

引文: 马中良, 崔海骅, 宋振响, 等. 海相页岩成烃演化与保存能力动态评价方法及有利区总有机碳含量下限探讨[J]. 天然气工业, 2025, 45(5): 57-68.
MA Zhongliang, CUI Haisu, SONG Zhenxiang, et al. Dynamic evaluation method of hydrocarbon generation evolution and preservation capacity of marine shale and discussion on TOC lower limit in favorable zones[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(5): 57-68.

海相页岩成烃演化与保存能力动态评价方法及有利区总有机碳含量下限探讨

马中良^{1,2,3,4} 崔海骅^{1,2,3,4} 宋振响^{3,4} 王 远^{3,4} 何 川^{3,4}

1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室 2. 国家能源碳酸盐岩油气重点实验室
3. 中国石化油气成藏重点实验室 4. 中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所

摘要: 中国海相页岩沉积时代老、热演化程度高、保存条件复杂, 原有的页岩气资源潜力评价方法未考虑页岩成烃演化的动态过程, 不能有效地反映页岩气的真实生成能力。为此, 基于四川盆地 JY2 井上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组海相高演化页岩沉积埋藏史和热演化史, 提出了一种针对海相高演化页岩气生成与保存能力动态评价的方法, 并通过热模拟实验研究排油效率控制下的页岩气生成能力, 再采用正反演相结合的方法从生排滞的角度对页岩气生成与保存的全过程开展(半)定量评价, 并在此基础上探讨了页岩气有利区的总有机碳含量(TOC)下限。研究结果表明: ①正演热模拟实验可以明确干酪根和滞留油对页岩气的生成贡献, 可建立不同排油效率下页岩的生气潜力图版; ②热模拟实验五峰组—龙马溪组页岩生油阶段最大排油效率为 68.79%, 与固体沥青反演计算得到 JY2 井的平均排油效率 66.52% 相近; ③四川盆地 JY2 井海相高演化页岩气保存比例为 10%~40%, 总体上散失了 60%~90%; ④ TOC 对页岩气的保存有一定控制作用, 残余 TOC 大于 1.50% 的页岩散失了 60%~80% 的天然气, 残余 TOC 小于 1.50% 的页岩散失了 70%~90% 的天然气; ⑤当页岩气散失效率为 70%、排油效率为 50%~80% 时, 有机质成熟度为 2.00% 的有利区页岩 TOC 下限为 1.77%~3.00%, 有机质成熟度为 3.00% 的有利区页岩 TOC 下限为 0.95%~1.70%。结论认为, 海相高热演化阶段的页岩气评价既要重视后期改造页岩气的散失, 也要关注早期油的排出, 从动态演化角度来确定页岩气有利区的页岩 TOC 评价指标。
关键词: 四川盆地; 上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组; 海相高演化页岩气; 模拟实验; 排油效率; TOC 下限

中国分类号: TE122 文献标识码: A DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.05.005

Dynamic evaluation method of hydrocarbon generation evolution and preservation capacity of marine shale and discussion on TOC lower limit in favorable zones

MA Zhongliang^{1,2,3,4}, CUI Haisu^{1,2,3,4}, SONG Zhenxiang^{3,4}, WANG Yuan^{3,4}, HE Chuan^{3,4}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil & Gas Enrichment and Effective Development, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 2. State Energy Key Laboratory of Carbonate Oil and Gas, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 3. Sinopec Key Laboratory of Petroleum Accumulation Mechanisms, Wuxi, Jiangsu 214126, China; 4. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, Sinopec Exploration and Production Research Institute, Wuxi, Jiangsu 214126, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.5, p.57-68, 5/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Marine shale in China is characterized by old sedimentary age, high degree of thermal evolution and complex preservation conditions. The original method of evaluating resource potential of shale gas neglects the dynamic process of shale gas generation and evolution, so it fails to reflect the real shale gas generation capacity effectively. Based on the sedimentation, burial and thermal evolution histories of the Upper Ordovician Wufeng Formation–Lower Silurian Longmaxi Formation highly evolved marine shale in Well JY2 of the Sichuan Basin, this paper proposes a dynamic evaluation method of the generation and preservation capacity of highly evolved marine shale gas. In addition, the shale gas generation capacity controlled by oil expulsion efficiency is studied by means of thermal simulation experiments. And from the perspective of shale gas generation, expulsion and retention, the whole process of shale gas generation and preservation is (semi-)quantitatively evaluated by combining forward and inverse modeling methods. On this basis, the TOC lower limit in favorable zones of shale gas is discussed. The following results are obtained. First, the forward thermal simulation experiments can show the contribution of kerogen and retained oil to the generation of shale gas, and can be used to establish the shale gas generation potential chart at different oil expulsion efficiencies. Second, the thermal stimulation experiments show that the largest oil expulsion efficiency of Wufeng–Longmaxi Formation in the oil generation stage is 68.79%, which is close to the average oil expulsion efficiency (66.52%) of Well JY2 inverted from solid bitumen. Third, the preservation ratio of highly evolved marine shale gas in Well JY2 of the Sichuan Basin is 10%–40%, which means 60%–90% of shale gas is lost in general. Fourth, TOC content has a certain controlling effect on the preservation of shale gas. The natural gas lost from the shale with residual TOC greater than 1.5% accounts for 60% to 80%, and that from the shale with residual TOC less than 1.5% accounts for 70% to 90%. Fifth, when the shale gas loss rate is 70% and the oil expulsion efficiency ranges between 50% and 80%, the TOC lower limit of shale in favorable zones is 1.77%–3.00% ($R_o=2.0\%$) and 0.95%–1.70% ($R_o=3.0\%$), respectively. In conclusion, the evaluation of highly evolved marine shale gas should not only focus on the loss of shale gas in the late reworking stage, but also on the oil expulsion in the early stage. The TOC evaluation index of favorable zones of shale gas should be determined from the perspective of its dynamic evolution.

Keywords: Sichuan Basin; Upper Ordovician Wufeng Formation–Lower Silurian Longmaxi Formation; Highly evolved marine shale gas; Simulation experiment; Oil expulsion efficiency; TOC lower limit

基金项目: 国家自然科学基金项目“三大盆地深层—超深层海相油气高效勘探开发基础研究”(编号: U24B6001)、中国石化科技攻关重大项目“中国石化‘十四五’资评评价方法与数据库建设”(编号: P23229)、中国石化基础前瞻性研究项目“深层古老烃源岩生排滞油气机制与有效性评价”(编号: P24206)。

作者简介: 马中良, 1984 年生, 高级工程师, 博士; 主要从事石油实验地质、油气地球化学和非常规油气地质研究工作。地址: (214126) 江苏省无锡市滨湖区蠡湖大道 2060 号。ORCID: 0000-0002-0865-9032。E-mail: mazl.syky@sinopec.com

通信作者: 崔海骅, 1998 年生, 实习研究员, 硕士; 主要从事非常规油气地质研究工作。地址: (214126) 江苏省无锡市滨湖区蠡湖大道 2060 号。ORCID: 0000-0002-4643-3560。E-mail: cuihaisu.syky@sinopec.com

0 引言

中国南方发育多套海相富有机质页岩, 如下寒武统筇竹寺组、上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组、上二叠统吴家坪组和上二叠统大隆组等, 分布范围广、层系多、厚度大, 页岩气勘探潜力大^[1-2]。受北美“页岩气革命”的影响和启示, 中国页岩气产业发展迅速, 然而中国海相地层普遍经历深埋藏、高演化、强抬升、强剥蚀过程, 具有演化上的独特性, 不能照搬国外页岩气勘探的评价方法。同时, 研究发现页岩的基础地球化学参数和发育的沉积环境并不是决定中美两国页岩气富集差异的决定性因素, 页岩气的保存条件与其经历的构造热演化过程才是中国页岩气富集的关键^[3-7]。在此认识基础上, 围绕页岩气富集这一问题, 先后形成了复杂构造区海相页岩气“二元富集”规律^[3]、“连续型和构造型甜点”富集模式^[8-9]以及“沉积是基础、保存是关键、压裂是核心”等理论认识^[10-12]。

大量的地质、地球化学研究资料表明, 页岩含气性主要受页岩的有效厚度、有机质类型、总有机碳含量(TOC)、有机质成熟度(R_o)、矿物组成、岩石物性等多种因素控制^[13-17]。但中国海相页岩沉积时代老、热演化程度高、保存条件复杂^[18], 如果采用常用的静态评价参数, 会忽略页岩成烃的动态过程, 不能反映页岩气的真实生成能力。因此, 针对海相高演化页岩气, 在考虑页岩基础地质条件、强调保存条件重要性的同时, 应从页岩气形成与演化的动态角度出发, 分析页岩气的生成、排出、滞留和保存等关键环节, 合理厘定关键评价参数。为此, 笔者基于四川盆地五峰组—龙马溪组海相高演化页岩的沉积埋藏史和热演化史, 通过热模拟实验研究排油效率控制下的页岩生气能力, 采用正反演相结合的手段, 从生排滞的角度出发, 对页岩气生成与保存的全过程开展(半)定量评价, 并在此基础上探讨了页岩气有利区的 TOC 下限, 以期对海相高演化页岩气资源潜力评价和页岩气勘探部署提供理论依据和技术支撑。

1 理论思维与方法流程

中国南方海相富有机质页岩层一般都经历了早期持续深埋和晚期抬升 2 个阶段^[19]。早期持续深埋阶段, 随着热演化程度的增加, 相继经历了生油—排油、生气—排气等地质过程, 在生油阶段如有合

适的储层和圈闭条件则会形成常规油藏, 如后期遭受抬升会被破坏, 继续深埋可演化为常规气藏。滞留在页岩中的油, 继续深埋裂解成气, 一部分会排出, 如有合适的储层或圈闭, 同样会形成常规气藏, 另一部会滞留于烃源岩内, 形成页岩气藏, 至最大埋深时页岩中气体的滞留量是页岩气的重要物质基础^[20]。晚期持续抬升阶段, 生烃作用停止, 页岩气逸散、改造, 保存条件的优劣直接控制着页岩气的富集^[21]。

对于四川盆地及周缘五峰组—龙马溪组高一过演化页岩来说(图 1), 至最大埋深时页岩中气体的滞留量是一个至关重要的参数, 而这又取决于生油窗时期页岩滞留油量的大小, 滞留油和干酪根是高演化阶段页岩气生成的重要物质来源^[12,22]。同时, 高一过成熟阶段气体的散失量则制约着至最大埋深时页岩气的资源潜力, 因此, 持续深埋过程中页岩的排油效率(笔者将排油效率定义为生油窗阶段排出油占排出油和滞留油总和的比例, 详见 2.1)与页岩气的散失效率至关重要。传统上, 页岩排油效率的分析需要系统的未熟—低熟—成熟—高成熟—过成熟的自然演化剖面采样分析进行研究计算, 而中国南方古生界海相页岩广泛经历了多期构造运动, 普遍进入高过成熟阶段, 乃至达到浅变质阶段, 常用的计算排油效率的氯仿沥青“A”、热解等技术方法和指标已失效, 系统的自然演化剖面也难以寻找。

因此, 笔者提出了一种海相高演化页岩气生成与保存能力的动态评价方法, 具体流程如图 2 所示。

1) 正演模拟获取页岩不同排油效率下的生气能力。选取与研究区页岩层系沉积环境、有机质类型相同或相近的未熟—低熟样品开展模拟实验, 结合研究区典型井的沉积埋藏史—热演化史, 设定实验的温度、上覆静岩压力、地层流体压力、加热时间等参数, 确定不同演化阶段的生、排油气量, 建立页岩不同排油效率下的生气潜力图版。

2) 固体沥青的识别与排油效率的反算。模拟实验获取的排出油仅是在实验条件下, 而实际地质过程受页岩顶底板、构造运动等因素的影响, 因此不能简单地用实验获取的排油效率等同于真实地质条件。而页岩中常见的固体沥青, 是生油窗时期滞留油到高演化阶段的裂解产物, 因此, 可根据原油在裂解生气过程中产生固体沥青的定量关系, 通过现今页岩地层中固体沥青含量估算滞留油含量, 再结合页岩有机质本身的生油量, 根据碳守恒原则即可估算该页岩地层原始的排油效率。

3) 正反演相结合确定页岩气的保存能力。根据

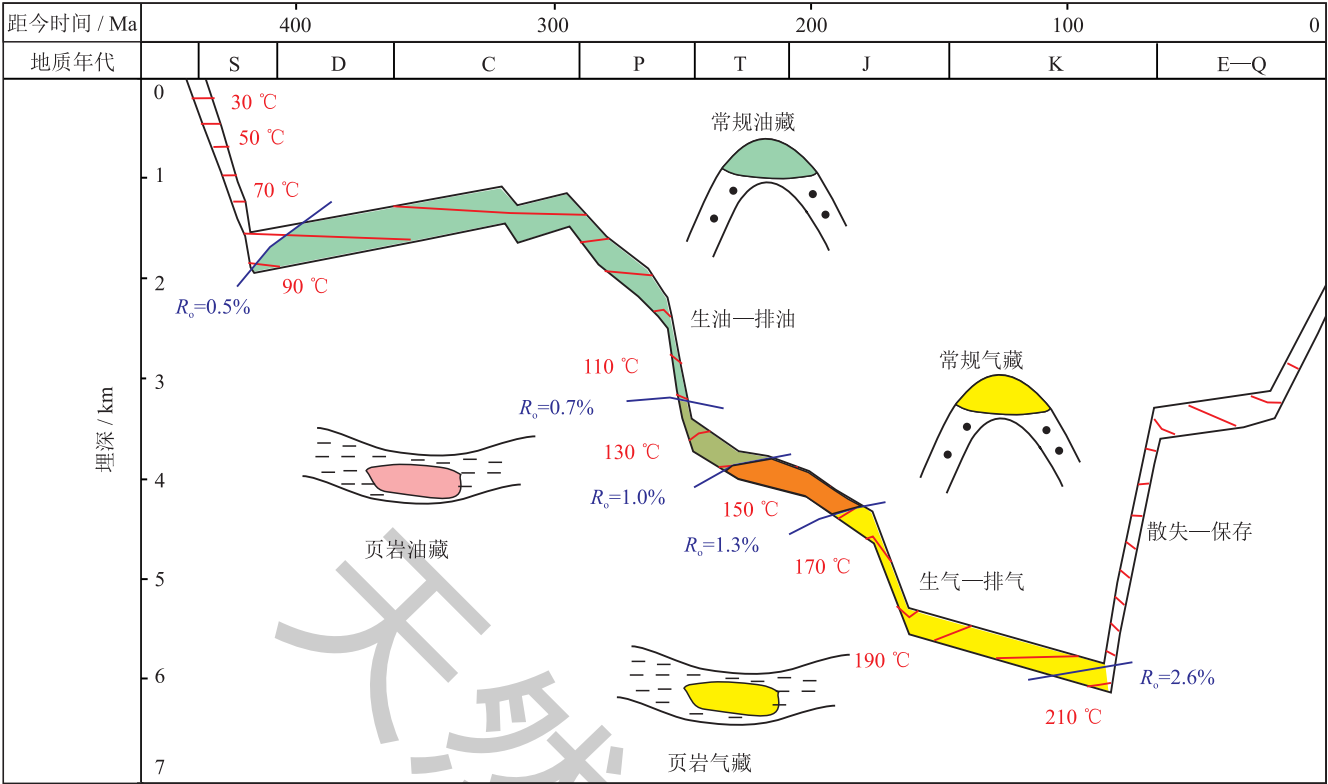


图 1 中国南方海相页岩沉积埋藏演化与油气形成示意图（以川东南地区五峰组—龙马溪组为例）

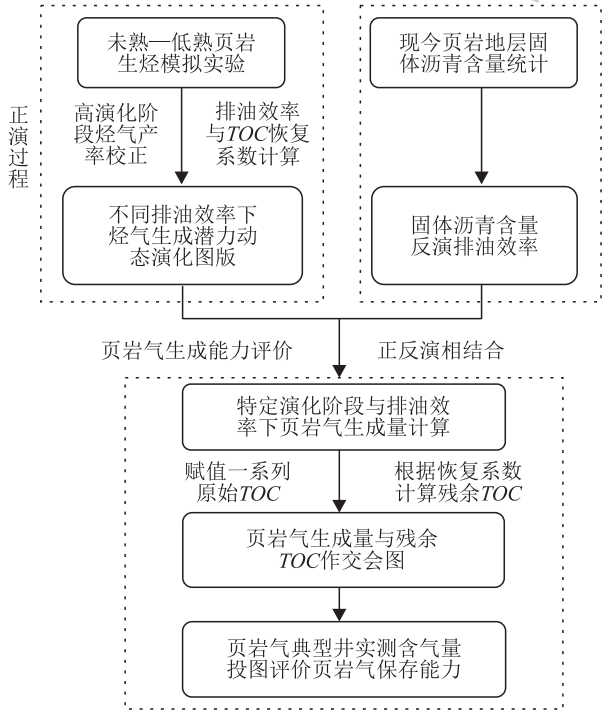


图 2 海相高演化页岩气生成与保存定量评价流程图

模拟实验建立不同排油效率下页岩气生成潜力动态演化图版，结合研究区页岩的热演化程度，确定特定演化阶段、不同排油效率下页岩气的生成量，再根据其残余 TOC 的关系作图，将典型页岩气井实

测含气量投点，确定页岩气的散失效率，进而反推页岩气的保存能力。

2 页岩气生成与保存动态评价

2.1 正演模拟获取不同排油效率下的生气能力

四川盆地五峰组—龙马溪组是中国海相页岩气勘探开发的主力层位，由于该套页岩已经演化至高成熟—过成熟阶段，无能找到相应未熟—低熟页岩样品，故选取与其沉积环境与生烃母质相近的云南禄劝泥盆系露头页岩开展热模拟实验。两套页岩在地质历史时期沉积于相似的缺氧还原的海相环境，生烃母质也都主要来源于藻类等低等水生生物^[23-24]，虽然矿物组成略有差异，但两者有机质类型相同，对生烃能力研究没有显著影响。泥盆系露头页岩的镜质体反射率 (R_o) 为 0.42%，属于未熟页岩样品， TOC 为 2.64%，游离烃含量 (S_1) 和热解烃含量 (S_2) 分别为 0.08 mg/g、15.83 mg/g，氢指数 (HI) 为 600 mg/g，有机质类型为 I、II₁ 型。

针对海相高演化页岩气的生气能力研究，采用中国石化石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所自主研发的 DK-III 型地层孔隙热压生排烃模拟仪（半封闭体系）开展 A、B 两个系列的实验（图 3）。该

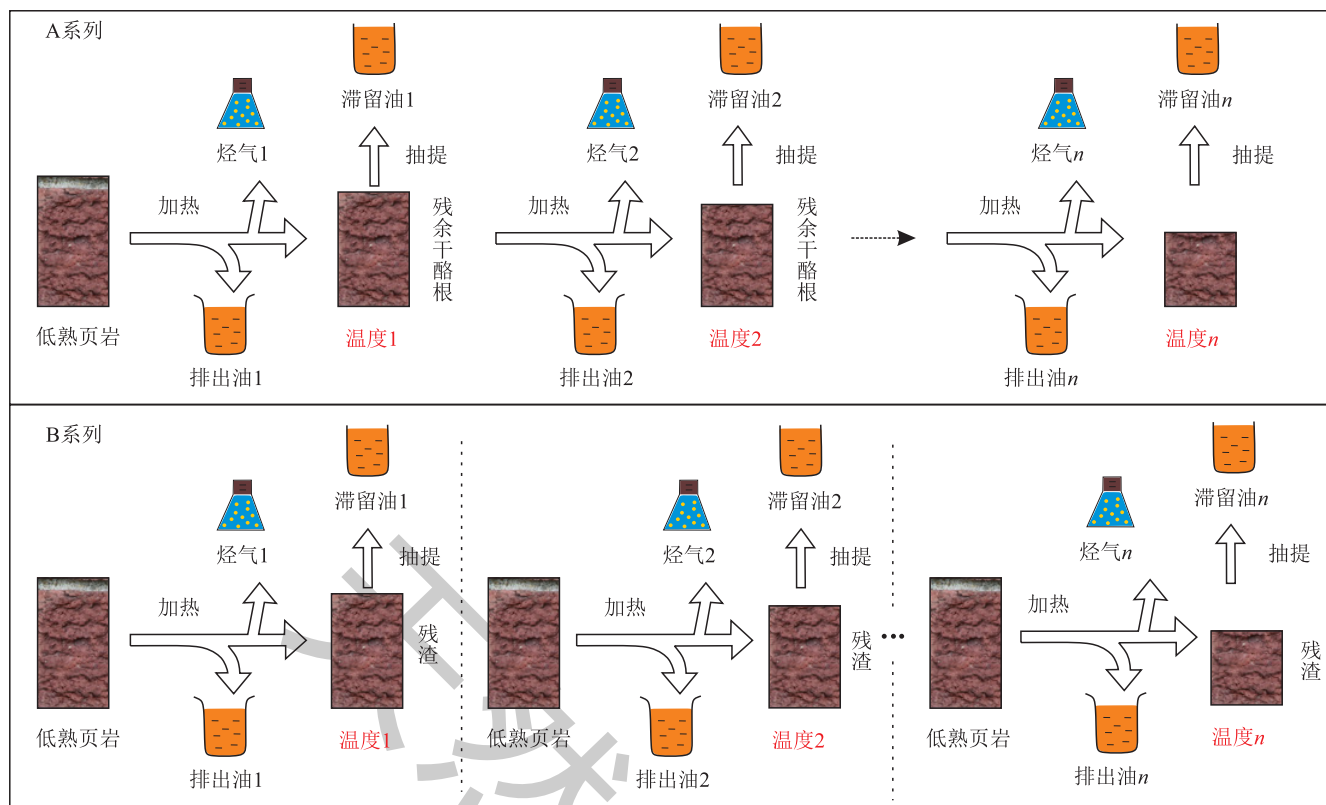


图3 正演模拟 A 系列和 B 系列实验流程图

仪器可控制反应空间、温度、压力及产物的排出方式，从而模拟近真实地质条件下油气的生成、排出与滞留过程。首先，根据四川盆地东南地区 JY2 井五峰组—龙马溪组的埋藏史^[25-26]，相应设置不同模拟阶段对应的埋深、静岩压力、静水压力、流体压力和排烃压差，并用未熟煤样热解实验获得的等效镜质体反射率 ($R_{o,eqv}$) 对应不同的实验温度。

实验开始前需要进行反应系统的试漏，确保不漏气后抽真空并加水，升温加压到设定温度，反应结束后收集油、气、残余页岩产物，并对残余页岩进行 TOC 测定，详细步骤参照本文参考文献 [27-28]。在 A 系列实验中，低熟页岩首先被加热到第一个温度点并收集油气产物，之后用二氯甲烷对页岩残余物进行抽提，去除滞留油并进行更高温度点的模拟，以此类推。B 系列实验中，低熟页岩被分成不同等份后直接加热到不同的温度点，分别收集排出和滞留的油气产物。通过两个系列实验对比，即可以获得干酪根和滞留油对烃气的生成贡献：A 系列实验烃气主要来源于干酪根裂解，而 B 系列烃气来自干酪根和滞留油的裂解。

实验结果如表 1 与表 2 所示，随着温度和压力的升高，烃气产率逐渐增加，而滞留油和排出油产率先增加后减少^[29]。然而，在较高的温度条件下，实

表 1 正演模拟 A 系列实验累计产率数据表

样品编号	温度/℃	$R_{o,eqv}$	产烃气量 / ($\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$)	滞留油量 / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	排出油量 / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)
A-1	275	0.46%	0.42	31.98	9.86
A-2	300	0.56%	1.72	122.60	16.41
A-3	325	0.63%	8.22	222.02	35.97
A-4	350	0.70%	11.65	535.54	41.99
A-5	360	0.75%	17.67	617.35	46.88
A-6	370	0.97%	23.37	654.17	55.14
A-7	380	1.14%	27.15	669.03	62.17
A-8	400	1.33%	34.67	672.21	72.92
A-9	425	2.12%	53.06	673.12	77.45
A-10	450	2.60%	57.48	674.39	79.99
A-11	500	3.18%	69.84	676.08	92.63

际地质过程中本应该排出的一部分油由于模拟实验的快速加热而未来得及排出，并被裂解为烃气。因此，需要对 B 系列实验高模拟温度点的烃气产率进行校正，获得真实的生气潜力。

首先，笔者引入排油效率的概念，将其定义为生油窗阶段排出油占排出油和滞留油总和的比例 (式 1)，实验数据计算得到五峰组—龙马溪组页岩在

表 2 正演模拟 B 系列实验数据表

样品 编号	温度 / ℃	$R_{o,eqv}$	产烃气量 / ($\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$)	滞留油量 / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	排出油量 / ($\text{mg} \cdot \text{g}^{-1}$)	排油 效率	残余 TOC	TOC 恢复 系数	高演化阶段 排出油裂解 气量 / ($\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$)	校正后总 产烃气量 / ($\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$)	干酪根 裂解 气量 / ($\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$)	油裂 解气量 / ($\text{mL} \cdot \text{g}^{-1}$)
B-1	275	0.46%	0.44	36.13	11.61	24.32%	2.53%	1.04	—	0.44	0.42	0.02
B-2	300	0.56%	1.88	43.55	11.43	20.79%	2.48%	1.06	—	1.88	1.72	0.16
B-3	325	0.63%	8.60	110.06	21.11	16.09%	2.34%	1.13	—	8.60	8.22	0.38
B-4	350	0.70%	13.05	392.08	46.78	10.66%	2.19%	1.21	—	13.05	11.65	1.40
B-5	360	0.75%	19.38	398.99	72.11	15.31%	1.99%	1.33	—	19.38	17.67	1.71
B-6	370	0.97%	36.91	409.81	151.71	27.02%	1.76%	1.50	—	36.91	23.37	13.54
B-7	380	1.14%	42.31	387.48	201.38	34.20%	1.32%	2.00	—	42.31	27.15	15.16
B-8	400	1.33%	80.53	155.01	341.65	68.79%	1.30%	2.03	—	80.53	34.67	45.86
B-9	425	2.12%	210.59	17.88	212.82	—	1.23%	2.15	148.33	358.92	53.06	305.86
B-10	450	2.60%	400.31	7.43	106.33	—	1.15%	2.30	74.11	474.42	57.48	416.94
B-11	500	3.18%	464.25	3.56	97.13	—	1.14%	2.32	67.70	531.95	69.84	462.11

注：1. B 系列残余 TOC 为模拟实验后的有机碳含量。
2. 400℃后（高演化阶段）油大量裂解生气，不计算排油效率。
3. TOC 恢复系数 = 页岩原始 TOC / 生排烃后残余 TOC，原始有机碳含量取云南禄劝泥盆系露头 TOC 值（2.64%）。

生油窗阶段排油效率为 10.66% ~ 68.79%。其次，如果在模拟实验中没有油排出（排油效率为 0），则高成熟阶段页岩的生气潜力（最大生气量）等同于实际产生的烃气量与排出油所能产生的烃气量之和 [式 (2)]。根据石油裂解为天然气的基本原理，高成熟阶段每克石油裂解产生的烃气量约为其质量的 50%^[30]，计算出 B 系列实验中高成熟阶段排出油可以产生的裂解气量，由此得到校正后的总烃气量 [式 (3)]；然后，用总烃气量减去 A 系列实验中的生气量（干酪根生气量），得到油裂解生气量 [式 (4)]。最后，赋值不同的排油效率 0、10%、20%…100%，计算对应的烃气生成潜力 [式 (5)]，并编制不同排油效率下烃气生成潜力图版（图 4）。

排油效率=排出油 / （排出油+滞留油）(1)

生气潜力（最大生气量）=模拟实验烃气量+
排出油裂解气量(2)

B 系列校正后总烃气量= B 系列模拟实验烃气量+
高演化阶段排出油裂解气量(3)

B 系列油裂解气量=校正后总烃气量-
干酪根裂解气量(4)

不同排油效率下的生气潜力=油裂解生气 ×
(1-排油效率)+干酪根裂解气(5)

2.2 固体沥青的识别与排油效率计算

中国南方下古生界海相页岩热演化作用较为强烈，页岩样品中普遍可以看到固体沥青，对其进行识别与半定量分析可以得到烃源岩在生油高峰期排油效率的演化信息^[31-33]。实验过程中，首先将制好的岩石薄片置于反射光下观察，根据固体沥青的反射色、反射强度、结构形态与突起等特征对其进行初步识别。JY2 井五峰组—龙马溪组样品中固体沥青多呈块状、微细脉状充填在碎屑颗粒间^[34]，分布比较分散（图 5）。在（半）定量统计过程中，由于烃源岩中黄铁矿与石英等矿物的干扰，固体沥青的识别相对困难，笔者采用基于全卷积神经网络^[35]和水平集^[36]的图像分割技术，提高固体沥青的区分度，并用 RSLGD 活动轮廓分割模型^[37]处理分析图像。该方法将固体沥青从周围的矿物中提取出来，并通过

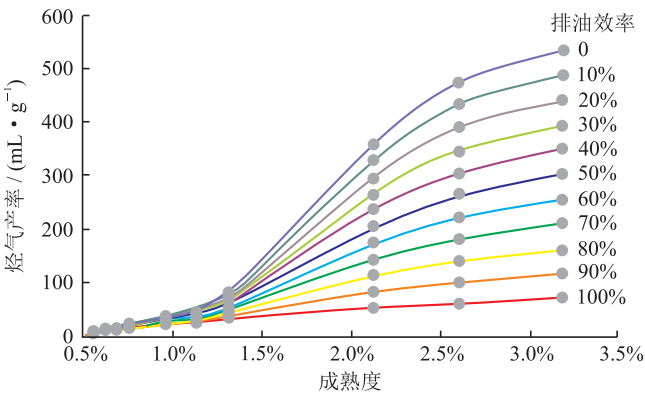


图 4 不同排油效率下烃气生成潜力图版

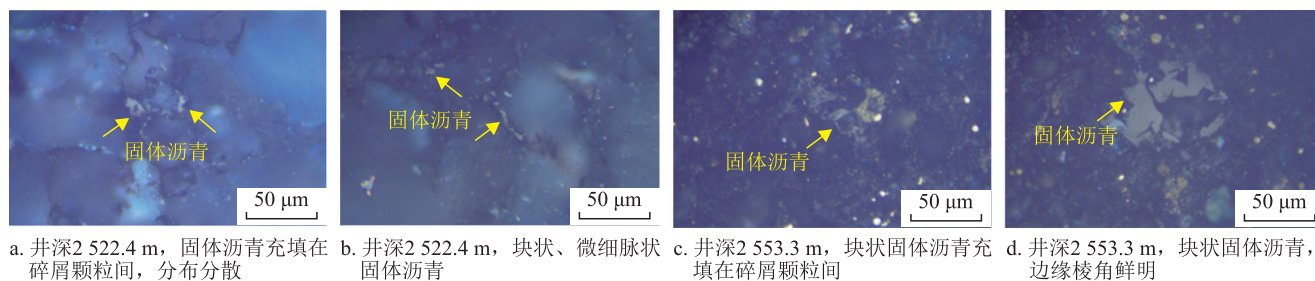


图5 JY2 井龙马溪组页岩固体沥青特征照片

函数模型计算出固体沥青的面积, 样品中固体沥青的含量即为其面分布率。

对固体沥青精细识别与半定量统计后, 可根据原油在裂解生气过程中产生固体沥青的定量关系估算滞留油的含量, 再结合页岩本身的生油量, 即可估算该套地层原始的排油效率。盖海峰等^[38]据此推导出腐泥型页岩排油效率与固体沥青含量和残余 TOC 之间的定量模型。将生烃热模拟实验结果代入该模型, 建立页岩排油效率与现今页岩地层 (高一过成熟度, 有机质类型为 I、II₁ 型) 中固体沥青含量及 TOC 的关系式^[39]:

$$E = \left(1 - \frac{1.545 \cdot 2B_T}{TOC_R - 0.416 \cdot 5B_T} \right) \times 100\% \quad (6)$$

式中 E 表示排油效率; B_T 表示样品中固体沥青体积含量 (面分布率与现今页岩有机质丰度的乘积); TOC_R 表示现今页岩有机质丰度 (残余 TOC)。

JY2 井的 7 个样品固体沥青观测与定量评价的统计结果以及反算的排油效率数据如表 3 所示。

表3 JY2 井样品固体沥青含量与排油效率表

样品号	井深 /m	残余 TOC	固体沥青面分布率	固体沥青体积含量	排油效率
JY2-1	2 475.28	0.42%	12.38%	0.05%	79.83%
JY2-2	2 522.20	2.28%	19.34%	0.44%	67.50%
JY2-3	2 553.30	2.90%	22.90%	0.66%	60.88%
JY2-4	2 562.20	4.51%	29.67%	1.34%	47.69%
JY2-5	2 563.15	4.89%	26.18%	1.28%	54.60%
JY2-6	2 566.88	4.32%	14.61%	0.63%	75.96%
JY2-7	2 570.25	4.17%	12.76%	0.53%	79.18%

JY2 井五峰组—龙马溪组综合柱状图 (图 6) 显示, 固体沥青含量在垂向分布上差异较大, 主要发育在五峰组与龙马溪组底部页岩中。其中, 埋深在 2 520 ~ 2 575 m 层段固体沥青含量为 0.44% ~ 1.34% (平均值 0.81%), 龙二段底部固体沥青含量较少 (仅

有 0.05%)。总体上, JY2 井页岩样品反演计算得到的排油效率变化范围较大, 为 47.69% ~ 79.83% (平均值 66.52%), 与正演模拟实验中计算得到的排油效率相近。

2.3 正反演结合确定页岩气保存能力

针对海相高演化页岩气保存条件的研究, 国内外学者更多关注的是页岩自身属性 (岩相、储集类型与封盖能力) 与构造作用 (抬升剥蚀程度、裂缝发育情况与地层水条件)^[40-48] 等方面, 由于天然气分子小、易扩散, 滞留油和干酪根生成的页岩气并不能完全保存下来, 有相当一部分会排出页岩并由于后期构造抬升而散失, 这个过程难以定量评估。因此, 笔者主要从生排烃演化的角度出发, 根据不同演化阶段、不同排油效下的页岩气含气量与生气潜力对页岩气保存能力进行评价。

在正演模拟实验中, TOC 会随油气生、排过程产生变化, 因此首先需要对页岩原始的 TOC 进行恢复。将页岩原始 TOC 与不同演化阶段生排烃后残余 TOC 的比值, 定义为 TOC 恢复系数 [表 2、式 (7)]。根据章节 2.1 中 B 系列实验数据计算 TOC 恢复系数, 将其与成熟度作交汇图 (图 7), 拟合后得到 TOC 恢复系数与 $R_{o,eqv}$ 的关系式, 其可进一步推广至其他特征相似的 I、II₁ 型海相高演化页岩。如果已知页岩的热成熟度, 则可以根据对应的 TOC 恢复系数计算原始 TOC , 进而乘以相应排油效率下的生气潜力计算页岩的总生气量 [式 (8)]。最后, 选取样品的实测含气量作为页岩气的最终保存量, 将其除以总生气量即为高一过演化阶段海相页岩气的保存效率 [式 (9)]。

$$TOC \text{ 恢复系数} = \frac{\text{页岩原始 } TOC}{\text{不同演化阶段生排烃后残余 } TOC} \quad (7)$$

$$\text{页岩总生气量} = \text{页岩原始 } TOC \times \text{不同排油效率下的生气潜力} \quad (8)$$

$$\text{页岩气保存效率} = \frac{\text{实测含气量}}{\text{页岩总生气量}} \quad (9)$$

据前人研究报道, 四川盆地焦石坝地区海

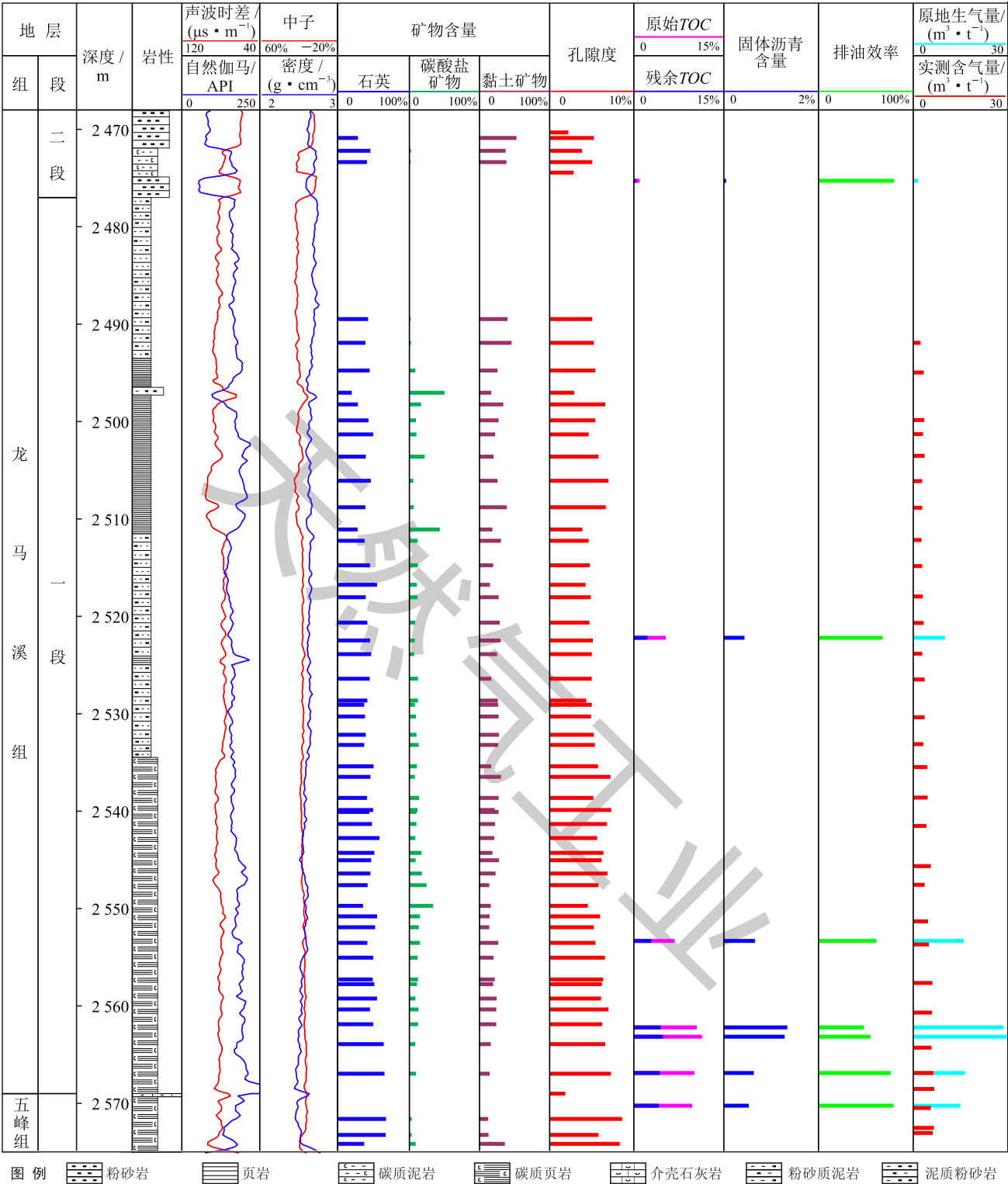


图 6 JY2 井五峰组—龙马溪组地层综合柱状图

相页岩现今的 $R_o = 2.20\% \sim 3.10\%$ ^[25,49]，笔者以 $R_{o,qv}=2.60\%$ 为例（对应 TOC 恢复系数为 2.30），推导现今页岩 TOC （残余 TOC ）与总含气量的关系。首先，赋值一系列不同的原始 TOC 值（0、0.50%、1.00%、2.00%、3.00%、5.00%、10.00%、15.00%），

除以 TOC 恢复系数得到页岩残余 TOC 。五峰组—龙马溪组页岩固体沥青反演的平均排油效率为 66.52%，根据不同排油效率下烃气生成潜力图版（图 4），用排油效率 66.52%、热演化程度 2.60% 时的烃气产率乘以赋值的一系列原始 TOC 值，计算得到总生气量

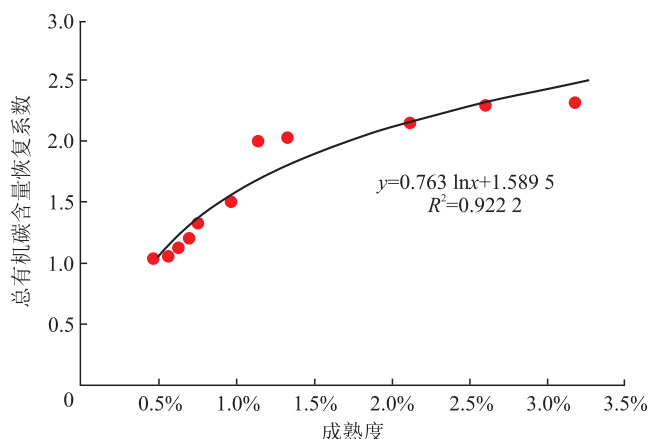


图7 不同演化阶段 I、II₁ 型页岩总有机碳含量恢复系数图版

数据,并与页岩残余 TOC 值作相关关系图(图8)。然后,用该直线数据分别乘以 10%、20%...90%,得到不同页岩气散失效率下的生气量直线;最后,将 JY2 井现今的 TOC 与含气量数据投图,即可获知该井页岩气的保存条件。由图8可知,JY2 井页岩气总体上散失了 60%~90%,保存比例为 10%~40%。此外,TOC 也在一定程度上控制页岩气的保存:残余 TOC 大于 1.50% 的页岩散失了 60%~80% 的天然气,而残余 TOC 小于 1.50% 的页岩散失了 70%~90% 的天然气。

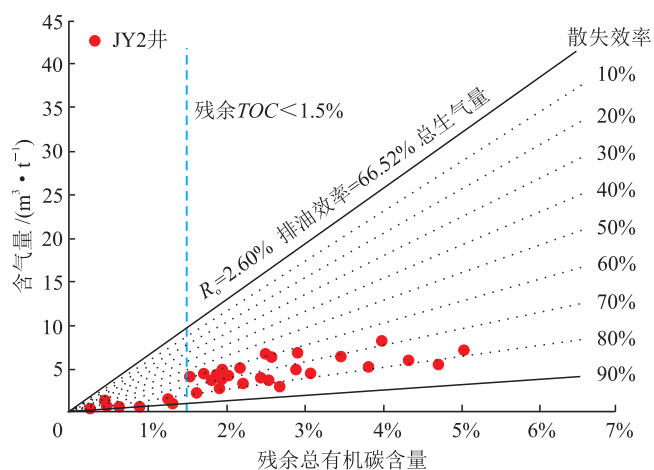


图8 JY2 井五峰组—龙马溪组页岩气保存能力评价图

3 页岩气有利区 TOC 下限探讨

TOC 是页岩气富集成藏的重要因素,也是页岩气勘探开发与选取评价的关键参数之一^[50-52]。不同国家和地区对于页岩气有利区 TOC 下限的规定不同,国外商业开发实践显示单井开采量超过 $6\,800 \times 10^4 \text{ m}^3$ 时才算成功^[53],哈里伯顿公司认为商业开发远景区的页岩气含量最低为 $2.80 \text{ m}^3/\text{t}$ ^[54],GB/T 31483—2015《页岩

气地质评价方法》中规定海相页岩气有利层段页岩含气量下限值为 $2.00 \text{ m}^3/\text{t}$ 。前人的研究表明,泥(页)岩有机质类型越好,生油能力越强,高一过演化阶段生气潜力也越高。此外,生油高峰期的排油效率直接控制高一过演化阶段页岩气的生成潜力,同时页岩气的散失效率也影响其富集保存能力^[29,34,55]。因此,在页岩气选区评价时,应将页岩排油效率与页岩气散失效率作为重要的评价参数,笔者相应提出了一种高一过成熟海相页岩 TOC 下限的确定方法,细化不同成熟度、不同排油效率下 TOC 下限的厘定,具体方法流程如图9所示。

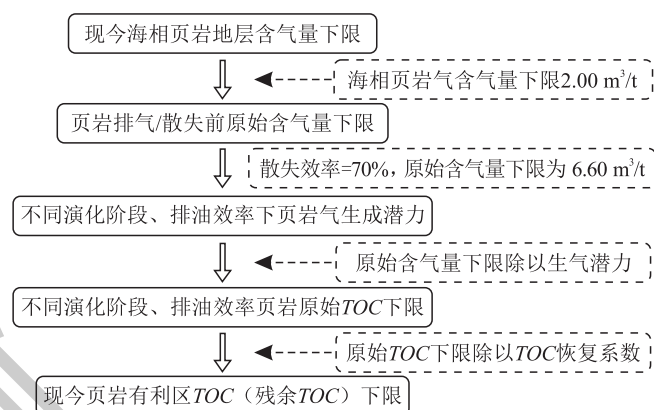


图9 海相页岩不同演化阶段、不同排油效率 TOC 下限计算流程图

GB/T 31483—2015《页岩气地质评价方法》中规定的海相页岩气含气量下限值 ($2.00 \text{ m}^3/\text{t}$) 是页岩气散失后最终保存量的下限值,因此需要将其恢复到散失前的原始含气量下限。首先,研究区现今页岩气的含气量数据可作为气体散失后页岩气的保存量,而生气量数据主要通过未熟—低熟烃源岩的模拟实验获得。其次,需要确定页岩原始 TOC 下限值。不同演化阶段与不同排油效率下页岩具有不同的生气潜力,用页岩原始含气量下限除以不同排油效率下页岩的生气潜力,即为相应演化阶段与排油效率下的原始 TOC 下限。最后,用原始 TOC 下限除以 TOC 恢复系数,即为不同演化阶段、不同排油效率下页岩的残余 TOC 下限。

胡国艺等^[56]在对不同母质类型烃源岩天然气生成与散失效率的研究中指出,腐泥型和偏腐泥型海相页岩气的散失效率主体为 50%~80%,与正反演手段相结合确定的散失效率(60%~90%)相近(图8)。为了展示评价方法,以散失效率 70% 为例,计算页岩气 TOC 下限值。当散失效率为 70% 时,用现今页岩气含气量下限值 $2.00 \text{ m}^3/\text{t}$,除以页岩气

散失后的占比（70%），计算出原始含气量下限值为 $6.60 \text{ m}^3/\text{t}$ 。之后，按照图9所示流程，依次计算原始 *TOC* 下限与残余 *TOC* 下限，现今页岩气有利区 *TOC*（残余 *TOC*）下限结果如图10所示。章节2.2中JY2井固体沥青反演的排油效率介于47.69%~79.83%，笔者以排油效率50%~80%为例，探讨海相高演化页岩有利区 *TOC* 下限值。从图中可知，排油效率介于50%~80%时， R_o 为2.00%的页岩 *TOC* 下限为1.77%~3.00%， R_o 为2.50%的页岩 *TOC* 下限为1.24%~2.16%， R_o 为3.00%的页岩 *TOC* 下限为0.95%~1.70%。可见，腐泥型和偏腐泥型海相页岩高演化阶段仍具备形成大中型页岩气藏的能力，深埋期排油效率为50%~80%，散失70%的气，仍能满足中国海相页岩气有利层段现今 $2.00 \text{ m}^3/\text{t}$ 的含气量下限值。

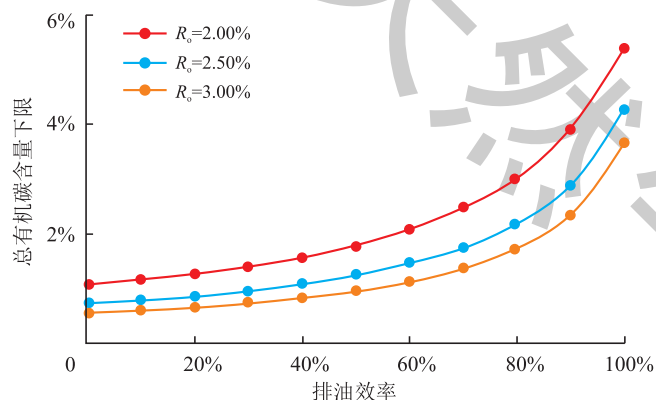


图10 海相高演化页岩不同成熟度、不同排油效率 *TOC* 下限图（以页岩气散失效率70%为例）

虽然中国页岩气选区评价时常沿用北美地区的 *TOC* 下限（2.00%），但中国南方海相页岩气成功的开发实践表明 *TOC* 下限会相对降低，如四川盆地焦石坝地区已经实现有效开发的JYA井，龙马溪组上部页岩气层实测 *TOC* 最小为0.50%^[57]；四川盆地东溪地区的DYS2井龙马溪组 *TOC* 为0.90%~6.41%，新场南地区XY1井龙马溪组 *TOC* 为0.79%~6.86%，但两井均获得高产气流。因此，一些学者认为对于高一过成熟的龙马溪组页岩，残余 *TOC* 达到1.00%时便具有工业开采价值^[52,58]，与笔者提出的 *TOC* 下限计算方法得到的结果相近，验证了本方法的地质适用性。同时，与之前静态的选区评价参数相比，本方法综合考虑不同成熟度、排油效率与页岩气散失效率的影响，*TOC* 下限随页岩排油效率和热演化程度差异呈现动态变化，可进一步推广至其他高成熟海相页岩气区块，从而指导页岩气的勘探开发。

4 结论

1) 通过正演模拟可以厘清干酪根和滞留油对页岩气的生成贡献，并获取不同排油效率下页岩的生气潜力图版。模拟实验结果表明四川盆地五峰组—龙马溪组页岩生油阶段最大排油效率为68.79%，与JY2井固体沥青反演计算得到的排油效率47.69%~79.83%（平均值66.52%）相近。

2) 正反演结合证实JY2井页岩气总体散失了约60%~90%，保存比例为10%~40%。此外，*TOC* 在一定程度上控制页岩气的保存：残余 *TOC* 大于1.50%的页岩散失了60%~80%的天然气，而残余 *TOC* 小于1.50%的页岩散失了70%~90%的天然气。

3) 页岩气选区评价应综合考虑早期排油效率和后期抬升改造的影响，两个因素共同控制了页岩气有利区的 *TOC* 下限值。当页岩气散失效率为70%时，对应的页岩原始含气量下限值为 $6.60 \text{ m}^3/\text{t}$ ；若排油效率为50%~80%， R_o 为2.00%的页岩 *TOC* 下限为1.77%~3.00%， R_o 为2.50%的页岩 *TOC* 下限在1.24%~2.16%， R_o 为3.00%的页岩 *TOC* 下限在0.95%~1.70%。

致谢：本文研究思路与相关认识与中国石化勘探分公司、西南油气分公司、江汉油田分公司、中国科学院广州地球化学研究所等单位专家进行了讨论和交流，在此致以衷心感谢！

参 考 文 献

- [1] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1): 1-12.
ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(1): 1-12.
- [2] 赵文智, 贾爱林, 位云生, 等. 中国页岩气勘探开发进展及发展展望[J]. 中国石油勘探, 2020, 25(1): 31-44.
ZHAO Wenzhi, JIA Ailin, WEI Yunsheng, et al. Progress in shale gas exploration in China and prospects for future development[J]. China Petroleum Exploration, 2020, 25(1): 31-44.
- [3] 郭旭升. 南方海相页岩气“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.
GUO Xusheng. Rules of two-factor enrichment for marine shale gas in southern China: Understanding from the Longmaxi Formation shale gas in Sichuan Basin and its surrounding area[J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1209-1218.
- [4] 胡东风, 魏志红, 刘若冰, 等. 川东南盆缘复杂构造区綦江页岩气田的发现与启示[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1418-1429.

- HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Discovery of the Qijiang shale gas field in a structurally complex region on the southeastern margin of the Sichuan Basin and its implications[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1418-1429.
- [5] 郭彤楼, 张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成与富集高产模式[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(1): 28-36.
- GUO Tonglou, ZHANG Hanrong. Formation and enrichment mode of Jiaoshiba shale gas field, Sichuan Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(1): 28-36.
- [6] 陈渝川, 林伟, 李明涛, 等. 川南—川东地区龙马溪组优质页岩分布及主控因素[J]. *特种油气藏*, 2024, 31(4): 54-63.
- CHEN Yuchuan, LIN Wei, LI Mingtao, et al. The distribution and main controlling factors of high-quality shale in Longmaxi Formation in southern Sichuan—eastern Sichuan Region[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2024, 31(4): 54-63.
- [7] JARVIE D M, HILL R J, RUBLE T E, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. *AAPG Bulletin*, 2007, 91(4): 475-499.
- [8] 赵文智, 李建忠, 杨涛, 等. 中国南方海相页岩气成藏差异性比较与意义[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(4): 499-510.
- ZHAO Wenzhi, LI Jianzhong, YANG Tao, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(4): 499-510.
- [9] 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): 29-43.
- GUO Tonglou. Discovery and characteristics of the Fuling shale gas field and its enlightenment and thinking[J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 29-43.
- [10] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 中国页岩气勘探开发理论认识与实践[J]. *石油勘探与开发*, 2018, 45(4): 561-574.
- MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. China's shale gas exploration and development: Understanding and practice[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(4): 561-574.
- [11] 姜振学, 宋岩, 唐相路, 等. 中国南方海相页岩气差异富集的控制因素[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(3): 617-628.
- JIANG Zhenxue, SONG Yan, TANG Xianglu, et al. Controlling factors of marine shale gas differential enrichment in southern China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(3): 617-628.
- [12] 郭旭升, 李宇平, 腾格尔, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组深水陆棚相页岩生储机理探讨[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 193-201.
- GUO Xusheng, LI Yuping, BORJIGEN Tenger, et al. Hydrocarbon generation and storage mechanisms of deep-water shelf shales of Ordovician Wufeng Formation—Silurian Longmaxi Formation in Sichuan Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 193-201.
- [13] 王淑芳, 董大忠, 王玉满, 等. 四川盆地志留系龙马溪组富气页岩地球化学特征及沉积环境[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2015, 34(6): 1203-1212.
- WANG Shufang, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Geochemical characteristics the sedimentation environment of the gas-enriched shale in the Silurian Longmaxi Formation in the Sichuan Basin[J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2015, 34(6): 1203-1212.
- [14] 刘洪林, 王怀厂, 李晓波. 泸州地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏特征[J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(1): 19-26.
- LIU Honglin, WANG Huaichang, LI Xiaobo. Shale gas accumulation characteristics of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Luzhou area[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(1): 19-26.
- [15] TAN Jingqiang, HORSFIELD B, MAHLSTEDT N, et al. Physical properties of petroleum formed during maturation of Lower Cambrian shale in the upper Yangtze Platform, South China, as inferred from phase kinetics modelling[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2013, 48: 47-56.
- [16] TAN Jingqiang, HORSFIELD B, FINK R, et al. Shale gas potential of the major marine shale formations in the Upper Yangtze platform, South China, Part III: Mineralogical, lithofacial, petrophysical, and rock mechanical properties[J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(4): 2322-2342.
- [17] DONG Dazhong, SHI Zhensheng, GUAN Quanzhong, et al. Progress, challenges and prospects of shale gas exploration in the Wufeng—Longmaxi reservoirs in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry B*, 2018, 5(5): 415-424.
- [18] 金之钧, 蔡立国. 中国海相层系油气地质理论的继承与创新[J]. *地质学报*, 2007, 81(8): 1017-1024.
- JIN Zhijun, CAI Ligu. Inheritance and innovation of marine petroleum geological theory in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2007, 81(8): 1017-1024.
- [19] 魏志红. 四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组页岩气的晚期逸散[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 659-665.
- WEI Zhihong. Late fugitive emission of shale gas from Wufeng—Longmaxi Formation in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 659-665.
- [20] 何治亮, 聂海宽, 胡东风, 等. 深层页岩气有效开发中的地质问题——以四川盆地及其周缘五峰组—龙马溪组为例[J]. *石油学报*, 2020, 41(4): 379-391.
- HE Zhiliang, NIE Haikuan, HU Dongfeng, et al. Geological problems in the effective development of deep shale gas: A case study of Upper Ordovician Wufeng—Lower Silurian Longmaxi formations in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Acta Petroleii Sinica*, 2020, 41(4): 379-391.
- [21] 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.
- WEI Xiangfeng, LI Yuping, WEI Zhihong, et al. Effects of preservation conditions on enrichment and high yield of shale gas in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2017, 39(2): 147-153.
- [22] 马中良, 申宝剑, 潘安阳, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩气成因与碳同位素倒转机制——来自热模拟实验的认识[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 428-433.
- MA Zhongliang, SHEN Baojian, PAN Anyang, et al. Origin

- and carbon isotope reversal of shale gas in Wufeng-Longmaxi formations, Sichuan Basin: Implication from pyrolysis experiments[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(3): 428-433.
- [23] 刘文斌, 胡凯, 秦建中, 等. 云南禄劝残植煤的有机地球化学特征及其石油地质意义[J]. *地球化学*, 2008, 37(1): 68-76.
LIU Wenbin, HU Kai, QIN Jianzhong, et al. Organic geochemistry and hydrocarbon potential of liptobiolite in Luquan, Yunnan Province[J]. *Geochimica*, 2008, 37(1): 68-76.
- [24] 马中良, 谭静强, 赵晗, 等. 云南禄劝地区泥盆系油苗地球化学特征及地质意义[J]. *地质力学学报*, 2020, 26(6): 952-960.
MA Zhongliang, TAN Jingqiang, ZHAO Han, et al. Organic geochemistry and geological significance of oil seepage from the Devonian of Luquan area, Yunnan Province[J]. *Journal of Geomechanics*, 2020, 26(6): 952-960.
- [25] YANG Rui, HE Sheng, HU Qinrong, et al. Geochemical characteristics and origin of natural gas from Wufeng-Longmaxi shales of the Fuling Gas Field, Sichuan Basin (China)[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2017, 171: 1-11.
- [26] GAO Jian, ZHANG Jiankun, HE Sheng, et al. Overpressure generation and evolution in Lower Paleozoic gas shales of the Jiaoshiba region, China: Implications for shale gas accumulation[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2019, 102: 844-859.
- [27] 郑伦举, 秦建中, 何生, 等. 地层孔隙热压生排烃模拟实验初步研究[J]. *石油实验地质*, 2009, 31(3): 296-302.
ZHENG Lunju, QIN Jianzhong, HE Sheng, et al. Preliminary study of formation porosity thermocompression simulation experiment of hydrocarbon generation and expulsion[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2009, 31(3): 296-302.
- [28] 马中良, 郑伦举, 李志明. 烃源岩有限空间温压共控生排烃模拟实验研究[J]. *沉积学报*, 2012, 30(5): 955-963.
MA Zhongliang, ZHENG Lunju, LI Zhiming. The thermocompression simulation experiment of source rock hydrocarbon generation and expulsion in formation porosity[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2012, 30(5): 955-963.
- [29] MA Zhongliang, TAN Jingqiang, ZHENG Lunju, et al. Evaluating gas generation and preservation of the Wufeng-Longmaxi Formation shale in southeastern Sichuan Basin, China: Implications from semiclosed hydrous pyrolysis[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2021, 129: 105102.
- [30] MUKHOPADHYAY P K, WADE J A, KRUGE M A. Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotian Basin, Canada[J]. *Organic Geochemistry*, 1995, 22(1): 85-104.
- [31] 王自翔, 王永莉, 吴保祥, 等. 川西北低成熟沥青产气特征及生烃动力学应用[J]. *石油学报*, 2016, 37(3): 339-347.
WANG Zixiang, WANG Yongli, WU Baoxiang, et al. Characteristics of gas generation and the application of hydrocarbon generation kinetics from low-maturity asphalt in Northwestern Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(3): 339-347.
- [32] 谢小敏, 腾格尔, 秦建中, 等. 贵州凯里寒武系底部硅质岩系生物组成、沉积环境与烃源岩发育关系研究[J]. *地质学报*, 2015, 89(2): 425-439.
- XIE Xiaomin, TENGGER, QIN Jianzhong, et al. Depositional environment, organisms components and source rock formation of siliceous rocks in the base of the Cambrian Niutitang Formation, Kaili, Guizhou[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2015, 89(2): 425-439.
- [33] MASTALERZ M, SCHIMMELMANN A, DROBNIAK A, et al. Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: Insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(10): 1621-1643.
- [34] 腾格尔, 陶成, 胡广, 等. 排烃效率对页岩气形成与富集的影响[J]. *石油实验地质*, 2020, 42(3): 325-334.
BORJIGIN Tenger, TAO Cheng, HU Guang, et al. Effect of hydrocarbon expulsion efficiency on shale gas formation and enrichment[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2020, 42(3): 325-334.
- [35] SHELHAMER E, LONG J, DARRELL T. Fully convolutional networks for semantic segmentation[J]. *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, 2017, 39(4): 640-651.
- [36] OSHER S, SETHIAN J A. Fronts propagating with curvature-dependent speed: Algorithms based on Hamilton-Jacobi Formulations[J]. *Journal of Computational Physics*, 1988, 79(1): 12-49.
- [37] KASS M, WITKIN A, TERZOPOULOS D. Snakes: Active contour models[J]. *International Journal of Computer Vision*, 1988, 1(4): 321-331.
- [38] 盖海峰. 页岩排油效率对页岩气生成的影响[D]. 北京: 中国科学院大学, 2015.
GE Haifeng. Effect of shale oil expulsion efficiency on shale gas generation[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2015.
- [39] 马中良, 宁传祥, 郑伦举, 等. 计算高过成熟度腐泥型烃源岩的排油效率的方法及系统: CN202010861050.4[P]. 2022-03-01.
MA Zhongliang, NING Chuanxiang, ZHENG Lunju, et al. Method and system for calculating oil expulsion efficiency of sapropelic source rocks with high maturity: CN202010861050.4[P]. 2022-03-01.
- [40] 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.
NIE Haikuan, BAO Shujing, GAO Bo, et al. A study of shale gas preservation conditions for the Lower Paleozoic in Sichuan Basin and its periphery[J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(3): 280-294.
- [41] 聂海宽, 张金川, 金之钧, 等. 论海相页岩气富集机理——以四川盆地五峰组—龙马溪组为例[J]. *地质学报*, 2024, 98(3): 975-991.
NIE Haikuan, ZHANG Jinchuan, JIN Zhijun, et al. Enrichment mechanism of marine shale gas: A case study of the Wufeng Formation-Longmaxi Formation in the Sichuan Basin, SW China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2024, 98(3): 975-991.
- [42] 宋岩, 李卓, 姜振学, 等. 中国南方海相页岩气保存机理及模式[J]. *地质学报*, 2023, 97(9): 2858-2873.

- SONG Yan, LI Zhuo, JIANG Zhenxue, et al. Preservation mechanism and model of marine shale gas in southern China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(9): 2858-2873.
- [43] 楼章华, 张欣柯, 吴宇辰, 等. 四川盆地南川地区及邻区页岩气保存差异的流体响应特征 [J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(4): 451-458.
- LOU Zhanghua, ZHANG Xinke, WU Yuchen, et al. Fluid response characteristics of shale gas preservation differences in Nanchuan and its adjacent blocks in Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(4): 451-458.
- [44] 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.
- [45] ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Yuman, et al. Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I)[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2015, 42(6): 753-767.
- [46] 刘洪林, 王怀厂, 李晓波. 泸州地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏特征 [J]. *新疆石油地质*, 2024, 45(1): 19-26.
- LIU Honglin, WANG Huaichang, LI Xiaobo. Shale gas accumulation characteristics of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in Luzhou area[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2024, 45(1): 19-26.
- [47] 薛冈, 熊伟, 张培先. 常压页岩气藏成因分析与有效开发——以四川盆地东南缘地区五峰组—龙马溪组页岩气藏为例 [J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(5): 668-675.
- XUE Gang, XIONG Wei, ZHANG Peixian. Genesis analysis and effective development of normal pressure shale gas reservoir: A case of Wufeng—Longmaxi shale gas reservoir in southeast margin of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(5): 668-675.
- [48] 高全芳, 张培先, 关琳琳, 等. 低级别逆断层对页岩气富集高产影响研究——以四川盆地东南缘南川地区平桥东 1 断层为例 [J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(3): 458-467.
- GAO Quanfang, ZHANG Peixian, GUAN Linlin, et al. Influence of lower-level reverse faults on shale gas enrichment and high yield: A case study of Pingqiao Dong-1 Fault in Nanchuan area, southeast margin of Sichuan Basin[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 458-467.
- [49] BORJIGIN T, SHEN Baojian, YU Lingjie, et al. Mechanisms of shale gas generation and accumulation in the Ordovician Wufeng—Longmaxi Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(1): 69-78.
- [50] WANG Ruyue, GU Yang, DING Wenlong, et al. Characteristics and dominant controlling factors of organic-rich marine shales with high thermal maturity: A case study of the Lower Cambrian Niutitang Formation in the Cen'gong block, southern China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, 33: 81-96.
- [51] 李志明, 刘雅慧, 何晋译, 等. 陆相页岩油“甜点”段评价关键参数界限探讨 [J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1453-1467.
- LI Zhiming, LIU Yahui, HE Jinyi, et al. Limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1453-1467.
- [52] 唐令, 宋岩, 陈晓智, 等. 页岩气选区评价关键参数及上下限——以四川盆地五峰组—龙马溪组为例 [J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(1): 153-168.
- TANG Ling, SONG Yan, CHEN Xiaozhi, et al. Key parameters and the upper-lower limits of shale gas selection evaluation: Case study from the Wufeng—Longmaxi formations in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(1): 153-168.
- [53] 董大忠, 王玉满, 黄旭楠, 等. 中国页岩气地质特征、资源评价方法及关键参数 [J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(9): 1583-1601.
- DONG Dazhong, WANG Yuman, HUANG Xunan, et al. Discussion about geological characteristics, resource evaluation methods and its key parameters of shale gas in China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(9): 1583-1601.
- [54] 邹才能, 董大忠, 王社教, 等. 中国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力 [J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(6): 641-653.
- ZOU Caineng, DONG Dazhong, WANG Shejiao, et al. Geological characteristics, formation mechanism and resource potential of shale gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(6): 641-653.
- [55] MA Zhongliang, ZHENG Lunju, XU Xuhui, et al. Thermal simulation experiment of organic matter-rich shale and implication for organic pore formation and evolution[J]. *Petroleum Research*, 2017, 2(4): 347-354.
- [56] 胡国艺, 张水昌, 田华, 等. 不同母质类型烃源岩排气效率 [J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(1): 45-52.
- HU Guoyi, ZHANG Shuichang, TIAN Hua, et al. Gas relative expulsion efficiency of source rocks with different types of kerogen[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(1): 45-52.
- [57] 舒志恒, 方栋梁, 郑爱维, 等. 四川盆地焦石坝地区龙马溪组一段上部页岩气层地质特征及开发潜力 [J]. *天然气地球科学*, 2020, 31(3): 393-401.
- SHU Zhiheng, FANG Dongliang, ZHENG Aiwei, et al. Geological characteristics and development potential of upper shale gas reservoirs of the 1st member of Longmaxi Formation in Jiaoshiba area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2020, 31(3): 393-401.
- [58] 黄文彪, 程杰, 邵明礼, 等. 松辽盆地南部深层中—高演化阶段烃源岩品质评价标准探讨 [J]. *非常规油气*, 2021, 8(2): 13-23.
- HUANG Wenbiao, CHENG Jie, SHAO Mingli, et al. Discussion on organic matter abundance evaluation criteria of source rocks in deep middle-high thermal evolution stage in South Songliao Basin[J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(2): 13-23.

(修改回稿日期 2025-04-03 编辑 陈古明)



本文互动