

浅层海相页岩含气性特征及其主控因素

——以昭通太阳区块下志留统龙马溪组为例

李娟^{1,2,3}, 陈雷^{1,2,3}, 计玉冰⁴, 程青松⁴

1. 西南石油大学 地球科学与技术学院, 成都 610500;

2. 天然气地质四川省重点实验室, 成都 610500;

3. 中国石油天然气集团有限公司碳酸盐岩储层重点实验室 西南石油大学研究分室, 成都 610500;

4. 中国石油 浙江油田公司, 杭州 310023

摘要: 浅层页岩气(埋深小于 1 500 m)的勘探开发具有成本低、建产快等特点,受到广泛关注。昭通国家级页岩气示范区太阳区块下志留统龙马溪组页岩气具有埋深浅、高含气量的特点,显示出良好的勘探潜力,但前人对该区浅层页岩气的含气性分布及主控因素研究较少。为了丰富这方面的研究,利用太阳区块龙马溪组一段页岩样品的分析测试资料,对其含气性特征及主控因素进行分析。研究区龙一₁ 小层总含气量最高,自下而上含气量逐渐降低,平面上龙一₁ 亚段页岩含气量高值区位于研究区北部和南部;有机质含量、矿物组分、储层物性及外部保存条件等对研究区龙一₁ 亚段浅层页岩含气性具有一定的控制作用。有机质是生成页岩气的原始物质,同时其生烃裂解形成的有机质孔为页岩气提供大量的储存空间,有机质含量是总含气量的最主要控制因素;硅质矿物含量高,有利于后期压裂开发。研究区龙一₁ 亚段顶底板地层岩性致密,封闭性良好,具有微超压—超压特征,有效阻止了页岩气逸散,勘探前景广阔。

关键词: 浅层页岩气; 龙马溪组; 含气性特征; 控制因素; 昭通地区

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Gas-bearing characteristics and major controlling factors of shallow marine shale:

a case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in Taiyang block of Zhaotong area

LI Juan^{1,2,3}, CHEN Lei^{1,2,3}, JI Yubing⁴, CHENG Qingsong⁴

1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China;

2. Natural Gas Geology Key Laboratory of Sichuan Province, Chengdu, Sichuan 610500, China;

3. Southwest Petroleum University Division of Key Laboratory of Carbonate Reservoirs, CNPC, Chengdu, Sichuan 610500, China;

4. Zhejiang Oilfield Company, PetroChina, Hangzhou, Zhejiang 310023, China

Abstract: The exploration and development of shallow shale gas has the advantages of low cost and fast production reduction, so it has attracted wide attention. The shale gas in the Lower Silurian Longmaxi Formation (S_1l) in Taiyang block of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone has the characteristics of shallow burial depth and high gas content, showing good exploration potential. However, the gas-bearing distribution and major controlling factors of shallow shale gas in this research area are rarely studied previously. In order to enrich the research in this field, this paper analyzes the gas-bearing characteristics and the major controlling factors of the shale samples of Long-1 subsection (S_1l_1) in the Taiyang block. The results show that the total gas content of S_1l_1 is the highest in the study area, the gas content gradually decreases from bottom to top, and areas with high shale gas content in S_1l_1 appear in the north and south of the study area on the plane. Organic matter content, mineral components, reservoir properties and external preservation conditions have a certain role in controlling the gas properties of shallow shale in S_1l_1 subsection of the study area. Organic matter is the primitive substance that generates shale gas, at the same time, the organic matter hole formed by hydrocarbon cracking

收稿日期: 2022-07-22; 修订日期: 2023-02-14。

作者简介: 李娟(1999—), 女, 硕士生, 主要研究方向为非常规油气。E-mail: 3406916041@qq.com。

通信作者: 陈雷(1985—), 男, 副教授, 从事非常规油气、碳酸盐岩沉积与储层、层序地层学方面研究。E-mail: cl211@126.com。

基金项目: 国家自然科学基金青年科学基金项目(41602147)和中国石油—西南石油大学创新联合体科技合作项目(2020CX020000)联合资助。

sprovides a lot of storage space for shale gas, while the content of organic matter is the major controlling factor of the total gas content. The high content of silicoids is conducive to later fracturing development. The adjacent rock strata of S_1l_1 subsection in the study area are compact in lithology, with good sealing property, showing the characteristics of slight overpressure and overpressure, which effectively prevents the escape of shale gas, and has broad exploration prospects.

Key words: shallow shale gas; Longmaxi Formation; gas-bearing characteristics; controlling factors; Zhaotong area

2009年以来,我国先后在四川盆地周缘的长宁—威远、富顺—永川、涪陵和昭通黄金坝—紫金坝等区块发现志留系龙马溪组具有较大的页岩气勘探潜力,并相继建成了长宁—威远、涪陵和昭通等国家级页岩气示范区^[1-11]。虽然我国近年来页岩气产量逐年增加,但勘探开发主要集中在埋深1 500~3 500 m,并逐步向深层发展^[12-13]。与中深层页岩气相比,浅层(埋深小于1 500 m)页岩气因具备开发成本低、建产速度快等特点受到了广泛关注^[14]。目前国外浅层页岩气的勘探开发在美国部分盆地已经得以实现^[15-17],而我国目前仅在昭通国家级示范区的太阳区块获得了浅层页岩气的商业开发。

昭通国家级页岩气示范区是我国目前重点开发的区块之一,其位于四川盆地南缘及滇黔北坳陷的交界地带,具有演化程度高、改造作用强、地形复杂的特点,勘探开发难度较大^[6,18-19]。伍坤宇等^[19]研究发现,黄金坝地区的龙马溪组页岩在TOC含量、储层特征、含气量等方面均有利于页岩气富集,与长宁、威远等地较为相似,但由于其经历的构造活动更为强烈,地质环境复杂,导致保存条件相对较差,最终认为其优质页岩的厚度、TOC含量、储层特征及保存条件为页岩气富集的主导因素。梁兴等^[20]经研究认为,区域盖层+顶底板形成的立体封闭系统为页岩气富集的关键性因素。杜建平等^[19,21]对昭通太阳背斜区块整体的沉积环境、保存条件、储层特征等方面开展了相关研究,提出“三元控藏”规律。目前学者们对于昭通国家级示范区的研究主要集中在黄金坝—紫金坝区块,但对于太阳区块浅层页岩的含气性特征及主控因素并未进行详细阐述。本文以昭通太阳区块作为研究区,依托相关钻井资料及分析测试数据,对该区浅层龙马溪组页岩的含气性特征及其主控因素进行研究,旨在为后续页岩气勘探开发提供参考。

1 区域地质背景

昭通国家级页岩气示范区位于四川盆地南缘及滇黔北坳陷的交会地带,西邻滇东北坳陷,南邻

黔中隆起,东至贵州习水—仁怀一线^[6,18],地势北低南高^[12](图1)。区内北部处于川南低陡褶皱带之内,示范区主体区域由西向东依次发育牛街复背斜、彝良向斜带、孔坝二郎复背斜、六曲河夜郎复背斜、金沙仁怀复背斜等多个构造单元,呈南西—北东走向,为典型的隔槽式褶皱变形构造样式^[6,21-22],地形条件复杂。研究区位于昭通示范区的东北部,大地构造位置位于川南低陡褶皱带和滇黔北坳陷交接带(图1)。龙马溪组沉积后,区域上受燕山期太平洋—古特提斯洋与扬子板块碰撞、喜马拉雅构造期印度板块向北冲挤多期活动的影响,区内自北向南发育叙永向斜、太阳背斜、云山坝向斜、柏杨坪向斜、海坝背斜,走向大致呈东西向,发育较多规模大小不一的逆断层,构造环境复杂^[23]。

在早志留世,由于古气候因素、区域构造运动等,研究区发生大规模海侵、海退事件,在地势低洼处形成半封闭的滞留盆地环境。龙马溪组沉积早期,整体处于深水陆棚环境,由于研究区靠近黔中隆起,随着川中隆起和黔中隆起不断抬升,海平面下降快,研究区的沉积环境由深水陆棚环境转变为半深水—浅水陆棚环境^[24-27],发育一套暗色富有机质海相页岩。研究区龙马溪组的上覆地层较邻区减少,因构造活动厚度减薄^[28],页岩气埋藏深度整体偏浅。

研究区龙马溪组与下伏的上奥陶统五峰组及上覆的下志留统石牛栏组呈整合接触。龙马溪组厚度一般为60~200 m,自下而上根据沉积旋回、岩性、颜色、含化石情况等特征可分为龙一段和龙二段。其中龙一段整体以灰黑色—黑色页岩为主,总体有机质丰度高;龙一段进一步分为龙一₁亚段和龙一₂亚段。依据次级旋回、岩石学特征、古生物及电性特征等,可将龙一₁亚段进一步划分为4个小层^[29]。本文的主要研究层位为龙一₁亚段。

2 含气性特征

2.1 总含气量特征

总含气量主要由解吸气、损失气和残留气3部分组成,根据赋存状态又分为吸附气、游离气及溶

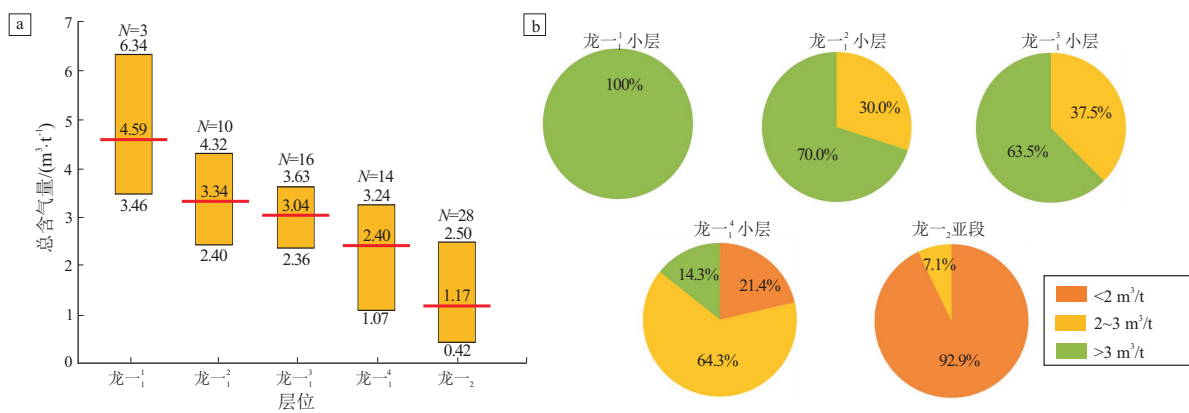


图 2 昭通国家级页岩气示范区太阳区块龙马溪组页岩总含气量

Fig.2 Total shale gas content in Longmaxi Formation in Taiyang block of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone

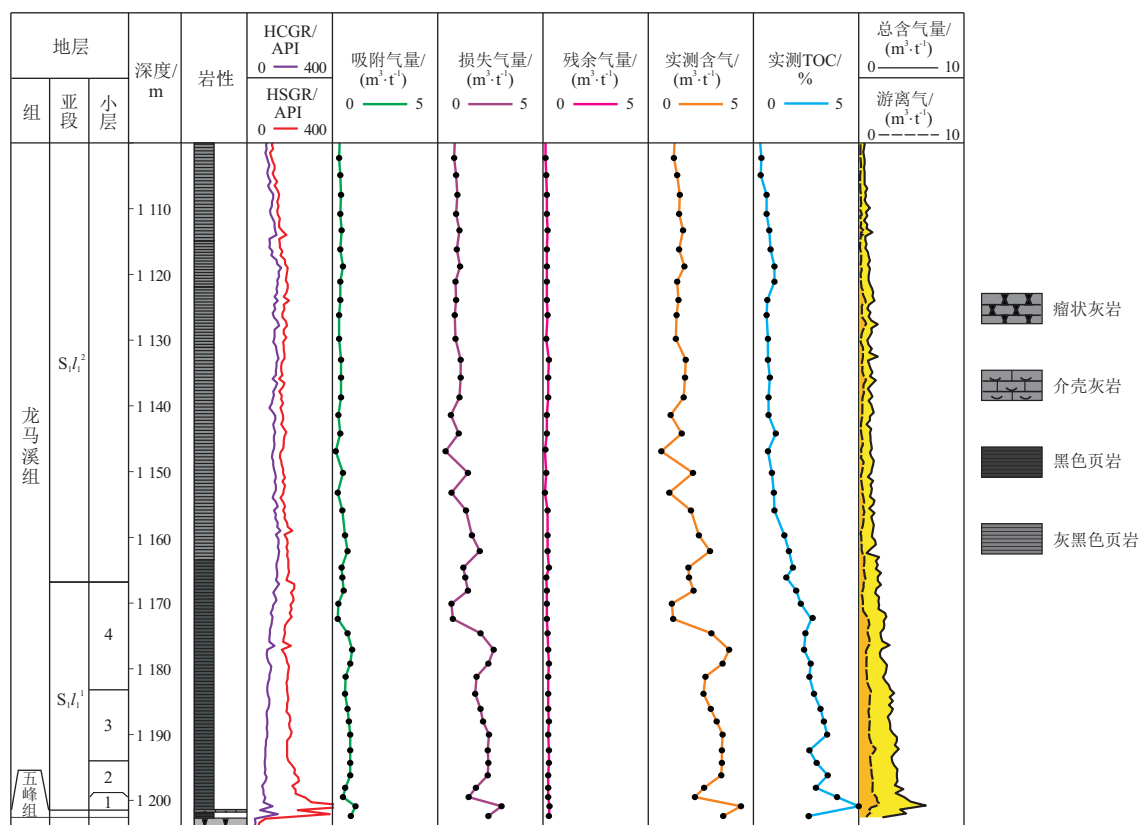


图 3 昭通太阳区块 T1 井龙马溪组页岩含气量垂向变化序列

Fig.3 Vertical variation of Longmaxi Formation shale gas content in well T1, Taiyang block of Zhaotong

条件复杂,属于典型的隔槽式褶皱变形构造样式^[6],导致研究区浅层页岩气的平面分布具有明显的非均质性。基于研究区龙一₁亚段 4 个小层的含气量平面等值线图(图 4)可以看出,龙一₁¹小层含气量高值区主要分布在北部和南部,最高值大于 4 m³/t,由南北 2 个高值区向中部和西部页岩的含气性逐渐变差;龙一₁²小层总含气量分布规律基本与龙一₁¹小层类似,呈现出南北高中间低的特征,其中在研究区东北部页岩总含气量最高可达 4 m³/t。

龙一₁³小层页岩含气量高值区主要位于东北部,页岩总含气量最高大于 3.4 m³/t,页岩含气量分布呈现由南北两侧向中间逐渐降低的变化规律。该小层页岩总含气量整体小于龙一₁¹和龙一₁²小层,其分布规律与龙一₁²小层大体一致,但中部低值区较龙一₁²小层范围变大。龙一₁⁴小层在研究区北部页岩含气性相对较好,向南页岩总含气量逐渐降低,最低至 1 m³/t,含气性较龙一₁¹、龙一₁²、龙一₁³小层总体偏低。龙一₁¹、龙一₁²、龙一₁³小层在研究区南部

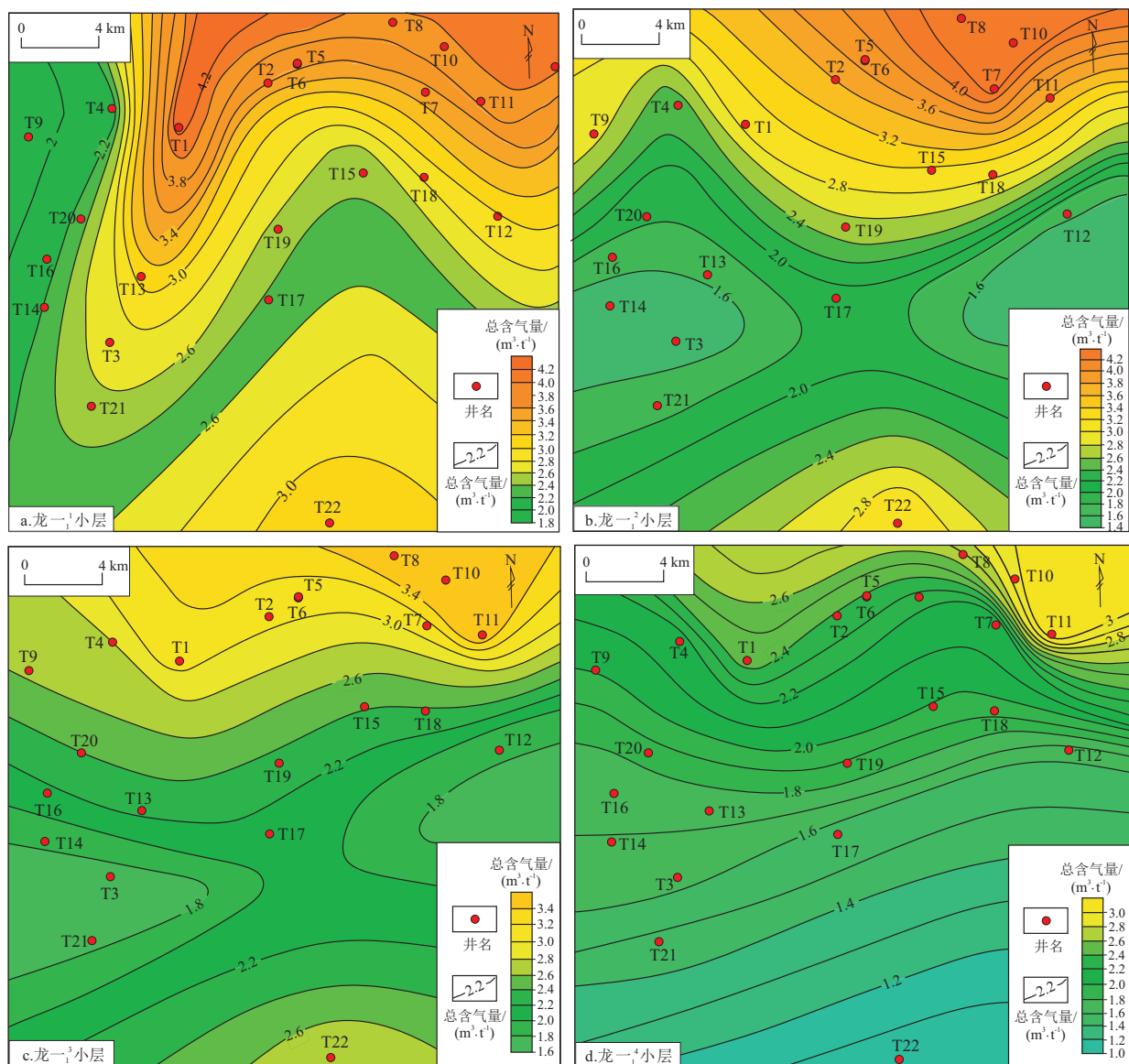


图4 昭通国家级页岩气示范区太阳区块龙马溪组龙一₁亚段4个小层总含气量平面分布

Fig.4 Plane distribution of total gas content in four layers of S_{1l_1} in Taiyang block of Zhaotang National Shale Gas Demonstration Zone

均有相对高值区,但随着深度的减小,总含气量低值区范围在逐渐扩大,总含气量也在逐渐降低(图4)。总体来说,在平面上龙一₁亚段页岩在研究区北部含气性较好,高值区总含气量平均大于 $3 \text{ m}^3/\text{t}$,具有良好的勘探开发价值。

3 含气性的主控因素

页岩总含气量大小的影响因素主要包括储层内部因素以及外部因素^[31-32]。内部因素包括 TOC 含量、矿物成分、物性特征等;外部因素则包括地层压力、构造活动、保存条件等方面^[33]。一般情况下,页岩含气性都是在多个因素的共同影响下进行演化的,因此在研究含气性的主控因素时要综合考

虑多方面因素。

3.1 有机质含量

有机质是富有机质页岩生烃演化重要的物质基础,是页岩含气性的重要影响因素之一,形成的有机质孔可以为页岩气提供大量储存空间并提高页岩储层的吸附能力^[6,18,30]。研究区龙一₁亚段页岩 TOC 含量为 0.98%~6.66%,平均 3.35%(表 2),自下而上呈现逐渐降低的趋势,在龙一₁小层达到最高,平均 4.14%,到龙一₄小层减少至 2.48%。TOC 含量的变化规律与前文提及的总含气量随埋深的减小而降低的趋势一致,且由二者的相关性分析图可看出,TOC 与含气量呈良好的正相关关系,与吸附气量也呈正相关关系, R^2 达 0.71(图 5a),

表 2 昭通国家级页岩气示范区太阳区块龙马溪组龙一₁亚段页岩储层矿物成分及总有机质含量

Table 2 Mineral composition and TOC of shale reservoirs in S₁l₁ in Taiyang block of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone

层位	石英	石英+长石	碳酸盐矿物	黏土矿物	ω(TOC)
龙一 ₄ 小层	(27.60~41.40)35.48	(30.70~45.00)39.32	(18.90~42.40)25.55	(23.70~34.60)30.37	(2.00~2.90)2.48
龙一 ₃ 小层	(27.10~48.30)39.56	(32.10~50.80)43.43	(17.20~34.60)24.25	(21.60~32.20)27.56	(2.50~3.50)2.97
龙一 ₂ 小层	(33.10~68.70)44.07	(38.10~69.70)47.80	(10.40~38.90)25.45	(15.90~26.20)21.88	(2.96~5.60)3.80
龙一 ₁ 小层	(8.70~60.10)27.68	(9.80~67.50)30.78	(10.40~76.50)45.50	(9.90~28.80)18.65	(0.98~6.66)4.14
总计	(8.70~68.70)36.70	(9.80~69.70)40.33	(10.40~76.50)30.19	(9.90~34.60)24.62	(0.98~6.66)3.35

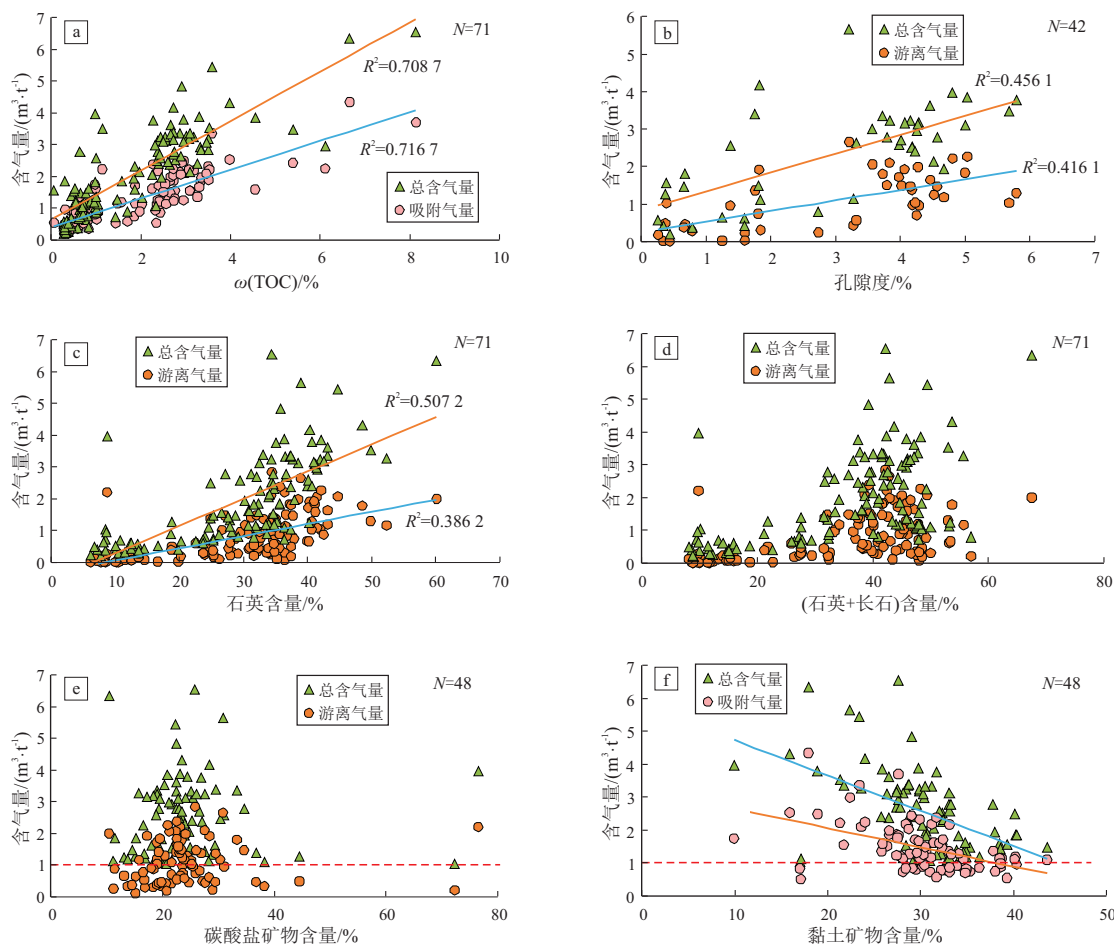


图 5 昭通国家级页岩气示范区太阳区块龙马溪组龙一₁亚段页岩储层各参数与含气量相关关系

Fig.5 Correlation between shale reservoir parameters and gas content in S₁l₁ in Taiyang block of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone

表明 TOC 含量对页岩的总含气量具有较强的控制作用,尤其表现为对吸附气量的控制。

3.2 矿物组成

通过对研究区龙马溪组页岩样品进行 X 全岩衍射分析发现,其矿物成分主要包括硅质矿物、碳酸盐矿物及黏土矿物,龙一₁亚段总体硅质矿物含量最多,其次是碳酸盐矿物,黏土矿物含量最低(表 2)。硅质矿物主要包括石英和长石,含量为 9.80%~69.70%,平均 40.33%;其中石英含量为 8.70%~68.70%,平均为 36.70%。碳酸盐矿物主要

为方解石和白云石,含量为 10.40%~76.50%,平均为 30.19%;黏土矿物含量为 9.90%~34.60%,平均为 24.62%。随着埋藏深度的增加,硅质矿物大致呈逐渐增加的趋势,而黏土矿物含量在不断减少。大部分硅质矿物和碳酸盐矿物均属于脆性矿物,研究区龙一₁亚段脆性矿物发育良好,脆性矿物平均含量达 70%,其中石英含量最高,在脆性矿物中占比约 52%。

根据相关性关系分析发现,石英含量及石英+长石含量与总含气量均呈正相关关系,其中与游离

气量呈正相关关系(图 5c,5d);碳酸盐矿物与总含气量、游离气量、吸附气量均无明显的相关性(图 5e);当样品的总含气量大于 $1 \text{ m}^3/\text{t}$ 时,黏土矿物含量与总含气量、吸附气量呈弱负相关性(图 5f)。由此表明脆性矿物(石英)、黏土矿物的含量对页岩总含气量的大小具有一定的控制作用:脆性矿物含量尤其表现为对游离气量的控制;而黏土矿物含量主要表现为对吸附气量的控制。

据前人研究,龙马溪组页岩的矿物组成及含量影响着孔隙的大小、孔隙类型、比表面积以及可供页岩气吸附和储存的空间大小,进而对页岩含气性具有一定的控制作用^[34-36];石英等刚性矿物的抗压能力强,利于粒间孔的保存,增加孔隙度,进而提高含气量^[30];高含量的脆性矿物有利于储层裂缝的形成以及后期页岩气的压裂开发^[34-35];若黏土矿物含量过高,则会包裹在脆性矿物周围,大大降低页岩的压裂性能,从而降低页岩气产量。

3.3 储集层性能

储层物性是描述储层性质的重要参数,对于页岩储层而言,孔隙度是储层评价最重要的参数之一。据研究区龙一₁亚段 42 个样品物性测试分析结果表明,该层段页岩孔隙发育,孔隙度主要分布在 1.23%~5.79%,平均值为 3.72%,渗透率分布在 $(0.001 2 \sim 5.70) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均值为 $0.95 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。且龙一₁亚段页岩处于过成熟阶段,因此多数有机质生烃裂解时会形成较多的有机质孔,储集空间类型复杂多样^[12],主要包括有机质孔、粒间孔、粒内孔及裂缝;镜下多见微裂缝发育,部分被方解石充填(图 6)。

孔隙度与总含气量和游离气量均呈中度正相关关系(图 5b),表明孔隙度的大小对研究区龙一₁亚段的总含气量有一定的影响,且主要表现为对游离气量的影响。

研究表明,海相页岩的孔隙类型多样,在有机质、脆性矿物及黏土矿物等基质中均可见孔隙发育;页岩气主要以吸附气和游离气两种状态赋存,有机质孔的发育大多呈蜂窝状连续密集分布,能够大大增加比表面积^[37-38],对页岩游离气和吸附气均有积极作用^[39];而黏土矿物粒间孔中多赋存水分,不利于页岩气的储存,脆性矿物粒间孔中则主要赋存游离气。从储层物性角度看,页岩孔隙度越高,能够提供给页岩气赋存的空间也就越大,孔体积的大小直接影响着游离气量的大小。而孔隙的比表面积是页岩气吸附的主要场所,因此比表面积的增加会提升页岩的吸附能力,尤其有机质孔的形成能够大大提升页岩的吸附能力^[12,35,40];而无机孔(包括粒间孔和粒内孔)和裂缝则会为游离气提供较大的储存空间,进而提高页岩的含气性。

3.4 地层压力

页岩气藏与常规油气藏不同,页岩气藏具有自生自储自盖的特点。在页岩生烃演化过程中会导致孔隙压力不断增加,进而在储层内形成异常高压。地层压力系数也是页岩气保存条件评价的综合指标之一^[24,41]。在存在压力差和烃浓度差异的情况下,页岩产生的烃类总是向外运移,若储层顶底板封闭条件良好,地层就会维持在异常高压的状态下,地层压力系数表现为高值;反之若储层因构

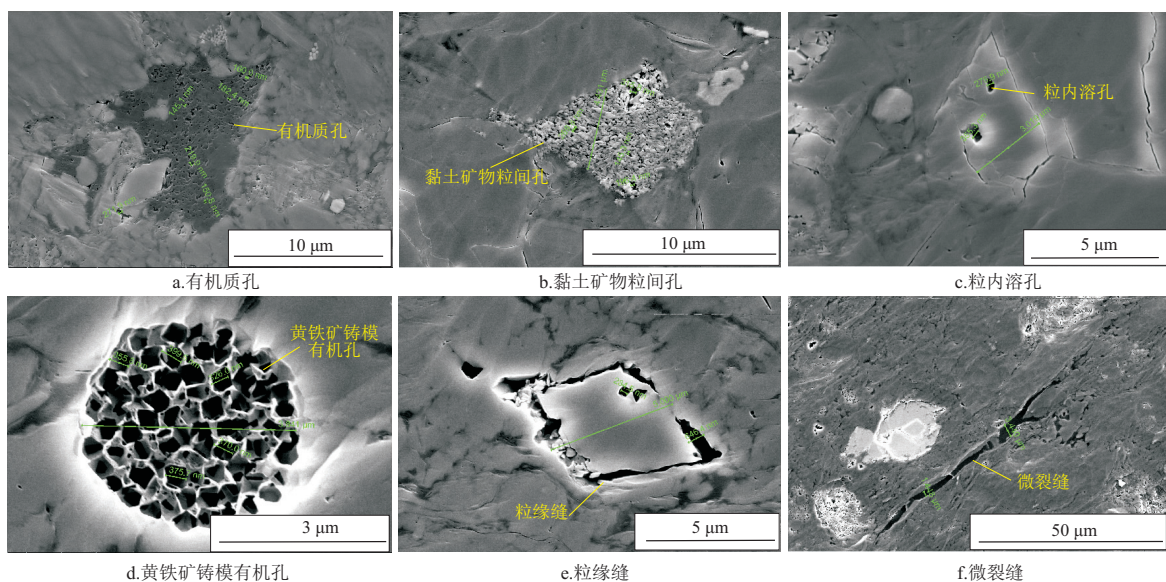


图 6 昭通国家级页岩气示范区太阳区块龙马溪组龙一₁亚段页岩储层微观特征

造运动活跃等致使储层顶底板条件差,烃类物质则快速向外逸散而造成地层压力下降^[41]。因此封闭性好的页岩气藏,地层压力系数较高,而顶底板发育差、断裂发育且规模较大、离剥蚀区较近的封闭性差的区块,通常地层压力系数低。

据前人研究,研究区页岩气高产区在横向及纵向上均具有良好的封闭条件,在页岩气封闭性断裂及顶底板的共同作用下形成良好的封闭条件^[14];且页岩不断生烃裂解产出页岩气,逸散程度较低,目的层表现为微超压—超压特征^[19-21,30];龙一₁亚段页岩储层压力系数均大于 1(表 3),表明研究区气源充足,储层保存条件良好,具有页岩气富集成藏的基本条件^[12,19]。

3.5 保存条件

研究表明,在构造复杂区的海相页岩气的勘探开发中,构造条件及保存条件是页岩气藏形成的关键,对后期页岩气的保存及页岩气藏的形成存在重要影响^[41]。昭通示范区在地质历史时期经历了加里东运动、海西运动、印支运动等多期构造活动^[30,42],构造演化强烈。常德双等^[6,42]研究发现,

昭通示范区在加里东期主要以地层抬升和沉降为主,以此奠定早期的构造格局,而在燕山运动时期,区内产生强烈的褶皱变形,发育一套背斜宽缓、向斜紧闭的隔槽式褶皱,太阳背斜即在该时期形成。同时形成数十条大小不一的北东向逆断层和近南北向的走滑断层,但多数断层并不连通,且均滑脱至下部膏岩层中,只有少数断裂断穿膏岩层。研究区所处的构造位置位于昭通示范区的东北部的太阳背斜区,构造改造相对较弱,背斜宽而缓,地层倾角较小,形态较完整,构造圈闭保存完好,对页岩气的保存具有积极作用。断层主要以挤压性的逆断层为主,封闭性较好,同时断层向下滑脱至膏岩层中,可有效阻止页岩气的逸散^[6,19-20,28]。除此之外,五峰组—龙马溪组龙一₁亚段之上发育龙一₂亚段(发育致密的泥岩、砂质泥岩)以及下志留统石牛栏组(主要发育的泥灰岩、泥质灰岩),总厚度约 500~1 500 m;目的层段下部的中奥陶统宝塔组沉积一套瘤状灰岩,顶底板均属于低孔低渗的致密岩层^[14,41,43],分布广泛而连续,厚度大,区域上能够保持稳定的压力场,维持页岩储层的微超压—超压特征,可作为五峰组—龙马溪组龙一₁亚段储层的优质盖层和底板,在纵向上可有效阻止气体的散失(图 7)。同时断层两侧致密岩层连续对接,在页岩储层两侧形成封堵,防止页岩气在横向上向两侧逸散,因此具备良好的三维封闭体系^[14,19-20],维持储层微超压—超压特征。

研究区页岩普遍埋深浅,约 500~2 000 m,而川南长宁、威远等邻区页岩埋深普遍大于 2 000 m,甚至深达 4 000 m。以长宁建产区宁 216 井区为例,其生烃条件(沉积环境、TOC 含量等)、矿物组

表 3 昭通国家级页岩气示范区太阳区块龙马溪组龙一₁亚段页岩气压力系数

Table 3 Pressure coefficient of shale gas in S₁L₁ in Taiyang block of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone

井号	井深/m	压力系数(测井)
T5	948~973	1.20
T4	740~780	1.46
T2	1 051~1 689	1.40
T7	1 633~1 693	1.40

注:数据引自文献[12,19]。

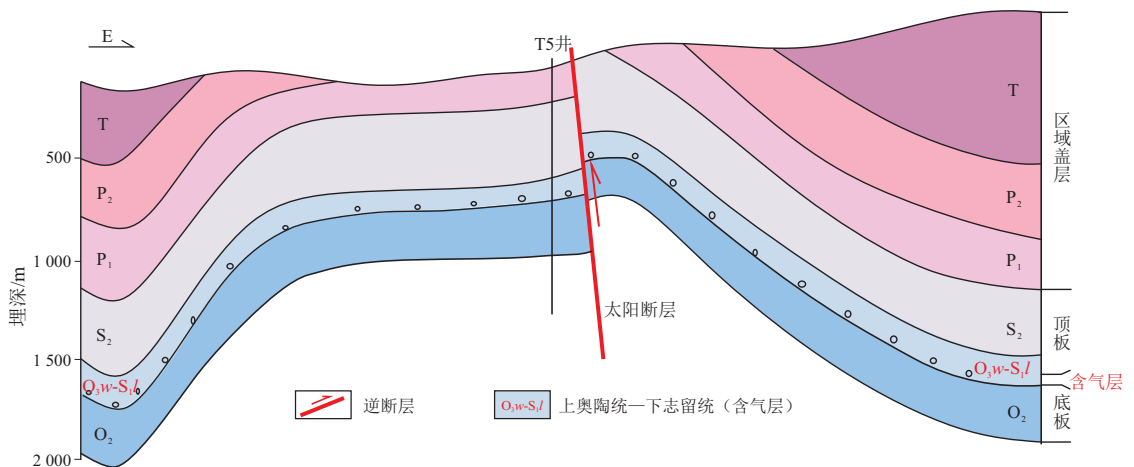


图 7 昭通国家级页岩气示范区太阳区块浅层页岩气富集成藏模式
据文献[8]修改。

Fig.7 Accumulation model of shallow shale gas in Taiyang block, Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone

成、地层压力与研究区相似,但研究区含气量整体高于宁 216 井区。这主要是由于宁 216 井区处于背斜前翼,褶皱非常发育,在强烈的挤压作用下,孔隙发生坍塌使得孔隙度变低,即使页岩埋深大于 2 000 m,但由于该地区外部构造条件差,不利于页岩气保存,导致含气量与测试产量均较低^[44]。研究区相邻的海坝背斜虽然与太阳区块相似,整体埋深较浅,但背斜隆起幅度较高,龙马溪组页岩出露核部,保存条件变差^[42]。综合分析得出,研究区龙马溪组页岩虽然埋藏较浅,但具备了良好的上覆地层条件^[20],区域上整体的保存条件良好,其顶底板岩性致密、分布广泛(图 7),厚度巨大、排替压力高、封闭性好且构造改造小,形成了优良的区域封闭体系,极大减少了页岩气的散失。

4 结论

(1) 昭通国家级页岩气示范区太阳区块浅层页岩气(埋深小于 1 500 m)具有良好的勘探开发前景。龙马溪组一段页岩总含气量平均 2.91 m³/t,垂向上看,总含气量以底部的龙一₁ 小层最高,平均为 4.59 m³/t,随埋深的减小大致呈逐渐降低的趋势;平面上,各小层页岩含气量总体具有类似的分布特征,呈现出南北高中间低的规律,其中页岩气最富集区域位于研究区的北部。

(2) 研究区龙一₁ 亚段页岩的有机质含量、矿物组成及储层物性对其含气性均有一定的控制作用。TOC 含量、硅质矿物含量、孔隙度与页岩含气性呈正相关关系,TOC 含量、硅质矿物含量、孔隙的发育对页岩气的生成、储集及开发具有促进作用。其中 TOC 含量是研究区龙一₁ 亚段页岩含气量的最主要控制因素,孔隙度和硅质矿物含量的控制作用稍弱。

(3) 在研究区烃源条件、页岩储层储集条件等同时具备的基础之上,良好的外部构造条件及顶底板条件为形成优质页岩气藏提供了保障,是研究区页岩气富集高产的关键因素。

致谢:特别感谢我的同门陈鑫、董建华、廖舒悦、刘崇焯、能敏、任官宝在本文完成过程中给予的指导及诸多帮助,感谢中国石油浙江油田公司提供的相关实验数据。

参考文献:

[1] 董大忠,邹才能,李建忠,等.页岩气资源潜力与勘探开发前景[J].地质通报,2011,30(2/3):324-336.
DONG Dazhong,ZOU Caineng,LI Jianzhong,et al.Resource poten-

tial,exploration and development prospect of shale gas in the whole world[J].Geological Bulletin of China,2011,30(2/3):324-336.

- [2] 胡明毅,邱小松,胡忠贵,等.页岩气储层研究现状及存在问题探讨[J].特种油气藏,2015,22(2):1-7.
HU Mingyi, QIU Xiaosong, HU Zhonggui, et al. Current researches on shale gas reservoirs and existing problems[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(2): 1-7.
- [3] 张金川,陶佳,李振,等.中国深层页岩气资源前景和勘探潜力[J].天然气工业,2021,41(1):15-28.
ZHANG Jinchuan, TAO Jia, LI Zhen, et al. Prospect of deep shale gas resources in China[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 15-28.
- [4] 杨跃明,陈玉龙,刘桑阳,等.四川盆地及其周缘页岩气勘探开发现状、潜力与展望[J].天然气工业,2021,41(1):42-58.
YANG Yueming, CHEN Yulong, LIU Shenyang, et al. Status, potential and prospect of shale gas exploration and development in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 42-58.
- [5] 张姝.美国页岩气发展现状及对我国页岩气开发的启示[J].中国能源,2020,42(6):21-24.
ZHANG Shan. Present situation of U.S. shale gas and its insights for China[J]. Energy of China, 2020, 42(6): 21-24.
- [6] 杨光,田伟志,吕江,等.威远构造 W202 区块龙马溪组龙 11 亚段页岩气储集层岩石学特征[J].特种油气藏,2021,28(2):34-40.
YANG Guang, TIAN Weizhi, LYU Jiang, et al. Petrological characteristics of shale gas reservoirs in Long 11 sub-member of Longmaxi Formation in W202 Block of Weiyuan structure[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2021, 28(2): 34-40.
- [7] 梁兴,张廷山,舒红林,等.滇黔北昭通示范区龙马溪组页岩气资源潜力评价[J].中国地质,2020,47(1):72-87.
LIANG Xing, ZHANG Tingshan, SHU Honglin, et al. Evaluation of shale gas resource potential of Longmaxi Formation in Zhao-tong National Shale Gas Demonstration Area in the northern Yunnan-Guizhou[J]. Geology in China, 2020, 47(1): 72-87.
- [8] 舒志国,王进.四川盆地涪陵气田焦石坝区块上部气层地质特征分析及有利区优选[J].石油实验地质,2021,43(1):34-44.
SHU Zhiguo, WANG Jin. Geological characteristics and optimization of favorable areas in the upper gas reservoir of Jiaoshiha block in the Fuling Shale Gas Field, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(1): 34-44.
- [9] 李明阳,黎承银,屈大鹏.川东南涪陵地区凉高山组凝析油气藏特征及成因[J].新疆石油地质,2022,43(4):387-395.
LI Mingyang, LI Chengyin, QU Dapeng. Characteristics and genesis of condensate reservoirs of Lianggaoshan formation in Fuling area, southeastern Sichuan basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022, 43(4): 387-395.
- [10] 郭旭升,胡东风,段金宝.中国南方海相油气勘探展望[J].石油实验地质,2020,42(5):675-686.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, DUAN Jinbao. Marine petroleum exploration in South China[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(5): 675-686.
- [11] 陆亚秋,梁榜,王超,等.四川盆地涪陵页岩气田江东区块下

- 古生界深层页岩气勘探开发实践与启示[J].石油与天然气地质,2021,42(1):241-250.
- LU Yaqiu, LIANG Bang, WANG Chao, et al. Shale gas exploration and development in the Lower Paleozoic Jiangdong block of Fuling gas field, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1):241-250.
- [12] 何勇,李林,刘成,等.盆外山地浅层页岩气经济有效开发对策探索[J].天然气工业,2021,41(4):82-90.
- HE Yong, LI Lin, LIU Cheng, et al. Economic and effective development of shale gas in mountainous areas outside the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(4):82-90.
- [13] 何治亮, 聂海宽, 蒋廷学. 四川盆地深层页岩气规模有效开发面临的挑战与对策[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(2): 135-145.
- HE Zhiliang, NIE Haikuan, JIANG Tingxue. Challenges and countermeasures of effective development with large scale of deep shale gas in Sichuan Basin [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(2): 135-145.
- [14] 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 case study on the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(2):27-36.
- [15] WEN Tao, CASTRO M C, ELLIS B R, et al. Assessing compositional variability and migration of natural gas in the Antrim shale in the Michigan Basin using noble gas geochemistry [J]. Chemical Geology, 2015, 417:356-370.
- [16] WEI Lin, SCHIMMELMANN A, MASTALERZ M, et al. Catalytic generation of methane at 60-100 °C and 0.1-300 MPa from source rocks containing kerogen types I, II, and III [J]. Geochimica et Cosmochimica Acta, 2018, 231:88-116.
- [17] DEZIEL N C, HUMEAU Z, ELLIOTT E G, et al. Shale gas activity and increased rates of sexually transmitted infections in Ohio, 2000-2016 [J]. PLoS One, 2018, 13(3):e0194203.
- [18] 王鹏万,张磊,李昌,等.黑色页岩氧化还原条件与有机质富集机制:以昭通页岩气示范区A井五峰组—龙马溪组下段为例[J].石油与天然气地质,2017,38(5):933-943.
- WANG Pengwan, ZHANG Lei, LI Chang, et al. Redox conditions and organic enrichment mechanisms of black shale: a case from the Wufeng-Lower Longmaxi formations in well A in Zhaotong Shale Gas Demonstration Area [J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(5):933-943.
- [19] 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 Kuniyu, 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.
- [20] 梁兴,徐政语,张朝,等.昭通太阳背斜区浅层页岩气勘探突破及其资源开发意义[J].石油勘探与开发,2020,47(1):11-28.
- LIANG Xing, XU Zhengyu, ZHANG Zhao, et al. Breakthrough of shallow shale gas exploration in Taiyang anticline area and its significance for resource development in Zhaotong, Yunnan province, China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1):11-28.
- [21] 杜建平,叶熙,史树有,等.复杂山地页岩气勘探开发技术创新与成效:以昭通国家级页岩气示范区为例[J].天然气工业,2021,41(4):41-50.
- DU Jianping, YE Xi, SHI Shuyou, et al. Technological innovation and achievements in the exploration and development of shale gas in complex mountainous areas: a case study of the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(4):41-50.
- [22] 梁兴,叶熙,张朝,等.滇黔北探区YQ1井页岩气的发现及其意义[J].西南石油大学学报(自然科学版),2014,36(6):1-8.
- LIANG Xing, YE Xi, ZHANG Zhao, et al. Significance of discovery of shale gas from well YQ-1 in northern Yunnan-Guizhou Provinces, China [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(6):1-8.
- [23] 陈志鹏,梁兴,张介辉,等.昭通国家级示范区龙马溪组页岩气储层超压成因浅析[J].天然气地球科学,2016,27(3):442-448.
- CHEN Zhipeng, LIANG Xing, ZHANG Jiehui, et al. Genesis analysis of shale reservoir overpressure of Longmaxi Formation in Zhaotong Demonstration Area, Dianqianbei Depression [J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(3):442-448.
- [24] 蒲泊伶,董大忠,王凤琴,等.川南地区龙马溪组沉积亚相精细划分及地质意义[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(3):15-25.
- PU Boling, DONG Dazhong, WANG Fengqin, et al. Re-division and evolution of sedimentary subfacies of Longmaxi shale in southern Sichuan Basin [J]. Journal of China University of Petroleum, 2020, 44(3):15-25.
- [25] 杨洋.川南长宁地区下志留统龙马溪组页岩储层研究[D].成都:西南石油大学,2016.
- YANG Yang. Study of Longmaxi shale reservoir in Changning area, southern Sichuan [D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2016.
- [26] 叶玥豪.四川盆地五峰—龙马溪组页岩储层形成机理[D].成都:成都理工大学,2018.
- YE Yuehao. Formation mechanism of shale reservoir in Wufeng-Longmaxi formation in Sichuan Basin [D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2018.
- [27] 何卫红,汪啸风,卜建军,晚奥陶世五峰期扬子海盆海平面变化旋回与古水体深度[J].沉积学报,2002,20(3):367-375.
- HE Weihong, WANG Xiaofeng, BU Jianjun. The Eustatic cycles and the depth of water mass of the Latest Ordovician Wufengian in the Yangtze Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(3):367-375.
- [28] 梁兴,徐政语,张介辉,等.浅层页岩气高效勘探开发关键技术:以昭通国家级页岩气示范区太阳背斜区为例[J].石油学报,2020,41(9):1033-1048.
- LIANG Xing, XU Zhengyu, ZHANG Jiehui, et al. Key efficient

- exploration and development technologies of shallow shale gas: a case study of Taiyang anticline area of Zhaotong National Shale Gas Demonstration Zone [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(9): 1033-1048.
- [29] 周倚. 四川盆地长宁地区龙马溪组优质页岩储层评价及地质建模[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2019.
ZHOU Yi. Quality shale reservoir evaluation and geological modeling of Longmaxi Formation in Changning area, Sichuan Basin [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2019.
- [30] 孙健. 黔北地区浅层龙马溪组页岩含气性及其控制因素[D]. 广州: 中国科学院大学(中国科学院广州地球化学研究所), 2020.
SUN Jian. Gas in place and its controlling factors of the shallow Longmaxi shale in the northern Guizhou area [D]. Guangzhou: University of Chinese Academy of Sciences (Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences), 2020.
- [31] 林拓, 张金川, 李博, 等. 湘西北常页 1 井下寒武统牛蹄塘组页岩气聚集条件及含气特征[J]. *石油学报*, 2014, 35(5): 839-846.
LIN Tuo, ZHANG Jinchuan, LI Bo, et al. Shale gas accumulation conditions and gas-bearing properties of the Lower Cambrian Niutitang Formation in well Changye 1, northwestern Hunan [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(5): 839-846.
- [32] 张金川, 刘树根, 魏晓亮, 等. 页岩含气量评价方法[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 28-40.
ZHANG Jinchuan, LIU Shugen, WEI Xiaoliang, et al. Evaluation of gas content in shale [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 28-40.
- [33] 钟光海, 谢冰, 周肖, 等. 四川盆地页岩气储层含气量的测井评价方法[J]. *天然气工业*, 2016, 36(8): 43-51.
ZHONG Guanghai, XIE Bing, ZHOU Xiao, et al. A logging evaluation method for gas content of shale gas reservoirs in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2016, 36(8): 43-51.
- [34] 徐政语, 梁兴, 鲁慧丽, 等. 昭通示范区五峰组—龙马溪组页岩气成藏类型与有利区分布[J]. *海相油气地质*, 2021, 26(4): 289-298.
XU Zhengyu, LIANG Xing, LU Huili, et al. Shale gas accumulation types and favorable area distribution of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Zhaotong Demonstration Area [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2021, 26(4): 289-298.
- [35] 毕赫, 姜振学, 李鹏, 等. 渝东南地区黔江凹陷五峰组—龙马溪组页岩储层特征及其对含气量的影响[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(8): 1275-1283.
BI He, JIANG Zhenxue, LI Peng, et al. Shale reservoir characteristics and its influence on gas content of Wufeng—Longmaxi Formation in the southeastern Chongqing [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(8): 1275-1283.
- [36] 曹小朋. 矿物组成对页岩油渗流机理的影响[J]. *断块油田*, 2021, 28(5): 609-613.
CAO Xiaopeng. Influence of mineral composition on shale oil seepage mechanism [J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2021, 28(5): 609-613.
- [37] CURTIS J B. Fractured shale-gas systems [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [38] 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.
- [39] 魏志红, 魏祥峰. 页岩不同类型孔隙的含气性差异: 以四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 2014, 34(6): 37-41.
WEI Zhihong, WEI Xiangfeng. Comparison of gas-bearing property between different pore types of shale: a case from the Upper Ordovician Wufeng and Longmaxi Fms in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2014, 34(6): 37-41.
- [40] 朱汉卿, 贾爱林, 位云生, 等. 昭通示范区龙马溪组页岩微观孔隙结构特征及吸附能力[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(4): 1-6.
ZHU Hanqing, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Characteristics of microscopic pore structure and methane adsorption capacity of shale in the Longmaxi Formation in the Zhaotong area [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2018, 25(4): 1-6.
- [41] 谢佳彤, 付小平, 秦启荣, 等. 川东南东溪地区龙马溪组裂缝分布预测及页岩气保存条件评价[J]. *煤田地质与勘探*, 2021, 49(6): 35-45.
XIE Jiatong, FU Xiaoping, QIN Qirong, et al. Prediction of fracture distribution and evaluation of shale gas preservation conditions in Longmaxi Formation in Dongxi area [J]. *Coal Geology & Exploration*, 2021, 49(6): 35-45.
- [42] 常德双, 韩冰, 朱斗星, 等. 燕山运动对页岩气保存条件的控制作用: 以滇黔北地区太阳—海坝区块龙马溪组页岩气为例[J]. *天然气工业*, 2021, 41(S1): 45-50.
CHANG Deshuang, HAN Bing, ZHU Douxing, et al. Control of Yanshanian movement on shale gas preservation conditions: a case study on the Longmaxi Formation shale gas in Taiyang—Haiba block of northern Yunnan and Guizhou [J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(S1): 45-50.
- [43] 刘伟新, 卢龙飞, 叶德嫫, 等. 川东南地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组页岩气异常压力封存箱剖析与形成机制[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(5): 804-814.
LIU Weixin, LU Longfei, YE Deliao, et al. Significance and formation mechanism of abnormally pressured compartments of shale gas in the Ordovician Wufeng—Silurian Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 804-814.
- [44] TANG Qingsong, ZHOU Lu, CHEN Lei, et al. Development characteristics of shale lithofacies in the Longmaxi Formation and their main controlling factors in the Changning area, south Sichuan Basin, SW China [J]. *Frontiers in Earth Science*, 2021, 9: 775657.