

引用格式:王威,石文斌,付小平,等.四川盆地涪陵地区中侏罗统凉高山组陆相页岩油气富集规律探讨[J].天然气地球科学,2022,33(5):764-774.

WANG Wei, SHI Wenbin, FU Xiaoping, et al. Oil and gas enrichment regularity of continental shale of Lianggaoshan Formation of Middle Jurassic in Fuling area, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(5): 764-774.

DOI: 10.11764/j.issn.1672-1926.2021.10.010

# 四川盆地涪陵地区中侏罗统凉高山组陆相页岩 油气富集规律探讨

王 威, 石文斌, 付小平, 谢佳彤, 倪 楷

(中国石化勘探分公司物探研究院, 四川 成都 610041)

**摘要:**为查明四川盆地陆相页岩油气地质特征及富集规律,综合采用全岩矿物X射线衍射、有机地球化学、氩离子抛光—扫描电镜、氦气孔隙度、现场含气量测试及地震压力系数预测等多种技术手段,开展了涪陵地区中侏罗统凉高山组页岩油气藏地质特征及富集高产规律研究,指出凉高山组优质页岩层段具有高泥地比、高GR、高TOC、高含气量的特点,提出涪陵地区凉高山组陆相页岩油气富集高产主要受4个因素的控制:①大面积分布的半深湖相页岩是页岩油气成烃控储的基础;②适当的演化程度控制了陆相页岩油气富集成藏;③良好的保存条件是页岩油气富集成藏的关键;④不同尺度微裂缝的发育有利于陆相页岩油气高产。各影响因素中,保存条件和微裂缝的发育对富集高产的影响最大。

**关键词:**涪陵地区;页岩油气;陆相;富集规律

**中图分类号:**TE122.2

**文献标志码:**A

**文章编号:**1672-1926(2022)05-0764-11

## 0 引言

我国陆相盆地分布范围广,中、新生界多个层系均发育有陆相富有机质页岩,是未来页岩油气增储上产的重要接替领域之一。近年来,陆相页岩油气富集机理及地质评价研究已成为国内石油地质学家广泛关注的热点问题,在充分借鉴海相页岩油气研究认识及勘探实践经验的基础上,加强了陆相页岩油气沉积特征及成藏条件研究,加大了陆相页岩油气领域的目标选区与井位部署,多口井取得突破,展现了良好的勘探潜力<sup>[1]</sup>。其中,在准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组部署的首口水平井吉172-H井通过体积压裂获日产69.46 t高产工业油流,发现了中国第一个页岩油田<sup>[2-3]</sup>;三塘湖盆地芦草沟组页岩油已经基本实现了规模开发<sup>[4]</sup>;渤海湾盆地沧东凹陷、歧口凹陷、东营凹陷等多个凹陷在沙河街组取得了页岩油勘探突破<sup>[5-9]</sup>;江汉盆地古

近系潜三段多口井获得页岩油工业油流<sup>[10]</sup>;四川盆地元坝地区大安寨段、建南地区东岳庙段多口井获得了页岩气工业气流<sup>[11-12]</sup>。多盆地、多地区的勘探突破与发现,充分展示了我国陆相页岩油气良好的勘探潜力。

近期中国石化勘探分公司在四川盆地东南部涪陵地区针对中侏罗统凉高山组实施TY1井,通过水平井钻井及压裂测试,试获工业油气流,实现了侏罗系凉高山组新层系页岩油气勘探重大突破<sup>[13]</sup>。凉高山组作为四川盆地陆相页岩油气勘探的主要目的层之一,前人对其沉积环境、基本地质条件等进行了研究,但是对于这套页岩的富集高产规律、勘探方向等关键问题研究较少。笔者利用TY1井测录井资料,结合全岩矿物X射线衍射、有机地球化学、氩离子抛光—扫描电镜、氦气孔隙度及现场含气量测试等多种技术手段,在页岩油气基本地质特征研究的基础上,总结了页岩油气富集高产规

收稿日期:2021-08-19;修回日期:2021-10-09;网络首发日期:2021-12-31.

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(编号:2017ZX05036-003)资助.

作者简介:王威(1980-),男,江苏邳州人,高级工程师,博士,主要从事储层评价与油气成藏研究. E-mail:wangw.ktnf@sinopec.com.

律,指出了下步勘探开发方向,对发展我国陆相页岩油气地质理论及四川盆地侏罗系页岩油气勘探开发具有重要意义。

## 1 地质背景

晚三叠世,由于上扬子海逐渐关闭,四川盆地进入前陆盆地和陆内坳陷盆地沉积阶段,早一中侏罗世主要为河流—湖泊相沉积体系。涪陵地区现今主要为北北东及北东向隔档式褶皱,背斜狭窄,

向斜宽缓(图1)。侏罗系主要分布在宽缓向斜区内,残留地层厚度为2 000~3 000 m。其中,下侏罗统自流井组厚度一般为250~650 m,中侏罗统厚度一般在1 200~2 000 m之间,包括凉高山组、下沙溪庙组、上沙溪庙组3个岩石地层单位;上侏罗统厚度小于700 m,包括蓬莱镇组和遂宁组。受中侏罗世湖侵控制,凉高山组中部发育浅湖一半深湖相富有机质泥页岩,为研究区陆相页岩油气富集提供了较为有利的物质基础。

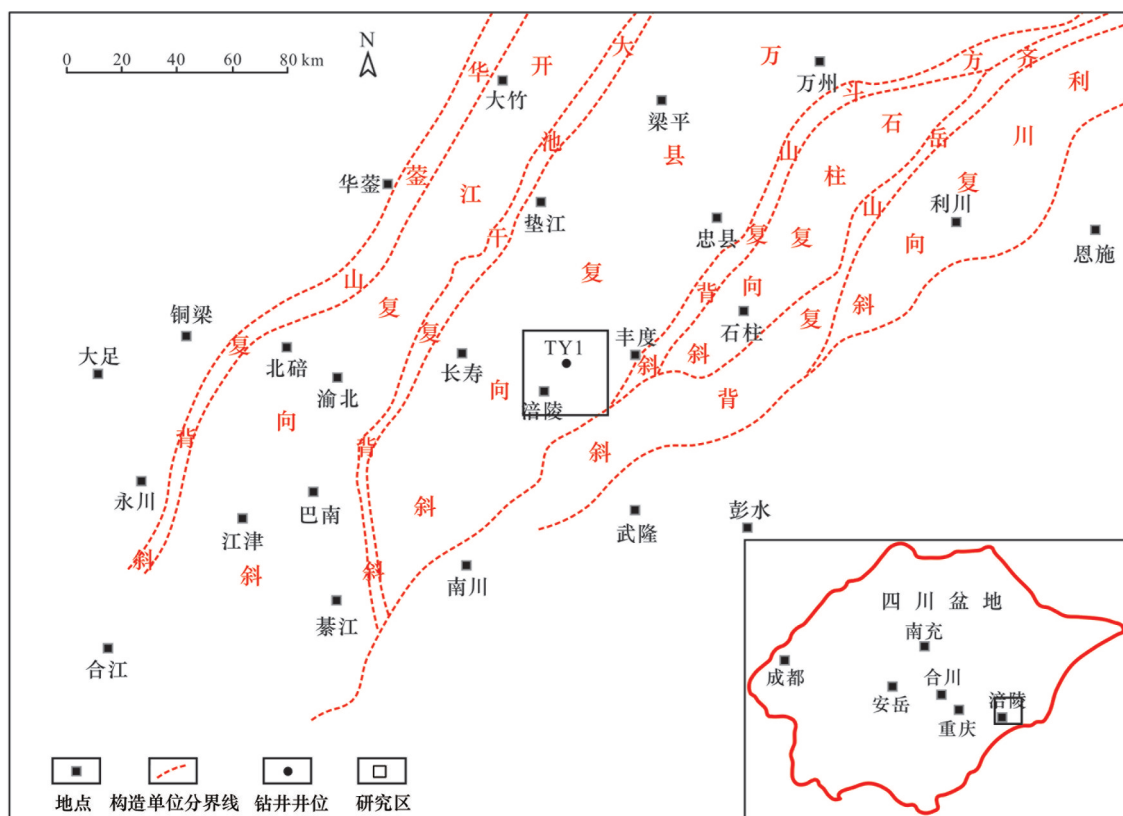


图1 涪陵地区构造位置

**Fig.1 Structural location map of Fuling area**

## 2 页岩油气地质特征

TY1井作为涪陵地区凉高山组页岩油气的第一口专探井,开展了系统取心工作,录取了齐全的测井、录井资料,完成了岩石学、有机地球化学、储集物性、含气性等分析测试,开展了精细的岩心描述,为页岩油气地质条件的评价奠定了基础(图2)。

## 2.1 沉积与页岩分布特征

涪陵地区中侏罗统凉高山组按照岩性组合及测井资料,可分为3段。从三级层序特征来看,整体为一个湖侵—湖退完整的沉积过程,岩性以砂岩、

粉砂质泥岩及泥岩为主,顶底与下沙溪庙组及自流井组大安寨段均存在岩性转换面。凉高山组三级层序包含湖侵体系域和高位体系域;湖侵体系域对应于凉高山组一段(凉一段)及凉高山组二段(凉二段)下部地层,发育了一套滨湖一半深湖相砂泥岩,岩性由下部的紫红色泥岩、灰色粉砂岩向上逐步过渡为灰色泥岩、深灰色泥岩,反映湖侵导致水体变深的过程,凉二段沉积早期达到最大湖泛期,以沉积半深湖相灰黑色页岩为特征;高位体系域主要对应于凉二段中上部地层及凉三段,凉二段中上部主要为浅湖一滨湖亚相,发育了浅湖泥及砂坝等沉积

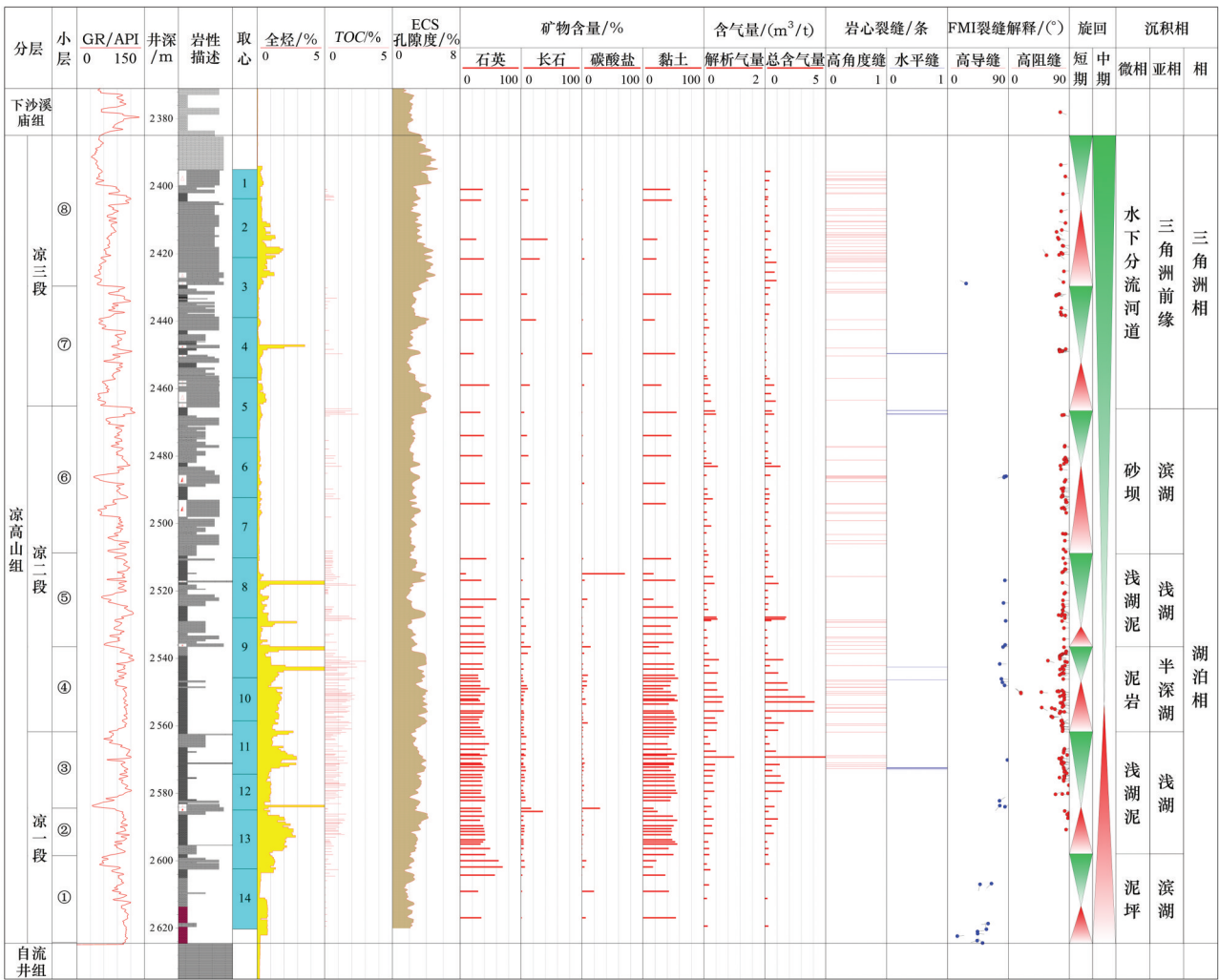


图2 TY1井凉高山组综合柱状图

Fig.2 Comprehensive histogram of Lianggaoshan Formation in Well TY1

微相,凉三段沉积期持续湖退,物源供给增加,主要为三角洲沉积,发育三角洲前缘水下分流河道微相(图2),反映水体逐渐变浅的过程。凉二段下部半深湖相页岩具有高泥地比、高自然伽玛(GR)、高有机碳含量(TOC)、高含气量的特点,是凉高山组最有利的勘探层段(表1)。通过钻井资料结合地震预测,半深湖相页岩主要分布范围为东至忠县,南到

丰都县以南,西至垫江以西,北至FY5井的广大地区,研究区内面积超过5 000 km<sup>2</sup>,厚度普遍大于15 m,往泰来地区厚度增大,介于20~25 m之间(图3),为页岩气成烃控储奠定了坚实的基础。

2.2 优质页岩储层特征

2.2.1 有机地球化学

分析表明,TY1井凉高山组半深湖相页岩有机

表1 TY1井凉高山组沉积相划分依据

Table 1 Sedimentary facies division basis of Lianggaoshan Formation in Well TY1

相带	深度/m	小层	厚度/m	泥岩厚度/m	泥地比/%	GR/API	TOC/%	含气量/(m <sup>3</sup> /t)
半深湖	2 536.5~2 561.7	④	25.2	24.53	97.6	104.25	1.56	1.81
	2 508.642~2 536.546	⑤	27.728	13.122	51.3	95.26	1.235	0.554
浅湖	2 561.7~2 584.354	③	22.642	13.857	61.2	93.82	0.75	0.875
	2 584.354~2 598.44	②	14.05	12.549	67.96	98.43	1.08	0.5
滨湖	2 465.316~2 508.642	⑥	43.127	18.859	43.72	89.37	1.53	0.395
	2 598.44~2 624.472	①	26.032	12.548	48.2	92.45	0.498	0.304



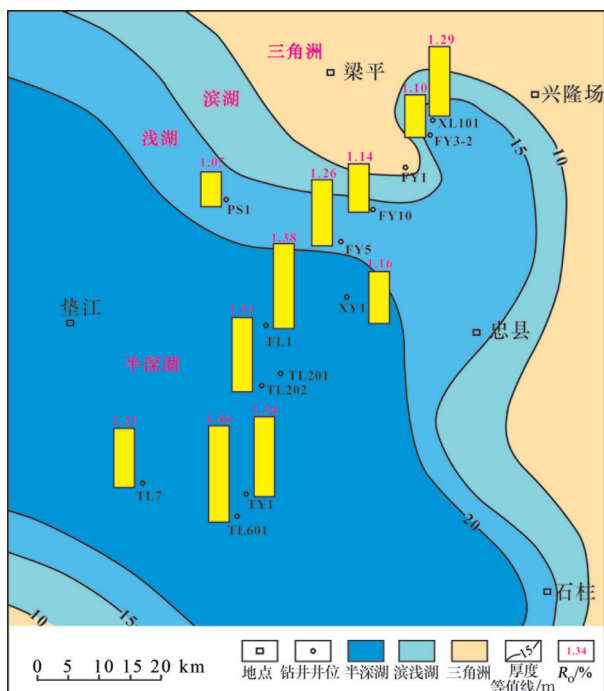


图3 涪陵地区凉高山组④小层沉积相平面图

Fig.3 Sedimentary facies plan of small layer ④ of Lianggaoshan Formation in Fuling area

碳含量( $TOC$ )介于 $0.64\%$ ~ $2.79\%$ 之间,平均值为 $1.56\%$ (样品数124个),区内Z1井、SX1井凉高山组优质段页岩平均 $TOC$ 含量介于 $1.37\%$ ~ $1.49\%$ 之

间,反映区内泥页岩有机碳含量较高,有利于页岩油气藏的形成。

TY1井凉高山组泥页岩有机质显微组分中壳质组含量最高,含量介于 $50\%$ ~ $75\%$ 之间(主要为腐殖无定形体,极少量孢粉体),镜质组含量介于 $21\%$ ~ $44\%$ 之间(结构镜质体为 $15\%$ ~ $29\%$ ,无结构镜质体为 $6\%$ ~ $18\%$ ),惰性组含量介于 $2\%$ ~ $6\%$ 之间。通过计算,类型指数为 $-16.5\sim-17.75$ ,干酪根类型以 $II_2$ 型为主,少量为 $III$ 型。

TY1井镜质体反射率( $R_0$ )介于 $1.01\%$ ~ $1.41\%$ 之间,平均为 $1.14\%$ (图3),介于成熟至高成熟阶段,有利于页岩油气生成。

### 2.2.2 储集空间及储集特征

根据FY5井13个实测数据,凉高山组优质页岩段孔隙度介于 $1.69\%$ ~ $5.21\%$ 之间,平均为 $3.66\%$ ;渗透率介于 $(0.002\ 8\sim 61.25)\times 10^{-3}\ \mu m^2$ 之间,几何平均值为 $0.17\times 10^{-3}\ \mu m^2$ 。斯伦贝谢公司特殊测井解释TY1井平均孔隙度为 $3.52\%$ (图2)。反映了涪陵地区陆相页岩孔隙度较高,具有良好的储集性能<sup>[14-15]</sup>。

通过氩离子抛光扫描电镜观察,TY1井凉高山组页岩储集空间以无机孔及微裂缝为主,有机质孔局部发育<sup>[16]</sup>(图4),无机孔以黏土矿物孔为主。通

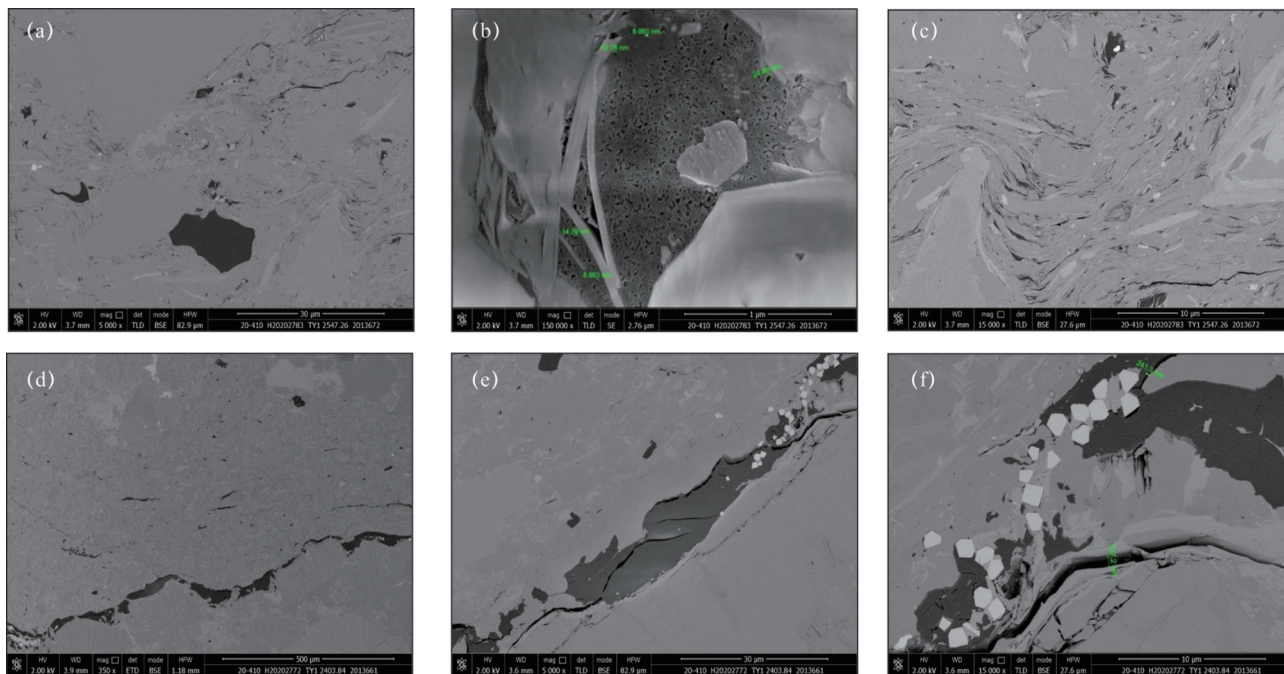


图4 TY1井凉高山组页岩储集空间类型

Fig.4 Types of shale reservoir space in Lianggaoshan Formation of Well TY1

(a)炭质泥岩(全貌),TY1井,2 547.26 m,凉高山组;(b)有机质孔(局部放大),TY1井,2 547.26 m,凉高山组;(c)黏土矿物孔(局部放大),TY1井,2 547.26 m,凉高山组;(d)炭质泥岩(全貌),TY1井,2 403.84 m,凉高山组;(e)粒缘缝,TY1井,2 403.84 m,凉高山组;(f)微裂缝,TY1井,2 403.84 m,凉高山组

过盖层微孔隙结构分析,页岩储层孔隙类型以介孔和大孔为主,微孔占比较小。TY1井介孔和大孔占比分别为53%和31%,微孔占比为16%。与海相页岩相比,大孔占比明显较高<sup>[17-18]</sup>,有利于储层空间沟通及大分子液态烃类的运移与产出。

### 2.2.3 含气性特征

涪陵地区多口探井在凉高山组钻遇良好的油气显示,TL201井凉高山组优质页岩段,使用钻井液密度为1.42 g/cm<sup>3</sup>的情况下,最大全烃达到了9.47%;TY1井凉高山组使用钻井液密度1.42 g/cm<sup>3</sup>的情况下,最大全烃达到了22.21%;取心时开展了12个样品现场含气量测试,测试解析气量介于0.16~0.66 m<sup>3</sup>/t之间,平均值为0.44 m<sup>3</sup>/t,计算总含气量介于0.27~4.10 m<sup>3</sup>/t之间,平均值为1.81 m<sup>3</sup>/t(图2)。

### 2.2.4 可压性特征

开展可压裂性评价是开展针对性压裂工艺技术攻关的重要基础<sup>[19-20]</sup>。全岩X射线衍射显示TY1井凉高山组优质页岩段石英含量平均为35.9%,长石含量平均为4.42%,碳酸盐矿物含量平均为3.43%,黏土矿物含量平均为48.9%(图2),黏土矿物中伊/蒙混层含量较高,平均为47.24%,混层比为20%~30%,总体具有低石英、高黏土矿物、中等脆性的特征。

岩石力学分析,凉高山组优质段页岩泊松比介于0.22~0.31之间,平均为0.27,杨氏模量为28.7~

38.5 GPa,平均为33.5 GPa,具有中—高杨氏模量,高泊松比特征;TY1井凉高山组优质段页岩底界埋深为2 561.70 m,最大水平主应力( $\sigma_H$ )、最小水平主应力( $\sigma_h$ )平均值分别为61.60 MPa、55.15 MPa,水平应力差异系数为0.117,垂向主应力( $\sigma_v$ )平均为61.19 MPa,总体埋深较浅,同时构造形态特征相对简单,具有低地应力且水平应力差异系数小的特征,同时优质段页岩岩性较纯,夹层少,各岩性间岩石力学性质差异不大,有利于后期压裂过程中纵横向裂缝的扩展<sup>[21-22]</sup>。

## 3 页岩油气富集规律

### 3.1 有利相带成烃控储

涪陵地区陆相页岩较海相页岩埋深浅,埋深跨度较大,从1 000~3 000 m分布不等,整体呈现北西—南东向条带状分布,具有中间厚,向北西、南东向较薄的特征(图3)。

涪陵地区凉高山组沉积时期主要发育半深湖相、浅湖相、滨浅湖相以及三角洲相。平面上,由中间向南北两侧从半深湖向浅湖相过渡。页岩厚度分布与沉积相变化趋势相同,具有中间厚逐渐向南北两向减薄的特征。高TOC值主要分布在泰来地区,从涪陵地区现有井位储层参数统计(表2)和图5中可以发现页岩厚度与含气量以及有机碳含量、成熟度大小与含气量均成正比关系,同时TOC含量与含气量呈比较好的正相关关系(图6)。

表2 涪陵地区部分井位储层参数

Table 2 Parameter table of some well position reservoirs in Fuling area

井名	相带	TOC/%	厚度/m	油气显示/%	测井解释孔隙度/%	$R_o$ /%
TY1	半深湖	1.56	25.2	100	3.52	1.34
TL202		1.05	23	7.42	3.24	1.31
TL601		1.11	23.2	81.5	4.28	1.46
TL201		1.82	24.7	22.4	3.87	1.3
FY3-2	浅湖	0.76	14.1	1.4	2.51	1.1
FY1	滨湖	0.7	7	6.66	2.51	1.03

以TY1井和FY1井为例,二者优质页岩厚度分别为25.2 m和7 m,孔隙度分别为3.52%和2.51%,沉积相分别为半深湖相与滨湖相,由图5、图6可见,半深湖相具有较高的TOC、较大的厚度、较高的孔隙度,且气测显示较好。TOC高、厚度大、孔隙度高是良好储层的关键因素,因而优势相是形成良好储层的关键,对页岩气富集具有一定的控制作用,是页岩气储集的重要因素。

### 3.2 热演化程度控藏

#### 3.2.1 热演化程度

前文分析可知,涪陵地区凉高山组页岩有机质类型以Ⅱ型为主,热演化程度适中。与页岩埋深具有较好的一致性,平面上表现为南高北低的趋势,通过对涪陵地区现有井位资料成熟度进行统计可知,中部TY1井及TL601井成熟度最高,最高可达1.46%,向北成熟度逐渐降低,最低为PS1井,成熟度为1.05%(图3),通过TY1井地层流体相图分析,

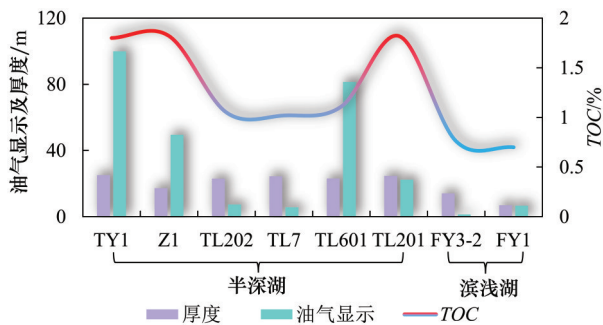


图5 不同相带页岩厚度、油气显示及 TOC 对比图

Fig.5 Shale thickness, oil and gas display and TOC comparison diagram of different facies zones

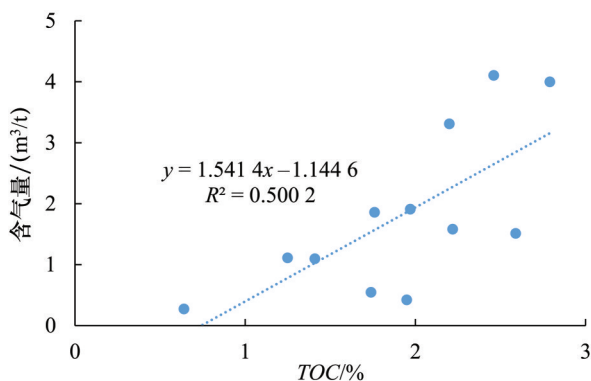


图6 TY1井页岩 TOC 与含气量关系

Fig.6 Relationship between TOC and gas content of Lianggaoshan Formation shale in Well TY1

主要为近饱和凝析气藏(图7)。

### 3.2.2 构造演化

页岩油气形成后,后期的抬升时间和抬升程度是决定页岩油气能否富集成藏的关键,地层抬升后遭受风化剥蚀,上覆地层压力减小,一方面原有的地层压力与孔隙压力两者的平衡关系发生破坏,深埋于地下的裂缝由原先的闭合状态过渡到开启的状态;另一方面,地层的温度围压降低,岩石脆性升高,如后期再次遭受构造挤压作用,岩石极易产生破裂,且破裂模式更为复杂,在上述双重作用的影响下,地层抬升强度越大的区域,裂缝发育程度越高,页岩气逸散强度越强,页岩气藏则存在“泄压”的可能;构造抬升程度较弱的区域,地层埋深大,地层受应力作用不明显,岩石不易发生破碎,裂缝发育程度较低,一定程度上可维持页岩气藏的超压<sup>[23-26]</sup>。涪陵地区页岩层经历了早期持续的埋藏阶段和晚期持续的抬升阶段,早期的持续深埋促使页岩气形成,而晚期的构造演化则控制着页岩气逸散强度和规模,抬升时间长抬升幅度大,抬升时间越

早,页岩气就越容易发生逸散不易成藏。涪陵地区埋藏时间长,抬升时间短、幅度小,有利于页岩气的成藏(图8)。

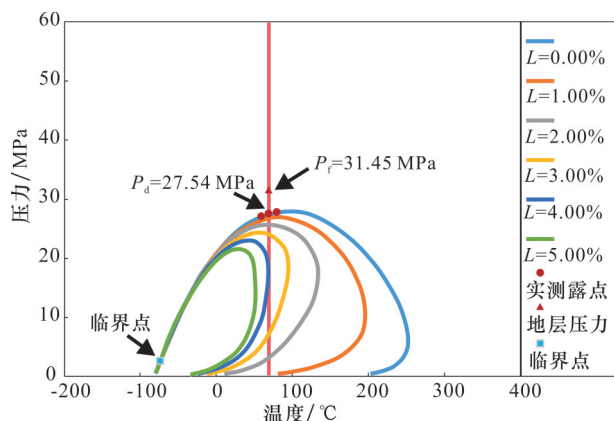


图7 TY1井地层流体 P—T 相图

Fig.7 P-T phase diagram of formation fluid in Well TY1

### 3.3 良好的保存条件控富

#### 3.3.1 构造部位与顶底板条件

涪陵地区先后分别受到来自北西方向和北东方向的构造挤压作用,发育北东向和北西向的断裂体系,形成中间低、两边高的构造格局,早期运动对保存条件影响较小,后期的构造作用对保存条件影响较大。不同构造部位,地层的变形程度、破裂程度、剥蚀程度、渗流和扩散作用不同,保存效果不同。根据构造特征涪陵地区北部区域及南部区域由于埋深较浅,构造部位受到叠加改造影响,页岩气容易发生逸散,保存效果不好。同时,研究区顶底板条件也影响着保存的好坏,以 TY1 井为例,凉高山组顶板为下沙溪庙组,岩性以砂泥互层为主,较致密,厚度为 320 m;底板为自流井组珍珠冲段,厚度为 50.5 m,顶底板封堵性较好,因此涪陵地区凉高山组页岩气保存条件比较有利(图2)。

#### 3.3.2 现今最大水平主应力与断裂优势方位的夹角

断层封闭性也可以用现今最大水平主应力与断裂优势方位夹角大小表示,可以直接反映现今的油气保存情况。据研究发现一般夹角越大,对油气封堵性越好,夹角越小,油气封堵性越差,油气会发生散失<sup>[27-29]</sup>。我国页岩气井一般具有以下规律:当现今最大水平主应力方向与断裂优势方位夹角为 90°~67.5°时断层封闭效果最好;夹角为 67.5°~45°时,断层封闭效果好;夹角为 45°~22.5°时,断层封闭性效果较差;夹角为 22.5°~0°时,断层无封闭性,油气发生逸散。受资料的限制,在涪陵地区的研究中



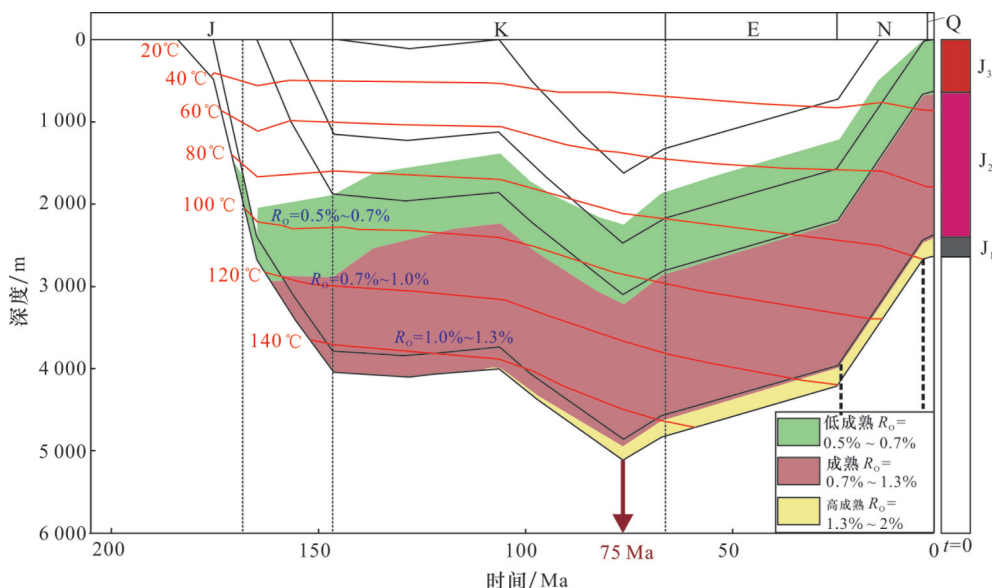


图8 涪陵地区凉高山组埋藏史

Fig.8 Buried history of Lianggaoshan Formation in Fuling area

主要是结合前人的研究成果和邻区现有资料的统计来进行分析和推理,研究认为当夹角为 $45^\circ$ 以上时,断裂封闭性较好;夹角小于 $45^\circ$ 时,断裂封闭性较差。涪陵地区最大水平主应力与断裂优势方位的夹角约为 $45^\circ$ ,认为该地区断裂封闭性较好。

### 3.3.3 压力系数

地层压力的大小可以决定在构造力的破坏下气体是否发生散失或封闭,是页岩气保存的重要参考因素,因此压力系数是页岩气保存条件研究的重点。涪陵地区凉高山组压力系数具有“南高北低”的特征。南部向斜区压力系数大于1.2,保存较好,北部压力系数较低,保存条件相对复杂。以TY1井和XL3井为例,TY1井压力系数为1.2,对应全烃值较高,范围在0.2%~100%之间,表现为异常高压,保存较好;XL3井凉高山组采用空气钻井,没有油气显示,反映地层压力系数低,保存条件相对较差(图9)

### 3.4 微裂缝发育控产

前文已经分析了涪陵地区陆相页岩发育有机质孔、无机孔、微裂缝等多种储集空间,微裂缝与孔隙沟通,连通性好,主要以无机孔为主(图4)。

涪陵地区受到多期构造运动,断裂系统比较发育,断裂作用在页岩气的储层中起着多重作用,在影响页岩气储层富集的同时,也对页岩气储层的保存起决定性作用,且不同类型的裂缝对页岩气的富集存在的作用有着一定的差异性。因此,断裂的分级分期是页岩气富集高产裂缝研究中不可缺少的内容与方向,断裂等级不同地质特征表现不同,对

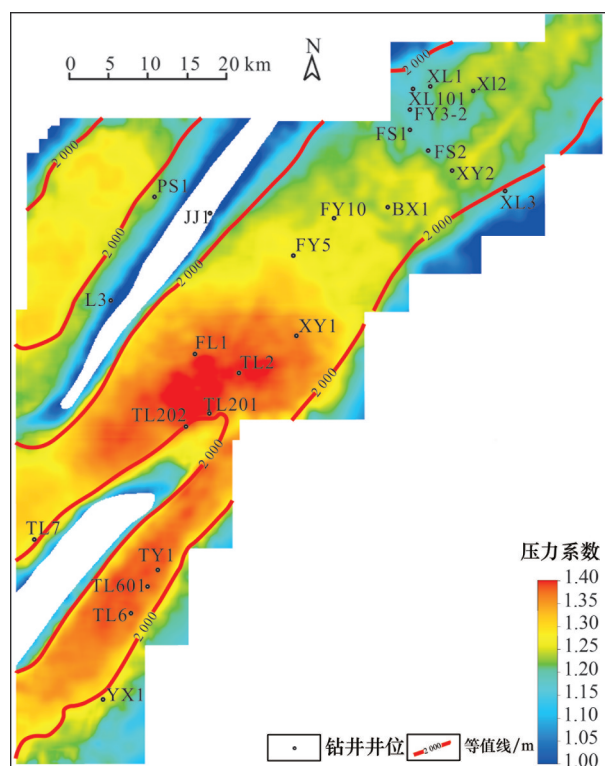


图9 涪陵地区凉高山组压力系数预测平面图

Fig.9 Prediction plan of pressure coefficient of Lianggaoshan Formation in Fuling area

页岩气的作用效果也不同,一般按照延伸长度和断距等对断裂等级进行划分,大型断裂往往是区域性断裂,关系到页岩气是否会逸散;中、小型断裂则关系到页岩气是否能聚集。断层性质不同,对页岩储层发育的作用因素也不同。根据断裂规模、断裂性

质以及断裂特征等进行分级,一般将断裂划分为4个级别。从涪陵地区断裂分级表中可以发现,三级与四级裂缝对页岩气产量有很大的优势,而一级、二级断裂导致页岩气逸散,产量少<sup>[30]</sup>(图10)。

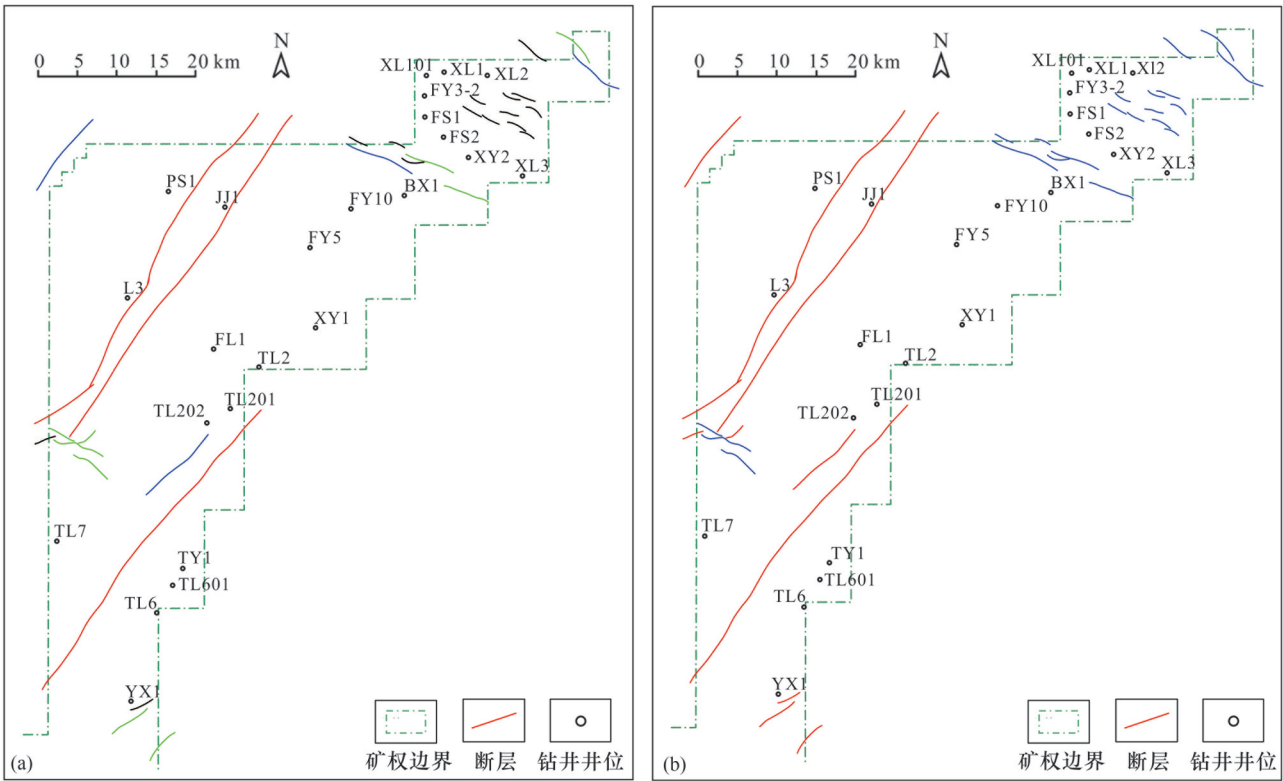


图10 涪陵地区凉高山组裂缝分级(a)分期(b)平面图  
Fig.10 Crack Classification(a) and stage (b) plan of Lianggaoshan Formation in Fuling area

通过统计对比分析四川盆地现有陆相页岩气的裂缝密度、附近断裂级别以及测试产量可以发现,陆相页岩气井位与海相页岩气存在相似性,当断裂级别较大时,单井裂缝密度过高,页岩气容易发生逸散,导致测试产量较低,而三级或四级断裂附近的井位裂缝密度发育中等,由于断裂级别较小对页岩气井储层起到了沟通改造的作用,因此具有较高的测试产量(表3)。

4 页岩油气富集影响因素

陆相页岩气富集高产具有更加明显的相控特

表3 四川盆地陆相井位断裂分级、裂缝密度及产量关系  
Table 3 Fracture grade, fracture density and yield relationship of terrestrial well position in Sichuan Basin

井号	断裂级别	裂缝密度/(条/m)	测试产量/(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)
YN9	一级断裂	2.87	0.26
JJ1		3.66	微气
YF10	二级断裂	1.34	5.58
PA1	三级或四级	0.88	11.45
TY1	断裂	0.73	7.8

征,在陆相页岩气中沉积相是决定富集高产的重要基础因素,但在优势沉积相的影响之下,物质基础以及保存等因素也是页岩气富集过程中缺一不可的,同时微裂缝的高产对页岩气高产也起到了至关重要的作用<sup>[31-32]</sup>。通过前文的研究分析以及国内对页岩气成藏评价研究,认为页岩气的生成与富集条件与沉积相、演化程度、微裂缝以及良好的保存条件等四大因素密切相关,这些参数构成了页岩气富集评价体系,控制着页岩气的产量,笔者在地质背景的基础上结合地质工作经验以及数学模拟方法,定性、定量相结合,将参数半定量化,通过对“专家打分法”和“灰色关联度法”相结合得到不同研究参数的权重比值,认为保存条件和微裂缝的发育因素占比较高,权重值为0.25,而构造抬升及 $R_o$ 等演化条件因素相对占比较低,权重值为0.15(图11)。

5 结论

(1)四川盆地涪陵地区凉高山组优质段页岩厚度为25.2 m,泥地比为97.6%,TOC含量平均为



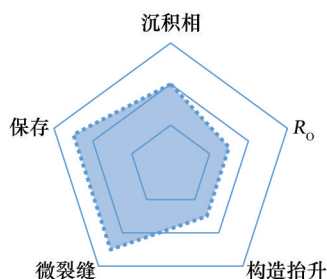


图 11 不同富集因素权重比例

Fig.11 Weight proportion diagram of different enrichment factors

1.56%, 含气量为  $1.81 \text{ m}^3/\text{t}$ , 是凉高山组最有利的勘探层段。

(2)明确了涪陵地区凉高山组页岩油气富集高产规律:①半深湖相页岩是页岩油气成烃控储的基础;②热演化程度控制了陆相页岩油气的富集成藏;③良好的保存条件是页岩油气富集成藏的关键;④不同尺度微裂缝的发育有利于陆相页岩油气高产。

(3)分析认为涪陵地区凉高山组陆相页岩油气富集影响因素中保存条件和微裂缝的发育因素占比较高,权重值为 0.25,而构造抬升及  $R_o$  等演化条件因素相对占比较低,权重值为 0.15。

#### 参考文献 (References)

- [1] 杜金虎,胡素云,庞正炼,等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. 中国石油勘探,2019,24(5):560-568.  
DU J H, HU S Y, PANG Z L, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 560-568.
- [2] 邱振,施振生,董大忠,等. 致密油源储特征与聚集机理——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(6): 928-939.  
QIU Z, SHI Z S, DONG D Z, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(6): 928-939.
- [3] 匡立春,胡文瑄,王绪龙,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油储层初步研究: 岩性与孔隙特征分析[J]. 高校地质学报, 2013, 19(3): 529-535.  
KUANG L C, HU W X, WANG X L, et al. Research of the tight oil reservoir in the Lucaogou Formation in Jimusar Sag: Analysis of lithology and porosity characteristics[J]. Geological Journal of China Universities, 2013, 19(3): 529-535.
- [4] 柳波,吕延防,赵荣,等. 三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥

页岩系统地层超压与页岩油富集机理[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(6): 699-705.

- LIU B, LV Y F, ZHAO R, et al. Formation overpressure and shale oil enrichment in the shale system of Lucaogou Formation, Malang Sag, Santanghu Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 699-705.
- [5] 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 陆相湖盆页岩层系基本地质特征与页岩油勘探突破——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组二段—亚段为例[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 361-372.  
ZHAO X Z, ZHOU L H, PU X G, et al. Geological characteristics of shale rock system and shale oil exploration breakthrough in a lacustrine basin: A case study from the Paleogene 1st sub-member of Kong 2 Member in Cangdong Sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 361-372.
- [6] 周立宏,陈长伟,韩国猛,等. 渤海湾盆地歧口凹陷沙一下亚段地质特征与页岩油勘探潜力[J]. 地球科学, 2019, 44(8): 2736-2750.  
ZHOU L H, CHEN C W, HAN G M, et al. Geological characteristics and shale oil exploration potential of lower first member of Shahejie Formation in Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Earth Science, 2019, 44(8): 2736-2750.
- [7] 周立宏,蒲秀刚,周建生,等. 黄骅凹陷歧口凹陷古近系坡折体系聚砂控藏机制分析[J]. 石油实验地质, 2011, 33(4): 371-377.  
ZHOU L H, PU X G, ZHOU J S, et al. Sand gathering and reservoir-controlling mechanisms of Paleogene slope-break system in Qikou Sag, Huanghua Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(4): 371-377.
- [8] 孙焕泉. 济阳坳陷页岩油勘探实践与认识[J]. 中国石油勘探, 2017, 22(4): 1-14.  
SUN H Q. Exploration practice and cognitions of shale oil in Jiyang Depression[J]. China Petroleum Exploration, 2017, 22(4): 1-14.
- [9] 张善文,王永诗,张林晔,等. 济阳坳陷渤南洼陷页岩油气形成条件研究[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 49-55.  
ZHANG S W, WANG Y S, ZHANG L Y, et al. Formation conditions of shale oil and gas in Bonan sub-sag, Jiyang Depression[J]. Strategic Study of CAE, 2012, 14(6): 49-55.
- [10] 李乐,王自翔,郑有恒,等. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐韵律层页岩油富集机理[J]. 地球科学, 2019, 44(3): 1012-1023.  
LI L, WANG Z X, ZHENG Y H, et al. Mechanism of shale oil enrichment from the salt cyclotherm in Qian3 Member of Qianjiang Sag, Jiangnan Basin[J]. Earth Science, 2019, 44(3): 1012-1023.
- [11] 郭彤楼,李宇平,魏志红. 四川盆地元坝地区自流井组页岩气成藏条件[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(1): 1-7.

- GUO T L, LI Y P, WEI Z H. Reservoir-forming conditions of shale gas in Ziliujing Formation of Yuanba area in Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(1): 1-7.
- [12] 周德华, 焦方正. 页岩气“甜点”评价与预测——以四川盆地建南地区侏罗系为例[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 109-114.
- ZHOU D H, JIAO F Z. Evaluation and prediction of shale gas sweet spots: A case study in Jurassic of Jiannan area, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2012, 34(2): 109-114.
- [13] 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 D F, WEI Z H, LIU R B, 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.
- [14] 郭少斌, 黄磊. 页岩气储层含气性影响因素及储层评价——以上扬子古生界页岩气储层为例[J]. 石油实验地质, 2013, 35(6): 601-606.
- GUO S B, HUANG L. Gas-bearing influential factors and evaluation of shale gas reservoir: A case study of Paleozoic shale gas reservoir in Upper Yangtze region[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(6): 601-606.
- [15] 李武广, 钟兵, 杨洪志, 等. 页岩储层含气性评价及影响因素分析——以长宁—威远国家级试验区为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(10): 1653-1660.
- LI W G, ZHONG B, YANG H Z, et al. Evaluation of gas-bearing property for shale reservoir and its influence factors analysis: Taking Changning-Weiyuan national experimental zone as an example[J]. Nature Gas Geoscience, 2014, 25(10): 1653-1660.
- [16] 罗鹏, 吉利明. 陆相页岩气储层特征与潜力评价[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1060-1068.
- LUO P, JI L M. Reservoir characteristics and potential evaluation of continental shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1060-1068.
- [17] 郭旭升, 胡东风, 魏志红, 等. 涪陵页岩气田的发现与勘探认识[J]. 中国石油勘探, 2016, 21(3): 24-37.
- GUO X S, HU D F, WEI Z H, et al. Discovery and exploration of Fuling shale gas field[J]. China Petroleum Exploration, 2016, 21(3): 24-37.
- [18] 付小平, 杨滔. 川东北地区下侏罗统自流井组陆相页岩储层孔隙结构特征[J]. 石油实验地质, 2021, 43(4): 589-598.
- FU X P, YANG T. Pore structure of continental shale reservoirs in Lower Jurassic Ziliujing Formation, Northeast Sichuan[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021, 43(4): 589-598.
- [19] 沈骋, 赵金洲, 谢军, 等. 海相页岩缝网可压性靶窗空间分布预测——以川南长宁区块为例[J]. 地质力学学报, 2020, 26(6): 881-891.
- SHEN C, ZHAO J Z, XIE J, et al. Target window spatial distribution prediction based on network fracability: A case study of shale gas reservoirs in the Changning Block southern Sichuan Basin[J]. Journal of Geomechanics, 2020, 26(6): 881-891.
- [20] 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 Y M, HUANG D. Geological characteristics and new understandings of exploration and development of Jurassic lacustrine shale oil and gas in the Sichuan Basin[J]. Nature Gas Industry, 2019, 39(6): 22-33.
- [21] 楼一珊, 金业权. 岩石力学与石油工程[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
- LOU Y S, JIN Y Q. Rock Mechanics and Petroleum Engineering[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.
- [22] 刘曰武, 高大鹏, 李奇, 等. 页岩气开采中的若干力学前沿问题[J]. 力学进展, 2019, 49(1): 1-236.
- LIU Y W, GAO D P, LI Q, et al. Mechanical frontiers in shale-gas development[J]. Advances in Mechanics, 2019, 49(1): 1-236.
- [23] 王鹏威, 张亚雄, 刘忠宝, 等. 四川盆地东部涪陵地区自流井组陆相页岩储层微裂缝发育特征及其对页岩气富集的意义[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(11): 1724-1734.
- WANG P W, ZHANG Y X, LIU Z B, et al. Microfracture development at Ziliujing lacustrine shale reservoir and its significance for shale-gas enrichment at Fuling in eastern Sichuan[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(11): 1724-1734.
- [24] 周立宏, 陈长伟, 韩国猛, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷陆相湖盆页岩气富集条件及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2021, 41(5): 1-10.
- ZHOU L H, CHEN C W, HAN G M, et al. Enrichment conditions and exploration potential of shale gas in continental lake basins in Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(5): 1-10.
- [25] 倪冬梅. 松辽盆地梨树断陷陆相页岩储层地质特征及地质意义[J]. 非常规油气, 2021, 8(3): 33-42.
- NI D M. Geological features of continental shale reservoir in Lishu fault depression of Songliao Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2021, 8(3): 33-42.
- [26] ZHANG Q, FENG L, PANG Z L, et al. Reservoir heterogeneity of the Longmaxi Formation and its significance for shale gas enrichment[J]. Energy Science & Engineering, 2020, 8: 4229-4249.
- [27] LI Y J, LI M L, ZHANG J H, et al. Influence of the Emeishan basalt eruption on shale gas enrichment: A case study of shale from Wufeng-Longmaxi formations in northern Yunnan and Guizhou provinces[J]. Fuel, 2020, 282(3): 118835.

- [28] 周德华,孙川翔,刘忠宝,等.川东北地区大安寨段陆相页岩气藏地质特征[J].中国石油勘探,2020,25(5):32-42.  
ZHOU D H, SUN C X, LIU Z B, et al. Geological characteristics of continental shale gas reservoir in the Jurassic Da'anzhai member in the northeastern Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(5): 32-42.
- [29] 李浩,陆建林,王保华,等.陆相页岩油富集高产关键因素分析[J].现代地质,2020,34(4):837-848.  
LI H, LU J L, WANG B H, et al. Critical controlling factors of enrichment and high-yield of land shale oil[J]. Geoscience, 2020, 34(4): 837-848.
- [30] HE Z L, NIE H K, LI S J, et al. Differential enrichment of shale gas in Upper Ordovician and Lower Silurian controlled by the plate tectonics of the Middle-Upper Yangtze, South China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2020, 118: 104357.
- [31] 黎茂稳,金之钧,董明哲,等.陆相页岩形成演化与页岩油富集机理研究进展[J].石油实验地质,2020,42(4):489-505.  
LI M W, JIN Z J, DONG M Z, et al. Advances in the basic study of lacustrine shale evolution and shale oil accumulation [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(4): 489-505.
- [32] 朱彤.四川盆地陆相页岩油气富集主控因素及类型[J].石油实验地质,2020,42(3):345-354.  
ZHU T. Main controlling factors and types of continental shale oil and gas enrichment in Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2020, 42(3): 345-354.

### Oil and gas enrichment regularity of continental shale of Lianggaoshan Formation of Middle Jurassic in Fuling area, Sichuan Basin

WANG Wei, SHI Wenbin, FU Xiaoping, XIE Jiatong, NI Kai

(Geophysical Research Institute of SINOPEC Exploration Company, Chengdu 610041, China)

**Abstract:** In order to find out the geological characteristics and enrichment law of continental shale oil and gas, the geological characteristics and enrichment law of Lianggaoshan Formation shale oil and gas reservoir in Fuling area were studied by means of whole rock mineral X-ray diffraction, organic geochemistry, argon ion polishing scanning electron microscope, helium porosity, field gas content test and seismic pressure coefficient prediction. It is pointed out that Lianggaoshan Formation shale has the characteristics of high mud to ground ratio, high GR, high TOC and high gas content. It is proposed that the enrichment and high yield of continental shale oil and gas in Fuling area are mainly controlled by four factors: (1) Semi-deep lacustrine shale distributed in large area is the basis of hydrocarbon generation and reservoir control of shale oil and gas; (2) The appropriate degree of evolution controls the enrichment and accumulation of continental shale oil and gas; (3) Good preservation conditions are the key to the enrichment and accumulation of shale oil and gas; (4) The development of micro fractures with different scales is conducive to the high production of continental shale oil and gas. Among the influencing factors, the preservation conditions and the development of microfractures have the greatest impact on enrichment and high yield.

**Key words:** Fuling area; Shale oil and gas; Continental facies; Enrichment rule

**Foundation item:** The China National Science and Technology Major Project (Grant No. 2017ZX05036-003).