

文章编号: 1001-6112(2010)02-0130-06

# 普光气田与建南气田 长兴组、飞仙关组储层对比研究

管宏林<sup>1</sup>, 蒋小琼<sup>1,2</sup>, 王恕一<sup>1</sup>, 鲍云杰<sup>1</sup>

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214151;

2. 中国地质大学 地球科学学院, 武汉 430074)

**摘要:** 普光气田和建南气田位于四川盆地东北部, 两气田的主力产层二叠系长兴组、三叠系飞仙关组均为礁滩沉积, 但储层规模、储集性却差异很大。普光气田储层厚度大、物性好, 以中孔中渗、高孔高渗的大套溶孔白云岩为主, 而建南气田储层厚度小、物性差, 以低孔低渗为主, 岩性为灰岩和少量白云岩。研究认为, 白云岩成因的差异造成了 2 个气田储层的差异。普光气田以准同生白云岩化为主, 形成了大量早期白云岩; 建南气田以埋藏白云岩化为主, 形成的白云岩数量少。白云岩成因的差异与沉积环境密切相关, 普光气田礁滩沉积毗邻局限台地或蒸发台地, 容易获得高 Mg/Ca 比咸水, 有利于准同生白云岩化发育; 而建南气田礁滩沉积毗邻开阔台地, 不利于准同生白云岩化的发育。因此, 毗邻蒸发台地或局限台地等环境的礁滩相更有利于优质储层的发育。

**关键词:** 白云岩化; 储层; 礁滩相; 长兴组; 飞仙关组; 普光气田; 建南气田; 四川盆地

中图分类号: TE122.21

文献标识码: A

## A COMPARATIVE STUDY OF RESERVOIRS OF THE CHANGXING AND FEIXIANGUAN FORMATION BETWEEN PUGUANG GASFIELD AND JIANNAN GASFIELD IN THE SICHUAN BASIN

Guan Honglin<sup>1</sup>, Jiang Xiaoqiong<sup>1,2</sup>, Wang Shuyi<sup>1</sup>, Bao Yunjie<sup>1</sup>

(1. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151 China;

2. Faculty of Earth Sciences, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei 430074, China)

**Abstract:** Puguang Gasfield and Jiannan Gasfield are located in Northeast Sichuan Basin. As the main gas bearing zones, the Permian Changxing and Triassic Feixianguan Formations are all reef-bank deposits. However, the reservoir scale and property are greatly different between Puguang Gasfield and Jiannan Gasfield. The reservoirs in Puguang Gasfield are mainly a large set of dolomites with the characteristics of dissolution pores, great thickness, medium porosity and medium permeability, high porosity and high permeability. However, the reservoirs in Jiannan Gasfield are mainly limestones and a little dolomites with the characteristics of thin thickness, low porosity and low permeability. Based on the comparative study on the formation conditions, the primary factor for differences towards the reservoirs between Puguang Gasfield and Jiannan Gasfield is the origin of the dolomites. The former well developed penecontemporaneous dolomitization and formed a large set of dolomites while the latter developed burial dolomitization and formed a little dolomites. Correlation analysis results showed that there is a close correlation to the differences of the sedimentary environment. The reef-bank facies are adjacent to the restricted platform facies or evaporate platform facies in Puguang Gasfield, however, which are adjacent to the open platform facies in Jiannan Gasfield. As a result, the former is easier to acquire saline water of high Mg/Ca values and beneficial to penecontemporaneous dolomitization while the latter is not avail to penecontemporaneous dolomitization. Consequently, it is suggested that the reef-bank facies adjacent to the sedimentary environment such as restricted platform facies or evaporate platform facies are advantageous to forming quality reservoirs.

**Key words:** dolomitization; reservoirs; reef-bank facies; Permian Changxing Formation; Triassic Feixianguan Formation; Puguang Gasfield; Jiannan Gasfield; Sichuan Basin

收稿日期: 2009-12-03; 修订日期: 2010-03-10。

作者简介: 管宏林(1977-), 男, 工程师, 主要从事油气地质研究工作。E-mail: guanhl@mail.wuxisuo.com。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司油田开发部项目(YTB2006-01)。

普光气田和建南气田位于四川盆地东北部,区域构造背景相似(图1)<sup>[1-4]</sup>。两气田的主要储层长兴组和飞仙关组均为礁滩沉积,但普光气田储层规模、储集性能却远远强于建南气田。本文从沉积环境、成岩改造方面对2个气田储层差异的原因进行探讨。

## 1 储层对比

### 1.1 储层岩石类型对比

普光气田储层岩性主要为大套的溶孔白云岩。长兴组储层主要分布于长二段和长一段上部,长二段主要为大套溶孔白云岩;长一段上部以溶孔海绵礁白云岩、海绵礁灰岩为特征。飞仙关组储层主要分布于飞二—飞一段,主要以溶孔型鲕粒白云岩和幻影鲕粒细—粗晶白云岩、细粗粒结晶白云岩组合为主。

建南气田储层岩性为灰岩和少量白云岩,储层主要分布于长二段、飞三段。长兴组储层岩性主要为粉—细晶白云岩、幻影细晶白云岩、生屑灰岩、砂屑灰岩、生屑云质灰岩、礁灰岩、礁白云岩,其中贡献最大的是白云岩、礁白云岩和云质灰岩,以白云岩储集性最好。飞仙关组储层岩性主要为颗粒灰岩;少量发育白云岩,但其储集物性好,也是飞三段

的重要储集岩类。

### 1.2 储层物性特征对比

普光气田长兴组、飞仙关组储层以白云岩为主,具有较好的物性特征,以中孔中渗、高孔高渗为主;而建南气田储层主要为灰岩,储集性较差,以低孔低渗为主,少量为溶孔白云岩,其储集性与普光气田相似,具有较好的物性特征。

普光气田长兴组储层物性以普光6井为例,礁滩白云岩孔隙度介于1.11%~23.05%,平均7.08%,主要分布于2%~5%,5%~10%和大于10%;渗透率多数大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。而海绵礁灰岩储集性较差,以低孔低渗为主,孔隙度大多小于2%;渗透率平均 $0.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。飞二—飞一段白云岩储层以普光2井为例,孔隙度介于0.94%~28.86%之间,平均9.14%,主要分布于6%~12%;渗透率以大于 $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 为主。

建南气田长兴组孔隙度介于0.11%~17.45%,平均1.36%,渗透率平均 $0.27 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。飞仙关组颗粒灰岩孔隙度为0.2%~6.11%,平均1.53%,渗透率平均 $0.15 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;白云岩发育较少,但储集物性好,孔隙度介于3.28%~13.4%,平均9.45%,渗透率平均 $2.63 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

### 1.3 储集空间类型对比

普光气田与建南气田长兴组、飞仙关组储层储集空间类型相似,以孔隙为主,裂缝发育较少。现今有效孔隙主要是埋藏溶蚀孔隙<sup>[5,6]</sup>,以晶间溶孔、粒内溶孔为主。

### 1.4 储层成岩作用对比

两气田储层在成岩作用类型、成岩序列上相似,其成岩序列大致为:海底环境的藻粘结、泥晶化作用→一代纤柱状胶结→大气淡水溶蚀、新生变形作用→二代粒状胶结→新生变形作用、准同生白云岩化作用→埋藏阶段的压溶、充填作用→埋藏白云岩化作用→构造挤压作用、重结晶作用→I期埋藏溶蚀及充填作用→早期进油→油演化为沥青→II期埋藏溶蚀作用→晚期充填→进气。

其中压实作用、胶结充填作用为破坏性成岩作用,不利于储集空间的形成与演化;埋藏溶蚀作用、白云岩化作用、构造挤压作用,为区内重要的建设性成岩作用,有利于储集空间的形成与演化。两期埋藏溶蚀作用中,I期埋藏溶蚀与烃源岩演化过程中产生的有机酸和 $\text{CO}_2$ 酸性流体有关,II期埋藏溶蚀可能与TSR产生的 $\text{H}_2\text{S}$ 有关<sup>[5]</sup>。

## 2 储层差异原因分析

两气田储层孔隙成因相似,主要是埋藏溶蚀成

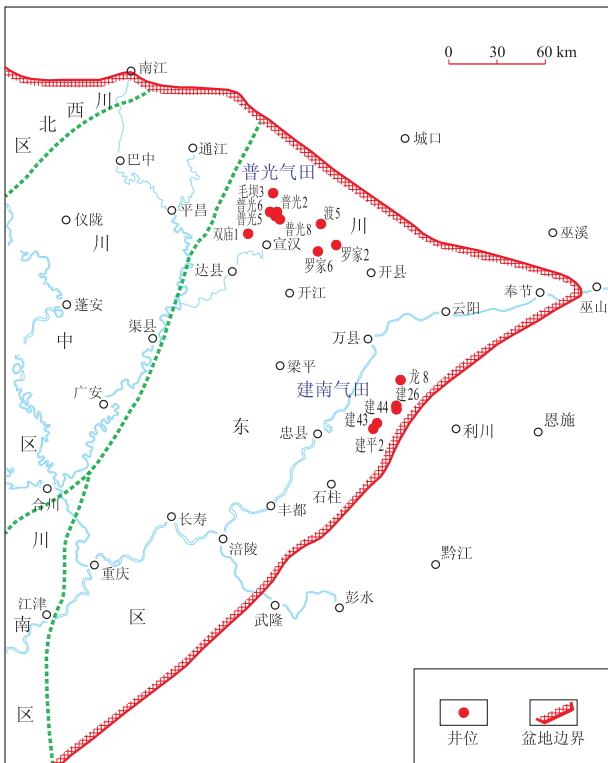


图1 普光气田与建南气田位置

Fig. 1 Geographic location map of Puguang Gasfield and Jiannan Gasfield in the Northeast Sichuan Basin

因。对于构造应力作用强烈的普光气田与建南气田,由于白云岩性脆,受挤压应力易破碎形成大量的裂缝、微裂缝,有利于有机质演化过程中产生的有机酸和 CO<sub>2</sub> 及晚期 H<sub>2</sub>S 酸性流体进入,为埋藏溶蚀提供了重要的通道。因此,白云岩发育与否,决定了两区储集性能的差异。

## 2.1 白云岩成因差异

### 2.1.1 白云岩发育程度对比分析

普光气田长兴组、飞仙关组白云岩储层厚度大,横向展布较稳定。长兴组白云岩储层沿礁滩相分布,飞仙关组储层沿滩相分布,自东向西厚度由厚变薄,越靠近局限台地或蒸发台地,白云岩越厚,而离局限台地或蒸发台地越远,厚度变小;在南北分布上,由普光构造带向南沿北西—南东向延伸,与渡口河、铁山坡等鲕粒滩连为一体,向北与通南巴鲕粒滩相连。长兴组白云岩储层厚约 100~146.57 m,其中普光 6 井(未钻穿)长兴组白云岩储层厚 146.57 m,其中长二段白云岩储层厚 114.2 m,长一段海绵礁白云岩储层厚 32.28 m。飞仙关组以普光 1,2 井储层厚度最大,普光 1 井储层厚 205 m,普光 2 井厚 397 m,其中,飞一段至飞二段有效储层普遍厚于 150 m,最厚达 319.5 m。

建南气田长兴组、飞仙关组白云岩储层厚度小,横向分布范围小。长兴组白云岩主要分布于生

屑滩和点礁相带内,建南构造北高点点礁相白云岩厚 5~32 m,南高点生屑滩白云岩厚 4~14 m;飞三段白云岩储层主要零星分布于建南构造北高点—利川核桃园一带,厚 1~8 m。

### 2.1.2 白云岩化特征

普光气田白云岩主要有 2 种标型特征,以普光 2 井飞仙关组白云岩为例:一种保持原岩结构特征,继承原岩方解石晶体大小,白云石晶体较细,主要以微泥晶及粉晶为主,半自形—它形,组成鲕粒圈层、泥晶基质及砂屑;一代胶结物仍保持纤柱状结构、介形虫白云岩化后仍继承了玻纤状结构,粒状胶结物常保留向心增大的特征,反映了准同生期白云化快速成核结晶的特征(图 2a, b)。另一种白云岩呈幻影结构,原岩组构已改造,呈幻影;白云石晶体较粗,多以细—粗晶为主,镶嵌结构,自形—半自形,局部具环带构造(图 2c);部分结晶白云岩中幻影也已消失,晶粒则多呈细—中晶或中—粗晶,发育晶间溶孔。

两类白云石间发育一系列过渡类型,例如以第一类特征为主的亮晶鲕粒白云岩中局部呈结晶较粗的幻影结构;以第二类特征为主的幻影亮晶白云岩中局部存在由泥微晶组成同心层的鲕粒(图 3d)。这些过渡类型的白云岩表明,上述 2 种不同标型特征白云岩可能是由于重结晶作用造成的,随着重结

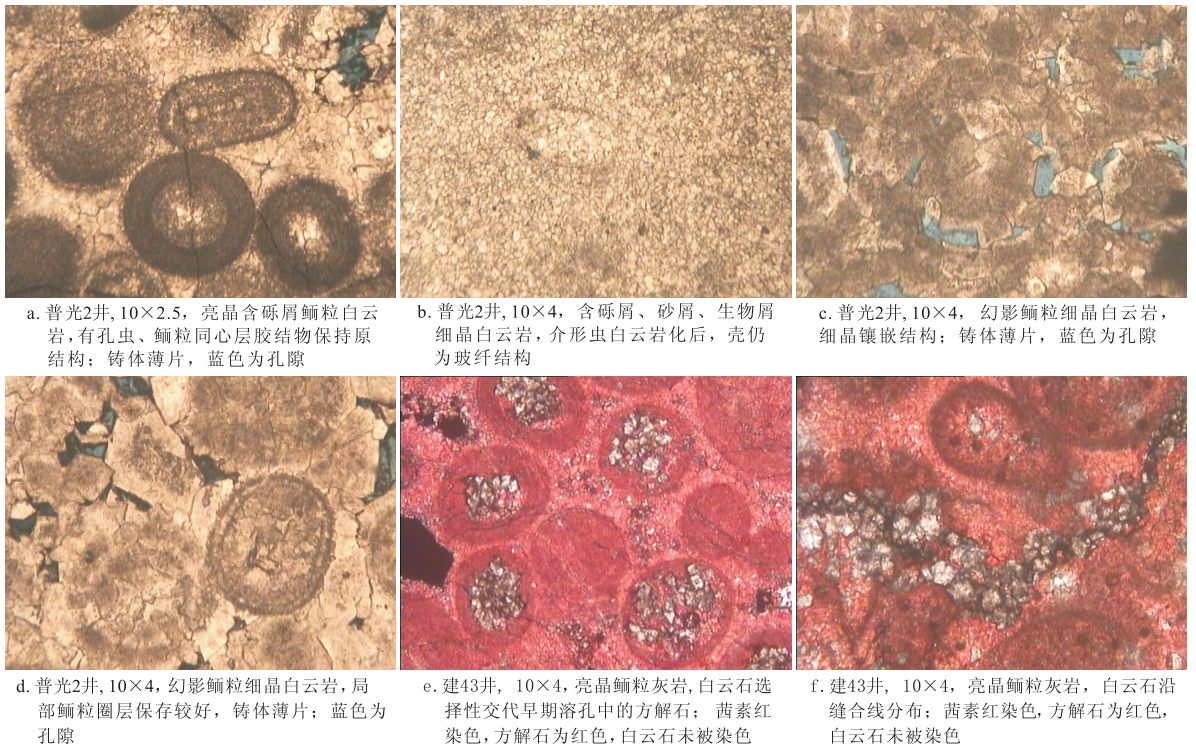


图 2 普光气田与建南气田飞仙关组白云岩结构特征

Fig. 2 The lithological characteristics of dolomite of Feixianguan Formation in Puguang Gasfield and Jiannan Gasfield

晶作用加强,其演变次序为:保持原结构白云岩→过渡类型白云岩→幻影状白云岩→幻影完全消失的结晶白云岩。

建南气田白云岩多以粉—细晶、自形—半自形为主,具穿切原结构特征;常见优先交代颗粒,尤其是早期溶孔已被粒状方解石充填的鲕粒;也常见白云石沿缝合线及早期方解石脉交代,反映了白云岩化成核作用较缓慢的成岩环境,为埋藏期形成的白云岩(图 2e,f)。

### 2.1.3 白云石有序度

白云石的  $\text{CaCO}_3$  摩尔含量及有序度与其形成条件有着明显的关系,有序度低,反映了快速结晶的成岩环境,如准同生白云岩化形成的泥微晶白云岩;有序度高,反映了成核作用较慢的环境,白云石结晶粒度也大,如混合水环境和埋藏环境形成的白云石<sup>[7]</sup>。

普光气田以普光 2 井飞仙关组为例,白云石有序度与白云岩结构密切相关。保持原结构的亮晶鲕粒白云岩,有序度与微泥晶白云岩相似,为 0.55~0.66,该类白云岩主要是准同生期形成的。随着重结晶作用增强,幻影结构的增加(白云石粒度增大),低有序度白云石逐渐重结晶成高有序度的细—粗晶白云岩,岩石结构也变成以幻影结构为主,有序度达 0.81~1.00,反映了随重结晶作用增强、有序度增大的变化关系(图 3)。

建南气田建 26 井、建平 2 井长兴组、建 43 井飞仙关组储层的 20 个样品测试资料表明,白云石有序度( $I_{015}/I_{110}$ )为 0.50~1.00,平均 0.86,其中大于 0.90 的样品占 55%,有序度明显高于普光 2

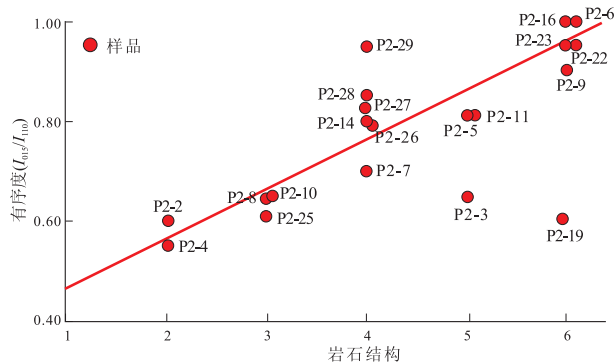


图 3 普光 2 井飞仙关组白云石有序度与岩石结构关系

图中横坐标数字意义为:1. 微、泥晶白云岩;2. 亮晶鲕粒云岩,圈层以微泥晶为主;3. 亮晶鲕粒云岩,圈层以微泥晶为主,局部幻影;4. 幻影亮晶鲕粒云岩,粉细晶为主,多数圈层保存好;5. 幻影亮晶鲕粒云岩,细中晶为主,少量圈层或基质呈微泥晶;6. 幻影亮晶鲕粒云岩,粗晶为主

Fig. 3 The relationship between the degree of order and lithological characteristics of dolomite of Feixianguan Formation in Well Puguang 2 of the Puguang Gasfield

井飞仙关组泥微晶白云岩(0.55~0.66)。虽然普光 2 井飞仙关组白云岩局部有序度较高,但普光 2 井白云石重结晶作用较强;而建南气田重结晶一般较弱。由此可见,建南气田白云岩化过程中成核作用比较缓慢,不是准同生期的产物。

### 2.1.4 白云岩的碳、氧同位素

前人研究认为<sup>[7]</sup>, $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 和 $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$ 值大小与盐度有关,其变化趋势为盐度越高,值越高。根据海相碳酸盐岩和化石的 $\delta^{13}\text{C}$ 值,三叠系海水 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 值为 $0\text{‰}\sim 1.5\text{‰}$ <sup>[8]</sup>。基思等<sup>[9]</sup>把 $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$ 和 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 值二者结合起来用于指示古盐度( $Z$ )[即: $Z=2.048\times(\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}+50)+0.498(\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}+50)$ ],根据白云岩的 $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$ 和 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 计算出的古盐度 $Z$ 值,可以区分出白云岩的成因类型。准同生白云岩具有高 $Z$ 值( $Z>120$ );而在浅水沉积中,因大气淡水渗流作用而形成的白云岩具有低 $Z$ 值( $Z<120$ )。

普光 2 井飞仙关组白云岩的 21 个样品碳氧同位素测试资料表明, $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 值为 1.97‰~3.19‰,均大于当时海水中的碳同位素值(0‰~1.5‰),说明白云岩化流体比当时海水咸化,没有淡水注入。这从另一个侧面反映了普光 2 井白云岩化形成于准同生期高盐度流体中。由白云岩的 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 值和 $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$ 值,恢复出当时古盐度值为 128.76~131,均大于 120,也表明普光 2 井飞仙关组白云岩形成于准同生期。

建 26 井、建 44 井、建平 2 井长兴组白云岩 11 个碳氧同位素样品测试资料表明, $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 为 4.35‰~5.41‰,说明白云岩化流体咸化,没有淡水注入,反映了白云岩可能形成于准同生期或埋藏环境的高盐度流体中,而非混合水成因的白云岩。由 $\delta^{13}\text{C}_{\text{PDB}}$ 值和 $\delta^{18}\text{O}_{\text{PDB}}$ 值,恢复出当时古盐度值为 132.77~135.33,大于 120,表明白云岩为高盐度流体环境中形成。

综上所述,普光气田长兴组、飞仙关组白云岩具有保持原结构、继承原岩方解石晶体大小的特征,反映了准同生期快速成核结晶的特征;而低有序度、高碳同位素及高盐度也反映了准同生期高盐度白云岩化的成岩环境,因此,普光气田多数白云岩成因为准同生期白云岩化。建南气田白云岩以粉—细晶为主、具穿切原结构特征,反映了白云岩化成核作用较缓慢的埋藏成岩环境;而高有序度、高碳同位素值、高盐度也反映了埋藏期高盐度流体的成岩环境,为埋藏白云岩化成因。因此,普光气田储层形成了规模较大的白云岩层(体);而建南气田储层形成的埋藏白云岩层(体)规模较小。这是两气田白云岩分

布范围及厚度差异巨大的重要原因。

### 2.2 沉积环境差异

#### 2.2.1 长兴组沉积相对比

两气田长兴组礁滩的发育规模相差甚大,长兴组储层虽然都发育于礁滩相沉积中,但普光气田为台地边缘礁滩相;而建南气田为台内点礁、滩相,发育规模远不及普光气田(图 4,5)。

与两气田长兴组礁滩相毗邻区的沉积环境也有较大区别。普光气田长二段礁滩储层周围为局限台地相沉积,有利于其准同生期渗透回流白云岩化作用。由于渗透回流作用,高 Mg/Ca 卤水渗入长二段及长一段礁岩中上部,使一段中上部和二段广泛发育强烈的白云岩化,从而形成厚层白云岩。而建南气田长二段礁滩储层周围为开阔台地相沉积,成岩早期难以获得充足的白云岩化流体,因而准同生期白云岩化不发育。虽然埋藏期由于差异压实作用,有利于周围压实流体的渗入,获得 Mg<sup>2+</sup> 而发育埋藏白云岩化,但没有获得足够的 Mg<sup>2+</sup>, 因此难以形成厚层白云岩。

#### 2.2.2 飞仙关组沉积相对比分析

虽然普光气田与建南气田飞仙关组储层均为

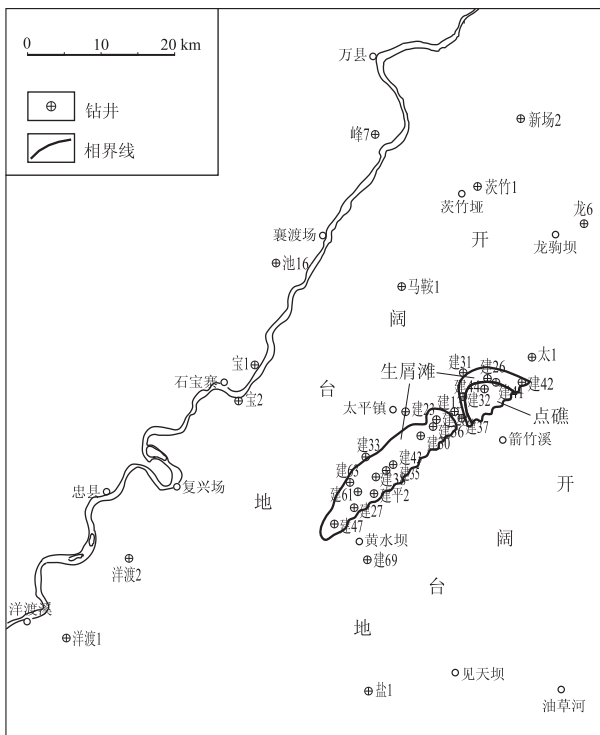


图 5 建南气田长兴组二段沉积相平面展布  
据江汉油田研究院修编,2003。

Fig.5 The sedimentary facies map of the Second Member of Changxing Formation in the Jiannan Gasfield

台地边缘滩相,但与之毗邻区的沉积环境差异较大。与普光气田飞一一飞二段滩相毗邻区的沉积环境为局限台地,能为滩相中颗粒灰岩准同生期白云岩化提供卤水,因此,储层段准同生期白云岩化发育且储集性能好。而与建南气田飞三段滩相毗邻区的沉积环境为开阔台地相,不能为台地边缘颗粒灰岩早期白云岩化提供卤水,因此,建南气田飞三段白云岩化不及普光气田飞一一飞二段发育,储层储集性能也不能与普光气田相提并论(图 6,7)。

### 3 结论

1)白云岩化成因的差异造成了普光气田与建南气田长兴组、飞仙关组礁滩相储层发育程度和储集性能的差异;普光气田以准同生期白云岩化作用为主,形成了规模较大的白云岩层(体),建南气田以埋藏白云岩化为主,形成的埋藏白云岩层(体)规模较小。

2)白云岩化成因的差异与沉积环境密切相关,普光气田礁滩沉积毗邻局限台地或蒸发台地,容易获得高 Mg/Ca 比的白云岩化流体,有利于准同生期白云岩化发育;而建南气田礁滩沉积毗邻开阔台地,不利于准同生白云岩化的发育,主要为埋藏期白云岩化,白云岩化程度弱,未能形成大量的白云岩。



图 4 普光气田长兴组二段沉积相平面分布  
据中国石化南方勘探开发分公司修编,2006。

Fig.4 The sedimentary facies map of the Second Member of Changxing Formation in the Puguang Gasfield

