

文章编号: 1000-0747(2018)03-0000-11 DOI: 10.11698/PED.2018.03.00

海相页岩有机质炭化的热成熟度下限及勘探风险

王玉满¹, 李新景¹, 陈波², 吴伟³, 董大忠¹, 张鉴³,
韩京², 马杰², 代兵², 王浩², 蒋珊¹(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 长江大学, 武汉 430100;
3. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院, 成都 510051)

基金项目: 国家科技重大专项(2017ZX05035001); 中国科学院A类战略性先导科技专项(XDA14010101);

中国石油勘探与生产分公司页岩气资源评价与战略选区课题(kt2017-10-02)

摘要: 以四川盆地及周缘志留系龙马溪组钻井资料为基础, 利用激光拉曼、电性和物性等页岩表征技术, 开展了高过成熟海相页岩有机质炭化的 R_o 下限和基本特征研究。研究认为: ①海相页岩I-II₁型有机质炭化的 R_o 下限值为3.5%。在 R_o 值小于3.4%阶段, 一般不会出现有机质炭化现象; 在 R_o 值为3.4%~3.5%阶段, 可能出现有机质弱炭化与未炭化两种情况并存; 在 R_o 值大于3.5%阶段, 出现有机质炭化的可能性很大。②进入炭化阶段的富有机质页岩电阻率测井曲线普遍呈“细脖子型”(低—超低电阻响应)、拉曼谱出现低幅度以上的石墨峰、物性差(基质孔隙度仅为正常水平一半以下)等3个基本特征。③有机质炭化阶段导致页岩源储品质的损害巨大, 主要表现为页岩的生烃能力衰竭、有机质孔隙和黏土矿物晶间孔的大量减少甚至消失、对天然气的吸附能力降低等。由此认为, I-II₁型固体有机质炭化的 R_o 下限应成为古老海相地层页岩气勘探不可逾越的理论红线; 在选区评价工作中, 需加强低—超低电阻率富有机质页岩的有效性评价, 排除由有机质炭化造成的高风险区; 在勘探开发过程中, 对钻遇的低—超低电阻率目的层应高度重视有机质炭化评价, 及时调整部署方案。图7表3参28

关键词: 下志留统; 龙马溪组; 热成熟度; 有机质炭化; 电阻率; 勘探风险

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Lower limit of thermal maturity for the carbonification of organic matter in overmature marine shale and its exploration significance

WANG Yuman¹, LI Xinjing¹, CHEN Bo², WU Wei³, DONG Dazhong¹, ZHANG Jian³,
HAN Jing², MA Jie², DAI Bing², WANG Hao², JIANG Shan¹

(1. PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Beijing 100083, China; 2. Yangtze University, Wuhan 430100, China; 3. Exploration and Development Research Institute, Southwest Oil & GasField Company, PetroChina, Chengdu 610051, China)

Abstract: Based on the drilling data of the Silurian Longmaxi Formation around the Sichuan Basin, SW China the R_o lower limits and essential features of the carbonification of organic matter in over-high maturity marine shale were examined using laser Raman, electrical and physical property characterization techniques. Three preliminary conclusions are drawn: (1) The lower limit of R_o for the carbonification of Type I-II₁ organic matter in marine shale is 3.5%; when the R_o is less than 3.4%, carbonification of organic matter won't happen in general; when the R_o ranges from 3.4% to 3.5%, non-carbonification and weak carbonification of organic matter may coexist; when the R_o is higher than 3.5%, the carbonification of organic matter is highly likely. (2) Organic-rich shale entering carbonization phase have three basic characteristics: log resistivity curve showing a general "slender neck" with low-ultralow resistance response, Raman spectra showing a higher graphite peak, and poor physical property (with matrix porosity of only less than 1/2 the normal level). (3) The quality damage of shale reservoir caused by the carbonification of organic matter is almost fatal, which primarily manifests in depletion of gas generation capacity, reduction or disappearance of organic pores and interlayer pores of clay minerals, and drop of adsorption capacity to natural gas. Therefore, the lower limit of R_o for the carbonification of Type I-II₁ organic matter should be regarded as the theoretically impassable red line of shale gas exploration in the ancient marine shale formations. The organic-rich shale with extra-ultralow resistance should be evaluated effectively in area selection to exclude the high risk areas caused by the carbonification of organic matter. The target organic-rich shale layers with a low resistance response drilled during exploration and development should be evaluated on carbonification level of organic matter, and the deployment plan should be adjusted according to the evaluation results in time.

Key words: Lower Silurian; Longmaxi Formation; thermal maturity; carbonification of organic matter; resistance; significance for exploration

引用:王玉满, 李新景, 陈波, 等. 海相页岩有机质炭化的热成熟度下限及勘探风险[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(3): 1-11.

WANG Yuman, LI Xinjing, CHEN Bo, et al. Lower limit of thermal maturity for the carbonification of organic matters in marine shales and its exploration risk[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 1-11.

1 问题提出

有机质炭化是指进入高过成熟阶段的泥页岩经过有机质降解、裂解等过程,其固体有机质部分或全部转化为石墨或类石墨物质的地质现象^[1-4]。近几年中国南方海相页岩气勘探和研究证实,扬子地区下寒武统筇竹寺组和下志留统龙马溪组(含上奥陶统五峰组,下同)两套优质页岩(I—II₁型干酪根)为页岩气勘探主力层系,但勘探形势却呈现两极分化^[1]:筇竹寺组总体处于无烟煤—超无烟煤阶段^[2,5],已出现大面积有机质炭化特征(富有机质页岩段呈现低于2Ω·m的超低电阻率响应)^[1,4,6-7],仅在川中隆起、黔北等局部地区含气,勘探前景不理想;而热演化程度相对较低的龙马溪组获得

重大突破,相继发现威远、长宁—昭通、涪陵和富顺—永川等页岩气高产区,探明储量达5 441×10⁸ m³,并基本形成了整体含气、大面积富气的局面^[1,4,8-12],显示出良好的勘探前景。但是,近期龙马溪组页岩气勘探在巫溪、鄂西、仁怀、丰都等探区出现复杂情况,在龙马溪组下部“甜点层”(指TOC大于3%、石英+白云石+黄铁矿三矿物法脆性指数大于50的富有机质页岩段^[12,13],下同)相继钻遇低—超低电阻率页岩段(见图1、图2),其电性和含气性特征与处于有机质炭化阶段的筇竹寺组具有一定相似性。这再次引起勘探界和学术界对高过成熟海相页岩有机质炭化研究的重视^[5-6]。

有机质炭化是中国南方页岩气勘探面临的主要地质风险之一,也是高过成熟海相页岩烃源岩和储集层

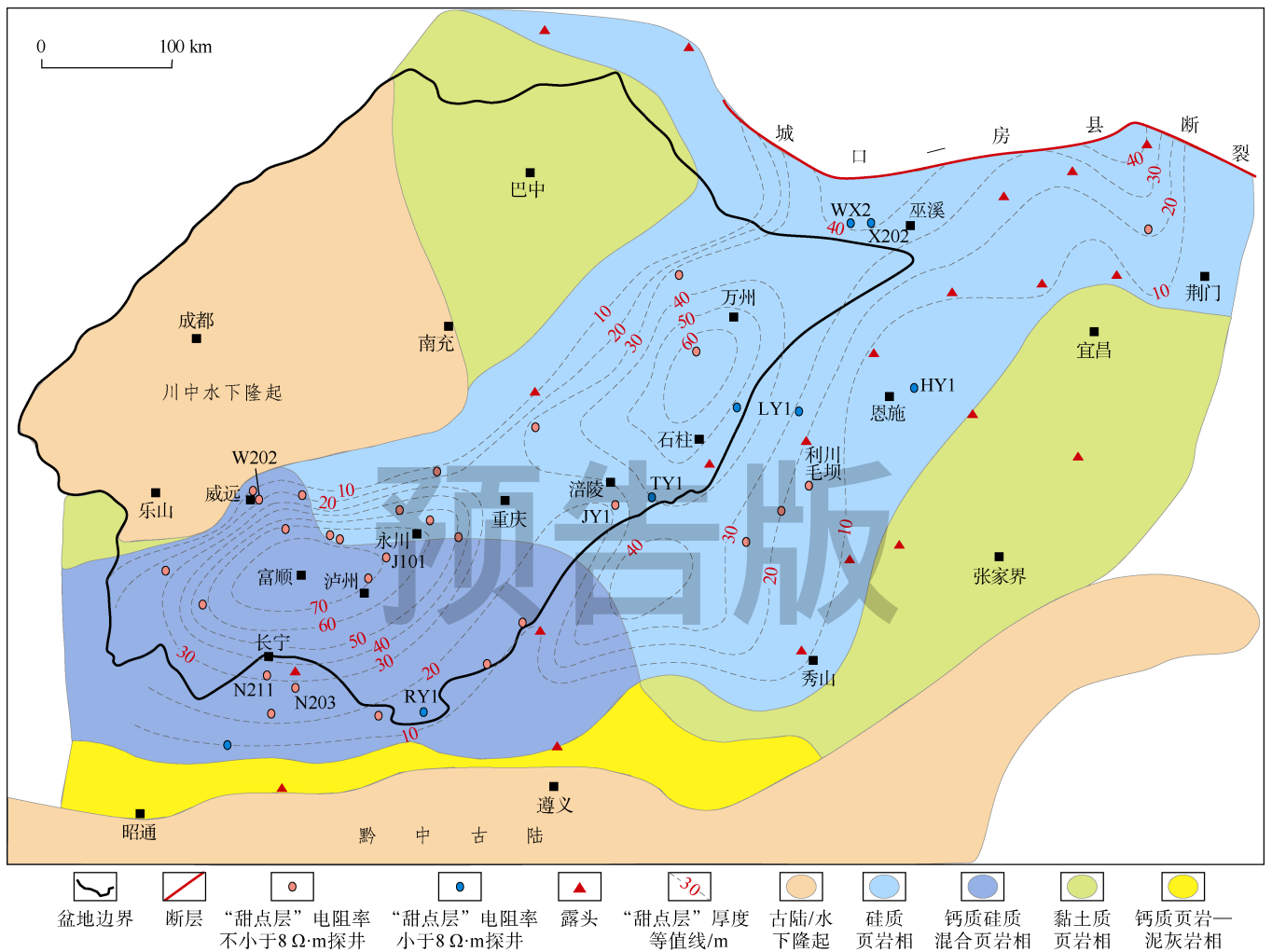


图1 四川盆地及周边龙马溪组“甜点层”与重点探井分布图(根据文献[12-13],有修改)

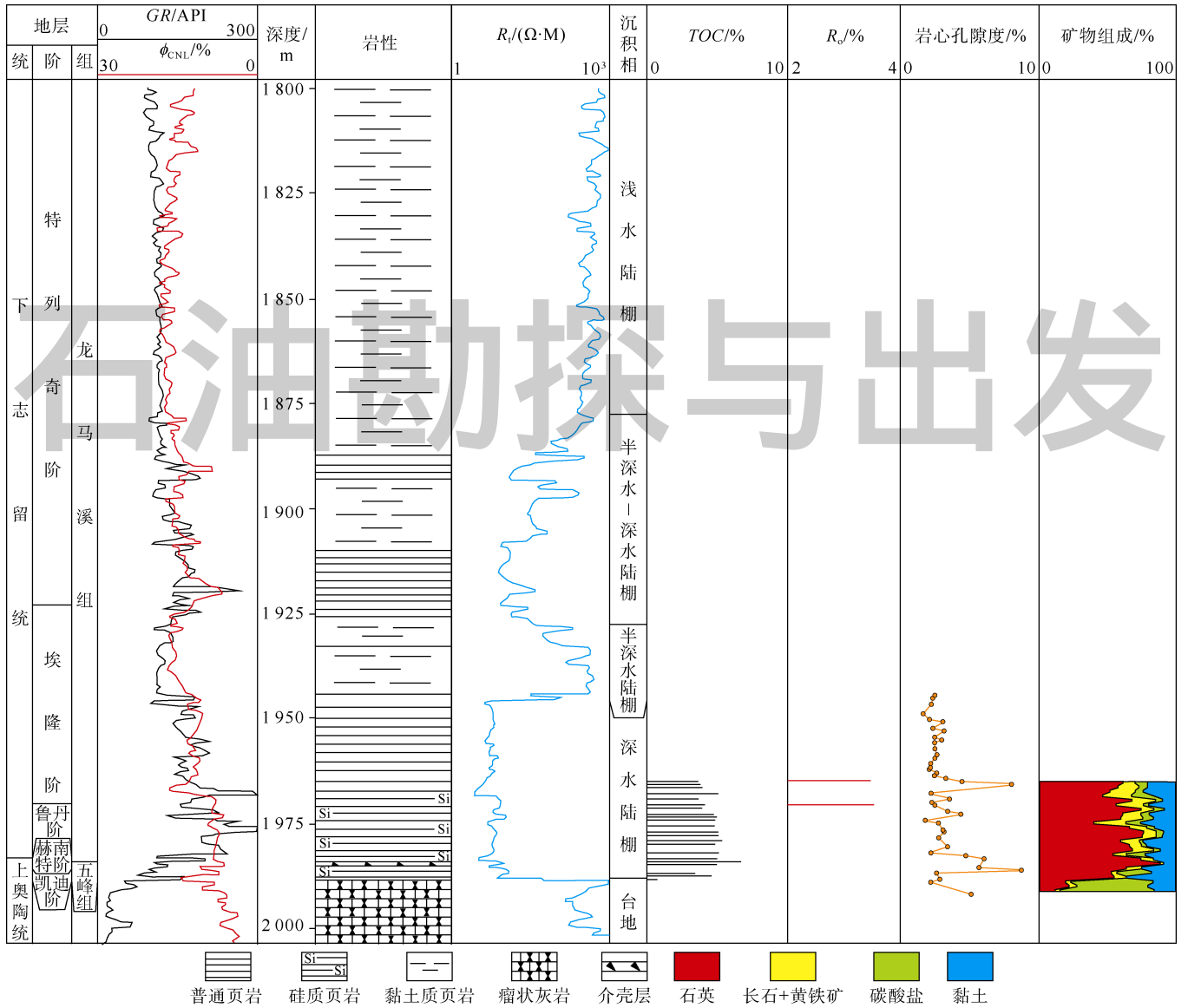


图2 巫溪地区五峰组—龙马溪组综合柱状图 (GR—自然伽马; R_t —电阻率; ϕ_{CNL} —中子孔隙度)

评价的重点和难点^[1,4,6-8]。对于古老海相地层页岩气勘探而言,开展有机质炭化研究急需解决4个方面问题:①在利用笔石体、沥青体和镜质体等常规介质确定反射率可靠性较差的条件下,如何准确获得高过成熟海相页岩的 R_o (有机质成熟度)值;②I—II₁型有机质炭化的 R_o 值下限是多少;③海相页岩有机质炭化的基本特征有哪些;④如何应用海相页岩有机质炭化的 R_o 值下限和基本特征指导页岩气勘探。针对上述问题,本文以四川盆地及周缘龙马溪组为重点,通过开展不同热演化阶段黑色页岩的有机质激光拉曼谱、电阻率测井响应和物性特征分析,确定高过成熟海相页岩有机质炭化的 R_o 值下限、基本特征及其对页岩气勘探意义,并针对海相页岩气勘探提出相应建议。

2 海相页岩有机质炭化研究现状

2.1 基本认识

目前,对海相页岩有机质炭化研究总体处于探索阶段,主要认知来源于川南筇竹寺组少量探井^[1,4,7]。前人研究证实,以川南筇竹寺组为代表的海相页岩有机质炭化表现为3个典型特征^[1,4,6-8]:有机质激光拉曼谱出现高幅度石墨峰(即G'峰),且D峰(无序带峰)高于G峰(有序带峰);富有机质页岩段普遍出现测井电阻率小于 $2 \Omega \cdot m$ 、干岩样电阻率小于 $100 \Omega \cdot m$ 的超低电阻率响应特征,即有机质出现强导电性;孔隙度仅为正常水平的 $1/3 \sim 1/2$,试采为无气或微气显示。

上述特征是在 R_o 值大于4.0%的长宁—昭通筇竹寺组总结形成的,已成为判断极高成熟海相页岩有机

质炭化的重要依据,但此特征仅是个案还是具有普遍性,对 R_0 值和有机质炭化程度相对较低的龙马溪组是否适用,地质人员并不清楚。受此判断依据的影响,勘探和研究人员在四川盆地下志留统页岩气勘探评价中普遍未认识到有机质炭化风险,在部分炭化区投入了过多或不必要的勘探工作量。以巫溪探区为例,区内龙马溪组因“甜点层”厚度大而倍受勘探界重视^[8,14],近五年相继钻探各类评价井超过8口,结果显示:五峰组至龙马溪组为连续深水沉积,“甜点层”主要分布于凯迪阶—埃隆阶,以硅质页岩为主(见图2),厚度超过40m^[8,14],TOC值一般3.0%~6.5%,硅质含量平均值在60%以上,黏土含量一般低于30%,电阻率一般为3~7 $\Omega\cdot m$ (高于长宁筇竹寺组1个数量级^[4,6])(见图2), R_0 值为3.48%~3.51%,在拉曼谱的G'峰位置出现低幅度石墨峰(见图3);总孔隙度为2.40%~8.78%(平均为3.85%),明显高于长宁筇竹寺组^[7],但低于长宁、威远和涪陵气田^[8,11-15];含气量1.38~3.00m³/t,压裂测试为微气。目前将钻探失利原因归结为该探区位于大巴山前陆冲断带,构造和保存条件存在较大风险^[10,14]。笔者则认为,该区龙马溪组产层已出现

低电阻率响应和拉曼谱低幅度石墨峰,是 R_0 值相对较低的有机质炭化区典型代表(与长宁筇竹寺组有机质炭化特征并不完全相似),勘探失利应主要归因于有机质炭化。目前,受勘探程度低和认知水平有限等因素制约,对龙马溪组和筇竹寺组两套页岩有机质炭化的基本特征和 R_0 值下限等关键要素的认识尚不完全清楚^[1,4,7]

2.2 评价方法

泥页岩固体有机质炭化表征方法主要包括光学识别法、电学识别法、物性分析法等3种,每种方法表征内容、适用条件及优缺点见表1,其中激光拉曼识别法和电阻率测井响应识别法是目前广泛使用的主要方法,且多方法联合使用和相互印证已成为泥页岩有机质炭化表征的发展趋势。

有机质炭化是造成高过成熟区海相页岩储集层物性和含气性急剧变差的主要地质风险^[1,4]。可见,通过多方法、多途径厘定I—II₁型有机质炭化的基本特征和 R_0 值下限,是确定古老海相地层页岩气有效勘探下限的重要手段和关键依据之一,对四川盆地深层、盆地外高过成熟区等复杂领域页岩气勘探评价和选区具有重要指导意义。

表1 常用于泥页岩固体有机质炭化表征的主要方法

序号	方法种类	表征内容	优点	缺点	文献
1	光学识别法	利用激光拉曼、透射电镜等技术,对固体有机质进行光学成像,并依据特定光谱特征识别石墨或类石墨物质	直观发现石墨或类石墨物质,计算 R_0 值且可靠性高	受样品观察点影响大,对弱石墨化样品检测误差大	[1-3, 16,17]
2	电学识别法	基于固体有机质石墨化后具有良好导电性特点,采用测井、实验室干样测试等方法获得泥页岩电阻率响应值,并依据电阻率曲线形态和幅度值判断泥页岩有机质炭化程度	对处于不同有机质炭化阶段的泥页岩,均能有效识别且反映灵敏,检测结果可直接用于勘探评价	难以准确计算有机质 R_0 值	[4,6,7, 18-20]
3	物性分析法	基于固体有机质石墨化后有机质孔隙大量减少的显著特点,采用孔隙度实验测试、双孔隙介质解释模型等方法获得泥页岩基质孔隙度、有机质孔隙度等数据,并间接判断泥页岩有机质炭化程度	用于评价有机质炭化对页岩储集层品质的影响	受孔隙度实验测试方法影响大,无法计算有机质 R_0 值	[7,12, 21-25]

3 海相页岩有机质炭化的基本特征和 R_0 值下限

依据上述分析,本文采用有机质激光拉曼识别、电阻率测井响应和物性分析等技术手段,多方法、多途径确定海相页岩有机质炭化的 R_0 下限值并相互印证,探索揭示龙马溪组拉曼、电性和物性3个关键指标在有机质炭化 R_0 下限附近的演化特征,厘清海相页岩有机质炭化的基本特征。

3.1 有机质拉曼光谱分析法

有机质拉曼光谱分析法不仅是检测泥页岩 R_0 值、判断烃源岩热演化程度的有效方法,其光谱中的G'峰(即石墨峰)也是识别固体有机质是否炭化的直接证

据^[1-3,16-17]。本文中海相页岩的 R_0 值主要采用激光拉曼光谱分析法测得;此检测方法基于固体有机质拉曼峰(主要包括D峰、G峰和G'峰)的形态和位移能够充分反映芳香碳环结构中原子和分子的震动信号与样品热演化程度的关系^[1-3],即D峰和G峰的峰间距与峰高比一般随着热演化程度升高而增加,G'峰(即石墨峰)在无煤阶段出现并随着石墨化程度加剧而增高^[1-3]。刘德汉等提出了利用固体有机质拉曼光谱参数(即D峰和G峰的峰间距或峰高比)计算泥页岩样品热成熟度的相关计算公式^[2],并在地质学研究领域得到广泛应用^[1-2]。此方法核心在于:在G'峰出现以前,主要依据峰间距计算 R_0 值;在G'峰出现以后,则主要依据峰高比计算 R_0 值。

笔者利用有机质激光拉曼谱资料不仅获得了四川

盆地及周缘重点探区志留系和寒武系页岩的 R_o 值测试结果, 而且发现龙马溪组在部分探区已出现不同程度的有机质炭化现象(见图2、图3), 现说明如下:

在威远 W202 井区, R_o 值为 2.6%~2.9%, 拉曼谱显示 D 峰与 G 峰峰间距和峰高比分别为 258.83 和 0.62, 在 G' 峰位置呈下倾斜坡状(即尚未成峰)(见图 3a), 说明该区龙马溪组热成熟度相对较低, 未进入有机质炭化阶段。在长宁—昭通 N203 井区, R_o 值为 3.42%~3.47%, D 峰与 G 峰峰间距和峰高比分别为 273.29 和 0.69, 在 G' 峰位置已形成平台但尚未成峰(见图 3b), 说明该探区龙马溪组热成熟度明显高于威远地区, 尚

未出现石墨化, 但已十分接近有机质炭化界限。在巫溪 WX2 井区, R_o 值为 3.48%~3.51%, D 峰与 G 峰峰间距和峰高比分别为 272.70 和 0.63, 在 G' 峰位置已形成低幅度石墨峰(见图 3c), 显示巫溪龙马溪组出现了石墨化特征, 热成熟度略高于长宁—昭通地区, 并已进入有机质炭化的无烟煤阶段。在利川毛坝地区, R_o 值为 3.56%~3.73%, D 峰与 G 峰峰高比达 0.85, 明显高于威远、长宁—昭通和巫溪地区, 并且在 G' 峰位置形成中等幅度石墨峰(见图 3d), 说明利川龙马溪组出现了明显的有机质石墨化特征, 热演化程度高于前 3 个探区, 已进入有机质炭化的超无烟煤阶段。

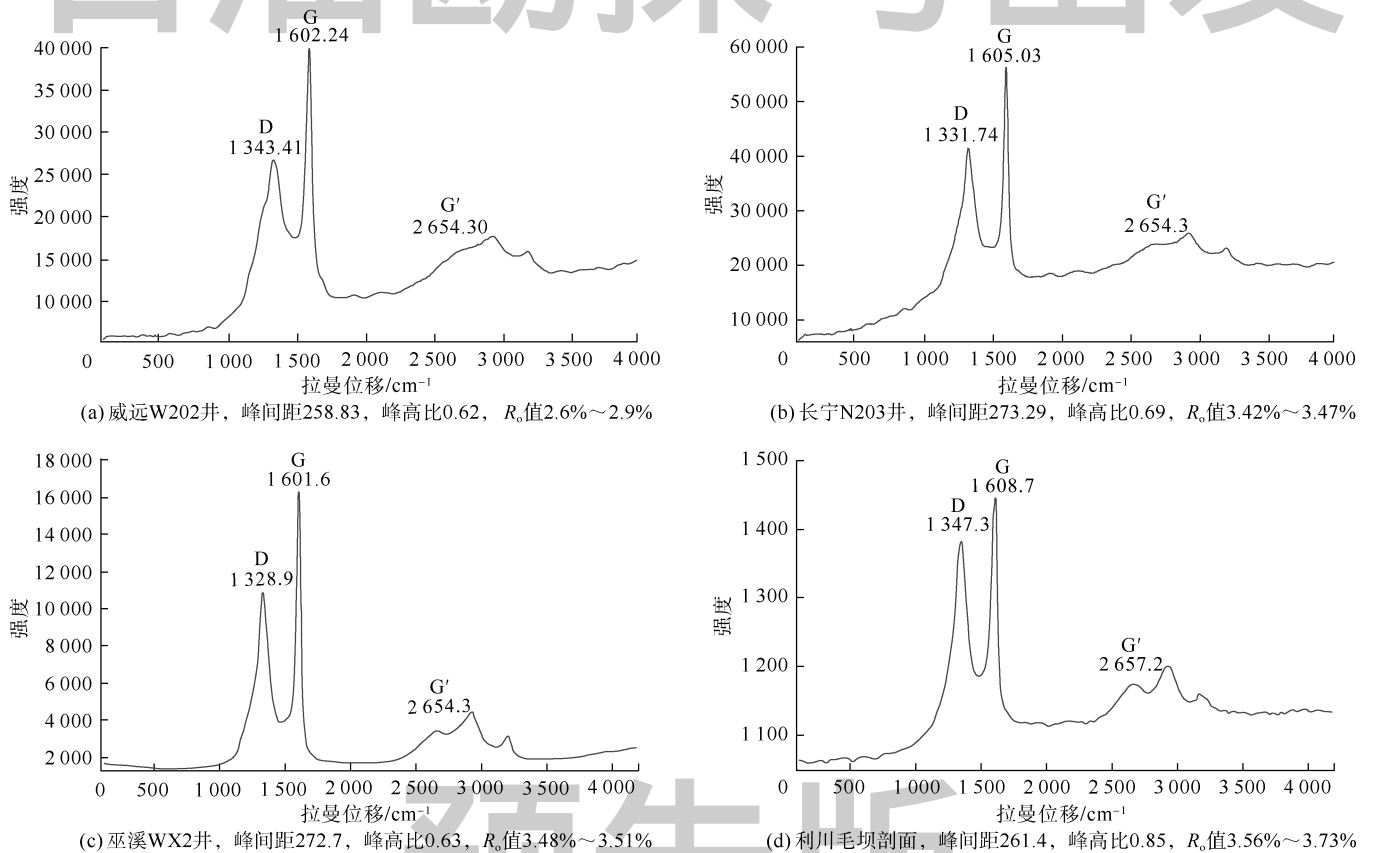


图3 四川盆地及周缘龙马溪组有机质激光拉曼图谱

从上述 4 口井拉曼光谱特征和 R_o 值检测结果可见, 4 个探区热演化程度以利川最高, 巫溪和长宁—昭通地区其次, 威远地区最低, 有机质炭化的 R_o 值下限应在 3.5% 左右。

3.2 电阻率测井响应分析法

电阻率测井响应是过高成熟页岩有机质炭化评价的重要依据^[1,4,6,8,18]。笔者依据威远、长宁—昭通、涪陵、巫溪和利川等探区重点井的钻井资料和拉曼 R_o 数据, 建立四川盆地及周缘下志留统和下寒武统电阻率测井响应的自然演化序列(见图 4—图 6), 以此确定

高过成熟海相页岩有机质炭化的 R_o 下限。

在龙马溪组电阻率曲线演化序列中, 电阻率测井曲线的形态和幅度值随 R_o 值增加呈现显著变化(见图 4): 在威远和涪陵探区, R_o 值分别为 2.6%~2.9% 和 3.3%, 有机质未炭化且不具导电能力, 其电阻率曲线显示在贫有机质页岩段(龙马溪组上段)幅度较低, 在富有机质页岩段(龙马溪组下段)为幅度中高的“钟型”特征。以 W202 井为例, 龙马溪组电阻率测井曲线一般呈上小下大的“钟型”^[8], 即: 在特列奇阶中上部的灰绿色黏土质页岩段(TOC 值小于 1%), 电阻率

值保持在 $10 \Omega \cdot \text{m}$ 左右；向下进入到鲁丹阶—埃隆阶 (TOC 值为 $2\% \sim 8\%$)，电阻率值上升至 $20 \sim 50 \Omega \cdot \text{m}$ (见图 4a)，显示出电阻率值随着 TOC 值增大呈缓慢增加趋势 (见图 4b)。涪陵 JY1 井也具有相似特点，电阻率测井曲线呈“弱钟型”(见图 4)。

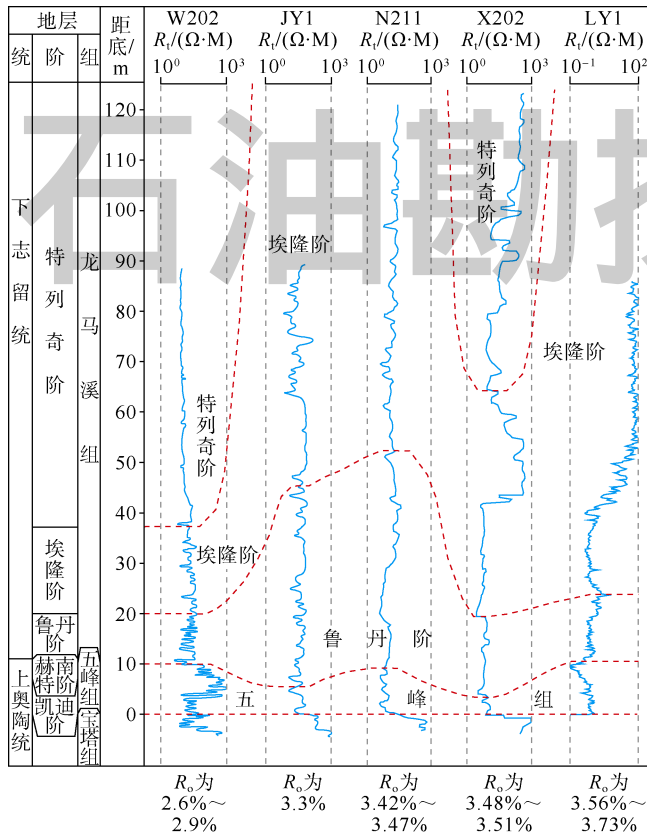


图 4 四川盆地及周缘龙马溪组电阻率响应演化趋势图

在长宁—昭通 N211 井区， R_o 值为 $3.42\% \sim 3.47\%$ ，电阻率曲线开始出现上部贫有机质页岩段幅度保持稳定、下部富有机质页岩段幅度总体降低的“扁平型”特征 (见图 4)，即在埃隆阶 (TOC 值一般为 $0.5\% \sim 1.5\%$) 总体保持在 $8 \sim 30 \Omega \cdot \text{m}$ (平均值为 $17 \Omega \cdot \text{m}$)，在五峰组—鲁丹阶 (TOC 值一般为 $1.3\% \sim 7.6\%$) 则略

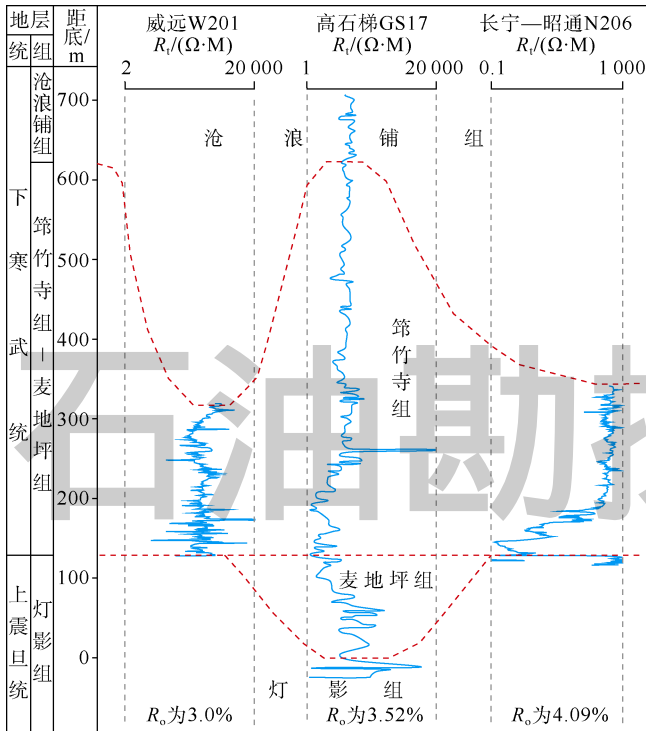
有下降，一般为 $5 \sim 30 \Omega \cdot \text{m}$ (平均值为 $11 \Omega \cdot \text{m}$)。

在巫溪 X202 井区， R_o 值增大至 3.5% 左右，电阻率响应凸显出中低伽马段幅度显著增高 ($200 \sim 800 \Omega \cdot \text{m}$)、高伽马段幅度显著降低 ($3 \sim 7 \Omega \cdot \text{m}$) 的“细脖子型”特征，两者幅度相差 2 个数量级 (见图 2、图 4a)，且电阻率测井值与 TOC 具有良好负相关关系 (见图 4b)，显示高自然伽马段有机质已炭化并出现导电性。

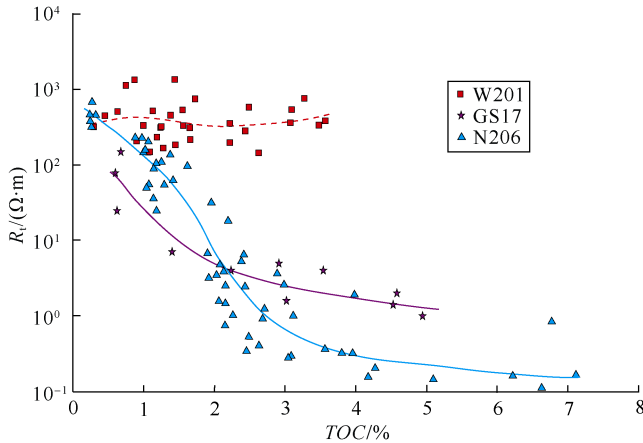
在利川地区， R_o 值进一步上升至 3.6% 左右，电阻率曲线“细脖子型”特征更趋突出 (见图 4a)，电阻率测井值与 TOC 负相关关系更加显著 (见图 4b)。在埃隆阶上部 (TOC 值小于 0.5%)，电阻率测井值为 $65 \sim 100 \Omega \cdot \text{m}$ ；在五峰组—埃隆阶下段 (TOC 为 $1.0\% \sim 6.0\%$)，电阻率测井值一般为 $0.1 \sim 20.0 \Omega \cdot \text{m}$ ，在大部分层段为 $0.1 \sim 0.9 \Omega \cdot \text{m}$ (见图 4b)。上、下段电阻率测井值幅度差为 2~3 个数量级，显示出高自然伽马段有机质具有良好导电性，即有机质出现严重炭化特征。

从上述 5 口井电阻率曲线演化趋势看，随着 R_o 值由 2.6% 增加至 3.6% 以上，龙马溪组电阻率测井响应值在富有机质页岩段总体呈降低趋势，在贫有机质页岩段呈增大趋势，电阻率测井值与 TOC 值负相关关系趋于明显 (见图 4b)，曲线形态呈现“钟型”或“弱钟型”“扁平型”“细脖子型”演化过程，在 R_o 值大于 3.5% 阶段主体为“细脖子型” (见图 4a)。

龙马溪组电阻率曲线演化趋势特征同样出现在下寒武统演化序列中 (见图 5)。在威远 W201 井区，筇竹寺组 TOC 值为 $0.3\% \sim 3.6\%$ ， R_o 值为 3.0% ，电阻率曲线受页岩致密化 (孔隙度低于 2%) 影响，总体呈“扁平型”，测井电阻率值一般为 $200 \sim 1000 \Omega \cdot \text{m}$ ，显示有机质未炭化且不具导电能力。在高石梯 GS17 井区，筇竹寺组中上段 350 m (TOC 为 $0.2\% \sim 4.3\%$ ，缺激光拉曼 R_o 数据) 呈正常电性特征 (见图 5a)，电阻率曲线与 W202、JY1 井区龙马溪组基本相似，呈中低幅度“扁平型”，电阻率测井值一般为 $10 \sim 30 \Omega \cdot \text{m}$ ，显示未出现有机质炭化特征；筇竹寺组下段—下寒武统麦地坪组上段 150 m (TOC 为 $1.4\% \sim 5.0\%$)，激光拉曼 R_o 值达到 3.52% ，电阻率曲线则出现高幅度差的“细脖子型”特征 (见图 5)，测井电阻率值普遍为 $1 \sim 90 \Omega \cdot \text{m}$ (局部为 $1 \sim 2 \Omega \cdot \text{m}$)，且与 TOC 负相关 (见图 5b)，显示该页岩段已出现有机质炭化并具导电性。从电性特征判断，GS17 井筇竹寺组距顶 350 m 附近可能是该探区下寒武统烃源岩有机质炭化的深度界限。长宁—昭通地区筇竹寺组已证实为有机质严重炭化区的



(a) 处于不同热成熟阶段的黑色页岩电阻率曲线特征



(b) 处于不同热成熟阶段的黑色页岩Rt与TOC相关性

图5 四川盆地及周缘下寒武统页岩电阻率响应演化趋势图

典型代表^[1,4], R_o 值达 4.09%, 电阻率曲线出现严重的“细脖子型”特征(见图5)。

从上述两套页岩电性曲线演化特征看, 高过成熟海相页岩电阻率曲线由“钟型”、“弱钟型”或“扁平型”快速演化成“细脖子型”是有机质碳化的开始, 此转折点对应的热成熟度与巫溪龙马溪组和高石梯GS17井区筇竹寺组的 R_o 值基本一致, 应为 I—II₁ 型有机质碳化的 R_o 下限。为准确获取有机质碳化的 R_o 下限值, 笔者根据上述两套层系 14 口重点井(龙马溪组 10 口, 筇竹寺组 4 口) 资料建立了富有机质页岩段电阻率平均值与 R_o 关系图版(见图6), 从图中趋势线可见, 两套层系电阻率平均值均出现 3 段式特征, 即:

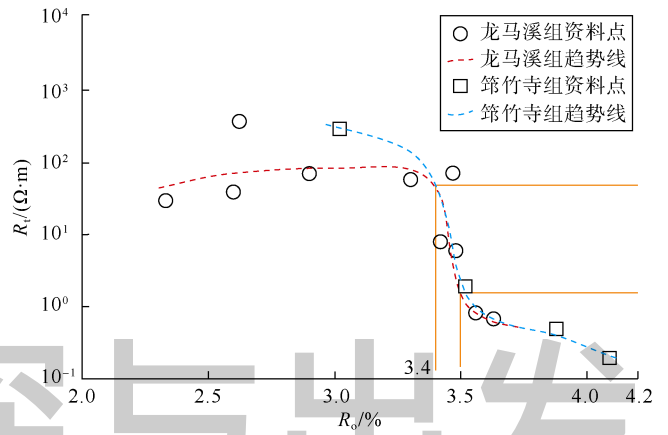


图6 四川盆地及周缘下古生界富有机质页岩段电阻率平均值与 R_o 关系图版

①在 R_o 值小于 3.4% 阶段呈稳定的中高电阻率响应, 说明一般不会出现有机质碳化现象; ②在 R_o 值为 3.4%~3.5% 阶段, 电阻率值出现大幅度波动和快速下降趋势, 波动范围为 $6\sim 50 \Omega \cdot m$, 显示有机质弱碳化与未碳化两种情况并存; ③在 R_o 值大于 3.5% 阶段, 电阻率值普遍出现低于 $2 \Omega \cdot m$ 的超低电阻率响应, 即有机质严重碳化特征。可见, 当 R_o 值超过 3.5% 时, 海相页岩出现有机质碳化的可能性很大, 由此确定 I—II₁ 型固体有机质碳化的 R_o 下限值为 3.5%, 这与拉曼评价结果一致。

3.3 物性分析法

在有机质碳化阶段, 泥页岩基质孔隙度下降至正常水平的 $1/3\sim 1/2$, 测试一般不含气或微气显示^[1,4,7]。因此, 对于 I—II₁ 型固体有机质碳化的 R_o 下限值 3.5% 是否合理, 可以利用海相页岩物性参数进行检验。

笔者主要利用图6中重点井的相关资料和 Woodford 气田地质参数^[26-27], 建立孔隙度平均值与 R_o 关系图版(见图7), 其中大部分资料点的孔隙度为岩心测试数据, 仅 R_o 值为 2.9% 的资料点孔隙度值(3.8%)为测井解释结果, 与趋势线略有偏差, 但仍处于 3.8%~6.0% 的正常范围内^[12,15,21]。从图7可见, 孔隙度同样呈现 3 段式特征: ①在 R_o 值小于 3.4% 阶段, 物性稳定且正常, 孔隙度为 3.8%~6.0%, 未受有机质碳化影响; ②在 R_o 值为 3.4%~3.5% 阶段, 孔隙度出现大幅度波动和急剧下降, 波动范围为 2.5%~5.0%, 显示此阶段为快速过渡阶段, 部分资料点已出现有机质弱碳化; ③在 R_o 值大于 3.5% 阶段, 孔隙度普遍低于 2.5%, 仅为正常水平的 $1/4\sim 1/2$, 说明黑色页岩出现孔隙大量减少和严重致密化特征, 即储集条件劣质化与有机质碳化密切相关。由此说明, 在有机质碳化区, 两套页岩所出现的电阻

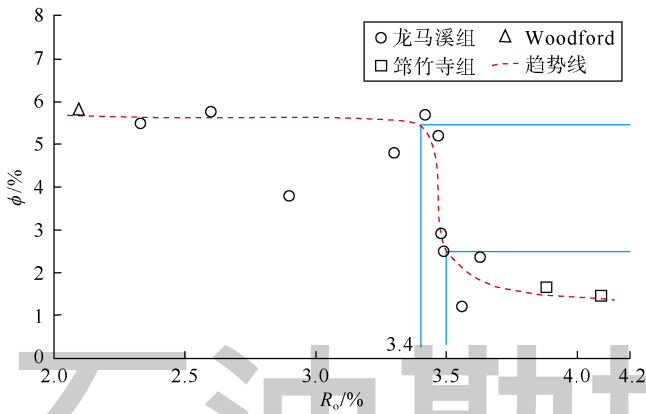


图7 海相富有机质页岩孔隙度平均值与 R_0 关系图版

率曲线“细脖子型”特征(见图2、图4a、图5a)主要源于贫有机质页岩段因受岩石致密化影响普遍出现中高电阻率响应,富有机质页岩段因有机质炭化则普遍出现低—超低电阻率响应,两者响应值一般相差2个数量级以上。由此可见,高过成熟海相页岩电阻率曲线中的“细脖子型”特征是反映其有机质出现炭化、物性变差的直接有效证据。

关于有机质炭化对页岩储集层的损害机理目前尚未完全认识清楚,本文应用双孔隙介质孔隙度解释模型^[12,15],重点对巫溪 X202 井和利川 LY1 井龙马溪组的3种物质(即脆性矿物、黏土和有机质)单位质量孔隙体积和孔隙度构成进行测算,并结合其他探区或层系储集空间评价结果(见表2),探索揭示有机质炭化对页岩储集层的损害程度。

双孔隙介质孔隙度解释模型是近几年发展起来的、定量计算页岩基质孔隙度构成及裂缝孔隙度的重要方法^[12,15],其核心在于:首先,利用评价区可靠资料点对模型中的脆性矿物、黏土和有机质3种物质单

位质量孔隙体积(分别表示为 V_{Bri} 、 V_{Clay} 和 V_{TOC})进行刻度计算;然后,依据 V_{Bri} 、 V_{Clay} 和 V_{TOC} 刻度值以及评价区目的层段的岩矿和 TOC 资料计算基质孔隙度构成(包括脆性矿物内孔隙度、有机质孔隙度和黏土矿物晶间孔隙度),并结合岩心测试总孔隙度数据(为岩心氦气法或压汞法检测结果)计算裂缝孔隙度。此模型的计算方法和主要参数取值见文献^[12,15,21]。

测算结果显示(见表2),在巫溪和利川龙马溪组有机质炭化区,有机质和黏土矿物两种物质(储集空间的主要贡献者)产生孔隙的能力总体较低,富有机质页岩基质孔隙度小,关键指标大大低于 Woodford、长宁和涪陵等气田,与长宁—昭通地区筇竹寺组相当(见表2)。以巫溪探区为例,龙马溪组 V_{TOC} 值为 $0.088 \text{ m}^3/\text{t}$,仅为长宁气田的63%、涪陵气田的50%,略高于长宁—昭通地区筇竹寺组; V_{Clay} 值为 $0.020 \text{ m}^3/\text{t}$,仅为长宁气田的51%; V_{Bri} 值为 $0.005 \text{ m}^3/\text{t}$,与涪陵气田相当,总体处于 $0.0004 \sim 0.0079 \text{ m}^3/\text{t}$ 的正常范围值内;基质孔隙度为 $2.30\% \sim 3.20\%$ (平均为 2.90% ,远低于 $3.8\% \sim 6.0\%$ 的正常水平),其中有机质孔隙度为 $0.12\% \sim 1.43\%$ (平均为 0.98% ,低于 $1.28\% \sim 1.68\%$ 的正常水平),黏土矿物晶间孔隙度为 $0.41\% \sim 1.96\%$ (平均为 0.96% ,远低于 $2.36\% \sim 2.81\%$ 的正常水平),脆性矿物内孔隙度为 $0.66\% \sim 1.23\%$ (平均为 0.96% ,处于 $0.07\% \sim 1.30\%$ 正常范围值内)。这说明,有机质炭化阶段造成的储集空间损害主要表现为有机质孔隙和黏土矿物晶间孔的大量减少甚至消失,进而导致基质孔隙度下降至正常水平的一半以下。

另外,巫溪和利川地区龙马溪组裂缝发育程度明显好于长宁地区,略差于涪陵和 Woodford(见表2)。

表2 高过成熟海相富有机质页岩储集参数对比表^[12,15,21]

探区/井区	岩相	$R_0/\%$	总孔隙度构成/ $\%$					3种物质单位质量孔隙体积/ $(\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1})$			参考文献
			脆性矿物内孔隙度	黏土矿物晶间孔隙度	有机质孔隙度	裂缝孔隙度	合计	V_{Bri}	V_{Clay}	V_{TOC}	
巫溪 X202 井 龙马溪组	硅质页岩	3.48~3.51	0.66~1.23/0.96	0.41~1.96/0.96	0.12~1.43/0.98	0~5.60/0.95	2.40~8.78/3.85	0.005 0	0.020	0.088	
利川 LY1 井 龙马溪组	硅质页岩	3.56~3.73	0.26~0.42/0.32	0.57~1.80/1.37	0.35~1.28/0.66	0~2.50/0.41	1.90~4.77/2.76	0.002 0	0.012	0.082	
Woodford	硅质页岩	2.00~2.20	0.07~0.08/0.07	1.99~2.88/2.52	0.90~2.36/1.68	0~4.46/1.55	4.20~7.50/5.83	0.000 4	0.035	0.120	[26-27]
涪陵 JY4 井 龙马溪组	硅质页岩	3.30	0.63~1.23/0.93	1.23~3.63/2.36	0.58~1.95/1.29	0~3.28/1.26	4.57~7.80/5.83	0.006 1	0.025	0.170	[8,15]
长宁—昭通 长芯1井龙马溪组	钙质硅质混合页岩	3.42~3.47	0.74~1.78/1.30	0.78~5.83/2.81	0.71~1.90/1.28	0~1.16/0.12	3.42~8.35/5.51	0.007 9	0.039	0.140	[8,15]
长宁—昭通 筇竹寺组	硅质页岩	4.09	0.03~0.05/0.04	0.81~1.56/1.07	0.41~0.66/0.55		1.43~2.01/1.66	0.000 2	0.022	0.069	[1,7]

注:表中斜线后数值为平均值

由于裂缝形成主要受构造控制，且扬子地区大部分探区页岩储集空间以基质孔隙为主，裂缝欠发育，实际分析时常常忽略裂缝孔隙影响。

综合上述两套层系激光拉曼、电阻率和物性分析等3项结果认为，高过成熟海相页岩（I—II₁型）有机质碳化的 R_o 下限值为3.5%，进入炭化阶段的富有机质页岩普遍具有3个基本特征：①低—超低电阻率响应。测井电阻率曲线呈显著的“细脖子型”特征，即电阻率测井值一般小于 $8\ \Omega\cdot m$ ，且至少低于贫有机质页岩段2个数量级，并与TOC负相关，在有机质严重炭化区，电阻率测井值普遍低于 $2\ \Omega\cdot m$ 。②拉曼谱异常。在G'峰位置出现低幅度以上的石墨峰，D峰与G峰峰高比普遍大于0.63。在有机质严重炭化区，可能出现D峰高于G峰。③物性和含气性差。基质孔隙度仅为正常水平一半甚至以下，不含气或微气显示。

4 有机质炭化区的勘探风险与勘探建议

近几年勘探证实，在巫溪、恩施、仁怀、丰都等地区龙马溪组有机质炭化区（即低—超低电阻“甜点层”分布区，见图1、表3），无论构造和保存条件是否有利，钻探均为无气或微气显示。根据目前的勘探实践和研究成果^[1-7]认为，有机质炭化阶段对海相页岩

气成藏要素的损害主要表现为如下几个方面：

①生烃能力衰竭。烃源岩中干酪根降解成气和分散液态烃二次裂解成气是高过成熟海相页岩气的主要来源，其主生气阶段 R_o 值为1.35%~3.2%，生气衰竭 R_o 下限值为3.5%^[1,5]，与I—II₁型固体有机质炭化 R_o 值下限同步。这说明，处于炭化阶段的固体有机质基本停止生气，分散液态烃已裂解消失，进而导致富有机质页岩中滞留烃难以得到有效补充和保持。

②有机质孔隙和黏土矿物晶间孔大幅度减少。在炭化阶段，有机质孔隙通常出现萎缩、塌陷和充填等现象，宏孔大量减少甚至消失^[1,4,7]，另外页岩中黏土矿物结晶度显著增高，晶间孔体积大量减少^[4,7]。以上述巫溪龙马溪组为例，其有机质孔隙度和黏土矿物晶间孔隙度平均值分别减少至0.98%和0.96%（见表2），基质孔隙度平均值不足3%，远低于长宁和涪陵气田。

③对天然气的吸附能力降低。因有机质孔隙和黏土矿物晶间孔大幅度减少，进而导致黑色页岩有效比表面积随之大量减少，对天然气的吸附能力降低，如长宁筲竹寺组比表面积一般为 $1.6\sim 8.3\ \text{cm}^2/\text{g}$ ，远低于长宁龙马溪组的 $9.5\sim 35.1\ \text{cm}^2/\text{g}$ ，其对氮气和甲烷的吸附能力分别为后者的 $1/3\sim 1/2$ 和80%^[4]。

表3 四川盆地及周边龙马溪组典型失利井富有机质页岩地质参数表

井号	区块	埋深/m	TOC/%	R_o /%	孔隙度/%	自然伽马/API	电阻率/ $(\Omega\cdot m)$	含气量/ $(\text{m}^3\cdot \text{t}^{-1})$	有机质炭化程度	保存条件	参考文献
LY1	利川	2 790~2 830	1.1~6.0	3.56~3.73	1.90~4.77/2.76	150~270	0.1~0.9	0.13~0.48	严重炭化	盆外向斜区,保存条件较好	
HY1	恩施	2 142~2 166	1.5~5.3			150~270	0.01~0.30/0.2	微气	严重炭化	盆外向斜区,保存条件较好	[10]
X202	巫溪	1 965~1 989	0.5~6.4	3.48~3.51	2.40~8.78/3.85	145~300	3~7	1.38~3.00 m^3/t , 试产为微气	弱炭化	盆外褶皱带,龙马溪组具自封盖性,保存条件中等	
TY1	丰都	>3 900	2.0~5.0			150~350	2~6/4	微气,压力系数小于1	弱炭化	盆地内,保存条件好	[28]
RY1	仁怀	4 030~4 055	1.9~6.5		0.50~2.30/0.74	180~250	1.8~8.0	0.51	弱炭化	盆地内,保存条件好	[9-10,28]

注：表中斜线后数值为平均值

可见，有机质炭化对富有机质页岩的源储品质损害极大，I—II₁型固体有机质碳化的 R_o 值下限3.5%应成为古老海相地层页岩气勘探不可逾越的理论红线。为此，本文针对南方海相页岩气勘探提出以下两点建议：

①在地质评价和选区中，以下寒武统和下志留统页岩为重点，加强探区烃源岩有效性评价，圈定有机质炭化区/层段。在富有机质页岩或“甜点层”分布研究基础上，重点开展具有低电阻率响应特征的探井和区块评价，加强目的层激光拉曼、物性和干样电阻

率等项目测试，结合埋藏史和热史分析，明确研究区目的层段是否出现有机质炭化、炭化程度如何、有机质炭化原因等，圈定炭化区范围，为页岩气潜力评价和勘探目标优选排除高风险区。

②如在勘探开发过程中钻遇低电阻率目的层，应加强有机质炭化评价，及时调整部署方案。目前确定的下寒武统和下志留统有效勘探区，虽然其总体处于生气窗内（ R_o 值一般为2.5%~3.5%）^[1,5,8,10]，但其中相当部分探区已处于有机质炭化的 R_o 下限附近（如长宁、涪陵、巫溪等探区龙马溪组 R_o 值为3.3%~3.52%）

(见图 1), 在这些探区及周边钻遇低电阻率目的层是难以避免的, 因此要及时开展有机质炭化评价。若评价结果证实所钻遇的电阻率响应异常段符合有机质炭化的 3 个基本特征, 无论 R_0 值是否达到 3.5% 以及钻探是否见气显示, 均应以该井区出现有机质炭化风险而停止勘探, 及时调整部署方案, 以减少不必要的勘探工作量和投资。若评价结果发现所钻遇的低电阻率层段仅是个例且不符合有机质炭化的 3 个基本特征, 通常表现为电阻率测井曲线呈“扁平型”, 幅度值为 $5 \sim 20 \Omega \cdot m$, 孔隙度平均值在 4% 以上, 可以继续实施勘探, 但要加强单井地质评价和经济评价, 了解该井及其周边低电阻率的原因和勘探潜力。

5 结论

高过成熟海相页岩 (即 I—II₁ 型) 有机质炭化的 R_0 下限值为 3.5%, 在 R_0 小于 3.4% 阶段, 一般不会出现有机质炭化现象; 在 R_0 值为 3.4%~3.5% 阶段, 可能出现有机质弱炭化与未炭化两种情况并存; 在 R_0 值大于 3.5% 阶段, 出现有机质炭化的可能性很大。进入炭化阶段的富有机质页岩普遍具有 3 个基本特征: ①测井电阻率曲线呈显著的“细脖子型”, 电阻率测井值一般小于 $8 \Omega \cdot m$, 且至少低于贫有机质页岩段 2 个数量级, 并与 TOC 负相关; ②拉曼谱在 G 峰位置出现低幅度以上的石墨峰; ③基质孔隙度仅为正常水平一半以下, 不含气或微气显示。有机质炭化阶段导致的页岩烃源岩和储集层品质损害巨大, 主要表现为: 页岩的生烃能力衰竭; 有机质孔隙和黏土矿物晶间孔大量减少甚至消失; 对天然气的吸附能力降低。I—II₁ 型固体有机质炭化的 R_0 值下限应成为古老海相地层页岩气勘探不可逾越的理论红线。为此建议, 在选区评价工作中, 加强目标区低电阻烃源岩有效性评价, 排除由有机质炭化造成的高风险区; 在勘探开发过程中, 对钻遇的低电阻率目的层应高度重视有机质炭化评价, 根据评价结果及时调整部署方案。

参考文献:

- [1] 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.
- [2] 刘德汉, 肖贤明, 田辉, 等. 固体有机质拉曼光谱参数计算样品热演化程度的方法与地质应用[J]. 科学通报, 2013, 58(13):

1228-1241.

LIU D H, XIAO X M, TIAN H, et al. Sample maturation calculated using Raman spectroscopic parameters for solid organics: Methodology and geological applications[J]. Chinese Science Bulletin, 2013, 58(13): 1228-1241.

- [3] SPOÈTL C, HOUSEKNECHT D W, JAQUES R C. Kerogen maturation and incipient graphitization of hydrocarbon source rocks in the Arkoma Basin, Oklahoma and Arkansas: A combined petrographic and Raman spectrometric study[J]. Organic Geochemistry, 1998, 28(9/10): 535-542.
- [4] 王玉满, 董大忠, 程相志, 等. 海相页岩有机质炭化的电性证据及其地质意义: 以四川盆地南部地区下寒武统筇竹寺组页岩为例[J]. 天然气工业, 2014, 34(8): 1-7.
WANG Yuman, DONG Dazhong, CHENG Xiangzhi, et al. Electric property evidences of the carbonification of organic matters in marine shales and its geologic significance: A case study of the Lower Cambrian Qiongzhusi Shale in the southern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(8): 1-7.
- [5] 肖贤明, 王茂林, 魏强, 等. 中国南方下古生界页岩气远景区评价[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(8): 1433-1445.
XIAO Xianming, WANG Maolin, WEI Qiang, et al. Evaluation of Lower Paleozoic shale with shale gas prospect in south China[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(8): 1433-1445.
- [6] 杨小兵, 张树东, 张志刚, 等. 低阻页岩气储层的测井解释评价[J]. 成都理工大学学报(自然科学版), 2015, 42(6): 692-699.
YANG Xiaobing, ZHANG Shudong, ZHANG Zhigang, et al. Logging interpretation and evaluation of low resistivity shale gas reservoirs[J]. Journal of Chengdu University of Technology(Science & Technology Edition), 2015, 42(6): 692-699.
- [7] 黄金亮, 邹才能, 李建忠, 等. 川南下寒武统筇竹寺组页岩气形成条件及资源潜力[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(1): 69-75.
HUANG Jinliang, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Shale gas generation and potential of the Lower Cambrian Qiongzhusi Formation in Southern Sichuan Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(1): 69-75.
- [8] 邹才能, 董大忠, 王玉满, 等. 中国页岩气特征、挑战及前景(一)[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(6): 689-701.
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): 689-701.
- [9] 郭旭升, 胡东风, 李宇平, 等. 涪陵页岩气田富集高产主控地质因素[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 481-491.
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): 481-491.
- [10] 郭彤楼. 中国式页岩气关键地质问题与成藏富集主控因素[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 317-326
GUO Tonglou. Key geological issues and main controls on accumulation and enrichment of chinese shale gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 317-326
- [11] 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
- [12] 王玉满, 王宏坤, 张晨晨, 等. 四川盆地南部深层五峰组—龙马溪组裂缝孔隙评价[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4): 531-539.
WANG Yuman, WANG Hongkun, ZHANG Chenchen, et al. Fracture pore evaluation of the Upper Ordovician Wufeng to Lower Silurian Longmaxi Formations in southern Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4): 531-539.
- [13] 张晨晨, 王玉满, 董大忠, 等. 四川盆地五峰组—龙马溪组页岩脆性评价与“甜点层”预测[J]. 天然气工业, 2016, 36(9): 51-60.
ZHANG Chenchen, WANG Yuman, DONG Dazhong, et al. Evaluation of the Wufeng-Longmaxi shale brittleness and prediction of “sweet spot layers” in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(9): 51-60.
- [14] 梁峰, 拜文华, 邹才能, 等. 渝东北地区巫溪2井页岩气富集模式及勘探意义[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(3): 350-358.
LIANG Feng, BAI Wenhua, ZOU Caineng, et al. Shale gas enrichment pattern and exploration significance of Well Wuxi-2 in northeast Chongqing, NE Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(3): 350-358.
- [15] 王玉满, 黄金亮, 李新景, 等. 四川盆地志留统龙马溪组页岩裂缝孔隙定量表征[J]. 天然气工业, 2015, 35(9): 8-15.
WANG Yuman, HUANG Jinliang, LI Xinjing, et al. Quantitative characterization of fractures and pores in shale beds of the Lower Silurian, Longmaxi Formation, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2015, 35(9): 8-15.
- [16] WILKINS R W T, BOUDOU R, SHERWOOD N, et al. Thermal maturity evaluation from inertinites by Raman spectroscopy: The ‘RaMM’ technique[J]. International Journal of Coal Geology, 2014(128/129):143-152.
- [17] ZHOU Q, XIAO X M, PAN L, et al. The relationship between micro-Raman spectral parameters and reflectance of solid bitumen[J]. International Journal of Coal Geology, 2014, 121(1): 19-25.
- [18] ZHAO H, GIVENS N B, CURTIS B. Thermal maturity of the Barnett Shale determined from well-log analysis[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 535-549.
- [19] LECOMPTE B, FRANQUET J A, JACOBI D, et al. Evaluation of Haynesville shale vertical well completions with a mineralogy based approach to reservoir geomechanics[R]. SPE 124227, 2009.
- [20] KINLEY T J, COOK L W, BREYER J A, et al. Hydrocarbon potential of the Barnett Shale (Mississippian), Delaware Basin, west Texas and southeastern New Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(8): 967-991.
- [21] 王玉满, 董大忠, 杨桦, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩储集空间定量表征[J]. 中国科学: 地球科学, 2014, 44(6): 1348-1356.
WANG Y M, DONG D Z, YANG H, et al. Quantitative characterization of reservoir space in the Lower Silurian Longmaxi Shale, southern Sichuan, China. Science China: Earth Sciences, 2014, 57(2): 313-322.
- [22] CLARKSON C R, SOLANO N, BUSTIN R M, et al. Pore structure characterization of North American shale gas reservoirs using USANS/SANS, gas adsorption, and mercury intrusion[J]. Fuel, 2013, 103(1): 606-616.
- [23] ROSS D J K, BUSTIN R M. Characterizing the shale gas resource potential of Devonian-Mississippian strata in the Western Canada sedimentary basin: Application of an integrated formation evaluation[J]. AAPG Bulletin, 2008, 92(1): 87-125.
- [24] ROSS D J K, BUSTIN R M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs[J]. Marine and Petroleum Geology, 2009, 26(6): 916-927.
- [25] MILLIKEN K L, RUDNICKI M, AWWILLER D N, et al. Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. AAPG Bulletin, 2013, 97(2): 177-200.
- [26] JACOBI D, HUGHES B, BREIG J, et al. Effective Geochemical and Geomechanical Characterization of Shale Gas Reservoirs from the Wellbore Environment: Caney and the Woodford shale[R]. SPE 124231, 2009.
- [27] 王玉满, 李新景, 董大忠, 等. 海相页岩裂缝孔隙发育机制及地质意义[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(9): 1602-1610.
WANG Yuman, LI Xinjing, DONG Dazhong, et al. Development mechanism of fracture pores in marine shale and its geological significance[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(9): 1602-1610.
- [28] 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 & Experiment, 2017, 39(2): 147-153.

第一作者简介: 王玉满 (1968-), 男, 湖北荆门人, 博士, 中国石油勘探开发研究院高级工程师, 主要从事沉积储集层与非常规油气地质研究。
地址: 北京海淀区学院路20号, 中国石油勘探开发研究院石油地质实验研究中心, 邮政编码: 100083。E-mail: wangyuman@petrochina.com.cn
收稿日期: 2017-12-06 修回日期: 2018-02-21

(编辑 黄昌武)