

# 石油侵位对碎屑储集岩成岩序列的影响 及其与孔隙演化的关系<sup>①</sup> ——以塔西南坳陷石炭系石英砂岩为例

王琪<sup>1</sup> 史基安<sup>1</sup> 肖立新<sup>2</sup> 薛莲花<sup>1</sup>

1(中国科学院兰州地质研究所 兰州 730000) 2(新疆石油管理局地调处地球物理研究所 乌鲁木齐 830011)

**提 要** 塔里木盆地西南坳陷地区的石炭系石英砂岩为一套分布稳定的滨浅海相碎屑岩沉积,在不同地区均具有相似的初始孔隙度。但在成岩期间,由于受构造活动的影响,在塔西南坳陷内部形成了两个重要的次级构造单元,即巴楚隆起区和麦盖提斜坡区,从而导致石炭系石英砂岩经历了不同的埋藏成岩环境的改造,具体体现在其成岩演化序列上具明显的差异性。在巴楚隆起区石炭系砂岩经历了稳定的持续埋藏成岩环境的改造,其成岩演化序列比较完整,各种成岩矿物的溶解、沉淀均在水-岩两相反应系统中进行,成岩阶段可达晚成岩阶段 B 期,甚至 C 期,因此砂岩原生孔隙破坏严重,平均孔隙度小于 5%。而在麦盖提斜坡区,石炭系石英砂岩由于埋藏成岩深度始终小于隆起区,因此其成岩阶段多分布在晚成岩 A 期-B 期,特别是石油侵位作用的影响,使成岩反应在水-油-岩三相介质中进行,从而抑制了多数自生粘土矿物的沉淀作用,导致成岩演化序列的不连续性,但同时又保存了许多有效的储集空间,使该区砂岩平均孔隙度保持在 7%±,高于隆起区,据此认为麦盖提斜坡区是近期在石炭系砂岩储层中进行油气勘探的最有利区域。

**关键词** 石油侵位 成岩序列 孔隙演化 石英砂岩

**第一作者简介** 王琪 男 31 岁 硕士(助研) 储层沉积学

## 1 引言

塔西南坳陷是塔里木盆地的一个重要次级构造单元,其中的石炭系滨海相石英砂岩是该区目前油气勘探的一个主要目的层位。这套砂岩的沉积特点受沉积当时的古地貌特征控制,晚期加里东运动破坏了当时西陆东盆的构造格局,至石炭纪早期盆地形成了西盆东陆的地貌,受此影响,在塔西南地区形成了大面积分布稳定的滨海滩相石英细砂岩。由于受海水的反复淘洗、筛选影响,这套砂岩具有较高的成分成熟度和结构成熟度,石英含量平均达 80% 以上,粘土杂基含量通常小于 10%。根据 Beard 和 Weyl(1973)提出的计算碎屑岩初始孔隙度的关系式:初始孔隙度 =  $20.91 + 22.901$  分选系数,计算塔西南地区石炭系砂岩的初始孔隙度,其变化范围在 37% - 38.7% 之间,说明砂岩的原始沉积环境非常稳定,但从砂岩孔渗实测参数的统计来看,石炭系砂岩的孔渗特征具明显的分区性,即以柯坪塔格-色

力布亚-玛扎塔格断裂为界,以北的巴楚隆起区砂岩孔隙度明显低于以南的麦盖提斜坡区砂岩,说明石炭系砂岩孔隙演化明显受控于后期成岩演化特征,而这种成岩演化又明显受控于不同地区的构造演化史,特别是石油侵位改变了正常埋藏成岩环境中的水-岩二相反应系统,而变成水-油-岩三相成岩反应系统,从而导致成岩作用类型、成岩结构的改变,并进而影响到砂岩的孔隙演化特征。

## 2 巴楚隆起与麦盖提斜坡区成岩阶段分布的差异性

这两个次级构造单元以柯坪-色力布亚-玛扎塔格断裂为分界线,北部属巴楚隆起区,南部为麦盖提斜坡区(图 1)。在古生代时期,阿瓦提南-巴楚坳陷属稳定沉降区,物源供给充分,沉积层序齐全,碎屑沉积物进入了持续埋藏成岩环境,因此其成岩阶段连续性强,演化程度高,二叠系碎屑岩大部分已进入晚成岩阶段 A 期的中、晚期,石炭系巴楚组滨海

① 国家自然科学基金资助项目(项目编号:49772127)

收稿日期:1998-03-24

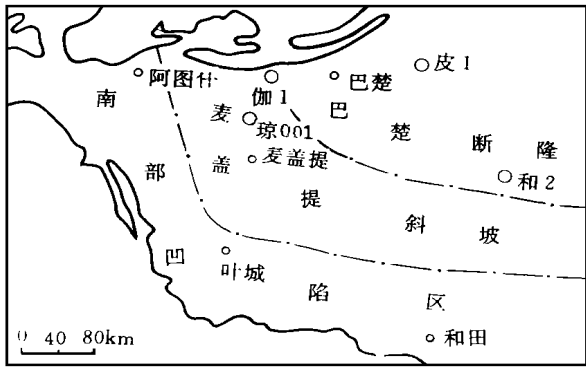


图 1 塔西南拗陷内部构造分区及井位分布

Fig. 1 Structural units in the Southwest Depression of the Tarim basin and well locations

相石英细砂岩与泥盆系、志留系的岩屑细砂岩,基本上均已进入晚成岩阶段 B 期,小海子水库剖面志留系砂岩已开始显示晚成岩阶段 C 期的成岩特征。受新生代构造运动的影响,阿瓦提南-巴楚拗陷回返隆起,形成目前巴楚地区隆起地貌。麦盖提斜坡作为阿瓦提南-巴楚拗陷的南翼斜坡,虽然在古生代时期也进入持续埋藏环境,但碎屑沉积物的埋藏深度始终小于拗陷区,因此成岩阶段演化程度也明显低于拗陷区。经过对琼 003 井和琼 001a 井单井成岩剖面的详细研究表明,麦盖提斜坡地区二叠系和石炭系埋藏深度虽然明显比巴楚隆起区同层位地层深,如二叠系顶界埋藏深度大于 3 800 m,而在巴楚隆起二叠系多暴露地表,伽 1 井地区埋藏深度也只有 2 810.00 m,但斜坡区二叠系和石炭系碎屑岩大部分处于晚成岩 A 期阶段,由此可见这两个构造单元所处构造部位不同,成岩演化强度具有较大差异性,即斜坡区明显低于隆起区。

### 3 成岩演化序列与孔隙演化关系

#### 3.1 巴楚隆起区

该地区石炭系砂岩成岩演化序列可用下式表示:

早期泥晶方解石、粘土杂基沉淀→强烈机械压实作用→第一期硅质胶结→压溶作用→第二期硅质胶结→晚期铁方解石交代作用→构造裂缝(图 2)。

这类成岩序列主要出现在巴楚隆起区石炭系巴楚组石英细砂岩中,在同生期-早成岩 A 期,最初始的成岩作用就是石英颗粒间开始沉淀泥晶方解石和粘土杂基。随着埋藏深度的增加,机械压实成为最主要的成岩方式,表现在颗粒间开始紧密堆积,由原

来的点接触演变至线接触。这时砂质沉积物的原始孔隙度由接近 40%,急剧下降至 25%。在早成岩 A 期,由于成岩介质多呈酸性,由粘土矿物反应如蒙脱石向高岭石蚀变时,提供少量 SiO<sub>2</sub>,在石英颗粒表面形成不规则状或环边状石英胶结物。随着上覆沉积物不断堆积,地层静负荷压力增大,石英颗粒在接触点开始发生压溶作用,提供了大量 SiO<sub>2</sub> 进入孔隙水中,并随着孔隙流体一起迁移,在适当的条件下(如 SiO<sub>2</sub> 过饱和或孔隙水浓缩),开始生成第二期硅质胶结物,并以石英次生加大为主要胶结形式,即沿石英颗粒 C 轴优先生长,使其逐渐向自形的六方双锥发展,或形成部分晶面。该期硅质胶结作用使部分原生粒间孔定型,并形成粒间孔的边缘,这时粒间孔呈较规则的多边形。从理论上讲,在晚成岩 A 期,由于有机质脱羧基作用,可生成大量有机酸和 CO<sub>2</sub>,使砂岩孔隙流体酸性达到最大,是最富溶蚀潜力的时期,理应在巴楚组石英细砂岩中形成部分次生溶蚀孔隙,但通过扫描电镜和铸体薄片观察仅发现少

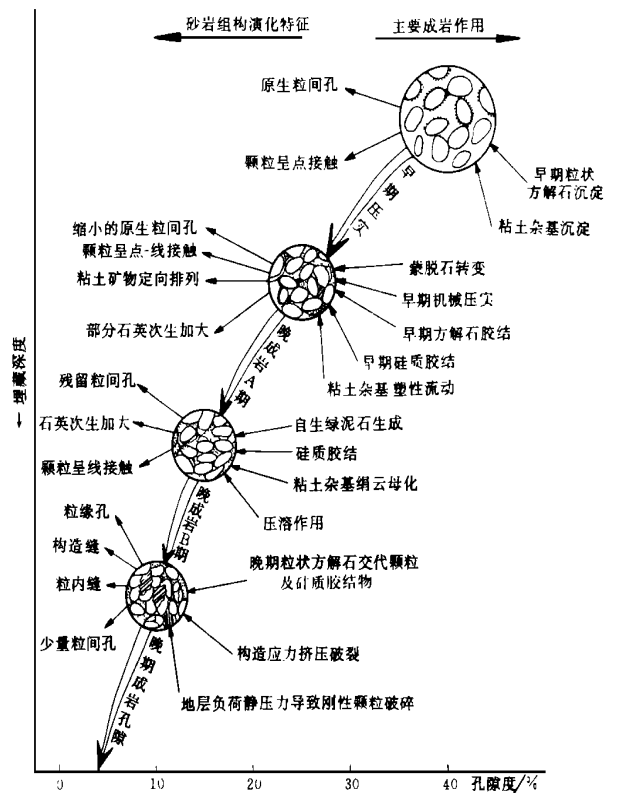


图 2 巴楚隆起区石炭系砂岩成岩演化与孔隙演化关系

Fig. 2 Diagenetic evolution of the Carboniferous sandstone in Bachu uplift and its relationship to the porosity evolution

量早期方解石和石英表面有微弱溶蚀现象,未能形成有效的次生孔隙,这与砂岩经早期强烈压实改造,粒间粘土杂基充填,导致孔隙流体流动不畅有关,这时砂岩孔隙由早成岩 B 期的 25%,降至 15%±。当进入晚成岩阶段 B 期,孔隙介质由酸性变成碱性,发生晚期含铁方解石交代石英颗粒和粘土杂基的作用,使石英颗粒边缘被交代成港湾状,当交代强烈时,石英呈残骸状,彼此孤立地漂浮在连晶状方解石交代物中。这种交代作用可充填、破坏大多数原生孔隙和次生溶蚀孔隙,使砂岩孔隙度进一步减少至 2%~3%,个别甚至可小于 1%,岩石密度小于 2.781 cm<sup>3</sup>。岩石在固结成岩以后,受构造应力的挤压、拉张容易产生规模不等的裂缝和节理构造,构成新的油气储运空间和通道。通过对巴楚隆起区的部分钻井岩芯观察,石炭系砂岩中均不同程度地发育有微裂缝,而且这些裂缝的发育有一定的组构选择性,即微裂缝多出现在晚期连晶状铁方解石和铁白云石较丰富的部位,这与碳酸盐矿物性脆、硬度低、解理发育的物理性质有关,在砂岩中属物理性质薄弱的环节,在应力作用下易产生各种裂缝,因此在某种定义上说,在特定地下应力场控制下形成的裂缝

系统是巴楚隆起区石炭系砂岩的主要储集空间。

### 3.2 麦盖提斜坡区

该区石炭系砂岩成岩序列可表述如下:

早期泥晶方解石、粘土杂基沉淀→强烈的机械压实作用→硅质胶结→早期碳酸盐胶结、长石颗粒溶解→石油侵位→晚期碳酸盐交代(图 3)

麦盖提斜坡区的石炭系滨海相细砂岩在成岩早期颗粒间也被早期泥晶方解石和部分陆源粘土杂基充填,随着上覆沉积物的不断堆积逐渐进入埋藏成岩环境,机械压实作用成为主要的成岩方式,在早成岩阶段 A 期结束时,砂岩剩余原生孔隙度仅为 25%,即早期压实使砂岩损失了 15%的孔隙度。在此期间,还同时发生粘土矿物受压实影响,发生塑性流动使其呈定向排列。早期泥晶碳酸盐胶结物发生微弱重结晶现象,使颗粒有所增大,形成微亮晶粒状方解石胶结物。随着埋藏深度的增加和温度的升高,在酸性成岩环境背景下的局部碱性条件下,砂岩中的蒙脱石经脱水作用、碱性阳离子(如 K<sup>+</sup>)的吸附作用以及晶格重新排列,形成伊-蒙混层矿物,或在孔隙水中存在 Mg<sup>2+</sup>、Fe<sup>2+</sup> 条件下,蒙脱石通过绿泥石-蒙脱石混层矿物向绿泥石转变。当然,在孔隙水呈酸性条件下,蒙脱石也可以转变为高岭石。

在早成岩阶段 B 期,压溶作用比较强烈,表现在砂岩中石英次生加大现象非常普遍,颗粒间多呈线接触状。在早成岩期间,受压实、压溶和各种自生矿物的沉淀、胶结作用影响,使原始沉积物的孔隙度由 40%降至 12.5%。在进入晚成岩阶段 A 期,由于泥岩中有机质在低成熟阶段可释放出大量有机酸和 CO<sub>2</sub>,使砂岩孔隙水的酸性增加,孔隙流体的溶解能力提高,可将早期碳酸盐胶结物和部分长石颗粒溶解,形成粒间和粒内溶蚀孔隙,从而使砂岩的孔隙度有所回升。根据对岩石薄片的分析统计,次生溶蚀孔隙至少使砂岩孔隙度提高了 3.2%~5%,使处于这一阶段的石英砂岩孔隙度达到 15%。在晚成岩阶段 A 期的中晚期,即 R<sub>0</sub> 在 0.7%~1.3% 之间,古地温达到 90~130℃时,有机质大量生成凝析油和湿气,并开始运移进入部分砂岩孔隙系统中,即发生石油侵位作用。石油侵位后,使正常的成岩环境发生巨大变化,原来的水-岩反应系统变成水-油-岩三相反应系统,从而使部分无机成岩作用受到抑制或终止。通过对含油岩芯样品扫描电镜观察表明,石英颗粒表面均形成了具规则晶面的石英次生加大边,说明石油侵位对硅质胶结作用影响较小。但自生粘土

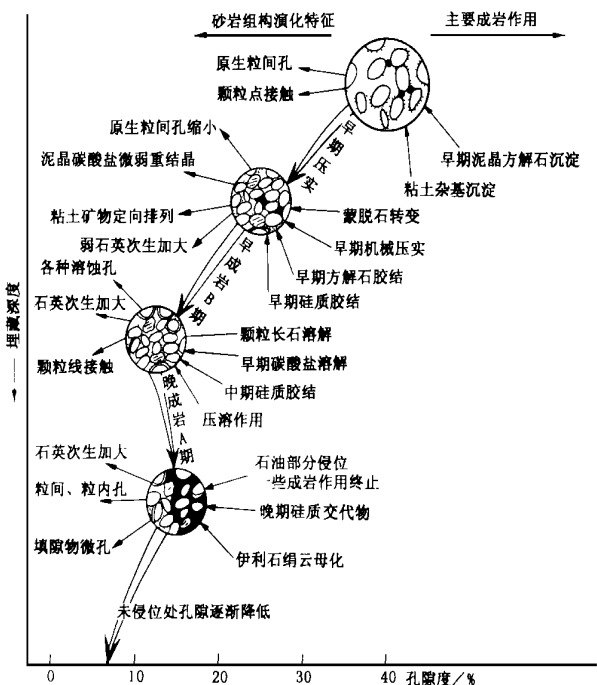


图 3 麦盖提斜坡区石炭系细砂岩成岩演化与孔隙演化关系

Fig. 3 Diagenetic evolution of the Carboniferous sandstone in Maigaiti slope and its relationship to the porosity evolution

矿物如伊利石、绿泥石以及钾长石的钠长石化作用均受到抑制,这类矿物在扫描电镜下不易观察到。在同层位砂岩石油未侵位部位,砂岩中的各种无机成岩作用仍继续进行,如晚成岩 B 期,碱性成岩环境下的伊利石绢云母化。晚期含铁碳酸盐交代作用等,这些成岩作用使不含油的砂岩层段平均孔隙度降低至 10% 以下,如琼 002 井平均为 6.0%,渗透率  $0.57 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,琼 4 井平均 6.3%,渗透率  $2.95 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

## 4 讨论

硅质胶结作用主要表现在石英颗粒发生次生加大,对取自麦盖提斜坡区含油岩芯进行洗油处理后,在扫描电镜下观察,可见含油岩芯中石英次生加大现象比较普遍,有时在粒间孔中还形成自形的小石英晶体,说明石油侵位对硅质胶结作用影响不大。国外学者如 Saigal 通过测量油饱和带和水饱和带石英次生加大包裹体温度,结果表明二者非常相似,均在 80~120°C 之间<sup>[1]</sup>。而且在这两个带中砂岩硅质胶结物的数量和特征也没有明显的差别<sup>[2]</sup>,这些现象表明石油侵位时砂岩储层内的硅质胶结作用仍可继续,这与石英颗粒表面在石油侵位期间仍能保持水润湿有关<sup>[3]</sup>,同时供给石英次生加大的硅来源并未中断,仍可从水饱和带石英颗粒接触面压溶作用中获得,这点可以从麦盖提斜坡邻近的含油和未含油砂岩样品的岩石学研究得到佐证,在水饱和带石英颗粒多呈紧密的线接触或缝合线接触,而在邻近的油饱和带中石英次生加大现象非常普遍,而颗粒间多呈点接触,压溶现象并不多见,可见含油饱和带内部供应硅质不大可能。

石炭系石英砂岩由于成分成熟度较高,其中长石类矿物较少,平均含量 2%~3%,因此钾长石碎屑较少见,根据对含油岩芯样品铸体薄片观察,钾长石均未发生钠长石化现象,而在不含油样品中则可见钾长石边缘透明的钠长石边,可见石油侵位能有效抑制钾长石的钠长石化作用。砂岩中钠长石化在化学上属于一种选择性含水反应<sup>[4]</sup>,同时这一反应需有  $\text{Na}^+$  的供应和  $\text{K}^+$  的排除<sup>[5]</sup>,因此具有一定流动速度的孔隙流体是必要的,但石油侵位驱替了孔隙流体从而导致油饱和带中钾长石钠长石化的终止。

通过对含油样品扫描电镜观察可见,粘土矿物如高岭石、绿泥石较少见,且多为形状不规则,自形程度差的陆源粘土。未观察到自形的自生高岭石、绿

泥石,仅观察到少量片状伊利石在砂岩成岩过程中自生伊利石的生长是一种传输控制型反应,如果孔隙流体水量较大,流动速度快则有利于伊利石的生长,因此孔隙水被烃取代后将严重抑制伊利石化作用。国外学者 Saigal 和 Giles 通过油饱和带和水饱和带的对比研究证实<sup>[1,2]</sup>,油饱和带的钠长石化明显弱于水饱和带,水饱和带中成岩伊利石则异常丰富,说明水-岩两相反应系统有利于成岩作用进行,而水-油-岩三相反应系统则抑制了大多数成岩反应的进行,从而有利于储集空间的保存。

## 5 几点认识

1. 巴楚隆起区石炭系石英砂岩经历了持续埋藏成岩环境的改造,成岩反应主要为水-岩两相反应,因此具有完整的成岩序列,其孔隙演化呈逐渐下降趋势,平均孔隙度比麦盖提斜坡区同层位砂岩要低,不易作为近期油气勘探工作的有利地区。

2. 麦盖提斜坡区由于埋藏深度始终小于巴楚隆起区,成岩阶段分布在早成岩 A-B 期,因此成岩强度低于隆起区,加之石油侵位的影响,使成岩反应系统由二相转变为水-油-岩三相反应系统,从而抑制了各种自生粘土矿物的沉淀。虽然硅质胶结作用仍能进行,但对孔隙的破坏程度已大大减少,因此该区石炭系砂岩的成岩序列不完整,但在石油未侵位地区则具有完整的成岩演化序列。由于石油侵位和相对较弱的成岩强度使该区砂岩平均孔隙度高于隆起区,因此是近期在石炭系砂岩中进行油气勘探工作的较有利地区。

## 参 考 文 献

- 1 Saigal G C. Diagenetic albitization of detrital K-feldspar in Jurassic, Lower Cretaceous and Tertiary clastic reservoir rocks from offshore Norway, I. Texture and Origin. *J. Sedim. Petrology*, 1988, 58: 1003-1013
- 2 Giles M R. The reservoir properties and diagenesis of the Brent Group a regional perspective in Morton. *Geology of the Brent Group*. Geological Publication, 1992, 6E: 289-327
- 3 Bjørkum P A, Walderhaug O, Aase E N. A model for the effect of illitization on porosity and quartz cementation of sandstones. *J. Sedim. Petrology*, 1993, 63(6): 1089-1091
- 4 Ramsayer K. Mechanism of plagioclase albitization. *J. Sedim. Petrology*, 1992, 63(3): 349-356
- 5 Saigal G C, Bjørlykke K, Larter S. The effects of oil emplacement on diagenetic processes—Examples from the Fulmar reservoirs and sandstones, Central North Sea. *AAPG Bulletin*, 1992, 76(7):

1 024- 1 032

# Influence of Oil Emplacement on Diagenetic Sequence of the Clastic Reservoir Rock and It's Relationship to the Porosity Evolution —— Taking the Carboniferous quartz sandstone in southeast Tarim depression as an example

Wang Qi<sup>1</sup> Shi Ji'an<sup>1</sup> Xiao Lixing<sup>2</sup> Xue Lianhua<sup>1</sup>

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

2(Geophysics Institute of XingJiang Petroleum Administration Bureau, Urumqi 830011)

## Abstract

Carboniferous quartz sandstone distributed in the Southwest Depression of the Tarim basin is a set of widespread clastic deposit. During diagenesis, two important secondary structure units were formed in Southwest depression, i. e., Bachu uplift and Maigaiti Slope, which caused the difference in diagenetic sequence of the Carboniferous quartz sandstone in two areas. Under the stable and continuous burial diagenetic environment, the sandstone reservoir in Bachu uplift has a complete diagenetic sequence, and diagenetic stage could reach B period of late diagenesis and even C period. Thus, the sandstone porosity there was damaged seriously and the average porosity is less than 5%. Conversely, the diagenetic stage of the sandstone in Maigaiti Slope is mainly distributed between A period and B period of the late diagenesis due to the relatively lower burial depth compared with that in Bachu uplift. Especially, the influence caused by oil emplacement on the sandstone reservoir changed the traditional diagenetic environment and made the diagenetic reaction take place in water-oil-rock three phases media which repressed the cementation of some authigenic clay minerals, resulting in the discontinuity of the diagenetic sequence, but, at the same time, many effective porosity was preserved causing the average porosity exceed 7% in Maigaiti Slope, which is clearly larger than that of the uplift area. For this reason, we believe that the Maigaiti Slope is the most favorable area for the oil exploration work in recent years.

**Key words** oil emplacement diagenetic sequence porosity evolution quartz sandstone