

江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组 盐间页岩油资源评价与甜点区预测

王韶华¹, 聂惠¹, 马胜钟¹, 丁一¹, 李浩², 梁文华¹

1. 中国石化江汉油田分公司勘探开发研究院, 武汉 430223;

2. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 江苏无锡 214126

摘要: 中国陆相盆地页岩油资源丰富, 页岩油作为国家油气资源接替的新阵地, 加强陆相盐湖盆地盐间页岩油资源潜力评价, 可为中国东部陆相盆地页岩油勘探提供重要依据。为此, 以江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组盐间页岩油为例, 突出烃源层系页岩油资源潜力评价的有效性与创新性, 优选出以TSM盆地模拟法为主, 辅以体积法、热解参数法及资源丰度类比法的页岩油资源评价方法, 进一步明确了页岩油资源潜力及有利分布区。潜江凹陷潜江组盐间页岩油资源主要分布在13个单韵律层、1个复韵律层, 预测地质资源量 8×10^8 t、技术可采资源量 1.26×10^8 t, 其中潜 3^4-10 韵律层资源量最大; 平面上, 预测潜江凹陷中北部是潜江组页岩油勘探有利区, 其中, I类地质资源量 2.43×10^8 t、技术可采资源量 0.38×10^8 t, II类地质资源量 5.57×10^8 t、技术可采资源量 0.88×10^8 t。

关键词: 页岩油; 资源评价; 盐间; 潜江组; 潜江凹陷; 江汉盆地

中图分类号: TE155

文献标识码: A

Resource evaluation and sweet-spot prediction of inter-salt shale oil of Paleogene Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jianghan Basin

WANG Shaohua¹, NIE Hui¹, MA Shengzhong¹, DING Yi¹, LI Hao², LIANG Wenhua¹

1. Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC Jianghan Oilfield Branch Company, Wuhan, Hubei 430223, China;

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214126, China

Abstract: Shale oil resources are rich in China's continental basins, and is a new reliever of petroliferous resource in China. It is of great practical significance for shale oil exploration in continental basins in eastern China to strengthen the study on the evaluation of shale oil resource potential in continental salty lake basins. For this reason, the inter-salt shale oil of Paleogene Qianjiang Formation in Qianjiang Sag of Jianghan Salt Lake Basin was employed as an example. This paper highlights the effectiveness and innovation of resource evaluation, and optimizes the shale oil resource evaluation method based on TSM basin modelling method, supplemented by volume method and pyrolytical method and resource abundance analogy method, so as to further clarify the resource potential and favorable area distribution of shale oil. The inter-salt shale oil resources of the Qianjiang Formation in the Qianjiang Sag are mainly distributed in 13 single rhythm layers and 1 complex rhythm layer, with the predicted geological resources of 800 million tons and recoverable resources of 126 million tons, of which the E_7^4-10 rhythm resource is the largest. Horizontally, it is predicted that the central and northern part of Qianjiang Sag is a favorable exploration area for shale oil in the Qianjiang Formation, in which the geological resources of sweet-spot area are 243 million tons and the recoverable resources are 38 million tons, the geological resources of favorable area are 557 million tons and the recoverable resources are 88 million tons.

Key words: shale oil; resource evaluation; inter-salt; Qianjiang Formation; Qianjiang Sag; Jianghan Basin

北美页岩油的成功开发和规模上产已对石油能源产生了划时代的影响^[1-3]。中国陆相盆地发育多套富有机质页岩, 蕴藏着丰富的页岩油资源^[4-6]。江汉盆地为我国典型内陆盐湖盆地, 面积

3.6×10^4 km²。潜江凹陷位于江汉盆地中部, 面积 0.25×10^4 km², 北部以潜北控凹断层为界, 分别与荆门、汉水凹陷、乐乡关及永隆河隆起相邻; 南与通海口凸起相邻; 东西两侧分别与龙赛湖、岳口低凸

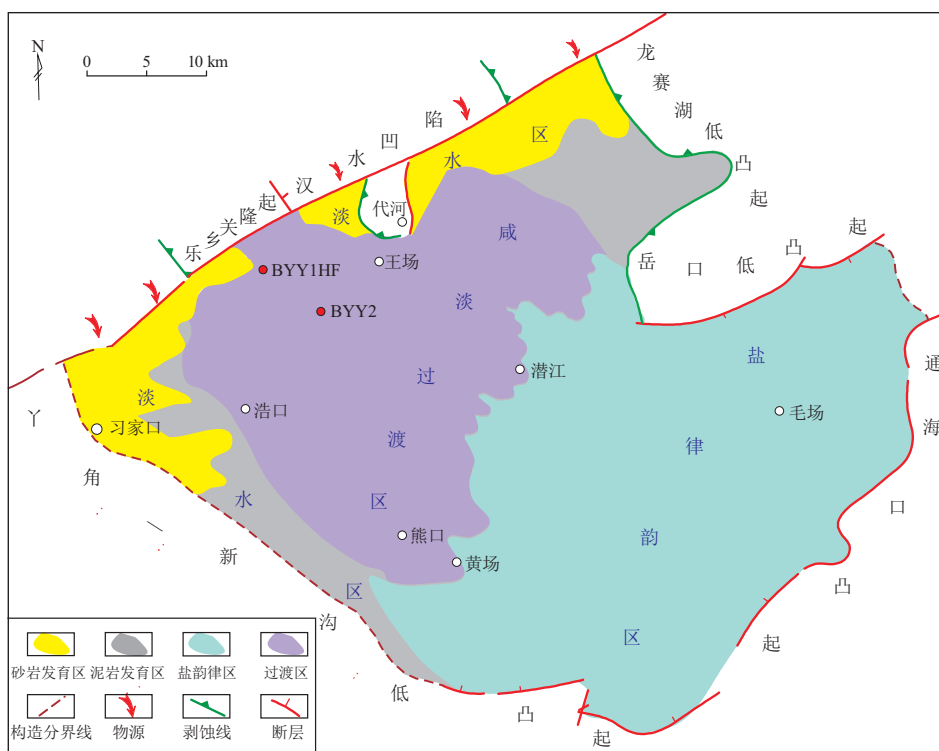


图 1 江汉盆地潜江凹陷区域构造和岩相分区

Fig.1 Tectonic locations and lithofacies types of Qianjiang Sag, Jianghan Basin

起和丫角—新沟低凸起呈斜坡过渡(图 1)。潜江凹陷古近系潜江组从上至下划分为潜一段(E_q^1)、潜二段(E_q^2)、潜三段(E_q^3)和潜四段(E_q^4),共有 193 个含盐韵律层,单韵律层厚度一般 5~20 m,最厚达 38 m,盐间页岩油发育在潜江组成熟的多个含盐韵律层中,分布面积占凹陷面积的 70%,呈薄层状叠置分布。潜江组盐间页岩油油气显示丰富,具有较好的产油能力^[7-10]。截至 2020 年底,共有盐间页岩油显示井 128 口,其中自喷井 32 口,井涌、井溢井 19 口,投入试采井 39 口。因此,进一步深化陆相盐湖盆地页岩油资源潜力评价研究,对指导下一步页岩油勘探开发具有重要的参考依据。

1 地质概况

潜江凹陷潜江组沉积时期,只有北部单向水系进入,呈半封闭—封闭沉积环境,具北部单向多物源的特点,由此制约了潜江凹陷潜江组砂岩分布格局,砂岩自北而南减薄,砂体延伸至凹陷中南部全部尖灭;气候较湿润时,物源较充分,形成“半盆砂”,气候干旱时,砂体仅在潜北断层前缘分布,延伸距离较短,凹陷内基本为盐岩沉积。独特的陆相盐湖盆地沉积背景,形成碎屑岩和化学岩 2 大沉积体系,呈现出“满盆泥、满盆盐、半盆砂”的沉积特征,由于古气

候干湿频繁交替,造成砂岩、盐岩尖灭线错综复杂。潜江组这种沉积特征造成了上下盐岩封隔,在烃源岩区砂岩储层欠发育,油气排烃不畅,大量油气滞留在泥、页岩系统中,形成了非常丰富的页岩油资源^[11-17]。潜江凹陷潜江组发育 2 种类型页岩油:一是“单韵律型”页岩油,上、下盐岩封隔形成封闭体系,由 1 个Ⅲ级韵律组成,优质烃源岩以云质页岩、泥质白云岩为主,主要分布在盐岩尖灭线以南;二是“复韵律型”页岩油,上、下盐岩封隔形成封闭体系,由 2 个以上Ⅲ级韵律组成,优质烃源岩以致密砂岩、碳酸盐岩为骨架的泥页岩为主,主要分布在渗透性砂岩尖灭线与盐岩尖灭线之间。

潜江组页岩油主要蕴藏在单韵律层盐间,盐间是指夹于两套盐层之间的地层,为机械沉积、化学沉积(化学反应沉淀、水体浓缩沉淀)2 种过程复合沉积产物,地层岩性复杂,是由多种岩性混合而成。典型井 BYY1 井等单井岩相分析,潜 3^4 -10 韵律层(E_q^4 -10)主要发育富碳纹层状泥质白云岩、富碳纹层状灰质泥岩、富碳纹层状云质泥岩、钙芒硝充填富碳纹层状云质泥岩 4 种岩性(图 2)。

潜江组盐间页岩层有机质属于陆相生油母质,有机碳含量(TOC)一般大于 1.50%,因盐间层中存在一些具有较高 TOC 的藻类薄层页岩及泥页岩,TOC 部分可达 4.65%;有机质类型以 I 型和 II 型

层位	深度/m	组分含量/%				小层划分	岩相	$\omega(\text{TOC})/\%$			孔隙度/%			$S_1/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$		$S_1/\omega(\text{TOC})\times 100/(\text{mg}\cdot\text{g}^{-1})$					
		碳酸盐	盐		其他			0.1	1	3	0	6	15	0.1	1	10	0.1	1000			
			黏土	长英质															方解石	白云石	
		20	40	60	80																
	3 124						盐岩														
	3 125						盐岩														
Eq ₃ ⁴ -10 韵律层	3 126	钙芒硝充填纹层状泥质云岩				5	钙芒硝充填纹层状泥质云岩														
	3 127	纹层状泥质云岩				4	纹层状泥质云岩														
	3 128	纹层状泥质云岩																			
	3 129	纹层状泥质云岩																			
	3 130	纹层状泥质云岩																			
	3 131	纹层状灰质泥岩				3	纹层状灰质泥岩														
	3 132	纹层状泥质云岩				2	纹层状泥质云岩 夹钙芒硝条带														
	3 133	纹层状泥质云岩																			
	3 134	纹层状泥质云岩																			
	3 135	钙芒硝充填纹层状云质泥岩				1	钙芒硝充填纹层状云质泥岩														
	3 136						盐岩														
	3 137						盐岩														
	3 138						盐岩														

图 2 江汉盆地潜江凹陷 BYY1 井古近系潜江组 Eq₃⁴-10 韵律层特征

Fig.2 Characteristics of Eq₃⁴-10 rhythm of Qianjiang Formation in well BYY1, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

为主;氯仿沥青“A”含量普遍大于 0.2%,在周矶、王场等地区氯仿沥青“A”含量高达 0.3%以上;烃含量在 0.05%以上,其中蚌湖和周矶洼陷烃含量可达 0.21%以上。纵向上,潜三段、潜四段为成熟烃源岩层,有机质成熟度均大于 0.7%。

潜江组盐间页岩储层孔隙度 4.6%~14.9%,平均 9.5%;渗透率(0.3~11.5)×10⁻³ μm²,平均 1.2×10⁻³ μm²;储集空间类型为原生孔隙(白云石晶间孔、钙芒硝晶间孔)、次生孔隙(次生晶间孔、次生晶间溶孔、洞、缝)两大类。典型井 BX7 井潜 3⁴-10 韵律层中值孔喉半径在 0.004 2~0.010 1 μm 之间,排驱压力在 31.32~54.07 MPa 之间,中值压力在 74.17~179.48 MPa 之间。储层总体为中低孔—特低渗储层。不同岩相的物性分析表明,富碳纹层状灰质泥岩相孔隙度平均值为 7.05%;含碳块状云—灰质泥岩相孔隙度平均值为 4.86%,渗透率平均值为 0.57×10⁻³ μm²;含碳钙芒硝充填块状云质泥岩相孔隙度平均值为 5.89%,渗透率为 0.26×10⁻³ μm²,以富碳纹层状灰质泥岩相储集条件最好。纹层中的 4 种主要岩相以富碳泥质白云岩相孔隙度平均值最高,为 8.25%,储集条件表现为最优。

BX7 井 Eq₃⁴-10 韵律页岩油层含油性分析表明, S₁₋₁ 平均值为 0.76 mg/g,油饱和度指数 [S₁/ω(TOC)×100]平均值为 239 mg/g。针对不同岩相的 S₁、S₁₋₁、S₁/ω(TOC)×100 进行统计,其中富碳纹层状灰质泥岩相 S₁ 平均值为 4.86 mg/g,

S₁₋₁ 平均值为 1.06 mg/g, S₁/ω(TOC)×100 平均值为 195.56 mg/g;含碳块状云—灰质泥岩相 S₁ 平均值为 4.32 mg/g, S₁₋₁ 平均值为 4.32 mg/g, S₁/ω(TOC)×100 平均值为 248.05 mg/g;含碳钙芒硝充填块状云质泥岩相 S₁ 平均值为 3.55 mg/g, S₁₋₁ 平均值为 0.5 mg/g, S₁/ω(TOC)×100 平均值为 303.11 mg/g。综合各项指标,其中富碳纹层状灰质泥岩相含油性最好,纹层中的 4 种主要岩相以富碳泥质白云岩相含油性最优, S₁ 平均值为 4.71 mg/g, S₁₋₁ 平均值为 1.09 mg/g。

2 页岩油资源评价方法选择

页岩油资源评价是基于页岩油形成机制和富集的地质条件,对地质单元中页岩油聚集数量和分布区进行的评价。通常采用静态法和动态法,其中静态法包括类比法,成因法和统计法。国外,尤其是北美地区页岩油勘探程度相对较高,最常用的方法包括类比法、统计法和动态法。类比法以美国 Exxon Mobil 公司 EUR 类比法、资源网格密度法为代表;统计法包括美国地质调查局的 FORSPAN 法、随机模拟法、发现过程法和油气资源空间分布预测法等;动态法主要包括美国 ARI 公司提出的单井(动态)储量估算法等。目前,我国陆相页岩油不同于海相页岩油,具有沉积相变快、页岩非均质性强的特点,在勘探程度较低、页岩油生产井数据较少情况下,通常采用类比法和成因法^[18]。类比法主要采用资源丰度类比法,成因法以热解参数法、体积法、氯仿沥青“A”法、含油饱和度法为代

表。随着我国陆相页岩油研究的不断深入, TSM 页岩油资源评价盆模法也取得了重大进展, 其优势不断得到体现。

江汉盆地潜江组盐间页岩油具有单层多而薄、岩性复杂、烃源好、储集优、富含油的特点, 其资源评价方法的选择强调多种方法的配套性、实用性、针对性和创新性, 选择与之相适应的有效评价方法组合系列。经综合分析, 其资源评价方法以 TSM 盆地模拟法为主, 辅以体积法、热解参数法及类比法。针对不同评价方法关键计算参数的选取与确定, 除采用经典模型参数及经验参数取值外, 还充分利用新测试手段、大量分析测试数据及钻井成果数据支撑, 力求合理、可信。资源量汇总采用特尔菲法, 是对不同方法估算出的同一评价区的页岩油气资源量, 根据可靠程度赋予不同的权重, 对所有方法的估算结果进行综合, 从而获得评价区资源量。

2.1 TSM 盆地模拟法

TSM 盆地模拟系统(V2.0)是由中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 针对中国含油气盆地发育特点与油气响应特征集成开发的具有自主知识产权的一套软件系统。在常规油气资源评价 TSM 盆地模拟的基础上, 紧密结合近几年我国陆相页岩油研究进展, 建立了基于 TSM 盆地模拟与泥岩孔隙演化机理的生排烃、滞留油与可动油分布预测的新方法。TSM 盆地模拟法是在一定地质作用和地质框架下进行, 它是基于陆相页岩非均质性特征和生排烃过程, 通过“三场”与“五史”模拟, 结合地层热压模拟、页岩可动油定量表征最新实验技术, 从生油量、滞留油量、游离油量和可动油量 4 个层次分级评价。

该方法中关键计算参数的确定: (1) 泥页岩有效厚度与面积, 从潜江凹陷 40 余口钻井统计新编制的潜江组不同韵律层泥页岩有效面积与有效厚度分布图中获得; (2) TOC 恢复系数及原始 TOC 分布预测, 热解法分析的 TOC, 不校正; 碳硫仪分析的 TOC, 因有烃类损失, 根据烃源岩有机质的母质类型、镜质体反射率(R_o)进行校正, 采用 I 型有机碳恢复图版恢复, 有机碳恢复系数 K 与 R_o 的动态演变关系式为 $K = 0.632e^{0.922R_o}$; (3) R_o 模拟及分布预测, 利用 30 余口单井实测 R_o 值编制主要韵律层 R_o 值平面分布图, 在单井模拟基础上应用相应热模拟参数, 进一步开展盆地三维热—成熟度史模拟; (4) 产烃率曲线图版, 采用潜江凹陷 W56-1 井潜江组盐间页岩油层的 I 型页岩有机质应用有限空

间法热模拟实验实测的产油率曲线, 其中, 最高峰油产率达 1 050 kg/t; (5) 总孔隙度分布预测, 应用不同成因泥页岩孔隙度恢复方法, 针对不同韵律层泥页岩总孔隙度演化史开展数值模拟预测; (6) 分散系数与等效埋深, 按同一韵律层内纵向上烃源岩 TOC 和 R_o 差别求取; (7) 含油饱和度, 参考中国东部凹陷泥页岩 TOC- R_o - S_o 模型^[19]; (8) 可动系数, 利用 6 口井 604 块样品多温阶测试数据计算获得, 确定游离油系数为 0.58~0.87, 平均值为 0.75, 可动系数为 0.09~0.35, 平均值为 0.23, 基于单井实测可动油含量与实测游离油含量线性关系, 预测可动油分布。

2.2 热解参数法

热解参数法属于成因法, 是页岩油资源评价特有的一种常用方法, 是由热解 S_1 、富有机质页岩面积、厚度, 估算页岩油地质资源量的方法。其计算公式为:

$$Q_{\text{油}} = AH\rho S_1 K / 100 \quad (1)$$

式中: $Q_{\text{油}}$ 为页岩油地质资源量, 10^4 t; A 为评价单元面积, km^2 ; H 为含油泥页岩段厚度, m; ρ 为含油泥页岩密度, g/m^3 ; S_1 为热解液态烃含量, mg/g ; K 为 S_1 校正系数。主要关键参数的确定: (1) 热解 S_1 值, 根据实测的 S_1 数据, 从新编制的潜江凹陷潜江组不同韵律层盐间泥页岩 S_1 等值线图中获得; (2) 热解 S_1 校正系数取值为 2; (3) 岩石密度由江汉盆地岩心实测结果获得, 不同韵律层岩石密度平均值为 $2.41 \sim 2.49 \text{ g}/\text{cm}^3$ 。

2.3 体积法

体积法是一种简单可靠的页岩油资源评价方法, 应用范围广。体积法页岩油地质资源量是由富有机质页岩面积、厚度、孔隙度、含油饱和度等参数估算获得。其计算公式为:

$$Q_{\text{油}} = 100AH\varphi S_o \rho_o / B_o \quad (2)$$

式中: φ 为页岩孔隙度, %; S_o 为含油饱和度, %; ρ_o 为原油密度, g/m^3 ; B_o 为原油体积系数。主要关键参数的确定: (1) 页岩厚度与面积, 从不同韵律层泥页岩有效面积与有效厚度分布图中获得; (2) 页岩孔隙度、原油密度, 采用实测值, 不同韵律层页岩孔隙度平均值为 6.7%~12.3%, 不同韵律层原油密度平均值为 $0.84 \sim 0.87 \text{ g}/\text{cm}^3$; (3) 含油饱和度, 利用钻遇本区盐间页岩油层的 3 口井实测含油饱和度数据综合分析获得, 含油饱和度赋值均为 52.5%。

2.4 资源丰度类比法

资源丰度类比法包括面积丰度类比法、体积丰度类比法,是勘探开发程度较低地区常用的方法,也是一种简单快速的评价方法。本次采用体积资源丰度类比法。简要过程如下:首先确定评价区页岩系统展布面积、有效页岩厚度;其次根据评价区页岩油层关键地质评价因素,与已知类比区(或刻度区)页岩油对比,按地质条件相似程度,估算评价区资源丰度,最终估算评价区页岩油资源量。其中,已知类比区(或刻度区)体积资源丰度是主要关键计算参数,通过解剖刻度区获得。根据刻度区须具备勘探程度高、地质规律认识高、资源可信程度高或对油气资源预测的把握性高等“三高”条件的要求,结合区内页岩油形成的地质条件和地质评价结果,选取并建立了潜江凹陷王场北断块潜江组潜 3^4 -10 韵律页岩油层刻度区。该刻度区构造上位于潜江凹陷中北部王场背斜带,面积 15.7 km²,页岩油层厚度 10.5 m。经解剖评价,计算潜 3^4 10 韵律页岩油层地质资源体积丰度期望值为 1 708.28×10⁴ t/km³,技术可采资源体积丰度期望值为 392.90×10⁴ t/km³。

3 资源潜力评价与甜点区预测

3.1 页岩油资源潜力评价

潜江凹陷潜江组盐间页岩油纵向分布层段多,资源规模差异明显,结合勘探生产现状,拟定了起算标准:(1)盐间韵律层泥页岩段厚度大于 5 m;(2)计算时采用有效(处于生油阶段且有可能形成页岩油的)厚度进行赋值计算, $\omega(\text{TOC}) \geq 1\%$, R_o

在 0.7%~1.3%;(3)有利含油泥页岩连续分布的面积大于 30 km²;(4)根据盐间页岩油韵律层发育规模、有机质丰度、类型、成熟度及含油性等地质条件,评价其供烃能力并分类,综合供烃系数须达中等以上;(5)主体埋深 4 500 m 以浅,无规模性通天断裂破碎带,不受地层水淋滤影响等。

对潜江凹陷潜江组纵向上厚度大于 5 m 的 88 个页岩油主要韵律层,经优选评价确定符合起算标准层的共计有 14 个韵律层(表 1)。其中,单韵律层 13 个:Eq₃^{3F}-5、Eq₃^{3F}-6、Eq₃^{3F}-7、Eq₃^{3F}-8、Eq₃⁴-10、Eq₄^F-2、Eq₄^F-6、Eq₄^F-15、Eq₄^F-26、Eq₄^F-27、Eq₄^F-28、Eq₄^F-32、Eq₄^F-33;复韵律层 1 个:Eq₄^F-(4-34)。以 Eq₃⁴-10 单韵律层地质资源量计算为例,利用特尔菲加权法对上述 4 种方法计算结果进行综合取值,其地质资源量为 1.85×10⁸ t(表 2)。其中,TSM 盆地模拟法技术应用成熟,且关键参数如产烃率曲线、游离油系数均根据本地区样品模拟及实测统计分析取得,计算地质资源量为 1.91×10⁸ t,最接近综合结果,因而权重系数占比高,取值 0.4;热解参数法计算原理相对可靠,且区内实测资料丰富,权重系数占比次之,取值 0.3;而体积法原理简单实用,评价结果偏大,权重系数取值 0.2;体积丰度类比法由与实际刻度区地质类比求得,评价结果偏小,权重系数取值 0.1。经测算,潜江凹陷潜江组页岩油地质资源量为 8×10⁸ t,可采资源量为 1.26×10⁸ t。主要分布在 Eq₃⁴-10 单韵律层(图 3),地质资源量为 1.85×10⁸ t、可采资源量为 0.29×10⁸ t;其次为潜江凹陷 Eq₄^F-(4-34)复

表 1 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组页岩油层特征参数
Table 1 Characteristic parameters of shale oil in Paleogene
Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

韵律层段	页岩分布 面积/km ²	有效层厚度/m			页岩密度/(g·cm ⁻³)		总有机碳 含量/%	平均孔隙度/%		热解参数 S ₁ / (mg·g ⁻¹)
		最小	最大	平均	最小	最大		最小	最大	
Eq ₃ ^{3F} -5	702.3	5	6.0	5.4	2.3	2.4	2.86	6.5	12.3	6.7
Eq ₃ ^{3F} -6	702.3	5	7.0	5.9	2.3	2.4	2.86	6.5	12.3	5.3
Eq ₃ ^{3F} -7	702.3	5	6.0	5.4	2.3	2.4	2.86	6.5	12.3	6.5
Eq ₃ ^{3F} -8	322.4	5	6.7	5.7	2.3	2.4	2.43	6.5	12.3	6.1
Eq ₃ ⁴ -10	702.3	7	10.5	8.6	2.3	2.4	2.86	7.0	14.0	8.9
Eq ₄ ^F -2	381.3	6	12.6	9.1	2.5	2.6	1.54	5.1	9.6	4.6
Eq ₄ ^F -6	381.3	5	7.6	6.2	2.5	2.6	2.29	4.9	8.9	5.7
Eq ₄ ^F -15	381.3	5	8.0	6.4	2.5	2.6	2.18	4.5	8.0	4.7
Eq ₄ ^F -26	381.3	5	10.1	7.4	2.5	2.6	2.18	4.5	8.0	5.1
Eq ₄ ^F -27	381.3	5	7.9	6.3	2.5	2.6	2.18	4.5	8.0	5.1
Eq ₄ ^F -28	381.3	5	7.7	6.2	2.5	2.6	1.87	3.5	6.7	5.1
Eq ₄ ^F -32	381.3	5	7.8	6.3	2.5	2.6	1.74	4.5	8.1	5.3
Eq ₄ ^F -33	381.3	5	7.6	6.2	2.5	2.6	2.18	4.5	8.1	5.1
Eq ₄ ^F -(4-34)	160.2	80	150.0	112.7	2.4	2.5	1.15	4.2	7.7	1.9

表2 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组 $E_{q_3}^4-10$ 韵律层页岩油资源评价结果Table 2 Resource evaluation results of shale oil in $E_{q_3}^4-10$ rhythm of Paleogene Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jianghan Basin

评价方法	评价结果		权重系数
	地质资源量/ 10^8 t	可采资源量/ 10^8 t	
TSM 盆地模拟法	1.91	0.30	0.4
热解参数法	1.76	0.27	0.3
体积法	1.98	0.34	0.2
体积丰度类比法	1.65	0.25	0.1
综合取值	1.85	0.29	

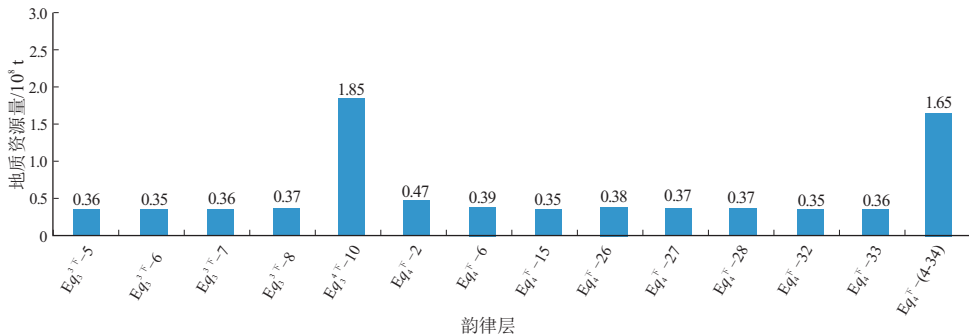


图3 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组页岩油地质资源量分布

Fig.3 Resource distribution of shale oil in Paleogene Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jianghan Basin

韵律层,地质资源量为 1.65×10^8 t,可采资源量为 0.25×10^8 t;其他韵律页岩油地质资源量均大于 0.3×10^8 t,可采资源量均大于 0.05×10^8 t。

从资源深度分布看,2 000~3 500 m 的地质资源量占比最高,其地质资源量为 6.93×10^8 t,可采资源量为 1.09×10^8 t,占潜江组总地质资源量的 87%;3 500~4 500 m 次之,其地质资源量为 1.07×10^8 t,可采资源量为 0.17×10^8 t,占潜江组总地质资源量的 13%;2 000 m 以浅,无地质资源量。

对潜江凹陷潜江组盐间页岩油资源根据富集概率、规模、可采性等条件开展资源分级评价^[20],划分 I、II、III 三大类。(1) I 类资源不但富集概率高,而且资源规模较大,技术经济实用性较好,具有较好勘探开发潜力和前景,是最有利的勘探区块或开发目标,近期可升级、可动用。(2) II 类资源富集概率较高,但技术难度较大或资源规模较小,或者富集概率一般,但资源规模较大,总体经济可采性有限,需要加强技术攻关或地质条件研究,近期不可动用,但随着技术进步或经济条件改善有望动用。(3) III 类资源具有一定规模,但品位较差,不具备经济价值,需要长期探索有效开发技术才能动用。预测潜江组页岩油 I 类地质资源量为 2.43×10^8 t,可采资源量为 0.38×10^8 t; II 类地质资

源量为 5.57×10^8 t,可采资源量为 0.88×10^8 t。

3.2 页岩油甜点区预测

页岩油地质甜点区评价的核心是优选烃源品质优、热演化程度适宜,储集性能好、含油性好、可动性强、微裂缝(包括层理缝、页理缝)相对发育,封盖条件优越的区带,尤其是凹陷(洼陷)的斜坡带和凹(洼)中背斜带^[21-22]。由于各盆地(凹陷)地质条件不同,国内外各盆地(凹陷)页岩层系页岩油地质甜点区评价的关键参数与指标界限不尽相同。

综合分析区内各项基础资料,结合盐间页岩油藏非均质性强、烃源条件好、储集条件优、含油性高的特点,采用岩性岩相、烃源、储集条件、含油性和地层压力系数相结合的方法,提出了潜江凹陷潜江组盐间页岩油勘探有利区评价标准。其有利区评价标准如下:(1)盐间页岩油层单层厚度大于 8 m,岩性岩相以纹层状云岩泥质相为主;(2) $\omega(\text{TOC}) \geq 2.0\%$, $R_o \geq 0.7\%$;(3)孔隙度大于 8%,中值孔喉半径大于 40 nm;(4) $S_1 \geq 5$ mg/g;(5)压力系数大于 1.2,脆性指数大于 50%,埋藏深度小于 4 km。在勘探有利区范围内,依据(1)密度小于 2.55 g/cm^3 、声波大于 $250 \mu\text{s/m}$;(2)可动油量 $S_{1-1} > 0.25$ mg/g、油饱和度指数大于 300 mg/g;(3)厚度 $\times S_1$ 大于 $90 \text{ m} \cdot \text{mg/g}$,综合圈定出甜点区。

按此标准,评价结果如下:(1)进一步明确了

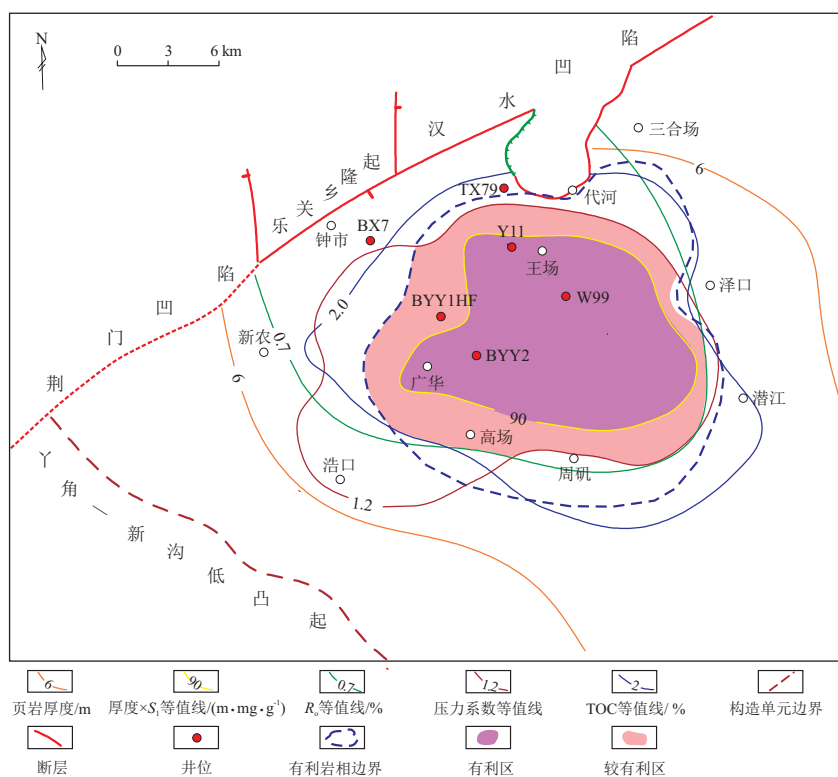


图 4 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组 $E_q_3^4-10$ 韵律盐间页岩油综合评价

Fig.4 Evaluation of inter-salt shale oil in $E_q_3^4-10$ rhythm of Paleogene Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jiangnan Basin

潜江组页岩油平面上勘探有利区主要分布在潜江凹陷中北部广华—王场地区。(2)纵向上,比较潜江组 14 个主要页岩油层综合分析认为 $E_q_3^4-10$ 韵律层最优。识别有利区分布面积 245 km^2 (图 4), 有利区内地层分布稳定, 烃源、储集、含油性条件最为优越, 预测地质资源量 $1.40 \times 10^8 \text{ t}$; 识别甜点区面积 98 km^2 , 预测地质资源量 $0.45 \times 10^8 \text{ t}$, 甜点区具备建立开发试验井组条件。

4 结论

(1) 潜江凹陷潜江组盐间页岩油呈单层多而薄、岩相复杂、有机质丰度高、含油性好的地质特点, 结合勘探开发程度, 选择了以 TSM 盆地模拟法为主, 辅以体积法、热解参数法及资源丰度类比法相结合的有效资源评价方法。

(2) 采用岩性岩相、烃源、储集条件、含油性和压力系数相结合的勘探有利区识别方法预测, 平面上, 潜江凹陷中北部广华—王场地区是潜江组盐间页岩油勘探有利区; 纵向上, 以 $E_q_3^4-10$ 韵律勘探潜力最大, 其甜点区具备建立开发试验井组条件。

(3) 潜江凹陷潜江组盐间页岩油资源主要分布在 13 个单韵律层、1 个复韵律层, 预测地质资源量为 $8 \times 10^8 \text{ t}$, 技术可采资源量为 $1.26 \times 10^8 \text{ t}$ 。其中, I 类地质资源量为 $2.43 \times 10^8 \text{ t}$, 技术可采资源量

为 $0.38 \times 10^8 \text{ t}$; II 类地质资源量为 $5.57 \times 10^8 \text{ t}$, 技术可采资源量为 $0.88 \times 10^8 \text{ t}$ 。

参考文献:

- [1] SONNENBERG S A, PRAMUDITO A. Petroleum geology of the giant Elm Coulee field, Williston Basin [J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(9): 1127-1153.
- [2] RASDI F, CHU Lifu. Diagnosing fracture network pattern and flow regime aids production performance analysis in unconventional oil reservoirs [C] // SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. Vienna, Austria; SPE, 2012.
- [3] 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.
- [4] 孙焕泉, 蔡勋育, 周德华, 等. 中国石化页岩油勘探实践与展望 [J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5): 569-575. SUN Huanquan, CAI Xunyu, ZHOU Dehua, et al. Practice and prospect of SINOPEC shale oil exploration [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 569-575.
- [5] 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 Jinhu, HU Suyun, PANG Zhenglian, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China [J]. China

- Petroleum Exploration, 2019, 24(5): 560-568.
- [6] 邹才能, 杨智, 崔景伟, 等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14-26.
ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of non-marine shale oil in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [7] 陶国亮, 刘鹏, 钱门辉, 等. 潜江凹陷潜江组盐间页岩含油性及其勘探意义[J]. 中国矿业大学学报, 2019, 48(6): 1256-1265.
TAO Guoliang, LIU Peng, QIAN Menhui, et al. Oil-bearing characteristics and exploration significance of inter-salt shale in Qianjiang Formation, Qianjiang Depression, Jianghan Basin [J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2019, 48(6): 1256-1265.
- [8] 熊智勇, 吴世强, 王洋, 等. 江汉盐湖盆地盐间泥质白云岩油藏地质特征与实践[J]. 地质科技情报, 2015, 34(2): 181-187.
XIONG Zhiyong, WU Shiqiang, WANG Yang, et al. Geological characteristics and practice for intersalt argillaceous dolomites reservoir in the Qianjiang Depression of Jianghan Salt Lake Basin [J]. Geological Science and Technology Information, 2015, 34(2): 181-187.
- [9] 方志雄. 潜江盐湖盆地盐间沉积的石油地质特征[J]. 沉积学报, 2002, 20(4): 608-613, 620.
FANG Zhixiong. Hydrocarbon exploration signification of intersalt sediments in Qianjiang Saline Lake Basin [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2002, 20(4): 608-613, 620.
- [10] 吴世强, 唐小山, 杜小娟, 等. 江汉盆地潜江凹陷陆相页岩油地质特征[J]. 东华理工大学学报(自然科学版), 2013, 36(3): 282-286.
WU Shiqiang, TANG Xiaoshan, DU Xiaojuan, et al. Geologic characteristics of continental shale oil in the Qianjiang Depression, Jianghan Salt Lake Basin [J]. Journal of East China Institute of Technology, 2013, 36(3): 282-286.
- [11] 张永生, 杨玉卿, 漆智先, 等. 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组含盐岩系沉积特征与沉积环境[J]. 古地理学报, 2003, 5(1): 29-35.
ZHANG Yongsheng, YANG Yuqing, QI Zhixian, et al. Sedimentary characteristics and environments of the salt-bearing series of Qianjiang Formation of the Paleogene in Qianjiang Sag of Jianghan Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2003, 5(1): 29-35.
- [12] 曹婷婷, 马媛媛, 黎茂稳, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐间烃类特征及其指示意义[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2019, 34(2): 25-30.
CAO Tingting, MA Yuanyuan, LI Maowen, et al. Hydrocarbon characteristics of inter-salt system in Qian 3 Member of Qianjiang Sag, Jianghan Basin and their indication [J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2019, 34(2): 25-30.
- [13] 徐崇凯, 刘池洋, 郭佩, 等. 潜江凹陷古近系潜江组盐间泥岩地球化学特征及地质意义[J]. 沉积学报, 2018, 36(3): 617-629.
XU Chongkai, LIU Chiyang, GUO Pei, et al. Geochemical characteristics and their geological significance of intrasalt mudstones from the Paleogene Qianjiang Formation in the Qianjiang Graben, Jianghan Basin, China [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2018, 36(3): 617-629.
- [14] 王芙蓉, 何生, 郑有恒, 等. 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[J]. 石油实验地质, 2016, 38(2): 211-218.
WANG Furong, HE Sheng, ZHENG Youheng, et al. Mineral composition and brittleness characteristics of the inter-salt shale oil reservoirs in the Qianjiang Formation, Qianjiang Sag [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(2): 211-218.
- [15] 孙中良, 王芙蓉, 韩元佳, 等. 江汉盆地潜江凹陷古近系潜江组盐间可动页岩油赋存空间多尺度表征[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 586-595.
SUN Zhongliang, WANG Furong, HAN Yuanjia, et al. Multi-scale characterization of the spatial distribution of movable hydrocarbon in intersalt shale of Qianjiang Formation, Qianjiang Sag, Jianghan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 586-595.
- [16] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(6): 842-849.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2016, 38(6): 842-849.
- [17] 孙中良, 王芙蓉, 何生, 等. 潜江凹陷古近系盐间典型韵律层页岩孔隙结构[J]. 深圳大学学报(理工版), 2019, 36(3): 289-297.
SUN Zhongliang, WANG Furong, HE Sheng, et al. The pore structures of the shale about typical inter-salt rhythm in the Paleogene of Qianjiang Depression [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 289-297.
- [18] 宋国奇, 张林晔, 卢双舫, 等. 页岩油资源评价技术方法及其应用[J]. 地学前缘, 2013, 20(4): 221-228.
SONG Guoqi, ZHANG Linye, LU Shuangfang, et al. Resource evaluation method for shale oil and its application [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(4): 221-228.
- [19] 薛海涛, 田善思, 王伟明, 等. 页岩油资源评价关键参数——含油率的校正[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 15-22.
XUE Haitao, TIAN Shansi, WANG Weiming, et al. Correction of oil content—one key parameter in shale oil resource assessment [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 15-22.
- [20] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249-256.
LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: discussion and application [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249-256.
- [21] 李志明, 钱门辉, 黎茂稳, 等. 盐间页岩油形成有利条件与地质甜点评价关键参数: 以潜江凹陷潜江组潜3⁴-10韵律为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 513-523.
LI Zhiming, QIAN Menhui, LI Maowen, et al. Favorable conditions of inter-salt shale oil formation and key parameters for geological sweet spots evaluation: a case study of Eq₃⁴-10 rhythm of Qianjiang Formation in Qianjiang Sag, Jianghan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 513-523.
- [22] 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 Le, WANG Zixiang, ZHENG Youheng, et al. Mechanism of shale oil enrichment from the salt cyclotherm in Qian3 Member of Qianjiang Sag, Jianghan Basin [J]. Earth Science, 2019, 44(3): 1012-1023.