

页岩气主要富集因素与核心区选择及评价

王社教, 杨 涛, 张国生, 李登华, 陈晓明

(中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

[摘要] 影响页岩气规模开发的因素很多,最核心的因素是首先要通过建立地质评价标准,选出页岩气核心区。核心区的确定关系到在页岩气勘探初期,是否能找准页岩气最富集的目标,选择最有利地区进行勘探,突破出气关,进而实现大规模经济开发。从页岩气成藏特征、页岩气富集因素分析入手,重点探讨我国富有机质页岩的丰度、成熟度、脆性矿物含量、含气性以及盖层等关键参数及其作用。借鉴北美页岩气勘探开发和研究成果,结合我国页岩气勘探开发和研究新进展,初步建立我国页岩气核心区地质评价标准,并优选出我国南方海相页岩气的核心区,指出四川盆地南部是我国最现实的页岩气开发区。

[关键词] 核心区;选区与评价;富集因素;海相页岩;页岩气

[中图分类号] TE1;TE3 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2012)06-0094-07

1 前言

近几年,北美页岩气产量的快速增加,引起全球对页岩气勘探开发的高度重视,并期望该神话能够在其他地方复制。最新的勘探和研究进展表明,尽管在亚洲、欧洲部分地区已突破了页岩气出气关,但距离期望目标还相差甚远。对比分析北美和中国页岩气形成的基本地质特征,可以发现我国的页岩气地质形成条件和资源条件,存在着明显特殊性,加之勘探程度低,我国页岩气总体认识不高。

文章以笔者近几年对我国页岩气成藏地质条件的研究和认识为基础,通过与北美页岩气类比,重点探讨我国页岩气富集因素与核心区选择及评价等几个关键地质问题,其意义在于不仅可以在勘探初期迅速缩小靶区,找准最有利目标,尽快突破出气关,更决定了未来规模开发的前景和经济利用价值。

2 页岩气富集因素

2.1 页岩气藏特征

与常规及其他非常规天然气藏不同^[1],页岩气藏具有以下几方面的地质特征,主要表现在:a.页岩气成因类型多样,既有生物成因气、热成因气和热裂解成因气,也有混合成因气,可以生成于有机质演化的各阶段,以热成因气为主;b.源储一体,页岩既是生气源岩,也是储集体,成藏过程为持续充注、原位饱和聚集;c.页岩储层超致密,孔隙类型多样,尤其发育有机质孔隙,孔隙大小以微一纳米级为主;d.页岩气组分以甲烷为主,气体赋存方式以吸附气、游离气两种方式为主,比例差异大;e.页岩气分布不受构造控制,没有圈闭界限,含气范围受成气源岩面积和良好封盖层控制;f.资源规模大,丰度低,但存在高丰度核心区。

2.2 页岩气富集因素

页岩气一般具有大面积分布、连续成藏的特点^[2],其富集高产主要受有机质丰度、有机质成熟度、脆性矿物含量、储集物性和保存条件等5大因素控制。

[收稿日期] 2012-04-05

[基金项目] 中国工程院重大咨询研究项目“我国非常规天然气开发利用战略研究”(2011-ZD-19-2);国家大型油气田与煤层气开发项目(2011ZX05018-001,2011ZX05028-002)

[作者简介] 王社教(1965—),男,安徽砀山县人,高级工程师,博士,主要研究方向为非常规油气资源与可再生能源;
E-mail:wsj@petrochina.com.cn

2.2.1 丰富的有机质是形成大量吸附气和纳米级孔隙的重要基础

页岩中的吸附气主要吸附于分散状的有机质表面,因此高丰度的有机质决定了页岩具有高吸附气含量。北美页岩气开发和研究成果表明,主要产气页岩吸附气含量一般为 20% ~ 70%,最高达 85%,且与总有机碳含量(TOC)成正相关;商业性页岩气藏有机碳含量一般大于 2%,最高达 10%。

另外,丰富的有机质也是形成大量纳米级孔隙的重要载体。目前,通过氩离子抛光 + SEM 分析,国内外学者已在页岩地层中发现大量串珠状、多边形和蜂窝状等多种纳米级孔隙,这些有机质孔隙是页岩气有效储集空间,可有效提高页岩储层总孔隙度,如 Barnett 页岩 TOC 为 5%,有机质孔隙占页岩总孔隙度 30%;Marcellus 页岩 TOC 为 6%,有机质孔隙占页岩总孔隙度的 28%;Haynesville 页岩 TOC 为 3.5%,有机质孔隙占页岩总孔隙度的 12%。

目前,我国已在川南威远地区下古生界两套海相页岩钻探获气。经过分析测试,威远两套黑色页岩含气量与 TOC 具有较好的正相关性(见图 1),如箬竹寺组 TOC > 2% 页岩段含气量为 1.34 ~ 3.51 m³/t(平均 2.19 m³/t),TOC 0.82% ~ 1.98% 页岩段含气量为 0.85 ~ 2.01 m³/t(平均 1.46 m³/t);龙马溪组 TOC > 2% 页岩段含气量为 2.29 ~ 5.01 m³/t(平均 2.92 m³/t),TOC 0.51% ~ 1.75% 页岩段含气量为 0.29 ~ 1.21 m³/t(平均 0.62 m³/t)。根据测井解释结果,两套黑色页岩含气量吸附气所占比例分别为箬竹寺组 38%、龙马溪组 51%。可见,我国海相页岩与北美产气页岩层类似,有机质丰度对页岩气富集具有重要控制作用。

2.2.2 高热演化程度是形成天然气和脆性矿物含量的关键地质要素

有机质处于成熟生气阶段是形成天然气的重要地质条件。根据天然气有机成因理论,热成因气高产气率 R_0 为 1.1% ~ 3%。但根据北美和我国南方海相页岩气勘探与生产实践,商业性页岩气藏的 R_0 一般处于 1.1% ~ 3.5%,如美国 Fayetteville 页岩已开发区 R_0 为 2.0% ~ 3.5%。川南下古生界两套产气页岩层均处于高过成熟阶段,其中下志留统龙马溪组 R_0 为 2.4% ~ 3.3%,下寒武统箬竹寺组 R_0 为 2.33% ~ 4.12%。

与高一过成熟生气窗口相对应,页岩处于成岩

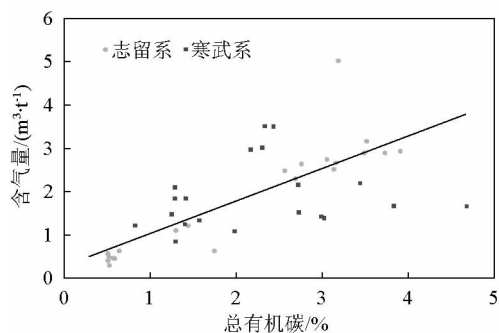


图 1 川南威远地区两套页岩 TOC 与含气量关系

Fig. 1 Relations of TOC and gas content of Cambrian and Ordovician shale in Weiyuan, Southern Sichuan Basin

晚期或变质阶段,岩石矿物向脆而稳定的矿物转化,如不稳定的长石向稳定正长石、斜长石和石英转化;蒙脱石向伊利石、伊利石/蒙脱石混层转化,伊利石/蒙脱石混层向伊利石转化,高岭石向绿泥石转化等几种形式^[3]。我国四川盆地川南下古生界海相页岩处于成岩晚期或变质阶段,长石矿物以斜长石为主(含量 3.9% ~ 8.2%),其次为钾长石(含量 0% ~ 2.6%),粘土矿物转化形式主要为后两种,不含蒙脱石等膨胀性矿物,岩石变得脆而硬,有利于压裂改造。

2.2.3 高脆性矿物含量是形成自然裂缝和人工诱导缝的基础

根据 Barnett 页岩矿物含量分析,核心区 Barnett 页岩上部岩层(浅于 2 345 m)和下部岩层(2 449 m 以下)脆性矿物含量一般为 40% ~ 60%(石英含量 30% ~ 50%,碳酸盐岩含量 3% ~ 20%),稳定性粘土矿物含量 30% ~ 45%,不含蒙脱石等膨胀性矿物。高脆性岩石结构导致页岩岩石物理具有高杨氏模量(3.4 ~ 4.4 mmPa)、低泊松比(0.11 ~ 0.35)特征,易于形成自然裂缝和人工诱导缝,有利于形成页岩气的产出通道。

我国川南两套黑色页岩脆性矿物含量与北美大致相当,均不含蒙脱石等膨胀性矿物,也具有高杨氏模量、低泊松比特征,岩石脆性和裂缝发育程度与北美主要产气页岩相近。下寒武统箬竹寺组主要矿物含量为石英 + 方解石 32.1% ~ 52.2%(见图 2),粘土矿物 21.1% ~ 56.4%,杨氏模量为 1.2 ~ 3.6 mmPa。一般在 3.0 mmPa 以上,泊松比为 0.12 ~ 0.22;下志留统龙马溪组主要矿物含量为石英 + 方解石 40.1% ~ 65.9%(见图 3),粘土矿物

25.9% ~ 50.8%, 杨氏模量为 1.9 ~ 4.3 mmPa (一般在 3.0 mmPa 以上), 泊松比为 0.12 ~ 0.29, 力学性质与砂岩接近。目前, 从钻井和露头资料看, 两套页

岩地层广泛发育层间缝、节理缝、网状缝等裂缝和微裂隙, 或充填钙质、硅质, 或半充填钙质、硅质, 或呈开启状态, 构成了天然气产出的重要通道。

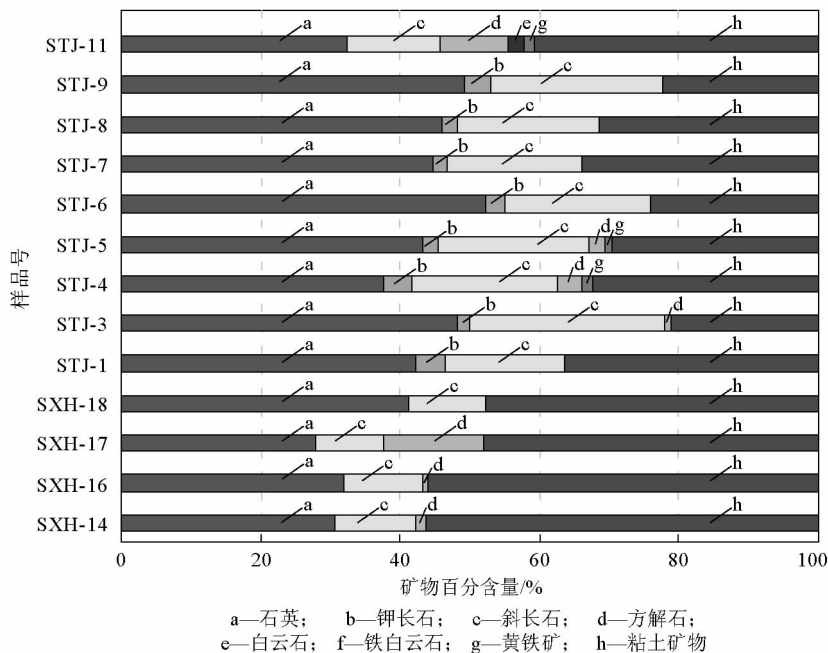


图 2 四川盆地及周边下寒武统筇竹寺组岩矿组成图

Fig. 2 The mineral composition of Qiongzhusi group rock of Cambrian in Sichuan Basin and surroundings

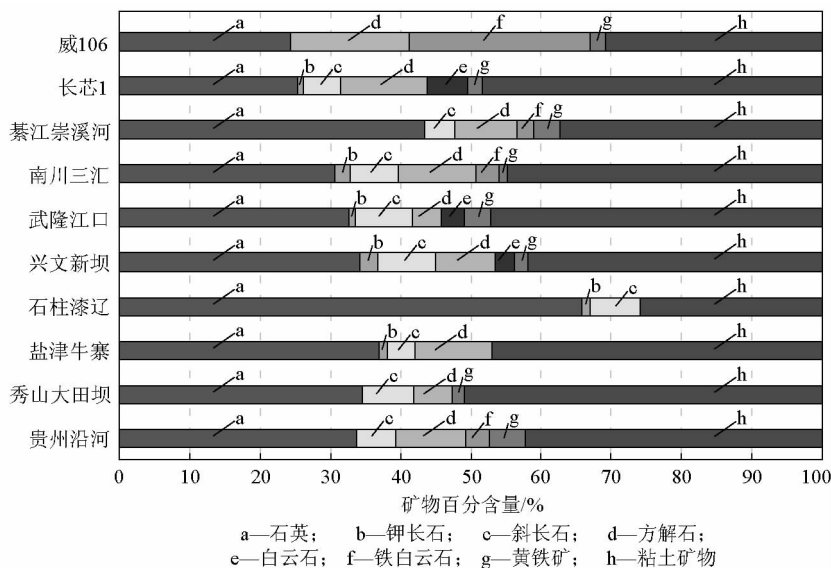


图 3 川南及周边下志留统龙马溪组岩矿组成图

Fig. 3 The mineral composition of Longmaxi group rock of Silurian in Sichuan Basin and surroundings

2.2.4 富有机质页岩必须具有一定规模和较好的储集条件

为适应水平钻井和大型酸化压裂的需要, 富有机质页岩必须达到一定的厚度。另外, 良好的储、渗

条件是页岩气赋存和产出的重要通道。因此, 实现页岩气富集高产的重要条件是富有机质页岩必须具有一定规模和较好的储集条件。根据美国主力产气页岩层储层参数, 富有机质 (TOC > 2%) 页岩厚度

一般在 15 m 以上(最好在 30 m 以上),平面展布一般为数千至上万平方千米,孔隙度一般在 4 % 以上(见表 1)。

表 1 美国 8 大主力产气页岩层储层参数
Table 1 The reservoir parameters of 8 main producing gas shale formation in United States

页岩层系	净厚度/m	有效孔隙度/%
Barnett	30 ~ 183	4 ~ 5
Marcellus	15 ~ 61	10
Fayetteville	6 ~ 61	2 ~ 8
Haynesville	61 ~ 91	8 ~ 9
Woodford	37 ~ 67	3 ~ 9
Antrim	21 ~ 37	9
NewAlbany	15 ~ 30	10 ~ 14
Lewis	61 ~ 91	3.0 ~ 5.5

我国四川盆地及周边下古生界两套海相页岩有效储层规模和物性均达到较好标准。据本次研究统计结果,南方地区下寒武统筇竹寺组富有机质(TOC > 2 %)页岩段厚度 20 ~ 80 m,面积超过 18 万 km²,有效孔隙度一般为 1.2 % ~ 6.0 % (平均 4.0 %);下志留统龙马溪组富有机质(TOC > 2 %)页岩段厚度 20 ~ 100 m,面积超过 11 万 km²,有效孔隙度一般为 1.1 % ~ 7.9 % (平均 4.4 %)。目前,川南威远地区和长宁地区页岩气勘探突破,证实了两个页岩气富集层段的有效含气性,为其他探区勘探和研究提供了依据。

2.2.5 保存条件是扬子地区海相地层页岩气富集的主控因素之一

与北美地台相比,我国页岩气有利区构造复杂^[4],稳定性较差,导致页岩地层天然气富集条件比较复杂。在滇黔北地区钻探的芒 1 井和昭 101 未获页岩气,分析认为与构造改动作用导致保存条件变差有关。其中,盖层条件和构造条件是两个主要影响因素。页岩气勘探中的保存条件引起了广泛的关注和重视,在盆地以外地区开展页岩气试验区评价应该优先考虑保存条件的影响。可见,保存条件不仅是常规油气富集的主控因素,也是页岩气形成和富集的关键地质要素。其中,盖层条件和构造条件是两个主要影响因素。

1) 盖层条件。根据四川盆地含油气系统研究成果,上扬子地区发育 3 套区域盖层,即上侏罗统一白垩统泥岩(厚度 > 1 000 m),中下三叠统泥岩和膏盐(厚度不超过 800 m),志留系一中下二叠统泥

岩(厚 300 ~ 2 000 m)。

在盆地内部,三套区域盖层发育齐全,保存条件风险小,因此保存条件不是关注的重点。在盆地以外,随着地层抬升遭受剥蚀,在不同地区三套区域盖层残余程度不同,进而导致保存条件存在较大差异。在川南及其周边,自南向北,地表出露地层依次为中下寒武统、奥陶系一二叠系、中上三叠统、中下侏罗统,即出露地层逐渐变新。显然,从下古生界的两套海相页岩的区域盖层分布看,四川盆地以南地区盖层条件变差,风险变大。

2) 构造条件。扬子地台构造演化历经多期次构造活动。自志留系沉积以来,经历了加里东、印支、燕山和喜山四次大的构造运动,对扬子地区油气保存条件产生重大影响(见表 2)。加里东运动导致扬子区南缘、雪峰—江南隆起、南华、滇东—黔中、川中等区志留系剥蚀殆尽,印支运动仅导致中三叠统部分遭受剥蚀,而燕山运动在上扬子地区形成广泛的断裂褶皱推覆、剥蚀和火山活动,对四川盆地以外侏罗系地层破坏严重,喜山运动形成现今构造格局,产生大规模断裂褶皱推覆,使隆起区上侏罗统一白垩统地层遭受剥蚀。

表 2 扬子地区构造活动对保存条件的影响
Table 2 The effects of regional tectonic activities on the storage conditions in Yangzi Area

构造活动期次	对保存条件的影响	备注
加里东运动	志留系剥蚀	扬子区南缘、雪峰—江南隆起、南华、滇东—黔中、川中等区志留系剥蚀殆尽
印支运动	中三叠统部分遭受剥蚀	—
燕山运动	形成断裂褶皱推覆、剥蚀、火山活动	对四川盆地以外侏罗系地层破坏严重
喜山运动	形成现今构造格局,产生断裂褶皱推覆、剥蚀	隆起区上侏罗统一白垩统地层遭受剥蚀

上述分析表明,燕山期以来持续沉降的地区保存条件相对较好,如四川、苏皖、楚雄、十万大山等盆地,而盆地以外的褶皱区保存条件风险相对较大。

3 核心区选择及评价

3.1 核心区参数选择

从野外露头和岩心直观观察来看,页岩均为黑色页岩或深灰色页岩,很难分辨出其差异性。在微

表4 页岩气核心区评价标准

Table 4 The criteria and standards of core area selection of shale gas in China

参数	中国	北美
有机碳/%	>2.0	>4.0
成熟度/%	>1.1	>1.1
石英等脆性矿物/%	>40	>40
粘土矿物/%	<30	<30
孔隙度/%	>2	>2
渗透率/nD	>1	>50
含气量/($\text{m}^3 \cdot \text{t}^{-1}$)	>2	>2
含水饱和度/%	<45	<25
含油饱和度/%	<5	<1
有效页岩连续厚度/m	>30	>30
保存条件	改造程度低	

3.2.1 富有机质页岩厚度大于30 m

与常规天然气相比,页岩气具有低丰度大面积分布的特点,作为页岩气生成和赋存的富有机质页岩,尽管都可以生成页岩气,但只有具有一定的厚度才具有形成商业开发价值,并有利于实施大型压裂改造。根据北美页岩气勘探开发实践,大规模商业开发的五大含气页岩,连续厚度至少大于15 m,核心区在30 m以上。类比我国的页岩气形成地质条件,由于成藏富集条件逊于北美,我国页岩气核心区的厚度应大于30 m^[6]。

3.2.2 有机碳含量(TOC)大于2.0 %

有机质丰度是评价油气生成能力的关键指标,常规的烃源岩评价,TOC为0.5%即为泥质生油岩的下限。但是,作为低丰度的页岩气藏,TOC为0.5%显然难以生成足够量的页岩气。根据斯伦贝谢公司 Charles Boyer 等及 Devon 能源公司等关于页岩气藏的研究认识,将 TOC 下限值确定为 2.0%,该值实际上相当于评定烃源岩等级时所确定的“好生油岩”标准,核心区至少大于 4%。笔者认为,这一标准虽然在今后随着页岩气的勘探开发实践深入,以及技术进步,可能还会有所变化,但在目前的经济技术条件下,在确定我国有效页岩(纯页岩)厚度时,其 TOC 下限值选定为 2.0% 较为合理。

3.2.3 有机质成熟度(R_o)大于1.1 %

据统计,北美约 85% 以上的页岩气来自热成因气,也就是说,只有烃源岩达到生气阶段,才能发现大量的热成因页岩气藏。如 Barnett 页岩气生产井绝大部分分布在 R_o 大于 1.1% 的范围内,根据烃源岩热模拟结果,Barnett 页岩在 R_o 大于 1.1% 时,干酪根生成的湿气和干气总量已经超过 65% 以上。结合其他盆地页岩气勘探和研究结果,北美核心区

观尺度下,则可以发现页岩非均质性很强,即使相同颜色的页岩,其有机碳含量、岩石矿物组成差异也非常大,这就是在页岩气勘探早期阶段,优选最有利地区、最富集层段即优选核心区的原因。同时更重要的是,考虑到在目前价格体系下,页岩气开发成本高,利润很低或基本无利润,因此核心区的选择和压裂层段的确定尤为重要。

在含油气区,存在气源岩大的地区页岩气就普遍存在,但受资源、技术、经济性、市场等条件的限制,只有分布在核心区具有高含气量的富有机质页岩才具商业开发价值。据北美页岩气产区与我国页岩气勘探实践^[5],形成工业价值的页岩气基本地质条件为:富有机质页岩必须具备较高有机质丰度(TOC > 2.0%)、高热成熟度(R_o > 1.1%)、高脆性(石英、长石等矿物含量 > 40%)和低粘土矿物含量(< 30%),有效页岩(hot shale)厚度大于 30 m,成气后保存条件较好,存在超压等。这些参数和取值是页岩气核心区优选及评价的基本标准。

3.2 核心区评价标准

表3为哈里伯顿和斯伦贝谢公司建立的北美页岩气评价标准,评价参数主要包括富有机质页岩的有效厚度,有机碳含量,成熟度,脆性矿物,粘土矿物,物性,含气量等。美国沃斯堡盆地 Barnett 页岩勘探开发成果表明,页岩气核心区面积为 4 162 km²,而 R_o > 1.1% 的页岩气有利分布面积 1.04 万 km²,核心区约占有利页岩气面积的 40%。

表3 北美页岩气评价标准

Table 3 North American shale gas evaluation standard

公司	哈里伯顿	斯伦贝谢
有机碳(TOC)/%	>3	>2
成熟度(R_o)/%	1.1~1.4	>1.2
脆性矿物/%	>40	>40
粘土矿物/%	<30	<40
有效含气量/%	>2.8	—
充气孔隙度/%	>2	—
物性		
渗透率/nD	>100	—
有效厚度/m	30~50	>30

我国海相页岩在形成、分布及质量等基本地质条件上与北美具有广泛的相似性,都是古生界海相沉积所形成,盆地演化也具有较多相似性。但我国中生代以后的构造变动强于北美大陆,变形更复杂,受改造范围和埋深更大。结合我国实际地质条件,参照北美页岩气核心区评价指标,初步建立了我国页岩气核心区评价标准(见表4)。

评价标准 R_0 的下限为 1.1 %。由于我国发育海相、煤系和湖湘三类富有机质页岩,有机质母质类型不同,进入大量生气阶段的 R_0 下限肯定会有差异,在目前阶段,借鉴北美海相页岩气评价标准,取 R_0 的下限值为 1.1 % (主要指海相页岩气)。

3.2.4 石英等脆性矿物含量大于 40 %

页岩作为储层,脆性矿物含量是决定页岩储层基质孔隙、微裂缝、含气特征、储层改造方式等的重要因素。一般认为,页岩中蒙脱石含量越低,石英、长石、方解石等矿物含量越高,岩石脆性越强,在外力作用下容易形成天然裂缝和诱导裂缝,有利于页岩气开采。统计表明,北美含气页岩的石英含量一般为 28 % ~ 52 %、碳酸盐岩 4 % ~ 16 %、总脆性矿物含量高达 30 % ~ 70 %,是北美页岩气成功商业开发的关键因素之一。我国上扬子区古生界海相黑色页岩脆性矿物含量丰富,其中石英含量 24.3 % ~ 52 %、长石含量 4.3 % ~ 32.3 %、方解石含量 8.5 % ~ 16.9 %,总脆性矿物含量 40 % ~ 80 %。因此,我国海相页岩的脆性矿物含量与北美相当,借鉴北美标准,我国核心区页岩的脆性矿物含量应大于 40 %,粘土矿物含量小于 30 %。

3.2.5 含气量大于 $2 \text{ m}^3/\text{t}$

页岩含气量是衡量页岩气是否具经济开采价值和评估资源潜力的关键指标。目前北美实现商业开发的页岩气,其含气量不低于 $1.1 \text{ m}^3/\text{t}$,最高为 $9.9 \text{ m}^3/\text{t}$ 。哈里伯顿公司研究认为,具商业性开发价值的页岩含气量为 $2.8 \text{ m}^3/\text{t}$ 。从我国有限的海相页岩含气量测试结果看,筇竹寺组含气量为 $1.5 \sim 3.5 \text{ m}^3/\text{t}$,中值为 $2.2 \text{ m}^3/\text{t}$;龙马溪页岩含气量为 $2.0 \sim 4.0 \text{ m}^3/\text{t}$,中值为 $2.5 \text{ m}^3/\text{t}$,且均在该两套层系发现了商业性页岩气。因此,将我国页岩气核心区含气量下限值定为 $2.0 \text{ m}^3/\text{t}$ 。

3.2.6 埋深小于 $4\,000 \sim 4\,500 \text{ m}$

北美商业性开发的页岩气,大部分埋深在 $1\,500 \sim 3\,500 \text{ m}$ 。如果埋深太大,则开采技术成本过高,不具有经济价值。目前页岩气年产量最高的 Barnett 页岩,埋藏深度为 $1\,900 \sim 2\,600 \text{ m}$ 。考虑到我国页岩气尚处于起步阶段,且主力页岩气资源分布在南方海相,而且南方多为不稳定区和改造区,保存条件显得尤为重要^[7],在确定深度下限时,盆地内(如四川盆地)埋深小于 $4\,000 \text{ m}$,盆地外的改造区埋深小于 $4\,500 \text{ m}$ 为宜。

3.3 页岩气有利区与核心区优选实例

文章以南方扬子地区为例说明页岩气有利区与

核心区优选,可分为 3 个步骤:a. 利用地质与遥感资料编制 I、II、III 和 IV 类地形地貌区;b. 分层位将富有机页岩($\text{TOC} \geq 2\%$)等厚图、页岩顶界构造图与遥感地形区叠合编图;c. 分层位筛选出 I 和 II 类区地形地貌、富有机页岩厚度 $\geq 30 \text{ m}$ 和埋深 $< 4\,000 \sim 4\,500 \text{ m}$ 叠合范围,扣除断裂发育区,即为该层有利区分布范围。

核心区的优选,是在确定有利区的基础上,综合考虑页岩气的含气量、页岩脆性矿物含量以及地表条件、地面管网等因素。

依据地质与遥感资料,划分出了 I、II 和 III + IV 类地区。I 类地表区均分布在四川盆地,面积 15.99 万 km^2 ;II 类地表区 11.4 万 km^2 ,主要分布在滇东—黔北地区;III + IV 类地表区 14.25 万 km^2 ,均为无法施工的山地。研究认为,I 类和 II 类地表区利于设备搬运和大型压裂施工,为有利地表区。

通过上述有利区优选条件,优选出龙马溪组页岩有利区面积 9.33 万 km^2 ,其中四川盆地 5.7 万 km^2 ,渝东—湘鄂西 2.4 万 km^2 ,滇东—黔北 1.2 万 km^2 ;筇竹寺组页岩有利区面积 11.2 万 km^2 ,其中四川盆地 2.8 万 km^2 ,渝东—湘鄂西 3.1 万 km^2 ,滇东—黔北 5.3 万 km^2 。加上震旦系陡山沱等其他层系页岩,初步计算我国南方海相页岩有利区层系叠合面积 $25 \text{ 万} \sim 30 \text{ 万 km}^2$ 。

根据目前的勘探成果、地表条件、地面管网和地质条件,综合评价认为四川盆地蜀南地区是我国目前最现实、最有利的海相页岩勘探区(见图 4),优选出的页岩气有利区面积约 $14\,500 \text{ km}^2$,核心区面积 $4\,000 \text{ km}^2$,核心区占有利区面积比例为 27 %,低于美国 Fort Worth 盆地 Barnett 页岩核心区占比 40 %。

4 结语

1) 页岩气具有以下基本地质特征:源储一体,没有圈闭,但盖层一般仍必不可少;天然气以吸附气、游离气等多种方式赋存于页岩储层中;储层致密,脆性矿物含量高,粘土矿物含量低,易于压裂改造;页岩气藏不受构造控制,大面积连续分布,与有效生气源岩面积相当,但资源丰度低。

2) 初步建立页岩气核心区的选区评价标准。富有机质页岩厚度大于 30 m ,有机碳含量大于 2.0 %,有机质成熟度 R_0 大于 1.1 %,含气量大于 $2.0 \text{ m}^3/\text{t}$,埋深小于 $4\,000 \sim 4\,500 \text{ m}$ 。地表相对平坦,改造程度低。

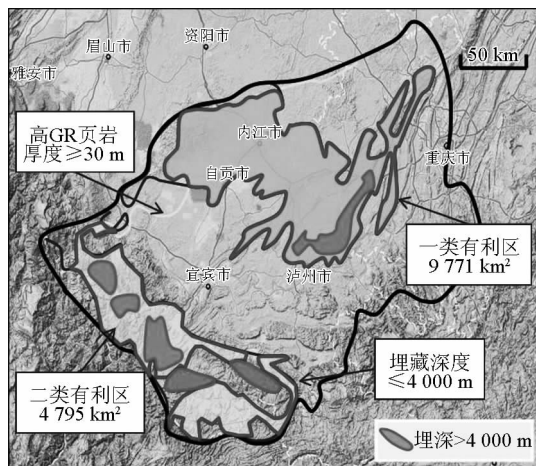


图4 蜀南地区龙马溪组页岩核心区评价图

Fig. 4 Core area evaluation map of Longmaxi shale gas in Shunan area

3) 初步优选南方海相页岩气有利区和核心区。优选出我国南方海相页岩有利区层系叠合面积 25 万~30 万 km²。其中,龙马溪组页岩有利区面积 9.33 万 km², 筇竹寺组页岩有利区面积 11.2 万 km²。综合评价认为四川盆地蜀南地区是我

国目前最现实、最有利的海相页岩勘探区,优选出的页岩气有利区面积约 14 500 km²,核心区面积达到 4 000 km²。

参考文献

- [1] 邹才能,董大忠,杨桦,等. 我国页岩气形成条件与勘探实践[J]. 天然气工业,2011,31(12):26-39.
- [2] 范昌育,王震亮. 页岩气富集与高产的地质因素和过程[J]. 石油实验地质,2010,32(5):465-469.
- [3] 赵澄林,朱筱敏. 沉积岩石学[M]. 3版. 北京:石油工业出版社,2001:121-124.
- [4] 张金川,姜生玲,唐玄,等. 我国页岩气富集类型及资源特点[J]. 天然气工业,2009,29(12):109-114.
- [5] 赵靖舟,方朝强,张洁,等. 由北美页岩气勘探开发看我国页岩气选区评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2011,26(2):1-7.
- [6] 李延钧,刘欢,刘家霞,等. 页岩气地质选区及资源潜力评价方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(2):28-34.
- [7] 邹才能,董大忠,王社教,等. 我国页岩气形成机理、地质特征及资源潜力[J]. 石油勘探与开发,2010,37(6):641-753.

Shale gas enrichment factors and the selection and evaluation of the core area

Wang Shejiao, Yang Tao, Zhang Guosheng,
Li Denghua, Chen Xiaoming

(Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Petrochina, Beijing 100083, China)

[Abstract] Many factors affect the size of the shale gas development. First and foremost factor is how to establish the geological evaluation standards and select the core area of shale gas. In the early stage of exploration the optimized shale gas core area makes it possible to identify the target and to select the most favorable region for exploration. The main purpose is to find shale gas and achieve economic development. Based on the analysis of shale gas reservoir characteristics and the enrichment factors we discuss the organic-rich shale maturity, mineral content, gas content and conservation parameters in China. Learn from the U. S. shale gas exploration and development and research, combined with the new progress of China's shale gas exploration and development and research, we establish china's first shale gas core area parameter system and value standards. Finally, we optimize some favorable areas and core areas of the marine shale in southern China and point out Southern Sichuan Basin is the most realistic area for shale gas development.

[Key words] core area; selection and evaluation; enrichment factors; marine shale; shale gas