

成岩作用对储层孔隙的影响

——以辽河盆地荣 37 块气田下第三系为例

傅 强

(成都理工学院石油系 成都 610059)

(同济大学海洋地质与地球物理系 上海 200092)

提 要 通过对岩芯、铸体薄片、阴极发光薄片观察及 X 衍射分析,认为辽河盆地地下第三系砂岩储层成岩作用中的压实作用和胶结作用减小和破坏储层孔隙,溶蚀作用则增加储层孔隙,且后者仅在一定深度范围内作用,并从沉积相、砂岩的成因及岩屑成份等方面探讨了成岩作用对储层孔隙度的影响。

关键词 下第三系 成岩作用 砂岩 孔隙

作者简介 傅 强 33 岁 副教授、博士 石油地质

荣 37 块气田位于辽河盆地东部凹陷荣兴屯背斜南部,整体上呈半背斜形态,具有北宽南窄的特点,四周为断层所切割,为一典型的复杂断块气田。自 1989 年完成三维地震,钻获高产天然气井后,已在荣 37 块发现三套含气砂岩层系,即下第三系沙三段、沙一段和东营组,其中,沙三段和东营组砂岩属曲流河沉积,沙一段属浅湖相沉积。据薄片观察统计,荣 37 块下第三系砂岩储层中各类矿物特征如下:

石英:以单晶石英为主,多晶石英较少,绝大多数的石英颗粒来自岩浆岩、喷发岩和变质岩,来自沉积岩中的石英颗粒较少。石英含量 30%~50% 之间;

长石:砂岩中长石以酸性正长石为主,微斜长石和条纹长石较少。长石含量 20%~40% 左右,个别高者达 50%;

岩屑:成份较复杂,主要是酸性火山喷出岩岩屑和混合花岗岩屑,二者在岩石中组成变化不大,一般火山岩岩屑含量较变质岩岩屑含量高,在砂砾岩中,砾石成份多为花岗岩。岩屑含量 10%~20% 左右,个别可达 40%;

填隙物:荣 37 块砂岩储层中,填隙物主要为泥质和作为胶结物的方解石及少量蚀变黑云母,填隙物含量在 20% 以下。

1 荣 37 块天然气储层的成岩作用

通过对荣 37 块沙三、沙一和东营组砂岩储层薄

片的观察,结合阴极发光资料,现将荣 37 块自东营组到沙三段的砂岩中的主要成岩作用归纳为:机械压实作用、化学胶结作用、溶蚀作用、交代作用等(见表 1)。

1.1 机械压实作用

荣 37 块东营组至沙三段砂岩的机械压实作用一般属中等-较弱。一般地说,富含粘土基质的砂岩或富含岩屑的砂岩储层压实程度较强^[1]。机械压实的结果改变了原始沉积颗粒的排列方式,由松散状变为致密状,而颗粒在压力的作用下,由游离状、点接触状变为线接触或呈锯齿状的边缘接触。机械压实作用在较深的层位中,则将使得黑云母类片状矿物产生弯曲,并可使得砾石产生破裂,形成微裂缝,但多被自生矿物充填,对渗透率增加贡献不大。

1.2 自生矿物析出化学胶结作用

据薄片鉴定、阴极发光、X 衍射等分析,荣 37 块东营组、沙一、沙三段砂岩储层在埋藏成岩期析出的自生矿物主要包括自生石英(主要是石英次生加大)、自生长石、自生粘土矿物及自生方解石等。

1.2.1 石英和长石的次生加大

早期石英加大,大约出现在井深 1 500 m 左右,加大边与颗粒边界不清晰,在井深 1 000 m 以下逐渐增多,加大可达 II - III 级,加大量约 0.5%~

1.5% 左右,据薄片观察结果得出,碎屑颗粒多呈点接触,说明石英次生加大发生在压实作用的早期^[2,3]。但由于储层中胶结物较多,限制了石英颗粒

的自生加大空间,同时,石英加大所需 SiO_2 的主要来源为蒙脱石向伊利石转化时所生成的。而荣 37 块出现伊蒙混层在 2 300 m 以下即沙三段刚刚开始有蒙脱石向伊利石转化, SiO_2 供应不足,造成石英次生加大现象不普遍。长石的次生加大现象在铸体薄片上仅偶尔见到,加大边较窄,在电镜下见到长石加大成柱状晶体,或沿颗粒表面形成不连续的雏晶。

表 1 荣 37 块成岩阶段及主要标志

Table 1 Diagenetic stage and main features of the Rong-37 block

| 成岩阶段 | 期 | 早成岩 | | 晚成岩 |
|----------------------------|-----------|------------|------------|---------|
| | 亚期 | A | B | A |
| 埋深 /m | | 1 600 | 2 600 | > 2 600 |
| 最大古地温 / $^{\circ}\text{C}$ | | 70 \pm | 90 \pm | > 90 |
| 镜质体反射率 / $R_o\%$ | | 0. 4 \pm | 0. 5 \pm | > 0. 5 |
| 有机质 | 孢粉颜色 | 黄色 | 黄—深黄 | 深黄—棕黄 |
| | 孢粉颜色指数 | 2. 2 | 2. 5 | 2. 5~ 3 |
| | 成熟带 | 未成熟 | 半成熟 | 成熟 |
| 泥质岩 | S /I中 S层% | > 70 | 70~ 50 | < 50 |
| | 混层类型分带 | 蒙脱石带 | 无序混层带 | 有序混层带 |
| | 砂岩固结程度 | 未固结 | 半固结 | 固结 |
| 砂岩中自生矿物 | 蒙脱石 S | —— | —— | —— |
| | S/I混层 | —— | —— | —— |
| | 高岭石 K | —— | —— | —— |
| | 伊利石 I | —— | —— | —— |
| | 绿泥石 C | —— | —— | —— |
| | 石英加大级别 | —— | —— | —— |
| | 早期碳酸盐 | —— | —— | —— |
| 溶蚀作用 | 晚期含铁方解石 | —— | —— | —— |
| | 晚期含铁白云石 | —— | —— | —— |
| | 长石溶蚀 | —— | —— | —— |
| | 岩屑溶蚀 | —— | —— | —— |
| | 自生石英溶蚀 | —— | —— | —— |
| 碳酸盐溶蚀 | —— | —— | —— | |
| 接触类型 | 点 | 点线—线 | 线—嵌 | |
| 孔隙类型 | 原生孔为主 | 混合孔为主 | 次生—混合孔 | |

1. 2. 2 自生粘土矿物

自生粘土矿物是在成岩环境下,经化学沉淀作用充填在原粒间孔隙或部分次生孔隙中的粘土矿物。类型则取决于孔隙水的化学组分及介质条件^[4]。荣 37 块砂岩储集层中的自生粘土矿物有伊利石、绿泥石和高岭石三种,它们的出现及存在既破坏了孔隙,又使渗透性急剧下降。据薄片 X 衍射分析,认为荣 37 块下第三系砂岩储层中自生粘土矿物相当发育,总的特征是蒙脱石的相对含量由上而下减少,伊利石向下减少,而高岭石增多。

1. 2. 3 碳酸盐

据分析,荣 37 块自生碳酸盐均为晚期的含铁方

解石和铁白云石,其鉴别特征为含铁方解石以连晶或散点式胶结在孔隙中,而铁白云石以连晶方式胶结在粒间。

1. 3 溶蚀作用

溶蚀作用是荣 37 块砂岩储层中普遍存在的一种成岩作用,这种作用在沉积物刚沉积时就开始进行,而一直持续到成岩溶蚀作用晚期。绝大部分格架颗粒和自生矿物都见有被溶蚀的特征,但溶蚀作用主要见于长石和岩屑的大量溶蚀。长石的溶蚀作用常见是沿颗粒的边部或沿长石的双晶进行,极个别情况下可见长石中心被溶蚀的特征。在镜下可见长石被溶蚀成港湾状,而随成岩程度的加深,石英颗粒也有被溶蚀现象,其溶蚀程度远小于长石,只是沿石英颗粒的边部形成溶蚀的小的港湾状。相对一些不稳定的岩屑或碎屑长石则可以完全溶解形成铸模孔,而有的岩屑则在粒内形成粒内溶孔。此外在砂岩储集层中,颗粒之间的填隙物,如粘土杂基、碳酸盐化粘土杂基,在碎屑颗粒被溶蚀的同时,这些杂基也受到溶蚀,形成了粒间杂基溶蚀扩大孔。在纵向上,荣 37 块自井深 1 600 m 至 2 300 m 均有溶蚀作用存在,且随着埋藏深度的增加,溶蚀强度也有加大。

1. 4 交代作用

荣 37 块东营组沙一段和沙三段砂岩储层中的交代作用主要为方解石的交代作用,在薄片上可见方解石对各种成份均有交代作用,表现最强烈的为长石边部为方解石交代呈港湾状,石英颗粒的边部有较明显的齿状被交代特征。偶而也见到自生石英交代长石,使得长石边部呈港湾状。

2 成岩共生序列

根据上述的成岩变化特征,结合储层岩石薄片及阴极发光分析发现得出荣 37 块砂岩储层具有如图 1 的成岩作用共生序列,且具有如下特征。

(1)埋深 1 600 m 以上的早成岩 A 期,各层段砂岩储层中以机械压实作用为主,岩石中原生孔隙损失较大,可能在粒间孔隙中有菱铁矿的晶出。

(2)在埋深 1 600~ 2 600 m 的早成岩阶段的晚期和埋深超过 2 600 m 的晚成岩的早期,随深度增加,机械压实作用增强。由于蒙脱石脱水,使得碎屑颗粒溶蚀作用增强,自生粘土矿物及长石、石英次生加大,连晶铁方解石胶结并交代碎屑颗粒,并在原生孔隙减小的同时,次生孔隙大大地增加。

(3)在晚成岩期,随成岩作用的加强,机械压实

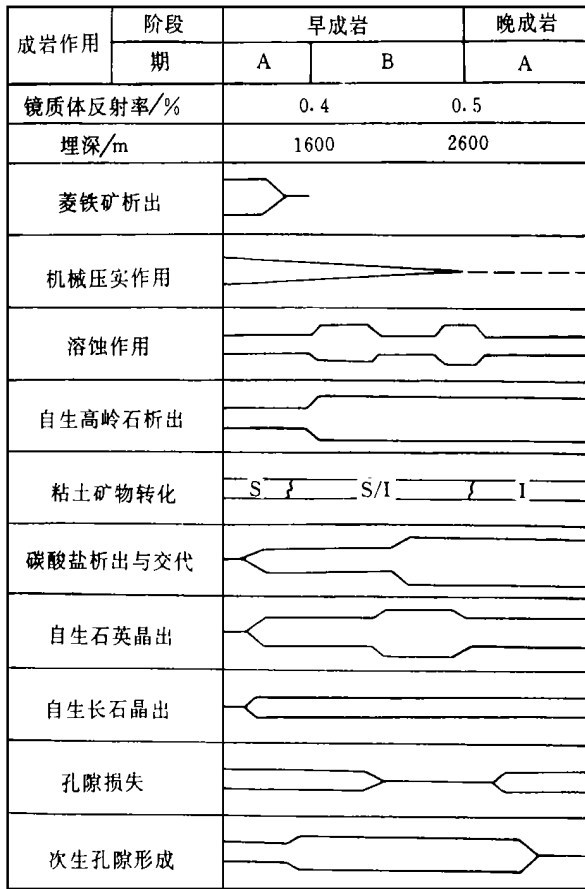


图 1 荣 37 块成岩作用共生序列

Fig. 1 Diagenesis association of Rong 37 block

作用和溶蚀作用减弱,自生矿物增加,原生孔隙减少更多。

3 储层孔隙度与成岩作用关系

3.1 机械压实作用影响

原始孔隙度的计算采用 Board 和 Wey (1976) 提出的公式:原始孔隙度 = $20.9H + 22.9$ / 分选系数 得出荣 37 块的原始孔隙度一般为 33% ~ 37%。

由表 2 可以看出,埋藏较浅的东营-沙一段,随深度增加,压实作用增强,面孔率呈有规律的递减在 1 200~ 1 600 m 阶段,即早成岩阶段 A 期,压实后的面孔率为 30% ~ 25% 左右,损失的面孔率为 5% ~ 10%。

根据统计不同粒度的岩性-孔隙度数据,在 1 600~ 2 600 m 井段,即早成岩阶段 B 期,在 2 000 m 处,孔隙度经压实至 20% 左右,并且笔者发现,在 1 800~ 2 100 m 左右的含砾粗砂岩、细砂岩、粉砂岩中,都不同程度地发育次生孔隙发育带,形成有利储集层的部位。

沙三上由于杂基含量高,原始孔隙度小,压实阶段由于杂基支撑,压实后面孔率损失较小,在 2 100 ~ 2 400 m 之间,压实后面孔率在 20% 左右,面孔率损失在 12% 左右。

表 2 荣 37 块各类成岩作用与孔隙度增减量统计

Table 2 Statistics of different diagenesis and the porosity variation of the Rong-37 block

| 样号 | 荣 59 | 荣 14-122 | 荣 18-32 | 荣 141-22 | 荣 141-22 | 荣 18-32 | 荣 201-20 | 荣 201-20 |
|-----------|-----------------------|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------|---------------------|-----------------|----------------------|
| 井深 /m | 1 528.15~ 1 529.13 | 1 632.8~ 1 648.5 | 1 734.9~ 1 772.1 | 1 737~ 1 745.95 | 1 815.7~ 1 893.4 | 1 915.5~ 1 956.6 | 2 176.3 | 2 323.58~ 2 325.4 |
| 原始孔隙度 /% | 36.00 | 36.86 | 35.88 | 35.38 | 36.61 | 35.50 | 32.65 | 33.30 |
| 压实后 | 面孔率 /% | 25.45 | 20.85 | 18.72 | 21.16 | 15.48 | 15.84 | 20.60 |
| | 损失量 /% | 10.55 | 16.01 | 17.16 | 14.22 | 21.13 | 19.66 | 12.05 |
| 胶结后 | 面孔率 /% | 11.48 | 15.00 | 15.80 | 17.62 | 13.66 | 14.52 | 0 |
| | 损失量 /% | 13.97 | 5.85 | 2.92 | 3.54 | 1.82 | 1.32 | 20.60 |
| 溶蚀后 | 面孔率 /% | 13.70 | 17.85 | 20.58 | 20.06 | 18.90 | 17.28 | 0 |
| | 增加量 /% | 2.22 | 2.85 | 4.78 | 2.44 | 5.24 | 2.76 | 0 |
| 总损失孔隙度 /% | 5.60 | 13.98 | 10.64 | 7.74 | 11.75 | 13.85 | 20.66 | 21.16 |
| 今孔隙度 /% | 30.40 | 22.88 | 25.24 | 27.64 | 24.85 | 21.67 | 11.99 | 12.14 |
| 微孔隙 /% | 16.43 | 5.03 | 4.66 | 7.58 | 5.95 | 4.39 | 11.99 | 9.94 |
| 层位 | Ed | Ed | Ed | Ed | Ed | Ed | Es ₃ | Es ₃ |

3.2 胶结作用的影响

自生碳酸盐矿物和自生石英、长石充填孔隙,且自生粘土矿物可以形成粘土矿物边,沿碎屑颗粒表面垂直生长,减小原始孔隙度。但随着深度的增加,胶结后面孔率损失量逐渐变小。在东营-沙一段储层内,1 200~1 600 m 井段中,胶结物胶结后面孔率损失量一般在 17%~7% 之间。在 1 600~2 000 m 井段中,胶结后几乎使面孔率全部损失,胶结后的面孔率损失量 5%~2% 左右。

在沙三储层内,2 100~2 400 m 井段,由于杂基含量过高,胶结几乎使面孔率全部损失,胶结后的面孔率为 0~2.2% 之间。

3.3 溶蚀作用的影响

溶蚀作用表现为石英和长石的溶蚀,但最主要的是长石溶蚀产生次生孔隙,且该孔隙与粒间孔隙相连接,扩大了孔隙体积,改善了连通状况,增加了岩石的面孔率。

在东营-沙一段内,1 200~1 600 m 井段,溶蚀作用相对较弱,溶蚀后面孔率增加量一般在 1%~3% 之间,在 1 600~2 600 m 井段,溶蚀作用增强,溶蚀后面孔率增加量一般为 3%~5%,1 800~3 000 m 之间,溶蚀作用使岩石增加的面孔率已超过了胶结作用所造成的面孔率损失量。

在沙三上段,由于基质和胶结物含量高,在压实后,流体在其中不易流动,故溶蚀作用微弱,在铸体薄片统计经溶蚀作用增加的面孔率为零。

4 成岩作用对天然气储层的影响

成岩作用阶段相对沉积作用阶段是漫长的。一系列复杂的物理、化学变化使砂岩储集层得以改造,成岩作用对储层孔隙的影响在储层研究中的地位愈来愈为人们所重视^[2,8]。对于石油地质工作者来讲,主要的兴趣是在于认识次生孔隙发育机制和控制因素,进而为预测孔隙分布服务。

砂岩储层的原始孔隙度受控于岩石结构和分选性,它们显然受沉积水动力条件的控制^[5,7],不同的沉积相具有不同的水动力条件。原始孔隙度发育的岩石无疑是沉积物沉积时水动力条件较强的相带。荣 37 块下第三系砂岩储层沉积时的沉积环境主要为曲流河、浅湖环境,水动力条件相对较强的显然是河道砂,即边滩沉积。这个部位,水动力条件较强,稳定和刚性的石英颗粒含量较高,而泥质杂基含量较少,原始孔隙度明显比浅滩砂和洪泛平原及沼泽相

砂含量较高。因此,具有不同原始孔隙度的不同沉积相的荣 37 块天然气储层,在遵循成岩作用受时间和深度控制的总体规律下,不同地质背景的成岩作用又有差异,对储集层的影响是错综复杂的。

(1)不同成因机制的砂岩储层成岩作用不同,其孔渗性也不同。矿物成份类型、基质含量的多少及其不同组合,在成岩作用下原生孔隙保存、次生孔隙生成和演化亦不同^[9,10]。例如:曲流河边滩(点坝)砂体具较高的成熟度,岩石多为长石砂岩或岩屑长石砂岩。稳定和刚性的石英颗粒占碎屑组份的 38%~45% 左右,泥质杂基和钙质胶结物少,机械压实作用弱,而且早期石英加大对原生粒间孔起了保护作用,颗粒未被泥质包裹,并呈颗粒接触,此类岩石中富含原生粒间孔和少量在原生粒间孔的基础上,由于溶蚀作用使粒间孔周围长石、岩屑颗粒边缘受到溶蚀,并使原生粒间孔有所扩大并相互连通,形成粒间溶蚀扩大孔。因此上述矿物组合可造成高达 20%~30% 的孔隙度和较高的渗透率,最高可达 $4\mu\text{m}^2$ 。

而洪泛平原或沼泽相砂体成熟度较差,粘土基质含量 > 10%,岩石类型多为含泥长石粉砂岩,含泥不等粒长石砂岩,石英和长石含量较低,一般小于 30%,而岩屑含量较高,粘土基质包围颗粒,形成基质支撑,形成“混凝土”式砂岩。粘土基质在成岩作用过程中易于压实,使原来少而小的原生粒间孔隙变得更小,原生粒间孔发育较差,而是依靠颗粒间杂基内和自生矿物内的微孔隙和晶间孔隙的渗透,表现为以次生孔隙为主的孔隙组合。孔隙度一般在 5%~25% 左右,多数在 10% 以下,渗透率在 $3 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2 \sim 100 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间。

牛轭湖、浅滩砂相砂岩,粘土基质含量中等,在 5%~10% 之间,原生孔隙发育中等,岩石类型多为粉砂岩。在成岩作用较强的阶段(溶蚀)中,后生改造作用较强,造成长石、岩屑及杂基中不稳定组分的溶蚀,可形成大量溶蚀孔隙发育的储集层。其孔隙度一般在 20%~25% 左右,渗透率 $100 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2 \sim 2000 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间。

骨架颗粒岩屑成份不同,引起成岩作用的差异对储集层同样具有影响,不同矿物成份的岩屑颗粒在同一成岩作用下所产生的结果大不相同。在荣 37 块天然气储层中,以混合岩、混合花岗岩等为代表的刚性岩石岩屑抗机械压实能力强,抗破坏性化学压实作用亦较强,许多情况下产生建设性的溶解作用的机会较多,成岩作用的结果对原生孔隙的保留、次

生孔隙的产生较为有利;各种火山喷发岩、沉积岩等柔性岩石的岩屑,不仅抗机械压实能力较弱,而且抗破坏性溶蚀作用的能力也较弱,胶结作用的结果使大量孔隙损失。

5 结论与认识

荣 37 块下第三系砂岩储层在成岩作用早期,砂岩中的原生孔隙受压实作用和胶结作用而减少,这一时期在埋藏深度 1 600 m 以上表现明显;而在埋深 1 600~2 600 m 的早成岩阶段晚期至晚成岩阶段早期,砂岩储层在原生孔隙减少的同时,由于溶蚀作用的影响总孔隙度却相应增加,而后在成岩作用晚期阶段溶蚀作用弱,自生矿物增强,孔隙不发育。对于砂岩成因来讲,曲流河边滩相砂岩,成分成熟度和结构成熟度较高,原生孔隙度高,经成岩作用后仍可具有较高的储层物性;而洪泛平原相和沼泽相砂岩成分和结构成熟度均较低,经成岩作用后原生孔隙保存差,而储层物性主要由次生孔隙维持。

参 考 文 献

- 1 郑浚茂. 碎屑储层的成岩作用研究. 武汉: 中国地质大学出版社, 1989. 12~ 25
- 2 裘亦楠. 储层地质模型. 石油学报, 1991, 12(4): 55~ 62
- 3 信荃麟, 张一伟, 刘泽荣. 油藏描述与油藏模型. 北京: 石油大学出版社, 1990. 10~ 13
- 4 施密特. 砂岩成岩过程中的次生储集孔隙. 陈荷立译. 北京: 石油工业出版社, 1982. 47~ 58
- 5 Miass A D. Reservoir Heterogeneities in Fluvial Sandstone. AAPG, 1989, 76(6): 482~ 697
- 6 Haldorsen H, Damsleth H E. Challenges in Reservoir Characterization. AAPG Bulletin, 1993, 77(4): 541~ 551
- 7 Schummagan G. Significance of secondary porosity. A A P G Bulletin, 1985, 69(3): 379~ 380
- 8 裘亦楠. 中国陆相碎屑岩储层沉积学的进展. 沉积学报, 1992, 10(3): 16~ 25
- 9 Scherer M. Parameters influencing porosity in Sandstone: A Model for Sandstone porosity prediction. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 489~ 491
- 10 Lomando A J. The influence of solik reservoir bitumen on reservoir quality. AAPG Bulletin, 1992, 76(8): 1 137~ 1 152

Diagenesis Effect on Reservoir Pores—Taking the Rong—37 Block of the Lower Tertiary, Liaohe Basin as an Example

Fu Qiang

(Petroleum Department Chengdu Institute of Technology, Chengdu 610059)

(Marine Geology and Geophysics Department, Tongji University, Shanghai 200092)

Abstract

This paper reviewed some of the important results of the core rock section, cathodoluminescence and X-ray diffraction. The diagenesis in the Rong-37 block of the Lower Tertiary reservoir of are compaction, cementation, dissolution and replacement. The reservoir pores are destroyed by compaction and cementation, and increased by dissolution but they affect reservoir pores in different depth. Secondary pore formation are connected with the sedimentary facies, sandstone origination and lithoclast, etc.

The reservoir of Low-Tertiary sandstone's primary pores decreased by compaction and cementation at eogenetic stage. The depth is from 1000 m to 1600 m, and the primary pore will be lost 5% to 10%. The sandstone porosity were increased by dissolution at late eogenetic stage to early epigenetic stage in depth of 1600 m to 2600 m, but the sandstone porosity are nearly zero at late epigenesis by authigenic mineral.

Point bar with the high primary pores compositional and textural maturity would keep a lot of pores after diagenesis. But lands and palus sandstone with the low compositional and textural maturity would loss the chief primary pore by diagenesis. Secondary pores is important in the reservoir.

Key words sandstone diagenesis pore Lower Tertiary Rong-37 block.