。茅一段灰质源岩气成藏过程整体具有富有机质碳酸盐岩沉积—成岩—成烃—成储—成藏—赋存的“源内一体化演变”特征。“源内一体化

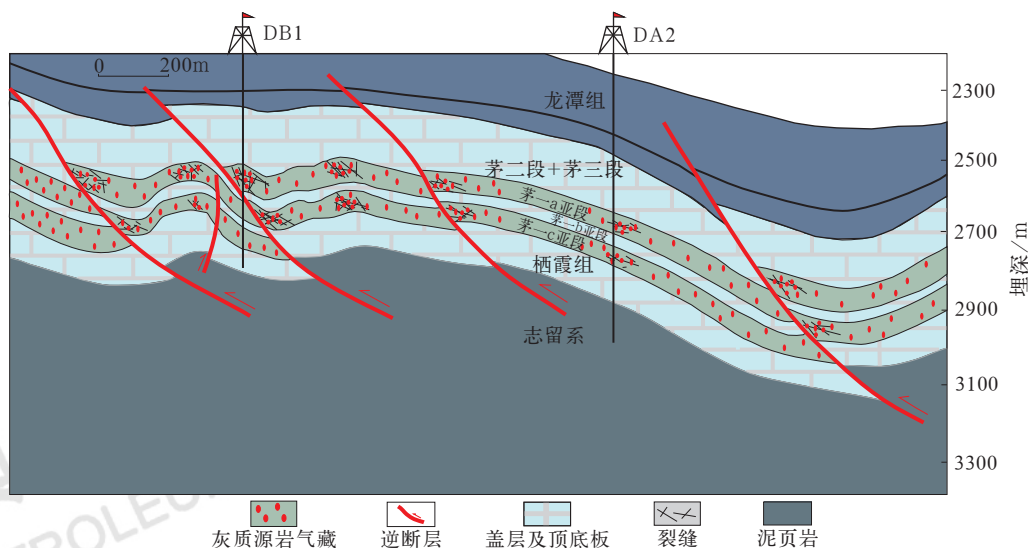


图10 渝西大安地区茅一段灰质源岩气富集模式图

Fig.10 Hydrocarbon enrichment pattern of limy source rock gas in the first member of Maokou Formation in Da'an area in the western Chongqing

演变”是指从沉积成岩到成藏赋存的整体地质史演变过程，均局限在烃源岩层内发生和演化，没有超越“源内”这个范畴，体现了与常规油气“由源内生到源外储”成藏的巨大差别。

茅一段灰质源岩储层具有原生的基质孔隙型和改造的裂缝—孔隙型两种储层类型。成岩早期的海西期—印支期构造形变与断层岩溶改造作用，往往有利于储层性能的改善，成为裂缝—岩溶—孔隙融合的裂缝—孔隙型储层，有利于油气成藏富集高产；而成岩后期的燕山期—喜马拉雅期构造形变与断层改造，则改变了圈闭形态和位置，调整油气藏甚至破坏油气赋存。

在茅一段灰质源岩气富集成藏模式的指导下，以渝西大安地区茅一段沉积相及成储特征研究为基础，结合地震属性预测、构造保存条件，综合烃源岩、储

层、富集、保存因素及叠置作用，提出了茅一段灰质源岩气勘探有利区综合评价体系及参数标准（表2）。围绕基质烃源岩储层和微裂缝预测，开展以精细地震相为基础的协同反演和基于保真保幅下采用叠前地震道集数据分析振幅随偏移距变化的微裂缝优势方位预测，确定灰质源岩气有利勘探甜点。研究表明，茅一段灰质源岩勘探有利区主要分布在构造形变转折带、潜伏背斜构造倾伏端、宽阔向斜带（图11），其中的基质孔隙型储层主要发育在构造形变的相对平稳区，裂缝—孔隙型储层主要分布构造形变的陡变带。因此，灰质源岩气甜点评价既要重视沉积时的古地貌、沉积相带、储层厚度、有机碳含量、孔隙度的原始沉积成储条件评价，又应强化其所处的构造形变部位、构造转折带、断层性质及其侧向封闭性、穿层性等综合分析，评价体系见表2。

表2 茅一段灰质源岩气勘探有利区综合评价体系及参数标准表

Table 2 Comprehensive evaluation system and parameter standard for favorable exploration area of limy source rock gas in the first member of Maokou Formation

评价要素	评价参数	评价类别		
		I	II	III
烃源岩地球化学	有机碳含量 /%	>1.5	1~1.5	<1
	总含气量 / ($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	>3	1.5~3	<1.5
储层物性	孔隙度 /%	>4	1.5~4	<1.5
	厚度 /m	>20	10~20	<10
构造区位	构造部位	构造转折端、向斜构造	构造转折端、背斜倾伏端、向斜构造	高陡背斜
沉积相带	沉积亚相	中缓坡、外缓坡	外缓坡、中缓坡	内缓坡
断层保存	断层断穿上覆地层情况	无断层，或断层断至龙潭组内部	断层未断穿飞仙关组	断层断穿飞仙关组

5 灰质源岩气勘探突破启示与地质意义

5.1 实现了源内勘探新层系、新类型的灰质源岩气突破

渝西大安地区直井和水平井茅一段灰质源岩气相继获得商业气流，突破了该区五峰组—龙马溪组泥质源岩页岩气唯一规模源内非常规勘探的局面，展现了埋藏更浅的中组合层系茅一段灰质源岩气规模增储上产新领域，实现了盆内源岩气又一层系的源内勘探突破，成为四川盆地具有连续稳定展布规模资源的源内勘探新领域、新类型、新层系和开发新产层^[13,26]。

基于烃源岩品质评价及油气成藏条件分析，越靠

近烃源岩的储盖组合越有利于成藏赋存^[26-27]。沉积相带和成岩作用导致的岩性岩相差异，是渝西大安地区茅一段眼皮灰岩、眼球泥晶生屑灰岩储层发育的主控因素，即中缓坡相沉积带控制了富有机质灰质源岩储层的发育特征和区域分布格局，沉积后的成岩、成烃、海西期—印支期断裂和断溶叠合作用拓展了纳米—微米级主体储集空间的形成，增强了石灰岩渗透性并改善了灰质源岩储层物性，继而成为茅一段灰质源岩气富集高产的主因。

DB1直井和DB1H水平井均实现商业气流突破，表明茅一段灰质源岩气成藏赋存条件好，具有规模资源的“连续型气藏”源内勘探潜力，已成为四川盆地重要的潜在勘探新层系^[13]。DB1H井的天然气勘探突

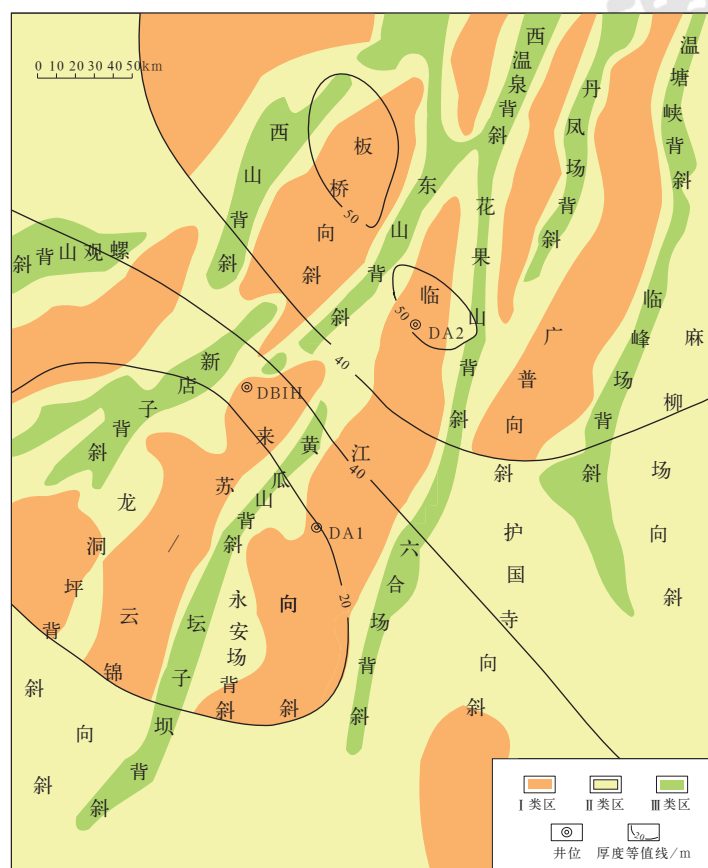


图 11 渝西大安地区茅一段灰质源岩气成藏赋存综合评价图

Fig.11 Comprehensive evaluation results of favorable exploration area of limy source rock gas in the first member of Maokou Formation in Da'an area in the western Chongqing

破和有效生产, 不仅证明了茅一段灰质源岩具有巨大的源内天然气开发潜力^[23], 而且对于指导四川盆地茅一段源储一体的碳酸盐岩源内气藏后续勘探开发具有借鉴示范。

5.2 水平井酸化压裂增产改造方式提供了灰质源岩气提产技术方案

渝西大安地区 DB1H 井是中国石油部署在四川盆地针对茅一段源内气藏产能潜力评价的首口水平井, 也是中国石油浙江油田公司率先依据源内勘探理念在渝西大安地区进行茅口组灰质源岩气水平井增产改造技术攻关的重大突破井。DB1H 井的突破, 是建立在部署实施水平井的开发模式和分段酸化压裂的增产改造措施“双驱动”融合之上。与 DB1 直井相比, DB1H 井酸化压裂作业表现为高规模、高排量、高强度、高压降, 具有穿透源储层长、泄气面积大的优点, 估计单井缝控地质储量超 $1 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。DB1H 井实现高产量的试采生产, 证实了四川盆地茅一段灰质源岩连续型气藏具有区域稳定展布的万亿立方米规模资源

和可采储量, 为盆地寻找源内新型规模天然气藏增强了勘探信心。

5.3 灰质源岩气规模资源潜力对四川盆地茅一段勘探具有借鉴意义

四川盆地茅一段灰质源岩层有机质丰度较高、生气强度高、烃源岩厚度大、储集条件好, 勘探潜力巨大(图 12)。据不完全统计, 盆内钻穿茅一段录井有油气显示的各类别钻井超 330 口, 活跃的气测异常显示接近 500 余次, 气测显示集中分布在斜坡相富有机质的灰质源岩层, 少部分为构造—岩性叠合圈闭内的台缘高能滩相白云岩储层(钻井揭示不在圈闭内的白云岩储层既无成藏条件也无常规气显示), 表明了茅一段灰质源岩气分布的广泛性和不受构造圈闭控制的非常规富集成藏特性。已钻井储层类型中裂缝—孔隙型、基质孔隙型和溶蚀孔隙型均有发育。DB1H 井控制地质储量为 $1.29 \times 10^8 \text{ m}^3$, 预测天然气最终可采储量(EUR)为 $0.75 \times 10^8 \text{ m}^3$, 目前试气半年的累计产量已达 $1800 \times 10^4 \text{ m}^3$, 试气效果与其地腹深层的龙

马溪组海相页岩气井相当, 展示了较好的资源潜力。基于中国石油西南油气田公司对四川盆地茅一段前期资源评价成果, 茅一段灰质源岩发育受川中古隆起的控制, 具有岩性“西部灰岩纯净、东部富泥质”和烃源岩层分布“西薄东厚”的展布特征, 岩性以泥质灰岩、泥晶生物灰岩、泥晶生屑灰岩为主, 厚度范围为

30~260m (渝西大安地区为 80~150m), TOC 为 0.5%~3.6%, 为中等—好等级的烃源岩^[28], 估算四川盆地源岩气资源量可达 $2 \times 10^{12} \text{m}^3$, 证实了茅一段灰质源岩气开发资源潜力巨大, 对于整个四川盆地茅一段源储一体的灰质源岩气后续勘探开发具有重要的支撑和借鉴。

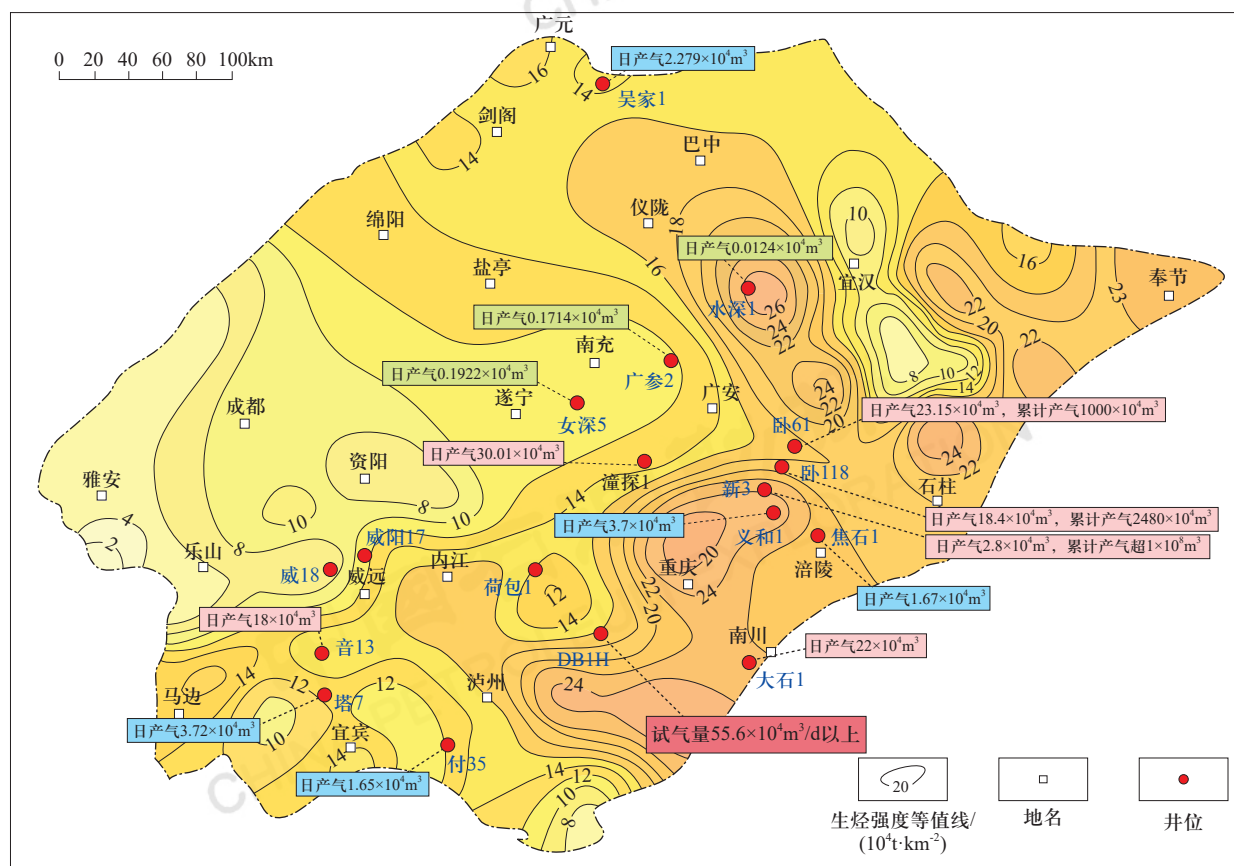


图 12 四川盆地茅一段灰质源岩生烃强度与获气井平面分布图 (据文献 [4] 修改)

Fig.12 Gas generation intensity of limy source rock in the first member of Maokou Formation and location of gas wells in Sichuan Basin (modified after reference [4])

6 结论

(1) 渝西大安地区针对茅一段灰质源岩储层部署了首口产能评价水平井——DB1H 井, 既是四川盆地首次在茅一段新层系采用水平井方式实现灰质源岩储层获得高产突破井和试采生产井, 也是浙江油田首次通过源内非常规勘探理念开展茅一段灰质源岩气新类型评价水平井增产改造技术攻关的重大突破, 酸化压裂后试气产量达到了 $55.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 实现了渝西茅一段灰质源岩气的勘探突破。

(2) 渝西大安地区茅一段中斜坡相沉积富有机质泥晶生屑灰岩 (有别于渝东下斜坡相泥灰岩和渝北裂

陷槽盆泥灰岩), 可细划为块状、层状、互层状、“眼皮”/“眼球”状、团块状和薄层状 6 类岩石宏观结构, 其中薄层状、团块状和“眼皮”/“眼球”状结构为最有利的富有机质源岩储层岩相。基于沉积岩性、岩相的不同和后期构造改造微裂缝差异发育的叠置, 四川盆地内茅一段构筑成“源内非常规气” (基于中斜坡带—盆地相富有机质灰岩沉积的灰质源岩气) 和“源外非常规气” (基于台缘高能滩相和岩溶体的构造岩性复合圈闭气藏) 两种气藏类型, 受构造—沉积格局的叠置控制在构造转折带 + 高能相变带可形成更具开发潜力的茅一段“组合气藏”。

(3) 渝西大安地区茅一段灰质源岩具有优质的源

储一体、区域成藏、连片赋存富气地质条件,属于连续型非常规气藏,可细分评价出基质—孔隙型(原生型)和裂缝—孔隙型(改造型)两种储集类型和勘探甜点。中缓坡相带富有机质暗色泥晶生屑灰岩的发育是天然气富集成藏的基础,有利的天然气古构造聚集背景与张性溶蚀微裂缝叠置是茅一段灰质源岩储层天然气富集高产的关键。建立了渝西大安地区茅一段“源储一体为主兼构造转折带短距离运移富集”灰质源岩气成藏模式。茅一段灰质源岩气成藏过程整体具有富有机质碳酸盐岩沉积—成岩—成烃—成储—成藏—赋存的“源内一体化演变”特征,建立了相应的灰质源岩气甜点评价的评价体系。斜坡带富有机质暗色灰质烃源岩的发育、有利的大型古隆起和现今背斜构造地质背景,及其与古断层有关的断控型岩溶、张性应力微裂缝的发育叠置,是新型的茅一段灰质源岩气储层富集高产关键要素。

参考文献

- [1] 杨智, 邹才能. 论常规—非常规油气有序“共生富集”: 兼论常规—非常规油气地质学理论技术[J]. 地质学报, 2022, 96(5): 1635–1653.
Yang Zhi, Zou Caineng. Orderly “symbiotic enrichment” of conventional & unconventional oil and gas—discussion on theory and technology of conventional & unconventional petroleum geology[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(5): 1635–1653.
- [2] 徐祖新. 川东地区中二叠统茅口组天然气成因及气源[J]. 特种油气藏, 2019, 26(2): 16–22.
Xu Zuxin. Genesis and source of gas in middle Permian Maokou Formation of eastern Sichuan Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2019, 26(2): 16–22.
- [3] 胡安平, 潘立银, 郝毅, 等. 四川盆地二叠系栖霞组、茅口组白云岩储层特征、成因和分布[J]. 海相油气地质, 2018, 23(2): 39–52.
Hu Anping, Pan Liyin, Hao Yi, et al. Origin, characteristics and distribution of dolostone reservoir in Qixia Formation and Maokou Formation, Sichuan Basin, China[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2018, 23(2): 39–52.
- [4] 江青春, 汪泽成, 苏旺, 等. 四川盆地中二叠统茅口组一段泥灰岩源内非常规天然气成藏条件及有利勘探方向[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(6): 82–97.
Jiang Qingchun, Wang Zecheng, Su Wang, et al. Accumulation conditions and favorable exploration orientation of unconventional natural gas in the marl source rock of the first member of the middle Permian Maokou Formation, Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(6): 82–97.
- [5] 张宏光. 川南地区茅口组岩溶缝洞群气藏成藏主控因素[J]. 天然气技术与经济, 2020, 14(1): 21–26.
Zhang Hongguang. Main factors controlling hydrocarbon accumulation in fractured–vuggy karst gas reservoirs of Maokou Formation, southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2020, 14(1): 21–26.
- [6] 胡东风, 王良军, 张汉荣, 等. 碳酸盐岩烃源岩气藏的发现及其油气地质意义: 以四川盆地涪陵地区中二叠统茅口组一段气藏为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 23–33.
Hu Dongfeng, Wang Liangjun, Zhang Hanrong, et al. Discovery of carbonatite source rock gas reservoir and its petroleum geological implications: a case study of the gas reservoir in the first member of middle Permian Maokou Formation in the Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 23–33.
- [7] 黄士鹏, 江青春, 汪泽成, 等. 四川盆地中二叠统栖霞组与茅口组烃源岩的差异性[J]. 天然气工业, 2016, 36(12): 26–34.
Huang Shipeng, Jiang Qingchun, Wang Zecheng, et al. Differences between the middle Permian Qixia and Maokou source rocks in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(12): 26–34.
- [8] 黄籍中, 吕宗刚. 碳酸盐岩烃源岩判识与实践: 以四川盆地为例[J]. 海相油气地质, 2011, 16(3): 8–14.
Huang Jizhong, Lü Zonggang. How to judge carbonatite rock as source rock: a case of Sichuan Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2011, 16(3): 8–14.
- [9] 李红敬, 解习农, 黄俊华, 等. 川西北二叠系茅口组海相优质烃源岩发育控制因素[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2012, 37(1): 171–180.
Li Hongjing, Xie Xinong, Huang Junhua, et al. Main factors controlling the formation of excellent marine source rocks in Permian Maokou Formation of northwest Sichuan, China[J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2012, 37(1): 171–180.
- [10] 梁狄刚, 郭彤楼, 陈建平, 等. 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, 2008, 13(2): 1–16.
Liang Digang, Guo Tonglou, Chen Jianping, et al. Some progresses on studies of hydrocarbon generation and accumulation in marine sedimentary regions, southern China(part1): distribution of four suits of regional marine source rocks[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2008, 13(2): 1–16.
- [11] 胡东风. 四川盆地元坝地区茅口组台缘浅滩天然气勘探的突破与启示[J]. 天然气工业, 2019, 39(3): 1–10.
Hu Dongfeng. Breakthrough in natural gas exploration in the platform margin shoal at the Maokou Fm in the Yuanba area, Sichuan Basin, and its implications[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(3): 1–10.
- [12] 韩月卿, 郝运轻, 韩文彪, 等. 川东南地区中二叠统茅口组一段眼球状灰岩成因机理[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(6): 12–21.
Han Yueqing, Hao Yunqing, Han Wenbiao, et al. Genetic mechanism of eyeball-shaped limestone in first member of middle Permian Maokou Formation in southeast Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(6): 12–21.
- [13] Wang Zhanghu, Ma Zhongliang, Zheng Lunju, et al. Dynamic evolution characteristics of the “source–reservoir” integration of gray marl and its geological significance to unconventional gas: insights from pyrolysis experiments[J]. Petroleum Science, 2023, 20(2): 705–720.
- [14] 梁兴, 徐政语, 栗维民, 等. 蜀南—渝西地区下二叠统茅一段灰质源岩气储层特征及主控因素: 以 DB1 井为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(4): 714–725.
Liang Xing, Xu Zhengyu, Li Weimin, et al. Characteristics and main controlling factors of the limy source rock gas reservoir in the first member of the Lower Permian Maokou

- Formation in the southern Sichuan and western Chongqing area: a case study of well DB 1[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023,45(4):714–725.
- [15] 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.
- [16] 董大忠, 高世葵, 黄金亮, 等. 论四川盆地页岩气资源勘探开发前景[J]. *天然气工业*, 2014,34(12):1–15.
- Dong Dazhong, Gao Shikui, Huang Jinliang, *et al.* A discussion on the shale gas exploration & development prospect in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014,34(12):1–15.
- [17] 肖笛, 谭秀成, 山述娇, 等. 四川盆地南部中二叠统茅口组古岩溶地貌恢复及其石油地质意义[J]. *地质学报*, 2014,88(10):1992–2002.
- Xiao Di, Tan Xiucheng, Shan Shujiao, *et al.* The restoration of palaeokarst geomorphology of middle Permian Maokou Formation and its petroleum geological significance in southern Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014,88(10):1992–2002.
- [18] 李珊. 四川盆地二叠系茅口组烃源岩发育分布及成藏模式[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- Li Shan. The distribution of source rocks and hydrocarbon accumulation model of the Permian Maokou Formation in Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2021.
- [19] 江为为, 刘伊克, 郝天珩, 等. 四川盆地综合地质、地球物理研究[J]. *地球物理学进展*, 2001,16(1):11–23.
- Jiang Weiwei, Liu Yike, Hao Tianyao, *et al.* Comprehensive study of geology and geophysics of Sichuan Basin[J]. *Progress in Geophysics*, 2001,16(1):11–23.
- [20] 韩月卿, 李双建, 韩文彪, 等. 川东南地区中二叠统茅口组灰泥灰岩储层孔隙特征[J]. *石油实验地质*, 2022,44(4):666–676.
- Han Yueqing, Li Shuangjian, Han Wenbiao, *et al.* Pore characteristics of marl reservoir in Maokou Formation of Middle Permian, southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022,44(4):666–676.
- [21] 张廷山, 陈晓慧, 刘治成, 等. 峨眉山幔柱构造对四川盆地栖霞期沉积格局的影响[J]. *地质学报*, 2011,85(8):1251–1264.
- Zhang Tingshan, Chen Xiaohui, Liu Zhicheng, *et al.* Effect of emeishan mantle plume over the sedimentary pattern of mid-Permian Xixia Period in Sichuan Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2011,85(8):1251–1264.
- [22] 王欣欣. 川西北中二叠统栖霞组、茅口组碳酸盐岩储层沉积学[D]. 成都: 成都理工大学, 2017.
- Wang Xinxin. Sedimentological research on the carbonatite reservoir of Chihhsia and Maokou Formation in northwest Sichuan[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2017.
- [23] 潘磊, 唐德海, 李让彬, 等. 涪陵地区茅三段热液白云岩展布影响因素分析[J]. *特种油气藏*, 2021,28(3):15–24.
- Pan Lei, Tang Dehai, Li Rangbin, *et al.* Analysis of influencing factors on distribution of hydrothermal dolomite of member 3 of Maokou Formation in Fuling area[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2021,28(3):15–24.
- [24] 张宇, 曹清古, 罗开平, 等. 四川盆地二叠系茅口组油气藏勘探发现与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2022,43(3):610–620.
- Zhang Yu, Cao Qinggu, Luo Kaiping, *et al.* Reservoir exploration of the Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and enlightenment obtained[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(3):610–620.
- [25] 刘国强, 赵先然, 袁超, 等. 陆相页岩油宏观结构测井评价及其甜点优选[J]. *中国石油勘探*, 2023,28(1):120–134.
- Liu Guoqiang, Zhao Xianran, Yuan Chao, *et al.* Logging evaluation of macro-structure of continental shale oil reservoir and sweet spots selection[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023,28(1):120–134.
- [26] 王清华, 杨海军, 徐振平, 等. 塔里木盆地库车坳陷克探1井重大突破与勘探意义[J]. *中国石油勘探*, 2023,28(2):1–10.
- Wang Qinghua, Yang Haijun, Xu Zhenping, *et al.* Major breakthrough and exploration significance of Well Ketan 1 in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023,28(2):1–10.
- [27] 梁兴, 张朝, 单长安, 等. 山地浅层页岩气勘探挑战、对策与前景: 以昭通国家级页岩气示范区为例[J]. *天然气工业*, 2021,41(2):27–36.
- Liang Xing, Zhang Zhao, Shan Chang'an, *et al.* Exploration challenges, countermeasures and prospect of mountain shallow shale gas: a cased study on the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area[J]. *Natural Gas Industry*, 2021,41(2):27–36.
- [28] 汪泽成. 上扬子克拉通盆地演化与含油气系统[M]. 北京: 科学出版社, 2023:351–353.
- Wang Zecheng. Basin evolution and petroleum systems of the upper Yangtze Craton[M]. Beijing: Science Press, 2023:351–353.