

川西—川中地区陆相层系全油气系统常规和非常规有效储层成因机制与分类评价

陈冬霞¹,王翹楚¹,熊亮²,王小娟³,杨映涛²,雷文智¹,张玲²,潘珂³,庞宏¹

[1. 中国石油大学(北京),北京 102249;2. 中国石化西南油气分公司,四川成都 610095;3. 中国石油西南油气分公司,四川成都 610051]

摘要:基于全油气系统理论,系统揭示了川西—川中地区陆相层系常规和非常规储层的差异特征及其对油气成藏的控制机制。通过岩心观察、薄片鉴定、压汞和核磁共振测试以及扫描电镜分析等手段,系统揭示了全油气系统储层特征与变化规律以及相对优质储层成因机制,并针对不同储层选取了相应的分级、分类评价参数,建立评价标准。结果表明:①川西—川中地区陆相层系全油气系统常规与非常规储层呈现空间叠置分布格局。在浮力成藏下限之上的中浅层流体自由活动性强,沉积相和流体联合控制常规-低渗优质储层;中深层致密砂岩发育多期河道叠置体、毛细管阻力作用增强,强烈的构造挤压背景下裂缝发育,孔隙型、裂缝型和孔隙-裂缝型等多种储层受岩相、流体和断层等复合控制;深层“纹层型”页岩储层整体上以纳米级孔隙为主,在以强超压和扩散力为主要特征的流体动力场内,储层发育明显受控于岩相组合、有机质丰度和超压系统的联合作用。②中浅层常规-低渗储层分级、分类评价主要考虑沉积-成岩相和孔隙类型,所划分的4类储层中,I类和II类优质储层主要发育于三角洲平原-前缘相带,中-强溶蚀改造是关键成因;中深层致密砂岩储层分级、分类评价则主要考虑孔隙-裂缝、岩相及孔隙结构,所划分的4类储层中,I类和II类孔隙型优质储层,以块状和平行层理中粗砂岩相为主;中深层侏罗系自流井组大安寨段页岩综合考虑储层厚度、岩相组合、储层物性、有机质富集程度、脆性矿物含量和可动油体占比等因素,所划分的4类储层中,I类和II类相对优质储层以页岩夹介壳层和纯页岩为主。

关键词:致密油气藏;页岩油气藏;陆相层序;全油气系统;储层评价;川西—川中地区

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Genetic mechanisms and classified evaluation of conventional and unconventional effective reservoirs in the whole petroleum system of continental sequences, western-central Sichuan Basin

CHEN Dongxia¹, WANG Qiaochu¹, XIONG Liang², WANG Xiaojuan³, YANG Yingtao², LEI Wenzhi¹, ZHANG Ling², PAN Ke³, PANG Hong¹

[1. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China; 2. Southwest Oil & Gas Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610095, China; 3. Exploration and Development Research Institute, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China]

Abstract: Based on the theory of the whole petroleum system (WPS), we systematically reveal the differential characteristics of conventional and unconventional reservoirs in continental sequences within the western-central Sichuan Basin. Accordingly, the mechanisms underlying the control of these differential characteristics on hydrocarbon accumulation are explained. Through analyses and experiments, including core observations, thin section observations, high-pressure mercury injection (HPMI), nuclear magnetic resonance (NMR), and scanning electron microscopy (SEM), we comprehensively analyze the reservoir characteristics and their variation patterns, as well as the genetic mechanisms of relatively high-quality reservoirs. Additionally, we determine parameters for the grading and classification evaluation of various types of reservoirs and establish the evaluation criteria. The results show that the conventional and unconventional

收稿日期:2025-04-28;修回日期:2025-07-06。

第一作者简介:陈冬霞(1974—),女,教授、博士研究生导师,油气成藏机理与非常规油气。E-mail: lindachen@cup.edu.cn。

基金项目:国家自然科学基金项目(42302141)。

reservoirs in the WPS of continental sequences in the western-central Sichuan Basin exhibit a spatially superimposed pattern in distribution. Specifically, the intermediate to shallow strata overlying the buoyancy-driven hydrocarbon accumulation depth (BHAD) exhibit strong free fluid activities, resulting in conventional high-quality reservoirs with low permeability under the joint control of sedimentary facies and fluids. The intermediate to deep tight sandstones exhibit multi-stage superimposed channel deposits and enhanced capillary resistance. Furthermore, fractures are developed in these sandstones under intense tectonic compression, resulting in multiple types of reservoirs, such as pore, fractured, and pore-fractured reservoirs, jointly governed by lithofacies, fluids, and faults. In contrast, deep lamellar shale reservoirs are generally dominated by nanoscale pores. Within hydrodynamic fields predominantly characterized by strong overpressure and diffusive forces, the occurrence of the shale reservoirs is significantly governed by the joint effects of lithofacies assemblages, organic matter abundance, and the overpressure system. For the intermediate to shallow conventional, low-permeability reservoirs, the grading and classification evaluation focuses on sedimentary and diagenetic facies, along with pore types. The evaluation results indicate that these reservoirs can be classified into four types, with types I and II serving as the high-quality ones. Both reservoir types primarily occur in the deltaic plain and front, with moderate to strong dissolution identified as their key genetic mechanism. The grading and classification evaluation of the intermediate to deep tight sandstone reservoirs principally considers pores, fractures, lithofacies, and pore structures. Types I and II of these reservoirs represent high-quality pore reservoirs, primarily occurring in medium- to coarse-grained sandstone in massive and parallel beddings. Integrating reservoir thickness, lithofacies assemblages, reservoir physical properties, degree of organic matter enrichment, brittle mineral content, and the volumetric proportion of movable oil, we classify the intermediate to deep shale reservoirs in the Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing Formation into types I, II, III, and IV. Types I and II, among others, are relatively high-quality reservoirs, consisting predominantly of pure shales and shales interbedded with shell layers.

Key words: tight hydrocarbon reservoir, shale hydrocarbon reservoir, continental sequence, whole petroleum system (WPS), reservoir evaluation, western-central Sichuan Basin

引用格式:陈冬霞,王翘楚,熊亮,等. 川西—川中地区陆相层系全油气系统常规和非常规有效储层成因机制与分类评价[J]. 石油与天然气地质, 2025, 46(4): 1215–1232. DOI: 10. 11743/ogg20250413.

CHEN Dongxia, WANG Qiaochu, XIONG Liang, et al. Genetic mechanisms and classified evaluation of conventional and unconventional effective reservoirs in the whole petroleum system of continental sequences, western-central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(4): 1215–1232. DOI: 10. 11743/ogg20250413.

近年来,随着全球致密油气和页岩油气等非常规油气资源勘探开发的迅速发展,常规与非常规油气资源一体化理论取得了重要突破,由此催生了将常规与非常规油气系统有机结合的“全油气系统”理论。贾承造等人提出的这一理论揭示了常规油气-致密油气-页岩油气的全序列成藏规律以及成藏模式与机理^[1-2]。准噶尔、鄂尔多斯、渤海湾、四川、松辽、柴达木和吐哈盆地等均发育丰富的常规和非常规油气资源,全油气系统理论提出后,各盆地陆续开展了全油气系统特征、油气分布规律和成藏机理的研究^[3-8]。文龙等人提出四川盆地陆相层系以须家河组为主力烃源岩,垂向上自下而上有序发育源内页岩油气、近源致密油气和远源致密-常规气的分布特征;平面上依次形成坳陷带页岩油气藏、斜坡带致密油气藏、隆起带致密-常规气藏以及冲断带构造气藏的全序列成藏体系^[9]。

庞雄奇和贾承造等将全油气系统定义为由烃源岩、储层、油气水和流体动力场等各种地质要素构成的一套完整的流体系统,明确了储层演化过程中由浅至深发育三大流体动力场,存在常规油气浮力成藏与非常规油气自封闭成藏两种成藏作用^[2,10]。其中,在全油气系统中,常规和非常规储层在物性及孔喉结构方面的差异和演化,是导致油气成藏动力和成藏机理差异与演化的重要因素,储层特征、成因机制和评价是全油气系统研究的重要内容^[10-11]。四川盆地川西—川中地区陆相层系全油气系统发育了深层上三叠统须(须家河组)一段、须三段和须五段暗色泥岩烃源岩;下侏罗统自流井组(大安寨段为主)和凉高山组页岩油气层;须二段和须四段致密砂岩;中侏罗统沙溪庙组致密-低渗砂岩;以及上侏罗统蓬莱镇组和遂宁组常规-低渗砂岩等多套非常规储层。但川西—川中地区陆相

层系储层非均质性强、变化复杂,不同储层成因机制及变化规律的内在原因尚不明确,储层评价参数的差异性也缺乏系统分析,这在一定程度上影响了全油气系统油气成藏动力和成藏机理差异与演化规律的深入认识。因此,本文基于大量的岩心描述、薄片鉴定、压汞和核磁共振测试以及扫描电镜分析等手段,系统揭示了全油气系统中常规-非常规储层的特征与变化规律,阐明了相对优质储层的成因机制,并针对不同储层选取了相应的分级、分类评价参数,建立了评价标准。

1 区域地质概况

四川盆地位于古扬子板块的西缘,周围被龙门山、大巴山、米仓山、大相岭和大娄山等造山带环绕。盆地内部以断裂系统为界,可划分为6个次级构造单元,分别是川北坳陷带、川中隆起带、川西坳陷带、川西南平缓构造带、川东南低陡构造带和川东高陡构造带,研究区主要位于川西坳陷带和川中平缓褶皱带(图1a)。

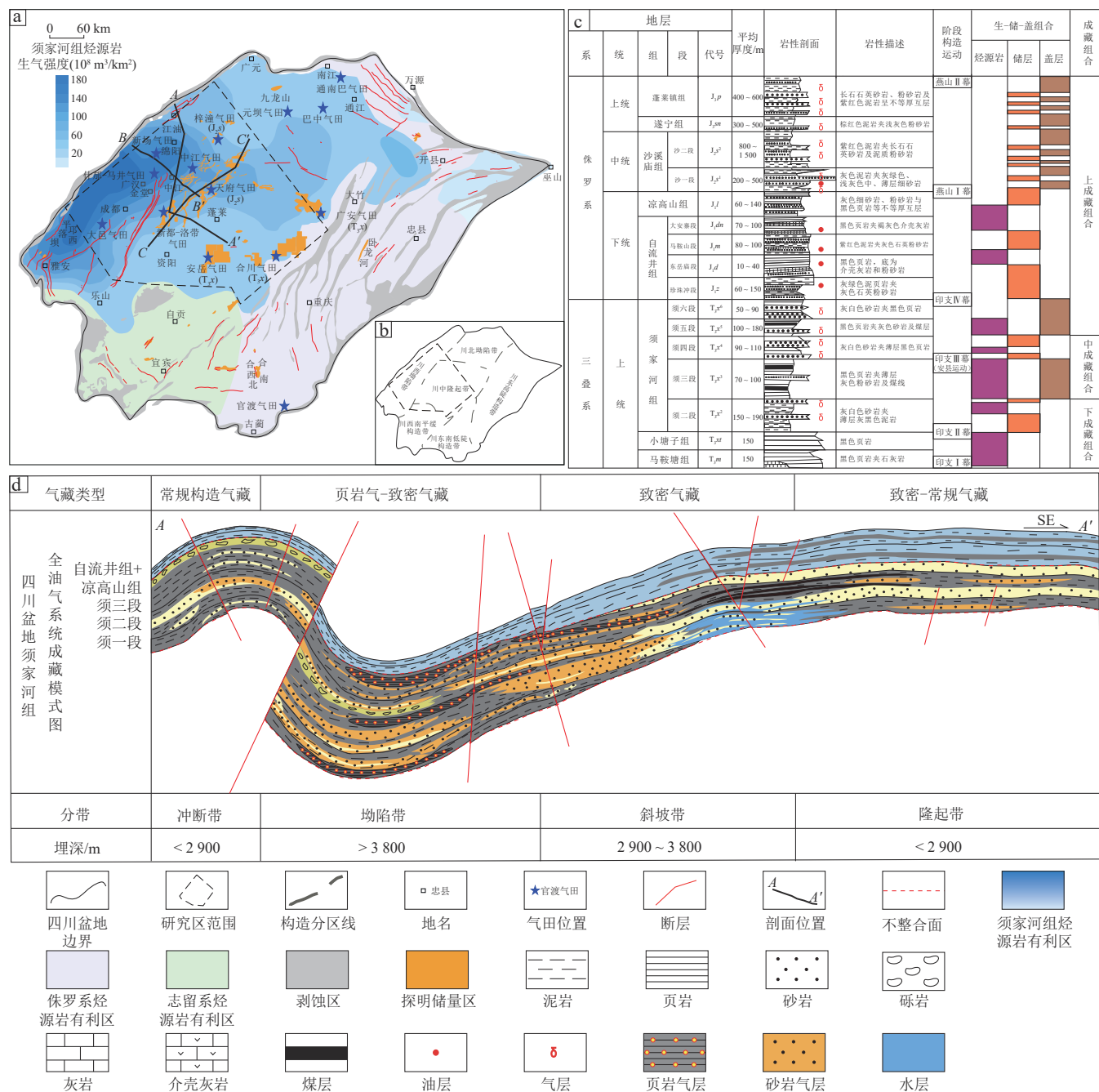


图1 四川盆地全油气系统关键地质要素综合图(据文献[9]修改)

Fig. 1 Composite diagrams showing key geological elements of the WPS in the Sichuan Basin (modified after reference [9])

a. 构造单元划分; b. 有利烃源岩分布; c. 陆相层序地层综合柱状图; d. 全油气系统油气藏分布剖面

四川盆地的形成演化历史复杂,经历了多期构造运动的叠加改造^[12-13]。印支运动早期的早三叠世为被动大陆边缘阶段;晚三叠世—晚侏罗世,受东南、西、南三向挤压构造应力作用,盆地周缘发生强烈褶皱变形,形成盆地周边的印支期褶皱带并演化为周缘前陆盆地;进入白垩纪后,受中燕山期—喜马拉雅期构造事件的影响,盆地进入以剥蚀作用为主的构造残余盆地演化阶段。

四川盆地陆相层系沉积厚度 500 ~ 6 000 m,自下而上依次发育上三叠统须家河组、下侏罗统自流井组(大安寨段为主)和凉高山组、中侏罗统沙溪庙组、上侏罗统遂宁组与蓬莱镇组以及白垩系等地层(图 1b)。其中,川西—川中地区陆相地层序列相对完整。须家河组为一套三角洲相—湖相沉积体系,可进一步划分为 6 个岩性段:须一段、须三段和须五段是该区主力烃源岩层,主要由海—陆过渡相和陆相暗色泥岩、炭质泥岩与煤层互层组成,干酪根类型为 II₂ 型和 III 型,总有机碳含量(TOC)较高,平均值为 1.95%,有机质成熟度较高(镜质体反射率 $R_o = 1.2\% \sim 2.0\%$);须二段和须四段则以三角洲相致密砂岩为主;须六段仅在部分地区发育。下侏罗统自流井组自下而上可划分为珍珠冲段、东岳庙段、马鞍山段和大安寨段,整体上发育滨浅湖相—半深湖相的黑色页岩夹粉砂岩沉积,其中,大安寨段沉积中期为最大湖泛期,发育大套黑色页岩;至沉积晚期,随着湖水逐渐退却发育浅湖相的生物介壳滩。大安寨段黑色页

岩有机质类型主要为 II₁ 型和 II₂ 型,同时含有少量的 I 型和 III 型有机质,总有机碳含量变化显著($TOC = 0.13\% \sim 4.06\%$),有机质成熟度(R_o)介于 0.74% ~ 2.34%,呈现出北部比南部高的特征,因此川中地区以生油为主。中—上侏罗统沙溪庙组—蓬莱镇组沉积时期,发育以河流相—浅水三角洲相为主的中—细粒砂岩沉积体系。川西—川中地区陆相层系以须家河组为主力烃源岩,垂向上自下而上依次发育源内页岩油气、近源致密油气和远源致密—常规气;平面上依次形成坳陷带页岩油气藏、斜坡带致密油气藏、隆起带致密—常规气藏以及冲断带构造气藏的全序列成藏体系(图 1c)。

2 川西—川中地区陆相层系全油气系统储层发育特征

2.1 常规与非常规储层砂体大面积连片、相互叠置

晚三叠世以来,四川盆地受印支—燕山多幕构造运动和沉积旋回的控制,陆相储层在纵向上显示出典型的叠覆性特征(图 2)。晚三叠世早期,盆地西部龙门山及其前缘缓慢沉降,在被动大陆边缘盆地背景下,深层上三叠统马鞍塘组和小塘子组以湖侵期细粒沉积为主;而上三叠统须二段则发育高位体系域粗粒沉积体系。晚三叠世中—晚期,受扬子板块俯冲作用的影响,盆地演化为典型的广海条件下的周缘前陆盆地,造

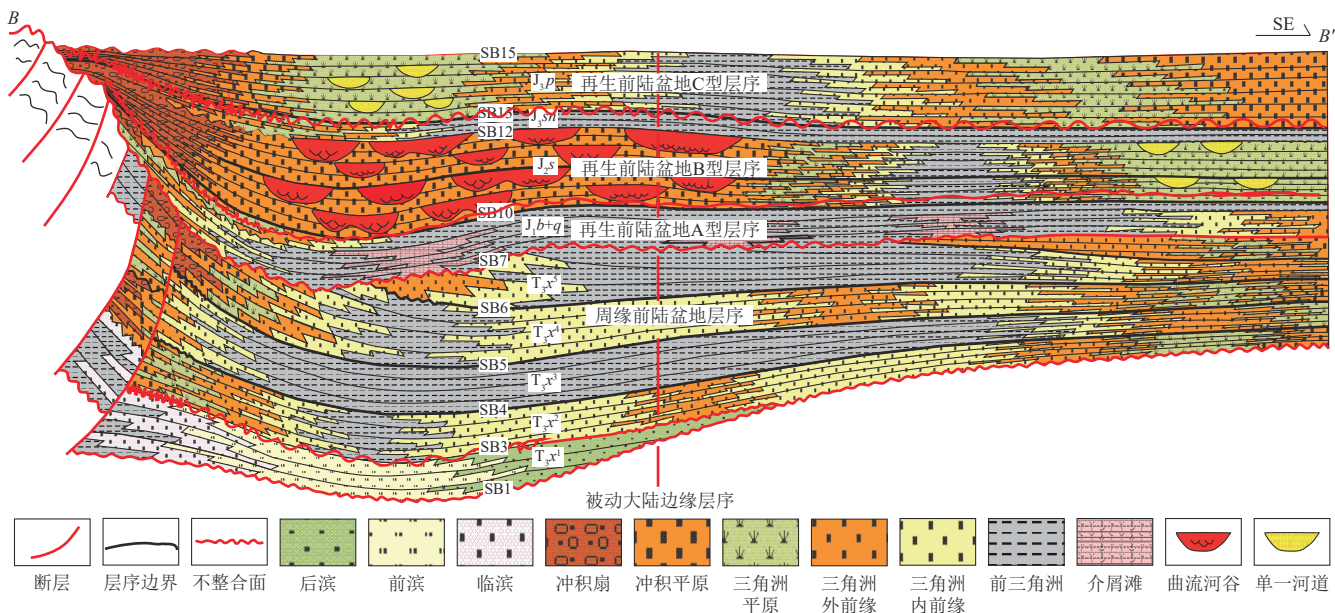


图2 川中—川西地区陆相层序沉积体系剖面(位置图见图 1a)

Fig. 2 Section showing the sedimentary systems of continental sequences in the western-central Sichuan Basin (see Fig. 1 for the section location)

山期形成的须四段和须六段同样发育粗粒沉积体系^[14]。深层须二段、须四段和须六段主要发育前陆盆地背景下的大型辫状河三角洲-湖泊沉积体系,该沉积体系具有以下典型特征:①不同时期河道侧向迁移频繁,多期次分流河道和河口坝厚层块状砂体连片发育,砂体纵向多层叠置、横向连片分布。②须二段主要受两个方向的物源控制,北部物源进入湖泊后分为两支,一支顺龙门山经江油向新场-鸭子河一线向南西向延伸,一支经绵阳向合兴场-中江-回龙延伸;南部物源也分为两支,一支经大邑入湖,一支经洛带与北部物源汇合后入湖,最后在崇州-郫县一带残留。砂体以分流河道、河口坝和滩坝砂体为主,砂体特别发育,总厚度可达500 m以上。③须四段主要受3个方向物源控制(图3a)。西部龙门山前发育冲积扇,河流呈

NW-SE向入湖,砂体由川西拗陷向东减薄;北部物源呈NS向和NE-SW向,川西地区主要受龙门山南段和北部物源控制,川中地区主要受南部和北部物源体系控制,两者在广金—中江一线汇合,总厚度可达400 m左右。

侏罗纪,随着米仓山-大巴山造山带的强烈隆升,其前缘形成了巨厚沉积地层,川西拗陷进入再生前陆盆地演化阶段,该时期地层在垂向上表现为多期短期气候层序的相互叠置。燕山运动早期,四川盆地内侏罗统自流井组沉积时期,湖盆分布面积广泛,经历大规模的湖侵-湖退旋回:川西拗陷以滨浅湖沉积为主,而川中地区则发育滨浅湖-半深湖亚相沉积体系(图3b)。川中地区滨湖亚相中滩核结晶介壳灰岩发育,浅湖亚相中的高能滩沉积表现为页岩与介壳层互层的特征,半深

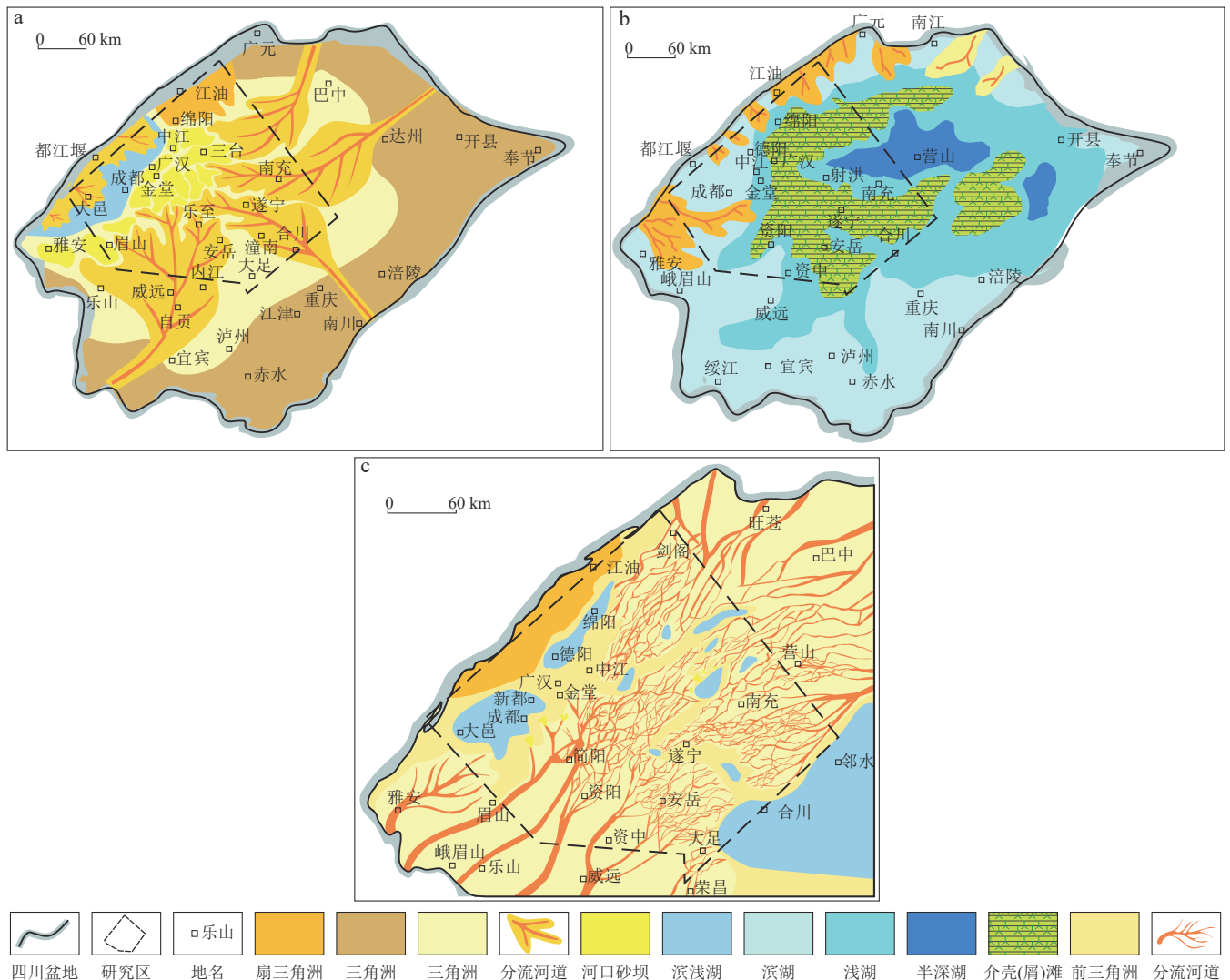


图3 川中-川西地区陆相层序沉积体系平面展布

Fig. 3 Map showing the distribution of the sedimentary systems of continental sequences in the western-central Sichuan Basin

a. 须四段沉积相平面图; b. 自流井组大安寨段沉积相平面图; c. 沙溪庙组一段沉积相平面图

湖亚相中的低能滩沉积主要表现为页岩夹介壳层的特点,页岩中可见大量介形虫化石,局部可见由风暴浪改造形成的沉积构造^[15]。重点层段大安寨段厚度一般为40~80 m,部分地区超过100 m,主要为深灰色介壳灰岩与杂色泥页岩不等厚互层组成。

燕山运动中期沙溪庙组沉积时期,四川盆地沉积一直保持“大盆广湖”的特点,在细粒沉积体系和介屑滩沉积的基础之上,发育以河流-浅水三角洲为主的沉积体系(图3c)。龙门山前近源河道砂体呈NW-SE向流动、再汇聚后向NNE-SSW向延伸,靠近盆地中心一侧主要为远源河道砂体向NE-SW向延伸,龙门山方向(盆地西缘)砂体厚度较薄,不超过400 m,向东有增厚的趋势,至川中地区可达到800 m以上。河流-浅水三角洲-湖相中储层以灰绿色、灰色中-细砂岩为主。沙溪庙组-遂宁组存在一个向上变细的湖进

体系域,以滨浅湖相分布广泛为其特征。蓬莱镇组发育冲积扇-河流-湖湘沉积的灰绿色和褐灰色厚层块状中-细粒长石石英砂岩,厚度500~800 m,呈西厚、东薄的分布特征,龙门山前缘较厚,川西坳陷中心较薄,呈楔状体分布。

2.2 常规与非常规储层特征规律变化、发育相对优质储层

川西—川中地区陆相层序从浅层蓬莱镇组到中浅层遂宁组和沙溪庙组,再到深层须家河组,储层孔隙度和渗透率随着埋藏深度增加和层位变老而逐渐降低,分别从低渗透层过渡到致密层带并发展成超致密层带,呈现出从常规储层到致密储层的有规律性变化(图4),但每个层段均发育相对优质储层。气层和含气层均分布在储层物性相对较好的有效储层内,其分

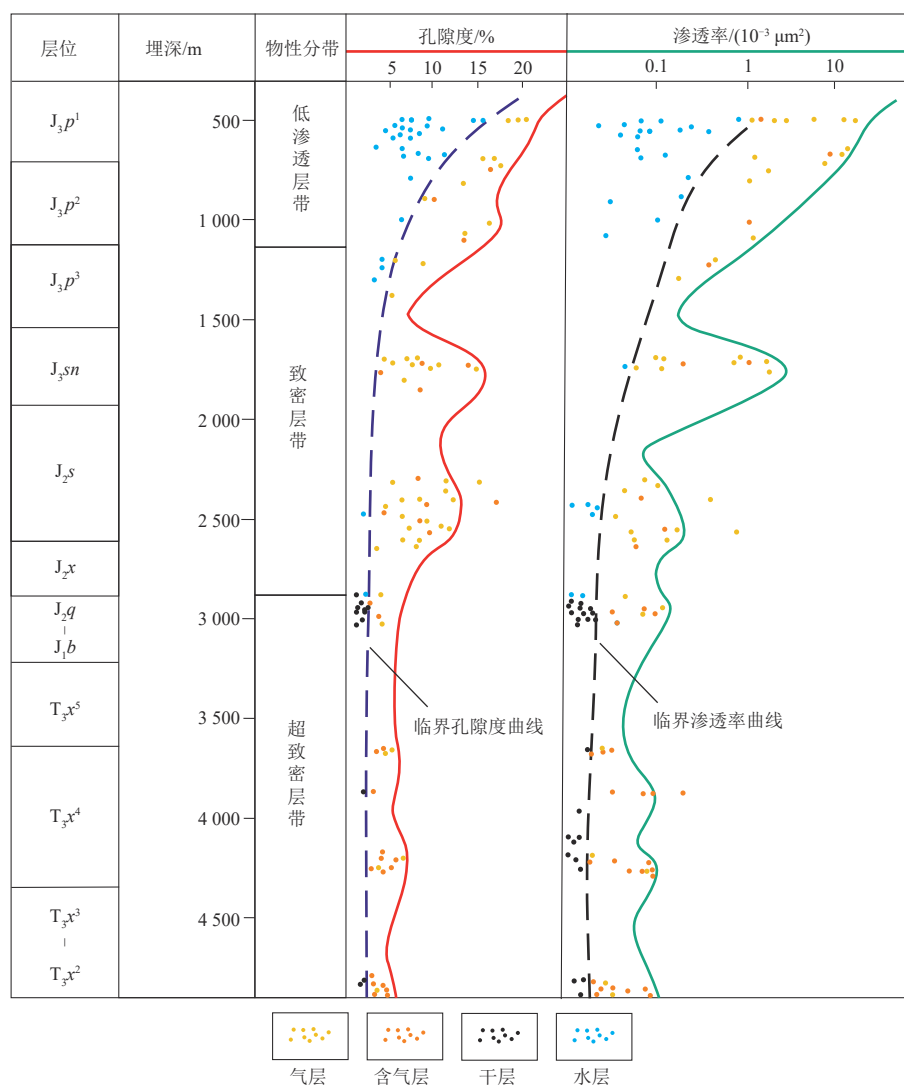


图4 川西—川中地区陆相层序常规与非常规储层物性特征

Fig. 4 Characteristics of conventional and unconventional reservoirs in continental sequences within the western-central Sichuan Basin

布受临界孔隙度下限和渗透率下限控制,且随埋深增加导致储层物性变差,储层临界孔隙度和渗透率下限也呈现出相应的下降趋势:中浅层蓬莱镇组—沙溪庙组至深层的须四段和须二段,临界孔隙度下限从9.2%和5.6%分别降低至4.8%和2.6%,渗透率下限从 $1.200 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.080 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 分别降低至 $0.030 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $0.020 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图4)。

深层须二段和须四段致密砂岩主要为前陆盆地背景下发育的大型辫状河三角洲—湖泊沉积体系,分流河道和河口坝厚层块状砂体连片发育。储层物性表现为致密—超致密特征,厚度大且裂缝型和孔隙型储层规模发育。其中须二段储层岩石类型多样,以灰色和灰白色中粒岩屑石英砂岩和长石石英砂岩为主,镜下观察见粒内溶孔和粒间溶孔,平均孔隙度约3.00%,渗透率变化大,基质渗透率普遍低于 $0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,但裂缝发育可显著改善渗透性(图5)。压汞和核磁共振实验分析表明,须二段主要孔径小于 $5 \mu\text{m}$,最大连通孔喉半径为 $0.01 \sim 1.36 \mu\text{m}$;须四段以灰色中—细粒岩屑砂岩为主,溶蚀孔隙较须二段发育,见粒间溶孔和长石粒内溶孔(图5c),平均孔隙度为7.50%,渗透率分布于 $(0.010 \sim 1.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。平均孔径小于 $10 \mu\text{m}$,最大连通孔喉半径处于 $0.03 \sim$

$3.00 \mu\text{m}$ 。岩心观察表明,深层须家河组致密砂岩储层裂缝发育,包括构造成因的斜裂缝、高角度裂缝、立缝以及沉积—成岩作用的低角度裂缝和水平裂缝等(图5a,b),整体呈现“微孔—细孔、微喉道—细喉道”的孔隙结构特征。

中浅层侏罗系沙溪庙组储层形成于河流—浅水三角洲—湖相沉积体系,岩性以灰绿色和灰色细—中砂岩为主。砂岩类型较多,主要为长石砂岩和岩屑长石砂岩,其次为岩屑砂岩、长石石英砂岩及岩屑长石石英砂岩。该储层孔隙发育程度优于深层须家河组,孔隙类型以剩余粒间孔、粒间溶孔和长石粒内溶孔为主,局部发育岩屑溶蚀孔隙(图5d,e)。整体属于低孔、低渗致密孔隙型储层,孔隙度一般为3.50%~18.00%,平均值为7.93%,其中约30%样品储层的孔隙度大于12.00%;渗透率约65%分布于 $(0.100 \sim 1.000) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,比起深部储层有了一定程度的改善。孔隙结构特征表现为:平均孔径一般为 $10.0 \sim 50.0 \mu\text{m}$,最大连通孔喉半径 $0.50 \sim 1.00 \mu\text{m}$,主要为缩颈型喉道,偶见孔隙缩小型喉道。

浅层蓬莱镇组和遂宁组储层形成于冲积扇—河流—湖相沉积体系,岩性以灰绿色和褐灰色厚层块状中—细粒长石石英砂岩为主,储层物性相对较好,发育低孔、低

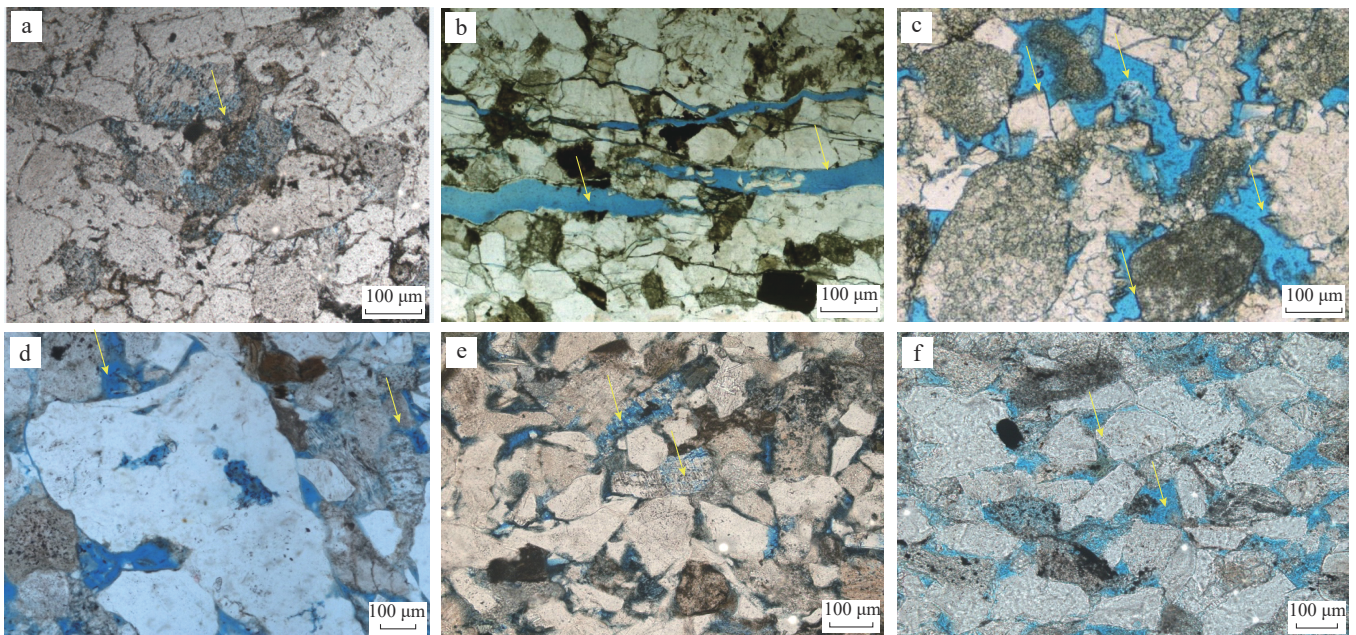


图5 川西—川中地区陆相层序常规与非常规储层孔隙镜下特征照片(铸体薄片,单偏光)

Fig. 5 Microscopic characteristics of pores in conventional and unconventional reservoirs in continental sequences within the western-central Sichuan Basin

a. 岩屑粒内溶孔,灰白色中—粗粒岩屑石英砂岩,埋深4 930.40 m, T_3x^2 ,新5井;b. 穿粒缝,灰白色中粒岩屑石英砂岩,埋深4 722.45 m, T_3x^2 ,新856井;c. 钙屑粒间溶孔,灰白色中—粗粒钙屑砂岩,埋深3 768.09 m, T_3x^4 ,丰谷21井;d. 岩屑溶孔,灰色中—粗粒岩屑长石砂岩,埋深1 929.12 m, J_2s ,简探1井;e. 长石粒内溶蚀孔,灰色中粒岩屑长石砂岩,埋深2 425.00 m, J_2s ,中江10井;f. 剩余粒间孔,灰色中粒岩屑长石砂岩,埋深1 625.50 m, J_3p ,马井19井

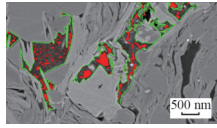
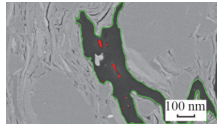
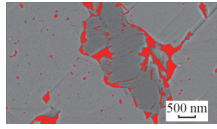
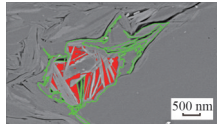
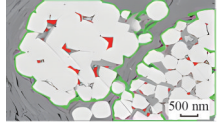
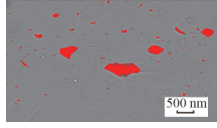
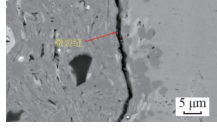
渗常规孔隙型储层。由于埋深更浅,压实程度较弱,储层中剩余粒间孔和粒间溶孔最为发育(图5f),平均孔隙度可高达13.0%~14.0%;85%以上样品渗透率均超过 $0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,30%超过 $1.000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。孔隙结构特征表现为:平均孔径一般为10.0~100.0 μm ,最大连通孔喉半径处于0.40~2.69 μm ,主要孔隙结构为小孔-中孔、细-中细喉道类型。

大安寨段页岩层系主要发育泥质介壳灰岩、含介壳灰黑色页岩和灰黑色页岩等,垂向上可划分为介壳灰岩段、页岩与介壳互层段、页岩夹介壳层段和纯页岩段4个典型单元。该层系纹层十分发育,页岩层段中的介壳层和含介壳层的钙质纹层发育,密集的部位纹层线密度可达每米数十条。页岩储集空间包括有机质孔隙和无机质孔隙两大类。其中,有机质孔隙分为两类(表1):①有机质内部发育的圆形或椭圆形的孔隙,是呈块状的有机质以孤立的形式分布于无机矿物之

中;②大量的有机质孔隙,以不规则的多边形状或狭缝状发育在复合体内部或边缘,是有机质与无机矿物以吸附、包裹或充填的形式构成的复合体。无机质孔隙则以晶间孔、溶蚀孔和粒间孔为主,其中包括发育比较多的黄铁矿晶体和黏土矿物间的晶间孔。孔隙形态多样,包括椭圆形、三角形和四边形等。溶蚀孔呈圆形或椭圆形,虽然密集分布但孔隙连通性较差,孔径分布范围较小,平均孔径为数十纳米,这是由于大安寨页岩处于热催化生油气阶段^[16],因此有机酸含量高,且富含易溶矿物,因此页岩储层中发育有较多的溶蚀孔隙。页岩层系发育大量的微米-纳米级孔隙和裂缝,其中页岩夹介壳层段孔隙度介于2.00%~7.30%、平均值为4.10%,渗透率为 $(0.003 \sim 3.600) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、平均值为 $0.300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;页岩与介壳层互层段孔隙度介于1.10%~3.40%、平均值为2.10%,渗透率为 $(0.002 \sim 0.130) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、平均值为 $0.030 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表1 川中地区大安寨段页岩储层孔隙-裂缝特征

Table 1 Characteristics of pores and fractures in shale reservoirs in the Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing Formation, central Sichuan Basin

储集空间类型		孔径	平均孔隙半径	面孔率/%	孔隙连通性	扫描电镜照片
有机质孔隙 (含有机质)		较大	数十纳米	23.40~58.42(较大)	差	
有机质孔隙 (贫有机质)		小	数纳米	3.32~7.85(较小)	中等	
无机质孔隙	粒间孔	较大	数十纳米	3.56~9.18(较小)	较好	
	晶间孔 (黏土矿物)	较大	数十纳米	25.21~45.83(较大)	中等	
	晶间孔 (黄铁矿)	较大	数十纳米	8.12~16.58(中等)	中等	
	溶蚀孔	较小	数十纳米	5.63~9.52(较小)	差	
微裂缝		—	—	—	好	

注:“—”表示无数据。

3 川西—川中地区陆相全油气系统常规与非常规储层成因机制

3.1 中深层致密砂岩储层多期河道叠置与岩相—流体—构造协同控储作用显著

四川盆地在晚三叠世之后经历了造山初期—强烈造山期—构造宁静期—强烈造山期—构造宁静期5个典型的构造—沉积演化阶段。其中,强烈造山期以粗粒沉积为主,发育退积—加积式准层序组;构造宁静期以细粒沉积为主,发育退积式准层序组^[14]。龙门山前断裂带的形成提供了较大的可容空间,形成了近物源的沉积充填层序;川西—川中地区距离物源较远且构造沉降产生的可容空间没有山前带大,在垂向序列上形成了三角洲前缘水下分流河道相互叠置的充填序列(图6a)。

须家河组储层物性具有显著的相控特征,其的储集性能良好主要是因为有利沉积相带具备强水动力条件、较粗的沉积粒度(一般在中砂以上)、良好的分选性以及较低的杂基含量,岩石成分成熟度和结构成熟度较高。因此相比于其他沉积微相,在相同的成岩环境下,流体更容易在这些沉积相带中流动,有利于形成次生孔隙(图6a, c),其中块状、平行层理以及千层饼状中—粗砂岩相的基质物性较好。须二段由于埋深大于

须四段,且岩石成分中脆性颗粒含量更高,其裂缝发育程度高于须四段。须二段中渗透率平均值最高的是粗粒岩性,其次是中、细粒岩性;须四段中砾岩渗透率远高于砂岩和粉砂岩,这表明同等条件下,粒度越粗,裂缝发育的可能性越大。同时由于储层致密,脆性增强,后期构造作用可以形成大量裂缝,起到改善储层渗透率的作用(图6b, c),尤其是川西坳陷处于强变形区,压实型致密砂岩储层经历了强烈的挤压作用导致破裂,如大邑构造带、新场构造带及南北部构造带多组系断层和裂缝十分发育^[17]。此外,流体对储层的改造也是改善深层致密砂岩储层物性的重要因素之一,受大气淡水和须家河组内部煤系地层产生的酸性水的作用,储层颗粒中的一些易溶颗粒,主要为长石和岩屑,其溶解产生了一定的次生溶蚀孔隙。综合而言,中深层须家河组致密砂岩在岩相、流体溶蚀和构造裂缝等因素作用下,形成了孔隙型、孔隙—裂缝型和裂缝型等多种储集层(图6d)。

3.2 中浅层常规—低渗储层相控和流体联合控储作用明显

川西—川中地区中浅层沙溪庙组和蓬莱镇组主要发育河流—浅水三角洲—湖泊沉积体系,其中三角洲前缘水下分流河道(图7a)和河床亚相边滩沉积为有利沉积微相^[18]。沙溪庙组目前是中浅层天然气勘探的

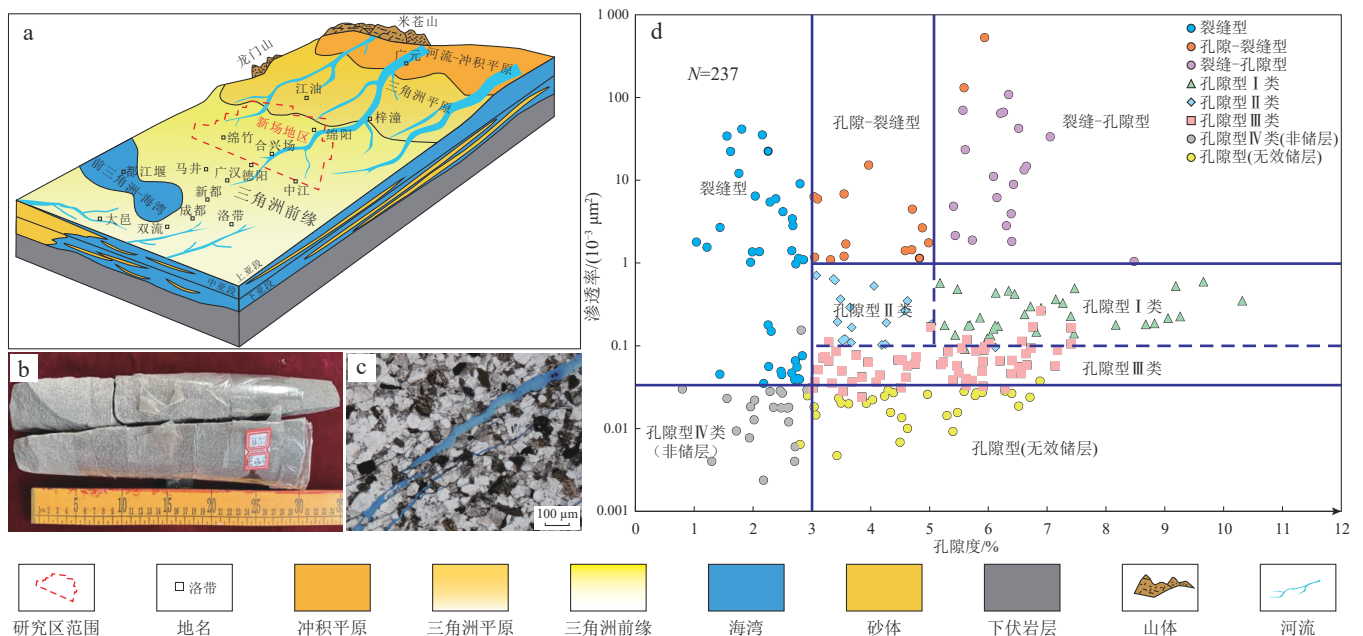


图6 川西—川中地区须二段致密砂岩储层沉积特征

Fig. 6 Sedimentary characteristics of tight reservoirs in the 2nd member of the Xujiahe Formation, western-central Sichuan Basin

a. 沉积模式立体示意图; b. 高角度剪切缝, 联150井, 埋深4 732.37 m, 岩心照片; c. 裂缝特征, 新856井, 埋深4 722.45 m, 铸体薄片显微照片; d. 储层孔隙度—渗透率关系散点图

主要目的层序,因此,以沙溪庙组为例说明储层发育的控制因素。沙溪庙组可进一步划分为沙(沙溪庙组)一段和沙二段2个亚段,各个亚段均发育多套较大规模的三角洲朵叶体,朵叶体交互叠置沉积,从盆地边缘向湖盆中心沉积微相由河道和分流间湾渐变为河口砂坝和远砂坝,最终过渡为滩坝砂体和湖相泥(图7b)。在潮湿气候期,湖域面积较大,砂体经过相对短距离搬运即入湖,可容纳空间相对稳定,水下分流河道砂体侧向迁移,垂向叠置,形成相对宽而长的叠置河道砂带;干旱气候期,三角洲朵叶体向湖盆中心迁移,以陆上河流沉积为主,可容纳空间有限,且不稳定,砂体发育至一定规模即发生侧向迁移,形成一系列NE向展布的窄而细的河道砂体。其中川中地区沙溪庙组广覆式三角洲前缘沉积体系具有砂体厚度大(单层厚度15~50 m)、平面上连续分布及储层厚度稳定(厚度10~35 m)、叠置连片分布的特征。

沙溪庙组储层受控于多种因素,但物性受沉积相带控制明显,表现出了良好的相控储层的特征,高能砂体储层物性好(图7c),其中以中砂岩物性最好,其次为粉砂岩、粗砂岩和细砂岩,而砾岩和泥岩物性最差。长轴物源三角洲前缘分流河道主体部位的孔隙度较其他地区普遍高出4%~6%。这一差异主要源于长轴物源以高长石、低岩屑组分为特征,而短轴物源则以高岩屑、低长石含量为特点,造成二者压实与溶蚀成岩强度的不同。研究表明,高石英、富长石、低岩屑含量的岩石组合更有利于原生孔隙的保存及次生孔隙的发育^[19]。同时长轴物源体系储层普遍发育早期绿泥石衬边胶结,且多形成于分选好、原始物性优越的储层中,绿泥石不仅有效抑制了压实作用,保存了原生孔隙,同时为酸性流体提供了渗流通道,使得绿泥石胶结作用通常与溶蚀作用伴生,成为沙溪庙组储层物性得以改善的重要因素。因此,沙溪庙组储层孔隙类型以绿泥石衬边的残余原生孔和粒间溶孔为主,粒内溶孔次之。相比之下,短轴物源岩屑含量高且邻近龙门山深大断裂,压实和碳酸盐胶结程度高,物性较差。其中岩屑对物性的影响在其含量低于30%以下时并不明显;只有当岩屑含量大于30%时,随着岩屑含量的增加,孔隙度和渗透率明显减小,其视压实率大于60%。沙溪庙组经历了燕山期及喜马拉雅期两期构造运动,断裂十分发育,断裂持续活动至成藏期,沟通深部烃源岩^[20-21],生烃产生的酸性流体沿断层运移进入储层,使得储层发生较为强烈的溶蚀作用。综合而言,沙溪庙组有利储层的发育主要受控于有利沉积相带、适量早期绿泥石膜发育以及强烈的溶蚀改造(图7d,e)。

3.3 “纹层型”页岩岩性组合-有机质-超压协同影响储层发育

下侏罗统自流井组大安寨段经历了大规模的湖侵-湖退过程,其中大(大安寨段)三甲段—大一亚段分别经历了湖盆湖进期、湖泛期和湖退期,该时期湖盆水体变化频繁,湖盆分布面积广阔,沉积环境也随其变化^[22-23]。受沉积动力条件的影响,纵向上岩性变化复杂:滨湖亚相中的滩核沉积,其滩核结晶介壳灰岩发育;浅湖亚相中的高能滩沉积表现为页岩与介壳层互层的特征;而半深湖亚相中的低能滩沉积主要为页岩夹介壳层,同时页岩中可见大量介形虫化石,局部可见由风暴浪改造形成的沉积构造(图8),纹层十分发育。纹层型页岩垂向上具有4种岩性组合类型,单个完整序列从下部到上部依次发育4小段。A段(块状介壳灰岩段)主要包含灰色介壳灰岩与泥质介壳灰岩,介壳通常较为破碎和密集,具有一定的定向性;B段(页岩与介壳层互层段)中页岩与介壳层厚度比为1:1;C段(页岩夹介壳层段)中页岩与介壳层厚度比大于2:1;D段(纯页岩段)主要以不含介壳的灰黑色页岩为主要特征(图8)。在滨湖礁、滩的滩核部位仅发育粗粒的A段和B段,但随着水体加深,浅湖亚相的高能滩环境发育较完整的A段、B段、C段和D段。半深湖亚相的低能滩环境和深湖环境则随着水动力减弱而主要发育细粒的C段和D段。不同岩相相集空间类型、储层物性和孔隙结构存在较大的差异。A段以晶间微孔和粒间及粒内溶孔为主,但储层物性差,平均孔隙度小于1.20%,渗透率小于 $0.010 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;B段储层物性有所改善,平均孔隙度可达2.00%,整体发育晶间微孔和粒间及粒内溶孔,少量黏土矿物微孔,平均渗透率约为 $0.030 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;C段储层物性明显改善,平均孔隙度可达4.10%,平均渗透率约为 $0.300 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,以溶蚀孔、黏土矿物晶间孔、有机质孔及微裂缝为主,少量粒间及粒内溶孔;D段储层物性较好,部分井段裂缝发育,孔隙度可达6.20%,渗透率可超过 $2.000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,发育溶蚀孔、黏土矿物晶间孔、有机质孔及微裂缝(表2)。

按照TOC分级标准对4类岩性组合的有机质丰度进行分析发现,A段和B段主要以贫有机质为主,而C段和D段中含有有机质-富有机质样本数增加,有机质丰度较高,但D段纯页岩段有机质类型与C段相比稍差(表2)。大安寨段页岩储层物性受有机质富集程度的影响较大,有机质丰度高的C段与D段的储层物性较好,且孔隙类型较多,除了晶间微孔和粒间及粒内

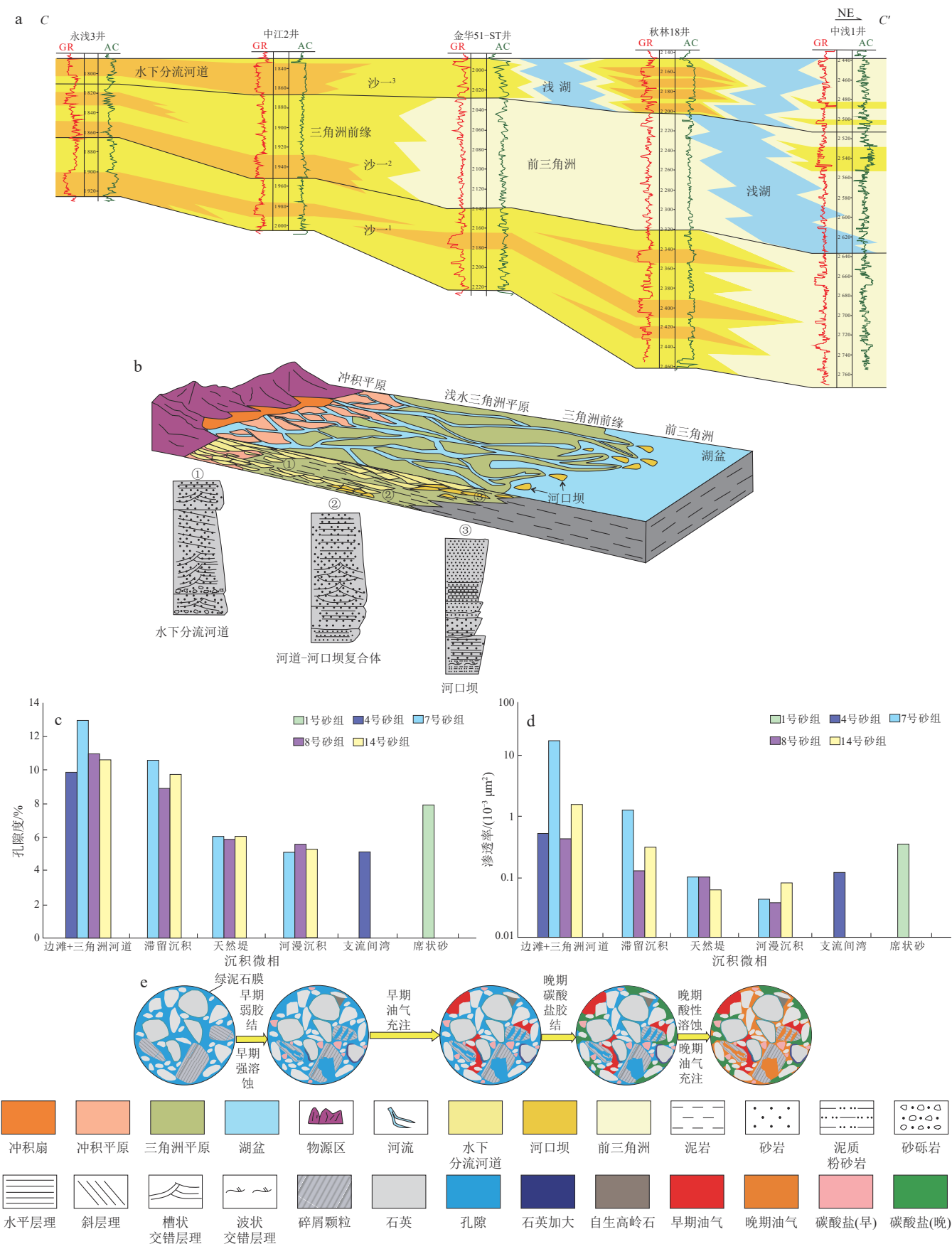


Fig. 7 Sand body distribution and diagenetic evolutionary pattern of reservoirs in the Shaximiao Formation, western-central Sichuan Basin

a. 沉积相连井剖面; b. 沉积模式立体示意图; c. 不同沉积微相孔隙度柱状图; d. 不同沉积微相渗透率柱状图; e. 储层成岩演化模式示意图

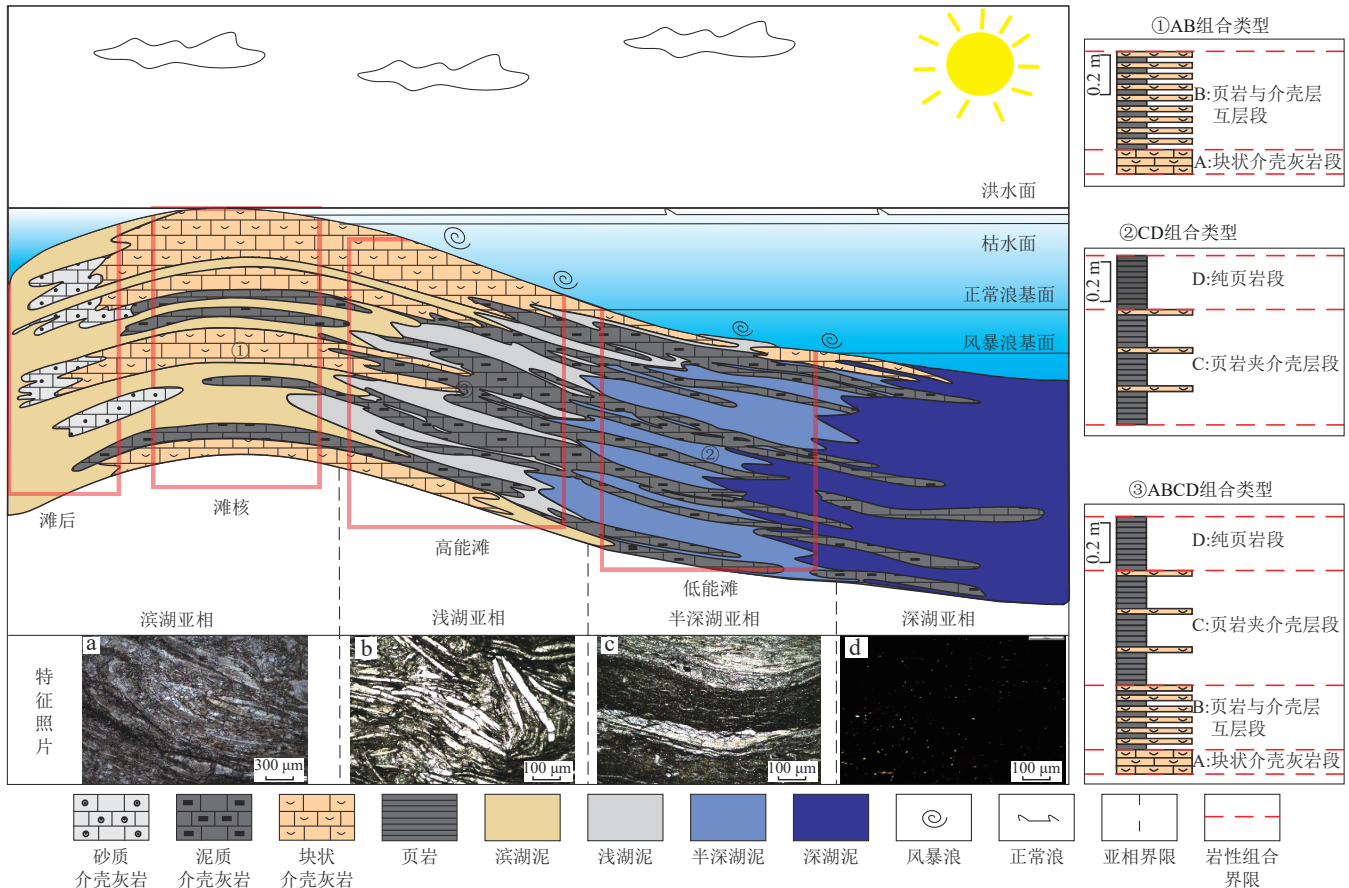


图8 川中地区大安寨段沉积岩相及纹层组合类型特征

Fig. 8 Sedimentary lithofacies and lithologic assemblage types of lamellar shales in the Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing

Formation, central Sichuan Basin

a. 块状介壳灰岩中介壳大量发育,且破碎严重,介壳格架不明显,其中壳体被亮晶方解石填充;b. 页岩与介壳层互层中介壳发育,破碎较为严重且介壳排列杂乱;c. 页岩夹介壳层中破碎介壳成层分布,介壳层间可见漂浮小介壳;d. 纯页岩中不含介壳

溶孔外,还发育较多的有机质孔及微裂缝(表2)。此外,大安寨段储层物性还一定程度上受超压作用的影响,刘忠宝等(2024)研究表明大安寨段压力系数为1.46~1.63^[24];蓬莱10井大二段泥岩预测压力系数介于1.70~1.80,显示出强超压的特征。富含有机质页岩中顺层分布的纤维状方解石脉体指示孔隙流体超压,测井曲线的响应指示超压为生烃导致的流体膨胀。大安寨段页岩生烃强度大,前人模拟研究表明,川中地区仁安1井大安寨段生烃强度最高为 $220 \times 10^4 \text{ t/km}^2$ ^[25],生烃作用不仅形成超压,还在流体排放过程中诱发微裂缝发育。

3.4 常规-非常规陆相全油气系统成藏动力学机制与储层发育模式

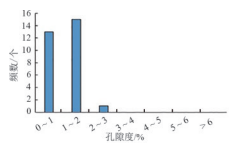
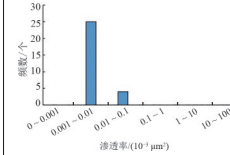
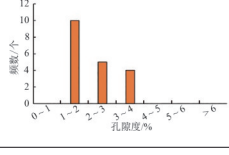
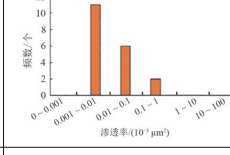
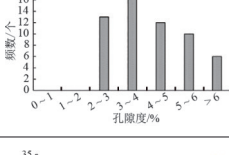
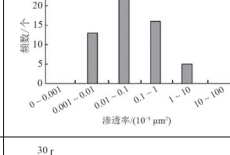
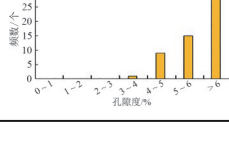
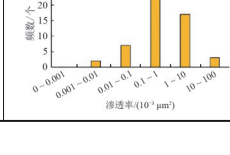
全油气系统是由烃源岩、储层、油气水和流体动力场等要素构成的完整流体系统。在储层由浅至深的致密化过程中,全油气系统有序分布3类流体动力

场,且有序分布常规油气、致密油气和页岩油气等3种油气资源,发育常规油气浮力成藏作用和非常规油气自封闭成藏作用^[2]。在全油气系统中,常规和非常规储层物性和孔喉结构的差异和演化是导致油气成藏动力和成藏机理差异与演化的重要因素。前文研究表明,四川盆地陆相层系全油气系统中包括常规储层、致密储层和页岩储层等,虽在特征及成因机制上存在显著的差异,但仍表现出规律性分布特征(图9a)。

在全油气系统中,自由流体动力场主要发育于浮力成藏下限以浅的中浅层,该区域储层物性良好、孔喉半径较大,以中孔和大孔为主(图9d),流体自由活动性强^[24],发育以低压-常压为主的浮力主导型自由流体动力场。以川中地区沙溪庙组为例,气藏压力系数平均值为0.5~1.0(图9c),且呈现出从川西须家河组生烃中心向外围递减的趋势^[9]。自由流体动力场内储层原生粒间孔和溶蚀孔隙发育,主要为

表2 川中地区大安寨段页岩相-岩性特征及孔隙结构与有机质富集参数

Table 2 Parameters for lithofacies and lithologic features and pore structures and organic matter enrichment in the shale reservoirs of Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing Formation, central Sichuan Basin

岩性组合	孔径/ μm	平均孔径/ μm	孔隙体积/ cm^3	主要孔隙类型	孔隙度频率分布直方图	渗透率频率分布直方图	TOC/% (最小值~最大值) 平均值
A (块状介壳灰岩)	0.001 77 ~ 418.0	14.3	0.109	晶间微孔、粒间及粒内溶孔			0.03 ~ 1.18 0.37
B (页岩与介壳层互层)	0.001 87 ~ 420.0	22.5	0.188	晶间微孔、粒间及粒内溶孔,少量黏土矿物微孔			0.27 ~ 2.25 0.72
C (页岩夹介壳层)	0.001 79 ~ 420.0	26.4	0.437	溶蚀孔、黏土矿物晶间孔、有机质孔及微裂缝,少量粒间及粒内溶孔			0.42 ~ 3.11 1.34
D (纯页岩)	0.001 83 ~ 417.0	12.6	0.171	溶蚀孔、黏土矿物晶间孔、有机质孔及微裂缝			0.32 ~ 2.40 1.17

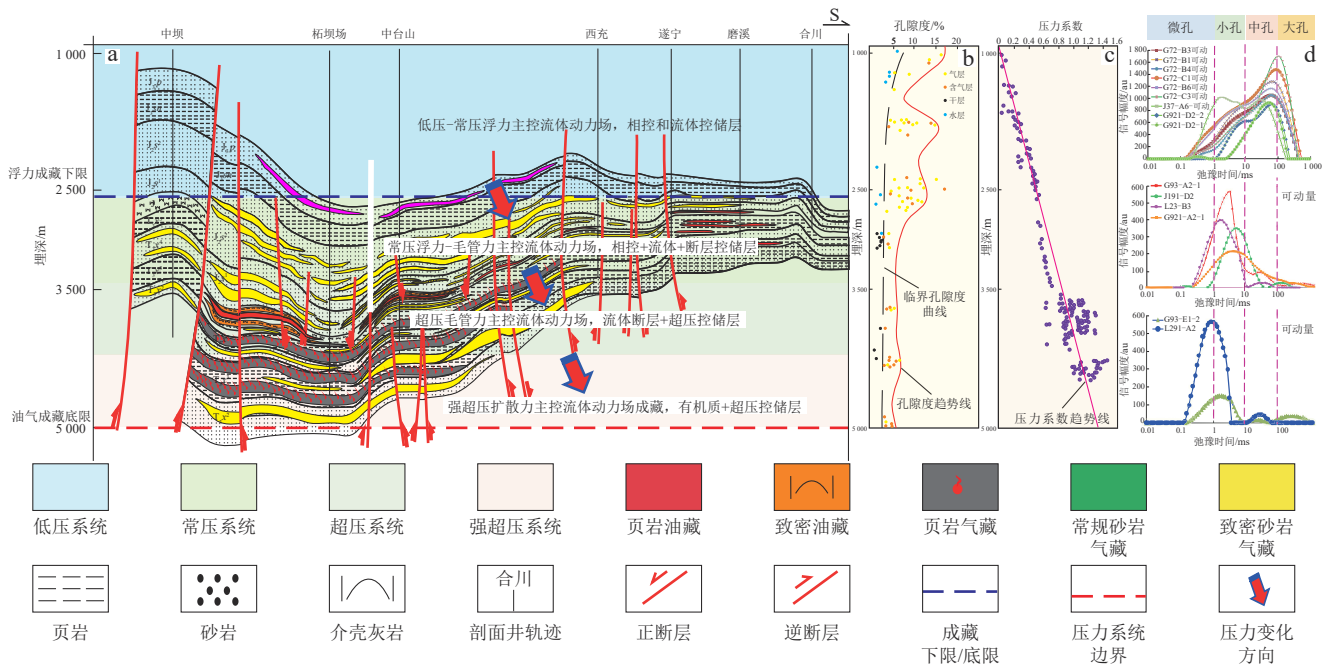


图9 川西—川中地区陆相全油气系统成藏动力学机制及储层发育模式

Fig. 9 Dynamic mechanisms for hydrocarbon accumulation and reservoir development model in the continental WPS of the western-central Sichuan Basin

a. 川西—川中地区陆相全油气系统成藏动力学机制;b. 储层孔隙度随埋深的变化;c. 储层压力系数随埋深的变化;d. 核磁共振横向弛豫时间谱图

孔隙型储层,其形成机制受沉积相带和流体作用联合控制。随着埋深增加和成岩作用增强,储层渗透

性逐渐降低,变为低渗储层,孔喉半径一般小于1.00 μm ,属于微米级孔隙系统,以中孔为主,在此过

程中,流体自由活动性减弱,毛细管阻力作用增强,发育常压状态下的浮力-毛细管力共同控制的流体动力场^[26],流体压力系数随之升高。例如,川西地区沙溪庙组近源成藏区压力系数升至1.0~1.2,储层中原生粒间孔急剧减少,溶蚀孔隙较发育,储层类型仍以孔隙型储层为主,储层发育机制变得更复杂,表现为沉积相带、流体作用和断层活动的复合控储特征。

随着埋深持续增加和成岩作用加强,储层在强烈的压实作用下变得致密,孔隙结构以中孔和小孔为主,流体的自由活动性减弱,浮力作用基本消失,而毛细管阻力作用增强。在生烃膨胀和快速沉降的共同作用下,形成了超压和毛细管力主控的局限流体动力场。该环境下储层原生粒间孔不发育,仅局部发育溶蚀孔隙。强烈的超压使得须家河组地层压力系数普遍在1.2~1.8,且从坳陷带至隆起带呈逐渐降低的趋势,这一分布特征与烃源岩发育程度具有良好的对应关系,表明烃源岩生烃增压对地层压力大小及分布起着关键作用^[9]。在构造挤压作用下,裂缝发育主要受断层控制,发育孔隙型、裂缝型和孔隙-裂缝型等多种储集空间类型,其发育机制为“相控-流体-断层-超压”复合控储机制。对于深部凹陷中心的页岩储层,由于埋深更大、粒度更细及强烈且成岩作用强烈,使得基质储层物性变差,原生粒间孔几乎不发育。然而,后期的溶蚀作用和有机质演化使得储层发育一些晶间微孔和粒间及粒内溶孔,还发育较多的有机质孔及微裂缝,但整体上以微孔为主,属于纳米级孔隙系统。由于高强度的生烃作用,形成了以强超压和扩散力主控的局限-束缚流体动力场^[9]。页岩储层物性致密,孔隙度为2.00%~6.00%(图9b),渗透率小于 $0.100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压力系数为1.5~2.0,发育超压成因的微裂缝,具有束缚流体动力场下扩散运移的渗流规律,天然气以吸附态为主。整体上,页岩储层表现为岩相组合、有机质丰度和超压强度三重因素控制。

4 全油气系统常规与非常规储层评价

非常规致密储层孔隙结构复杂多样,储层非均质性较强,仅利用孔隙度和渗透率数据难以满足储层评价的需求。研究表明,全油气系统中不同类型储层在孔隙大小、孔隙类型、结构特征及其分布发育的主控因素等方面存在明显差异,需要针对不同类型储层优选评价参数并建立相应的评价标准。

4.1 中深层致密砂岩储层分级、分类评价

中深层沙溪庙组储层整体表现为致密特征,储层发育的主要控制因素包括有利沉积相带、流体充注产生的溶蚀作用和构造裂缝发育等,并导致储层的孔隙大小和孔隙类型存在一定差异。因此,在对中深层致密储层分级、分类评价时依据孔隙结构特征和主要岩相类型,并根据储层的孔隙和裂缝发育程度的差异(表3),将储层分为裂缝型、裂缝-孔隙型、孔隙-裂缝型和孔隙型,孔隙型储层进一步按照孔隙度、渗透率和孔隙结构类型细分为Ⅰ,Ⅱ,Ⅲ和Ⅳ4大类,其中Ⅰ和Ⅱ类为优质储层,Ⅳ类为非储层。孔隙型储层以块状、平行层理和千层饼状中-粗砂岩相为主,孔隙主要发育粒间溶孔和粒内溶孔,并发育一些微孔群,储层孔隙度和渗透率分别大于3.00%和 $0.030 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4.2 中浅层常规-低渗储层分级、分类评价

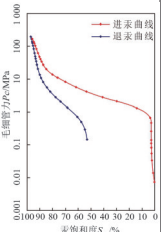
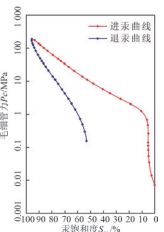
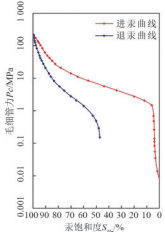
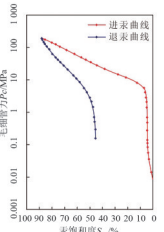
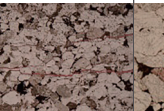
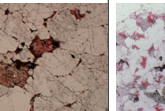
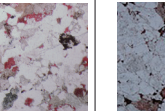
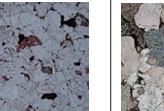
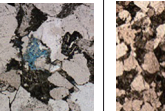
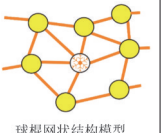
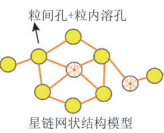
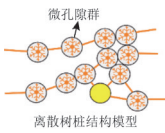
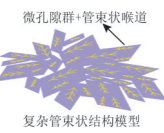
中浅层沙溪庙组储层整体表现为常规-低渗特征(局部致密),储层发育的主要控制因素包括有利沉积相带、适量早期绿泥石膜发育以及强烈的溶蚀作用等沉积与成岩因素,导致储层的孔隙大小和孔隙类型存在一定差异(表4)。因此,在对中浅层常规-低渗储层分级、分类评价时,主要考虑沉积-成岩相和孔隙类型,并分为Ⅰ,Ⅱ,Ⅲ和Ⅳ4大类,同时在Ⅱ类和Ⅲ类中细分为两个亚类,其中Ⅰ类和Ⅱ类为优质储层,主要发育于三角洲平原及前缘相带,经历中-强溶蚀改造,主要发育剩余粒间孔、粒间溶孔和粒内溶孔,储层孔隙度和渗透率分别大于12.00%和 $0.500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

4.3 中深层页岩储层分级、分类评价

中深层纹层型页岩分级、分类评价综合考虑了页岩储层本身特性、岩性组合类型,有机质含量、超压发育程度、储层脆性及可动油比例等多方面的因素。这是由于页岩本身自生自储的特点以及压裂改造的地质-工程一体化的要求,同时大量研究也表明,页岩储层评价的核心地质条件主要集中在生油潜力、储集性能、储层改造及页岩油可动性等方面^[27-29]。以大安寨段页岩为例,在综合分析储层厚度、岩相组合、储层物性、有机质富集程度、脆性矿物含量和可动油体积占比等因素后(表5),将其分为Ⅰ,Ⅱ,Ⅲ和Ⅳ4大类,其中Ⅰ类和Ⅱ类为相对优质储层,主要岩性为页岩夹介壳层和纯页岩,孔隙以剩余粒间孔、粒

表3 川西—川中地区中深层致密砂岩储层质量分级评价标准

Table 3 Criteria for grading and classification evaluation of the quality of intermediate to deep tight sandstone reservoirs in the western-central Sichuan Basin

储层类型		裂缝型	孔隙-裂缝型	裂缝-孔隙型	孔隙型			
					孔隙型Ⅰ类	孔隙型Ⅱ类	孔隙型Ⅲ类	孔隙型Ⅳ类 (非储层)
物性特征	孔隙度/%	0 ~ 3.00	3.00 ~ 5.00	> 5.00	> 5.00	3.00 ~ 5.00	> 3.00	< 3.00
	渗透率/ ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	> 0.030	> 1.000	> 1.000	0.100 ~ 1.000	0.100 ~ 1.000	0.030 ~ 0.100	< 0.030
孔隙结构特征	孔隙类型	储集空间及渗流通道, 主要为张开裂缝	孔隙为主要储集空间, 裂缝为主要渗流通道	主要储集空间为孔隙, 渗流通道为裂缝及喉道	以原生粒间孔隙、粒间溶孔为主、粒内溶孔	粒内溶孔、粒间孔均较发育	粒内溶孔为主, 存在大量微孔隙群	以微孔隙群为主
	喉道类型				片状喉道	片状喉道	片状喉道	管束状喉道
孔隙拓扑结构类型		—	—	—	粒间孔-片状喉道	粒间孔-粒内孔-片状喉道	粒内孔-微孔隙群-片状喉道	微孔隙群-管束状喉道
主要岩相类型		块状/平行层理中粗砂岩相	千层饼/平行层理中粗砂岩	千层饼/平行层理中粗砂岩	块状/斜层理中粗砂岩相	含碳屑中粗砂岩块状/斜层理细砂岩相	块状/斜层理细砂岩相	波状层理粉砂钙质胶结块状中粗砂岩
高压压汞曲线 (毛细管力曲线)		—	—	—				
镜下特征照片 (铸体薄片)								
孔隙结构模型		—	—	—				

注:“—”表示无数据。

表4 川西—川中地区中浅层常规储层质量分级评价标准

Table 4 Criteria for grading and classification evaluation of the quality of intermediate to shallow conventional reservoirs in the western-central Sichuan Basin

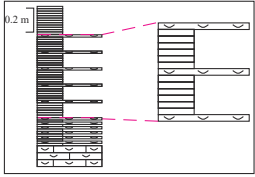
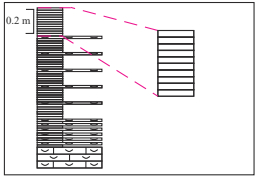
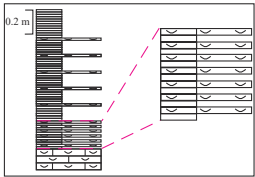
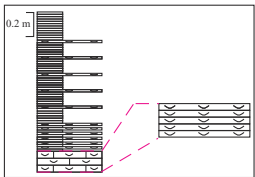
储层类型	岩石类型	沉积相	成岩相	构造变形强弱	孔隙类型	孔隙度/%	渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)
I	岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑砂岩、长石砂岩	三角洲前缘	强溶蚀	弱-中等	铸模孔、剩余粒间孔、超大溶孔	>12.00	>1.000
II	II ₁ II ₂	三角洲平原、三角洲前缘	胶结、中溶蚀	弱	剩余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔	8.00 ~ 12.00	0.500 ~ 1.000
		三角洲平原、三角洲前缘	压实、中溶蚀	弱-中等			
III	III ₁	岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑砂岩、长石砂岩	三角洲平原、三角洲前缘	压实、弱溶蚀	剩余粒间孔、粒内溶孔	5.00 ~ 8.00	0.100 ~ 0.500
	III ₂	岩屑长石砂岩、长石岩屑砂岩、岩屑砂岩、长石砂岩	三角洲平原、三角洲前缘	胶结、弱溶蚀			
IV	岩屑砂岩、粗粉砂岩、泥岩	湖泊	中-强压实	弱	贴粒缝、晶间孔	< 5.00	< 0.100
		冲积扇、河流、三角洲平原	强胶结	强			

间溶孔和粒内溶孔为主, 储层孔隙度和渗透率分别大于 3.00% 和 $0.010 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 页岩 TOC 高于

1.5%, 脆性矿物含量和可动油体积占比分别达到 70% 和 1.5% 以上。

表5 川中地区大安寨段页岩储层质量分级评价标准

Table 5 Criteria for grading and classification evaluation of the quality of shale reservoirs in the Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing Formation, central Sichuan Basin

储层类型	储层厚度/m	岩性组合及其剖面特征	有效孔隙度/%	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	含水饱和度/%	TOC/%	脆性矿物含量/%	可动油体积占比/%
I	> 20	C (页岩夹介壳层) 	> 5.00	> 0.100	< 60	> 1.5	> 70	> 1.5
II		D (纯页岩) 	3.00 ~ 6.00	0.010 ~ 0.100	60 ~ 65	> 1.5	> 70	> 1.5
III	> 15	B (页岩与介壳层互层) 	2.00 ~ 5.00	0.010 ~ 0.100	60 ~ 65	1.0 ~ 1.5	< 70	1.0 ~ 1.5
IV	> 10	A (块状介壳灰岩) 	< 2.00	< 0.010	> 65	< 1.0	—	< 1.0

注：“—”表示无数据。

5 结论

1) 川西—川中地区陆相层系全油气系统呈现常规与非常规储层大面积连片、相互叠置的特征,具有明显的垂向分带性,由浅至深依次发育常规-低渗储层、致密储层和超致密储层。各深度段均发育相对高孔-高渗的优质储层,但随着埋深增加,整体储层物性逐渐变差,临界储层孔隙度和渗透率下限也呈现出相应的下降趋势。

2) 中浅层河流-浅水三角洲-湖泊沉积体系常规-低渗储层受沉积相带和流体作用联合控储,高能砂体储层物性好,断裂系统因沟通深部油气形成的酸性流体而引发溶蚀作用,进一步改善了储层物性。中深层须家河组致密砂岩在叠置河道的基础上,受强烈的构造挤压形成裂缝网络,发育孔隙型、裂缝型和孔隙-裂缝型等多种储层,受岩相、流体和断层等复合控制。其中,块状、平行层理和千层饼状中-粗砂岩相的基质储层物性较好,强烈的构造挤压作用导致裂缝发育,增强了储层渗透性,同时须家河组内部煤系地层产生的酸性水也加强了次生溶蚀孔隙的形成。深层“纹

层型”页岩储层则受岩性组合类型、有机质丰度和超压强度的综合影响,夹介壳层的页岩段有机质丰度高,储层物性相对较好,发育溶蚀孔、黏土矿物晶间孔、有机质孔及微裂缝,生烃导致的流体膨胀形成的超压有利于微裂缝的产生,渗透性得到明显的提高。

3) 川中—川西地区陆相层系全油气系统中,不同流体动力场内有效储层的发育和形成机制存在差异。在中浅层,以低压-常压为主在浮力作用成藏下限之上的自由流体动力场内,常规-低渗储层受沉积相带和流体作用的控制。在深层位于浮力作用成藏下限之下,以超压和毛细管力主控的局限流体动力场中,岩相、流体和断层共同控制致密砂岩优质储层的发育。此外,在以强超压和扩散力为主要特征的局限-束缚流体动力场内,页岩储层的发育明显受控于岩相及组合、有机质丰度和超压强度的联合作用。

4) 中浅层常规-低渗储层分级、分类评价主要依据沉积-成岩相和孔隙类型,所划分的4类储层中,I类和II类为优质储层,主要发育于三角洲平原和三角洲前缘相带,经历中-强溶蚀改造;中深层致密砂岩储层分级、分类评价则主要考虑孔隙-裂缝特征及岩

相和孔隙结构,所划分的4类储层中Ⅰ类和Ⅱ类为孔隙型优质储层,以块状、平行层理和千层饼状中-粗砂岩相为主。中深层大安寨段页岩储层分级、分类评价则综合考虑储层厚度、岩相组合、储层物性、有机质富集程度、脆性矿物含量和可动油体积占比等因素,所划分的4类储层中,Ⅰ类和Ⅱ类为相对优质储层。

参 考 文 献

- [1] 贾承造. 论非常规油气对经典石油天然气地质学理论的突破及意义[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 1-11.
- JIA Chengzao. Breakthrough and significance of unconventional oil and gas to classical petroleum geological theory[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 1-11.
- [2] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 全油气系统理论基本原理[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 679-691.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Basic principles of the whole petroleum system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 679-691.
- [3] 支东明, 谢安, 杨帆, 等. 准噶尔盆地东部二叠系富烃凹陷全油气系统勘探前景[J]. 地质力学学报, 2024, 30(5): 781-794.
- ZHI Dongming, XIE An, YANG Fan, et al. Exploration prospects of the whole oil and gas system in the Permian hydrocarbon depressions in the eastern Junggar Basin[J]. Journal of Geomechanics, 2024, 30(5): 781-794.
- [4] 支东明, 李建忠, 杨帆, 等. 吐哈盆地台北凹陷侏罗系煤系全油气系统特征[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(3): 453-466.
- ZHI Dongming, LI Jianzhong, YANG Fan, et al. Whole petroleum system in Jurassic coal measures of Taibei Sag in Tuha Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(3): 453-466.
- [5] 刘国勇, 吴松涛, 伍坤宇, 等. 柴达木盆地西部坳陷古近系全油气系统特征与油气成藏模式[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 951-961.
- LIU Guoyong, WU Songtao, WU Kunyu, et al. Characteristics and hydrocarbon accumulation model of Paleogene whole petroleum system in western depression of Qaidam Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 951-961.
- [6] 姜福杰, 贾承造, 庞雄奇, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界全油气系统成藏特征与天然气富集地质模式[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(2): 250-261.
- JIANG Fujie, JIA Chengzao, PANG Xiongqi, et al. Upper Paleozoic total petroleum system and geological model of natural gas enrichment in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(2): 250-261.
- [7] 郭旭升, 黄仁春, 张殿伟, 等. 四川盆地海相碳酸盐岩全油气系统成藏特征与有序分布规律[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(4): 743-758.
- GUO Xusheng, HUANG Renchun, ZHANG Dianwei, et al. Hydrocarbon accumulation and orderly distribution of whole petroleum system in marine carbonate rocks of Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(4): 743-758.
- [8] 白雪峰, 陆加敏, 李军辉, 等. 松辽盆地北部全油气系统成藏模式与勘探潜力[J]. 大庆石油地质与开发, 2024, 43(3): 49-61.
- BAI Xuefeng, LU Jiamin, LI Junhui, et al. Hydrocarbon accumulation patterns and exploration potential of whole petroleum systems in northern Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2024, 43(3): 49-61.
- [9] 文龙, 张本健, 金值民, 等. 四川盆地陆相全油气系统成藏序列与勘探领域[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(5): 997-1007.
- WEN Long, ZHANG Benjian, JIN Zhimin, et al. Accumulation sequence and exploration domain of continental whole petroleum system in Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(5): 997-1007.
- [10] 庞雄奇, 贾承造, 宋岩, 等. 全油气系统定量评价: 方法原理与实际应用[J]. 石油学报, 2022, 43(6): 727-759.
- PANG Xiongqi, JIA Chengzao, SONG Yan, et al. Quantitative evaluation of whole petroleum system: Principle and application [J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(6): 727-759.
- [11] 宋岩, 贾承造, 姜林, 等. 全油气系统内涵与研究思路[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(6): 1199-1210, 1226.
- SONG Yan, JIA Chengzao, JIANG Lin, et al. Connotation and research strategy of the whole petroleum system [J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(6): 1199-1210, 1226.
- [12] 刘树根, 邓宾, 孙玮, 等. 四川盆地: 周缘活动主控下形成的叠合盆地[J]. 地质科学, 2018, 53(1): 308-326.
- LIU Shugen, DENG Bin, SUN Wei, et al. Sichuan Basin: A superimposed sedimentary basin mainly controlled by its peripheric tectonics [J]. Chinese Journal of Geology, 2018, 53(1): 308-326.
- [13] LI Shuangjian, SUN Wei, LI Yingqiang, et al. Hydrocarbon Accumulation Conditions and Exploration Targets of the Sinian Dengying Formation in the Southeastern Sichuan Basin [J]. Energy Geoscience, 2023c, 4(3): 100154.
- [14] 刘君龙, 纪友亮, 杨克明, 等. 川西须家河组前陆盆地构造层序及沉积充填响应特征[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2015, 39(6): 11-23.
- LIU Junlong, JI Youliang, YANG Keming, et al. Tectono-stratigraphy and sedimentary infill characteristics of Xujiahe Formation in western Sichuan foreland basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(6): 11-23.
- [15] 郭旭升, 马晓潇, 黎茂稳, 等. 陆相页岩油富集机理探讨[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1333-1349.
- GUO Xusheng, MA Xiaoxiao, LI Maowen, et al. Mechanisms for lacustrine shale oil enrichment in Chinese sedimentary basins [J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1333-1349.
- [16] WANG Hongyan, SHI Zhensheng, YANG Xi, et al. A Model for Predicting Marine Shale Gas Sweet Spots Based on Relative Sea-Level Changes and Its Application [J]. Energy Geoscience, 2025b, 6(2): 100392.
- [17] CHEN Ya'na, YANG Kai, WU Wei, et al. Favorable Lithofacies and Pore Characteristics of the Permian Longtan Formation Shale in the Southern Sichuan Basin [J]. Energy Geoscience, 2023b, 4(3): 100193.
- [18] 杨跃明, 王小娟, 陈双玲, 等. 四川盆地中部地区侏罗系沙溪庙组沉积体系演化及砂体发育特征[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 12-24.

- YANG Yueming, WANG Xiaojuan, CHEN Shuangling, et al. Sedimentary system evolution and sandbody development characteristics of Jurassic Shaximiao Formation in the central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022, 42(1): 12–24.
- [19] 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.
- [20] 王小娟, 潘珂, 曹正林, 等. 四川盆地天府气田沙溪庙组中浅层天然气成藏特征与差异富集规律[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2024, 48(6): 25–36.
- WANG Xiaojuan, PAN Ke, CAO Zhenglin, et al. Reservoir-forming characteristics and differential enrichment law of middle-shallow natural gas of Shaximiao Formation in Tianfu gas field in Sichuan Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2024, 48(6): 25–36.
- [21] 赵圣贤, 刘勇, 李博, 等. 四川盆地泸州区块五峰组-龙马溪组页岩气储层孔隙连通性特征及模式[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(6): 1720–1735.
- ZHAO Shengxian, LIU Yong, LI Bo, et al. Characteristics and patterns of the pore connectivity in shale gas reservoirs in the Wufeng-Longmaxi formations, Luzhou block, Sichuan Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(6): 1720–1735.
- [22] 刘子驿, 陈冬霞, 雷文智, 等. 川中侏罗系大安寨二亚段页岩油富集有利岩性组合[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(6): 1240–1252.
- LIU Ziyi, CHEN Dongxia, LEI Wenzhi, et al. Favorable lithologic combinations for shale oil enrichment in the second submember of Da'anzhai Member, Jurassic, central Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2024, 46(6): 1240–1252.
- [23] 熊亮, 董晓霞, 王同, 等. 川北地区下侏罗统大安寨段陆相页岩油勘探方向再认识[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(5): 989–1001.
- XIONG Liang, DONG Xiaoxia, WANG Tong, et al. Reassessment of exploration directions of continental shale oil in Lower Jurassic Da'anzhai Member in northern Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(5): 989–1000.
- [24] 刘忠宝. 四川盆地自流井组页岩油气地质特征及富集规律[J]. *世界石油工业*, 2024, 31(3): 35–47.
- LIU Zhongbao. Geological characteristics and enrichment regular patterns of shale oil and gas at Ziliujing Formation in Sichuan Basin [J]. *World Petroleum Industry*, 2024, 31(3): 35–47.
- [25] 蒋奇君, 李勇, 肖正录, 等. 川中地区大安寨段页岩热演化史及油气地质意义[J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(3): 262–270.
- JIANG Qijun, LI Yong, XIAO Zhenglu, et al. Thermal evolution history of shale in Da'anzhai member and its petroleum geological significance in central Sichuan Basin [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(3): 262–270.
- [26] PANG Xiongqi. Quantitative evaluation of the whole petroleum system: Hydrocarbon thresholds and their application [M]. Singapore: Springer, 2023.
- [27] 金之钧, 张谦, 朱如凯, 等. 中国陆相页岩油分类及其意义[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(4): 801–819.
- JIN Zhijun, ZHANG Qian, ZHU Rukai, et al. Classification of lacustrine shale oil reservoirs in China and its significance [J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(4): 801–819.
- [28] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2022, 49(5): 955–964.
- LI Yang, ZHAO Qingmin, LYU Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(5): 955–964.
- [29] 刘惠民. 济阳坳陷古近系页岩油地质特殊性及其勘探实践——以沙河街组四段上亚段—沙河街组三段下亚段为例[J]. *石油学报*, 2022, 43(5): 581–594.
- LIU Huimin. Geological particularity and exploration practice of Paleogene shale oil in Jiyang depression: A case study of the upper submember of member 4 to the lower submember of member 3 of Shahejie Formation [J]. *Acta Petroli Sinica*, 2022, 43(5): 581–594.

(编辑 刘格云)