

文章编号: 0253-2697(2023)09-1500-17 DOI:10.7623/syxb202309008

四川盆地普陆页1井侏罗系页岩气勘探突破及意义

张洪安¹ 彭君¹ 王学军² 李进³

(1. 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司 河南濮阳 457000; 2. 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司勘探部 河南濮阳 457000;
3. 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司勘探开发研究院 河南濮阳 457000)

摘要:四川盆地普光气田的陆相页岩气风险井普陆页1井在侏罗系千佛崖组半深湖亚相页岩气层中试气获得 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流、试采稳产天然气达到 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,实现了四川盆地千佛崖组陆相页岩气勘探的重大突破。基于普陆页1井的系统取心及测试结果,对比分析全盆地同层位的研究认识,探讨了侏罗系页岩油气富集的主控因素及模式,指出了四川盆地侏罗系页岩气的下一步重点勘探方向。通过“盆山耦合地层对比—界面识别地层划分—工区系统取心锚定”,明确了中侏罗世早期存在盆地性质的转换(拗陷湖盆—前陆盆地);在“北气南油”的油气藏分布格局下,中侏罗统千佛崖组发育“双复杂”型的非常规油气“箱体”;建立了前陆盆地陆相页岩油气二元差异的富集模式,并特别指出通江—普光—开县以北的地区(通江生气中心)为侏罗系陆相页岩气勘探开发的战略区块,其资源量可达 $3.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。依据勘探实践,初步提出四川盆地千佛崖组湖相富壳质组页岩的生烃模式为在镜质体反射率(R_o) $>2.0\%$ 时仍然可能处于生油气窗口, $0.7\% \leq R_o \leq 2.2\%$ 可作为陆相页岩油气勘探的现实领域。这极大地扩展了陆相页岩油气的勘探空间。

关键词:前陆盆地;箱体;二元差异富集;通江生气中心;富壳质组页岩生烃

中图分类号:TE122

文献标识码:A

Breakthrough of Jurassic shale gas exploration in Well Puluye1 of Sichuan Basin and its significance

Zhang Hongan¹ Peng Jun¹ Wang Xuejun² Li Jin³

(1. Sinopec Zhongyuan Oilfield Company, Henan Puyang 457000, China;

2. Exploration Department, Sinopec Zhongyuan Oilfield Company, Henan Puyang 457000, China;

3. Exploration and Development Research Institute, Sinopec Zhongyuan Oilfield Company, Henan Puyang 457000, China)

Abstract: Well Puluye1 (PLY1), the continental shale gas risk well, has obtained a high industrial natural gas production of $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ in the semi-deep lacustrine subfacies shale gas reservoir of the Jurassic Qianfoya Formation in Puguang gas field, Sichuan Basin, and also stable natural gas yield of $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ in the pilot production stage, achieving a major breakthrough in the exploration of continental shale gas in Qianfoya Formation, Sichuan Basin. Based on the systematic coring and testing results of Well PLY1 and the comparative analysis of understandings in research of the same formations in the whole basin, the paper explores the main controlling factors and models for the enrichment of Jurassic shale oil and gas, and points out the key exploration directions of Jurassic shale gas in Sichuan Basin. Through basin-mountain coupled formation correlation, boundary identification and formation division, and systematic coring and anchoring in work area, the transition (from depressional lake basin to foreland basin) of basin properties in the Early-Middle Jurassic has been clarified; under the reservoir pattern of gas in the north and oil in the south, the Middle Jurassic Qianfoya Formation develops a “double complex” type unconventional oil-gas box; a binary differential enrichment model of continental shale oil and gas in the foreland basin has been established, and it is particularly pointed out that the north area of Tongjiang-Puguang-Kaixian (Tongjiang gas generating center) is a strategic block for the exploration and development of Jurassic continental shale gas, possessing the hydrocarbon resource of $3.3 \times 10^{12} \text{ m}^3$. Based on the exploration practice, it is preliminarily proposed that the hydrocarbon generation pattern of lacustrine exinite-rich shale in Qianfoya Formation of Sichuan Basin is still be in oil-gas generation window when vitrinite reflectance (R_o) is over 2.0%, and $0.7\% \leq R_o \leq 2.2\%$ indicates the real field of continental shale oil-gas exploration, which greatly expands the exploration space of continental shale oil and gas.

Key words: foreland basin; box; binary differential enrichment; Tongjiang gas generating center; hydrocarbon generation from exinite-rich shale

基金项目:中国石油化工股份有限公司项目“中原探区陆相侏罗系页岩气勘探开发关键技术”(P21111)和中国石油化工集团有限公司项目“普光侏罗系陆相页岩凝析气藏有效开发技术”(P23202)资助。

第一作者:张洪安,男,1965年10月生,2004年获中国地质大学(北京)博士学位,现为中国石油化工股份有限公司中原油田分公司副总经理、教授级高级工程师,主要从事油气地质综合研究与油气勘探工作。Email: zhangha.zyyt@sinopec.com

通信作者:李进,男,1989年10月生,2018年获中国地质大学(北京)博士学位,现为中国石油化工股份有限公司中原油田分公司勘探开发研究院副研究员,主要从事非常规油气勘探部署及页岩油气开发地质评价工作。Email: lijincugb@126.com

引用:张洪安,彭君,王学军,李进.四川盆地普陆页1井侏罗系页岩气勘探突破及意义[J].石油学报,2023,44(9):1500-1516,1551.
Cite:ZHANG Hongan,PENG Jun,WANG Xuejun,LI Jin. Breakthrough of Jurassic shale gas exploration in Well Puluye1 of Sichuan Basin and its significance[J]. Acta Petrolei Sinica,2023,44(9):1500-1516,1551.

近十年来,四川盆地页岩气的勘探开发取得了巨大成功,相继发现了涪陵、威远、长宁、昭通、永川等多个具商业规模的页岩气田。截至2021年,累计探明地质储量超过 $1.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$,建成产能约 $200 \times 10^8 \text{ m}^3$,形成了海相页岩气“二元富集”理论及国产化勘探开发技术体系,为中国的能源安全做出了巨大贡献^[1-3]。涪陵、元坝、平昌等多个区块虽然在陆相页岩油气领域持续取得突破,但在油气藏性质、油气富集主控因素、资源规模、适宜的配套工程技术等方面仍然面临着巨大挑战^[4-5]。普光区块普陆页1井于侏罗系千佛崖组一段的黑色页岩试气获得 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流,取得了陆相页岩气的重大勘探突破,揭示了侏罗系是页岩气勘探的重要层系。

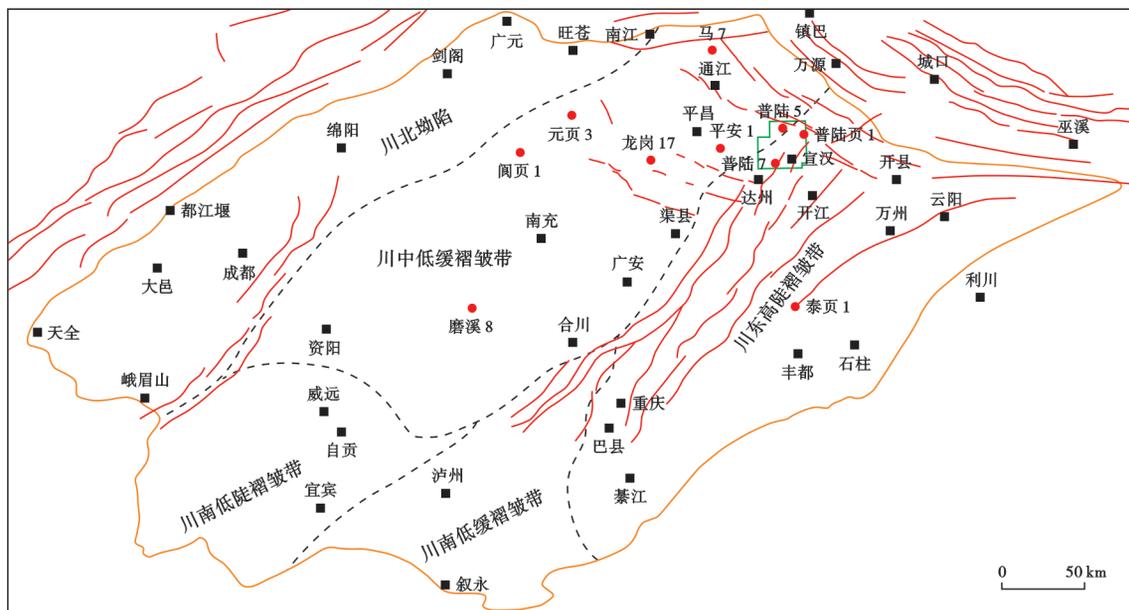
四川盆地侏罗系勘探始于20世纪50年代的川中会战^[6]。会战初期,以构造-裂缝油气藏为主要勘探对象,按照“占高点、打裂缝”的思路,陆续发现了蓬莱、南充一充西、龙女寺等油田;20世纪70年代,根据构造控藏理论连续发现了金华、八角、中台山、桂花、莲池、秋林、公山庙等油田,累计提交石油探明地质储量 $8119 \times 10^4 \text{ t}$ 、天然气探明地质储量 $145.92 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计生产原油 $526.72 \times 10^4 \text{ t}$ 、凝析油 $164.50 \times 10^4 \text{ t}$ 。该时期发现的侏罗系油气藏分布层系众多,压力系数普遍较高,但同时储层厚度薄、横向稳定性弱、物性差、改造难、资源丰度低、单井产量低、采收率低,勘探开发效果不佳。四川盆地的侏罗系虽然历经半个多世纪的探索,油气勘探取得了一定成效、研究工作也一直在持续推进,但侏罗系一直未能成为盆地勘探开发的主战场^[7-8]。自2019年起,元坝、复兴、平昌以及普光等多个区块在下侏罗统自流井组东岳庙段、大安寨段和中侏罗统千佛崖组(又名凉高山组,下文统称为千佛崖组)连续取得页岩油气重要突破,这不仅重塑了四川盆地侏罗系的整体勘探开发态势,更拓展了中国的页岩油气勘探领域^[9-10]。川东北普光探区的侏罗系油气勘探始于原四川石油管理局在20世纪50年代达县—宣汉地区双石庙构造高点部署的十余口浅井,侏罗系仅见微弱的油气显示,在该阶段并未明确油气勘探类型及有利目标。中国石油化工股份有限公司中原油田分公司接手普光气田矿权后,在产能建设过程中发现多口井在侏罗系中均见到良好的油气显示,部分井在千佛崖组页岩段可点火放喷,但一直未作为单独的一套成藏系统开展系统研究与勘探开发。

2019年,经评价认为,普光探区中侏罗统千佛崖组一段连续发育厚15~30m的半深湖亚相黑色页岩,该套页岩层普遍有油气显示。因此,中国石油化工股份有限公司中原油田分公司确定了“重返陆相,主攻千佛崖组”的勘探新思路,并经中国石油化工股份有限公司批准正式实施普光区块第1口陆相页岩气风险探井——普陆页1井。2021年11月,通过水平井钻井及分段压裂测试,普陆页1井试气获得产气量为 $10.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流,取得了川东北地区普光区块陆相页岩气的重大勘探突破,极大提升了陆相页岩气的勘探开发信心。

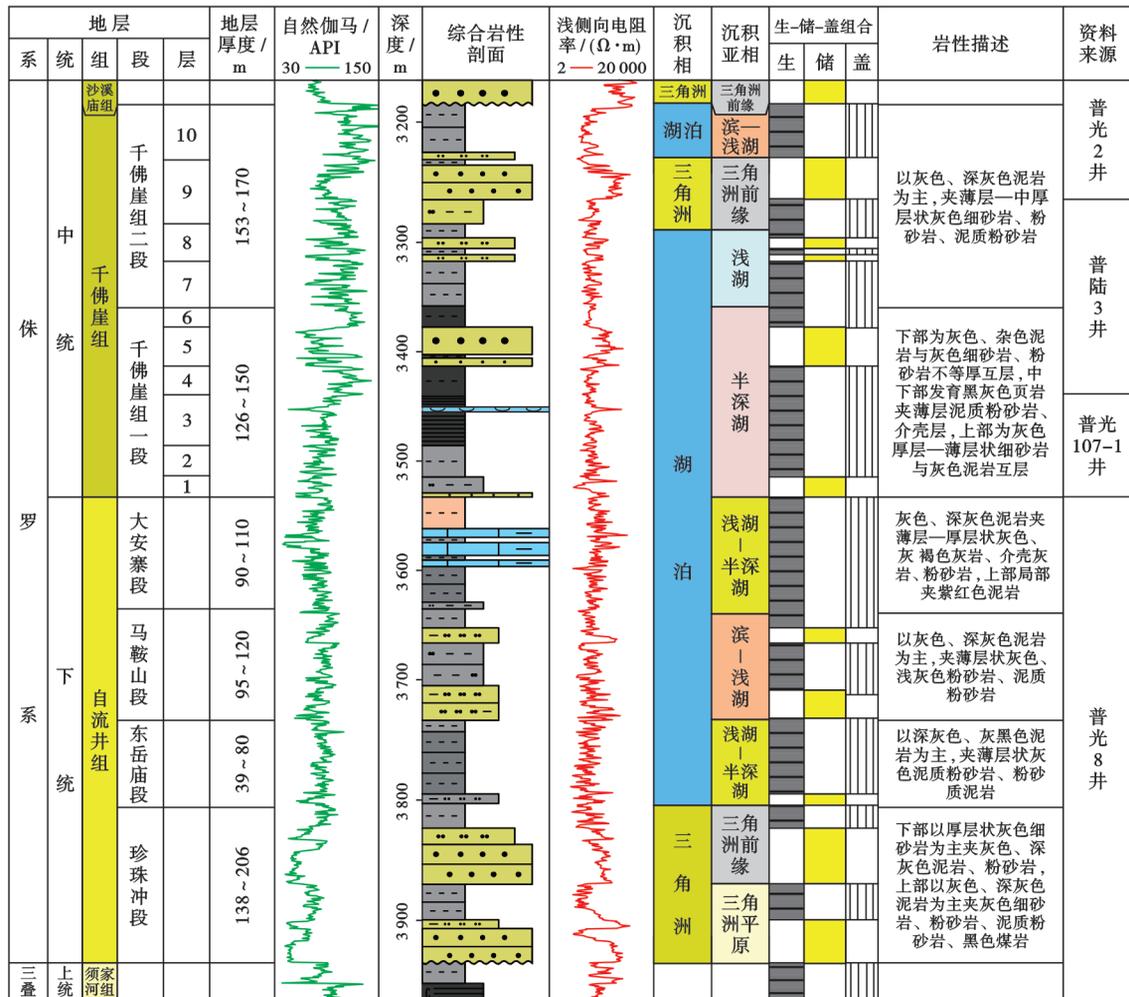
1 区域地质背景

川东北地区(主要指通江—普光一带)位于川东高陡褶皱带,受大巴山挤压推覆的影响,构造呈现NW向展布的格局,发育一系列NW—SE向延伸的大型复背斜与复向斜^[11-13]。川东北地区发育上震旦统至侏罗系地层,除泥盆系地层外,各时代地层均发育完整。受四川盆地侏罗纪3次大规模湖侵的影响,川东北地区发育下侏罗统自流井组东岳庙段、大安寨段及中侏罗统千佛崖组(与凉高山组同阶)3套半深湖亚相—浅湖亚相富含有机质泥页岩,其中,千佛崖组一段的页岩品质最好,累计厚度可达40~50m。需要特别指出的是,川东北地区下侏罗统自流井组大安寨段顶部沉积了一套杂色泥岩/凝灰质泥岩(为普陆页1井系统取心首次揭示),其上覆地层为千佛崖组一段灰色粉细砂岩+暗色泥岩黑色页岩的岩性组合,下伏地层为大安寨段灰色灰岩—黑色页岩的岩性组合(图1),这表明川东北地区在早侏罗世晚期—中侏罗世早期存在区域性沉积间断不整合。

川东北地区千佛崖组主要为湖泊—三角洲沉积,并经历了一次完整的湖侵—湖退旋回,按岩性变化划分为2段10层。从千佛崖组一段沉积期开始,快速湖侵,在千佛崖组一段中期达到最大湖泛期,对应了千佛崖组一段③层,发育半深湖亚相黑色页岩,页岩品质较好,此后由于受到重力流事件陆源碎屑物质输入的影响,页岩品质减弱,并于千佛崖组二段沉积早期开始湖退。川东北地区千佛崖组富有机质页岩主要集中在千佛崖组一段③层,岩性以(长英质)纹层状黏土质页岩为主,夹少量粉砂岩、介壳层及含介屑粉砂岩。



(a) 构造位置



(b) 侏罗系地层综合特征



图1 四川盆地构造单元及川东北地区侏罗系综合地层特征

Fig. 1 Tectonic units of Sichuan Basin and comprehensive stratigraphic characteristics of Jurassic in northeast Sichuan Basin

2 普陆页 1 井页岩气成藏地质条件

普陆页 1 井岩心观察结果揭示,千佛崖组暗色泥岩和页岩主要发育在千佛崖组一段的中—上部,即千佛崖组一段③—⑥层,并且被多套单层厚度为 1~10 m 的低孔、低渗粉砂—细砂岩分隔,其中,千佛崖组一段③层页岩的连续沉积厚度最大(图 2)。

有机地球化学分析结果显示,千佛崖组一段③层的纹层状黏土质页岩总体表现出厚度大、有机质丰度较高、有机质类型好、热演化程度高的特征。其中,总有机碳(TOC)含量为 1.01%~2.39%,平均为 1.42%,明显高于千佛崖组一段④—⑥层及①—②层;有机质显微组分主要为壳质组,镜质组次之,含少量腐泥组及固体沥青,有机质类型以 II₁—II₂型为主。镜

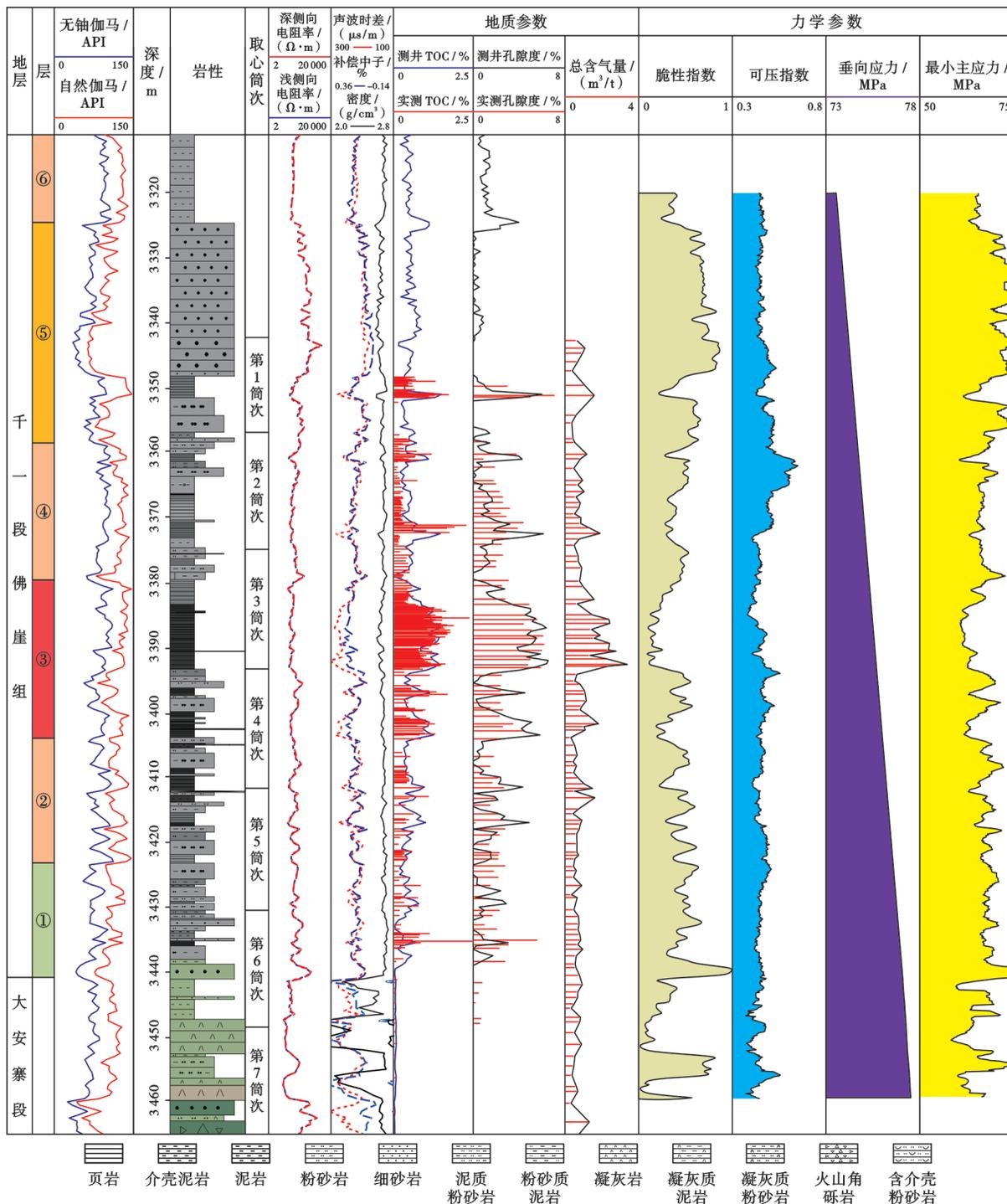


图 2 普陆页 1 井千佛崖组一段页岩气综合评价

Fig. 2 Comprehensive evaluation of shale gas in Member 1 of Qianfoya Formation, Well Puluyel

质体反射率(R_o)为1.95%~2.09%(平均为2.06%),处于过成熟阶段,有利于干气—湿气大量生成。

千佛崖组一段③层页岩中石英平均含量为29.3%,黏土矿物平均含量为57.3%,碳酸盐矿物平均含量为1.7%。其中,黏土矿物以伊利石(46%~50%)、绿泥石(22%~31%)为主,其次为伊/蒙混层(11%~23%),高岭石含量最低(8%~11%),总体具有低石英、高黏土矿物、高伊利石含量的特征,有利于压裂改造^[14]。

千佛崖组一段③层页岩相对于其他层,具有高孔隙度、高含气量的特征,实测孔隙度平均为5.37%,平均含气量为2.06 m³/t,而千佛崖组一段④—⑥层及

①—②层的泥页岩孔隙度及含气量均低于千佛崖组一段③层(图2)。页岩储集空间以黏土矿物晶间孔缝、层理缝为主,有机孔次之,局部发育高角度缝[图3(a)—图3(e)]。此外,镜下揭示草莓状黄铁矿晶间被有机质全充填,有机质孔大量发育,说明其为缺氧环境下有机质与黄铁矿等矿物大量络合后的埋藏沉积^[15],这为半深湖亚相页岩在高温演化阶段下形成优质储层奠定了物质基础。通过岩心、岩石薄片观察及扫描电镜矿物定量评价(QEMSCAN)分析可见,普陆页1井千佛崖组一段页岩中普遍发育长英质纹层,其分布呈多种形态及组合模式(连续平直状、连续微波状、连续爬升状及断续平直状),层理缝发育密度约为110条/m^[16]。

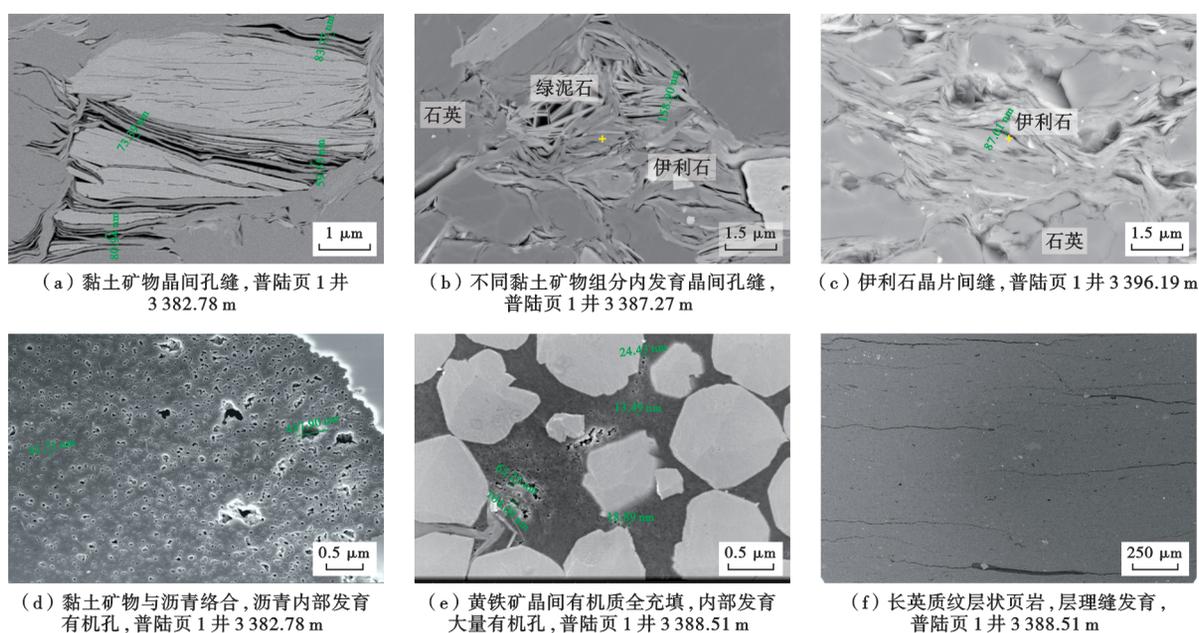


图3 普陆页1井千佛崖组一段页岩储集空间

Fig. 3 Reservoir space of shale in Member 1 of Qianfoya Formation, Well Puluyel

3 千佛崖组一段页岩油气富集的差异性及其富集模式

3.1 中侏罗世盆地演化及其对页岩分布格局的控制

大型盆地性质及转换时间决定了沉积充填过程及沉积相带的展布规律,更决定了优质页岩沉积及分布规律,目前有关四川盆地早—中侏罗世盆地性质的争议主要围绕着陆内坳陷湖盆何时转换为前陆盆地展开^[12-13,17]。根据最新的钻井及野外露头资料,笔者认为中侏罗世早期四川盆地东南缘大巴山前陆盆地已经形成,并控制了半深湖亚相带的展布形态,其依据为以下3点:

(1) 普陆页1井的系统取心揭示在下侏罗统自流井组与中侏罗统千佛崖组的界面处发育一套灰绿色凝灰质泥岩/沉凝灰岩/凝灰质砂岩的岩性组合(图4),

证实川东北地区在燕山运动早幕经历了较大规模的构造活动并受到同一构造期火山事件影响。此外,前人测出秦岭—大巴山造山带存在2个地质年龄高值(200~170 Ma和140~120 Ma),代表在印支期晚幕—燕山期早幕和燕山期中—晚幕有2次重要的热事件与逆冲作用,这导致大巴山整体南冲,形成弧形构造带^[18]。

(2) 盆地样式转换通常伴随着盆内沉积格局的转变以及地层厚度的相应变化。从四川盆地千佛崖组厚度来看,整体上有从NE向SW逐渐减薄的趋势,其中,万源—普光—通江一线为厚度高值区,具明显的NW—SE向展布的特点[图5(a)],与川东北地区构造断裂(以发育NW—SE向断裂为主)分布趋势一致,说明中侏罗世早期川东北地区既是沉积中心,也是沉降中心。中侏罗世中—晚期,相比同时期川西地区,川东

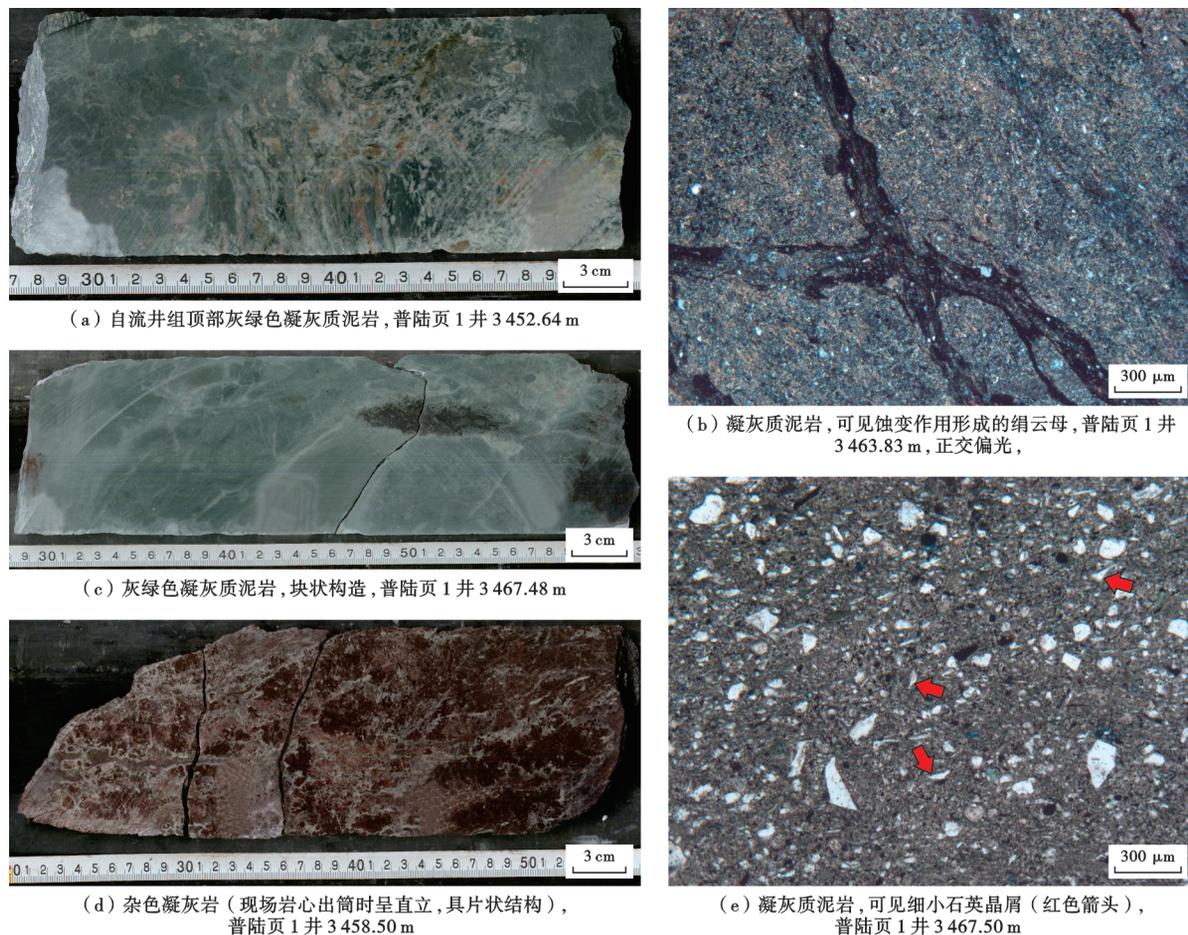


图4 普光地区中侏罗统千佛崖组与下侏罗统自流井组界面的典型岩性

Fig. 4 Typical lithology of the boundaries between the Middle Jurassic Qianfoya Formation and the Lower Jurassic Ziliujing Formation in Puguang area

北地区沙溪庙组沉积了一套巨厚的多韵律红色碎屑岩,这印证川东北地区在中侏罗世中—晚期继承了早期的构造及沉积格局,为沉积中心及沉降中心^[13]。

(3) 循进型同构造角度不整合是前陆盆地重要识别标志^[13,19]。盆地内 SW—NE 向的大剖面揭示下侏罗统自流井组厚度、岩性组合整体稳定、连续,但中侏罗统千佛崖组自 NE 向 SW 厚度明显减薄并在西南部缺失,下沙溪庙组直接超覆于下侏罗统自流井组灰岩层之上[图 5(b)],具有明显的削蚀现象,与大巴山—米仓山在早侏罗世晚期—中侏罗世早期发生的同沉积期隆升密切相关。

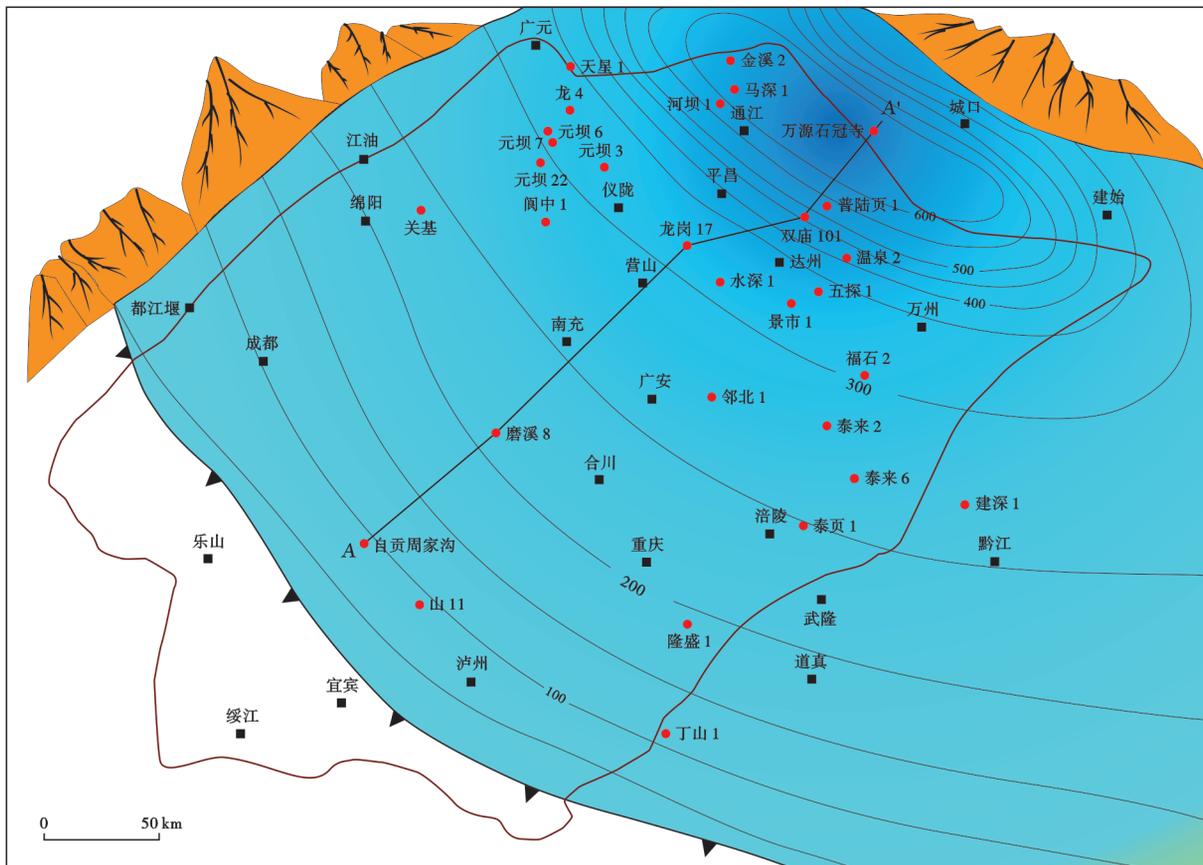
基于上述认识,结合早—中侏罗世发生的多期规模湖侵事件^[18,20],可认识到:①中侏罗世早期盆地半深湖—深湖亚相带的展布形态从环状演变为偏心圆状(NW—SE 向、垂直于大巴山挤压推覆方向),沉积中心从川中地区向川东北地区迁移,同时中侏罗世早期半深湖亚相带的分布范围极广,东至涪陵、西至元坝、北至万源(图 6),且深湖亚相区主要分布于大巴山

推覆带;②受构造运动及所处大地构造位置的控制,川东北地区在千佛崖组烃源岩沉积期接受了强烈的重力流事件输入,导致页岩连续厚度、页岩品质反而不如盆地内远离大巴山的其他半深湖亚相区。

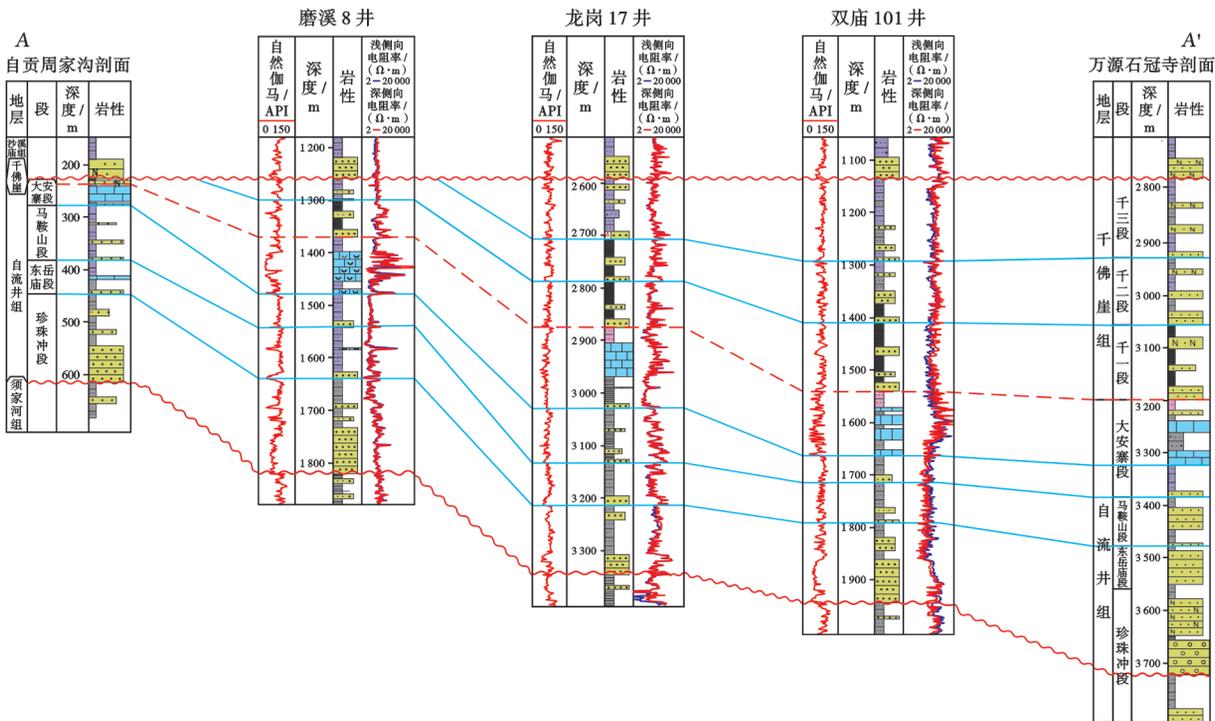
3.2 在北高南低的热演化条件下,千佛崖组一段页岩油气藏的差异性

页岩油气评价的核心首先取决于页岩的有机质丰度、有机质类型及有机质成熟度,其次为页岩的厚度、空间稳定性、展布面积、物性、含气性等^[21-24]。在湖相背景下,四川盆地千佛崖组一段页岩的相同点主要在于岩相(均为长英质纹层状页岩相)、厚度(14.1~20.5 m)和 TOC 含量(整体为 1.23%~1.68%,为中等烃源岩) 3 个方面^[25]。

四川盆地千佛崖组一段页岩的不同点多达十余项,页岩油气藏的非均质性显著(表 1)。主要差异可总结为 4 个方面:①自 NE 向 SW,热演化程度从过成熟—高成熟快速降低至成熟(R_o 从 2.06%降至 1.00%)、含气量快速降低(从 2.07 m³/t 降至 0.64 m³/t)、孔隙度降低(从 5.37%降至 3.48%),呈现页岩层品质逐渐



(a) 千佛崖组地层厚度平面分布

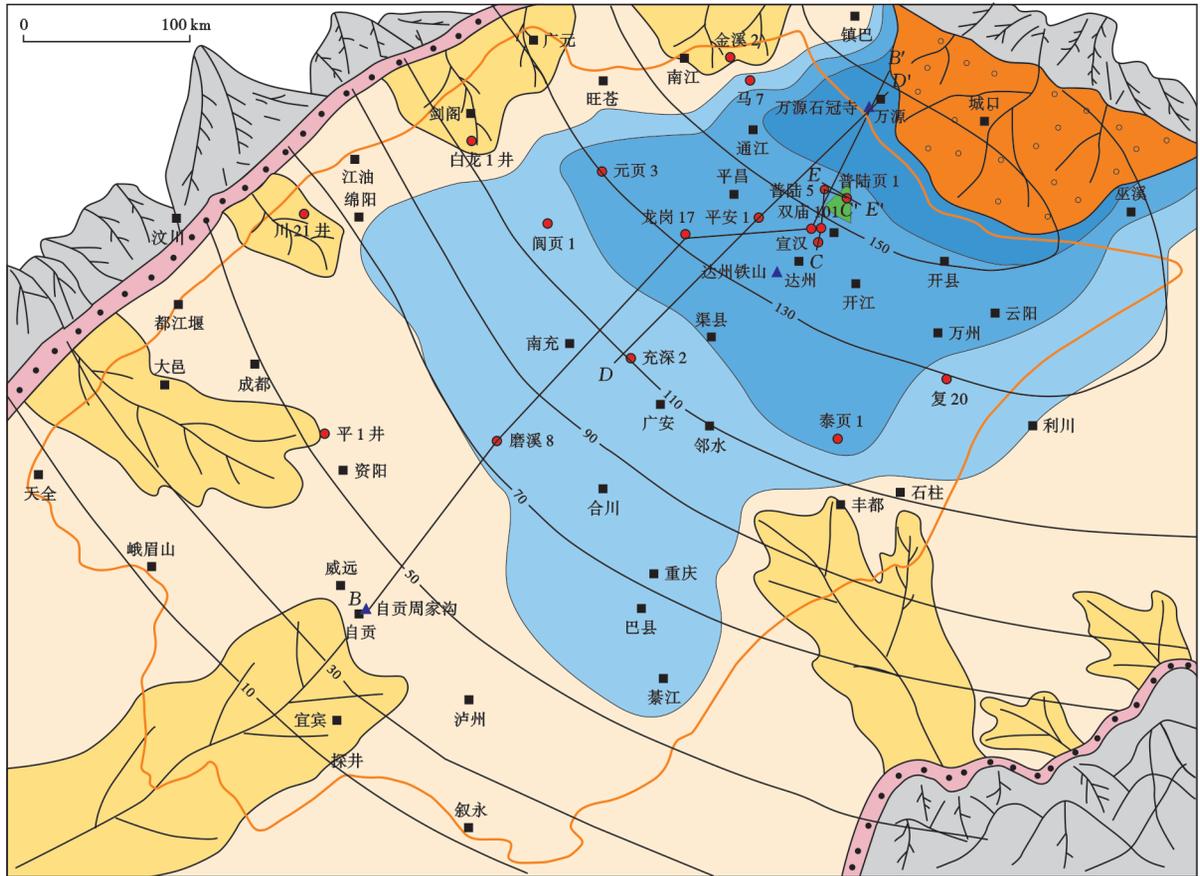


(b) 自流井组—千佛崖组地层对比剖面

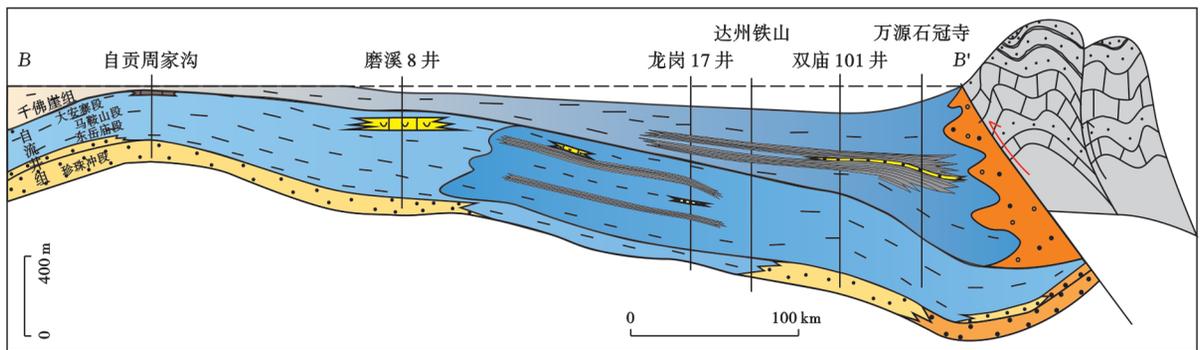


图5 四川盆地千佛崖组厚度分布及地层对比

Fig. 5 Thickness distribution and stratigraphic correlation of Qianfoya Formation in Sichuan Basin



(a) 沉积相平面分布



(b) 沉积剖面展布

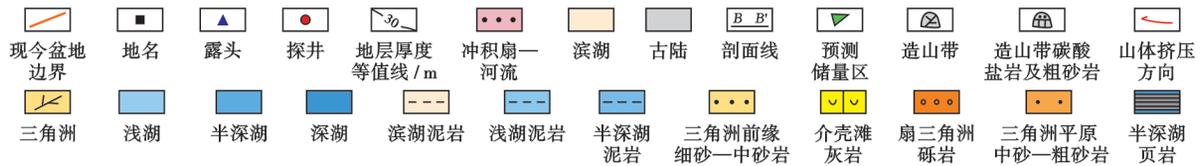


图6 四川盆地千佛崖组一段沉积相分布及剖面特征

Fig. 6 Sedimentary facies distribution and profile characteristics of Member 1 of Qianfoya Formation in Sichuan Basin

减弱的趋势;②相比其他地区的Ⅱ₂—Ⅲ型干酪根,川东北地区Ⅱ₁—Ⅰ型干酪根的特殊性暗示普光工区以北及通江地区处于更优越的沉积微相区;③黏土矿物组成与热演化程度的协同演变揭示了NE—SW向千佛崖组一段源岩生烃阶段的差异性(图7);④自NE向SW,页岩气层的生产气油比快速降低(由12 615 m³/m³

降至1 097 m³/m³)、地面原油密度升高,各工区的生产实践(表1)均表明四川盆地具有“北气南油”的油气藏分布格局。

基于上述差异性的认识,对于千佛崖组一段页岩的油气系统而言,开展盆地热演化程度的主控因素研究是解剖全盆地页岩油气藏、厘定非常规油气勘探开

发决策的关键。目前,笔者已可以确定川东北地区的高热演化区与大巴山挤压推覆波及带存在高度重合,即由盆地东北缘向盆地中心,NW—SE向的大型断裂发育程度愈低,热演化程度愈低(图8)。

立足整个四川盆地思考今后侏罗系页岩油气的勘探开发方向,笔者认为通江—宣汉—开县地区以北既是有利于生油型干酪根富集的优越沉积相带区,又是具有显著高热演化特征的生气潜力区,再叠加上的高热演化阶段页岩自身优越的储集性能,以及在大巴山挤压推覆应力波及带作用下发育多尺度裂缝的先天背

景,一个万亿立方米级别的页岩气资源阵地——“通江生气中心”呼之欲出。

3.3 千佛崖组一段“箱体式”油气系统及陆相页岩油气二元差异富集模式

3.3.1 中侏罗统千佛崖组一段发育“双复杂”型页岩气+致密气“箱体”

近3年的勘探实践证实,普光地区千佛崖组一段至少包含第③层页岩油气、第④—⑤层致密气和第⑥层页岩油气3套含油气单元,且同属于一套油气系统。主要证据包括:①气源对比证实千佛崖组页岩气与致

表1 四川盆地侏罗系千佛崖组页岩气“甜点层”参数

Table 1 Parameters of shale gas sweet spot layers of Jurassic Qianfoya Formation in Sichuan Basin

构造位置	井名	页岩累计厚度/m	主力岩相	地质品质				干酪根类型	压裂品质			埋深/m	气油比/(m ³ /m ³)	原油密度/(g/cm ³)	油气藏性质	
				TOC/%	孔隙度/%	含气量/(m ³ /t)	R _o /%		硅质/%	黏土矿物/%	碳酸盐/%				试气情况	类型
川东北	普陆页1	15.6	长英质纹层状页岩	1.42	5.37	2.06	2.03	II ₂ -II ₁	37.71	55.69	2.8	3400	12165	0.7669	产气量 10.40 × 10 ⁴ m ³ /d、 产油量 0.46 t/d	低含凝析油凝析气藏
	普陆5	20.5	长英质纹层状页岩	1.61	5.50 (测井)	2.07	1.95	II ₁ -I	35.12	56.98	3.5	3100			产气量 1.25 × 10 ⁴ m ³ /d、 直井压裂	
川东北 (靠近川中)	平安1	15.0	长英质纹层状页岩	1.23	4.26	1.51	1.55	II ₂ -III				3000	1097	0.8367	产气量 11.45 × 10 ⁴ m ³ /d、 产油量 94.13 t/d	高含凝析油凝析气藏
川北	元页3	14.1	长英质纹层状页岩	1.68	4.91	1.51	1.25	II ₂ -III	36.20	55.20	5.4	3560	756		产气量 1.18 × 10 ⁴ m ³ /d、 产油量 13.05 t/d	
川西南	泰页1	20.5	长英质纹层状页岩	1.56	3.53	1.81	1.14	II ₂ -III	35.90	48.90	3.9	2550	1300	0.7776	产气量 7.50 × 10 ⁴ m ³ /d、 产油量 7.62 t/d	特高含凝析油凝析气藏
川中	页岩1	16.5	长英质纹层状页岩	1.70	3.48	0.64	1.00	II ₂ -III	36.20	49.80	9.8	2760				普通油藏

注:部分参数数据文献[4-5,8-9]。

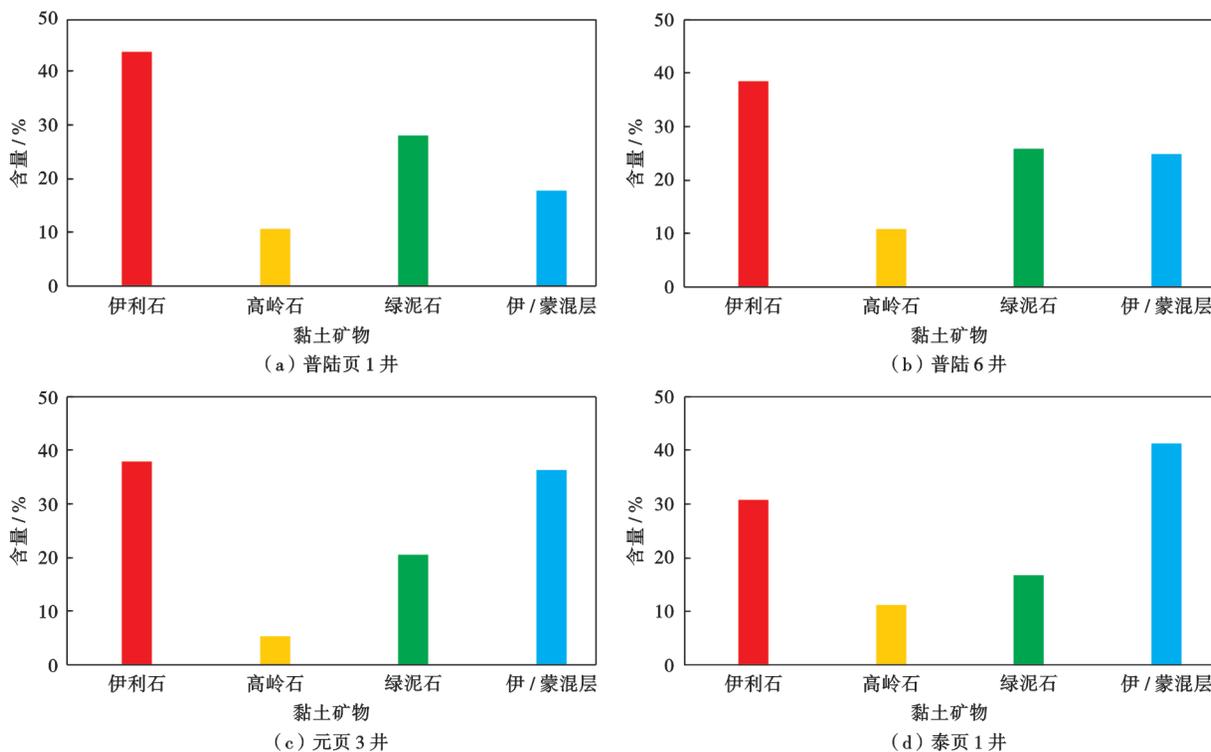


图7 四川盆地典型井千佛崖组一段页岩中的黏土矿物组成对比

Fig.7 Comparison of clay mineral composition from shale in Member 1 of Qianfoya Formation in typical wells of Sichuan Basin

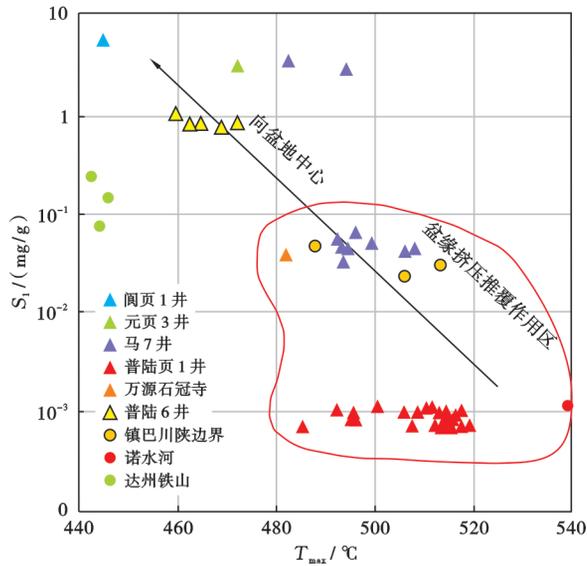


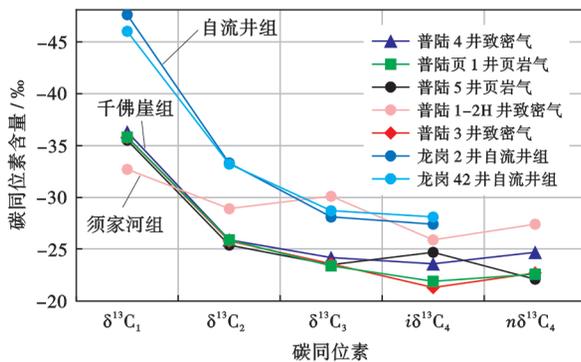
图 8 四川盆地东北缘—川中地区千佛崖组一段页岩最高热解峰温 (T_{max}) 与游离烃 (S_1) 的关系

Fig. 8 Relationship between maximum pyrolysis peak temperature (T_{max}) and free hydrocarbon (S_1) of shale in Member 1 of Qianfoya Formation from northeastern margin to central Sichuan Basin

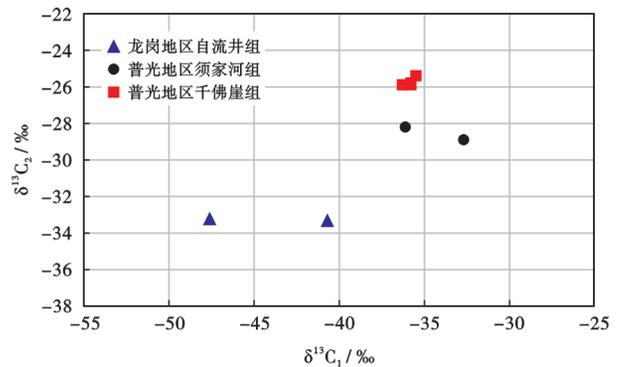
密气天然气的碳同位素分布特征一致，且与其他层系具有明显的差异[图9(a)、图9(b)]；②油源对比揭示

千佛崖组一段页岩中的烃类和致密砂岩凝析油生物标志化合物特征一致[图 9(c)、图 9(d)]；③地层实测压力系数及凝析油性质接近，普陆 3 井(与普陆页 1 井为同井台)致密气藏的压力系数为 1.35、凝析油含量为 156.020 g/cm³，普陆页 1 井页岩的气藏压力系数为 1.32、凝析油含量为 60.188 g/cm³，这证实千佛崖组一段页岩气—致密气为源-储一体、近源聚集的成藏系统，并推断侏罗系自流井组大安寨段—千佛崖组至少发育 1 套“箱体式”成藏组合(侏罗系 1 号箱体)，内部既发育页岩气藏又发育致密气藏。

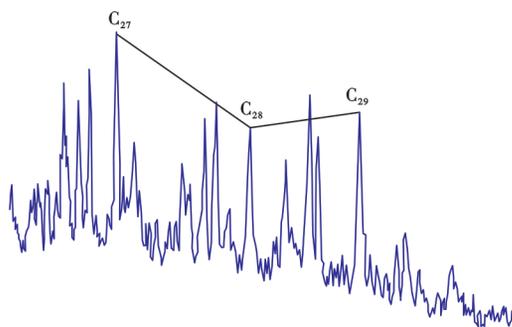
普光地区侏罗系 1 号箱体的厚度为 130~150 m，其中，底板为火山事件下浅水广盆的大安寨段凝灰质泥岩+沉凝灰岩+灰岩的致密岩相组合(厚度为 30~40 m，孔隙度小于 1.5%，渗透率小于 0.001 mD)，顶板为浅湖亚相砂泥岩互层(厚为 50~60 m；孔隙度小于 2.0%，渗透率小于 0.01 mD)，表现为“硬底厚顶”的特征，良好的顶、底板条件将原始和后期诱发的裂缝限制在箱体内部，控制了烃类向箱体外逸散的效率。箱体内部为上、下 2 个旋回：下段发育页岩夹薄层砂组合，主要为页岩油气单元，其中，优质页岩连续段的厚度为 20~25 m；上段发育多期浊积砂体(厚度为 5.0~32.7 m)夹暗色薄层泥页岩(厚度为 6~11 m)，主要为致密油气单元(图 10)。



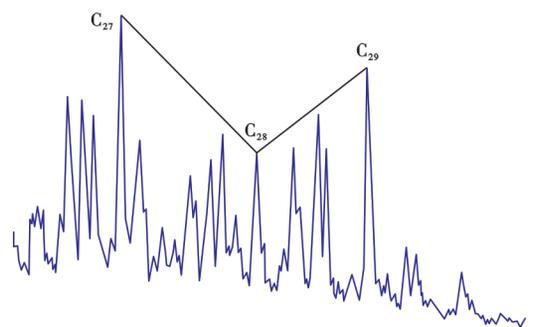
(a) 川东北地区页岩气/致密气气体碳同位素组成



(b) 川东北地区页岩气/致密气气体碳同位素对比



(c) 普陆 4 井致密气层凝析油饱和和烃色谱特征



(d) 普陆页 1 井页岩中饱和和烃色谱特征

注： $\delta^{13}C_1$ —甲烷碳同位素； $\delta^{13}C_2$ —乙烷碳同位素； $\delta^{13}C_3$ —丙烷碳同位素； $i\delta^{13}C_4$ —异丁烷碳同位素； $n\delta^{13}C_4$ —正丁烷碳同位素

图 9 普光地区侏罗系 1 号箱体页岩气/致密气的油气源对比

Fig. 9 Comparison of oil and gas sources from Jurassic shale gas and tight gas reservoirs in Jurassic No. 1 box of Puguang area

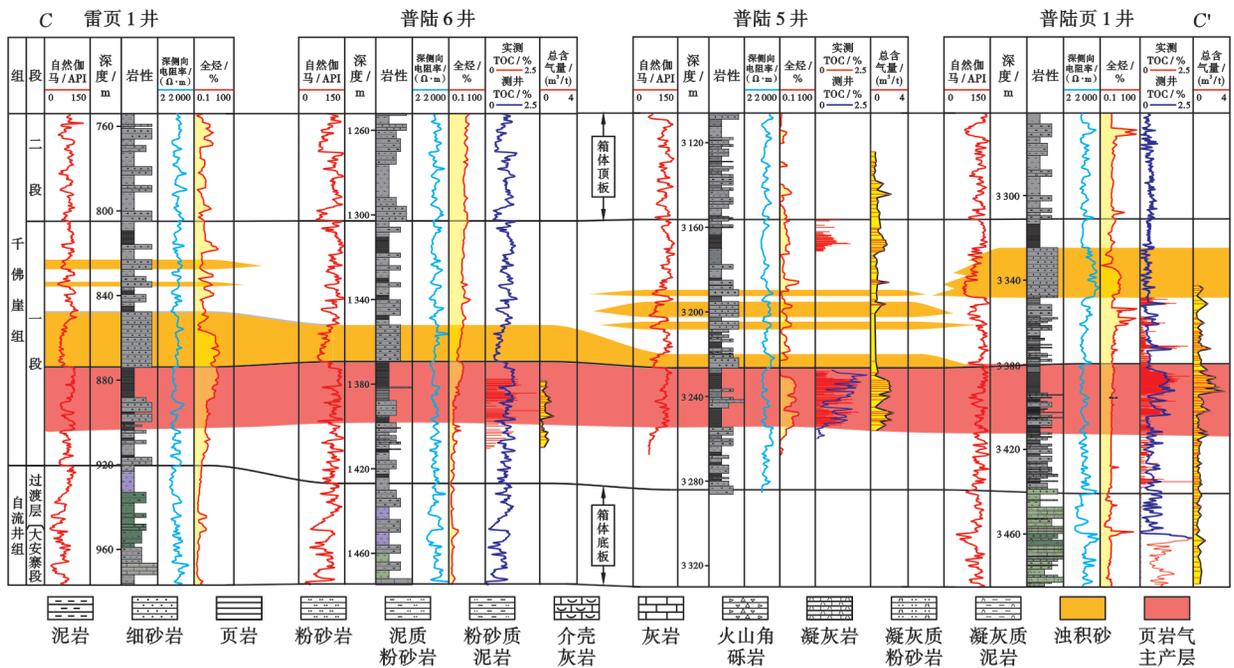


图 10 普光地区中一下侏罗统 1 号箱体连井对比(剖面位置见图 6)

Fig. 10 Well tie correlation of Jurassic No. 1 box in the Middle-Lower Jurassic, Puguang area

推而广之,对普光地区千佛崖组一段“箱体式”油气系统的认识可直接应用于整个四川盆地。1 号箱体主要在川北—川中—川东—川东北地区发育,其直接证据便是平安 1 井、元页 3 井、涪陆 1 井、泰页 1 井和巴中 1HF 井在千佛崖组一段的页岩气/致密气勘探成果^[4-5,9,26]。

此外,盆地内侏罗系 1 号箱体表现出明显的“双复杂型”特点:①在“北高南低”的热演化条件下,油气类型复杂。自川东北地区向川中—川北—川东地区,箱体间的油气藏性质逐渐从气藏演变为油藏,箱体内的页岩单元比致密气单元更偏气藏。②在“构造差异”下,地层的能量分布复杂,成藏过程差异性较强(表 2)。

表 2 四川盆地侏罗系千佛崖组 1 号箱体页岩油气/致密油气藏的双复杂特征

Table 2 Dual-complex characteristics of shale/tight oil and gas reservoirs in No. 1 box of Jurassic Qianfoya

Formation in Sichuan Basin

构造位置	井名	评价类型	构造部位	地层能量		油气藏性质			试气结论
				压力系数	压力级别	R _o /%	气油比/(m ³ /m ³)	原油密度/(g/cm ³)	
川东北	普陆页 1	页岩油气	多期挤压推覆构造背景下的复向斜	1.32	高压	2.06	12 165	0.766 9	产气量 10.4 × 10 ⁴ m ³ /d、产油量 0.46 t/d
	普陆 3	致密油气	多期挤压推覆构造影响减弱的复向斜区	1.35					产气量 13.0 × 10 ⁴ m ³ /d
	平安 1	页岩油气		1.55	超压	1.55	1 097	0.836 7	产气量 11.45 × 10 ⁴ m ³ /d、产油量 94.13 t/d
川北	巴中 1HF	致密油气	远离盆缘的向斜构造	1.88	超压				产油量 105.42 t/d
	元页 3	页岩油气		1.90		1.25	756		产油量 13.05 t/d
川西南	泰页 1	页岩油气	高陡褶皱带下的复向斜	1.20	常压	1.14	1 300 (生产气油比)	0.777 6	产气量 7.5 × 10 ⁴ m ³ /d、产油量 7.62 t/d
	涪陆 101	致密油气		1.00	常压				产气量 0.423 × 10 ⁴ m ³ /d、产油量 22.49 t/d

3.3.2 陆相页岩油气“二元差异富集模式”

基于勘探实践,笔者以热演化差异作为重要抓手,提出了四川盆地陆相千佛崖组页岩油气二元差异富集模式:相带控富、演化控藏。从整个四川盆地来看,千佛崖组上覆的沙溪庙组为区域性红层,厚度在川南地区、川中地区、川北地区和川东地区均在 400 m 以上,

属区域性盖层,保存条件较好。在向斜带、背斜核部平缓区等特定构造部位,由于页岩自封闭能力会对下伏油气存在封盖与聚集作用,页岩层内形成超压并富集烃类^[27-28]。而在具有区域热演化差异及生、排烃期的前陆盆地构造区,逐渐形成了由盆缘向盆内方向多种页岩油气藏呈带状逐级分布的格局。由于存在热演化

与成藏过程的差异,虽然千佛崖组页岩的岩性在横向上相似且具备规模成藏条件,但内在烃源岩的品质和生油气强度的差异不仅影响储层质量和含气能力,更加大了油气富集“甜点”的非均质性。

从盆地角度来看,向盆内方向由于页岩储层质量降低及区域页岩的自封闭性,高演化区页岩层内生成的天然气易受到烃浓度封闭作用影响而形成原地滞留聚集,增大地层孔隙压力,有利于有机质孔维持,可形成页岩油气相对富集区^[29-31]。受多期挤压推覆构造作用影响,在源岩层系内,致密砂岩顶、底界面处接受应力释放可形成复杂微裂缝,为致密砂岩的油气成藏创造优越条件。当进入盆地整体抬升阶段,陆相页岩油气藏发生调整改造并定型:①在局部褶皱强烈区,千佛崖组页岩内滑脱层、水平缝、高角度缝大量发育。在高渗输导层发育的条件下,整体抬升和上覆压力降低有利于页岩油气顺层运移到低流体势部位、并在背斜核部构造的平缓带逐渐富集以及在近深大断层和近地表

处加快逸散。②随着抬升进行,宽缓向斜区内的四、五级断裂带持续泄压,微裂缝愈加发育,同时在良好的保存条件未发生扭转的情况下,低序级断层集中带会成为页岩油气优势富集的第一场所(图11普陆301井)。另外,相比热演化程度较低、以油相为主的川北地区和川南地区,热演化程度较高的川东北气区在地层整体抬升、压力缓慢降低的背景下,埋深较浅的页岩油气层中轻烃在扩散作用下会出现逸散,导致重烃比例增加。同时陆相页岩本身的高含水率在一定程度上会抑制热演化过程中重烃向轻烃转换的效率(图11雷页1井和普陆页2井,其中,普陆页2井的页岩气层埋深为2700m,试气时地层压力系数低,产油量远高于普陆页1井),最终形成现今普光地区深层为低含凝析油页岩凝析气藏,中—浅层为中—高含凝析油页岩凝析气藏的油气藏分布格局(图11)。此外,由于多期构造挤压影响,宽缓向斜区的翼部较核部更易发育低序级断层及多尺度裂缝,更有利于后期的压裂改造(图12)。

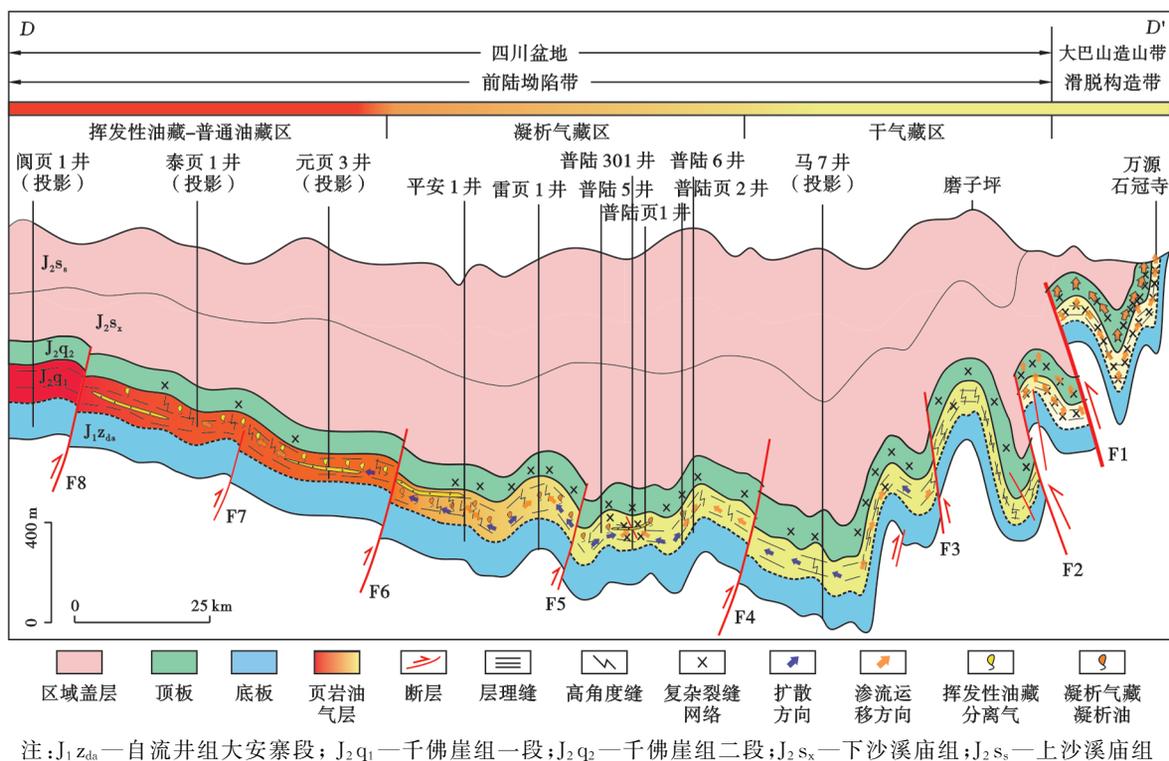


图11 四川盆地侏罗系千佛崖组页岩油气成藏富集模式(剖面位置见图6)

Fig. 11 Accumulation and enrichment model of shale oil and gas in Jurassic Qianfoya Formation, Sichuan Basin

4 川东北地区千佛崖组页岩勘探实践及油气资源潜力和勘探意义

4.1 普光区块千佛崖组页岩气勘探实践

4.1.1 气藏特征与试采情况

普陆页1井通过251d的试采试验,累计产气量

为 $976 \times 10^4 \text{ m}^3$, 累计产油量为 590.35 t, 平均产气量为 $3.9 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、产油量为 2.37 t/d(前3个月的试采产气量为 $6.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$), 同时多种方法综合评价该井的单井可采储量(EUR)达 $0.60 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

在试采过程中, 录取常规流体样品31井次、高压物性样品5支, 生产测试12井次, 明确了千佛崖组一

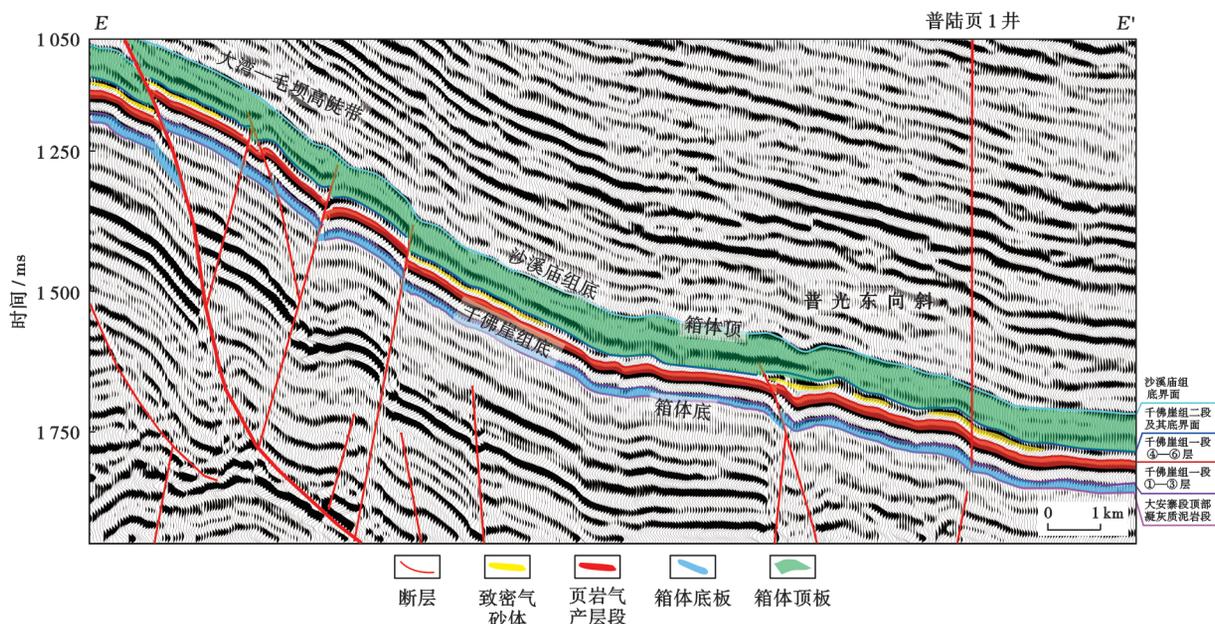


图 12 过普陆页 1 井(主测线方向)地震剖面(剖面位置见图 6)

Fig. 12 Seismic profile crossing Well Puluyel

段页岩气层的气体组成以甲烷为主(87.6%~89.0%),乙烷次之(5.7%~5.9%),不含 H_2S ;凝析油含量为 $60.188 g/m^3$,脱气凝析油的密度为 $0.7669 g/cm^3$,含蜡量为 0.51%,气油比为 $12615 m^3/m^3$;页岩气层地层压力为 44.5 MPa、露点压力为 34.4 MPa^[16],折算压力系数为 1.32;气层中部温度为 $82.6 ^\circ C$,地温梯度为 $2.015 ^\circ C/hm$,为中—深层、低温、高压、低含蜡、低含凝析油的页岩凝析气藏。气藏性质的界定也佐证了普光地区千佛崖组页岩处于高成熟末期—过成熟早期和川东北地区处于高热演化区的结论。

4.1.2 普光地区千佛崖组一段页岩气/致密气的部署

当前,中国石油化工股份有限公司中原油田分公司按照“整体部署、分期实施、滚动建产,试验先行、平台推进,页岩气-致密气箱体开发”的思路,基于 4 个原则(①储量动用最大化、效益最大化;②充分利用老钻井平台降低成本;③刻画“双甜点”、提高钻遇率;④刻画微构造、优化井位设计与工程难度、整体提效),形成了普光东部向斜区千佛崖组一段“箱体式”页岩气/致密气藏整体部署方案。该方案共计设计 23 个钻井平台(老钻井平台为 10 个),部署井位 150 口,动用地质储量 $464.42 \times 10^8 m^3$,可建产能 $30.85 \times 10^8 m^3$,分 3 期建成。同时,中国石油化工股份有限公司中原油田分公司已向中国石油化工股份有限公司总部论证普陆页 1 井先导性试验井组,并在陆相页岩气开发井——普陆页 1-1HF 井连续钻遇 1329 m 黑色页岩,气测全烃的均值 7.64%,页岩钻遇率为 100%,有望取得新的突破。在此背景下,中国石油化工股份有限公司中原油田分公司将

继续加快步伐,并规划未来十年内形成 $(5\sim7) \times 10^8 m^3$ 产气规模,同时朝着 $10 \times 10^8 m^3$ (页岩气)产建冲刺。

4.2 普光地区与通江生气中心的页岩油气资源潜力及勘探意义

根据国家标准《天然气藏分类》(GB/T 26979—2011)中的凝析气藏划分标准(按凝析油含量区分),将普光地区分为:低含凝析油凝析气—干气区(I型区, $R_o > 1.7\%$)、中—高含凝析油凝析气区(II型区, $1.3\% \leq R_o \leq 1.7\%$)和特高含凝析油凝析气—页岩油藏区(III型区, $R_o < 1.3\%$)。按吸附气体积法与游离气容积法计算出普光地区千佛崖组一段页岩气的资源量为 $4906.70 \times 10^8 m^3$,凝析油资源量为 $3.23 \times 10^8 t$,展示了普光地区的侏罗系湖相页岩油气具有巨大的勘探潜力。

在四川盆地侏罗系页岩气勘探开发领域中,最具战略性意义与地位的区块为通江生气中心,全区面积约为 $6078 km^2$ 。通江生气中心千佛崖组一段页岩气的资源量为 $3.30 \times 10^{12} m^3$;按照普光地区目前已申报预测储量的千佛崖组一段③层计算(储量丰度为 $2.1 \times 10^8 m^3/km^2$),通江生气中心可动用的陆相页岩气资源量的规模达到 $1.28 \times 10^{12} m^3$,勘探开发前景更加广阔(图 13)。

4.3 富壳质组湖相页岩生烃模式及其对陆相页岩气的勘探启示

近年来,陆相页岩油气勘探的地质理论不断取得突破,无论是胜利油田将咸水湖相页岩生油门窗下限推演至 0.7%,还是新疆地区玛湖油田创立了碱湖烃源岩双峰高效生油模式,均为 Tissot 模式的再延伸^[35-39]。

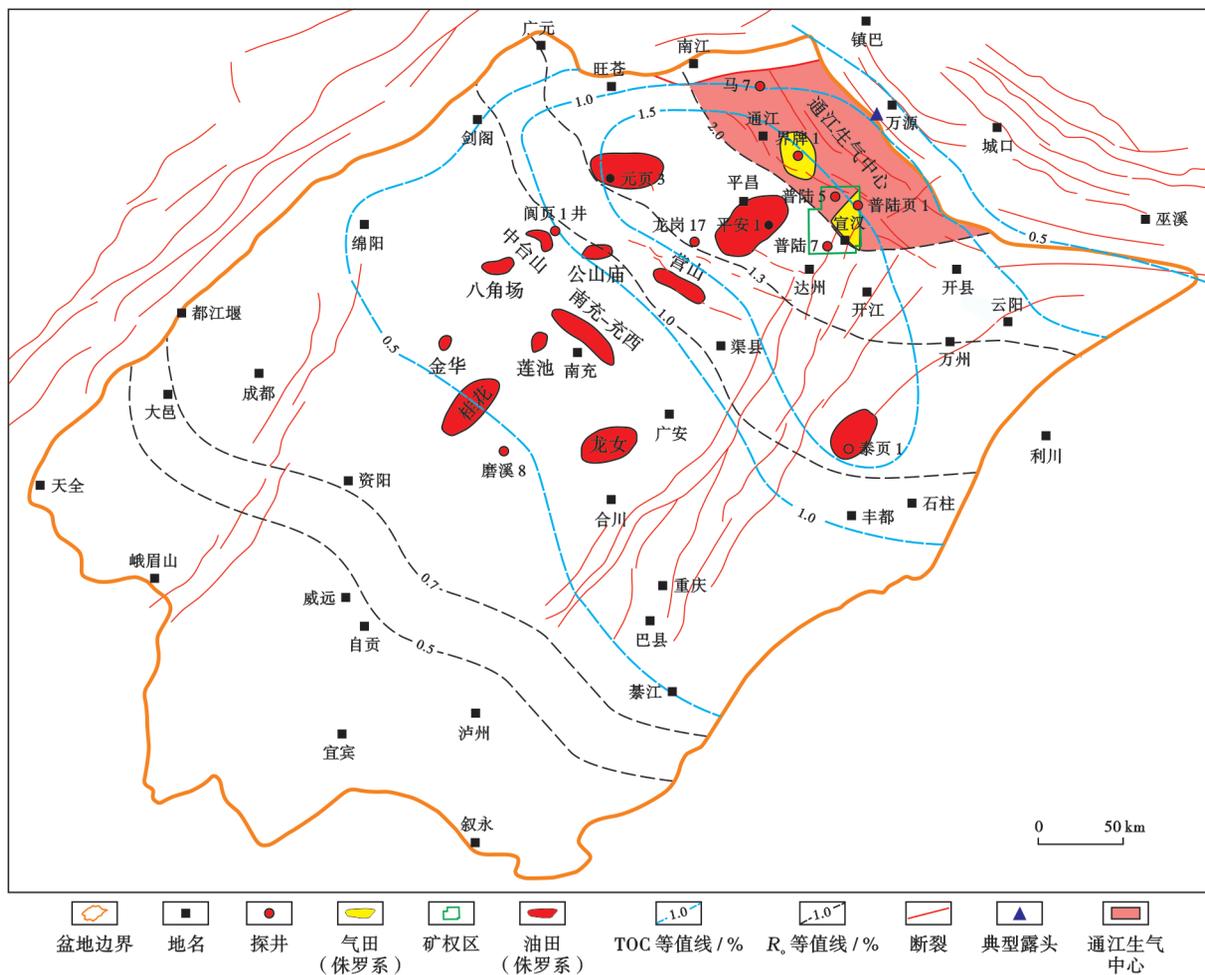


图 13 四川盆地千佛崖组一段页岩油气勘探有利区预测(据文献[7,9,29-34]修改)

Fig. 13 Prediction of favorable areas for shale oil and gas exploration in Member 1 of Qianfoya Formation, Sichuan Basin

从川东北地区千佛崖组烃源岩的地球化学特性来讲,干酪根的显微组成以腐殖无定形体为主,平均含量达 60.2%,其次为镜质组,含量为 10.23%~55.96%,平均为 33.67%^[25];腐泥组和惰质组含量极低。从腐殖无定形体的光性特征及其中仍包裹着少量形态较完整的孢子体来看,腐殖无定形体有相当一部分来源于高等植物的壳质组,其含量约占整个无定形体的 50%,即壳质组含量可能高达 30%。来源于高等植物的壳质组生烃范围宽、生油范围跨度大^[40],说明千佛崖组烃源岩具有生油阶段时间长、生油起始时间相对偏晚的特点。然而,千佛崖组页岩层在过成熟演化阶段(R_o 平均值为 2.06%; R_o 平行样品测试的平均值为 2.20%)的生产实践揭示,本应为纯甲烷产出的陆相页岩气藏却有凝析油产出(地下为气态,地面凝析油含量为 60.188 g/cm³),这说明富壳质组湖相页岩气在高成熟演化背景下,其页岩层的油气产物多样,尚未达到实际意义上的生干气阶段,从而出现了烃类成熟度与 Tissot 模式预测趋势相抵触的现象。

与之类似的是,国内外多个盆地及层系也发现了实际勘探结果与 Tissot 模式相悖的情况^[41-43]。众多学者对 Tissot 模式的适用性提出了质疑,并根据研究区地质条件分析原因并提出各自的生烃模式^[44-45]。总的来讲,烃源岩生烃过程中水的存在、压力异常、氢逸度水平升高以及不同烷烃的裂解时间差异是导致勘探实践与研究认识背离的最主要因素。川东北地区千佛崖组一段③层页岩的实测蜡封样品的含水率为 45%~55%,④—⑥层泥岩的含水率为 55%~75%,①—②层泥岩的含水率为 75%~90%。结合封闭体系的 1 号箱体的地层压力特征分析认为,页岩具有中—高含(束缚)水的特点与高地层压力特征降低了干酪根的实际受热程度、减缓了烃类的热裂解速率,并且可能降低了沉积物的氢逸度水平,抑制了过成熟阶段的甲烷产率^[42],同时叠加上海相富壳质组物质组成的背景下其生油阶段时间长与开始生烃时间晚的特点,这些特性共同决定了川东北地区千佛崖组页岩在过成熟演化阶段下形成凝析气

藏。笔者初步提出富壳质组湖相页岩的生烃模式：当演化程度处于过成熟阶段早期(2.0% ≤ R_o ≤ 2.2%)时，依然有较多液态烃生成，由凝析气藏向纯干气藏转化的 R_o 的关键节点推后(图 14)。总结前人在陆相页岩油气勘探理论中的认识认为，0.7% ≤ R_o ≤ 2.2% 为

陆相页岩油气勘探开发的关键窗口。富壳质组湖相页岩生烃模式的提出丰富了传统生烃理论的内涵并极大地扩展了页岩油气勘探评价的空间。下一步将围绕不同有机质类型、不同含水程度的湖相页岩展开系统模拟工作，夯实理论基础。

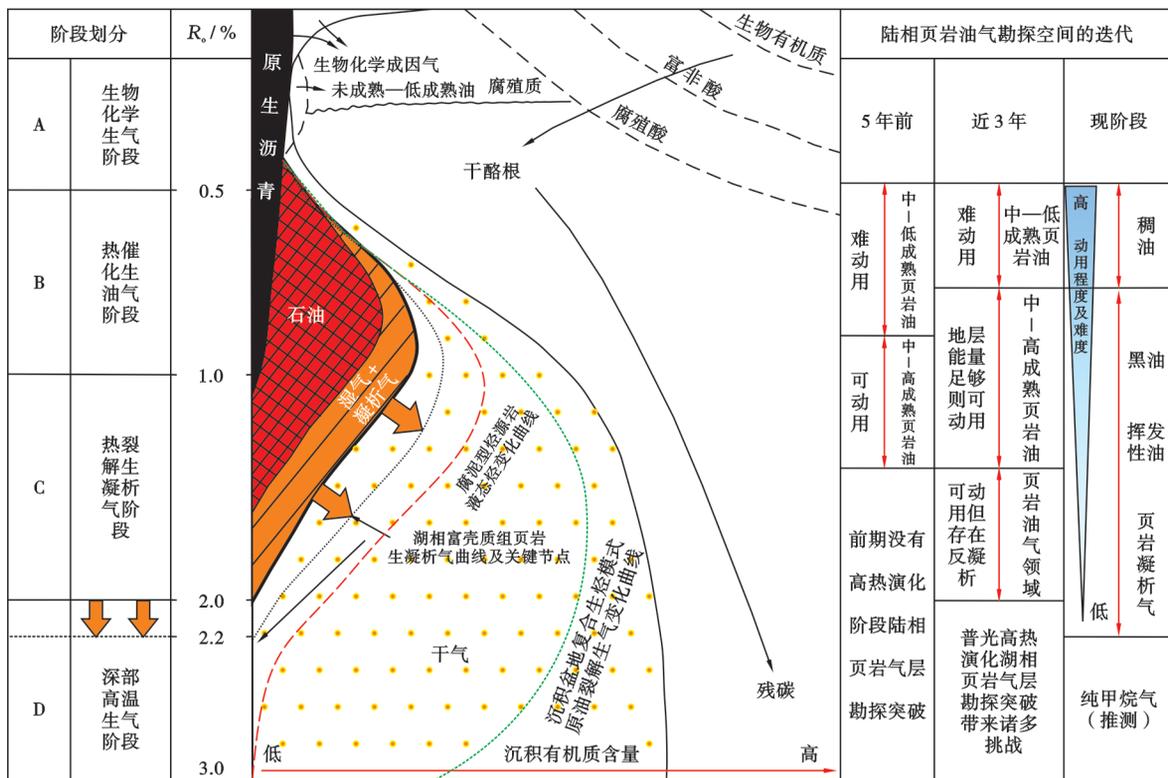


图 14 富壳质组湖相页岩生烃示意及陆相页岩油气勘探空间的迭代

Fig. 14 Schematic diagram for hydrocarbon generation of exinite-rich lacustrine shale and iteration of exploration space for continental shale oil and gas

5 结论

(1) 普光地区普陆页 1 井千佛崖组一段页岩层表现出有机质含量中等、孔隙度中等、高黏土矿物含量与高演化程度的“两中两高”特征，其试气试采的良好效果揭示了四川盆地川东北地区存在陆相页岩气建产增储的前沿阵地。

(2) 四川盆地中侏罗世盆地性质的再认识决定了陆相页岩油气的勘探方向。侏罗系 1 号箱体的形成取决于以下 4 方面：①川东北地区中侏罗世早期前陆盆地的形成决定了偏心状半深湖—深湖亚相的相带展布特征并形成了页岩油气的物质基础；②同时期大巴山方向的挤压推覆作用所带来的重力流事件奠定了页岩层中蕴含浊积砂岩的岩相结构；③大安寨段沉积晚期的浅水广盆条件下的火山事件决定了中侏罗统千佛崖组一段形成良好的底板；④千佛崖组沉积中—晚期的缓慢湖退特性控制了顶部厚层

沉积的稳定分布。中—下侏罗统的区域性 1 号箱体将是四川盆地陆相页岩气/致密气立体勘探开发的主攻层系。

(3) 侏罗系 1 号箱体具有双复杂的特征——复杂油气类型+复杂成藏过程，这决定了四川盆地侏罗系的陆相页岩气勘探开发应先易后难，先从高流动性、高热演化条件、优质相区的“通江生气中心”开始。具有 10¹² m³ 资源背景的“通江生气中心”将是陆相页岩气勘探开发的主战场。

(4) 立足勘探实践，围绕由凝析气藏向纯干气藏转化的 R_o 的关键节点所取得的认识，提出富壳质组湖相页岩生烃模式。该模型可进一步扩展页岩油气的勘探评价空间，同时能够有力指导四川盆地或相似区块的陆相页岩油气勘探工作。

致谢 徐田武、周勇水、周凯及尹青等在论文的撰写、相关实验研究中提供了很多指导和帮助，在此一并致谢！

参 考 文 献

- [1] 郭旭升,赵永强,申宝剑,等. 中国南方海相页岩气勘探理论:回顾与展望[J]. 地质学报,2022,96(1):172-182.
GUO Xusheng, ZHAO Yongqiang, SHEN Baojian, et al. Marine shale gas exploration theory in southern China: review and prospects[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(1): 172-182.
- [2] 蔡勋育,刘金连,张宇,等. 中国石化“十三五”油气勘探进展与“十四五”前景展望[J]. 中国石油勘探,2021,26(1):31-42.
CAI Xunyu, LIU Jinlian, ZHANG Yu, et al. Oil and gas exploration progress of Sinopec during the 13th Five-Year Plan period and prospect forecast for the 14th Five-Year Plan[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(1): 31-42.
- [3] 马永生,蔡勋育,赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. 石油勘探与开发,2018,45(4):561-574.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: understanding and practice[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 561-574.
- [4] 何文渊,何海清,王玉华,等. 川东北地区平安1井侏罗系凉高山组页岩油重大突破及意义[J]. 中国石油勘探,2022,27(1):40-49.
HE Wenyuan, HE Haiqing, WANG Yuhua, et al. Major breakthrough and significance of shale oil of the Jurassic Liangaoshan Formation in Well Ping'an 1 in northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 40-49.
- [5] 胡东风,魏志红,刘若冰,等. 四川盆地拔山寺向斜泰页1井页岩油气重大突破及意义[J]. 中国石油勘探,2021,26(2):21-32.
HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi syncline in the Sichuan Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 21-32.
- [6] 张健,张奇. 四川盆地油气勘探—历史回顾及展望[J]. 天然气工业,2002,22(增刊1):3-7.
ZHANG Jian, ZHANG Qi. History and prospects of oil and gas exploration in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(S1): 3-7.
- [7] 龙胜祥,肖开华,李秀鹏,等. 四川盆地陆相层系天然气成藏条件与勘探思路[J]. 天然气工业,2012,32(11):10-17.
LONG Shengxiang, XIAO Kaihua, LI Xiupeng, et al. Gas accumulation conditions and exploration strategies of Mesozoic terrestrial strata in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(11): 10-17.
- [8] 金涛,白蓉,郭蕊莹,等. 四川盆地侏罗系常规与非常规油藏类型探讨[J]. 天然气与石油,2021,39(3):73-81.
JIN Tao, BAI Rong, GUO Ruiying, et al. Discussion on conventional and unconventional Jurassic reservoir types in Sichuan Basin[J]. Natural Gas and Oil, 2021, 39(3): 73-81.
- [9] 郭旭升,赵永强,张文涛,等. 四川盆地元坝地区千佛崖组页岩油气富集特征与主控因素[J]. 石油实验地质,2021,43(5):749-757.
GUO Xusheng, ZHAO Yongqiang, ZHANG Wentao, et al. Accumulation conditions and controlling factors for the enrichment of shale oil and gas in the Jurassic Qianfoya Formation, Yuanba area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(5): 749-757.
- [10] 邹才能,杨智,王红岩,等. “进源找油”:论四川盆地非常规陆相大型页岩油气田[J]. 地质学报,2019,93(7):1551-1562.
ZOU Caineng, YANG Zhi, WANG Hongyan, et al. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Jurassic unconventional continental giant shale oil & gas field in Sichuan Basin, China[J]. Acta Geologica Sinica, 2019, 93(7): 1551-1562.
- [11] 邓宾. 四川盆地中—新生代盆-山结构与油气分布[D]. 成都:成都理工大学,2013.
DENG Bin. Meso-cenozoic Architecture of basin-mountain system in the Sichuan Basin and its gas distribution[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013.
- [12] 汪泽成,邹才能,陶士振,等. 大巴山前陆盆地形成及演化与油气勘探潜力分析[J]. 石油学报,2004,25(6):23-28.
WANG Zecheng, ZOU Caineng, TAO Shizhen, et al. Analysis on tectonic evolution and exploration potential in Dabashan foreland basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(6): 23-28.
- [13] 汪泽成,刘和甫,熊宝贤,等. 从前陆盆地充填地层分析盆山耦合关系[J]. 地球科学:中国地质大学学报,2001,26(1):33-39.
WANG Zecheng, LIU Hefu, XIONG Baoxian, et al. Basin-mountain coupling analysis from filling stratigraphy of foreland Basin[J]. Earth Science: Journal of China University of Geosciences, 2001, 26(1): 33-39.
- [14] DING Xingxing, YOU Qing, WU Jianfa, et al. Hydration characteristics and mechanism study of artificial fracture surface in illite rich shale gas reservoir: a case study of Longmaxi Formation shale in Yongchuan district[J]. Energy Reports, 2023, 9: 4174-4186.
- [15] LI Jin, TANG Shuheng, ZHANG Songhang, et al. Paleo-environmental conditions of the Early Cambrian Niutitang Formation in the Fenggang area, the southwestern margin of the Yangtze platform, southern China: evidence from major elements, trace elements and other proxies [J]. Journal of Asian Earth Sciences, 2018, 159: 81-97.
- [16] 王学军,周勇水,彭君,等. 川东北普光地区侏罗系千佛崖组页岩气重大突破[J]. 中国石油勘探,2022,27(5):52-61.
WANG Xuejun, ZHOU Yongshui, PENG Jun, et al. Major breakthrough of shale gas in the Jurassic Qianfoya Formation in Puguang area in the northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(5): 52-61.
- [17] 何建坤,卢华复,朱斌,东秦岭造山带南缘北大巴山构造反转及其动力学[J]. 地质科学,1999,34(2):139-153.
HE Jiankun, LU Huaifu, ZHU Bin. The tectonic inversion and its geodynamic processes in northern Daba mountains of eastern Qinling orogenic belt[J]. Scientia Geologica Sinica, 1999, 34(2): 139-153.
- [18] 马杏垣,杨森楠,朱志澄. 中国大陆构造论文集[M]. 武汉:中国地质大学出版社,1992:23-45.
MA Xingyuan, YANG Sennan, ZHU Zhicheng. Memoirs of the continental tectonic in China[M]. Wuhan: China University of Geoscience Press, 1992: 23-45.
- [19] 陈发景,汪新文. 中国西北地区陆内前陆盆地的鉴别标志[J]. 现代地质,2004,18(2):151-156.
CHEN Fajing, WANG Xinwen. Identifiable criteria of intracontinental foreland basins in northeastern China [J]. Geoscience, 2004, 18(2): 151-156.
- [20] 李朝辉. 四川盆地侏罗纪岩相古地理研究[D]. 成都:成都理工大学

- 学, 2016.
- LI Chaohui. Study on the jurassic lithofacies and paleogeography of Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2016.
- [21] 付金华, 李士祥, 郭芪恒, 等. 鄂尔多斯盆地陆相页岩油富集条件及有利区优选[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1702-1716.
- FU Jinhua, LI Shixiang, GUO Qiheng, et al. Enrichment conditions and favorable area optimization of continental shale oil in Ordos Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1702-1716.
- [22] 梁兴, 单长安, 王维旭, 等. 中国南方海相浅层页岩气富集条件及勘探开发前景[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1730-1749.
- LIANG Xing, SHAN Chang'an, WANG Weixu, et al. Enrichment conditions and exploration and development prospects of shallow marine shale gas in southern China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1730-1749.
- [23] 刘天娇, 张妍煜, 赵迪斐. 四川盆地焦石坝地区五峰组—龙马溪组页岩层序地层划分及含气性预测——以 JY-2 井为例[J]. 非常规油气, 2022, 9(2): 34-41.
- LIU Tianjiao, ZHANG Yanyu, ZHAO Difei. Sequence stratigraphic division and gas bearing prediction of the Wufeng-Longmaxi Formation shale strata in the Jiaoshiba area, Sichuan Basin; taking well JY 2 as an example[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2022, 9(2): 34-41.
- [24] 王玉杰, 赵迪斐, 卢琪荣, 等. 纹层、夹层沉积构造对海相页岩储集空间和储层脆性的影响——以四川盆地龙马溪组页岩为例[J]. 非常规油气, 2020, 7(6): 33-40.
- WANG Yujie, ZHAO Difei, LU Qirong, et al. Impact of Laminar and interlayer sedimentary structure on the storage and brittleness of shale reservoirs; taking Longmaxi Formation shale in Sichuan Basin as an example[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020, 7(6): 33-40.
- [25] 李进, 张洪安, 王学军, 等. 高演化湖相页岩储层特征及其主控因素——以普光地区中侏罗统千佛崖组千一段为例[J]. 断块油气田, 2021, 28(1): 1-8.
- LI Jin, ZHANG Hongan, WANG Xuejun, et al. Reservoir characteristics of high-evolution lacustrine shale and its main controlling factors: a case study of the 1st Member of Qianfoya Formation of Middle Jurassic in Puguang area[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2021, 28(1): 1-8.
- [26] 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.
- [27] 贾承造, 庞雄奇, 宋岩. 论非常规油气成藏机理: 油气自封闭作用与分子间作用力[J]. 石油勘探与开发, 2021, 48(3): 437-452.
- JIA Chengzao, PANG Xiongqi, SONG Yan. The mechanism of unconventional hydrocarbon formation: hydrocarbon self-containment and intermolecular forces[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 437-452.
- [28] 龚月, 高和群, 李小越, 等. 四川盆地及周缘页岩气赋存方式展布特征研究[J]. 非常规油气, 2023, 10(2): 49-56.
- GONG Yue, GAO Hequn, LI Xiaoyue, et al. Study on the distribution characteristics of occurrence modes of shale gas in the Sichuan Basin and its periphery[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2023, 10(2): 49-56.
- [29] 王濡岳, 聂海宽, 胡宗全, 等. 压力演化对页岩气储层的控制作用——以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(10): 1-11.
- WANG Ruyue, NIE Haikuan, HU Zongquan, et al. Controlling effect of pressure evolution on shale gas reservoirs: a case study of the Wufeng-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(10): 1-11.
- [30] 王强, 魏祥峰, 魏富彬, 等. 川东南涪陵地区五峰组—龙马溪组页岩气藏中的超压作用[J]. 石油实验地质, 2019, 41(3): 333-340.
- WANG Qiang, WEI Xiangfeng, WEI Fubin, et al. Overpressure in shale gas reservoirs of Wufeng-Longmaxi formations, Fuling area, southeastern Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2019, 41(3): 333-340.
- [31] 李进, 王学军, 王睿, 等. 普光地区千佛崖组半深湖相页岩含气性特征及影响因素[J]. 断块油气田, 2022, 29(6): 736-743.
- LI Jin, WANG Xuejun, WANG Rui, et al. Gas-bearing characteristics and influencing factors of semi-deep lacustrine shale of Qianfoya Formation in Puguang area[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2022, 29(6): 736-743.
- [32] 李世临, 张静, 叶朝阳, 等. 川东地区下侏罗统凉高山组烃源岩资源潜力评价[J]. 天然气勘探与开发, 2022, 45(3): 89-98.
- LI Shilin, ZHANG Jing, YE Chaoyang, et al. Resource potential evaluation of source rocks in Lower Jurassic Lianggaoshan Formation, eastern Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2022, 45(3): 89-98.
- [33] 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.
- [34] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 湖相页岩油气富集主控因素与勘探潜力——以四川盆地涪陵地区侏罗系为例[J]. 天然气工业, 2021, 41(8): 113-120.
- HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Enrichment control factors and exploration potential of lacustrine shale oil and gas: a case study of Jurassic in the Fuling area of the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2021, 41(8): 113-120.
- [35] 唐勇, 何文军, 姜懿洋, 等. 准噶尔盆地二叠系咸化湖相页岩油气富集条件与勘探方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 125-143.
- TANG Yong, HE Wenjun, JIANG Yiyang, et al. Enrichment conditions and exploration direction of Permian saline lacustrine shale oil and gas in Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 125-143.
- [36] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(5): 499-506.
- ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of lower permian in Mahu sag in Junggar Basin: hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2016, 37(5): 499-506.