

<https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.389>



江汉盆地潜江凹陷潜三段盐韵律层页岩油富集机理

李 乐^{1,2}, 王自翔^{1,2*}, 郑有恒³, 陈凤玲⁴, 吴世强⁴, 漆智先¹, 刘爱武¹

1. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 湖北武汉 430223

2. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074

3. 中国石化江汉油田分公司, 湖北潜江 433124

4. 中国石化江汉油田分公司物探研究院, 湖北武汉 430223

摘要: 针对潜江组页岩油富集机理方面的研究较为欠缺, 利用岩心图像、岩石热解、镜质体反射率、生物标志化合物、干酪根显微组分鉴定、岩石物性、测井及 XPT 压力试井等资料对韵律层的烃源岩品质、储集性能以及保存条件进行了综合分析。从王场背斜过渡至蚌湖向斜南斜坡, 韵律层干酪根类型均以 I—II₁ 型为主, 镜质体反射率介于 0.51%~0.80%。王场背斜韵律层内岩石与底部盐岩内的夹层白云质泥岩间的 C₂₉ 甾烷成熟度指标存在明显差异, 指示存在运移油。储集岩孔隙度介于 7.8%~26.3%。韵律层顶底盐岩厚度大(>6 m)且横向分布稳定, 沉积—埋藏期并未发生严重破裂。在保存条件及储集能力优越的基础上, 同层深部运移供烃是构造高部位韵律层中页岩油富集的重要因素, 而原地生烃滞留则控制着构造低部位页岩油的富集。

关键词: 潜江凹陷; 潜三段; 盐韵律; 页岩油; 富集; 石油地质。

中图分类号: P595

文章编号: 1000-2383(2019)03-1012-12

收稿日期: 2018-12-10

Mechanism of Shale Oil Enrichment from the Salt Cyclotherm in Qian3 Member of Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

Li Le^{1,2}, Wang Zixiang^{1,2*}, Zheng Youheng³, Chen Fengling⁴, Wu Shiqiang⁴, Qi Zhixian¹, Liu Aiwu¹

1. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China

2. School of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan 430074, China

3. SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Qianjiang 433124, China

4. Research Institute of Geophysical Prospecting, SINOPEC Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China

Abstract: Research on the shale oil enrichment mechanism of Qianjiang Formation is lacking. The data of core image, rock pyrolysis, vitrinite reflectance, biomarkers, maceral composition, rock petrophysics, well logging, and XPT well test were used to analyze the quality of source rock, reservoir property, and preservation condition in this study. The kerogens are predominantly type I-II₁. The vitrinite reflectance ranges from 0.51% to 0.80%. The maturity indicators of C₂₉ sterane in the rocks from the 10th cyclotherm in the Wangchang are obviously different from that of the underlying halite, which indicates that there are migrated oil. The porosity of the reservoir ranges from 7.8% to 26.3%. The halite layers are thick enough (>6 m) and stable throughout the area distribution; moreover, they did not break during the stage of deposition and burial. With the excellent preservation condition and storage capacity, the hydrocarbon generated from the deeper source rocks within the 10th cyclotherm controlled the shale oil enrichment in higher structural position, while hydrocarbon generated in-situ dominated in the lower structural position.

Key words: Qianjiang Sag; Qian3 Member; salt cyclotherm; shale oil; enrichment; petroleum geology.

基金项目: 国家“十三五”科技重大专项(No.2017ZX05049005); 中国博士后科学基金项目(No.2018M632950)。

作者简介: 李乐(1985—), 男, 博士后, 主要从事储层地质方面的研究。ORCID: 0000-0002-6555-3904. E-mail: santali2005@gmail.com

*** 通讯作者:** 王自翔, E-mail: zx_wang@sina.cn

引用格式: 李乐, 王自翔, 郑有恒, 等, 2019. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐韵律层页岩油富集机理. 地球科学, 44(3): 1012-1023.

潜江凹陷潜江组内发育 193 个由上、下厚层盐岩层夹持细粒混合沉积(泥级碳酸盐和碎屑)构成的盐韵律单元(吴世强等,2013).近年来,这些地质单元内赋存的油气资源被认为归属于页岩油一类(吴世强等,2013;Hou *et al.*,2017),认识上的转变促使全局的勘探开发从“盐间非砂岩油藏”移步进入“非常规油”的新阶段(熊智勇等,2015).在新阶段的工作中,潜三段 10 号韵律层因厚度相对较大、平面分布稳定及含油条件优良被视作区内最有利的页岩油地质单元.2018 年年初,部署于王场背斜的评价井 WNN 井在该韵律层中进行了压裂改造,初期放喷日产油 20 m³/d,目前日产油仍维持在 2.5 m³/d,显示出了潜江组页岩油系统所具备的良好开发潜力.因顶底盐岩层的存在,盐韵律单元虽与 Jarvie (2012)提出的致密(tight)、裂缝(fractured)及混合(hybrid)三类页岩油系统存在相似性,但难以完全匹配其中的任何一种,属于一类独特的页岩油系统.因此,虽然国内外研究者们对页岩油的地质特性已有了较丰富的认识(Pitman *et al.*,2001;柳波等,2013),但是因潜江组页岩油的独特性不宜简单套用.新阶段开启至今,针对潜江组页岩油系统的研究已囊括了有机地球化学对沉积环境的指示、储层矿物组成、储层脆性评价、页岩油资源潜力评估等方面(吴世强等,2013;熊智勇等,2015;王芙蓉等,2016;

Hou *et al.*,2017;Wang *et al.*,2018),但页岩油富集机理方面的研究较为欠缺.本文以潜江组潜三段 10 号韵律层为研究对象,借助岩心图像、岩石热解、镜质体反射率、生物标志化合物、干酪根显微组分鉴定、岩石物性、测井及 XPT 压力试井等多项分析资料,从烃源岩品质、储集性能及保存条件 3 个角度切入,对该韵律层的页岩油富集机理进行剖析.

1 地质背景

潜江凹陷位于江汉盆地中部,为盆地内的次一级负向构造单元.凹陷西北部发育的潜北断层将之与荆门凹陷、乐乡关地垒、汉水凹陷及永隆河隆起相隔(图 1a);而沿东南至东北分布的丫角新沟低凸起、通海口突起及岳口低凸起 3 个次一级正向构造单元则将之围陷其中(方志雄等,2006).

潜江组是江汉盆地古近系中两套重要的含油含卤岩系之一(王典敷和汪仕忠,1998),其底部与荆沙组呈不整合接触,顶部与荆河镇组呈整合接触(图 1b).由下至上,潜江组内部可划分出潜四下段、潜四上段、潜三段、潜二段及潜一段 5 个亚一级单元,各单元间均为整合接触(方志雄等,2006).作为国内典型的内陆盐湖沉积,古气候的干湿交替、水介质的咸淡转化以及与构造活动的起始与结束共同赋予了

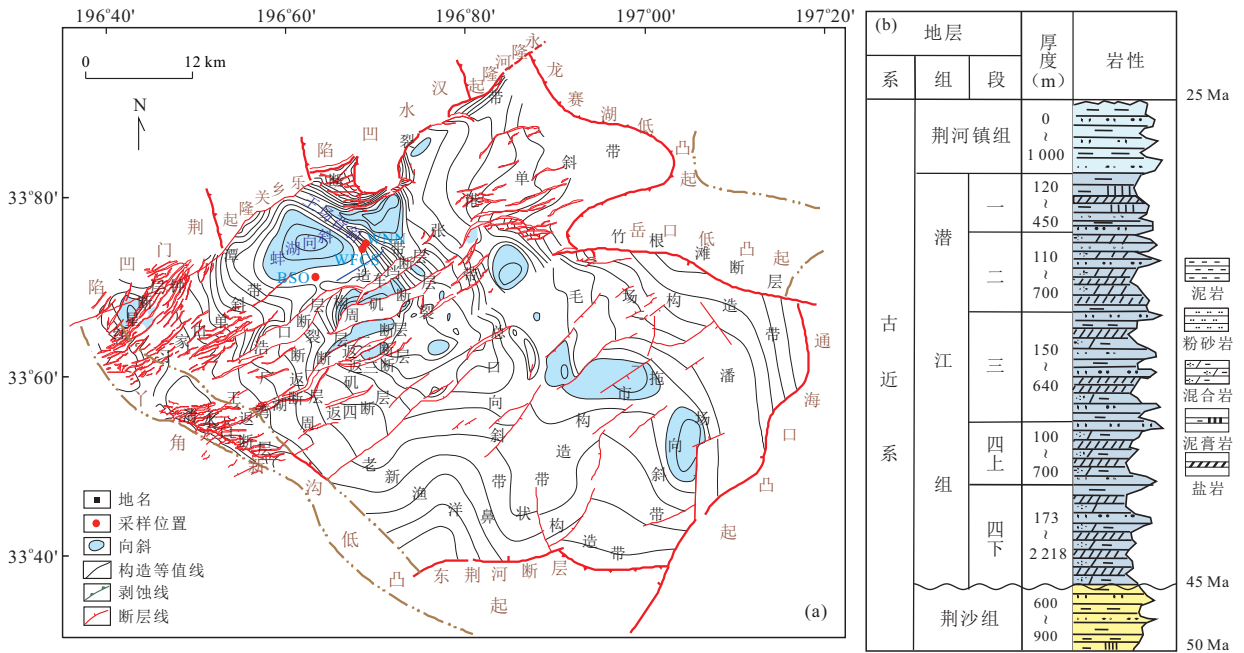


图 1 潜江凹陷构造单元(a)和古近系地层简图(b)

Fig.1 Structural units (a) and Paleogene stratigraphic map (b) of Qianjiang Sag

据方志雄等(2006)修改

潜江组地层多韵律及复韵律性的沉积特征.按照盐韵律的规模,可划分出 I、II、III 三个级别的盐韵律(王典敷和汪仕忠,1998).其中, I 级相当于地层组概念,整个潜江组基本为一个 I 级盐韵律,记录着晚始新世—早渐新世水体“淡化→咸化→淡化”的全过程; II 级相当于地层亚段概念,但二者并非完全对应,整体记录着湖盆水体一次大的“淡化→咸化”过程; III 级韵律相当于地层小层概念,由顶底盐岩层及中部盐间层配置而成.

潜三段根据岩性差异可分为上、下两段,其中上段包含 3^1 、 3^{1F} 及 3^2 三个油组,主要由灰、深灰色泥岩、粉砂岩及鲕状泥灰岩组成,夹 3 个 III 级盐韵律层;下段则包含 3^3 、 3^{3F} 及 3^4 三个油组,主要由深灰色泥岩、泥膏岩及盐岩组成的 14 个 III 级盐韵律层叠置而成,局部夹粉砂岩.位于潜三段下部的潜四上段由灰、深灰色泥岩夹粉细砂岩及 III 级盐韵律层组成,而上部的潜二段主要由 III 级盐韵律层构成,局部发育粉砂岩、细砂岩及泥岩(王典敷和汪仕忠,1998;王国力等,2004;方志雄等,2006).早期的研究表明盐韵律层中的盐间层部分仅由细粒的泥岩、泥膏岩或由混合岩(泥岩、泥质白云岩及膏盐岩等)组成,而在补充 X 衍射全岩矿物分析后显示盐间层岩性多样,包括灰质泥岩、白云质泥岩、泥质白云岩、白云岩、硬石膏岩及钙芒硝岩等.

本研究聚焦的 10 号韵律层为潜三段下部的 14 个 III 级盐韵律层之一.盐间层的中部主要由薄层状的白云岩及纹层极为发育的灰质泥岩、泥质灰岩、白云质泥岩和泥质白云岩构成,因这些岩石晶粒普遍细小(泥晶级),故也可统称为“泥页岩”;盐间层临近顶底盐岩位置主要发育钙芒硝岩,多呈极薄层(1~3 cm)—薄层状(3~10 cm),另钙芒硝岩亦偶见以极薄层的产状出于盐间层中部.盐间层中灰质泥岩、泥质灰岩、白云质泥岩及泥质白云岩内发育近水平、近垂直以及网状矿物脉,组成矿物均为钙芒硝.韵律层顶底部盐岩层中偶见纹层极为发育的灰质泥岩或白云质泥岩,厚度为 5~30 cm,其厚度较薄、与盐间层“泥页岩”间以较厚的盐岩相分隔且在测井上难以识别,因而一般并未被归入盐间层部分.

2 样品与分析方法

所有样品均选自潜江组潜三段 10 号韵律层,取样井点包括王场背斜的 WNN 井及 WFCS 井,以及蚌湖向斜南斜坡的 BOST 井(图 1a).

18 块样品进行岩石热解分析,经过粉碎处理后送入 Rock Eval6 岩石热解仪,工作气体为氮气,升温程度以 300 °C 为起始点,随后以 25 °C/min 的速率逐步提升至 650 °C 完成分析.

7 块样品进行镜质体反射率分析,制备成全岩光片后送至 Leica MSP200 显微光度镜下测定反射率值.

18 块样品进行干酪根显微组分鉴定,经粉碎后进行酸解处理,随后采用重液浮选提取干酪根,提取的干酪根经冷冻干燥处理后制成干酪根薄片,随后在徕卡透射光反射光荧光显微镜中完成干酪根类型鉴定.

10 块样品进行生物标志化合物鉴定分析,其中 1 块样品选自底部盐层中的薄层白云质泥岩.各样品经粉碎后用氯仿索氏抽提 72 h,将抽提物沉淀沥青质后,用氧化铝/硅胶柱色谱进行分离,分别用正己烷、苯和乙醚对饱和烃、芳烃和非烃馏分进行冲洗.利用安捷伦科技公司(Agilent)制造的色谱(6890N)—质谱(5973N)联用仪对饱和烃进行分析鉴定.色谱柱为 HP-5MS(30 m×0.32 mm),固定相涂膜厚度为 0.25 μm,载气为 He,起始温度为 80 °C,以 4 °C/min 升温至 300 °C,并且恒温 30 min.质谱离子源温度为 250 °C,电离电压为 70 eV.

25 块柱塞样品由 KDXQ-III 型岩样制备仪以线切割方式获取后进行物性分析.各样品首先以氯仿为清洗溶剂进行洗油处理,其中 7 块样品散裂无法进行后续分析,随后在烘箱中以 60 °C 烘干至恒重,最后分别送至 Corelab Ultrapore300 自动氮孔隙度仪及嘉晟 Ultraperm400 渗透率仪进行孔隙度及渗透率测试.

以上分析中,除 WFCS 井及 BOST 井的岩石热解分析于中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所实验研究中心完成,其余测试分析均于中石化江汉油田分公司勘探开发研究院石油地质测试中心完成.

3 分析结果与讨论

3.1 良好的原地生烃及同层深部供烃能力

潜江凹陷潜三段 10 号韵律层的总有机碳(TOC)在王场背斜介于 2.61%~5.37%,平均 3.87%(表 1);在蚌湖向斜南斜坡介于 1.46%~4.96%,平均 3.10%. S_1 在王场背斜介于 8.71~26.04 mg/g,平均 14.60 mg/g;在蚌湖向斜南斜坡介

表 1 潜江凹陷潜三段 10 号韵律层岩石热解参数

Table 1 Rock-Eval pyrolysis data of the 10th cyclotherm of the Qian3 Member in the Qianjiang Sag

构造单元	井号	取样深度段(m)	编号	岩性	TOC(%)	S ₁ (mg/g)	S ₂ (mg/g)	OSI
王场背斜	WNN	1 677.72~1 682.63	1	灰质泥岩	3.75	14.89	9.96	397.07
			2	灰质泥岩	2.89	12.86	7.79	444.98
			3	灰质泥岩	3.65	12.69	9.58	347.67
			4	白云岩	4.51	21.00	13.50	465.63
			5	泥质白云岩	4.97	23.87	17.05	480.28
			6	白云质泥岩	2.61	9.65	10.17	369.73
	WFCS	1 769.90~1 773.70	7	灰质泥岩	2.91	8.71	7.87	299.31
			8	灰质泥岩	3.69	9.03	7.93	244.72
			9	泥质白云岩	3.46	10.69	6.28	308.96
			10	白云质泥岩	3.88	11.50	7.55	296.39
			11	白云质泥岩	4.69	16.84	11.51	359.06
			12	灰质泥岩	3.91	12.00	10.49	306.91
			13	泥质白云岩	5.37	26.04	14.38	484.92
蚌湖向斜 南斜坡	BOST	2 815.82~2 821.30	14	泥质白云岩	2.63	8.27	4.48	314.45
			15	白云质泥岩	2.89	15.37	4.70	531.83
			16	泥质白云岩	4.96	31.54	8.73	635.89
			17	泥质灰岩	1.46	4.08	1.68	279.45
			18	泥质白云岩	3.56	27.72	4.83	778.65

注:表内样品按对应深度段中深度递增规律排序。

于 4.08~31.54 mg/g,平均 17.40 mg/g.S₂ 在王场背斜介于 6.28~17.05 mg/g,平均 10.31 mg/g;在蚌湖向斜南斜坡介于 1.68~8.73 mg/g,平均 4.88 mg/g.油饱和度指数(OSI)在王场背斜介于 244.72~484.92,平均 369.66;在蚌湖向斜南斜坡介于 279.45~778.65,平均 508.05.岩性与上述热解参数间的对应关系并不明显。

潜三段 10 号韵律层含油饱和度指数普遍大于经验值(100 mg/g),显示内部岩石整体存在石油超越效应,指示着丰富可动油资源的存在以及页岩油的富集.根据 Peters and Cassa(1994)的划分方案,潜三段 10 号韵律层的 TOC、S₁ 及 S₂ 三项指标共同指示了盐间层中的几类岩石均具备极佳的生烃潜力,其中蚌湖向斜南斜坡的源岩品质整体略差于王场背斜.盐间层岩石多为油浸含油级别,但因岩石呈油浸级别而直接带来的“粘滞效应(carryover effect)”会提高热解参数中的 S₁、S₂ 及降低 T_{max}(King *et al.*, 2015; Li *et al.*, 2018).S₁ 的增大则会联动增大 TOC 的计算值,同时 HI 在此种情况下也不再可靠(King *et al.*, 2015).研究者们曾基于 HI-T_{max} 图解提出潜三段的干酪根主要为 I 型及 II₁ 型(熊智勇等, 2015; Hou *et al.*, 2017),但油浸影响的存在可能会致使图解获取的干酪根品质表现

得更为优质.因此,该认识的准确性及适用性需要进一步的深入评估,而使岩石表现为油浸级别的原油的来源则对烃源岩原地生烃潜能的客观评价至关重要。

有机岩石学及生物标志化合物成熟度指标的空间变化规律指示使岩石呈现油浸的原油可能并非原地生成.其中,镜质体反射率整体表现为热演化程度随深度加大而递增的趋势,潜三段 10 号韵律层中的有机质在王场背斜整体处于未熟—低成熟阶段(R_o=0.51%~0.54%),而延伸至蚌湖向斜南斜坡后韵律层中的有机质则进入了成熟阶段(R_o=0.77%~0.80%;表 2).然而,在王场背斜,10 号韵律层盐间层部分岩石与韵律层底部盐岩中所夹的薄层白云质泥岩的生物标志化合物成熟度指标却出现了“成熟度倒置”的现象.韵律层顶底盐岩层内偶见的薄层白云(灰)质泥岩横向上容易尖灭,空间上则因盐岩层的包裹而形成相对封闭的体系.由于这种薄层灰质泥岩与盐间层埋深差异小,其成熟度应较为一致.但是,WNN 井中这二者的成熟度指标 C₂₉ 甾烷-20S/(20S+20R)和 C₂₉ 甾烷-ββ/(ββ+αα)在纵向上存在着明显的差异.其中,埋深更大的薄层白云质泥岩显示为未成熟特征,但埋深相对较浅的盐间层却为成熟特征,前者成熟度明显低于后者(图 2)。

表 2 潜江凹陷潜三段 10 号韵律层镜质体反射率值

Table 2 Vitrinite reflectance data of the 10th cyclotherm of the Qian3 Member in the Qianjiang Sag

构造单元	井号	取样深度段(m)	编号	岩性	镜质体反射率 R _o (%)			测点数
					最小值	最大值	均值	
王场背斜	WNN	1 680.28	1	白云岩	0.50	0.53	0.51	3
			2	泥质灰岩	0.48	0.53	0.51	7
	WFCS	1 669.60~1 776.45	3	泥质白云岩	0.50	0.54	0.52	13
			4	灰质泥岩	0.52	0.56	0.54	13
蚌湖向斜 南斜坡	BOST	2 814.05~2 814.85	5	泥质白云岩	0.75	0.79	0.77	3
			6	灰质泥岩	0.75	0.83	0.79	12
			7	泥质白云岩	0.77	0.83	0.80	7

注：表内样品按对应深度段中深度递增规律排序。

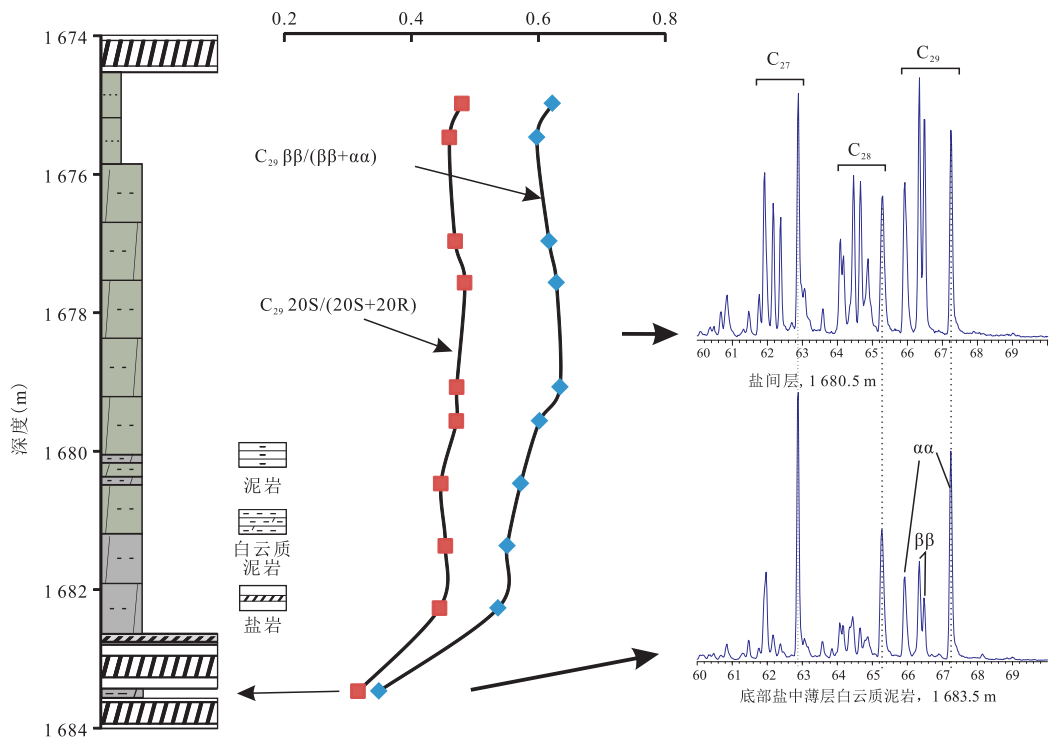


图 2 王场背斜潜三段 10 号韵律层生物标志化合物纵向分布特征

Fig.2 Vertical distribution of biomarkers of the 10th cyclotherm of the Qian3 Member in the Wangchang anticline

综合考虑顶底盐岩层的封闭能力(后文详述),该现象出现的原因只能归结于潜三段 10 号韵律层在构造深部(蚌湖向斜南斜坡及更深部位)的源岩生成的原油发生了顺层运移,这些运移油抵达同层浅部(王场背斜)地层后浸润岩石使之表现为油浸级含油显示。

运移油的存在与前文“烃源岩具备极佳生烃能力”以及“有机质类型主要为 I 及 II₁ 型”的结论不符,而结合白云岩及泥质白云岩具有的高孔隙度(后文详述),高 TOC、S₁ 及 S₂ 可能受到了运移油的影响;因此,潜三段 10 号韵律层原地生烃能力如何需

要进一步评估.干酪根显微组分的镜下鉴定显示潜三段 10 号韵律层各类岩性中均存在着优良的干酪根,这确保了烃源岩仍具有良好的原地生烃基础.10 号韵律层中干酪根显微组分包括腐泥组及镜质组 2 大类,其子类别组合整体较为简单,镜下鉴定仅显示腐泥无定形体、腐泥碎屑体以及无结构镜质体 3 类.其中,腐泥无定形占绝对优势,其含量在王场背斜介于 63.3%~85.7%,平均 71.4%(表 3);在蚌湖向斜南斜坡介于 72.7%~78.0%,平均 74.7%.无结构镜质体次之,其含量在王场背斜介于 8.0%~26.3%,平均 18.6%;在蚌湖向斜南斜坡介于 14.0%~

表 3 潜江凹陷潜江组潜三段 10 号韵律层干酪根显微组分含量

Table 3 Maceral compositions of the 10th cyclotherm of the Qian3 Member in the Qianjiang Sag

构造单元	井号	取样深度段(m)	编号	岩性	腐泥组(%)		镜质组(%)	干酪根 类型
					腐泥无定形体	腐泥碎屑体	无结构镜质体	
王场背斜	WNN	1 677.72~1 682.63	1	灰质泥岩	69.3	13.7	17.0	Ⅱ ₁
			2	灰质泥岩	72.7	12.3	15.0	Ⅱ ₁
			3	灰质泥岩	81.3	8.0	10.7	I
			4	白云岩	64.3	10.3	25.3	Ⅱ ₁
			5	泥质白云岩	65.3	11.7	23.0	Ⅱ ₁
			6	白云质泥岩	64.3	13.7	22.0	Ⅱ ₁
	WFCS	1 769.60~1 776.45	7	泥质灰岩	68.7	10.7	20.7	Ⅱ ₁
			8	泥质白云岩	75.3	9.0	15.7	Ⅱ ₁
			9	白云质泥岩	82.0	7.7	10.3	I
			10	泥质白云岩	85.7	6.3	8.0	I
			11	白云质泥岩	69.7	8.3	22.0	Ⅱ ₁
			12	灰质泥岩	66.0	9.7	24.3	Ⅱ ₁
			13	泥质白云岩	63.3	10.3	26.3	Ⅱ ₁
			14	灰质泥岩	71.0	8.7	20.3	Ⅱ ₁
蚌湖向斜 南斜坡	BOST	2 813.96~2 814.36	15	泥质白云岩	72.7	6.3	21.0	Ⅱ ₁
			16	泥质白云岩	73.3	8.7	18.0	Ⅱ ₁
			17	白云质泥岩	74.7	9.3	16.0	Ⅱ ₁
			18	灰质泥岩	78.0	8.0	14.0	Ⅱ ₁

注:表内样品按对应深度段中深度递增规律排序。

21.0%,平均 17.3%。腐泥碎屑体最少,其含量在王场背斜介于 6.3%~13.7%,平均 10.0%;在蚌湖向斜南斜坡介于 6.3%~9.3%,平均 8.1%。将上述组分含量代入干酪根类型指数(曹庆英,1985)计算式后,多数样品均可归为Ⅱ₁型干酪根,个别样品属于Ⅰ型干酪根,整体表明潜三段 10 号韵律层的源岩中存在着优质的干酪根及具备良好的生烃潜能。此外,岩心中出现的近水平脉的成因解释(后文详述)亦暗示烃源岩具备较强的生烃能力。

3.2 充足的储集能力

潜江凹陷潜江组潜三段 10 号韵律层储集岩孔隙度介于 7.8%~26.3%(表 4),岩性与孔隙性之间具有良好的对应关系。其中,白云岩孔隙度介于 20.4%~26.3%,孔隙性最佳,其次为泥质白云岩(12.5%~21.8%)、白云质泥岩(11.2%~12.1%)及灰质泥岩(7.8%)。以上数据显示:即使是孔隙性最差的灰质泥岩,其储集能力仍优于沁阳凹陷核桃园组及相当于 Permian 盆地的 Wolfcamp 组页岩油储集层的储集能力(表 5);而白云质泥岩过渡至白云岩的孔隙性,则远优于国内外页岩油主力产层及勘探层。但是,由于王场背斜潜三段 10 号韵律层的岩石固结程度较差,柱塞样难以获取以及清洗过程中

易散裂,从而导致孔隙度数据极为有限;此外,柱塞样上普遍可见微裂缝(非天然裂缝,钻取及前处理过程中出现),这些微裂缝可能会增大孔隙度的测试值,带来“高孔”假象。因此,王场背斜获取的数据存在着是否客观有效及是否具有代表性的问题。

存在微裂缝的样品,测试中一般会得到较高的渗透率值($8.65\times10^{-3}\sim106.52\times10^{-3}\mu\text{m}^2$);而缺少明显微裂缝的样品,测试所得的渗透率则介于 $0.29\times10^{-3}\sim2.24\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。王场背斜的 2 号样品与蚌湖向斜南斜坡的 13 及 14 号样品岩性一致,且其渗透率均低于 $3\times10^{-3}\mu\text{m}^2$,但孔隙度均大于 20%,这表明王场背斜白云岩的高孔隙性是客观存在的。此外,蚌湖向斜南斜坡中泥质白云岩 9 及 15 号样品的渗透率均较低,二者对应的孔隙度与王场背斜的 1 和 4 号样品的孔隙度差值较大,渗透率值较高的特点可能反映 1 及 4 号样品中的微裂缝规模较大,提供了一部分的孔隙度增量。白云质泥岩及灰泥岩样在王场背斜并未获取,但泥页岩孔隙度与埋深普遍呈指数递减关系(Magara,1980),这一规律同样出现在东营凹陷沙三段和东营组中(刘震等,2007),因此王场背斜固结程度较差的白云质泥岩及灰质泥岩具有比蚌湖向斜南斜坡同类岩性更好

表 4 潜江凹陷潜江组潜三段 10 号韵律层储层孔隙度与渗透率参数

Table 4 Porosity and permeability of reservoir rocks in the 10th cyclotherm of the Qian3 Member of the Qianjiang Sag

构造单元	井号	取样深度段(m)	编号	岩性	孔隙度(%)	气测渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	备注
王场背斜	WFCS	1 769.95~1 774.40	1	泥质白云岩	19.3	106.52	见裂缝
			2	白云岩	26.3	0.95	
			3	白云岩	26.0	9.19	见裂缝
	WNN	1 681.03	4	泥质白云岩	21.8	19.30	见裂缝
			5	灰质泥岩	7.8	8.65	见裂缝
			6	白云质泥岩	10.4	1.19	
蚌湖向斜 南斜坡	BSOT	2 814.36~2 821.34	7	白云质泥岩	11.2	0.42	
			8	泥质白云岩	14.1	17.30	见裂缝
			9	泥质白云岩	16.5	0.29	
			10	白云质泥岩	12.1	6.34	见裂缝
			11	白云质泥岩	11.6	0.61	
			12	泥质白云岩	12.5	6.95	见裂缝
			13	白云岩	20.4	2.24	
			14	白云岩	23.8	0.36	
			15	泥质白云岩	12.7	1.85	

表 5 国内外页岩油主要产层及勘探层储集岩石孔隙度

Table 5 Statistics of reservoir porosity of the major shale oil production and exploring formation at home and abroad

构造单元	地层	深度(m)	岩性	孔隙度(%)	备注	数据来源
Williston 盆地	Bakken	1 257.4~2 292.0	泥岩、钙质/泥质(粉)砂岩	4.1~12	单岩相孔隙度的算术平均值,深度为综合 31 口井取心段范围读取	Angulo and Buatois (2011)
Western Gulf 盆地	Eagle Ford	2 430.5~4 012.1	钙质泥页岩,泥灰岩	2.48~20.25	深度为 3 口井孔隙度与深度关系图上读取	Sondhi (2011)
Permian 盆地	Wolfcamp	未提供	钙质泥岩,硅质碎屑泥岩	4~10		Rafatian and Capsan (2015)
东营凹陷	沙三下亚段—沙四上亚段	3 050~3 450	灰岩、粉砂岩、混积岩	2.9~12.4	深度为“泥页岩深度与孔隙度关系”图上读取	张顺等 (2015)
沾化凹陷	沙三下亚段	2 910~3 130	泥质灰岩、灰质泥岩和含泥质灰岩	1.2~15.3	深度为柱状图上读取	张磊磊等 (2016)
马朗凹陷	芦草沟组	1 400~3 000	泥岩、灰质泥岩、云质泥岩	4~12	深度为剖面图上读取	柳波等 (2012)
沁阳凹陷	核桃园组	2 390~2 484	灰质页岩,粉砂质页岩	2.73~5.81	深度为柱状图上读取	王敏等 (2013)

的孔隙性。

3.3 优越的保存条件

潜江组潜三段 10 号韵律层顶底均为盐岩层,在各类封盖层岩石中,蒸发岩是除了天然气水合物(又称笼形水合物, clathrate)外最为优质的岩石类型(Warren,2016),而盐岩在各蒸发岩类中韧性最强同时兼具门限压力高及极低渗透性的特质(Downey,1984),具有极好的封闭能力.除了封盖层

的岩性,封盖层的封闭能力还取决于厚度及横向连续性(Downey,1984).盐岩层厚度一般至少要达到 2 m才可能具有封闭效果,而封盖层在横向上的连续稳定分布才能使大面积油气聚集得以保存(Warren,2017).从王场背斜过渡至蚌湖向斜南斜坡,潜三段 10 号韵律层顶部盐岩层累积厚度由 15.45 m 增加至 22.68 m,底部盐岩层厚度则由 6.63 m 增加至 10.22 m(图 3),整体为增厚趋势.现今潜三段 10

号韵律层顶底层的岩性、厚度以及横向分布连续性足以保证油气保留在韵律层之中,但是,油气的逸散在早成岩(eogenetic)、中成岩(mesogenetic)及表成岩(telogenetic)阶段均能发生,即使是封闭性最强的盐岩也存在油气泄漏的可能(Warren,2017).导致盐岩发生泄漏的因素主要有两种:(1)欠饱和水体的涌入;(2)盐岩体或临近盐岩体圈闭中温度及压力的变化(Warren,2017).

对于情况(1),WNN、WFCS 以及 BSOT 井自然伽马(GR)曲线纵向变化整体平缓(图 3),录井岩心、岩屑中虽存在灰质(白云质)泥岩,但其厚度整体较薄,并未出现大段的砂泥岩,这指示潜三段 10 号韵律层顶底部的盐岩在沉积时并未遭受大规模的洪水侵入;此外,潜江组仅在潭口隆起断块以及钟西借粮湖等地区受到剥蚀(方志雄等,2006),处于构造高部位的王场背斜潜江组目前并未发现剥蚀现象,因而潜三段 10 号韵律层顶底盐岩层也不具备与大气淡水相沟通的条件.

对于情况(2),处于埋藏状态的盐岩的渗透率并不能维持恒定不变,温度、压力的变化会使石盐—卤水间二面角(dihedral angle)发生改变并且使盐岩体中产生微裂缝及相关的膨胀(Peach and Spiers, 1996;Schoenherr *et al.*,2007),这些变化带来的渗

透率提升均会进一步诱发油气泄漏.

在沉积盆地中,埋深超过 3 000 m 时盐岩中的二面角会因温度、压力的增加而减小,这一改变会使盐岩体内部存在稳定的由卤水充填贯通的孔隙,使之获得与砂岩相当的渗透率(Lewis and Holness, 1996).潜三段 10 号韵律层在王场背斜及蚌湖向斜南斜坡埋深不足 3 000 m,故本文不深入探讨该因素的影响.

除了正常埋藏压实带来的温压变化,超压的存在也会使二面角发生改变从而致使盐岩体发生水力破裂(Warren,2017).潜三段 10 号韵律层在王场背斜及蚌湖向斜南斜坡存在超压,WNN 井的压力试井(XPT)资料显示,1 681.35 m 处地层压力系数为 1.32,属于超压范畴;而 BSOT、WNN 及 WFCS 井的岩心资料显示,垂向上多见近水平脉,脉体在岩心上呈透镜状或半透镜状(图 4a),内部均由钙芒硝构成,晶粒呈纤维状垂直缝壁生长.国外学者将具有类似特征的近水平脉称为“层理平行型纤维脉(bedding-parallel fibrous vein)”,别名包括“肉状夹石(beef)”和“叠锥(cone-in-cone)”(Cobbold and Rodrigues,2007;Rodrigues *et al.*,2009).这种近水平脉在低渗透岩石中较为常见,特别是富有机质的黑色页岩,内部矿物构成多为方解石、石膏或石英等

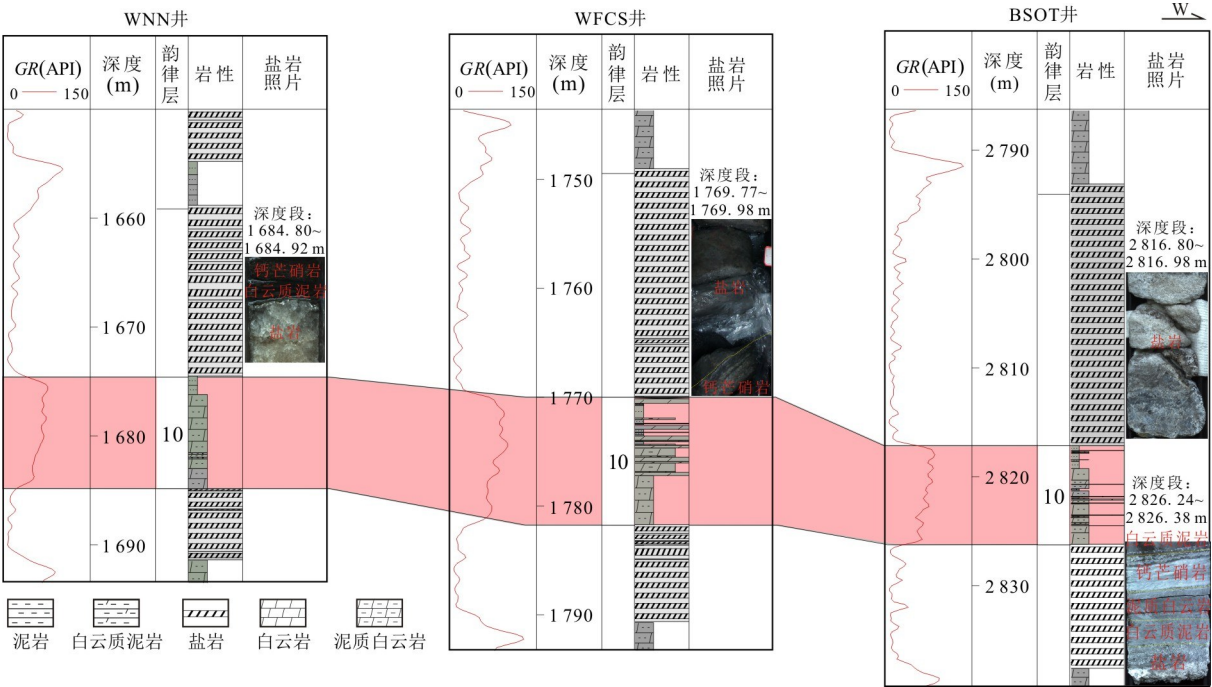


图 3 潜江凹陷王场背斜—蚌湖向斜南斜坡潜三段 10 号韵律层连井对比剖面及顶底盐层特征综合图

Fig.3 Correlation of 10th cyclotherm of the Qian3 Member in the Wangchang anticline-southern slope of Banghu syncline and the characteristics of the top and bottom salt layers

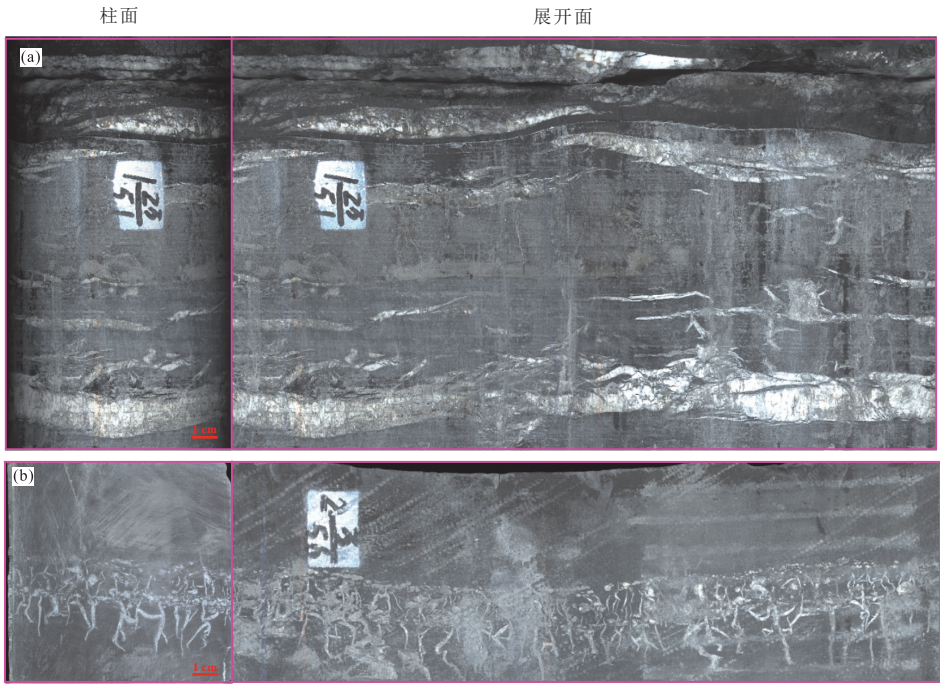


图 4 潜江凹陷潜江组潜三段 10 号韵律层中的近水平脉(a)及近垂直脉组(b)

Fig.4 Horizontal veins (a) and vertical vein group (b) of the 10th cyclotherm of the Qian3 Member in the Qianjiang Sag

(Cobbold and Rodrigues, 2007; Cobbold *et al.*, 2013),其成因被认为与具有极低渗透率的源岩在干酪根成烃过程中诱发的流体超压密切相关(Rodrigues *et al.*, 2009).

潜三段 10 号韵律层中存在超压的可能使顶底盐岩层发生过水力破裂,造成了油气的泄漏;但是,顶底盐岩的岩石学特征、内部脉体的充填矿物种类以及生物标志化合物特征均指示这种可能性并不大.阿曼盐盆地南部寒武纪的 Ara 界地层中出现的“黑色盐岩(black salt)”是一个典型的超压致使油气泄漏进入盐岩层的案例(Schoenherr *et al.*, 2007; Warren, 2017),盐岩因油气的侵入及浸染而变为黑色,由此得名“黑色盐岩(black salt)”.潜三段 10 号韵律层顶底盐层中并未出现这类“黑色盐岩”(图 3).此外,除了近水平脉,韵律层中亦多见一类近垂直脉,其岩心垂向延伸长度介于 1~17 cm,常成组产出(图 4b).近垂直脉的成因机理目前尚未明确,但与近水平脉相似的是其构成矿物同样为钙芒硝,亦即潜三段 10 号韵律层中产生的裂缝中仅存在钙芒硝充填.盐岩的塑性强于泥页岩,若在超压作用下顶底部盐岩层发生了水力破裂,有理由认为层内泥页岩在此条件下亦发生了破裂并与顶底的盐岩层形成了沟通,后期压力释放并达到平衡后页岩内部的破裂空间应存在石盐矿物充填的残留痕迹,但潜三段 10 号韵律层中仅见钙芒硝充填的现象可能指示裂

缝只与钙芒硝层发生了沟通,而并未抵达盐岩层.与之类似地,前述生物标志化合物 C_{29} 甾烷-20S/(20S+20R)和 C_{29} 甾烷- $\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ 的差异表明盐间层中的油气并未在超压存在的情况下进入底部盐岩中的薄层灰质泥岩之中,亦即超压的存在并未破坏盐层的封闭性.

3.4 独特的生烃、储集及保存嵌合关系

潜三段 10 号韵律层的生烃、储集及保存条件均具有其独特性,而三者之间的嵌合促成了韵律层中页岩油的富集.

优良干酪根(I-II₁型)在潜三段 10 号韵律层中的普遍存在保证了层内足够的生烃潜能,成为页岩油能够富集的基础条件.各类岩性所呈现的高孔隙度促使潜三段 10 号韵律层原地生成及运移的烃类具有足够的空间被容纳及储集,从而成为页岩油达到富集状态的必要条件.值得一提的是,测试获取的孔隙度反映了盐间层岩石基质具有高孔隙性,与天然裂缝所提供的孔隙度并无关联.蒋恕等(2017)提到天然裂缝在 Bakken 组中对页岩油的储集及生产具有重要作用.潜三段 10 号韵律层中可见天然裂缝的产出,但为钙芒硝完全充填的状态使之不具备储集意义,若后期经改造沟通后或能产生一定的生产意义.

厚度适中及平面分布稳定的顶、底部盐岩使得潜三段 10 号韵律层具有致密、裂缝及混合三类经典

页岩油系统所不具备的保存条件,从而成为页岩油维持富集状态的关键条件。顶、底盐岩层在潜三段10号韵律层的地质演化过程中持续维持的完整性则为油气顺层运移、高孔介质中油气的留存提供了必要的保障。

李志明等(2018)依据湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟实验提出: $R_o < 0.68\%$ 时,油首先吸附于有机质之中;在 $0.68 \leq R_o < 1.30\%$ 时,产油量达到有机质吸附量上限后开始入侵岩石基质中的孔隙及微裂缝;而在 $R_o \geq 0.84\%$ 时油滞留达到饱和,可以大量排出。依据上述演化规律,在韵律层具备优越的保存及储集条件的情况下,对于构造高部位(王场背斜),已获得的工业油流证实了该区10号韵律层中页岩油的富集,同层深部运移供烃及原地生烃滞留的双因素为富集主要因素,而前者在韵律层埋深较浅且热演化程度相对较低的情况下影响可能更为重要。构造高部位岩石孔隙性最优,但同时也表明相同体积条件下岩石内部的原地干酪根含量可能低于构造部位同体积岩石内的原地干酪根含量,因此10号韵律层在构造高部位热演化阶段生成的油量可能仅保证了原地干酪根所能吸附的最大油量,运移油则在滞留油有限的基础上进一步发生充注并完成富集;这一点与三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组(柳波等,2012)及松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段中页岩油的富集(柳波等,2018)存在明显差异,而与Williston盆地Bakken组中的页岩油具有一定相似性。前两例中页岩内原油的富集更多地依赖于较弱的初次运移及大量的原地滞留,而后一例中Parshall区原油与Bakken上段页岩中生物标志化合物的差异暗示着位于成熟区Bakken页岩生成的原油向Parshall油田发生了运移(Jarvie, 2012)。对于构造低部位(蚌湖向斜南斜坡及更深部),10号韵律层的TOC、 S_1 及OSI指标在蚌湖向斜南斜坡与王场背斜展示的生烃潜能相当,暗示着页岩油的富集。随着埋深的增加,韵律层内岩石孔隙性的降低促使单位体积内赋存更多的原地干酪根,热演化阶段的提升在增加单位体积岩石内原地干酪根生油量的同时可带来更多的滞留油量;但层内运移油量则可能因构造位置的变化逐步降低,此时原油的大量聚集则可能更多地依赖于原地生烃滞留因素,10号韵律层中 S_2 值在该区整体较王场背斜低则在一定程度上说明了运移因素的弱化。对于王场背斜及蚌湖向斜南斜坡间的过渡带,同层深部运移及原地滞留之间此消彼长的过程则可能为韵律层内页岩油富集的

主要因素。

4 结论

潜江凹陷的王场背斜及蚌湖向斜南斜坡内的潜三段10号韵律层中均赋存优质的干酪根,所展现的良好生烃能力为页岩油的富集提供了基础条件。韵律层内普遍具有中—高级别孔隙度,呈现出的充足储集能力为页岩油达到富集状态提供了必要条件。韵律层顶底厚层及分布稳定的盐岩在沉积—埋藏期均保持了其完整性,所表现出的优越封存能力为页岩油保持富集状态提供了关键支撑。在储集及封存能力独特及优越情况下,对于构造高部位,韵律层内页岩油的富集与深部运移供烃密切相关,原地生烃滞留亦存在一定的影响;对于构造低部位,原地生烃滞留因素更为重要。

致谢:梁文华及贺钦工程师在经典文献及图件收集中给予了大量帮助,匿名审稿人为本文的改进提出了大量有益的建议,此处一并表示感谢。

References

- Angulo, S., Buatois, L., 2011. Petrophysical Characterization of Sedimentary Facies from the Upper Devonian-Lower Mississippian Bakken Formation in the Williston Basin, South-eastern Saskatchewan. In: Summary of Investigations 2011. Saskatchewan Geological Survey, Saskatchewan Ministry of Energy and Resources, Saskatchewan, 1—16.
- Cao, Q. Y., 1985. Identification of Microcomponents and Types of Kerogen under Transmitted Light. *Petroleum Exploration and Development*, 12(5): 14—23, 81—88 (in Chinese with English abstract).
- Cobbold, P. R., Rodrigues, N., 2007. Seepage Forces, Important Factors in the Formation of Horizontal Hydraulic Fractures and Bedding-Parallel Fibrous Veins ('Beef' and 'Cone-in-Cone'). *Geofluids*, 7(3): 313—322. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2007.00183.x>
- Cobbold, P. R., Zanella, A., Rodrigues, N., et al., 2013. Bedding-Parallel Fibrous Veins (Beef and Cone-in-Cone): Worldwide Occurrence and Possible Significance in Terms of Fluid Overpressure, Hydrocarbon Generation and Mineralization. *Marine and Petroleum Geology*, 43: 1—20. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.01.010>
- Downey, M. W., 1984. Evaluating Seals for Hydrocarbon Accumulations. *AAPG Bulletin*, 68(11): 1752—1763.
- Fang, Z. X., Chen, K. Y., Chen, F. L., et al., 2006. The Filling

- Models of Jiangnan Salt Lake Basin. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Hou, Y. G., Wang, F. R., He, S., et al., 2017. Properties and Shale Oil Potential of Saline Lacustrine Shales in the Qianjiang Depression, Jiangnan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 86: 1173—1190. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2017.07.008>
- Jarvie, D. M., 2012. Shale Resource Systems for Oil and Gas; Part 2: Shale-Oil Resource Systems. In: Breyer, J., ed., Shale Reservoirs—Giant Resources for the 21st. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- Jiang, S., Tang, X. L., Osborne, S., et al., 2017. Enrichment Factors and Current Misunderstanding of Shale Oil and Gas; Case Study of Shales in U.S., Argentina and China. *Earth Science*, 42(7): 1083—1091 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.087>
- King, R. R., Smith, T. R., Jarvie, D., et al., 2015. Addressing the Caveats of Source Rock Pyrolysis in the Unconventional World; Modified Methods and Interpretative Ideas. In: Unconventional Resources Technology Conference, Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio.
- Lewis, S., Holness, M., 1996. Equilibrium Halite-H₂O Dihedral Angles; High Rock-Salt Permeability in the Shallow Crust? *Geology*, 24(5): 431—434. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1996\)024<0431:ehhoda>2.3.co;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1996)024<0431:ehhoda>2.3.co;2)
- Li, M. W., Chen, Z. H., Cao, T. T., et al., 2018. Expelled Oils and Their Impacts on Rock-Eval Data Interpretation, Eocene Qianjiang Formation in Jiangnan Basin, China. *International Journal of Coal Geology*, 191: 37—48. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.03.001>
- Li, Z. M., Zheng, L. J., Jiang, Q. G., et al., 2018. Simulation of Hydrocarbon Generation and Expulsion for Lacustrine Organic-Rich Argillaceous Dolomite and Its Implications for Shale Oil Exploration. *Earth Science*, 43(2): 566—576 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.024>
- Liu, B., Chi, Y. A., Huang, Z. L., et al., 2013. Migration Mechanism of the Permian Hydrocarbon and Shale Oil Accumulation in Malang Sag, the Santanghu Basin. *Oil & Gas Geology*, 34(6): 725—730 (in Chinese with English abstract).
- Liu, B., Lü, Y. F., Zhao, R., et al., 2012. Formation Overpressure and Shale Oil Enrichment in the Shale System of Lucaogou Formation, Malang Sag, Santanghu Basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 39(6): 699—705 (in Chinese with English abstract).
- Liu, B., Shi, J. X., Fu, X. F., et al., 2018. Petrological Characteristics and Shale Oil Enrichment of Lacustrine Fine-Grained Sedimentary System; A Case Study of Organic-Rich Shale in First Member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China. *Petroleum Exploration and Development*, 45(5): 828—838 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Z., Shao, X. J., Jin, B., et al., 2007. Co-Effect of Depth and Burial Time on the Evolution of Porosity for Classic Rocks during the Stage of Compaction. *Geoscience*, 21(1): 125—132 (in Chinese with English abstract).
- Magara, K., 1980. Comparison of Porosity-Depth Relationships of Shale and Sandstone. *Journal of Petroleum Geology*, 3(2): 175—185. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1980.tb00981.x>
- Peach, C. J., Spiers, C. J., 1996. Influence of Crystal Plastic Deformation on Dilatancy and Permeability Development in Synthetic Salt Rock. *Tectonophysics*, 256(1—4): 101—128. [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(95\)00170-0](https://doi.org/10.1016/0040-1951(95)00170-0)
- Peters, K. E., Cassa, M. R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In: Magoon, L. B., Dow, W. G., eds., The Petroleum System—From Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- Pitman, J. K., Price, L. C., Lefever, J. A., 2001. Diagenesis and Fracture Development in the Bakken Formation, Williston Basin; Implications for Reservoir Quality in the Middle Member. In: U.S. Geological Survey Professional Paper, U.S. Department of the Interior & U.S. Geological Survey, Denver.
- Rafatian, N., Capsan, J., 2015. Petrophysical Characterization of the Pore Space in Permian Wolfcamp Rocks. *Petrophysics*, 56(1): 45—57.
- Rodrigues, N., Cobbold, P. R., Loseth, H., et al., 2009. Widespread Bedding-Parallel Veins of Fibrous Calcite ('Beef') in a Mature Source Rock (Vaca Muerta Fm., Neuquén Basin, Argentina); Evidence for Overpressure and Horizontal Compression. *Journal of the Geological Society*, 166(4): 695—709. <https://doi.org/10.1144/0016-76492008-111>
- Schoenherr, J., Urai, J. L., Kukla, P. A., et al., 2007. Limits to the Sealing Capacity of Rock Salt: A Case Study of the Infra-Cambrian Ara Salt from the South Oman Salt Basin. *AAPG Bulletin*, 91(11): 1541—1557. <https://doi.org/10.1306/06200706122>
- Sondhi, N., 2011. Petrophysical Characterization of Eagle Ford Shale (Dissertation). University of Oklahoma, Norman.
- Wang, D. F., Wang, S. Z., 1998. Geology of Saline Lacustrine Facies Oilfield. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Wang, F. R., He, S., Zheng, Y. H., et al., 2016. Mineral Com-

- position and Brittleness Characteristics of the Inter-Salt Shale Oil Reservoirs in the Qianjiang Formation, Qianjiang Sag. *Petroleum Geology & Experiment*, 38(2): 211—218 (in Chinese with English abstract).
- Wang, G. L., Yang, Y. Q., Zhang, Y. S., et al., 2004. Sedimentary Microfacies and Evolution of the Qianjiang Formation of Paleogene at Wangchang Area in Qianjiang Sag, Jiangnan Basin. *Journal of Palaeogeography*, 6(2): 140—150 (in Chinese with English abstract).
- Wang, M., Chen, X., Yan, Y. X., et al., 2013. Geological Characteristics and Evaluation of Continental Shale Oil in Biyang Sag of Nanxiang Basin. *Journal of Palaeogeography*, 15(5): 663—671 (in Chinese with English abstract).
- Wang, Z. X., Zheng, Y. H., Chen, F. L., et al., 2018. Biomarker Geochemistry of Eq34-10 Cyclothem Shale in Qianjiang Depression of the Jiangnan Salt Lake Facies Basin. *Petroleum Science and Technology*, 36(2): 148—153. <https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1411947>
- Warren, J. K., 2016. *Evaporite*. Springer Verlag Berlin.
- Warren, J. K., 2017. Salt Usually Seals, but sometimes Leaks; Implications for Mine and Cavern Stabilities in the Short and Long Term. *Earth-Science Reviews*, 165: 302—341. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2016.11.008>
- Wu, S. Q., Tang, X. S., Du, X. J., et al., 2013. Geologic Characteristics of Continental Shale Oil in the Qianjiang Depression, Jiangnan Salt Lake Basin. *Journal of East China Institute of Technology (Natural Science)*, 36(3): 282—286 (in Chinese with English abstract).
- Xiong, Z. Y., Wu, S. Q., Wang, Y., et al., 2015. Geological Characteristics and Practice for Intersalt Argillaceous Dolomites Reservoir in the Qianjiang Depression of Jiangnan Salt Lake Basin. *Geological Science and Technology Information*, 34(2): 181—187 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, L. L., Lu, Z. Y., Wang, J., et al., 2016. Microscopic Pore Structure of Shale Oil Reservoirs in the Lower 3rd Member of Shahejie Formation in Zhanhua Sag, Bohai Bay Basin. *Oil & Gas Geology*, 37(1): 80—86 (in Chinese with English abstract).
- Zhang, S., Chen, S. Y., Yan, J. H., et al., 2015. Characteristics of Shale Lithofacies and Reservoir Space in the 3rd and 4th Members of Shahejie Formation, the West of Dongying Sag. *Natural Gas Geoscience*, 26(2): 320—332 (in Chinese with English abstract).
- ### 附中文参考文献
- 曹庆英, 1985. 透射光下干酪根显微组分鉴定及类型划分. 石油勘探与开发, 12(5): 14—23, 81—88.
- 方志雄, 陈开远, 陈凤玲, 等, 2006. 江汉盆地盐湖沉积充填模式. 北京: 石油工业出版社.
- 蒋恕, 唐相路, Osborne Steve, 等, 2017. 页岩油气富集的主控因素及误辩: 以美国、阿根廷和中国典型页岩为例. 地球科学, 42(7): 1083—1091. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.087>
- 李志明, 郑伦举, 蒋启贵, 等, 2018. 湖相富有机质泥质白云岩生排烃模拟及其对页岩油勘探的启示. 地球科学, 43(2): 566—576. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2018.024>
- 柳波, 迟亚奥, 黄志龙, 等, 2013. 三塘湖盆地马朗凹陷二叠系油气运移机制与页岩油富集规律. 石油与天然气地质, 34(6): 725—730.
- 柳波, 吕延防, 赵荣, 等, 2012. 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. 石油勘探与开发, 39(6): 699—705.
- 柳波, 石佳欣, 付晓飞, 等, 2018. 陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件——以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例. 石油勘探与开发, 45(5): 828—838.
- 刘震, 邵新军, 金博, 等, 2007. 压实过程中埋深和时间对碎屑岩孔隙度演化的共同影响. 现代地质, 21(1): 125—132.
- 王典敷, 汪仕忠, 1998. 盐湖油田地质. 北京: 石油工业出版社.
- 王芙蓉, 何生, 郑有恒, 等, 2016. 江汉盆地潜江凹陷潜江组盐间页岩油储层矿物组成与脆性特征研究. 石油实验地质, 38(2): 211—218.
- 王国力, 杨玉卿, 张永生, 等, 2004. 江汉盆地潜江凹陷王场地区古近系潜江组沉积微相及其演变. 古地理学报, 6(2): 140—150.
- 王敏, 陈祥, 严永新, 等, 2013. 南襄盆地泌阳凹陷陆相页岩油地质特征与评价. 古地理学报, 15(5): 663—671.
- 吴世强, 唐小山, 杜小娟, 等, 2013. 江汉盆地潜江凹陷陆相页岩油地质特征. 东华理工大学学报(自然科学版), 36(3): 282—286.
- 熊智勇, 吴世强, 王洋, 等, 2015. 江汉盐湖盆地盐间泥质白云岩油藏地质特征与实践. 地质科技情报, 34(2): 181—187.
- 张磊磊, 陆正元, 王军, 等, 2016. 渤海湾盆地沾化凹陷沙三下亚段页岩油层段微观孔隙结构. 石油与天然气地质, 37(1): 80—86.
- 张顺, 陈世悦, 鄢继华, 等, 2015. 东营凹陷西部沙三下亚段—沙四上亚段泥页岩岩相及储层特征. 天然气地球科学, 26(2): 320—332.