

# 影响碎屑岩天然气储层物性 的主要控制因素<sup>\*</sup>

史基安 王琪

(中国科学院兰州地质研究所, 兰州 730000)

**提 要** 碎屑岩天然气储层, 尤其是埋藏历史较长、埋深较大的致密碎屑岩天然气储层物性的控制因素比较复杂, 本文通过对我国中生代主要含气盆地的碎屑岩储气层埋藏历史和成岩阶段与孔隙度关系的研究, 提出了按产状将碎屑岩储层孔隙分为粒间孔、粒间溶孔、组分内孔隙和裂隙四种类型的划分方案, 分析了各类孔隙对砂岩孔渗性的贡献。从碎屑颗粒物理性质和化学性质; 砂岩中泥质杂基和自生粘土矿物; 沉积速度与埋藏历史; 碎屑岩粒径和分选程度; 泥质岩成岩作用; 构造背景和构造运动以及镜质体反射率和有机质成熟度等方面讨论了它们对碎屑岩天然气储层物性的控制机理。

**关键词** 碎屑岩 天然气储层 孔隙度

**第一作者简介** 史基安 男 37岁 副研究员 沉积学

## 引 言

目前人们已认识到碎屑岩储层的物性受沉积和成岩作用的双重控制, 研究碎屑岩的孔隙特征和分布规律不仅要考虑沉积环境、埋藏历史以及成岩过程中孔隙演化的特点, 而且要把碎屑岩的原生孔隙的保存和次生孔隙发育的关系与碎屑岩的矿物成分和结构构造、有机质的类型及演化特点、盆地地质构造背景和流体运动状况等因素一同来考虑(M. Scherer, 1987), 只有这样才能比较客观地掌握影响碎屑岩储层物性的主要控制因素, 较准确地对远景区碎屑岩储层的物性条件进行预测。

由于天然气具有分子小、活动能力强的特点, 因此, 它对储层物性的条件不如石油要求那样高, 一些厚度大、分布广、孔渗性相对较差的致密砂岩常常可作为大气田的主要储层。此外, 如果石油进入了碎屑岩储层后, 就会阻止其中各种成岩作用的继续发生, 天然气主要呈游离状态或溶于水中, 即使碎屑岩中已储存了大量的天然气, 其中各种成岩作用大都仍然可以继续发生。因此, 石油聚集期储层物性的控制因素是碎屑岩石油储层的研究重点, 而在成岩晚期发生的成岩作用对天然气储层, 尤其是对成岩强度较大、孔渗条件较差的致密型碎屑岩天然气储层的物性影响较大。

本文通过对我国中、新生代几个有代表性盆地的碎屑岩天然气储层的实际研究, 总结了影响碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素。

\* 本文系“八五”国家重点科技攻关项目 85-102-15-05-01 研究成果之一。



同,在本项研究中我们主要运用了1989年南充成岩作用研讨会上通过的碎屑岩成岩阶段划分的主要标志(表1),这样有利于不同地区、不同学者研究成果的类比和综合。运用上述成岩阶段的划分方案,对我国中生代主要含油气盆地的碎屑岩储集层所处成岩阶段与其孔隙度以及埋藏历史之间关系进行分析,可以看出:

1. 随着埋藏时间的增加,碎屑岩的成岩作用强度增加,其孔隙度变差,如图1柴达木盆地第四系储层埋藏时间仅为2百万年,碎屑岩所处的成岩阶段基本上属早成岩A期和B期,其孔隙度高达23~34%,埋藏时间较长的碎屑岩储层其成岩强度就比较大,如鄂尔多斯盆地和四川盆地遂宁地区的三叠系碎屑岩,它们所处的成岩阶段为晚成岩A期和B期,碎屑岩储层的孔隙度也较差,仅为5~16%。

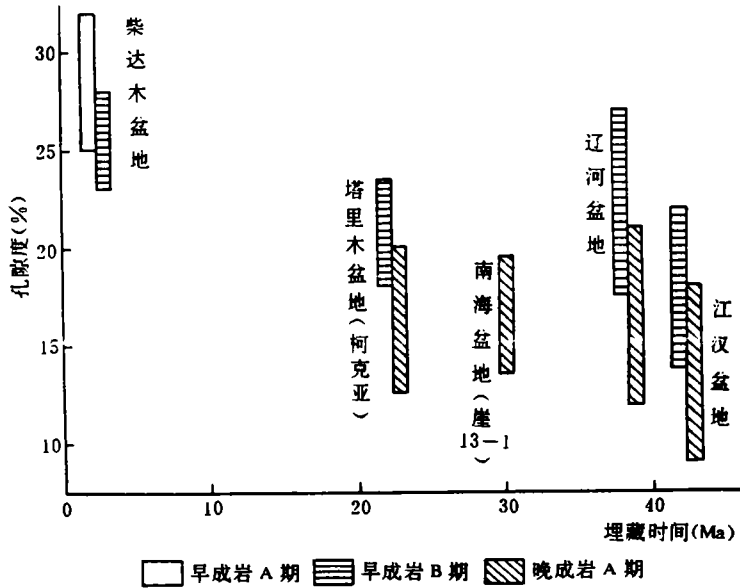


图1 新生代碎屑岩储气层埋藏时间和成岩阶段与孔隙度关系

Fig. 1 Relationship between porosity and burial history, and diagenetic stage of Cenozoic clastic gas reservoirs

2. 在同一沉积盆地中碎屑岩储层的孔隙度随着其成岩强度增大而变小。在同一沉积盆地的同时代碎屑岩储层,成岩强度大的反映出其埋藏深度大,经受的温度高,因此表现出其孔隙度较低,如松辽盆地埋藏较浅的砂岩储层,它所处成岩阶段属早成岩B期,其孔隙度往往较高可达18~27%,埋藏较深的砂岩,它所处的成岩阶段可达到晚成岩B期,其孔隙度仅为11~17%(图2)。

3. 不同沉积盆地中的碎屑岩,由于其物源区性质、沉积时水动力条件、沉积速度、埋藏历史以及埋藏后孔隙中流体性质和古地温梯度等沉积、成岩条件的差异,将造成成岩程度类似的砂岩其孔隙度差异很大,一个盆地中成岩强度较弱的砂岩储层孔隙度很可能比另一个盆地中成岩强度较强的砂岩储层孔隙度低得多,如松辽盆地处于晚成岩A期成岩阶段的砂岩孔隙度仍可以达到15~22%,而准噶尔盆地处于早成岩B期成岩阶段的砂岩储层孔隙度则仅为13~

21%(图 2)。

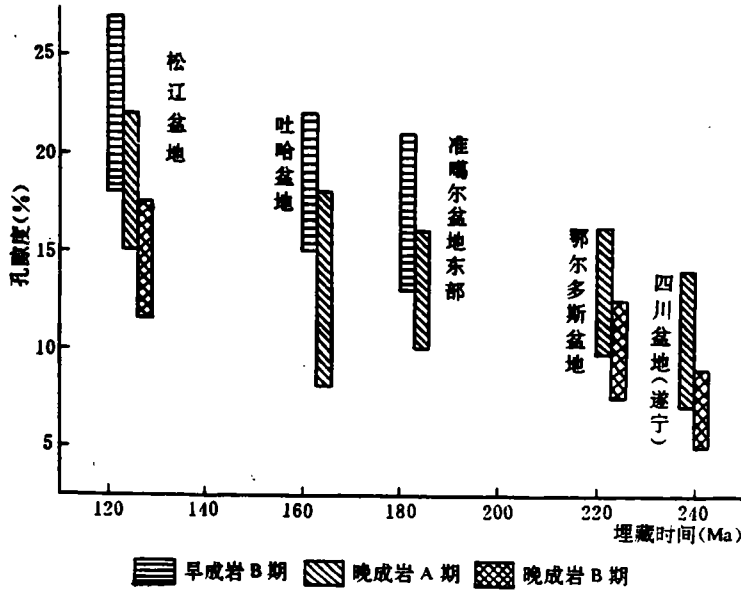


图 2 中生代碎屑岩储气层埋藏时间和成岩阶段与孔隙度关系

Fig. 2 Relationship between porosity and burial history, and diagenetic stages in Mesozoic clastic gas reservoirs

## 1.2 碎屑岩储层孔隙类型

许多学者曾从不同角度对孔隙类型进行划分,如 V. Schmidt 等从孔隙成因出发,把孔隙分为原生、次生和混合成因几类;有的则侧重于孔隙大小进行分类,如一般石油地质学教科书上提到的超毛管孔隙(孔隙直径 $>500\mu\text{m}$ )及微毛管孔隙( $<0.2\mu\text{m}$ )(郑浚茂,1989),有的分类既考虑孔隙成因,又考虑孔隙大小,把孔隙分为粒间孔、溶蚀孔、微孔及裂缝等。根据大量铸体薄片和扫描电镜观察,笔者深感上述分类虽各执一偏,从理论上容易解释,但实际应用起来并不方便,因此在此基础上提出以孔隙的产状为主的划分方案,即首先将孔隙按产状划分为粒间、粒内、填隙物内和裂缝四种基本类型,经溶蚀改造后衍生出四种孔隙类型,即粒间溶孔、粒内溶孔、填隙物内溶孔及裂缝溶蚀孔隙,为了便于统计和分析将孔隙归纳为粒间孔隙、粒间溶孔、组分内孔隙和裂缝孔隙四种类型。在分类中并不注重孔隙成因,而是考虑溶蚀作用对原生和早期形成孔隙的改造作用,目前绝大多数碎屑岩储集层中的储集空间基本上由各类溶蚀孔隙组成,原生孔隙一般均发生了溶蚀扩大。事实上,多数填隙物内孔隙(如粘土矿物中的晶间孔)和裂缝孔隙(如构造裂缝)主要还是次生的。把受过溶蚀作用改造的孔隙均称为次生孔隙在理论上也不准确,因为其中绝大部分都是在原生孔隙的基础上发展而来的,而且在目前所观察到的溶蚀孔隙中,往往包含有原生孔隙的残留部分,因此,严格地说目前大多数砂岩储层中的孔隙均属混合成因,利用成因来划分孔隙已不具有实际意义。

按产状分类便于在实际工作中识别孔隙类型,如有些粒间孔隙,早期被方解石充填或部分充填,如果在埋藏成岩过程中,胶结物完全溶蚀,而碎屑颗粒保存完好,目前观察不出任何溶蚀

痕迹的情况下,从成因角度视其为溶蚀次生孔隙,但实际工作中却很难把它与原生孔隙分开。如按新方案,则很容易将其归入粒间孔隙。此外,在储层评价中,这种分类方案也比较适用。好的储集层一般主要发育粒间孔隙和粒间溶孔两种孔隙,孔隙直径大(50~100 $\mu\text{m}$ ,甚至数百 $\mu\text{m}$ )彼此连通,孔隙度和渗透率高。在薄片观察中,较常见产状不同的溶蚀孔隙,如可溶性骨架颗粒长石,常沿其解理缝溶蚀成骨架状、丝缕状,溶蚀完全时仅留下长石的晶面部分,甚至形成铸模孔。如果胶结物和颗粒均被溶解,则易形成超大孔隙。当可溶蚀颗粒在岩石中含量局限(<10%)、分布零星,虽然可发生溶蚀孔隙,但彼此之间沟通作用差,一般对储集层孔渗条件的改善并不大。此外,在扫描电镜下经常观察到,碎屑颗粒之间的杂基和自生矿物间具有细小的晶间孔隙,如自生长石、方解石、高岭石、绿泥石或水云母中常发育此类孔隙。粉砂、粘土类杂基、假杂基中的微孔隙以及自生沸石、碳酸盐等填隙物进一步溶蚀可形成细小填隙物内溶蚀孔隙等。这类孔隙因填隙物呈团块状分布而成块状群体出现,孔隙个体十分细小(多小于5 $\mu\text{m}$ ),连通性较差,因此,以这类孔隙为主的储层,物性一般较差。裂缝孔隙可以是收缩裂缝、构造裂缝以及沿层面和沿细纹层产生的裂缝,它们的共同特征是,缝隙延伸长,主要起着沟通作用。

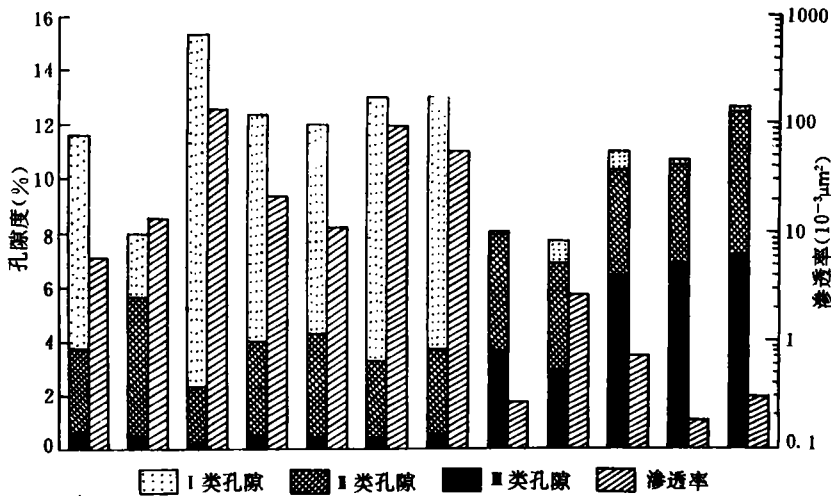


图3 准噶尔盆地盆2井砂岩不同类型孔隙对其孔渗条件的贡献

Fig. 3 Contribution to the improvement of sandstone properties resulted from different types of pores in Well Pencan 2 sandstone of Junggar Basin

由于不同孔隙类型的含量反映了储集砂岩的成岩作用状况,因而也决定了其储集条件。I类孔隙(粒间孔隙)基本上是原生孔隙,它随着砂岩埋藏深度的加深而迅速减少,它的发育状况不但与砂岩的成岩强度有关,而且往往受到砂岩的沉积环境的控制。其含量的高低直接决定了砂岩的储集条件。II类孔隙(粒间溶孔)属经过次生改造的孔隙,它是在I类粒间孔隙的基础上发育起来的,它的发育程度基本上反映了砂岩中次生孔隙发育条件和发育状况,它的含量也对砂岩的孔隙度和渗透率产生重要影响。III类孔隙(组分内孔隙),既有原生的也有次生的,由于它分布于颗粒及胶结物等组分之中,因此它在成岩过程中不易被压实。此外这类孔隙的连通性

往往较差,而且其孔径较小,所以这类孔隙的相对含量较高时往往砂岩的孔渗条件较差,特别是砂岩的渗透率比较低。Ⅳ类孔隙(裂隙孔隙),它的发育程度与构造应力作用关系密切,这类孔隙的发育往往大大改善了砂岩中孔隙的连通性,特别对孔渗条件较差的致密碎屑岩天然气储层来说具有重要的意义。

通过对铸体薄片定量测量不同类型的孔隙所占比例,并与砂岩的孔渗物性相比较,可以较清楚地看出不同类型孔隙所占比例的差异对砂岩的孔渗性将产生很大影响(图3)。

## 2 影响储层物性的主要控制因素

### 2.1 碎屑颗粒物理性质和化学性质

砂岩碎屑颗粒的物理性质主要受砂岩沉积环境和物源区性质的控制,并在成岩作用中对砂岩的压实作用产生着重要影响(刘宝君等,1992),砂岩可塑性碎屑含量高时,压实作用可迅速使大量的原生孔隙遭到破坏,反之刚性碎屑含量高时,则压实作用进行得相对缓慢,砂岩中原生孔隙较易得到大量保存。按碎屑颗粒物理性质可划分为刚性碎屑、半可塑性碎屑和塑性碎屑。刚性碎屑包括石英、长石、硅质岩、石英岩和花岗岩等,它们在压实过程中一般不会发生塑性变形,主要通过颗粒间的调整使颗粒呈较紧密堆积,从而减少砂岩中孔隙度。半塑性碎屑,主要为喷发岩岩屑、火山碎屑岩岩屑以及部分变质岩岩屑,如凝灰岩、流纹岩、片麻岩等,这类岩屑只有当压力超过一定程度时才会发生明显的塑性变形。如在准噶尔盆地侏罗系砂岩中含有大量凝灰岩岩屑,这类岩屑在埋藏深度小于2500m时一般不发生显著变形,当埋藏深度超过2500m时,凝灰岩则发生明显的变形,颗粒间的线接触、凸凹接触等现象迅速增多。并且随着埋藏深度的增加,其变形程度加大,从而使富含凝灰岩的深部砂岩孔渗条件遭到很大破坏。塑性碎屑主要有泥岩屑、千枚岩屑、片岩屑及云母类矿物等,这类岩屑受挤压易发生假杂基化,当砂岩中塑性碎屑含量大于15%时,仅压实作用就可使砂岩的孔隙度降至5%左右。

按碎屑颗粒化学性质可将其分为易溶碎屑和难溶碎屑,易溶碎屑主要包括碳酸盐碎屑、火山岩碎屑、长石碎屑等,难溶碎屑指石英、硅化岩、石英岩岩屑等。通常岩石中含一定量易溶碎屑是后期发育颗粒溶蚀次生孔隙的先决条件,较纯的石英砂岩易发生硅质胶结和强烈石英次生加大,后期不易溶解,如在陕甘宁盆地马岭油田富含长石和长石质岩屑的砂岩次生孔隙达3.06~5.51%,而在纯石英砂岩中仅有0.65~2.23%(朱国华,1985)。但是我国大部分中生代盆地的碎屑岩天然气储层,如准噶尔盆地侏罗系、松辽盆地白垩系以及辽河盆地和南海盆地第三系的砂岩,其中长石等易溶组分的含量非常丰富,达20~40%以上,因此在这些储集砂岩中并不缺乏易溶组分,相反当砂岩中岩屑含量增大时,往往反映了岩石的成分成熟度和结构成熟度较低,砂岩中杂基含量和塑性岩屑含量相应增高,使砂岩的原生孔隙度和渗透条件变差,不利于砂岩中长石碎屑的溶蚀作用发育,因此在这类富含长石等易溶碎屑的砂岩中,不能根据砂岩中长石等易溶碎屑成分的高低来判断砂岩中次生孔隙发育的难易程度。相反石英颗粒含量比较高的砂岩,因为能比较有效地抵抗压实作用,保存较高的原始孔隙度,便于孔隙流体运动,使长石颗粒较易发生溶蚀,从而发育大量次生孔隙。运用 $(\text{石英}+2\times\text{长石})/(\text{岩屑})$ 参数来代表砂岩的成分成熟度,该参数与长石颗粒的溶孔量之间常存在着比较密切的线性关系(图4)。

### 2.2 砂岩中泥质杂基和自生粘土矿物

砂岩中粘土基质的发育,除了其本身堵塞孔隙外,在压实过程中可起润滑作用,并加速压实作用对原生孔隙的破坏,因此它们能使砂岩的孔渗条件遭到很大的破坏,如在崖13气田的1—4井的天然气砂岩储层中,埋深3640余米的泥质含量 $>7\%$ 细粒砂岩颗粒间已呈紧密的线接触,甚至出现压溶现象,使其原生孔隙遭到了很大的破坏。而埋深3870余米的泥质含量 $<7\%$ 中粒砂岩颗粒间仍以点接触为主,保持较高的孔隙度。砂岩中粘土基质按其成因可分为原生的泥质杂基和自生的粘土矿物,原生的泥质杂基常发育于分选性较差的砂岩中,其沉积条件是在总体上静止的未搅动的区间内夹杂着其规模适合于砂粒迁移的水流,使粘土与砂粒一起沉积下来。泥质沉积物也可以作为絮状物与砂一道通过絮凝作用沉淀下来,另外也可在同生期或浅埋期间通过粘土矿物的渗滤作用使粘土矿物沉淀于砂岩的粒间孔中。砂岩中自生粘土矿物的发育主要受岩石成分、孔隙水化学性质和成岩温度的控制。通常是岩石中不稳定组分如岩屑、长石、镁铁质矿物和火山玻璃等与地层中孔隙水发生反应产生粘土矿物,随后随着强度的升高和孔隙水化学性质的变化,使其向更稳定形式的粘土矿物转变,自生粘土矿物的产出形式有:孔隙衬砌物(颗粒包层)、孔隙充填物、不稳定颗粒的交代产物和裂缝及晶洞的充填物。

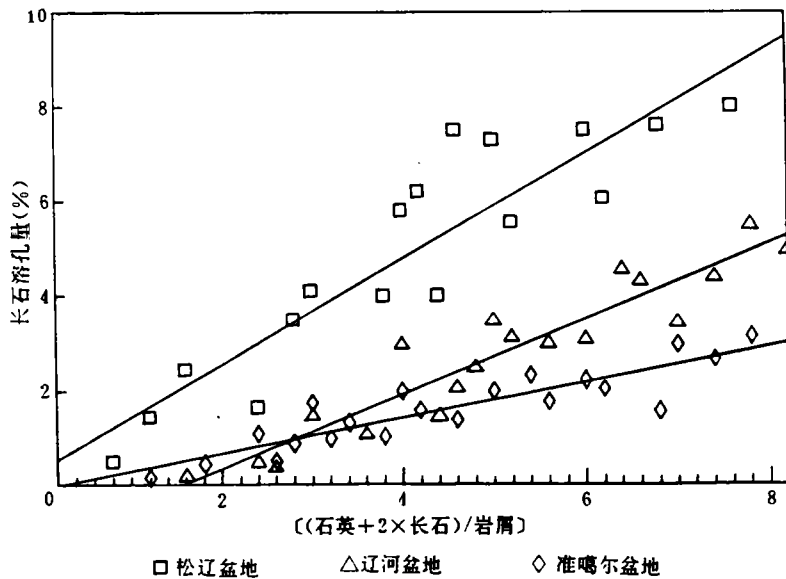


图4 砂岩中碎屑颗粒成分与长石溶量关系图

Fig. 4 Relationship between the detrital grain composition and volumetric capacity of feldspar in sandstone

### 2.3 沉积速率与埋藏历史

沉积速率和埋藏历史控制着沉积物的压实程度,对于泥质沉积物来说,当被压实时,由于层间水和吸附水的释放,会发生排水作用,从而促进烃类的产生和运移,与此同时,释放出来的热增加了石油的生成潜力。因此沉积速率太低不利于形成大的油气聚集,可见沉积速率决定着泥质岩成岩期有机质的转化方向、动力和程度。

同样对于砂岩来说,较高的沉积速率,有利于储集层保存较好的孔隙度和渗透率。如同等

埋藏深度的松辽盆地砂岩比辽河盆地砂岩的孔隙度低 2~6%,根据对砂岩孔隙度破坏原因分析,在同等深度松辽盆地砂岩由压实作用造成的对原生孔隙的破坏程度要比辽河盆地高 8.1~11.4%,究其原因盆地的沉积速率和埋藏历史可能是最主要的原因,一方面松辽盆地储集砂岩为白垩纪形成的,要比辽河盆地地下第三系储集砂岩埋藏时间长得多,另一方面,这两个盆地极盛时期的沉积速率相差很大,松辽盆地白垩纪沉积速率为 100~300T/km<sup>2</sup>Y,而辽河盆地渐新世沉积速率达到 400~650T/km<sup>2</sup>Y,按成岩温度达到 50℃时沉积砂层基本胶结成砂岩计算,松辽盆地的平均古地温梯度为 4.2℃/100m,地表平均温度为 5℃,约 1070m 深度地温达到 50℃,按 200T/km<sup>2</sup>Y 的沉积速率计算则需 13 百万年才能沉积 1070m。而辽河盆地的平均古地温梯度为 3.6℃/100m,地表平均温度为 10℃,约 1100m 深度地温达到 50℃,按 525T/km<sup>2</sup>Y 的沉积速率计算仅需 5 百万年就能沉积 1100m 厚度的沉积岩。可见前者储集砂岩经受压实作用的时间要比后者长 8 百万年之久。因此不但造成两个盆地相似埋藏深度砂岩的粒间体积和孔隙性存在着较大差别,而且造成相似埋藏深度的泥岩的微观结构特征也存在着显著差异。

#### 2.4 碎屑岩粒径和分选程度

砂岩的粒径和分选程度取决于当时沉积介质、水动力条件和搬运距离,一般来说,随着搬运距离的加长,颗粒平均粒径变小,分选程度也变好,沉积介质的强烈搅动有助于分选程度的

增高。砂岩的粒径和分选程度对其储集物性常产生重要影响,分选好的砂体经受压实颗粒呈紧密堆积后仍能保持很高的孔隙度,相反分选差的砂体很难在高压下保持较高的孔隙度。同样,砂岩颗粒大小直接决定了孔径的大小和喉道的宽窄,因此长期以来沉积相研究常作为砂岩储层研究的一个重要方面,不同盆地和不同地区砂岩沉积时由于其地质条件、沉积环境和成岩作用进程及强度的不同,砂岩的沉积相对其储层质量的影响程度会有很大差异,通常成岩作用强度比较弱,原生孔隙保存比较好的砂岩其物性受沉积环境的影响更大些。相反,埋藏比较深、孔隙主要为次生的砂岩,其物性特征与沉积环境的相关性就更差些。使用砂岩的平均粒径( $\Phi$ )乘标准偏差( $\sigma_1$ )这个参数与砂岩的孔隙度进行回

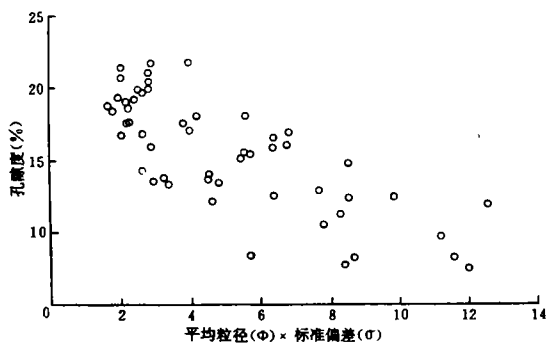


图5 准噶尔盆地西北缘侏罗系砂岩的沉积环境与孔隙度关系图

Fig. 5 Relationship between the depositional environment and porosity of the Jurassic sandstone in the northwestern margin of the Junggar basin

归分析,可以比较客观地判断沉积环境对砂岩储层孔隙度的影响程度(图5)。如准噶尔盆地西北缘侏罗系砂岩的平均粒径( $\Phi$ )乘标准偏差( $\sigma_1$ )与其孔隙度具有较好的负相关性,其相关系数通常为-0.72~-0.89,说明盆地西北缘侏罗系砂岩储层物性明显受其沉积环境的控制,但在盆地腹部地区的侏罗系砂岩,其平均粒径( $\Phi$ )乘标准偏差( $\sigma_1$ )与孔隙度的相关性就比较差,相关系数通常仅为-0.40~-0.15,可以说砂岩的沉积环境对其储层物性的影响较小,这主要因为该地区砂岩埋藏深度较大,砂岩中孔隙主要为次生成因的,次生孔隙的发育程度受成岩作用的影响更大。



## 2.5 泥质岩成岩作用

泥质岩是由含量大于50%, 粒径小于0.0039mm 颗粒组成, 主要矿物成分是粘土矿物组成的泥质沉积物或固结的岩石, 泥质岩在成岩进程中最主要的变化是压实作用和粘土矿物的转变。泥质沉积物被埋藏后, 随着上覆沉积物负荷压力的增强和温度的升高, 孔隙水、层间水被逐渐排出, 造成了其体积和孔隙的缩小。泥质岩孔隙水的排出量要比同等埋藏深度的砂岩高五倍左右。同时伴随着泥质岩中粘土矿物的转化, 特别是蒙脱石和混层矿物向伊利石转变, 将析出丰富的 $\text{Si}^{4+}$ 、 $\text{Fe}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$ 、 $\text{Ca}^{2+}$ 等离子, 这些组分与泥质岩中有机质热演化作用生成的有机酸和碳酸一起, 随着泥岩压实作用排出的水进入砂体, 由于有机酸能使孔隙流体保持较低的pH值, 使铝硅酸以复杂的有机络合物形式发生迁移, 从而大大提高了它对长石等矿物的溶解能力, 因此这些富含有机酸的高矿化度水必将对砂岩中次生孔隙的形成和自生矿物的沉淀产生重要影响。

## 2.6 构造背景和构造运动

沉积盆地的构造背景和活动特征直接控制着盆地的发育类型、沉积作用的特点、沉积相特征以及沉积建造的组合等, 这些因素无不对沉积物的成岩作用产生深远影响。沉积盆地的构造背景和活动特征与成岩作用的关系主要有以下几方面:

(1) 构造背景决定了沉积盆地的沉积范围和剥蚀区域, 控制了剥蚀区岩石风化侵蚀和搬运等作用的特点、规模和程度, 从而对沉积区碎屑物的物理化学性质、沉积相带的分布状况和组合特征、沉积物的结构、构造等产生重要影响。

(2) 沉积盆地演化特征、地壳的升降规模造成了沉积区域纵向或平面上岩性组合的变化以及沉积物的间断, 从而破坏了在埋藏成岩进程中沉积物的孔隙水的物理化学性质、有机质热演化过程和沉积物的负荷压力等平衡状况, 结果使砂岩中原生孔隙消减和次生孔隙发育的演化过程和特征发生一系列变化, 改变了储集砂岩中油气贯入时间和规模。

(3) 伴随着地壳的抬升、褶皱和断裂, 使砂岩层发生不同程度的破碎和裂缝, 这些裂缝与地壳升降产生的风化壳和不整合面一起, 成为天水淋滤下伏地层的主要通道, 天水和地下水的交替改变了砂岩中孔隙水的化学性质, 使砂岩中不稳定组分发生化学反应, 导致矿物的溶解、沉淀, 造成次生孔隙的广泛发育, 极大地改善了砂岩的储集条件。在许多沉积盆地的储集砂岩中次生孔隙及裂隙最发育的地带往往集中在不整合面和断裂带附近, 这显然受盆地构造运动的控制。此外不整合面和断裂带常常成为天然气运移的通道。

## 2.7 镜质体反射率和有机质成熟度

储集岩原始孔隙度在埋藏时期, 经历了复杂的、多阶段的演化, 砂岩的孔隙演化过程总的趋势是岩石愈老、孔隙度愈低。与此同时泥质岩中的有机物质也经历着不可逆的热成熟, 近年来国内外学者大量研究实践表明, 砂岩的孔隙变化是由多种作用造成的, 应用砂岩埋藏的时间—温度史能较客观地反映这些作用的综合效果, 往往能更好地综合砂岩孔隙的演化阶段, 镜质体反射率是度量有机质热成熟度的一个用途广泛、比较可靠、相对价廉的指标, 所以镜质体反射率往往可作预测砂岩埋藏过程中孔隙变化的一种指标, 在一个沉积盆地中砂岩的孔隙演化与热成熟度之间存在良好的相关性主要是由于:

(1) 砂岩埋藏过程中热流状况往往决定了砂岩压实与胶结作用的相对关系, 地下的上升热流会造成深部大气水循环的动力, 上升的热流可能因增大热密度与系统正常重力水头之间的差值而加快流体的流动, 在这种条件下导致了广泛的早期胶结作用。在上升热流衰退后沉积的

较新的砂岩,可能处于流体活动较弱的系统,使得其胶结作用发育不广,在这种条件下,压实作用在孔隙度减少方面才变得更为重要。

(2)砂岩孔隙演化的阶段性往往不能用简单的埋藏深度来表示,而有机质的热成熟度客观反映了砂岩的埋藏历史和受温历史,因此能指示砂岩的孔隙演化阶段。通常砂岩的孔隙演化经历了三个阶段,第一阶段,有机质成熟度较低( $R^o < 0.4 \sim 0.5$ ),主要表现为随着上覆沉积物压力的不断增大,砂岩中刚性颗粒发生调整趋于最紧密堆积,塑性颗粒受压变形,使砂岩的原生孔隙度逐渐降低。第二阶段,有机质相对成熟( $R^o = 0.5 \sim 0.7$ ),泥岩中有机质的脱羧作用产生大量富含有机酸和  $CO_2$  的高矿化度溶液进入砂岩,对砂岩中碳酸盐胶结物和不稳定碎屑矿物进行溶解,形成大量次生孔隙(K. B. Sullivan, et al., 1991)。第三阶段( $R^o = 0.7 \sim 1.2$ ),如果石油取代了水,进入砂岩的孔隙中,仅在孔壁上留下一层不能移动的水薄膜,水通过含油岩石的流动就会受阻,那么由物质转移引起的溶解和沉淀必然完全停止,次生孔隙的破坏程度处于冻结状态,然而当  $R^o > 1.3$  时,由石油充填造成的砂岩孔隙度稳定状态将被打破,充满石油的砂岩埋藏更深,变得更成熟时,石油发生裂解,形成天然气,由于压力增大和温度的升高使砂岩的刚性颗粒的压溶和半塑性颗粒的变形以及成岩晚期自生矿物的胶结、充填作用继续发生,从而对砂岩的原生和次生孔隙产生很大破坏,直到其孔隙度和渗透率降到很低。

通过对松辽、辽河和准噶尔等盆地储集砂岩的孔隙度与镜质体反射率关系的实际研究(图 6),可以看出砂岩的孔隙度与镜质体反射率之间都存在较好的相关关系,但在不同盆地,甚至同一盆地不同地区由于在碎屑物质成分、地热梯度、有机质类型、沉积速度、沉积环境等方面不同,砂岩孔隙度和孔隙演化与镜质体反射率之间关系都有所差异。

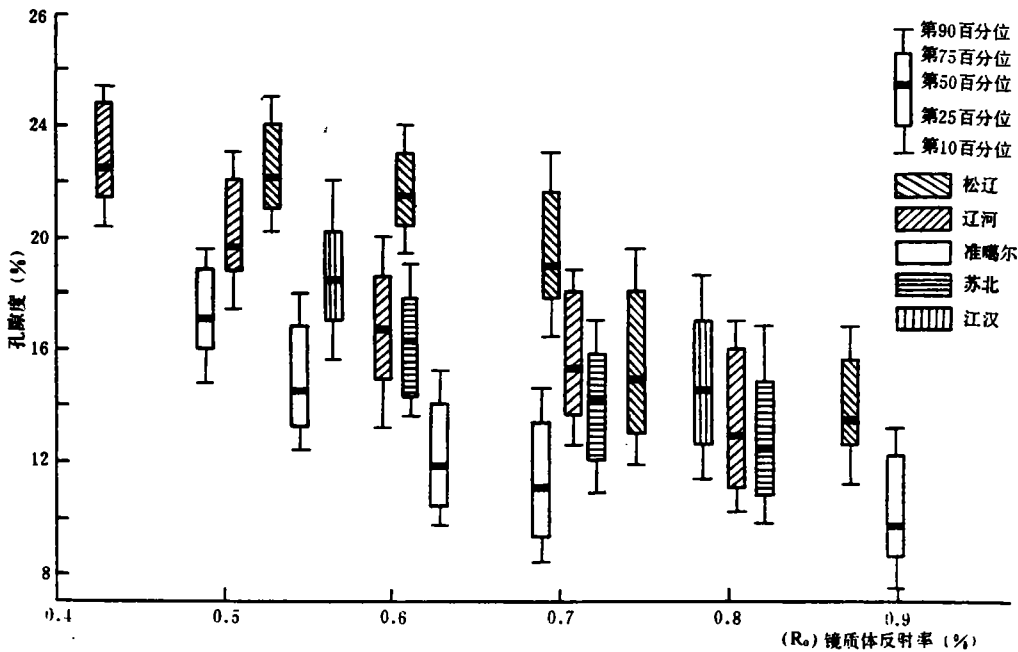


图 6 砂岩孔隙度与镜质体反射率之间关系图

Fig. 6 Relationship between the sandstone porosity and vitrinite reflectance

## 结 语

碎屑岩天然气储层物性受多种因素的综合控制,对于埋藏时间较短、埋深不大的中浅层天然气储层来说,其储集空间主要是以原生粒间孔为主,碎屑岩的沉积环境、碎屑颗粒的物理性质是储层物性的主要控制因素。埋藏历史较长、埋藏深度较大的致密碎屑岩天然气储层,其储集空间的孔隙类型比较复杂,粒间溶孔和组分内孔隙常占有很大比例,这类储层物性的控制因素包括沉积环境、构造背景、碎屑颗粒的物理化学性质、埋藏历史、孔隙流体性质和运动状况以及泥质岩及其有机质成岩演化特征等许多方面,并且在不同沉积盆地各种控制因素的主次顺序也不尽相同,但碎屑岩的埋藏历史和影响孔隙流体性质和运动状况的一些因素,常是致密碎屑岩天然气储层物性的主要控制因素。

收稿日期:1994年10月15日

## 参 考 文 献

- (1)朱国华,1985,陕甘宁盆地南部上三叠系延长统低渗透砂体和次生孔隙砂体的形成,沉积学报,3(2)。
- (2)刘宝珺、张锦泉,1992,沉积成岩作用,北京:科学出版社。
- (3)郑浚茂、庞明编著,1989,碎屑储集岩的成岩作用研究,武汉:中国地质大学出版社。
- (4)Scherer, M., 1987, Parameters influencing Porosity in sandstones: a model for sandstone porosity prediction: AAPG Bulletin, 7(5):485-491.
- (5)Sullivan, K. B., Earle F. McBride, and 1991 Diagenesis of sandstones at shale contacts and diagenetic heterogeneity, Frio formation, Texas: AAPG Bulletin, 75(1):121-138.

## A Discussion on Main Controlling Factors on the Properties of Clastic Gas Reservoirs

*Shi Ji'an      Wang Qi*

(Lanzhou Institute of Geology, Chinese Academy of Sciences, 730000)

### Abstract

There are lots of complicated controlling factors on tight clastic gas reservoirs, especially those with long burial history and great burial depth. According to reserches on the relationship between porosity and burial history as well as diagenetic stages of several Meso - Cenozoic gas - bearing basins in China, this paper has proposed a subdivision scheme of reservoir pore types in terms of their occurrence, which includes four types, that is, intergranular pore, intergranular dissolution pore, intraconstituent pore and fissures. Furthermore, the contributions to the improvement of reservoir properties resulted from different pore types have been analysed. In addition, the controlling mechanism on the properties of clastic gas reservoirs has also been discussed by individually dissecting multiple factors, such as physical and chemical properties of detrital grains; argillic matrix and authigenic clay minerals; sedimentation rate and burial history; grain size and sorting; di-

agenesis of mudstone; tectonic setting and movement, vitrinite reflectance and organic maturity, and so on.

As a result of the study, the authors believe that the properties of clastic gas reservoirs are comprehensively controlled by multiple factors. Pore spaces of reservoirs, which have a short burial history and shallow burial depth, are mainly composed of primary pores. Depositional environment and physical property of detrital grains are dominant controlling factors. As for those tight reservoirs with a long burial history and great depth, the pore spaces are extremely complex, in which the intergranular and intraconstituent dissolution pores are very common. And the influencing factors are diversified, including depositional environment, tectonic setting, physical and chemical properties of detrital grain, burial history, nature of pore fluid and its influx state as well as diagenetic evolution characteristics of mudstone and organic matter. However, in different basins, all the factors mentioned above have played different role in controlling the reservoir evolution, and their action procedures are changable, but above all, the burial history and pore fluid conditions are the leading elements in controlling the properties of tight gas reservoirs.