

川南地区海相层系成储模式和油气勘探潜力

周 雁^{1,2}, 张殿伟^{1,2}, 孟宪武³, 皇甫瑞麟^{1,2}, 宋晓波³, 曹 波³, 鲁立鹏^{1,2}, 李双建^{1,2}(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206; 2. 中国石化深部地质与资源重点实验室, 北京 102206;
3. 中国石化西南油气分公司, 四川 成都 610041)

摘要:四川盆地南部海相层系虽普遍含气,但相较于盆地其他区带,其油气勘探发现与资源潜力尚不匹配,成储主控因素不清和规模储层分布规律不明是关键制约因素。基于最新勘探进展,结合大量的野外剖面分析、岩心测试资料研究以及地震资料解释等工作,从构造-沉积分异角度,整体研究评价了川南地区海相重点层系的成储模式和勘探潜力。研究表明,川南地区虽然具有与全盆地统一的演化阶段和旋回,但因远离龙门山构造带和大巴-米仓构造带,受盆地边缘区域构造应力影响较弱,沉积充填和演化具有典型的弱伸展-弱挤压动力学机制,其分异特征总体上表现为:震旦纪—早寒武世的裂陷分异、中-晚寒武世—志留纪的隆-坳分异、早-中二叠世的活化分异以及晚二叠世—中三叠世的古地貌分异;晚三叠世以来则主要表现为叠加改造特征。受控于弱分异动力背景,研究识别出3类成储模式:①“两相一场”接力成储模式,包括了沉积相、成岩相和压力场等3大要素。从成储空间结构及演化过程看,沉积相奠定扩容矿物富集环境,充分的矿物转化提供扩容基础;成岩相促进扩容动力改造条件,广泛的准同生溶蚀作用改善储集空间;压力场保持储集空间的持续有效性,稳定的超压体系确保有效的储集能力。②“相-溶-断”复合成储模式,包含有利相带、溶蚀扩容和层间断层3类成储要素。有利相带是基础,宏观上控制了聚集单元;溶蚀扩容是关键,区域上控制了成藏结构;层间断层空间上控制了富集部位,油气主要分布于台地边缘或者台地坡折带。③“沉积-成岩”双相叠合成储模式,包括沉积相和成岩相2大要素。原始高能相带是规模优质储集体发育的基础;构造隆升导致的准同生期的分带岩溶作用是规模优质储层品质分级和空间定位的关键;早期有利沉积相带和准同生期的成岩相带叠加,构成双相叠合带,决定了规模优质储层分布规律。在4种沉积分异背景和3类成储模式的共同控制下,川南地区形成了邻源滩相、侧接白云岩、相-溶-断和泥灰岩等4类油气藏。这些成藏模式在空间上有序分布,构成了川南海相地层的立体勘探潜力。同时,针对不同的成储、成藏类型,分析了分布层段,指出了可能的勘探有利区。

关键词:成因机制;储层类型;沉积分异;成储模式;海相地层;川南地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Marine reservoir formation models and hydrocarbon exploration potential in the southern Sichuan Basin

ZHOU Yan^{1,2}, ZHANG Dianwei^{1,2}, MENG Xianwu³, HUANGFU Ruilin^{1,2}, SONG Xiaobo³, CAO Bo³,
LU Lipeng^{1,2}, LI Shuangjian^{1,2}

(1. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 102206, China; 2. Key Laboratory of Geology and Resources in Deep Stratum, SINOPEC, Beijing 102206, China; 3. Southwest Oil & Gas Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: Although marine sequences in the southern Sichuan are generally gas-bearing, hydrocarbon exploration discoveries remain disproportionate to the region's resource potential compared with other zones in the basin. The key constraints are the poorly understood primary controlling factors governing reservoir formation and the unclear distribution patterns of large-scale reservoirs. Based on the latest exploration progress and integrating extensive field outcrop analyses, core testing data, and seismic interpretation, this study systematically evaluated the reservoir formation models and exploration potential of key marine sequences in the southern Sichuan Basin from the perspective of tectono-sedimentary differentiation. As indicated by the research results, although the southern Sichuan Basin shared the same evolutionary stages and cycles as the entire Sichuan Basin, it was relatively weakly affected by marginal

收稿日期:2025-12-24;修回日期:2026-03-04。

第一作者简介:周雁(1967—),男,博士、教授级高级工程师,石油天然气地质和勘探。E-mail: zhouyan_syky@sinopec.com。

基金项目:国家自然科学基金企业重点联合基金项目(U24B6001);中国石化科技攻关项目(P25166)。

tectonic stresses of the basin owing to its distal position relative to the Longmenshan tectonic belt and the Dabashan-Micangshan tectonic belt. Consequently, its sedimentary infill and evolution were governed by a dynamic regime of weak extension and weak compression. The differentiation features of the region are summarized as follows: rift-controlled differentiation during the Sinian (Ediacaran)-Early Cambrian, uplift-depression differentiation during the Middle-Late Cambrian to Silurian, reactivation-induced differentiation during the Early-Middle Permian, and paleogeomorphic differentiation during the Late Permian-Middle Triassic; since the Late Triassic, the region has been dominated by tectonic overprinting. Governed by this weak-differentiation dynamic background, three reservoir formation models were identified. First, the “dual-facies and pressure-field” relay reservoir formation model involves three key elements: sedimentary facies, diagenetic facies, and pressure field. In terms of reservoir-space architecture and evolution, sedimentary facies create the environment conducive to enrichment of dissolution-prone minerals, and sufficient mineral transformation provides the basis for porosity enhancement; diagenetic facies furnishes conditions favorable for diagenetic porosity modification, which in combination with widespread penecontemporaneous dissolution improve reservoir space; the pressure field sustains reservoir effectiveness with a stable overpressure system ensuring long-term capacity. The “facies-dissolution-fault” composite reservoir formation model includes three essential elements: favorable facies belts, dissolution-driven porosity enhancement, and interlayer faults. Favorable facies belts provide the fundamental framework that controls accumulation units at the macroscopic scale; dissolution-driven porosity enhancement is the key shaping reservoir architecture at the regional scale; interlayer faults spatially govern hydrocarbon enrichment, with platform margins or platform slope-break zones being optimal locations. While the “depositional-diagenetic” dual-phase superimposed reservoir formation model consists of sedimentary facies and diagenetic facies. Original high-energy facies belts underpin the development of large-scale high-quality reservoirs; tectonic uplifting-induced zoned karstification during the penecontemporaneous stage, is critical for the quality grading and spatial localization of large-scale, high-quality reservoirs; the superposition of early favorable sedimentary facies belts and penecontemporaneous diagenetic facies belts formed a dual-phase superimposed zone that ultimately controls the distribution of large-scale, high-quality reservoirs. Under the combined control of the four types of sedimentary differentiation and the three reservoir formation models, four types of hydrocarbon reservoirs were identified in the study area: near-source shoal-facies, laterally juxtaposed dolomite, facies-dissolution-fault composite, and marlstone oil and gas reservoirs. These reservoir types are systematically distributed across multiple stratigraphic horizons, defining a vertically stacked, multi-target exploration framework for the marine successions in the southern Sichuan Basin. In addition, the principal stratigraphic intervals associated with each reservoir formation and accumulation type were analyzed, and favorable exploration zones were identified.

Key words: genetic mechanism, reservoir type, sedimentary differentiation, reservoir formation model, marine strata, southern Sichuan Basin

引用格式:周雁,张殿伟,孟宪武等. 川南地区海相层系成储模式和油气勘探潜力[J]. 石油与天然气地质, DOI:10.11743/oggXXXXXX01.

ZHOU Yan, ZHANG Dianwei, MENG Xianwu, et al. Marine reservoir formation models and hydrocarbon exploration potential in the southern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, DOI:10.11743/oggXXXXXX01.

勘探实践证实,四川盆地震旦系一中三叠统碳酸盐岩几乎所有层系均普遍含气,在震旦系-下寒武统、中-上寒武统一志留系以及二叠系-三叠系等多个成藏组合中,已发现多个万亿立方米级天然气聚集带,是一个超级天然气盆地^[1-6]。随着海相油气藏类型越来越多、规模越来越大,海相地层展现出巨大的资源潜力和勘探前景,已成为中国油气资源战略保障的重要

领域。

近年来,川西坳陷深层三叠系雷口坡组及川中北斜坡震旦系、寒武系和二叠系的碳酸盐岩勘探连续取得重大突破^[7-12]。在南充以南的川南地区,继安岳大气田发现之后,又相继发现了蓬莱、邛崃和云锦等多个含气构造。在层系拓展方面,下组合(震旦系-志留系)在绵阳-长宁深水槽边缘带寒武系龙王庙组取得

成功后,进一步实现了震旦系灯影组和寒武系沧浪铺组的勘探突破;上组合(泥盆系—三叠系)则从中二叠统顶部不整合面附近,拓展至二叠系栖霞组和茅口组中部。在勘探认识上,下组合控制川南油气系统的古、今构造格局较为明确,但裂陷的延伸程度、性质以及结构仍然不够清晰,成储条件的主控因素与分布规律需要进一步刻画;上组合虽油气显示广泛发育,但规模储层的主控因素尚不明确,学界先后提出了岩溶控储、断溶控储、相控储及白云石化控储等不同观点^[1-8,12]。

四川盆地油气勘探发现呈现显著的不均衡性。勘探实例解剖显示,普光、元坝和安岳气田等大型油气田具有强分异沉积建造动力学背景,优质储层的发育为成藏提供了关键物质基础。相比之下,川南地区远离龙门山和大巴—米仓构造带,其沉积充填与演化受典型的弱伸展—弱挤压动力学机制控制^[1-4,13-14]。带来的科学问题是:弱沉积分异背景下能否形成优质储层?其成储机制有何特殊性?随之而来的勘探难题是:如何评价弱分异区的勘探潜力?如何明确成储主控因素及油气分布规律?目前,这些问题已经成为制约川南海相层系油气勘探实现整体突破的关键瓶颈。因此,厘清成储类型与评价油气勘探潜力,是当前亟需攻克的研究难点与热点。

本文基于勘探最新进展,结合大量的野外剖面分析、岩心测试及地震资料解释等资料,从构造—沉积分异角度,整体研究评价了川南海相重点层系的成储模式与勘探潜力。研究表明,川南沉积建造整体表现为弱沉积分异背景,主要经历了4期分异演化,发育3类成储模式和4种成藏模式。针对不同的成储类型及其层段分布,本文分析了勘探潜力,并指出了潜在的有利勘探区。

1 川南海相层系成储动力背景

四川盆地海相沉积演化总体属于特提斯构造域,历经原特提斯、古特提斯和新特提斯3个演化阶段,对应3次伸展—聚敛构造旋回^[13-14]。南充以南的川南地区虽然具有统一的演化阶段和旋回,但因远离龙门山及大巴—米仓构造带,受盆地边缘区域构造应力影响较弱,其沉积充填与演化具有典型的弱伸展—弱挤压动力学机制,演化过程总体表现为4期分异特征:震旦纪—早寒武世的裂陷分异、中—晚寒武世—志留纪的隆—坳分异、早—中二叠世的活化分异以及晚二叠世—中三叠世的古地貌分异(图1);晚三叠世以来,则主要表现为叠加改造特征。

1.1 震旦纪—早寒武世的裂陷分异

震旦纪陡山沱期—灯影期及寒武纪麦地坪期—筇竹寺期属于构造非稳定背景下的区域拉张阶段。受基底断裂与同沉积断裂联合控制,克拉通内部发育拉张槽^[15-19]。绵阳—长宁拉张槽、城口裂陷及松林—长宁裂陷三者由深水向台地内部延伸,共同构成了隆—槽分异的沉积格局。沉积充填特征主要表现为拉张—海侵长时间补偿型充填、台内微生物建隆、裂陷欠补偿充填以及拉张—海侵补偿型充填等多种类型。

综合单井、连井沉积相对比和地震资料解释结果,川南地区灯(灯影组)一段和灯二段沉积期主体发育碳酸盐岩局限台地相,灯三段沉积期总体发育陆棚沉积环境,灯四段沉积期沉积环境与灯一段和灯二段沉积期相似,同样发育局限台地、台地边缘、斜坡及盆地4个亚相,代表了灯三段沉积期淹没事件后碳酸盐台地逐渐重新建立。因此,其总体台—盆格局和灯二段沉积期差距不大。然而,此时海水性质与灯一段和灯二段沉积期相比发生了变化,例如:拉张作用导致热液活动加剧及海水硅饱和度增加等水体性质变化等因素,导致灯四段沉积期的微生物岩发育程度较灯二段沉积期显著降低,台地内部微生物丘规模明显减小。东南边缘沉积格局继承了灯二段沉积期的特征。受灯四段沉积后桐湾运动主幕抬升剥蚀作用影响,灯四段遭受严重剥蚀,仅珙县一带残余灯四段。

上震旦统灯影组沉积结束后,四川海相克拉通盆地格局基本定型并经历整体隆升,致使上震旦统灯影组与下寒武统之间形成广泛分布的平行不整合接触面,标志着盆地演化进入首个弱拉张—弱挤压演化阶段。沧浪铺期作为构造—沉积过渡期,基底断裂活动持续,沉积分异格局由“贯穿式裂陷—缓坡”型向“贯穿式裂陷闭合—浅水陆棚”型转变;充填特征表现为由碳酸盐恢复充填补齐向挤压混积充填演化。

这种裂陷分异作用,形成了台缘—台内的沉积分异格局,呈现为垒—堑结构样式,从而奠定了川南地区以下寒武统烃源岩为核心的最古老的源—储组合。从沉积建造特征来看,白云岩呈准层状分布是该区显著的沉积特征,储层主要为藻丘相白云岩,包括藻叠层白云岩、藻纹层白云岩、藻砂屑白云岩及泡沫状白云岩等。邻区的JT1井和PS2井均已钻遇灯四段丘滩体,表现为藻丘相与颗粒滩相共生的沉积组合。近年来,针对这一期裂陷分异作用的研究,不仅推动了PT1井在灯二段获得重大勘探突破,也为多口万米深井的部署与探索提供了重要依据。

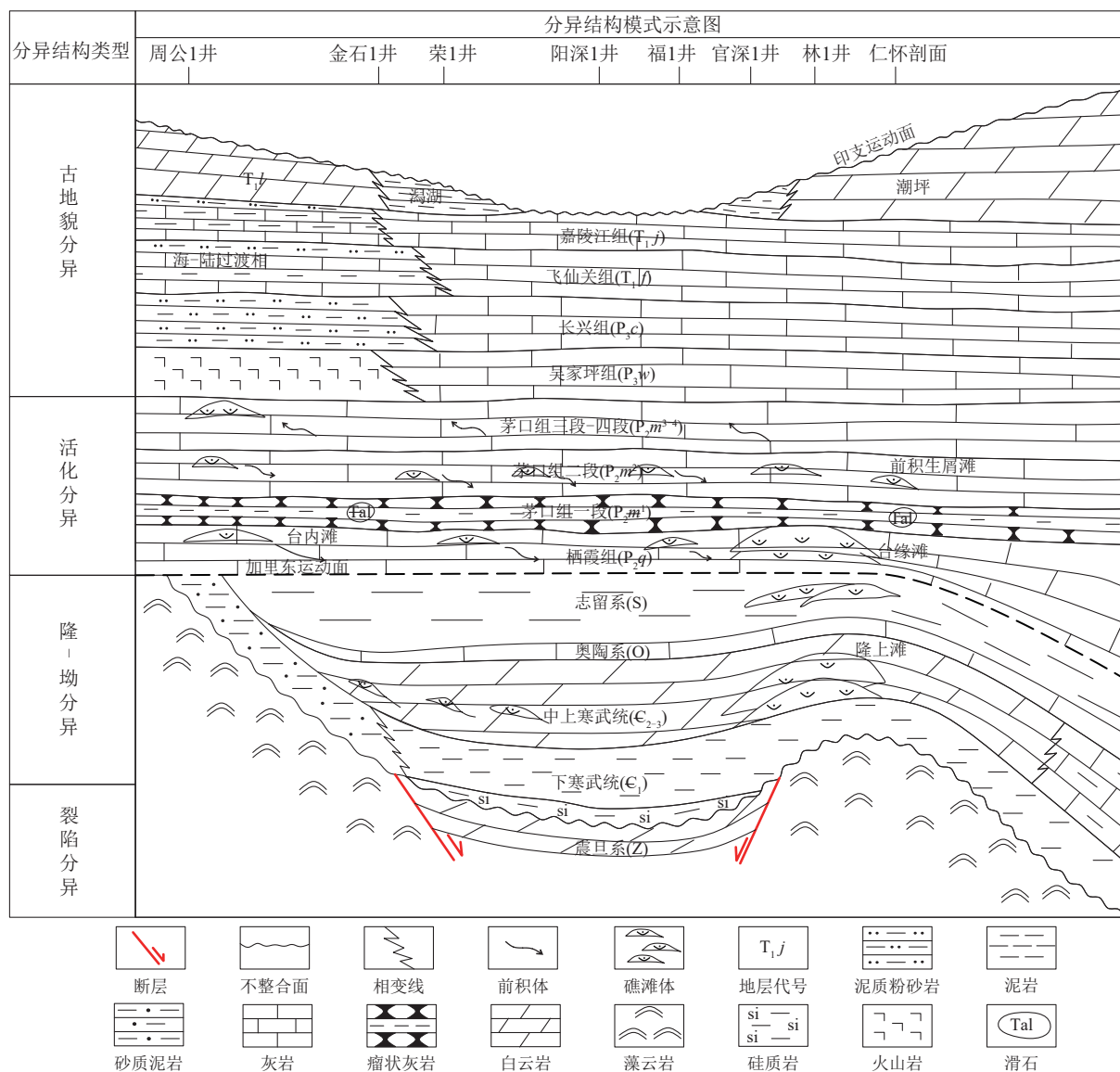


图1 川南地区构造-沉积分异结构模式示意图

Fig. 1 Schematic model of tectono-sedimentary differentiation in the southern Sichuan Basin

1.2 中、晚寒武世—志留纪的隆-坳分异

早寒武世末期,四川盆地构造体制由拉张转为挤压,裂陷作用逐渐衰退,构造沉降分异程度减弱。在此背景下,川西—川中地区发育继承性隆起,川南地区则形成围斜区坡折带及水下古隆起,共同构成台内隆—凹相间的沉积分异格局^[20-25],具有隆起区浅水环境下滩体发育,凹陷区受隔挡作用形成膏湖沉积的充填特征(图2)。

寒武系洗象池群沉积时期,四川盆地呈现西高、东低的古地理格局,并且洗(洗象池群)一段沉积期,伴随海平面的快速上升,沉积作用主要集中发育在盆地边缘,并向东南及东北方向增厚。至洗二段沉积期,随着海平面持续上升,沉积厚度显著增加,台内以缓坡局

限台地环境为特征,发育小型台内颗粒滩与膏质潟湖沉积。同时,滩体围绕水下古隆起发育成排滩体,并于东南部地区形成多个大型滩体。进入洗三段沉积期,受西部强烈隆起影响,海水变浅,盆地经历了一次较为短暂的海退过程,滩体分布呈现出自西向东迁移的趋势。

洗象池群向古隆起方向表现出下部渐次超覆、顶部削蚀尖灭的特征,并发育多级地貌坡折带。这一构造—沉积分异格局,形成了环裂陷槽丘滩体、环古隆起潮缘滩和台缘滩等多种储集体共存的特征。在碳酸盐台地内部,台内滩通常发育于沉积期地势相对较高的部位,较高的地势带来了较强水动力条件,使得沉积物经历充分淘洗,有利于颗粒沉积物的堆积,同时将灰泥质等细粒沉积物带出,从而在沉积阶段即形成较为发

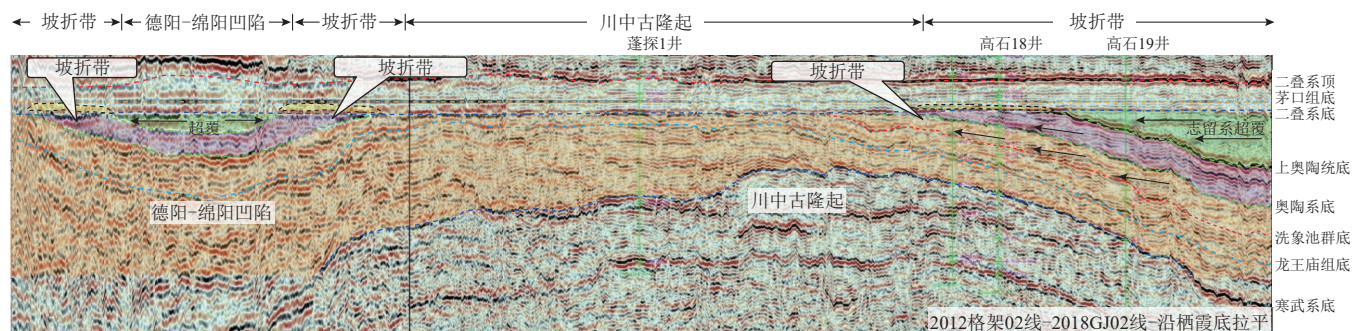


图2 川南地区隆-坳分异期沉积格局与地层展布

Fig. 2 Sedimentary pattern and stratigraphic distribution during the uplift-depression differentiation stage in the southern Sichuan Basin

育的原生粒间孔。这些孔隙作为地层流体的渗流通道,有助于后期溶蚀作用的进行,进而形成大量次生溶蚀孔隙。此外,受颗粒滩垂向加积和海平面升降等因素的影响,由颗粒沉积物构成的台地内微地貌高地极易出露于海平面之上,接受大气淡水的淋滤改造,进一步促进了溶蚀孔隙的发育。在盆地东侧,林1井至仁怀一带发育一条NE-SW向的坡折带。该带颗粒滩广泛分布,伴随白云石化作用的叠加,有利于优质储层的形成。

早、中奥陶世,由于裂陷消亡,构造沉降差异明显减小,盆地逐渐形成了统一的碳酸盐台地。西缘的德阳—安岳裂陷区被填平补齐,区域沉积环境由之前的裂陷格局转变为缓坡台地—镶边台地。晚奥陶世—志留纪,经历了盛冰期生物大灭绝,随后海平面骤降,台地内海水大面积退却,古隆起大面积出露地表,沉积环境转变为碎屑滨岸和陆棚沉积。在此背景下,川中古隆起持续隆升扩大,差异沉降作用增强,沉积环境由早期的浅水陆棚逐渐过渡为三角洲和局限台地。

隆-坳分异阶段奠定了川南地区的第二套成藏组合。赤水—习水地区南部的吼滩剖面,主要发育细晶白云岩及残余砂屑白云岩,粒间溶孔与溶洞较为发育,物性较好,整体呈现为水下隆起控制的规模较大的滩相沉积。与此同时,环绕加里东古隆起周缘,发育多个明显迁移特征的滩体,储层孔隙相对发育,在井研—犍为一威远地区,储层单层厚度介于5~10 m,但横向连续性一般。

1.3 早、中二叠世的活化分异

活化作用主要表现为深部地幔柱活动的增强和浅部沉积建造的显著分异,伴随断裂的张性复活及频繁的火山活动,为沉积过程提供了能量与物质来源。总体而言,二叠纪之前的古地貌格局、拉张构造背景、地幔柱隆升及火山活动等多种因素的共同作用,控制了当时的沉积格局。受东吴运动和峨眉山地幔柱隆升的

影响,上扬子地台内部的隐伏基底断裂发生张性复活,引发同沉积断裂作用或沉陷作用,进而形成了浅水台地区、迁移坡折带和陡变深水区并存的沉积格局^[26-32]。其中,梁山组为海侵初期由陆向海转换过程中形成的滨岸沼泽沉积;栖霞组为隆-坳分异型浅水陆表海碳酸盐岩台地沉积,主要受加里东期古地貌的继承性控制;茅(茅口组)一段为过渡期形成的缓坡沉积,富含泥质与有机质;茅二段为台-盆分异型带状台缘滩沉积模式,主要受同期断裂活动的控制。

峨眉地裂运动的演化与南秦岭洋的打开、松潘—甘孜边缘海的扩张以及金沙江—哀牢山洋盆的活动密切相关。伴随着勉略洋南缘被动大陆边缘的伸展裂解过程,整个扬子板块北缘存在继承性的构造拉张运动,而南部表现为断裂复活、岩浆活动、差异隆升和构造迁移。其中,华蓥山断裂带发生张裂活动,沿深大断裂有玄武岩的喷溢或辉绿岩的侵入,形成了泸州古隆起的雏形。该隆起核部位于福集—荣昌县城一带,最老地层已被剥蚀至茅二段、茅三段和茅四段。在屏山—古蔺—赤水—泸州—重庆一带,受峨眉山大火成岩省隆升效应的影响,基底断裂复活,同沉积断裂发育,显著控制了台地边缘滩发育。栖霞(栖霞组)二段和茅二段沉积期成为该区重要的成滩期,台缘滩在垂向上表现为多期滩体相互叠置,岩性以白云岩、生物碎屑灰岩及生屑白云质灰岩为主。与此同时,该时期构造沉积分异作用加剧,伴随峨眉山大火成岩省的喷发活动,在台缘带南侧(遵义—贵阳地区)和东侧(石柱—南川地区)发育了深水陆棚相。南部陆棚深水区出现硅质沉积,岩性以泥质灰岩和硅质岩为主,具有海绵骨针和放射虫等深水指示性生物化石。

活化分异不但改变了早期沉积地貌,形成了新的沉积环境和沉积格局,而且带来了新的沉积物质和建造组合,特别是断层活动形成新的源-储对接配置关系,同时岩浆活动提供了丰富的火山物质和新的成岩

矿物,促使成岩演化过程更为复杂,从而形成多种成储机制和储层类型。

活化分异阶段奠定了川南地区第三套成藏组合的形成基础。近期勘探研究进展表明,栖霞组-茅口组发育深水沉积体系,具备形成台缘储层和台内前积体储层的有利地质背景;其中,栖霞二段和茅二段发育高能相带和常规优质储层;茅一段则发育特殊类型储层,有望成为近期勘探突破的重点层段。

1.4 中、晚二叠世—中三叠世的古地貌分异

这一阶段,受四川盆地周缘构造带强烈伸展-聚敛旋回演化的控制,盆地北部和西部发育了开江-梁平裂陷和德阳-武胜裂陷,而远离龙门山和米仓-大巴山构造带的川南地区,其沉积建造环境则主要受控于古地貌差异^[33-36]。晚二叠世初,海侵作用发生,在此背景下全区相继接受了上二叠统龙潭组、长兴组及下三叠统飞仙关组的沉积。至早三叠世晚期,地壳发生频繁的振荡运动,沉积了一套碳酸盐台地-蒸发台地相沉积物。嘉陵江组沉积时期,泸州古隆起以水下隆起的形式存在,其内部发育多个次级隆起与洼陷,且在平面上表现出频繁的迁移特征。该时期的古地貌分异控制了台内滩的广泛发育以及多套前积体的沉积建造。至中三叠世末,受印支运动抬升为陆的影响,川南地区遭受了不同程度的剥蚀改造。

古地貌分异阶段奠定了川南地区第四套成藏组合的形成基础。该成藏组合既受深部志留系烃源岩供烃控制,也具备自身烃源岩的成藏贡献。应重点关注綦江台洼地区“相-溶-断”复合成储机制的研究,深化雷口坡组三段泥灰岩的成储机理认识,进一步落实优质储层的分布规律与预测方向。

2 川南海相层系主要成储模式和特点

如前所述,川南地区具有典型的弱伸展-弱挤压动力学背景,发育4种沉积分异类型,进而控制了多种储层的形成。勘探实践和典型解剖证实,川南海相层系储层主要有3种岩性类型:①广泛分布的泥灰岩储层,以二叠系茅一段和三叠系雷(雷口坡组)三段为代表;②白云质灰岩和灰质白云岩等过渡岩性储层,以二叠系栖霞二段和茅二段为代表;③准层状白云岩储层,以震旦系灯影组和寒武系洗象池群为代表。

通过成储主控因素分析和成储动态过程研究,认为川南海相层系可归纳为3种成储模式:“两相一场”接力成储、“相-溶-断”复合成储和“沉积-成岩”双相

叠合成储。这3种成储模式在时间上呈有序分布,共同构成了丰富的成储空间,奠定了立体勘探的潜力基础。

第一类为“接力成储”,主要发生在茅口组早期的活化分异阶段和三叠纪古地貌分异阶段,对广泛分布的泥灰岩储层具有重要意义。该类型通过沉积奠基与黏土矿物富集、矿物转化扩容孔隙、准同生溶蚀改造储集空间以及超压体系保持储集性能等4个关键过程环环相扣、有序接力,有效维持了储集空间,形成特殊的泥灰岩储层。典型层系包括二叠系茅一段和三叠系雷三段。第二类为“复合成储”,主要发生在早、中二叠世的活化分异阶段,对灰质白云岩或者白云质灰岩等过渡岩性成储具有重要意义,经过有利相带奠基初期成储单元、溶蚀扩容控制成储单元结构、层间断层控制成储有利区与成藏富集部位等三要素的递进演化及其有利空间复合叠加,形成了过渡岩性储集空间,提升了勘探潜力。典型层系包括二叠系栖霞二段和茅二段。第三类为“叠合成储”,主要发生在裂陷分异和隆-坳分异阶段,对准层状白云岩成储具有重要意义。原始高能相带是规模优质储集体发育的基础,在此基础上叠加的准同生期的分带岩溶作用是规模优质储层品质分级和空间定位的关键。原始高能相带和准同生溶蚀成岩相带的双相叠合,共同决定了规模优质储层分布规律。典型层系包括震旦系灯影组和寒武系洗象池群。

2.1 “两相一场”接力成储

川南地区在茅口组早期活化分异阶段和三叠纪古地貌分异阶段,广泛发育泥灰岩建造。近年来,多口钻井在该类储层中获得工业气流,其中9口井测试日产气量超 $10 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。物性分析表明,该类储层孔隙度为2%~8%、压力系数介于1.28~2.11,具有优质储集性能。这一成果突破了传统储层认知,显示出巨大的勘探潜力。在具体勘探进展方面,茅一段泥灰岩在平桥、焦石坝和义和等地区已各提交储量约 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$;雷三段泥灰岩亦获得商业油气发现,其中CT1井测试获天然气 $10.87 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、原油 $47.04 \text{ m}^3/\text{d}$;R1井测试获天然气 $4.27 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

分析泥灰岩成储要素和成储过程表明,“两相一场”接力成储是其显著特色(图3)。该成储类型包括沉积相、成岩相和压力场等3大要素。从成储空间结构及演化过程来看:早期,沉积相奠定了扩容矿物的富集环境,充分的矿物转化提供扩容基础。这个阶段,碳酸盐矿物作为骨架,丰富的黏土矿物随着埋深增加不断演化为体积较小的类型,从而显著扩容,增加泥灰岩

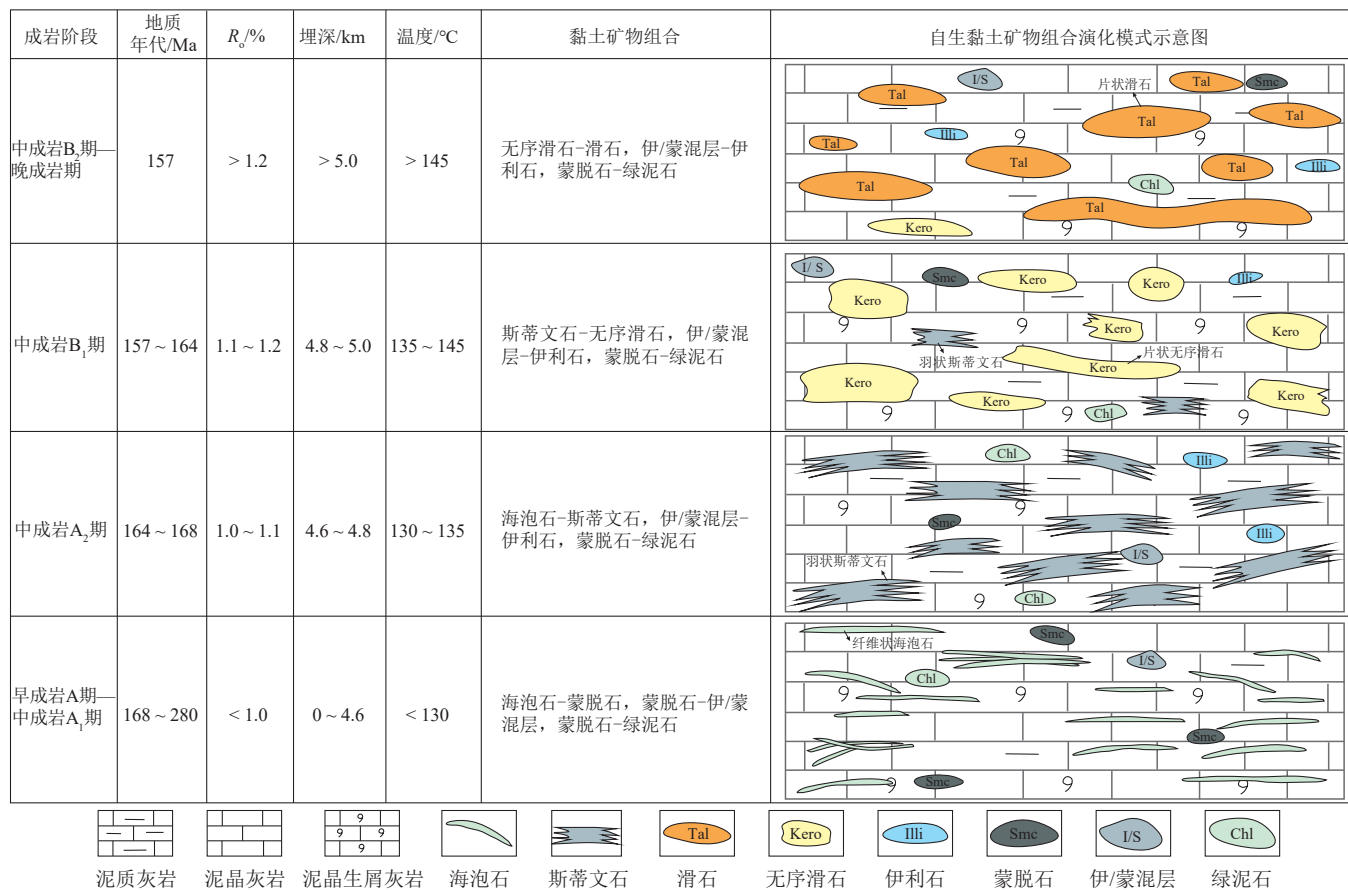


图3 川南地区“两相一场”接力成储模式示意图

Fig. 3 Schematic diagram of the “dual-facies and pressure-field” relay reservoir formation model in the southern Sichuan Basin (R_o 为镜质体反射率。)

储层孔隙度。随后阶段,成岩相促进了扩容动力与改造条件的形成。岩石韵律结构更加明显,为差异改造和选择性溶蚀提供了条件;频繁的升降活动诱发广泛的准同生溶蚀作用,显著扩大了储集空间。晚成岩阶段之后,普遍进入高压-超压环境,储层空间得以持续保持,稳定的超压体系确保了有效的储集能力。从成藏效应看,源-储一体是其基本特征。通过沉积奠基和黏土矿物富集、矿物转化扩容孔隙、准同生溶蚀改造储集空间与超压体系保持储集性能等4个关键过程环环相扣、有序接力,持续保持了储集空间的有效性,最终形成特殊的泥灰岩储层,提供了新的源-储组合类型和勘探领域。

研究发现^[11-12,31-32,37-42],泥灰岩中广泛发育蒙脱石、伊利石、高岭石和海泡石等黏土矿物,平均质量分数达20%,且分布面积大(如茅一段海泡石分布面积达 $5.8 \times 10^4 \text{ km}^2$)。在成岩演化过程中,这些矿物经常发生转化。分析表明,蒙脱石向伊利石的转化可增孔约17%,海泡石向滑石的转化可增孔达76%,显著扩大了储集空间。与此同时,泥灰岩表现出较强的韵律结构,

受海平面升降变化的影响显著,具备广泛的准同生溶蚀改造条件。其中,泥质含量较高的纹层由于文石和高镁方解石矿物的溶解而疏松多孔,灰质含量较高的纹层由于 CaCO_3 沉淀而胶结致密,使得泥质纹层的孔渗性能优于灰质纹层,为成岩流体的叠合改造奠定了物质基础,也为选择性暴露溶蚀提供了有利条件,CT扫描显示,泥质纹层孔隙度较灰质纹层提升2~3倍。此外,泥灰岩储层有机质含量较高,具有源-储一体的特点。受生烃增压作用影响,储层段普遍具有超压特征。超压体系环境下,压力系数介于1.28~2.11,有效抑制了埋藏压实过程,孔隙损失率低于40%。

茅一段泥灰岩层段目前可以划分为8个小层。通过162块岩心样品的分析统计表明,偶数小层的眼皮灰岩为优质储层,而奇数小层的眼球灰岩大部分为非储层。眼皮灰岩平均孔隙度大于2.5%,储层类型包括孔隙型和裂缝型。储集空间以无机孔为主,占比62.2%,有机孔占比较低,为37.7%。

雷三段泥灰岩的储集空间以纳米-微米级无机孔为主,裂缝较为发育,纳米级有机孔少见。其中,纹层

状、层状泥灰岩为优质储层。岩心分析显示孔隙度为1.45%~2.96%、平均值为2.28%,测井孔隙度介于2.00%~4.00%,实测渗透率平均值为 $0.094 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于低孔、特低渗储层。

2.2 “相-溶-断”复合成储

目前,二叠系栖霞组和茅口组勘探取得重要进展。其中,双鱼石气田已探明天然气储量超 $600 \times 10^8 \text{ m}^3$,磨溪地区探明储量超千亿立方米,川中地区多口井测试获得高产工业气流,如PS6井产气 $146 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,PY3井 $213 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,MX145井 $212 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,TS4井 $205 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 等。前期勘探主要聚焦于蜀南构造高部位缝洞性储层,发现了一批单井产量超亿立方米的小气田;近期在向斜区也取得突破,发现了受断裂控制的高产井。

研究表明^[26-30,43-46],受东吴运动和峨眉山幔柱隆升的影响,川南二叠纪处于活化分异阶段。在沉积建造格局和构造复合-联合作用的共同控制下,该区发育了白云质灰岩和灰质白云岩等过渡岩性储层,这一特征显著区别于盆地其他区带。由于川南地区具备高能相带、多期溶蚀改造以及多组、多期断裂发育的有利条件,因而在形成“相-溶-断”复合体方面具有先天优势。相应的成储条件也因而成为未来勘探需重点关注的对象。

这类成储模式包含3类成储要素,即有利相带、溶蚀扩容和层间断层。其中,有利相带是基础,早期高能相带本身具备较好的孔隙度和渗透率,是优质储层发育的主要区域,从宏观上控制了成储有利单元;溶蚀扩容是关键,经历了充分溶蚀改造的部位,早期储层可进一步优化,非储层也可转化为有效储层,从而在区域上控制了成储单元结构;层间断层是成藏定位的重要保障,广泛发育的层间断层提供了改善储集性能的优势通道,在空间上控制了成储有利区与成藏富集部位。从空间结构来看,台地边缘高能滩相白云岩储层平均孔隙度为3.2%~4.3%,台内中、低能滩相弱白云石化灰岩储层平均孔隙度为3.0%~3.3%,台地边缘及台地坡折带是这类储层的有利分布区。经过有利相带奠基初期成储单元+溶蚀扩容控制成储单元结构+层间断层控制成储有利区与成藏富集部位3要素的递进演化及其有利空间复合叠加,最终形成了过渡岩性储集空间,显著提升了勘探潜力(图4)。

川南地区经历了多期溶蚀改造并发育多组、多期断裂,这一特征已经成为共识并不断得到勘探验证。然而,对于该区是否具备高能相带,目前仍存在不同认识^[26-30]。近期研究取得新进展,发现川南二叠系发育深水沉积体系,具有形成台缘储层的有利地质背景(图5)。在桑树村剖面,整体发育相对深水沉积,可见深灰色瘤状灰岩、泥灰岩及灰黑色块状硅质灰岩;遵义

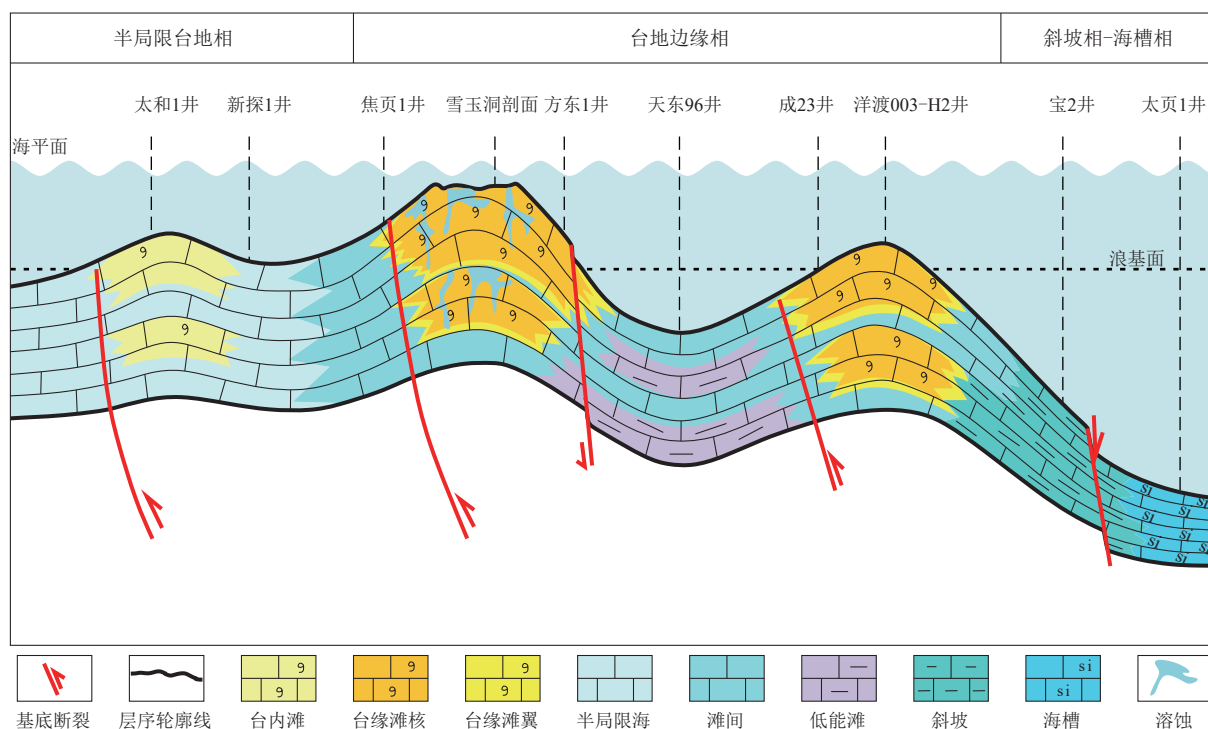


图4 川南地区相-溶-断复合成储模式示意图

Fig. 4 Schematic diagram of the “facies-dissolution-fault” composite reservoir formation model in the southern Sichuan Basin

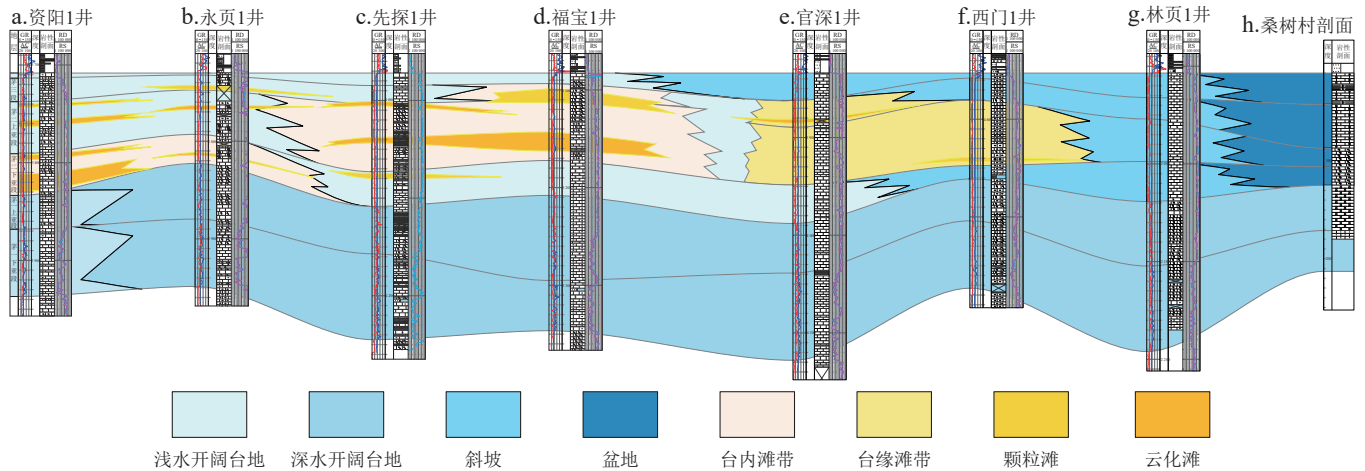


图5 川南地区茅口组沉积相连井对比剖面

Fig. 5 Cross well correlation of sedimentary facies of the Maokou Formation in the southern Sichuan Basin

白果坪剖面在茅三段-茅四段发育泥灰岩和硅质岩沉积,为典型深水相沉积。与此同时,多口钻井及野外剖面揭示,栖霞二段、茅二段以及茅三段发育白云岩和亮晶颗粒灰岩等高能滩相沉积,储层品质良好。栖霞组储层平均孔隙度为3.43%,茅口组平均孔隙度为3.79%。典型实例如三道水剖面和铁索桥剖面广泛发育白云石化生屑滩和暴露溶蚀形成的鸟眼窗孔构造;老井复查发现,GS1井茅二上亚段和茅三段发育强白云石化颗粒滩,为层状滩相孔隙型白云岩储层,该段测试产水48 m³/d,测井解释为水层。此外,地震剖面上也识别出明显的地层减薄现象,并伴随相变特征。

早期勘探主要关注裂缝储层和岩溶储层,证实了单因素也可以成储成藏,但发现的多为规模有限的小气田。近期YJ2井和JF2井等高产井的突破揭示,有利相带、溶蚀扩容和层间断层3要素的有效复合,是过渡性岩性有效成储的关键条件,也是实现规模成藏的关键因素(图6)^[29]。具体而言,在滩相沉积的基础上,溶蚀孔洞的发育受早期层间断裂和古地貌共同控制。早期断裂及其伴生裂缝为溶蚀流体提供扩溶通道,使得优质储层沿断层呈条带状或串珠状分布,具有物性好、产能高的特点,在地震剖面上表现出明显的“亮点”特征,易于追踪识别。

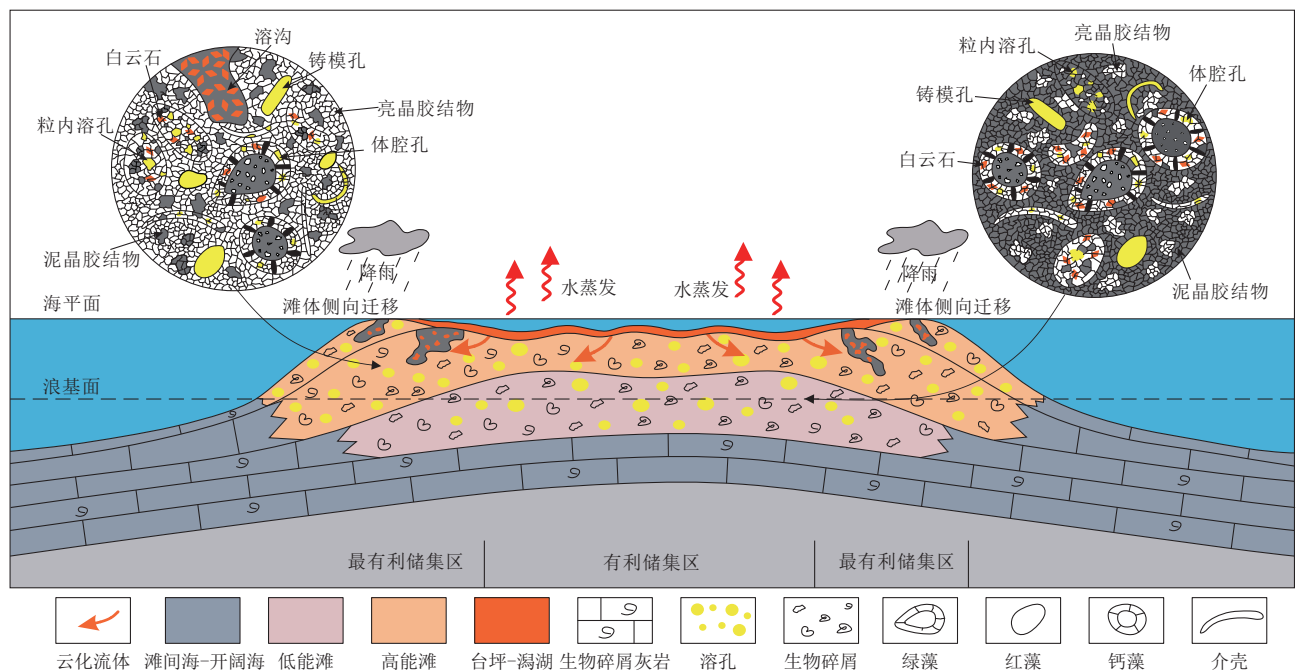


图6 川南地区典型井储层发育模式示意图

Fig. 6 Reservoir development model of typical wells in the southern Sichuan Basin

2.3 “沉积-成岩”双相叠合成储

蓬莱气区震旦系和寒武系储层主要为准层状分布的白云岩^[20-22,47-51]。勘探开发揭示,这类储层具有以下3个显著特点:①沉积相对优质储层的传统控制认识与钻井结果存在矛盾。最靠近裂陷边缘的钻井中,优质储层反而相对欠发育,而距离较远的钻井中储层品质更优;②高产井的分布并非全部集中在台缘带附近。在同一岩性圈闭内,高产井并不都位于构造高部位;③纵向上并非越靠近不整合面储层品质越好。进一步的研究发现,规模优质储层的发育和分布不仅受控于沉积相,而且也受成岩相的控制。两者叠合发育的区域,储层厚度大、物性好,完钻气井测试产量也更高。

在裂陷分异与隆-坳分异阶段,川南地区与蓬莱气区具有统一的区域动力学背景^[33,50-51]。其显著特征表现为广泛的幕式构造作用,具体包括兴凯地裂引起的块断沉积事件、桐湾隆升引发的同沉积隆升事件,以及区域流体活动响应所导致的准同生溶蚀事件。在沉积建造方面,多期构造不整合的发育不仅导致灯影组和寒武系洗象池组地层经历了不同程度的暴露与剥蚀,同时也引发了多期流体活动,对储层进行了差异性溶蚀改造,为“沉积-成岩”叠合成储体系的形成奠定了基础。这类储层普遍具有暴露时间长、侧向展布范围广以及纵向影响范围深的特点。在多期构造叠加与多期差异改造过程中,同一地质体经历了不同程度的

岩溶溶蚀,形成不同尺度的孔隙、裂缝和溶洞的复杂岩溶型储层,具有分层、分带的发育特征。储层分布范围广泛,沉积类型涵盖台缘和台内,古地貌单元涉及岩溶高地、岩溶斜坡和岩溶洼地等多种类型。

灯影组规模优质储层的分布受“双相叠合带”控制^[51]。储层孔隙度主要分布在3%~4%,渗透率主要为 $(1 \sim 6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类成储类型包含沉积相与成岩相两大要素。其中,原始高能相带是规模优质储集体发育的基础;构造隆升引发的准同生期分带岩溶作用,则是储层品质分级与空间定位的关键。早期有利沉积相带和准同生期成岩相带的叠加,构成了控制规模优质储层分布规律的“双相叠合带”。

洗象池群储层的发育同样表现为“沉积-成岩”双相叠合控储的特点^[20-22](图7),岩溶斜坡带和水下古隆起是规模优质储层的主要发育区。储层孔隙度主要分布在4%~5%,渗透率主要为 $(1 \sim 5) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。不同区域储层特征存在差异:宜宾和威荣探区位于岩溶斜坡带,岩石类型主要为泥、粉晶白云岩和砂(砾)屑白云岩,储集空间主要为粒间孔、粒间溶孔和网状裂缝;赤水地区位于水下古隆起区,发育颗粒白云岩和粗晶白云岩,优质储层以晶间孔和粒间(溶)孔为主。野外剖面如新田沟、吼滩、骆驼山和土河村剖面亦发育颗粒白云岩和粗晶白云岩,储集空间以晶间孔和粒间(溶)孔为主。

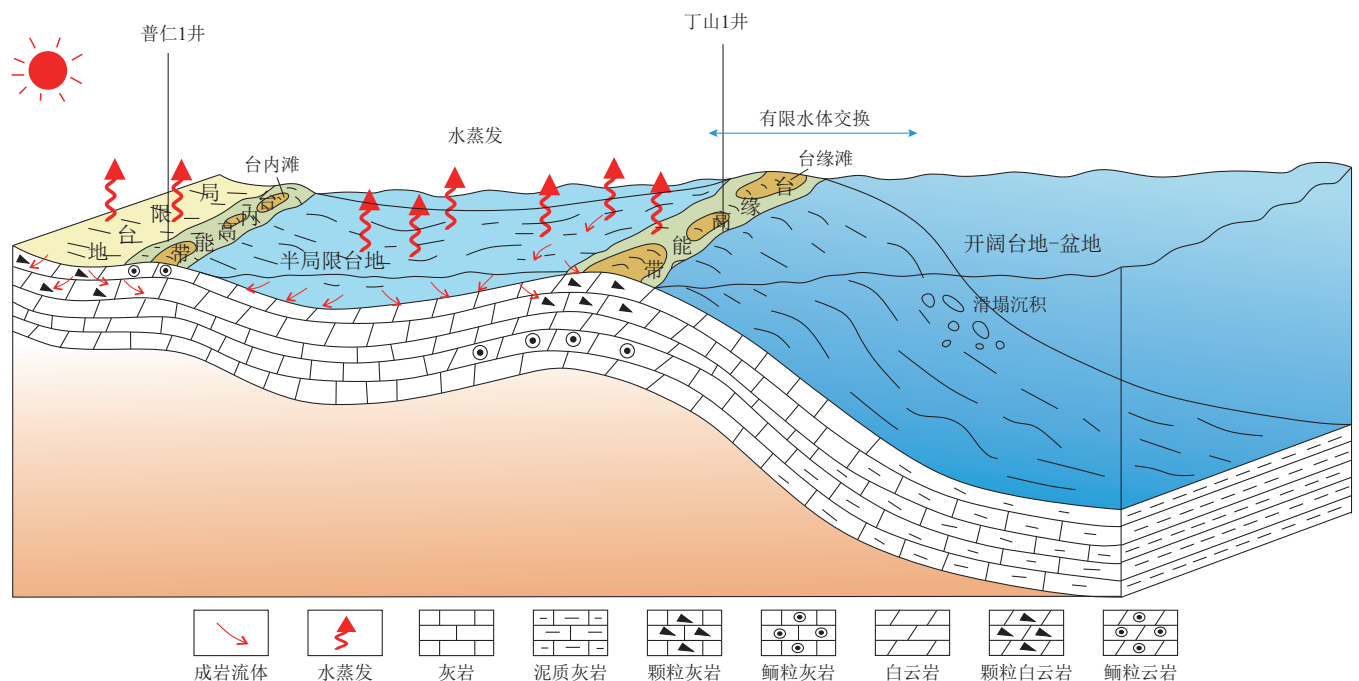


图7 川南地区寒武系洗象池群储层发育模式示意图

Fig. 7 Reservoir development model of the Xixiangchi Group in the southern Sichuan Basin

3 川南海相层系勘探潜力

综上所述,川南海相层系受盆地边缘区域构造应力影响较弱,沉积充填与演化具有典型的弱伸展-弱挤压动力学机制。其演化历程阶段性特征显著:震旦纪一早寒武世表现为裂陷分异,中、晚寒武世一志留纪转为隆-坳分异,早、中二叠世呈现活化分异,晚二叠世一中三叠世则为古地貌分异;晚三叠世以来,地层主要经历叠加改造作用。在此动力背景下,研究区发育3类成储模式:①“两相一场”接力成储形成的泥灰岩储层,典型层系包括二叠系茅一段和三叠系雷三段;②“相-溶-断”复合成储形成的灰质白云岩或者白云质灰岩等过渡岩性储层,典型层系包括二叠系栖霞二段和茅二段;③“沉积-成岩”叠合成储形成的准层状白云岩储层,典型层系包括震旦系灯影组和寒武系洗象池群(表1)。

研究表明^[15-19],川南地区发育奥陶系五峰组-志留系龙马溪组(O_3w-S_1l)和寒武系筇竹寺组(ϵ_1)2套区域烃源岩,以及二叠系茅一段(P_2m^1)和三叠系雷三段(T_2l^3)2套局部烃源岩,整体烃源条件优越。区域烃源岩厚度稳定分布,生烃强度大;其中, O_3w-S_1l 烃源岩厚度为40~200 m,生烃强度为 $(40 \sim 60) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$; ϵ_1 烃源岩厚度为50~150 m,生烃强度为 $(10 \sim 20) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。局部烃源岩演化程度适中,总有机碳含量(TOC)较高。其中,茅一段干酪根类型为 II_1-II_2 型,镜质体反射率(R_o)为1.6%~2.6%,处于过成熟干气阶段, TOC 为0.50%~2.50%;雷三段干酪根类型以 II 型为主, R_o 为1.6%~1.7%,处于凝析油+湿气高熟阶段, TOC 为0.34%~1.98%。生烃史研究表明,寒武系筇竹寺组烃源岩在二叠纪—三叠纪进入生烃高峰阶段,志留系烃源岩则在三叠纪末—侏罗纪末达到生气高峰。生烃高峰期,川南地区整体位于古构造相对高部位,储层的形成与分布成为成藏的关键环节。

显然,川南海相层系具有特殊的弱分异动力学背

景,其沉积演化可划分为4个主要阶段,不同阶段的沉积分异特征共同控制了3类成储模式。

在震旦纪一早寒武世裂陷分异的背景下,裂陷台缘带控制了早期高能相带的发育。随后,桐湾运动的多期抬升为准同生期溶蚀改造提供了条件。高能相带和有利成岩相带的叠合复合,奠定了优质储层发育的条件,其成储模式表现为“沉积-成岩”复合型,主要储层类型为灯影组准层状白云岩。环绕裂陷台缘带分布的寒武系烃源岩,有利于形成叠合成储邻源滩相油气藏(图8中①),其有利区可能包括赤水和南川等区块。

中、晚寒武世一志留纪的隆-坳分异背景下,水体深浅变化频繁,古隆起对规模储层发育至关重要,可控制丘滩体沉积、层间岩溶、风化壳岩溶、白云石化作用和破裂作用等一系列成储建设过程。其中,多期岩溶作用的叠加对优质储层的形成尤为重要,最终构成了“沉积-成岩”复合成储模式,主要储层类型为洗象池群准层状白云岩。此类储层有利于形成叠合成储侧接白云岩油气藏:在有断裂沟通的条件下,可以形成下寒武统-中、上寒武统洗象池群源-储组合;在侧向对接条件下,可以形成志留系-洗象池群源-储组合(图8中②)。可能的有利区包括井研一犍为、赤水和荣县—宜宾等区块。

在早、中二叠世的构造活化分异背景下,川南地区沉积了富含海泡石等黏土矿物的白云质灰岩和灰质白云岩。多组、多期断裂的发育,既沟通了下伏志留系烃源岩,又为流体活动提供了通道。该期沉积与早期溶蚀高地相叠加,共同控制了优质储层的发育。最近研究揭示,该时期川南发育深水沉积,具备发育台缘带的沉积背景。综合分析认为,有利相带、溶蚀扩容与多期断层3大要素在时-空上匹配较好,构成了相-溶-断复合成储模式。这种模式带来了栖霞二段和茅二段灰质白云岩或白云质灰岩储层的发育,有利于形成相应的复合成储相-溶-断油气藏(图8中④),其中,赤水和井研一犍为等区块为可能的有利勘探区。

表1 川南地区海相地层勘探潜力

Table 1 Summary of exploration potential for marine strata in the southern Sichuan Basin

成储模式	岩石类型	沉积分异类型	可能的油气藏类型	典型层系
“两相一场”接力成储	泥灰岩	古地貌分异	接力成储泥灰岩油气藏	雷三段
		活化分异	接力成储泥灰岩油气藏	茅一段
“相-溶-断”复合成储	灰质白云岩、白云质灰岩	活化分异	复合成储相-溶-断油气藏	栖霞二段
			复合成储相-溶-断油气藏	茅二段
“沉积-成岩”叠合成储	准层状白云岩	隆-坳分异	叠合成储侧接白云岩油气藏	洗象池群
		裂陷分异	叠合成储邻源滩相油气藏	灯影组

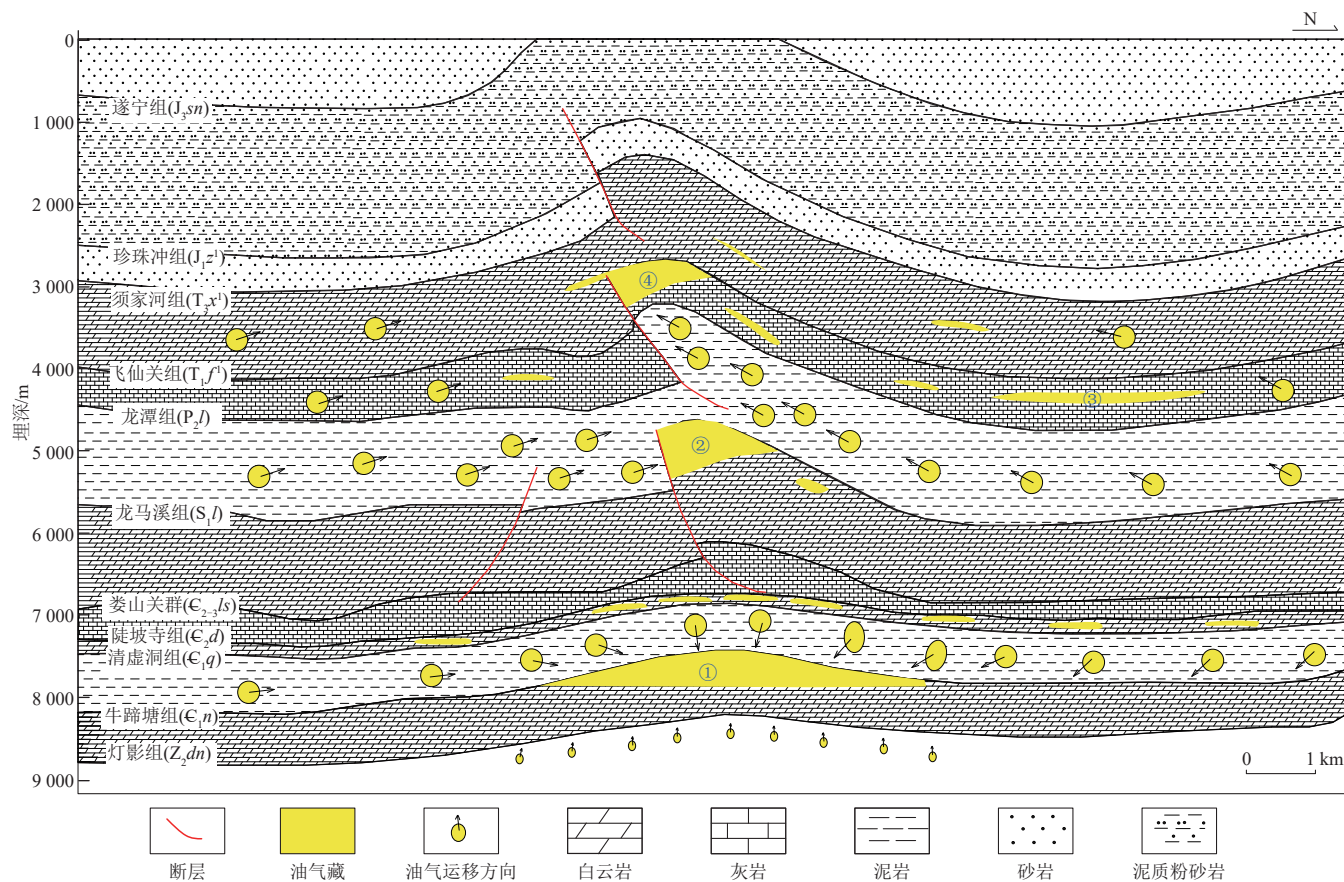


图8 川南地区海相层系成藏模式与油气藏分布示意图

Fig. 8 Schematic diagram of hydrocarbon accumulation models and distribution hydrocarbon reservoirs in marine sequences of the southern Sichuan Basin

①叠合成储邻源滩相油气藏;②叠合成储侧接白云岩油气藏;③接力成储泥灰岩油气藏;④复合成储相-溶-断油气藏

在中、晚二叠世—中三叠世的古地貌分异背景下,川南地区发育2种不同类型的油气藏:长兴组常规储层油气藏和泥灰岩新型储层油气藏。深部志留系烃源岩和二叠系烃源岩均可供烃;区域性分布的泥灰岩自身构成了新的源-储组合。对于长兴组而言,需重点关注綦江台洼地区的“相-溶-断”复合成储成藏模式。对于泥灰岩而言,其基本特点是源-储一体,成储过程表现为沉积相奠基、矿物转化扩容、准同生溶蚀改善和压力场保孔4个环节环环相扣、有序接力,从而持续保持了储集空间的有效性,形成新的成藏模式。预测表明,经历了“两相一场”接力成储过程形成的茅一段和雷三段泥灰岩储层,有利于形成接力成储泥灰岩油气藏(图8中③)。其中,茅一段可能的有利区包括赤水等区块;雷三段可能的有利区包括井研—犍为、荣县—宜宾和威荣等区块。

这些成藏模式空间上有序分布,构成了川南海相地层良好的立体勘探潜力(图8)。

4 结论

1) 川南地区与全盆地具有统一的演化阶段和旋回,但由于远离龙门山和大巴-米仓构造带,受盆地边缘区域构造应力影响较弱,沉积充填与演化具有典型的弱伸展-弱挤压动力学机制。其分异特征总体上表现为:震旦纪—早寒武世的裂陷分异,中、晚寒武世—志留纪的隆-坳分异,早、中二叠世的活化分异,以及晚二叠世—中三叠世的古地貌分异特征;晚三叠世以来,主要经历了多期叠加改造。

2) 川南海相层系整体处于弱分异动力背景之下,主要发育3类成储模式:“两相一场”接力成储、“相-溶-断”复合成储和“沉积-成岩”双相叠合成储。①“两相一场”接力成储模式,由沉积相、成岩相和压力场3大要素构成。从成储空间结构及演化过程分析认为,沉积相奠定了扩容矿物富集环境,充足的矿物转化为孔隙扩容提供物质基础;成岩相改善了扩容动力条

件,广泛的准同生溶蚀作用有效优化了储集空间;压力场则维持了储集空间的持续有效性,稳定的超压体系保障了储集能力的保存。②“相-溶-断”复合成储模式,包含有利相带、溶蚀扩容和层间断层3类成储要素。其中,有利相带是基础,宏观上控制了聚集单元;溶蚀扩容是关键,区域上控制了成藏结构;层间断层起控制作用,空间上定位富集部位。从空间结构看,台地边缘或台地坡折带是这类储层的有利发育区。③“沉积-成岩”双相叠合成储模式,包括沉积相和成岩相两大要素。原始高能相带是规模优质储集体发育的基础;构造隆升诱发的准同生期分带岩溶作用是规模优质储层品质分级和空间定位的关键。早期有利沉积相带和准同生期成岩相带的叠加,构成了双相叠合带,最终决定了规模优质储层的分布规律。

3) 不同分异背景对应特定的成藏组合。裂陷分异背景下,灯影组准层状白云岩经历了“沉积-成岩”复合成储,形成叠合成储邻源滩相油气藏;隆-坳分异背景下,洗象池群准层状白云岩经同类机制,形成叠合成储侧接白云岩油气藏;活化分异背景下,栖霞二段和茅二段灰质白云岩或白云质灰岩经历了“相-溶-断”复合成储,形成复合成储相-溶-断油气藏;古地貌分异背景下,茅一段和雷三段泥灰岩经历了“两相一场”接力成储,形成接力泥灰岩油气藏。这些成藏模式在空间上有序配置,共同构成了川南海相地层的立体勘探潜力格局。

参 考 文 献

- [1] 谢武仁,文龙,汪泽成,等. 四川盆地深层—超深层碳酸盐岩油气成藏条件与勘探潜力[J]. 中国石油勘探, 2024, 29(5): 61-76.
XIE Wuren, WEN Long, WANG Zecheng, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potential of deep-ultradeep carbonate rocks in Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2024, 29(5): 61-76.
- [2] 杨雨,文龙,周刚,等. 四川盆地油气勘探新领域、新类型及资源潜力[J]. 石油学报, 2023, 44(12): 2045-2069.
YANG Yu, WEN Long, ZHOU Gang, et al. New fields, new types and resource potentials of hydrocarbon exploration in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2045-2069.
- [3] 马新华,杨雨,文龙,等. 四川盆地海相碳酸盐岩大中型气田分布规律及勘探方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 1-13.
MA Xinhua, YANG Yu, WEN Long, et al. Distribution and exploration direction of medium-and large-sized marine carbonate gas fields in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 1-13.
- [4] 魏国齐,杨威,谢武仁,等. 克拉通内裂陷及周缘大型岩性气藏形成机制、潜力与勘探实践——以四川盆地震旦系-寒武系为例[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(3): 465-477.
WEI Guoqi, YANG Wei, XIE Wuren, et al. Formation mechanisms, potentials and exploration practices of large lithologic gas reservoirs in and around an intracratonic rift: Taking the Sinian-Cambrian of Sichuan Basin as an example [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 465-477.
- [5] 郭旭升,胡宗全,李双建,等. 深层—超深层天然气勘探研究进展与展望[J]. 石油科学通报, 2023, 8(4): 461-474.
GUO Xusheng, HU Zongquan, LI Shuangjian, et al. Progress and prospect of natural gas exploration and research in deep and ultra-deep strata [J]. Petroleum Science Bulletin, 2023, 8 (4) : 461-474.
- [6] 何治亮,马永生,朱东亚,等. 深层—超深层碳酸盐岩储层理论技术进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(3): 533-546.
HE Zhiliang, MA Yongsheng, ZHU Dongya, et al. Theoretical and technological progress and research direction of deep and ultra-deep carbonate reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(3): 533-546.
- [7] 汪泽成,辛勇光,谢武仁,等. 川中地区三叠系雷口坡组泥灰岩油气地质特征及充探1井发现意义[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(5): 950-961.
WANG Zecheng, XIN Yongguang, XIE Wuren, et al. Petroleum geology of marl in Triassic Leikoupo Formation and discovery significance of Well Chongtan1 in central Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50 (5): 950-961.
- [8] 张宇,曹清古,罗开平,等. 四川盆地二叠系茅口组油气藏勘探发现与启示[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(3): 610-620.
ZHANG Yu, CAO Qinggu, LUO Kaiping, et al. Reservoir exploration of the Permian Maokou Formation in the Sichuan Basin and enlightenment obtained [J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43 (3): 610-620.
- [9] 文龙,罗冰,张本健,等. 川中地区二叠系茅口组深层灰岩基质孔隙发育与保持机理[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46 (4): 1233-1249.
WEN Long, LUO Bing, ZHANG Benjian, et al. Formation and preservation mechanisms of matrix pores in deep limestones: A case study of the Maokou Formation, central Sichuan Basin, China [J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1233-1249.
- [10] 赵路子,汪泽成,杨雨,等. 四川盆地蓬探1井灯影组二段油气勘探重大发现及意义[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(3): 1-12.
ZHAO Luzi, WANG Zecheng, YANG Yu, et al. Important discovery in the second member of Dengying Formation in Well Pengtan1 and its significance, Sichuan Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(3): 1-12.
- [11] 周雁,张殿伟,孟宪武,等. 四川盆地泥灰岩储层勘探研究进

- 展与储层成因机制[J/OL]. 世界石油工业: 1-11[网络访问日期 缺失]. <https://doi.org/10.20114/j.issn.1006-0030.20250218001>.
- ZHOU Yan, ZHANG Dianwei, MENG Xianwu, et al. Progress in the exploration of marl reservoirs in the Sichuan Basin and the genetic mechanisms of these reservoirs[J/OL]. World Petroleum Industry: 1-11[网络访问日期缺失]. <https://doi.org/10.20114/j.issn.1006-0030.20250218001>.
- [12] 熊亮, 董晓霞, 熊鹰, 等. 川南地区二叠系茅口组一段致密碳酸盐岩储层类型及控制因素[J]. 石油学报, 2025, 46(10): 1875-1891.
- XIONG Liang, DONG Xiaoxia, XIONG Ying, et al. Types and controlling factors of tight carbonate reservoirs in the Member 1 of Permian Maokou Formation in southern Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(10): 1875-1891.
- [13] 石书缘, 杨威, 周刚, 等. 特提斯域演化对四川超级盆地油气系统形成的影响[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 1024-1039.
- SHI Shuyuan, YANG Wei, ZHOU Gang, et al. Impact of Tethyan domain evolution on the formation of petroleum systems in the Sichuan super basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 1024-1039.
- [14] 文龙, 陈安清, 侯明才, 等. 上扬子地区中二叠世茅口期构造-沉积分异转换及海相全领域油气勘探前景[J]. 天然气工业, 2025, 45(10): 30-41.
- WEN Long, CHEN Anqing, HOU Mingcai, et al. Tectonic-sedimentary differentiation transition during the Maokou period of Middle Permian and all-round marine oil and gas exploration prospect in the Upper Yangtze region[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(10): 30-41.
- [15] 张自力, 乔艳萍, 豆霜, 等. 四川盆地蓬莱气区震旦系灯影组二段岩溶古地貌与控储模式[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 200-214.
- ZHANG Zili, QIAO Yanping, DOU Shuang, et al. Karst paleogeomorphology and reservoir control model of the 2nd member of Dengying Formation in Penglai gas area, Sichuan Basin, China[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 200-214.
- [16] 胡修权, 鲁洪江, 易驰, 等. 川中高石梯—磨溪地区震旦系灯影组储层构型研究[J]. 中国岩溶, 2022, 41(6): 847-859.
- HU Xiuyan, LU Hongjiang, YI Chi, et al. A study of reservoir architecture of Dengying formation in Gsoshiti-Moxi area, Sichuan Basin[J]. Carsologica Sinica, 2022, 41(6): 847-859.
- [17] 李毕松, 代林呈, 朱祥, 等. 四川盆地震旦系灯影组沉积储层特征与勘探前景[J]. 地球科学, 2023, 48(8): 2915-2932.
- LI Bisong, DAI Lincheng, ZHU Xiang, et al. Sedimentary and characteristics of the Denying Formation and its exploration prospect in Sichuan Basin[J]. Earth Science, 2023, 48(8): 2915-2932.
- [18] 李剑, 杨春龙, 谢武仁, 等. 四川盆地安岳气田震旦系台缘带和台内地区天然气成藏差异性及其勘探领域[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(1): 34-45.
- LI Jian, YANG Chunlong, XIE Wuren, et al. Differences of natural gas accumulation and play fairways in the marginal zone and interior of Sinian platform in Anyue Gas Field, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(1): 34-45.
- [19] 何晓, 郑马嘉, 刘勇, 等. 四川盆地“槽-隆”控制下的寒武系筇竹寺组页岩储层特征及其差异性成因[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 420-439.
- HE Xiao, ZHENG Maja, LIU Yong, et al. Characteristics and differential origin of Qiongzhusi Formation shale reservoirs under the “aulacogen uplift” tectonic setting, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 420-439.
- [20] 李英强, 高键, 李双建, 等. 四川盆地中—上寒武统洗象池群油气成藏模式与勘探前景[J]. 天然气工业, 2022, 42(3): 29-40.
- LI Yingqiang, GAO Jian, LI Shuangjian, et al. Hydrocarbon accumulation model and exploration prospect of the Xixiangchi Group of Middle-Upper Cambrian in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(3): 29-40.
- [21] 曹环宇, 徐祖新, 高俊杰, 等. 川东南地区寒武系洗象池群储层成因及分布规律[J]. 断块油气田, 2024, 31(1): 50-59.
- CAO Huanyu, XU Zuxin, GAO Junjie, et al. Genesis and distribution laws of reservoirs of Cambrian Xixiangchi Group in southeastern Sichuan[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31(1): 50-59.
- [22] 高键, 李慧莉, 何治亮, 等. 川东南平桥地区寒武系洗象池群多元复合成藏过程及其勘探启示[J]. 地学前缘, 2023, 30(6): 263-276.
- GAO Jian, LI Huili, HE Zhiliang, et al. Multi-stage hydrocarbon accumulation in Cambrian Xixiangchi Group, Pingqiao area southeastern Sichuan and its implications for hydrocarbon exploration[J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 263-276.
- [23] 颜宇豪, 陈安清, 张本健, 等. 四川盆地奥陶纪沉积体系演化与古地理格局重建[J]. 沉积与特提斯地质, 2024, 44(3): 600-612.
- YAN Yuhao, CHEN Anqing, ZHANG Benjian, et al. Evolution of the Ordovician sedimentary system and paleogeographic reconstruction in the Sichuan Basin, China[J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2024, 44(3): 600-612.
- [24] 张殿伟, 何治亮, 李甘璐. 四川盆地奥陶系油气地球化学特征及成藏模式[J]. 天然气地球科学, 2020, 31(3): 428-435.
- ZHANG Dianwei, HE Zhiliang, LI Ganlu. Geochemistry and accumulation model of Ordovician hydrocarbon in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2020, 31(3): 428-435.
- [25] 李文正, 张本健, 朱心健, 等. 四川盆地早古生代构造-沉积演化规律[J]. 天然气工业, 2025, 45(10): 101-112.
- LI Wenzheng, ZHANG Benjian, ZHU Xinjian, et al. Tectonic-sedimentary evolution of the Lower Paleozoic in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(10): 101-112.
- [26] 孟宪武, 陈安清, 李雯, 等. 四川盆地南缘二叠系茅口组构造-沉积分异及控储效应[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2025, 52(1): 94-107.

- MENG Xianwu, CHEN Anqing, LI Wen, et al. Platform margin tectono-sedimentary differentiation and reservoir control effects of the Permian Maokou Formation, southern margin of Sichuan Basin [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2025, 52(1): 94-107.
- [27] 文龙, 罗冰, 杨文杰, 等. 四川盆地中二叠统茅口组构造-岩相古地理特征及有利储集区带分布[J]. 古地理学报, 2025, 27(4): 1044-1063.
- WEN Long, LUO Bing, YANG Wenjie, et al. Tectonic-lithofacies palaeogeographic characteristics and distribution of favorable reservoir zones of the Middle Permian Maokou Formation in Sichuan Basin, China [J]. Journal of Palaeogeography, 2025, 27(4): 1044-1063.
- [28] 袁海锋, 张本健, 匡明志, 等. 四川盆地中二叠世茅口组构造-沉积分异与峨眉山地幔柱活动的耦合关系[J]. 古地理学报, 2025, 27(3): 560-577.
- YUAN Haifeng, ZHANG Benjian, KUANG Mingzhi, et al. Coupling of tectonic-sedimentary differentiation and Emeishan mantle plume during the Middle Permian Maokouan in Sichuan Basin [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2025, 27(3): 560-577.
- [29] 肖笛, 黄天海, 张本健, 等. 四川盆地南部向斜区二叠系岩溶孔隙型石灰岩储层成因与天然气勘探新领域[J]. 天然气工业, 2024, 44(2): 52-67.
- XIAO Di, HUANG Tianhai, ZHANG Benjian, et al. Permian karst porous limestone reservoir in the syncline area of southern Sichuan Basin: Origin and new field of natural gas exploration [J]. Natural Gas Industry, 2024, 44(2): 52-67.
- [30] 谢继容, 罗冰, 张玺华, 等. 四川盆地川中地区龙女寺茅口组白云岩气田勘探发现及其意义[J]. 石油学报, 2025, 46(4): 661-675, 742.
- XIE Jirong, LUO Bing, ZHANG Xihua, et al. Exploration and discovery of the Maokou Formation dolomite gas field in Longnusi area of central Sichuan Basin and its significance [J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(4): 661-675, 742.
- [31] 李蓉, 苏成鹏, 石国山, 等. 川南地区二叠系茅口组一段瘤状灰岩储层成因[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(6): 806-815.
- LI Rong, SU Chengpeng, SHI Guoshan, et al. The genesis of nodular limestone reservoirs of the first period of Maokou Formation of Permian in southern Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(6): 806-815.
- [32] 夏文谦, 刘瑾, 俞凌杰, 等. 川东南涪陵地区二叠系茅口组一段泥质灰岩储层特征及主控因素[J]. 矿物岩石, 2023, 43(4): 100-108.
- XIA Wenqian, LIU Jin, YU Lingjie, et al. Characteristics and main controlling factors of argillaceous limestone reservoir in the first member of Permian Maokou Formation in Fuling area, southeast Sichuan Basin [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2023, 43(4): 100-108.
- [33] 潘辉, 蒋裕强, 朱讯, 等. 河流相致密砂岩气地质甜点评价——以四川盆地川中地区侏罗系沙溪庙组二段1亚段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(2): 471-485.
- PAN Hui, JIANG Yuqiang, ZHU Xun, et al. Evaluation of geological sweet spots in fluvial tight sandstone gas: A case study of the first submember of the second member of the Jurassic Shaximiao Formation, central Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(2): 471-485.
- [34] 文龙, 张本健, 陈骁, 等. 四川盆地二叠、三叠系构造——沉积特征及有利勘探区带[J]. 天然气勘探与开发, 2023, 46(4): 1-12.
- WEN Long, ZHANG Benjian, CHEN Xiao, et al. Permian and Triassic in Sichuan Basin: Tectono-sedimentary characteristics and favorable exploration belts [J]. Natural Gas Exploration and Development, 2023, 46(4): 1-12.
- [35] 谢武仁, 文龙, 汪泽成, 等. 四川盆地二叠系—中三叠统海相非常规资源类型及有利勘探方向[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(6): 961-971.
- XIE Wuren, WEN Long, WANG Zecheng, et al. Types of unconventional marine resources and favorable exploration directions in the Permian-Middle Triassic of the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(6): 961-971.
- [36] 宋晓波, 陈安清, 苏成鹏, 等. 四川盆地南部中三叠统雷口坡组岩相古地理与常规—非常规双领域勘探意义[J]. 石油实验地质, 2025, 47(4): 731-741.
- SONG Xiaobo, CHEN Anqing, SU Chengpeng, et al. Lithofacies paleogeography of Middle Triassic Leikoupo Formation in the southern Sichuan Basin and its implications for conventional and unconventional dual-domain exploration [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2025, 47(4): 731-741.
- [37] 宋金民, 刘树根, 金鑫, 等. 四川盆地中二叠统含海泡石层系源储组合新模式及其油气勘探新领域[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2022, 49(2): 129-149.
- SONG Jinmin, LIU Shugen, JIN Xin, et al. A new model of source-reservoir association and new fields of oil and gas exploration in the Middle Permian sepiolite bearing strata, Sichuan Basin, China [J]. Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition), 2022, 49(2): 129-149.
- [38] 李伟, 喻梓靓, 王雪柯, 等. 中国含油气盆地深层、超深层超压盖层成因及其与超大型气田的关系[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 11-21.
- LI Wei, YU Ziliang, WANG Xueke, et al. Formation mechanisms of deep and ultra-deep overpressure cap rocks and their relationships with super large gas fields in the petroliferous basins of China [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 11-21.
- [39] 刘树根, 焦堃, 张金川, 等. 深层页岩气储层孔隙特征研究进展——以四川盆地地下古生界海相页岩层系为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(1): 29-41.
- LIU Shugen, JIAO Kun, ZHANG Jinchuan, et al. Research progress on the pore characteristics of deep shale gas reservoirs: An example from the Lower Paleozoic marine shale in the Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(1): 29-41.

- [40] 胡宗全, 刘忠宝, 李倩文, 等. 基于变尺度岩相组合的陆相页岩源-储耦合机理探讨——以四川盆地侏罗系页岩层段为例[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 893-909.
HU Zongquan, LIU Zhongbao, LI Qianwen, et al. Exploring source rock-reservoir coupling mechanisms in lacustrine shales based on varying-scale lithofacies assemblages: A case study of the Jurassic shale intervals in the Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 893-909.
- [41] 赵培荣. 焦石坝地区茅一段储层特征及天然气勘探潜力[J]. 油气藏评价与开发, 2021, 11(5): 772-781, 792.
ZHAO Peirong. Reservoir characteristics and gas exploration potential of Permian Mao-1 Member of Maokou Formation in Jiaoshiba area [J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5): 772-781, 792.
- [42] 刘小平, 李文奇. 基于热模拟实验的富有机质泥页岩孔隙演化研究进展[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(22): 8849-8859.
LIU Xiaoping, LI Wenqi. Research advance on pore evolution of organic-rich shale based on thermal simulation experiment [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(22): 8849-8859.
- [43] 马永生, 蔡勋育, 李慧莉, 等. 深层-超深层碳酸盐岩储层发育机理新认识与特深层油气勘探方向[J]. 地学前缘, 2023, 30(6): 1-13.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, LI Huili, et al. New insights into the formation mechanism of deep-ultra-deep carbonate reservoirs and the direction of oil and gas exploration in extra-deep strata [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(6): 1-13.
- [44] 沈安江, 胡安平, 乔占峰, 等. 深-超深层碳酸盐岩储层发育与保持机理[J]. 中国科学: 地球科学, 2024, 54(11): 3403-3420.
SHEN Anjiang, HU Anping, QIAO Zhanfeng, et al. Development and preservation mechanism of deep and ultra-deep carbonate reservoirs [J]. Science China Earth Sciences, 2024, 54(11): 3403-3420.
- [45] 周进高, 徐哲航, 黄世伟, 等. 碳酸盐岩沉积储层研究前沿与未来发展方向[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 929-953.
ZHOU Jingao, XU Zhehang, HUANG Shiwei, et al. Frontiers and trends in the research on carbonate sedimentology and reservoir geology [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 929-953.
- [46] 赵东方, 谭秀成, 罗文军, 等. 早成岩期岩溶特征及其对古老深层碳酸盐岩储层的成因启示——以川中地区磨溪8井区灯影组四段为例[J]. 石油学报, 2022, 43(9): 1236-1252.
ZHAO Dongfang, TAN Xiucheng, LUO Wenjun, et al. Karst characteristics at early diagenetic stage and their enlightenment for the origin of ancient deep carbonate reservoirs: A case study of the Member 4 of Dengying Formation in Moxi 8 well area, central Sichuan [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(9): 1236-1252.
- [47] 马新华, 闫海军, 陈京元, 等. 四川盆地安岳气田震旦系气藏叠合岩溶发育模式与主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1281-1294, 1333.
MA Xinhua, YAN Haijun, CHEN Jingyuan, et al. Development patterns and constraints of superimposed karst reservoirs in Sinian Dengying Formation, Anyue Gas Field, Sichuan Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1281-1294, 1333.
- [48] 夏钦禹, 马新华, 郭振华, 等. 川中高石梯区块灯影组四段古岩溶带及内部储层分布特征[J]. 石油学报, 2023, 44(8): 1299-1312, 1332.
XIA Qinyu, MA Xinhua, GUO Zhenhua, et al. Distribution characteristics of paleokarst zones and internal reservoirs in the fourth Member of Dengying Formation in Gaoshiti Block, central Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(8): 1299-1312, 1332.
- [49] 闫海军, 何东博, 贾爱林, 等. 川中震旦系灯四段岩溶储集层特征与发育模式[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 704-715.
YAN Haijun, HE Dongbo, JIA Ailin, et al. Characteristics and development model of karst reservoirs in the fourth member of Sinian Dengying Formation in central Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 704-715.
- [50] 赵文智, 汪泽成, 姜华, 等. 从古老碳酸盐岩大油气田形成条件看四川盆地深层震旦系的勘探地位[J]. 天然气工业, 2020, 40(2): 1-10.
ZHAO Wenzhi, WANG Zecheng, JIANG Hua, et al. Exploration status of the deep Sinian strata in the Sichuan Basin: Formation conditions of old giant carbonate oil/gas fields [J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 1-10.
- [51] 周雁, 张殿伟, 李双建, 等. 四川盆地震旦系规模储层主控因素研究[J]. 世界石油工业, 2025, 32(1): 43-53.
ZHOU Yan, ZHANG Dianwei, LI Shuangjian, et al. Main controlling factors of the main scale reservoirs in the Sinian System of Sichuan Basin [J]. World Petroleum Industry, 2025, 32(1): 43-53.

(编辑 刘格云)