

葛明娜,任收麦,郭天旭,等.中国南方下古生界海相页岩气“优质层段”识别方法与应用[J].岩矿测试,2020,39(3):350-361.
GE Ming-na, REN Shou-mai, GUO Tian-xu, et al. Identification Method of Marine Shale Gas ‘High-Quality Layer’ in the Lower Paleozoic Area, Southern China and Its Application[J]. Rock and Mineral Analysis, 2020, 39(3): 350-361.

【DOI: 10.15898/j.cnki.11-2131/td.201910210148】

中国南方下古生界海相页岩气“优质层段”识别方法与应用

葛明娜¹, 任收麦^{2*}, 郭天旭¹, 王胜建¹, 周志¹

(1. 中国地质调查局油气资源调查中心, 北京 100083;

2. 中国地质调查局发展研究中心, 北京 100037)

摘要:“优质层段”是页岩气勘探开发的重点和热点,国内外学者在相关领域作了诸多探索并取得重要进展,但在选区参数阈值、定性-定量系统分级评价及模板建立方面有待进一步完善。为掌握中国南方下古生界海相页岩气发育的“优质层段”,本文以上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组和寒武系牛蹄塘组为研究对象,对页岩气富集高产“优质层段”的识别要素进行分析,优选出中国南方下古生界海相具有页岩气商业勘探价值的区域。通过资料调研和数据分析,①遴选出页岩气“优质层段”三定性(沉积相、构造保存、岩性组合),八定量(含气量、压力系数、有机碳含量、有机质成熟度、孔隙度、脆性、有效厚度、埋深)识别参数;②按照“定性参数圈定有利区-定量参数识别优质层段”叠加递进判别原则,分析了参数获取方法和阈值,建立了中国南方海相五峰—龙马溪组和牛蹄塘组页岩气“优质层段”定量识别模板;③将该方法应用于贵州正安—务川地区,优选出7个页岩气有利区,识别出1个页岩气“优质层段”(安场向斜五峰—龙马溪组),并得到后期钻探成功验证。该方法对中国南方海相页岩气“优质层段”识别有一定的参考意义。

关键词:页岩气;优质层段;定性-定量参数;五峰—龙马溪组;牛蹄塘组

要点:

(1) 沉积相、构造保存及岩性组合是识别中国南方下古生界海相页岩气“优质层段”的主要定性参数。

(2) 含气量、压力系数、TOC、Ro、孔隙度、脆性矿物、有效页岩厚度及埋深是识别中国南方下古生界海相页岩气“优质层段”的主要定量参数。

(3) 含气量和压力系数在中国南方下古生界海相页岩气“优质层段”识别中是关键参数。

中图分类号: P619.227

文献标识码: A

一直以来,“优质层段”是页岩气资源与选区评价的基础,是寻找页岩气发育和富集区的重要目标。近年来,随着页岩气地质理论认识的提高和勘查开发技术的不断创新,页岩气资源与选区评价的方法逐步改进和细化^[1-3]。目前,国内外页岩气选区评价方法众多,提出的评价参数在类型、数量、层次上亦存在差异^[4-5]。如北美地区主要优选埋深、厚度、总有机碳含量(TOC)、镜质体反射率(Ro)、页岩含气性、矿物组成、物性和力学性质作为关键地质因

素^[6]。中国在页岩气选区流程与标准^[7]、分布与潜力^[8],页岩规模、品质、生储保、经济性等成藏条件^[9],页岩气勘查开发一体、参数概率赋值^[10-11],有利区、核心区和建产区评价^[12],地震、时频电磁或地球物理综合法识别预测^[13-15],以及模糊理论相关方法模型等方面对页岩气选区进行评价^[16-18]。然而,由于受早期勘探程度和资料限制,尚存在页岩气选区参数界限宽松(如TOC有利区下限1.0%、含气量下限1.0等),定量-定性系统未分类分级

收稿日期: 2019-10-21; 修回日期: 2020-01-16; 接受日期: 2020-04-20

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05034-002); 中国地质调查局地质调查项目(2120115006401, DD20160181)

作者简介: 葛明娜, 硕士, 工程师, 主要从事非常规油气地质研究。E-mail: 610144368@qq.com。

通讯作者: 任收麦, 博士, 研究员, 主要从事构造地质和页岩气地质研究。E-mail: realshaw@vip.sina.com。

评价(如仅采取定量或定性评价,龙马溪组和牛蹄塘组统一标准等),选区参数模板局限于某个地区或盆地(如四川盆地、延长地区等)等问题。

本文讨论的“优质层段”是在选区基础上,结合成功的页岩气田、突破区及重大发现页岩气区块的地质特征,总结主控因素,寻找具有商业价值的层系和区域。与以往不同,“优质层段”的识别重在遴选关键参数及确定阈值,分析各参数之间的时空耦合关系,提出“定性参数圈定有利区-定量参数识别优质层段”叠加递进判别原则,初步形成了中国南方海相页岩气“优质层段”识别方法。以贵州正安-务川地区五峰-龙马溪组和牛蹄塘组页岩为例,应用该方法开展了页岩气有利区和“优质层段”识别,验证该方法的适用性和有效性。

1 “优质层段”识别定性参数

中国南方海相多个地区已实现页岩气商业化生产,尤其在四川盆地及周缘五峰-龙马溪组或牛蹄塘组成功钻探了一批页岩气高产气井(图1),建立了页岩气勘探开发示范区和合作开发区。五峰-龙马溪组和牛蹄塘组页岩具有厚度大、有机质丰度高、类型好、脆性矿物含量高、孔渗性好等页岩气形成的

优质条件。然而,中国南方海相页岩构造复杂、时代老,保存条件是五峰-龙马溪组页岩气能否富集高产的关键因素^[19-20],而成熟度是寻找牛蹄塘组富含气页岩的重要条件。

1.1 沉积相

两种盆地类型-克拉通盆地和被动大陆边缘控制了中国南方2套海相层系富有机质页岩的发育与分布^[21]。中国南方五峰-龙马溪组和牛蹄塘组富含气页岩沉积类型主要为陆棚相沉积。根据目前钻井的含气性分析,五峰-龙马溪组富含气页岩主要分布在半深水-深水陆棚相,牛蹄塘组主要分布在深水陆棚相^[22-23](表1)。

表1 中国南方海相富有机质页岩的发育与沉积

Table 1 Development and deposition of marine-riched organic shale in southern China

系	统	组	沉积亚相	盆地类型	分布范围
志留系	下统	龙马溪组	半深水-深水陆棚相	克拉通台内拗陷	扬子地区
奥陶系	上统	五峰组	半深水-深水陆棚相	克拉通台内拗陷	扬子地区
寒武系	下统	牛蹄塘组	深水陆棚相	被动大陆边缘	扬子地区

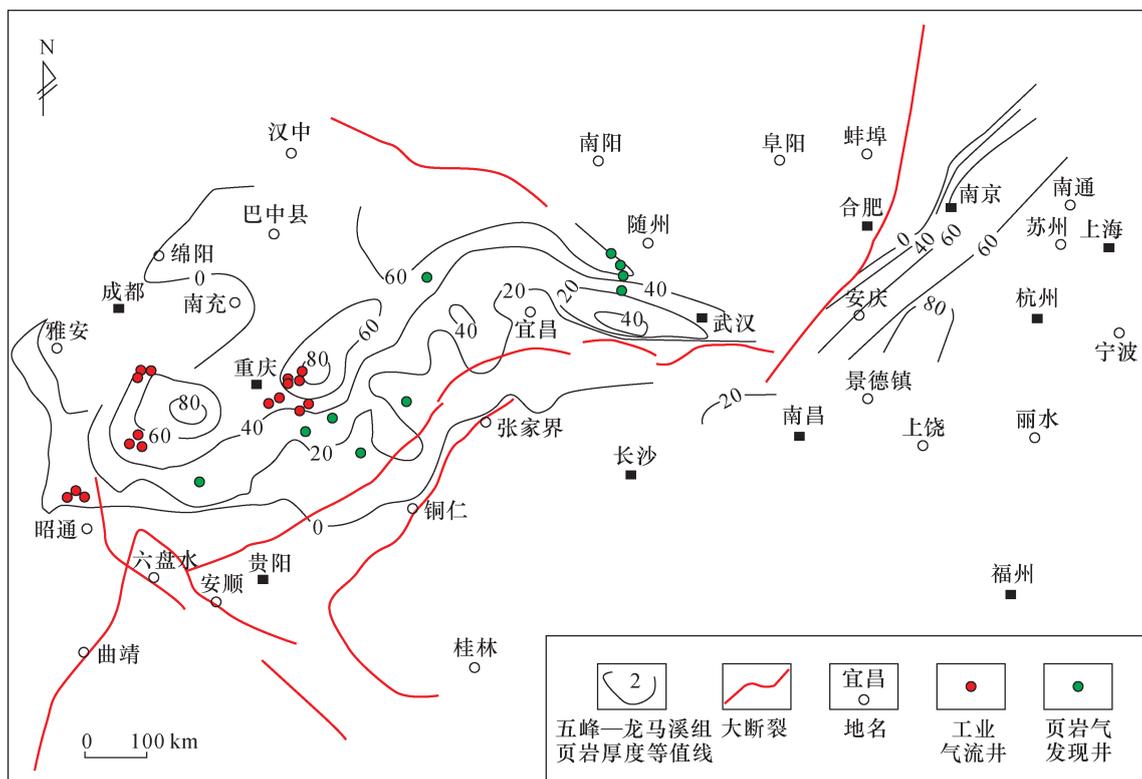


图1 中国南方海相五峰-龙马溪组、牛蹄塘组页岩气发现典型井

Fig. 1 Typical wells of shale gas discovered in Wufeng-Longmaxi Formation and Niutitang Formation, southern China

1.2 构造保存

“优质层段”识别主要对构造是否稳定、深大断裂是否发育及顶底板封堵性三种条件进行识别,应避免保存条件较差的窄陡向斜区、通天大断裂发育区以及抬升剥蚀区等构造复杂区^[24]。此外,考虑从四川盆地到盆外雪峰山隆起,构造抬升的时间越来越早,过早抬升使储层流体压力降低^[25],在其他条件相当时,应优选盆地区。

顶底板条件是影响页岩气保存的另一重要因素。优越的顶底板可最大限度地阻止页岩气体运移与逸散,尤其是游离气^[26]。相比海陆过渡相页岩和厚层陆相泥页岩,南方海相页岩岩性较简单,为纯页岩层或含夹层的页岩层,厚度较薄,个别地区仅几米或十几米。针对上述特点,将顶底板条件分为两种类型:一是对薄层页岩,页岩气保存受控于顶底板条件,要求顶底板岩性致密,且厚度 $>10\text{m}$ ^[22]。如美国 Barnett 页岩,局部地区厚度较薄,其致密的顶底板是页岩气藏形成的关键^[27]。另一种是可形成自我封闭系统的厚层页岩,顶底板越致密越有利。

1.3 岩性组合

对于富含气页岩来说,其岩性通常非单一页岩,而是含硅质、钙质、炭质或粉砂质泥岩夹层的连续页岩层。相比纯页岩,这类夹层孔渗性好,储集空间大,有利于游离气的聚集。因此,在“优质层段”识别时,优选生物硅质、钙质页岩(这两类页岩通常为炭质页岩)和粉砂质页岩,这类页岩有利于有机质孔、微裂缝的形成及后期储层改造。根据页岩气开发效果,硅质页岩最佳,其次为钙质页岩和粉砂质页岩。

2 “优质层段”识别定量参数及阈值

“优质层段”识别的定量参数有8项:含气量、压力系数、TOC、 R_o 、孔隙度、脆性矿物含量、有效页岩厚度及埋深。含气量测定方法有测井分析法、TOC 关联法、实验测定法等^[28],本文采用中国地质调查局油气资源调查中心自主研发的 YSQ-IV 解吸测定仪,进行含气量与气体成分测定;压力系数采用自主研发的地层压力预测软件;孔隙度采用压汞实验^[29]、FIB-SEM^[30]、等温吸脱附实验等测试手段;TOC、 R_o 及脆性矿物含量采用常规烃源岩测试分析方法。

2.1 含气量

含气量是表征页岩气富集程度的直接指标,也是页岩“优质层段”识别的关键参数^[31]。本文选取

中国南方海相四川盆地、渝东南、黔西、湘西北、滇黔北、鄂西等地区获得页岩气商业生产、重大突破或重大发现的21口典型页岩气井进行统计分析^[32],结果表明,五峰—龙马溪组和牛蹄塘组测试日产在 $0.3 \times 10^4 \text{m}^3$ 以上的含气量 $\geq 2.0 \text{m}^3/\text{t}$,含气量 $< 2.0 \text{m}^3/\text{t}$ 的页岩气井测试微含气或无气(图2)。此外,中石油制定了页岩气富集含气量标准 $\geq 2.0 \text{m}^3/\text{t}$,且四川盆地五峰—龙马溪组底部富气页岩段含气量一般 $\geq 2.0 \text{m}^3/\text{t}$ ^[33]。因此,实现页岩气商业价值的“优质层段”含气量应 $\geq 2.0 \text{m}^3/\text{t}$ 。

2.2 压力系数

页岩含气量与压力系数密切相关。北美页岩由于自身地质特征,低压、欠压均可实现页岩气开发,对压力系数没有特殊要求^[34]。中国南方海相页岩构造改造强、时代老、成熟度高、保存条件差^[35],压力系数已成为判断区域含气量的关键指标。本文对中国南方海相四川盆地、渝东南、黔西、湘西北、滇黔北、鄂西等地区五峰—龙马溪组和牛蹄塘组获得页岩气商业生产、重大突破或重大发现的18口典型页岩气井进行统计分析^[22]。结果表明,10口五峰—龙马溪组页岩气井中,四川盆地内五峰—龙马溪组压力系数低于1.2的W201井(压力系数1.0)未达到工业气流标准,而四川盆地外渝东南地区五峰—龙马溪组PY1常压页岩储层测试产量2.3万方/天(图2)。牛蹄塘组8口页岩气井整体压力系数偏低且在不同压力系数下的W201井(常压)、JY1井(超压)、YY1井(常压)均达到工业气流标准(图2)。因此,建议将压力系数1.2作为中国南方海相四川盆地内部五峰—龙马溪组页岩气“优质层段”识别的下限。

2.3 总有机碳含量

中国南方海相五峰—龙马溪组富有机质页岩TOC最大值约25%^[22],富含气页岩段的TOC最小值为2.0%,主要集中在五峰—龙马溪组底部,这也是硅质含量与气测异常值最高的层段^[36]。与五峰—龙马溪组相似,牛蹄塘组页岩具有较高的有机质丰度,TOC最大值约22%^[22],其有利潜质页岩段主要位于牛蹄塘组的中下部^[37],TOC最小值为2.0%。此外,北美典型页岩区块和中国部分成功页岩气井显示出更高的TOC(TOC均值 $> 4\%$),见表2。因此,中国南方海相五峰—龙马溪组和牛蹄塘组页岩气“优质层段”TOC值选取应大于2.0%。

2.4 镜质体反射率

中国南方I-II型海相含气页岩的 R_o 上下

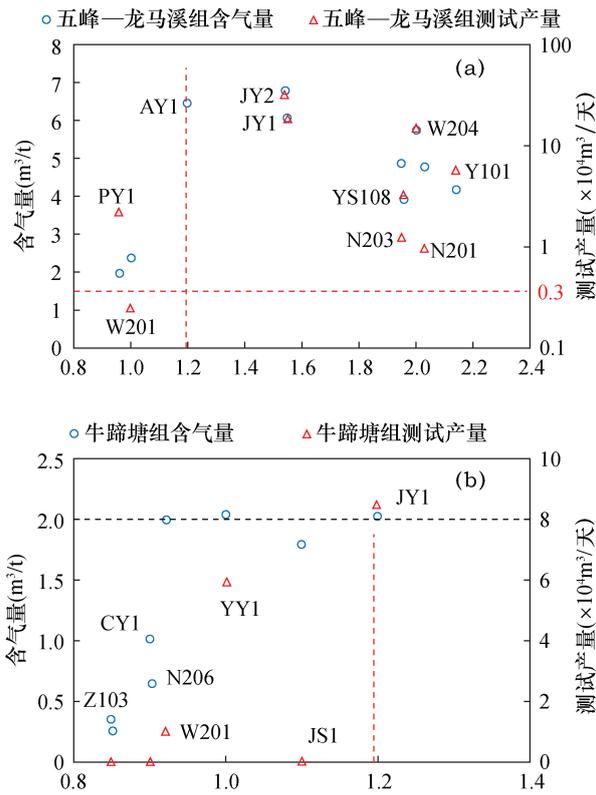


图2 中国南方海相重点层系(a)五峰—龙马溪组和(b)牛蹄塘组含气量、测试产量及压力系数统计分析图

Fig. 2 Statistical analysis of gas content, test yield and pressure coefficient of the key marine formations such as (a) Wufeng—Longmaxi Formation and (b) Niutitang Formation in southern China

限问题是众多学者研究的热点。根据南方海相页岩偏腐泥型的有机质类型以及液态烃热裂解成凝析气或干气的特点, R_o 应大于 1.3%, 其上限主要针对牛蹄塘组页岩。据统计, 五峰—龙马溪组富有机质页岩 R_o 介于 1.6% ~ 3.6%^[22], 除长宁、昭通等地区外, 一般低于 3.0%^[38]。

与五峰—龙马溪组相比, 牛蹄塘组页岩成熟度较高, R_o 最大值约 5.2%, 尤其在滇黔北、黔西及长宁地区, R_o 均值在 4.0% 以上^[22]。关于牛蹄塘组 R_o 的上限值, 存在 <3.5%^[39]、<3.0%^[40-41] 和 <2.5% 等见解。根据中国南方重点地区寒武系页岩 R_o 与含气性关系研究, 当 R_o 大于 3.5% 时, 页岩不含气或微弱含气^[3]; R_o 等于 3.5% 时, 有机质发生炭化, 进入成气衰竭阶段, 气源供气不足且孔隙度急剧变差^[42], 含气量快速下降。因此, 中国南方海相页岩气“优质层段” R_o 的上限采用 3.5%, 下限采用 1.3%。

表2 北美与中国典型含气页岩产层关键评价参数对比

Table 2 Comparison of key evaluation parameters of typical gas-bearing shale formations in North America and China

含气页岩产层	TOC (%)	R_o (%)	孔隙度 (%)	压力系数
Barnett	4.5	1.6	5	1
Fayetteville	4	2.5	6	/
Haynesville	3.01	1.5	10	1.6~2
Eagle Ford	4.5	1.2	4	/
Woodford	6	1.5	5	/
Marcellus	4	1.2	10	1~1.6
Utica	3	1	4	/
五峰—龙马溪组	2.5	1.5~3	3~10	1~2.3
牛蹄塘组(筲竹寺组、水井沱组)	3.4	2.5~4.5	0.7~4.8	1

2.5 孔隙度

一般来讲, 页岩气富集的地层孔隙度 >2.0%, 渗透率 >0.0001mD。五峰—龙马溪组页岩孔隙度最大值约 20%, 其底部富有机质页岩平均孔隙度为 5.28%。四川盆地页岩气有利区孔隙度 >2.0%, 渗透率 >100mD, 且在此标准下长宁—威远区块龙马溪组评价井成功获气^[12]。牛蹄塘组孔隙度最大值约 25%^[43], 其中富有机质页岩平均孔隙度为 2.56%。中国 8 口典型页岩气井的牛蹄塘组页岩孔隙度为 0.7% ~ 4.8%^[38]。北美典型含气页岩区块孔渗性较好, 孔隙度平均 4.22% ~ 10%, 渗透率一般小于 0.1mD。

此外, 有机质孔隙作为页岩气富集的重要储集空间^[44], 占总孔隙约 2% 的有机质孔隙其储气能力约占 40%。中国五峰—龙马溪组和牛蹄塘组页岩孔隙结构存在较大差异, 五峰—龙马溪组以有机质孔隙为主, 有机质孔隙度约占总孔隙度的 2% ~ 20% (北美 Barnett 页岩可达到 30%), 且孔径大, 连通性好; 牛蹄塘组以粒间孔和粒内孔为主, 有机质孔隙发育不均, 孔径小, 连通性差^[45], 有机质孔隙度占比较低。

因此, 中国南方海相页岩气“优质层段”孔隙度大于 2.0%, 渗透率为 0.0001 ~ 100mD, 有机质孔隙占比越大越有利。

2.6 脆性矿物含量

高脆性矿物含量更容易形成诱导缝, 利于储层压裂和提高产能^[46]。页岩气工业开发脆性矿物含量 >40%, 黏土矿物含量 <30%。五峰—龙马溪组页岩脆性矿物含量最大约 90%^[47], 具有商业开发的页岩储

层脆性矿物含量高达60%以上,黏土矿物含量低于30%。牛蹄塘组页岩脆性矿物含量最大约78%^[22],在中上扬子地区牛蹄塘组脆性矿物含量普遍大于50%,黏土矿物含量整体高于五峰—龙马溪组,影响了页岩气的品质和产能。因此,中国南方海相页岩气“优质层段”脆性矿物含量>40%,黏土矿物含量<30%。

2.7 有效页岩厚度

这里所讨论的页岩厚度为在TOC、 R_o 、孔渗、脆性等参数条件约束下的有效页岩厚度。以往采用的页岩或暗色泥页岩厚度,由于TOC含量低或 R_o 过低过高等因素,所划分的页岩段并非富含气,甚至不含气,不适用于“优质层段”识别。根据国内外研究及最近地质调查进展,南方下古生界海相有效页岩单层厚度大于10m,连续页岩厚度大于30m^[7]。五峰—龙马溪组富有机质页岩23~847m,平均225.75m;牛蹄塘组20~465m,平均225m^[22];较薄的厚度如鄂宜页2井五峰—龙马溪组中下部获得页岩气重大发现的优质页岩段(TOC均值2.6%,含气量大于 $2.0\text{m}^3/\text{t}$ ^[48])为19m,安场向斜五峰—龙马溪组19.5~30m,北美Ohio含气泥页岩厚度9~31m等。因此,建议中国南方海相页岩气“优质层段”有效页岩厚度大于10m。

2.8 埋深

埋深与页岩气保存、含气性以及开发成本密切相关,是“优质层段”识别的重要因素。中国南方海相地质构造复杂,页岩储层深度变化较大,汤山1号井在60m、南页1HF井在5820m均有揭露。埋藏过浅,多受后期抬升、剥蚀等影响,构造复杂,含气量较低^[49-50]。如美国阿巴拉契亚盆地的马塞勒斯和俄亥俄页岩,虽处于同一盆地,由于埋深差异大,保存条件不同,地层压力不同,含气量有较大差异。同位于彭水区块的彭页1井(目的层埋深2100m)和彭页2井(目的层埋深约2393m)及隆页1HF井^[32](目的层埋深3000m),均为四川盆地外残留向斜志留系页岩,前者埋深较小,地层压力较低,产能较后者低(图2)。埋深过深,页岩受到强烈压实,微观孔隙变小、变窄,影响孔渗性能,不利于页岩气富集,且过深的页岩气井大大增加开发成本,降低了其开采的商业价值。

有学者认为中国页岩气有利勘查开发深度界限1000~4500m^[22]、四川盆地页岩气核心建产区埋深<4000m^[12],或中国南方页岩气成藏有利埋深1000

~3000m^[9],北美页岩气勘查开发的主体深度为2000~4000m,以及页岩气有利选区埋深的标准500~6000m,近年来的勘探实际表明中国南方海相五峰—龙马溪组页岩最大埋深为5820m,焦石坝地区五峰—龙马溪组页岩气高产井主体埋深超过2000m,中国石化测试高产井—丁页2HF井目的层埋深4400m。牛蹄塘组页岩最大埋深约3400m(丁山1井,箬竹寺组),鄂宜页1HF井(水井沱组,2389.5m)、鄂阳页1井(牛蹄塘组,3055m)、鄂阳页1HF井(牛蹄塘组,3376m)均实现页岩气勘查重大突破。因此,根据中国南方海相页岩气勘查现状,实现商业化开发或重大发现的页岩气“优质层段”埋深建议小于4500m,随着勘查开发技术的进步,其上限值会逐渐增加。

3 识别模板

3.1 识别原则

通过上述页岩气“优质层段”识别参数分析,结合中国南方五峰—龙马溪组、牛蹄塘组在地质条件、勘探现状及资料程度的差异性,按照“定性参数圈定有利区—定量参数识别优质层段”的叠加递进判别原则,初步建立了中国南方海相五峰—龙马溪组和牛蹄塘组页岩气“优质层段”识别模板。模板建立过程中每项参数涉及三个数值:外边界值(目前理论最大值)、“优质层段”外边界值(目前统计的或技术条件下的最大值)以及剔除区外边界值(灰色区域,“优质层段”识别下限值)。

3.2 模板建立

在定性参数圈定有利区基础上,结合8项定量参数,根据评价区性质,分别建立五峰—龙马溪组和牛蹄塘组“优质层段”识别模板,其中五峰—龙马溪组页岩气“优质层段”模板为蓝色区域——“银杏叶”形,牛蹄塘组页岩气“优质层段”模板为绿色区域——类“白杨叶”形。根据压力系数和含气量进一步分为两类:一是针对勘探程度高、资料丰富的四川盆地内部五峰—龙马溪组页岩有利区,已知页岩储层压力系数和含气量,若8项定量参数落入蓝色区域即可识别为页岩气“优质层段”。二是对四川盆地外部的五峰—龙马溪组^[51-52],考虑到压力系数数据较少,牛蹄塘组页岩储层多为常压^[53],但通过不同测试技术均实现产能突破。此时需满足除压力系数外的其他参数落入蓝色区域(包含斜线区)即为页岩气“优质层段”(图3)。

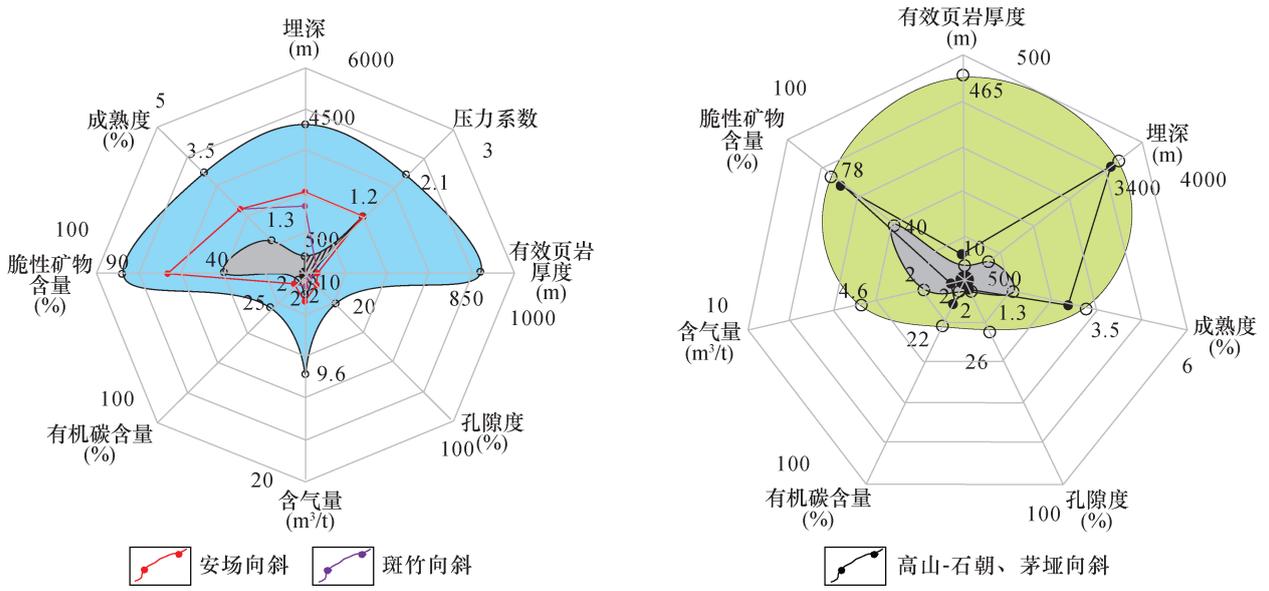


图3 中国南方海相重点层系页岩气“优质层段”识别模板与实例应用

Fig.3 Identification template and application case of shale gas sweet spot of key marine layer in southern China

4 贵州正安—务川地区实例应用

正安—务川地区位于贵州省北部,受区域两大断裂—正安逆断裂和遵义逆断裂控制,发育一系列东北向展布的向斜。区内五峰—龙马溪组和牛蹄塘组富含有机质页岩发育,有机质丰度高且含偏腐泥型

干酪根,有机质热演化程度适中,是页岩气勘查的重点层系。区内油气显示较好的井主要有五峰—龙马溪组为目的层的安页1井、道页1井、洛浅1井、丁页2HF井和牛蹄塘组为目的层的绥页1井、正页1井、德页1井(图4)。

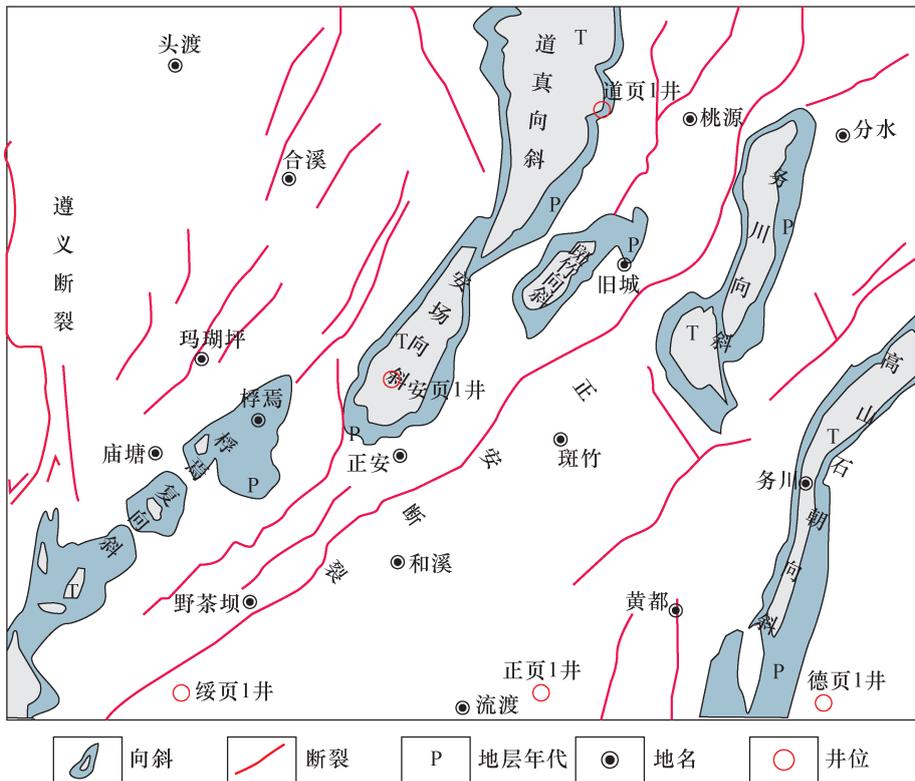


图4 贵州正安—务川构造单元示意图

Fig.4 Structural units schematic diagram of Zheng'an—Wuchuan, Guizhou Province

将页岩气“优质层段”识别方法应用于贵州正安—务川地区。首先,优选出5个五峰—龙马溪组(安场向斜、桴焉向斜、斑竹向斜、务川向斜、高山—石朝向斜)和2个牛蹄塘组(高山—石朝向斜、茅垭向斜)页岩气有利区;其次,根据有利区8个定量参数(表3),使用五峰—龙马溪组模板(以安场向斜和斑竹向斜为例)和牛蹄塘组模板逐一进行页岩气

“优质层段”识别,仅安场向斜五峰—龙马溪组的所有参数落入蓝色区域——页岩气“优质层段”(图4)。

根据“优质层段”识别结果,在安场向斜部署钻探安页1井,含气量达 $6.49\text{m}^3/\text{t}$,后续油气企业部署实施的安页2HF井也获得工业气流,初步检验了该方法的适用性与可靠性。

表3 正安—务川7个页岩评价单元识别参数对比

Table 3 Comparison of identification parameters of seven shale evaluation areas in Zheng'an—Wuchuan

识别参数	五峰—龙马溪组					牛蹄塘组	
	安场向斜	桴焉向斜	斑竹向斜	务川向斜	高山—石朝向斜	高山—石朝向斜	茅垭向斜
沉积相	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚	深水陆棚
定性参数	褶皱宽缓,顶底板砂泥岩、灰岩	褶皱宽缓,顶底板砂泥岩、灰岩	褶皱宽缓,顶底板砂泥岩、灰岩	褶皱紧闭,顶底板砂泥岩、灰岩	褶皱紧闭,顶底板砂泥岩、灰岩	褶皱宽缓,顶底板白云岩、结晶灰岩	褶皱宽缓,顶底板白云岩、结晶灰岩
岩性组合	黑色碳质页岩	黑色碳质页岩	黑色碳质页岩	黑色碳质页岩	黑色碳质页岩	黑色碳质页岩	黑色碳质页岩
TOC(%)	2~4	2~4	2~4	2~4	2~4	>4	>4
Ro(%)	2~2.5	2~2.5	2~2.5	2~2.5	2~2.5	2.5~3.0	2.5~3.0
孔隙度(%)	3.9	<2	<2	<2	<2	<2	<2
脆性矿物含量(%)	>60	>60	>60	>60	>60	>60	>60
有效页岩厚度(m)	20~30	20~30	20~30	20~30	10~20	>40	>40
埋深(m)	2000~3000	1500~2500	1500~2500	1500~2500	1500~2500	3500~4500	3500~4500
含气量(m^3/t)	>2	1~2	1~2	1~2	1~2	<0.5	<0.5
压力系数	1.2	1.2	/	/	/	/	/

5 结论

本研究筛选出沉积相、构造保存及岩性组合3个定性参数,及含气量、压力系数、TOC、 R_o 、孔隙度、脆性矿物、有效页岩厚度和埋深8个定量参数为中国南方下古生界海相页岩气“优质层段”识别的重要参数;提出了中国南方下古生界海相页岩气“定性参数圈定有利区—定量参数识别优质层段”的叠加递进判别原则;建立了中国南方海相五峰—龙马溪组和牛蹄塘组页岩气“优质层段”识别模板,突出考虑评价区页岩含气量及其与压力系数的相关性。

本文方法采用先定性后定量的分类分级识别手段,建立了3级阈值,在贵州正安—务川地区得到较好的应用验证。该方法的阈值设定针对富含气页岩,是在前人相关领域研究基础上的有效补充,为寻找中国南方海相下古生界五峰—龙马溪组页岩气富集区提供重要参考依据,可根据后期页岩气勘探开发程度和资料情况跟踪调整。

致谢:在成文过程中得到自然资源部油气资源战略研究中心乔德武研究员、中国地质大学(北京)张金川教授、自然资源部储量评审中心李玉喜研究员的指导和帮助,在此深表谢意!

6 参考文献

- [1] Miriam C, Richard W, Fotios - Christos A, et al. A new rapid method for shale oil and shale gas assessment[J]. Fuel, 2015, 153: 231 - 239.
- [2] 刘洪林, 王红岩, 方朝合, 等. 中国南方海相页岩气超压机理及选区指标研究[J]. 地学前缘, 2016, 23(2): 48 - 54.
Liu H L, Wang H Y, Fang C H, et al. The formation mechanism of over - pressure reservoir and target screening index of the marine shale in the South China [J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 48 - 54.
- [3] 郝兆栋, 唐书恒, 王静, 等. 中国南方海相页岩气选区关键参数探讨[J]. 地质学报, 2018, 92(6): 1313 - 1323.
Xi Z D, Tang S H, Wang J, et al. Evaluation parameters

- study of selecting favorable shale gas areas in southern China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2018, 92 (6): 1313 - 1323.
- [4] 燕继红,李启桂,朱祥. 四川盆地及周缘下寒武统页岩气成藏主控因素与勘探方向[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(4): 445 - 452.
Yan J H, Li Q G, Zhu X. Main factors controlling shale gas accumulation and exploration targets in the Lower Cambrian, Sichuan Basin and its periphery [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2016, 38 (4): 445 - 452.
- [5] 王世谦,王书彦,满玲,等. 页岩气选区评价方法与关键参数[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 2013, 40(6): 609 - 620.
Wang S Q, Wang S Y, Man L, et al. Appraisal method and key parameters for screening shale gas play [J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 2013, 40(6): 609 - 620.
- [6] Soeder D J. The successful development of gas and oil resources from shales in North America [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, 163: 399 - 420.
- [7] 李玉喜,张金川,姜生玲,等. 页岩气地质综合评价和目标优选[J]. *地学前缘*, 2012, 19(5): 332 - 338.
Li Y X, Zhang J C, Jiang S L, et al. Geologic evaluation and targets optimization of shale gas [J]. *Earth Science Frontiers*, 2012, 19(5): 332 - 338.
- [8] 张金川,杨超,陈前,等. 中国潜质页岩形成和分布[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 74 - 86.
Zhang J C, Yang C, Chen Q, et al. Deposition and distribution of potential shales in China [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 74 - 86.
- [9] 李建青,高玉巧,花彩霞,等. 北美页岩气勘探经验对建立中国南方海相页岩气选区评价体系的启示[J]. *油气地质与采收率*, 2014, 21(4): 23 - 27.
Li J Q, Gao Y Q, Hua C X, et al. A comparative study of sand body genetic types based on model of fluvial evolution [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2014, 21(4): 23 - 27.
- [10] Jiang J M, Rami M. A multimechanistic multicontinuum model for simulating shale gas reservoir with complex fractured system [J]. *Fuel*, 2015, 161: 333 - 344.
- [11] 董清源,田建华,冉琦,等. 湖南永顺区块牛蹄塘组页岩气勘探前景及选区评价[J]. *东北石油大学学报*, 2016, 40(3): 61 - 69.
Dong Q Y, Tian J H, Ran Q, et al. Exploration potential and favorable paly identification of Niutitang Formation shale gas of Yongshun Block in Hunan Province [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2016, 40(3): 61 - 69.
- [12] 张鉴,王兰生,杨跃明,等. 四川盆地海相页岩气选区评价方法建立及应用[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(3): 433 - 441.
Zhang J, Wang L S, Yang Y M, et al. The development and application of the evaluation method of marine shale gas in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(3): 433 - 441.
- [13] 周印明,刘雪军,张春贺,等. 快速识别页岩气“甜点”目标的时频电磁勘探技术及应用[J]. *物探与化探*, 2015, 39(1): 60 - 63, 83.
Zhou Y M, Liu X J, Zhang C H, et al. The TEEM technology for quick identification of ‘sweet spot’ of shale gas and its applications [J]. *Geophysical and Geochemical Exploration*, 2015, 39(1): 60 - 63, 83.
- [14] 陈胜,赵文智,欧阳永林,等. 利用地球物理综合预测方法识别页岩气储层甜点——以四川盆地长宁区块下志留统龙马溪组为例[J]. *天然气工业*, 2017, 37(5): 20 - 30.
Chen S, Zhao W Z, Ouyang Y L, et al. Comprehensive prediction of shale gas sweet spots based on geophysical properties: A case study of the Lower Silurian Longmaxi Formation in Changning Block, Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2017, 37(5): 20 - 30.
- [15] 尚飞,解习农,李水福,等. 基于地球物理和地球化学数据的页岩油甜点区综合预测:以泌阳凹陷核三段5号页岩层为例[J]. *地球科学*, 2018, 43(10): 3640 - 3651.
Shang F, Xie X N, Li S F, et al. Comprehensive prediction of shale oil sweet spots based on geophysical and geochemical data: A case study of the Paleogene Hetaoyuan Formation, Biyang Depression, China [J]. *Earth Science*, 2018, 43(10): 3640 - 3651.
- [16] 李武广,杨胜来,王珍珍,等. 基于模糊优化分析法的页岩气开发选区模型[J]. *煤炭学报*, 2013, 38(2): 264 - 270.
Li W G, Yang S L, Wang Z Z, et al. Shale gas development evaluation model based on the fuzzy optimization analysis [J]. *Journal of China Coal Society*, 2013, 38(2): 264 - 270.
- [17] 谢国根,张如鹏,杨金华. 基于模糊物元分析法的页岩气有利选区评价模型[J]. *地质科技情报*, 2016, 35(6): 98 - 102.
Xie G G, Zhang R P, Yang J H. Shale gas favorable area evaluation model based on the fuzzy matter element analysis [J]. *Geological Science and Technology Information*, 2016, 35(6): 98 - 102.
- [18] 王思航,田小林,王楚柯,等. 模糊相似法对页岩气选区评价的应用——以四川盆地海相页岩气为例[J]. *油气藏评价与开发*, 2018, 8(1): 71 - 75.
Wang S H, Tian X L, Wang C K, et al. Application of fuzzy similarity methods for evaluating the district of shale gas: A case of marine shale gas in Sichuan Basin

- [J]. *Progress in Exploration Geophysics*, 2018, 8(1): 71-75.
- [19] 徐政语, 梁兴, 鲁慧丽, 等. 四川盆地南缘昭通页岩气示范区构造变形特征及页岩气保存条件[J]. *天然气工业*, 2019, 39(10): 22-31.
- Xu Z Y, Liang X, Lu H L, et al. Structural deformation characteristics and shale gas preservation conditions in the Zhaotong National Shale Gas Demonstration Area along the southern margin of the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(10): 22-31.
- [20] 汤济广, 李豫, 汪凯明, 等. 四川盆地东南地区龙马溪组页岩气有效保存区综合评价[J]. *天然气工业*, 2015, 35(5): 15-23.
- Tang J G, Li Y, Wang K M, et al. Comprehensive evaluation of effective preservation zone of Longmaxi Formation shale gas in the southeast Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2015, 35(5): 15-23.
- [21] 王淑芳, 董大忠, 王玉满, 等. 中美海相页岩气地质特征对比研究[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(9): 1666-1678.
- Wang S F, Dong D Z, Wang Y M, et al. A comparative study of the geological feature of marine shale gas between China and the United States [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(9): 1666-1678.
- [22] 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 D Z, Wang Y M, Huang X N, 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.
- [23] 张茜, 王剑, 余谦, 等. 扬子地台西缘盐源盆地下志留统龙马溪组黑色页岩硅质成因及沉积环境[J]. *地质论评*, 2018, 64(3): 610-622.
- Zhang Q, Wang J, Yu Q, et al. The silicon source and sedimentary environment of the Lower Silurian Longmaxi Formation in Yanyuan Basin, western edge of the Yangtze Platform [J]. *Geological Review*, 2018, 64(3): 610-622.
- [24] 蔡周荣, 夏斌, 黄强太, 等. 上、下扬子区古生界页岩气形成和保存的构造背景对比分析[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(8): 1446-1454.
- Cai Z R, Xia B, Huang Q T, et al. Comparative study of the tectonic setting on the formation and preservation of Paleozoic shale gas between the Upper Yangtze and the Lower Yangtze Platforms [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(8): 1446-1454.
- [25] 刘树根, 邓宾, 钟勇, 等. 四川盆地及周缘下古生界页岩气深埋藏-强改造独特地质作用[J]. *地学前缘*, 2016, 23(1): 11-28.
- Liu S G, Deng B, Zhong Y, et al. Unique geological features of burial and superimposition of the Lower Paleozoic shale gas across the Sichuan Basin and its periphery [J]. *Earth Science Frontiers*, 2016, 23(1): 11-28.
- [26] 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 X F, Li Y P, Wei Z H, 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.
- [27] 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: 475-499.
- [28] 徐学敏, 汪双清, 孙玮琳, 等. 一种页岩含气性热演化规律研究的模拟实验方法[J]. *岩矿测试*, 2016, 35(2): 186-192.
- Xu X M, Wang S Q, Sun W L, et al. Thermal simulation experiment for evaluating the influence of thermal evolution on gas-bearing properties of shale [J]. *Rock and Mineral Analysis*, 2016, 35(2): 186-192.
- [29] 张涛, 王小飞, 黎爽, 等. 压汞法测定页岩孔隙特征的影响因素分析[J]. *岩矿测试*, 2016, 35(2): 178-185.
- Zhang T, Wang X F, Li S, et al. Study on influencing factors in determining pore characteristics of shale by mercury intrusion [J]. *Rock and Mineral Analysis*, 2016, 35(2): 178-185.
- [30] 王羽, 汪丽华, 王建强, 等. 基于聚焦离子束-扫描电镜方法研究页岩有机孔三维结构[J]. *岩矿测试*, 2018, 37(3): 235-243.
- Wang Y, Wang L H, Wang J Q, et al. Three-dimension characterization of organic matter pore structures of shale using focused ion beam-scanning electron microscope [J]. *Rock and Mineral Analysis*, 2018, 37(3): 235-243.
- [31] 葛明娜, 张金川, 李婉君, 等. 辽河西部凹陷页岩油气富集主控因素[J]. *石油地质与工程*, 2015, 29(5): 46-49.
- Ge M N, Zhang J C, Li W J, et al. Main controlling factors analysis of shale oil and gas accumulation in west sag of Liaohe Depression [J]. *Petroleum Geology and Engineering*, 2015, 29(5): 46-49.
- [32] 何希鹏, 张培先, 房大志, 等. 渝东南彭水-武隆地区常压页岩气生产特征[J]. *油气地质与采收率*, 2018, 25(5): 72-79.
- He X P, Zhang P X, Fang D Z, et al. Production characteristics of normal pressure shale gas in Pengshui-Wulong area, southeast Chongqing [J].

- Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2018, 25 (5):72-79.
- [33] 沈骋,任岚,赵金洲,等. 页岩储集层综合评价因子及其应用——以四川盆地东南缘焦石坝地区奥陶系五峰组—志留系龙马溪组为例[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(4):649-658.
Shen P, Ren L, Zhao J Z, et al. A comprehensive evaluation index for shale reservoirs and its application: A case study of the Ordovician Wufeng Formation to Silurian Longmaxi Formation in southeastern margin of Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(4):649-658.
- [34] Stueck H, Houseknecht D, Franke D, et al. Shale - gas assessment: Comparison of gas - in - place versus performance - based approaches [J]. Natural Resources Research, 2016, 25(3):315-329.
- [35] 张同伟,张亚军,贾敏,等. 中国南方寒武系海相页岩含气性主控因素的科学问题[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2018, 37(4):572-579.
Zhang T W, Zhang Y J, Jia M, et al. Key scientific issues on controlling the variation of gas contents of Cambrian marine shales in southern China [J]. Bulletin of Mineralogy Petrology and Geochemistry, 2018, 37(4):572-579.
- [36] 杨平,汪正江,余谦,等. 四川盆地西南缘五峰—龙马溪组页岩气资源潜力分析[J]. 中国地质, 2019, 46(3):601-614.
Yang P, Wang Z J, Yu Q, et al. An resources potential analysis of Wufeng—Longmaxi Formation shale gas in the southwestern margin of Sichuan Basin [J]. Geology in China, 2019, 46(3):601-614.
- [37] 崔凯. 黔北绥页1井牛蹄塘组页岩气地质特征及资源潜力分析[J]. 中国地质调查, 2016, 3(3):16-20.
Cui K. Geological characteristics and resource potential of shale gas from Well Suiye 1 in the Niutitang Formation, northern Guizhou [J]. Geological Survey of China, 2016, 3(3):16-20.
- [38] 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 W Z, Li J Z, Yang T, et al. Geological difference and its significance of marine shale gases in South China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(4):499-510.
- [39] Xiao X M, Wei Q, Gai H F, et al. Main controlling factors and enrichment area evaluation of shale gas of the Lower Paleozoic marine strata in South China [J]. Petroleum Science, 2015, 12(4):573-586.
- [40] 王飞宇,关晶,冯伟平,等. 过成熟海相页岩孔隙度演化特征和游离气量[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6):764-768.
Wang F Y, Guan J, Feng W P, et al. Evolution of overmature marine shale porosity and implication to the free gas volume [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6):764-768.
- [41] 郭彤楼,张汉荣. 四川盆地焦石坝页岩气田形成于富集高产模式[J]. 石油勘探与开发, 2014, 41(1):28-36.
Guo T L, Zhang H R. Formation and enrichment mode of Jiaoshiha shale gas field, Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41(1):28-36.
- [42] Mastalerz M, Schimmelmann A, Drobnik 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, 97:1621-1643.
- [43] 赵俊斌,唐书恒,张松航,等. 湘西北牛蹄塘组页岩孔隙特征及影响因素分析[J]. 煤炭科学技术, 2014, 42(增刊1):261-265.
Zhao J B, Tang S H, Zhang S H, et al. Analysis on characteristics and influence factors of shale pore in Niutitang Formation of northwestern Hunan [J]. Coal Science and Technology, 2014, 42 (Supplement 1):261-265.
- [44] 戴娜,钟宁宁,张瑜,等. 氩离子抛光/扫描电镜分析方法在笔石有机质研究中的应用[J]. 电子显微学报, 2015, 34(5):416-420.
Dai N, Zhong N N, Zhang Y, et al. Ar ion milling/SEM analysis on graptolinitic macerals [J]. Journal of Chinese Electron Microscopy Society, 2015, 34(5):416-420.
- [45] 马勇,钟宁宁,程礼军,等. 渝东南两套富有机质页岩的孔隙结构特征——来自 FIB-SEM 的新启示[J]. 石油实验地质, 2015, 37(1):109-116.
Ma Y, Zhong N N, Cheng L J, et al. Pore structure of two organic-rich shales in southeastern Chongqing area: Insight from focused ion beam scanning electron microscope (FIB-SEM) [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2015, 37(1):109-116.
- [46] 葛明娜,张金川,毛俊莉,等. 辽河拗陷东部凸起上古生界页岩气资源潜力评价[J]. 天然气工业, 2012, 32(9):28-32.
Ge M N, Zhang J C, Mao J L, et al. Evaluation on Neopaleozoic shale gas resource potential in the eastern salient of the Liaohe Depression [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9):28-32.
- [47] 邵艳,李卓文. 四川盆地威远地区龙马溪组页岩储层特征[J]. 地质学刊, 2016, 40(4):624-630.
Shao Y, Li Z W. Characteristics of the Longmaxi Formation shale reservoir in the Weiyuan area of Sichuan Basin [J]. Journal of Geology, 2016, 40(4):624-630.
- [48] 张君峰,许浩,周志,等. 鄂西宜昌地区页岩气成藏地

- 质特征[J]. 石油学报, 2019, 40(8): 887-899.
- Zhang J F, Xu H, Zhou Z, et al. Geological characteristics of shale gas reservoir in Yichang area, western Hubei [J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(8): 887-899.
- [49] 徐政语, 梁兴, 王维旭, 等. 上扬子区页岩气甜点分布控制因素探讨——以上奥陶统五峰组—下志留统龙马溪组为例[J]. 天然气工业, 2016, 36(9): 35-43.
- Xu Z Y, Liang X, Wang W X, et al. Controlling factors for shale gas sweet spots distribution in the Upper Yangtze region: A case study of the Upper Ordovician Wufeng Fm—Lower Silurian Longmaxi Fm, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2016, 36(9): 35-43.
- [50] 冯动军, 胡宗全, 高波, 等. 川东南地区五峰组—龙马溪组页岩气成藏条件分析[J]. 地质论评, 2016, 62(6): 1521-1532.
- Feng D J, Hu Z Q, Gao B, et al. Analysis of shale gas reservoir-forming condition of Wufeng Formation—Longmaxi Formation in southeast Sichuan Basin [J]. Geological Review, 2016, 62(6): 1521-1532.
- [51] 段承琏, 魏风玲, 魏瑞玲, 等. 彭水区块常压页岩气高效排采技术研究[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 64-70.
- Duan C L, Wei F L, Wei R L, et al. High-efficient drainage technology of shale gas reservoirs with normal pressure in Pengshui Block [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 64-70.
- [52] 袁玉松, 方志雄, 何希鹏, 等. 彭水及邻区龙马溪组页岩气常压形成机制[J]. 油气藏评价与开发, 2020, 10(1): 9-16.
- Yuan Y S, Fang Z X, He X P, et al. Normal pressure formation mechanism of Longmaxi shale gas in Pengshui and its adjacent areas [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(1): 9-16.
- [53] 董敏, 张林炎, 王宗秀, 等. 鄂西地区下寒武统牛蹄塘组页岩气成藏及保存条件分析: 以 XD1 井为例[J]. 地球科学, 2019, 44(11): 3616-3627.
- Dong M, Zhang L Y, Wang Z X, et al. Accumulation characteristics and preservation conditions of Niutitang Formation of Lower Cambrian series shale gas in west Hubei: A case study of Well XD1 [J]. Earth Science, 2019, 44(11): 3616-3627.

Identification Method of Marine Shale Gas ‘High-Quality Layer’ in the Lower Paleozoic Area, Southern China and Its Application

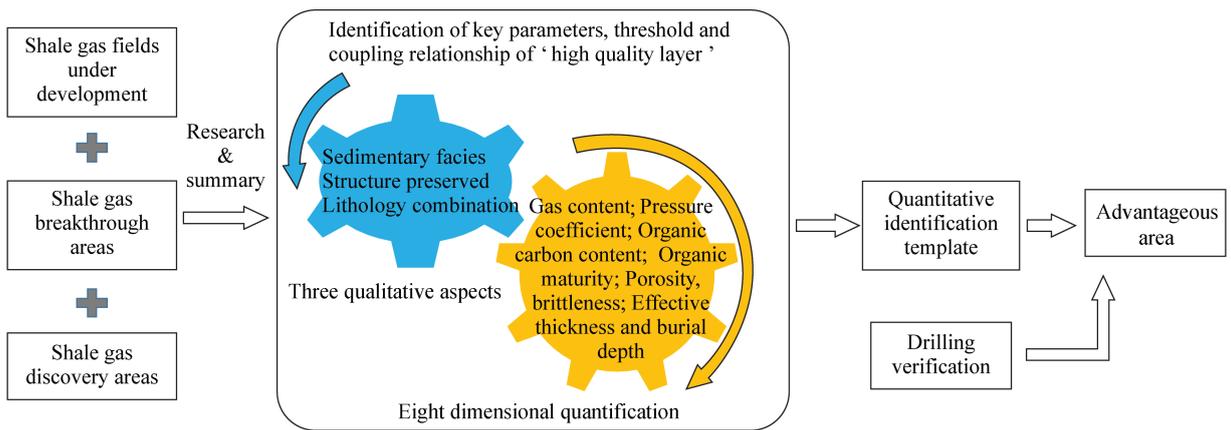
GE Ming-na¹, REN Shou-mai^{2*}, GUO Tian-xu¹, WANG Sheng-jian¹, ZHOU Zhi¹

(1. Oil & Gas Survey Center, China Geological Survey, Beijing 100083, China;

2. Development Research Center of China Geological Survey, Beijing 100037, China)

HIGHLIGHTS

- (1) Sedimentary facies, structural preservation conditions and lithology combination were the main qualitative parameters for identifying marine shale gas ‘high-quality layer’ in the Lower Paleozoic area.
- (2) Gas content, pressure coefficient, TOC, R_o , porosity, brittle minerals, effective shale thickness and burial depth were the main quantitative parameters for identifying marine shale gas ‘high-quality layer’.
- (3) The gas content and pressure coefficient were the key parameters in the identification of marine shale gas ‘high-quality layer’.



ABSTRACT

BACKGROUND: ‘High – quality layer’ is the focus and hotspot of shale gas exploration and development. Many explorations and important developments have been studied by researchers at home and abroad. However, the threshold of selection parameters, qualitative – quantitative system classification evaluation and template establishment need to be optimized.

OBJECTIVES: To identify the ‘high – quality layer’ and optimize areas of marine shale gas with the commercial value in the Lower Paleozoic area of southern China.

METHODS: The Ordovician Wufeng Formation—Lower Silurian Longmaxi Formation and Cambrian Niutitang Formation were the research objects. The identification factors of shale gas enrichment and high – yield ‘high quality layer’, and the shale gas area with commercial exploration value in the Lower Paleozoic marine facies in southern China were analyzed.

RESULTS: Three qualitative parameters including sedimentary facies, tectonic preservation, lithologic combination, and eight quantitative parameters including gas content, pressure coefficient, organic carbon content, organic matter maturity, porosity, brittleness, effective thickness, buried depth were optimized. A discriminating principle of qualitative parameters to delineate favorable areas, and quantitative parameters to identify the ‘high – quality layer’ was proposed. On the basis of this, the parameter acquisition methods and thresholds were analyzed. A ‘high – quality layer’ quantitative identification template for marine shale gas of the Wufeng—Longmaxi Formation and the Niutitang Formation was established in southern China. This method was applied to the Zheng’an—Wuchuan area of Guizhou Province. Seven favorable shale gas areas and one ‘high – quality layer’ of shale gas (the Wufeng—Longmaxi Formation of Anchang syncline) were identified, which successfully verified by later drilling.

CONCLUSIONS: The proposed method has certain reference significance for the identification of ‘high – quality layer’ of marine shale gas in southern China.

KEY WORDS: shale gas; high – quality layer; qualitative – quantitative parameters; the Wufeng—Longmaxi Formation; the Niutitang Formation