

四川盆地侏罗系自流井组大安寨段陆相页岩 油气地质特征及成藏控制因素

孙莎莎^{1,2},董大忠^{1,2},李育聪³,王红岩^{1,2},施振生^{1,2},黄世伟⁴,昌燕^{1,2},拜文华^{1,2}

[1. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083; 2. 国家能源页岩气研发(实验)中心,河北廊坊 065007;

3. 中国石油西南油气田分公司,四川成都 610400; 4. 中国石油大庆油田公司,黑龙江大庆 163714]

摘要:四川盆地侏罗系陆相油气勘探过去主要聚焦在构造-裂缝型常规油气和介壳灰岩及砂岩致密油气上,为实现侏罗系油气重大新突破,思路需要向页岩油气转变。在分析自流井组大安寨段陆相页岩油气的分布、生烃、物性和保存等地质特征基础上,认为大安寨段具备形成大规模页岩油气成藏地质特征,提出3项成藏控制因素。大安寨段二段暗色页岩作为页岩油气的供烃源岩,油气显示丰富,页岩厚度在20~80 m,整体分布面积广、厚度大、连续稳定,孔缝发育、物性好,处于中-高成熟热演化阶段,有区域性致密顶底板灰岩封闭的超压页岩油气藏。半深湖-深湖亚相、致密灰岩顶底板与高孔隙储层、中-高成熟热演化阶段这3项因素共同控制自流井组大安寨段页岩油气的生成、储集和富集。

关键词:地质条件;成藏控制因素;陆相页岩油气;大安寨段;自流井组;下侏罗统;四川盆地

中图分类号:TE122.3

文献标识码:A

Geological characteristics and controlling factors of hydrocarbon accumulation in terrestrial shale in the Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing Formation, Sichuan Basin

Sun Shasha^{1,2}, Dong Dazhong^{1,2}, Li Yucong³, Wang Hongyan^{1,2}, Shi Zhensheng^{1,2},
Huang Shiwei⁴, Chang Yan^{1,2}, Bai Wenhua^{1,2}

[1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. National Energy Shale Gas R&D (Experiment) Center, Langfang, Hebei 065007; 3. Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610400, China; 4. Daqing Oil Field Company, PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163714, China]

Abstract: Hydrocarbon exploration in the terrestrial Jurassic system of Sichuan Basin has been focused on conventional tectonically fractured reservoirs and unconventional coquina and tight sandstone reservoirs. However, shale reservoirs are regarded as the new focal point for making significant breakthroughs in the system of the basin. Based on an analysis of the distribution, generation, reservoir properties and preservation conditions of the terrestrial shale oil/gas in the Da'anzhai Member of Ziliujing Formation, we conclude that the member is favorable for a large-scale shale oil and gas accumulation in terms of its geological features and that three factors serve to control the accumulation. Geologically, the 20–80 m thick dark shale with oil and gas shows in the 2nd sub Da'anzhai Member is both excellent source rock and over-pressured oil/gas reservoir sandwiched between cap and bottom tight limestones with its wide and continuous distribution, large thickness, well-developed pores and fractures, good physical properties, and medium-high maturity. The three factors including the semi-deep and deep lacustrine sub-facies, high-porosity reservoirs between the top and bottom limestones and medium-high maturity, jointly control the generation, preservation, enrichment of oil and gas in the shale.

Key words: geological condition, accumulation controlling factor, terrestrial shale oil & gas, Da'anzhai Member, Ziliujing Formation, Lower Jurassic, Sichuan Basin

收稿日期:2020-05-14;修订日期:2020-12-20。

第一作者简介:孙莎莎(1984—),女,博士、高级工程师,非常规油气地质。E-mail:sunshaha501@163.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05035)。

四川盆地共发育6套富有机质页岩,页岩油气资源丰富,但目前仅在下古生界五峰组—龙马溪组海相页岩中实现了规模开发。作为陆相页岩油气的目的层段,大量学者在下侏罗统自流井组和上三叠统须家河组的资源潜力^[1]、静态储层特征^[2-4]、岩相^[5]、沉积相^[6]及成藏条件^[7]等方面开展了研究。

侏罗系作为四川盆地唯一产油层系,其致密灰岩—砂岩储层油气资源丰度低、储量规模小、单井产量低的“三低”特点已达成共识,勘探始终未获重大突破^[8]。中国石油对其勘探开发历经了3个阶段:1)常规油气勘探(1956—2000年),构造—裂缝型油气藏中寻找裂缝打裂缝;2)近源油气勘探(2010—2018年),大安寨段介壳灰岩、沙溪庙组致密砂岩中寻找致密油气藏^[9-10];3)进源油气勘探(2019年至今),大安寨段页岩层系中寻找大型页岩油气田^[11-12]。2019年8月在川中射洪县开钻的首口页岩油气井——南充2井正式拉开四川盆地侏罗系页岩油气勘探开发序幕。中国石化2011年在元坝和涪陵等地区钻探的5口井获得了工业气流,兴隆101井和元坝21井更是获得高产工业气流^[7]。

以往实践揭示了部分油气井相对稳定的高产能与裂缝油藏发育特征和灰岩物性不匹配^[8],而“进源找油气”可为侏罗系油气的勘探开发提供新的思路。很多学者提出对侏罗系裂缝油气藏的质疑以及非常规油气资源潜力的再认识。蒋裕强等^[13]认为侏罗系石油资源量大,建议加大川北—川东地区向斜区勘探投入。梁狄刚等^[14]认为侏罗系为大面积非常规致密油聚集,需采用压裂技术开采。张闻林等^[15]认为应用页岩油气开采思路和技术开发川中地区。韩克猷等^[16]建议在川中开辟页岩油开发试验区。邹才能等提出尽快“进源找油”,由常规石油、致密油气向孔隙型页岩油气转变。

侏罗系大安寨段在多构造单元多井中均有工业油气流产出^[17]。中国石油在大安寨段钻井中普遍见良好气显示。龙浅2井大安寨二亚段(大二亚段)7 m段采用射孔加砂方式,测试日产气2 659 m³;川68井大二亚段黑色页岩和介壳灰岩中发生油气侵,并溢出原油15 L。壳牌公司在川中秋林构造钻探的秋林19井直井压裂获日产油2.3~4.1 t和日产气1 500 m³^[18]。川中地区136处钻井油气显示^[16]大二亚段页岩孔、渗基质物性较好,油气侵(71.5%)和井涌(26.9%)几率较高。中国石化在元坝和涪陵地区的21口直井钻遇侏罗系页岩,页岩厚度20~80 m,孔隙度4.3%~5.1%,12口井压裂后获单井日产油54~68 t、日产气(1.4~50.7)×10⁴ m³,水平井涪陵HF-1井大二亚段试获页岩气1.78×10⁴ m³/d^[19]。

本文借鉴页岩油气研究思路,提出侏罗系勘探应由大安寨段“近源型致密灰岩油气”向“进源型高孔隙页岩油气”转变。梳理勘探进展,系统分析整理页岩资料,根据源储实验分析,提出侏罗系大安寨段页岩具备形成大规模陆相页岩油气田的地质特征,页岩油气的生烃、储存和富集受3项成藏关键因素控制,可为支撑四川盆地侏罗系“进源找油”、开辟大型陆相页岩油气田新战场提供理论依据。

1 地质概况

四川盆地是一个叠合盆地,自震旦纪以来经历了多次构造运动。中三叠世末期印支运动后,海水逐渐退出盆地,整个盆地进入“环形凹陷”演化阶段,在早侏罗世由海相碳酸盐岩前陆盆地向沉降缓慢的陆内坳陷盆地转化。四川盆地侏罗系石油主要分布在川中古隆起中斜平缓带,现今构造表现为向西北倾斜的大斜坡,地层倾角小于5°(图1a)。

四川盆地侏罗系主要是一套以碎屑岩为主夹灰岩的陆相沉积组合,地层在盆内广泛分布,面积约18×10⁴ km²,地层厚度在500~4 500 m,呈南薄北厚特征。侏罗系自下而上依次发育自流井组、凉高山组、沙溪庙组、遂宁组和蓬莱镇组(图1b)。盆地内中—下侏罗统保存完整,中侏罗统沙溪庙组及以上地层在盆地内遭受不同程度剥蚀,仅在川中地区保存相对完整。

下侏罗统自流井组内部自下而上分为珍珠冲段、东岳庙段、马鞍山段和大安寨段4个层段(图1b),盆内基本连续稳定发育。4套地层沉积中心主体位于川中—川北地区,呈北厚南薄、东厚西薄的特征。大安寨段岩性主要为深灰色或灰黑色页岩、灰色泥质灰岩、泥质粉砂岩及细砂岩,广泛发育淡水双壳类生物,并沉积大规模介壳滩^[20]。大安寨段自上而下可细分为3个亚段,整体为“灰—泥—灰”岩性组合,其中大一亚段为灰色泥灰岩和介壳灰岩,厚度为30~40 m;大二亚段为黑色页岩夹介壳灰岩条带,厚度为20~80 m;大三亚段为灰色泥灰岩夹薄层黑色页岩,厚度为6~10 m。

侏罗系发育冲积扇—半深湖相沉积体系。早侏罗世水体变深,盆地广泛发育湖相沉积;中—晚侏罗世水体逐渐变浅,盆地以河流—三角洲沉积环境为主^[21],形成了一个完整的湖进—湖退旋回。大安寨段沉积时构造环境相对稳定,湖盆中心位于川中仪陇—营山一带,属少见的大型低盐度碳酸盐湖泊^[22],其中大二亚段页岩沉积于最大湖侵期,相对湖平面升高,水动力弱,沉积物为黑色、灰黑色页岩与薄层介壳灰岩的不等

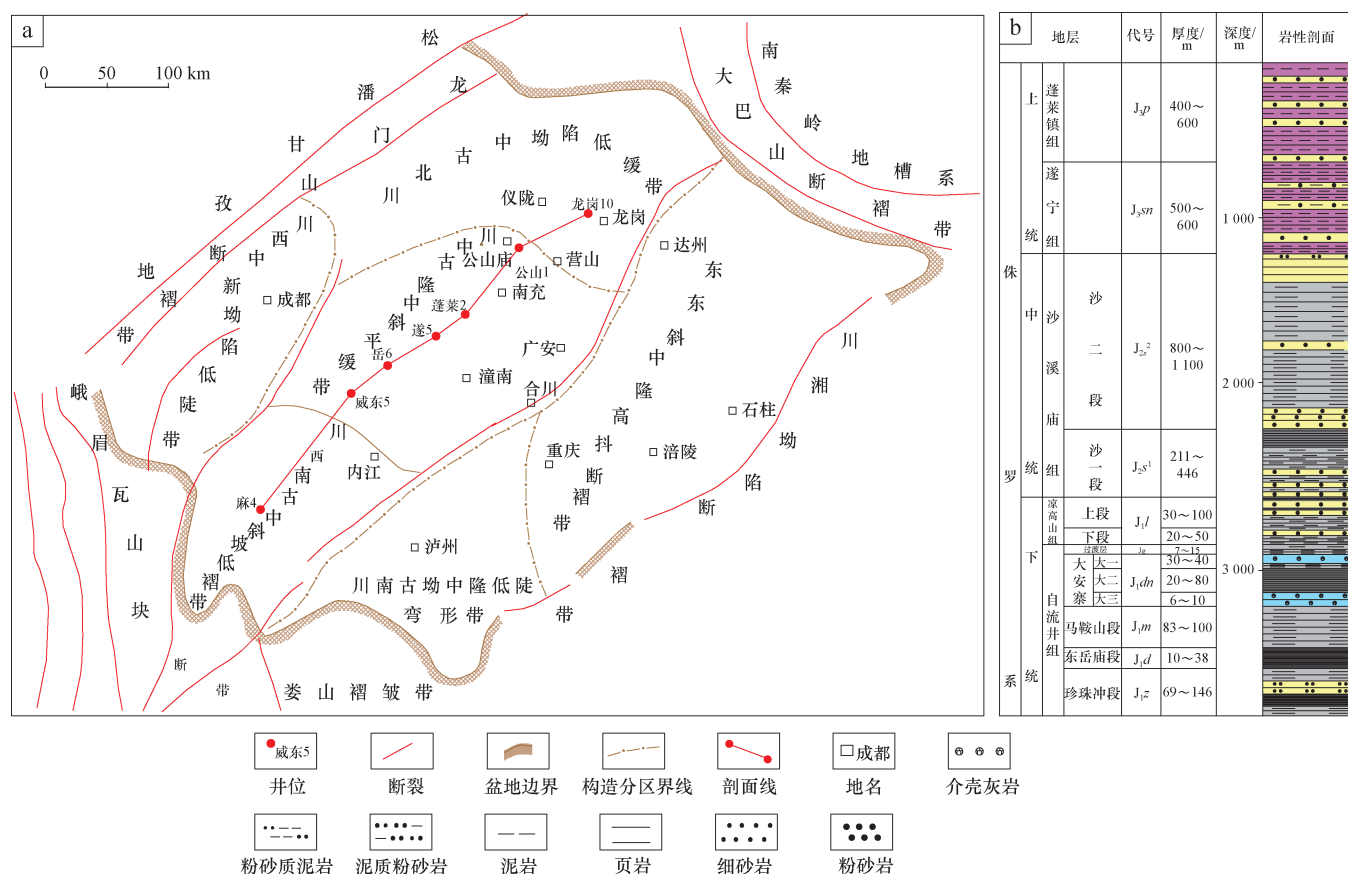


图1 四川盆地构造位置(a)与侏罗系地层综合柱状图(b)

Fig. 1 Map showing the tectonic units (a) in the Sichuan Basin and (b) the Jurassic stratigraphic column

厚互层。在大三亚段和大一亚段沉积期,相对湖平面处于较低位置,沿湖岸浅水区和深水区古地貌高地部位,水动力条件较强,主要发育介壳滩沉积体系。

2 大安寨段页岩油气地质特征

近半个世纪以来,行业内普遍认为大安寨段介壳灰岩是油气的主要储集空间,而对页岩作为储集对象的认识几乎空白。近期研究证实,侏罗系页岩油气储层的“甜点段”以大二亚段富有机质页岩为主,勘探前景良好,大二亚段页岩优越地质特征主要表现在以下几个方面。

2.1 页岩累计厚度大,分布面积大

纵向上大安寨段大二亚段为页岩发育的主力层段,页岩单层厚度在0.5~5 m,一般呈厚块状,累计厚度为20~80 m,其中川中-川东地区页岩多为30~60 m,占地层总厚度的65%~85%。全盆地内大安寨段页岩段在测井响应上表现为GR大于40 API,AC介于90~120 $\mu\text{s}/\text{ft}$,在地震响应上为一套强波组,横向分

布稳定。大安寨段页岩整体上从湖盆边缘向沉积中心营山-达州-龙岗一带呈增加趋势(图2),分布十分广泛(图3a),厚度大于30 m的页岩分布面积约为 $6 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。据80余口钻井资料统计,在三台-射洪-遂宁-潼南以南区域大安寨段页岩累计厚度一般在10~30 m;在盐亭-西充-南充-鲜渡河一带页岩厚度一般在40~60 m;在仪陇-龙岗-营山一带最厚,累积厚度达到60~90 m;而在梁平-云安一带页岩厚度逐渐减薄,累计厚度为20~40 m;涪陵地区页岩累计厚度为38~60 m^[23],元坝地区页岩累计厚度介于30~40 m^[19](表1)。

2.2 页岩具有良好的有机地化条件,资源潜力大

四川盆地大安寨段湖相页岩有着良好的源岩条件,有机质类型较为合适,页岩成熟度处于理想生油气窗口,具有较好的生油气能力。

收集的6个地区454个大安寨段页岩有机碳含量数据结果显示TOC值介于0.5%~3%,均值为1.5%,其中TOC值大于1.0%的区域主要分布在川中北部和川东地区,面积占44%,而大于2%的生烃凹陷区域面

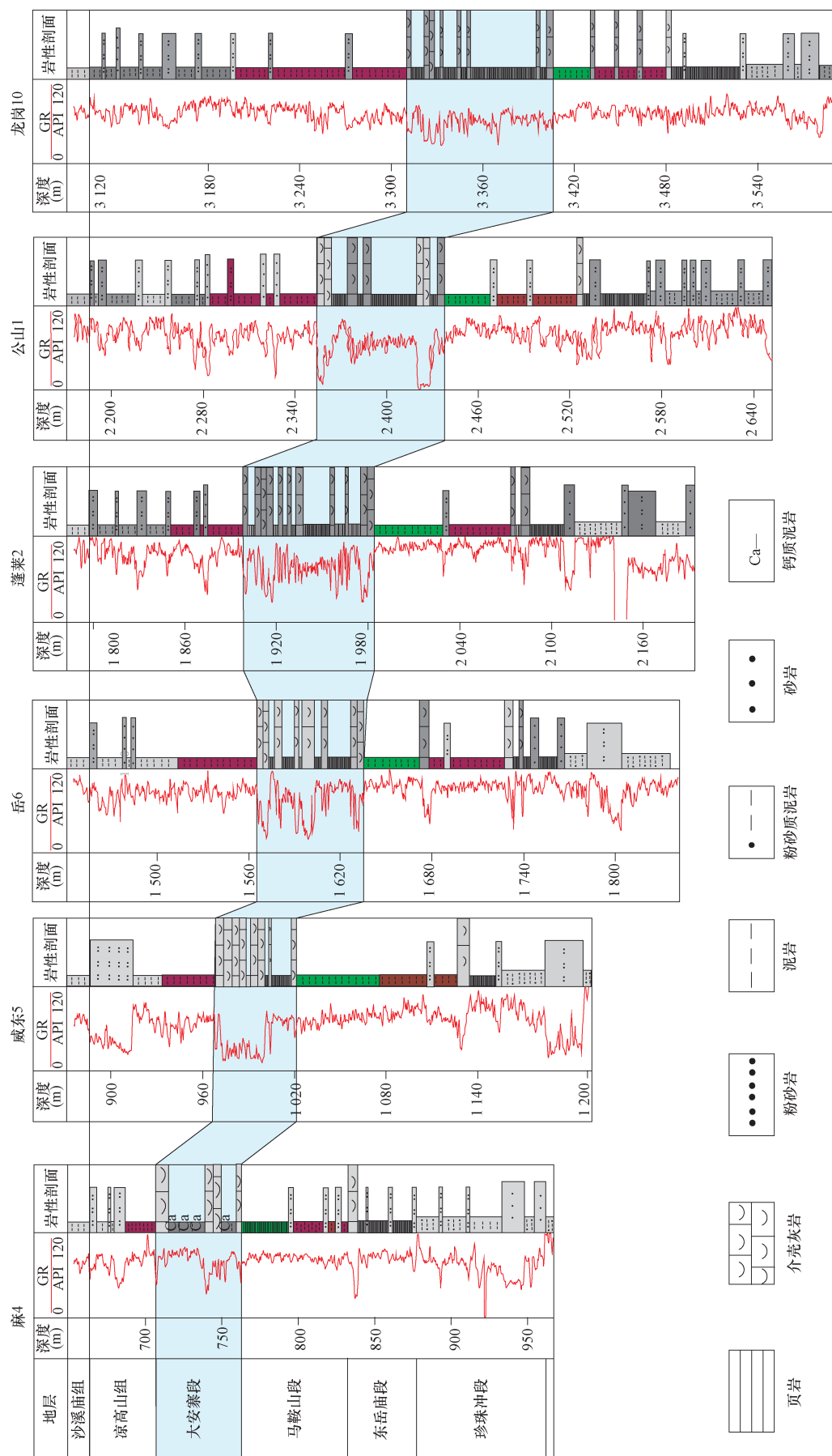


图2 四川盆地侏罗系自流井组麻4—威东5—岳6—蓬莱2—公山1—龙岗10井地层对比(剖面位置见图1)
Fig.2 Stratigraphic correlation across Wells M4, WD5, Y6, PL2, GS1, L, G10 in the Jurassic Ziliujing Formation, Sichuan Basin (see Fig.1 for the cross section location)

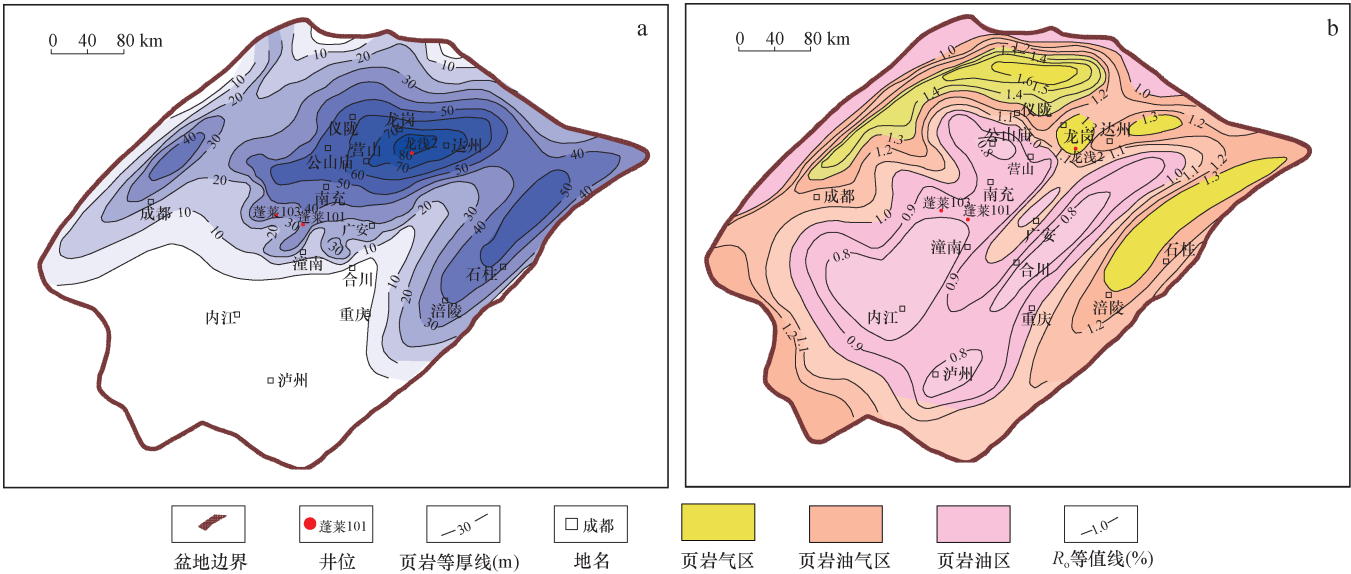


图3 四川盆地侏罗系大安寨段黑色页岩厚度等值线(a)和 R_o 等值线(b)

Fig.3 Contours of black shale thickness (a) and R_o (b) in the Jurassic Da'anhai Member, Sichuan Basin

表1 主要钻井揭示四川盆地大安寨段黑色页岩厚度统计
Table 1 Statistics of the black shale thickness revealed by major drillings in the Da'anhai Member, Sichuan Basin

地区	井数/口	平均厚度/m	最小厚度/m	最大厚度/m
龙岗	26	64.3	50.0	82.0
营山	8	62.0	56.0	68.0
广安	61	51.0	36.4	67.1
南充	10	51.0	33.5	64.5
八角场	7	37.5	28.6	48.5
公山庙	11	50.8	46.9	57.0
合川	10	21.7	12.6	33.7
潼南	7	13.5	9.2	16.0
遂宁	15	22.0	16.0	24.0
涪陵	4	44.8	37.7	59.3

积占全区10%以上。位于沉积中心龙岗地区的龙浅2井34个页岩样品实测分析 TOC 值介于0.95%~2.55%,平均为1.53%。公山庙、龙岗及川东云安场地区51口钻井测井解释 TOC 均值为1.5%,以1.3%~1.6%为主。

大安寨段页岩成熟度处于理想生油气窗口,镜质体反射率(R_o)介于0.9%~1.5%,处于生油高峰—生气阶段。本次研究收集了川中、川东及川东北等15个地区30个大安寨段页岩样品成熟度数据,参考前人研究成果,绘制出四川盆地地下侏罗统自流井组大安寨段 R_o 等值线图(图3b),整体上有效页岩发育在中部—北部地区,向西北、东北、东部局部区域 R_o 值增大至1.3%以上,从而完全进入热成因湿气阶段。区域上川

中地区阆中—南部一带 R_o 值介于0.97%~1.22%,仪陇一带 R_o 平均值为1.12%,公山庙—营山一带成熟度较低($R_o=0.83\% \sim 0.92\%$)。而平昌—通江一带成熟度较高($R_o=1.39\% \sim 1.50\%$),龙岗地区 R_o 平均值为1.30%,这些地区页岩成熟度有所差异,但均处于页岩油开发的理想生油气窗口。而往东北至阆中—仪陇以北地区 R_o 一般大于1.30%,比如元坝一带 R_o 为1.44%~1.83%,均值为1.67%,均已进入热成因生气阶段,川东梁平一带 R_o 为0.78%~1.11%,而向东涪陵一带成熟度较高($R_o=1.26\% \sim 1.50\%$)。位于沉积中心龙岗地区的龙浅2井24个页岩样品实测 R_o 均值为1.40%,有机质类型主要为 II_1-II_2 ,说明包括龙岗地区在内的有机质成熟度偏高的地区应以生页岩气为主,页岩油为辅。

大安寨页岩含油性较好,含油层段厚度较大,资源前景良好。统计龙浅2井、蓬莱103井和蓬莱101井87件样品结果显示,游离烃 S_1 含量为0.05~4.45 mg/g,平均值为1.13 mg/g;生烃潜量(S_1+S_2)为0.4~14.0 mg/g,平均为3.6 mg/g;氢指数($HI=S_2/TOC$)为0.2~4.6 mg/g,平均值为1.8 mg/g,含油饱和指数($OSI=100S_1/TOC$)为7~355 mg/g($OSI>100$ mg/g指示具有良好的页岩油生产潜力^[24])。龙浅2井 OSI 均值在110 mg/g的连续深度段位于2 119.3~2 139.5 m,厚度达20 m,指示该层段良好可动油存在,是部署水平井的理想目标层。

2.3 页岩储层孔隙度高,无机孔占比相对较高

大安寨段页岩物性好,页岩平均孔隙度是相邻介

壳灰岩的4~5倍。本次研究统计了14口井850件大安寨段样品,其中600件灰岩样品孔隙度介于0.26%~8.73%,均值为1.24%,179件页岩孔隙度介于0.31%~10.05%,均值为4.30%。其中龙浅2井89件样品覆压氦气法孔隙度的结果显示(图4):64件介壳灰岩样品中孔隙度小于2%的样品占94%,平均值仅为1%,而25件页岩样品中孔隙度大于4%的占比87%,平均值高达5%。

利用双孔隙介质孔隙度解释模型可以定量计算页岩基质孔隙度构成,即脆性矿物、粘土和有机质等3种物质单位质量孔隙体积(分别表示为 V_{Bri} 、 V_{Clay} 和 V_{TOC})。龙浅2井页岩基质孔隙构成以脆性矿物内孔隙等无机孔(21%~55%)、粘土矿物晶间孔(36%~70%)为主,而有机质内部孔(3%~12%)及有机质边缘缝(0~4%)部分发育。页岩单位质量孔隙体积分别为: V_{Bri} 值为 $0.0543 \text{ m}^3/\text{t}$, V_{Clay} 为 $0.1109 \text{ m}^3/\text{t}$, V_{TOC} 为 $0.0084 \text{ m}^3/\text{t}$,基质孔隙度为 $0.1736 \text{ m}^3/\text{t}$ 。与长宁地区长芯1井海相龙马溪组页岩孔隙参数^[25](V_{Bri} 值为 $0.0079 \text{ m}^3/\text{t}$, V_{Clay} 为 $0.039 \text{ m}^3/\text{t}$, V_{TOC} 为 $0.14 \text{ m}^3/\text{t}$,基质孔隙度为 $0.1869 \text{ m}^3/\text{t}$)相比,龙浅2井大安寨页岩脆性矿物和粘土矿物对孔隙的贡献增加,而有机质产生孔隙能力降低,并且富有机质页岩基质孔隙度小。另外,扫描电镜实验虽然可见大安寨页岩发育页理、有机质孔、溶蚀孔、粘土矿物晶间孔及微裂缝等,储集空间类型多样(图5),但整体上有机质内部孔隙较少,无机孔比有机质孔所占比例更高。

2.4 脆性矿物较高,可压性较好

矿物组成以石英和粘土矿物为主,其次为碳酸盐矿物。粘土矿物含量适中,储层改造条件较好。龙浅

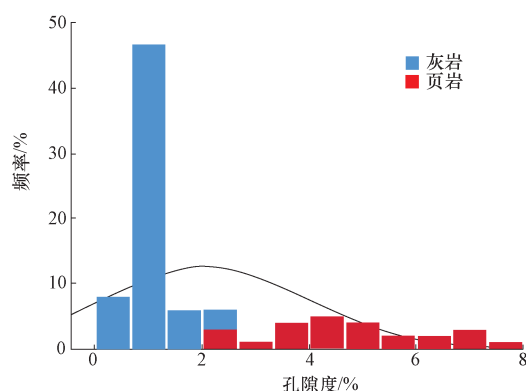


图4 四川盆地龙岗地区龙浅2井灰岩与页岩孔隙度频率分布直方图

Fig. 4 Porosity frequency histogram of limestone and shale from Well LQ 2 in the Longgang area, Sichuan Basin

2井大安寨段12个页岩样品全岩X-衍射分析表明,脆性矿物含量为54%~77%,平均为67.59%,其中石英含量37%~49%,平均为43%;方解石含量在4%~27%,平均为13.75%。粘土矿物含量为21%~39%,平均为28%,以遇水无明显膨胀性的伊利石占绝大多数,平均为47%,其次为绿泥石,伊-蒙混层比含量最低,为10%,此外存在少量长石、白云石及黄铁矿等碎屑矿物和自生矿物。

大安寨段整体的矿物组合特征展现了良好的脆性特征,但岩石力学分析结果显示不同岩性的可压性稍有差距(表2)。灰质含量较高的页岩虽然具有较高脆性、较低泊松比及较高杨氏模量,但其TOC值、孔隙度明显较低;而纯页岩具有相对较高TOC值和高孔隙度,但相比之下由于可压性有所降低,改造难度变大。因此,未来页岩油气的应着眼于在纯页岩中寻找良好的脆性层段,长期的实践表明,纯页岩耦合水平层理和微裂缝的岩性组合即能满足页岩油气的储集和高产,又易于在外力作用下形成天然裂缝与诱导裂缝,从而有利于页岩油气的开采。

2.5 存在较好的保存与输导条件

页岩油气良好的保存条件主要体现在构造稳定与顶底板封堵能力两个方面。四川盆地侏罗系在经历印支、燕山和喜马拉雅3期构造运动后,盆缘发生多期次强烈构造运动;盆内相对稳定,构造活动较弱,地层平缓,“通天”断裂不发育。盆内川中和川东地区侏罗系断层多终止在沙溪庙组,很少延伸至地表,地质历史中始终深埋地腹而未被剥蚀。同时前期介壳灰岩致密油勘探开发证实即使具有大型“通天”断裂,油气也只在断裂附近散失,其影响范围和程度有限。另外,介壳灰岩致密化程度较高,将页岩有效夹持,形成良好顶、底板,为大安寨段页岩油气的保存创造有利条件。

受生烃增压作用影响,有利页岩主要分布在盆地中部构造稳定区,埋深以1800~3500m为主,虽然埋深较浅,但原始地层压力一般为9~47MPa,盆内盐亭—西充—蓬安以北的浅湖和半深湖地区地层压力系数高^[11],为1.2~1.8,地温梯度为20.7℃/km,具有正常温度的异常高压油气藏特征。异常高压一方面有助于油气流动和产出,为油气稳产提供条件,同时异常高压超压缝还能为页岩油气输导聚集提供空间。

3 成藏控制因素

四川盆地侏罗系自流井组大二亚段暗色页岩作为

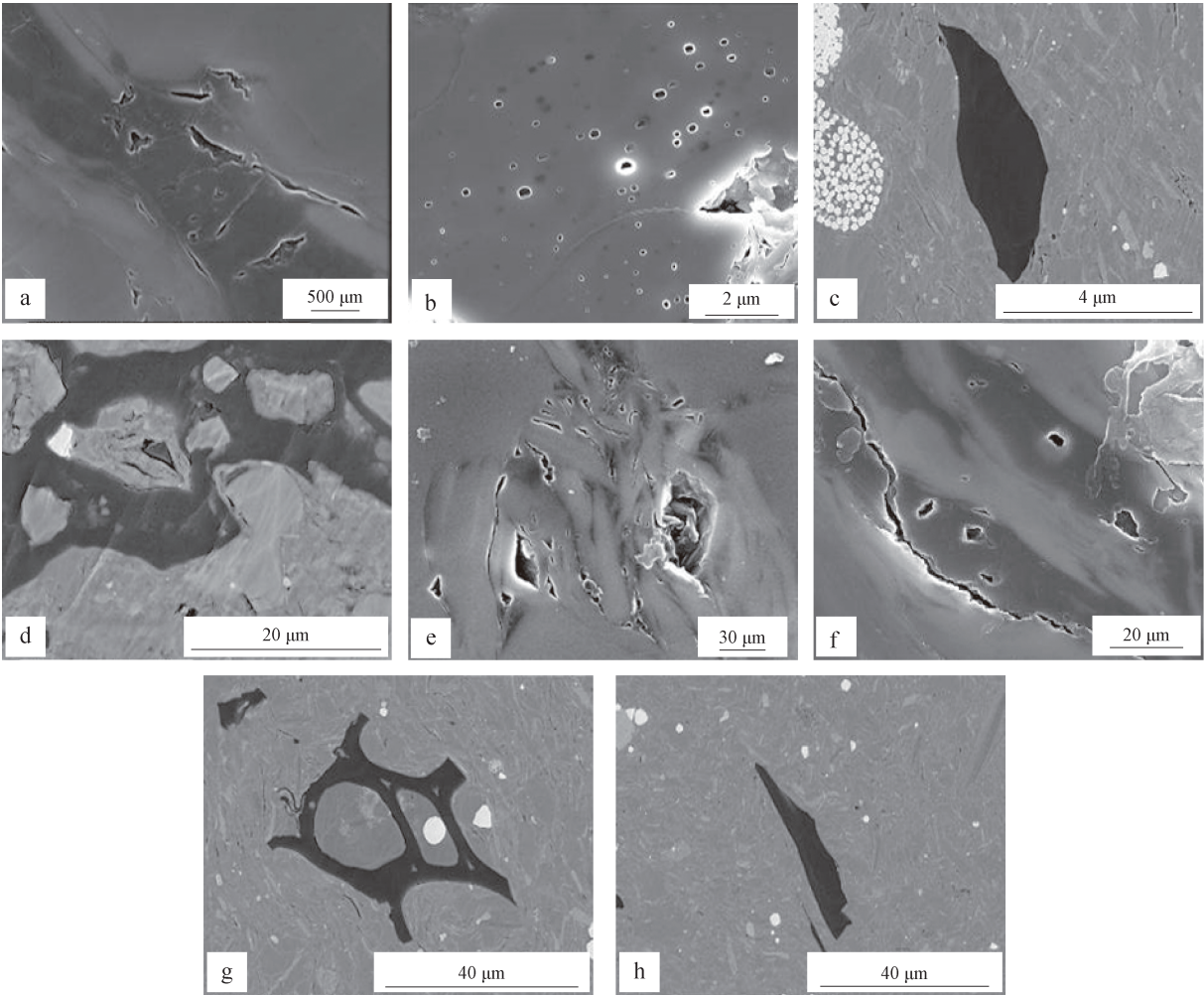


图 5 四川盆地龙岗地区龙浅 2 井大安寨段页岩孔隙扫描电镜照片

Fig. 5 SEM pictures of shale pores in the Da'an寨 Member from Well LQ 2 in the Longgang area, Sichuan Basin

a. 埋深 2 118.8 m, 有机质孔; b. 埋深 2 118.8 m, 无机溶蚀孔; c. 埋深 2 240.22 m, 有机质与无机矿物间的裂缝少, 有机质内无孔隙; d. 埋深 2 096.17 m, 沥青质, 有机质与无机矿物间存在大量裂缝, 有机质内孔隙零星分布; e. 埋深 2 118.8 m, 粘土矿物晶间孔; f. 埋深 2 118.8 m, 微裂缝; g. 埋深 2 240.22 m, 有机质与无机矿物间发育大量裂缝, 有机质内部孔隙很少; h. 埋深 2 240.22 m, 有机质与无机矿物间的裂缝少, 有机质内无孔隙

表 2 四川盆地典型井侏罗系大安寨段页岩岩石力学分析结果

Table 2 Results of shale rock mechanics in typical wells of the Jurassic Da'an寨 Member, Sichuan Basin

井名	深度/m	岩性	密度/(g · cm ⁻³)	杨氏模量/GPa	泊松比
蓬莱 10 井	1 984.44 ~ 1 984.56	页岩	2.57	37.6	0.29
	2 009.02 ~ 2 009.18	页岩	2.54	71.0	0.28
XL101 ^[26]	2 240.22 ~ 2 246.31	页岩	—	25.8	0.23
	2 144.00 ~ 2 150.00	页岩夹灰岩	—	31.1	0.21

页岩油气的供应源岩,与作为顶底板封隔的大一、大三亚段介壳灰岩配置成为页岩分布广,连续稳定,储层厚度大、物性好,处中-高成熟热演化阶段的超压页岩油气藏。半深湖-深湖沉积亚相、致密灰岩顶底板与高孔隙页岩储层、中-高热演化程度这 3 种因素共同控制自流井组大安寨段页岩油气的生成、储存和富集。

3.1 半深湖-深湖亚相富有机质页岩大面积分布为页岩油气的形成提供了物质基础

优质页岩的发育是形成规模页岩油气的首要条件,半深湖-深湖亚相有利于黑色页岩的堆积,控制了黑色页岩的厚度和空间展布,是优质页岩发育的有利相带。半深湖亚相主要分布于川中-川东北的营山—

仪陇—平昌一带和川东的梁平—石柱—涪陵一带,面积约 $5 \times 10^4 \text{ km}^2$,发育纯黑色页岩、页岩夹灰岩薄层等岩相组合,页理发育,横向分布稳定。湖坡亚相位于半深湖亚相的外围,发育黑色页岩与介壳灰岩或灰质泥岩不等厚互层组合,连续厚度减薄,往外围浅湖方向,灰岩成分增加,发育厚层块状介壳灰岩夹灰色页岩组合(表 3)。大安寨段具备成藏条件的页岩以半深湖—深湖亚相的薄层状深色页岩为主,页岩中往往含介壳条带或夹有薄层状黑色炭泥质介壳灰岩,而滨浅湖相的杂色页岩、粉砂质页岩和钙质页岩等不具备成藏条件。

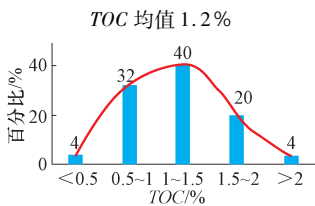
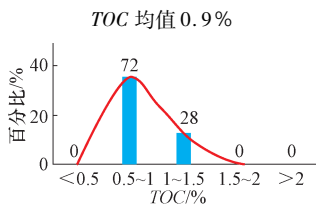
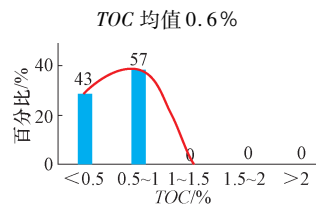
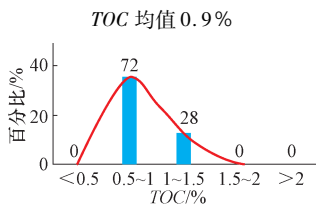
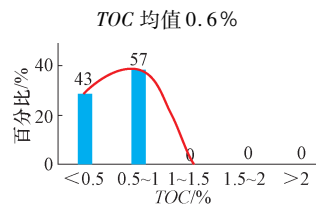
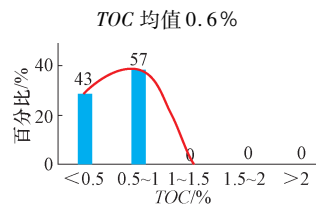
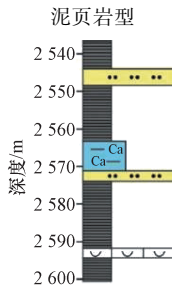
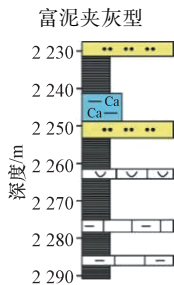
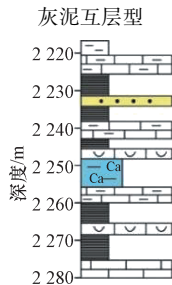
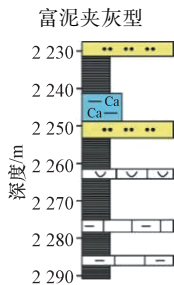
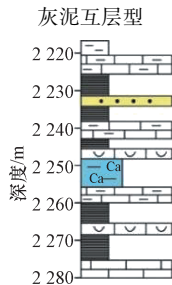
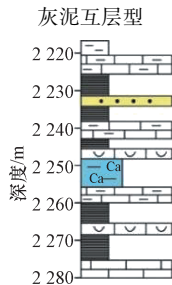
沉积相带不仅影响了的页岩厚度和空间展布,对页岩的有机质丰度同样有重要的控制作用。下侏罗统页岩有机碳呈北高南低趋势,总体呈沉积相控制特点,高有机质丰度页岩主要分布在半深湖亚相沉积区,根据统计结果半深湖亚相 TOC 含量为 1.4%~3.0%,均

值为 1.2%(表 3),以川中遂宁—南充—仪陇、川东梁平—涪陵一带为主,在南部—营山—龙岗一带达最高;平面上,TOC 值大于 1% 的富有机质页岩厚度高值区分布在川中北和川东地区,厚度大于 20 m 分布面积约 $4 \times 10^4 \text{ km}^2$,并与半深湖—深湖亚相的分布范围有着良好的吻合关系。相比之下,湖坡亚相和浅湖亚相中页岩 TOC 均值仅为 0.9% 和 0.6%,并不具备页岩油气的生烃条件。

3.2 致密灰岩顶底板与高孔隙页岩储层是控制页岩油气储集的关键

烃类在页岩层系中大量滞留是页岩油气规模富集的必要条件,这个过程需要大面积连续分布的致密顶底板作为直接或间接封盖层,从而在垂向或侧向封堵页岩内部生成的油气。顶底板具有多种岩石类型和岩石组合^[27]。Appalachian 盆地 Marcellus 页岩的直接顶

表 3 四川盆地地下侏罗统自流井组大安寨段典型页岩层系岩相类型
Table 3 Typical lithofacies types of shale strata in Da'anzhai Member of the Lower Jurassic Ziliujing Formation, Sichuan Basin

岩相	厚层块状纯页岩相	页岩夹薄层灰岩相	页岩与介屑灰岩不等厚互层相
典型岩心照片	 龙浅 2 井,埋深 2 199.43 m	 平昌 1 井,埋深 3 322.9 m	 李 001-X2 井,埋深 1 753.21 m
沉积相	半深湖-深湖	湖坡	浅湖
分布层段	大二段	大二段	大一段
有机质丰度	TOC 均值 1.2%  <td> TOC 均值 0.9% <td> TOC 均值 0.6% </td></td>	TOC 均值 0.9%  <td> TOC 均值 0.6% </td>	TOC 均值 0.6% 
剖面类型	泥页岩型  <td> 富泥夹灰型 <td> 灰泥互层型 </td></td>	富泥夹灰型  <td> 灰泥互层型 </td>	灰泥互层型 
	页岩 粉砂岩 钙质岩 介壳灰岩 石灰岩 泥岩		

底板分别为上覆的中泥盆统 Hamilton 群页岩地层和下伏的 Onondaga 组灰岩;Williston 盆地 Bakken 页岩的顶板为密西西比系底部的 Lodgepole 组灰岩和上覆的 Madison 群灰岩,底板为上泥盆统 Three Forks 组白云岩;四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气储层顶底板分别为龙马溪组上部低 TOC 的泥岩和下伏的宝塔组灰岩。四川大一亚段与大三亚段致密介壳灰岩[孔隙度为 1.0%~3.7%,渗透率为 $(0.35 \sim 0.53) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$]相比美国 Bakken 组灰岩[孔隙度为 10%~13%,渗透率为 $(0.1 \sim 2.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$],这套特低渗灰岩纵、横向上与页岩储层密切共生,连续分布在斜坡区和凹陷区,可以作为良好顶底板有效阻止烃类纵向散失而滞留聚集,使得侏罗系油井主要沿源岩周边分布且仅在顶底板有裂缝附近出现。

另外,大二亚段页岩油气自生自储,源储一体,相比顶底板致密灰岩,页岩储层具有高孔、高渗特征,物性与四川海相龙马溪组页岩相比略好,远优于中国其他陆相页岩油气层系,能够为页岩油气的大量储集提供巨量的可容空间。这种高孔隙页岩+致密顶底板垂向共生关系使得大安寨页岩大面积整体含油,且多数

含油区块为异常生烃高压系统,有利于页岩油气的储集与赋存。

3.3 中—高热演化程度控制页岩油气富集核心区位分布

源岩层系热演化程度控制着页岩烃类产物的性质和页岩油气的分布,而中—高成熟度控制页岩油气勘探的有利核心区域。目前美国只在中—高成熟度阶段(Eagle Ford)和高过成熟阶段(Marcellus)源岩层系中获得了页岩油成功开发^[27],成熟度较高($R_o = 0.7\% \sim 1.3\%$)且气油比大于 $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 的页岩,不仅含油率高、烃类分子比重低,而且凝析气藏在开采中常大量析出溶解油,能够增加页岩油流动性和气油比,为页岩油动态运聚提供良好条件。但在中—低成熟阶段有机质生成的大分子重质烃很难在页岩中流动,从而导致开发性大大降低。

源岩处于不同热演化阶段,有机质生成的烃类产物都不同(图6)。大安寨段页岩 R_o 整体介于 $0.9\% \sim 1.5\%$,处于生油高峰——凝析油气阶段,与国内普遍有机质成熟度偏低的陆相页岩相比,是唯一在成熟度

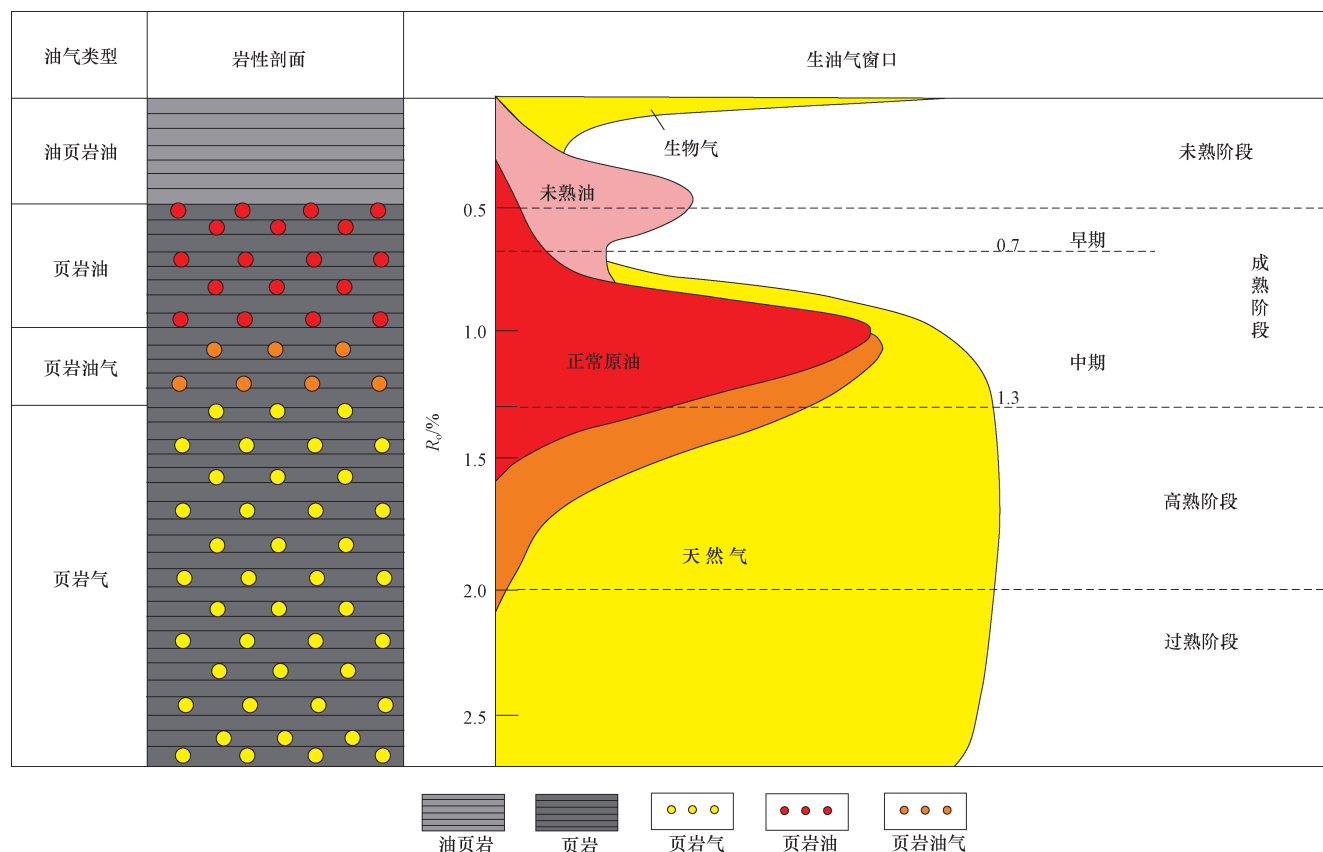


Fig. 6 Grading diagram of shale oil and gas corresponding to thermal stages of diverse maturity (modified from reference[12])

能够与美国页岩相媲美的层系。较高的成熟度能形成较多的轻质油,有较高的湿气含量、一定的气油比、且油气同产,带来较好的产量。研究区以 $0.7\% \leq R_o < 1.0\%$, $1.0\% \leq R_o < 1.3\%$, $R_o \geq 1.3\%$ 三个成熟度区间划分大安寨段页岩油区、页岩油气区和页岩气区的平面分布情况(图3b)。其中广元—平昌、石柱—奉节区带为源岩高熟带($R_o > 1.3\%$),为陆相页岩气的富集有利区带;南部—内江—泸州—梁平一带为陆相页岩油富集区域($0.7\% \leq R_o < 1.0\%$);其他地区为源岩成熟带($1.0\% \leq R_o < 1.3\%$),为陆相页岩油气富集区域,主要产与湿气伴生的轻质油和凝析油。

4 对比与挑战

4.1 典型页岩油气田地质特征对比

将四川盆地侏罗系大安寨段页岩油气与美国典型页岩油气区带 Williston 盆地 Bakken 区带、Maverick 盆地 Eagle Ford 区带及四川盆地典型页岩气(五峰组—龙马溪组)成藏地质参数对比(表4)。

与美国海相泥盆系—石炭系 Bakken 页岩相比,在地层剖面结构上,四川陆相侏罗系大安寨段有类似的源—储“三明治”结构。在储层特征上,除有机碳含量

略低和储集空间以无机孔为主外,大安寨段页岩油气与美国页岩油气在页岩岩性、脆性、孔隙度和石油性质等差别不大,是良好的勘探开发对象。和四川盆地海相志留系龙马溪组页岩相比,侏罗系大安寨段页岩油气地质特征参数差异明显,显示出陆相与海相页岩的成因机理的不同。龙马溪组海相页岩发育于稳定的深水陆棚相环境,同样为典型的源储一体式页岩气藏。宏观上沉积相变化较慢、岩性单一、页岩埋深大、单层厚度较大、分布范围广、横向稳定;在微观尺度上,储集空间以有机质孔为主,脆性矿物含量高,具有更为优越的地质与工程条件。相比之下,大安寨页岩分布范围较海相规模更小、相变更快、岩性变化频繁、单层厚度薄;在源储方面,有机质丰度低、成熟度较低、源储配置复杂、储集空间以矿物粒间残留无机孔为主。

4.2 下侏罗统页岩油气开采的主要难题

虽然目前在下侏罗统页岩油气部分钻井中获得了高产工业气流,但至今未实现规模产建突破。缺乏有机孔、极为致密的介壳灰岩夹层以及复杂岩性页岩油气水平井压裂工程工业关键技术还未形成可能是侏罗系页岩油气难以实现经济有效开发的3个原因。有机质孔作为页岩气藏区别常规油气藏的重要特征之一,

表4 典型页岩油气藏储层参数特征对比

Table 4 Comparison of parameter characteristics of typical shale oil and gas reservoirs

盆地	美国		中国	
	Williston 盆地	Maverick 盆地	四川盆地	四川盆地
地层	上泥盆统 Bakken	上白垩统 Eagle Ford	侏罗系大安寨段	志留系龙马溪组
有利页岩厚度/m	3~15	45~100	20~80	30~70
主要开采类型	页岩夹砂岩型	页岩、碳酸盐岩薄互层	灰岩夹页岩型	页岩
埋深/m	2 100~3 300	2 130~3 650	2 000~3 500	2 000~4 500
沉积相	海相	海相	湖相	海相
有机质类型	I, II	I, II	II	I, II
TOC/%	7.2~10.6	3.7~4.5	0.8~3.0	0.4~9.6
R_o /%	0.6~1.0	1.0~1.3	0.9~1.5	2.3~2.8
孔隙度/%	8~12	5~14	0~10	2~10
渗透率/($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	0.05~1.00	0.01~0.80	0.08~9.79	0.01~0.60
密度/($\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$)	<0.82	0.82	0.76~0.87	2.37~2.60
油气比/(m^3/t)	80~426	513~5 041	153~6 720	不存在
孔隙特征	有机孔	有机孔	无机孔+有机孔	有机孔
压力系数	1.35~1.58	1.35~1.80	1.23~1.72	1.20~2.10
脆性矿物含量/%	>90	50~80	45~70	50~90

发育程度决定页岩气藏的品质。由于陆相页岩有机孔发育较少,以吸附态和游离态赋存的天然气较少,可能导致页岩油气井稳产时间短。另外,由于介壳灰岩致密化程度极高,给体积压裂改造带来巨大挑战,前期勘探实践也证实了致密介壳灰岩压裂效果差,因此在后期水平井及压裂工程工业关键技术成熟的前提下,如何寻找到纯页岩型或灰岩夹层薄且少的页岩段作为湖相页岩油气开发的优选层段,从而进行压裂改造为当前面对的主要难题。

5 结论

1) 四川盆地侏罗系自流井组段大二亚段页岩中油气显示丰富,勘探思路应由“局部富集、裂缝控藏”向“大面积非常规连续型油气聚集”转变。页岩储层分布广泛,厚度大且横向连续稳定,生烃凹陷中心有机地化条件良好,资源潜力大。

2) 微观尺度上页岩物性较好,孔缝发育,无机孔占比相对较高,脆性矿物含量高;大一、大三亚段介壳灰岩形成了良好的顶底板封隔保存条件。总体组成了一套中-高成熟热演化阶段的超压页岩油气藏,具备优越成藏地质条件。

3) 研究区半深湖-深湖亚相富有机质页岩大面积分布为页岩油气的形成提供了物质基础,区域性致密灰岩顶底板与高孔隙储层控制页岩油气聚集,中-高成熟热演化程度控制页岩油气富集区分布。这3种因素共同控制了大安寨段陆相页岩油气的生成、储存和富集。

4) 缺乏有机孔、极为致密的介壳灰岩夹层以及复杂岩性页岩油气水平井压裂关键技术还未形成可能是目前侏罗系页岩油气难以实现经济有效开发的3个原因。

参考文献

- [1] 李延钧,冯媛媛,刘欢,等. 四川盆地湖相页岩气地质特征与资源潜力[J]. 石油勘探与开发,2013,40(4):423-428.
Li Yanjun, Feng Yuanyuan, Liu Huan, et al. Geological characteristics and resource potential of lacustrine shale gas in the Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4):423-428.
- [2] 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.
- [3] 黄金亮,董大忠,李建忠,等. 陆相页岩储层特征及其影响因素:以四川盆地上三叠统须家河组页岩为例[J]. 地学前缘,2016,23(2):158-166.
Huang Jinliang, Dong Dazhong, Li Jianzhong, et al. Reservoir characteristics and its influence on continental shale: An example from Triassic Xujiahe Formation shale, Sichuan Basin[J]. Earth Science Frontiers (China University of Geosciences(Beijing); Peking University), 2016, 23(2):158-166.
- [4] 聂海宽,马鑫,余川,等. 川东下侏罗统自流井组页岩储层特征及勘探潜力评价[J]. 石油与天然气地质,2017,38(3):438-447.
Nie Haikuan, Ma Xin, Yu Chuan, et al. Shale gas reservoir characteristics and its exploration potential-analysis on the Lower Jurassic shale in the eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3):438-447.
- [5] 刘忠宝,刘光祥,胡宗全,等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义——以四川盆地中下侏罗统为例[J]. 天然气工业,2019,39(12):10-21.
Liu Zhongbao, Liu Guangxiang, Hu Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration: A case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2019, 39(12):10-21.
- [6] 杜江民,张小莉,张帆,等. 川中龙岗地区下侏罗统大安寨段沉积相分析及有利储集层预测[J]. 古地理学报,2015,17(4):493-502.
Du Jiangming, Zhang Fan, Wang Xingzhi, et al. Sedimentary facies and reservoir prediction of the Lower Du Jiangmin Jurassic Da'anzhai Member, Longgang area, central Sichuan Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2015, 17(4):493-502.
- [7] 郑荣才,何龙,梁西文,等. 川东地区下侏罗统大安寨段页岩气(油)成藏条件[J]. 天然气工业,2013,33(12):30-40.
Zheng Rongcai, He Long, Liang Xiwen, et al. Forming conditions of shale gas (oil) plays in the Lower Jurassic Da'anzhai member in the eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12):30-40.
- [8] 廖群山,华胡,林建平,等. 四川盆地川中侏罗系致密储层石油勘探前景[J]. 石油与天然气地质,2011,32(54):815-838.
Liao Qunshan, Hu Hua, Lin Jianping, et al. Petroleum exploration prospect of the Jurassic tight reservoirs in central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(54):815-838.
- [9] 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.
- [10] 庞正炼,陶士振,张琴,等. 四川盆地侏罗系致密油二次运移机制与富集主控因素[J]. 石油学报,2018,39(11):1211-1222.
Pang Zhenglian, Tao Shizhen, Zhang Qin, et al. Secondary migration mechanism and accumulation controlling factors of Jurassic tight oil in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(11):1211-1222.
- [11] 杨跃明,黄东. 四川盆地侏罗系湖相页岩油气地质特征及勘探开发新认识[J]. 天然气工业,2019,39(6):22-33.
Yang Yueming, Huang Dong. Geological characteristics and new un-

- derstandings of exploration and development of Jurassic lacustrine shale oil and gas in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(6): 22–33.
- [12] 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.
- [13] 蒋裕强, 漆麟, 邓海波, 等. 四川盆地侏罗系油气成藏条件及勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2010, 30(3): 22–26.
- Jiang Yuqiang, Qi Lin, Deng Hailbo, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potentials of the Jurassic reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(3): 22–26.
- [14] 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, Longhui Ran, Dai Danshen, et al. A 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.
- [15] 张闻林, 周肖, 严玉霞, 等. 川中地区侏罗系适合页岩油气藏开采的地质依据[J]. *天然气工业*, 2012, 32(8): 117–124.
- Zhang Wenlin, Zhou Xiao, Yan Yuxia, et al. Geologic evidences of the Jurassic reservoirs for the shale oil/ gas recovery in the central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(8): 117–124.
- [16] 韩克猷, 王毓俊, 查全衡. 川中侏罗系勘探潜力及勘探目标再认识[J]. *石油科技论坛*, 2015, 34(6): 51–57.
- Han Keyou, Wang Yujun, Zha Quanheng. Exploration potential and targets of Jurassic system in Central Sichuan[J]. *Oil Forum*, 2015, 34(6): 51–57.
- [17] 王世谦, 胡素云, 董大忠. 川东侏罗系_四川盆地亟待重视的一个致密油气新领域[J]. *天然气工业*, 2012, 32(12): 22–29.
- Wang Shiqian, Hu Suyun, Dong Dazhong. Jurassic tight oil & gas resources in East Sichuan Basin: A new exploration target[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(12): 22–29.
- [18] 黄东, 杨跃明, 杨光, 等. 四川盆地侏罗系致密油勘探开发进展与对策[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(3): 304–311.
- Huang Dong, Yang Yueming, Yang Guang, et al. Countermeasure and progress of exploration and development of Jurassic tight oil in the Sichuan Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2017, 39(3): 304–311.
- [19] 魏祥峰, 黄静, 李宇平, 等. 元坝地区大安寨段陆相页岩气富集高产主控因素[J]. *中国地质*, 2014, 41(3): 979–981.
- Wei Xiangfeng, Huang Jing, Li Yuping, et al. The main factors controlling the enrichment and high production of Daanzhai member continental shale gas in Yuanba area[J]. *Geology in China*, 2014, 41(3): 979–981.
- [20] 周文, 徐浩, 邓虎成, 等. 四川盆地陆相富有机质层段剖面结构划分及特征[J]. *岩性油气藏*, 2016, 28(6): 1–8.
- Zhou Wen, Xu Hao, Deng Hucheng, et al. Characteristics and classification of section structure of nonmarine organic-rich formations in Sichuan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2016, 28(6): 1–8.
- [21] 朱彤, 包书景, 王烽. 四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J]. *天然气工业*, 2012, 32(9): 16–21 + 126–127.
- Zhu Tong, Bao Shujing, Wang Feng. Pooling conditions of non-marine shale gas in the Sichuan Basin and its exploration and development prospect[J]. *Natural Gas Industry*, 2012, 32(9): 16–21 + 126–127.
- [22] 倪超, 杨家静, 陈薇, 等. 致密灰岩储层特征及发育模式——以四川盆地川中地区大安寨段为例[J]. *岩性油气藏*, 2015, 27(6): 38–47.
- Ni Chao, Yang Jiajing, Chen Wei, et al. Reservoir characteristics and development model of dense limestone: A case study from Daanzhai member in central Sichuan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2015, 27(6): 38–47.
- [23] 周德华, 焦方正, 郭旭升, 等. 川东南涪陵地区下侏罗统页岩油气地质特征[J]. *石油与天然气地质*, 2013, 34(4): 450–454.
- Zhou Dehua, Jiao Fangzheng, Guo Xusheng, et al. Geological features of the Lower Jurassic shale gas play in Fuling area, the southeastern Sichuan Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013, 34(4): 450–454.
- [24] Jarvie D M. Shale Resource Systems for Oil and Gas: Part 2-Shale-Oil Resource Systems [M]. Houston: AAPG, 2012: 89–119.
- [25] 王玉满, 李新景, 陈波, 等. 海相页岩有机质炭化的热成熟度下限及勘探风险[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(3): 385–395.
- Wang Yuman, Li Xinjing, Chen Bo, et al. Lower limit of thermal maturity for the carbonization of organic matter in marine shale and its exploration risk[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(3): 385–395.
- [26] 肖继林, 魏祥峰, 李海军. 涪陵海相页岩气和元坝_兴隆场湖相页岩气富集条件差异性分析[J]. *天然气勘探与开发*, 2018, 41(04): 8–17.
- Xiao Jilin, Wei Xiangfeng, Li Haijun. Difference of accumulation conditions between Fuling marine shale gas and Yuanba-Xinglongchang lacustrine shale gas[J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2018, 41(04): 8–17.
- [27] 黎茂稳, 马晓潇, 蒋启贵, 等. 北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J]. *油气地质与采收率*, 2019, 26(1): 13–28.
- Li Maowen, Ma Xiaoxiao, Jiang Qigui, et al. Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2019, 26(1): 13–28.

(编辑 张玉银)