

四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组常-非一体 多类型储层有序分布及油气成藏规律

魏志红^{1,2}, 石文斌^{1,2}, 王道军^{1,2}, 陈超^{1,2}, 刘晓晶^{1,2}, 王东升^{1,2}, 刘苗苗^{1,2}, 黎承银^{1,2}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化勘探分公司, 四川成都 610041)

摘要: 基于四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组陆相油气勘探现状和进展, 以主力烃源岩为中心, 依据成藏要素组合关系界定了侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统特征及含油气组合特征, 并分析了全油气系统内各类储集体特征及源-储耦合关系, 总结了常规-非常规油气一体化成藏规律, 指出了有利勘探方向及下一步攻关方向。研究认为: ①自流井组-凉高山组受沉积旋回变化控制, 发育3期湖侵沉积体系; 该全油气系统下发育3套含油气组合, 具有烃源条件优、储集条件好、成藏配置优特征。②建立了基于“砂(灰)/地比、单层砂(灰)夹层厚度”二元储集体划分标准, 解决了陆相岩性非均质性强、储层划分界限不明的难题; 明确了自流井组-凉高山组共发育纹层型、夹层型和互层型3种源内页岩储层及致密砂岩和灰岩2种源外常规储层, 沉积相序控制了多类型储层有序分布。③明确了多类储层的源-储成藏配置关系, 纹层型页岩具有“中-高生烃、自生自储、强滞留”源-储特征; 夹层型和互层型页岩具有“中等生烃、自生自储、微运移”源-储特征; 砂岩(灰岩)储集体具有“下生上储、近源成藏、断裂输导”成藏特征。④侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统中多类型储集体受沉积相带控制, 呈时空有序分布; 由下而上发育东(东岳庙段)-一亚段纹层型和夹层型页岩油气, 大安寨段夹层型页岩油气和常规灰岩油气, 凉高山组纹层型和夹层型-互层型页岩油气及常规砂岩油气, 源内-源外油气藏呈“平面两分类、纵向三层楼”式展布。⑤侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统中多类型油气藏有序聚集、规模成藏、资源潜力大, 具有“常-非一体、立体成藏”特征。

关键词: 立体成藏; 有序聚集; 常-非一体; 全油气系统; 非常规油气; 常规油气; 自流井组-凉高山组; 四川盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Orderly distribution and hydrocarbon accumulation patterns of multi-type reservoirs of integrated conventional and unconventional hydrocarbons in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

WEI Zhihong^{1,2}, SHI Wenbin^{1,2}, WANG Daojun^{1,2}, CHEN Chao^{1,2}, LIU Xiaojing^{1,2}, WANG Dongsheng^{1,2},
LIU Miaomiao^{1,2}, LI Chengyin^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Efficient Development; 2. Exploration Company, SINOPEC, Chengdu, Sichuan 610041, China)

Abstract: In this study, we characterize the whole petroleum system (WPS) and plays in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations of the Sichuan Basin based on the current status and recent progress in lacustrine hydrocarbon exploration of the formations. Specifically, their characteristics are determined by the combination of reservoir-forming elements, with a focus on major source rocks. Furthermore, the characteristics and source rock-reservoir coupling relationships of various types of reservoirs within the WPS are explored, the integrated accumulation patterns of both conventional and unconventional hydrocarbons are summarized, and favorable exploration targets and directions for future breakthroughs are pinpointed. The results indicate that under the control of variations in sedimentary cycles, three stages of lacustrine transgressive sedimentary systems were formed within the Ziliujing-Lianggaoshan formations. The WPS of the formations contains three plays, characterized by superior source rock conditions, favorable reservoir

收稿日期: 2025-08-14; 修回日期: 2025-11-10。

第一作者简介: 魏志红(1968—), 男, 博士、正高级工程师, 油气勘探综合研究与技术管理。E-mail: weizh.ktnf@sinopec.com。

基金项目: 新型油气勘探开发国家科技重大专项(2025ZD1400400); 中国石化科技部项目(P25180, P23221); 中国石化油田部重大导向项目(YTBZD-FCZY-2024-1)。

properties, and highly conducive hydrocarbon accumulation configurations. A binary classification criterion based on the sandstone (limestone)/gross thickness ratio and the thickness of a single sandstone (limestone) interlayer is established, addressing the challenge of defining accurate boundaries of lacustrine shale reservoirs posed by their strong lithologic heterogeneity. Based on the criterion, three types of shale reservoirs within source rocks and two types of conventional reservoirs outside source rocks are identified in the Ziliujing-Lianggaoshan formations. Specifically, the shale reservoirs are classified into laminae, interlayer, and interbed types, while the conventional reservoirs consist of tight sandstone and limestone reservoirs. The source rock-reservoir configuration characteristics of these multi-type reservoirs are established. The laminae-type shale reservoirs exhibit moderate to high hydrocarbon generation potential, a self-sourced nature, and strong hydrocarbon retention capacity. In contrast, the shale reservoirs of the interlayer and interbed types show moderate hydrocarbon generation potential, a self-sourced nature, and micro-migration. Meanwhile, the sandstone and limestone reservoirs display hydrocarbon accumulation characterized by a lower source rock-upper reservoir configuration, hydrocarbon accumulation adjacent to source rocks, and hydrocarbon transport through faults. The multi-type reservoirs in the WPS of the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations are governed by sedimentary facies zones, demonstrating an orderly spatiotemporal distribution. Specifically, from bottom upward, hydrocarbon occurrences in the formations consist of shale reservoirs of the laminae and interlayer types in the 1st sub-member of the Dongyuemiao member; interlayer-type shale reservoirs and conventional limestone reservoirs in the Da'anzhai member; and shale reservoirs of the interlayer and interlayer-interbed types, together with conventional sandstone reservoirs, in the Lianggaoshan Formation. These hydrocarbon reservoirs, occurring both inside and outside source rocks, show a distribution pattern characterized by two types laterally and three floors vertically. Overall, the multi-type reservoirs in the WPS of the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations exhibit orderly, large-scale hydrocarbon accumulation and hold considerable resource potential. These reservoirs represent integrated conventional and unconventional hydrocarbon resources, rendering three-dimensional hydrocarbon accumulation applicable.

Key words: three-dimensional hydrocarbon accumulation, orderly hydrocarbon accumulation, integrated conventional and unconventional hydrocarbons, whole petroleum system (WPS), unconventional hydrocarbon, conventional hydrocarbon, Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

引用格式:魏志红,石文斌,王道军,等.四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组常-非一体多类型储层有序分布及油气成藏规律[J].石油与天然气地质,2025,46(6):1823-1839. DOI:10.11743/ogg20250606.

WEI Zhihong, SHI Wenbin, WANG Daojun, et al. Orderly distribution and hydrocarbon accumulation patterns of multi-type reservoirs of integrated conventional and unconventional hydrocarbons in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025,46(6):1823-1839. DOI:10.11743/ogg20250606.

近期,多位学者对“全油气系统”做出了详细阐述,将其定义为含油气盆地中一套或多套相互关联的有效烃源岩层系生成的油气,在非常规连续性页岩储层中聚集和常规圈闭中聚集,以及后期调整改造的全部地质要素与地质过程的自然系统^[1-6]。四川盆地是世界上最早开发利用油气资源的大型盆地^[7],油气资源丰富。作为在上扬子克拉通基础上发展起来的叠合盆地,该盆地以三叠系须家河组为界,纵向上发育海相和陆相两类地层,总厚度达6 000~12 000 m,发育寒武系、志留系、二叠系、上三叠统(须家河组)及侏罗系5大含油气系统,为典型的“上油下气、富气少油”复式叠合成藏聚集盆地,石油资源主要分布于侏罗系含油气系统^[8]。其中,陆相含油气系统包括上三叠统(须家河

组)和侏罗系(自流井组-凉高山组)2个含油气系统。四川盆地前期油气勘探主要集中在3大海相含油气系统及上三叠统陆相含油气系统^[9-10],先后发现了普光、元坝、川西、安岳、蓬莱、新场、金秋等多个大-中型常规气田,以及涪陵、威远、长宁等多个大-中型非常规气田。

围绕侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统的勘探经历了3个阶段,尤其是近期“源内”非常规油气的勘探效果逐渐向好,展现了良好的资源潜力。第一个阶段为早期探索裂缝型常规油气藏,相继发现了桂花、中台山、莲池和公山庙等7个小型油田,油气储层主要为自流井组大安寨段介壳灰岩和凉高山组致密砂岩,呈现“物性差、丰度低、单井产量低、采收率低”特

征^[11-13];第二个阶段为“十二五”期间,川西地区实现了“浅层远源、下生上储”油气藏的勘探突破;第三个阶段为“十三五”以来,期间开展了基础地质研究并深化了油气层评价认识,“连续型油气聚集”概念的引入和被广泛接受,为重新认识四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组的勘探潜力拓展了新思路,呈现页岩油气和常规油气双类并行的趋势。2019年,复兴地区FY10井在自流井组东岳庙段试获日产油量 17.6 m^3 、日产气量 $5.58 \times 10^4\text{ m}^3$,TY1井凉高山组试获日产油量 58.9 m^3 、日产气量 $7.35 \times 10^4\text{ m}^3$ 。2019年,普光地区PLY1井在凉高山组试获日产气量 $10.4 \times 10^4\text{ m}^3$ 。2021年,元坝地区YY3井在凉高山组试获日产油量 15.6 m^3 、日产气量 $1.18 \times 10^4\text{ m}^3$ ^[14];同期,中国石油在川北平昌地区PA1井凉高山组试获日产油量 112.8 m^3 、日产气量 $11.45 \times 10^4\text{ m}^3$ ^[15]。这些成果极大地推动了侏罗系自流井组-凉高山组页岩油气的勘探开发进程。同阶段部署在川北地区凉高山组河道砂岩中的专探井BZ1井试获日产油量 126 m^3 、日产气量 $5.77 \times 10^4\text{ m}^3$ ^[16]。多个地区的勘探研究发现“源内-源外”一体化勘探正成为油气勘探的重要趋势,实现了由源外向源内、由常规向非常规的勘探转变,呈现出以烃源岩为中心,多类型储集体广泛含油气、多类型油气不断突破的勘探格局。因此,有必要从“全油气系统”的角度出发,按照“常-非一体化成藏”的研究思路,研究其成藏规律与主控因素,用以指导未来的勘探。

全油气系统理论以一套烃源岩为中心的全类型储层和全种类油气资源为对象,统一研究其成藏组合和源-储成藏模式。针对四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组源内-源外油气藏尚无“全油气系统”概念的研究,本文以沉积控多套源岩、多类储层及源-储耦合配置关系、规模成藏规律为研究核心,按照成藏要素组合关系初步探讨了自流井组-凉高山组全油气系统成藏规律,分析了多类型储集体源-储耦合规律、有序聚集、规模成藏规律及资源潜力,并指出了未来勘探研究方向,以期能为勘探决策部署提供依据。

1 区域地质概况

四川盆地隶属于扬子板块,是在前震旦系基底之上发育起来的大型叠合盆地,先后经历了海相沉积(震旦纪—中三叠世)和陆相沉积(晚三叠世—第四纪)阶段。三叠纪以来,秦岭-大别造山带和扬子板块的南北向挤压,使侏罗系构造沉积先后经历了早期拗陷和晚期挤压,自下而上分别发育自流井组、凉高山组、下

沙溪庙组、上沙溪庙组、遂宁组和蓬莱镇组6套地层,其中,自流井组自下而上可进一步划分为珍珠冲段、东岳庙段、马鞍山段和大安寨段。自流井组沉积期—凉高山组沉积早期为陆内拗陷阶段,地层厚度相对较薄,而凉高山组沉积晚期—蓬莱镇组沉积期为陆内挤压阶段,物源充足、地层厚度大(图1)。陆内拗陷期周缘盆-山体系相对稳定,物源适中,整体地层厚度稳定;陆内挤压期米仓山-大巴山物源供给充足,导致地层呈现“北厚南薄”特征。陆内拗陷期以湖泊沉积为主,发育3期湖侵,陆内挤压期主要发育三角洲沉积。珍珠冲段沉积于拗陷盆地初期;东岳庙段和大安寨段盆-山稳定、缓慢沉降,发育拗陷型碳酸盐岩湖盆,气候温暖、湿润,为第一期和第二期湖侵沉积;凉高山组沉积早期为持续性拗陷型湖盆,盆-山活动略强,发育碎屑岩湖泊,为第三期湖侵沉积;凉高山组沉积晚期—沙溪庙组沉积期进入陆内挤压阶段,主要发育三角洲相,物源充足、地层厚度大(图1)。东岳庙段和大安寨段围绕半深湖相烃源岩发育滨浅湖相介壳滩微沉积,凉高山组早期为半深湖相暗色泥岩沉积,晚期发育大型辫状河三角洲沉积,构成多套含油气组合的成藏物质基础。四川盆地现今区域构造上划分为川西低缓构造带、川中平缓构造带、川北低缓构造带、川东高陡构造带及川南低缓构造带5个一级构造单元^[17-18]。有利暗色页岩及砂岩、灰岩叠合区主要位于川东—川北一带;纵向烃源岩热演化“下高上低”导致油气藏呈“下气上油”聚集成藏的特征,东岳庙段发育页岩凝析气,大安寨段发育页岩油气及致密灰岩储层油气,凉高山组发育页岩油气及致密砂岩储层油气,构成了侏罗系全油气系统内的3套典型含油气组合(图1)。

2 全油气系统地质特征

2.1 盆-山耦合控制侏罗系发育3套湖泊沉积体系

四川盆地自流井组-凉高山组发育于拗陷背景下的湖泊-三角洲沉积体系,其构造沉降过程经历了“快速—缓慢—稳定”的演化序列。自流井组珍珠冲段处于拗陷盆地发育初期,盆地沉降较为稳定,以滨浅湖沉积为主,盆地边缘地带发育三角洲沉积;东岳庙段为拗陷型湖盆稳定沉积阶段,盆地构造活动弱、沉降缓慢,形成典型拗陷型湖盆沉积,并发育第一期湖侵背景下的碳酸盐岩湖泊沉积;马鞍山段继承了前期拗陷型湖盆的构造格局,沉降稳定但沉积水体较浅,主要发育滨浅湖与三角洲沉积;大安寨段沉积期盆地构造仍较稳

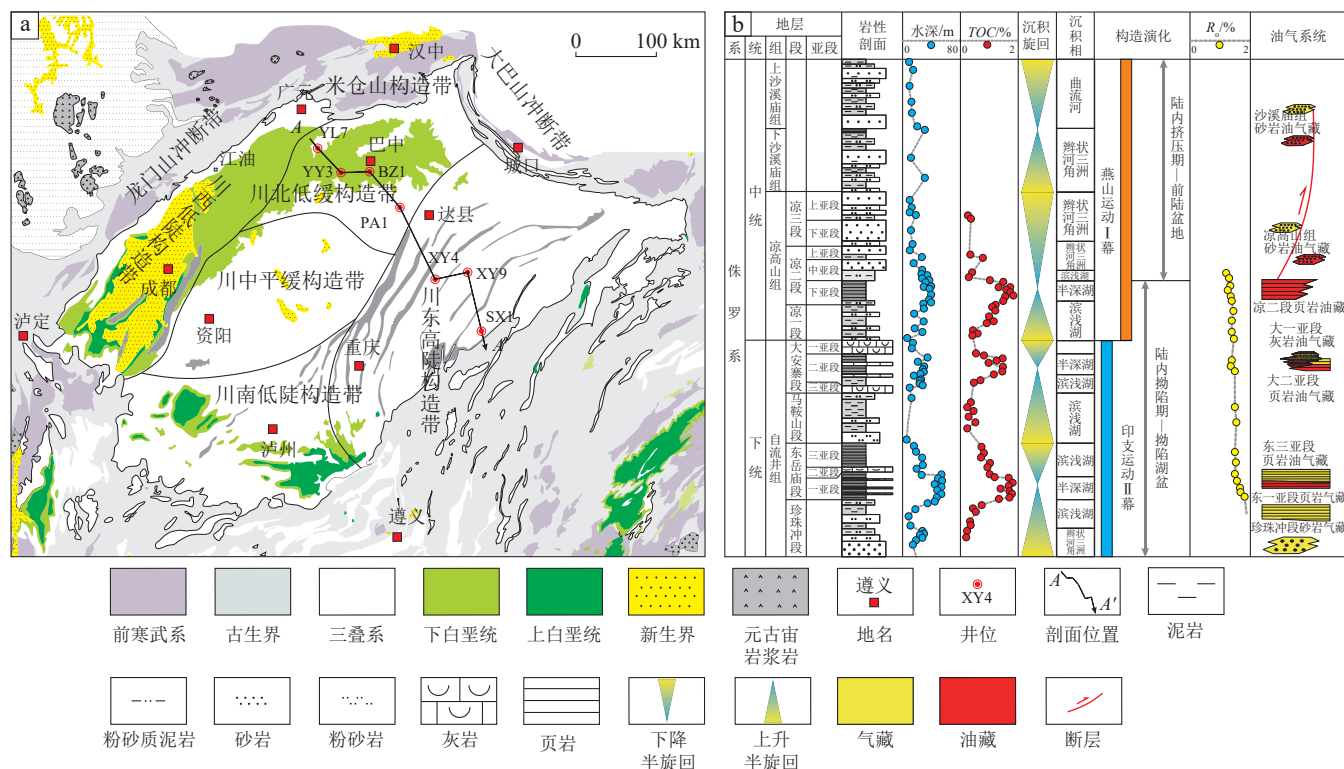


图1 四川盆地区域构造(a)及侏罗系综合柱状图(b)

Fig. 1 Regional structural map (a) and the Jurassic composite stratigraphic column (b) of the Sichuan Basin

定,早期在川北和川中等地区发育第二期与湖侵相关的碳酸盐岩湖泊沉积,晚期则在这些区域广泛发育介壳灰岩沉积;凉高山组沉积早期继承了大安寨段的古构造背景,拗陷沉降略有加强,形成了第三期湖侵背景下的碎屑岩湖泊沉积,晚期受陆内挤压作用影响,陆源碎屑输入增强,盆地构造活动加剧,转化为典型的前陆盆地环境,在盆地边缘及内部发育辫状河三角洲沉积^[19]。至沙溪庙组沉积期,盆地构造活动与陆内挤压作用进一步增强,物源供给充沛,地层厚度显著增大,以三角洲沉积为主。其中,自流井组东岳庙段、大安寨段及凉高山组二段分别对应3期规模性半深湖相湖侵沉积体系,是区内主力烃源岩发育层段,并伴生有灰色介壳灰岩和灰色砂岩等常规储层(图2)。

2.2 发育的3套富有机质烃源岩奠定了规模成藏的物质基础

古沉积环境决定了优质烃源岩的发育分布。东岳庙段及大安寨段半深湖相页岩为典型的“拗陷型湖盆、长物源-低坡度、富灰质纹/夹层”沉积,凉(凉高山组)二段半深湖相页岩为典型的“拗陷-前陆湖盆、短物源-大坡度、富砂质纹层-夹层”沉积^[20]。

东岳庙段优质页岩发育在一亚段(东一亚段),古氧化-还原性指标 Pr/Ph (姥鲛烷/植烷)含量比值约为

1.03,正构烷烃化合物色谱-质谱图以单峰-前峰为主,无明显的奇偶优势,指示还原环境下低等水生烃母质成烃。平面上,页岩主要分布在川东地区的梁平—广安—涪陵一带,厚度介于25~30 m,分布面积相对较广(图2d)。岩性以灰黑色页岩夹薄层介壳灰岩为主,页岩富含介壳/灰质纹层;总有机碳含量(TOC)介于1.07~4.04%,平均值为1.72%;干酪根稳定碳同位素比值介于-29.8‰~-24.9‰,平均值为-26.7‰;母质类型以Ⅱ₁型为主;岩心实测孔隙度介于3.20%~7.80%,平均值为5.20%;黏土矿物含量高、约为52.7%,石英含量为21.9%,碳酸盐矿物含量为20.8%;页岩镜质体反射率(R_o)介于1.20%~1.80%。

大安寨段优质页岩主要发育在二亚段(大二亚段),Pr/Ph比值为1.04,成烃环境与生烃母质与东一亚段相似。平面上,页岩主要分布在阆中及涪陵北部,分布面积相对较小,厚度介于15~25 m(图2e)。岩性以灰黑色页岩夹薄层介壳灰岩为主,页岩富含介壳/灰质纹层,且介壳含量较东岳庙段更高,介壳纹层-夹层较东岳庙段显著增大;TOC介于0.31%~3.06%,平均值为1.29%;干酪根碳同位素比值介于-27.6‰~-25.7‰,平均值为-26.5‰;母质类型以Ⅱ₁型为主,Ⅱ₂型为辅;岩心实测孔隙度平均值为4.21%;黏土矿物含量与东岳庙段相当、约为52.8%,石英含量为

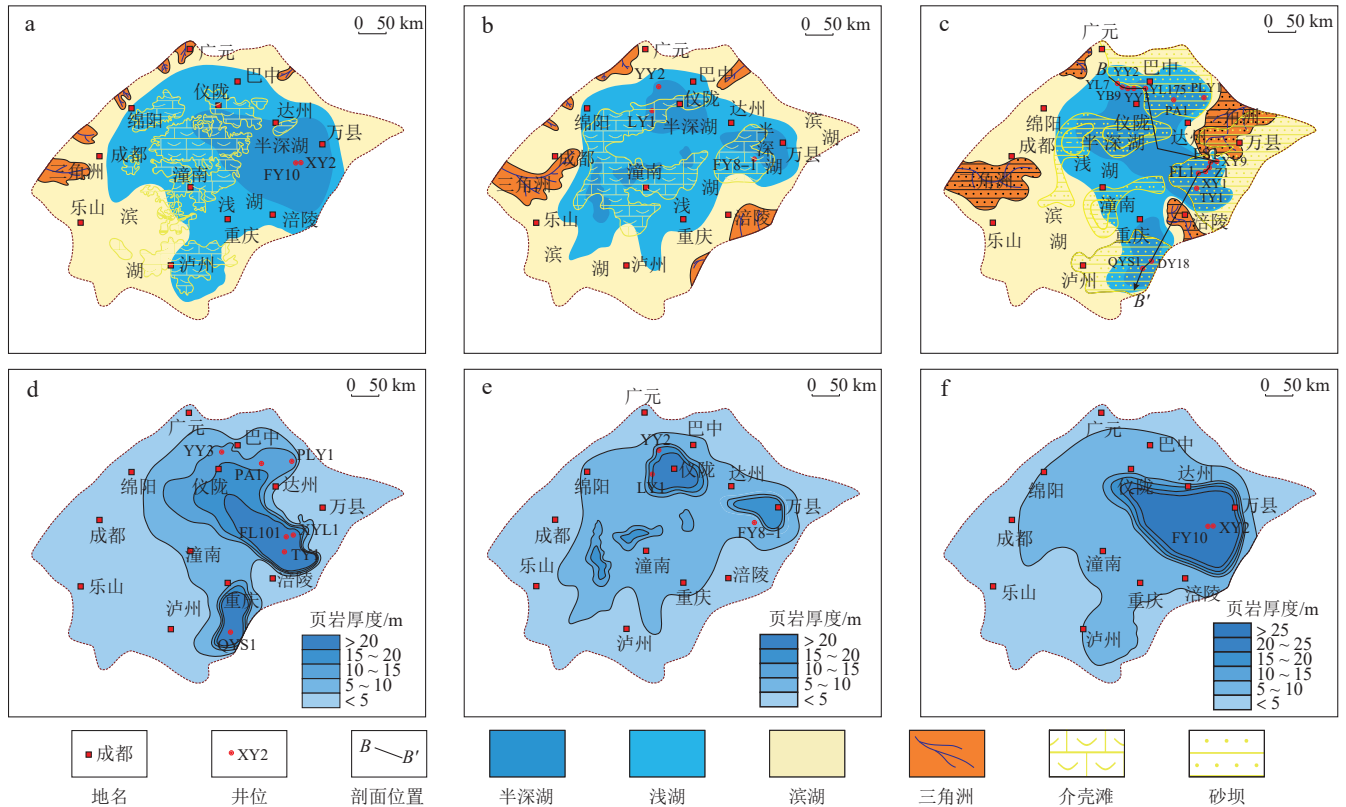


图2 四川盆地侏罗系沉积相及页岩展布

Fig. 2 Maps showing the sedimentary facies and shale distribution of the Jurassic strata in the Sichuan Basin

a. 东岳庙段沉积相; b. 大安寨段沉积相; c. 凉高山组沉积相; d. 东岳庙段页岩展布; e. 大安寨段页岩展布; f. 凉高山组页岩展布

19.3%,碳酸盐矿物含量为16.5%;页岩 R_o 介于1.10%~1.70%。

凉二段优质页岩发育在下亚段(凉二下亚段), Pr/Ph 比值约为0.21, 指示强还原沉积水体; 正构烷烃化合物以双峰为主, 主峰碳数后移, 碳优势指数(CPI)为1.15, 具有弱奇数优势, 指示强还原水体环境下陆源高等有机质、低等水生生物混合成烃模式。平面上, 页岩呈“主坳次洼”的共存特征, 主要分布在涪陵—阆中以及南川一带, 分布面积相对较广, 整体厚度约为40 m (图2f)。岩性以灰黑色页岩夹薄层泥质粉砂岩为主, 页岩富含粉砂质纹层; TOC 介于0.47%~3.06%, 平均值为1.56%; 干酪根碳同位素比值介于-27.5‰~-24.8‰, 平均值为-26.3‰; 母质类型以 II_1 - II_2 型为主; 岩心实测孔隙度平均值为3.52%; 黏土矿物含量较东岳庙段和大安寨段略低、约为48.9%, 石英含量为35.9%, 碳酸盐矿物含量为3.4%; 页岩 R_o 介于1.00%~1.60% (图3)。

侏罗系3套半深湖相优质页岩具有展布广、累计厚度大和页岩品质优良特征。本文选取该层系低熟样品($R_o = 0.54\% \sim 0.76\%$)开展封闭体系热模拟实验, 结果表明其总烃产率达395~445 mg/g (图3), 且在 $R_o =$

1.50%时仍具备良好的产油能力。这3套半深湖相暗色页岩不仅可作为常规油气的优质烃源岩, 同时也具备自生自储的非常规油气成藏条件, 是值得关注的源-储一体化勘探目标。

2.3 受区域顶、底板和封隔层控制, 发育了3个“箱式”油气系统和1个次生油气藏

全油气系统理论以一套主力烃源岩为核心, 统筹研究其控制下的全类型储层和全种类油气资源, 涵盖生烃中心、储集体及成藏过程, 是对传统石油地质理论的重要拓展^[21-22]。该理论拓展了传统的“从烃源岩到圈闭”的研究范畴, 并于非常规油气“自封闭”成藏特征及常规油气的初次-二次运移机制相结合, 提出了“源-储耦合、有序聚集”的分析思路, 系统刻画了油气生-储-盖组合及其动力场边界。压力系统与流体系统及油气系统具有良好对应关系^[21-22]。本文基于压力系统特征, 将四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组划分为多个油气系统单元。川北与川东地区3套半深湖相页岩层均表现为高压-超压特征, 其中自流井组东岳庙段、大安寨段和凉高山组分别为独立的高压系统 (图4)。马鞍山段与凉一段发育的区域性泥岩封隔性

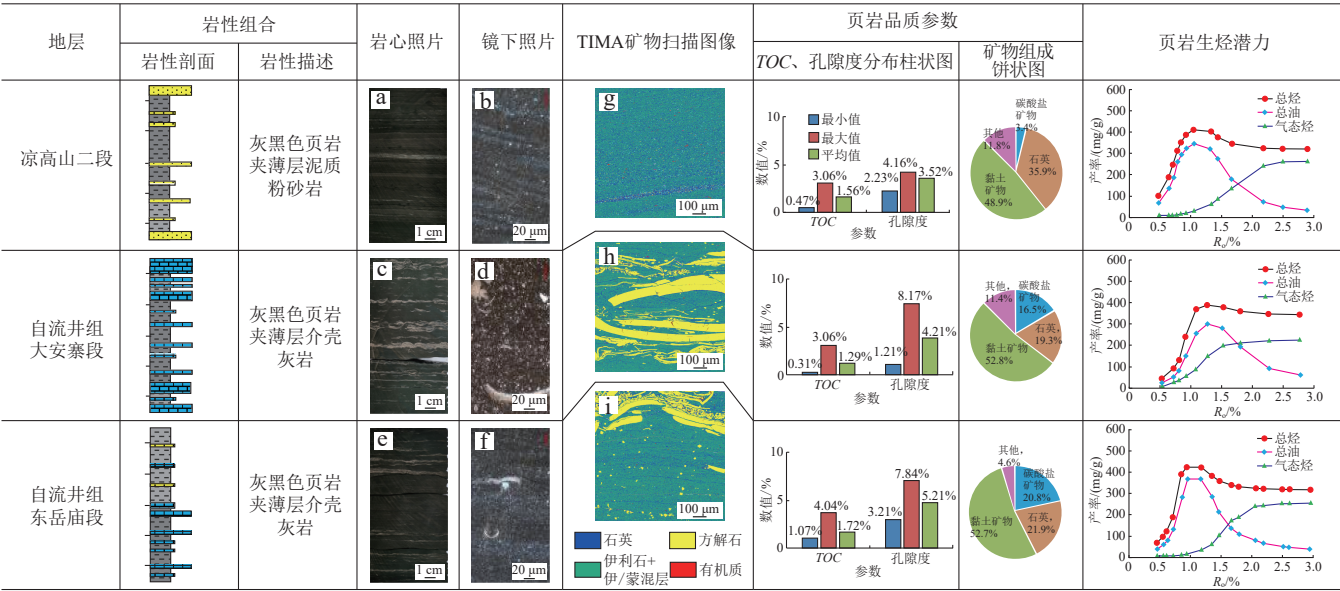


图3 四川盆地侏罗系陆相页岩品质参数对比

Fig. 3 Comparison of quality parameters of the Jurassic lacustrine shales in the Sichuan Basin

a. TY1井,埋深2 552 m,岩心;b. TY1井,埋深2 552 m,普通薄片,正交偏光;c. XY9井,埋深2 731 m,岩心;d. XY9井,埋深2 731 m,普通薄片,单偏光;e. XY9井,埋深2 829 m,岩心;f. XY9井,埋深2 731 m,普通薄片,正交偏光;g. TY1井,埋深2 552 m,TIMA矿物扫描;h. XY9井,埋深2 731 m,TIMA矿物扫描;i. XY9井,埋深2 829 m,TIMA矿物扫描

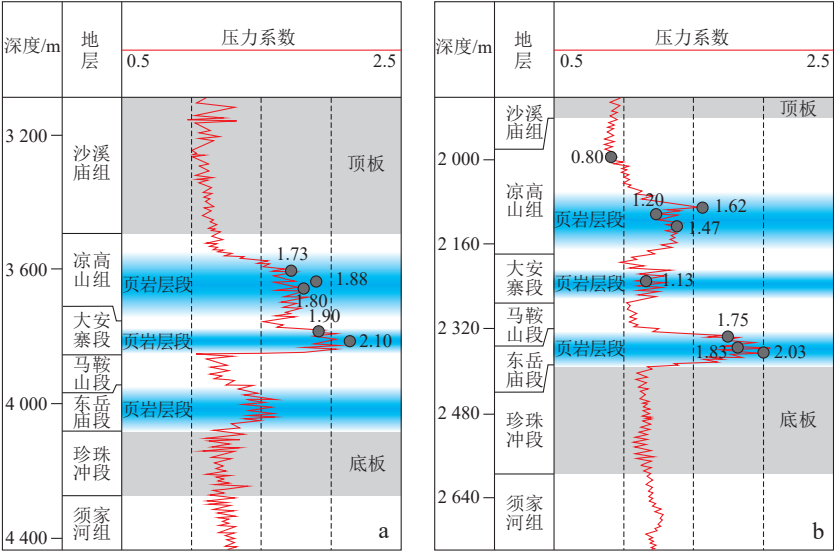


图4 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组压力系统划分

Fig. 4 Division of pressure systems within the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

a. 川北地区;b. 川东地区

(图中蓝色区域为烃源岩发育层段。)

强,导致东一亚段、大二亚段与凉二下亚段形成独立的次级压力系统,各层段钻井油气显示亦表现为独立的高全烃响应。

基于四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统的成藏特征,结合岩性组合、生烃中心、储-盖配置、压力系统及油-源关系等要素,可将其划分为3个含油气组合。沙溪庙组与自流井组珍珠冲段以滨浅

湖-洪泛平原相及滨浅湖相泥-砂组合为主,生烃能力弱、物性差、地层压力低,构成区域封隔层及顶、底板;而侏罗系3套主力烃源岩层因生烃作用形成高压,并受顶、底板封存,构成生烃中心。川北地区埋深更大,压实与生烃增压作用更强,压力系数达1.88~2.10;川东地区东岳庙段页岩品质更优,生烃增压更为显著,因而其压力系统整体偏高。在马鞍山段与凉一段的区

域性泥岩分隔作用下,自流井组发育东岳庙段和大安寨段两个“页岩油气+灰岩油气”系统;凉高山组发育“页岩油气+砂岩油气”系统;沙溪庙组则形成断-砂控制的远源次生油气藏(图1)。其中,自流井组东岳庙段、大安寨段与凉高山组构成侏罗系全油气系统的主要成藏组合。

3 全油气系统中发育多类型非常规-常规储集体

3.1 纹层型、夹层型和互层型页岩及砂岩和灰岩储集体特征

全油气系统发育源内和源外多类型储集体。源外常规油气藏多为源-储分离型和源-储紧邻型,并受浮

力驱动成藏,而源内非常规油气多为强自封闭性的自生自储,由微裂缝导致微运移局部富集调整成藏^[23]。目前,业界针对常规油气储层类型划分异议较小。针对源内非常规油气储层类型的划分,不同学者依据地质要素及条件提出诸多方案,主要包含沉积构造-矿物组成- S_1 (游离烃含量)-地层压力、地层结构-矿物组分以及 R_o -源-储结构等多种划分方案^[24-26]。

为简化分类方案并增强其实用性,本文重点考虑砂(灰)/地比和单层砂(灰)岩夹层厚度这两个要素对四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组页岩进行类型划分,并结合纹层-夹层矿物成分进一步细分小类(图5)。侏罗系自流井组-凉高山组陆相储层共发育纹层型、夹层型和互层型3类页岩储层及1类常规储层,按照纹层-夹层矿物成分可进一步细分为6类页岩及砂岩和灰岩2类常规储层。①纹层型页岩砂/地比小于5%,单

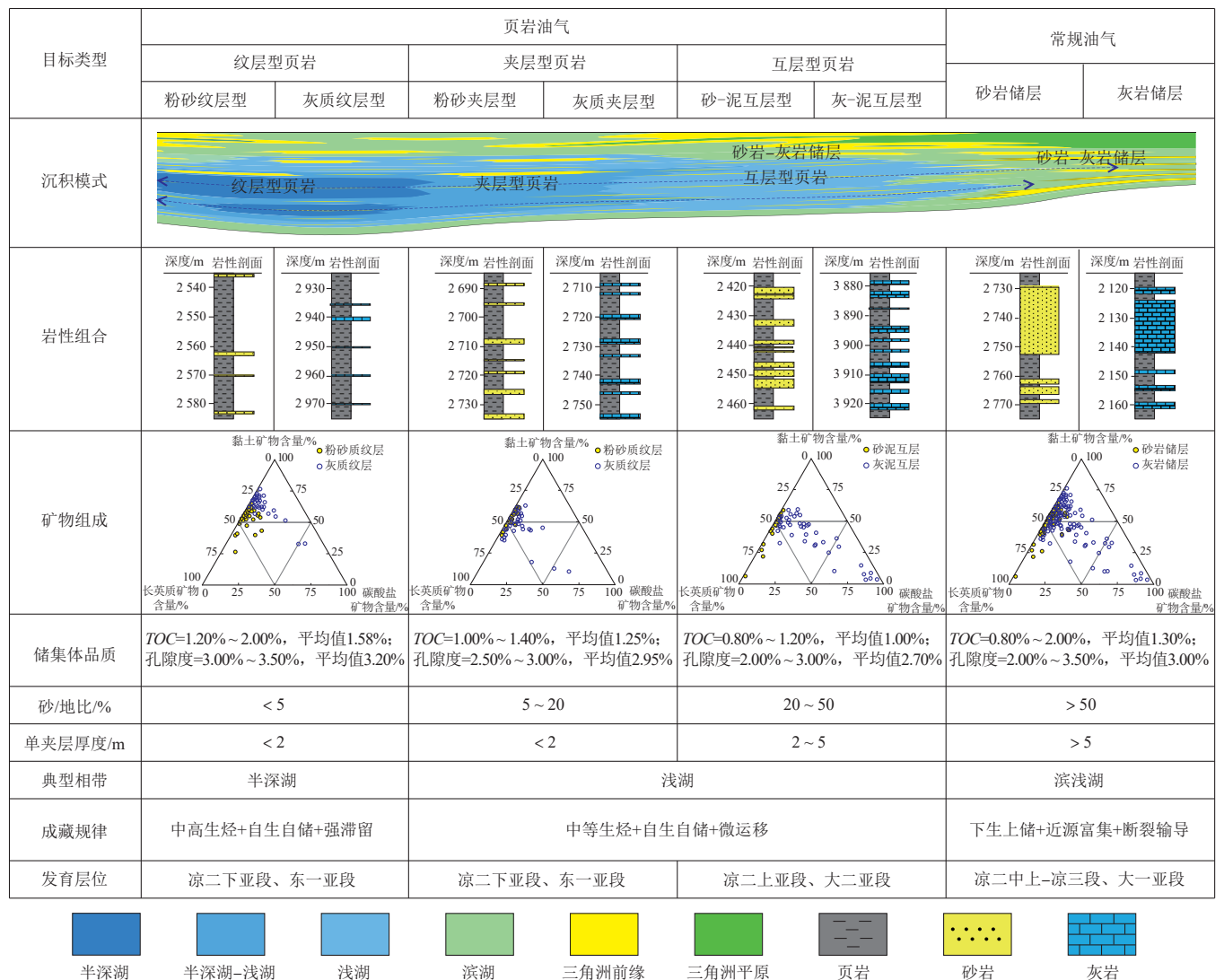


图5 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组典型储集体地质特征

Fig. 5 Geological characteristics of representative reservoirs in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

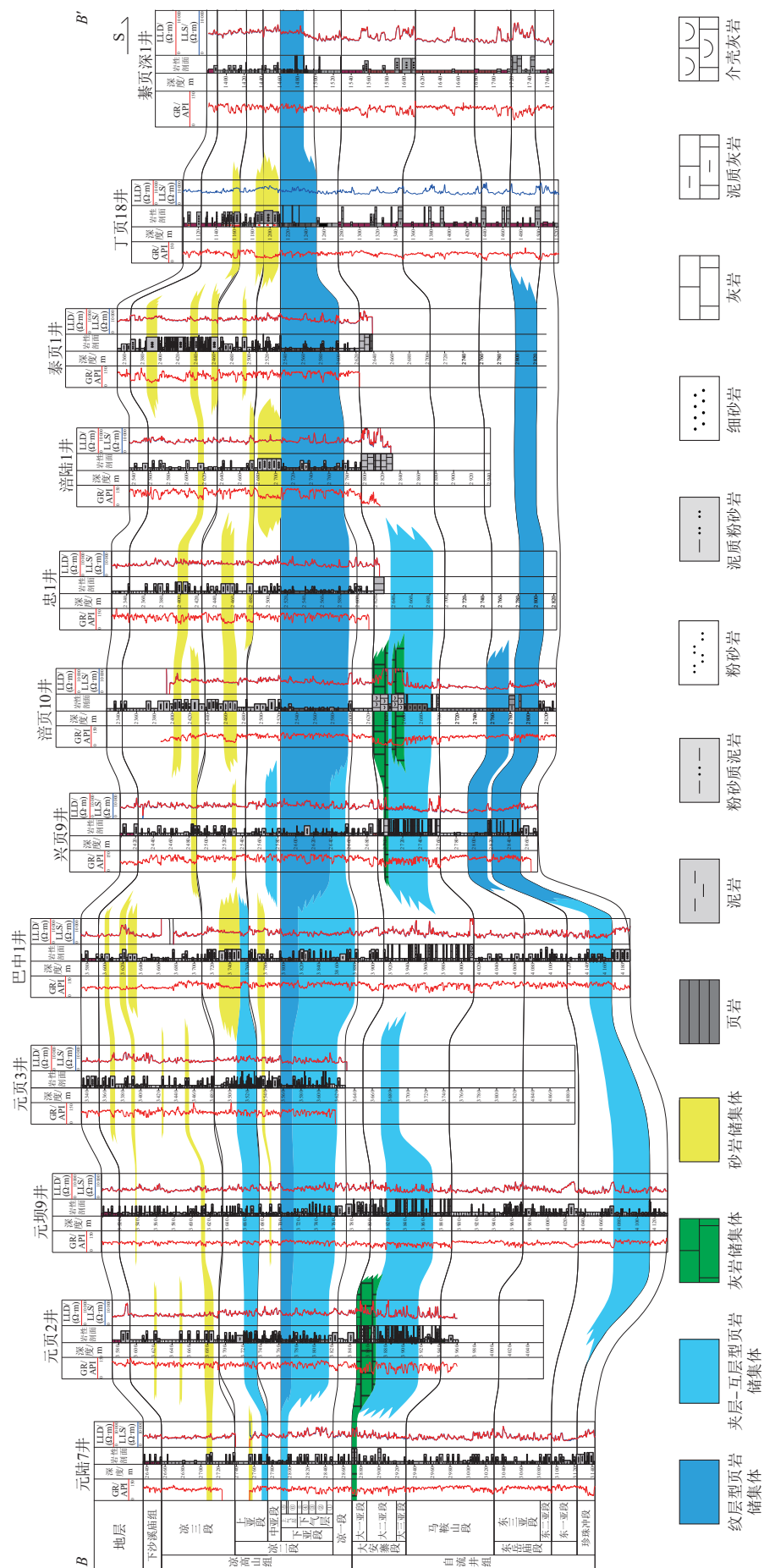


图6 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组多类型储集体分布(剖面位置见图2c)

Fig. 6 Well-correlation section showing the distributions multi-type reservoirs in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin (see Fig. 2c for the section location)

夹层厚度小于2 m; TOC 普遍介于1.20%~2.00%, 平均值为1.58%; 广泛发育粉砂质或灰质纹层(厚度<1 cm)沉积, 页岩岩心呈典型的灰黑色, 白蓝荧光扫描及镜下见大量厘米级、毫米级甚至微米级水平纹层。粉砂质纹层型页岩黏土矿物含量约为48.3%, 长英质矿物含量约为38.5%; 灰质纹层型页岩黏土矿物含量为58.1%, 灰质含量约为26.8%, 均发育在半深湖相深水区, 为最有利的烃源岩类型。②夹层型页岩砂/地比介于5%~20%, 单夹层厚度小于2 m, TOC 较纹层型页岩略低, 平均值为1.25%。③互层型页岩砂/地比介于20%~50%, 单夹层厚度介于2~5 m, TOC 平均值为1.00%。夹层型及互层型页岩中夹持分米-米级砂岩或碳酸盐岩隔夹层, 常见交错层理和变形层理, 这两类页岩黏土矿物含量略有降低, 主要发育在浅湖亚相, 为次有利的烃源岩。④把单层砂岩(灰岩)厚度大于5 m、砂/地比大于50%的致密砂岩划分为常规油气储层。该类储层厚度较大、分布广, 且储集物性好、油气显示好, 具有较好的源外输导-成藏配置关系, 主要发育辫状河水下分流河道砂体、滨浅湖砂体及介壳滩灰岩(图5)。

3.2 沉积相序控制了多类型储集体的时-空有序分布

沉积旋回演变与岩相时空分布的有序性, 控制了常规-非常规储集体在空间上的有序展布。以独立湖侵体系为核心, 自深水区向浅水区依次发育纹层型、夹层型、互层型页岩以及砂岩和灰岩储集体。①东岳庙段表现为典型的“砂岩-泥岩-灰岩三元混积”沉积特征, 早期深水区富灰、浅水区富砂, 晚期整体呈现富砂趋势; 受川中滨浅湖亚相介壳滩与雪峰山陆源碎屑双物源影响, 从川东地区东一亚段-东三亚段, 再至邻区东岳庙段, 页岩类型由富灰纹/夹层型渐变为富砂纹层-夹层型, 其中川东地区沉积水体最深。川东地区东一亚段与东三亚段均发育纹层型页岩, 而川北地区则以富砂质夹层型页岩为主。②大安寨段处于湖盆第二次湖侵阶段, 水体较为清澈且具一定动荡性, 发育完整的湖侵-湖退沉积旋回。早-中期以半深湖相页岩与富灰质、介壳灰岩夹层构成的夹层型和互层型页岩为主, 晚期则发育风暴介壳滩灰岩。③凉高山组储层类型多样, 沉积相序控制其有序分布, 物源主要来自川东北与川东南两大物源区。川北地区具“陡坡、地层层厚、过渡补偿”特征, 近物源、坡度大、物源供给充足, 早期以浅湖-半深湖相为主, 晚期发育多期河道, 形成纹层型、夹层型、互层型页岩储层和致密河道砂岩储层; 川东地区表现为“坳陷区、地层中等、平衡补偿”特征,

处于坳陷中心, 沉降速率与物源输入相当, 早期以半深湖相为主, 晚期河道较为发育, 主要发育纹层型页岩储层与致密河道砂岩储层; 川南地区则具“缓坡、地层薄、欠补偿”特征, 物源较远, 呈现“砂岩-泥岩-灰岩三元混积”面貌, 早期以半深湖相为主, 晚期河道发育较弱, 主要发育纹层型页岩储层与致密河道砂岩储层(图6)。

4 全油气系统中多类型储集体目标有序聚集、规模成藏

4.1 多类型储集体源-储耦合成藏特征

4.1.1 纹层型页岩具有“中-高生烃、自生自储、强滞留”源-储特征

滞留型页岩油气指有机质热演化阶段生成的液态烃和气态烃原位滞留在页岩储层中的页岩油气类型^[9]。四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组两类纹层型页岩 TOC 相对较高, 虽较东部断陷盆地略低, 但仍具有中-高生烃潜力。岩心的连续扫描和薄片观察发现, 该类页岩粉砂纹层和介屑纹层结构发育, 与黏土矿物/有机质纹层互层分布。纹层型页岩储集空间以黏土矿物孔为主, 有机孔和微裂缝均有发育, 无机孔占比约57%; 孔径具有“三峰分布、宏孔占比高(37.5%)”特征, 构成了以粗介孔-宏孔为主的“无机孔-缝”有效储集体系; 储层孔隙度介于3.0%~5.0%, 整体具有“多孔共生、大孔大喉、孔-缝一体”的储集特征。含油饱和度指数($OSI, OSI = S_1/TOC \times 100$)和产率指数($S_1/S_2, S_1$ 为游离烃含量, S_2 为热解烃含量)均与 TOC 具有较好的正相关性(图7), 且页岩黏土矿物含量、孔隙度、含油气性与 TOC 均为正相关, 综合指示纹层型页岩储层空间类型以无机孔-缝为主, 为典型的源内自生自储基质型源-储一体油气藏, 且大面积连续稳定分布。热模拟实验揭示, 纹层型页岩 R_o 介于1.00%~1.60%时, 排油效率介于20%~60%, 反映其具有较高的烃类滞留能力。

4.1.2 夹层型和互层型页岩具有“中等生烃、自生自储、微运移”源-储特征

夹层型和互层型页岩品质较纹层型页岩略有降低, 具有中等生烃潜力。页岩储集空间与纹层型页岩相似, 仍然以无机孔为主, 仅页岩储集物性略微变差, 孔隙度介于2.50%~4.50%; 孔径分布中, 宏孔占比略有降低, 仅为24.2%。夹层型和互层型页岩中, 粉砂岩

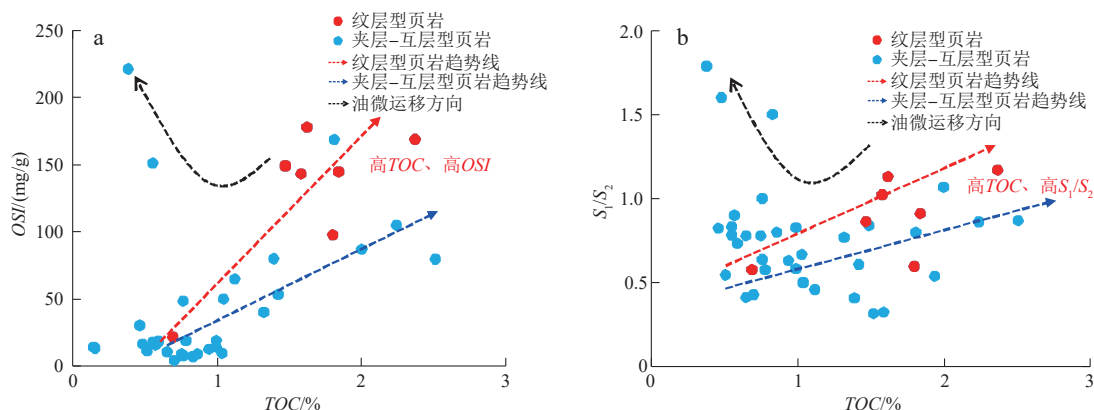


图7 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组纹层型、夹层型和互层型页岩运聚-滞留关系

Fig. 7 Hydrocarbon migration, accumulation, and retention relationships of shales of the laminae, interlayer, and interbed types in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

a. 页岩有机质丰度与含油饱和度指数交汇图; b. 页岩有机质丰度与产率指数交汇图
OSI, 含油饱和度指数; S_1/S_2 , 产率指数

和灰岩隔夹层孔隙度小于3.0%,且镜下粉砂纹层-夹层、介壳纹层-夹层少见孔隙发育,多为方解石胶结。页岩砂质、灰质隔夹层物性相对较差,排驱压力高、一般介于37~56 MPa,致密隔夹层的存在整体加强了页岩油气的原地滞留效应。页岩孔隙度、黏土矿物含量、含油气性与TOC仍具有较好的正相关性;含油饱和度指数整体与TOC正相关,但存在低TOC页岩段、高含油饱和度的情况,且烃类具有向贫有机质运移调整的趋势(图7),与页岩、砂岩(灰岩)纹层-夹层的岩性界面和微裂缝发育有关,导致了烃类局部发生微运移^[27]。

烃源岩的生排烃效率是全油气系统资源评价的关键参数。前人主要基于生烃潜力法、生排烃热模拟实验法和多相渗流法等对其刻画,这些方法具有实验数据易获得、逻辑简单易操作的优点,但在计算过程中忽略了不同岩性、不同沉积相带和不同样品条件对原始生烃量的影响,计算的排烃效率误差很大,此次研究主要基于排烃量(S_E)计算方法。排烃量是一个能够快速识别页岩油有利层段的参数^[28-29],当 $S_E \geq 1$ 时,表明该页岩段已排出一定量的烃类,其含油性较差,且 S_E 越大,页岩含油性越差;当 $-1 \leq S_E < 1$ 时,表明该页岩几乎没有排烃,同时也没有大量聚集外来的运移烃类;当 $S_E < -1$ 时,表明该页岩中存在一定量的外来运移烃类,其具有较好的页岩油潜力,且 S_E 越小,页岩含油性越好。研究发现,凉高山组纹层型页岩排烃效率介于30.2%~43.1%,夹层型页岩排烃效率介于48.2%~66.6%,互层型页岩排烃效率介于53.8%~75.1%;大安寨段夹层型页岩排烃效率平均值约为46.9%;东岳庙段纹层型页岩排烃效率平均值约为35.2%,整体呈

现纹层型页岩较夹层型和互层型页岩排烃效率略低的规律;但东岳庙段和大安寨段的纹层型和夹层型页岩与凉高山组同类型页岩相比排烃效率略低,主要原因是前两者富含相对致密的介壳灰岩纹层-夹层(图8)。综合分析,纹层型页岩具有“中-高生烃、自生自储、强滞留”源-储特征,夹层型和互层型页岩具有“中等生烃、自生自储、微运移”源-储特征。

4.1.3 砂岩(灰岩)储集体具有“下生上储、近源成藏、断裂输导”特征

侏罗系自流井组-凉高山组砂岩、灰岩油气藏为典型的源-储分离型油气聚集模式。厚度大于5 m的致密砂岩储层主要发育在凉二段中、上亚段-凉三段,发育残余原生粒间孔、长石和岩屑粒内溶孔、粒间溶孔以及微裂缝等多类型孔隙^[30],储层孔隙度较高,普遍大于5.0%(图9a)。优质砂岩储层发育明显受控于水下分流主干道优势微相和邻近优质烃源岩有机酸溶蚀增孔的双重耦合控制,随埋深加大、成岩作用增强,渗透率略有降低(图9b)。凉二中、上亚段-凉三段致密砂岩储层与凉二下亚段优质烃源岩呈现“下源上储”配置关系,发育凉二中、上亚段近源富集和凉三段断裂输导两种成藏模式,油气总体具有“下生上储、近源富集”的成藏特征。灰岩储层主要位于大一亚段,发育滨浅湖介壳滩叠合微裂缝;岩石类型主要为残余介壳灰岩,多为泥晶-粗晶生屑结构,镶嵌式胶结;储集空间类型主要有粒间溶孔、粒内溶孔、晶间微孔及裂缝;储层物性相对较差,孔隙度平均值为2.1%,介于0.5%~2.0%的样品占比50.5%,大于3.0%的样品仅占

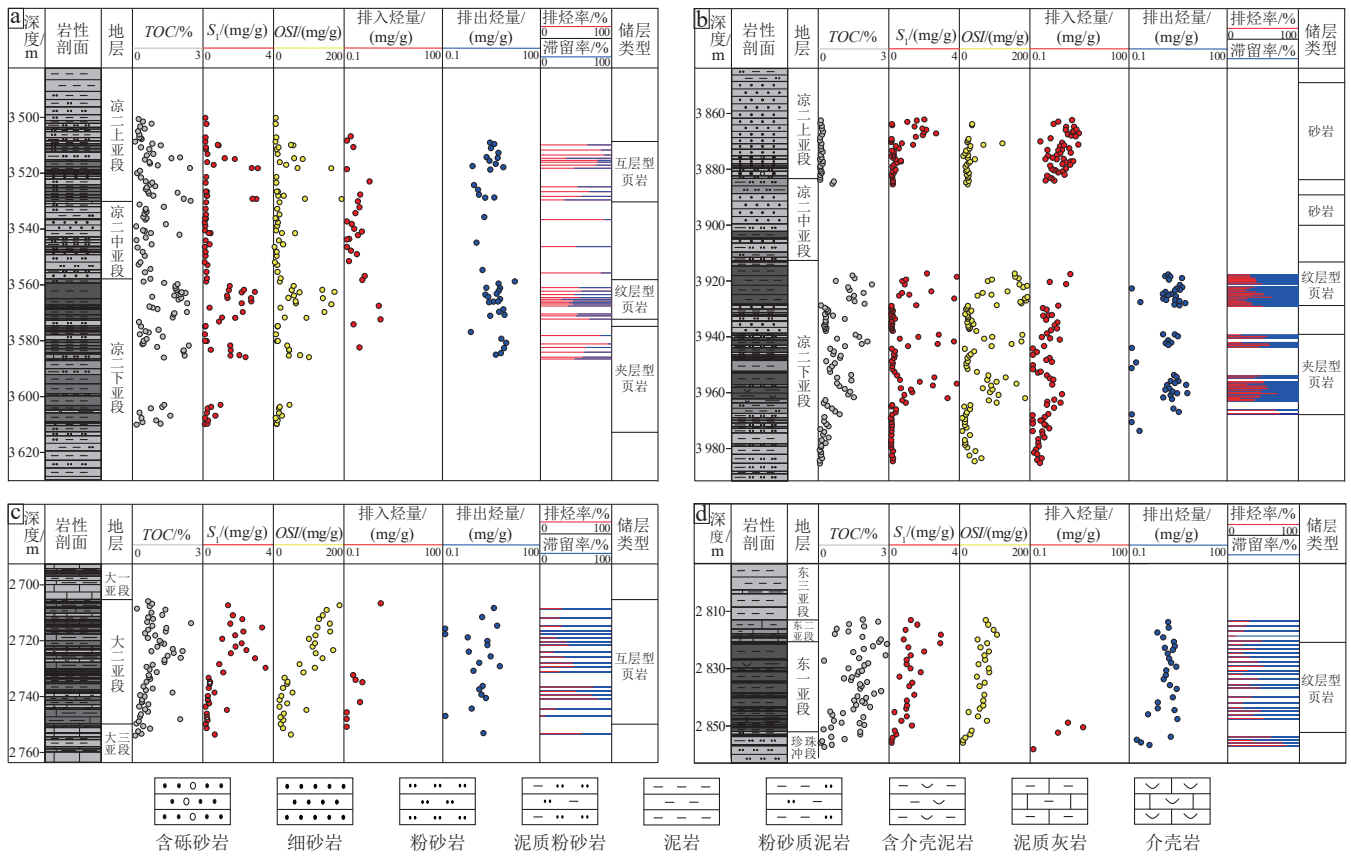


图8 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组不同类型页岩生-排-滞关系

Fig. 8 Columns showing the hydrocarbon generation, expulsion, and retention relationships of various types of shales in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

a. YY3井; b. BZ2井; c. XY9井; d. XY9井

TOC. 总有机碳含量; S_1 . 游离烃含量; OSI. 含油饱和度指数

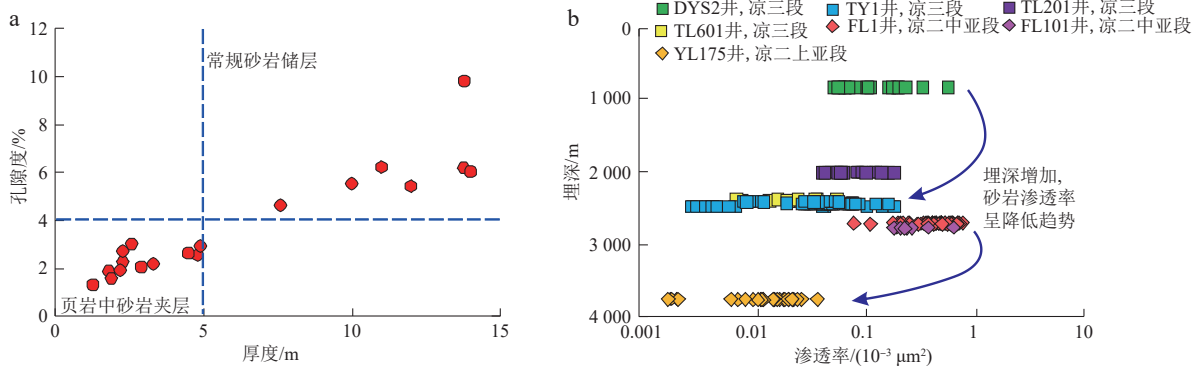


图9 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组砂岩储集物性控制因素参数对比

Fig. 9 Comparison of factors controlling the physical properties of sandstone reservoirs in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

a. 砂岩层厚度与孔隙度交汇图; b. 砂岩渗透率与埋深交汇图

19.5%。相较于凉高山组,大一亚段灰岩油气藏与大二亚段湖相泥页岩叠置发育,呈现“湖生滩储、近源成藏”特点,成藏条件更为有利。整体而言,凉高山组致密砂岩储层、大安寨段灰岩储层具有“下生上储、近源富集、断裂输导”的成藏特征。

凉高山组河道砂岩与优质页岩叠置发育,具有较好的源-储配置关系;烃源岩和原油全烃谱图特征相似,呈双峰型或后峰型,主峰碳以 nC_{19} 和 nC_{24} 为主,指示混源有机质输入,Pr/Ph比值介于0.20~1.38;砂岩及页岩储层原油与本层烃源岩具有较好的油-源关

系。大一亚段厚层块状介壳灰岩与大二亚段湖相泥页岩叠置发育;大安寨段致密灰岩及页岩储层原油和本层烃源岩全烃谱图特征相似,呈前峰型,主峰碳为 $nC_{12} \sim nC_{15}$, Pr/Ph 比值介于 1.42 ~ 1.89, 指示了过渡环境下沉积有机质来源,即大安寨段灰岩和页岩中的原油应来自本层烃源岩。东岳庙段页岩气为典型的自生自储型聚集,油-岩关系好(图 10)。整体看,页岩油气为自生自储成藏,灰岩及砂岩原油为本层下伏烃源岩有效供烃聚集成藏。

4.2 多类型储集体目标有序聚集、规模成藏

受区域盖层控制,围绕东一亚段、大二亚段和凉二下亚段形成“箱式”全油气系统,沙溪庙组区域性泥岩作为顶板盖层,自流井组珍珠冲段区域性泥岩作为底板遮挡。侏罗系自流井组-凉高山组内部源内-源外全类型油气藏有序聚集、规模成藏,共同决定了不同类型油气资源分布。

构造运动与埋深生烃史共同控制了全油气系统的

成藏演化过程。①早-中侏罗世,侏罗系持续深埋,有机质处于未成熟阶段($R_o < 0.50\%$),以生成少量生物裂解气为主;烃源岩中主要发育无机孔隙,有机质孔和裂缝较少,形成的少量原油主要赋存于黏土矿物表面。②晚侏罗世—晚白垩世,地层经历快速深埋,最大埋深约 5 500 m,川东地区较川北地区最大埋深约浅 1 000 m (图 11a, b),有机质热演化进入成熟阶段($R_o = 0.50\% \sim 1.30\%$),处于生油高峰。伴随生烃增压作用,岩石中产生少量微裂缝,有机酸溶蚀增大了无机孔隙,并见少量有机孔发育;原油主要充注于无机孔及微裂缝中。随着成岩作用与热演化作用的持续,页岩中无机孔与有机孔大量发育,生气过程促使油气在页岩层内大面积连续聚集,形成连续性页岩油气藏,地层压力系数也逐渐升高至超高压状态。③晚白垩世以来,地层整体抬升,页岩热演化程度进一步提高($R_o = 1.30\% \sim 2.00\%$),进入高成熟阶段;埋深由约 5 500 m 抬升至现今 2 200 ~ 3 500 m,上覆静岩压力减小,在构造抬升与挤压共同作用下,页岩储层中无机孔与微裂缝进一步

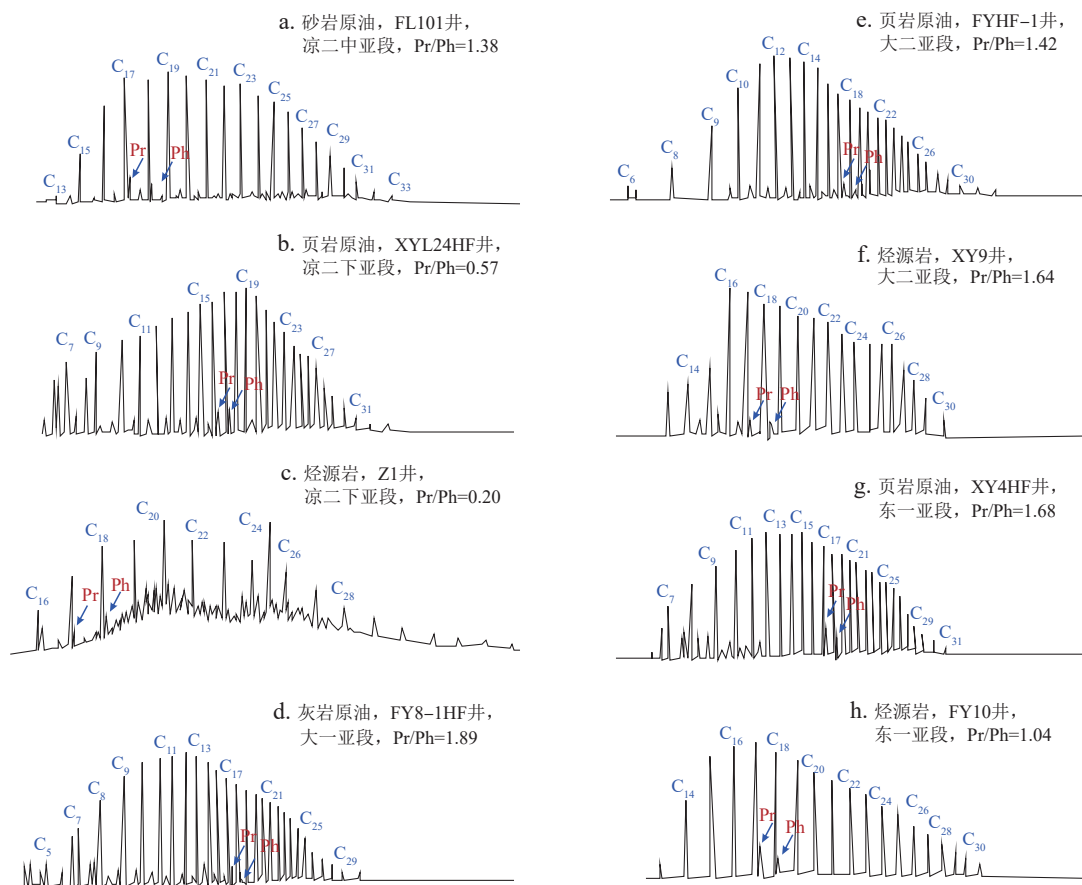


图 10 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组页岩、砂岩和灰岩储层原油全烃气相色谱对比

Fig. 10 Total hydrocarbon chromatographic comparison crude oil from the shale, sandstone, and limestone reservoirs in the Jurassic

Ziliujing-Lianggaoshan formations, Sichuan Basin

Pr. 姥鲛烷; Ph. 植烷; C_i . 碳数为 i 的饱和烃

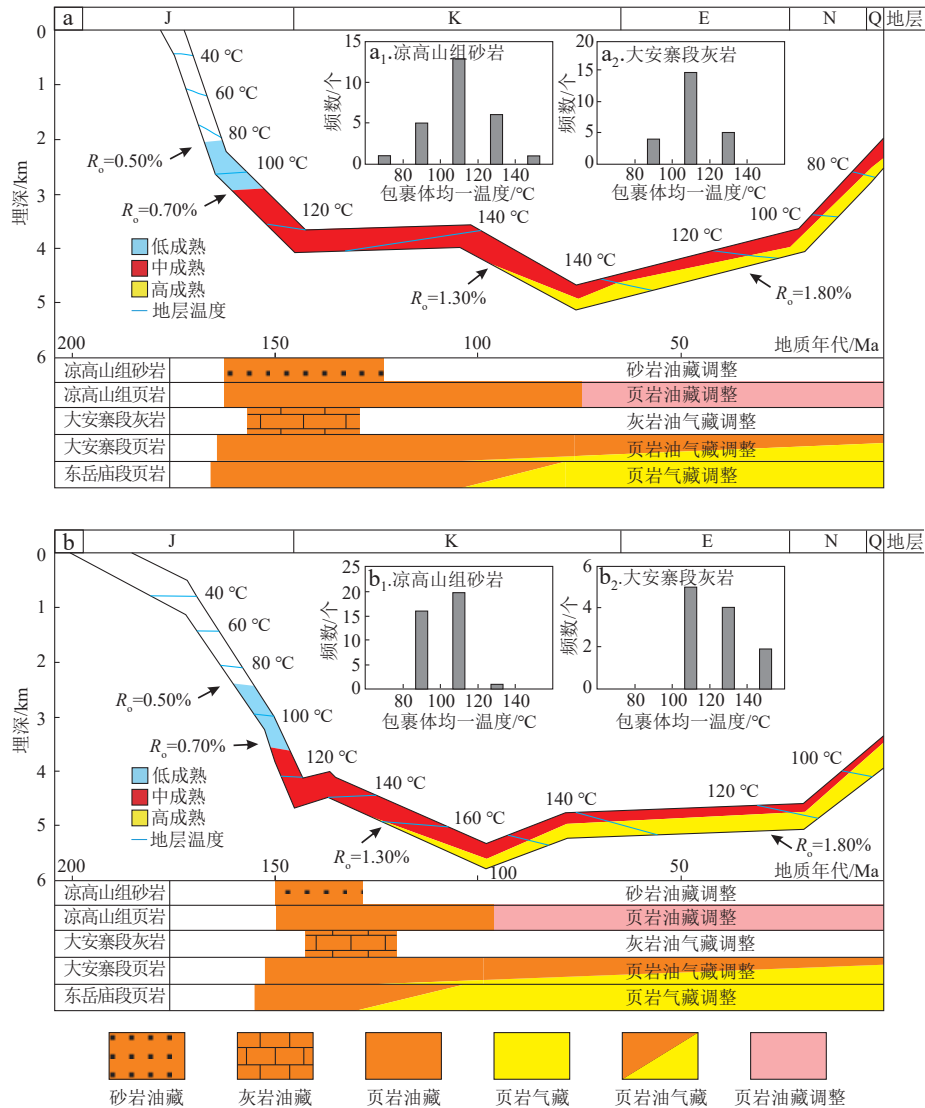


图11 四川盆地川北—川东地区侏罗系自流井组-凉高山组常规油气藏成藏史

Fig. 11 Diagrams showing the hydrocarbon accumulation history of conventional hydrocarbon reservoirs in the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, along with a map showing the hydrocarbon reservoir distribution in the Lianggaoshan Formation, northern-eastern Sichuan Basin

a. 川东地区; b. 川北地区

发育并复杂化,部分相互连通成网缝,为页岩油气提供了更多储集空间。川北地区侏罗系最大古埋深约5 500 m,后期抬升约1 500 m;川东地区最大古埋深约5 000 m,后期抬升约2 500 m。川东地区凉高山组砂岩与大安寨段灰岩中烃类包裹体均一温度主峰约为110 °C,略低于川北地区(120 °C),反映其油气大规模充注始于晚白垩世,成藏时间略早于川北地区(晚侏罗世—早白垩世)。

现今页岩热演化程度呈“下高上低、南高北低”特征,其中东岳庙段页岩 R_o 介于1.20%~1.80%,大安寨段 R_o 介于1.10%~1.70%,凉高山组 R_o 介于1.00%~1.60%。东岳庙段—大安寨段页岩油气藏以凝析气油

气为主;凉高山组以挥发油和凝析气为主,油气藏相态较下伏两层更复杂,川东北地区油样 pVT (压力-体积-温度)相图临界温度点左倾,为典型凝析气藏;南部地区临界点温度明显右倾,指示凉高山组页岩呈“南油北气”特征,油气藏性质呈现有序性变化。

侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统纵向包含东岳庙段、大安寨段及凉高山组3个含油气组合,井口凝析气甲烷稳定碳同位素比值($\delta^{13}C_1$)和乙烷稳定碳同位素比值($\delta^{13}C_2$)指示其具有较好的聚类关系,川东—川北凉高山组砂岩气与页岩气的甲烷和乙烷碳同位素组成具有一定相似性, $\delta^{13}C_1$ 和 $\delta^{13}C_2$ 分别介于-47.0‰~-40.0‰和-35.0‰~-28.0‰;川东大安寨段灰岩气

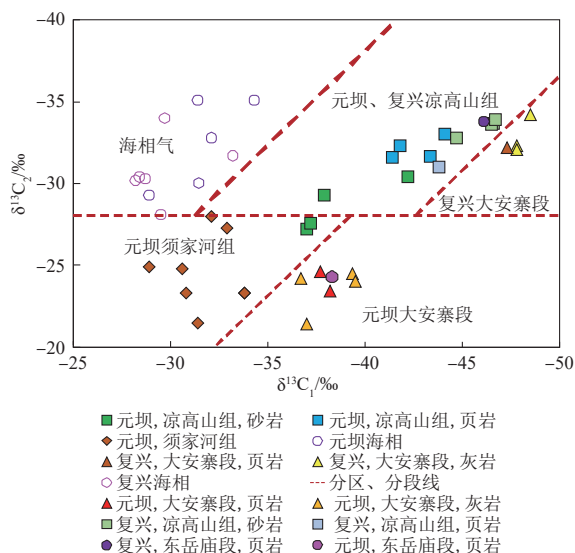


图12 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组页岩、砂岩及灰岩储层天然气甲烷和乙烷稳定碳同位素比值($\delta^{13}\text{C}_1$, $\delta^{13}\text{C}_2$)交汇图

Fig. 12 Cross plot of methane and ethane carbon isotope values from natural gas in the shale, sandstone, and limestone reservoirs in the Jurassic Ziliujing-Liangaoshan formations, Sichuan Basin

与页岩气的甲烷和乙烷碳同位素组成相似, $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 分别介于 -50.0‰ ~ -45.0‰ 和 -35.0‰ ~ -30.0‰ ; 川北大安寨段灰岩气与页岩气的甲烷和乙烷碳同位素组成也相似, $\delta^{13}\text{C}_1$ 和 $\delta^{13}\text{C}_2$ 分别介于 -40.0‰ ~ -36.0‰ 和 -25.0‰ ~ -21.0‰ (图12)。前文已从全烃色谱角度分析致密砂岩储层原油、灰岩储层原油、页岩储层原油与烃源岩的油-源关系, 综合指示为3个相对独立的含油气组合系统。其中, 纹层型页岩具有“中-高生烃、自生自储、强滞留”源-储特征, 夹层型和互层型页岩具有“中等生烃、自生自储、微运移”源-储特征, 砂岩(灰岩)储集体具有“下生上储、近源富集、断裂输导”成藏特征。

根据不同类型储集体的分布与成藏组合规律, 研究层段在垂向上自下而上依次发育东一亚段纹层型与夹层型页岩油气, 大安寨段夹层型页岩储层油气与常规灰岩储层油气, 以及凉高山组纹层型、夹层型-互层型页岩储层油气和致密砂岩储层油气。川东高陡构造带垂向上发育东一亚段纹层型页岩储层油气、大安寨段夹层型页岩储层油气与灰岩储层油气, 以及凉高山组纹层型页岩储层油气与致密砂岩储层油气; 川北低缓褶皱带则发育东一亚段夹层型页岩储层油气、大安寨段夹层型页岩储层油气与灰岩储层油气, 以及凉高山组纹层型-夹层型-互层型页岩储层油气与致密砂岩储层油气。

现今构造格局呈现川北低缓褶皱带与川东-川南

高陡褶皱带两类有利成藏构造样式。川北地区埋深大、具超高压特征, 大型宽缓向斜含油气性好; 川东-川南地区埋深相对较浅, 呈弱超压特征, 构造以宽缓向斜为主。优质烃源岩具备高生、排烃动力, 其与储层孔隙阻力、自封闭作用及浮力运移之间的耦合关系, 共同控制了全油气系统中油气的有序聚集与成藏。研究区侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统中, 页岩油气与常规油气在平面上表现为“两类构造”、垂向上呈“三层结构”的分布格局(图13), 构成了从滞留烃成藏、超压与扩散驱动下的源内非常规油气, 至浮力主导的常规油气藏的完整序列。

5 资源潜力与攻关方向

针对四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统多层系、多类型纵向叠置、横向连片的特点, 勘探开发工作坚持一体化整体布局, 在源内非常规油气与源外致密砂岩、灰岩油气领域持续探索, 已取得积极进展。该层系多类型油气藏广泛分布, 具有源内-源外规模成藏特征。“十四五”资源评价结果显示, 侏罗系自流井组-凉高山组常规与非常规油气总资源量为油 $22.65 \times 10^8 \text{ t}$ 、气 $7.9 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 是下一步常-非一体化发展的重要方向, 勘探前景广阔。然而, 由于勘探起步相对较晚, 目前在学科认识与技术手段方面仍存在诸多难点, 亟需攻关突破: ①陆相页岩非均质性强, 纹层型、夹层型、互层型页岩微尺度源-储耦合动态演化有待持续攻关, 烃源岩由源内到源外常规储层运聚的动态成藏过程及调整作用有待量化攻关; ②常-非一体资源评价中的资源分配规律、油气滞留量、运聚量及运移路径有待深化攻关^[31]; ③全油气系统成藏边界及动力场差异不明, 常规-非常规油气过渡带的分布范围与界定标准有待落实; ④东岳庙段和大安寨段页岩呈现高黏土矿物含量、页岩内部发育高应力灰岩隔夹层, “穿层”压裂困难, 复杂裂缝形成与扩展机理不清, 与之相适应的压裂工艺尚不成熟; ⑤凉高山组互层型与大安寨段夹层型页岩油气的勘探开发潜力仍需持续深化评价。

6 结论

1) 四川盆地侏罗系自流井组-凉高山组受沉积旋回变化控制, 发育3期湖侵沉积体系, 奠定了全油气系统下3套含油气组合的物质基础, 具有烃源条件优、储集条件好及成藏配置优的特征。

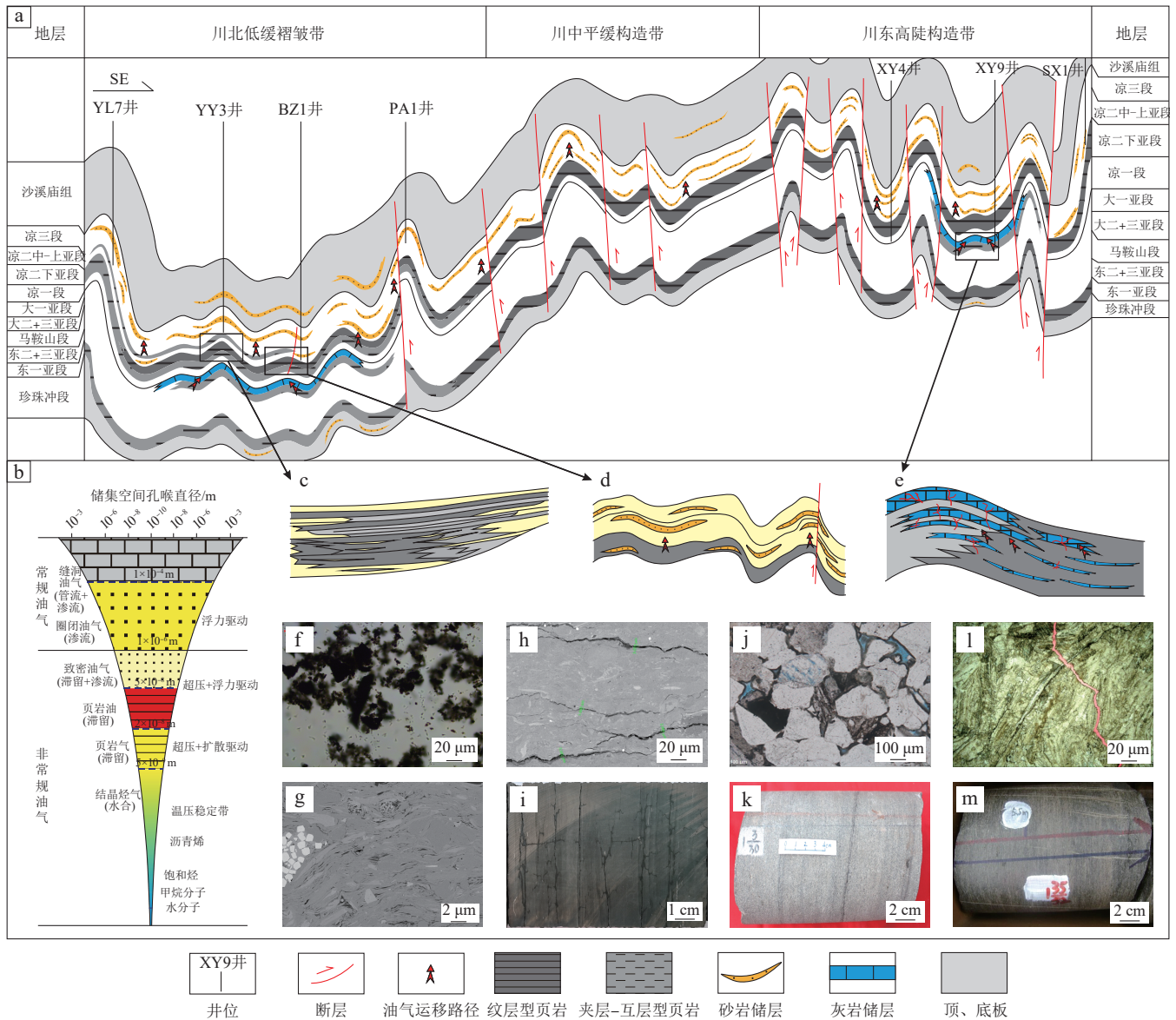


图 13 四川盆地川北—川东地区侏罗系自流井组-凉高山组油气成藏模式(剖面位置见图 1a)

Fig. 13 Hydrocarbon accumulation model of the Jurassic Ziliujing-Lianggaoshan formations, northern-eastern Sichuan Basin (see Fig. 1a for the section location)

a. 四川盆地川北—川东地区油气成藏模式; b. 常规—非常规油气聚集孔喉结构示意图; c. 多类型页岩油气藏; d. 致密砂岩油气藏; e. 致密灰岩叠合裂缝型油气藏; f. TY1 井, 凉二下亚段, 埋深 2 541.80 m, 干酪根, 普通薄片显微照片; g. TY1 井, 凉二下亚段, 埋深 2 559.10 m, 氩离子扫描电镜照片; h. TY1 井, 凉二下亚段, 埋深 2 551.36 m, 氩离子扫描电镜照片; i. TY1 井, 凉二下亚段, 埋深 2 556.00 m, 岩心照片; j. FL1 井, 凉二中亚段, 埋深 2 683.00 m, 铸体薄片显微照片, 正交偏光; k. FL1 井, 凉二中亚段, 埋深 2 687.00 m, 岩心照片; l. XL101 井, 大一亚段, 埋深 2 123.00 m, 普通薄片显微照片, 正交偏光; m. XL101 井, 大一亚段, 埋深 2 121.30 m, 岩心照片

2) 建立了基于“砂(灰)/地比”和“单层砂(灰)夹层厚度”的二元储集体划分标准, 解决了陆相岩性非均质性强、储层划分界限不明的难点, 明确了侏罗系自流井组-凉高山组共发育纹层型、夹层型和互层型 3 种源内页岩储层, 以及致密砂岩和灰岩 2 种源外常规储层, 沉积相序控制了多类型储层有序分布。

3) 明确了多类储层的源-储成藏配置关系: 纹层型页岩具有“中-高生烃、自生自储、强滞留”源-储特

征, 夹层型和互层型页岩具有“中等生烃、自生自储、微运移”源-储特征, 砂岩(灰岩)储集体具有“下生上储、近源富集、断裂输导”成藏特征。

4) 侏罗系自流井组-凉高山组全油气系统中多类型储集体受沉积相带控制, 呈时空有序分布。由下而上发育东一亚段纹层型、夹层型页岩油气, 大安寨段夹层型页岩油气、常规灰岩油气, 凉高山组纹层型、夹层型-互层型页岩油气及常规砂岩油气。源内-源外油

气藏呈“平面两分类、纵向三层楼”展布;多类型油气藏有序聚集、规模成藏、资源潜力大,具有常-非一体、立体成藏特征。

参 考 文 献

- [1] JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. Whole petroleum system and ordered distribution pattern of conventional and unconventional oil and gas reservoirs [J]. *Petroleum Science*, 2023, 20(1): 1-19.
- [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] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩, 等. 全油气系统的4种基本类型及其资源开发领域[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1019-1038.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan, et al. Four basic types of whole petroleum systems and their major plays [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1019-1038.
- [4] 庞雄奇, 崔新璇, 贾承造, 等. 全油气系统理论在实用中面临的几个问题与解决方法[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1039-1054.
- PANG Xiongqi, CUI Xinxuan, JIA Chengzao, et al. Challenges and solutions in the application of the whole petroleum system theory [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1039-1054.
- [5] 肖惠译, 庞雄奇, 李才俊, 等. 全油气系统形成演化过程中常规与非常规油气藏转化机制及模式[J]. *石油与天然气地质*, 2025, 46(4): 1092-1106.
- XIAO Huiyi, PANG Xiongqi, LI Caijun, et al. Mechanisms and models of conversion between conventional and unconventional hydrocarbon reservoirs during the formation and evolution of the whole petroleum system [J]. *Oil & Gas Geology*, 2025, 46(4): 1092-1106.
- [6] 陈冬霞, 王翹楚, 熊亮, 等. 川西一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.
- 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.
- [7] 四川油气区石油地质志编写组. 中国石油地质志 卷十: 四川油气区[M]. 北京: 石油工业出版社, 1989.
- Petroleum Geology Compilation Group of Sichuan Oil and Gas Province. *Petroleum geology of China*, Vol. 10: Sichuan oil and gas regions [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989.
- [8] 何登发, 李德生, 张国伟, 等. 四川多旋回叠合盆地的形成与演化[J]. *地质科学*, 2011, 46(3): 589-606.
- HE Dengfa, LI Desheng, ZHANG Guowei, et al. Formation and evolution of multi-cycle superposed Sichuan Basin, China [J]. *Chinese Journal of Geology*, 2011, 46(3): 589-606.
- [9] 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.
- [10] 曹正林, 张本健, 杨荣军, 等. 川西地区上三叠统须家河组全油气系统成藏模式新认识[J]. *天然气工业*, 2023, 43(11): 40-53.
- CAO Zhenglin, ZHANG Benjian, YANG Rongjun, et al. New understanding of hydrocarbon accumulation model in whole petroleum system of the Upper Triassic Xujiahe Formation in the western Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(11): 40-53.
- [11] 李登华, 李建忠, 张斌, 等. 四川盆地侏罗系致密油形成条件、资源潜力与甜点区预测[J]. *石油学报*, 2017, 38(7): 740-752.
- LI Denghua, LI Jianzhong, ZHANG Bin, et al. Formation condition, resource potential and sweet-spot area prediction of Jurassic tight oil in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(7): 740-752.
- [12] 杨跃明, 杨家静, 杨光, 等. 四川盆地中部地区侏罗系致密油研究新进展[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6): 873-882.
- YANG Yueming, YANG Jiajing, YANG Guang, et al. New research progress of Jurassic tight oil in central Sichuan Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6): 873-882.
- [13] 梁狄刚, 冉隆辉, 戴弹申, 等. 四川盆地中北部侏罗系大面积非常规石油勘探潜力的再认识[J]. *石油学报*, 2011, 32(1): 8-17.
- LIANG Digang, RAN Longhui, DAI Danshen, et al. A re-recognition of the prospecting potential of Jurassic large-area and non-conventional oils in the central-northern Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 32(1): 8-17.
- [14] 郭旭升, 魏志红, 魏祥峰, 等. 四川盆地侏罗系陆相页岩油气富集条件及勘探方向[J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 14-27.
- GUO Xusheng, WEI Zhihong, WEI Xiangfeng, et al. Enrichment conditions and exploration direction of Jurassic continental shale oil and gas in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 14-27.
- [15] 何文渊, 白雪峰, 蒙启安, 等. 四川盆地陆相页岩油成藏地质特征与重大发现[J]. *石油学报*, 2022, 43(7): 885-898.
- HE Wenyuan, BAI Xuefeng, MENG Qi'an, et al. Accumulation geological characteristics and major discoveries of lacustrine shale oil in Sichuan Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(7): 885-898.
- [16] 胡东风, 李真祥, 魏志红, 等. 四川盆地北部地区巴中1HF井侏罗系河道砂岩油气勘探突破及意义[J]. *天然气工业*, 2023, 43(3): 1-11.
- HU Dongfeng, LI Zhenxiang, WEI Zhihong, et al. Breakthrough in oil and gas exploration of Jurassic channel sandstone in Well

- Bazhong 1HF in northern Sichuan Basin and its significance[J]. *Natural Gas Industry*, 2023, 43(3): 1-11.
- [17] 何登发, 李英强, 黄涵宇, 等. 四川多旋回叠合盆地的形成演化与油气聚集[M]. 北京: 科学出版社, 2020: 1-569.
- HE Dengfa, LI Yingqiang, HUANG Hanyu, et al. Formation, evolution and oil and gas accumulation of Sichuan multi-cycle superimposed basin[M]. Beijing: Science Press, 2020: 1-569.
- [18] 鲁国, 何登发, 开百泽. 四川盆地构造沉降特征及成因机制分析[J]. *地质科学*, 2023, 58(1): 86-104.
- LU Guo, HE Dengfa, KAI Baize. Tectonic subsidence characteristics of Sichuan Basin and its enlightenment to basin genesis [J]. *Chinese Journal of Geology (Scientia Geologica Sinica)*, 2023, 58(1): 86-104.
- [19] 李英强, 何登发. 四川盆地及邻区早侏罗世构造-沉积环境与原型盆地演化[J]. *石油学报*, 2014, 35(2): 219-232.
- LI Yingqiang, HE Dengfa. Evolution of tectonic-depositional environment and prototype basins of the Early Jurassic in Sichuan Basin and adjacent areas[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(2): 219-232.
- [20] 王道军, 陈超, 刘珠江, 等. 四川盆地复兴地区侏罗系纹层型页岩油气富集主控因素[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(2): 319-332.
- WANG Daojun, CHEN Chao, LIU Zhujiang, et al. Main controlling factors for oil and gas enrichment in Jurassic laminated shale in Fuxing area of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2024, 46(2): 319-332.
- [21] 庞雄奇, 贾承造, 郭秋麟, 等. 全油气系统理论用于常规和非常规油气资源评价的盆地模拟技术原理及应用[J]. *石油学报*, 2023, 44(9): 1417-1433.
- PANG Xiongqi, JIA Chengzao, GUO Qiulin, et al. Principle and application of basin modeling technology for evaluation of conventional and unconventional oil gas resource based on whole petroleum system theory[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(9): 1417-1433.
- [22] 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.
- [23] 杨智, 邹才能. 论常规—非常规油气有序“共生富集”——兼论常规—非常规油气地质学理论技术[J]. *地质学报*, 2022, 96(5): 1635-1653.
- YANG Zhi, ZOU Caineng. Orderly “symbiotic enrichment” of conventional & unconventional oil and gas—discussion on theory and technology of conventional & unconventional petroleum geology[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022, 96(5): 1635-1653.
- [24] 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.
- [25] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆地相页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. *石油学报*, 2021, 42(2): 143-162.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep basin: A case study of the Paleogene in Huanghua Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2011, 42(2): 143-162.
- [26] 郭芪恒, 李士祥, 金振奎, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长7₃亚段页岩油特征及勘探方向[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 767-781.
- GUO Qiheng, LI Shixiang, JIN Zhenkui, et al. Characteristics and exploration targets of Chang 7 shale oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 767-781.
- [27] 刘惠民, 李政, 包友书, 等. 渤海湾盆地济阳坳陷高产页岩油井BYP5页岩地质特征[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1405-1417.
- LIU Huimin, LI Zheng, BAO Youshu, et al. Geology of shales in prolific shale-oil Well BYP5 in the Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1405-1417.
- [28] BEHAR F, BEAUMONT V, DE B PENTEADO H L. Rock-Eval 6 technology: Performances and developments [J]. *Oil & Gas Science and Technology-Revue d'IFP Energies Nouvelles*, 2001, 56(2): 111-134.
- [29] LI Qiqi, CHEN Fengling, WU Shiqiang, et al. A simple and effective evaluation method for lacustrine shale oil based on mass balance calculation of Rock-Eval data[J]. *Applied Geochemistry*, 2022, 140: 105287.
- [30] 李明阳, 黎承银, 潘磊. 川东涪陵地区中侏罗统凉高山组致密砂岩储层特征及成因[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(7): 1150-1159.
- LI Mingyang, LI Chengyin, PAN Lei. Characteristics and genesis of tight sandstone reservoirs of Middle Jurassic Lianggaoshan Formation in Fuling area, eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(7): 1150-1159.
- [31] 王飞宇, 冯伟平, 庞雄奇, 等. 全油气系统生、排烃和运聚定量分析中的关键问题与解决途径[J]. *石油学报*, 2023, 44(9): 1434-1444.
- WANG Feiyu, FENG Weiping, PANG Xiongqi, et al. Key problems and solutions in quantitative analysis of hydrocarbon generation, expulsion, migration and accumulation in whole petroleum system[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(9): 1434-1444.

(编辑 张玉银)