

文章编号: 0253-2697(2024)09-1309-15 DOI:10.7623/syxb202409001

四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气勘探发现及其意义

雍锐¹ 吴建发² 吴伟² 杨雨然² 徐亮² 罗超² 刘佳² 何一凡²
钟可塑² 李彦佑² 朱逸青² 陈丽清²

(1. 中国石油西南油气田公司 四川成都 610051; 2. 中国石油西南油气田公司页岩气研究院 页岩气评价与开采四川省重点实验室 四川成都 610051)

摘要:寒武系筇竹寺组是中国最早进行页岩气勘探和研究的层系之一,早期由于整体地质认识不清,加之受工程技术条件限制,仅在埋深小于3500 m、构造相对平缓的威远背斜和长宁背斜实施勘探评价工作,但生产情况不佳,未实现大规模的商业开发。近期,资201井和威页1H井取得重大勘探突破,标志着“德阳—安岳”裂陷槽筇竹寺组深层页岩气在地质认识上取得了重大进展。“德阳—安岳”裂陷槽控制了筇竹寺组的沉积环境,槽内深水硅质泥棚相和槽缘斜坡深水含粉砂质泥棚相为优势沉积相带,有利于页岩气富集成藏。筇竹寺组在纵向上发育多套页岩储层,以1小层、3小层、5小层和7小层为主。其中,5小层为主力突破层,其总有机碳含量为2.7%~3.1%,孔隙度为4.2%~4.9%,脆性矿物含量为69.5%~76.5%,含气量为7.8~9.5 m³/t,成熟度适中,为3.0%~3.5%;3小层为潜力勘探层。筇竹寺组有望实现多层段立体开发。裂陷槽中段寒武系底界构造简单,无明显大断层,筇竹寺组的地层压力系数主体在1.8以上,保存条件良好。裂陷槽的存在提供了充足的沉积空间和物质基础,使得筇竹寺组页岩的烃源丰富,生气量高;乐山—龙女寺古隆起的存在避免了筇竹寺组页岩过高热演化。建立了“槽-隆”页岩气富集模式,明确了筇竹寺组有利勘探面积为4400 km²,资源量为2×10¹² m³。筇竹寺组页岩气的勘探突破开辟了又一个万亿立方米储量、百亿立方米产量的页岩气增储上产新阵地。下一步将复制资201井地质—工程一体化高产模式,将其推广应用到整个南方上扬子地区海相深层—超深层页岩气勘探开发领域。

关键词:四川盆地;裂陷槽;筇竹寺组;深层页岩气;成藏条件;勘探突破

中图分类号:TE132.1

文献标识码:A

Exploration discovery of shale gas in the Cambrian Qiongzhusi Formation of Sichuan Basin and its significance

Yong Rui¹ Wu Jianfa² Wu Wei² Yang Yuran² Xu Liang² Luo Chao² Liu Jia² He Yifan²
Zhong Kesu² Li Yanyou² Zhu Yiqing² Chen Liqing²

(1. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Sichuan Chengdu 610051, China;

2. Shale Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company; Sichuan

Provincial Key Laboratory of Shale Gas Evaluation and Exploitation, Sichuan Chengdu 610051, China)

Abstract: The Cambrian Qiongzhusi Formation is one of the earliest series of strata for shale gas exploration and research in China. In the early stage, due to unclear understandings of the overall geological cognition and limited technological conditions, a number of wells were only deployed in the Weiyuan anticline and Changning anticline with a burial depth less than 3500 m and a relatively gentle structure. The production rate of the wells is low, indicating a failure in the large-scale commercial development. Recently, major exploration breakthroughs have been made in Well Zi201 and Well Weiye1H, marking significant progress in geological cognition of the deep shale gas in Qiongzhusi Formation of the Deyang-Anyue aulacogen. The sedimentary environment of Qiongzhusi Formation is controlled by the aulacogen. The deep-water siliceous argillaceous shelf facies in the trough and deep-water silty argillaceous shelf facies on the slope of the trough edge are the dominant sedimentary facies zones, which are conducive to the enrichment and accumulation of shale gas. Vertically, Qiongzhusi Formation has developed multiple sets of shale reservoirs, mainly consisting of the 1st, 3rd, 5th, and 7th substrata. In particular, the 5th substratum is a key breakthrough layer with the total organic carbon content of 2.7% to 3.1%, porosity of 4.2% to 4.9%, brittle mineral content of 69.5% to 76.5%, gas content of 7.8 m³/t to 9.5 m³/t, and moderate maturity of 3.0% to 3.5%. The 3rd substratum is a potential exploration stratum. Qiongzhusi Formation is expected to realize multi-interval three-dimensional development. The bottom margin of the Cambrian System has a simple structure in the middle section of the aulacogen, lacking of obvious major faults. The pressure coefficient of Qiongzhusi Formation is generally above 1.8, and the preservation conditions are favorable. The aulacogen provides sufficient sedimentary space and material basis, as a result of which the shale in Qiongzhusi Formation is rich in hydrocarbon sources and has achieved a high volume of gas production; the existence of Leshan-Longnüsi paleo-uplift prevents the shale in Qiongzhusi Formation from excessive thermal evolution. A “aulacogen-paleo-uplift” shale gas enrichment model has been established, and it has been determined that the favorable exploration area of Qiongzhusi Formation is 4400 km² and the resources amounts to 2×10¹² m³. The exploration breakthrough of shale gas in Qiongzhusi For-

基金项目: 中国石油天然气集团有限公司科技项目“新区新层系有利区优选与勘探评价关键技术研究”(2023ZZ21YJ04)、中国石油西南油气田公司科研项目“德阳—安岳裂陷槽筇竹寺组页岩气富集规律研究”(20230304-07)和中国石油天然气股份有限公司气藏评价项目“德阳—安岳裂陷槽中段筇竹寺组页岩古地貌刻画及有利区综合评价”资助。

第一作者: 雍锐, 1977年6月生, 2000年获中国石油大学(华东)学士学位, 现为中国石油西南油气田公司总经理、正高级工程师, 主要从事天然气开发研究及技术管理工作。Email: yongrui@petrochina.com.cn

通信作者: 吴伟, 1987年9月生, 2015年获中国石油勘探开发研究院博士学位, 现为中国石油西南油气田公司页岩气研究院高级工程师, 主要从事页岩气勘探开发研究工作。Email: wuwei06@petrochina.com.cn

mation has opened up another new field for achieving a trillion of cubic meters of reserves and a billion of cubic meters of production. Next, the geological-engineering integrated high-yield model of Well Zi201 will be promoted and applied to the exploration and development fields of marine deep and ultra-deep shale gas in the entire Upper Yangtze area of southern China.

Key words: Sichuan Basin; aulacogen; Qiongzhusi Formation; deep shale gas; reservoir formation conditions; exploration breakthrough

引用:雍锐,吴建发,吴伟,杨雨然,徐亮,罗超,刘佳,何一凡,钟可塑,李彦佑,朱逸青,陈丽清. 四川盆地寒武系筇竹寺组页岩气勘探发现及其意义[J]. 石油学报, 2024, 45(9): 1309-1323.

Cite: YONG Rui, WU Jianfa, WU Wei, YANG Yuran, XU Liang, LUO Chao, LIU Jia, HE Yifan, ZHONG Kesu, LI Yanyou, ZHU Yiqing, CHEN Liqing. Exploration discovery of shale gas in the Cambrian Qiongzhusi Formation of Sichuan Basin and its significance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(9): 1309-1323.

四川盆地页岩气主力产层为五峰组—龙马溪组,截至2021年底,已发现泸州页岩气田、长宁页岩气田、威远页岩气田、涪陵页岩气田和东胜—平桥西页岩气田等多个页岩气田,获得了页岩气勘探开发重大突破。在页岩气十余年的探索实践过程中,学者们创建了一系列页岩气富集高产理论^[1-3],形成了以“五好”(选好区、定好井、钻好井、压好井和管好井)为核心的页岩气勘探开发关键技术,建立了高产井培育模式,支撑了川南地区页岩气的规模效益开发^[4]。

为了拓宽四川盆地页岩油气的勘探场面,针对四川盆地及其周缘地区,中国石油天然气集团有限公司(中国石油)制定了“战略展开奥陶系五峰组—志留系龙马溪组、战略突破海相寒武系筇竹寺组及二叠系吴家坪组、战略准备海陆过渡相二叠系龙潭组和陆相三叠系须家河组及侏罗系自流井组—凉高山组”的勘探思路。筇竹寺组页岩气早期受工程技术条件限制,仅在埋深小于3500 m的威远背斜和长宁背斜开展勘探评价工作,在威201井和威201H3井获得工业气流,但生产情况不佳,未实现大规模商业开发;随着龙马溪组页岩气勘探评价逐渐向深层—超深层进军,钻井技术和压裂工艺逐渐成熟,可勘探深度的下限逐渐拓展。中国石油西南油气田公司通过开展大量常规气藏过路井的钻井、录井和岩屑资料复查,结合地震资料,初步刻画了筇竹寺组页岩气勘探有利区,并于2021年在裂陷槽内、斜坡等不同相带分别部署了资201井和威页1H井,两口井相继取得勘探突破,证实德阳—安岳裂陷槽内的筇竹寺组具有巨大的勘探潜力^[5-8]。

基于筇竹寺组实钻井资料,笔者系统分析了德阳—安岳裂陷槽寒武系筇竹寺组页岩的地质条件和富集主控因素,揭示了四川盆地寒武系筇竹寺组勘探潜力,以期对德阳—安岳裂陷槽内筇竹寺组海相页岩气的勘探开发提供参考。

1 区域地质概况

新元古代罗迪尼亚大陆裂解开启了原特提斯洋演化阶段,奠定了晚震旦世—早寒武世四川盆地的伸展构

造背景。受桐湾构造运动多幕次影响,四川盆地震旦系灯影组不同程度地被抬升和剥蚀,并在长宁、德阳、安岳和绵阳地区一带形成裂陷槽(图1),其整体呈SN向展布,具有北深南浅、东陡西缓的特征,奠定了寒武系麦地坪组、筇竹寺组的沉积格局。乐山—龙女寺古隆起在沧浪铺组沉积期形成锥形;加里东期的构造运动使得裂陷槽中段抬升,裂陷槽西侧和东侧相连形成联合古隆起,在海西早期最终定型。乐山—龙女寺古隆起与德阳—安岳裂陷槽共同影响了古今油气藏的形成、调整和保存^[9-11]。

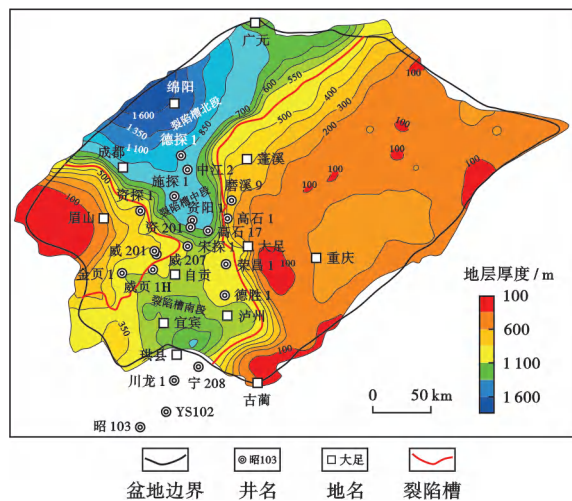
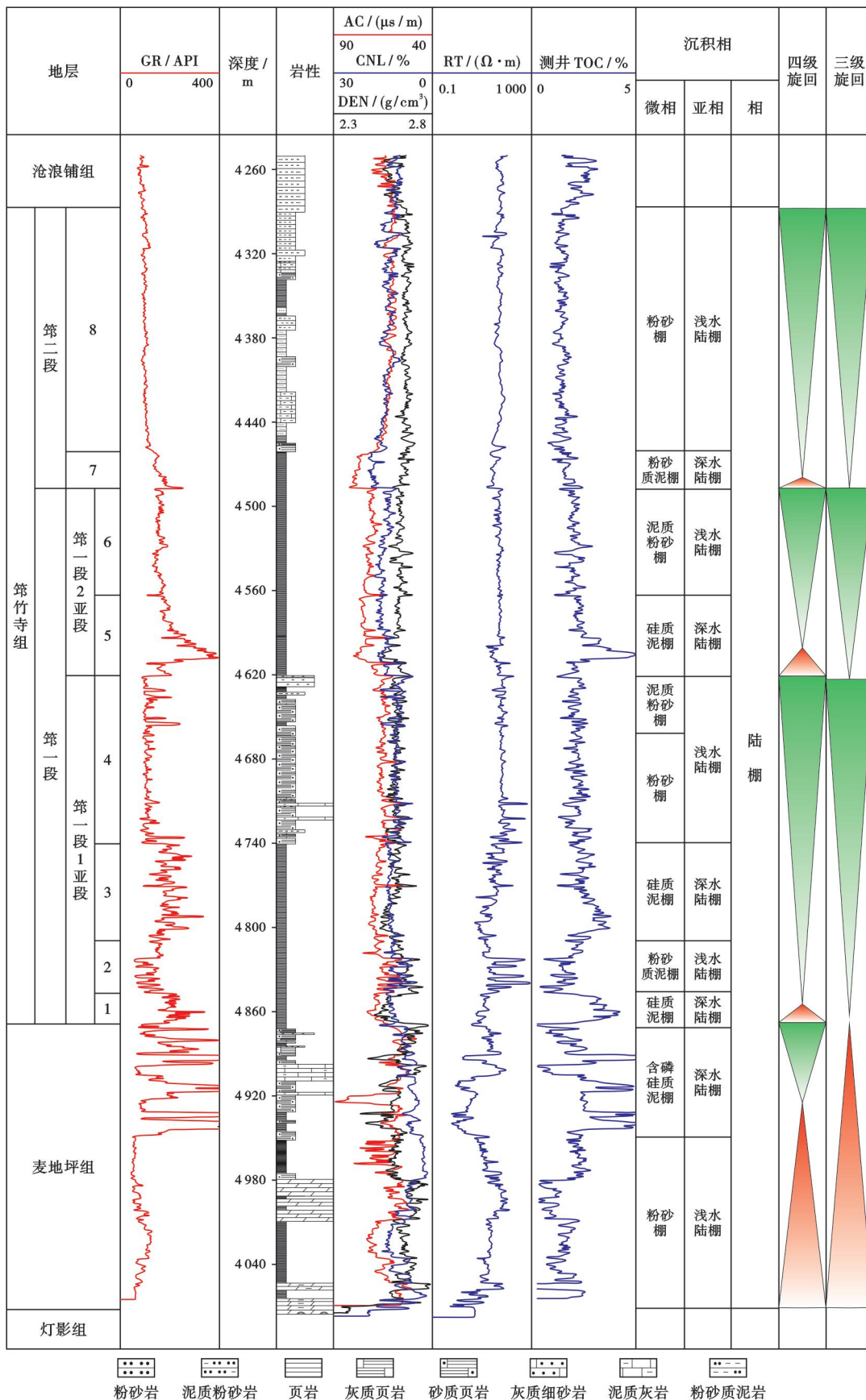


图1 四川盆地筇竹寺组厚度分布

Fig. 1 Thickness distribution of Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin

裂陷槽中心筇竹寺组与下伏麦地坪组呈整合接触,裂陷槽东侧筇竹寺组与下伏灯影组呈不整合接触,裂陷槽西侧威远地区的筇竹寺组与灯影组呈不整合接触,再向西,由于差异剥蚀而残留麦地坪组。金石构造以西,筇竹寺组总体与麦地坪组呈整合接触^[12]。筇竹寺组的岩性主要为铝土质泥岩、页岩、凝灰岩和粉砂岩等,厚度为100~1000 m(图1),主体埋深为3000~5000 m。筇竹寺组可划分为筇竹寺组一段(第一段)和筇竹寺组二段(第二段),第一段可细分为2个亚段,即第一段1亚段和第一段2亚段(图2)。第一段的自然伽马(GR)值较高,为120~300 API,发育1~3个



注:GR—自然伽马;AC—声波时差;CNL—补偿中子;DEN—密度;RT—电阻率;TOC—总有机碳。

图 2 资 201 井综合地层特征

Fig. 2 Comprehensive stratigraphic characteristics of Well Zi201

高 GR 值段;第二段的 GR 值较第一段低,主要为 60~240 API,发育 1 个高 GR 值段。根据资 201 井和威页 1H 井筇竹寺组的纵向岩性、沉积旋回和古生物变化,中国石油初步将筇竹寺组划分为 8 个小层,其中,1 小层、3 小层、5 小层和 7 小层为黑色页岩段,2 小层、4 小层、6 小层和 8 小层为粉砂质页岩或粉砂—细砂岩段;第一段 1 亚段包括 1 小层—4 小层,第一段 2 亚段包括 5 小层和 6 小层,第二段包括 7 小层和 8 小层。筇竹寺组在区域上具有可对比性,仅在金石地区由于岩相变化而分层略有差异。

2 筇竹寺组页岩气成藏的地质条件

2.1 沉积地层特征

德阳—安岳裂陷槽在灯影组一段—灯影组二段沉积期开始形成,在灯影组三段—灯影组四段(灯四段)沉积期得以发展,在麦地坪组和筇竹寺组沉积期开始填平补齐,在沧浪铺组沉积期走向消亡。在灯影组沉积末期,桐湾构造运动二幕使得绵阳—长宁地区遭受挤压而隆升,灯影组遭受侵蚀,裂陷槽初具雏形;在拉张作用下,裂陷槽

沿中心向两侧下降并沉积麦地坪组,后期受桐湾构造运动三幕影响,绵阳—长宁地区再次挤压,使得地层抬升,随后拉张作用加剧,沉积了巨厚的筇竹寺组。德阳—安岳裂陷槽在剖面上整体呈南北宽、中间窄的哑铃状^[13]。

根据筇竹寺组页岩气的勘探开发节奏,中国石油将德阳—安岳裂陷槽划分为北段、中段和南段(图 1),资 201 井和威页 1H 井均位于裂陷槽中段。基于德阳—安岳裂陷槽中段 2 000 km² 的三维地震资料、4 670 km² 的二维地震资料和 20 余口钻井资料,利用关键井的层序地层划分成果,结合井—震合成记录,明确了在区域上呈连续稳定分布的层序地震界面;利用层序地层法搭建的地层格架恢复了德阳—安岳裂陷槽中段第一段 2 亚段沉积期的古地貌,明确了裂陷槽中段具有 EW 向分带特征,裂陷槽中段 EW 向地貌变化控制着筇竹寺组的平面相带分布。

2.1.1 沉积相划分

根据德阳—安岳裂陷槽中段第一段 2 亚段沉积期古地貌的相对高低将其划分为槽内中心、槽缘斜坡和槽外高地 3 个地貌单元[图 3(a)、图 3(b)],主要有以

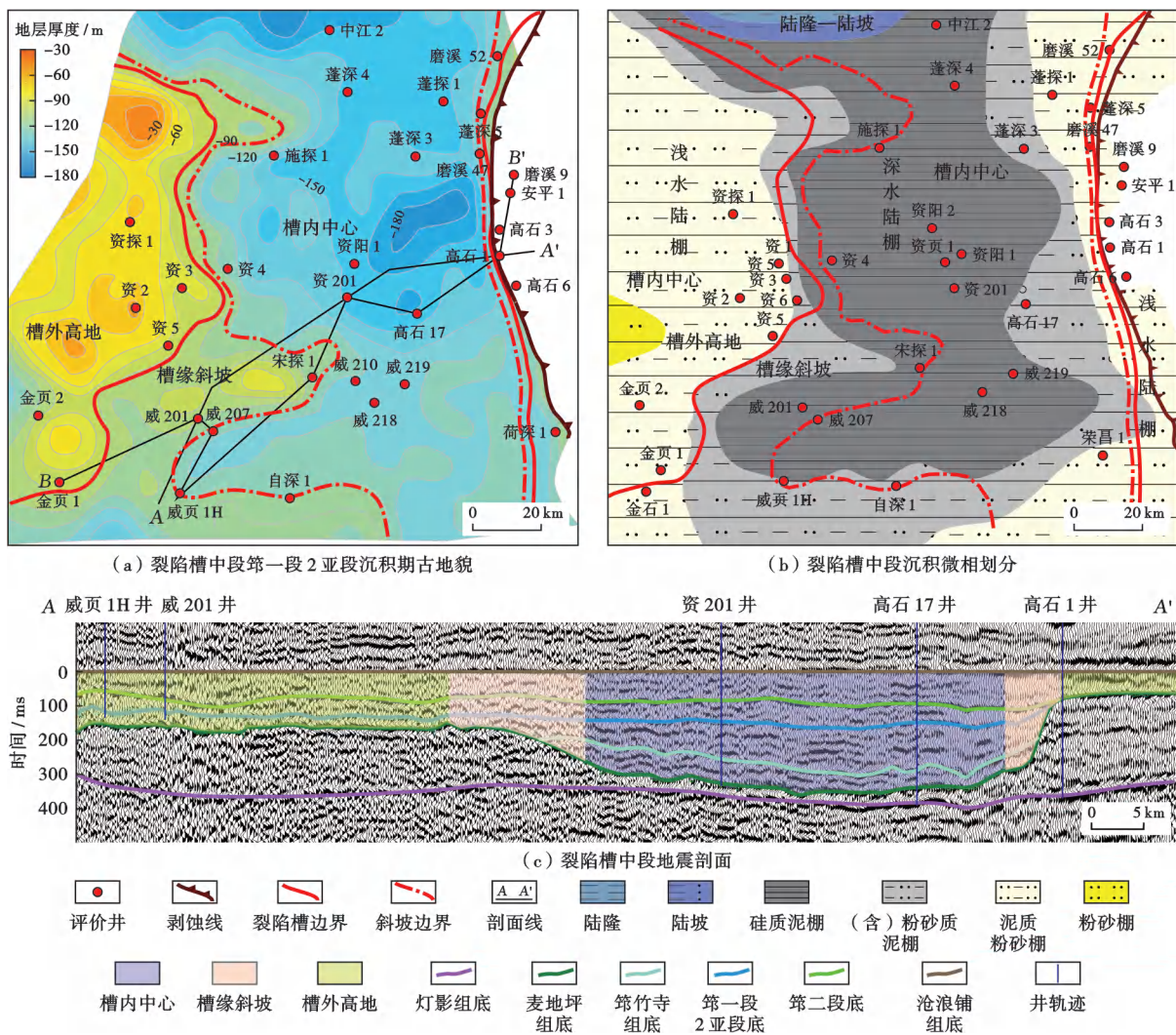


Fig. 3 Paleogeomorphology and sedimentary facies characteristics of Qiongzhusi Formation in the middle section of aulacogen

下特征:①槽内中心属于裂隙槽的筇竹寺组沉积中心,主要位于中江2井—蓬深4井—资阳1井—资201井—荣昌1井一带,呈SN走向,地势较为平坦,槽内地形坡降较小,为1.2~2.0 m/km;②槽外高地海拔最高,分布在资探1井—资2井—金页1井一带;③槽缘斜坡属于槽内中心和槽外高地的过渡区,呈东陡西缓的特征,东侧斜坡宽度为3~9 km,地形坡降为30~80 m/km;西侧斜坡宽度为20~45 km,地形坡降为1.3~3.0 m/km[图3(c)]。

研究区筇竹寺组主要发育深水陆棚亚相和浅水陆棚亚相。根据岩性组合、粒径和沉积构造等进一步划分为硅质泥棚、(含)粉砂质泥棚、泥质粉砂棚和粉砂棚4种微相,发育在槽内中心、槽缘斜坡和槽外高地3个地貌单元。其中,槽内中心属于深水陆棚亚相,主要发育硅质泥棚微相;槽缘斜坡属于深水陆棚亚相,主要发育(含)粉砂质泥棚微相;槽外高地属于浅水陆棚亚相,主要发育泥质粉砂棚和粉砂棚微相[图3(b)]。

德阳—安岳裂隙槽内部地貌控制了水体的氧化还原环境。利用页岩的U/Th值来指示筇竹寺组的氧化还原环境(U/Th>1.25为强还原环境,U/Th<1.25为弱还原环境),明确了强还原环境主要集中在槽内中心和槽缘斜坡。在槽内中心资阳地区,筇竹寺组5小层页岩的U/Th值最高可达4.90,强还原环境下的页岩厚度达29.0~51.4 m;在槽缘斜坡威远地区,筇竹寺组5小层页岩的U/Th值最高可达2.40,强还原环境下的页岩厚度达8~32 m;在槽外高地金页地区,筇竹寺组5小层局部发育强还原环境页岩,厚度为0~3 m(图4)。强还原环境有利于泥质页岩沉积和有机质大量富集,在埋藏的过程中有利于有机质生烃。在强还原性上,槽内中心(硅质泥棚)>槽缘斜坡[(含)粉砂质泥棚]>槽外高地(泥质粉砂棚、粉砂棚),因此,槽内中心和槽缘斜坡的硅质泥棚微相、(含)粉砂质泥棚微相是细粒黑色优质页岩分布的主要相带。

2.1.2 地层展布特征

德阳—安岳裂隙槽的展布特征控制了筇竹寺组的厚度。在古地貌较低区域,地层厚度大;在古地貌较高区域,地层厚度薄。从槽内到槽外,筇竹寺组和麦地坪组的厚度逐渐减薄。资201井和高石17井位于槽内中心,其筇竹寺组厚度分别约为577 m和506 m,且下伏厚层麦地坪组;宋探1井、威页1H井和威207井位于槽缘斜坡,其筇竹寺组厚度分别为431 m、395 m和390 m,且下伏麦地坪组的厚度减薄。金页1井、威201井、高石1井和磨溪9井位于槽外高地,其筇竹寺组厚度分别约为382 m、355 m、215 m和204 m,大多数井缺失麦地坪组(图5)。

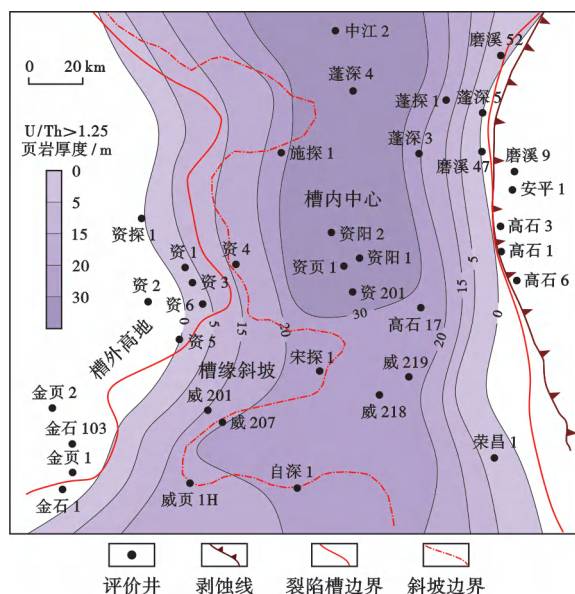


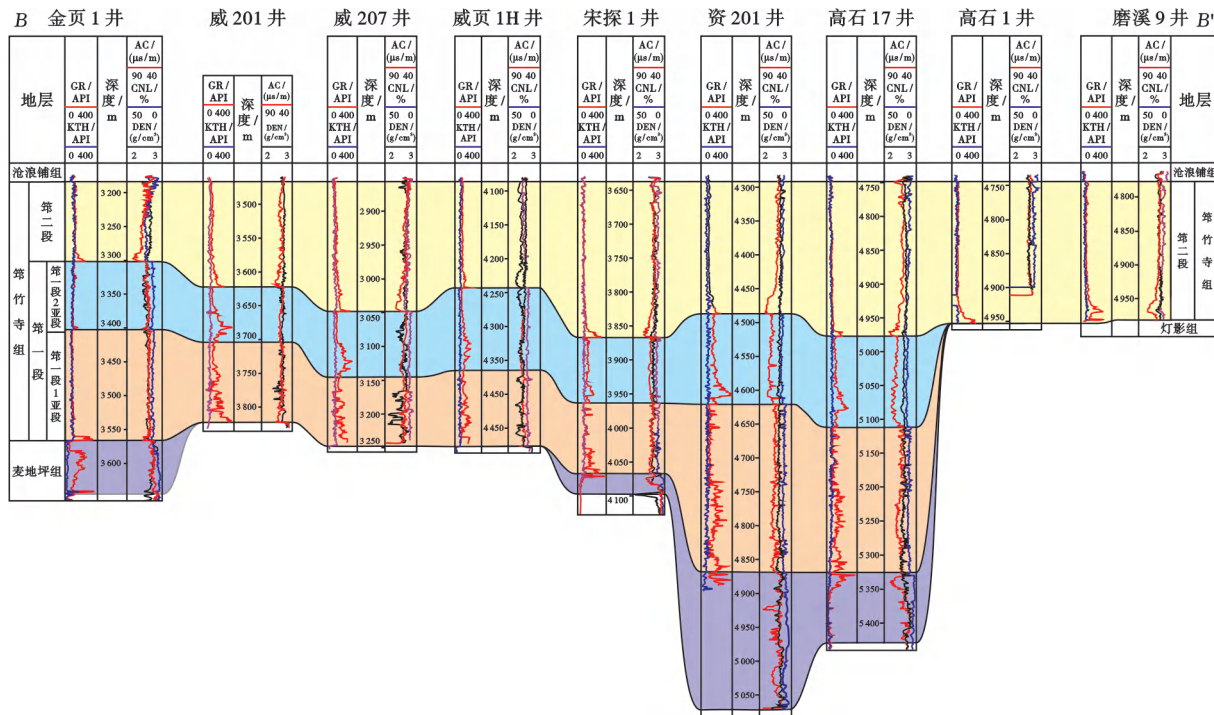
图4 裂隙槽中段筇竹寺组U/Th>1.25的页岩厚度平面分布
Fig. 4 Thickness distribution of Qiongzhusi Formation shale with U/Th>1.25 in the middle section of aulacogen

2.2 储层特征

德阳—安岳裂隙槽中段不同地貌单元内的页岩沉积微相、沉积厚度差异较大,导致储层特征不同(表1)。槽内为沉积中心,优质页岩储层厚度最大,I类+II类储层厚度为20~50 m,总有机碳(TOC)含量平均为2.9%,孔隙度平均为4.3%,脆性矿物含量平均为72.5%,含气量平均为8.5 m³/t,典型井为资201井;槽缘斜坡处优质页岩储层厚度次之,I类+II类储层厚度为10~20 m,TOC含量平均为2.4%,孔隙度平均为3.5%,脆性矿物含量平均为65.3%,含气量平均为6.5 m³/t,典型井为威页1H井;槽外高地优质页岩储层厚度最薄,I类+II类储层厚度为0~10 m,TOC含量平均为1.2%,孔隙度平均为2.2%,脆性矿物含量平均为55.5%,含气量平均为3.5 m³/t,典型井为金石103井。虽然在不同地貌单元优质页岩储层的差异较大,但从资201井、威页1H井和金石103井3口实钻井的生产效果来看,均具有巨大的页岩气勘探开发潜力。资201井和威页1H井的压裂箱体主要为5小层,笔者仅重点分析5小层的储层条件。

2.2.1 TOC含量

筇竹寺组页岩干酪根镜检实验表明:有机质主要由藻类体、次生沥青和固体干酪根组成,干酪根类型以I型为主,具备良好的生烃能力,在有机质演化过程中可大量生烃,为资201井和威页1H井创造了富气条件。纵向上,筇竹寺组发育1小层、3小层、5小层和7小层多套页岩,据资201井和威页1H井等8口井统计数据,这4个小层优质页岩段的TOC含量平均大于



注:GR—自然伽马;KTH—无轴自然伽马;AC—声波时差;CNL—补偿中子;DEN—密度。

图5 裂隙槽中段筇竹寺组EW向地层连井剖面(剖面位置见图3)

Fig. 5 EW trending well-tie profile of Qiongzhusi Formation in the middle section of aulacogen

表1 裂隙槽中段筇竹寺组不同古地貌单元页岩储层特征

Table 1 Shale reservoir characteristics of Qiongzhusi Formation on different paleogeomorphic units in the middle section of aulacogen

古地貌单元	第一段2亚段/m	储层厚度/m	TOC/%	孔隙度/%	脆性矿物/%	含气量/(m ³ /t)	典型井
槽内中心	120~140	20~50	2.7~3.1/2.9	4.2~4.9/4.3	69.5~76.5/72.5	7.8~9.5/8.5	资201
槽缘斜坡	100~120	10~20	2.0~2.6/2.4	3.0~3.9/3.5	58.5~68.9/65.3	5.5~6.9/6.5	威页1H
槽外高地	80~100	0~10	0.2~1.5/1.2	1.5~2.5/2.2	50.5~64.6/55.5	2.8~4.1/3.5	金石103

注:“/”后为平均值。

2.6%,均发育富有机质页岩,这为大量生烃奠定了充足的物质基础。其1小层优质页岩段的TOC含量最高,平均为3.0%;其次为5小层优质页岩段,其TOC含量平均为2.9%;再次为3小层和7小层优质页岩段,其TOC含量平均分别为2.6%和2.1%。从5小层的TOC含量的平面分布[图6(a)]可以看出:在槽内中心,页岩的TOC含量最高,为2.7%~3.1%;其次是槽缘斜坡,页岩的TOC含量为2.0%~2.6%;槽外高地页岩的TOC含量最低,为0.2%~1.5%。总体认为,槽内和斜坡筇竹寺组4套页岩储层的有机质丰度高、有机质类型好,生烃能力强。

2.2.2 孔隙度

采用氦气法测试来自资201井和威页1H井等8口井的180余个页岩柱塞样,4个小层(1小层、3小层、5小层和7小层)优质页岩段的平均孔隙度大于3.0%,说明各小层均具有良好的储集空间。其中,5

小层优质页岩段的孔隙度最高、平均为4.3%,其次是7小层优质页岩段、平均孔隙度为3.9%,再次为3小层和1小层优质页岩段、平均孔隙度分别为3.5%和3.0%。从5小层的孔隙度平面分布[图6(b)]可以看出:槽内中心的页岩孔隙度最高,为4.2%~4.9%;其次是斜坡,页岩孔隙度为3.0%~3.9%;槽外页岩的孔隙度最低,为1.5%~2.5%。总体认为,槽内和斜坡筇竹寺组4套页岩的孔隙度高,具备良好的储集空间。

扫描电镜显示:在筇竹寺组页岩储层中,有机孔和无机孔均发育;槽内筇竹寺组页岩有机孔和无机孔的孔径最大,往槽外,页岩有机孔和无机孔的孔径逐渐变小(图7)。在槽内中心,资201井5小层页岩有机孔的孔径以30~100nm为主,无机孔的孔径以100~1000nm为主;在槽缘斜坡,威页1H井筇竹寺组页岩有机孔和无机孔的孔径变小,分别以20~70nm和100~700nm为主;在槽外高地,威201井筇竹寺组页岩

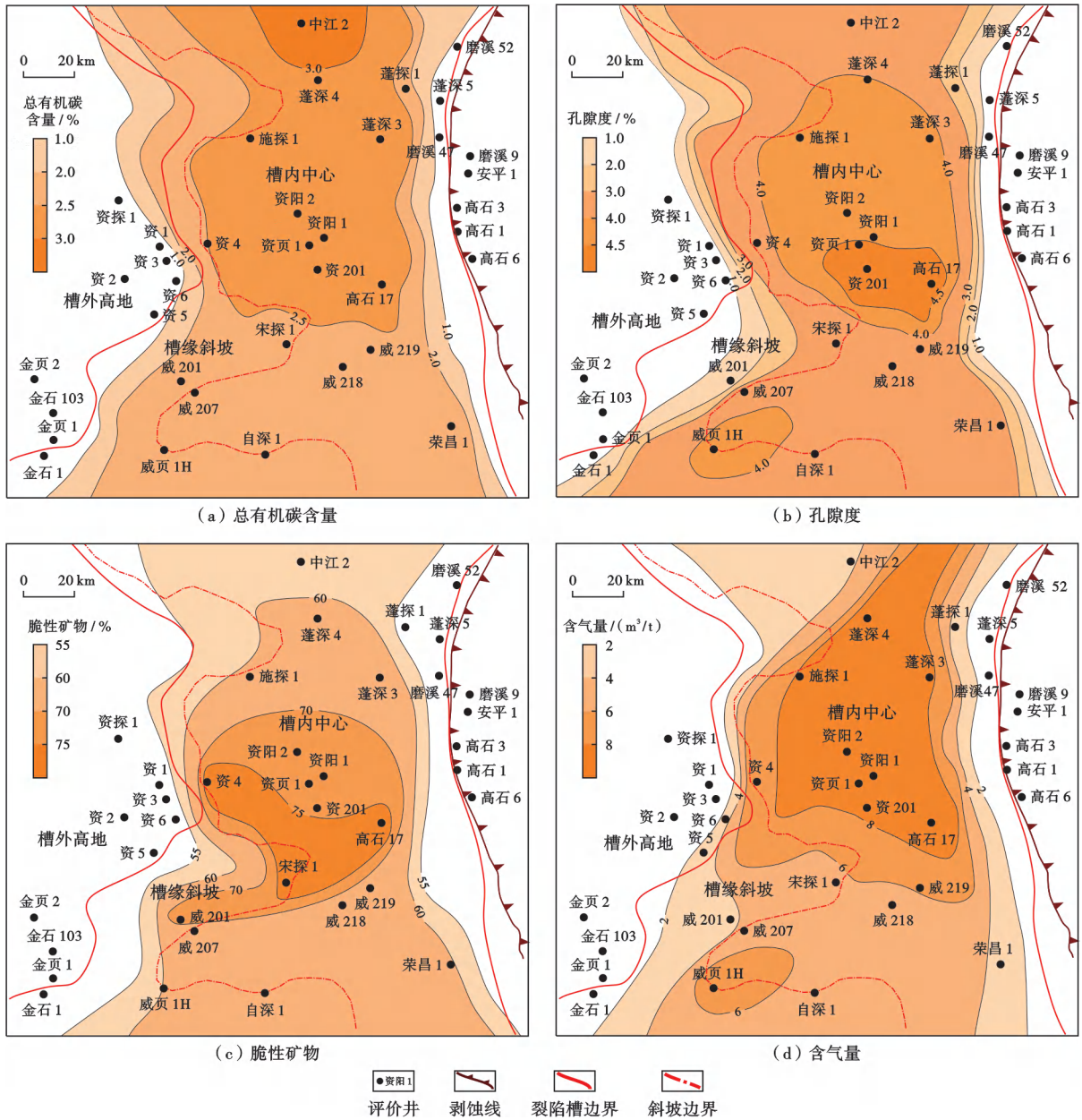


图 6 裂陷槽中段筇竹寺组 5 小层储层参数

Fig. 6 Reservoir parameters of the 5th substratum of Qiongzhusi Formation in the middle section of aulacogen

岩有机孔欠发育,无机孔的孔径以 50~300 nm 为主。相较于龙马溪组页岩,筇竹寺组页岩有机孔的孔径整体偏小[宁 201 井龙马溪组一段 1 亚段 1 小层页岩有机孔的孔径以 60~300 nm 为主,图 8(a)],但无机孔的发育程度及孔径均超过龙马溪组[宁 201 井龙马溪组一段 1 亚段 1 小层页岩无机孔的孔径以 50~150 nm 为主,图 8(b)]。

纵向上,筇竹寺组各小层页岩有机孔的面孔率表现为 5 小层>3 小层>1 小层>7 小层,无机孔的面孔率表现为 5 小层>3 小层>7 小层>1 小层(图 9)。筇竹寺组页岩无机孔对总面孔率的贡献超过 50%,无机

孔对页岩孔隙度的贡献超过有机孔;而龙马溪组页岩有机孔对总面孔率的贡献超过 70%,有机孔占主导地位,且对页岩孔隙度起控制作用(图 9)。

2. 2. 3 脆性矿物

X 射线衍射全岩矿物分析显示:筇竹寺组页岩矿物组分以石英和长石为主,其次为黏土矿物、黄铁矿和方解石。其中,5 小层优质页岩段的脆性矿物含量最高,平均为 75.0%;其次是 3 小层优质页岩段,脆性矿物的平均含量为 73.5%;再次为 1 小层和 3 小层优质页岩段,脆性矿物的平均含量分别为 71.5%和 70.5%。从 5 小层脆性矿物含量的平面分布[图 6(c)]可以看出:

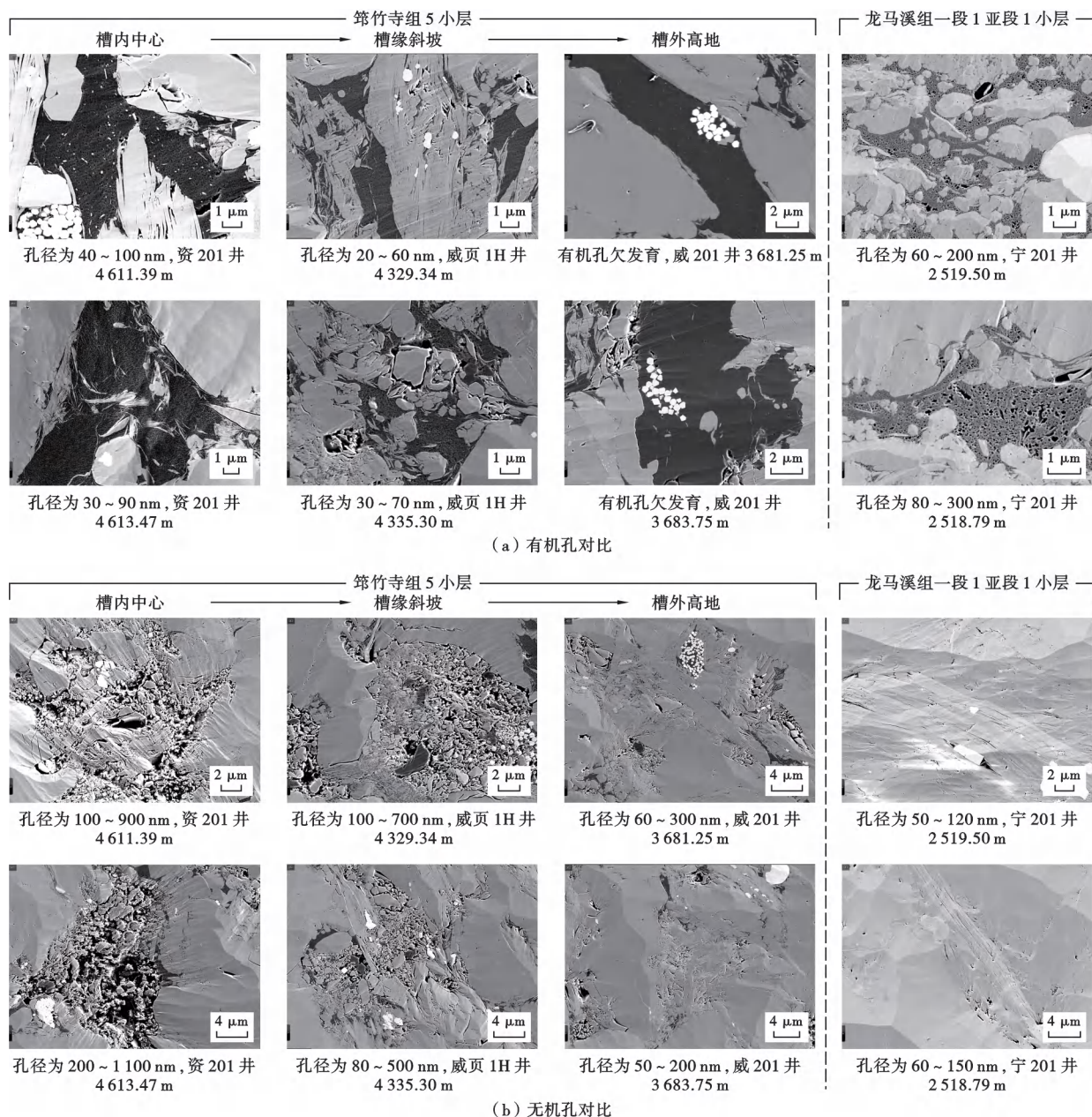


图7 筇竹寺组与龙马溪组扫描电镜下微观孔隙结构对比

Fig. 7 Comparison of microscopic pore structures between Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation under scanning electron microscopy

槽内中心页岩的脆性矿物含量最高,为69.5%~76.5%;其次为槽缘斜坡,页岩脆性矿物含量为58.5%~68.9%;槽外高地页岩的脆性矿物含量最低,为50.5%~64.6%。槽内和斜坡筇竹寺组4套页岩的脆性矿物含量高,有利于压裂改造。

2.2.4 含气量

筇竹寺组勘探阶段钻井的气测显示良好,可见10次气测异常,以密度为 2.15 g/cm^3 的钻井液钻进,全烃含量为44.5%~55.4%。通过测井含气量计算模型恢复资201井和威页1H井等8口井的总含气量数据,其中,5小层优质页岩段的含气量最高、平均为 $8.5\text{ m}^3/\text{t}$,其次是7小层优质页岩段、含气量

平均为 $6.5\text{ m}^3/\text{t}$,再次为3小层和1小层优质页岩段,含气量平均分别为 $5.8\text{ m}^3/\text{t}$ 和 $4.8\text{ m}^3/\text{t}$ 。从5小层页岩含气量的平面分布[图6(d)]可以看出:槽内中心页岩的含气量最高,为 $7.8\sim 9.5\text{ m}^3/\text{t}$;其次是斜坡,页岩含气量为 $5.5\sim 6.9\text{ m}^3/\text{t}$;槽外页岩的含气量最低,为 $2.8\sim 4.1\text{ m}^3/\text{t}$ 。槽内和斜坡筇竹寺组4套页岩储层的含气量高,具备页岩气高产条件。

2.2.5 成熟度

王玉满等^[14]研究认为,筇竹寺组沉积地层古老、埋深较大、页岩热演化程度较高,多数井中页岩的成熟度(R_o)大于3.5%,高成熟度导致电阻率极低,储层含气性较差。资201井和威页1H井的勘探突破表明,乐山一

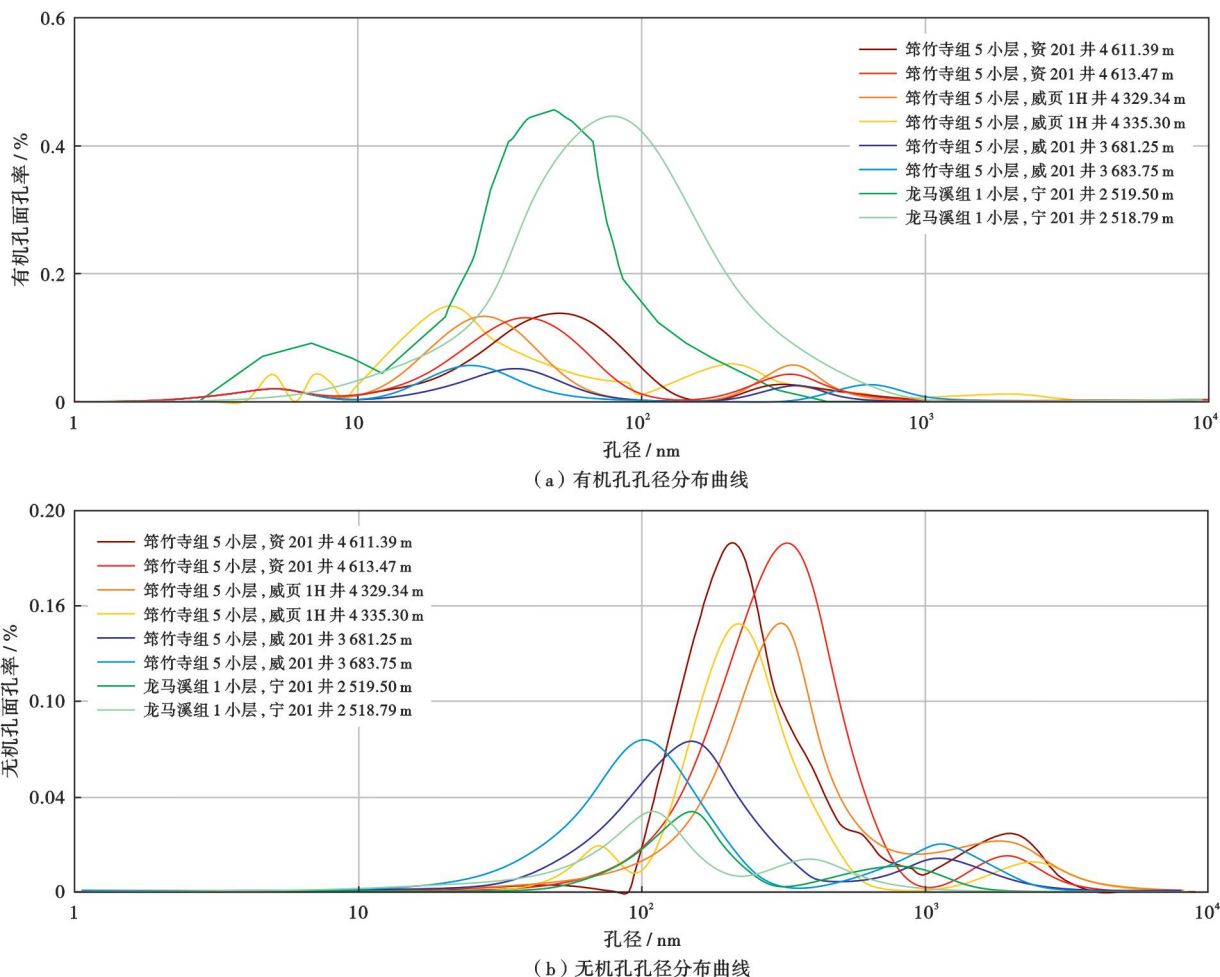


图 8 筇竹寺组与龙马溪组孔径分布特征对比

Fig. 8 Comparison of pore size distribution between Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation

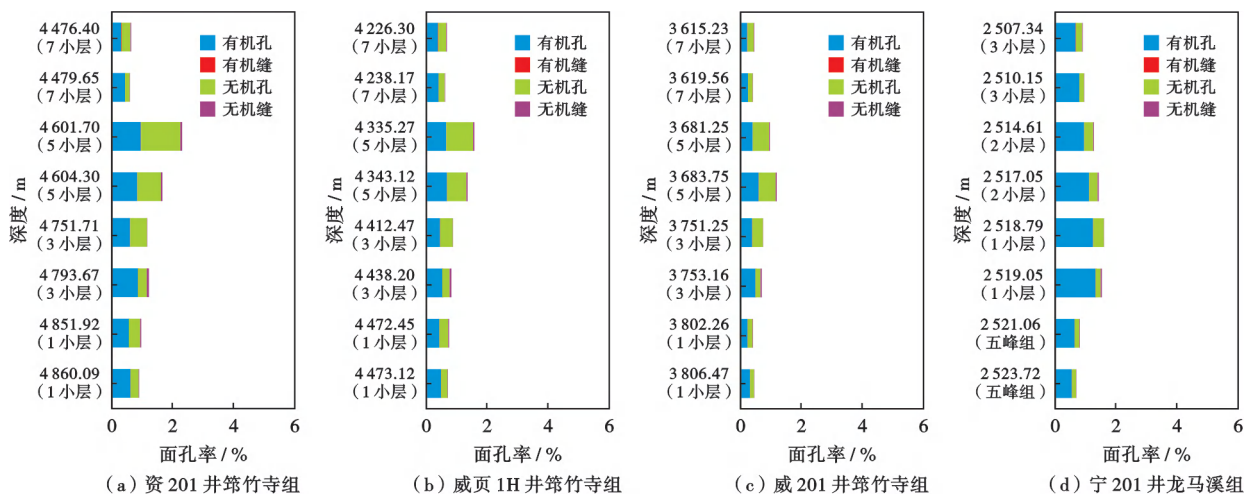


图 9 筇竹寺组与龙马溪组扫描电镜下面孔率对比

Fig. 9 Comparison of surface porosity between Qiongzhusi Formation and Longmaxi Formation under scanning electron microscopy

龙女寺古隆起控制了筇竹寺组页岩的热演化程度,古隆起内页岩的热成熟度相对较低。乐山—龙女寺古隆起在沧浪铺组沉积期形成雏形,加里东期构造运动使裂隙槽中段抬升,裂隙槽西侧和东侧相连成为联合

古隆起;在海西早期最终定型,古隆起面积达 $6.4 \times 10^4 \text{ km}^2$ [图 10(a)]。乐山—龙女寺古隆起的发育使得沉积的筇竹寺组抬升。相较于隆起边缘,隆起内地层所受的静岩压力和地温梯度降低,演化程度较弱,

这有利于天然气富集成藏。海相页岩气研究及勘探开发实践表明, $R_o = 3.6\%$ 是海相页岩气勘探上限。龙马溪组的实钻资料证实, 当 $R_o > 3.6\%$ 时, 因深埋藏、强压实作用, 页岩有机质的生烃过程已接近尾声, 储层品质变差^[18-21]。对乐山—龙女寺古隆起不同构造部位的筇竹寺组页岩开展激光拉曼光谱实验, 分析结果表明: 在古隆起内, 筇竹寺组页岩的 R_o 主要为 $3.0\% \sim 3.6\%$ (中江 2 井和高石 17 井 5 小层的激光拉曼光谱分析的成熟度分别为 3.28% 和 3.57%), 处于合适的热演化阶段; 在古隆起外, 页岩的 R_o 主要为 $3.7\% \sim 4.2\%$ (德胜 1 井和 YS106 井 5 小层的激光拉曼光谱分析的成熟度分别为 4.12% 和 4.20%), 激光拉曼光

谱 D 峰与 G 峰的峰高趋于一致, 已进入石墨化阶段^[21]。相较于古隆起周缘的地层, 古隆起内的地层始终处于古地貌高部位, 压实作用强度更弱, 使得筇竹寺组页岩热成熟度适中, 处于较为良好的生气高峰期窗口, 并且大量页岩气向古隆起内运移。从筇竹寺组 5 小层激光拉曼光谱分析的成熟度平面分布[图 10(b)]可以看出: 在古隆起内金石 103 井—资 201 井—中江 2 井一线, 页岩成熟度适中, R_o 为 $3.0\% \sim 3.6\%$; 往 SE 方向至古隆起外, 页岩的成熟度逐渐增大, 荣昌 1 井—德胜 1 井一线页岩的 R_o 普遍大于 3.7% ; 往 NW 方向至古隆起边缘, R_o 普遍大于 3.6% 。古隆起边缘及古隆起外页岩的成熟度高 ($R_o > 3.6\%$), 是页岩气勘探的高风险区域。

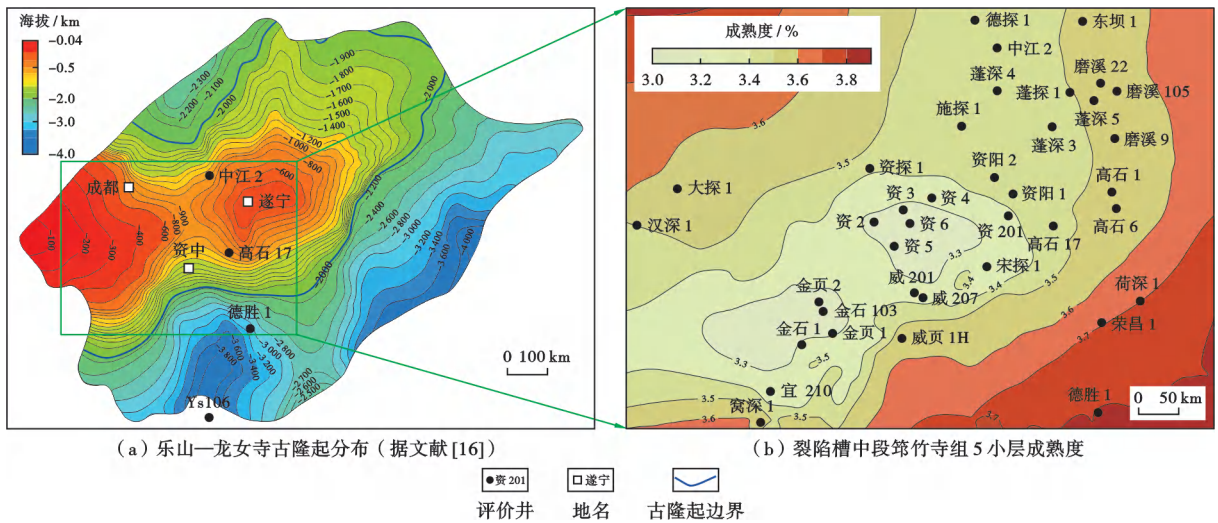


图 10 乐山—龙女寺古隆起特征以及裂陷槽中段筇竹寺组 5 小层的激光拉曼光谱成熟度

Fig. 10 Characteristics of Leshan-Longnusi paleouplift and the maturity based on laser Raman spectroscopic analysis for the 5th substratum of Qiongzhusi Formation in the middle section of aulacogen

2.3 保存条件

2.3.1 断裂特征

构造类型、断裂特征、埋深和地层压力等是影响页岩气保存的主要地质因素^[22-24]。裂陷槽中段寒武系底界构造简单, 无 I 级断层发育, 仅发育数量较少、断距较小的 II 级和 III 级断层, 槽外西侧的威远背斜断层的发育程度略高于槽内, 槽内北部中江地区的断层发育程度略高于南部(图 11)。裂陷槽中段整体距离筇竹寺组出露点较远, 除威远背斜局部地区外, 裂陷槽中段筇竹寺组页岩主体埋深在 3 800 m 以深(在槽内中心的资 201 井区, 筇竹寺组页岩主体埋深超过 4 500 m), 为深层—超深层, 地层压力系数在 1.8 以上, 显示出裂陷槽中段筇竹寺组具有极好的页岩气保存条件。

2.3.2 顶、底板条件

顶、底板是页岩气保存条件的重要参考指标^[25]。顶、底板为直接与含气页岩层段接触的上覆地层及下

伏地层, 其与页岩气层间的接触关系及性质对含气页岩的保存非常关键^[26]。筇竹寺组顶部为相对致密的泥质粉砂岩或含泥灰岩, 厚度较大, 孔隙度和渗透率较低, 对下伏页岩气具有良好的封盖作用。上覆沧浪铺组岩性为黄色砂质页岩、绿灰色泥质砂岩、薄层状石灰岩和白云岩, 其中, 白云岩相对致密^[27]、厚度大、分布广, 可作为区域顶板。在槽内资 201 井, 筇竹寺组与上覆沧浪铺组呈整合接触, 与下伏麦地坪组致密页岩也呈整合接触, 麦地坪组厚度为 203 m 且页岩含气量较高; 顶板沧浪铺组和底板麦地坪组与筇竹寺组含气页岩段组成了流体封存箱, 起封闭作用。在槽外麦地坪组缺失的地区, 筇竹寺组与常规气藏台缘带的接触关系以旁生侧储或上生下储为主[图 12(a)]。根据统计距离灯四段台缘带较近的气井的含气饱和度发现, 与灯四段台缘带距离超过 19 km 的所有气井的含气饱和度均大于 70%[图 12(b)], 这说明灯四段台缘带仅对槽外距离较近的筇竹寺组页岩的含气性有影响, 而对

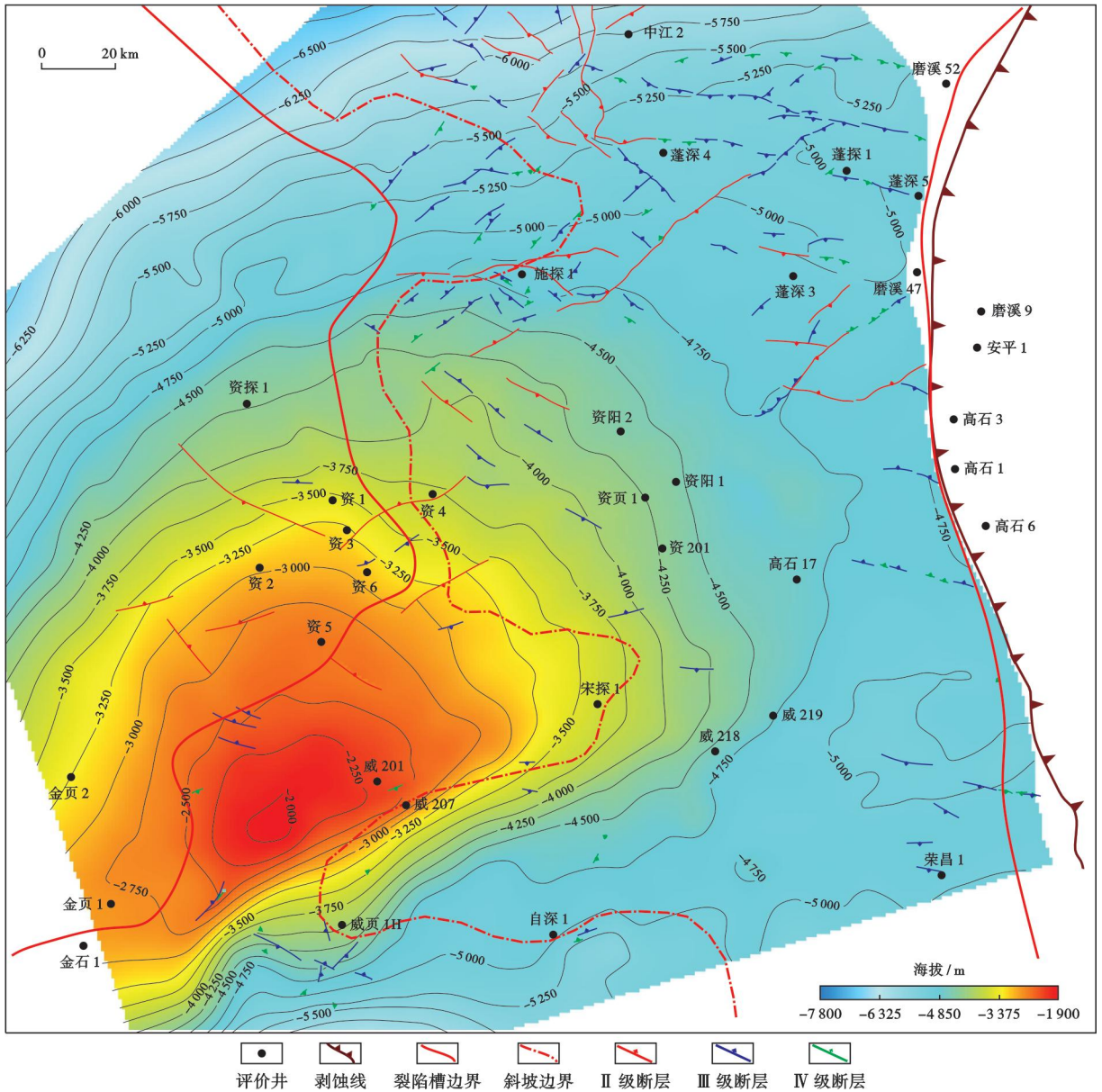


图 11 裂陷槽中段寒武系底界构造的海拔等值线
 Fig. 11 Elevation contour of the Cambrian bottom structure in the middle section of aulacogen

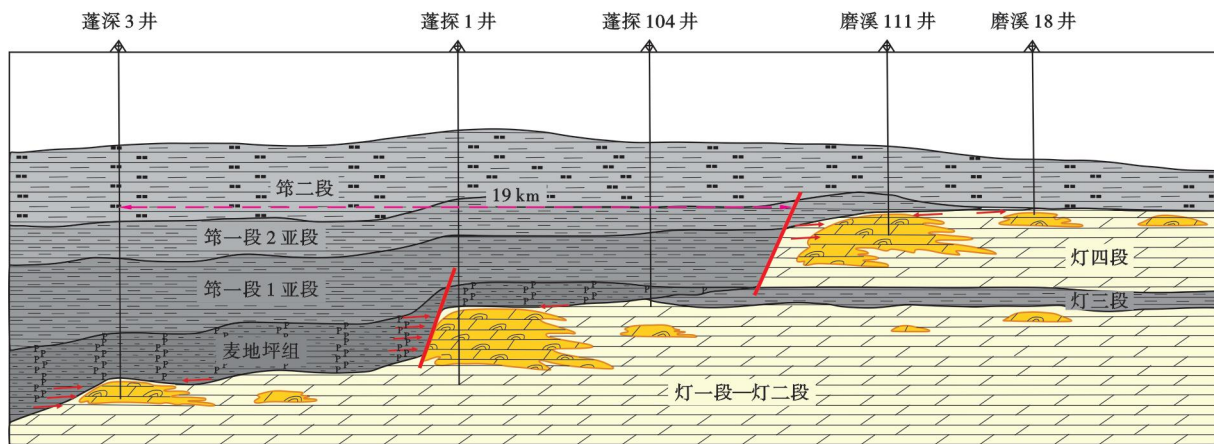
裂陷槽中段范围内距离超过 19 km 的筇竹寺组页岩的含气性影响较小,这有利于页岩气保存。

2.4 有利区优选

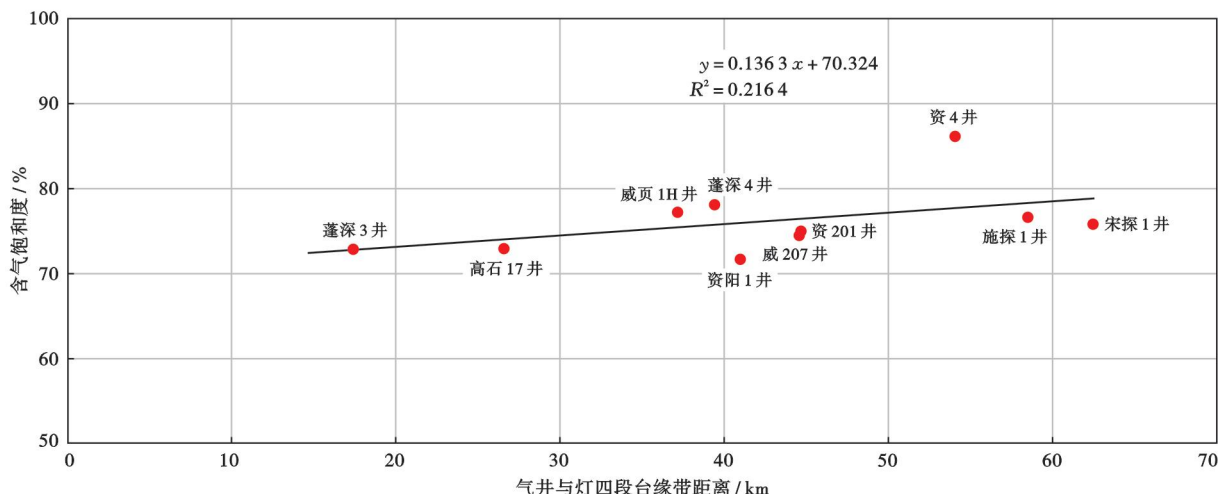
裂陷槽整体控制了筇竹寺组的沉积相和地层展布。槽内属于深水陆棚亚相,主要发育硅质泥棚微相,在水体深度大、还原性强的沉积环境下沉积大量黑色细粒泥页岩,筇竹寺组页岩的厚度普遍大于 150 m。乐山—龙女寺古隆起的持续隆升使得筇竹寺组页岩的有机质成熟度适中,具有极好的生烃演化能力。因此,在“槽-隆”模式及大型断裂不发育的条件下,叠合区具备大面积富气的条件^[28][图 13(a)]。基于以上分析,初步落实了裂陷槽中段筇竹寺组 5 小层在 5 000 m 以浅的有利区面积为 4 400 km²,资源量为 2 × 10¹² m³,主

要分布在德阳—内江地区一带。

借鉴龙马溪组有利区的优选经验,将储层厚度、 R_o 和电阻率纳入有利区划分指标体系,结合现有的储层改造工艺水平,建立了筇竹寺组页岩气有利区的评价标准:①“槽-隆”叠合区;② I 类储层厚度 > 10 m;③ $R_o < 3.6\%$;④ 电阻率 > 10 Ω·m;⑤ 埋深 < 5 000 m。优选出埋深在 5 000 m 以浅的有利区面积为 4 400 km²,资源量为 2 × 10¹² m³。在叠合区内,裂陷槽内的沉积条件及储层优于槽缘斜坡区。结合 I 类储层厚度进一步划分出 I 类有利区(I 类储层厚度大于 30 m)的面积为 1 520 km², II 类有利区(I 类储层厚度为 20~30 m)的面积为 1 460 km², III 类有利区(I 类储层厚度为 10~20 m)的面积为 1 420 km²[图 13(b)]。



(a) 多级台缘带源-储三元耦合成藏模式



(b) 气井含气饱和度与距灯四段台缘带距离



图 12 裂陷槽中段筇竹寺组顶、底板条件

Fig. 12 Top and floor conditions of Qiongzhusi Formation in the middle section of aulacogen

3 筇竹寺组页岩气勘探发现的意义

3.1 裂陷槽的存在为优质页岩的沉积和生烃奠定了基础

四川盆地是在上扬子克拉通基础上发展起来的大型叠合盆地,历经古元古代—中三叠世海相和晚三叠世—新生代陆相盆地阶段^[29]。周期性拉张背景分析表明,四川盆地海相克拉通阶段发育 4 个大型古裂陷,分别为德阳—安岳裂陷槽、城口—鄂西海槽、开江—梁平海槽和蓬溪—武胜台凹^[30]。古裂陷、古坳陷受同沉积断裂或差异升降作用控制,在海平面上升期形成安静、半开放—半滞留、缺氧、还原沉积环境,有利于富有机质页岩沉积,发育规模分布的生烃中心区。目前,德阳—安岳裂陷槽和开江—梁平海槽槽内分别发育的筇竹寺组和吴家坪组 2 套优质海相页岩储层均已取得了页岩气新层系勘探重大突破。在四川盆地乃至整个南

方上扬子地区,海相页岩气的下一步勘探将围绕寻找富有机质页岩发育的裂陷槽持续展开。

3.2 古隆起的存在使得页岩成熟度适中,具备良好的含气条件

四川盆地海相克拉通阶段主要发育 3 个大型古隆起,分别为达州—开江古隆起、乐山—龙女寺古隆起和泸州古隆起^[31-32]。古隆起影响古今油气藏的形成、调整和保存。古隆起使得地层抬升,相较于隆起边缘,其地层所受的静岩压力和地温梯度降低。因此,古隆起内页岩有机质的演化程度弱于古隆起周缘及古隆起外部,页岩的热成熟度适中,处于较为良好的生气高峰期窗口,并且由于古隆起内古流体势较低,大量页岩气由古隆起外向古隆起内运移,有利于页岩气富集成藏。筇竹寺组页岩气的勘探突破和泸州地区龙马溪组深层页岩气的效益开发指示乐山—龙女寺古隆起、泸州古隆起对页岩的热成熟度以及页岩气的源内侧向运移具

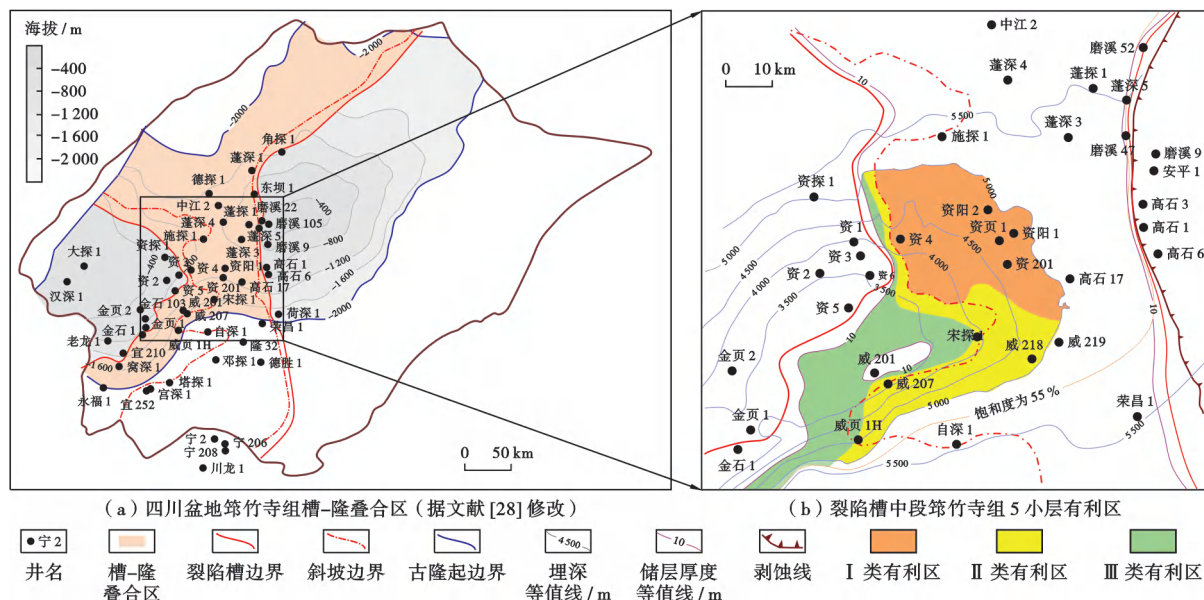


图13 四川盆地筇竹寺组槽-隆叠合区特征以及裂陷槽中段筇竹寺组5小层的有利区

Fig. 13 Characteristics of the aulacogen-paleouplift overlapping area of Qiongzhusi Formation in Sichuan Basin and the favorable area for the 5th substratum of Qiongzhusi Formation in the middle section of aulacogen

有一定控制作用。南方海相页岩气的下一步勘探将围绕寻找富有机质页岩发育的古隆起持续展开。

3.3 地质—工程一体化是实现筇竹寺组页岩气高产的重要保障

资201井的垂深为4600m,属于超深层页岩气井,资201井的高产标志着中国超深层页岩气勘探在工程技术方面取得了长足进步。在资201井所处的裂陷槽内,沉积填充的速率快,稀土元素配分模式平缓,Ce元素呈弱负异常,显示筇竹寺组页岩具有超压疏松的特征。较弱的成岩作用使无机孔缝主要存在于长石、石英等矿物中,受压实作用破碎而形成粒间孔,有机质填充其间,形成连通性好的孔缝网络。资201井区呈弱走滑应力状态,有利于对其开展高强度压裂改造。压裂改造工艺包括:采用优化分段簇射孔,提高单段用液强度(扩体积);采用胶液+阶梯排量,促进复杂缝网延伸(促复杂);采用粉砂+陶粉支撑剂,保障有效裂缝的支撑体积(强支撑)。弱走滑应力状态配合“扩体积+促复杂+强支撑”3步精细压裂工艺,实现了改造体积的显著提升。与中国石油化工有限公司部署的金石103井相比,资201井在压裂改造中进一步缩短了簇间距,提高了注入强度,压裂参数也实现全面提升,压裂实施具有显著成效。下一步将复制资201井地质—工程一体化高产模式,将其推广应用到整个南方上扬子地区海相超深层页岩气勘探开发领域。

4 结论

(1) 裂陷槽整体控制筇竹寺组沉积相和地层展

布。槽内中心主要发育深水泥棚相,槽缘斜坡主要发育深水(含)粉砂质泥棚相,槽外高地主要发育浅水泥质粉砂棚相和浅水粉砂棚相。槽内深水陆棚位于深水缺氧环境带,是细粒黑色页岩最有利的沉积部位。裂陷槽的展布控制了筇竹寺组厚度,从槽内到槽外,筇竹寺组和麦地坪组的厚度逐渐减薄。

(2) 筇竹寺组在纵向上发育多套页岩储层,各储层参数及含气性均较优。其中,5小层是页岩气勘探突破的主力层系,TOC含量为2.7%~3.1%,孔隙度为4.2%~4.9%,脆性矿物含量为69.5%~76.5%,含气量为7.8~9.5m³/t,成熟度适中,为3.0%~3.5%;3小层为潜力勘探层系。

(3) 裂陷槽中段寒武系底界的构造简单,无明显大断层,其主体埋深在3800m以深,地层压力系数主体在1.8以上;顶板沧浪铺组和底板麦地坪组与筇竹寺组含气页岩段组成了流体封存箱,封闭作用强,使得筇竹寺组页岩气具备极好的保存条件。

(4) 资201井和威页1H井的勘探突破证实了“槽-隆”模式下页岩气大规模富集。下一步将复制资201井地质—工程一体化高产模式,将其推广应用到整个南方上扬子地区海相超深层—超深层页岩气勘探开发领域。

参考文献

- [1] 马新华,谢军,雍锐,等. 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,2020,47(5):841-855.
MA Xinhua, XIE Jun, YONG Rui, et al. Geological characteristics and

- high production control factors of shale gas reservoirs in Silurian Longmaxi Formation, southern Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(5): 841-855.
- [2] 聂海宽, 金之钧, 边瑞康, 等. 四川盆地及其周缘上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组页岩气“源-盖控藏”富集[J]. *石油学报*, 2016, 37(5): 557-571.
- NIE Haikuan, JIN Zhijun, BIAN Ruikang, et al. 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*, 2016, 37(5): 557-571.
- [3] 胡东风, 张汉荣, 倪楷, 等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 17-23.
- HU Dongfeng, ZHANG Hanrong, NI Kai, et al. Main controlling factors for gas preservation conditions of marine shales in southeastern margins of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 17-23.
- [4] 何骁, 吴建发, 雍锐, 等. 四川盆地长宁—威远区块海相页岩气田成藏条件及勘探开发关键技术[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 259-272.
- HE Xiao, WU Jianfa, YONG Rui, et al. Accumulation conditions and key exploration and development technologies of marine shale gas field in Changning-Weiyuan block, Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(2): 259-272.
- [5] 何骁, 梁峰, 李海, 等. 四川盆地地下寒武统筇竹寺组海相页岩气高产井突破与富集模式[J]. *中国石油勘探*, 2024, 29(1): 142-155.
- HE Xiao, LIANG Feng, LI Hai, et al. Breakthrough and enrichment mode of marine shale gas in the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in high-yield wells in Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2024, 29(1): 142-155.
- [6] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(1): 69-75.
- HUANG Jinliang, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in southern Sichuan Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(1): 69-75.
- [7] 梁峰, 姜巍, 戴赞, 等. 四川盆地威远—资阳地区筇竹寺组页岩气富集规律及勘探开发潜力[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(5): 755-763.
- LIANG Feng, JIANG Wei, DAI Yun, et al. Enrichment law and resource potential of shale gas of Qiongzhusi Formation in Weiyuan-Ziyang areas, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(5): 755-763.
- [8] 邱玉超, 罗冰, 夏茂龙, 等. 四川盆地长宁地区震旦系—寒武系裂陷槽的发现及其地质意义[J]. *天然气勘探与开发*, 2019, 42(2): 22-28.
- QIU Yuchao, LUO Bing, XIA Maolong, et al. Discovery and geological significance of Sinian-Cambrian rift trough, Changning area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2019, 42(2): 22-28.
- [9] 姜华, 汪泽成, 杜宏宇, 等. 乐山—龙女寺古隆起构造演化与新元古界震旦系天然气成藏[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(2): 192-200.
- JIANG Hua, WANG Zecheng, DU Hongyu, et al. Tectonic evolution of the Leshan-Longnvisi paleo-uplift and reservoir formation of Neoproterozoic Sinian gas[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(2): 192-200.
- [10] 钟勇, 李亚林, 张晓斌, 等. 川中古隆起构造演化特征及其与早寒武世绵阳—长宁拉张槽的关系[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2014, 41(6): 703-712.
- ZHONG Yong, LI Yalin, ZHANG Xiaobin, et al. Evolution characteristics of central Sichuan palaeouplift and its relationship with Early Cambrian Mianyang-Changning intracratonic sag[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2014, 41(6): 703-712.
- [11] 刘树根, 刘殊, 孙玮, 等. 绵阳—长宁拉张槽北段构造-沉积特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2018, 45(1): 1-13.
- LIU Shugen, LIU Shu, SUN Wei, et al. Tectonic and sedimentary features of the northern Mianyang-Changning intracratonic sag, Sichuan, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2018, 45(1): 1-13.
- [12] STEINER M, LI Guoxiang, QIAN Yi, et al. Neoproterozoic to early Cambrian small shelly fossil assemblages and a revised biostratigraphic correlation of the Yangtze platform (China)[J]. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 2007, 254(1/2): 67-99.
- [13] 钟勇, 李亚林, 张晓斌, 等. 四川盆地地下组合张性构造特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2013, 40(5): 498-510.
- ZHONG Yong, LI Yalin, ZHANG Xiaobin, et al. Features of extensional structures in pre-Sinian to Cambrian strata, Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition)*, 2013, 40(5): 498-510.
- [14] 王玉满, 魏国齐, 沈均均, 等. 四川盆地及其周缘海相页岩有机质炭化区分布规律与主控因素浅析[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(6): 843-859.
- WANG Yuman, WEI Guoqi, SHEN Junjun, et al. Analysis on carbonization distribution and main controlling factors of organic matter in marine shale in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(6): 843-859.
- [15] 梅庆华, 何登发, 文竹, 等. 四川盆地乐山—龙女寺古隆起地质结构及构造演化[J]. *石油学报*, 2014, 35(1): 11-25.
- MEI Qinghua, HE Dengfa, WEN Zhu, et al. Geologic structure and tectonic evolution of Leshan-Longnvisi paleo-uplift in Sichuan Basin, China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(1): 11-25.
- [16] 杨跃明, 文龙, 罗冰, 等. 四川盆地乐山—龙女寺古隆起震旦系天然气成藏特征[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(2): 179-188.
- YANG Yueming, WEN Long, LUO Bing, et al. Hydrocarbon accumulation of Sinian natural gas reservoirs, Leshan-Longnvisi paleo-high, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 179-188.
- [17] 罗冰, 罗文军, 王文之, 等. 四川盆地乐山—龙女寺古隆起震旦系气藏形成机制[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(3): 444-455.
- LUO Bing, LUO Wenjun, WANG Wenzhi, et al. Formation mechanism of the Sinian natural gas reservoir in the Leshan-Longnvisi paleo-uplift, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(3): 444-455.
- [18] ZHANG Yifan, YU Bingsong, PAN Zhejun, et al. Effect of thermal maturity on shale pore structure: a combined study using extracted organic matter and bulk shale from Sichuan Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2020, 74: 103089.

- [19] 卢龙飞,刘伟新,魏志红,等.四川盆地志留系页岩成岩特征及其对孔隙发育与保存的控制[J].沉积学报,2022,40(1):73-87.
LU Longfei,LIU Weixin,WEI Zhihong,et al. Diagenesis of the Silurian shale,Sichuan Basin:focus on pore development and preservation [J]. Acta Sedimentologica Sinica,2022,40(1):73-87.
- [20] GAI Haifeng,TIAN Hui,CHENG Peng,et al. Characteristics of molecular nitrogen generation from overmature black shales in South China:preliminary implications from pyrolysis experiments [J]. Marine and Petroleum Geology,2020,120:104527.
- [21] 陈更生,石学文,刘勇,等.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,2024,44(1):58-71.
CHEN Gengsheng,SHI Xuewen,LIU Yong,et al. 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,2024,44(1):58-71.
- [22] 蔡景顺,杨少航,薛萌,等.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,2024,31(2):177-186.
CAI Jingshun,YANG Shaohang,XUE Meng,et al. Differences in structural deformation and its influence on shale gas preservation in Changning and Luzhou areas[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2024,31(2):177-186.
- [23] 张旭亮,刘珠江,陈超,等.高陡复杂构造带深层页岩气保存条件差异性分析——以川东南筇竹寺高陡复杂构造带为例[J].石油实验地质,2023,45(6):1121-1131.
ZHANG Xuliang,LIU Zhujiang,CHEN Chao,et al. Differences in preservation conditions of deep shale gas in high-steep complex tectonic belt:taking Qijiang high-steep complex tectonic belt in southeast Sichuan as an example[J]. Petroleum Geology & Experiment,2023,45(6):1121-1131.
- [24] 宋岩,李卓,姜振学,等.中国南方海相页岩气保存机理及模式[J].地质学报,2023,97(9):2858-2873.
SONG Yan,LI Zhuo,JIANG Zhenxue,et al. Preservation mechanism and model of marine shale gas in southern China[J]. Acta Geologica Sinica,2023,97(9):2858-2873.
- [25] 刘树根,宋金民,赵异华,等.四川盆地龙王庙组优质储层形成与分布的主控因素[J].成都理工大学学报(自然科学版),2014,41(6):657-670.
LIU Shugen,SONG Jinmin,ZHAO Yihua,et al. Controlling factors of formation and distribution of Lower Cambrian Longwangmiao Formation high-quality reservoirs in Sichuan Basin,China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition),2014,41(6):657-670.
- [26] 梁兴,单长安,张磊,等.四川盆地渝西地区大安深层页岩气田的勘探发现及成藏条件[J].石油学报,2024,45(3):477-499.
LIANG Xing,SHAN Chang'an,ZHANG Lei,et al. Exploration discovery and accumulation conditions of Da'an deep shale gas field in western Chongqing,Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica,2024,45(3):477-499.
- [27] 王文之,范毅,赖强,等.四川盆地寒武统沧浪铺组白云岩分布新认识及其油气地质意义[J].天然气勘探与开发,2018,41(1):1-7.
WANG Wenzhi,FAN Yi,LAI Qiang,et al. A new understanding of dolomite distribution in the Lower Cambrian Canglangpu Formation of Sichuan Basin:implication for petroleum geology[J]. Natural Gas Exploration and Development,2018,41(1):1-7.
- [28] 何晓,郑马嘉,刘勇,等.四川盆地“槽隆”控制下的寒武系筇竹寺组页岩储层特征及其差异性成因[J].石油与天然气地质,2024,45(2):420-439.
HE Xiao,ZHENG Majia,LIU Yong,et al. Characteristics and differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen-uplift” tectonic setting,Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology,2024,45(2):420-439.
- [29] 赵文智,汪泽成,胡素云,等.中国陆上三大克拉通盆地海相碳酸盐岩油气藏大型化成藏条件与特征[J].石油学报,2012,33(增刊2):1-10.
ZHAO Wenzhi,WANG Zecheng,HU Suyun,et al. Large-scale hydrocarbon accumulation factors and characteristics of marine carbonate reservoirs in three large onshore cratonic basins in China[J]. Acta Petrolei Sinica,2012,33(S2):1-10.
- [30] 杜金虎,汪泽成,邹才能,等.上扬子克拉通内裂陷的发现及对安岳特大型气田形成的控制作用[J].石油学报,2016,37(1):1-16.
DU Jinhua,WANG Zecheng,ZOU Caineng,et al. Discovery of intra-cratonic rift in the Upper Yangtze and its control effect on the formation of Anyue giant gas field[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016,37(1):1-16.
- [31] 徐春春,沈平,杨跃明,等.乐山—龙女寺古隆起震旦系—下寒武统龙王庙组天然气成藏条件与富集规律[J].天然气工业,2014,34(3):1-7.
XU Chunchun,SHEN Ping,YANG Yueming,et al. Accumulation conditions and enrichment patterns of natural gas in the Lower Cambrian Longwangmiao Fm reservoirs of the Leshan-Longnüsi paleohigh,Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014,34(3):1-7.
- [32] 马新华,杨雨,文龙,等.四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向[J].石油勘探与开发,2019,46(1):1-13.
MA Xinhua,YANG Yu,WEN Long,et al. Distribution and exploration direction of medium- and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan Basin,SW China[J]. Petroleum Exploration and Development,2019,46(1):1-13.

(收稿日期 2024-04-03 改回日期 2024-07-24 编辑 雷永良)