

四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气藏类型、特征及勘探方向

边瑞康^{1,2,3}, 孙川翔^{1,2,3}, 聂海宽^{1,2,3}, 刘珠江⁴, 杜伟^{1,2,3}, 李沛^{1,2,3}, 王濡岳^{1,2,3}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 4. 中国石化勘探分公司, 四川 成都 610041)

摘要:四川盆地东南部是中国石化五峰组-龙马溪组深层页岩气勘探的主战场, 钻井受工程技术约束目前深度主要集中在小于4 500 m的深层, 大于4 500 m的超深层尚未取得实质性勘探突破。构造类型是该地区页岩气藏局部深度差异的主控因素, 同时也是保存条件和工程技术条件的重要控制因素, 开展页岩气藏构造类型划分和特征研究, 查明该地区页岩气藏深度分布的整体特征对后续勘探评价与部署具有重要参考意义。通过将研究区深层页岩气藏划分为盆缘背斜型、盆缘斜坡型、盆内高陡型和盆内向斜型4种主要类型, 明确了不同类型深层页岩气藏的特征和主要勘探目标。盆缘背斜型的阳春沟、新场西部、丁山、林滩场、桂花, 以及盆缘斜坡型的新场东部、东溪东部、良村北、永乐-古蔺等目标最为有利。构造类型对储层含气性及产量也具有一定的控制作用, 研究表明控制作用具有盆缘背斜型>盆缘斜坡型>盆内高陡型的特征。同时构造类型还控制着深层页岩气的深度分布特征以及工程改造的效果和资源分布特征, 其中改造效果较好的3 500~4 500 m深层主要分布在盆缘背斜型和盆缘斜坡型, 但其资源量占比相对较小, 深度大于4 500 m的超深层在4种构造类型中都有分布, 其资源量占主体地位。综合考虑构造类型、深度分段、资源规模和工程技术条件, 认为研究区深层页岩气的勘探应分3个层次逐步开展: ①效益攻关盆缘背斜型和盆缘斜坡型3 500~4 500 m深度段; ②突破攻关盆缘背斜型、盆缘斜坡型和盆内高陡型4 500~5 000 m深度段; ③跟踪评价盆内向斜型大于5 000 m深度段。

关键词: 深度分布; 勘探方向; 构造类型; 深层页岩气; 五峰组-龙马溪组; 四川盆地东南部

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

Types, characteristics, and exploration targets of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin

BIAN Ruikang^{1,2,3}, SUN Chuanxiang^{1,2,3}, NIE Haikuan^{1,2,3}, LIU Zhujiang⁴, DU Wei^{1,2,3}, LI Pei^{1,2,3}, WANG Ruyue^{1,2,3}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 2. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, SINOPEC, Beijing 102206, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 4. Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: The southeastern Sichuan Basin serves as a major region for the exploration of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations to the Sinopec. Due to the constraints of engineering technology, the current drilling depth has focused on the layers at depth less than 4 500 m, while no substantial exploration breakthroughs have been made in the ultra-deep layers with depth exceeding 4 500 m. The structural type acts as a dominant factor governing the local depth differences of shales in this region. Furthermore, it significantly influences shale gas preservation conditions and the applicability of available engineering technologies. Therefore, determining the structural types of deep shale gas reservoirs therein, as well as the characteristics and the overall depth distribution of various types, can provide critical references for subsequent exploration elevation and exploration well emplacement. In this study, the deep shale gas reservoirs in the study area are classified into four major types in terms of structure: the basin-margin-anticline type, the basin-margin-slope type, the highly-steep-structure type, and the basin-interior-syncline type. We

收稿日期: 2023-04-06; 修回日期: 2023-09-05。

第一作者简介: 边瑞康(1982—), 男, 博士、高级工程师, 页岩油气地质。E-mail: bianruikang@foxmail.com。

通信作者简介: 聂海宽(1982—), 男, 博士、研究员, 非常规油气地质。E-mail: niehk.syky@sinopec.com。

基金项目: 国家自然科学基金项目(42272143); 中国石化科技项目(P23132)。

determine the characteristics and target areas of these various types of deep shale gas reservoirs. The most favorable exploration targets concluded include the Yangchungou, western Xinchang, Dingshan, Lintanchang, and Guihua structure of the basin-margin-anticline type, as well as the eastern Xinchang, eastern Dongxi, northern Liangcun, and Yongle-Gulin structure of the basin-margin-slope type. The structural type has a certain control effect on the gas-bearing capacity and production of reservoirs. Structure of the basin-margin-anticline type is the best in terms of both gas-bearing capacity and production, followed by the basin-margin-slope type and the highly-steep-structure type. Moreover, the structural type governs the depth distribution of deep shale, thus indirectly controlling the fracturing performance and resource potential. Deep shale gas layers at depth interval 3 500 ~ 4 500 m with a great fracturing performance primarily include those of the basin-margin-anticline and basin-margin-slope types, the resources of which accounts for a relatively small proportion. The ultra-deep reservoirs at depth exceeding 4 500 m are seen in these four types of structures, accounting for a large portion in resources. By combining the structural types, depth segmentation, estimated in-place gas, and engineering technology conditions, it is recommended that the deep shale gas reservoirs in the study area should be explored progressively in three stages: (1) targeting shale gas reservoirs of the basin-margin-anticline and basin-margin-slope types at depth interval 3 500 ~ 4 500 m for exploration benefit; (2) targeting shale gas reservoirs of the basin-margin-anticline, basin-margin-slope, and highly-steep-structure types at depth interval 4 500 ~ 5 000 m for exploration breakthrough; and (3) targeting shale gas reservoirs of the basin-interior-syncline type at depth interval over 5 000 m for exploration appraisal.

Key words: depth distribution, exploration target, structural type, deep shale gas, Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin

引用格式:边瑞康,孙川翔,聂海宽,等. 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气藏类型、特征及勘探方向[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1515-1529. DOI: 10. 11743/ogg20230614.

BIAN Ruikang, SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, et al. Types, characteristics, and exploration targets of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1515-1529. DOI: 10. 11743/ogg20230614.

近年来,中国在四川盆地五峰组-龙马溪组中-浅层(深度<3 500 m)页岩气领域发现了涪陵、威远、长宁和昭通等页岩气田,实现了规模商业开发^[1-5]。伴随着地质认识的逐步深化,钻井和压裂等工程技术的持续进步,加之中-浅层后备目标的逐渐减少,资源规模巨大的深层(深度为3 500~4 500 m)和超深层(深度>4 500 m)页岩气成为现阶段的勘探重点,是中国页岩气现实的资源接替领域^[2,4,6-11]。马永生等^[2]和郭彤楼^[6]评价认为四川盆地内五峰组-龙马溪组3 500~4 500 m深层页岩气有利区面积超过 2×10^4 km²,资源量超过 10×10^{12} m³;马新华等^[4]评价认为川南地区五峰组-龙马溪组3 500~4 500 m深层页岩气可工作面积超 1.7×10^4 km²,资源量超 8.5×10^{12} m³;张素荣等^[10]评价认为川南地区五峰组-龙马溪组3 500~4 500 m深层及大于4 500 m超深层页岩气有利面积约 3.8×10^4 km²,资源量约 25.6×10^{12} m³。这些评价结果均表明四川盆地深层-超深层页岩气具有巨大的资源潜力。

目前四川盆地内深层页岩气藏的勘探和生产总体受构造背景、构造类型与埋深的综合影响。在川西南-川南低陡褶皱带北部的威荣、永川和泸州,川南低

陡褶皱带东南部的林滩场,川东高陡褶皱带东南部的江东、白马、南川、丁山、东溪和新场等地区均钻获高产页岩气流,全部集中在3 500~4 500 m深层。其中,川西南-川南低陡褶皱带北部相对远离盆地边界,挤压褶皱作用相对较弱,五峰组-龙马溪组最大深度多在4 500 m左右,相邻正负构造高差较小^[4,10-12],构造类型对目的层埋深和页岩气单井产量的影响相对较小。以泸州地区为例,该地区在构造高部位和低部位均获得高产气流^[13],国内首口日产超百万立方米测试产量的深层页岩气井——L203井,垂深3 890 m,位于低陡构造区福集宽缓向斜内^[5,13]。川南低陡褶皱带东南部与川东高陡褶皱带东南部则紧邻盆地边缘,挤压褶皱作用较强,高陡构造与深凹发育,最大深度超过6 000 m,相邻正负构造高差大,过渡部位倾角大^[14-16]。该地区构造类型对目的层埋深和页岩气单井产量的影响较大,已有钻井主要集中在正向构造高部位3 500~4 500 m的深度范围内,而在一些正向构造深度大于4 500 m的部位,或是处于负向构造的地区(深度往往大于5 000 m),部署探井少且尚未取得实质性勘探突破。以丁山地区为例,构造类型包括丁山断背斜

及其相邻关圣场向斜,五峰组-龙马溪组由南东至北西方向从出露地表到快速深入到大于6 000 m的超深层,断背斜与向斜的过渡区深度一般在5 000 m左右。区内已有深层页岩气钻井主要集中在丁山断背斜核部和翼部的构造高部位。早期在核部钻探的DY2HF井,导眼井目的层垂深4 367 m,水平段长1 034 m,测试获日产气量 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3$ ^[17-18]。近期在翼部钻探的DY7HF井,导眼井目的层垂深4 120 m,水平段长1 575 m,测试获日产 $42.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产气流。在丁山断背斜深度大于4 500 m的部位近期刚部署探井开展超深层攻关试验,关圣场向斜则由于埋深过大尚未部署探井。由此可见,不同构造背景造成了四川盆地不同地区构造类型对埋深分布控制作用的差异。对于四川盆地东南部而言,构造类型对目的层埋深分布、

单井产量和资源特点具有较大的控制作用,进而影响着区内深层页岩气的勘探部署决策。

本文以川南低陡褶皱带东南部-川东高陡褶皱带东南部为研究对象,基于构造背景和构造特征,划分深层页岩气藏构造类型,明确不同类型深层页岩气藏特征,探讨气藏类型对产量和资源规模的控制作用,以期对该地区深层页岩气后期的勘探评价与部署提供参考。

1 研究区概况

研究区构造上处于川南低陡褶皱带东南部-川东高陡褶皱带西南部(图1),主要由中国石化綦江、赤水、綦江南等勘查区块构成,是目前中国石化深层页岩气勘探的主战场。研究区五峰组-龙马溪组页岩的深

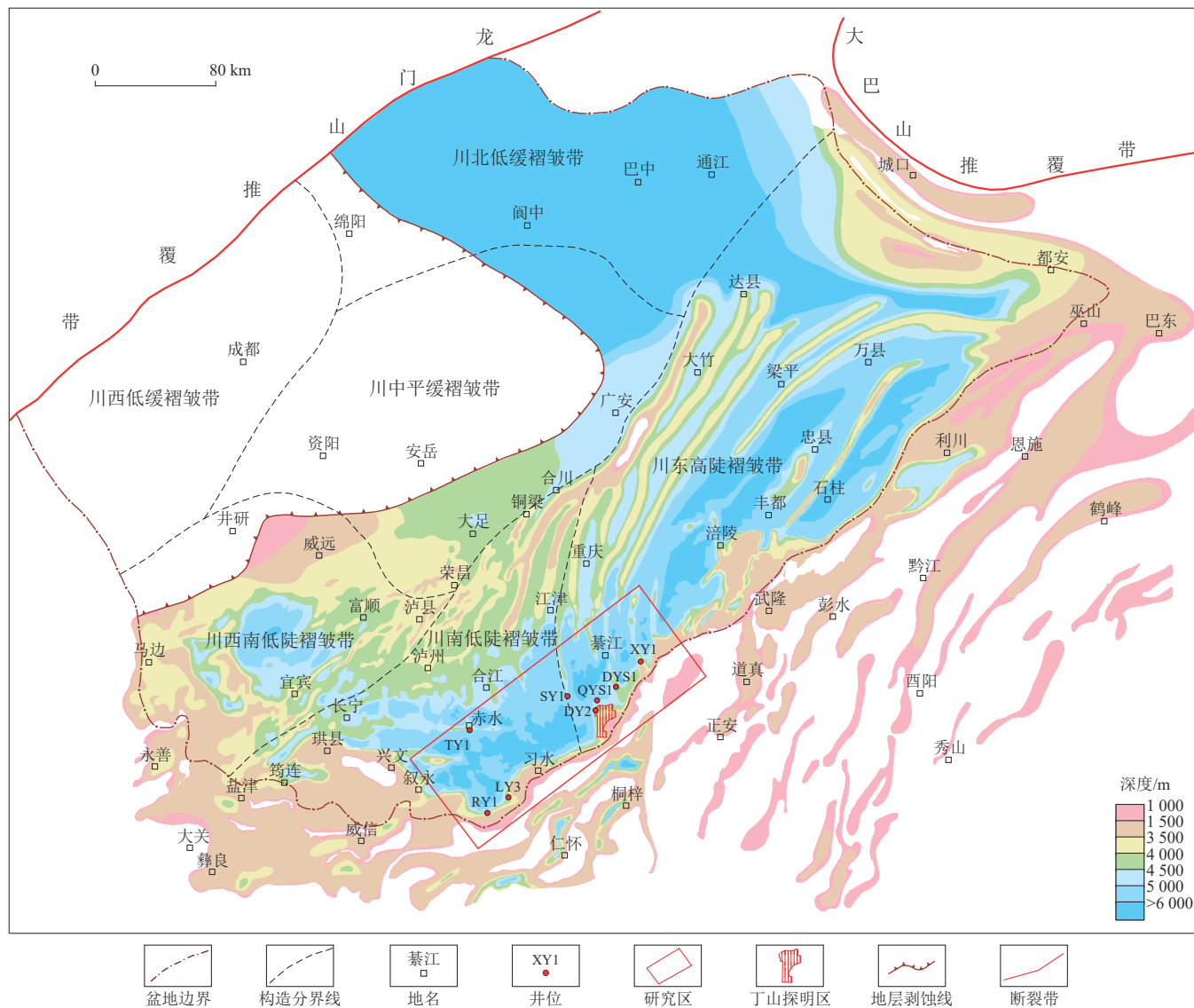


图1 四川盆地及周缘地区五峰组底界埋深及研究区位置(川南地区据文献[10-12]修改)

Fig. 1 Map showing the burial depth of the Wufeng Formation bottom boundary in the Sichuan Basin and its peripheries and the location of the study area (the map portion of the southern Sichuan Basin modified after references [10-12])

度差异主要受控于构造类型,如正向构造埋深相对较浅,负向构造埋深相对较大,因此目前勘探主要集中在正向构造埋藏相对较浅的地区,先后针对丁山断背斜、古蔺斜坡、东溪高陡构造、林滩场背斜、石龙峡高陡构造和新场断背斜等深层目标进行了勘探部署(图2),多数钻井取得了勘探突破,其中丁山地区深层钻井测试页岩气产量 $(10.4 \sim 42.8) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,东溪地区深层为 $(1.2 \sim 41.2) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,林滩场地区深层为 $17.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[17-20]。尤其是近期在新场断背斜钻探的XY1井,导眼井目的层垂深3 611 m,水平段长1 816 m,测试获 $53.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 高产页岩气流。但也有少数钻井失利,如古蔺斜坡RY1井和石龙峡高陡构造SY1井,失利原因主要为保存条件遭受破坏,页岩储层含气性差。2022年中国石化在丁山地区提交探明页岩气储量 $1\,459.68 \times 10^8 \text{ m}^3$ (图1),为该地区首个页岩气探明储量区,其气藏埋深1 900~4 500 m,埋深大于3 500 m的深层面积约占50%,揭示该地区深层页岩气巨大的勘探潜力。

研究区内已有钻井揭示,阳春沟—新场地区位于

硅质深水陆棚沉积相带,东溪—桂花一带位于含灰硅质深水陆棚沉积相带,总有机碳含量(TOC)大于2%的优质页岩总体发育,属于“深水深层”型^[21-28](图2)。但相带位置总体处于深水相带边缘,相对于涪陵—巫溪、长宁—泸州等深水相带中心位置上优质页岩厚度略薄^[21-22]。其中TOC大于2%的优质页岩厚度为19~36 m,薄于焦石坝的30~38 m;按生物地层划分的WF2—LM4笔石带厚度7~17 m,薄于焦石坝的20~25 m^[25]。虽然厚度略薄,但优质页岩TOC、孔隙度、硅质含量及总含气量等静态指标与焦石坝基本相当(表1)^[18,25-29]。研究区内大部分地区深层断裂不发育,地层压力系数高,页岩气保存条件好,具有“高压、高孔、高含气量”的“超压富气”特征^[18]。

研究区内具有多期构造运动特征,与整个南方地区的构造演化密切相关。加里东期内的郁南运动、都匀运动和广西运动形成了早期中—上扬子区“大隆大坳”的构造格局,构造运动相对简单,以整体抬升、沉降为主^[15,30]。中—新生代以来由于太平洋板块俯冲作用和印度板块碰撞作用的影响,构造活动强烈,形成多期叠加

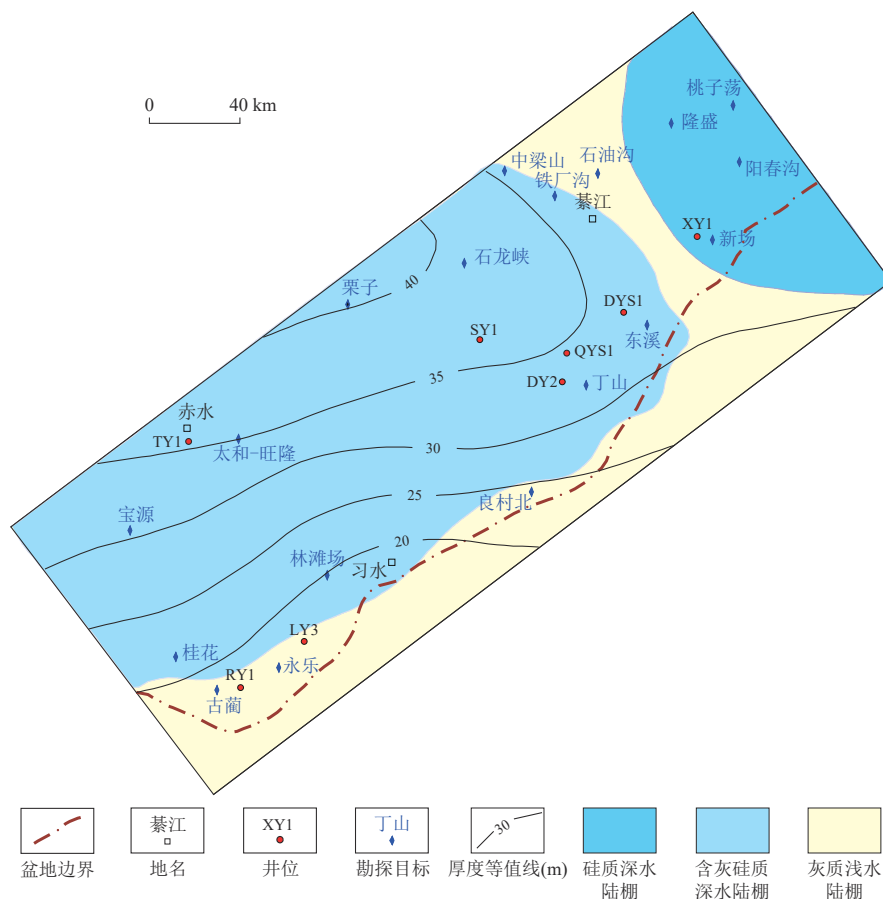


图2 四川盆地东南部五峰组—龙马溪组 TOC 大于 2% 优质页岩沉积相带及厚度特征

Fig. 2 Sedimentary facies zones and thicknesses of high-quality shales with TOC content exceeding 2% in the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin

表1 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气优质页岩段指标特征^[18,25-29]Table 1 Indices of high-quality shale intervals in deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin^[18,25-29]

地区	深度/m	WF2—LM4 笔石带	①—⑤号小层					
		厚度/m	厚度/m	平均 TOC/%	平均孔隙度/%	平均硅质含量/%	平均总含气量/(m ³ /t)	压力系数
丁山	3 500 ~ 4 500	7 ~ 10	30 ~ 36	3.3	4.8	49.1	5.9	1.6 ~ 2.0
东溪	4 200 ~ 4 500	9 ~ 17	30 ~ 35	3.6	6.1	51.2	4.9	>1.8
焦石坝	2 150 ~ 3 500	20 ~ 25	33 ~ 41	3.6	5.4	58.4	5.9	1.3 ~ 1.5

构造变形^[31],同时受纵向上发育的2套主要膏盐滑脱层(寒武系、三叠系嘉陵江组-雷口坡组)及1套次要泥页岩滑脱层(志留系)影响,发育多层次滑脱构造^[16]。以齐岳山断裂为界,中扬子地区以发育基底卷入式“隔槽式”断褶组合为主,而四川盆地内川东南地区则以发育盖层滑脱式“隔档式”断褶组合为主^[15,18,32-34]。川东南地区在晚侏罗世—早白垩世受到雪峰造山带SE-NW向挤压沉降,在晚白垩世受到黔中地块SN向挤压沉降,在古近纪晚期和晚新生代青藏高原隆升影响下分别受到NE-SW和NW-SW向挤压抬升^[16,35-37]。由于研究区位于川东南地区东南部,在前两期挤压沉降过程中位于大娄山造山带前缘及齐岳山冲断带之下,发生较大幅度的沉降作用,而在后两期挤压抬升过程中又相对远离青藏高原,处于差异隆升中的相对弱抬升区,因此导致该地区五峰组-龙马溪组现今最大深度较合川—大足—富顺—泸州等地区深约2 000 m。

2 深层页岩气藏构造类型特征

川东南地区整体为“隔档式”断褶组合特征^[15,18,32-34]。齐岳山断裂控制了盆缘带的构造类型^[16],在齐岳山断裂分段处前缘主要发育背斜褶皱,其他地区则由高陡斜坡直接过渡到盆内向斜。盆内远离盆缘带主要以平缓向斜构造为主,在西北及西部的部分地区发育NNW-SSE向和EW向高陡构造。构造类型除了对深度变化有控制作用外,还对保存条件、地应力大小和地层倾角大小等具有重要的控制作用^[37-39],构造类型一定程度上控制着页岩的含气性和后期改造的效果。基于构造背景、构造形态和深层页岩气勘探实践,将研究区内深层页岩气发育区的构造类型划分为盆缘背斜型、盆缘斜坡型、盆内高陡型和盆内向斜型等4种主要类型(图3,图4)。

2.1 盆缘背斜型

齐岳山断裂是“隔槽式”断褶带与“隔档式”断褶带的分界线,为一条规模较大的隐伏基底断裂^[15,18,32-33,40]。“隔槽式”断褶带向“隔档式”断褶带转换过程中主滑

脱拆离深度发生台阶式变浅,两者之间的过渡带一般为断坡倾角未知的断弯褶皱^[41-42]。基底断坡倾角大小控制了齐岳山断裂西侧的构造形态,断坡倾角较小时,齐岳山断裂西侧以形成背斜褶皱为主;断坡倾角较大时,则以形成斜坡为主^[16]。齐岳山断裂本身并不连续,沿盆地边缘呈S形展布(图3),在断裂的分段处,基底断坡倾角较小,在分段处前缘一般形成背斜褶皱(图4a);而在断裂其他位置,基底断坡倾角较大,以形成斜坡为主(图4b)。在背斜发育区,由盆外向盆内一般依次发育冲断褶皱带、逆冲-断展褶皱带和滑脱褶皱带。在逆冲-断展褶皱带的东南部,为构造高部位,深度一般小于3 500 m,为中-浅层页岩气发育区,而在逆冲-断展褶皱带西部向滑脱褶皱带过渡的部位发育盆缘背斜型深层页岩气藏,其深度一般在3 500 ~ 5 000 m,深度超过5 000 m后进入滑脱褶皱带,地层以滑脱变形为主,相对平缓,形成盆内向斜型深层页岩气藏(图4a)。

盆缘背斜型深层页岩气藏由北东向南西主要包括阳春沟、新场西部、丁山、林滩场和桂花等背斜(图3,图4a;表2)。由于其发育在背斜或断背斜构造轴部或翼部向深层的延伸部位,较中-浅层发育区远离盆地边界,发育规模较小的基底断层,向上终止于中-下三叠统滑脱层,上覆盖层完整性更好,因此整体保存条件要好于中-浅层发育区^[43]。以丁山地区为例,其深层压力系数1.6 ~ 2.0,高于中、浅层的1.0 ~ 1.3。但深层发育区地应力逐渐增大,丁山地区中-浅层最大水平主应力一般为60 ~ 80 MPa,而深层发育区则为110 ~ 135 MPa。地层倾角相对于焦石坝等大型背斜要大,一般为3° ~ 30°,丁山核部及东翼整体较为宽缓,地层倾角为3° ~ 12°,西翼地层相对窄陡,地层倾角为10° ~ 30°。构造窄陡地区地应力及差异系数高于构造宽缓地区,压裂改造难度更大,构造相对宽缓部位是有利勘探部位。盆缘背斜型是研究区深层页岩气的勘探重点,目前已在丁山、新场和林滩场等地区取得了勘探突破,下一步有利目标包括阳春沟和桂花等地区。

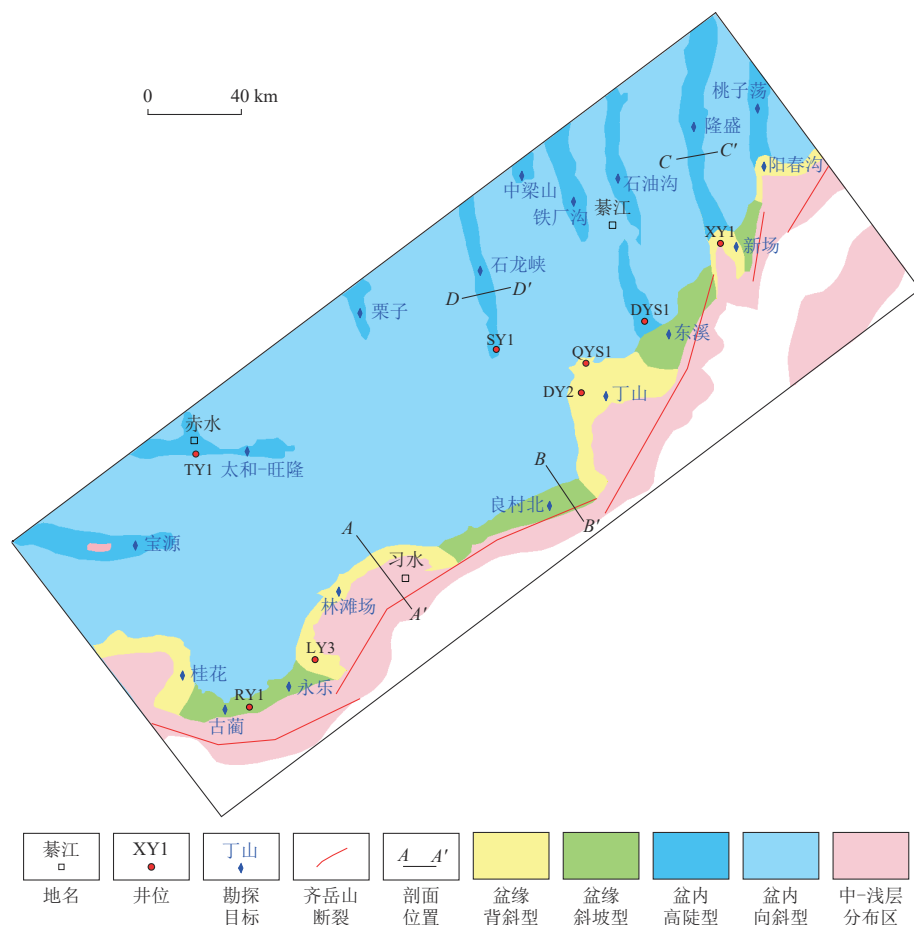


图3 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气藏构造类型分布特征(齐岳山断裂特征据文献[16])

Fig. 3 Distribution of deep shale gas reservoirs of diverse structural types in the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin (characteristics of the Qiyueshan fault from reference [16])

2.2 盆缘斜坡型

盆缘斜坡带主要发育在齐岳山断裂的稳定部位,基底断坡倾角较大。齐岳山断裂沿倾角较大的刚性基底断坡向上逆冲消失于三叠系-侏罗系中,其前缘不发育基底分支断层,变形作用向西迅速减弱,其盆内外地层高程的降低主要通过高角度斜坡来实现^[16]。盆缘斜坡带五峰组-龙马溪组或整体或部分深度大于3 500 m,形成斜坡型深层页岩气藏。斜坡带发育区由盆外向盆内一般依次发育冲断褶皱带和滑脱褶皱带。盆内滑脱褶皱带一般在深度5 000~6 000 m处通过小型次生基底断层的调整,由斜坡转换为平缓向斜,形成盆内向斜型深层页岩气藏(图4b)。

盆缘斜坡型深层页岩气藏往往与盆缘背斜型深层页岩气藏相邻且间隔发育,研究区由北东向南西主要包括新场东部、东溪东部、良村北、永乐-古蔺等斜坡(图3,图4b;表2)。盆缘斜坡与齐岳山断裂存在2种接触形式:①斜坡与齐岳山断裂直接接触;②在靠

近齐岳山断裂附近发育由次生反向断裂形成的断洼,斜坡通过断洼与齐岳山断裂相接触(图4b)。由于靠近齐岳山主控断裂,斜坡的构造高部位以及断洼的保存条件较差,向盆内方向远离齐岳山断裂的构造低部位保存条件变好,且发育断洼的斜坡低部位保存条件更好^[18]。斜坡带受盆外冲断带的强烈挤压,其地应力和差异系数、地层倾角等均较大,其中地层较平缓的部位是有利勘探部位。盆缘斜坡型深层页岩气目前勘探程度较低,早期在古蔺斜坡钻探的RY1井,由于靠近垂直于盆地边界的走滑断层,保存条件遭受破坏,储层含气性较差。RY1井揭示了古蔺斜坡深层最大水平主应力为70~100 MPa,地层倾角为10°~25°。盆缘斜坡型深层页岩气藏是研究区下一步的重点突破类型,应优选断洼发育的保存条件有利区逐步开展工作。

2.3 盆内高陡型

盆内高陡型深层页岩气藏主要发育在研究区北部和西部盆内的高陡构造,这些高陡构造主要分为两类:

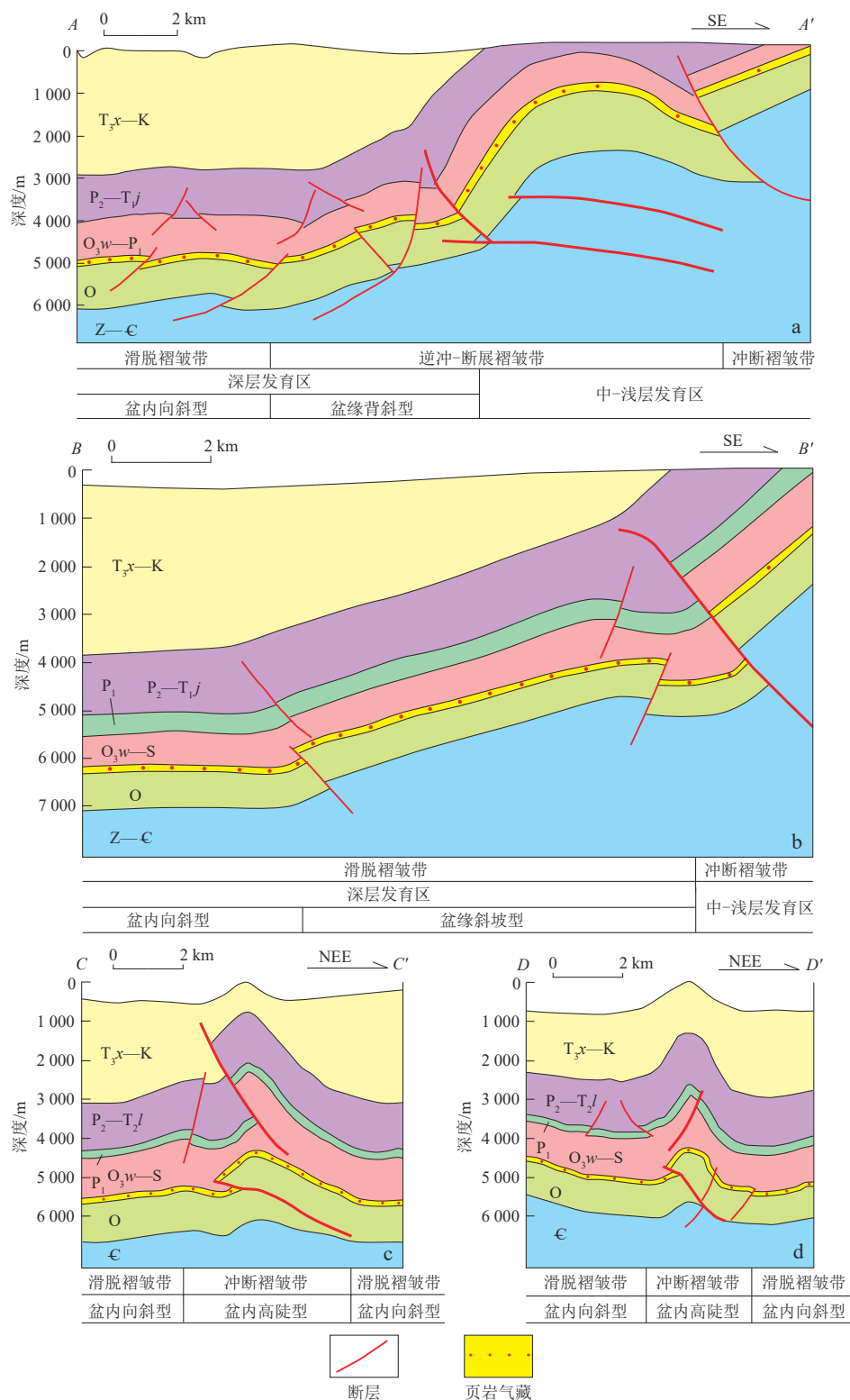


图4 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气藏构造类型剖面特征(剖面位置见图3)

Fig. 4 Sections of deep shale gas reservoirs of different structural types in the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin (see Fig. 3 for the section locations)

a. 林滩场; b. 良村北; c. 隆盛; d. 石龙峡

一类走向为NNW-SSE向,位于川东弧形高陡构造带的南端,包括桃子荡、隆盛、石油沟、东溪西北部、铁厂沟、中梁山、石龙峡和栗子等;另一类走向为EW向,位

于川南泸州-赤水构造带的东段,包括太和-旺隆、宝源等(图1,图3;表2)。

两类高陡构造在成因上有所差异。川东高陡构造

表2 四川盆地东南部不同构造类型深层页岩气藏特征及有利目标

Table 2 Characteristics and favorable exploration targets of deep shale gas reservoirs of various structural types in the southeastern Sichuan Basin

构造类型	平面构造位置	剖面构造位置	深度/m	地质与工程条件	有利目标
盆缘背斜型	盆缘构造带	逆冲-断展褶皱带低部位	3 500 ~ 5 000	与中-浅层地区相连,保存条件好,地应力较高,地层倾角变化大,构造宽缓地区地应力和差异系数条件更好,更有利于压裂改造	阳春沟、新场西部、丁山、林滩场和桂花等
盆缘斜坡型	盆缘构造带	滑脱褶皱带高部位	3 500 ~ 6 000	部分地区与中-浅层相连,断注发育地区保存条件更好,高部位向低部位含气性逐渐增高,地层倾角一般较大,地应力和差异系数较高	新场东部、东溪东部、良村北和永乐-古蔺等
盆内高陡型	川东弧形高陡构造带南端、川南泸州-赤水构造带东段	冲断褶皱带	4 000 ~ 5 000	整体埋深较大,横向延伸宽度小,地层倾角大,地应力及差异系数较高,单侧断裂+高陡斜坡类型保存条件和压裂改造条件更好	桃子荡、隆盛、石油沟、东溪西北部 and 铁厂沟等
盆内向斜型	盆内深埋区	滑脱褶皱带低部位	5 000 ~ 7 000	埋深大、地层平缓、保存条件好、资源规模大、地应力高、差异系数小、压裂改造难度大	盆内深埋区

带是川东“隔档式”断褶组合的一部分,形成于晚侏罗世一早白垩世雪峰造山带SE-NW向挤压,包括方斗山-华蓥山的一系列弧形高陡构造;晚白垩世受到黔中地块SN向挤压,高陡构造带南部产生东向旋转运动,形成SN向和NNW-SSE走向,构造格局基本形成;后期在古近纪晚期NE-SW向和晚新生代NW-SW向挤压调整作用下形成现今构造形态^[35-37,44-45]。川南泸州-赤水EW向构造带则主要形成于晚白垩世黔中地块SN向挤压,后期在古近纪晚期NE-SW向和晚新生代NW-SW向挤压调整作用下一直保持EW走向^[35]。

高陡构造一般为断裂+褶皱的组合,其中褶皱是由底层的滑脱褶皱演变而来,变形初期发育滑脱褶皱,伴随挤压缩短量增加,出现逆冲断裂^[46]。在受力作用较为单一情况下,在主体构造内一般仅发育一个方向的主控逆冲断裂,在受力条件较为复杂情况下,后期会发育次生反向逆冲断裂。因此,高陡构造在组合上又可分为两类:一类为双侧均发育逆冲断裂,高陡构造由双侧逆冲断裂控制的冲断褶皱带构成(图4d);另一类为一侧发育逆冲断层,另一侧则发育高陡斜坡,高陡构造由逆冲断裂+高陡斜坡的冲断褶皱带构成(图4c)。不同类型高陡构造内上、下地层的倾角变化较大,如发育双侧逆冲断裂的石龙峡高陡构造,志留系与其上覆地层倾角大致相当,最大为40°左右,倾角均较大(图4d)。而发育逆冲断裂+高陡斜坡的隆盛高陡构造,志留系最大倾角为20°左右,上覆地层倾角则明显增大至40°左右(图4c)。高陡构造受控于逆冲断裂和高陡斜坡的限制,其横向宽度延伸有限。由于高陡构造发育于盆地内部深埋区,其构造最高部位的深度往往大于4 000 m,主体深度在4 000 ~ 5 000 m。

受埋深、断裂、宽度和倾角的综合影响,盆内高陡型深层页岩气藏井点的选择限制较多。一般在构造高部位,远离主控断裂,保存条件相对较好,但地层倾角变化快,应力较为集中,压裂改造难度大;而两侧低部位,逐渐靠近主控断裂,且埋深、倾角逐渐增大,保存条件和改造条件同样受到限制。相对而言,隆盛、桃子荡等逆冲断裂+高陡斜坡地区,断裂倾角较小,构造形态相对平缓,宽度较大,其地质和工程条件要好于石龙峡、太和-旺隆等双侧逆冲断裂发育的地区。另外,单就高陡构造的保存条件而言,研究区东北部保存条件要好于西南部,主要是由于晚侏罗世开始的3期构造应力对川东弧形高陡构造,以及古近纪晚期开始的2期构造应力对川南EW向高陡构造均产生了一定程度的走滑作用,造成西南部地区现今主控断裂附近地应力方向与断层走向相一致的特征,断裂封堵性遭受破坏,保存条件变差,而这一影响作用在研究区由西南部向东北部逐渐降低。

2.4 盆内向斜型

盆内向斜型深层页岩气藏发育在盆地内部深埋区的平缓向斜内,位于滑脱褶皱带,是盆缘背斜型、盆缘斜坡型和盆内高陡型深层页岩气藏向盆内深埋区的延伸(图3,图4;表2)。其与其他类型深层的深度界限一般在5 000 ~ 6 000 m,最大深度在6 500 ~ 7 000 m。研究区深埋区形成于晚侏罗世一早白垩世雪峰造山带SE-NW向挤压沉降和晚白垩世黔中地块SN向挤压沉降,是四川盆地内的主沉降区之一(图1)^[16,35-37]。盆内向斜型深层页岩气具有地层平缓、大型断裂不发育、压力系数高、保存条件好及资源规模大等有利条件,但同时具有埋深大、地应力高、微裂缝不发育、压裂改造难

度大等不利条件,现有工程技术条件无法对其进行有效开发动用。该类型深层页岩气应作为远景资源,待工程技术条件达到一定程度后,优选地应力及差异系数相对较低部位逐步开展试验攻关。

3 页岩气藏构造类型对产量和资源规模的控制作用

3.1 对产量的控制

目前中国石化对研究区内的盆缘背斜型、盆缘斜坡型和盆内高陡型3种深层页岩气藏类型开展了探索,其中钻井数量以盆缘背斜型居多,盆缘斜坡型和盆内高陡型有少量钻井。对不同类型深层页岩气藏的单井测试产量进行统计与对比(图5)。统计过程中去除了明显受构造作用影响较大,保存条件差,总含气量低于 $3\text{ m}^3/\text{t}$ 的个别钻井,从而排除数据异常点。统计结果显示,盆缘背斜型平均测试产量为 $23.8\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,盆缘斜坡型为 $21.2\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,盆内高陡型为 $16.6\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$,产量具有盆缘背斜型>盆缘斜坡型>盆内高陡型的特征。可见,构造类型对于单井测试产量具有一定的控制作用。

构造类型对产量的控制主要体现在两个方面。①从现有钻井来看,盆缘背斜型深层页岩的总含气量高于盆缘斜坡型和盆内高陡型(图5)。这主要是由不同构造类型距离主控断裂的距离和构造形态决定。盆缘背斜型深层页岩一般远离齐岳山断裂带,之间还存在一定宽度的中-浅层页岩发育区,因此其含气性相对较好。盆缘斜坡型深层页岩缺少逆冲-断展褶皱

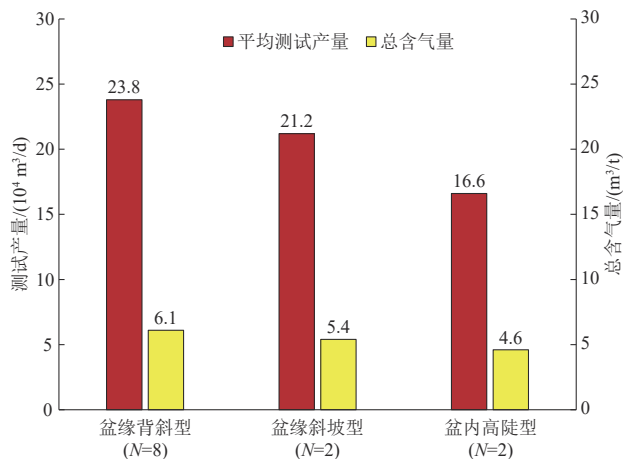


图5 四川盆地东南部不同类型深层页岩气平均测试产量特征

Fig. 5 Average tested gas flow for deep shale gas reservoirs of various structural types in the southeastern Sichuan Basin

带的过渡,其含气性相对差于盆缘背斜型。盆内高陡型深层页岩距离单侧或两侧主控断裂较近,其含气性相对于其他两种类型要差。魏祥峰等^[23]和郭旭升等^[47]认为丁山地区距离齐岳山断裂越远、埋深越大,五峰组-龙马溪组页岩气层的压力系数、孔隙度、含气量越高。韩贵生等^[48]、张成林等^[49]和杨洪志等^[50]认为川南地区不同构造类型深层页岩气同样具有距离主控断裂越远含气性越好的特点。这种含气性上的差异,随着与主控断裂距离的增加和深度的增加而逐渐减弱。②构造类型控制了深层页岩分布特征。如盆缘背斜型整体倾角较小,由深层向超深层过渡区域相对较大,现阶段可工作面积相对较大;部分盆缘斜坡型和盆内高陡型则倾角较大,由深层快速过渡到超深层,小于 $4\,500\text{ m}$ 深层页岩的分布区域相对较小,现阶段可工作面积相对较小。目前研究区深层钻井主要集中在盆缘背斜型即是此原因。而深度对钻井的产量具有明显的控制作用。同一构造类型之内,深度增大造成的工程改造难度增大对页岩气单井测试产量具有明显的控制作用。以盆缘背斜型为例,其深度(B靶点垂深)与页岩气单井测试产量和每百米水平段测试产量均具有明显的负相关关系(图6),即深度增大造成的地应力增大、水平应力差增大和地层倾角增大均一定程度上造成产量的降低(图7)。由于目前盆缘斜坡型和盆内高陡型页岩气藏的钻井数量较少,尚不能总

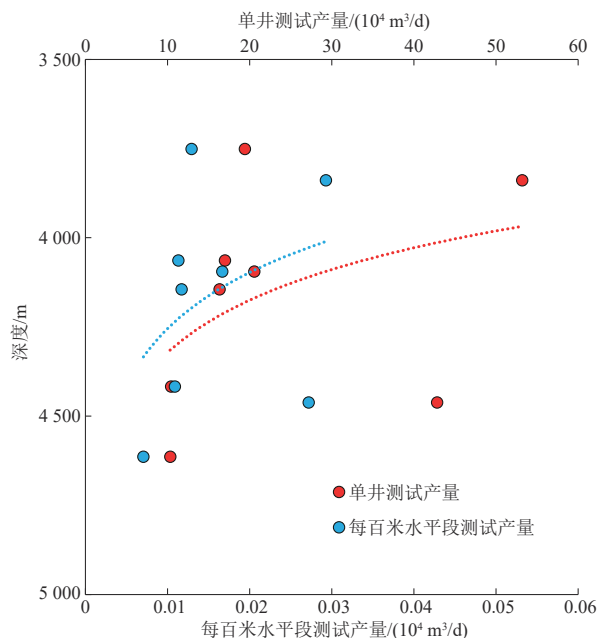


图6 四川盆地东南部盆缘背斜型深层页岩气深度与测试产量的关系

Fig. 6 Depths and tested gas flow of deep shale gas reservoirs of the basin-margin-anticline type in the southeastern Sichuan Basin

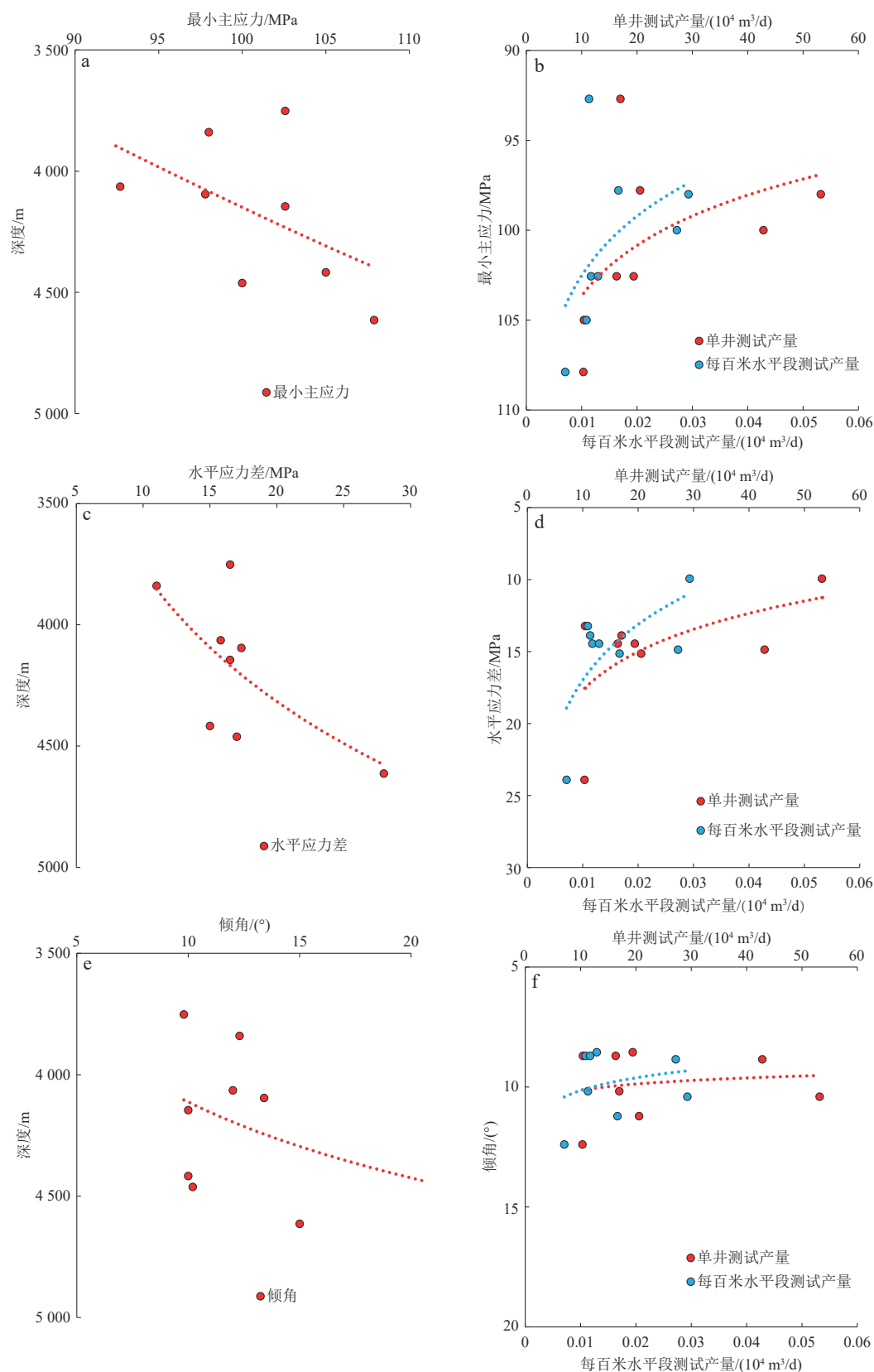


图7 四川盆地东南部盆缘背斜型深层页岩气藏工程参数随深度变化特征及对测试产量的影响

Fig. 7 Depth-related engineering parameters of deep shale gas reservoirs of the basin-margin-anticline type in the southeastern Sichuan Basin and their influences on tested gas flow

a. 最小主应力随深度变化; b. 最小主应力对测试产量影响; c. 水平应力差随深度变化; d. 水平应力差对测试产量影响; e. 倾角随深度变化; f. 倾角对测试产量影响

结出这两种类型各个参数变化对产量的影响,但根据前文对构造类型特点的分析可预测各个参数随深度增加而变差的趋势应与盆缘背斜型基本一致。

3.2 对资源量的控制

通过对研究区五峰组底界深度的精细编图,获取了该地区不同深度段页岩的分布特征(图1,图8)。研究区内五峰组-龙马溪组大于3 500 m 深层-超深层页岩分布总面积约10 270 km²,3 500~4 000 m和4 000~4 500 m 深层页岩分布面积占比分别为4.38%和7.50%,合计占比仅11.88%;而4 500~5 000 m,5 000~6 000 m和大于6 000 m 超深层页岩分布面积占比分别为15.00%,48.98%和24.14%,合计占比达到88.12%(图8)。可见3 500~4 500 m 深层页岩在该地区的发育面积和占比均较小,而深度大于4 500 m 的超深层是该地区页岩的主要存在形式。整体按照深层页岩气Ⅱ类有利区5.75×10⁸ m³/km²的资源丰度^[10]估算,研究区深层页岩气总资源量约为5.91×10¹² m³,其中3 500~4 500 m 深层页岩气资源量约为0.71×10¹² m³,大于4 500 m 超深层页岩气资源量约为5.20×10¹² m³(图8)。绝大多数的页岩气资源处于大于4 500 m 的超深层,这对于研究区页岩气的规模拓展具有较大的挑战。

结合构造类型划分,对研究区不同构造类型深层页岩气藏的分布面积和资源量进行了统计(图9,图10)。其中盆缘背斜型分布面积约1 037 km²,资源量约0.60×10¹² m³;盆缘斜坡型分布面积约930 km²,资源量约0.54×10¹² m³;盆内高陡型分布面积约926 km²,资源量

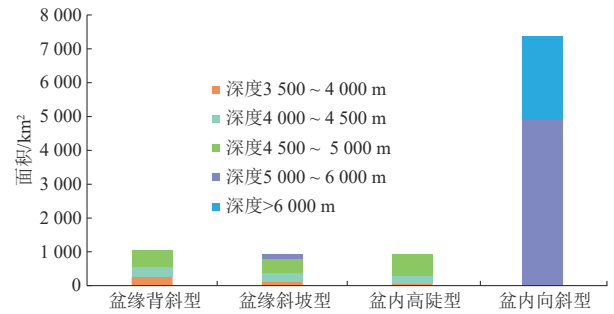


图9 四川盆地东南部不同类型深层页岩气面积分布特征

Fig. 9 Area distribution of deep shale gas reservoirs of various structural types in the southeastern Sichuan Basin

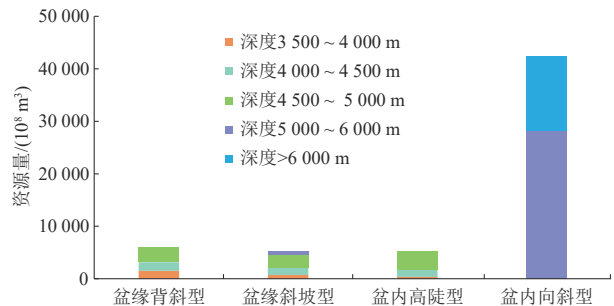


图10 四川盆地东南部不同类型深层页岩气资源量分布特征

Fig. 10 Resource distribution of deep shale gas reservoirs of various structural types in the southeastern Sichuan Basin

约0.53×10¹² m³;盆内向斜型分布面积约7 377 km²,资源量约4.24×10¹² m³。深度为3 500~4 500 m 的深层主要分布在盆缘背斜型和盆缘斜坡型页岩气藏;大于4 500 m 的超深层主要分布在盆内向斜型页岩气藏,在其他3种类型页岩气藏中也占据了较大的比例。

4 勘探方向

上述分析表明,研究区深层页岩气藏具有以下整体特征:①发育4种主要构造类型,钻井效果揭示盆缘背斜型和盆缘斜坡型优于盆内高陡型和盆内向斜型;②目前在盆缘背斜型和盆缘斜坡型3 500~4 500 m 深度段取得了页岩气的勘探突破,其他类型及深度段尚未有实质性突破;③相对易于压裂改造的3 500~4 500 m 深度段的分布面积和资源量整体占比较小,深层页岩气主体分布在深度大于4 500 m 的超深层内。基于研究区深层页岩气的整体特征,综合考虑构造类型、深度分段、资源规模和工程技术条件,认为研究区深层页岩气的勘探应分3个层次逐步展开。

1) 效益攻关盆缘背斜型和盆缘斜坡型3 500~4 500 m 深度段。该深度段页岩气主要分布在盆缘构造带,是盆缘中-浅层向盆内的延伸,目前多个深层目

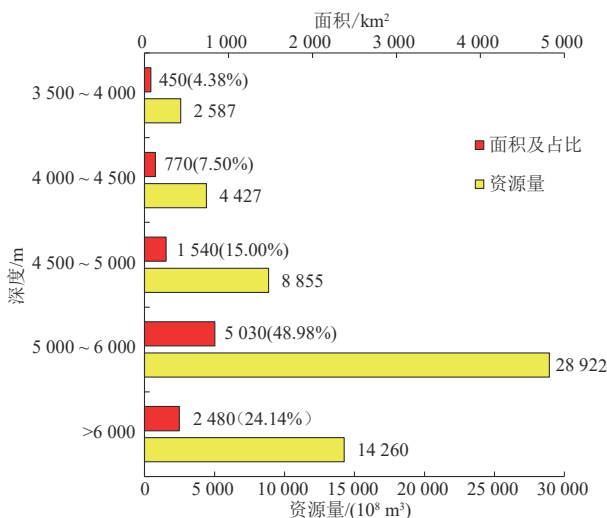


图8 四川盆地东南部五峰组-龙马溪组深层页岩气面积和资源量分布特征

Fig. 8 Area and resource distributions of deep shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the southeastern Sichuan Basin

标已实现勘探突破,勘探程度较高。初步评价阳春沟、新场、东溪、丁山、良村北、林滩场等地区深度小于4 500 m(含中-浅层)页岩气资源规模超万亿方,有望成为中国石化继涪陵之后的第二个万亿方增储阵地。对该深度段内的有利目标持续开展横向和纵向地质甜点与工程甜点的详细刻画,进一步优选有利井点,优化水平段穿行方位、轨迹和压裂工艺参数,不断提高单井产量,为后期规模效益开发打好基础。

2) 突破攻关盆缘背斜型、盆缘斜坡型和盆内高陡型4 500~5 000 m深度段。该深度段页岩气主要分布在盆缘构造带和盆内高陡构造带,虽然其深度跨度只有500 m,但分布面积大于3 500~4 500 m深度段,资源规模近万亿方。应在该深度段内试验攻关超深层压裂工艺技术,拓展评价超深层页岩气有利目标,逐步实现超深层页岩气的勘探突破。目前中国石化已在丁山西北部有利区内部署了超深层试验攻关井——QYS1井,导眼井设计井深4 900 m,为超深层页岩气实现勘探突破开展工程技术攻关试验。

3) 跟踪评价盆内向斜型大于5 000 m深度段。该深度段页岩气主要分布在盆内深埋区,资源规模大,尚未实现勘探突破,建议持续跟踪国内外超深层页岩气在勘探发现、评价研究和工程技术等方面的进展,不断积累技术能力,为大于5 000 m超深层页岩气勘探突破做好准备。

5 结论

1) 基于构造背景、构造形态和深层页岩气勘探实践,将研究区深层页岩气藏划分为盆缘背斜型、盆缘斜坡型、盆内高陡型和盆内向斜型等4种主要构造类型,明确了不同构造类型深层页岩气藏的特征和主要勘探目标,其中以盆缘背斜型的阳春沟、新场西部、丁山、林滩场、桂花和盆缘斜坡型的新场东部、东溪东部、良村北、永乐—古蔺等目标最为有利。

2) 构造类型对于研究区深层页岩气藏具有双重控制作用。一方面,不同构造类型在构造形态和构造强度上对页岩含气性及产量具有一定的控制作用,两者均具有盆缘背斜型高于盆缘斜坡型高于盆内高陡型的特征。另一方面,构造类型控制了深层页岩的深度分布特征,从而间接控制了工程改造的效果和资源分布特征,其中改造效果较好的3 500~4 500 m深层主要分布在盆缘背斜型和盆缘斜坡型,但其资源量占比相对较小,深度大于4 500 m的超深层在4种构造类型中都有分布,其资源量占主体地位。

3) 综合考虑构造类型、深度分段、资源规模和工程技术条件,认为研究区深层页岩气的勘探应分3个层次逐步开展:①效益攻关盆缘背斜型和盆缘斜坡型3 500~4 500 m深度段;②突破攻关盆缘背斜型、盆缘斜坡型和盆内高陡型4 500~5 000 m深度段;③跟踪评价盆内向斜型深度大于5 000 m深度段。

致谢:论文编写过程中,参考并引用了中国石化勘探分公司、西南油气分公司和华东油气分公司的宝贵资料,在此表示衷心感谢!

参 考 文 献

- [1] 郭旭升,胡东风,魏志红,等.涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J].中国石油勘探,2016,21(3):24-37.
GUO Xusheng, HU Dongfeng, WEI Zhihong, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field [J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [2] 马永生,蔡勋育,赵培荣.中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J].石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [3] 孙焕泉,周德华,蔡勋育,等.中国石化页岩气发展现状与趋势[J].中国石油勘探,2020,25(2):14-26.
SUN Huanquan, ZHOU Dehua, CAI Xunyu, et al. Progress and prospect of shale gas development of Sinopec [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(2): 14-26.
- [4] 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.
- [5] 何晓,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.
- [6] 郭彤楼,熊亮,雷炜,等.四川盆地南部威荣、永川地区深层页岩气勘探开发进展、挑战与思考[J].天然气工业,2022,42(8):45-59.
GUO Tonglou, XIONG Liang, LEI Wei, et al. Deep shale gas exploration and development in the Weirong and Yongchuan areas, South Sichuan Basin: Progress, challenges and prospect [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 45-59.
- [7] 葛勋,郭彤楼,马永生,等.四川盆地东南缘林滩场地区上奥

- 陶统五峰组-龙马溪组页岩气储层甜点预测[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 633-647.
- GE Xun, GUO Tonglou, MA Yongsheng, et al. Prediction of shale reservoir sweet spots of the Upper Ordovician Wufeng-Longmaxi Formations in Lintchang area, southeastern margin of Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(3): 633-647.
- [8] 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, 175.
- 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, 175.
- [9] 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.
- [10] 张素荣, 董大忠, 廖群山, 等. 四川盆地南部深层海相页岩气地质特征及资源前景[J]. 天然气工业, 2021, 41(9): 35-45.
- ZHANG Surong, DONG Dazhong, LIAO Qunshan, et al. Geological characteristics and resource prospect of deep marine shale gas in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(9): 35-45.
- [11] 郭少斌, 王子龙, 马啸. 中国重点地区二叠系海陆过渡相页岩气勘探前景[J]. 石油实验地质, 2021, 43(3): 377-385, 414.
- GUO Shaobin, WANG ZI Long, MA Xiao. Exploration prospect of shale gas with Permian transitional facies of some key areas in China[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(3): 377-385, 414.
- [12] 张琴, 赵群, 罗超, 等. 有机质石墨化及其对页岩气储层的影响——以四川盆地南部海相页岩为例[J]. 天然气工业, 2022, 42(10): 25-36.
- ZHANG Qin, ZHAO Qun, LUO Chao, et al. Effect of graphitization of organic matter on shale gas reservoirs: Take the marine shales in the southern Sichuan Basin as examples [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(10): 25-36.
- [13] 杨洪志, 赵圣贤, 刘勇, 等. 泸州区块深层页岩气富集高产主控因素[J]. 天然气工业, 2019, 39(11): 55-63.
- YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, LIU Yong, et al. Main controlling factors of enrichment and high-yield of deep shale gas in the Luzhou Block, southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(11): 55-63.
- [14] 覃作鹏, 刘树根, 邓宾, 等. 川东南构造带中生代多期构造特征及演化[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2013, 40(6): 703-711.
- QIN Zuopeng, LIU Shugen, DENG Bin, et al. Multiphase structural features and evolution of Southeast Sichuan tectonic belt in China[J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2013, 40(6): 703-711.
- [15] 郭卫星, 熊亮, 魏力民. 川东南构造变形特征及其对页岩气保存的影响[J]. 煤田地质与勘探, 2016, 44(6): 21-26.
- GUO Weixing, XIONG Liang, WEI Limin. Structure deformation of southeast Sichuan and its influences on preservation of shale gas [J]. Coal Geology & Exploration, 2016, 44(6): 21-26.
- [16] 庾秀松, 陈孔全, 罗顺社, 等. 四川盆地东南缘齐岳山断裂构造特征与页岩气保存条件[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(5): 1017-1027.
- TUO Xiusong, CHEN Kongquan, LUO Shunshe, et al. Structural characteristics of Qiyueshan fault and shale gas preservation at the southeastern margin of Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(5): 1017-1027.
- [17] 郭彤楼. 深层页岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(1): 1-6.
- GUO Tonglou. Progress and research direction of deep shale gas exploration and development [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(1): 1-6.
- [18] 胡东风, 魏志红, 李宇平, 等. 四川盆地东南部地区复杂构造带深层页岩气勘探进展与突破[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 35-44.
- HU Dongfeng, WEI Zhihong, LI Yuping, et al. Deep shale gas exploration in complex structure belt of the southeastern Sichuan Basin: Progress and breakthrough [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 35-44.
- [19] 李阳, 薛兆杰, 程喆, 等. 中国深层油气勘探开发进展与发展方向[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 45-57.
- LI Yang, XUE Zhaojie, CHENG Zhe, et al. Progress and development directions of deep oil and gas exploration and development in China[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 45-57.
- [20] 郭旭升, 蔡勋育, 刘金连, 等. 中国石化“十三五”天然气勘探进展与前景展望[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 12-22.
- GUO Xusheng, CAI Xunyu, LIU Jinlian, et al. Natural gas exploration progress of Sinopec during the 13th Five-Year Plan and prospect forecast during the 14th Five-Year Plan [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 12-22.
- [21] 聂海宽, 金之钧, 马鑫, 等. 四川盆地及邻区上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组底部笔石带及沉积特征[J]. 石油学报, 2017, 38(2): 160-174.
- NIE Haikuan, JIN Zhijun, MA Xin, et al. Graptolites zone and sedimentary characteristics of Upper Ordovician Wufeng Formation-Lower Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its adjacent areas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(2): 160-174.
- [22] 何治亮, 聂海宽, 胡东风, 等. 深层页岩气有效开发中的地质问题——以四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组为例[J]. 石油学报, 2020, 41(4): 379-391.
- HE Zhiliang, NIE Haikuan, HU Dongfeng, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: A case

- study of Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(4): 379-391.
- [23] 魏祥峰, 刘珠江, 王强, 等. 川东南丁山与焦石坝地区五峰组-龙马溪组页岩气富集条件差异分析与思考[J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(8): 1041-1051.
- WEI Xiangfeng, LIU Zhujiang, WANG Qiang, et al. Analysis and thinking of the difference of Wufeng-Longmaxi shale gas enrichment conditions between Dingshan and Jiaoshiba areas in southeastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(8): 1041-1051.
- [24] 倪楷, 王明筏, 李响. 四川盆地东南缘页岩气富集模式——以丁山地区上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩为例[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(4): 580-588.
- NI Kai, WANG Mingfa, LI Xiang. Enrichment model of shale gas in southeastern Sichuan Basin: A case study of Upper Ordovician Wufeng and Lower Silurian Longmaxi formations in Dingshan area[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2021, 43(4): 580-588.
- [25] 聂海宽, 李沛, 党伟, 等. 四川盆地及周缘奥陶系-志留系深层页岩气富集特征与勘探方向[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(4): 648-659.
- NIE Haikuan, LI Pei, DANG Wei, et al. Enrichment characteristics and exploration directions of deep shale gas of Ordovician-Silurian in the Sichuan Basin and its surrounding areas, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(4): 648-659.
- [26] 孙川翔, 聂海宽, 苏海琨, 等. 温压耦合作用下四川盆地深层龙马溪组页岩孔渗和岩石力学特征[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(1): 77-88.
- SUN Chuanxiang, NIE Haikuan, SU Haikun, et al. Porosity, permeability and rock mechanics of Lower Silurian Longmaxi Formation deep shale under temperature-pressure coupling in the Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(1): 77-88.
- [27] 刘娜娜. 南川地区龙马溪组优质页岩段微观孔隙结构特征[J]. *石油地质与工程*, 2021, 35(4): 21-25.
- LIU Nana. Micro pore structure characteristics of high quality shale section of Longmaxi Formation in Nanchuan area[J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2021, 35(4): 21-25.
- [28] 胡宗全, 杜伟, 朱彤, 等. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组细粒沉积的层序地层与岩相特征[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1024-1038.
- HU Zongquan, DU Wei, ZHU Tong, et al. Sequence stratigraphy and lithofacies characteristics of fine-grained deposits of Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and on its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1024-1038.
- [29] 边瑞康, 刘忠宝, 张培先, 等. 四川盆地五峰组黑色页岩放射性元素含量特征及其地质意义[J]. *科学技术与工程*, 2022, 22(28): 12339-12348.
- BIAN Ruikang, LIU Zhongbao, ZHANG Peixian, et al. Characteristics of radioactive elements in black shale of Wufeng Formation in Sichuan Basin and its geological significance[J]. *Science Technology and Engineering*, 2022, 22(28): 12339-12348.
- [30] 谷明峰, 刘冉, 张豪, 等. 四川盆地加里东期构造运动特征及其地质响应[J]. *天然气工业*, 2023, 43(2): 32-43.
- GU Mingfeng, LIU Ran, ZHANG Hao, et al. Characteristics and geological response of Caledonian tectonic movement in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(2): 32-43.
- [31] 杨威, 蔡剑锋, 王乾右, 等. 五峰-龙马溪组海相页岩生-储耦合演化及对页岩气富集的控制效应[J]. *石油科学通报*, 2020, 5(2): 148-160.
- YANG Wei, CAI Jianfeng, WANG Qianyou, et al. The controlling effect of organic matter coupling with organic matter porosity on shale gas enrichment of the Wufeng-Longmaxi marine shale[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(2): 148-160.
- [32] 颜丹平, 汪新文, 刘友元. 川鄂湘边区褶皱构造样式及其成因机制分析[J]. *现代地质*, 2000, 14(1): 37-43.
- YAN Danping, WANG Xinwen, LIU Youyuan. Analysis of fold style and its formation mechanism in the area of boundary among Sichuan, Hubei and Hunan[J]. *Geoscience*, 2000, 14(1): 37-43.
- [33] 梅廉夫, 刘昭茜, 汤济广, 等. 湘鄂西-川东中生代陆内递进扩展变形: 来自裂变径迹和平衡剖面的证据[J]. *地球科学(中国地质大学学报)*, 2010, 35(2): 161-174.
- MEI Lianfu, LIU Zhaoqian, TANG Jiguang, et al. Mesozoic intra-continental progressive deformation in western Hunan-Hubei-eastern Sichuan provinces of China: Evidence from apatite fission track and balanced cross-section[J]. *Earth Science (Journal of China University of Geosciences)*, 2010, 35(2): 161-174.
- [34] 王濡岳, 胡宗全, 周彤, 等. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组页岩裂缝发育特征及其控储意义[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(6): 1295-1306.
- WANG Ruyue, HU Zongquan, ZHOU Tong, et al. Characteristics of fractures and their significance for reservoirs in Wufeng-Longmaxi shale, Sichuan Basin and its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(6): 1295-1306.
- [35] 邓宾, 刘树根, 覃作鹏, 等. 扬子板内大娄山渐变型盆-山结构带多期构造特征及其对板内-板缘构造的响应[J]. *大地构造与成矿学*, 2015, 39(6): 973-991.
- DENG Bin, LIU Shugen, QIN Zuopeng, et al. Mutli-stage structural evolution of intracontinental Daloushan Basin-mountain system, Upper Yangtze Block: Implications for a coupling of deformation events across South China plate and its periphery[J]. *Geotectonica et Metallogenia*, 2015, 39(6): 973-991.
- [36] 唐永, 周立夫, 陈孔全, 等. 川东南构造应力场地质分析及构造变形成因机制讨论[J]. *地质论评*, 2018, 64(1): 15-28.
- TANG Yong, ZHOU Lifu, CHEN Kongquan, et al. Analysis of tectonic stress field of southeastern Sichuan and formation mechanism of tectonic deformation[J]. *Geological Review*, 2018, 64(1): 15-28.

- [37] 范存辉, 李虎, 钟城, 等. 川东南丁山构造龙马溪组页岩构造裂缝期次及演化模式[J]. 石油学报, 2018, 39(4): 379-390.
FAN Cunhui, LI Hu, ZHONG Cheng, et al. Tectonic fracture stages and evolution model of Longmaxi Formation shale, Dingshan structure, Southeast Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(4): 379-390.
- [38] 刘清友, 朱海燕, 陈鹏举. 地质工程一体化钻井技术研究进展及攻关方向——以四川盆地深层页岩气储层为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 178-188.
LIU Qingyou, ZHU Haiyan, CHEN Pengju. Research progress and direction of geology-engineering integrated drilling technology: A case study on the deep shale gas reservoirs in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 178-188.
- [39] 姜振学, 梁志凯, 申颖浩, 等. 川南泸州地区页岩气甜点地质工程一体化关键要素耦合关系及攻关方向[J]. 地球科学, 2023, 48(1): 110-129.
JIANG Zhenxue, LIANG Zhikai, SHEN Yinghao, et al. Coupling key factors of shale gas sweet spot and research direction of geology-engineering integration in southern Sichuan [J]. Earth Science, 2023, 48(1): 110-129.
- [40] 丁道桂, 刘光祥, 吕俊祥, 等. 扬子板块海相中古生界盆地的递进变形改造[J]. 地质通报, 2007, 26(9): 1178-1188.
DING Daogui, LIU Guangxiang, LYU Junxiang, et al. Progressive deformation of Middle Paleozoic marine basins in the Yangtze plate, China[J]. Geological Bulletin of China, 2007, 26(9): 1178-1188.
- [41] 张小琼, 单业华, 聂冠军, 等. 中生代川东褶皱带的数值模拟: 滑脱带深度对地台盖层褶皱型式的影响[J]. 大地构造与成矿学, 2013, 37(4): 622-632.
ZHANG Xiaoqiong, SHAN Yehua, NIE Guanjun, et al. Numerical modeling of the Mesozoic East Sichuan fold belt: Influence of detachment depth on the fold pattern in the platform cover[J]. Geotectonica et Metallogenia, 2013, 37(4): 622-632.
- [42] 解国爱, 贾东, 张庆龙, 等. 川东侏罗山式褶皱构造带的物理模拟研究[J]. 地质学报, 2013, 87(6): 773-788.
XIE Guoai, JIA Dong, ZHANG Qinglong, et al. Physical modeling of the jura-type folds in eastern Sichuan [J]. Acta Geologica Sinica, 2013, 87(6): 773-788.
- [43] 王濡岳, 胡宗全, 龙胜祥, 等. 四川盆地上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩储层特征与演化机制[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(2): 353-364.
WANG Ruyue, HU Zongquan, LONG Shengxiang, et al. Reservoir characteristics and evolution mechanisms of the Upper Ordovician Wufeng-Lower Silurian Longmaxi shale, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(2): 353-364.
- [44] 胡召齐, 朱光, 刘国生, 等. 川东“侏罗山式”褶皱带形成时代: 不整合面的证据[J]. 地质论评, 2009, 55(1): 32-42.
HU Zhaoqi, ZHU Guang, LIU Guosheng, et al. The folding time of the eastern Sichuan Jura-type fold belt: Evidence from unconformity [J]. Geological Review, 2009, 55(1): 32-42.
- [45] 张岳桥, 董树文, 李建华, 等. 中生代多向挤压构造作用与四川盆地的形成和改造[J]. 中国地质, 2011, 38(2): 233-250.
ZHANG Yueqiao, DONG Shuwen, LI Jianhua, et al. Mesozoic multi-directional compressional tectonics and formation-reformation of Sichuan Basin[J]. Geology in China, 2011, 38(2): 233-250.
- [46] 关圣浩. 川东多套滑脱层褶皱带构造特征与变形机制[D]. 杭州: 浙江大学, 2017.
GUAN Shenghao. The structural characteristics and deformation mechanisms of multiple-detachments folds in eastern Sichuan[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2017.
- [47] 郭旭升, 腾格尔, 魏祥峰, 等. 四川盆地深层海相页岩气赋存机理与勘探潜力[J]. 石油学报, 2022, 43(4): 453-468.
GUO Xusheng, BORJIGIN T, WEI Xiangfeng, et al. Occurrence mechanism and exploration potential of deep marine shale gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(4): 453-468.
- [48] 韩贵生, 雷治安, 徐剑良, 等. 四川盆地深层页岩气储层特征及高产主控因素——以渝西区块五峰组-龙马溪组为例[J]. 天然气勘探与开发, 2020, 43(4): 112-122.
HAN Guisheng, LEI Zhian, XU Jianliang, et al. Characteristics and main high-production controlling factors of deep shale gas reservoirs: Examples from Wufeng-Longmaxi Formation, Yuxi Block, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2020, 43(4): 112-122.
- [49] 张成林, 赵圣贤, 张鉴, 等. 川南地区深层页岩气富集条件差异分析与启示[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(2): 248-261.
ZHANG Chenglin, ZHAO Shengxian, ZHANG Jian, et al. Analysis and Enlightenment of the difference of enrichment conditions for deep shale gas in southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(2): 248-261.
- [50] 杨洪志, 赵圣贤, 夏自强, 等. 四川盆地南部泸州区块深层页岩气立体开发目标优选[J]. 天然气工业, 2022, 42(8): 162-174.
YANG Hongzhi, ZHAO Shengxian, XIA Ziqiang, et al. Target selection of tridimensional development of deep shale gas in the Luzhou region, South Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(8): 162-174.

(编辑 梁 慧)