

非常规天然气

# 国内外页岩气形成条件对比与有利区优选

李昌伟,陶士振,董大忠,管全中

(中国石油勘探开发研究院,北京 100083)

**摘要:**为了优选国内有利勘探区及层系,通过对美国、中国各个盆地富有机质页岩最新资料调研,将我国发育的富有机质页岩与美国现今技术可采储量居前的五大类页岩从区域构造背景、有机碳含量、储层物性、含气量等 11 个方面进行了对比分析。结果显示:①中国海相页岩有机质丰度、类型与美国海相页岩相当,皆以 I 型或者 II<sub>1</sub> 型为主,有机质成熟度要比美国页岩高,表明烃源岩可以并已经产生足够数量的烃类气体;陆相泥页岩 TOC 值低于北美地区页岩 TOC 值,有机质类型大都属于 II<sub>2</sub> 型或者 III 型,成熟度介于 2%~4.5% 之间且变化范围较大,生成页岩气潜力不如海相页岩好。②中国海相页岩脆性矿物含量比北美页岩高,黏土矿物含量相当,利于后期压裂改造;陆相页岩脆性矿物含量比北美地区低,黏土矿物含量与北美地区相当,不利于后期压裂改造。③中国海相页岩总体上孔隙度大小与北美海相页岩相当,但孔隙度分布范围比北美页岩大,孔隙类型与北美相当,显示出较好的储集性能;陆相页岩孔隙度大小要略低于北美海相页岩,孔隙类型与北美相当,储集性能较差。④中国海相页岩层埋藏深度主体分布在 1 200~5 300m 之间,比北美地区现今勘探的主体深度(1 300~4 000m)范围要大,并且由于构造演化复杂而与美国相对稳定的构造背景差异较大,导致我国页岩气保存条件变差和勘探风险增大;中新生界陆相页岩具有累计厚度大,单层厚度要小且平面展布范围小,虽然埋藏深度与北美地区相当,但由于后期构造运动破坏较大,因此对页岩气的保存十分不利。据此提出了适合我国海相页岩和陆相页岩的评价标准,并对各盆地优选出的有利地区和有利层位进行优选评价,指出海相页岩气勘探最有利的地区和层系为重庆周缘 O<sub>3</sub>w—S<sub>1</sub>l、威远地区 C<sub>1</sub>q 和 S<sub>1</sub>l,陆相页岩气最有利地区和层系为鄂尔多斯盆地 T<sub>3</sub>y、松辽盆地 K<sub>1</sub>q。

**关键词:**页岩气;海相页岩;陆相页岩;形成条件对比;有利区

**中图分类号:** TE132.2

**文献标志码:** A

**文章编号:** 1672-1926(2015)05-0986-15

**引用格式:** Li Changwei, Tao Shizhen, Dong Dazhong, *et al.* Comparison of the formation condition of shale gas between domestic and abroad and favorable areas evaluation [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015, 26(5): 986-1000. [李昌伟,陶士振,董大忠,等. 国内外页岩气形成条件对比与有利区优选[J]. *天然气地球科学*, 2015, 26(5): 986-1000.]

## 0 引言

21 世纪以来,水平钻井技术和分段压裂技术的逐渐成熟,使得原来认为不具有工业价值的页岩重新具有勘探意义<sup>[1-2]</sup>。富含有机质的页岩在中国与

美国一样分布广泛,但我国除发育海相页岩外,还有海陆过渡相和陆相页岩的发育。但是由于我国的页岩气勘探程度较低,可以利用的研究资料较少,前人研究大多基于定性的判断。本文在总结各地区研究资料的基础上,与美国现今技术可采储量及产量居

收稿日期:2014-08-23;修回日期:2014-10-31.

基金项目:国家科技重大专项“岩性地层油气藏成藏规律、关键技术及目标评价”(编号:2011ZX05001)资助.

作者简介:李昌伟(1989-),男,山东潍坊人,硕士研究生,主要从事页岩气成藏、碳酸盐岩性—地层油气藏成藏机理研究.

E-mail: rockleea@163.com.

通讯作者:陶士振(1966-),男,安徽颖上人,教授级高级工程师,硕士生导师,主要从事油气成藏机理与分布评价研究.

E-mail: tsz@petrochina.com.cn.

前的五大页岩气系统的成藏条件进行对比,并依据对比结果优选出我国不同盆地页岩气聚集的有利地区及层系。

本文研究选取的国外资料为美国技术可采储量、勘探研究程度高的五大页岩气系统<sup>[3-16]</sup>,国内资料为有井数据和实验数据的滇黔北凹陷威信凹陷牛蹄塘组和龙马溪组、鄂尔多斯盆地上古生界、鄂尔多

斯盆地上三叠统延长组、松辽盆地梨树断陷营城组、四川盆地威远地区下古生界寒武系和志留系以及下侏罗统和上三叠统须家河组、沾化凹陷沙三下亚段、松辽盆地北部和南部青山口组、辽河盆地东部凸起太原组、塔里木盆地库车凹陷三叠系、渤海湾盆地、吐哈盆地三堡凹陷和柴达木盆地北缘侏罗系等不同地区的不同层系<sup>[17-48]</sup>(图1)。

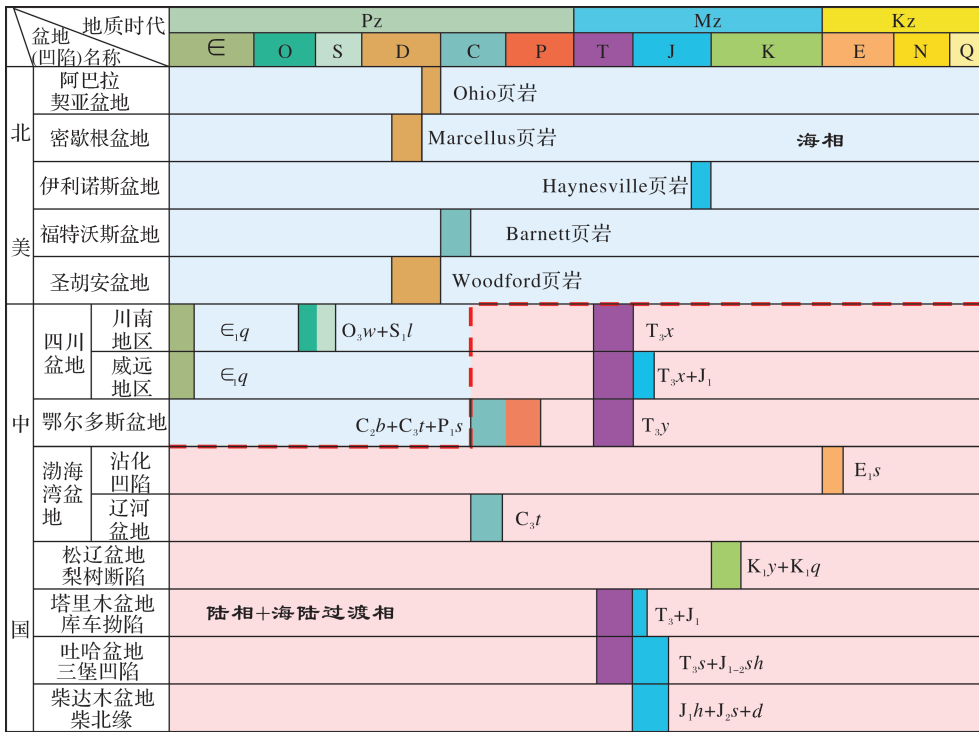


图1 不同时代富有机质页岩

Fig. 1 Organic-rich shale of different epoch

### 1 页岩发育层段的盆地类型与沉积环境

前陆盆地区和克拉通地台区是目前美国页岩气技术可采资源量最多的区域<sup>[39]</sup>。以阿巴拉契亚盆地和圣胡安盆地为代表的前陆盆地区的页岩气技术可采资源量占总可采资源量的43.2%,以密歇根盆地和伊利诺斯盆地为代表的克拉通地台区的技术可采资源量占总可采资源量的30.1%<sup>[13]</sup>(图2)。中国由于经历的构造演化期次较多,形成了内部结构复杂、多类型叠置的沉积盆地,因而富有机质页岩发育的盆地类型以叠合盆地为主<sup>[49]</sup>。

北美现在正在进行商业性开发的页岩多为海进体系域或高水位体系域初期的产物<sup>[39]</sup>,沉积环境以深水陆棚相或深水斜坡相为主,总体特征为水体较深并且具有缺氧或厌氧特征。而我国富有机质页岩不仅有海相沉积成因、还有海陆过渡相沉积成因和

陆相沉积成因(图3)。例如在扬子地台下古生界富有机质页岩广泛发育于深水陆棚相或深水斜坡相。海陆过渡相富有机质页岩大都位于河流入海或入湖的沼泽环境,陆相富有机质泥页岩则大都存在于裂谷盆地断(坳)陷和陆内坳陷盆地内的半深—深湖环境中<sup>[49]</sup>。海陆过渡相由于页岩成藏条件与陆相具有相似性,因此在讨论时归入陆相页岩里。

### 2 页岩气聚集主要特征对比

与常规油气成藏条件相类似的是页岩气的聚集条件的好坏也要考虑有机质含量、有机质类型、热演化程度、储集层的物性、厚度、埋深与压力、构造运动强度等条件。

除此之外,页岩气在后期的开采时,由于要考虑页岩本身的压裂能力,因此需要增加页岩矿物成分、杨氏模量、泊松比等参数<sup>[49]</sup>。

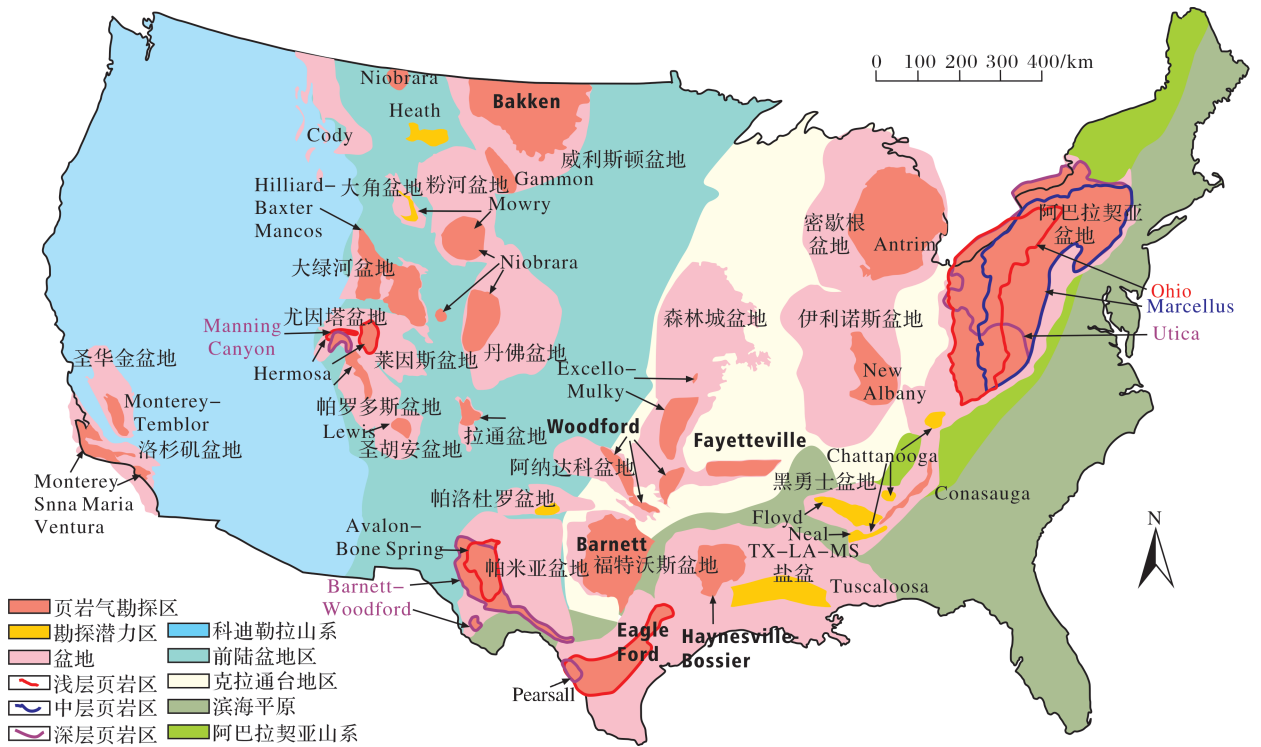


图 2 北美页岩气产区平面分布及构造背景(据 EIA<sup>[13]</sup> 修改, 2011)

Fig. 2 Planar distribution and tectonic setting of shale gas production areas in North America( modified from EIA<sup>[13]</sup>, 2011)

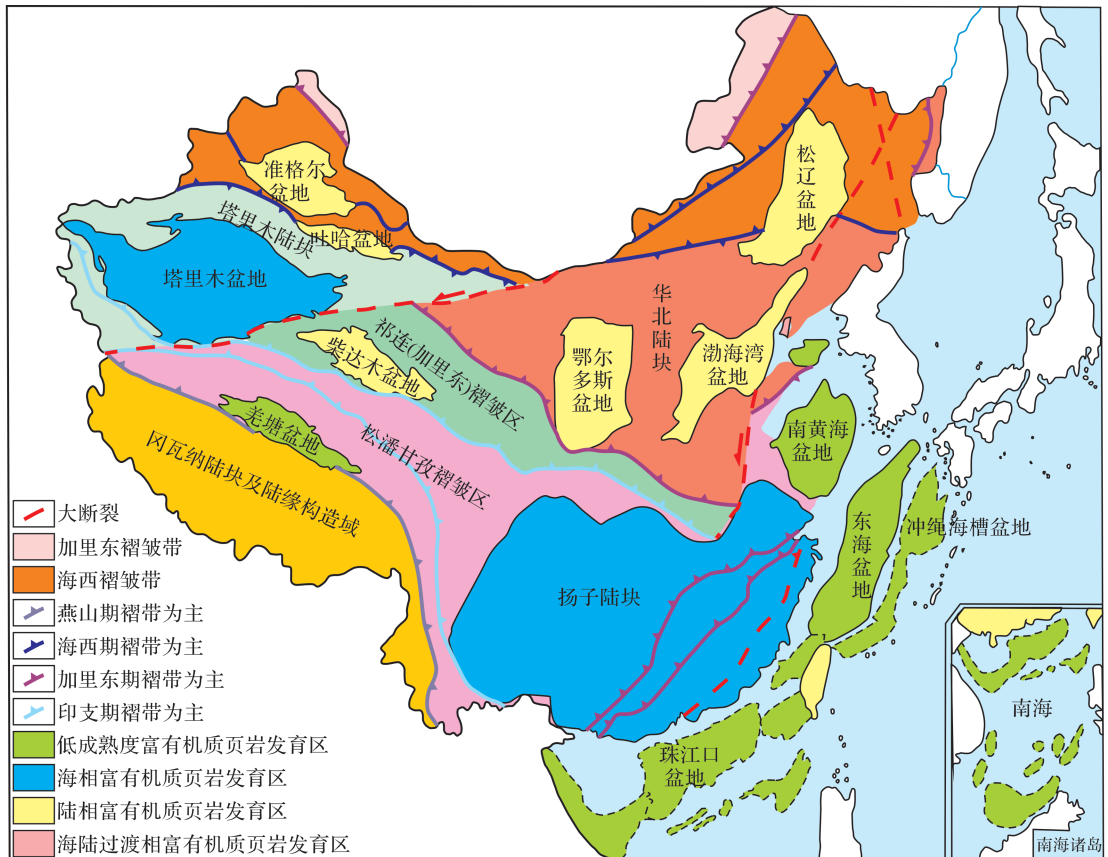


图 3 中国富有机质页岩平面分布及构造背景(据邹才能等<sup>[1]</sup>, 修改)

Fig. 3 Planar distribution and tectonic setting of organic-rich shale in China(modified after Zou Caineng et al<sup>[1]</sup>)

### 2.1 源岩条件

#### 2.1.1 有机质含量

作为页岩气能够聚集成藏的物质基础,有机质含量的多少不仅决定了页岩能够生成气体的数量,还决定了页岩吸附能力的大小以及次生孔隙的发育程度和连通性。

从图4中可以看出,北美地区海相烃源岩的TOC值分布范围比较宽,最低值都在0.5%以上。除Ohio页岩的平均TOC值低于2%以外,其他4套页岩的有机质丰度都高于2%。我国南方地区海相页岩的TOC值分布比较集中,虽然分布范围不如北美地区大,但是平均TOC值普遍在2%以上,与北美地区相当。而在鄂尔多斯盆地、松辽盆地等中生代烃源岩大多属于陆相或者海陆过渡相沉积,平均有机质丰度在2%上下浮动。除了部分层段因与煤层相间而出现TOC值过高以外,虽然整体上源岩的TOC值要低于北美五大页岩系统和我

国海相烃源岩的TOC值,但是我国的陆相烃源岩仍然显示出较好的生烃潜力(图4)。

#### 2.1.2 有机质类型

干酪根的类型除了能影响所生成的产物类型和数量之外,也可以影响页岩的含气量<sup>[41-42]</sup>。因此,正确地识别页岩中的有机质类型,对于判断不同沉积环境中页岩的生气潜力具有重要意义。

如图5所示,北美五大页岩气系统沉积的有机质类型皆属于I型或者II<sub>1</sub>型,具有较大的生气潜力。而我国上扬子地台下古生界 $\epsilon_1n$ 、 $\epsilon_1q$ 、 $O_3w$ 、 $P_1s$ 、 $S_1l$ 、 $C_1d$ 、 $P_2l$ 等海相页岩有机质类型较好,同样具有很大的生油气潜力。相比之下,除松辽盆地梨树断陷 $K_1y$ 、 $K_1q$ 和渤海湾盆地沾化凹陷 $E_1s$ 有机质类型属于I型或者II<sub>1</sub>型之外,其他盆地陆相沉积的页岩大都属于II<sub>2</sub>型或者III型有机质,特别是塔里木地台的各盆地潜力烃源岩层多集中在中生界,且多与煤层相间互,生油气潜力比较差。

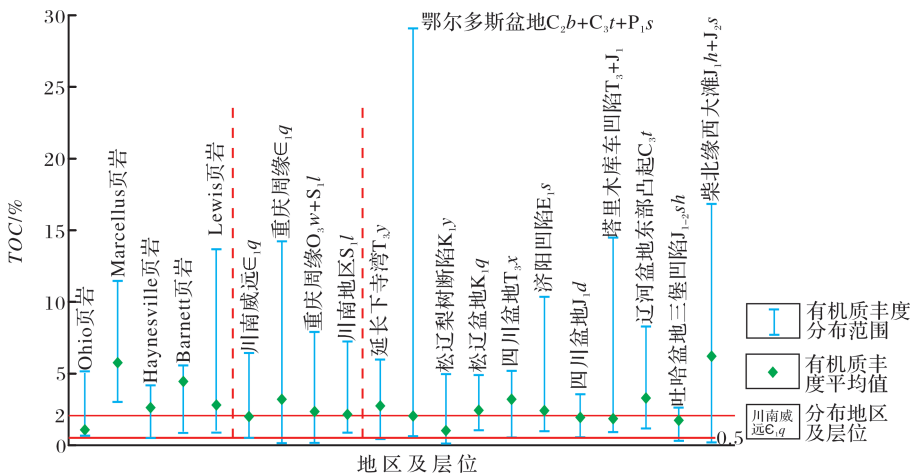


图4 不同地区页岩有机质丰度

Fig. 4 Organic abundance of shale in different areas

盆地名称	阿巴拉契亚	索尔特	福特沃斯	阿娜达科	滇黔北凹陷 威信凹陷	四川	渤海湾	鄂尔多斯	松辽盆地 梨树断陷	塔里木 库车物陷	吐哈盆地 三堡凹陷	柴达木 柴北缘
泥(页)岩层位	Ohio	Marcellus	Haynesville	Barnett	Woodford	$\epsilon_1n$ $\epsilon_1q$ $O_3w$ $C_1d$ $P_2l$	川南威远 $\epsilon_1q$ $C_1b$ $C_1t$ $E_1y$ $C_1t$	辽河盆地 $T_3y$	$K_1y$ $K_1q$	$T_3$ $J_1$	$T_3s$ $J_{1-2sh}$	$J_1h$ $J_{2s+d}$
	I型有机质		II <sub>1</sub> 型有机质				II <sub>2</sub> 型有机质		III型有机质			

图5 不同地区页岩有机质类型

Fig. 5 Organic type of shale in different areas

#### 2.1.3 有机质成熟度

从油气生成与烃源岩内有机质热演化程度关系

曲线上可知页岩产生气体的数量与其热演化程度有密切关系。根据晚期生油理论可知,当 $R_o < 0.7\%$

时,烃源岩处于未熟或低熟阶段,生成气体的数量较少;当  $0.7\% < R_o < 1.3\%$  时进入热催化生油阶段,以生油为主并伴有少量湿气;当  $1.3\% < R_o < 2\%$  时为热裂解生凝析油阶段,以石油和干酪根裂解生成凝析油为主;当  $R_o > 2\%$  时为生干气阶段,以大量生成甲烷为主。

勘探实践以及研究结果显示,美国现今正在进行商业开发的五大页岩层系中,除 Ohio 页岩因成熟度比较低,尚处于未成熟或低成熟阶段,主要以开采热解气为主外,其他 4 套页岩层的  $R_o$  值主体分布在  $1.5\% \sim 3\%$  的范围内,处在热裂解或生干气阶段。而扬子地台下古生界的海相页岩层系由于曾经遭受过深埋藏阶段,一般  $R_o > 2\%$ ,成熟度较高。而

处于中生代的辽河盆地、鄂尔多斯盆地、库车凹陷、柴北缘西大滩地区、吐哈盆地、四川盆地上三叠统等的  $R_o < 1.3\%$ ,尚处于生油阶段,仅在个别地区镜质体反射率处于凝析油阶段。而处在新生代的济阳凹陷沙三段,则由于埋藏太浅导致沉积有机质尚处于低成熟阶段(图 6)。Marcellus 页岩和 Haynesville 页岩近几年的成功勘探实践表明,即使在生干气阶段,页岩气仍然具有商业开发潜力。

## 2.2 储集特征

与常规储层不同的是,富有机质页岩在作为有效烃源岩的同时,也充当油气储集层,因此形成自生自储式天然气聚集<sup>[50]</sup>。与常规储层研究内容相同,具备低孔低渗的页岩储集层除了要进行储集空间类

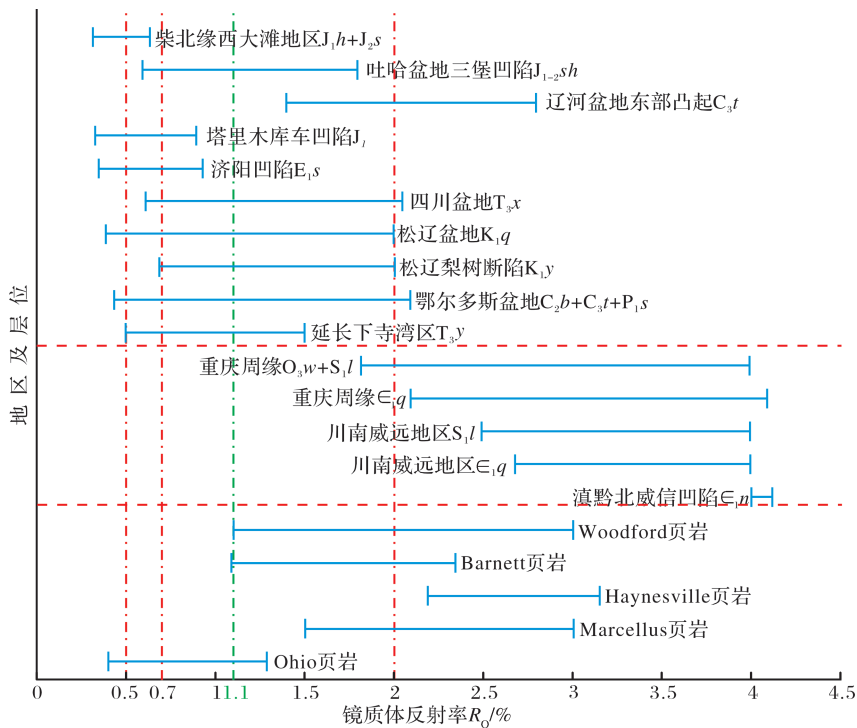


图 6 不同地区页岩有机质成熟度

Fig. 6 Organic maturity of shale in different areas

型识别、物性分析之外,还要进行矿物组分分析。

### 2.2.1 泥页岩的矿物组成

对泥页岩储层品质好坏影响最大的主要为脆性矿物(石英、长石、方解石等)和黏土矿物(蒙脱石、伊利石和高岭石)相对含量的多少<sup>[51]</sup>,其影响主要体现在页岩中吸附气与游离气含量的比例以及岩石的压裂能力大小上<sup>[52]</sup>。

图 7(a)中美国技术可采储量大、勘探程度高的五大页岩层系矿物组分大都分布于:黏土含量在  $20\% \sim 80\%$  之间,石英、长石和黄铁矿含量为  $20\% \sim$

$80\%$ ,碳酸盐含量低于  $25\%$  的区间。而与之相比,扬子地台的下古生界海相页岩主体分布于:石英、长石和黄铁矿等脆性矿物含量在  $50\% \sim 90\%$  之间,碳酸盐岩矿物含量小于  $10\%$ ,黏土矿物含量介于  $10\% \sim 60\%$  的区间。仅在湘西—黔东  $\epsilon_1n$  和重庆周缘  $S_1l$  出现碳酸盐岩矿物含量增加或黏土矿物含量降低的情况。从矿物组分上来看,扬子地台下古生界海相页岩与北美地区相比更容易产生微裂缝,在形成良好的储集空间同时也更易于进行压裂改造。在图 7(c)则可以看出我国陆相富有机质页岩

的黏土矿物含量主体分布在 15%~60% 之间,石英、长石和黄铁矿等脆性矿物含量主体分布在 25%~75% 之间,碳酸盐岩类矿物的含量少于 10%,仅在济阳凹陷 E<sub>1s</sub> 出现碳酸盐岩矿物含量变化大的情况。与北美地区相比,我国陆相富有机质页岩的碳酸盐矿物含量相差不大,而黏土矿物含量要略高,石英等脆性矿物的含量要低。这说明与海

相页岩相比,陆相富有机质页岩不容易产生微裂缝,在后期的压裂改造中也不易产生微裂缝。

### 2.2.2 储集空间类型

Julia 等<sup>[53]</sup>、Passey 等<sup>[54]</sup> 以及 Sondergeld 等<sup>[55]</sup> 和 Slatt 等<sup>[56]</sup> 将富有机质页岩储层储集空间划分为 5 种基本类型(表 1)。如果泥页岩中的孔隙配位数低或相互孤立,则会因为渗透率过低而成为无效孔隙。但是如果孔隙度大并且能够相互连通,则可以在富有机质泥页岩中形成微裂缝,使其成为油气渗流的良好通道<sup>[57]</sup>。

北美地区的勘探经验证明宏观裂缝的发育程度与页岩气的产气量呈负相关关系,能够使储层储集性能变好的是微裂缝。通过对单井产气量高的北美东部地区微裂缝发育带的研究发现,微裂缝的发育程度与单井日产气量具有良好的正相关关系。

通过对我国各盆地不同层系的储集空间类型统计分析表明,经受不同构造演化历史的扬子地台、华北地台和塔里木地台富有机质泥页岩当中发育的孔隙结构和裂缝类型以及发育程度相差很大。

扬子地台由于经受过强烈的压实、压溶和新生变形作用,导致微米级以上的原生孔隙大部分已消失而仅发育少量的微孔隙和微裂隙,但也因此使得后期的高角度构造缝发育较好。扬子地台的富有机质页岩以有机质孔为主,其次还有晶间孔、颗粒表面的溶蚀孔隙等。裂缝在扬子地台不管是下古生界还是中生界都很发育,裂缝的类型主要分为构造成因裂缝和成岩裂缝。构造成因的裂缝多属于高角度构造斜交小裂缝,内部大多为方解石、黄铁矿或黏土矿物充填,呈网状或丝状发育,具有多组系、多期的特点。成岩裂缝发育较少,大多分布在层间,多为方解石或白云石等碳酸盐类矿物充填。

塔里木地台的研究资料较少,仅获得了库车凹陷三叠系和侏罗系以及柴北缘西大滩地区侏罗系的富有机质泥页岩储集空间类型资料。在这 2 个地区由于构造活动强烈,断层发育,使得断层附近岩石产生了裂缝或地层破碎,并在烃源岩内部形成了裂缝系统,这对于页岩气的保存来说,是十分不利的。

华北地台经历的构造运动期次少于塔里木地台和扬子地台,构造运动的强度不如后两者强烈。其富有机质页岩层大多发育于中生代和古近系,没有经历过强烈的压实作用,存在大量微小孔洞和裂缝。在页岩当中既保留了以粒间孔隙和晶间孔隙为主的原生孔隙,也发育有以颗粒溶孔、溶蚀杂基内孔及有机质孔为主的次生孔隙。不同尺度的天然裂缝存在

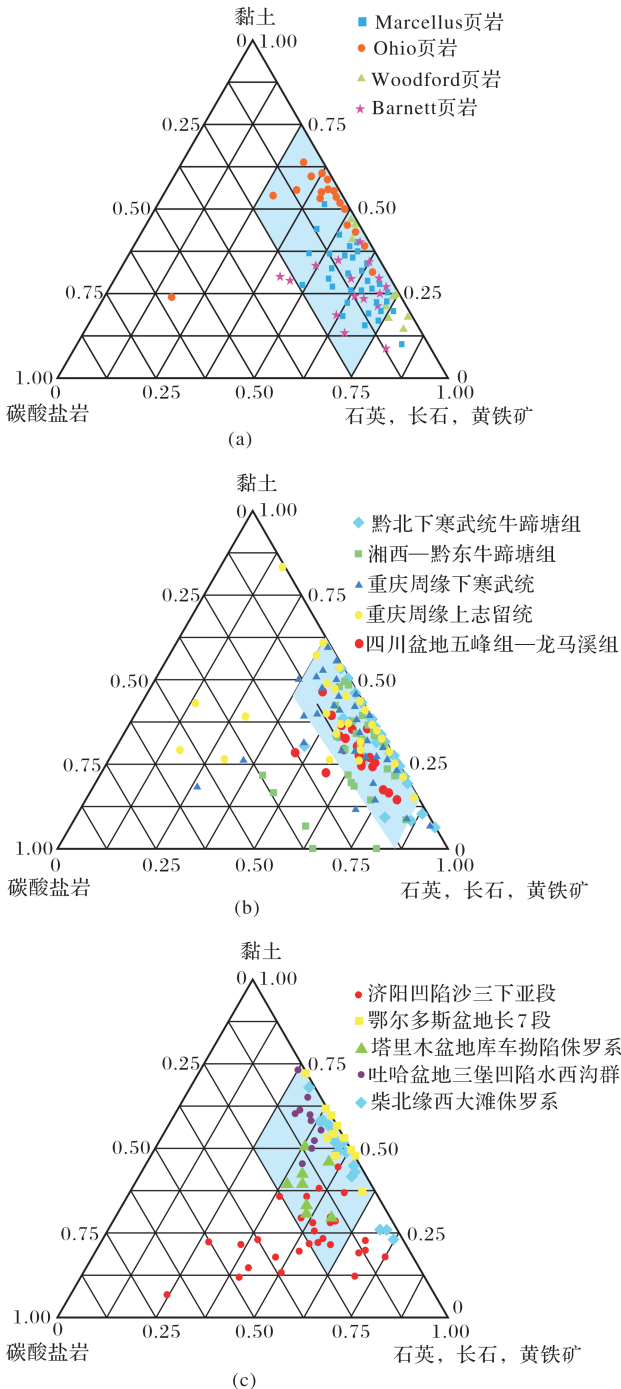


图 7 不同地区页岩岩矿组成三角图  
Fig. 7 Mineral composition triangle of shale in draerent area

并且为非构造成因,与断裂带之间无明显依附关系,以延伸较大的层间裂缝系统为主,裂缝多为未充填的开启缝,少数为方解石充填。

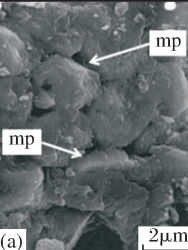

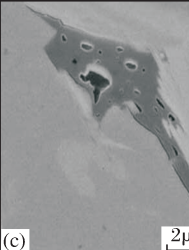
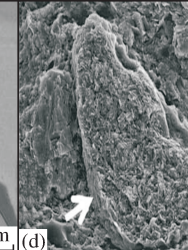
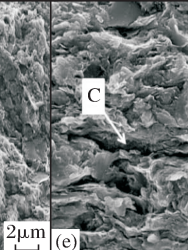
### 2.2.3 储层物性

岩石孔隙度的影响因素多样,一般认为岩石埋深越深、压实作用越强,从而孔隙度越小,这在页岩

储层中也得到体现。多数研究发现富有机质页岩中孔隙度与渗透率有大略的正相关性,但是相关系数较低<sup>[47]</sup>。相对于孔渗较好的常规砂岩和碳酸盐岩储层来说,页岩多以纳米级孔隙为主,孔隙度和渗透率较低,但是孔渗的发育程度对于游离气数量的多少以及页岩气开采的难易程度具有重要意义。

表 1 页岩储层孔隙类型(据 Roger 等<sup>[8]</sup>)

Table 1 The pore types of reservoir in shale(according to Roger *et al*<sup>[8]</sup>)

孔隙类型	粒间孔	矿物质孔	有机质孔	化石孔	微孔缝
孔隙特征	颗粒之间的孔隙,一般为微米—纳米级	矿物之间或晶体之间的孔隙,一般为纳米级	有机质内部的孔隙,一般为纳米级	化石体腔孔、骨架孔等,一般为微米级	基质中的微小孔道,一般为毫米级
实例					

即使是在同一地区的页岩层中,渗透率的变化也是很大的。因此比较不同地区渗透率的关系没有多少实际意义,本文针对储层物性只比较不同地区孔隙度的变化情况。从图 8 中可以看出,北美地区正在进行商业开采的五大页岩气系统各自的孔隙度大都分布在 2%~10% 范围内,集中分布在 4%~8% 范围。而在扬子地台海相页岩层系的孔隙度大都分布在 1%~6% 范围内,并且在局部地区会出现孔隙度变化较大的情况。与北美地区相比,我国海相页岩整体的孔隙度值偏低,而且变化的范围也要比北美地区大,这可能与扬子地台古生代经历过较深的埋藏阶段以及构造活动强烈而导致后期对孔隙改造作用有关。华北地台和塔里木地台的中新生代富有机质页岩层系的孔隙度多集中在 2%~6% 范围内,孔隙度整体的分布区间与我国海相层系孔隙度分布区间大致相当,同样要比北美地区孔隙度值略低。

## 2.3 保存条件

北美和扬子地台古生代的页岩气勘探实践证明,保存条件的好坏是决定页岩气是否能够形成具有商业价值页岩气聚集的控制因素之一,具体表现在页岩气层的厚度、埋深、构造运动 3 个方面。

### 2.3.1 页岩气层的厚度

北美的页岩气勘探实践证明,对于分布相对稳定的海相地层而言,具有商业价值的页岩厚度应大于 30m。但是如果烃源岩具有较高的 TOC 值,则达

到工业标准的页岩层厚度标准可以降低至 15m。

通过对我国不同时代富有机质页岩发育的六大盆地的统计可以发现,扬子地台海相富有机质页岩平面上的展布受当时的沉积环境和后期的构造演化控制,但在一定区域上页岩的厚度具有连续并且稳定的特点。各地区在下寒武统厚度较大,厚度在 35m 以上,在沉积中心区最厚可达 600m,平面上呈现出西南厚东北薄的特点。 $S_1l$  的页岩分布在不同地区各具特点:在黔北威信凹陷具有北厚南薄的趋势,其沉积中心位于威信凹陷北部—川南地区长宁构造,厚度为 50~600m,大部分地区超过 100m;在重庆周缘地区则呈带状的北东—南西向展布,厚度最大的区域在重庆的东部和南部地区。

对于海陆过渡相沉积的富有机质页岩而言,由于沉积环境的横向变化较大,导致在同一盆地中往往出现多个沉积中心,平面上富有机质页岩厚度围绕沉积中心呈环状向周围递减,由于沉积环境变化较快,导致富有机质页岩虽然累积厚度较大,但是单层厚度较小。例如鄂尔多斯盆地内部  $C_3t$  除在天环凹陷和陕北斜坡带中部单层厚度较大外,在其他地区该层位单层厚度主体在 0.1~1m 的范围内。在陆相沉积盆地中,富有机质页岩的厚度发育情况具有与海陆过渡相相同的特点,即同样是多沉积中心,平面上环带状向周围递减,垂向上会出现因砂泥岩互层导致的单层沉积厚度薄、累积沉积厚度大的现象。不同之处在于陆相富有机质泥页岩厚度横向稳

定性相对较好,单层厚度主体分布区间介于5~32m之间,累积厚度介于100~500m之间。而且湖相沉

积的泥页岩在平面上的分布面积虽然不如海相沉积泥页岩大,但是也要比海陆过渡相大很多。

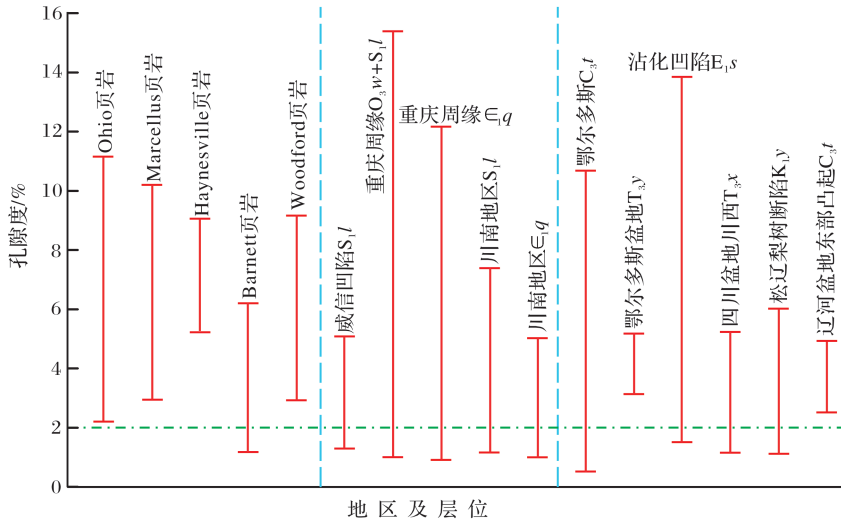


图8 不同地区富有机质页岩孔隙度分布

Fig. 8 Porosity distribution of organic-rich shale in different areas

### 2.3.2 页岩气层的埋深

干酪根生成油气需要一定的温度和压力,而达到这样的要求就需要泥页岩地层具有一定的埋藏深度。此外,富有机质页岩的埋藏深度不但会对页岩的生烃类型和生烃数量产生影响,还直接决定页岩气是否具有经济可采性。

现今美国具有经济可采性的页岩埋藏深度范围较之前的主体范围(762~1 372m)要深许多,例如Marcellus页岩和Haynesville页岩埋深普遍在2 000m以上。扬子地台下古生界海相页岩地层埋深范围要宽很多,从300~6 000m都有分布,主体分布在1 200~5 300m的范围内,这可能与下古生界经历过较大的构造运动,而导致埋深差别巨大有关。与北美地区相比,扬子地台下古生界整体的埋藏深度以及埋藏范围要比北美地区大很多,这不仅对页岩气能否保存提出了挑战,而且也意味着古生代海相页岩层开采成本的增加(图9)。

### 2.3.3 构造运动

页岩气聚集的形成不需要像常规油气藏那样需要圈闭的制约,因此构造运动对页岩气的形成往往起破坏作用,特别是构造运动导致的页岩层抬升至地表或者是构造运动形成的断裂和裂缝对页岩气聚集的破坏尤为严重。

北美地区目前页岩气产层就整体来说遭受的构造运动不是很强烈,仅在像Fort Worth盆地和Appalachian盆地这样的前陆盆地内由于构造运动比

较强烈而导致形成的构造幅度较大。例如Barnett页岩中由于存在周期性复活的Mineral Wells基底断层,使得Barnett页岩的产气能力受到抑制。此外在Barnett页岩中发育的宏观裂缝均被方解石和石英矿物充填,但是由于Barnett页岩的脆性大,微裂缝十分发育,形成裂缝群呈雁列式排列。裂缝群中单个裂缝具有较高的长宽比,主要方位为西—西北向,还有一些沿着北—南方向展布的。在克拉通盆地富有机质页岩的构造幅度比较平缓,因而产生的宏观断裂或裂缝数量有限,因而不会对页岩气的保存产生威胁。

扬子地台下古生界海相页岩层系则遭受了剧烈的构造抬升与剥蚀,对古生代海相页岩层系的破坏比较大。仅在四川盆地不同地区内部相对稳定的深凹陷,构造相对稳定,宏观裂缝不发育,对页岩气的保存较为有利。

塔里木地台与华北地台由于构造演化不同,构造运动对中生代富有机质泥页岩的破坏程度各不相同。塔里木地台中新生代虽遭受不断地挤压推覆,但富有机质泥页岩仍围绕各沉积中心展布,仅在边缘地区由于逆冲推覆而遭受破坏,在凹陷的中心地区富有机质泥页岩保存较为完整。而渤海湾盆地的沾化凹陷由于断层的切割作用,使得页岩地层遭受一定程度的破坏,这对于页岩气的大面积聚集是一个不利因素。而在松辽盆地青山口组和营城组区域内地层产状比较平缓,内部存在的裂缝也与构造



成因无关,多为顺层分布,有利于提高内部渗透率和增加储集空间而不会破坏页岩气聚集,并且营一段

上覆地层具有异常高压的封闭体系,对于页岩气的保存比较有利。

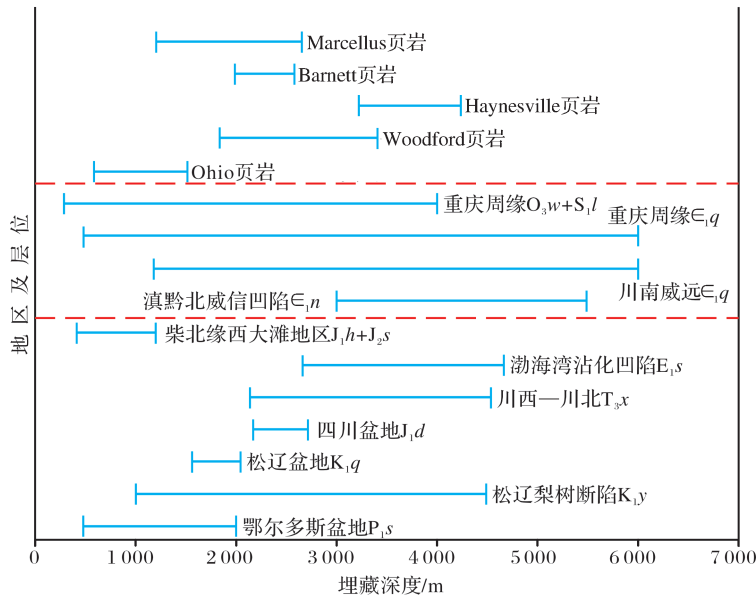


图9 不同地区富有机质页岩埋藏深度

Fig. 9 Buried depth of organic-rich shale in different areas

### 2.4 含气量条件

作为衡量页岩气资源潜力评价重要指标的页岩含气量与页岩的矿物组成、埋深、地层压力等多方面因素有关。页岩的岩心甲烷等温吸附曲线证明页岩中的地层压力越大,页岩中的吸附气含量越高,但是当压力增大到一定数值之后,等温吸附曲线趋于平缓。

在北美地区由于不同地区地质条件的差异会导致页岩的含气量差别较大。现今在开采的含气量最高的页岩层当属 Fort Worth 盆地的 Barnett 页岩,其含气量介于 8.49~9.91m<sup>3</sup>/t 之间。其次为阿纳达科盆地的 Woodford 页岩,含气量介于 5.6~8.5m<sup>3</sup>/t 之间。含气量数值最低的为阿巴拉契盆地 Marcellus 页岩,含气量介于 1.7~2.8m<sup>3</sup>/t 之间。扬子地台下古生界海相页岩的含气量数据较少,仅在川南威远地区Є<sub>1</sub>q、重庆周缘Є<sub>1</sub>q 和 O<sub>3</sub>w 进行了含气量测试(图 10)。在川南威远地区Є<sub>1</sub>q 的含气量变化比较大,其含气量介于 0.27~6.02m<sup>3</sup>/t 之间。在重庆周缘地区Є<sub>1</sub>q 含气量范围同样变化比较大,含气量介于 0.43~6.02m<sup>3</sup>/t 之间。与北美页岩含气量数值相比,扬子地台海相页岩的含气量范围变化较大,这可能与该层系埋藏深度变化比较大有关。华北地台和塔里木地台因未直接对富有机质泥页岩层钻井取心,现场也未做解析含气量的实验,

因此缺乏实测的含气量数据,大多是采用复查老井并通过数据建立模型来计算可动烃的含量。总体上来看,陆相页岩层系的含气量数值并不比海相页岩气含气量数值低,但这一结论仍有待进一步考证。

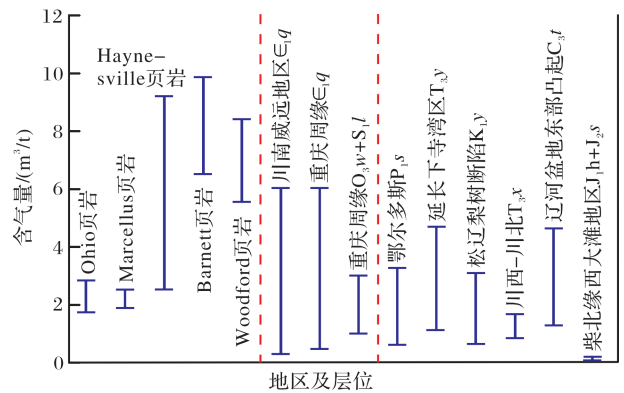


图10 不同地区富有机质页岩含气量

Fig. 10 Gas content of organic-rich shale in different areas

## 3 页岩气聚集有利区优选

### 3.1 页岩评价标准

鉴于我国目前的页岩气勘探尚处于起步阶段,可用的资料比较少,因此主要以北美的页岩评价标准为依据,在此基础上结合我国具体的地质情况和现有的资料,制定出符合我国实际情况的页岩气选区评价标准。笔者认为,页岩气的评价标准应具有

“短板效应”和“补偿效应”的特点:即页岩气聚集的形成决定于每个因素,例如若成熟度达不到生气阶段,则不论其他条件多好,页岩气也不会聚集成藏。同时页岩气的某些条件之间也具有互补效应,例如富有机质页岩层的 TOC 含量与厚度具有互补关系,TOC 含量高的情况下,可适当降低对厚度的要求。依据上文的对比结果发现,我国海相页岩的各项指标与美国商业开发具有较大技术可采储量的海相页岩差别不大,因而海相页岩的参考标准可以依据北美页岩气勘探实践为参考。而我国陆相页岩 TOC、有机质类型、单层厚度等重要指标要比美国的五大层系差很多,因此我国陆相页岩的评价标准可以在北美页岩评价标准的基础上结合我国的实际

情况予以确定。最近几年勘探较热的埋深在 3 300~4 000m 的 Haynesville 页岩和 Barnett-Woodford 页岩获得了工业页岩气流的勘探实践表明较深层的页岩气聚集也可以具有经济价值,这对我国以四川盆地古生界为代表的海相页岩勘探前景具有重要意义,因此现行的页岩深度评价标准也应进行调整,同样与埋藏深度对应的镜质体反射率标准也应相应的降低。而济阳凹陷获页岩油气流井与产能关系<sup>[22]</sup>也证明陆相泥页岩 TOC 含量标准可以降至 1.5%,但是依据页岩气评价标准“补偿效应”的特点,相对应的连续页岩层厚度标准可以提高,现在以 50m 为界,不同沉积环境成因的页岩气评价标准详见表 2。

表 2 国内外页岩气评价标准(据邹才能<sup>[51]</sup>,修改)

Table 2 Evaluation criterion of shale gas in domestic and abroad(modificated from Zou Caineng *et al*<sup>[51]</sup>)

主要参数	取值标准		
	北美海相页岩	中国海相页岩	中国陆相页岩
有机质丰度 TOC/%	>2	>2	>1.5
有机质类型	I 型、II <sub>1</sub> 型	I 型、II <sub>1</sub> 型	I 型、II <sub>1</sub> 型、II <sub>2</sub> 型
有机质成熟度 R <sub>o</sub> /%	>1.1	>1.1	>1.1
矿物组成			
石英或方解石含量/%	>40	>40	>40
黏土矿物含量/%	<30	<30	<30
主要储集空间类型	有机质孔、微裂缝	有机质孔、微裂缝	有机质孔、微裂缝
储层物性			
有效孔隙度/%	>2	>2	>2
渗透率/(×10 <sup>3</sup> μm <sup>2</sup> )	>100	待定	待定
厚度	>30	>30	>50
埋深	<3 000	<4 000	<4 000
含水饱和度/%	<40	<40	<40
含气饱和度/%	<5	<5	<5
杨氏模量/MPa	>3.03	>3.03	待定
泊松比	<0.25	<0.25	待定

### 3.2 页岩气聚集有利区优选

应用表 2 的评价标准,对我国各大盆地不同层系发育的海相、海陆过渡相和陆相页岩进行优选获得了页岩的有利探区。针对不同沉积相中的符合上述条件的富有机质页岩,可以采用如表 3 所示的打分标准,计算各个地区不同层位的富有机质页岩的评价分值,其计算式为:

$$P = \sum_{i=1}^n p_i q_i \quad (1)$$

式中: $P$  为评价分值; $q_i$  为地质条件的权重; $p_i$  为地质条件的得分; $n$  为地质条件指标的个数<sup>[48]</sup>。

应用上述评价标准及指标打评分值(表 3),对各地区页岩气勘探潜力进行打分,据此划分出各地

区的资源潜力等级,打分指标主要为上文所述的页岩气聚集形成所需的主要地质参数,并根据地质条件对页岩气聚集形成的贡献赋予不同的权系数。对于页岩地质条件的某一项指标按照地质条件的好坏,给予不同的分数区间。据此可对我国不同地区不同富有机质页岩层系进行打分。

根据各地区所得分数的高低进行从大到小的排序,以此划分资源潜力等级。资源潜力最大的层系为 TOC 含量高、有机质类型好、成熟度适中、脆性矿物含量高、黏土矿物含量低、厚度较大、埋深适中、含气量较高。具有这些特征的层系以海相页岩居多,其中重庆周缘 O<sub>3</sub>w—P<sub>1</sub>s、威远地区 O<sub>3</sub>w 和 ∈<sub>1</sub>q 为海相页岩气勘探的最有利层系。

陆相页岩气勘探中最有利层系为鄂尔多斯盆地长7段和松辽盆地青山口组。在资源潜力较大的层系中因某些指标的缺乏或者不符合页岩气聚集的评价标准(例如埋藏深度较大或者有机质类型不好等),导致其资源潜力不如上述各层系大。不利的层系中海相页岩层系主要为威信凹陷 $E_{1n}$ 、重庆周缘

$E_{1q}$ ,陆相页岩层系则为辽河盆地 $C_3t$ ,海陆过渡相层系为鄂尔多斯盆地 $C_3t$ 。没有潜力的层系则因为多项指标缺乏或者达不到页岩气勘探选区的标准而使得其勘探开发的可能性较低,这样的层系主要集中在中新生代的陆相泥页岩层系,例如济阳凹陷 $E_{1s}$ 以及松辽盆地 $K_{1y}$ 等(表4)。

表3 页岩气评价选区指标分值(据范柏江等<sup>[58]</sup>,修改)

Table 3 Score of criterion in shale evaluation(modified after Fan Bojiang *et al*<sup>[58]</sup>)

分值	指标								
	页岩厚度/m	母质类型	TOC/%	$R_o$ /%	含气量/(m <sup>3</sup> /L)	脆性矿物含量/%	黏土矿物含量/%	孔隙度/%	埋深/m
	权重								
	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.05	0.05	0.1	0.1
75~100	>500	I	>2	1.1~2	>5	>80	<20	>8	<1 000
50~75	200~500	II <sub>1</sub>	1~2	2~4.5	3~5	65~80	20~40	5~8	1 000~2 000
25~50	50~200	II <sub>2</sub>	0.5~1	0.6~1.1	1~3	50~65	40~60	2~5	2 000~3 000
0~25	<50	III	0.3~0.5	<0.6或>4.5	<1	<50	>60	<2	>3 000

表4 不同地区及层段页岩气聚集有利区资源潜力

Table 4 Resource potential degree of shale gas accumulation's favorable area in different area and strata

地区及层位	评价指标									总分
	有机质丰度/%	有机质类型	有机质成熟度/%	脆性矿物含量/%	黏土矿物含量/%	有效孔隙度/%	厚度/m	埋深/m	含气量/(m <sup>3</sup> /t)	
重庆周缘 $O_3w-S_1l$	0.12~7.97	I型、II <sub>1</sub> 型	1.83~4.0	12~86	25~60	0.8~15.2	50~220	300~4 000	1.0~3.0	71.25
分值	85	80	75	85	60	80	80	55	50	
威远地区 $E_{1q}$	0.5~6.46	I型	2.68~2.80	30.8~43.6	17.1~45.4	0.82~4.86	250~600	1 200~6 000	0.27~6.02	69.05
分值	80	90	60	45	72	65	90	43	62	
威远地区 $S_1l$	1.0~7.3	I型、II <sub>1</sub> 型	2.81~3.11	20.5~60.4	26.5~59.5	1.0~7.2	60~135	2 000~4 000	0.08~0.25	59.55
分值	82	80	62	65	60	75	50	58	22	
松辽盆地 $K_{1q}$	1~5	I型、II型	0.4~2.0	—	—	6.77	40~125	1 578~2 051	—	59
分值	65	73	70	—	—	73	40	67	—	
威信凹陷 $E_{1n}$	0.61~3.24	I型、II <sub>1</sub> 型	4.01~4.35	56~86	25~55	0.3~1.3	50~550	1 200~5 500	—	58.6
分值	55	73	25	80	26	20	65	38	—	
重庆周缘 $E_{1q}$	0.04~14.3	I型	普遍大于2%	25~75	12~62	0.7~12	35~230	500~6 000	0.43~6.02	57.3
分值	78	90	20	73	53	77	48	26	53	
鄂尔多斯 $T_{3y}$	0.49~6.08	II型、III型	0.5~1.5	25~60	37~70	3.0~5.0	0~60	700~1 600	1.1~4.7	53.25
分值	73	40	66	68	43	50	20	63	46	
辽河盆地 $C_3t$	1.2~8.4	II型	1.4~2.8	—	—	2.3~4.7	15~290	—	1.28~4.62	49.1
分值	86	60	65	—	—	48	46	—	50	
济阳凹陷 $E_{1s}$	1~10.5	I型、II型	0.35~0.93	25~75	10~45	1.3~13.6	50~150	2 676~4 680	—	44.65
分值	75	73	56	73	60	56	23	22	—	
四川盆地 $T_{3x}$	0.5~5	II型、III型	0.61~2.05	—	—	0.85~5.03	30~170	2 140~4 549	0.84~1.64	41
分值	75	40	70	—	—	46	38	30	18	
松辽梨树断陷 $K_{1y}$	0.06~5.03	II型、III型	0.7~2.0	—	—	0.89~5.8	10~80	1 000~4 500	0.62~3.09	38.1
分值	55	40	75	—	—	38	12	56	25	
库车凹陷 $J_1$	1~14.6	III型	0.33~0.9	37~56	30~50	—	200~600	—	—	34.3
分值	83	15	35	53	53	—	54	—	—	
柴北缘西大滩 $J_{1h}+J_{2s}$	0.32~17.05	II型、III型	0.32~0.64	30~75	22~67	1.3~15.6	50~276	427~1 202	0.06~0.2	32.35
分值	40	43	12	30	23	53	36	63	5	
吐哈盆地 $J_{1-2sh}$	0.3~2.77	III型	0.6~1.8	25~40	50~75	—	100~500	—	—	28.25
分值	35	15	82	15	12	—	42	—	—	

## 4 结论

(1) 中国海相页岩有机质丰度、类型与美国海相页岩相当, 皆以Ⅰ型或者Ⅱ<sub>1</sub>型为主, 有机质成熟度要比美国页岩高, 表明烃源岩可以并已经产生足够数量的烃类气体; 陆相泥页岩 TOC 低于北美地区页岩 TOC, 有机质类型大都属于Ⅱ<sub>2</sub>型或Ⅲ型, 成熟度介于 2%~4.5% 之间且变化范围较大, 生成页岩气潜力不如海相页岩好。

(2) 中国海相页岩脆性矿物含量比北美页岩高, 黏土矿物含量相当, 利于后期压裂改造; 陆相页岩脆性矿物含量比北美地区低, 黏土矿物含量与北美地区相当, 不利于后期压裂改造。

(3) 中国海相页岩总体上孔隙度大小与北美海相页岩相当, 但孔隙度分布范围比北美页岩大, 孔隙类型与北美相当, 显示出较好的储集性能; 陆相页岩孔隙度大小要略低于北美海相页岩, 孔隙类型与北美相当, 储集性能较差。

(4) 中国海相页岩厚度变化范围北美地区大, 整体上厚度也比较大, 页岩层埋藏深度主体分布在 1 200~5 300m 之间, 比北美地区现今勘探的主体深度(1 300~4 000m) 范围要大, 并且由于构造演化复杂而与美国相对稳定的构造背景差异较大, 导致我国页岩气保存条件变差和勘探风险增大; 中生界陆相页岩虽然累计厚度大, 但单层厚度要比北美页岩厚度小很多且平面展布范围小, 虽然埋藏深度与北美地区相当, 但由于后期构造运动破坏较大, 因此对页岩气的保存十分不利。

(5) 通过富有机质页岩区块的对比分析和综合评价, 得出海相页岩最有利层系为重庆周缘 O<sub>3</sub>w—P<sub>1</sub>s、威远地区 O<sub>3</sub>w 和 ∈<sub>1</sub>q; 陆相页岩气勘探中最有利层系为鄂尔多斯盆地长 7 段和松辽盆地 K<sub>1</sub>q。

### 参考文献 (References):

- [1] 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. [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.]
- [2] Zou Caineng, Zhang Guosheng, Yang Zhi, *et al.* Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2013, 40(4): 385-454. [邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术[J]. *石油勘探与开发*, 2013, 40(4): 385-454.]
- [3] Curtis J B. Fractured shale-gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1921-1938.
- [4] Helena G D, Camron Miller, Lewis R, *et al.* Evaluating the impact of mineralogy on reservoir quality and completion quality of organic shale plays[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 223-250.
- [5] Wang Guochang, Carr T R. Organic-rich Marcellus shale lithofacies modeling and distribution pattern analysis in the Appalachian Basin[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(12): 2173-2205.
- [6] Brian J C. Woodford shale: From Hydrocarbon source rock to reservoir[C]. *AAPG Directorate Woodford Shale Forum*. Oklahoma: Oklahoma City, April 11, 2013.
- [7] Cardott B J. Thermal maturity of Woodford Shale gas and oil plays, Oklahoma, USA[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2012, 103: 109-119.
- [8] Roger M S, Neal R. O'Brien. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales; Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. *AAPG Geohorizon*, 2011, 95(12): 2017-2030.
- [9] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, *et al.* Spectrum of pores types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores[J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(6): 1071-1098.
- [10] John H W. The Marcellus Shale Gas Play Geology, Development and Water-Resource Impact Mitigation[R]. New York: U. S. Geological Survey, 2012: 3-29.
- [11] Wang G, Carr T R. Methodology of organic-rich shale lithofacies identification and prediction: A case study from Marcellus shale in the Appalachian Basin[J]. *Computer & Geosciences*, 2012, (49): 151-163.
- [12] Milliken K L, Rudnicki M, Awwiler D N, *et al.* Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania[J]. *AAPG Bulletin*, 2013, 97(2): 177-200.
- [13] U. S. Energy Information Administration. Review of Energy Resources; U. S. Shale Gas and Shale Oil Plays[R]. Washington, DC; U. S. Department of Energy, 2011: 6-8
- [14] Maria F R, Jean N R, Sylvain B, *et al.* Evaluation of Barnett Shale organic carbon structure and nanostructure with increasing maturation[J]. *Organic Geochemistry*, 2014, (71): 7-16.
- [15] Ursula Hammes, H. Scott Hamlin, Thomas E. Ewing. Geological analysis of the Upper Jurassic Haynesville Shale in the Texas and west Louisiana[J]. *AAPG Bulletin*, 2011, 95(10): 1643-1666.
- [16] Buller D, Dix M. Petrophysical evaluation of the haynesville shale in northwest Louisiana and Northeast Texas[J]. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transaction*, 2009, (59): 127-143.
- [17] Liang Xing, Ye Xi, Zhang Jiehui, *et al.* Reservoir forming conditions and favorable exploration zones of shale gas in the Weixin Sag, Dianqianbei Depression[J]. *Petroleum Exploration*

- tion and Development, 2011, 38(6): 693-699. [梁兴, 叶熙, 张介辉, 等. 滇黔北拗陷威信凹陷页岩气成藏条件分析与有利区优选[J]. 石油勘探与开发, 2011, 38(6): 693-699.]
- [18] Yan Deyu, Huang Wenhui, Li Ang, *et al.* Preliminary analysis of marine-continental transitional shale gas accumulation conditions and favorable areas in the Upper Paleozoic Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(5): 1-10. [闫德宇, 黄文辉, 李昂, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界海陆过渡相页岩气聚集条件及有利区预测[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(5): 1-10.]
- [19] Liu Yan, Zhou Wen, Deng Hucheng. Geological characteristics of gas-bearing shales in the Yanchang Formation and its resource assessment in the Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(3): 19-23. [刘岩, 周文, 邓虎成. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组含气页岩地质特征及资源评价[J]. 天然气工业, 2013, 33(3): 19-23.]
- [20] Xiong Zhuang, Hu Wangshui, Wang Dan, *et al.* Resource assessment of shale Gas in the first member of Yingcheng Formation in Lishu Depression[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(2): 78-83. [熊壮, 胡望水, 王丹, 等. 梨树断陷营一段页岩气资源评价[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(2): 78-83.]
- [21] Su Shicai, Chen Yang, Mu Bixin. The evaluation and favorable areas selection of shale gas in Xujiahe Formation in Sichuan Basin[C]//Ye Jianping, Fu Xiaokang, Li Wuzhong. CBM Academic Conference Proceeding. Beijing: Geological Publishing House, 2013: 495-501. [苏时才, 陈杨, 牟必鑫. 四川盆地上三叠统须家河组页岩气资源评价与选区[C]//叶建平, 傅小康, 李五忠. 煤层气学术研讨会论文集. 北京: 地质出版社, 2013: 495-501.]
- [22] Wang Yongshi, Li Zheng, Gong Jianqiang, *et al.* Discussion on an evaluation method of shale oil and gas in Jiyang depression: A case study on Luojia area in Zhanhua sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 83-91. [王永诗, 李政, 巩建强, 等. 济阳拗陷页岩油气评价方法——以沾化凹陷罗家地区为例[J]. 石油学报, 2013, 34(1): 83-91.]
- [23] Yang Yiting, Zhang Jinchuan, Wang Xiangzeng, *et al.* Source rock evaluation of continental shale gas: A case study of Chang 7 of Mesozoic Yangchang Formation in Xia Siwan area of Yanchang[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2012, 36(4): 10-17. [杨懿婷, 张金川, 王香增, 等. 陆相页岩气的泥页岩评价一以延长下寺湾区上三叠统延长组长7段为例[J]. 东北石油大学学报, 2012, 36(4): 10-17.]
- [24] Zhu Tong, Bao Shujing, Wang Feng. Pooling conditions of non-marine shale gas in the Sichuan Basin and its exploration and development prospect[J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(9): 16-21. [朱彤, 包书景, 王烽. 四川盆地陆相页岩气形成条件及勘探开发前景[J]. 天然气工业, 2012, 32(9): 16-21.]
- [25] Zhang Jinchuan, Jiang Shengling, Tang Xuan *et al.* Accumulation types and resources characteristics of shale gas in China [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 109-114. [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.]
- [26] Chen Cen, Hu Wangshui, Xiong Zhuang, *et al.* Reservoir Formation Conditions of Shale Gas in the First Member of Yingcheng Formation of Lishu Fault, Songliao Basin[J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(21): 6066-6071. [陈岑, 胡望水, 熊壮, 等. 松辽盆地梨树断陷营城组一段页岩气成藏条件分析[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(21): 6066-6071.]
- [27] Dai Chunlei, Fu Xiaofei, Chen Zhe. Shale gas resource potential analysis of Qingshankou Group in northern Songliao Basin [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 12(17): 4134-4140. [戴春雷, 付晓飞, 陈哲. 浅析松辽盆地北部青山口组页岩气资源潜力[J]. 科学技术与工程, 2012, 12(17): 4134-4140.]
- [28] Zhao Jianan, Chen Yongjin, Jiang Wenbin. Shale gas reservoir evaluation and prediction of the shale gas reservoir's favorable zone in the cretaceous Qingshankou Formation of the southern Songliao Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(2): 26-36. [赵佳楠, 陈永进, 姜文斌. 松辽盆地南部白垩系青山口组页岩气储层评价及生储有利区预测[J]. 东北石油大学学报, 2013, 37(2): 26-36.]
- [29] Liu Yuting. The Trade-off Study on Evaluation Criterion of Domestic and External Shale Gas[D]. Hubei: Yangtze University, 2012. [刘玉婷. 中外页岩气评价标准之比较研究[D]. 湖北: 长江大学, 2012.]
- [30] Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Li Yuxi, *et al.* Reservoir-forming conditions and strategic select favorable area of shale gas in the Lower Paleozoic of Chongqing and its adjacent areas [J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 221-233. [龙鹏宇, 张金川, 李玉喜, 等. 重庆及其周缘地区下古生界页岩气成藏条件及有利区预测[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 221-233.]
- [31] Wang Shejiao, Wang Lansheng, Huang Jinliang, *et al.* Accumulation conditions of shale gas reservoirs in Silurian of the Upper Yangtze region [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 45-50. [王社教, 王兰生, 黄金亮, 等. 上扬子区志留系页岩气成藏条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 45-50.]
- [32] Wang Yuman, Dong Dazhong, Li Jianzhong, *et al.* Reservoir characteristics of shale gas in Longmaxi Formation of the Lower Silurian, southern Sichuan[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(4): 551-561. [王玉满, 董大忠, 李建忠, 等. 川南下志留统龙马溪组页岩气储层特征[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 551-561.]
- [33] Zhang Qin, Bian Ruikang, Tang Ying, *et al.* Geological condition and exploration prospect of shale gas in Kuqa Depression [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2010, 34(6): 13-31. [张琴, 边瑞康, 唐颖, 等. 库车拗陷页岩气聚集条件与勘探前景[J]. 大庆石油学院学报, 2010, 34(6): 13-31.]
- [34] Shan Yansheng, Zhang Jinchuan, Li Xiaoguang, *et al.* Shale gas accumulation Factors and prediction of favorable area of Taiyuan Formation in Liaohe Eastern Uplift [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2012, 36(1): 1-7. [单衍胜, 张金川, 李晓光, 等. 辽河盆地东部凸起太原组页岩气聚集条件及有利区预测[J]. 大庆石油学院学报, 2012, 36(1): 1-7.]
- [35] Jiu Kai, Ding Wenling, Huang Wenhui, *et al.* Analysis of geo-

- logical condition of the formation of Shahejie shale gas in Jiyang Depression in Bohai Bay Basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2012, 36(2): 65-80. [久凯, 丁文龙, 黄文辉, 等. 渤海湾盆地济阳拗陷沙三段页岩气地质条件分析[J]. 大庆石油学院院报, 2012, 36(2): 65-80.]
- [36] Sun Yukai, Li Xinning, He Renzhong, *et al.* Favorable targets for shale gas exploration in Tuha Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2011, 32(1): 4-6. [孙玉凯, 李新宁, 何仁忠, 等. 吐哈盆地页岩气有利勘探方向[J]. 新疆石油地质, 2011, 32(1): 4-6.]
- [37] 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. [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.]
- [38] Yan Cheng. The Study on Reservoir-forming Conditions of Shale Gas in Xidatan Region of The Northern Margin of The Qaidam Basin[D]. Xi'an: Xi'an University of Science and Technology, 2013. [闫晟. 柴北缘西大滩地区页岩气成藏条件研究[D]. 西安: 西安科技大学, 2013.]
- [39] Li Xinjing, Lv Zonggang, Dong Dazhong, *et al.* Geological controls on accumulation of shale gas in North America[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(5): 27-32. [李新景, 吕宗刚, 董大忠, 等. 北美页岩气资源形成的地质条件[J]. 天然气工业, 2009, 29(5): 27-32.]
- [40] Zeng Weite, Ding Wenlong, Zhang Jinchuan, *et al.* Analysis of geological controls on shale gas accumulation in northwest China[J]. Geological Science and Technology Information, 2013, 32(4): 139-150. [曾维特, 丁文龙, 张金川, 等. 中国西北地区页岩气形成地质条件分析[J]. 地质科技情报, 2013, 32(4): 139-150.]
- [41] Wang Xiangzeng, Zhang Jinchuan, Cao Jinzhou, *et al.* A preliminary discussion on evaluation of continental shale gas resources: A case study of Chang 7 of Mesozoic Yanchang Formation in Zhiluo-Xiasiwan area of Yanchang[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 192-197. [王香增, 张金川, 曹金舟, 等. 陆相页岩气资源评价初探: 以延长直罗一下寺湾中生界长7段为例[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 192-197.]
- [42] Zheng Rongcai, He Long, Liang Xiwen, *et al.* Forming conditions of shale gas(oil) plays in the Lower Jurassic Da'an member in the eastern Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(12): 30-40. [郑荣才, 何龙, 梁西文, 等. 川东地区下侏罗统大安寨段页岩气(油)成藏条件[J]. 天然气工业, 2013, 33(12): 30-40.]
- [43] Chen Gang, Xu Shuanghui, Chen Hongde, *et al.* Pooling geological conditions of shale gas in T<sub>3</sub>X<sub>5</sub> of West Sichuan-North Sichuan, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology, 2014, 41(1): 8-17. [陈刚, 徐双辉, 陈洪德, 等. 川西-川北地区 T<sub>3</sub>X<sub>5</sub>页岩气成藏地质条件[J]. 成都理工大学学报, 2014, 41(1): 8-17.]
- [44] Jiang Chengfu, Wang Xiangzeng, Zhang Lixia, *et al.* Geological characteristics of shale and exploration potential of continental shale gas in 7<sup>th</sup> member of Yanchang Formation, southeast Ordos Basin[J]. Geology in China, 2013, 40(6): 1880-1888. [姜呈馥, 王香增, 张丽霞, 等. 鄂尔多斯盆地东南部延长组长7段陆相页岩气地质特征及勘探潜力评价[J]. 中国地质, 2013, 40(6): 1880-1888.]
- [45] Luo Peng, Ji Liming. Reservoir characteristics and potential evaluation of continental shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1060-1068. [罗鹏, 吉利明. 陆相页岩气储层特征与潜力评价[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1060-1068.]
- [46] Li Juan, Yu Bingsong, Zhang Jinchuan, *et al.* Reservoir characteristics and their influence factors of the Lower Cambrian dark shale in northern Guizhou[J]. Oil & Gas Geology, 2012, 33(3): 364-374. [李娟, 于炳松, 张金川, 等. 黔北地区下寒武统黑色页岩储层特征及其影响因素[J]. 石油与天然气地质, 2012, 33(3): 364-374.]
- [47] Ma Chao, Ning Ning, Wang Hongyan, *et al.* Exploration Prospect of the Lower Cambrian Niutitang Formation shale gas in Xiangxi-Qiandong area[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(1): 38-41. [马超, 宁宁, 王红岩, 等. 湘西-黔东南地区牛蹄塘组页岩气勘探前景[J]. 特种油气藏, 2014, 21(1): 38-41.]
- [48] Zeng Weite, Zhang Jinchuan, Ding Wenlong, *et al.* The gas Content of continental Yanchang shale and its main controlling factors: A case study of Liuping 171 well in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(2): 291-301. [曾维特, 张金川, 丁文龙, 等. 延长组陆相页岩含气量及其主控因素——以鄂尔多斯盆地柳坪171井为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(2): 291-301.]
- [49] Zou Caineng, Dong Dazhong, Yang Ye, *et al.* Forming Conditions of Chinese shale gas and its exploration practice[J]. Natural Gas Industry, 2011, 31(12): 26-39. [邹才能, 董大忠, 杨烨, 等. 中国页岩气形成条件及勘探实践[J]. 天然气工业, 2011, 31(12): 26-39.]
- [50] Feng Guoxiu, Chen Jisheng. Relationship between the reflectance of bitumen and vitrinite in rock[J]. Natural Gas Industry, 1988, 8(3): 20-25. [丰国秀, 陈盛吉. 岩石中沥青反射率与镜质体反射率之间的关系[J]. 天然气工业, 1988, 8(3): 20-25.]
- [51] Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, *et al.* Unconventional Petroleum Geology[M]. Beijing: Geology Industry Press, 2013: 140-142. [邹才能, 陶士振, 侯连华, 等. 非常规油气地质[M]. 北京: 地质出版社, 2013: 140-142.]
- [52] Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, *et al.* Feature of muddy shale fissure and its effect for shale gas exploration and development[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 525-532. [龙鹏宇, 张金川, 唐玄, 等. 泥页岩裂缝发育特征及其对页岩气聚集与产出意义[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 525-532.]
- [53] Julia F W, Robert M R, Holder J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 603-622.
- [54] Passey Q R, Bohacs K M, Esch W L, *et al.* From Oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir-geological and

petrophysical characterization of unconventional shale gas reservoirs, SPE 131350.

- [55] Sondergeld C H, Ambrose R J, Rai C C, *et al.* Micro-Structural studies of gas shale, SPE 131771-MS.
- [56] Slatt M R, Brien R O. Pore types in the Barnett and Woodford gas shales; Contribution to understanding gas storage and migration pathways in fine-grained rocks[J]. AAPG Bulletin, 2011, 95(12): 2017-2030.
- [57] Chen Yiming, Wei Xiuli, Xu Huan. Suggestions from the re-

search of pore types of shale gas reservoir in North America [J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2012, 5(4): 19-22. [陈一鸣, 魏秀丽, 徐欢. 北美页岩气储层孔隙类型研究的启示 [J]. 复杂油气藏, 2012, 5(4): 19-22.]

- [58] Fan Bojiang, Shi Liang, Pang Xiongqi. Accumulation characteristics and exploration screening of shale[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(6): 9-13. [范柏江, 师良, 庞雄奇. 页岩气成藏特点及勘探选区条件[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(6): 9-13.]

## Comparison of the Formation Condition of Shale Gas between Domestic and Abroad and Favorable Areas Evaluation

LI Chang-wei, TAO Shi-zhen, DONG Da-zhong, GUAN Quan-zhong

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

**Abstract:** In order to optimize the favorable area and strata of shale gas, we investigate the latest literature about organic-rich shale in basins of America and China. According to the comparison and analysis of the regional tectonic background, organic carbon content, sedimentary environment, organic carbon content, reservoir property, gas content and so on of the shale between North America and China, the following results have been reached: (1) Both China marine shale and America shale have similar organic matter abundance and types (type I or type II<sub>1</sub>). The thermal maturities of China's marine shale are higher than America's, which indicate that China's marine shale have already generated adequate hydrocarbon; TOC (total organic carbon) of terrestrial shale is lower than that of America's. Their organic type belongs to type II<sub>2</sub> or type III and maturity varies from 2% to 4.5%. Those indicate that the potential to generate hydrocarbon of terrestrial shale is lower than that of marine shale. (2) With similar content of clay mineral, China's marine shale contains more brittle mineral, which is conducive to fracturing; In contrast, terrestrial shale contains less brittle mineral than that of America's. (3) With similar pore types and porosity, China's marine shale shows as good quality of reservoir as America's. But terrestrial shale shows relatively lower porosity compared with the marine shale of America's. (4) Burial depth of china's marine shale distributes from 1 200m to 5 300m, which is wider than that of America's (1 300-4 000m). Meanwhile, due to the much more complicated tectonic evolution than the stable geotectonic background of America's shale, those factors result in poor preservation condition of China's marine shale and terrestrial shale. Therefore we propose an evaluation criterion of shale gas that suits for the marine/terrestrial shale in China according to the result of comparison and the exploration practice. An evaluation of favorable area and strata is carried out on the base of the shale gas assessment criterion. The result shows that the optimum strata of marine shale are the O<sub>3</sub>w-S<sub>1</sub>l of Chongqing and its adjacent area, the E<sub>1</sub>q and S<sub>1</sub>l of Weiyuan area. And the optimum strata of continental shale are T<sub>3</sub>y of Ordos Basin and K<sub>1</sub>q of Songliao Basin.

**Key words:** Shale gas; Marine shale; Continental shale; Comparison of the formation conditions; Favorable areas