

文章编号: 0253-9985(2006)06-0741-10

四川盆地川东北区二叠系—三叠系天然气 勘探成果与前景展望

马永生, 蔡勋育

(中国石油化工股份有限公司 南方勘探开发分公司, 云南 昆明 650023)

摘要: 勘探思路从以构造圈闭为主转变为以长兴组—飞仙关组礁滩相白云岩储层构造—岩性复合圈闭为主, 发现了目前国内最大的海相气田——普光气田。在总结前人 40 年勘探成果的基础上, 结合地质与地震资料, 建立了区内礁滩相沉积模式, 深层碳酸盐岩优质储层发育“三元控储”机理及“复合控藏”模式; 外围构造在飞仙关组三段、四段鲕滩灰岩及嘉陵江组二段白云岩也取得了勘探上的较大突破; 同时, 形成了海相深层碳酸盐岩天然气成藏机理理论体系及以储层综合预测为主的勘探技术系列。新的勘探成果表明区内具有多个勘探领域, 是四川盆地未来重要的天然气勘探区。

关键词: 二叠系; 三叠系; 礁滩相白云岩; 天然气成藏; 川东北; 四川盆地

中图分类号: TE112.2 **文献标识码:** A

Exploration achievements and prospects of the Permian– Triassic natural gas in northeastern Sichuan basin

Ma Yongsheng Cai Xunyu

(Southern E&P Company, SINOPEC, Kunming, Yunnan 650023)

Abstract The shifting of exploration target from structural traps to structural-lithologic traps (represented by dolomite reservoirs reef flat facies in Changxing-Feixianguan Formation of) led to the discovery of Puguang gas field—China's largest marine gas field so far. Based on 40 years of exploration achievements, the reef flat sedimentary model, 'ternary reservoir controlling mechanism' concerning the deep carbonate reservoirs, and the 'compound reservoir controlling' model are established by integrating the geological with seismic data. Breakthroughs are also made in the exploration of oolitic beach limestone in the third and fourth members of Feixianguan Formation and dolomite in the second member of Jialinjiang Formation in the periphery structures. Meanwhile, a theoretical system of gas pooling in deep marine carbonates is constructed, and a series of technologies aiming at integrated reservoir prediction are developed. New exploration achievements reveal that there are several potential exploration targets in the area and that Sichuan basin is an important area for future gas exploration.

Key words Permian, Triassic, dolomite of reef flat facies, gas reservoiring, northeastern Sichuan, Sichuan basin

川东北区位于四川盆地东北部, 处于米苍山—大巴山造山带的前缘, 主要勘探区块包括宣汉—达县、通南巴构造带、元坝、南江等 (图 1)。该区块地层分布与四川盆地主体基本相似, 具有三个成藏系统 (图 2)。早期发现了铁山坡、渡口

河、罗家寨等气田, “十五”期间, 天然气勘探又取得了巨大成果, 在宣汉—达县地区发现了以长兴组—飞仙关组礁滩相白云岩为主要储层的普光大气田, 并在嘉陵江组二段也取得了勘探的发现。

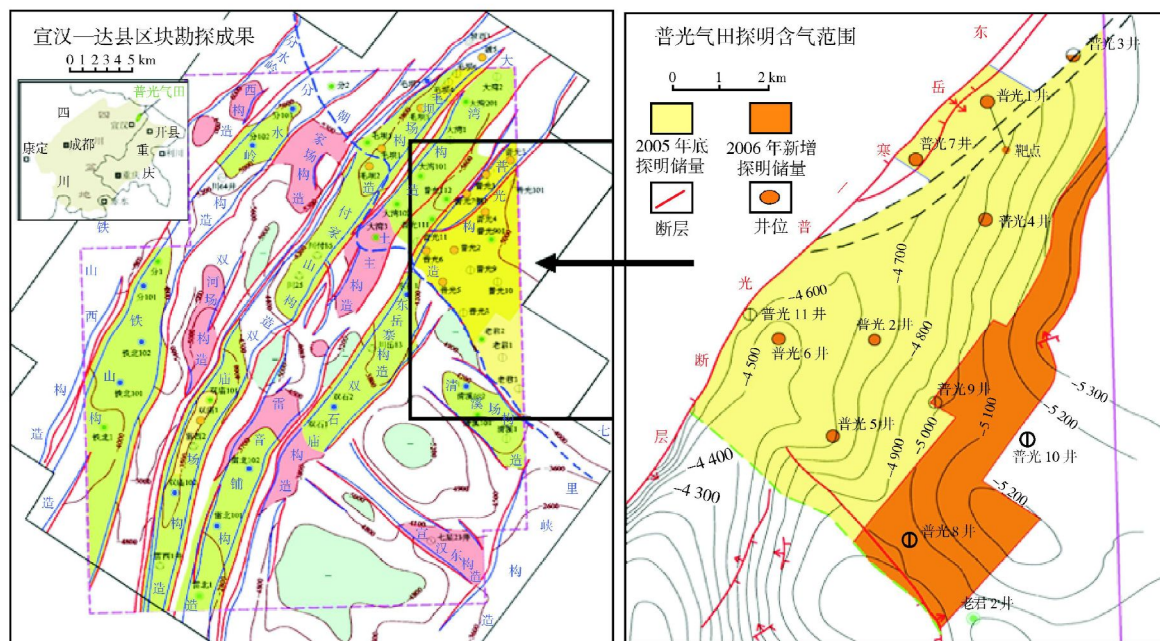


图 1 普光气田构造位置

Fig. 1 Map showing the location of Puguang gas field

注: 普光气田飞仙关组 (T_1f^4) 顶面构造图

1 “十五”天然气勘探成果

1.1 转变勘探思路,发现普光大气田

区内自上世纪 50 年代后期开始石油普查至“九五”期间,其勘探思路主要以构造圈闭为主要勘探对象,相继钻探了 21 口探井,取得了一些发现,但成果并不理想。“十五”以来,在认真总结前人勘探经验与教训的基础上,深入开展了海相深层碳酸盐岩天然气成藏机理等相关研究,并且在储层综合预测技术方法取得了突破^[1~9];通过对区域石油地质条件的综合分析,认为在宣汉—达县地区晚二叠世长兴期—早三叠世飞仙关期具备形成礁滩相孔隙型白云岩储层的基本条件,有利于形成构造—岩性复合圈闭,将勘探思路转变为“以长兴组—飞仙关组礁、滩孔隙型白云岩储层为主的构造—岩性复合圈闭为主要勘探对象”。由于勘探思路的转变,于 2002 年快速、高效地发现了普光大气田(图 1)。至 2005 年底,经国土资源部矿产资源储量评审中心专家组审定,累计探明天然气地质储量达 $2\,510.7 \times 10^8 \text{ m}^3$,技术可采储量为 $1\,883.04 \times 10^8 \text{ m}^3$,含气面积 41 km^2 。

普光气田是目前四川盆地发现的埋藏最深、储层最厚、丰度最高、规模最大的气田,也是目前

我国海相地层中发现的最大气田(图 2 图 3)。在普光 1 井钻揭长兴组—飞仙关组礁滩相白云岩以孔隙型为主,有效储层厚达 261.7 m ,气层顶界埋深 $4\,960.0 \text{ m}$ (垂深)、底界埋深 $5\,340.6 \text{ m}$ (垂深),测试天然气无阻流量 $103 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 随后部署的所有探井均获高产(表 1,表 2)。

1.2 外围礁滩相孔隙型白云岩储层也获重大发现

1.2.1 毛坝场构造

毛坝场构造位于宣汉—达县区块双庙场—毛坝场构造带北部,毛坝 3 井在长兴组钻获优质白云岩储层 79.57 m ,测试产气 $22.32 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 产水 $92 \text{ m}^3/\text{d}$ 。证实了长兴组—飞仙关组礁滩相白云岩储层在宣汉—达县东北部分水岭—毛坝场—大湾—普光—老君一带呈北西—南东条带状展布的预测。

1.2.2 大湾、普西构造

大湾、普西构造位于普光气田与毛坝场构造之间,大湾 1 井长兴组—飞仙关组测井综合解释气层 136.4 m ,含气层 54.3 m ;大湾 2 井飞仙关组测井综合解释气层 142.6 m ,含气层 15.4 m ;普光 11 井测井综合解释飞仙关组储层 29 层 230.2 m 。3 口井在飞仙关—长兴组气显示十分活跃,进一步扩大了宣汉—达县区块东北部礁滩相白云岩储层勘探领域。

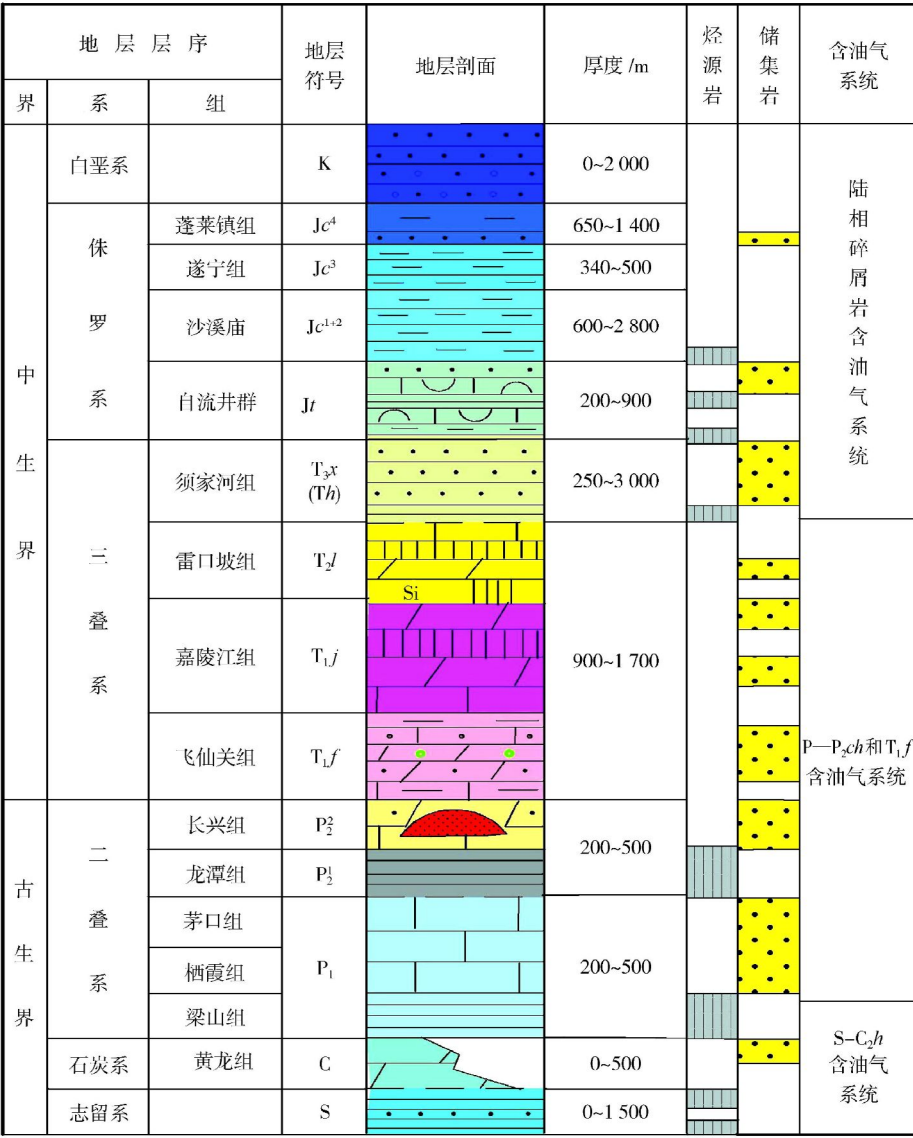


图 2 川东北地区含油气系统柱状图

Fig. 2 Oil and gas bearing systems in northeastern Sichuan

1.3 长兴组—飞仙关组礁滩相孔隙型白云岩储层分布较广

通南巴构造带北部地面露头区的通江铁厂河林场、椒树塘、诺水河牛角嵌剖面都发现了与普光气田相似的礁滩相白云岩孔隙型储层,在椒树塘剖面厚 27.51 m,在诺水河牛角嵌厚 146 m。据地质与地震资料的综合分析,通南巴构造带东北部马路背、黑池梁地腹地震反射特征及其他属性与宣汉—达县北部礁滩相储层发育区具有一定的形似性,预测通南巴构造带东北部关长兴组—飞仙组发育礁滩相储层,与宣汉—达县东北部礁滩相储层同位于开江—梁平陆棚东侧的台地边缘礁滩相带,马路背、黑池梁构造属长兴

组—飞仙关组礁滩相白云岩储层构造—岩性复合圈闭。

地震地层学的精细研究,与开江—梁平陆棚东侧宣汉—达县北部和通南巴构造带东北部礁滩相储层发育区对比研究,在开江—梁平陆棚西侧的元坝场一带具有“外形呈透镜状、内部呈杂乱反射结构”的长兴期生物礁的反射特征,从长兴组上部至飞仙关组上部具有滩相进积复合体的反射特征,预测元坝场一带发育长兴组—飞仙关组礁滩相储层和由长兴组—飞仙关组礁滩相组成的大型岩性圈闭。表明了长兴组—飞仙关组礁滩相孔隙型白云岩储层广泛分布于开江—梁平陆棚两侧,从宣汉—达县地区西延至通南巴构造带和元坝地区具有较广泛的勘探前景。

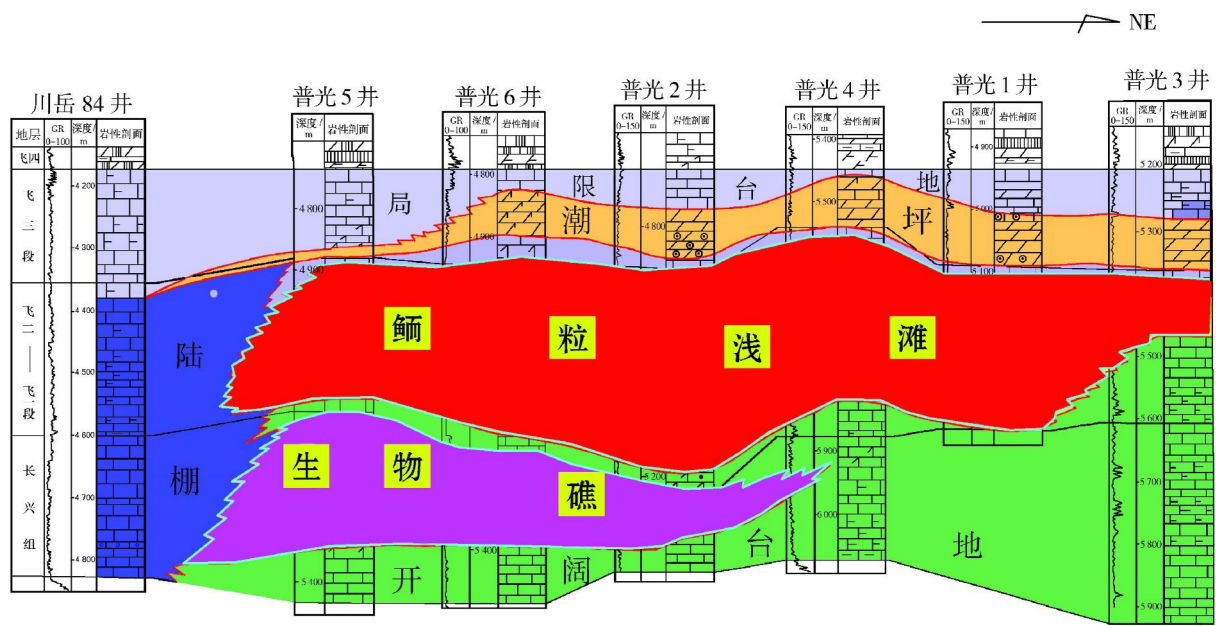


图 3 普光气田储层分布

Fig. 3 Distribution of gas reservoirs in Puguang gas field

表 1 普光气田试气情况

Table 1 Gas testing results in Puguang gas field

井号	气藏埋深 (垂深) /m		产量 (无阻) / (10 ⁴ m ³ · d ⁻¹)
	顶界	底界	
普光 1 井	4 960.0	5 340.6	103
普光 2 井	4 776.0	5 285.2	551
普光 4 井	5 456.0	5 790.4	276
普光 5 井	4 770.0	5 448.0	165
普光 6 井	4 825.0	5 401.0	793
普光 7-侧 1 井	5 480.0	5 560.0	110

表 2 四川盆地大中型气田探明储量对比表

(据全国油气储量公报, 2005)

Table 2 Correlation of proved reserves of middle and large-sized gas fields in Sichuan basin (National Oil and Gas Reserve Report in 2005)

排名	气田	探明地质储量 / (10 ⁸ m ³)	排名	气田	探明地质储量 / (10 ⁸ m ³)
1	普光	2 510.7	6	威远	408.6
2	磨溪	702.3	7	沙坪场	397.7
3	新场	652.0	8	卧龙河	380.5
4	罗家寨	581.1	9	铁山坡	374.0
5	五百梯	409.0	10	渡口河	359.0

1.4 飞仙关组四段、三段鲕滩灰岩和嘉陵江组二段白云岩储层获得了优质天然气

河坝 1 井位于通南巴构造带河坝场高点, 该井钻遇嘉陵江组二段白云岩、飞仙关组三段鲕滩灰岩 2 层超高压气层。对飞仙关组三段 (4 970~

4 984 m) 测试, 日产气 $29.60 \times 10^4 \text{ m}^3$, 天然气组分分析不含 CO_2 和 H_2S 。嘉陵江组二段 (4 486.0~4 500.0 m) 完井测试, 日产气 $6.08 \times 10^4 \text{ m}^3$, 天然气中微含 H_2S 0.649%。

双庙 1 井位于双庙场构造, 对飞仙关组四段鲕滩灰岩 (3 995.0~4 032.0 m) 完井测试, 日产气 $18.17 \times 10^4 \text{ m}^3$; 对嘉陵江组二段白云岩 (3 568.0~3 580.0 m) 井段酸化测试, 日产气 $33.59 \times 10^4 \text{ m}^3$, 天然气中均不含 H_2S 。

2 长兴组—飞仙关组天然气成藏机理

2.1 礁滩相沉积模式

由于地面露头、井下资料与地震信息的有效结合, 所建立的川东北探区长兴期—飞仙关期礁滩相沉积模式, 在前人划定的“开江—梁平海槽”区发现了成带分布、巨厚的优质碳酸盐岩储层^[10]。

川东北区长兴期沉积包括深水陆棚、浅水陆棚、台地边缘生物礁—浅滩及开阔台地相。飞仙关期沉积包括浅水陆棚、蒸发台地边缘及台内浅滩、台地蒸发岩相。长兴组礁滩相白云岩孔隙型储层主要分布于开江—梁平陆棚东西两侧及城口海槽西侧, 形成 3 个呈北西—南东向延伸展布的台缘礁滩相带内。飞仙关组滩相白云岩孔隙型储层主要分布于开江—梁平陆棚东西两侧蒸发台地

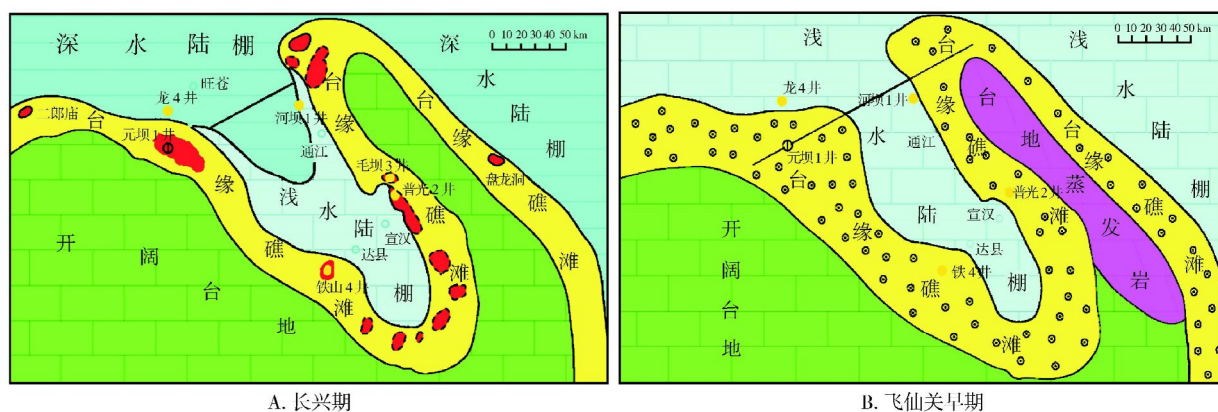


图 4 川东北长兴组、飞仙关早期沉积相分布

Fig. 4 Distribution of sedimentary facies of the Changxing Formation-Fexianguan Formation in Northeastern Sichuan

的台地边缘及台内浅滩相带内(图 4)。

长兴组—飞仙关组礁滩相白云岩孔隙型储层叠合分布于宣汉—达县区块的老君—普光—大湾—毛坝—分水岭一带、南江区块糖房构造及其以东地区、通南巴构造带东北部马路背—黑池梁一带以及元坝地区,其深埋地腹,保存良好。

2.2 深层碳酸盐岩优质储层的“三元控储”机理

有利沉积—成岩环境、断—裂体系和流体—岩石相互作用,即三元控储机理实质上是一个分级耦合作用过程(图 5)。就深部优质储层而言,沉积—成岩环境是基础,构造应力—地层流体压力耦合断—裂体系是前提,有机—无机反应与烃类—岩石—流体相互作用是关键。

礁滩相沉积的灰岩具有一定的原生孔隙,此原生孔隙是白云岩化流体渗滤的前提,该区长兴组—飞仙关组没有礁滩沉积就没有白云岩储层;长

兴组—飞仙关组本身没有烃源岩,下伏层系烃源岩生成的油气、有机酸和 CO_2 流体必须通过断—裂系统通道运移至该储层,才会发生溶蚀作用及后期的 TSR 反应,因此没有断—裂系统通道溶蚀作用难以发生。

川东北地区长兴组—飞仙关组储层之所以发育优质储层,是这三元控储因素的有效配置所致(图 6)。首先,长兴组发育以礁相为主的碳酸盐岩,而飞仙关组发育滩相为主的碳酸盐岩,两者有利于白云岩化作用形成白云岩;其次,下伏二叠系与志留系烃源岩具有大量生烃的能力,同时生成大量供溶蚀作用发生的有机酸和 CO_2 ;最重要的是,在该区下伏烃源岩大量生成油气、有机酸和 CO_2 的时期(晚印支期—早中燕山期),构造运动与储层超压形成的断—裂体系作为输导通道,使得油气及其伴生的有机酸和 CO_2 进入储层,从而发生两期埋藏溶蚀作用。

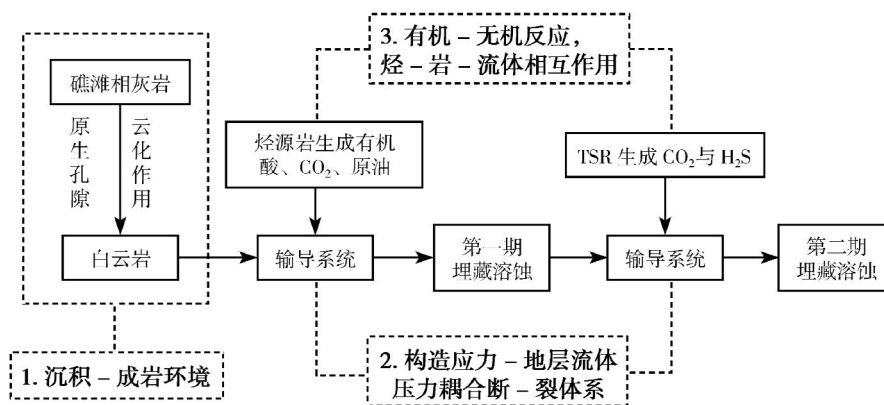


图 5 三元控储机理的分级耦合过程示意图

Fig. 5 Sketch map showing the stage coupling procedure of ternary reservoir-controlling mechanism

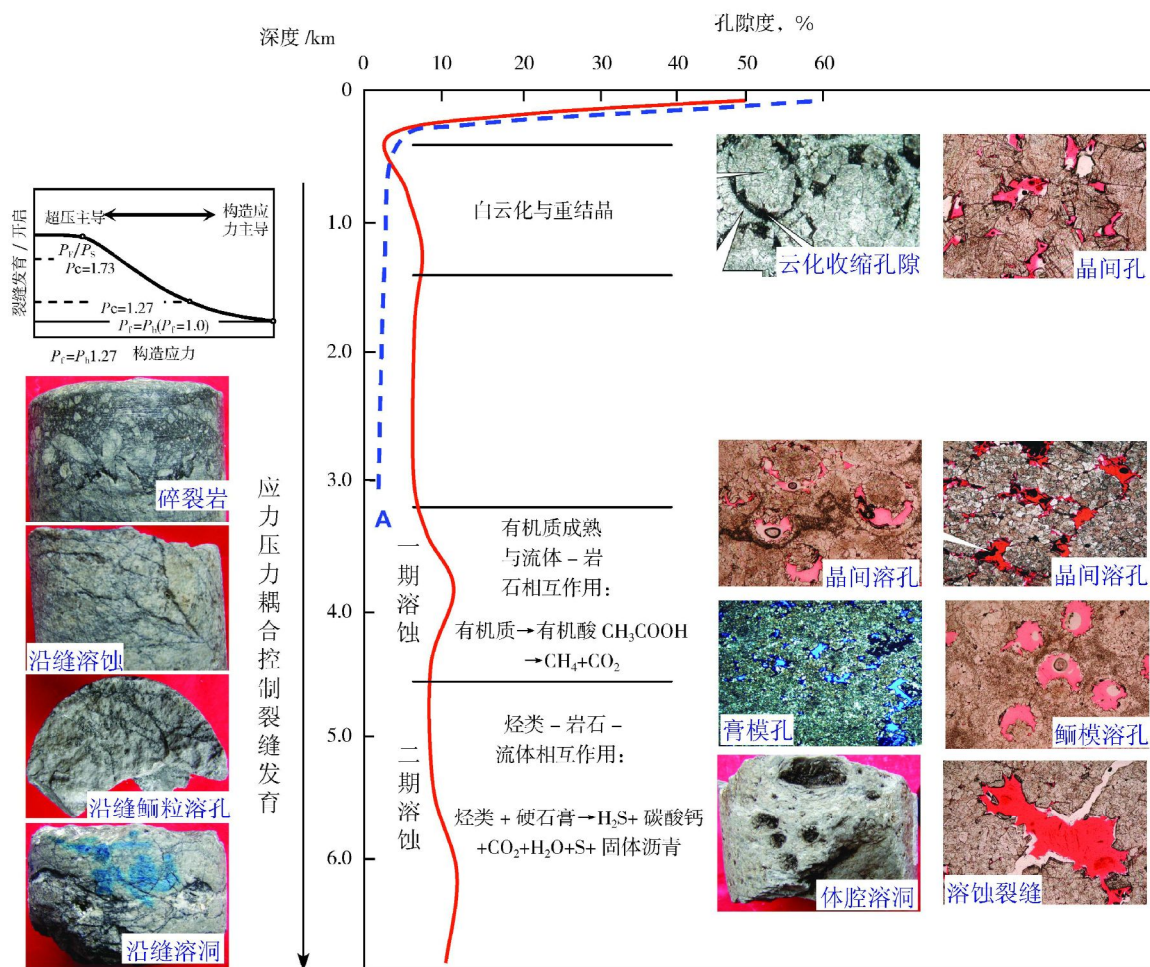


图 6 川东北深层碳酸盐岩优质储层发育机理与主控因素

Fig. 6 Mechanism and controlling factors in the development of ideal deep carbonate reservoirs in northeastern Sichuan

2.3 油气富集的“复合控藏”模式

通过模拟实验、地质过程恢复和数值模拟及实例解剖,确定了四川盆地东北部深层碳酸盐岩层系天然气富集的关键要素、关键成藏事件和成藏过程及其发生、演化的地质时间、构造阶段和温度压力环境,建立了不同成藏要素和关键成藏事件的耦合关系、时空配置和主控因素(图 7)。从图中可以看出,四川盆地东北部深层碳酸盐岩层系天然气的富集经历了 3 个主要阶段。

2.3.1 古油藏形成阶段

在晚印支—早中燕山期,二叠系和志留系烃源岩进入主排烃期,长兴组—飞仙关组构造—岩性圈闭形成并接受烃类充注,古油藏开始形成,古油藏的分布受晚印支—早中燕山期的构造格架、流体输导体系和长兴组—飞仙关组岩相变化的控制。

2.3.2 油气藏化学改造和流体调整阶段

燕山中期末,普光古油藏储层温度达到 160℃,其内部的原油开始发生热裂解作用,并一直持续到中燕山期温度达到甚至超过 200℃的时候裂解完毕。古油藏实现油向气转化的同时也接受了部分源岩干酪根热降解气的充注。该期也是 TSR 作用对普光气藏内部流体和储层岩石性质进行化学改造的主要阶段,受其影响气藏的天然气重烃组分减少,TSR 附产物的含量增加,天然气干燥系数增大,轻烃碳同位素值变重。TSR 反应生成的 CO_2 和 H_2S 有利于储层溶蚀孔隙的形成。随着储层顶面构造形态的变化,原油及其裂解形成的天然气逐渐向构造高部位运移调整。

2.3.3 再富集—定位阶段

喜马拉雅运动中晚期,现今的构造格局逐渐形成,储层原油裂解形成的天然气、不同演化阶段

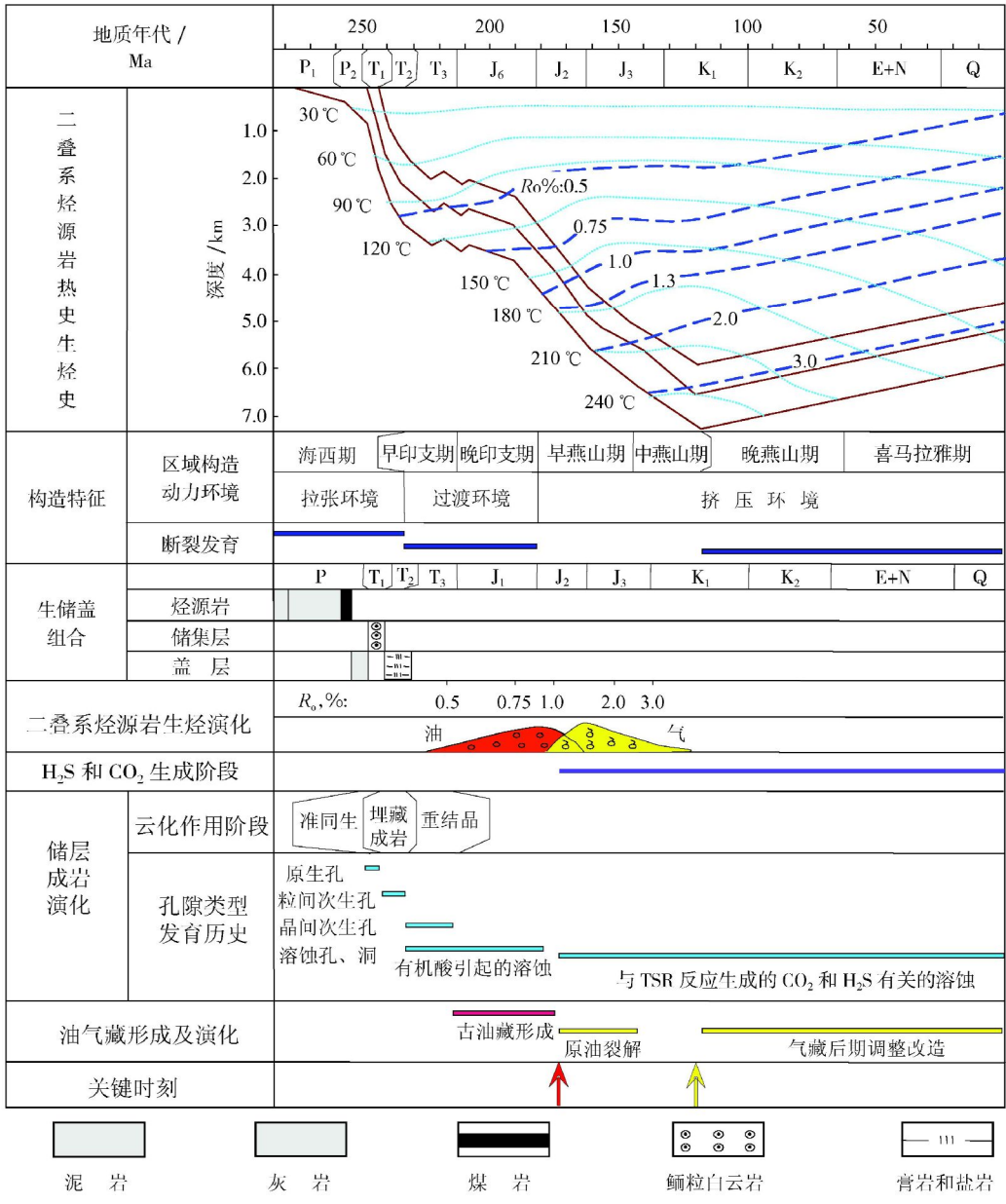


图 7 四川盆地东北部关键成藏要素、成藏时间及其发育环境和时空配置

Fig. 7 Key reservoir elements, reservoir time, development environment and temporal configuration in the northeastern Sichuan basin

的储层沥青裂解形成的天然气、源岩和异地储层沥青裂解形成并在油气藏调整改造过程中注入储层的天然气在晚喜马拉雅—现今构造面貌和储层岩性变化的控制下,在现今的构造—岩性复合圈闭富集,形成现今的天然气藏。

2.3.4 叠合—复合控藏模式

在模拟实验结果的指导下,通过构造演化与优质储层分布的叠合分析,可以建立四川盆地东北部原油聚集—流体调整—晚期定位的叠合盆地深层油气富集模式。在古油藏形成期,原油受流

体输导体系及其控制的优势运移通道、古构造形态及东北方向的岩相变化控制(图 8A),燕山运动中期以后,随着普光—东岳寨构造西南部逐渐隆起,原油及其裂解形成的天然气逐渐向构造高部位运移调整(图 8B),至喜马拉雅构造晚期,原油完全裂解为天然气,天然气分布受喜马拉雅构造和西南方向的岩相变化控制(图 8C)。

综上所述,与油气经过初次运移、二次运移聚集成藏的单旋回成藏盆地明显不同,叠合盆地天然气的聚集经历了复杂的物理—化学过程,天然气的富集和最终定位受多种因素的控制: 1)源岩生

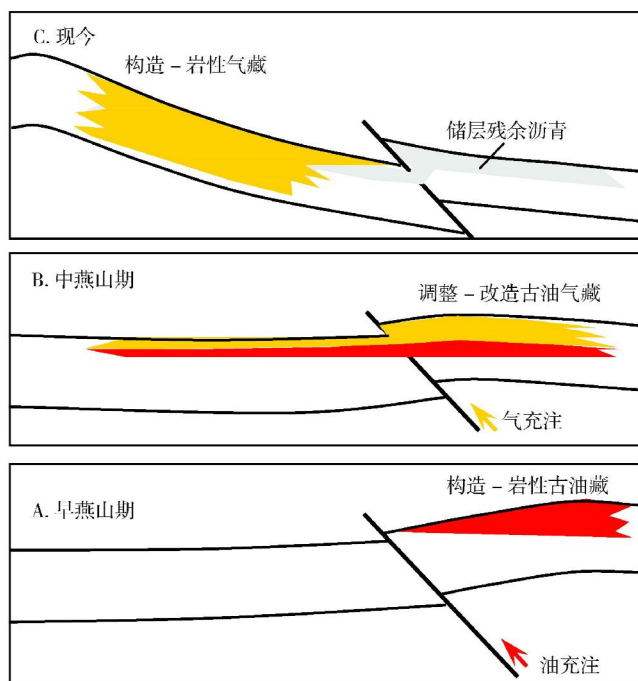


图 8 四川盆地普光-东岳寨构造原油聚集、
油气藏调整改造与再聚集模式

Fig. 8 Hydrocarbon accumulation, reservoir adjustment
and reformation, and hydrocarbon re-accumulation modes
in Puguang-Dongyuezhai structure in Sichuan basin

油高峰期的流体输导格架、古构造和岩性-岩相变化叠合而成的古构造-岩性圈闭控制古油藏的形成分布; 2) 古油藏形成后的构造运动控制油气藏的化学改造和流体调整; 3) 新(晚期)构造运动及其控制的流体输导体系和岩性-岩相变化控制天然气的再富集和最终定位, 我们统称为“叠合-复合控藏”。

3 复杂山地深层碳酸盐岩储层预测为核心的勘探技术系列

近几年的勘探实践, 形成了以面向储层的地震采集设计、饱和激发、高精度定位和高密度采样为核心的山地高精度地震采集技术; 以近地表效应消除、叠前高精度成像和储层高分辨率成像为核心的高精度地震成像技术; 以及碳酸盐岩岩石物性参数测定、储层地球物理响应特征分析、储层地震识别模式建立、古地貌恢复、礁滩发育区地震识别技术、储层预测的频谱成像技术、有效储层预测技术、储层含气性判识技术等礁滩储层综合预测技术系列。

勘探技术的进步, 使地震资料品质大幅度改

善, 主频由 30 Hz 提高到 50 Hz, 储层预测的精度随之不断提高, 5 000 m 及以下储层预测分辨率由 37 m 提高到 12 m。在普光大气田勘探过程中, 极大地提高了预测深度及储集条件、含气性的准确度。

4 勘探前景展望

川东北区具有良好的石油地质条件, 有多个有利的勘探领域, 除宣汉-达县区块外, 总体勘探程度较低, 是四川盆地未来重要的天然气勘探区。

4.1 具备良好的石油地质条件

4.1.1 有多套烃源岩, 生烃潜力大

据大量资料统计, 区内在海相碳酸盐岩地层中有志留系、下二叠统(栖霞组、茅口组)、上二叠统(龙潭组)、下三叠统飞仙关组多套烃源岩, 在陆相地层中有上三叠统须家河组煤源岩。以志留系、二叠系、上三叠统烃源岩生烃能力最好, 单位面积生气量 $100 \times 10^8 \sim 120 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

4.1.2 发育多套储集层

区内已发现工业气流的储层有长兴组一储集岩主要为生物礁滩灰岩、白云岩。飞仙关组一储集岩主要为鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、糖粒状残余鲕粒白云岩、含砾屑鲕粒白云岩、含砂屑泥晶白云岩和结晶白云岩等, 次为鲕粒灰岩。嘉陵江组和雷口坡组一嘉陵江组储集层主要有嘉二段, 储集类型以裂缝-孔隙型为主; 储层岩性主要为残余鲕粒砂屑白云岩和残余砂屑白云岩中、粉晶白云岩; 岩石次生溶孔及裂缝发育; 雷口坡主要含气层段为雷二段, 组岩性为深灰色泥质白云岩、石膏质白云岩、含泥灰岩。须家河组一储层主要发育在须二、须四段, 岩性为中细粒岩屑砂岩, 其孔渗性均很低, 孔隙度一般小于 3%, 属致密砂岩裂缝储层。与邻区对比, 区内海相地层中可能还有石炭系、下二叠统储层; 陆相地层中还可能还有自流井组及沙溪庙组储层, 从而在纵向上近 3 000 m 地层中有多套储集条件不同、具勘探前景的储集层。

4.1.3 有多套盖层, 区域封盖保存条件好

区内海相层系内的盖层主要由膏盐岩、泥质岩或灰岩构成; 陆相层系由致密砂岩、泥页岩构

成;巨厚的陆相泥质岩与致密砂岩组合及嘉陵江组上部—雷口坡组膏盐岩是两套区域优质盖层,使区内海相与陆相地层构成了两套特征不同的含气系统。

4.1.4 多套有效的储盖组合

多套优质盖层及优质储层在纵向上形成了 8 套有效的储、盖组合:

I、石炭系—下二叠统孔隙—裂缝型储盖组合;

II、下二叠统—上二叠统裂缝—孔隙型储盖组合;

III、上二叠统—下三叠统礁滩相孔隙型储盖组合;

IV、下三叠统飞仙关组鲕滩相裂缝—孔隙型储盖组合;

V、下三叠统嘉二段孔隙—裂缝型储盖组合;

VI、中三叠统雷口坡组裂缝—孔隙型储盖组合。

VII、上三叠统须家河组—下侏罗统自流井组裂缝型储盖组合;

VIII、下侏罗统自流井组—中侏罗统千佛崖组和沙溪庙组孔隙—裂缝型储盖组合。

8套储盖组合中有 6套(II—VII套)组合均已获得了工业气流,其中最重要的组合为(III套)上二叠统—下三叠统礁滩相孔隙型储盖组合,是区内天然气资源潜力最大的储盖组合,普光大气田天然气主要赋存于此组合;其次为(IV、V套)组合;I、II套组合由于勘探程度低,应予以重视。

4.2 多个有利勘探领域

4.2.1 $T_{1f}^2-P_2ch$ 礁滩相孔隙型储层

区内长兴—飞仙关期发育蒸发台地边缘及台内浅滩、台地蒸发岩等有利的储集相带,礁滩相孔隙性储层发育,主要分布于宣汉—达县区块东北部老君—普光—大湾—毛坝—分水岭一带、南江区块糖房构造及其以东地区、通南巴构造带东北部马路背—黑池梁一带以及元坝地区。普光气田已获天然气储量探明 $2\,510.7 \times 10^8 \text{ m}^3$;在大湾—毛坝构造已获高产气流,是区内最有前景的勘探领域。

4.2.2 $T_{1f}-T_2l$ 裂缝—孔隙型储层

区内 $T_{1f}-T_2l$ 储层孔隙型储层属于 IV—V 储盖

组合,主要分布在宣汉—达县、通南巴、南江地区。

飞仙关组:岩性为鲕粒灰岩和白云岩,为裂缝—孔隙型或孔隙型储层,主要发育在宣汉—达县和通南巴地区。

嘉陵江组储集层主要有 $T_{1f}^{2(1)}-T_{1f}^1$, $T_{1f}^{2(3)}$, $T_{1f}^{3(3)}-T_{1f}^{4(1)}$, $T_{1f}^{5(1)}$, 储集类型以裂缝—孔隙型为主。其中 $T_{1f}^{2(1)}-T_{1f}^1$ 储层主要为亮晶泥粉晶藻屑或粒屑云岩。 T_{1f}^1 为开阔海台地碳酸盐岩浅滩沉积的针孔状鲕粒云(灰)岩,经白云化后形成的溶蚀孔隙直径 $0.01 \sim 2.00 \text{ mm}$,是区内的主力产气层; $T_{1f}^{2(3)}$, $T_{1f}^{3(3)}-T_{1f}^{4(1)}$, $T_{1f}^{5(1)}$, $T_2L^{1(1)}$ 几套储集层均是台地局限咸化沉积环境中的粒屑白云岩、粒屑灰质白云岩,在具有保存条件的构造上,也是值得重视的勘探领域。

目前在宣汉—达县地区的双庙 1、毛坝 1 井、通南巴地区河坝 1 井都在 $T_{1f}^{2(1)}-T_{1f}^1$, T_{1f}^4 , T_{1f}^3 段获工业气流,毛坝 2、双石 1、川岳 84 等井在 $T_{1f}^{2(1)}-T_{1f}^1$ 段钻遇良好天然气显示, $T_{1f}-T_2l$ 裂缝—孔隙性储层是川东北区不可忽视的勘探领域。

4.2.3 石炭系

石炭系黄龙组储层岩性以潮间白云岩为主夹灰岩。由于顶部遭受剥蚀,溶蚀孔洞及裂缝相当发育,主要分布于宣汉—达县东南部地区。储集体可分为裂缝型、孔缝(洞)—裂缝型、裂缝—孔隙(洞)型 3 种类型。以泥—细粉晶云岩、砂屑云岩、鲕粒云岩、生屑云岩、亮晶颗粒云岩为主,平均孔隙度 $5\% \sim 7\%$, 平均渗透率 $0.7 \times 10^{-3} \sim 2.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 预测大于 10 m 区分布面积 695 km^2 。

在邻区,已发现了五百梯、大池干气田等一大批大中型气田,是川东气区的主力气藏。在区内也发现了温泉井、胡象坝、龙门和云和寨等一大批中型气田,是川东北区储量增长的重点接替层系之一。

4.2.4 陆相层系

探区广泛发育沙溪庙组、千佛崖组、自流井组和须家河组等陆相勘探层系。据不完全统计,区内有 22 口井在陆相碎屑岩钻遇良好天然气显示,其中马路背高点马 2 井须家河组中途测试获气 $3.48 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,毛坝 2 井在须家河组,普光 2 井

在须家河组, 雷西 2 井在沙溪庙组都试获低产工业气流, 展示了区内陆相碎屑岩领域也具有良好勘探前景。

5 结束语

1) 川东北地区是四川盆地一个重要的油气聚集带, “十五期”间取得了勘探的重大突破, 发现了普光海相大型气田, 同时, 在嘉陵江等层系也发现了含气层;

2) 初步总结出了“三元控储”、“叠合复合控藏”的叠合盆地深层海相碳酸盐岩天然气富集与成藏模式, 并认为优质储层的发育是普光大气田成藏富集的关键;

3) 川东北地区发育多套优质盖层及优质储层, 在纵向上形成了 8 套有效的储、盖组合。值得重点关注的储集层系有: $T_1f^2-P_2ch$ 礁滩相孔隙型储层、 T_1f-T_2l 裂缝—孔隙型储层、石炭系黄龙组储层、须家河组等陆相碎屑岩储层。

参 考 文 献

- 1 马永生, 郭旭升, 郭彤楼, 等. 四川盆地普光大型气田的发现与勘探启示 [J]. 地质论评, 2005, 51(5): 477~480
Ma Yongsheng Guo Xusheng Guo Tonglou et al Discovery of the Large-scale Puguang gas field in the Sichuan basin and its enlightenment for hydrocarbon prospecting [J]. Geological Review, 2005, 51(5): 477~480
- 2 戴少武, 贺自爱, 王津义. 中国南方中、古生界油气勘探的思路 [J]. 石油与天然气地质, 2001, 22(3): 195~202
Dai Shaowu He Ziaj Wang Jinyi Thinking of Mesozoic~Paleozoic hydrocarbon exploration in South China [J]. Oil & Gas Geology, 2001, 22(3): 195~202
- 3 马永生, 蔡勋育, 李国雄. 四川盆地普光大型气藏基本特征及成藏富集规律 [J]. 地质学报, 2005, 79(6): 858~865
Ma Yongsheng Cai Xunyu Li Guoxiong Basic characteristics and concentration of the Puguang gas field in the Sichuan basin [J]. Acta Geologica Sinica, 2005, 79(6): 858~865
- 4 王金琪. 四川盆地油气地质特征 [J]. 石油实验地质, 2004, 26(2): 115~120
Wang Jinqi Characteristics of petroleum geology in the Sichuan basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(2): 115~120
- 5 郭彤楼, 田海芹. 南方中、古生界油气勘探的若干地质问题及对策 [J]. 石油与天然气地质, 2002, 22(9): 244~247
Guo Tonglou Tian Haiqin Several geological issues about Mesozoic~Paleozoic oil and gas prospecting in southern China and the way of how to deal with [J]. Oil & Gas Geology, 2002, 22(9): 244~247
- 6 牟传龙, 谭钦银, 余谦, 等. 川东北地区上二叠统长兴组生物礁组成及成礁模式 [J]. 沉积与特提斯地质, 2004, 24(3): 65~71
Mou Chuanlong Tan Qingyin Yu Qian et al The organic reefs and their reef-forming model for the Upper Permian Changxing Formation in northeastern Sichuan [J]. Sedimentary Geology and Tethyan Geology, 2004, 24(3): 65~71
- 7 蔡勋育, 马永生, 李国雄, 等. 普光气田下三叠统飞仙关组储层特征 [J]. 石油天然气学报, 2005, 27(1): 43~45
Cai Xunyu Ma Yongsheng Li Guoxiong et al Reservoir characteristics of Feixianguan in Puguang gasfield [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2005, 27(1): 43~45
- 8 蔡勋育, 韦宝东, 赵培荣. 南方海相烃源岩特征分析 [J]. 天然气工业, 2005, 25(3): 20~22
Cai Xunyu Wei Baodong Zhao Peirong Characteristics of the marine hydrocarbon source rocks in South China [J]. Natural Gas Industry, 2005, 25(3): 20~22
- 9 沃玉进, 肖开华, 周雁, 等. 中国南海相层系油气成藏组合类型与勘探前景 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(1): 11~16
Woyujin Xiaokaihua Zhouyan et al Types of marine plays in southern China and exploration prospects [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(1): 11~16
- 10 蔡国立, 饶丹, 潘文蕾. 川东北地区普光气田成藏模式研究 [J]. 石油实验地质, 2005, 27(5): 462~467
Cai Liguo Rao Dan Pan Wenlei The Evolution model of the Puguang gas field in northeast of Sichuan [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2005, 27(5): 462~467
- 11 马永生, 牟传龙, 谭钦银, 等. 关于开江—梁平海槽的认识 [J]. 石油与天然气地质, 2006, 27(3): 326~331
Ma Yongsheng Mou Chuanlong Tan Qingyin et al A discussion on Kaijiang-Liangping ocean trough [J]. Oil & Gas Geology, 2006, 27(3): 326~331

(编辑 陈喜禄)