

潜江凹陷拖市地区新沟嘴组下段 三油组聚集期孔隙初步研究

吴光红

(江汉油田勘探开发研究院)

提要 成岩作用控制了拖市地区新沟嘴组下段三油组聚集期孔隙的形成和分布, 聚集期孔隙的分布控制了油气的分布。本区三油组有两期聚集期孔隙, 一期主要是粒间碳酸盐胶结物溶蚀形成的孔隙, 另一期主要是长石等颗粒溶蚀形成的孔隙, 它们均主要在风暴水沟砂岩中发育, 并先后聚集了石油。第一次聚集的低成熟石油因断裂运动而散失氧化, 故第一期孔隙成为无效孔隙; 而第二次聚集的高成熟石油被保存下来, 第二期孔隙是有效孔隙。

关键词 拖市 新沟嘴组 成岩作用 聚集孔隙

作者简介 吴光红 男 34岁 工程师 石油地质

岩石能否储集油气, 既不取决于由沉积相确定的岩石原始孔隙, 也不取决于由地面岩样或油气藏外的岩心所测得的岩石现今孔隙, 只有聚集期孔隙——油气运移、聚集期, 相应岩石中所存在的孔隙, 才是控制油气储集的主要因素(胡惟元等, 1988; 叶德胜等, 1986)。

拖市地区新沟嘴组下段三油组聚集期孔隙有其特殊性, 这是与其成油作用、成岩作用的特殊性分不开的。研究表明, 不仅聚期孔隙的形成和演化与成油作用、成岩作用有关, 而且聚集期孔隙的分布控制了油气的分布。

一、一般特征

拖市地区位于潜江凹陷南部, 面积80km², 新沟嘴组下段三油组为主要储集层。该油组厚约120m, 为浅灰色、褐灰色粉砂岩、细砂岩夹深灰色泥岩。根据沉积相的研究¹, 本区为风暴流沉积。砂粒较粗、厚度较大的拖9井区、13井区、14井区等为风暴水沟沉积, 而砂粒较细、厚度较薄的拖5井区、2²井区等为风暴沟间沉积。主要岩石学特征如下:

1. 矿物成熟度低 陆源碎屑组分中, 平均含石英仅为46.9—65.6%, 含长石和各类岩石碎屑平均高达24.4—53.1%, 岩石类型主要是岩屑长石砂岩, 其次是长石砂岩。

2. 结构成熟度高, 分选较好 特拉斯克分选系数平均为1.62—1.9。风暴水沟沉积以细砂岩为主, 平均粒径为0.059mm, 风暴沟间沉积以粉砂岩为主, 平均粒径为0.044mm。

3. 成岩作用强烈, 储油物性差 砂岩孔隙在成岩期被大量破坏, 形成了压实型低渗透

¹ 叶炎章, 1988, 江汉研究院院刊, 1期

砂岩和胶结型低渗透砂岩。前者岩心分析孔隙度小于 6%，渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，镜下可见面孔率小于 5%；后者岩心分析孔隙度小于 4%，渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，镜下少见孔隙。

4. 溶蚀作用十分普遍 溶蚀强烈的部位，镜下可见面孔率可达 22%。岩心分析孔隙度一般为 10.7—15.7%，渗透率一般为 $5—12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，少数大于 $35 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。许多溶孔已被沥青充填。

二、成岩变化和成岩史

根据埋深和镜煤反射率 ($R^0 = 1.05—1.28\%$) 数据，拖市地区新沟嘴组下段三油组已经历了下述成岩阶段 (表 1)，达到中成岩成熟晚期 (Schmidt V. and McDonald D. A., 1980)。

表 1 新沟嘴组下段三油组成岩类型和阶段

Table 1 Diagenetic type and stage of the Third Oil Group of Lower Xingouzui Formation

阶段	中成岩相			
	未成熟	次成熟	成熟早期	成熟晚期
作用				
机械压实	▨			
石英长石压溶加大		▨		▨
方解石 白云石析出	▨			
铁方解石 铁白云石析出			▨	
硬石膏析出				▨
碳酸盐溶蚀			▨	
长石溶蚀				▨
重矿岩屑溶蚀				▨
去羧基作用			▨	
次生溶孔产生			▨	
孔隙损失	▨	▨	▨	▨
油气生成			▨	▨

1. 中成岩未成熟期机械压实与早期胶结阶段

沉积物埋藏以后，机械压实作用就开始了。经过压实，沉积物的原生粒间孔隙急剧减少。镜下观察，可见碎屑颗粒接触紧密，还可见到漂浮状的颗粒与紧贴颗粒边缘产出的方解石和白云石胶结物、图版 I，1)，表明本阶段还有早期碳酸盐胶结物的析出，或许还有石膏的析出。早期自生矿物的沉淀作用，一方面抑制了压实作用的进行，另一方面又充填原生粒间孔隙，交代其它组分，使原生粒间孔隙大量消失，成为低渗透砂岩。

2. 中成岩次成熟期压溶阶段

在机械压实与早期胶结作用的基础上, 砂岩又发生了较强烈的石英、长石压溶作用(伴有再生长作用), 使原生粒间孔隙进一步缩小。

3. 中成岩成熟期溶蚀与晚期胶结阶段

中成岩成熟期的溶蚀作用, 是形成次生孔隙, 控制油气聚集场所的重要原因。镜下观察可见大量的碳酸盐胶结物溶孔和长石溶孔。碳酸盐胶结物溶孔内无残晶或仅有少量残晶, 并见有成岩晚期自生矿物——铁方解石、铁白云石(图版 1, 2), 而长石溶孔内大多具有残晶, 且未见成岩晚期自生矿物(图版 1, 3); 碳酸盐溶孔大都被沥青充填, 有沥青包裹铁方解石共同充填溶孔的现象, 而长石溶孔很少被沥青充填; 同一样品中可见碳酸盐胶结物溶孔充填沥青, 而长石溶孔未充填沥青。这些说明, 碳酸盐的溶蚀作用与长石的溶蚀作用不是同时期进行的, 长石的溶蚀作用较晚, 晚于铁方解石的析出。国外有资料表明, 溶蚀长石的溶液不能够溶蚀碳酸盐(Siebert R. M. *et al*, 1984), 从而进一步佐证碳酸盐的溶蚀作用与长石的溶蚀作用不是同时期进行的。溶蚀作用的结果, 使已成为低孔隙的砂岩孔隙度回升。

中成岩成熟期的胶结作用, 是造成砂岩孔隙性再次变差的主要原因。镜下观察, 可见铁方解石、铁白云石充填于粒间溶蚀孔隙内, 并可见沥青包围铁方解石, 而铁白云石包围沥青的现象(图版 1, 2, 4)表明铁方解石、铁白云石的沉淀晚于方解石、白云石的溶蚀, 铁白云石的沉淀晚于铁方解石的沉淀。铁白云石可能是在油气运移的同时或略后沉淀的。国外亦有资料表明, 铁白云石的沉淀晚于铁方解石的沉淀¹⁾, 但是, 本区铁方解石的沉淀温度肯定高于国外已报道的温度(50—55℃)。

硬石膏胶结作用对本区砂岩孔隙性有很大的破坏性。该胶结物以共轴生长的粗大晶体嵌晶式充填于孔隙内, 或富集于砂体的某些部位。硬石膏胶结的地方, 几乎无可见孔隙。此外, 镜下可见硬石膏包裹铁白云石的现象, 而且, 硬石膏很少被溶蚀, 无沥青包裹现象, 表明硬石膏形成较晚, 晚于长石的溶蚀。国外有资料表明, 硬石膏的形成较晚, 晚于长石的溶蚀。国外有资料表明, 硬石膏的形成温度高于 100℃。

三、聚集期孔隙的形成、保存和分布

所谓聚集期孔隙的形成, 就是油气运移进入储层以前或同时, 砂岩中孔隙的形成。因此, 要了解聚集期孔隙的形成, 首先必须了解油气的形成与聚集。

根据前人对江汉盆地新沟嘴组下段生油层的研究(陈荷立等, 1988), 三油组及其泥隔层生油岩的生油门限深度为 2100m, 门限温度为 92℃, 主要成熟度指标 R^o 为 0.65%。在深度 2100—2900m, 温度 92—122℃, $R^o = 0.65-1.0\%$ 间, 生成的石油为低成熟—成熟石油; 在深度 2900—3650m, 温度 122—152℃, $R^o = 1.0-1.3\%$ 间, 生成的石油为高成熟石油。根据陈荷立等(1988)所绘制的新沟嘴组在不同时期的底面埋深图知道, 在新沟嘴组沉积末期, 本区三油组的埋深在 1800m 左右, 局部地区可达到 2100m, 表明在新沟嘴组沉积末期, 三油组和泥隔层生油岩大都还处在有机质转化阶段, 还未生成石油; 在荆沙组沉积末期, 本区三油组的埋深在 2600m 左右, 局部地区可以达到 3200m, 表明在荆沙组沉积末期, 三油组和泥隔层生油岩已有大量的石油生成, 此时生成的石油是低成熟和成熟石油; 在潜江组潜四段

1) 于太英编译, 1989, 华东石油学院译丛, 3期, 17—24页。

沉积末期, 本区三油组的埋深在 3100m 左右, 局部地区可达到 3600mm, 表明在潜四段沉积末期, 三油组和泥隔层生油岩生成的石油是高成熟石油。由于生油层埋深进入 2100m 左右时, 不仅开始有大量石油烃生成, 且与此同时亦开始具备了排烃条件 (陈荷立, 1988), 因此, 在荆沙组沉积时期, 本区三油组已开始有石油的聚集。石油生成过程中造成的大量酸性水溶液进入砂岩后, 已导致砂岩中某些部位的酸溶性组分发生溶蚀。根据埋深与镜煤反射率的关系, 以及镜下观察, 在荆沙组沉积中期及以前, 砂岩中的溶蚀可能只是粒间碳酸盐胶结物的溶蚀。此时存在于砂岩中的孔隙 (溶蚀孔隙与压实、胶结以后剩下的粒间孔隙) 就是第一期聚集孔隙。由于碳酸盐胶结物的溶蚀较发育, 因而第一期聚集孔隙的物性较好, 它为低成熟石油和成熟石油的聚集提供了大量的孔隙空间, 因而本区三油组砂岩中聚集了低成熟石油和成熟石油 (第一期)。在荆沙组沉积末期, 由于断裂活动频繁, 保存条件差, 三油组砂岩中的轻质石油烃沿断裂散失氧化, 重质沥青保留在次生孔隙内。在高温高压影响下, 沥青逐渐硬化, 变为碳化沥青。在潜江组潜四段沉积时期, 由于石油生成过程中造成的大量酸性水溶液进入砂岩, 使得砂岩中的长石等碎屑组分发生溶蚀。这种粒内溶蚀孔隙和沥青充填以后剩下的孔隙就是第二期聚集孔隙, 它为潜江组潜四段沉积以后的高成熟石油的聚集提供了相当的孔隙空间, 因而三油组砂岩内又聚集了高成熟的石油。由于潜江组沉积时期断裂活动逐渐减弱, 因而高成熟的石油得以保存下来, 成为现今勘探开发的石油。

拖市地区新沟嘴组下段三油组存在两期成油、两期聚集, 依据有两点^①:

1. 砂岩中有两种变质程度不同的沥青存在

根据拖 5、8、13、34 井和总 2 井砂岩的有机差热资料(图 1) 和荧光薄片资料, 新沟嘴组下段三油组砂岩中有两种变质程度不同的沥青。一种为高变质的沥青 (以拖 8 井为例),

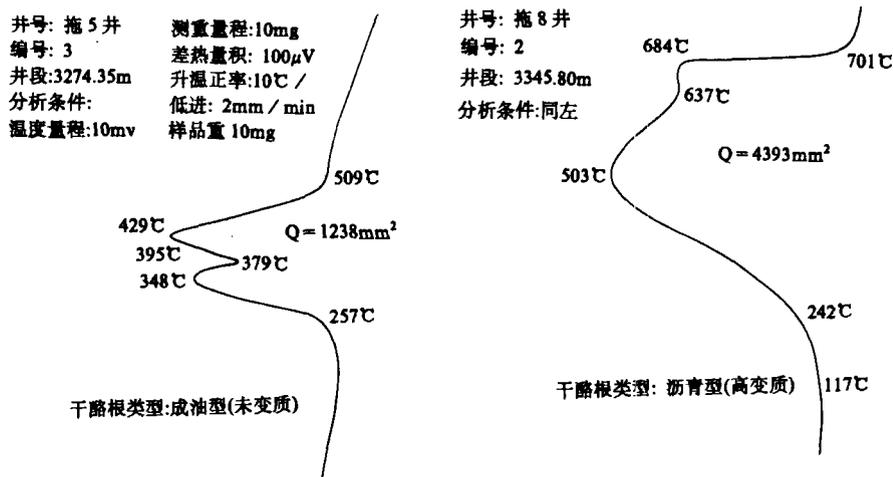


图 1 有机差热分析曲线

Fig. 1 DTA curves of organic matter

^①叶炎章, 1988, 江汉石油勘探开发研究院院刊, 第二期。

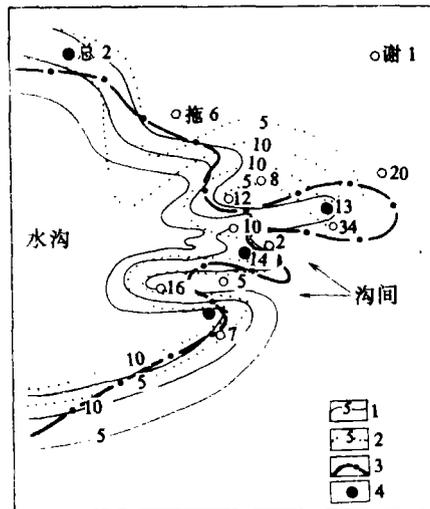
另一种为未变质的沥青（以拖5井为例）。高变质沥青的有机差热曲线似丘状，峰形较宽，具有两个放热峰，前峰较高，为主峰，峰温为503℃，后峰较低，为亚峰，峰温为684℃。从峰形看，代表轻烃的503℃峰较高，且较宽，反映有机质向烃类的转化程度较低，有机质未分化完全，还有较多的干酪根，且成分较为复杂，象原油型；但从峰温看，两峰的差值大于150℃，而且后峰值高于600℃，应该属于沥青型。这是低成熟的石油经过氧化，在长期的高温高压下形成的沥青型沥青，因而它的峰形具有低成熟的特点，它的峰温具有高变质的特点。由于后峰温值高于630℃，所以，它是高变质的沥青，代表油藏遭到破坏的地质环境。

未变质沥青的有机差热曲线也具有两个放热峰，后峰较高，且窄，为主峰，峰温为429℃，前峰较低，为亚峰，峰温为348℃。从峰形看，代表轻烃的348℃峰变小，而代表残余干酪根的429℃峰相应变大，说明有机质向烃类的转化程度较高，有机质已分化完全，似沥青型。但从峰温看，后峰温值低于600℃，而且，两峰的温差小于150℃，应该属于原油型。这是高成熟的原油经过长时间的氧化（可能为岩心放置时间较长所致）形成的原油型沥青。

值得一提的是，有机差热曲线的峰形与峰温除与转化程度有关外，还与碳元素的存在状态（有机碳、元素碳）和碳原子之间的结合方式及其数量有关。

高变质的沥青荧光薄片观察（如拖8井砂岩）不发光（黑色），为碳质沥青，代表高变质的环境；而油质沥青荧光薄片观察（如拖9井、34井和总2井）有强度不同的荧光（黄色、绿色），代表未变质的环境。

2.砂岩中存在两个世代的沥青



1.第一期孔隙等值线 2.第二期孔隙等值线 3.亚相界线 4.油井

图2 聚集期孔隙等值线图

Fig. 2 Contour map porosity of accumulation stage

根据拖 16 井 3272.67m 的铸体薄片资料, 本区三油组有早、晚两个世代的沥青 (图版 I, 4)。第一世代的沥青分布在白云岩碎屑颗粒的周围, 呈一层固体沥青膜, 而这层固体沥青膜在成岩后期又被白云石包围起来; 第二世代的沥青分布在铁白云石溶解形成的次生孔隙中。第一世代的沥青是第一次低成熟的石油聚集的产物, 属于高变质碳质沥青; 第二世代的沥青是第二次高成熟石油聚集的产物, 属于未变质的油质沥青。

聚集期孔隙主要在厚层砂岩和风暴水沟沉积中发育。第二期聚集孔隙具有继承性, 而且油井大多位于聚集期孔隙发育区 (图 2)。

四、影响聚集期砂岩孔隙发育的主要地质因素

1. 砂岩物质成份

砂岩中大量的不稳定的陆源碎屑与中成岩未成熟期沉淀的粒间碳酸盐岩胶结物, 是形成两期聚集期孔隙砂岩的重要物质来源。早期沉淀的碳酸盐胶结物为形成第一期聚集孔隙奠定了丰富的物质基础, 而长石等颗粒则为形成第二期聚集孔隙奠定了大量的物质基础。

2. 砂岩沉积结构和沉积相

本区聚集期孔隙发育的砂岩具有以下特征: (1) 具丘状交错层理或薄递变层理的粉-细砂岩, 易溶组分含量较高; (2) 圆度、分选中等, 颗粒较粗; (3) 杂基含量较低。

3. 砂岩内地层水的矿化度 (沉积的或后来进入的)

砂岩内地层水矿化度的高低, 决定了砂岩析出何种自生矿物。地层水矿化度较低, 主要析出方解石和白云石; 地层水矿化度较高, 则析出大量硬石膏或石膏 (表 2)。方解石和白云石析出早, 可被溶蚀形成次生孔隙, 硬石膏析出晚 (或由石膏脱水而成), 很少被溶蚀, 反而充填破坏孔隙。统计资料表明, 孔隙度与硬石膏含量呈反比关系。当硬石膏含量大于 15% 时, 孔隙度含量低于 5%。

表 2 硬石膏含量与大膏层厚度的关系

Table 2 The relationship between anhydrite content and Dagao Formation thickness

	拖 5 井	拖 8 井	拖 9 井	拖 12 井	拖 13 井	拖 16 井
硬石膏含量(%)	9.1	12.2	2.7	17.7	4.6	6.2
大膏层厚度(m)	14.2	17.2	9.2	19	11.6	17.2

注: 大膏层的厚薄基本上可反映古环境矿化度的高低

结 论

1. 拖市地区新沟嘴组下段三油组砂岩中有两期聚集孔隙。第一期聚集孔隙主要是碳酸盐胶结物溶解形成的粒间孔隙, 形成于铁方解石沉淀之后, 铁白云石沉淀期间或以前, 大致相当于荆组中期沉积以前砂岩中的所有孔隙; 第二期聚集孔隙主要是长石等溶解形成的粒内孔隙, 形成于硬石膏沉淀期间或以后, 中成岩过成熟期以前, 大致相当于潜江组潜三段沉积以

前的所有孔隙。

2.不同阶段的聚集孔隙控制了不同阶段的石油聚集。第一期、第二期部分聚集孔隙已先后聚集了低成熟和高成熟石油。但低成熟石油已散失氧化,第一期聚集孔隙成为无效孔隙。

3.砂岩的成岩演化控制了聚集期孔隙的变化。碳酸盐的沉淀及其成岩演化,以及长石的溶蚀,是造成本区三油组二期聚集孔隙的主要原因。

4.聚集期孔隙砂岩的发育与它们的成分、沉积结构和沉积相以及地层水的矿化度有关。风暴水沟砂岩利于发育聚集期孔隙,而风暴沟间砂岩和拖8井附近地区则不利于聚集发育期孔隙。

5.聚集期孔隙的规模、数量和保存的有效性因其成岩环境的差异而不同,聚集期孔隙发育的场所也是油气聚集的有效空间。

参加本研究的还有叶炎章、赵金生。黄克难同志在镜下工作给予了大力帮助,在此表示感谢。

收稿日期:1990年10月25日

参 考 文 献

- (1) 关平, 1989, 石油与天然气地质, 10卷1期23-29页。
- (2) 叶德胜等, 1986, 石油与天然气地质, 7卷3期218-223页。
- (3) 陈荷立等, 1988, 石油与天然气地质, 9卷3期268-277页。
- (4) 林茂福等, 1976, 地球化学, 6卷3期187-200页。
- (5) 胡惟元等, 1988, 石油与天然气地质, 9卷3期314-319页。
- (6) 焦守途等, 1977, 地球化学, 5卷1期55-64页。
- (7) Schmidt V. and McDonald D. A., 1980, A. A. P. G. Continuing education notes series No.12, Tulsa
- (8) Siebert R.M. *et al.*, Clastic diagenesis, Tulsa, p.163-175

A Preliminary Study of Accumulative-pore in the Third Oil Group of Lower Xingouzui Formation in Tuoshi Area, Qianjiang Depression

Wu Guanghong

(Exploration and Development Institute of Jiangnan Oil Field)

Abstract

This paper presents the change and the distribution of accumulative-pores during diagenesis in the Third Oil Group of Lower Xingouzui Formation in Tuoshi area, Qianjiang depression. The following are the principal viewpoints.

1. The accumulative-pores in sandstones of Third Oil Group of Lower Xingouzui formation in Tuoshi can be divided into two stages. The first stage is the occurrence of intergranular pores formed by dissolution of carbonate cements, occurred before or during the precipitation of ferrodolomite and after the precipita-

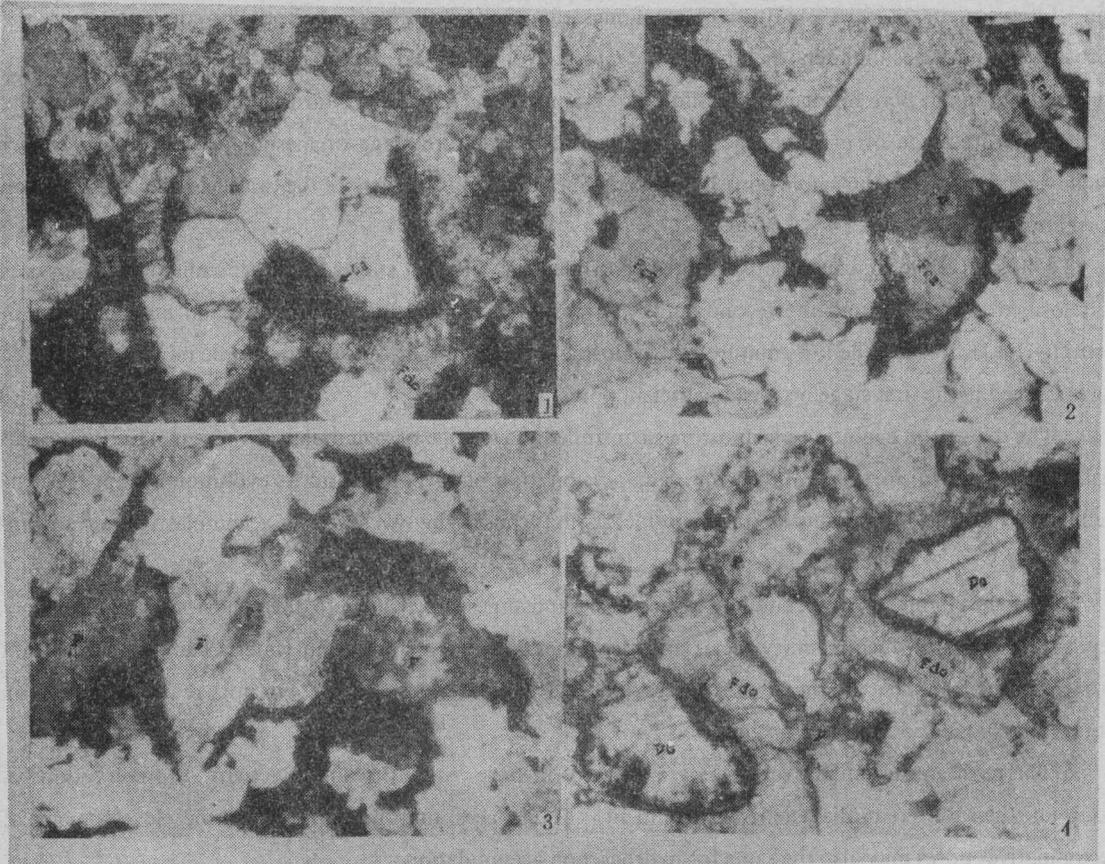
tion of ferrocalcite in early-mature stage of mesodiagenesis, the porosity roughly corresponds to the porosity of sandstones that deposited before the midstage of Jinsha Formation. The second stage is the forming of intragranular pore formed by dissolution of grains, occurred after or during precipitation of anhydrite in late-mature stage of mesodiagenesis, and before overmature stage of mesodiagenesis, the porosity roughly corresponds to the whole porosity of sandstones that deposited before the third Member of Qianjiang Formation.

2. Different stage of accumulative-pores controlled the different stages of oil accumulation. The pores that formed in the first and the second stage had partly been filled by low-mature and high-mature oil respectively. However, the low-mature oil was lost and oxidized that caused by tectonic movement, so the pores formed in the first stage became unefficient pores.

3. The diagenetic evolution of sandstones controlled the change of accumulative-pores in Third oil group of Lower Xingouzui formation in Tuoshi. The precipitation of carbonate and its evolution of diagenesis as well as the dissolution of grains are the main factors that caused the two stages of accumulative-pores forming.

4. The development of accumulative-pores in sandstones are related to the sandstones' component, depositional texture, sedimentary facies and the mineralization of formation water. The sandstones that formed in storm channel are the favourite sites of accumulative-pores developing, but not are the sandstones in storm interchannel and the area around well Tuo-8.

5. The resultant accumulative-pores are different in scale, quantity and effectivity of preservation because of their different diagenetic environment. The spaces that favourable for the development of accumulative-pores may also the same for hydrocarbon accumulation.



I, 1 Ca 为泥晶白云岩, Fdo 为铁白云石, P (黑色) 为沥青充填的溶孔。

I, 2 Fca 为铁方解石, P 为长石溶孔 (溶蚀前可能已被铁方解石交代), 黑色为沥青。

I, 3 P 为长石溶孔, F 为长石残晶, 黑色为沥青充填的溶孔。

I, 4 Do 为白云岩碎屑, Fdo 为铁白云石, P (浅灰色) 为孔隙, 箭头指示沥青膜。