

涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组 页岩气保存条件评价

弓义¹, 李天宇¹, 吴凯凯¹, 包汉勇², 王进², 金爱民¹, 楼章华¹, 李梦瑶¹

¹ 浙江大学海洋学院; ² 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院

摘要 保存条件是影响页岩气富集高产的关键。综合利用地质、钻井、测井、地震等资料,分析了涪陵页岩气田的盖层和顶底板特征、流体压力特征和构造特征,从宏观和微观两个方面重点对影响页岩气保存的主要指标进行了研究,对涪陵页岩气田保存条件的平面差异性进行定量-半定量的评价。结果表明:研究区发育多套区域盖层,其中以中志留统小河坝组—韩家店组盖层分布最广,封闭能力最佳;页岩气层顶底板条件较好,为典型的“上盖下堵”型;研究区除具有良好的区域盖层和顶底板封闭性能外,还存在一定的泥页岩层的自身封闭作用。根据五峰组—龙马溪组地层变形和断裂发育情况,以石门—金坪断裂带为界把研究区划分为东带和西带,东带地层压力较低,构造变形和断层发育程度均高于西带,整体上西带保存条件好于东带。含气泥页岩所在的中构造层可分为9种主要局部构造样式、5类构造变形,对不同构造变形区块的页岩气保存条件进行了综合评价,构造稳定型的焦石坝箱状背斜、江东斜坡保存条件最好,较稳定型的平桥断背斜次之。

关键词 页岩气; 保存条件; 构造特征; 五峰组; 龙马溪组; 涪陵页岩气田

中图分类号: TE132.2 **文献标识码**: A

0 前言

涪陵页岩气田是我国第一个投入商业开发的大型页岩气田^[1],已建成年产能 $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。该区上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组富有机质泥页岩段厚度较大,是页岩气高产层段。根据页岩的颜色和所含笔石、放射虫的丰度以及岩性等特征,龙马溪组可分为3个岩性段,自下而上依次为:龙一段、龙二段、龙三段^[2-4]。勘探结果表明,五峰组—龙一段含气泥页岩层的脆性矿物含量高、物性好,是页岩气开发的主力目的层系,它又可细分为9个亚层,其中下部的①—⑤亚层为优质页岩气段。川东南地区部署的大量页岩气钻井在五峰组—龙马溪组均钻遇了厚度大于30 m的优质页岩,其中的有机质以I型干酪根为主, R_o 介于2.20%~3.47%,平均值为2.70%,有机质热演化处于过成熟阶段^[5],原始生烃条件优越。

关于影响页岩气富集高产的因素,前人从有机质丰度、有机质成熟度、顶底板厚度、矿物组成、储层物性等方面开展过评价研究^[6-10]。研究区在地质历史时期经历了多期次的构造和热演化,导致泥页岩含气性在区域上表现出分布的不连续性。在中国南方海相高热演化地区,页岩气资源受控于复杂的构造条件,后期构造作用的强度和持续时间所决定的保存条件的优劣是页岩气能否富集高产的关键^[11-14]。针对涪陵页岩气田的研究^[15-18]揭示:构造演化与构造作用是影响涪陵地区页岩气保存条件的主要因素,构造作用所导致的地层变形、大规模断裂及天然裂缝发育等因素使得页岩气保存条件变差^[15]。在前人研究的基础上,笔者对不同构造变形区域页岩气的保存条件进行了深入分析,优选了产气有利区,以期今后页岩气的勘探开发提供决策依据。

收稿日期:2019-11-19; 改回日期:2020-03-31

本文受国家科技重大专项课题“南方海相碳酸盐岩层系大中型油气田形成规律与勘探评价(二期)”(编号:2011ZX05005-003)资助

第一作者: 弓义, 硕士在读, 主要从事油气成藏保存方面的研究工作。通信地址:316021 浙江省舟山市定海区浙大路1号浙江大学舟山校区; E-mail: 21734036@zju.edu.cn

通信作者: 金爱民, 博士, 副教授, 主要从事油气成藏与保存方面的科研与教学工作。通信地址:316021 浙江省舟山市定海区浙大路1号浙江大学舟山校区; E-mail: aiminjin@163.com

1 区域地质概况

涪陵页岩气田位于四川盆地东南缘,万县复向斜南部与方斗山复背斜交会的位置,东临大耳山—齐岳山断裂带,西部以马武断层为界,整体呈近南北向展布于川东高陡褶皱带焦石坝断背斜—石门—金坪断背斜之上^[19-20](图1)。

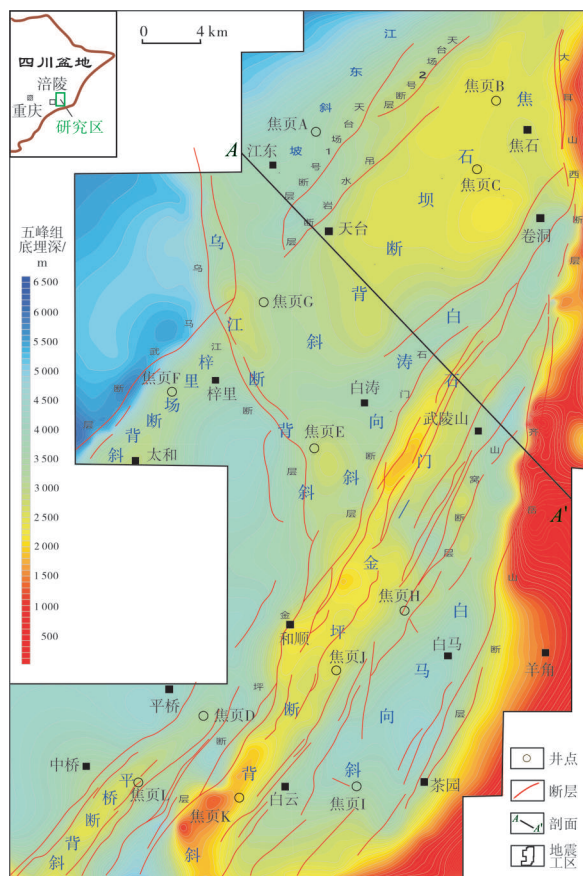


图1 涪陵页岩气田五峰组底埋深图

Fig. 1 Depth map of the bottom of Wufeng Formation in Fuling shale gas field

研究区作为川东高陡褶皱带的一部分,经历了多个演化阶段,受到加里东运动、海西运动、印支运动、燕山运动和喜马拉雅运动等的叠加改造影响^[21]。基于NW—SE走向平衡剖面的恢复,研究区加里东运动至印支运动整体以隆升剥蚀为主,燕山运动和喜马拉雅运动在造成地层抬升剥蚀的同时,形成了一系列复杂的断裂褶皱组合(图2):前燕山期,构造稳定,主要以垂向运动为主,未发生明显构造变形;燕山早期,受东侧雪峰山的逆冲推覆挤压作用,地层沿基底面发生滑脱褶皱,NE向挤压断裂构造初始形成;燕山中晚期,NE向构造增强并定型,褶皱翼部发

生断裂作用,断裂向上消失于志留系泥页岩这套重要的滑脱层,浅层形成弱滑脱褶皱,断层不发育;喜马拉雅期,在双向挤压作用下,齐岳山断层切穿志留系,同时浅层逆冲断层发育,褶皱作用加强,NW向构造带形成,并对早期构造产生一定的改造^[22-23]。

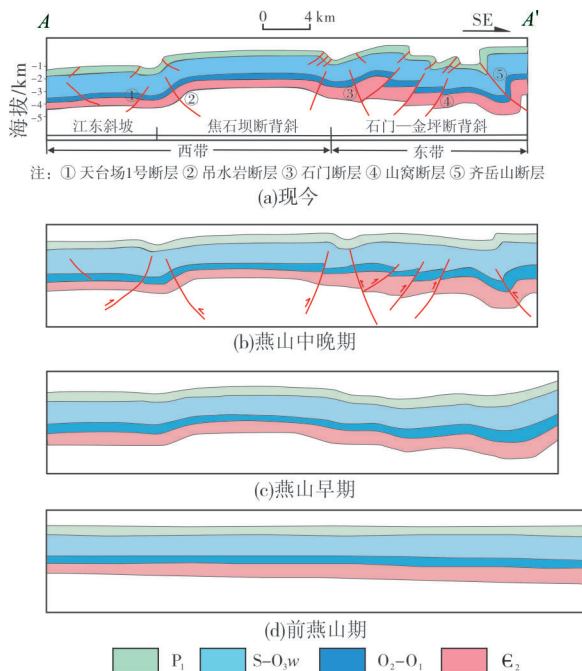


图2 涪陵页岩气田构造演化剖面(剖面位置见图1)

Fig. 2 Structural evolution profile of Fuling shale gas field (section location is shown in Fig. 1)

自东南向西北、由基底向沉积盖层的多层式滑脱挤压下的递进式变形作用控制了区内断层-褶皱的形成,主要发育了北东向断裂系统(大耳山、石门、金坪、吊水岩、天台场等断层)及北西向断裂系统(乌江断层)(图1)^[18,22,24]。根据五峰组—龙马溪组地层变形和断裂发育情况,以石门—金坪断裂带为界,涪陵页岩气田可划分为东带和西带(图2)。

东带变形较为强烈,以断裂复杂化的褶皱为主,可细分为石门—金坪断背斜及白马向斜等多个次级构造单元(图1)。齐岳山断层切穿寒武系、奥陶系、志留系、二叠系,向上断至地表而形成通天断裂。构造变形较强烈的背斜带还发育大量断距在100 m以下的小断层,从奥陶系断至下志留统,将背斜构造带严重破碎化。白马向斜变形相对较弱,有相对完整的保存单元。

西带变形相对较弱,以褶皱为主,可细分为焦石坝断背斜、江东斜坡及乌江断背斜、梓里场断背斜、平桥断背斜等(图1)。其中,焦石坝断背斜主体

表现为—平缓宽阔、轴向北东的箱状背斜,东西两个转折端受北东向和近南北向两组断裂控制,背斜主体部位地层平缓,断裂基本不发育。往西、西北方向,整体上构造变形和断层活动逐渐减弱,除西部的马武断层断距超过1 600 m,走向北西、倾向北东的乌江断层断距超过1 000 m外,其余主控断层断距均小于500 m,向下终止于寒武系膏盐层,向上断至中—下三叠统膏盐层^[25-26]。

根据涪陵页岩气田同一变形区内地层后期变形程度与改造强度,以及实际开发效果,气田区构造类型可以划分为5类:稳定型、较稳定型、弱变形型、变形型和复杂型,对应的典型实例分别为焦石坝箱状背斜、平桥断背斜、乌江断背斜、白涛向斜、石门—金坪断背斜。

2 页岩气保存条件

近年来的勘探实践证实:良好的保存条件是海相页岩气富集与高产的关键因素;在我国南方复杂构造区,构造改造强度是页岩气层保存条件的主控因素^[27-28]。

2.1 区域盖层条件

区域盖层影响页岩气层的压力场和地温场,良好的区域盖层条件是页岩层系保持区域性高含气量的重要保证。此外,盖层的封闭能力具有时效性,即盖层形成的时间和质量影响其封盖效果。涪陵页岩

气田的主生气期为中侏罗世—晚白垩世,此阶段页岩气埋深最大,地层压力最高,含气泥页岩层的上覆地层厚度约为1 000~5 500 m,包括二叠系和三叠系—侏罗系等多套地层(图3),其中主要的区域盖层及封盖性能见表1。西带的焦石坝断背斜三叠系膏岩层虽遭受剥蚀,但中志留统小河坝组—韩家店组发育深灰色、灰色、灰绿色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩,其分布面积广、累计厚度大(一般在600~800 m之间),孔隙度、渗透率低,加之岩石能干性差,具有一定的塑性,断层和微裂缝相对不发育,故能有效地阻止页岩气的散失。小河坝组—韩家店组区域盖层封闭能力稳定,封盖面积大,是一套良好的盖层。相对而言,东带龙马溪组的上覆地层剥蚀严重,小河坝组—韩家店组的连续性被密集发育的断裂所破坏,这对页岩气的整体封存非常不利。

2.2 顶底板条件

顶底板为直接与含气页岩层段接触的上覆及下伏地层。顶底板与页岩气层间的接触关系以及顶底板的特征(岩性、厚度、横向连续性、物性和突破压力等)对含气页岩的保存条件非常关键,这决定了页岩气是否能够在早期主生烃期就保存、富集于页岩层内。优越的顶底板条件既是页岩气层具有良好保存条件的基础,也是复杂构造地区页岩气富集的关键因素^[29]。如图4所示,涪陵页岩气田五峰组—龙一段页岩气层为典型的“上盖下堵”型。

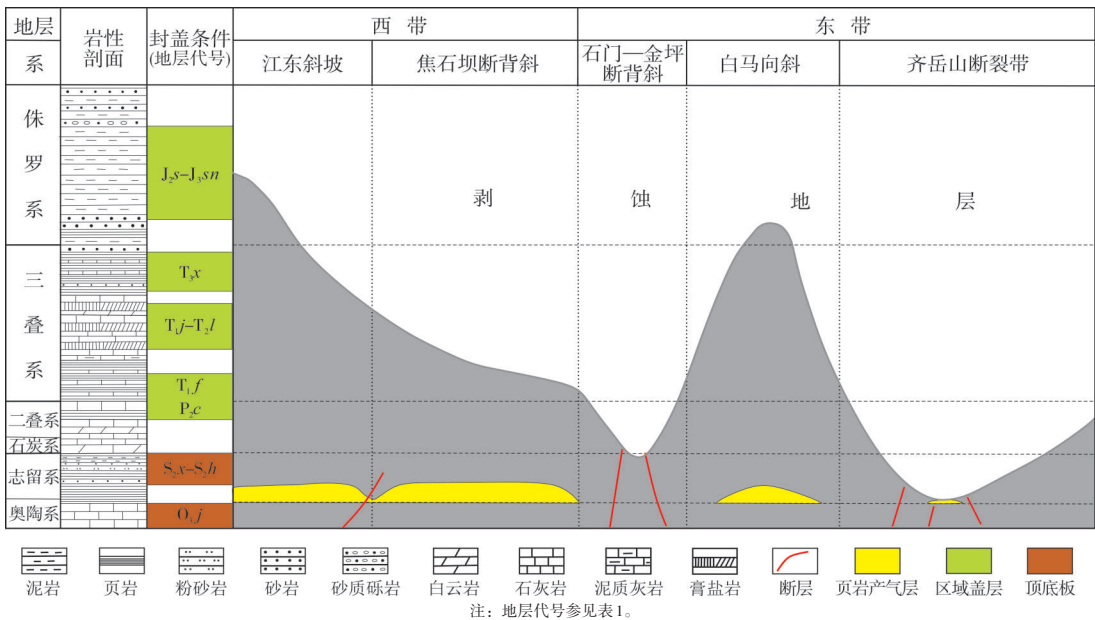


图3 涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组页岩气区域盖层和顶底板示意图

Fig. 3 Distribution of caprock, roof and floor of the Wufeng Formation -Longmaxi Formation in Fuling shale gas field

表1 涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组区域盖层和顶底板特征(据文献[25],修改)

Table 1 Characteristics of caprock, roof and floor of the Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Fuling shale gas field
(cited from literature [25], modified)

地层代号	地层名称	岩性	厚度/m	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	突破压力/MPa	区域展布特征
J ₂ s-J ₃ sn	沙溪庙组—遂宁组	泥岩、砂岩	1500	0.096	9.02		由西到东增厚
T ₃ x	须家河组	砂岩、页岩、石灰岩	185~600	0.618	2.78		由东向西变厚
T ₂ j-T ₃ l	嘉陵江组—雷口坡组	膏盐岩、白云岩、石灰岩	≥500	<0.001	<3	>60	总体上具有较大的总厚度和单层厚度,分布稳定,横向连续
T ₁ f	飞仙关组	石灰岩、泥岩	500	0.008	0.88		从西南到东北厚度变薄
P ₂ c	长兴组	石灰岩、页岩	250	0.25	5.60		
S ₂ x-S ₂ h	小河坝组—韩家店组	泥页岩、粉砂岩	600~800	0.001 6	2.40	69.8~71.2(80℃)	厚度分布稳定
O ₃ j	涧草沟组	石灰岩	30~40	0.001 7	1.58	64.5~70.4(80℃)	厚度分布稳定

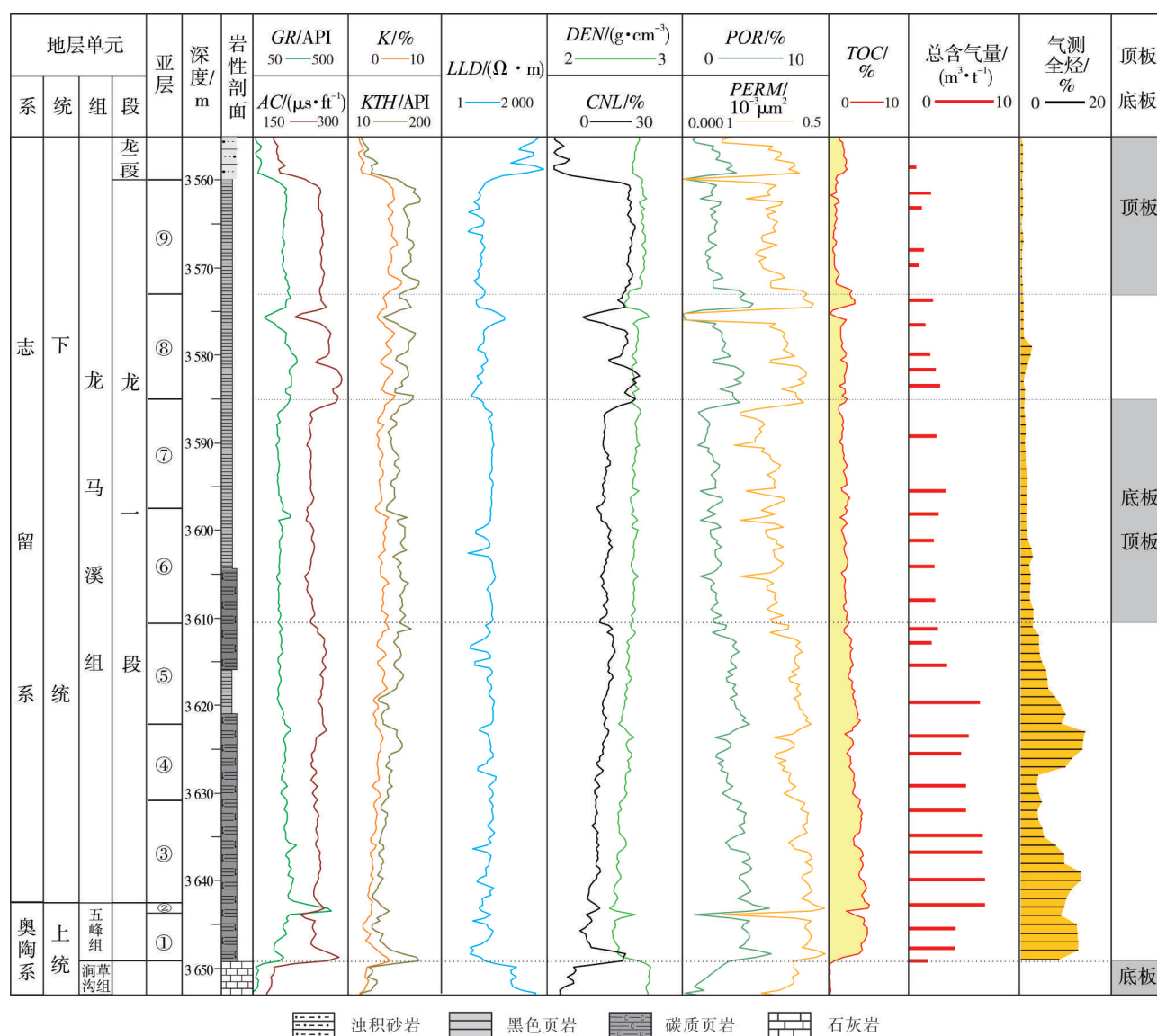


图4 涪陵页岩气田含气页岩层顶底板综合评价图(焦页A井)

Fig. 4 Comprehensive evaluation map of gas-bearing shale roof and floor in Fuling shale gas field (Well Jiaoye A)

从焦页 A 井的岩石物性特征分析,页岩气藏的顶板为⑨亚层的页岩层和龙二段的浊积砂岩层,底板为洞草沟组石灰岩层,⑥、⑦亚层较为特殊,既充当顶板又充当底板,它们的平均孔隙度都在 2.50% 以下,渗透率基本在 $0.03 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以下。①—⑤和⑧亚层作为主要的产气层段,含气性较好,平均孔隙度均在 3.0% 以上,渗透率基本在 $0.05 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上。顶底板的突破压力在 6~7 MPa 之间,虽然和人对焦石坝区块研究得到的顶底板突破压力^[14,24]相比明显偏低,但也处于 5 MPa 以上,表明微观封闭性能好^[30]。

2.3 构造作用

2.3.1 构造类型及样式

自东南向西北、由基底向沉积盖层的多层式滑脱挤压下的递进式变形作用控制了区内断层—褶皱的多种构造样式,研究区整体呈现前展式逆冲构造样式,按基底是否卷入可划分为基底卷入型逆冲构造与基底未卷入的盖层滑脱型逆冲构造:基底卷入型逆冲构造只在齐岳山断裂带附近发育,其余地区均为盖层滑脱型逆冲构造。

志留系所在的中部构造层局部构造主要表现为 9 种构造样式(图 5)。不同的构造类型和样式整体反映出多期构造运动所造成的区域构造变形、变位特征,同时也是影响保存条件的主要因素^[31]。如图 5 所示:东带主要构造样式为背冲背斜和对冲向斜;西带主要构造样式为箱状背斜、断背斜和挤压背斜。目前已有的页岩气开发经验表明,构造宽缓、形态完整的正向构造常见较高的气测显示,表现出较好的页岩气保存条件^[33]。

2.3.2 断层分布特征

受多期构造应力作用,涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组发育了 30 多条不同等级的断层。这些断层均为逆断层,走向以 NNE 向为主,部分 NNW 向(乌江断层)或近 SN 向(大耳山—齐岳山断层)^[32]。NNE 向断层主要形成于燕山期,NNW 向的乌江断层发育时间略晚。

研究区西带断裂相对较少,深大断裂较不发育(仅发育马武断层和乌江断层),底板中裂缝充填物(方解石脉)普遍较少,属于相对稳定的构造区域。东带稳定区域面积偏小,区内诸多断穿地表的深大


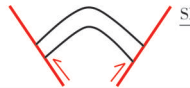
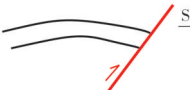





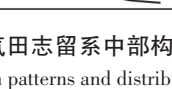
构造类型	构造样式		实例
	名称	图示	
基底卷入型	断展褶皱		齐岳山背斜
	背冲背斜		大耳山断裂带 石门—金坪构造带
盖层滑脱型	断背斜		天台场1号断层西 乌江断背斜 平桥断背斜
	挤压断块		乌江断裂带下盘 石门—金坪构造带
	挤压背斜		梓里场构造带
	对冲向斜		白马向斜带 天台场断层与 吊水岩断层夹持带
	箱状背斜		焦石坝背斜
	挤压向斜		梓里场构造带
	挠曲斜坡		焦石坝背斜西翼 (江东斜坡)

图 5 涪陵页岩气田志留系中部构造层变形样式及其分布
Fig. 5 Deformation patterns and distribution of the middle Silurian structural layer in Fuling shale gas field

断裂是制约页岩气保存条件的关键因素。根据断距大小以及延伸长度,将不同断层分为 4 个等级:断距大于 1500 m、延伸长度大于 40 km 的为一级断层;断距在 500~1500 m 之间、延伸长度大于 20 km 且小于 40 km 的为二级断层;断距在 300~500 m 之间、延伸长度小于 20 km 的为三级断层;四级断层与三级断层相比,断距和延伸长度更小。区内的马武断层、乌江断层、大耳山西断层、齐岳山断层、山窝断层、石门断层和金坪断层(其最大断距位于南部的焦页 K 井附近,约为 3 450 m)等 7 条断层是影响研究区页岩气成藏保存的最主要的大断层(图 6)。

2.3.3 裂缝发育特征

强烈的断裂破碎作用对页岩气藏具有显著的破坏作用,强烈的构造变形使得页岩气层和顶底板中裂缝发育,进而导致页岩气逸散^[31]。结合底板曲率程度,根据钻井岩心观察和成像测井微裂缝解释(图 7)对裂缝发育情况进行统计分析,将裂

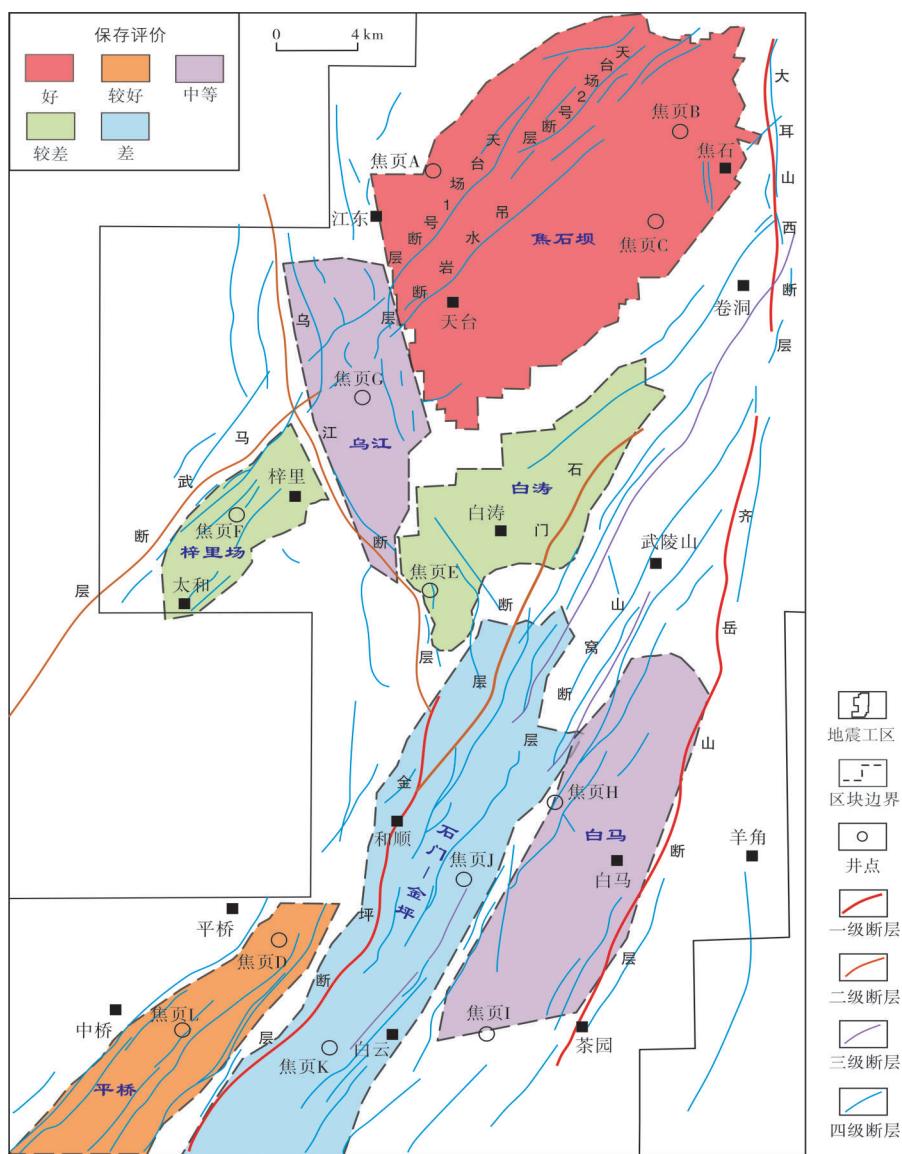


图6 涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组断层分布及保存条件评价

Fig. 6 Fault distribution and preservation condition evaluation of Wufeng Formation–Longmaxi Formation in Fuling shale gas field

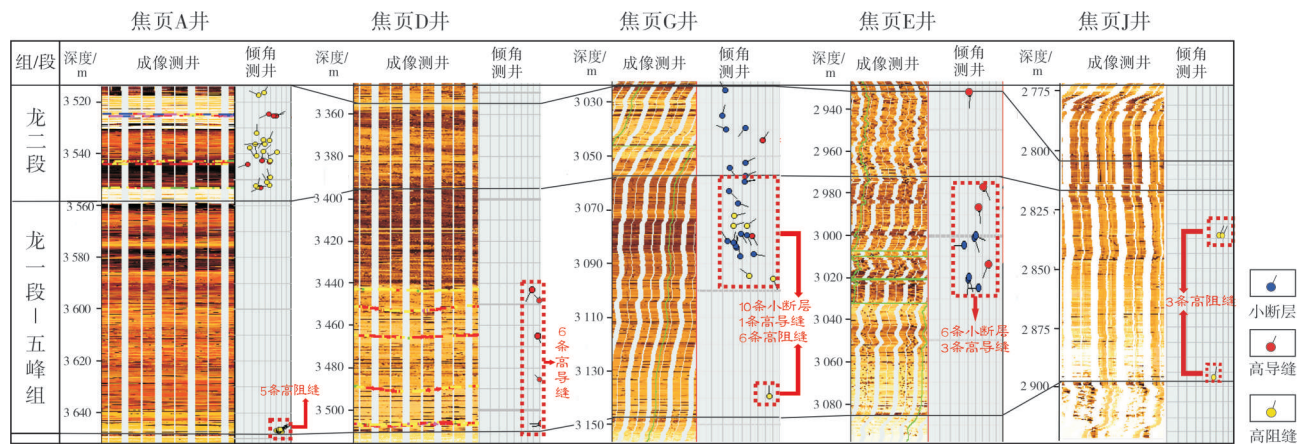


图7 涪陵页岩气田不同构造变形区内典型井五峰组—龙马溪组FMI成像测井裂缝特征

Fig. 7 FMI fracture characteristics of typical well in different tectonic deformation zones of Fuling shale gas field

缝发育程度分为3级:Ⅰ级为裂缝发育较少,地层未破碎;Ⅱ级为裂缝较发育,地层破碎程度中等;Ⅲ级为裂缝发育,地层破碎严重。各构造类型区块的裂缝发育特征如下:焦石坝区块焦页A井含气页岩层仅下部发育5条高阻缝,裂缝开启程度较低且多为方解石脉充填,底板条件好,裂缝不发育,几乎未被破坏;平桥区块焦页D井含气页岩层发育6条高导缝,底板条件整体较好;乌江区块焦页G井和白涛区块焦页E井含气页岩段裂缝发育较多,可能是受邻近断裂的影响导致;石门—金坪区块焦页J井含气页岩层仅发育3条高阻缝。整体来看,五峰组—龙马溪组含气页岩层及其顶底板构造缝发育程度中等。

2.4 地层压力特征

强烈的构造隆升、褶皱变形和断裂破坏致使独立、封闭的页岩压力系统受到改变,流体散失必然导致地层流体能量、成分的变化,因此可通过地层压力特征来表征页岩气保存条件。地层压力系数是页岩气保存条件评价的综合指标之一。近年来的页岩气勘探实践证明:高压发育是页岩气保存条件良好的充分条件之一,页岩气工业产能通常与异常高压发育程度成正相关关系^[33]。对四川盆地及周缘下古生界21口开发井的压力系数与日产量进行统计分析,发现二者呈显著的正相关关系(图8)。

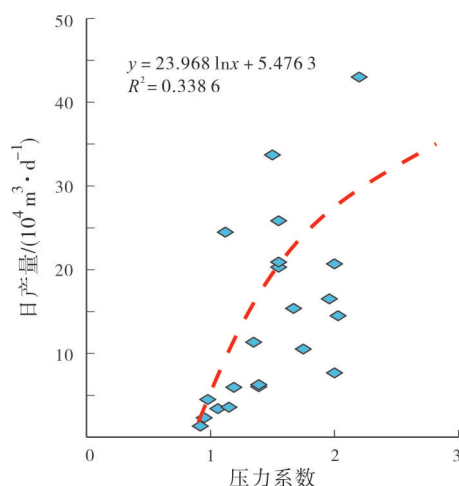


图8 四川盆地及周缘下古生界页岩气产量与压力系数关系图

Fig. 8 Relationship between shale gas production and pressure coefficient of Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its surrounding area

研究区西带除了焦页E井压力系数为0.98(受乌江断层影响),焦页F井压力系数为1.10(受马武断层影响)外,整体压力系数在1.20以上,属于超压或弱高压区,页岩气产量高或非常高。东带除了白马向斜的焦页I井压力系数为1.30外,其余压力系数在0.97~1.10之间,基本为常压或低压,测试产量较低或很低。

2.5 保存条件评价

页岩气属于连续性天然气聚集,具有自生自储的特点,不存在大范围的运移,但对于受多期构造作用强烈影响、以游离气为主的高演化程度页岩层系而言,必然有动态调整和平衡的过程。涪陵页岩气田经历了复杂的构造运动,不同构造部位受构造作用的强弱程度不同,会导致其构造形态、地层变形强度和断裂发育程度等构造特征的差异,相应的页岩气保存条件也有所不同。依据近年来选区评价和钻采试验分析的成果,发现研究区构造变形强弱与页岩气平面含气性有很好的相关性,页岩气资源丰度和含量也存在明显的分区性。

笔者在前人对研究区构造区块划分的基础上,选择与构造作用关系密切的出露地层、地层变形指数、断裂发育情况、裂缝发育程度、地层压力系数和页岩气测试产量等参数对不同区块页岩气保存条件进行评价^[35](表2,图6)。

焦石坝背斜和江东斜坡属于稳定型构造。该区块出露地层基本为三叠系,目的层埋深在2 600~3 400 m之间;富有机质页岩厚度约为100 m,TOC在2.90%~3.50%之间;地层变形强度小(倾角在0°~30°之间),远离主控断裂,断层及构造裂缝不发育,构造形态宽缓,岩层封闭性较好。钻井压力系数和测试产量普遍较高,反映稳定型构造整体保存条件良好:焦页A井压力系数达1.67,测试产量为 $15.37 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, CH_4 含量为96.32%;焦页B井压力系数为1.55,测试产量为 $20.30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, CH_4 含量为98.20%;焦页C井 CH_4 含量为98.29%。

平桥断背斜属于较稳定型构造。该区块出露地层也为三叠系,目的层埋深在2 800~3 600 m之间;页岩厚度为100~116 m,TOC在2.70%~3.00%之间;地层变形较弱(倾角小于30°),断裂相对发育,与焦石坝背斜和江东斜坡相比,底板封闭性较

差。钻井测试结果反映较稳定型构造页岩气保存条件较好:焦页D井压力系数为1.60,测试产量为 $24.47 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, CH_4 含量为91.89%;焦页L井 CH_4 含量为98.01%。

乌江断背斜和白马向斜属于弱变形型构造。该区块出露地层主要为二叠系和三叠系,目的层埋深在3 000~4 200 m之间;页岩厚度为94~110 m, TOC 在2.60%~3.10%之间;地层变形强度较大(倾角介于 $20^\circ \sim 50^\circ$),断裂较发育,乌江断层的最大断距为900 m,其他伴生断层规模较小。钻井测试结果反映弱变形型构造保存条件中等:焦页G井压力系数为1.39,测试产量为 $6.03 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, CH_4 含量为

95.18%;焦页I井压力系数为1.30,测试产量为 $6.27 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, CH_4 含量为98.05%;焦页H井 CH_4 含量为97.98%。

梓里场断背斜和白涛向斜属于变形型构造。该区块出露地层主要为侏罗系、三叠系,目的层埋深在3 400~5 000 m之间;页岩厚度为96~112 m, TOC 在2.85%~3.10%之间;地层变形较为强烈(倾角在 $0^\circ \sim 70^\circ$ 之间),断裂发育,主控断层断距大于1 000 m,顶底板封闭性较差。钻井测试结果反映该类构造保存条件较差:焦页E井压力系数为0.98,测试产量为 $4.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;焦页F井压力系数为1.10。

表2 涪陵页岩气田不同构造类型区页岩气保存条件综合评价
Table 2 Comprehensive evaluation of shale gas preservation condition of different structural types in Fuling shale gas field

构造类型	区块	典型构造	典型井	出露地层	地层变形指数	地层倾角	距通天断裂距离/km	断距/m	断裂密度/(条· km^{-2})	裂缝发育程度	压力系数	测试产量/($10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1}$)	评价
稳定型	焦石坝区块	焦石坝箱状背斜、江东斜坡	焦页A井 焦页B井	三叠系	0~1	$0^\circ \sim 30^\circ$	>3	<500	<0.1	I	>1.5	>10	好
较稳定型	平桥区块	平桥断背斜	焦页D井 焦页L井	三叠系	0~1	$0^\circ \sim 30^\circ$	>3	<500	0.2~0.3	II	>1.5	>10	较好
弱变形型	乌江区块 白马区块	乌江断背斜、 白马向斜	焦页G井 焦页I井	二叠系 三叠系	2~3	$20^\circ \sim 50^\circ$, 局部 大于 60°	1.5~3.0	500~ 1 000	0.3~0.4	II	1.3~1.5	5~10	中等
变形型	梓里场区块 白涛区块	梓里场断背斜、 白涛向斜	焦页E井 焦页F井	侏罗系 三叠系	2~3	$0^\circ \sim 70^\circ$	<1.5	1 000~ 1 500	0.4~0.5	III	1.0~1.3	2~5	较差
复杂型	石门-金坪区块	石门-金坪 断背斜	焦页J井 焦页K井	三叠系 二叠系 志留系	2~3	$0^\circ \sim 60^\circ$, 局部 大于 70°	<1.5	>1 500	>0.5	III	<1.0	<2	差

注:断裂发育情况、地层压力和测试产量等指标参考了文献[18,22,36~38]。地层变形指数是反映地层变形程度的定量化指标,可根据褶皱两翼间的夹角大小进行划分,翼间角越大,变形的强度就越弱;翼间角为 $0^\circ \sim 60^\circ$,变形指数为2~3;翼间角为 $60^\circ \sim 120^\circ$,变形指数为1~2;翼间角为 $120^\circ \sim 180^\circ$,变形指数为0~1。

石门-金坪背斜属于复杂型构造。主要出露地层为三叠系、二叠系和志留系,目的层埋深在1 600~3 000 m之间;页岩厚度为92~108 m, TOC 在2.95%~3.20%之间;地层变形强烈(倾角在 $0^\circ \sim 60^\circ$ 之间,局部大于 70°),断裂发育,构造较破碎,岩层裂缝发育,封闭条件差。钻井测试结果反映该类构造保存条件最差:焦页J井压力系数为0.98,测试产量小于 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, CH_4 含量为96.98%。

3 结 论

(1)涪陵页岩气田五峰组—龙马溪组页岩上覆区域盖层分布广泛,累积厚度较大。页岩层的顶板为五峰组—龙一段⑨亚层的页岩层和龙二段浊积砂岩层,底板为涧草沟组石灰岩层,⑥、⑦亚层既充当顶板又充当底板。顶底板断层或微裂缝相对不发育,总体封闭性能较好。

(2)依据构造变形强弱、断裂发育等特征,可以将涪陵页岩气田构造变形类型划分为5类:稳定型、较稳定型、弱变形型、变形型和复杂型,对应的典型实例分别为焦石坝箱状背斜、平桥断背斜、乌江断背斜、白涛向斜、石门—金坪断背斜。

(3)选择与构造作用关系密切的出露地层、地层变形指数、断裂发育情况、裂缝发育程度、地层压力系数和页岩气测试产量等参数对不同区块页岩气保存条件进行评价,研究区保存条件整体上西带好于东带:焦石坝区块保存条件最好,其次为平桥区块,乌江和白马区块保存条件中等,梓里场区块保存条件较差,石门—金坪区块因构造破坏严重保存条件最差。

参考文献

- [1] 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.
- [2] 胡修权. 涪陵地区长兴组地震相分析及储层预测研究[D]. 成都:成都理工大学,2011.
- [3] 郭彤楼. 涪陵页岩气田发现的启示与思考[J]. 地学前缘,2016,23(1):33-47.
- [4] LIU Ruobin. Features of the first great shale gas field in China [J]. Journal of natural gas geoscience, 2016, 1(2): 109-118.
- [5] YANG Rui, HE Sheng, HU Qinrong, et al. Geochemical characteristics and origin of natural gas from Wufeng-Longmaxi shales of the Fuling gas field[J]. International journal of coal geology, 2017, 171: 1-11.
- [6] 李委员,桑树勋,王冉. 赣东北地区下寒武统荷塘组页岩气保存条件分析[J]. 科学技术与工程,2015,15(11):25-30.
- [7] 张春明,张维生,郭英海. 川东南—黔北地区龙马溪组沉积环境及对烃源岩的影响[J]. 地学前缘,2012,19(1):140-149.
- [8] GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. Petroleum exploration and development, 2014, 41(1): 31-40.
- [9] 马文辛,刘树根,黄文明,等. 鄂西渝东志留系储层特征及非常规气勘探前景[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2012,34(6):27-37.
- [10] 邹才能,赵群,董大忠,等. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. 天然气地球科学,2017,28(12):5-20.
- [11] 金之钧,胡宗全,高波,等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气富集与高产控制因素[J]. 地学前缘,2016,23(1):5-14.
- [12] 范明,俞凌杰,徐二社,等. 页岩气保存机制探讨[J]. 石油实验地质,2018,40(1):126-132.
- [13] XU Zhengyu, XIONG Shaoyun, WANG Gaocheng, et al. Lower Paleozoic shale gas preservation condition analysis and evaluation in the Yangtze Block[J]. Acta geologica sinica, 2014, 88(2): 1700-1702.
- [14] 魏祥峰,李宇平,魏志红,等. 保存条件对四川盆地及周缘海相页岩气富集高产的影响机制[J]. 石油实验地质,2017,39(2):147-153.
- [15] 胡明,黄文斌,李加玉. 构造特征对页岩气井产能的影响:以涪陵页岩气田焦石坝区块为例[J]. 天然气工业,2017,37(8):31-39.
- [16] 罗兵,郁飞,陈亚琳,等. 四川盆地涪陵地区页岩气层构造特征与保存评价[J]. 石油实验地质,2018,40(1):103-117.
- [17] 邹玉涛,李让彬,张新. 川东南涪陵地区构造演化与油气成藏关系[J]. 天然气勘探与开发,2016,39(1):9-13.
- [18] 舒逸,陆永潮,包汉勇,等. 四川盆地涪陵页岩气田3种典型页岩气保存类型[J]. 天然气工业,2018,38(3):31-40.
- [19] DAI Jinxing, NI Yunyan, GONG Deyu, et al. Geochemical characteristics of gases from the largest tight sand gas field (Sulige) and shale gas field (Fuling) in China[J]. Marine and petroleum geology, 2017, 79: 426-438.
- [20] FENG Ziqi, HUANG Shipeng, WU Wei, et al. Longmaxi shale gas geochemistry in Changning and Fuling gas fields, the Sichuan Basin[J]. Energy exploration & exploitation, 2017, 35(2): 259-278.
- [21] 姚雪根. 四川盆地天然气藏的破坏与保存条件剖析[J]. 海相油气地质,2007,12(4):21-36.
- [22] 孙健,罗兵. 四川盆地涪陵页岩气田构造变形特征及对含气性的影响[J]. 石油与天然气地质,2016,37(6):809-818.
- [23] 刘鹏,吴佩津,彭钰洁. 焦石坝地区构造特征及页岩气保存模式研究[J]. 特种油气藏,2018,25(2):37-41.
- [24] 郭旭升. 涪陵页岩气田焦石坝区块富集机理与勘探技术[M]. 北京:科学技术出版社,2014:1-72.
- [25] YI Jizheng, BAO Hanyong, ZHENG Aiwei, et al. Main factors controlling marine shale gas enrichment and high-yield wells in South China: a case study of the Fuling shale gas field[J]. Marine and petroleum geology, 2019, 103: 114-125.
- [26] 龙小军. 焦石坝地区构造变形差异及保存条件解析[J]. 非常规油气,2018,5(5):28-34.
- [27] 胡东风,张汉荣,倪楷,等. 四川盆地东南缘海相页岩气保存条件及其主控因素[J]. 天然气工业,2014,34(6):24-30.
- [28] 郭旭升. 南海相页岩气“二元富集”规律:四川盆地及周缘龙马溪组页岩气勘探实践认识[J]. 地质学报,2014,88(7):1209-1218.
- [29] 何江林,刘伟,杨平,等. 四川盆地西南缘五峰组—龙马溪组页岩气形成条件与有利区优选[J]. 沉积与特提斯地质,2017,37(3):52-60.
- [30] 邓祖佑,王少昌,姜正龙,等. 天然气封盖层的突破压力[J]. 石油与天然气地质,2000,21(2):44-46.
- [31] ZENG Lianbo, LYU Wenya, LI Jian, et al. Natural fractures and their influence on shale gas enrichment in Sichuan Basin, China[J]. Journal of natural gas science and engineering, 2016, 30: 1-9.

- [32] ZENG Weite, ZHANG Jinchuan, DING Wenlong, et al. Fracture development in Paleozoic shale of Chongqing area (South China). Part one: fracture characteristics and comparative analysis of main controlling factors[J]. Journal of Asian earth sciences, 2013, 75: 251–266.
- [33] 李婧. 渝东南五峰组—龙马溪组页岩气保存条件评价[D]. 北京: 中国石油大学, 2016.
- [34] GUO Tonglou, ZENG Ping. The structural and preservation condition for shale gas enrichment and high productivity in the Wufeng-Longmaxi Formation, Southeastern Sichuan Basin [J]. Energy exploration & exploitation, 2015, 33(3): 259–276.
- [35] GUO Xusheng, HU Dongfeng, LI Yuping, et al. Geological factors controlling shale gas enrichment and high production in Fuling shale gas field[J]. Petroleum exploration and development, 2017, 44(4): 513–523.
- [36] 郭旭升. 四川盆地涪陵平桥页岩气田五峰组—龙马溪组页岩气富集主控因素[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(1): 1–10.
- [37] 汤济广, 李豫, 汪凯明, 等. 四川盆地东南地区龙马溪组页岩气有效保存区综合评价[J]. 天然气工业, 2015, 35(5): 15–23.
- [38] 聂海宽, 包书景, 高波, 等. 四川盆地及其周缘下古生界页岩气保存条件研究[J]. 地学前缘, 2012, 19(3): 280–294.

编辑: 董庸

Evaluation of shale gas preservation condition of Wufeng Formation – Longmaxi Formation in Fuling shale gas field

GONG Yi, LI Tianyu, WU Kaikai, BAO Hanyong, WANG Jin,
JIN Aimin, LOU Zhangua, LI Mengyao

Abstract: The preservation condition is the key to the enrichment and high yield of shale gas. Based on geological, drilling, logging and seismic data, the characteristics of caprock, roof and floor, fluid pressure and structure of Fuling shale gas field are analyzed. The main indexes controlling shale gas preservation are studied from macroscopic and microscopic aspects. The plane difference of shale gas preservation conditions in Fuling shale gas field is evaluated quantitatively or semi quantitatively. The results show that multiple sets of regional caprocks are developed in the study area, among which the Middle Silurian Xiaoheba Formation–Hanjiadian Formation is the most widely distributed and has the best sealing ability. The roof and floor of shale gas reservoir are good, which is a type of “upper cover and lower plugging”. Besides the good sealing performance of regional cap rock and roof and floor, the shale layers also have good self-sealing performance. According to the formation deformation and fault development of Wufeng Formation–Longmaxi Formation, the study area is divided into east zone and west zone by Shimen–Jinping fault zone. The liquid pressure in the east zone is relatively low, the structural deformation and fault development degree are higher than those in the west zone, and the preservation condition of the west zone are better than those of the east zone. The middle structural layers containing gas bearing shale can be divided into 9 types of local structural styles and 5 types of structural deformations. The preservation conditions of shale gas in different structural deformation blocks are comprehensively evaluated. Jiaoshiba box–shape anticline and Jiangdong slope are the best, follows the Pingqiao fault anticline.

Key words: shale gas; preservation conditions; tectonic characteristic; Wufeng Formation; Longmaxi Formation; Fuling shale gas field

GONG Yi, First author: Master in progress, mainly engaged in the research of hydrocarbon accumulation and preservation. Add: Ocean College, Zhejiang University, Zhoushan, Zhejiang 316021, China

JIN Aimin, Corresponding author: PhD, Associate Professor, mainly engaged in scientific research and teaching on hydrocarbon accumulation and preservation. Add: Ocean College, Zhejiang University, Zhoushan, Zhejiang 316021, China