

四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏类型及勘探实践

姚红生^{1,2}, 张培先^{1,2}, 何希鹏^{1,2}, 高玉巧^{1,3}, 高全芳^{1,3}, 万静雅³, 周頔娜³

(1. 页岩油气富集机理与有效开发国家重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化 华东油气分公司, 江苏 南京 210019; 3. 中国石化 华东油气分公司 勘探开发研究院, 江苏 南京 210019)

摘要:四川盆地及其周缘地区页岩层系多、页岩气藏类型多样、资源潜力大,但不同区带、不同层系的页岩气成藏地质条件差异较大、富集规律复杂,需要系统开展页岩气藏分类研究,指导新区、新层系和新类型页岩气的勘探部署。分析研究了五峰组-龙马溪组页岩气富集、高产条件和气藏特征,根据12种分类因素和21项分类指标系统开展了页岩气藏分类研究。重点优选沉积、储层、地层压力系数、埋深、地应力和构造样式等6种因素,提出了每种因素下的气藏分类方案及标准,建立了多因素动态组合的气藏分类评价体系,对四川盆地及其周缘地区的页岩气藏或含气构造进行气藏分类。根据建立的页岩气藏类型分类评价体系,开展四川盆地盆缘及盆外新区页岩气藏类型划分。研究确定盆缘南川页岩气田属于海相、裂缝-孔隙型、中深层-深层、中-高应力、常压和干气页岩气藏;盆外武隆含气构造属于海相、裂缝-孔隙型、浅层-中深层、中-低应力、常压和干气页岩气藏。该研究成果为探明储量提交及探评井部署奠定了良好基础。

关键词:勘探实践;富集模式;气藏分类;页岩气;五峰组-龙马溪组;四川盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Classification and exploration practices of shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery

YAO Hongsheng^{1,2}, ZHANG Peixian^{1,2}, HE Xipeng^{1,2}, GAO Yuqiao^{1,3}, GAO Quanfang^{1,3}, WAN Jingya³, ZHOU Dina³

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 2. East China Oil & Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210019, China; 3. Exploration and Development Research Institute, East China Oil & Gas Company, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210019, China)

Abstract: The Sichuan Basin and its periphery exhibit multiple shale sequences, various types of shale gas reservoirs, and considerable resource potential. Continuous advancements in shale gas exploration and exploitation have revealed that the geological conditions for shale gas accumulation vary significantly across different zones and sequences in this region, accompanied by complex shale gas enrichment patterns. This necessitates systematic classification of shale gas reservoirs to guide exploratory drilling for new types of shale gas reservoirs in underexplored zones and sequences. In this study, we investigate the conditions favorable for shale gas enrichment and high productivity, as well as the gas reservoir characteristics, of the Wufeng-Longmaxi formations. The shale gas reservoirs are systematically classified based on 12 factors and 21 specific indicators. Focusing on six individual key factors (i. e., sedimentation, reservoir property, formation pressure coefficient, burial depth, in-situ stress, and structural style), a set of classification schemes and criteria is proposed. This approach enables the establishment of a comprehensive classification and assessment system for shale gas reservoirs based on the dynamic combinations of multiple factors. Accordingly, shale gas reservoirs or gas-bearing structures within the Sichuan Basin and its periphery are classified. The classification and assessment system is applied to the classification of shale gas reservoirs in underexplored areas along the basin margin

收稿日期:2025-04-02;修回日期:2025-06-09。

第一作者简介:姚红生(1968—),男,正高级工程师,油气资源勘探开发及管理。E-mail:yaohs. hdsj@sinopec. com。

通信作者简介:张培先(1983—),男,研究员,页岩气勘探开发。E-mail:zhangpx. hdsj@sinopec. com。

基金项目:国家科技重大专项(2016ZX05061);中国石化科技部项目(P24059-6)。

and beyond. The results reveal that the Nanchuan shale gas field, located along the basin margin, is characterized as moderately deep to deep, marine, fractured-porous, and dry shale gas reservoirs with medium to high in-situ stress and normal pressure conditions. In contrast, the Wulong gas-bearing structure, positioned outside the basin, is classified as shallow to moderately deep, marine, fractured-porous, and dry shale gas reservoirs with medium to low in-situ stress and normal pressure conditions. These findings provide a solid foundation for reserves reporting and the emplacement of exploration and appraisal wells in the Sichuan Basin and its periphery.

Key words: exploration practice, enrichment pattern, classification of shale gas reservoirs, shale gas, Wufeng-Longmaxi formations, Sichuan Basin

引用格式:姚红生,张培先,何希鹏,等.四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏类型及勘探实践[J].石油与天然气地质,2025,46(6):1807-1822. DOI:10.11743/ogg20250605.

YAO Hongsheng, ZHANG Peixian, HE Xipeng, et al. Classification and exploration practices of shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(6): 1807-1822. DOI: 10.11743/ogg20250605.

全球页岩气资源丰富,勘探开发潜力大,美国和中国是全球两大页岩气生产国,2023年美国年产页岩气 $8\,312 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[1-3],中国年产页岩气 $250 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[4-5]。中国自2000年开始了页岩气地质理论、勘探评价及开发建产等研究和实践工作,经过20余年的探索和攻关,中国页岩气实现了储量和产量的快速增长。其中,四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组是中国页岩气勘探开发的主战场,页岩气预测地质资源量 $(17.5 \sim 33.2) \times 10^{12} \text{ m}^3$,是中国页岩气最为富集的盆地或地区之一。截至目前,四川盆地及其周缘地区建成了涪陵、长宁-威远、昭通和彭水4个国家级页岩气示范区,发现了8个海相页岩气田,累计提交探明地质储量超 $3.0 \times 10^{12} \text{ m}^3$,页岩气年产量占天然气总产量的10.8%^[4-17],实现了从无到有的重大突破和从有到大的重大转变,为国家能源安全和绿色高质量发展做出了积极贡献。随着中国页岩气勘探开发的高速发展,众多学者深入开展了页岩气形成机理、赋存方式、成藏模式和富集高产主控因素及生产规律等研究,创新形成了“二元富集”^[18]、“沉积相带与保存条件控藏、构造类型与构造作用过程控富”^[16]、常压“三因素控藏”^[19]和源-盖控藏^[20]等地质理论及认识。以涪陵和长宁等为代表的四川盆地内中、深层高压页岩气实现了规模效益开发,常压页岩气、浅层页岩气和深层-超深层页岩气仅在盆缘南川、太阳以及盆内泸州-渝西等部分地区实现效益开发,大部分地区的构造复杂区、超浅层-浅层、深层-超深层、常压页岩气尚处于攻关评价阶段。不同构造、不同沉积环境、不同保存条件及埋深、不同层系的页岩气成藏富集模式和富集高产主控因素差异性较大,制约了新区带、新层系和新类型领域的页岩气勘探突破。借鉴五峰组-龙马溪组页岩气成熟勘探经验和理论认识,系统开展页岩气藏

分类研究,明确气藏类型和成藏富集模式,更好地指导勘探开发。

中国针对常规天然气藏分类的研究起步较早且分类体系较为成熟^[21-22]。张子枢依据圈闭、储层、驱动、相态、饱和度程度、组分因素、地层压力系数和埋藏深度等8个因素对常规天然气藏进行分类^[21],并规定了多因素组合分类及命名规则。郭彤楼等将常压页岩气藏分为盆内型、盆(内)缘过渡型和盆外型3种类型^[23];何希鹏等根据构造样式将常压页岩气藏分为背斜型、斜坡型、向斜型和逆断层下盘型4种页岩气藏聚散模式^[24];张金川等根据已有的钻探发现将页岩气成藏模式归纳为构造型和地层型^[25];边瑞康等将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种类型^[26]。目前页岩气地质的研究成果主要集中在沉积、构造、成藏模式和富集高产特征等方面,亟需基于勘探开发实践开展页岩气藏类型研究和划分,服务于勘探开发。

本文根据四川盆地及其周缘地区页岩气成藏地质特征,结合勘探开发实践认识,以上奥陶统五峰组-下志留统龙马溪组页岩为例,开展页岩气藏分类研究,建立了页岩气藏分类体系,旨在进一步丰富和完善页岩气地质理论,为新区带、新层系和新类型的页岩气藏类型划分提供理论依据。

1 地质背景

四川盆地位于扬子地台西北缘,是一个在特提斯构造域内长期发育、不断演进的古生代—中生代海相-陆相复杂叠合盆地^[27]。四川盆地是一个超级含油气盆地,已发现天然气田100余个,纵向上有27个工业天然气产层^[27]。四川盆地及周缘地区发育海相、海—

陆过渡相及陆相等多套以泥页岩为主的烃源岩层系,五峰组-龙马溪组是目前主力勘探开发层系,发现了多个大、中型页岩气田。四川盆地及周缘经历了克拉通和前陆盆地演化过程中多期复杂的构造运动,特别是燕山期和喜马拉雅期以来遭受强烈的隆升改造,分区差异性明显,具有盆内相对稳定、盆缘复杂和盆外褶皱强烈的构造特点。四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组优质页岩[总有机碳含量(TOC)>2%]发育区处于川中、黔中及雪峰3个古隆起围限起来的深水陆棚沉积相区,由盆内向盆缘、盆外水体逐渐变浅,沉积相由深水陆棚逐渐过渡为半深水陆棚、浅水陆棚及滨岸区(图1)。五峰组-龙马溪组优质页岩厚度为24~50 m, TOC 为2.0%~6.0%,孔隙度为3.0%~8.0%,镜质体反射率(R_o)为2.0%~3.0%,静态指标优越;页岩埋深、保存条件和含气量变化大,页岩埋深为300~6 000 m,地层压力系数为0.8~2.5,含气量为2.0~10.0 m³/t,页岩气成藏条件优越。盆内五峰组-龙马溪组页岩大面积连续分布,处于深水陆棚相,构造相对稳定,优质页岩具有埋藏深度大、厚度大、物性好、含气量高和地层压力系数大的地质特点,主要发育高压-超高压和深层-超深层等类型页岩气藏;页岩气单井产量较高,日产气量普遍超过 10×10^4 m³,各种类型页岩气藏年产气量之和占全国页岩气总产量的80%以上。盆缘构造复杂,优质页岩具有埋藏深度变化大、裂缝发育、含气量中-高和地应力场复杂的地质特点,主要发育常压、高压以及各种构造样式的页岩气藏,页岩气单井一般日产气量 $(5 \sim 20) \times 10^4$ m³,各种类型页岩气藏年产气量之和占全国页岩气总产量的10%以上。盆外构造改造强烈,保存条件变差,页岩气以吸附气为主,东部受雪峰古隆起的影响、构造抬升早、五峰组-龙马溪组地层剥蚀严重,页岩主要分布在残留向斜内,西部受川中古隆起影响,页岩被剥蚀殆尽,南部受黔中隆起影响,由深水陆棚逐渐过渡为浅水陆棚,页岩品质逐渐变差,优质页岩具有埋深适中、含气量低、吸附气占比高、地层压力系数低和两向水平应力系数差异大的地质特点,主要发育常压页岩气藏。

2 页岩气藏分类

基于四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏地质特征和成烃-成储-成藏认识,根据已发现的页岩气田或含气构造的勘探开发实践,选取沉积、储层、地层压力系数、埋深、地应力、气藏规模和构造样式等12种分类因素开展页岩气藏分类体系的建立

(表1)。每种分类因素均决定了页岩气藏某一方面的特性,可视其特征因素。不同因素的组合,可从不同角度反映页岩气藏地质特征,根据实际勘探开发需要确定组合中的主要因素及辅助因素。基于12种分类因素的平面和纵向差异性,重点选取了平面差异性较大、与勘探开发实践结合紧密且具有更好指导性和普适性的6种主要因素进行气藏类型分类,主要包括沉积、储层、地层压力系数、埋深、地应力及构造样式等因素,同时选取有机地球化学、脆性以及资源规模等其他6种因素作为辅助因素。

2.1 沉积因素

沉积是形成页岩气藏的基础,优势相控制了优质页岩展布,为页岩气形成提供了良好烃源条件,同时控制了页岩气储层品质。

根据沉积环境,沉积相分为海相、海-陆过渡相和陆相3类,可将页岩气藏划分为海相页岩气藏、海-陆过渡相页岩气藏和陆相页岩气藏3种类型。寒武系水井沱组与奥陶系-志留系五峰组-龙马溪组是海相页岩气藏重要代表层系,水井沱组页岩气在川南井研和资阳地区^[28]以及川中威远地区实现了勘探突破;五峰组-龙马溪组在四川盆地及其周缘实现了全面突破,是中国页岩气产量的“压舱石”层系。此外,川东北二叠系大隆组和吴家坪组亦属于海相页岩气藏,均实现了勘探突破^[29],正在开展井组攻关评价。渝东南二叠系龙潭组是海-陆过渡相页岩气藏的代表层系之一,但地质认识及勘探开发程度低,是未来重点突破层系。侏罗系自流井组是陆相页岩气藏的典型代表,川北和川中自流井组的大安寨段以及凉高山段页岩油气实现了商业突破^[30],并已开始建产,是继海相五峰组-龙马溪组页岩气之后增储上产的现实层系。

根据沉积特征,海相、海-陆过渡相和陆相可进一步划分出多种亚相甚至微相(岩石相),依据亚相及微相的不同特征进行页岩气藏分类。受沉积微相差异性影响,五峰组-龙(龙马溪组)一段纵向上岩性存有一定差异。根据页岩的岩性特征、 TOC 及矿物组成,自上而下可识别出含灰页岩、粉砂质页岩、黏土质页岩、硅质页岩及炭质页岩等主要岩石相类型(图2),其中硅质页岩及炭质页岩岩石相是优势微相类型,具有高 TOC 、高孔隙度、高含气量和高脆性等特征,成烃-成储条件优越^[31]。不同沉积环境以及差异性的沉积微相决定了不同岩石类型,据此可将页岩气藏划分为含灰页岩气藏、粉砂质页岩气藏、黏土质页岩气藏、硅质页岩气藏及炭质页岩气藏等5种主要类型。目前实现大

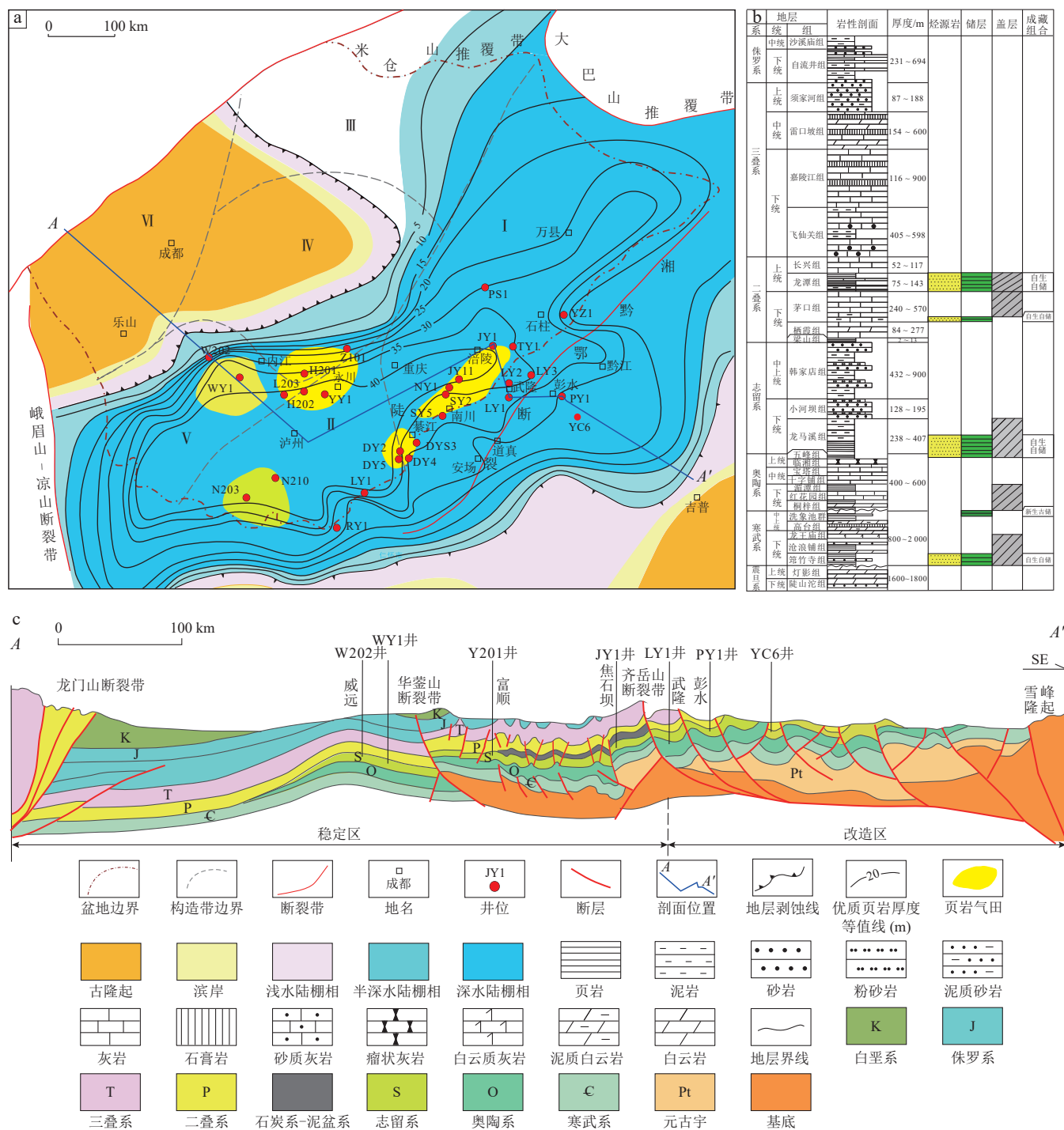


图1 四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组富有机质页岩分布及构造剖面

Fig. 1 Distribution of organic-rich shales in the Wufeng-Longmaxi formations, Sichuan Basin and its periphery and a structural section intersecting the basin

a. 四川盆地及其周缘五峰组-龙马溪组富有机质页岩厚度等值线图; b. 四川盆地及周缘地层综合柱状图; c. 过四川盆地东西向构造剖面示意图
I. 川东高陡构造带; II. 川南低陡构造带; III. 川北低缓构造带; IV. 川中平缓构造带; V. 川西南低陡构造带; VI. 川西低陡构造带

规模开发的主要是硅质页岩气藏和炭质页岩气藏,其他岩相类型的页岩气藏仅在少数页岩气田实现了效益开发,比如涪陵页岩气田龙一段中、上部层系的粉砂质页岩气藏和黏土质页岩气藏,通过攻关立体开发技术,实现了效益开发。随着低成本工程工艺技术和

体积压裂改造技术的不断提升,五峰组-龙马溪组页岩气逐渐由优势微相的硅质页岩岩石相和炭质页岩岩石相类型开发向粉砂质页岩岩石相和黏土质页岩岩石相甚至含灰页岩岩石相开发转变,有利于页岩气田的长期稳产和上产。

表1 四川盆地及其周缘地区页岩气藏分类因素及指标

Table 1 Factors and specific indicators used for the classification of shale gas reservoirs in the Sichuan Basin and its periphery

序号	分类因素	指标
1	沉积	沉积相带类型、岩性组合
2	储层	储集空间类型、储层物性
3	有机地球化学	有机质丰度、热演化程度
4	含气性	含气量
5	气体组成	硫化氢、二氧化碳、氮气和氢气等的体积分数
6	流体相态	流体压力(p)-温度(T)相图特征、储层流体物性特征、开采特征
7	地层压力系数	地层压力系数
8	脆性	岩石力学脆性指数
9	埋深	埋深
10	地应力	最小水平主应力、水平应力差异系数
11	构造样式	构造样式
12	资源规模	技术可采储量

2.2 储层因素

根据岩心观察、岩石薄片观察、氩离子-抛光扫描电镜分析、纳米CT分析、液氮吸附实验及高压压汞实验等不同尺度的储层观察和实验分析,明确了五峰组-龙马溪组优质页岩储集空间主要为有机质孔、无机质孔和微裂缝,不同沉积环境下的页岩储集空间类型差异性较大。有机质孔和无机质孔是基质孔隙的重要组成部分,微裂缝有利于页岩气富集和后期压裂改造,三者的差异均影响储层物性和微观渗流能力。不同的岩石相类型和不同的构造区带会造成页岩储集空间的差异(图3),根据页岩储集空间(孔隙、裂缝)发育特征,页岩气藏可划分为孔隙型页岩气藏、孔隙-裂缝型页岩气藏和裂缝-孔隙型页岩气藏。构造稳定区或挤压应力区,微裂缝发育较少,炭质页岩岩石相 TOC 高,有机质孔发育,总孔隙度较高,主要发育孔隙型页岩气藏。高陡构造、斜坡区或邻近断层区,微裂缝较多,硅质页岩岩石相笔石含量较高,有机成因的石英含量高,页岩脆性大,叠加构造影响,主要发育裂缝-孔隙型页岩气藏,此类页岩气藏更加有利于富集成藏和人工压裂改造获得高产。粉砂质页岩和黏土质页岩岩石相更多地发育孔隙-裂缝型页岩气藏,不同储层类型的页岩气藏需要针对性的压裂改造工艺,增大改造体积,提高单井产量。

五峰组-龙马溪组页岩气作为“源-储一体”型气藏^[32],高 TOC 的富碳页岩生烃能力强、成孔能力强,对

储层物性具有重要建设性作用。 TOC 越高,页岩孔隙度相对越高,游离气含量越高,越有利于页岩气富集。页岩属于致密储层,非均质性强,孔隙度一般2%~10%,属于中、低孔隙度,结合四川盆地及其周缘页岩气勘探开发实践和甜点评价,根据孔隙度大小,将页岩气藏划分为Ⅰ类孔隙度($>4.0\%$)及Ⅱ类孔隙度(2.0%~4.0%)两种类型,炭质页岩和硅质页岩主要发育Ⅰ类孔隙度页岩气藏,粉砂质页岩、黏土质页岩和含灰页岩主要发育Ⅱ类孔隙度页岩气藏。

2.3 地层压力系数因素

保存条件是影响页岩气富集的关键因素^[10-12,23],地层压力系数高低反映保存条件好坏,对页岩气藏的优劣具有重要的指示作用,是页岩气藏重要的分类指标,也是在勘探开发实践中使用最频繁的参数之一。一般而言,保存条件越好,地层压力系数越高,页岩孔隙度、含气量及游离气占比相对越高,页岩气藏越富集,单井产量相对越高。影响页岩气藏保存条件的因素很多,主要包括构造样式、页岩埋深、距剥蚀边界和走滑断层距离、地层产状以及顶-底板条件等,不同地区影响保存条件的因素存有较大差异,在勘探过程中需根据实际地质资料和三维地震资料开展针对性的研究分析。

利用地层压力系数对页岩气藏进行分类,可以直观地表征气藏富集程度,对前期勘探评价及开发技术政策的制定具有重要意义。根据《国家天然气藏分类标准》(GB/T 26979—2011)和《能源行业页岩气气藏分类标准》(NB/T 11335—2023),按照地层压力系数(α_p)将页岩气藏划分为低压页岩气藏($\alpha_p < 0.9$)、常压页岩气藏($0.9 \leq \alpha_p < 1.3$)、高压页岩气藏($1.3 \leq \alpha_p < 1.8$)和超高压页岩气藏($\alpha_p \geq 1.8$)4类。四川盆地及周缘五峰组-龙马溪组页岩气保存条件变化大(图4),一般盆内稳定区保存条件好,主要为高压-超高压页岩气藏,以长宁、威荣和涪陵等页岩气田为代表,地层压力系数一般为1.3~2.0。盆缘过渡区保存条件中等,主要为常压-高压页岩气藏,以南川、綦江和太阳等页岩气田为代表,地层压力系数一般为1.1~1.5,盆内高压-超高压页岩气藏和盆缘常压-高压页岩气藏是目前国内页岩气产量的主力军,年产气量占全国页岩气总产量的90%以上。盆外褶皱区保存条件较差,为典型的常压页岩气藏,以白马、武隆和道真等气田或含气构造为代表,地层压力系数一般为0.9~1.2,除白马地区外大部分尚未实现商业开发,正处于效益动用攻关阶段。低压页岩气藏因单井产量低、经济价值小,目前尚未获得有意义的勘探发现。美国大部分气田以常压页岩

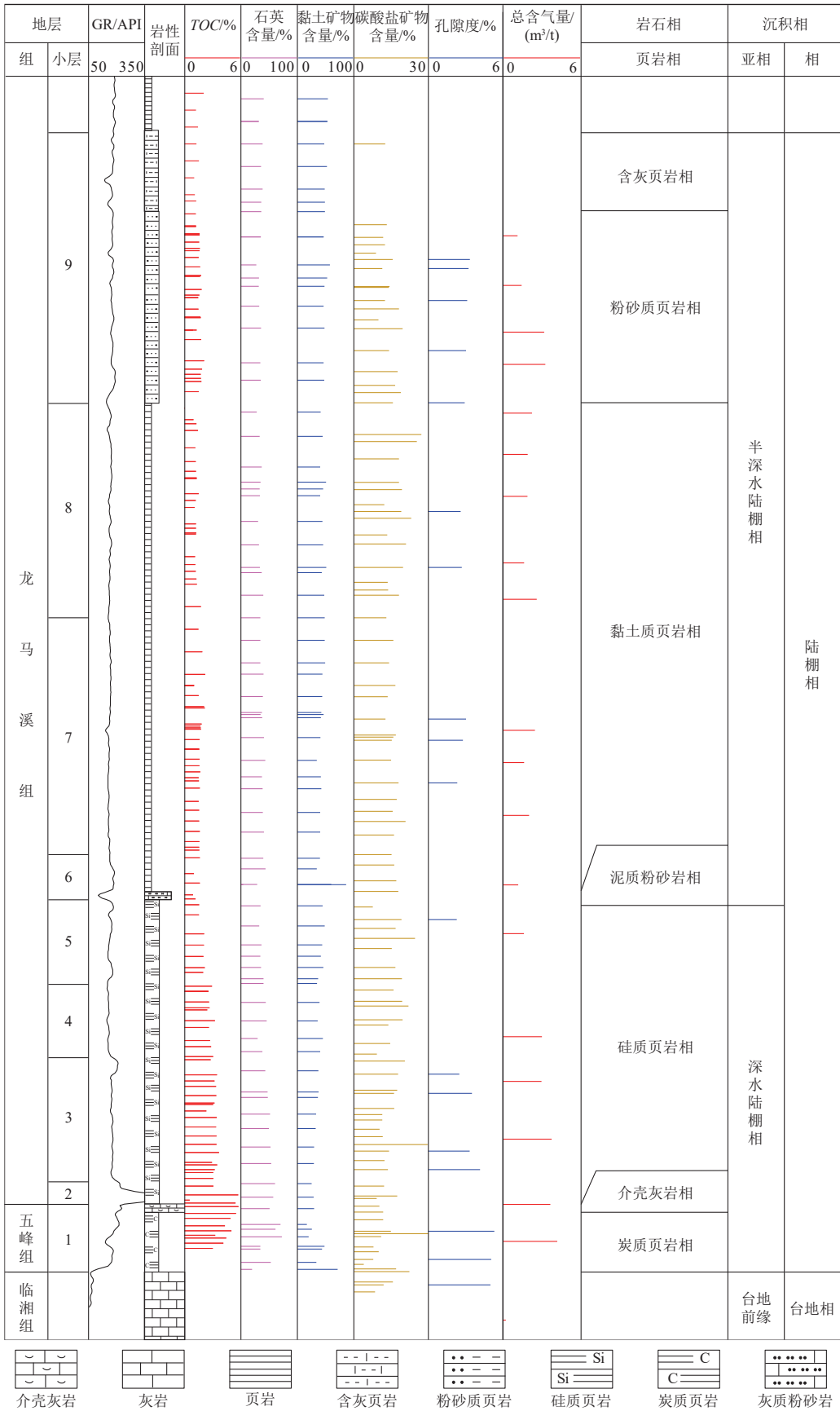


图2 四川盆地东南缘五峰组-龙一段岩石相划分柱状图

Fig. 2 Lithofacies division for strata from the Wufeng Formation to the 1st member of the Longmaxi Formation along the southeastern margin of the Sichuan Basin

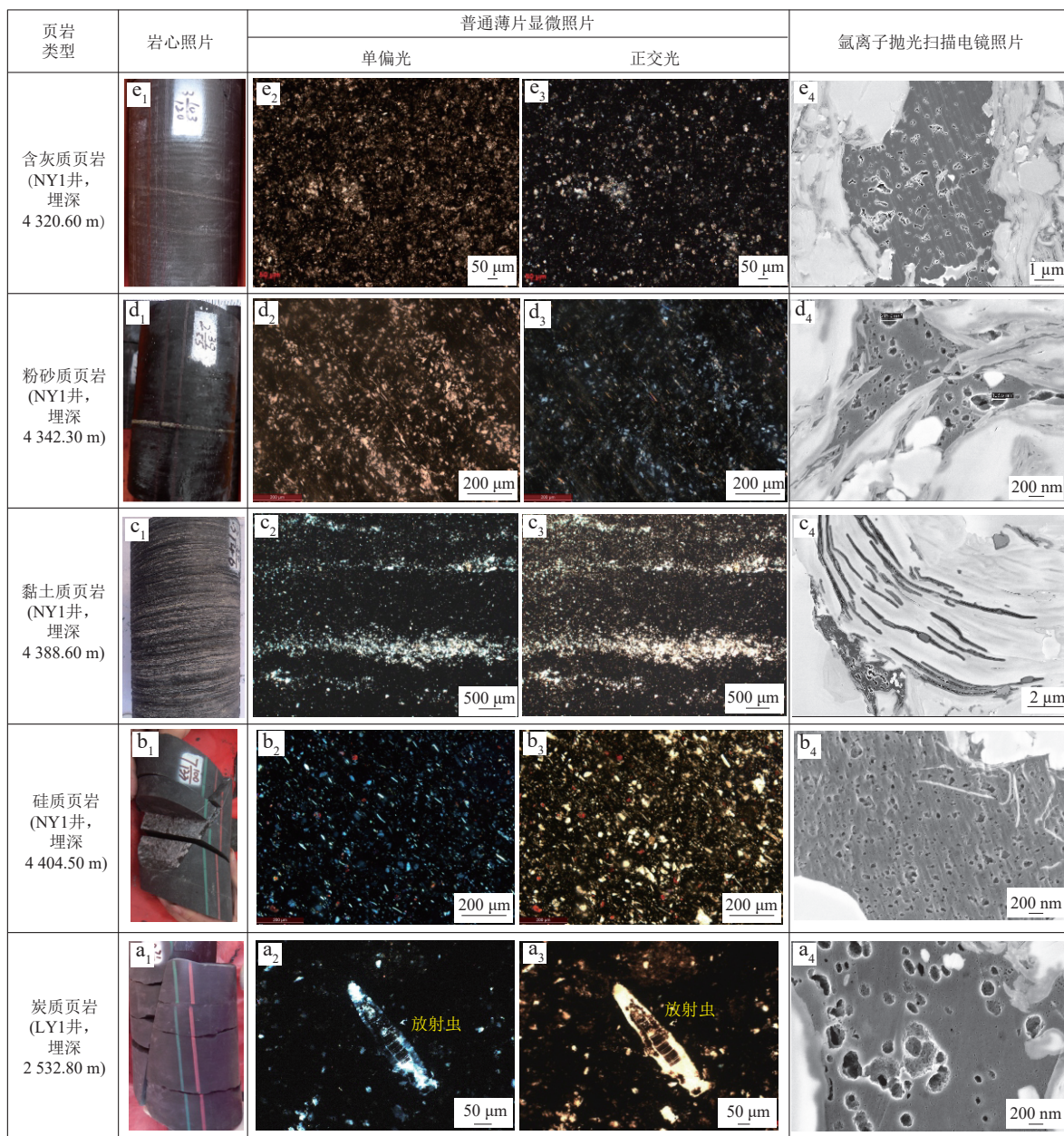


图3 四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组不同类型页岩储层特征照片

Fig. 3 Characteristics of various types of shale reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery

岩气田为主, Haynesville 为超高压页岩气藏, Marcellus 和 Bossier 为高压页岩气藏。

2.4 埋深因素

页岩埋深是评价页岩气地质条件和工程条件的关键参数之一, 在页岩气藏分类评价中占有重要地位。从页岩气地质角度出发, 埋深对储层物性、含气量、地层温度及压力具有一定影响。不同埋藏深度的页岩储层差异较大, 通过开展生烃史及埋藏史分析, 埋深增加对有机质生烃演化具有积极作用, 有利于有机质孔的形成, 孔隙度增加。在生烃后期, 随着埋深持续增加,

压实作用增强, 对页岩无机质孔影响较大, 储层孔隙受到压实作用, 有机质孔可抵消一部分压实作用影响, 导致埋深与储层孔隙度的相关性不明显, 部分地区埋深较大的页岩其孔隙度依然可以超过4%。埋深与地层温度和压力呈正相关, 埋深越大, 地层温度越高、地层压力越大, 从而会影响页岩气藏中的吸附气和游离气赋存状态。从页岩气工程角度来看, 可压性是关系页岩气藏高效开发的重要指标, 而埋深对页岩可压性影响较大, 随着埋深增大, 页岩塑性增强、脆性减弱、围压增大, 可压性逐渐变差。

四川盆地及其周缘地区因受多期构造作用影响,

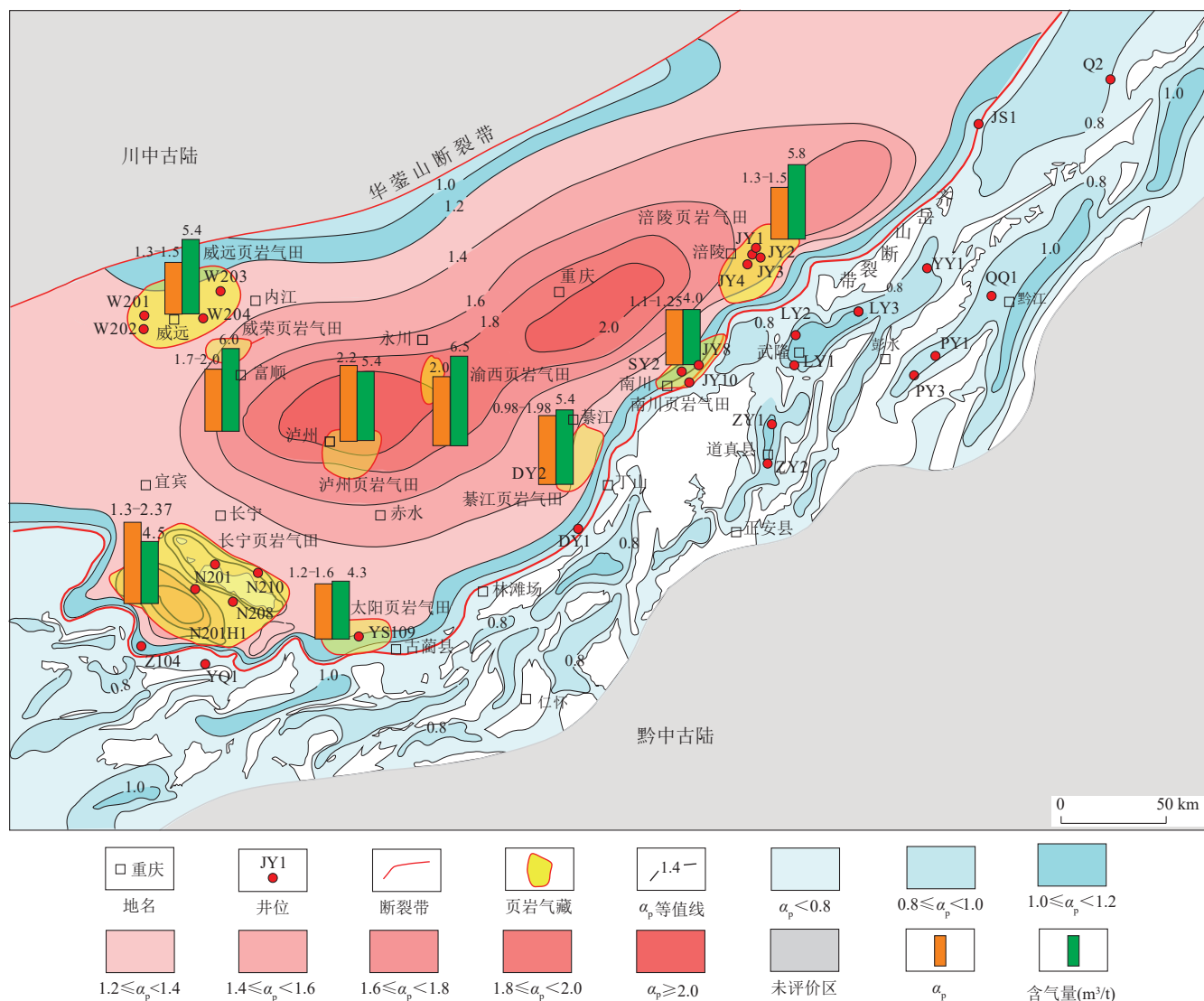


图4 四川盆地及其周缘地区五峰组-龙一段优质页岩地层压力系数(α_p)分布

Fig. 4 Distribution of the formation pressure coefficients (α_p) of high-quality shales from the Wufeng Formation to the 1st member of the Longmaxi Formation in the Sichuan Basin and its periphery

特别是燕山运动中、晚期以来的构造挤压和隆升剥蚀,导致五峰组-龙马溪组页岩埋深变化范围大(0~7 000 m)。埋藏史分析表明,晚侏罗世—早白垩世五峰组-龙马溪组页岩开始大量生烃;到侏罗纪—白垩纪,燕山和喜马拉雅构造运动对页岩气藏进行了不同程度的调整和破坏。盆外构造抬升幅度大、地层被剥蚀较多,五峰组-龙马溪组页岩大面积出露,页岩埋深0~4 500 m,残留向斜核部埋深较大;盆缘构造改造中等,页岩局部出露,埋深300~4 500 m;盆内构造稳定、抬升幅度小,埋深2 000~7 000 m。根据四川盆地及其周缘页岩气勘探开发实践和压裂工艺,结合页岩气藏和天然气藏分类标准,选取气藏中部埋藏深度(H)将页岩气藏分为超浅层页岩气藏($H < 500$ m)、浅层页岩气藏($500 \text{ m} \leq H < 2 000$ m)、中深层页岩气藏($2 000 \text{ m} \leq$

$H < 3 500$ m)、深层页岩气藏($3 500 \text{ m} \leq H < 4 500$ m)和超深层页岩气藏($H \geq 4 500$ m)5类。按照埋藏深度对页岩气藏的分类,川南太阳页岩气田五峰组埋深介于350~2 500 m,属于超浅层-浅层页岩气藏;长宁和威远页岩气田埋深主要介于2 000~3 500 m,属于中深层页岩气藏;川东南涪陵页岩气田埋深2 000~4 000 m,其中焦石坝区块埋深普遍2 100~3 500 m,属于中深层页岩气藏;南川页岩气田埋深2 000~4 200 m,为中深层-深层页岩气藏;泸州区块和渝西区块埋深大多在3 500~4 300 m,属于深层页岩气藏(图5)。超深层页岩气目前正处于攻关阶段,尚未实现效益开发。

2.5 地应力因素

众多学者认识到了地应力场是影响页岩压裂改造

效果和单井产量的重要因素,提出了“地应力场控产”等地质认识^[33-38]。页岩可压性及压后裂缝复杂程度与地应力场息息相关^[33],古应力场控制着天然裂缝分布,现今应力场控制人工压裂裂缝的复杂程度。一般而言,现今地应力越大,破裂压力、施工压力及停泵压力较高(图6),页岩越难压裂,有效改造体积(ESRV)越小。现今地应力主要受构造改造强度、埋深及构造样式等因素影响^[33],压裂实践中,一般用破裂压力来近似表征现今最小水平主应力。两向水平应力差异系数 $[K, K = (\text{最大水平主应力} - \text{最小水平主应力}) / \text{最小水平主应力}]$ 对人工裂缝复杂度具有重要影响,一般 K 越大,形成复杂缝网的难度越大。

根据最小水平主应力和两向水平应力差异系数进行页岩气藏划分。依据最小水平主应力($\sigma_{\min}$),可将页岩气藏分为低应力页岩气藏($\sigma_{\min} < 60$ MPa)、中应力页岩气藏($60 \leq \sigma_{\min} < 90$ MPa)和高应力页岩气藏($\sigma_{\min} \geq$

90 MPa)3种。依据两向水平应力差异系数(K),可将页岩气藏分为低应力差异系数页岩气藏($K < 0.15$)、中应力差异系数页岩气藏($0.15 \leq K < 0.25$)和高应力差异系数页岩气藏($K \geq 0.25$)3种。

四川盆地及周缘地区地应力变化快,盆外构造改造强度大,地应力发生不同程度卸载,最小水平主应力普遍小于90 MPa,发育中、低应力页岩气藏,如武隆、道真和正安等含气构造;盆缘构造复杂,应力大小及方位变化大,最小水平主应力一般介于50~120 MPa,3种应力类型的页岩气藏均有发育,如涪陵气田和南川气田等;盆内埋深大,构造改造弱,最小水平主应力普遍大于90 MPa,发育高应力页岩气藏,如威荣气田。任何事物都有正反两面,浅层页岩气藏压裂施工容易,但形成复杂缝网的难度大,需要创新压裂工艺,促进缝网复杂化,提高单井产量。深层页岩气藏两向水平应力差异系数较小,易形成复杂缝网,但压裂施工难度大,储层不易压开,需要研发175 MPa甚至200 MPa以上的高端压裂装备,增大改造体积,实现深层勘探突破和效益开发。

2.6 构造样式因素

构造在页岩气成藏全过程中起至关重要的作用,影响页岩气的成藏和富集。从上扬子地区的构造演化来看,四川盆地及其周缘地区经历了多期次、强改造的差异化构造运动。总体而言,盆地内部构造改造较弱,有利于页岩气富集,盆缘复杂构造区及盆外褶皱区构造改造较强,页岩气富集规律复杂。在页岩沉积深埋后,不同期次和强度的构造运动造成五峰组-龙马溪组地层褶皱变形、破裂程度以及剥蚀程度不同,形成了不同的构造样式。明确不同构造样式下的页岩气成藏富集模式,对开展页岩气藏富集规律研究和高效指导勘探开发具有重要意义。构造作用对页岩气保存和富集具有重要影响,主要表现在构造改造时间、强度和形成的构造样式等方面,构造改造时间晚、改造强度弱、有利的构造样式更有利于页岩气保存和富集。在不同的构造样式下,页岩气裂缝性散失、侧向散失速率以及后期有效补充量有所差异,从而造成不同构造带页岩气富集规律差异大,构造样式是影响页岩气富集程度的重要因素之一^[4,9,19-20]。

根据四川盆地及其周缘地区构造演化格局,从构造区带角度,页岩气藏可划分为盆内原地型页岩气藏、盆缘改造型页岩气藏及盆外残留型页岩气藏3大类型。通过对五峰组-龙马溪组页岩气藏分区研究与典型井解剖,结合构造主体形态、断层发育特征,根据构

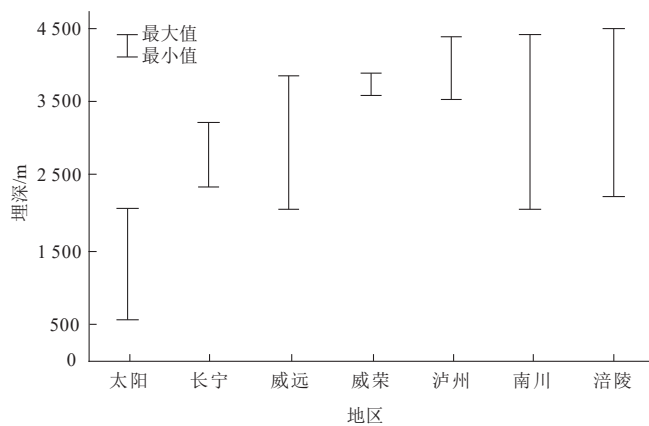


图5 四川盆地及其周缘地区页岩气田埋深分布

Fig. 5 Distribution of the burial depths of shale gas fields in the Sichuan Basin and its periphery

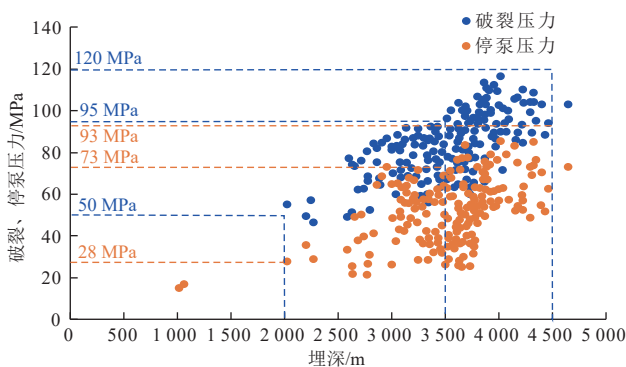


图6 四川盆地及其周缘地区不同埋深地应力下页岩破裂、停泵压力与埋深关系

Fig. 6 Relationships of shale breakdown pressure and pump shutdown pressure with burial depth in the Sichuan Basin and its periphery

造样式,页岩气藏可划分为背斜型、向斜型、斜坡型和断裂型4种页岩气藏类型,再根据构造变形程度与断层接触关系,细分为12个亚类,并明确了四川盆地及其周缘地区不同构造样式的页岩气藏主要分布位置(图7)。盆地内部构造改造强度较弱,多发育宽缓构造样式,例如宽缓背斜型、宽缓向斜型和古剥蚀斜坡型等;盆缘复杂构造区受多期构造作用的叠加改造影响,抬升剥蚀和构造变形较为强烈^[38-40],多发育高陡构造样式,如高陡背斜型、紧闭向斜型、断背斜型和单斜型

等;盆外褶皱区则由于构造抬升时间早,地层剥蚀程度高于盆地及盆缘,多发育残留型构造样式,如残留背斜型和残留向斜型等^[39];与断层相关的断块型/断凹型、反向逆断层遮挡型更多发育于盆缘及盆外地区。

按照构造样式分类,对四川盆地及其周缘地区页岩气田或含气构造进行气藏分类。盆内威远页岩气田属于古剥蚀斜坡型页岩气藏,威荣页岩气田位于构造宽缓的白马镇向斜,属于宽缓向斜型页岩气藏,涪陵页岩气田主体区位于宽缓的焦石坝背斜,为宽缓背斜

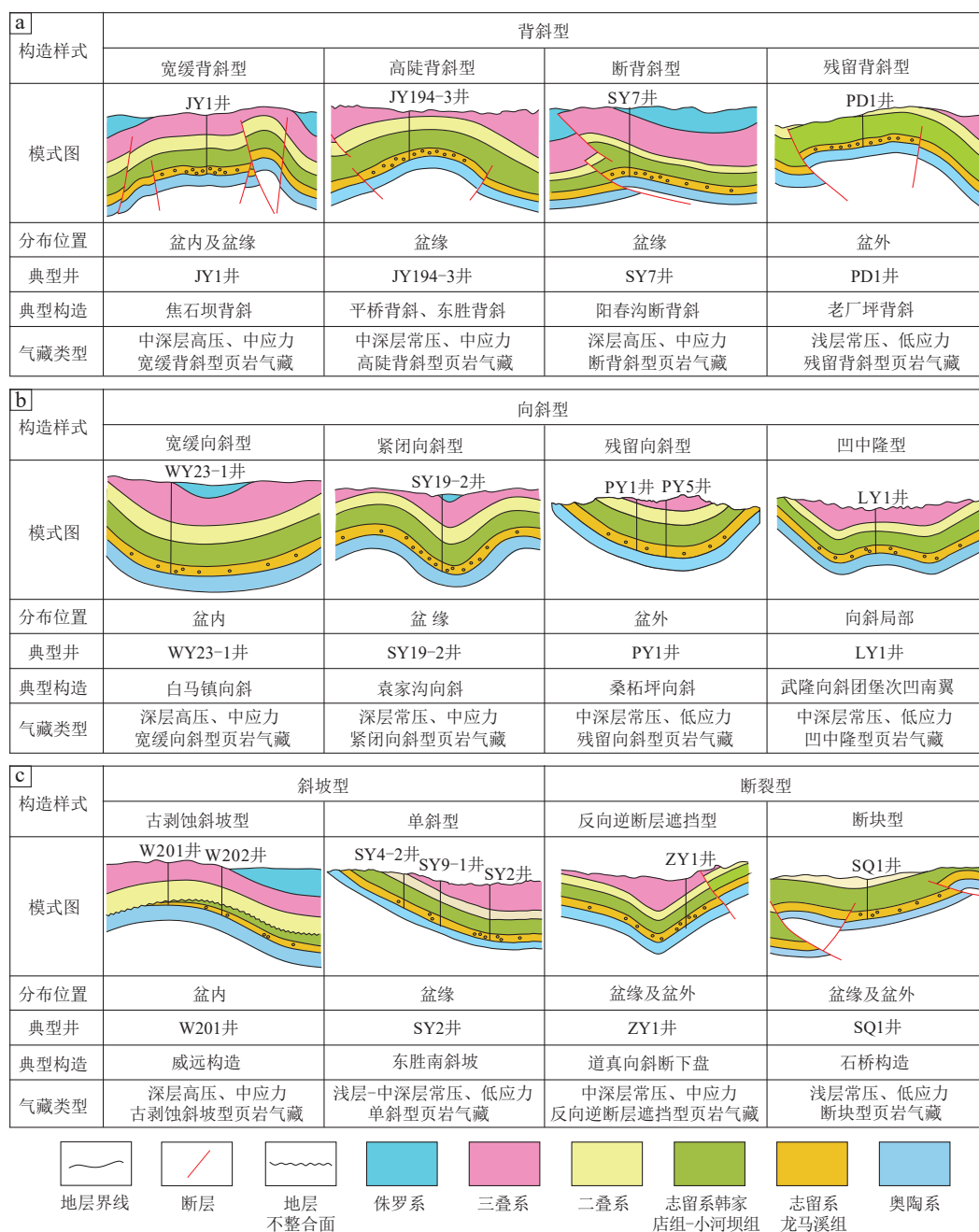


图7 四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏构造样式分类

Fig. 7 Structural style classification for shale gas reservoirs of the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery

a. 背斜型; b. 向斜型; c. 斜坡型与断裂型

型页岩气藏;盆缘南川页岩气田位于平桥-东胜构造带,构造样式多样,发育高陡背斜型页岩气藏、紧闭向斜型页岩气藏及反向逆断层遮挡型气藏;盆外武隆等地区主要发育残留背斜型和残留向斜型页岩气藏。

以上从沉积、储层和构造样式等6种因素对四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏类型进行了研究和划分,从有机地球化学、含气性、气体组成、流体相态、脆性和气藏规模等角度也开展了页岩气藏类型研究,均可对应已发现的页岩气田(表2),此种多因素的气藏类型分类体系区别于前人以构造为单一因素的分类方案。

3 勘探实践

根据建立的页岩气藏类型分类评价体系,四川盆地内的涪陵页岩气田属于中深层高压背斜型硅质页岩气藏,长宁页岩气田属于中深层-深层高压-超高压向斜型硅质页岩气藏,这两种类型页岩气藏的勘探开发已取得巨大成功,这里不再赘述。目前深层和常压页岩气是未来发展的两个主要方向,深层页岩气主要位于盆缘和盆内,涵盖背斜型和向斜型成藏富集模式,常压页岩气主要位于盆缘及盆外构造复杂区。下面分别以南川和武隆地区为例,主要针对盆缘及盆外复杂构造带的深层和常压页岩气勘探实践展开论述。

3.1 盆缘南川页岩气田勘探实践

南川页岩气田属于海相、裂缝-孔隙型、中深层-深层、中-高应力、常压-高压和干气硅质页岩气藏(图8),位于渝东南盆缘转换带,齐岳山断裂与南川-遵义断裂交界处,构造复杂。五峰组-龙马溪组页岩气藏埋深一般1 500~4 500 m,从浅层到深层均有分布。优质页岩厚度31~35 m,TOC为2%~5%,孔隙度3%~6%,脆性矿物含量为50%~65%,含气量为3~8 m³/t,气体组分以甲烷为主、含量为95.00%~98.00%,氦气含量为0.04%~0.05%^[46]。保存条件差异大,地层压力系数1.00~1.30,常压和高压页岩气藏均有分布,以常压页岩气藏为主。地应力大小及方位变化快,最小水平主应力因埋深、构造挤压及裂缝发育不同,一般为40~100 MPa,两向应力差异系数较小,一般为0.09~0.17。“十二五”以来,通过页岩气藏分类研究,明确了南川地区五峰组-龙马溪组页岩气具有构造、保存和地应力“三复杂”地质特征,保存条件和地应力场是影响南川地区页岩气富集高产的两大主控因素。在构造样式分类方案指导下,发现了平桥背

斜和东胜背斜等背斜型页岩气藏,平桥南斜坡、东胜南斜坡和阳春沟南斜坡等斜坡型页岩气藏,石桥断凹等断裂型页岩气藏甜点目标,部署了JY194-3HF井,SY2HF井和SY5HF井等15余口探评井。根据页岩埋深、裂缝发育规律和地应场的气藏分类,开展针对性工程-工艺攻关,以阳春沟南斜坡SY5HF井为例,页岩埋深3 140 m,地层压力系数1.15,按照气藏分类体系,属于海相中深层裂缝-孔隙型常压硅质页岩气藏。针对裂缝较发育和地层压力系数较高的地质特点,制定了“密切割+限流射孔+暂堵转向+多级立体支撑+高强度加砂”压裂施工工艺,试获日产气量 17.3×10^4 m³高产商业气流,发现了阳春沟千亿方增储区带。坚持地质-工程一体化,先后部署的探评井试获日产气量 $(6.5 \sim 34.0) \times 10^4$ m³,均实现了商业突破,勘探成功率100%,累计提交探明储量 $3\,202 \times 10^8$ m³,发现了中国最大的南川常压页岩气田。

3.2 盆外武隆地区页岩气勘探实践

武隆含气构造属于海相、裂缝-孔隙型、浅层-中深层、中-低应力、常压和干气硅质页岩气藏(图9),构造上处于四川盆地东南部武陵褶皱带的利川-武隆复向斜内,构造改造强度大、时间久,地层剥蚀严重^[17],是典型的常压页岩气区。五峰组-龙马溪组页岩埋深一般500~3 500 m,以浅层和中深层为主,仅向斜核部页岩埋深较大,为3 500~4 500 m,但分布范围较小。优质页岩厚度28~37 m,TOC为3%~6%,孔隙度为3%~7%,脆性矿物含量为55%~70%,含气量为2~5 m³/t,其中吸附气占比45%~80%,气体组分以甲烷为主、含量为95%~99%。保存条件较差,地层压力系数0.90~1.20,为常压页岩气藏。受构造抬升影响,地应力发生卸载,盆外残留型页岩气藏地应力较小,一般为17~50 MPa,但两向应力差异系数较大,一般为0.20~0.56,易压裂改造,但同等工艺条件下形成复杂缝网的难度增加。盆外五峰组-龙马溪组页岩气先天地质条件较差,与盆缘常压-高压页岩气藏、盆内高压-超高压页岩气藏差异性明显。优质页岩总含气量较低,且以吸附气为主,特别是浅层页岩气吸附气占比高达70%~80%。通过等温吸附曲线结合解吸规律,明确了吸附气敏感解吸压力较低,为1.7~2.5 MPa,需要采用针对性的排水采气工艺降低井底流压^[33],释放吸附气产能。盆外页岩气富集高产主要受保存条件和压裂改造程度的影响,保存条件较差导致气藏富集程度较低,两向应力差异系数大导致形成复杂缝网概率低。开展分级-分类评价甜点目标,落实老厂坪等背斜型和

表2 四川盆地及其周缘地区五峰组-龙马溪组页岩气藏类型分类体系(气田部分数据源自文献[1,5-7,10-12,19,23-24,34-36,41-45])

Table 2 Classification system for shale gas reservoirs of the Wufeng-Longmaxi formations in the Sichuan Basin and its periphery (partial data of the gas fields from references [1,5-7,10-12,19,23-24,34-36,41-45])

序号	分类因素	分类指标	气藏类型	涪陵气田	南川气田	长宁气田	太阳气田
1	沉积	沉积相带	海相页岩气藏、陆相页岩气藏、海-陆过渡相页岩气藏	海相	海相	海相	海相
		储层岩性组合	页岩型页岩气藏、互层型页岩气藏、夹层型页岩气藏	页岩型	页岩型	页岩型	页岩型
2	储层	储集空间类型	孔隙型页岩气藏、孔隙-裂缝型页岩气藏、裂缝-孔隙型页岩气藏	孔隙型	孔隙型	孔隙-裂缝型页岩气藏	孔隙型
		储集物性/%	I类孔隙度(渗透率)页岩气藏、II类孔隙度(渗透率)页岩气藏、III类孔隙度(渗透率)页岩气藏	3.00 ~ 7.00/ 5.17	2.65 ~ 5.80/ 3.70	2.03 ~ 7.78/ 4.58	1.01 ~ 8.37/ 5.63
3	有机地球化学	总有机碳含量(TOC)/%	低TOC页岩气藏、中TOC页岩气藏、高TOC页岩气藏、特高TOC页岩气藏	2.00 ~ 5.00/ 3.14	2.00 ~ 5.60/ 3.80	1.00 ~ 7.99/ 2.32	1.00 ~ 6.02/3.26
		热演化程度	低热演化程度页岩气藏、中热演化程度页岩气藏、高热演化程度页岩气藏、过热演化程度页岩气藏	过热演化程度	过热演化程度	过热演化程度	过热演化程度
4	含气性	含气量/(m ³ /t)	低含气量页岩气藏、中含气量页岩气藏、高含气量页岩气藏	3.10 ~ 8.60/ 5.80	3.00 ~ 4.50/ 4.00	1.01 ~ 11.82/ 3.18	1.79 ~ 11.51/ 4.21
5	气体组成	硫化氢、二氧化碳、氮气体积分数/%	微含硫、二氧化碳、氮气页岩气藏、低含硫、二氧化碳、氮气页岩气藏、中含硫、二氧化碳、氮气页岩气藏、高含硫、二氧化碳、氮气页岩气藏	CO ₂ :0 ~ 1.16/0.36 H ₂ S:0 ~ 0.56/0.11	CO ₂ :0 ~ 0.50 H ₂ S:0	CO ₂ :0 ~ 0.91/0.41 N ₂ :0 ~ 0.75/0.28 H ₂ S:0.45 ~ 1.00/0.76	N ₂ :1.29 ~ 3.06 CO ₂ :0.07 ~ 0.23
		氮气体积分数/%	贫氮页岩气藏、中氮页岩气藏、富氮页岩气藏	0.019 9 ~ 0.044 5/ 0.037 2	0.041 ~ 0.049/ 0.045 0	0.0200 ~ 0.050 0/ 0.030 0	—
6	流体相态	流体压力(p)-温度(T)相图特征、储层流体物性特征和开采特征	干气页岩气藏、湿气页岩气藏、凝析气页岩气藏	干气	干气	干气	干气
7	构造	构造样式	背斜型页岩气藏、向斜型页岩气藏、斜坡型页岩气藏、断裂型页岩气藏	背斜型	背斜型、斜坡型	向斜型	背斜型、向斜型
8	地层压力系数	地层压力系数	低压页岩气藏、常压页岩气藏、高压页岩气藏、超高压页岩气藏	1.30 ~ 1.50	1.10 ~ 1.25	1.30 ~ 2.37	1.20 ~ 1.60
9	脆性	岩石力学脆性指数/%	低脆性指数页岩气藏、中脆性指数页岩气藏、高脆性指数页岩气藏	33.9 ~ 80.3/ 56.5	39.8 ~ 84.8/ 61.3	34.6 ~ 92.8/ 70.6	70.0
10	埋深	气藏中部埋藏深度/m	超浅层页岩气藏、浅层页岩气藏、中深层页岩气藏、深层页岩气藏、超深层页岩气藏	1 600 ~ 3 300	2 000 ~ 3 500	1 400 ~ 4 600	350 ~ 2 000
11	地应力	最小水平主应力/MPa	低应力页岩气藏、中应力页岩气藏、高应力页岩气藏	48.7 ~ 49.9/ 48.9	40.0 ~ 65.0/ 56.0	74.0 ~ 77.0/ 76.0	16.5 ~ 22.3/ 19.2
		最大水平主应力与最小水平主应力差值/MPa	低应力差页岩气藏、中应力差页岩气藏、高应力差页岩气藏	3.0 ~ 6.9/ 5.2	5.0 ~ 7.0/ 6.2	9.0 ~ 16.0/ 12.0	4.7 ~ 17.3/ 11.1
		水平主应力差异系数	低应力差异系数页岩气藏、中应力差异系数页岩气藏、高应力差异系数页岩气藏	0.06 ~ 0.14/ 0.11	0.08 ~ 1.13/ 0.11	0.12 ~ 0.21/ 0.16	0.24 ~ 0.89/ 0.58
12	资源规模	技术可采储量/(10 ⁸ m ³)	特小型页岩气藏、小型页岩气藏、中型页岩气藏、大型页岩气藏、特大型页岩气藏	2 397	616	1 635	515

注:表中数据格式为“最小值~最大值/平均值”。“—”表示未测到数据。

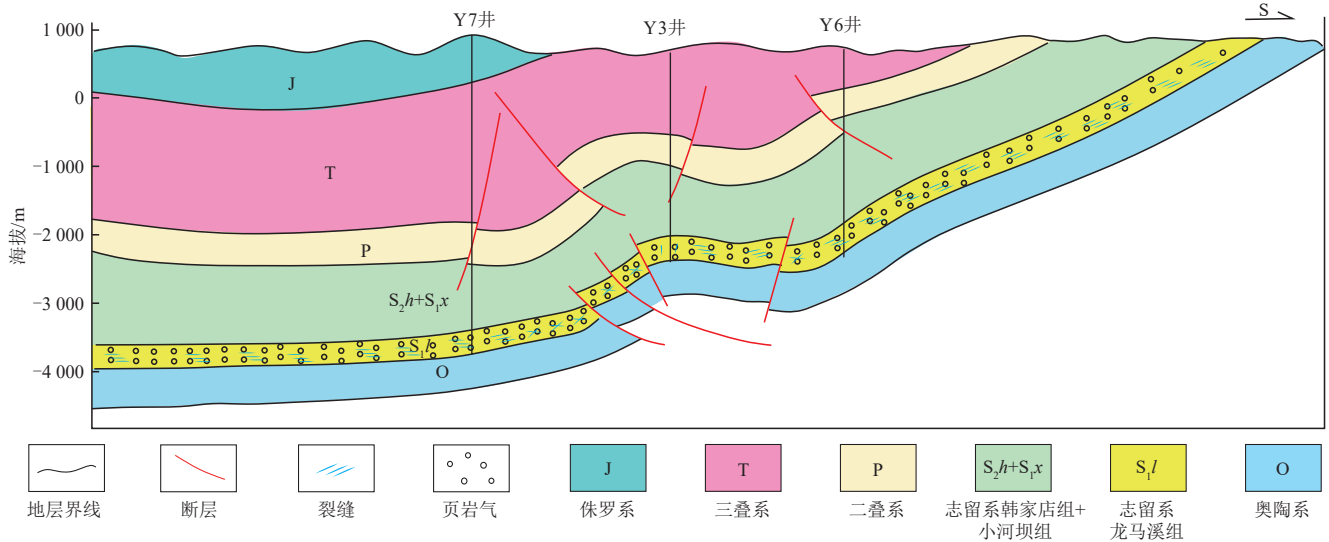


图8 南川页岩气田五峰组-龙马溪组气藏剖面

Fig. 8 Well-correlation section of the shale gas reservoirs of the Wufeng-Longmaxi formations in the Nanchuan shale gas field

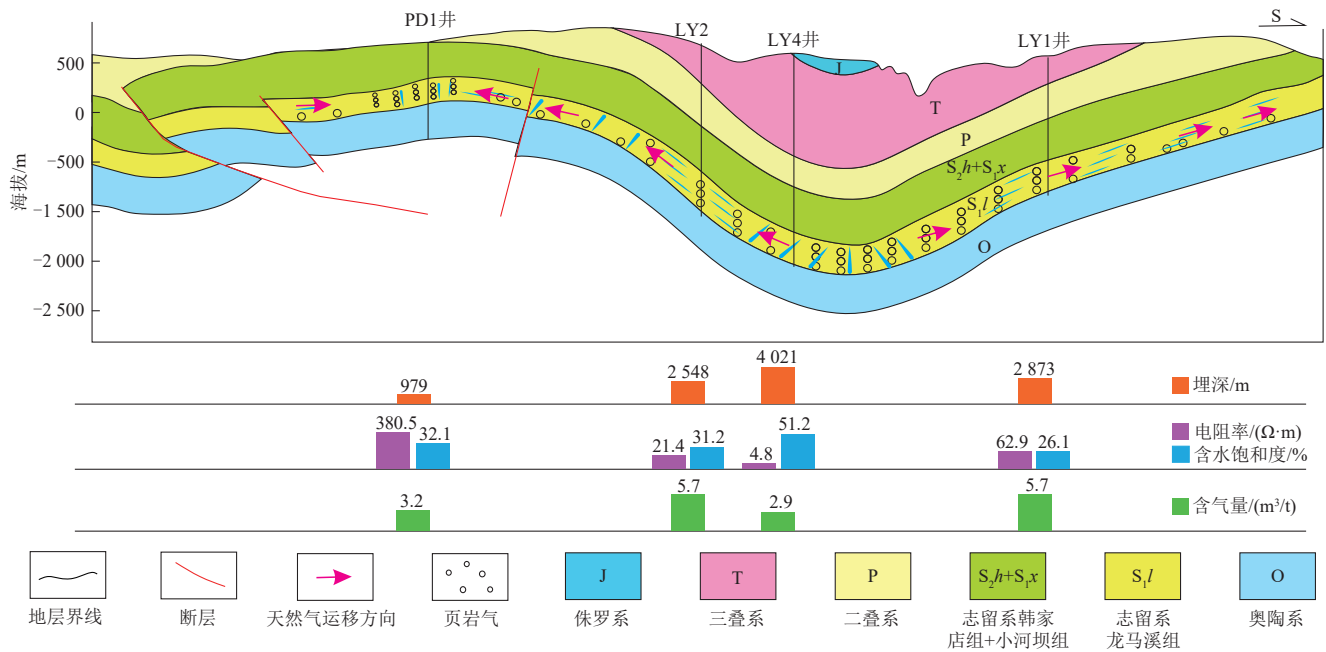


图9 四川盆地武隆含气构造五峰组-龙马溪组气藏剖面

Fig. 9 Well-correlation section of the shale gas reservoirs of the Wufeng-Longmaxi formations in the Wulong gas-bearing structure in the Sichuan Basin

武隆等向斜型页岩气藏有利目标,部署LY1井,LY2井和PD1井等11口探评井,浅层页岩气试获日产气量 $(4.0 \sim 4.5) \times 10^4 \text{ m}^3$,中深层页岩气试获日产气量 $(4.6 \sim 13.0) \times 10^4 \text{ m}^3$,实现了商业突破,探评井勘探成功率提高至90.9%,提交预测储量 $1192 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

4 结论

1) 四川盆地及其周缘地区发育多种类型页岩气

藏,以五峰组-龙马溪组为研究对象,从12种分类因素、21项分类指标系统开展了页岩气藏分类研究。根据五峰组-龙马溪组页岩气地质特点和勘探开发现状,重点优选沉积、储层、地层压力系数、埋深、地应力和构造样式等6种因素,详细阐述了每种因素下的气藏分类方案及标准,突出沉积因素下的岩石相类型、储层因素下的储集空间类型、地应力因素下的最小水平主应力以及构造样式的4大类、12小类的气藏类型划分,建立多因素动态组合的气藏分类评价体系,对四川

盆地及周缘地区的页岩气田或含气构造进行气藏分类,进一步丰富和完善了页岩气基础地质理论认识。

2) 根据建立的页岩气藏类型分类评价体系,开展了四川盆地盆缘及盆外新区页岩气藏类型划分。盆缘南川页岩气田属于海相、裂缝-孔隙型、中深层-深层、中-高应力、常压和干气页岩气藏,盆外武隆含气构造属于海相、裂缝-孔隙型、浅层-中深层、中-低应力、常压和干气页岩气藏,为探明储量提交及探评井部署奠定了良好基础,有效指导了新页岩气田的勘探发现。

参 考 文 献

- [1] 邹才能, 杨智, 张国生, 等. 非常规油气地质学理论技术及实践[J]. 地球科学, 2023, 48(6): 2376-2397.
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Theory, technology and practice of unconventional petroleum geology [J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2376-2397.
- [2] U. S. Energy Information Administration. Drilling productivity report: For key tight oil and shale gas regions[R]. Washington, D. C.: EIA Independent Statistics & Analysis, 2023.
- [3] 余国, 陆如泉, 刘佳, 等. 新形势下的能源转型与能源合作——“2022年国际能源发展高峰论坛”综述[J]. 国际石油经济, 2023, 31(2): 23-29.
YU Guo, LU Ruquan, LIU Jia, et al. Energy transition and energy cooperation under the new situation——Review of International Energy Executive Forum 2022 [J]. International Petroleum Economics, 2023, 31(2): 23-29.
- [4] 国家能源局. 2023年全国油气勘探开发十大标志性成果[EB/OL]. (2024-01-09)[2025-05-23]. http://www.nea.gov.cn/2024-01/09/c_1310759352.htm.
National Energy Administration. Ten landmark achievements of oil and gas exploration and development in China 2023[EB/OL]. (2024-01-09)[2025-05-23]. http://www.nea.gov.cn/2024-01/09/c_1310759352.htm.
- [5] 聂海宽, 党伟, 张珂, 等. 中国页岩气研究与发展20年: 回顾与展望[J]. 天然气工业, 2024, 44(3): 20-52.
NIE Haikuan, DANG Wei, ZHANG Ke, et al. Two decades of shale gas research & development in China: Review and prospects [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(3): 20-52.
- [6] 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.
- [7] 王红岩, 周尚文, 赵群, 等. 川南地区深层页岩气富集特征、勘探开发进展及展望[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1430-1441.
WANG Hongyan, ZHOU Shangwen, ZHAO Qun, et al. Enrichment characteristics, exploration and exploitation progress, and prospects of deep shale gas in the southern Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1430-1441.
- [8] 金之钧, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组-龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地质前缘, 2016, 23(1): 1-10.
JIN Zhijun, HU Zongquan, GAO Bo, et al. Controlling factors on the enrichment and high productivity of shale gas in the Wufeng-Longmaxi formations, southeastern Sichuan Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(1): 1-10.
- [9] 邹才能, 董大忠, 熊伟, 等. 中国页岩气新区带、新层系和新类型勘探进展、挑战及对策[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 309-326.
ZOU Caineng, DONG Dazhong, XIONG Wei, et al. Advances, challenges, and countermeasures in shale gas exploration of underexplored plays, sequences and new types in China [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 309-326.
- [10] 郭旭升, 赵永强, 申宝剑, 等. 中国南方海相页岩气勘探理论: 回顾与展望[J]. 地质学报, 2022, 96(1): 172-182.
GUO Xusheng, ZHAO Yongqiang, SHEN Baojian, et al. Marine shale gas exploration theory in southern China: Review and prospects [J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 172-182.
- [11] 郭彤楼. 页岩气勘探开发中的几个地质问题[J]. 油气藏评价与开发, 2019, 9(5): 14-19.
GUO Tonglou. A few geological issues in shale gas exploration and development [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2019, 9(5): 14-19.
- [12] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 常压页岩气勘探开发关键技术进展及攻关方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(6): 1-14.
HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Progress in and research direction of key technologies for normal-pressure shale gas exploration and development [J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(6): 1-14.
- [13] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, YUAN Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.
- [14] 金之钧, 张金川, 唐玄. 非常规天然气成藏体系[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 58-68.
JIN Zhijun, ZHANG Jinchuan, TANG Xuan. Unconventional natural gas accumulation system [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(8): 58-68.
- [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] 郭彤楼. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 317-326.
GUO Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of Chinese shale gas [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 317-326.
- [17] 云露. 四川盆地东南缘浅层常压页岩气聚集特征与勘探启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(6): 1140-1149.

- YUN Lu. Accumulation characteristics and exploration enlightenment of shallow normal-pressure shale gas in southeastern Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(6): 1140-1149.
- [18] 郭旭升. 南海相页岩气“二元富集”规律——四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. *地质学报*, 2014, 88(7): 1209-1218.
- GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China——understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [19] 何希鹏, 何贵松, 高玉巧, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气地质特征及富集高产规律[J]. *天然气工业*, 2018, 38(12): 1-14.
- HE Xipeng, HE Guisong, GAO Yuqiao, et al. Geological characteristics and enrichment laws of normal-pressure shale gas in the basin-margin transition zone of SE Chongqing [J]. *Natural Gas Industry*, 2018, 38(12): 1-14.
- [20] 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.
- [21] 张子枢. 天然气藏分类问题综述[J]. *天然气地球科学*, 1991, 2(2): 55-60.
- ZHANG Zishu. A review of natural gas reservoir classification [J]. *Natural Gas Geoscience*, 1991, 2(2): 55-60.
- [22] 田信义, 王国苑, 陆笑心, 等. 气藏分类[J]. *石油与天然气地质*, 1996, 17(3): 206-212.
- TIAN Xinyi, WANG Guoyuan, LU Xiaoxin, et al. The classification of gas pools [J]. *Oil & Gas Geology*, 1996, 17(3): 206-212.
- [23] 郭彤楼, 何希鹏, 曾萍, 等. 复杂构造区页岩气藏地质特征与效益开发建议——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(12): 1490-1500.
- GUO Tonglou, HE Xipeng, ZENG Ping, et al. Geological characteristics and beneficial development scheme of shale gas reservoirs in complex tectonic regions: A case study of Wufeng-Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(12): 1490-1500.
- [24] 何希鹏, 王运海, 王彦祺, 等. 渝东南盆缘转换带常压页岩气勘探实践[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(1): 126-136.
- HE Xipeng, WANG Yunhai, WANG Yanqi, et al. Exploration practices of normal-pressure shale gas in the marginal transition zone of the southeast Sichuan Basin [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(1): 126-136.
- [25] 张金川, 李振, 王东升, 等. 中国页岩气成藏模式[J]. *天然气工业*, 2022, 42(8): 78-95.
- ZHANG Jinchuan, LI Zhen, WANG Dongsheng, et al. Shale gas accumulation patterns in China [J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(8): 78-95.
- [26] 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.
- 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.
- [27] 何治亮, 金之钧, 李双建, 等. 特提斯演化控制下盆地原型、改造与油气差异富集——基于波斯湾盆地与四川盆地的比较分析[J]. *中国科学: 地球科学*, 2023, 53(12): 2914-2936.
- HE Zhiliang, JIN Zhijun, LI Shuangjian, et al. Prototypes, modifications, and hydrocarbon enrichment variations in basins influenced by Tethyan evolution: A comparative analysis of the Persian Gulf Basin and the Sichuan Basin [J]. *Science China Earth Sciences*, 2023, 53(12): 2914-2936.
- [28] 郭彤楼, 熊亮, 叶素娟, 等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践——四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(1): 24-37.
- GUO Tonglou, XIONG Liang, YE Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: Insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(1): 24-37.
- [29] 张琴, 邱振, 赵群, 等. 海-陆过渡相与海相页岩气“甜点段”差异特征与形成机理[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(5): 1400-1416.
- ZHANG Qin, QIU Zhen, ZHAO Qun, et al. Different characteristics and formation mechanisms of transitional and marine shale gas sweet spots [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(5): 1400-1416.
- [30] 刘忠宝, 刘光祥, 胡宗全, 等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义——以四川盆地中下侏罗统为例[J]. *天然气工业*, 2019, 39(12): 10-21.
- LIU Zhongbao, LIU Guangxiang, HU Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: A case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(12): 10-21.
- [31] 吴聿元, 张培先, 何希鹏, 等. 渝东南地区五峰组-龙马溪组页岩岩石相及与页岩气富集关系[J]. *海相油气地质*, 2020, 25(4): 335-343.
- WU Yuyuan, ZHANG Peixian, HE Xipeng, et al. Lithofacies and shale gas enrichment of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in southeastern Chongqing [J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2020, 25(4): 335-343.
- [32] 张培先, 聂海宽, 何希鹏, 等. 渝东南地区古生界天然气成藏体系及立体勘探[J]. *地球科学*, 2023, 48(1): 206-222.
- ZHANG Peixian, NIE Haikuan, HE Xipeng, et al. Paleozoic gas accumulation system and stereoscopic exploration in southeastern Chongqing [J]. *Earth Science*, 2023, 48(1): 206-222.

- [33] 张培先, 高全芳, 何希鹏, 等. 南川地区龙马溪组页岩气地应力场特征及对产量影响分析[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(4): 55-65.
ZHANG Peixian, GAO Quanfang, HE Xipeng, et al. Characteristics of in-situ stress field and its influence on shale gas production from Longmaxi Formation in Nanchuan area [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(4): 55-65.
- [34] 谢军, 张浩森, 余朝毅, 等. 地质工程一体化在长宁国家级页岩气示范区中的实践[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(1): 21-28.
XIE Jun, ZHANG Haomiao, SHE Chaoyi, et al. Practice of geology-engineering integration in Changning State Shale Gas Demonstration Area [J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(1): 21-28.
- [35] 周德华, 何希鹏, 张培先. 渝东南常压与高压页岩气典型差异性分析及效益开发对策[J]. 石油实验地质, 2023, 45(6): 1109-1120.
ZHOU Dehua, HE Xipeng, ZHANG Peixian. Typical difference analysis and benefit-oriented development countermeasures of normal and high pressure shale gas in southeastern Chongqing [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(6): 1109-1120.
- [36] 王运海, 任建华, 陈祖华, 等. 常压页岩气田一体化效益开发及智能化评价[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(4): 487-496.
WANG Yunhai, REN Jianhua, CHEN Zuhua, et al. Integrated benefit development and intelligent evaluation of normal pressure shale gas [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(4): 487-496.
- [37] 姚红生, 何希鹏, 汪凯明. 彭水地区常压页岩气勘探开发示范工程建设实践[J]. 石油科技论坛, 2022, 41(5): 68-74.
YAO Hongsheng, HE Xipeng, WANG Kaiming. Practice from construction of normal pressure shale gas exploration and development demonstration project in Pengshui Area [J]. Petroleum Science and Technology Forum, 2022, 41(5): 68-74.
- [38] 姜振学, 杨威, 罗群, 等. 四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组页岩气藏成藏要素匹配效应与综合评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021: 1-189.
JIANG Zhenxue, YANG Wei, LUO Qun, et al. Matching effect and comprehensive evaluation of shale gas reservoir forming elements of Wufeng Formation-Longmaxi Formation in Sichuan basin and its periphery [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2021: 1-189.
- [39] 姚红生, 王伟, 何希鹏, 等. 南川复杂构造带常压页岩气地质工程一体化开发实践[J]. 油气藏评价与开发, 2023, 13(5): 537-547.
YAO Hongsheng, WANG Wei, HE Xipeng, et al. Development practices of geology-engineering integration in complex structural area of Nanchuan normal pressure shale gas field [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(5): 537-547.
- [40] 高全芳, 张培先, 关琳琳, 等. 低级别逆断层对页岩气富集高产影响研究——以四川盆地东南缘南川地区平桥东1断层为例[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 458-467.
GAO Quanfang, ZHANG Peixian, GUAN Linlin, et al. Influence of lower-level reverse faults on shale gas enrichment and high yield: A case study of Pingqiao Dong-1 Fault in Nanchuan area, southeast margin of Sichuan Basin [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 458-467.
- [41] 徐笑丰, 石万忠, 张晓明, 等. 四川盆地东南缘龙马溪组页岩气区域选区定量评价[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 2023: 1-148.
XU Xiaofeng, SHI Wanzhong, ZHANG Xiaoming, et al. Shale gas quantitative evaluation of Longmaxi Formation in the southeast margin of Sichuan Basin [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 2023: 1-148.
- [42] 梁兴, 管彬, 李军龙, 等. 山地浅层页岩气地质工程一体化高效压裂试气技术——以昭通国家级页岩气示范区太阳气田为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(增刊1): 124-132.
LIANG Xing, GUAN Bin, LI Junlong, et al. Key technologies of shallow shale gas reservoir in mountainous area: Taking Taiyang Gas Field in Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area as an example [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(S1): 124-132.
- [43] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 川东南盆缘复杂构造区綦江页岩气田的发现与启示[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1418-1429.
HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Discovery of the Qijiang shale gas field in a structurally complex region on the southeastern margin of the Sichuan Basin and its implications [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1418-1429.
- [44] 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.
- [45] 郭旭升, 申宝剑, 王鹏威, 等. 基于源-储单元的页岩油气甜点段评价优选新思路[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(1): 1-14.
GUO Xusheng, SHEN Baojian, WANG Pengwei, et al. A new approach to the evaluation and optimal selection of shale oil and gas sweet-spot intervals based on source rock-reservoir units [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(1): 1-14.
- [46] 聂海宽, 张金川, 金之钧, 等. 论海相页岩气富集机理——以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J]. 地质学报, 2024, 98(3): 975-991.
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, et al. Enrichment mechanism of marine shale gas—A case study of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, SW China [J]. Acta Geologica Sinica, 2024, 98(3): 975-991.

(编辑 董奕含)