

非常规天然气

页岩气成藏理论及资源评价方法

王伟锋¹, 刘鹏¹, 陈晨¹, 王会丽², 姜帅¹, 张志超¹

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266580;

2. 胜利油田东胜精攻石油开发集团股份有限公司, 山东 东营 257000)

摘要:在调研了国内外页岩气研究成果的基础上,系统地研究了页岩气藏基本特征,分析了页岩气藏的成藏机理及成藏控制因素,并针对页岩气藏特殊的成藏特征,探讨了相应的识别方法和资源评价方法。研究表明,页岩气藏通常具有自生自储、储层粒度细、低孔低渗、裂缝发育、储层面积大、连续分布、形成温度及埋深范围广,赋存方式主要为吸附态、压力异常、产能低、采收率低和生产周期长等特征;页岩气成藏具有过渡特点,兼具了根缘气及常规天然气的成藏机理;有机质类型及含量、成熟度、裂缝、孔隙度和渗透率、矿物组成、厚度、湿度、埋深、温度与压力对页岩气藏的形成具有一定的控制作用;利用岩心分析法、地球物理法及ECS测井、成像测井等测井新技术可定性或定量识别页岩气;按照页岩气资源评价主要方法的原理归类,目前页岩气资源评价主要方法有类比法、成因法、统计法和综合法4类,每种方法有各自的适用性和局限性。

关键词:页岩气;地质特征;成藏机理;页岩气识别;资源评价方法

中图分类号:TE132.2

文献标志码:A

文章编号:1672-1926(2013)03-0429-10

引用格式:Wang Weifeng, Liu Peng, Chen Chen, *et al.* The study of shale gas reservoir theory and resources evaluation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(3): 429-438. [王伟锋, 刘鹏, 陈晨, 等. 页岩气成藏理论及资源评价方法[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(3): 429-438.]

0 引言

随着非常规天然气勘探开发的不断深入,页岩气逐渐引起人们的重视。页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳质页岩中,以吸附态和游离态为主要存在方式的生物成因、热成因或者生物—热成因的连续型天然气聚集^[1]。页岩气储量丰富,全球页岩气资源量达 $636.283 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[2],技术可采资源量为 $187 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[3],主要分布在北美、中亚、中国、拉美、中东、北非和前苏联^[4]。2009年,北美页岩气上报产量为 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$,占全部天然气产量的12%。页岩气勘探潜力巨大,是未来勘探开发的重要方向。与常规天然气藏相比,页岩气藏有着独特的地质特征与成藏模式,因此页岩气的评价方法与常规天然气相比具有一定的特殊性。

1 页岩气储层特征

作为一种非常规气藏,页岩气有着不同于常规天然气藏的特殊地质特征及开发特征(表1),这些特殊性主要表现在以下几个方面:

(1)页岩气藏为“自生自储”式气藏^[5-8],具有独立的油气系统,生气层、储集层、盖层均为其本身,生成后的运移也发生在页岩内部,运移路径较短,表现为典型的“原地”成藏模式,不受构造影响,无圈闭,无明显的油水界面。

(2)页岩组分以小粒径物质为主,物性上表现为典型的低孔低渗特征。总孔隙度一般小于10%,含气的有效孔隙度一般只有1%~5%^[9]。基岩渗透率极低,一般小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。由于页岩性脆,因此天然裂缝发育^[10]。裂缝是影响页岩储层孔渗性

收稿日期:2012-07-09;修回日期:2012-10-16.

基金项目:国土资源部“十二五”重点项目“重要矿产资源保障能力综合评价”(编号:1212011088033)资助。

作者简介:王伟锋(1958-),男,山东莘县人,教授,主要从事含油气盆地分析、油气地质工程等领域的研究和教学。

E-mail: wangwf@uoc.edu.cn.

好坏的重要因素,裂缝越发育,页岩孔隙度和渗透率越好^[11]。

(3)页岩储层面积大、范围广,与有效烃源岩面积相当,而且常呈区域性、连续性分布。页岩气形成温度范围大,在烃源岩热演化的各个阶段均可形成,成因类型多样;据统计,北美地区目前发现的页岩气藏存在3种气源,即生物成因、热成因以及两者的混合成因。其中以热成因为主,生物成因及混合成因仅存在于美国东部的个别盆地中,如Michigan盆地Antrim生物成因页岩气藏及Illinois盆地New Albany混合成因页岩气藏^[12]。页岩埋藏深度范围广,从浅于200m(最浅仅为8.2m)到深于3000m都可能存在页岩气藏^[13]。

(4)页岩气主要以吸附态或游离态赋存于页岩储层中,其中吸附气比例介于20%~85%之间,少量页岩气以溶解气状态存在,一般不超过10%。影响页岩储层吸附气含量与游离气含量的因素很多,如岩石矿物组成、有机质含量、地层压力和裂缝发育程度等。

(5)页岩气藏通常具有异常压力^[14],不同成因的页岩气藏具有不同的压力特征。一般而言,热成因的页岩气藏一般以高压为主要特征,而生物成因的页岩气藏则一般以低压为主^[14],前者埋藏较深,

后者埋藏较浅。

(6)与常规气藏相比,页岩气藏自然产能低或无自然产能,开发难度大,最终采收率较低,一般介于5%~60%之间,但由于其分布范围广,厚度大,且具有广泛的饱含气性,生产周期较长,一般开采寿命可达30~50a^[15]。

2 页岩气成藏机理

页岩气成藏可能形成于油气生成的各个阶段,具有典型的“混合型”特征^[16]。在生物化学生气阶段,厌氧类微生物分解有机质,生成甲烷,甲烷以吸附相储集于页岩储层中,形成生物成因页岩气[图1(a)]。随着埋藏加深,有机质演化进入热裂解生气阶段,大量生成的天然气造成了较高的地层压力,页岩内部沿脆性薄弱面或者应力集中面产生裂缝,则天然气以游离相为主向其中运移聚集^[1,17][图1(b)],形成热成因页岩气藏。在上述阶段,页岩储层的储集空间是由于高压形成的天然裂缝,页岩气表现为“自生自储”式成藏。如果天然气持续生成,页岩内部储集空间饱和,从而产生以生烃膨胀作用为基本动力的天然气“逃逸”作用^[1,18],天然气陆续进入砂岩等常规储集层,继而形成大规模的常规天然气藏[图1(c)]。



藏的3个阶段^[1]

3 页岩气成藏的控制因素

控制页岩气成藏的因素包括地质因素和外部因素。地质因素是决定页岩气能否成藏的主要因素,外部因素是决定页岩气藏是否具有经济开采性的主要因素。其中,地质因素包括有机碳含量、有机质成熟度和类型、裂缝发育程度、孔隙度和渗透率、页岩厚度以及矿物组成等,外部因素主要指埋深、温度与压力等^[19]。

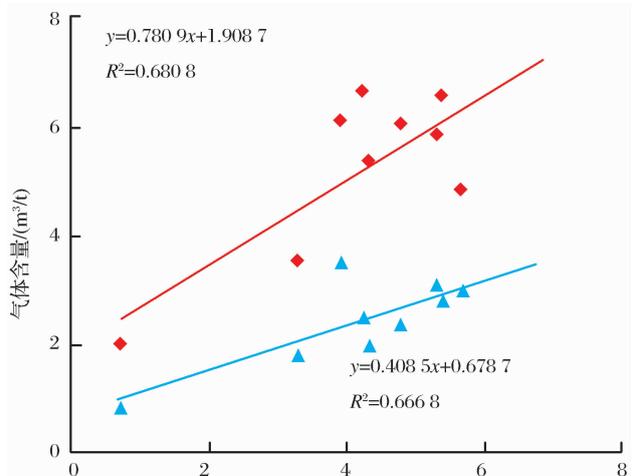
3.1 地质因素

3.1.1 有机碳含量和有机质类型

有机碳含量是页岩气形成的重要地质基础,它主要取决于沉积环境和热演化程度^[20]。页岩生气量与其总有机碳含量呈正相关关系(图2),具有较高有机碳含量的页岩层一般具有较大的资源潜力。此外,有机碳含量在一定程度上控制着页岩裂缝的发育程度及页岩的抗风化能力、放射性和硫含量。据统计,泥页岩气的有机碳含量变化范围大,分布在

0.3%~25%之间^[12]。目前,北美主要的页岩气高产层有机碳含量一般均超过2%。

干酪根类型是烃源岩生油气能力的重要影响因素。I型和II型干酪根主要生油,III型干酪根以生气为主^[14],且不同类型干酪根在不同的演化阶段生气量具有较大的变化,北美产气页岩有机质类型主要为II型。



3.1.2 成熟度

成熟度是确定有机质生油、生气或有机质向烃类转化程度的关键指标[12]。有机质向烃类转化的整个过程中都可以形成页岩气,在演化程度较低时,可以形成生物成因页岩气,演化程度较高时,可以通过干酪根热降解、原油热裂解的方式形成热解、裂解成因页岩气。一般,有机质成熟度低,页岩气含量低、产量较小,成熟度越高,含气量、产气量越大(图3),说明页岩气以干酪根热降解、原油热裂解等热成因为主。从目前北美页岩气产层看,它们的Ro集中在1.0%~2.0%之间,处于成熟—高熟阶段。

3.1.3 裂缝

裂缝的发育可以为页岩气提供充足的储集空间,有助于游离态天然气的富集和吸附态天然气的解析,极大地改善了泥页岩的渗流能力和压裂处理措施的效率[21],提高了产能。构造转折带、地应力相对集中带及褶皱—断裂发育带通常是页岩气富集的重要场所[1]。通过人工压裂手段可以改善页岩层的储集性能,但裂缝规模过大时,将会导致天然气的散失。

3.1.4 孔隙度和渗透率

孔隙度和渗透率是评价储层物性的重要参数,它们与页岩储层中裂缝的发育程度和脆性矿物含量具有密切的关系,脆性矿物含量高,经过压裂可以提高裂缝发育程度,而裂缝可以有效地改善页岩储层的孔隙度和渗透率。页岩气藏中,孔隙度大小直接控制着游离态天然气的含量,孔隙度越大,游离气含量越高。渗透率是评价页岩气藏经济开采性的重要标准[19]。页岩储层的渗透率随裂缝的发育程度变化较大。

3.1.5 矿物组成

页岩的脆性矿物含量是决定页岩气是否具有经济开采价值的关键参数,脆性矿物含量越高,越利于页岩的成功压裂。页岩储层中的脆性矿物主要有石英、长石、方解石等。页岩矿物组成对页岩气后期开发至关重要,据统计,北美高产页岩储层中石英等脆性矿物含量一般超过40%。

3.1.6 厚度及湿度

与常规油气形成一样,页岩有效厚度需要达到一定界限才能保证有足够的有机质及充足的初级空间,从而形成商业性页岩气藏[22]。页岩厚度控制着页岩气藏的经济效益,有效厚度越大,尤其是连续有效厚度越大,有机质总量越多,页岩气富集程度越高。商业性页岩气藏的储层厚度一般在30m以上。页岩厚度下限值可随有机碳含量的增加和成熟度的提高而适当降低。据统计,北美页岩有效厚度分布在31~579m之间,页岩气核心产区厚度都在30m以上。

页岩的湿度直接影响着吸附态天然气的含量[19]。随着湿度的增加,页岩储层中吸附气的含量降低。页岩成熟度增大,湿度变小,则储层中吸附气含量增高。

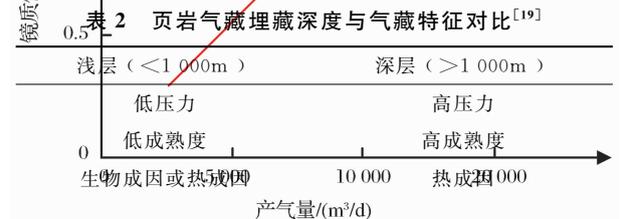
3.2 外部控制因素

3.2.1 埋深

页岩气藏的形成受埋深影响较小,从浅于200m至深于3000m均可形成,但埋深直接控制着页岩气藏的经济价值及经济效益[19]。埋深不同,页岩气藏具有不同的特征(表2),对其进行开发生产也需要不同的成本。

表1 美国含气页岩主要地质特征[12]

盆地	盆地类型	页岩名称	地层年代	埋藏深度/m	厚度/m	干酪根类型	有机碳含量/%	Ro/%	含气量/(m ³ /t)	吸附气含量/%	采收率/%	总孔隙度/%	渗透率/(×10 ⁻³ μm ²)	石英含量/%
阿巴拉契亚	前陆盆地	Ohio	泥盆纪	610~1 524	91~610	II	0.5~23	0.4~4	1.7~2.83	50	10~20	2~11	< 0.1	45~60
密歇根	克拉通盆地	Antrim	泥盆纪	183~730	49	I	1~25	0.4~0.6	1.13~3.5	70	20~60	2~10	< 0.1	20~41
伊利若斯	克拉通盆地	New Albany	泥盆纪	183~1 494	31~122	II	1~13	0.4~0.8	1.13~2.64	40~60	10~20	5~15	< 0.1	50
蒙特沃德	前陆盆地	Barnett	早石炭世	1 981~2 591	61~300	II	2~7	1.4~2.0	8.49~9.91	40~60	8~15	1~6	0.01	30~50
胡安	前陆盆地	Lewis	早白垩世	914~1 829	152~579	III为主,少量II	0.45~3	1.6~1.88	0.37~1.27	60~85	5~15	0.5~5.5	0.1	50~75



低气体饱和度	高气体饱和度
高吸附气含量	低吸附气含量
高孔渗	低孔渗
陡峭的等温吸附线	平缓的等温吸附线
低成本	高成本

图2 页岩气藏埋藏深度与气藏特征对比

3.2.2 压力与温度

页岩地层压力对吸附气含量有一定影响。地层压力越大,吸附气含量越高。温度主要影响吸附气含量^[19];随着温度升高,页岩储层中吸附气的含量会降低。

统计分析表明,上述各种控制因素中,有机碳含量、有机质类型、有机质成熟度及裂缝发育程度是页岩气成藏的主要控制因素。

4 页岩气勘探方法

页岩气勘探方法有地质法、地球物理法、地球化学法及钻井法等^[23]。鉴于页岩气成藏的特殊性和复杂性,页岩气勘探开发研究应是多学科技术的综

合应用。

4.1 岩心分析法

通过岩心分析可以得到储层孔隙度、渗透率、泥岩的组分、流体及储层敏感性等参数,并可分析测试得到有机碳含量及吸附等温曲线,进而可对页岩储层进行评价。

4.2 地球物理法

4.2.1 依据测井资料定性识别页岩气

页岩储层在常规测井曲线上有明显的特征。利用测井曲线形态和测井曲线值相对大小能够快速直观地识别页岩气储层。页岩气层在自然伽马、井径测井、中子测井、岩性密度测井、声波时差及电阻率测井曲线上具有明显的响应特征,如表3所示。

表3 页岩气测井曲线响应特征^[24-25]

测井曲线	输出参数	曲线特征	影响因素
自然伽马	自然放射性	高值(>100API),局部低值	泥质含量越高,自然伽马值越大;有机质中可能含有高放射性物质
井径	井眼直径	扩径	泥质地层显扩径;有机质的存在使井眼扩径更加严重
声波时差	时差曲线	较高,有周波跳跃	岩性密度;泥岩<页岩<砂岩;有机质丰度高,声波时差大;含气量增大声波值变大;遇裂缝发生周波跳跃;井径扩大
中子孔隙度	中子孔隙度	高值	束缚水使测量值偏高;含气量增大使测量值偏低;裂缝地区的中子孔隙度变大
地层密度	地层密度	中低值	含气量大密度值低;有机质使测量值偏低;裂缝底层密度值偏低;井径扩大
岩性密度	有效光电吸指数 Pe	低值	烃类引起测量值偏小;气体引起测量值偏小;裂缝带局部曲线降低
深浅电阻率	深探测电阻率 浅探测电阻率	总体低值,局部高值;深浅 侧向曲线几乎重合	地层渗透率;泥质和束缚水均使电阻率偏低;有机质干酪根电阻率极大,测量值局部为高值

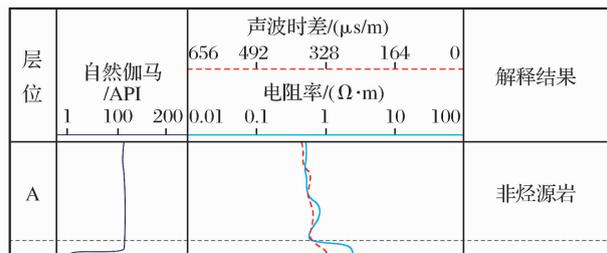
4.2.2 依据测井资料定量识别页岩气

利用测井资料,通过定量计算求取总有机碳含量及成熟度指数2个参数,可以识别页岩气藏。

(1) TOC 值计算。 $\Delta\text{Log}R$ 技术可用于 TOC 值的计算。该方法是把刻度合适的孔隙度曲线(通常是声波时差曲线)叠加在电阻率曲线(最好是深电阻率曲线)上。在饱含水但缺乏有机质的岩石中,2条曲线重叠(图4)。在含油气储集岩或富含有机质的非储集岩中,2条曲线存在幅度差,即 $\Delta\text{Log}R$ (图4),依据 $\Delta\text{Log}R$ 可计算 TOC 值。

$$\Delta\text{Log}R = \text{Log}(R/R_{\text{基线}}) + 0.02 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{基线}})$$

$$\text{TOC} = (\Delta\text{Log}R) \times 10^{2.297 - 0.1688 \times R_0}$$



(2) 成熟度指数计算。当页岩中 TOC 值达到一定指标后,页岩的生气量与含气页岩的成熟度具有密切的关系,生气量会随着成熟度的增高而变大,页岩中储集的天然气的也可能越多^[14]。成熟度指数 MI 可以用来表征页岩的成熟度,MI 越大,说明页岩成熟度越高。MI 可依据电阻率测井资料由下式计算获得。

$$MI = \sum_{i=1}^N \frac{N}{\Phi_{n9i} (1 - S_{w75i})^{1/2}}$$

式中: N 为取样深度处密度孔隙度大于或等于 9%、含水饱和度小于或等于 75% 的数据样本总数; S_{w75i} 为每个取样深度的密度孔隙度都大于或等于 9%、含水饱和度小于或等于 75% 时的含水饱和度; Φ_{n9i} 为每个取样深度的密度孔隙度都大于或等于 9% 时的中子孔隙度。

$$S_{wi} = \left(\frac{R_w}{\Phi_{n9i} R_t} \right)^{1/2}$$

式中: S_{wi} 为含水饱和度,%; R_w 为地层水电阻率, $\Omega \cdot m$; m 为胶结指数,在泥岩或页岩中 $m=2$; R_l 为深地层电阻率, $\Omega \cdot m$; $\Phi_{nr} = \Phi_d - 90\%$, Φ_d 为由密度孔隙度测井估算的基岩孔隙度。

4.3 测井新技术在页岩气勘探中的应用

除常规的测井技术以外,ECS(Elemental Capture Spectroscopy)测井、成像测井等测井新技术在页岩气的勘探及评价中具有广泛的应用。Schlumber 公司利用 ECS 识别储层特征,通过 ECS 测井(图 5)可以获得准确的地层成分评价结果,包括黏土、碳酸盐、硬石膏、石英、长石和云母等。

成像测井(图 6)提供构造信息、地层信息和力学特性信息,用于优化随后的完井作业。成像测井可以识别出裂缝和断层,并能对页岩进行分层;Pe 测井值结合 GR 曲线能够很好地识别出黏土物质。

5 页岩气资源评价方法

按照方法所基于的原理归类,目前页岩气资源评价方法有类比法、成因法、统计法和综合法 4 类主导方法^[26],每种方法有各自的适用性和局限性,运用多种方法进行页岩气资源评价、相互验证,可以提高页岩气资源评价的可靠性。

5.1 类比法

类比法也叫地质类比法,是根据类比区与评价

区页岩气成藏条件与成藏机理的相似性,由已知类比区的页岩气资源丰度估算未知待评价区的页岩气资源丰度,结合待评价区有效勘探面积/体积计算页岩气资源量的预测方法。地质类比法主要包括面积丰度法和体积丰度法等。

类比法的具体做法是:对页岩气评价区进行地质特征分析,选取地质特征与之相似且目前已经勘探开发成功的页岩气发育盆地或地区作为类比区^[20-21],然后根据评价区与类比区地质特征的相似性确定相似系数,综合考虑地质特征具体包括盆地构造格局及后期改造、页岩发育的地质时代和环境、页岩有效面积和厚度、暗色泥岩与砂岩夹层比例、盖层厚度以及盆地在时空上的有效组合等方面,在上述基础上,运用相似系数确定评价区页岩气的资源丰度值,最后利用得到的评价区页岩气资源丰度值与对应的面积丰度或者体积丰度计算出评价区页岩气的资源量。

在利用类比法进行页岩气资源量估算时,相似系数的合理确定是计算的关键。这种方法主要适用于勘探程度低、页岩气相关资料不足的盆地或地区。它的优点是此方法简单有效而且易操作,缺点是适用范围比较窄,局限于与页岩气勘探开发比较成功的美国页岩气区具有相似地质背景的盆地或地区,而且此方法估算较粗略,计算结果精度较低^[26-28]。

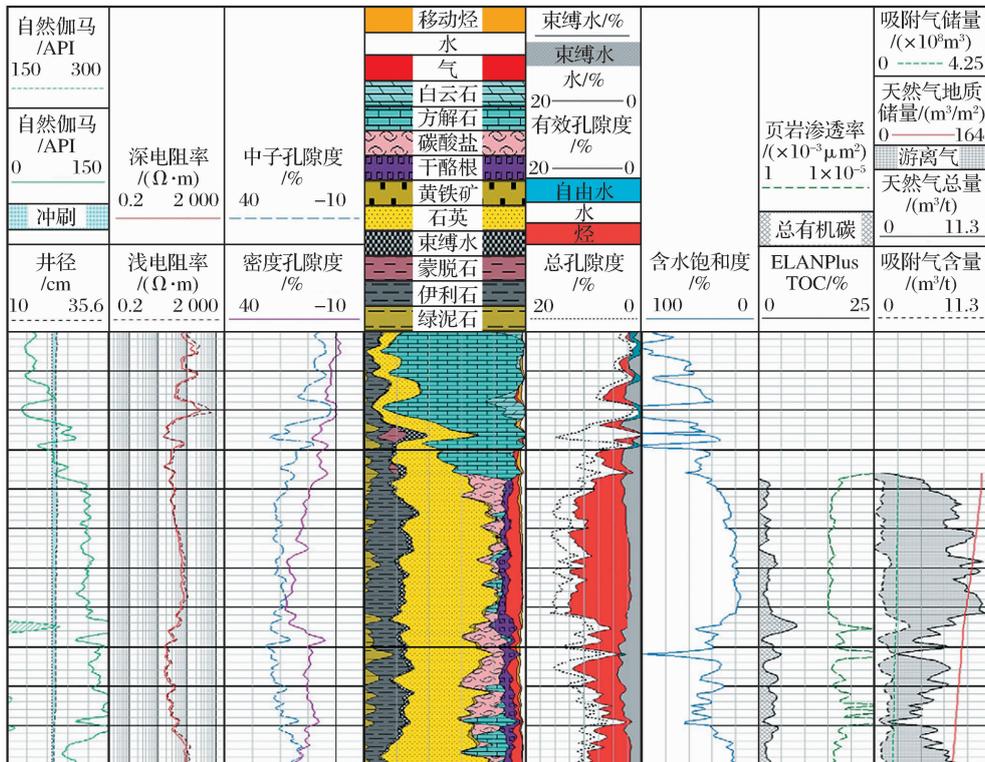


图 5 ECS 测井处理成果^[29]

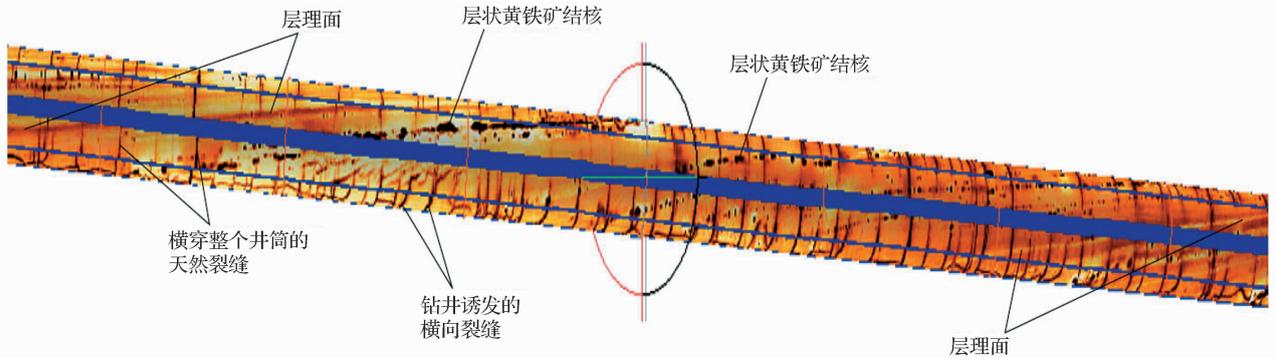


图6 FMI全井眼微电阻率扫描成像测井显示出的水平井钻遇裂缝和层理特征^[29]

5.2 成因法

成因法对资源量的计算主要采用的是成因原则,指在进行油气资源评价过程中所遵守的从油气生成到运移、再到聚集成藏的基本原则^[30]。它的核心是弄清油气生成过程,计算生成量并分别求得各过程中的油气耗散量,最终达到计算资源量的目的。

成因法计算页岩气资源量的方法很多:一种是根据泥页岩生气总量、排气总量及天然气聚集过程中的各种损耗量,最终计算出以吸附态和/或游离态赋存于页岩储层中的天然气量,即页岩气资源量,一般使用较多的方法包括有机碳平衡法、生物气成因模拟法、干酪根烃产率法等;另一种为更直接的方法,以有机质热演化理论为基础发展起来的直接通过模拟得到生气总量及不同阶段的产气率,该方法是当今研究页岩气资源的主要途径,也是地球化学在资源评价中的重要成果,如热模拟法、热解法、干酪根产率法等,上述2种方法均属于地球化学方法的范畴。此外,随着计算机技术的飞速发展,将地质、地球物理、地球化学、地球热力学、地球动力学及流体渗流力学等学科的知识和方法综合起来,发展为油气资源评价方法中成因法的典型代表,即盆地模拟法,该方法同样也适用于页岩气资源评价。

成因法需要对地下烃类形成理论和烃类运移的机理等进行详细研究,但目前在这方面还存在大量问题尚需进一步的探讨。只有对上述基本问题有更好的了解,才可以比较准确地计算生烃、排烃过程中的各种损耗量,最终计算出烃类在页岩中的富集量,即页岩气资源量。

5.3 统计法

统计法,是根据数理统计学原理和方法收集、整理、分析已完成的勘探工作和储量成果,进行量化的分析、总结,建立预测模型,进而预测未发现油气资

源量并估算总资源量。根据其所依据的原始资料的不同,又可分为体积统计法、地质要素分析法、趋势分析法等,其中体积统计法应用最广泛^[31-32]。

体积统计法是指用数理统计的方法(最小二乘法、线性回归法)在研究程度较高的含页岩气区获得资源量评价的各个参数,如泥页岩的面积、厚度、密度以及吸附气量等,然后利用相应的公式对含页岩气区资源量进行计算。通常泥页岩的面积、厚度、密度等数据是通过含页岩气区勘探成果的整理分析得到的,而吸附气量可以通过大量实验分析测定页岩样品来获得,也可以对页岩吸附气量和有机碳含量之间的关系进行拟合,建立预测模型,然后得到研究区吸附气量。

统计法一般适用于研究程度比较高的含页岩气区,因此容易受评价区勘探成果资料的限制^[33],其评价结果的准确性主要取决于勘探成果资料的分析精度,它的优点是操作比较简单。

5.4 综合法

为了进一步得到可靠的资源量数值,在类比法、成因法和统计法计算资源量的基础上,采用特尔菲法的综合思想等对计算结果进行综合分析,这样可得到较可信的资源量。

特尔菲法是当研究区前期资料或数据不够充分,或者当模型中需要相当程度的主观判断时,采用问卷方式对选定的具有丰富经验和知识的石油地质专家进行意见征询,经过反复几轮的征询,使专家意见趋于一致,从而得到资源量预测结果的一种简单有效的资源评价方法。

虽然定量地质学近年来取得了长足的发展,但从整个地质学本身来说,仍然没有跳出描述性的范畴。人们在没有弄清页岩气富集的微观机理及宏观控制因素之前,任何的定量模拟都很难达到精度要

求。对某一个页岩气区的认识(包括资源量的估算)来说,经验的积累是至关重要的。在这一意义上,特尔菲法是一种行之有效的页岩气资源评价方法,在美国和加拿大等国家,特尔菲法被认为是最关键的一种方法。

特尔菲法的主要优点是:适用从新区到钻探成熟盆地的各级资料,程序简便、迅速,评价结果可表示为概率分布,反应出估算值的不确定性。该方法的最大缺点是提交的最终估算结果是以概率分布表示的。中国各地区页岩气的勘探开发程度不同,有些地区地质条件又非常复杂,不能笼统地采用一种资源量计算方法,应根据这些地区的具体情况选择不同的方法,也可以运用多种方法对同一地区进行页岩气资源评价,最后对评价结果进行交叉验证,提高评价结果的可靠性。

5.5 实例分析

以鄂尔多斯盆地为例,利用地质类比法、统计法和综合法进行页岩气资源量计算。鄂尔多斯盆地自下而上主要发育有4套有效烃源岩,即下古生界海相碳酸盐岩烃源岩、上古生界海相碳酸盐岩烃源岩、上古生界石炭系—二叠系煤系烃源岩及中生界三叠系延长组湖相暗色泥岩烃源岩。其中上三叠统延长组长7段等页岩最有可能形成页岩气藏^[34]。

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长7段以深湖相一半深湖相页岩为主,富含有机质,沉积连续、稳定,分布范围广,埋深介于1500~2500m之间。该套页岩厚度介于15~40m之间,有机质丰度很高,TOC值主要分布于6%~14%之间,镜质体反射率值分布在0.6%~1.1%之间,处于低成熟—成熟阶段,干酪根类型为I—II₁型。据王香增等^[35]研究,鄂尔多斯盆地长7段页岩在延长直罗—下寺湾地区含气量为2.43~6.45m³/t。

5.5.1 类比法

美国五大页岩气盆地的勘探开发程度均较高,将鄂尔多斯盆地上三叠统延长组长7段页岩的地质特征与它们对比,其页岩气地质条件与福特沃斯Barnett页岩地质条件均具有明显的可比性,因此可采用福特沃斯盆地的页岩气系统作为类比标准区,用地质类比法对鄂尔多斯盆地上三叠统延长组页岩气的资源潜力进行评价,其中,类比参数取值标准如表4所示,鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩与福特沃斯Barnett页岩地质参数类比如表5所示。

延长组7段页岩分布面积为 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,利用地质类比法求得资源丰度为 $(2.39 \sim 3.18) \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,资源丰度取下限值,则长7段页岩气地质资源量为 $(3.59 \sim 4.77) \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

表4 页岩气资源预测类比参数取值标准

等级	1~0.75	0.75~0.5	0.5~0.25	0.25~0
埋藏深度/m	1000~1500	1500~2000/500~1000	2000~2500/500~200	大于2500或小于200
有效厚度/m	大于100	100~50	50~20	0~20
TOC/%	大于4	4~2	2~1	0~1
R _o /%	高成熟	成熟	过成熟	未成熟

表5 鄂尔多斯盆地三叠系长7段页岩与福特沃斯Barnett页岩地质参数对比

页岩	埋藏深度/m	有效厚度/m	TOC/%	R _o /%	地质评价系数
福特沃斯Barnett页岩	1981~2591	30~183	2~7	1.4~2.0	
评价系数	0.4	0.75	0.75	0.8	0.70
长7段	1500~2500	15~40	6~14	0.6~1.1	
评价系数	0.5	0.3	0.85	0.4	0.51
地质类比系数			0.73		

5.5.2 统计法

延长组7段页岩分布面积为 $1.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,有效厚度为15~40m,统计延长组7段含气量为2.43~6.45m³/t,泥页岩密度为2.6t/m³,根据公式可计算长7段页岩气资源量为 $(2.61 \sim 6.92) \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

5.5.3 综合法

在地质类比法和统计法基础上,分别赋权重为0.5,则鄂尔多斯盆地延长组7段地质资源量为 $(3.1 \sim 5.85) \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。

6 结论

(1)全球泥页岩分布范围广,页岩气资源潜力巨大。与常规天然气藏相比,页岩气藏通常具有原地成藏、储层面积大、物性差、裂缝发育、形成温度及埋深范围广,赋存方式主要为吸附态、压力异常、产能及采收率低、生产周期长等特征。

(2)页岩气成藏具有过渡特点,兼具了致密砂岩气及常规天然气的成藏机理。有机碳含量、有机质类型、有机质成熟度及裂缝发育程度是控制页岩气成藏的主要因素。

(3)页岩气在自然伽马等常规测井及 ECS、成像测井等测井曲线中有明显的响应特征,据此可识别页岩气藏;通过岩心分析可得到页岩储层孔隙度等参数,进而可进行页岩储层的评价。

(4)页岩气资源评价方法有各自的适用性,类比法主要适用于勘探程度低、页岩气相关资料不足的盆地或地区,成因法和统计法主要适用于页岩气研究程度相对较高的地区,综合法适用范围较广,可以应用于勘探开发的各个阶段。鉴于目前中国页岩气勘探开发程度低的现状,建议主要采用类比法和统计法相结合的方法。

(5)目前,我国页岩气勘探开发处于初步阶段,页岩气基础地质研究薄弱,资料较少。为加快页岩气的勘探开发步伐、提高我国页岩气评价结果的可靠性,建议加大页岩气勘探开发投入,增加勘探井和开发井部署,取得更丰富的勘探成果。

参考文献(References):

[1] Zhang Jinchuan, Jin Zhijun, Yuan Mingsheng. Reservoiring mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18. [张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.]

[2] Navigant Consulting Inc North American Natural Gas Supply Assessment[R]. Chicago: Navigant Consulting Inc, 2008.

[3] EIA. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States[R]. Apr. 2011.

[4] Ye Jun, Zeng Huasheng. Pooling conditions and exploration prospect of shale gas in Xujiahe Formation in western Sichuan Depression[J]. Natural Gas Industry, 2008, 28(12): 18-26. [叶军, 曾华盛. 川西须家河组泥页岩气成藏条件及勘探潜力[J]. 天然气工业, 2008, 28(12): 18-26.]

[5] Martini A M, Walter L M, Budai J M, et al. Genetic and temporal relations between formation waters and biogenic methane—Upper Devonian ant rim shale, Michigan Basin, USA[J].

Geochimica et Cosmochimica Acta, 1998, 62(10): 1699-1720.

[6] Daniel M J, Ronald J H, Tim E R, et al. Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 475-499.

[7] Hill R J, Zhang Etuan, Katz B J, et al. Modeling of gas generation from the Barnett shale, Fort Worth Basin, Texas[J]. AAPG Bulletin, 2007, 91(4): 501-521.

[8] 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.

[9] Zhao Qun, Wang Hongyan, Liu Renhe, et al. Global development and China's exploration for shale gas[J]. Natural Gas Industry, 2008, 2(3): 11-14. [赵群, 王红岩, 刘人和, 等. 世界页岩气发展现状及我国勘探前景[J]. 天然气工业, 2008, 2(3): 11-14.]

[10] John B. Curtis. Fractured shale-gas systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1921-1938.

[11] Wang Xiang, Liu Yuhua, Zhang Min, et al. Conditions of formation and accumulation for shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(2): 350-356. [王祥, 刘玉华, 张敏, 等. 页岩气形成条件及成藏影响因素研究[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(2): 350-356.]

[12] Jiang Fujie, Pang Xiongqi, Ouyang Xuecheng, et al. The main progress and problems of shale gas study and the potential prediction of shale gas exploration[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(2): 198-211. [姜福杰, 庞雄奇, 欧阳学成, 等. 世界页岩气研究概况及中国页岩气资源潜力分析[J]. 地学前缘, 2012, 19(2): 198-211.]

[13] Zhang Kang, Tan Yundong. The status of world shale gas resources potential and production status as well as development prospect of China's shale gas[J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2009, 17(3): 9-14. [张抗, 谭云冬. 世界页岩气资源潜力和开采现状及中国页岩气发展前景[J]. 当代石油石化, 2009, 17(3): 9-14.]

[14] Pu Boling, Bao Shujing, Wang Yi, et al. Shale gas accumulation condition analysis: US shale gas basins[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2008, 22(3): 33-39. [蒲泊伶, 包书景, 王毅, 等. 页岩气成藏条件分析——以美国页岩气盆地为例[J]. 石油地质与工程, 2008, 22(3): 33-39.]

[15] Li Shizhen, Qiao Dewu, Feng Zhigang, et al. The status of worldwide shale gas exploration and its suggestion for China[J]. Geological Bulletin of China, 2010, 29(6): 918-924. [李世臻, 乔德武, 冯志刚, 等. 世界页岩气勘探发现现状及对中国的启示[J]. 地质通报, 2010, 29(6): 918-924.]

[16] Zheng Junwei, Sun Deqiang, Li Xiaoyan, et al. Advances in exploration and exploitation technologies of shale gas[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(3): 511-517. [郑军卫, 孙德强, 李小燕, 等. 页岩气勘探开发技术进展[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(3): 511-517.]

[17] Sun Chao, Zhu Xiaomin, Chen Jing, et al. Similarity and corre-

- lation on reservoir forming factors between shale gas reservoirs and deep basin gas reservoirs[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2007, 14(1): 26-31. [孙超, 朱筱敏, 陈菁, 等. 页岩气与深盆地气成藏的相似与相关性[J]. *油气地质与采收率*, 2007, 14(1): 26-31.]
- [18] Zhang Jinchuan, Xue Hui, Zhang Deming, *et al.* The shale gas and its reservoiring mechanism[J]. *Geoscience*, 2003, 466. [张金川, 薛会, 张德明, 等. 页岩气及其成藏机理[J]. *现代地质*, 2003, 466.]
- [19] Nie Haikuan, Tang Xuan, Bian Ruikang. Controlling factors for shale gas accumulation and prediction of potential development area in shale gas reservoir of south China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(4): 484-491. [聂海宽, 唐玄, 边瑞康. 页岩气成藏控制因素及中国南方页岩气发育有利区预测[J]. *石油学报*, 2009, 30(4): 484-491.]
- [20] Zhang Weidong, Guo Min, Jiang Zaixing. Parameters and method for shale gas reservoir evaluation[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(6): 1093-1099. [张卫东, 郭敏, 姜在兴. 页岩气评价指标与方法[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(6): 1093-1099.]
- [21] Long Pengyu, Zhang Jinchuan, Tang Xuan, *et al.* Features 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勘探和开发的影响[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(3): 525-532.]
- [22] Zou Caineng, Tao Shizhen, Hou Lianhua, *et al.* *Unconventional Oil and Gas Geology*[M]. Beijing: Geological Press, 2011. [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, 2011.]
- [23] Jiang Huaiyou, Song Xinmin, An Xiaoxuan, *et al.* Current state and outlook of exploration and development of the shale gas resources in the world[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2008, 27(6): 10-14. [江怀友, 宋新民, 安晓璇, 等. 世界页岩气资源勘探开发现状及展望[J]. *大庆石油地质与开发*, 2008, 27(6): 10-14.]
- [24] Pan Renfang, Wu Yuan, Song Zheng. Geochemical parameters for shale gas exploration and basic methods for well logging analysis[J]. *China Petroleum Exploration*, 2009, (3): 6-9. [潘仁芳, 伍媛, 宋争. 页岩气勘探的地球化学指标及测井分析方法初探[J]. *中国石油勘探*, 2009, (3): 6-9.]
- [25] Pan Renfang, Zhao Mingqing, Wu Yuan. Application of shale gas logging[J]. *China Science and Technology Information*, 2010, (7): 16-18. [潘仁芳, 赵明清, 伍媛. 页岩气测井技术的应用[J]. *能源与环境*, 2010, (7): 16-18.]
- [26] Zhu Hua, Jiang Wenli, Bian Ruikang, *et al.* Shale gas assessment methodology and its application; A case study of the western Sichuan Depression[J]. *Natural Gas Industry*, 2009, 29(12): 130-134. [朱华, 姜文利, 边瑞康, 等. 页岩气资源评价方法体系及其应用[J]. *天然气工业*, 2009, 29(12): 130-134.]
- [27] Liu Guangye. Classification and evaluation of oil and gas resources[J]. *Marine Geology Letters*, 2009, 25(3): 32-36. [刘广野. 油气资源分类及评价方法[J]. *海洋地质动态*, 2009, 25(3): 32-36.]
- [28] Li Yanli. Calculation methods of shale gas reserves[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(3): 466-470. [李艳丽. 页岩气储量计算方法探讨[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(3): 466-470.]
- [29] Boyer C, Kieschnick J, Lewis R E, *et al.* Producing gas from its sources[J]. *Oilfield Review*, 2006, 18(3): 36-49.
- [30] Jin Zhijun, Zhang Jinchuan. Fundamental principles for petroleum resources assessments[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(1): 19-23. [金之钧, 张金川. 油气资源评价方法的基本原则[J]. *石油学报*, 2002, 23(1): 19-23.]
- [31] Zhao Pengfei, Yu Jie, Yang Lei. Methods for shale gas resource assessment[J]. *Marine Geology Frontiers*, 2011, 27(7): 57-63. [赵鹏飞, 余杰, 杨磊. 页岩气储量评价方法[J]. *海洋地质前沿*, 2011, 27(7): 57-63.]
- [32] Li Yanjun, Liu Huan, Liu Ji Xia, *et al.* Geological regional selection and evaluation method of resource potential of shale gas[J]. *Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition*, 2011, 33(2): 28-34. [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.]
- [33] Zhou Zongying, Bai Senshu, He Hong. Comparison of genetic and statistical methods for petroleum resource assessment[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2005, 27(1): 67-72. [周总瑛, 白森舒, 何宏. 成因法与统计法油气资源评价对比分析[J]. *石油实验地质*, 2005, 27(1): 67-72.]
- [34] Xu Shilin, Bao Shujing. Preliminary analysis of shale gas resource potential and favorable areas in Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(3): 460-465. [徐士林, 包书景. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组页岩气形成条件及有利发育区预测[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(3): 460-465.]
- [35] 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区中生界长7段为例[J]. *地学前缘*, 2012, 19(2): 192-197.]

The Study of Shale Gas Reservoir Theory and Resources Evaluation

WANG Wei-feng¹, LIU Peng¹, CHEN Chen¹, WANG Hui-li², JIANG Shuai¹, ZHANG Zhi-chao¹

(1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao 266580, China;

2. Shengli Oilfield Dongsheng Jingong Petroleum Development Group Co. Ltd., Dongying 257000, China)

Abstract: Based on the investigation of shale gas at home and abroad, this article systematically studies the basic characteristics of shale gas reservoir, analyzes formation mechanism of shale gas reservoir and its controlling factors. In addition, it discusses the matching identification method and resource assessment methods aiming at the shale gas reservoir's special accumulation characteristics. Studies show that shale gas reservoir generally has characteristics such as self-generation and self-storage, fine particle size, low porosity and low permeability, fracture development, big reservoir area, continuous distribution, wide formation temperature and burial depth, abnormal formation pressure, low capacity, low recovery ratio, long production period and its occurrence mode is mainly adsorption state. Shale gas reservoir formation has transitional characteristic, with reservoir formation mechanism of both source-contacting gas and conventional natural gas. The type, content and maturity of organic matters, the fracture, porosity and permeability, mineral composition, thickness, humidity, burial depth of shale, as well as the temperature and pressure have certain controlling effect on the formation of shale gas reservoir. Shale gas can be identified qualitatively or quantitatively with core analysis method, geophysical method and new logging techniques such as ECS logging and imaging logging. According to the difference of principles, there are mainly four shale gas resource assessment methods for different geological and data conditions, which are analogy method, statistic method, genetic method, comprehensive analytical method.

Key words: Shale gas; Geological feature; Reservoir forming mechanism; Shale gas identification; Resource assessment methods