

我国低孔渗储层天然气资源大型化成藏特征与分布规律

赵文智¹, 王红军², 卞从胜², 汪泽成², 柳广弟³

(1. 中国石油勘探与生产分公司, 北京 100007; 2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;
3. 中国石油大学(北京), 北京 102249)

[摘要] 低孔渗储层天然气资源是目前和未来一段时间我国天然气勘探和开发的主体, 具有大型化成藏的特点。集中讨论了这类天然气资源大型化成藏的特征和分布规律, 认识到成藏要素具有大型化发育与规模变化的特征, 是天然气大型化成藏的基础; 薄饼式、集群式成藏是天然气大型化成藏的主要样式; 气源灶埋藏期规模“蓄能”和抬升期规模排气是大型化成藏重要气源输入; 体积流和扩散流充注是天然气大型化成藏的主要运聚方式。低孔渗储层天然气藏的成藏分布具有近源性, 成藏组合以大面积和大范围两种类型为主, 成藏类型以地层一岩性圈闭为主, 主要分布在海相克拉通盆地古隆起围斜区、陆内坳陷盆地广大斜坡区和向斜区以及前陆盆地缓翼斜坡等地区。低孔渗储层天然气资源大型化成藏认识的提出, 提升了我国天然气资源发现潜力, 扩展了勘探范围, 为客观评价我国天然气主体资源总量和分布、推动有效发现大气田提供了理论基础。

[关键词] 低孔渗储层; 大型化成藏; 体积流; 扩散流; 薄饼式; 集群式

[中图分类号] TE348 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2012)06-0031-09

1 前言

我国天然气工业已进入快速发展时期, 对天然气资源的需求逐渐增大。截至2010年年底, 全国累计探明天然气地质储量 $7.67 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 可采储量 $4.47 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。其中储量在千亿立方米以上的大气田共计19个, 探明天然气储量 $4.82 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 。这些大气田主要由常规高丰度天然气藏和中低丰度低孔渗储层气藏构成, 其中低孔渗储层天然气资源占75%, 是我国目前及未来一段时间天然气资源勘探和开发的主体。这些资源目前主要发现于我国四川盆地三叠系、鄂尔多斯盆地地下古生界、塔里木盆地的寒武一奥陶系以及松辽盆地的深层等地区, 分布范围广, 天然气资源潜力大^[1~6]。

中国陆上多发育大型海相、海陆过渡相和陆相多层系叠合沉积盆地, 沉积面积大, 构造背景相对平缓, 其中陆相和海陆过渡相沉积层序中, 碎屑岩体系由于沉积物源多、流程短, 沉积相带变化快, 储集体内部物性变化大, 且非均质性强, 通过后期成岩作用的改造, 留下来的主体为低孔渗储层, 其孔隙度基本小于14%, 有效渗透率小于5 mD。这一类储层的广泛发育决定了中低丰度低孔渗储层气藏发育的广泛性和普遍性。与常规天然气藏相比, 低孔渗储层天然气藏有其特殊性, 主要表现在储层由常规储层和致密储层混生组成, 两者没有明显的界限, 并以致密储层为主, 储层主体孔隙度为5%~12%, 渗透率为0.05~1 mD(见图1); 气田含气面积大, 通常在数百至数千乃至上万平方千米, 而气层厚度小, 只

[收稿日期] 2012-04-06

[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); 国家重点基础研究发展计划“973”项目(2007CB209500)

[作者简介] 赵文智(1958—), 男, 河北昌黎县人, 教授级高级工程师, 博士生导师, 主要从事石油地质综合研究;
E-mail: zwz@petrochina.com.cn

有数米至十几米;天然气藏的丰度低,统计表明,我国已发现的中低丰度气藏主体储量丰度在 $0.5 \times 10^8 \sim 1.5 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$;气藏的压力通常为常压或者异常低压,压力系数基本在 $0.9 \sim 1.3$;以岩性和地层型气藏为主,气藏边界和气水关系复杂,呈大面积连续型或大范围斑块状成藏,而高丰度气藏多为构造气

藏,气水边界明显,气藏范围清晰。因此,低孔渗储层天然气藏与常规天然气藏相比具有很大的差异性,明确这一类气藏的成藏特征和分布规律,对于完善现有的天然气地质理论和针对这一类气藏的勘探开发都具有重要的现实意义。

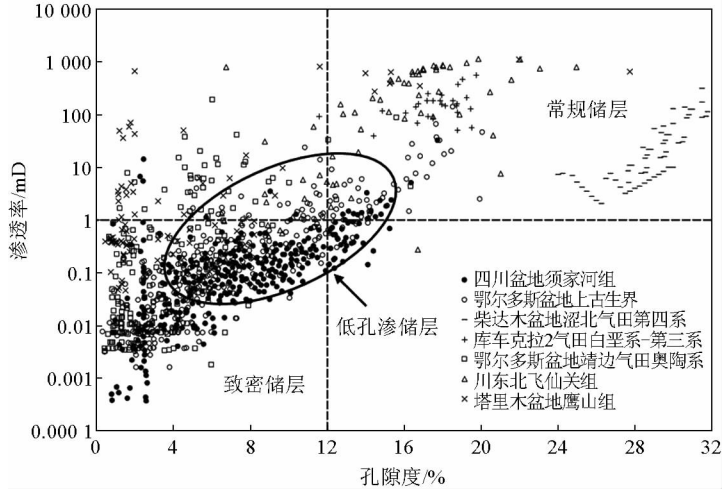


图1 中国主要低孔渗储层天然气资源储层物性特征

Fig.1 Physical properties of low porosity and permeability reservoir in China

2 低孔渗储层天然气资源的成藏特征

低孔渗储层天然气资源主要是指由常规天然气藏和致密气混合共生构成的一类天然气资源。由于储层平面分布的不规则性,很难在平面上清晰界定常规气藏与致密气的范围,这是由中国含气盆地特定的地质环境与演化历史所决定的,不同于国外所称的非常规连续型天然气^[7~11]。这一类天然气资源是由中低丰度天然气藏群集群式成藏组成的,具有大型化成藏的特征。所谓大型化成藏,是指由于成藏要素的大型化发育与横向规模变化,在我国陆上大型拗陷和前陆盆地构造平缓区或斜坡区广泛发育的、由众多气藏组成的一类呈规模分布的天然气资源。例如,鄂尔多斯盆地上古生界苏里格气田,是一个由众多小气藏组成的大型气田,目前已探明含气面积 $2.08 \times 10^4 \text{ km}^2$,探明天然气地质储量 $2.85 \times 10^{12} \text{ m}^3$,具有典型的大型化成藏特征。

2.1 低孔渗储层天然气资源成藏要素具有大型化发育和规模变化的特征

低孔渗储层天然气资源大型化成藏取决于成藏要素大型化发育以及成藏条件在三方面的规模变

化,包括气源灶和储集体的大型化发育和非均质性变化、生储盖组合的规模分布以及抬升过程的规模发生等。

2.1.1 成藏要素具备大型化发育特征

低孔渗储层天然气资源的气源岩主要是煤系气源灶和海相烃源岩中滞留烃灶裂解气源。其中,煤系烃源岩形成于盆地拗陷发育阶段,以鄂尔多斯盆地石炭—二叠系和四川盆地上三叠统等为代表。海相克拉通盆地发育的由滞留液态烃在高—过成熟阶段热裂解形成的气源灶主要分布于克拉通内部具差异沉降的拗陷区与陆缘斜坡区中。气源灶的大型化发育是指为低孔渗天然气资源大型化成藏提供气源输入的气源灶规模、整体进入生气和排气的规模都相当大,从而使大规模分布的地层—岩性圈闭广泛而规模化成藏。例如,鄂尔多斯盆地上古生界石炭—二叠系煤系气源灶,由于地层平缓,白垩纪末期之前,有近90%以上的气源灶整体进入生气窗,生气强度平均可达 $15 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。塔里木盆地与四川盆地海相烃源岩中滞留分散液态烃,在高—过成熟阶段发生热裂解成气的规模很大^[12,13]。塔里木盆地满加尔拗陷裂解气范围达7

万 km², 四川盆地以震旦—寒武系为主要烃源岩层段的热裂解气源灶范围达 8 万 km²。同时, 热裂解气数量巨大, 塔里木盆地寒武系烃源岩中滞留的液态烃在奥陶系和二叠纪末发生热裂解气强度可达 $25 \times 10^8 \sim 35 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

储集体同样具有大型化发育的特征, 表现为大面积继承性物源体系形成的沉积砂体受成岩作用改造后留下来的“储集体群”, 以及碳酸盐岩层系经过后生溶蚀改造作用形成的“缝洞单元”群, 呈规模化分布。鄂尔多斯盆地苏里格气田已探明含气面积达

到 2.08 万 km², 由数万个独立的气藏组成。如果每一个气藏都看做一个相对独立的储集体, 那么这个储集体群的规模至少在 6 万 km² 以上。四川盆地须家河组二、四、六段发育的储集体群规模同样很大, 基本都在 1 万 km² 以上 (见表 1)。改造型储集体主要是由碳酸盐岩受风化和溶滤改造作用形成的一种似层状分布的大型储集体群, 如塔里木盆地塔北和塔中隆起斜坡区的奥陶系一间房组、鹰山组等, 构成气藏的缝洞单元储集体群数量可达数千至数万个, 分布面积在几千平方千米以上。

表 1 中国低孔渗碎屑岩气田部分储集体分布一览表

Table 1 Reservoir distribution table of part low porosity and permeability clastic gas fields in China

盆地	沉积体系	沉积体系面积/km ²	砂体群面积/km ²	储集体群面积/km ²	单个储集体面积区间/km ²	储集体群占砂体群面积比/%
四川盆地	合川须二段(T ₃ x ²)	17 703	12 534	11 852	0.5 ~ 10	95
	广安须六段(T ₃ x ⁶)	17 452	16 121	14 352	5 ~ 20	89
鄂尔多斯盆地	石嘴山山一段(P ₁ sh ¹)	28 070	22 736	18 473	0.2 ~ 1.2	81
	苏里格盒八段(P ₁ he ⁸)	159 386	145 591	115 043	0.3 ~ 1.5	79

2.1.2 发育 4 类生储盖组合, 皆呈大型化分布

我国陆上大型含气盆地内共发育 4 类与低孔渗储层大型化成藏有关的生储盖组合。这些组合中, 烃源岩、储层与盖层在三度空间范围内通过紧密的面状接触或紧密的通道连接面形成生、储、盖组合体, 呈大规模分布。由于其中烃源岩与储集体群的大型化发育, 因而组合的规模也呈大型化分布。

1) 广覆式组合, 即储集体覆盖在气源灶之上, 二者以席状方式大面积紧密接触, 以鄂尔多斯盆地石炭—二叠系海陆过渡相煤系碎屑岩组合最典型^[14, 15], 如图 2(a) 所示, 这类组合中的天然气从气源灶排出以后, 可以整体进入储集体群并大型化成藏。

2) 三明治式组合, 即气源岩与储集体呈指状交互的方式紧密接触, 规模很大, 以四川盆地上三叠统须家河组最为典型^[16-20], 如图 2(b) 所示。须家河组一、三、五段气源岩生成的天然气可以近距离规模进入近邻储集体从而发生大型化成藏。

3) 转接式组合, 是指气源灶通过大规模分布的断层和不整合与储集体群发生规模接触的一类生储盖组合。主要发育于塔里木盆地塔中和塔北隆起斜坡区的奥陶系中, 以一间房组、良里塔格组和鹰山组最有代表性。

4) 倒灌式组合, 是指气源岩以“锅盖”方式超覆在储集体之上, 天然气以一种倒灌的方式进入下

伏的储集体中并大型化成藏。这也是一类规模相当大的储盖组合, 主要发育于鄂尔多斯盆地中部奥陶系顶部马家沟组溶滤型储集体与上覆石炭、二叠系煤系气源灶构成的组合中, 成藏规模在数千亿立方米至万亿立方米。

2.1.3 成藏要素在三个方面具呈规模性变化

低孔渗储层天然气藏的成藏要素除了具有大型化发育之外, 在三个方面还具有规模性的变化, 分别为源灶和储集体的均质性横向规模变化, 以及地层和岩性的规模变化。这三个规模变化使得大气田被分隔成若干小气藏, 以集群式方式组合, 是大型化成藏的重要保证。源灶均质性的横向变化主要是煤系气源灶在大型化发育背景上, 内部因煤系沉积分布的不连续性, 使得供气强度在平面上有较大变化。在大型发育的气源灶范围内存在一系列气源岩发育很差或无源岩分布的空白区, 使得气源灶的生排气在平面上有很强不均一性, 导致天然气在储集体中的成藏也很不均一。例如, 四川盆地须家河组煤系气源灶, 累计生气强度大于 20 亿 m³/km² 的范围占气源灶总面积的 80 % 以上, 但是须一、三、五段单层生气强度在多数地区小于 15 亿 m³/km², 在川中东南部地区只有 5 ~ 10 亿 m³/km², 这使得相邻储集体中的气藏分布具有斑块状特征, 天然气富集区与高生气强度的源灶分布区相对应^[14]。

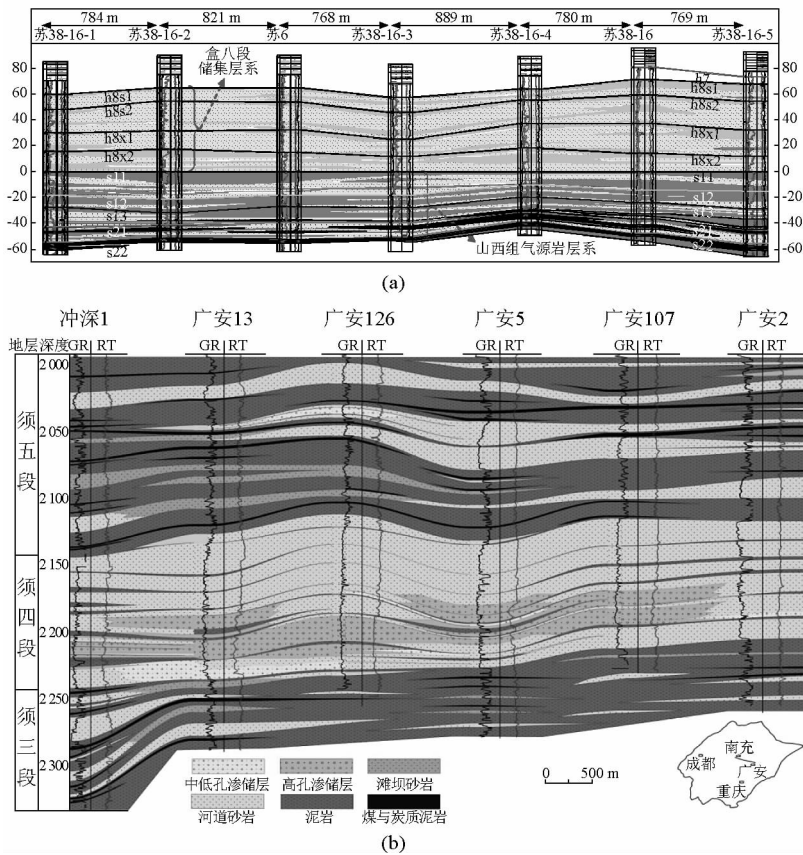


图2 广覆式与三明治式生储盖组合实例图

Fig.2 Example of widely distributed type and sandwich type source – reservoir – cap assemblage

由于沉积环境、成岩改造作用强度和规模的横向变化,使储集体在总体呈连续且大型化发育的背景上,内部存在储集空间与物性在横向上的强烈变化。例如,鄂尔多斯盆地上古生界储集体是由一系列孔渗物性和结构相对较好的高孔渗储层组成的,周围则是物性和孔喉结构更差的致密砂岩或泥岩,形成高孔渗常规储层与致密砂岩储层共生的特征。另外,由于构造平缓、储集体物性和孔隙结构的横向规模变化,导致地

层、岩性圈闭的集群式发育和横向规模变化。其中包括由原始沉积作用形成的岩性圈闭,由成岩后生作用形成的物性圈闭和地层圈闭等(见图3)。这些众多独立一半独立分布的圈闭一旦成藏便出现“气藏群”,虽然单体有限,而成千上万个气藏构成的气藏群规模就相当大,分布面积可达数千甚至上万平方千米。这使得我国大型沉积盆地腹地和斜坡区虽然缺乏大型构造圈闭,盖层条件也差,但是仍然可以大规模成藏。

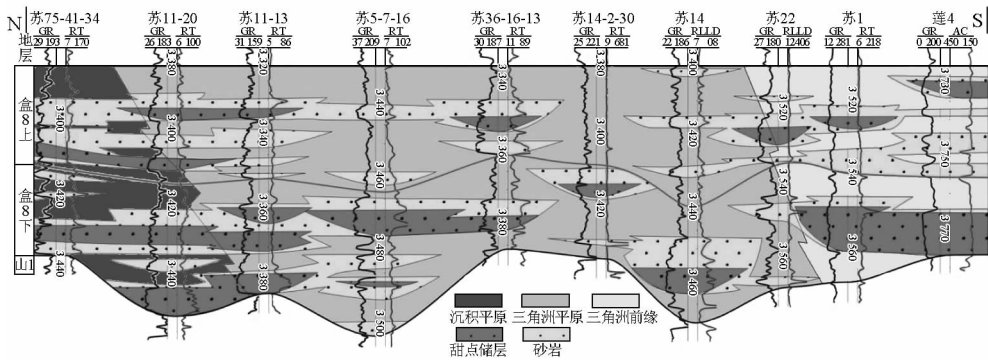


图3 鄂尔多斯盆地盒8段南北向砂体剖面图

Fig.3 North – South sand – bodies section figure of P₁he⁸ in Ordos Basin

2.2 薄饼式、集群式成藏是天然气大型化成藏的主要样式

薄饼式成藏是指气藏的气柱高度(以碾平的纯气层高度示之)很小(一般只有几米至数十米),而含气面积却很大(一般在数千至数万平方千米)的一类成藏,气层在空间上分布形似薄饼故称之。为表述其特征,将该类气藏分布面积转化为正方形面积,方形面积的边长与气柱高度之比可以反映气藏的饼式特征。对我国四川、鄂尔多斯等盆地已发现的低孔渗储层天然气藏群统计(见表2),发现这类气藏的气柱高度与含气面积比多在1:1 000以上,最大可达上万之多。例如,榆林气田已探明含气面积约为1 715 km²,气层有效厚度为5~12 m,平均含气范围宽度与气层平均厚度之比可达1:3 570,而苏

里格气田这一比值高达14 422。高丰度大气田如克拉2气田含气面积为48 km²,气层高度平均为55 m,平均含气范围宽度与气层平均厚度之比仅为126,远低于低孔渗储层气田。

薄饼式成藏可以在盖层条件较差的地区大规模成藏,这是薄饼式成藏在低孔渗天然气资源大型化成藏中的重要贡献。例如,鄂尔多斯盆地苏里格气田,上古生界地层构造平缓,倾角在1°~3°的单斜,气田的气层厚度一般在5~15 m,单个含气砂体规模一般0.3~1.5 km²,由气柱高度所产生的浮力最大为0.15 MPa,而作为气田直接盖层的致密砂岩排驱压力基本在1.2 MPa以上,因此盖层可以对气藏进行有效封盖,从而使气藏得于保存。

表2 中国低孔渗储层天然气藏与气层厚度一览表

Table 2 Gas filed and thickness of low porosity and permeability reservoir in China

气田名称	含气面积/km ²	气层厚度/m	孔隙度/%	渗透率/mD	气层占砂岩比例	气层宽厚比
广安	578.9	6~35	6~13	0.001~10	0.2	1 322
合川	1 058.3	11~26	7~10	0.001~50	0.25	2 168
安岳	360.8	10~36	6~14	0.001~14	0.29	1 187
榆林	1 715.8	3~30	5~11	0.01~10	0.58	3 570
神木	827.7	3~15	4~12	0.01~10	0.69	3 424
苏里格	20 800	5~15	7~11	0.01~10	0.57	14 422
乌审旗	872.5	5~12	3.5~14	0.01~10	0.56	3 475

集群式成藏是指天然气在一系列呈集群式发育的地层、岩性圈闭中聚集而形成的一类成藏。我国陆上大型含气盆地的构造平缓地区和广大斜坡区中,因原始沉积作用和后生成岩改造作用,导致储集层非均质性强,形成众多呈独立或半独立状分布的聚集体,它们单体规模不大,但众多储集体以集群方式形成规模很大的储集体群。当天然气充注以后,由于封盖条件要求不高(盖层排替压力多数小于几兆帕),形成了规模巨大的天然气藏群。鄂尔多斯盆地上古生界盒8至山1段心滩砂体,由于横向连续型和物性的剧烈变化,使得储集体被分隔为成千上万个单体规模较小的储集体群,丰度较高的常规岩性气藏与含气饱和度较低的致密气层、局部干层或水层混合共生,形成常规气与非常规气的混合成藏特征。苏里格气田的解剖表明(见图4),该气田依据砂体形态可以划分出5万~8万个小气藏,单个气藏储量规模一般在 $0.3 \times 10^4 \sim 1.0 \times 10^4$ m³,气藏间的致密砂岩也普遍含气,分布连续,但含气饱和度和不高。

2.3 气源灶具有埋藏期规模“蓄能”和抬升期规模排气的特征

众所周知,煤系烃源岩具有较强的吸附烃能力,且吸附量随着地层温压条件的变化而变化^[21]。在早期地层深埋阶段,成熟的煤系源岩生成的天然气只能部分排出母体,有相当多部分则以吸附和压缩性游离状态存在于源岩内部,称之为天然气在源岩内部的“储蓄性”。实验数据表明,以川中须家河组为代表的煤系源岩在较高的地层压力下,对天然气的吸附量高达15~25 m³/t,这一地区气源岩在埋藏期的天然气总吸附量达到 2.8×10^{16} m³,规模非常大,使得烃源岩在埋藏期发生了天然气的规模性“蓄能”。在白垩纪末期,这一地区发生了大规模抬升和剥蚀,随着地层压力的降低,煤系烃源岩中储蓄的天然气发生解吸膨胀,而岩石骨架在抬升过程中,体积虽有变化,但总体变化不大。这样,孔隙中的气体体积相对于岩石骨架的体积在抬升过程中会有较大膨胀,可成为天然气自源岩排出的重要动力,从而导致烃类气体大量排烃、运移和成藏。

从鄂尔多斯、四川、塔里木和准噶尔盆地看,后期抬升幅度基本在 1 000 ~ 3 000 m 不等(见图 4),但成藏主目的层的现今埋藏深度在 2 000 ~ 2 500 m。抬升过程中,由于地层压力降低使源岩中“储蓄”的天然气

发生体积膨胀,源岩内部出现天然气集中释放过程,可以出现规模排烃,为这些地区天然气得以大型化成藏提供了重要的气源条件。

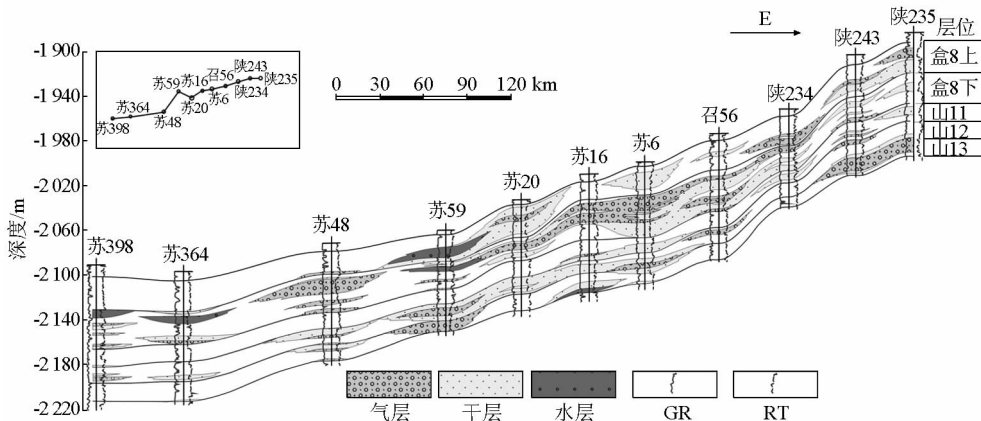


图 4 苏里格气田近东西向气藏剖面图

Fig. 4 East-west gas reservoir section figure of Sulige gas field

2.4 天然气藏以体积流和扩散流方式充注成藏

前已述及,有煤系气源灶与海相烃源岩中滞留液态烃热裂解气是低孔渗储层天然气资源的两种类型气源灶,它们的共同特点如下:

- 1) 源灶规模大,且阶段性生气和排气强度与数量都较大,可以保证气源输入的充分性;
- 2) 储集体与气源灶近邻且大面积接触,可以保证大型化成藏的规模性;
- 3) 两类气源灶都具有较大的排烃动力,可以保证排烃数量的规模性。

烃源岩与储集体近邻且大面积接触,对低孔渗储层天然气藏的形成发挥了两方面的重要作用:

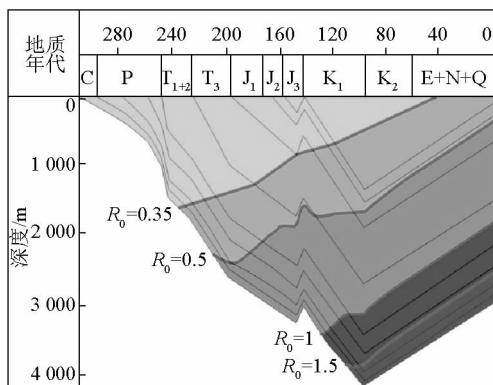
- 1) 利用气源灶内部的过剩压力把源灶中产生的烃类大规模、短距离地推入储集体,为致密储集体中天然气大型化成藏提供了动力条件;
- 2) 大面积直接接触导致天然气短距离运移和成藏,既减少了运移过程中天然气的损失,也提高了排烃效率和聚集效率,保证了天然气成藏的规模性。

研究表明,天然气在物性较差的储集体中大规模成藏运聚充注方式有两种:一是体积流方式充注,依靠源灶内部大量生气形成的超压,这种压力又高于与之紧密接触的储集体,这种源—储间存在的剩余压力差,将天然气以体积流的方式整体推入储集体中聚集成藏;二是扩散流方式充注,依靠源储间的烃类浓度差异,天然气由高浓度的气源岩向相对低浓度的储层进行扩散充注而成藏。

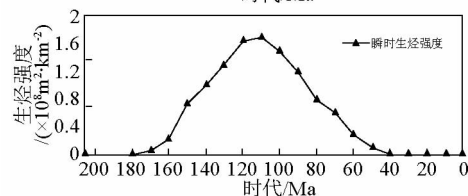
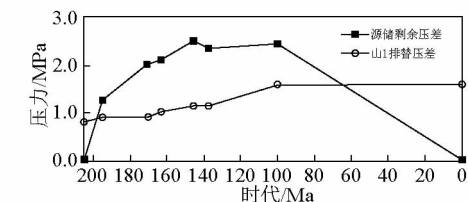
低孔渗储层总体具有高排替压力、高束缚水饱和度的特征,这种成藏环境决定了体积流充注主要发生于源储剩余压力差发育的地层埋藏期,也是气藏形成的重要充注方式。鄂尔多斯盆地上古生界气田的包裹体测试压力数据表明,盆地埋藏期山西组气源灶与上覆的石盒子组砂岩之间的剩余压力差约为 5 MPa(见图 5),使得气源岩中天然气在超压驱动下向储集层运移,即发生体积流充注。后期盆地构造抬升,气源灶生气过程停止,源储剩余压力差也逐渐降低,体积流充注趋于减弱,但抬升导致气源岩微孔隙中的游离气体膨胀和源灶内吸附天然气发生解吸,增加了源岩的压力和孔隙中游离气的数量。这样一方面增加了源储间的剩余压力,使得体积流充注继续进行,另一方面加强了靠源储间烃浓度差驱动下的扩散流充注作用。特别是在孔隙结构更差的致密储层中,天然气则主要以扩散方式进入储层。源储间的大面积直接接触使得扩散作用可以呈区域性大面积发生,因此扩散作用也是低孔渗储层天然气藏群大型化成藏的重要充注运聚方式。

3 低孔渗储层天然气资源大型化成藏的分布规律

由于我国含气盆地特定的地质环境与演化历史,决定了低孔渗储层天然气资源成藏分布与国外非常规气资源既有共性,也有特殊性。



(a)



(b)

图5 苏里格气田埋藏史与生烃及压力演化过程

Fig.5 Burial history and hydrocarbon generation as well as pressure elusion in Sulige gas filed

3.1 天然气分布受气源灶控制,具有近源性

天然气资源的近源成藏是指这类气藏主体都分布于有效烃源灶范围内或与烃源灶紧密关联的范围内,成藏分布具有明显的源控性。这是因为低孔渗储层天然气资源大型化成藏的烃源灶和储集体不仅规模大,而且两者必须紧密接触,以利于天然气在物性较差的储层中规模成藏。同时,烃源灶与储集体间需要存在较大的压力差或烃类浓度差,以保证天然气有效成藏和大规模成藏。近期通过对鄂尔多斯、四川、松辽、吐哈和准噶尔盆地已发现低孔渗天然气藏的研究,发现这类天然气藏分布于源灶范围内的比例在90%以上。由于成藏分布的近源性,使低孔渗气藏群分布具有明显的地域性,主要分布于陆内拗陷盆地的向斜区和广大斜坡区、低部位、克拉通盆地古隆起的围斜部位与前陆盆地缓翼斜坡区,如四川盆地须家河组已发现的气藏,基本分布在煤和炭质泥岩厚度在10 m以上的前路斜坡和平缓构造区,具有典型的近源特征。

3.2 成藏组合具有大范围和大面积两种类型

所谓成藏组合(play),就是指由相同或相似成藏条件控制形成的,在成因机制和分布特征上具有同因性和相似性的一组天然气藏构成的集合体。大面积成藏组合与大范围成藏组合是低孔渗储层天然气资源大型化成藏的主要类型。

大面积成藏组合是指受连续性较好、气源供给充足的源灶控制的一类成藏组合,这类组合中相对高孔渗的“甜点”储层和致密砂岩都含气,形成近似连续型的天然气聚集。这类组合主要分布于鄂尔多斯盆地石炭—二叠系低孔渗砂岩储层中,如苏里格大气田。此外,一些邻近主力气源灶的碎屑岩层系,如准噶尔盆地环玛湖拗陷的二叠系佳木河组、夏子街组和乌尔禾组,鄂尔多斯盆地太原组,四川盆地邻近川西拗陷的须家河组,以及须一、三、五段气源岩层系内部的砂岩体等,都有形成这类组合的可能性。大范围成藏组合是指“甜点”富气,而在较大的范围却不连续分布、成藏范围很广的一类成藏组合。这类组合主要形成于“三明治”式生储盖组合和倒灌式组合之中,见于四川盆地川中地区须家河组和鄂尔多斯盆地中部奥陶系马家沟组岩溶风化壳。勘探表明经济性的天然气聚集范围有限,但平面上数十乃至上百个天然气藏散布于广泛的区域内,气藏之间多被水区、致密区构成的“天窗”阻隔,具有斑块状成藏特征。

研究表明,导致成藏分布的不连续性与区域性的原因有两个:一是气源灶分布的不均匀性与供气总量的不充分性,近源储集体优先成藏;二是储集体的连续性较差,导致形成的天然气藏在很大的范围内呈星罗棋布式分布。例如,四川盆地须家河组(见图6),由于须家河组一、三、五段煤系源岩分布平面变化较大,一些区域煤系源岩明显减薄甚至缺失,造成与之接触的须家河组二、四、六段储层中含气饱和度与资源丰度平面上有明显变化,气源岩厚度较薄或缺失的地区,含气性很差,如广安须四段气藏。而气源岩厚度较大的地区,若与有效储层相叠置,则天然气相对富集,含气饱和度相对较高,如广安须六段气藏。

3.3 成藏类型以岩性—地层性为主

研究发现,低孔渗储层天然气藏群的主要气藏类型相对单一,以岩性—地层型油气藏为主,比例在95%以上,这是由这一类天然气资源大型化成藏的地质环境决定的。在平缓的海相碳酸盐岩、海陆过渡相—陆相煤系沉积层系,由于建设性改造作用形成的缝洞体系和由继承性牵引流形成的众多沉积砂

体横向变化强烈,极易形成地层和岩性圈闭,且往往以集群方式发育,因而形成的气藏群也是这类气藏的集合体,如鄂尔多斯、四川与塔里木等大型叠合盆地的腹部地区构造十分平缓,地层倾角一般 $1^{\circ}\sim 3^{\circ}$,大型构造圈闭并不发育,不利于大型构造天然气藏的形成。而岩性、地层圈闭的广泛而大量的发育弥补了构造条件的不足,降低了天然气成藏对盖层条件的要求,使得天然气呈大型化成藏。

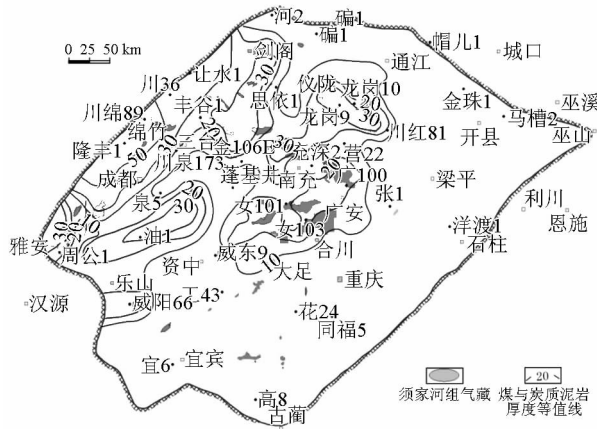


图6 四川盆地须家河组煤层和炭质泥岩与气藏分布图
Fig. 6 Coal bed, carbon mudstone and gas reservoir distribution of Xujiache formation in Sichuan Basin

3.4 成藏分布具有地域性

低孔渗储层天然气资源大型化成藏特征决定了其分布具有明显的地域性。这一类气藏主要分布在构造相对平缓、源储大型化发育且紧密接触,储层低孔低渗以及后期发生适度大范围的抬升剥蚀作用的地区。我国海相克拉通盆地古隆起围斜区、陆内坳陷盆地广大斜坡区和向斜区以及前陆盆地缓翼斜坡区等,都具有这类气藏分布的条件。在层位上,这类气藏主要分布在紧邻气源灶或者位于气源灶的内部,处于常规气与非常规气资源分布的过渡区。

4 结语

我国陆上大型含气盆地广泛发育低孔渗储层天然气资源,是由常规天然气藏和致密气混合共生构成的一类天然气资源,具有大型化成藏的特征。成藏要素的大型化发育和规模变化的特征是天然气藏大型化成藏的基础,四类生储盖组合的大型化分布为大型化成藏创造了条件,薄饼式、集群式成藏是天然气大型化成藏的主要样式。气源灶埋藏期规模“蓄能”和抬升期大规模排气是天然气大型化成藏的重要气源供应,体积流和扩散流充注是大型化成

藏的重要运聚机制。低孔渗天然气资源大型化成藏分布具有近源性、以大范围和面积两种成藏组合为主,成藏类型较单一。

低孔渗储层天然气藏大型化成藏特征和分布规律的提出,首先增加了我国天然气资源的总量。基于这一成果认识计算了我国低孔渗天然气资源,较全国新一轮油气资源评价结果,净增天然气可采资源量5万亿~8万亿 m^3 ,占我国常规气和过渡型天然气资源总量的30%,增长比例相当可观,其次推动天然气勘探从局部二级构造带的有限范围扩大到以主力源灶为中心的全盆地(坳陷)勘探。按经典天然气成藏理论,中低丰度天然气藏群分布区,多数地区属于不利于天然气成藏的范围,是前期勘探的“禁区”。低孔渗储层天然气藏群大型化成藏地质认识的提出,推动勘探深度增加1500~2000m,同时大大推动了勘探范围的拓展。另外,低孔渗储层天然气资源是我国天然气资源的主体,国家应根据我国天然气资源品位构成,尽快制订相应的发展政策,推动相关工程技术与配套发展。

参考文献

- [1] 戴金星,邹才能,陶士振,等. 中国大气田形成条件和主控因素[J]. 天然气地球科学,2007,18(4):17-29.
- [2] 赵文智,汪泽成,王红军,等. 中国中、低丰度大油气田基本特征及形成条件[J]. 石油勘探与开发,2008,35(9):641-650.
- [3] 赵文智,张光亚,王红军. 石油地质理论新进展及其在拓展勘探领域中的意义[J]. 石油学报,2005,26(1):1-8.
- [4] 赵文智,王红军,钱凯. 中国煤成气理论发展及其在天然气工业发展中的地位[J]. 石油勘探与开发,2009,36(3):280-289.
- [5] 邹才能,陶士振. 中国大气区和大气田的地质特征[J]. 中国科学:D辑,2007,37(增II):12-28.
- [6] 王庭斌. 中国大中型气田分布的地质特征及主控因素[J]. 石油勘探与开发,2005,32(4):1-8.
- [7] 赵文智,王红军,徐春春,等. 四川盆地川中地区须家河组天然气藏大范围成藏机理与富集条件[J]. 石油勘探与开发,2010,37(2):1-12.
- [8] 卞从胜,王红军,汪泽成,等. 四川盆地川中地区须家河组天然气大面积成藏的主控因素[J]. 石油与天然气地质,2009,30(5):548-555.
- [9] 邹才能,陶士振,袁选俊,等. 连续型油气藏形成条件与分布特征[J]. 石油学报,2009,30(3):324-331.
- [10] 邹才能,陶士振,朱如凯,等. “连续型”气藏及其大气区形成机制与分布——以四川盆地上三叠统须家河组煤系大气区为例[J]. 石油勘探与开发,2009,36(3):307-319.
- [11] 王红军,卞从胜,施振生. 四川盆地须家河组有效源储组合对天然气藏形成的控制作用[J]. 天然气地球科学,2011,22(1):11-18.
- [12] 赵文智,王兆云,王红军,等. 有机质接力成气模式的提出及其在

- 勘探中的意义[J]. 石油勘探与开发,2005,32(2):1-7.
- [13] 赵文智,王兆云,王红军,等. 再论有机质“接力成气”的内涵与意义[J]. 石油勘探与开发,2011,38(2):129-135.
- [14] 赵文智,汪泽成,朱怡翔,等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田低效气藏的形成机理[J]. 石油学报,2005,26(5):5-9.
- [15] 杨华,席胜利,魏新善,等. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气成藏规律及勘探潜力[J]. 海相油气地质,2003,8(3):45-53.
- [16] 赵文智,卞从胜,徐春春,等. 四川盆地须家河组须一、三和五段天然气源内成藏潜力与有利区评价[J]. 石油勘探与开发,2011,36(4):548-555.
- [17] 朱如凯,邹才能,张 甯,等. 致密砂岩气藏储层成岩流体演化与致密成因机理——以四川盆地上三叠统须家河组为例[J]. 中国科学:D辑,2009,39(3):327-339.
- [18] 卞从胜,王红军,汪泽成,等. 四川盆地川中地区须家河组天然气大面积成藏的主控因素[J]. 石油与天然气地质,2009,30(5):548-555.
- [19] 蒋裕强,郭贵安,陈义才,等. 川中地区须家河组天然气成藏机制研究[J]. 天然气工业,2006,26(11):1-3.
- [20] 谢继容,张 健,李国辉,等. 四川盆地须家河组气藏成藏特点及勘探前景[J]. 西安石油大学学报,2008,30(6):40-44.
- [21] 崔永君,李育辉,张 群,等. 煤吸附甲烷的特征曲线及其在煤层气储集研究中的作用[J]. 科学通报,2005,50(增刊1):76-81.

Large-scale accumulation characteristic and distribution law of low porosity and permeability reservoir in China

Zhao Wenzhi¹, Wang Hongjun², Bian Congsheng²,
Wang Zecheng², Liu Guangdi³

(1. Petrochina Exploration & Production Company, Beijing 100007, China; 2. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Petrochina, Beijing 100083, China; 3. China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China)

[Abstract] Natural gas resource of low porosity and permeability reservoir is the main body of natural gas exploration and development of current and future period in China, with the characteristics of large-scale hydrocarbon accumulation. This paper focuses on the large-scale gas accumulation characteristics and distribution law of this type gas resource, and it is recognized that reservoir-forming factors have the characters of development and change in a large scale, which is the foundation of gas accumulation in a large scale. The main types of gas accumulation in a large scale are the “pancake type” outside and “cluster type” inside; the scale “energy storage” in burial period and scale “exhausting gas” in uplift stage are the important gas source; the volume flow and diffusion flow filling are the main migration and accumulation modes. The distribution of low porosity and permeability gas reservoir is close to source, and reservoir combination mainly contains two types, which are large area and large scope types, and the stratigraphic and lithologic traps are the main type. The synclinal area of marine cratonic basin, the broad slope zone of intracontinental Down-Warped basin and slope slow wing area of foreland basin are the main areas of large scale accumulation of this kind of natural gas resources. The recognition of large scale gas accumulation of low porosity and permeability gas resources has been put forward, which prompts the discovery potential of natural gas resource, expands the range of exploration, provides the theoretical basis for objective evaluation of the total amount and distribution of natural gas resources, and promotes the large gas field effective discovery in China.

[Key words] low porosity and permeability reservoir; large-scale gas accumulation; volume flow; diffusion flow; “pancake type”; “cluster type”