

文章编号: 1009-3850(2006)03-0045-06

建南构造飞仙关组三段高精度层序地层学 及南北高点储层差异原因探讨

梁西文^{1,2}, 郑荣才¹

(1. 成都理工大学 油气藏地质及开发工程国家重点实验室, 四川 成都 610059; 2. 江汉油田分公司 勘探开发研究院, 湖北 潜江 433124)

摘要:以岩屑薄片为基础, 结合侧井曲线分析资料, 按 Exxon 公司经典层序地层模式, 对建南构造南、北高点代表井建 45 井、建 42 井进行了层序地层划分, 共划分 4 个沉积层序, 均为 II 型层序, 层序级别相当于四级。并对南北高点进行了层序地层对比, 南高点的鲕滩主要发育在层序 1、2、3 的高位期, 北高点的鲕滩主要发育于层序 4 的海侵期。研究认为: 南、北高点鲕滩储层存在差异, 南高点的鲕滩可定义为“高位滩”, 而北高点的鲕滩定义为“海侵滩”, 后者因缺乏表生溶蚀作用而储集性能差; 北高点可形成层状白云岩储层, 层状白云岩储层发育于层序 3 的高位晚期, 层位上处于北高点鲕粒滩与泥晶灰岩之间。针对南、北高点的储层分布规律, 提出南高点应以滚动扩边, 打斜井提高产能为主, 北高点应以寻找优质白云岩储层为主。

关键词:建南构造; 飞仙关组三段; 层序地层; 储层; 湖北

中图分类号: P539.2

文献标识码: A

1 地质背景

研究区位于与重庆交界处的湖北省利川县建南镇及周缘。建南背斜属石柱复向斜内的次一级背斜构造, 大致以建 28 井为界, 南边为南高点, 北边为北高点(图 1)。南高点的建 15 井、建 25 井、建 35 井、建 61 井, 确定的含气面积 29.96 km², 探明地质储量 17.12 × 10⁸ m³(表 1)^[1]。南高点: 鲕粒、砂屑滩相储层呈连片分布, 东部边界以石圣-跨石庙断层遮挡, 北西南三面受构造控制, 为具有边水的构造层状气藏; 南高点: 产量稳定, 井口压力下降缓慢, 关井地层压力基本一致, 具统一的压力系统。南、北高点相距近 10 km, 但储层差异如此之大, 对此有研究者做过论述。早期的研究者认为, 南高点鲕滩平均厚度 40 ~ 80 m, 而北高点鲕滩为 30 ~ 50 m, 造成储层差异的原因在于南北高点鲕滩厚度的差异(陈劲仁等);

后来有人将飞三段分为早期与中晚期, 进行沉积相的研究, 认为早期滩的主体位于南高点, 中晚期滩的主体位于北高点^[2]。这些研究均从静态进行分析, 本文将高精度层序地层分析与沉积成岩结合进行综合分析, 从沉积动态过程, 来探讨南、北高点飞三段储层差异的原因。

2 层序地层划分、对比及储层差异

2.1 单井层序地层

研究从单井第一手资料——岩屑薄片、钙镁分析等开始, 研究单井的层序地层特征, 进而为平面上层序地层格架的建立及研究鲕粒滩坝在格架中的分布打好基础。

1. 建 45 井层序地层划分及特征

对建 45 井 2962 ~ 3113 m 井段 142 块岩屑薄片原始分析报告进行研究, 并参考电测曲线, 认为由下

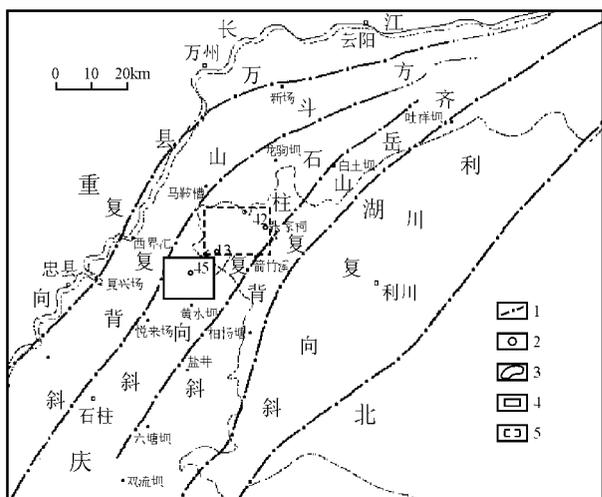


图1 构造区划及研究区位置

1. 相线; 2. 井位; 3. 背斜构造; 4. 南高点; 5. 北高点

Fig. 1 Tectonic framework and location of the study area

1=facies boundary; 2=well site; 3=anticline; 4=southern culmination; 5=northern culmination

表1 建南构造南、北高点储量

Table 1 Reserves for the southern and northern culminations in the Jiannan structure

高点	工业气井	含气面积 (km^2)	探明储量 (108m^3)
北高点	建 3 井	29.96	0.56
	建 10 井		1.67
	建 36 井		0.08
	建 51 井		0.22
南高点	建 15、25、35、61 井	29.96	17.12

至上可划分 4 个沉积层序(图 2)。层序地层划分的原则主要是考虑原始沉积物所反应海水能量的变化,进而造成纵向上相序的变化,模式按 Exxon 公司经典层序地层模式,层序级别相当于四级,层序界面为 II 型界面,表现为岩性、岩相转换面,由于层序级别高,因此低水位体系域将不予划出,只划分出海侵体系域(TST)和高位体系域(HST)。

(1) 层序 1(3113~3092m): TST(3113~3100m) 主体为泥晶灰岩,含少量砂屑,岩相分析为台地前缘斜坡亚相。HST(3101~3092m),由含云质砂屑细粉晶灰岩、微晶灰岩及亮晶鲕粒灰岩组成,表现为向上逐渐变浅的进积序列,其中鲕粒灰岩在 HST 上部,鲕粒由微晶方解石组成,圆形,具不明显同心圈,一般为 0.5mm,胶结物为(细粉晶)亮晶方解石,细晶自形晶白云石分布于鲕粒内,个别鲕粒内见石膏。定为台缘滩坝亚相砂屑灰岩微相。

(2) 层序 2(3093~3062m)。TST(3093~3068m)

由砂屑灰岩及泥晶灰岩组成,以砂屑灰岩为主体,持续海侵的时限较长,相对于下伏层序 1 的 HST,由于海平面的上升,海水能量减弱,颗粒含量相对减少,可定为台缘滩坝亚相砂屑灰岩—泥晶灰岩微相。HST(3069~3062m) 由鲕粒灰岩,砂屑灰岩组成,鲕粒含量达 50%~70%,且鲕粒个体较大,圈层较多,为海退过程中受较强潮汐流作用形成的,其所处古地理位置相当于潮间高能环境,至此,进入鲕粒滩坝发展阶段。

(3) 层序 3(3061~2998m): TST(3061~3057m) 相对较薄,为一套含鲕的泥晶灰岩,但鲕粒含量相对较少,只有百分之几,沉积物所反应的海水能量相对较弱。HST(3056~2998m) 由亮晶鲕粒灰岩、砂屑灰岩组成,鲕粒含量 50% 左右,为鲕粒滩坝主体发育期,为台缘滩坝亚相鲕粒灰岩微相,相对高能环境。

(4) 层序 4(2997~2964m): TST(2997~2990m) 由泥晶灰岩组成,岩石结构、成分单一,黄铁矿成粉末状分布于局部地区,薄片鉴定岩石中泥质呈层纹分布,总体表现为十分安静的沉积环境,定为台后湖亚相。高水位体系域可分为两部分,即早期高水位 EHST(2989~2974m) 由砂屑灰岩,泥晶灰岩组成,台内滩亚相;晚期高水位 LHST(2973~2964m),为泥晶灰岩,岩石结构成份单一,黄铁矿多为粉末状,少见颗粒状,生屑零星分布,定为滩间湖亚相。

2. 建 42 井层序地层研究

对建 42 井 3797~3338m 井段 141 块薄片进行详细研究后认为,与南高点建 45 井相对应,建 42 井亦能划分出 4 个沉积层序(图 3)。建 42 井区,在 1~3 层序沉积时,由于所处相带较建 45 井区要深,总体处于台地前缘斜坡亚相。

(1) 层序 1(3338~3307m): TST(3338~3309m) 主要岩性为泥晶灰岩,结构、成分单一,方解石它形,为台缘斜坡亚相。HST(3309~3307m) 为泥晶云岩、灰岩,白云岩泥晶半自形,主要出现在 3307m,为台缘斜坡亚相灰云岩微相。

(2) 层序 2(3307~3268m): TST(3307~3276m) 为泥晶灰岩,成分单一,方解石它形,为台缘斜坡亚相。HST(3276~3268m) 为灰质粗晶云岩,含云质泥晶灰岩,及泥晶灰岩,白云石粗粉晶,自形,为明显的白云化作用的产物。

(3) 层序 3(3268m~3225m): TST(3268~3254m) 为泥晶灰岩,砂屑泥晶灰岩及含云质泥晶灰岩,台缘斜坡亚相。HST(3254~3225m) 为细晶云岩,含云质泥晶灰岩,亮晶砂屑灰岩。

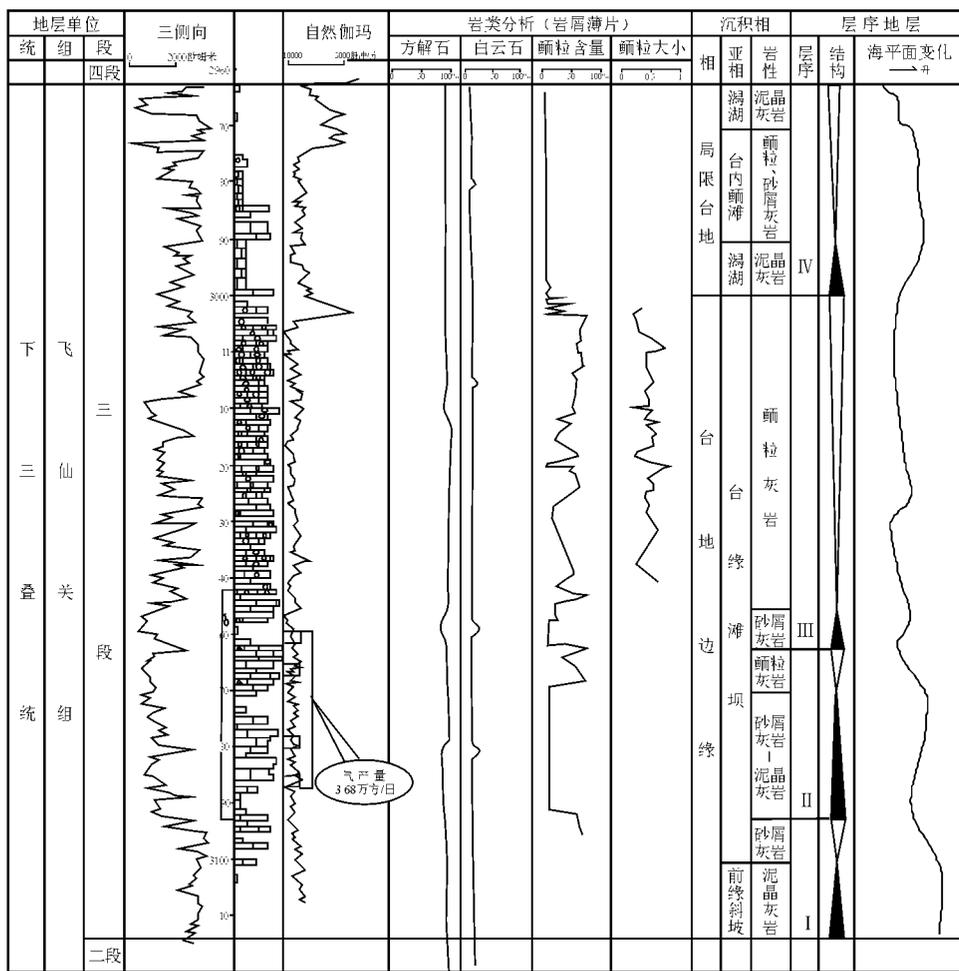


图2 建45井层序地层柱状图

Fig. 2 Sequence stratigraphic column in the Jian-45 well

(4) 层序4 (3224~3197m): TST(3224~3201m) 为鲕粒滩坝之亮晶鲕粒灰岩, 鲕粒大小为0.3~1.5mm, 2~7个圈层不等, 含量50%~80%, 为一套高能的沉积产物, 是在前一层序HST晚期, 海平面上升速率与沉积速率近于相等的情况下沉积的一套颗粒灰岩, 表现为向上加积—退积的特点。HST(3201~3197m), 为一套低能泥晶灰岩沉积, 方解石泥晶, 它形, 属台后湖亚相沉积。

2.2 层序地层对比

建南鲕滩由西南向东北迁移抬升的事实可以推测出, 海水整体是向东北方向缓慢退出。通过精细的层序划分与对比分析不难总结出, 在这种整体海退背景下的一些海侵的过程及鲕滩的分布规律; 层序地层作为年代地层格架, 在时间上是可以对比的, 由于各剖面所处的古地理位置的不同, 造成旋回物质在横向上的差异, 但不同古地理位置的剖面在纵向上相序的变化, 即每一次海平面变化由浅→深→

浅过程是一致的。因此, 建42井4个沉积层序的划分起到了与建45井互相对比、互相印证的作用。

将建45井作为南高点的代表与建42井作为北高点的代表, 南、北高点层序对比分析有如下规律(图4), 层序1海侵体系域, 南高点在建45井为台地前缘斜坡亚相, 而在建38井及建47井区, 为台缘鲕粒滩坝亚相到台地前缘斜坡亚相过渡相带, 北高点, 主要为台地前缘斜坡亚相的泥晶灰岩, 局部建30井及建13井区可见少量颗粒灰岩; 高位体系域, 南高点为鲕粒滩坝亚相颗粒灰岩, 主要是砂屑灰岩, 少量的鲕粒灰岩, 北高点为台地前缘斜坡亚相的泥晶灰岩, 在高位晚期, 可见表生成岩作用形成的泥晶白云岩, 颗粒白云岩, 在建41、42井区发育。层序3海侵体系域, 南高点, 表现为快速的海侵过程, 主要沉积物为台缘滩坝亚相的砂屑灰岩, 北高点为台地前缘斜坡亚相的泥晶灰岩, 建30井区可见颗粒灰岩; 高位体系域, 南高点沉积了较厚的台缘滩坝亚相鲕粒灰岩, 构

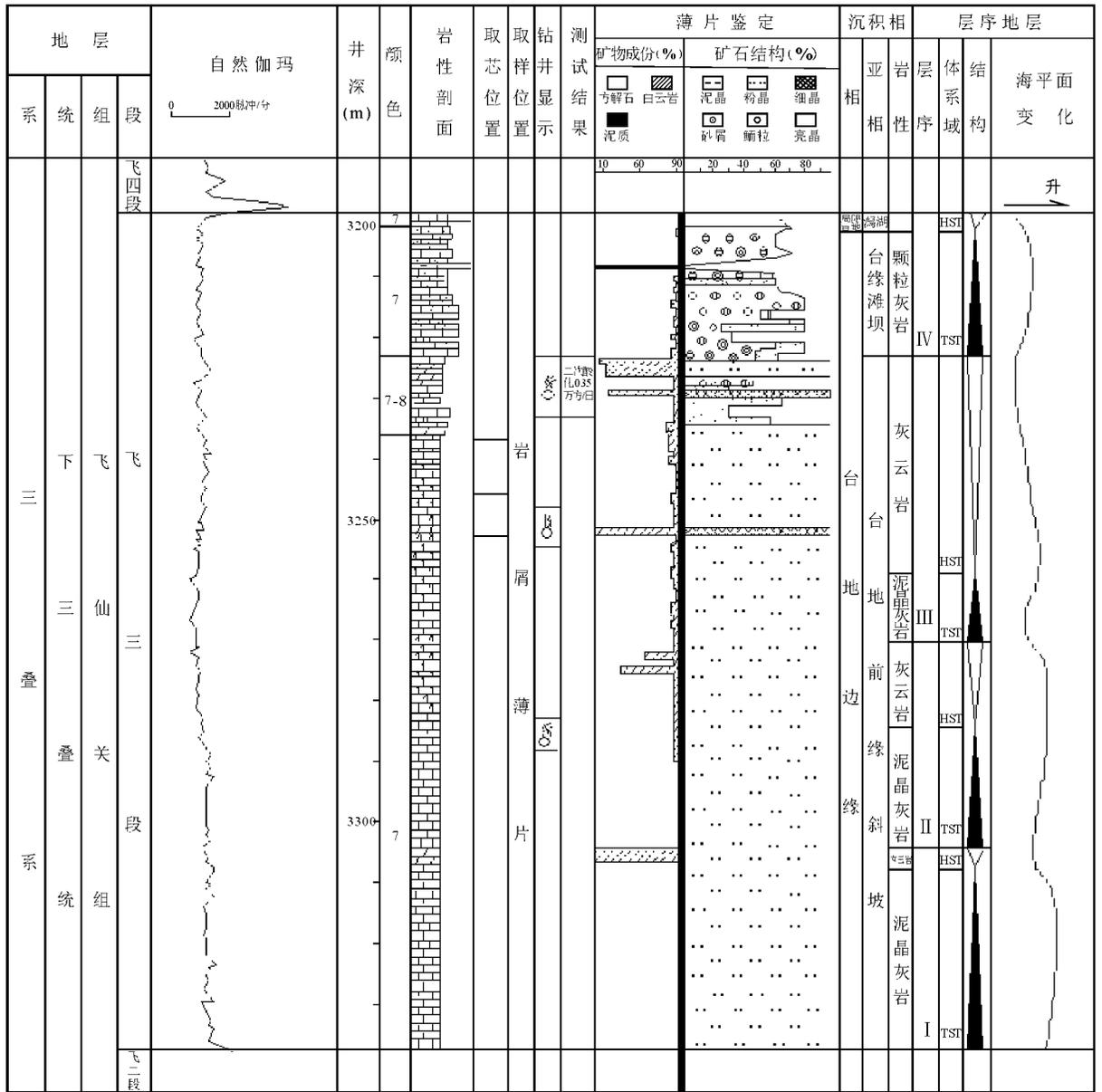


图3 建42井层序地层柱状图

Fig. 3 Sequence stratigraphic column in the Jian-42 well

成南高点鲕粒滩坝主体, 而北高点为台地前缘斜坡亚相泥晶灰岩, 局部含少量颗粒灰岩, 顶部见表生成岩作用形成的颗粒白云岩。层序4海侵体系域, 南高点为局限台地湖亚相泥晶灰岩, 北高点为台地边缘鲕粒滩坝亚相鲕粒灰岩, 厚度相对较大; 高位体系域, 南高点下部为台内鲕粒滩亚相, 鲕粒、砂屑灰岩, 上部则为湖亚相泥晶灰岩, 北高点, 主要为湖亚相泥晶灰岩。

从对比分析得出, 南高点的鲕滩坝主要发育于层序1、2、3的高位期, 到层序4时, 变为台后湖和台内鲕滩的沉积; 而北高点的鲕滩发育于层序4时

期, 为海侵体系域沉积物, 随着海侵的结束, 鲕滩即停止沉积, 层序4高位域为湖亚相的沉积。

2.3 南、北高点储层差异原因分析

从储层分析可以得出, 南高点的储层主要是鲕粒灰岩, 含大量的溶蚀孔, 包括铸模孔、粒间溶孔、晶间溶孔。而北高点的储层主要是层序3高位体系域晚期的层状细晶白云岩(建13井、建41井、建42井), 北高点层序4海侵体系域鲕滩并没有构成真正意义上的储层^[3]。

1. 南、北高点鲕滩成因差异

从南、北高点鲕滩的对比分析, 南高点的鲕滩主

要发育于层序 2~3 的高位体系域, 北高点的鲕滩则形成于层序 4 的海侵期, 可以将前者命名为高位滩, 后者命名为海侵滩。两者同为鲕粒滩, 但其成因确存在较大差别, 前者是在海平面下降背景下形成的, 在结构上常形成一系列进积型准层序组, 在高位晚期, 鲕粒滩坝常有不同程度的暴露, 使得先前沉积的鲕粒灰岩, 由于表生成岩作用, 形成一系列的溶蚀孔隙, 这些溶蚀孔隙在后来的埋藏成岩阶段得到进一步的孔隙改善。后者是在海平面上升背景下形成的, 在结构上常形成一系列退积型准层序组, 由于海平面缓慢持续加深, 使得先前沉积的鲕滩被“淹没”, 从而缺乏表生成岩作用的“改造”。

2. 北高点层状白云岩储层

建南北高点的白云岩, 零星分布于鲕滩和泥晶灰岩段中, 但成层性好的白云岩储层, 并没出现在鲕粒滩中, 而是发育于鲕滩与下伏泥晶灰岩之间, 厚度 5~8m, 即层序 3 的高位体系域晚期(建 13 井, 建 41 井, 建 42 井)。其形成机理是在层序 3 的高水位晚期, 当南高点台缘鲕粒滩坝暴露遭受大气淡水溶蚀时, 在滩坝向海方向, 台缘斜坡环境, 由于蒸发潮坪白云化作用和混合水白云化作用, 形成白云岩, 但这一过程持续的时间相对较短, 所形成的细晶白云岩在厚度上较小, 储层改造也并非彻底, 但在局部仍可形成一定规模的细晶白云岩储层^[4]。

3 结论和建议

建南构造飞仙关组三段已形成一定规模的工业性气藏, 通过高精度层序地层分析后认为: (1) 南、高点鲕滩储层存在差异, 南高点的鲕滩可定义为“高位滩”, 而北高点的鲕滩定义为“海侵滩”。后者因缺乏表生成岩作用而储集性能差。(2) 北高点可形成层状白云岩储层, 层状白云岩储层发育于鲕粒滩坝与泥晶灰岩之间, 储集性能好, 但横向分布不均, 厚度 5~7m。

针对南、北高点的储层分布规律, 提出南高点应以滚动扩边, 打斜井提高产能为主, 北高点应以寻找优质白云岩储层为主。

参考文献:

- [1] 马永生, 傅强, 郭彤楼, 等. 川东北地区普光气田长兴—飞仙关气藏成藏模式与成藏过程[J]. 石油地质与实践, 2005, 27(5): 455—461.
- [2] 曾庆立. 建南气田周缘地区飞仙关组沉积特征与勘探目标[J]. 江汉石油职工大学学报, 2004, 17(2): 8—9.
- [3] 马永生, 牟传龙, 郭旭生, 等. 川东北达县—宣汉地区飞仙关组沉积相与储层分布[J]. 地质学报, 2006, 80(2): 293.
- [4] 杨晓萍, 赵文智, 曹宏, 等. 川东北三叠系飞仙关组气藏有利储层的形成与分布[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(1): 17—21.

High-resolution sequence stratigraphy and reservoir differences between the southern and northern culminations in the third member of the Feixianguan Formation in the Jiannan structure, Hubei

LIANG Xi-wen^{1,2}, ZHENG Rong-cai¹

(1. Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China; 2. Jiangnan Oil Field, Qianjiang 433124, Hubei, China)

Abstract: Sequence stratigraphic division is conducted on the strata of the Jian-45 and Jian-42 wells at the southern and northern culminations in the Jiannan structure using the Exxon's classic sequence stratigraphic model. These strata may be divided into four II-type fourth-order sequences. A sequence stratigraphic correlation is made for the southern and northern culminations, respectively. The oolitic shoals in the southern culmination were developed in the highstand systems tract of Sequences 1, 2 and 3, whereas those at the northern culmination were developed during the transgressive period of Sequences 4. The former may be defined as the “highstand shoals”, whereas the latter may be defined as the “transgressive shoals” whose reservoir capability is poor due to the lack of surface solution. The bedded dolostone reservoirs at the northern culmination were developed in the upper highstand systems tract of Sequences 3, and horizontally occur between the oolitic shoals and micritic limestone. In these cases, rolling stepout drilling and deviated drilling are proposed to improve production at the southern culmination, whereas at the northern culmination, high-quality dolostone reservoirs are expected.

Key words: Jiannan structure; third member of the Feixianguan Formation; sequence stratigraphy; reservoir; Hubei