

# 普光气田的发现

马永生, 蔡勋育, 郭旭升, 郭彤楼, 赵培荣

(中国石油化工股份有限公司, 北京 100728)

**[摘要]** 勘探思路、地质认识与勘探技术的创新带来了普光气田的发现。通过对宣汉达县地区勘探历程的解剖,分析了普光地区构造-岩性复合圈闭勘探思路的形成过程,阐述了深层超深层优质碳酸盐岩储层预测模式等主要地质新认识,及复杂碳酸盐岩综合储层预测的技术思路。普光气田的发现,带动了川东北地区元坝、河坝及四川盆地深层勘探的发展,为“川气东送”工程奠定了坚实的资源基础。

**[关键词]** 普光气田;勘探思路;地质认识;创新

**[中图分类号]** TE11 **[文献标识码]** A **[文章编号]** 1009-1742(2010)10-0014-10

## 1 前言

2000年,中国石化进入四川盆地东北地区开展勘探工作。调整了该地区过去以构造为主的勘探思路,以海相理论为指导,在加强基础地质研究的前提下,以构造岩性复合圈闭为勘探对象,2003年,在宣汉达县地区部署实施的普光1井,完井测试获天然气无阻流量日产 $103 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产工业气流,取得了勘探的重大发现。随后又相继发现了大湾、毛坝、清溪、双庙、老君等气藏,形成了一个大的含气区,统称为普光气田。到2006年,普光气田累计探明天然气储量达到 $3\,560 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,三级混合储量达到 $6\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。2006年7月4日,国务院领导正式听取了中国石化关于普光气田勘探开发及天然气外输项目的汇报,并将其命名为“川气东送”工程,并把它作为与西气东输、南水北调、三峡工程、青藏铁路同等重大的工程。普光气田是“川气东送”工程的资源基础。随着勘探开发工作的不断深入,到2009年底,普光气田累计探明储量达到了 $4\,121 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。借鉴普光气田成果及勘探经验,中石化在川东北地区又相继发现了通南巴、元坝等大型含气构造(见

图1),进一步夯实了“川气东送”的资源基础。普光气田的发现,带动了四川盆地深层碳酸盐岩领域勘探的发展,形成了新一轮勘探的高潮。应该说普光气田的发现得益于勘探思路的转变、地质理论的创新和勘探技术的发展。

## 2 发现历程

### 2.1 艰难的起步

四川盆地是一个在前震旦系变质岩基底上发育的大型叠合含油气盆地,面积约 $19 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。历经近70年的勘探,形成了川东天然气富集带、川中油气富集带、川南天然气富集带、川西天然气富集带等4个油气富集带。至2000年,发现的最大气田是威远气田,探明储量为 $409 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。石油前辈们三上龙门山、四上海棠铺,三次川中大会战,为四川盆地天然气发展做出了不懈的努力,也使四川盆地成为了我国主要天然气生产基地之一。然而,在四川这个富气盆地内发现大型或特大型油气田,是几代石油人的梦想。正是由于这个梦想,石油人从来就没有停止探索和攻关的脚步。

**[收稿日期]** 2010-07-28

**[作者简介]** 马永生(1961-),男,内蒙古自治区土默特左旗人,中国工程院院士,教授级高级工程师,博士生导师,主要从事沉积学、石油地质学研究和油气勘探管理工作;E-mail:mays@sinopec.com

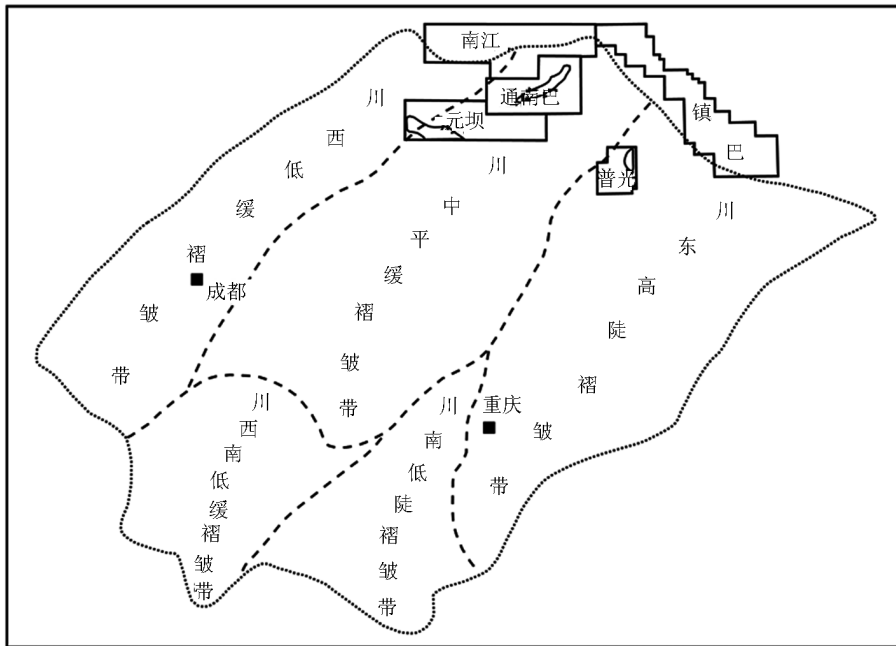


图1 中石化川东北区块分布图

Fig. 1 The location of Sinopec exploration blocks in Northeast Sichuan Basin

1998年,中国石化成立了“中国石化南方海相油气勘探项目经理部”,专职负责中石化南方地区油气勘探工作。2000年,开始进入四川盆地东北地区开展勘探工作。但当时确实面临着很多难题。一是勘探区块少,回旋余地小。中石化在川东北地区登记7个区块,持证勘查区块总面积20 921.3 km<sup>2</sup>,重点区块是宣汉达县、通南巴2个地区。主要勘探领域包括海相中、古生界(Z~T<sub>2</sub>),陆相中(T<sub>3</sub>)、新生界(J~N)。二是这些区块前人已做了大量工作,久攻未克。1990年以前,在宣汉达县地区1 116 km<sup>2</sup>范围内,已钻探井21口,所有构造高部位均已打井,未发现气田。到2000年,普光地区勘探工作已停滞了长达10年。通南巴地区在主要构造高部位也钻探了井,没有油气发现。三是前人<sup>[1]</sup>通过对早期川东北地区勘探成果总结后认为,距今2.5亿年左右,在该地区存在一个“开江—梁平海槽”,并明确指出,普光地区“无鲕粒岩分布,对寻找鲕滩气藏不利”<sup>[2]</sup>,不存在勘探价值。四是如果我们在川东北地区开展新一轮勘探,只能把勘探层系向深部延伸,然而这在地质理论上面临着挑战。国际著名学者Scholle(1977)<sup>[3]</sup>,Schmoker(1982)<sup>[4]</sup>和Halley(1983)<sup>[5]</sup>等研究认为,孔隙随埋深增加而逐渐消亡,埋藏深度达到3 500 m时,出现一个所谓的储层孔隙“消亡带”。而2000年以前普光地区周边

已发现的气田,主力产层以中浅层为主,最大埋藏深度也只有4 317 m,而普光地区主要目的层预测埋深达5 000~6 000 m。五是复杂山地地震勘探技术面临着挑战。宣汉达县地区地形相对高差达到1 200 m,采集难度大,碳酸盐岩非均质性强,且埋深超过5 000 m,储层预测难度大。在总部支持下,项目经理部组织开展了“宣汉—达县地区石炭系—三叠系油气地质综合研究与勘探目标优选”等一系列重大项目,从基础入手,以发现大型、特大型气田为目标,以区域构造—沉积研究为基础,以深部碳酸盐岩储层发育机理研究为核心,以碳酸盐岩储层预测技术研究为关键,组织多单位、多学科联合攻关,通过理论与技术创新,指导油气勘探实践,推动川东北海相碳酸盐岩勘探的突破。正是这一轮次的研究,为普光气田的发现奠定了扎实的基础。

## 2.2 总结、反思与调整

### 2.2.1 前期勘探总结

宣汉—达县地区的油气勘探工作始于20世纪50年代,先后开展了地面地质调查、构造详查、构造细测、地震勘探及浅、中、深井钻井。至2000年为止,大体分为四个阶段。第1阶段是1955—1965年间的油气地质调查阶段;第2阶段是1965—1980年间的区域构造概查及构造预探阶段;第3阶段是1980—1990年间的构造带普查、局部构造详

查、深层勘探阶段;第4阶段是1990—1999年间勘探相对停滞阶段。

综合历年来的油气地质勘探工作,2000年以前,宣汉—达县地区累计完成了二维数字地震测线64条,测线总长达1 128.475 km,测网基本达1 km×2 km,局部达1 km×1 km。三维地震试验25.6 km<sup>2</sup>,VSP测井1口(川岳83井)。实施各类钻井21口,累计进尺50 957.74 m。

在这个时期,发现T<sub>1r</sub>段气层及P<sub>1m</sub>,J<sub>2s</sub>,T<sub>3s</sub>含气层。同时,结合邻区勘探进展,预测本区还存在C<sub>2h</sub>,P<sub>2ch</sub>,J<sub>1z</sub>等气层。发现了东岳寨含气构造,1986年在东岳寨构造实施钻探的川岳83井于下三叠统飞仙关组二段钻遇裂缝型储层,井深4 719.7~4 727.0 m井段中途测试日产气13.97×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>(30 mm孔板)<sup>[6]</sup>。发现各类圈闭16个,累计圈闭面积230 km<sup>2</sup>。其中I类构造有东岳寨、付家山、毛坝场、清溪场和双庙场等5个。

### 2.2.2 前期勘探的反思

受当时地质认识、技术条件等因素的影响,2000年以前,宣汉达县地区天然气勘探始终以构造圈闭为主要的勘探对象,借鉴四川盆地其他地区勘探经验,按照“沿长轴、占高点、打扭曲”的钻探部署原则,勘探成功率极低。区内钻达长兴—飞仙关组目的层的井7口,仅川岳83井在飞仙关组二段钻获泥灰岩裂缝型气藏,钻探成功率为14.3%。由于裂缝型气藏预测难度大,单个气藏控制储量小,因此,勘探效果较差。

虽然二维地震测网已达到1 km×2 km,但采集系统、采集方法差异大。受当时地震采集仪器所限,接收道数少,排列长度不够,覆盖次数较低(6,12,24次),原始记录面波、声波、背景噪声较重等多种原因,构造顶部及两侧陡翼资料信噪比低,海相储层波组特征不清,分辨率不高,原始资料的有效频带范围大致在8~80 Hz,优势频带20~40 Hz,不能满足开展深部储层预测的要求。

### 2.2.3 勘探思路的调整

#### 2.2.3.1 长兴—飞仙关组礁、滩孔隙型白云岩储层的构造—岩性复合圈闭是本区主要的勘探对象

通过前期勘探的分析认识到,宣汉达县地区主要构造带及高点绝大多数已被钻探,收获不大,以构造圈闭为主的勘探工作陷入停滞状态,迫切需要在该区以新的勘探思路来指导勘探工作。通过开展宣汉—达县地区石炭系—三叠系油气地质综合研究与

勘探目标优选,通过对区域构造背景、沉积演化与相带等的分析,认识到宣汉—达县地区在长兴—飞仙关组具备形成礁、滩相孔隙型白云岩储层的基本地质条件,可能是构造—岩性复合圈闭发育的有利地区。影响气藏规模及储量丰度的主要因素是储层的厚度、分布面积、孔隙发育程度等。基于上述认识,调整了前期以构造为主的勘探思路,提出了“以长兴—飞仙关组礁、滩孔隙型白云岩储层为主的构造—岩性复合圈闭为勘探对象”<sup>[7]</sup>的勘探新思路。

#### 2.2.3.2 技术思路

要寻找构造—岩性复合型圈闭,关键在于对储层的准确预测与描述。基于对长兴—飞仙关组储层的认识,制定了一套符合宣汉达县地区具体地质条件的储层预测思路,即应用沉积学和储层地质学方法,利用区内及邻区钻井成果和地质调查成果,研究长兴—飞仙关组岩相古地理及礁、滩相展布规律,建立沉积相模式,确定主要储层类型;在有利相带内以地质模型为指导,利用地震相分析与特殊处理解释相结合的方法,开展地质、钻井、测井、地震多学科、多单位联合进行储层横向预测,圈定储层发育区;在分析总结区内天然气成藏规律的基础上,深入精细解剖,优选钻探目标、精选井位。正是采用了这个技术思路,为后期勘探的突破与发现奠定了基础。

### 2.3 采用主要技术措施

#### 2.3.1 山区高分辨率采集、处理

在确定了以构造岩性复合圈闭为主要勘探目标的勘探思路后,关键问题就是如何获得更高品质的地震资料。根据复杂地区储层预测的需要,从高标准、严要求出发,2000年第四季度在宣汉—达县地区整体规划、部署了45次迭加二维高分辨率地震测线54条,满覆盖长1 163.5 km,为做好静校正,系统部署了微测井工作。于2001年4月首次完成了山区连片高分辨采集,2001年7月完成了二维高分辨地震资料处理。所得高分辨率地震资料有效频带范围约在8~125 Hz,优势频带20~80 Hz,主频60 Hz左右。主要目的层附近可达50~60 Hz,主要地震反射波特征明显,波形较活跃,断层和构造形态清楚,满足了储层研究和综合评价的需要。为普光气田的发现奠定了坚实的资料基础。

#### 2.3.2 储层沉积相与地震相研究

在前人研究的基础上,通过地面地质调查并结合已钻井资料,在深入分析川东地区长兴—飞仙关组沉积特征的基础上,对川东地区区域沉积相进行

了划分。在区域沉积相格局研究基础上,对宣汉—达县地区的储层发育特征和沉积相展布又进行了更详细的研究。研究中充分利用已有的钻井资料及地震资料,以单井沉积相研究为基础,并结合地震相研究成果,综合划分了宣汉—达县地区长兴—飞仙关组的沉积相,明确了工区内的有利储层发育相带的展布范围。

通过应用沉积学和储层地质学方法,建立长兴

期一飞仙关期岩相古地理及礁、滩相沉积相模式,并确定主要储层类型,指明储层发育的有利相带。有利相带范围内以地质模型为指导,通过地球物理正演模拟,确定礁滩储层地震相应特征,利用地震相分析与特殊处理解释相结合的方法,综合地质、钻井、测井、地震等多学科信息联合进行储层横向预测,圈定储层发育区;按照上述思路,建立了精细的礁滩发育模式及地震相模型(见图2)。

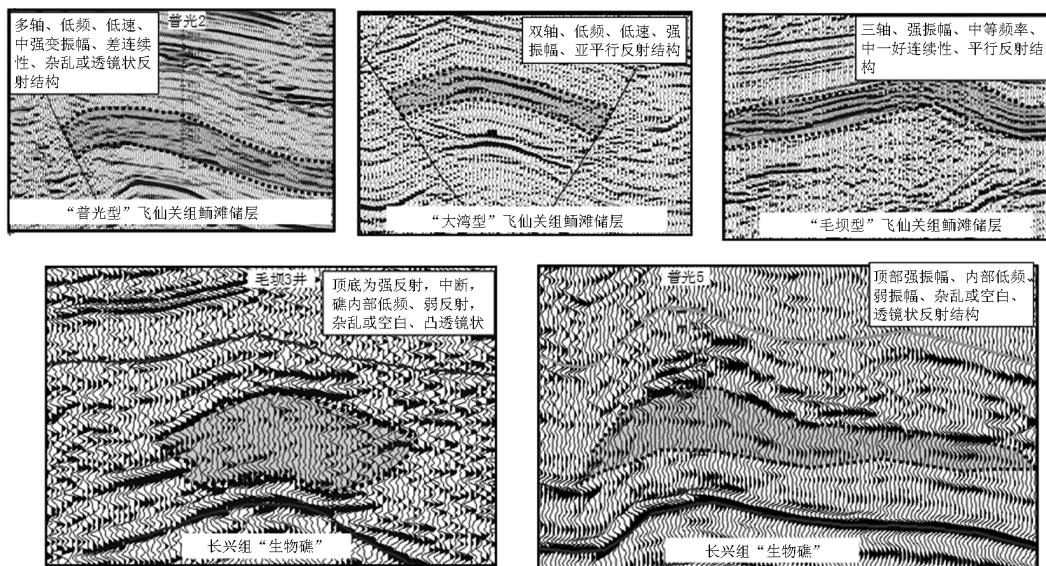


图2 普光地区礁滩储层地震预测模型

Fig. 2 The seismic prediction models in Puguang block

### 2.3.3 精细储层预测

储层的层位标定是储层预测的基础。针对区内沉积相的展布特征,选用了台地相、陆棚相等不同相带的已钻井声波测井资料制作合成记录,完成了飞仙关组和长兴组储层的精细层位标定。

通过储层地质建模与正演,以地震属性分析为基础、利用 STRATA 约束反演,逐点最优化反演,Jason反演等技术,完成了速度及波阻抗反演和储层孔隙度反演。并结合沉积相研究成果,完成了长兴—飞仙关组储层横向预测。

在地震预测技术上的一个关键点是做好三个结合,就是地面地质与钻井地质相结合,地震与测井相结合,地质与物探相结合。宣汉—达县地区钻井资料较少,特别是无钻遇飞仙关组鲕滩相储层的井资料。加之储层横向变化大,大大增加了储层预测的难度。因此在研究中首先从地面地质调查入手,研究储层的分布特征和控制因素,建立储层的地质模

型;其次,将地面地质研究成果引至盆地内部,利用井资料研究储层的测井响应特征;其三,以精细的储层层位标定为基础,将储层的地质、测井模型转化为物理模型,进行正演,研究储层的地震响应特征及“亮点”的地质属性。

上述几项结合的核心是地质与物探的结合。通过几项针对性的措施,使储层预测和井位论证的成果质量明显提高,并形成一套从地面地质、钻井、测井、地震、综合评价的研究方法和定相带圈区块,建立模型的工作思路。

为了尽可能地精细描述碳酸盐岩不同类型的储层分布规律、范围及储层变化的特点,开展了地质—地球物理联合攻关。结合本区的地质实际情况,提出以碳酸盐岩礁滩储层岩石物理参数测定为基础,以建立碳酸盐岩礁滩储层地质—地球物理模型为核心,通过地球物理正演模拟,找出碳酸盐岩礁滩储层地震响应特征与识别标志的碳酸盐岩储层综合预测

的技术思路和方法。实钻证实,礁滩储层的预测精度由原来的 37 m 提高到 12 m 左右,预测深度与实钻深度的误差小于 1.5%,预测孔隙度与测井解释孔隙度的相对误差小于 5%,为普光大气田的整体探明,提供了关键技术的支撑保障。

## 2.4 普光气田的发现与快速探明

2001 年 8 月,在低于普光构造高点 1 300 m 的位置部署实施了普光 1 井。2001 年 11 月 3 日开钻,2003 年 4 月 27 日完钻,完钻井深 5 700 m,测井解释气层 279 m,完井测试获无阻流量日产天然气  $103 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,首钻取得重大突破,发现了普光气田。

2003 年 6 月,中石化总部通过了普光气田整体勘探部署方案。分 3 批实施探井 12 口,第一批实施普光 2,3,4 井;第二批实施普光 5,6,7 井;第三批实施普光 8,9,10,11,12,101 井。这阶段探井成功率达到 100%。通过实施,基本实现了普光气田主体的基本探明。2004 年新增探明储量  $1 143.63 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,2005 年新增探明储量  $1 367.07 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,2006 年新增探明储量  $272.30 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。累计探明储量达到  $2 783 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时,部署实施了国内第一块高精度山地三维地震勘探,分两批实施,2003—2004 年完成了高分辨率三维地震详查面积  $456.06 \text{ km}^2$ ,2005—2006 年完成了  $650 \text{ km}^2$ ,区块累计采集三维地震  $1 106.06 \text{ km}^2$ 。

2007 年及以后,普光地区围绕着进一步落实主体储量和扩大周缘地区资源规模,开展了普光主体的评价与探边,大湾、毛坝、分水岭的评价与预探和普光南部的甩开预探。通过钻探大湾 1,2,3,101,201,202 井,发现了大湾气藏,探明储量  $1 111 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;钻探毛坝 3,4,6 井,发现了毛坝气藏,探明储量  $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ ;钻探老君 1,2,3 井,发现老君气藏,探明储量  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。同时,钻探清溪 1 井,在飞仙关组四段测试,估算无阻流量达到  $1 200 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,发现了清溪场含气构造;钻探双庙 1 井,在嘉陵江组获得高产天然气流,发现双庙含气构造。截至 2009 年底,普光气田累计探明天然气储量达到  $4 121 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

在宣汉达县地区,相继发现了普光、大湾大型气藏及毛坝、清溪、双庙、老君等含气构造,形成了一个大的含气区,统称为普光气田。目前,普光气田已经在长兴组、飞仙关组、嘉陵江组三套地层中发现了高产天然气流,显示了一个“三层楼”的立体含气态势。“第四层楼”石炭系黄龙组潜力仍然较大,正在

探索之中。同时,在普光气田海相层系钻探过程中,在陆相须家河、沙溪庙等地层中也发现良好天然气显示,目前正在加强评价工作。这样,在普光气田形成了海相、陆相两个领域五层楼的含气格局。

普光气田主体开发方案设计井场 16 座、开发井 52 口,单井平均配产  $70 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,确定 2008 年底形成天然气生产能力  $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ ,2010 年底形成天然气生产能力  $120 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。实际实施的 39 口开发井,测井解释气层厚度全部达到设计指标,4 口水平井平均气层厚 488 m,28 口大斜度井和直井气层厚度平均 313 m,气层平均垂直厚度 240 m。

## 2.5 普光气田勘探成果的扩展

### 2.5.1 通南巴含气构造

通南巴构造带是四川盆地仅次于威远的第二大构造,由南阳场、涪阳坝、黑池梁三个构造组成,面积大于  $800 \text{ km}^2$ ,预测总资源量近  $8 890 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。前期钻探了川涪 82,84 井,没有取得油气发现。根据区域研究成果,与普光 1 井同时部署实施了河坝 1 井,2006 年 12 月 21 日对河坝 1 井测试日产天然气量  $166 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,无阻流量  $305 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,取得了勘探突破与发现。后期部署实施的河坝 2,102 井、马 101,102 井等,均获得工业气流。证实通南巴也是一个大型含气构造。

### 2.5.2 元坝含气构造

元坝区块位于四川省巴中—广元地区,飞仙关—长兴组气藏比普光气田深 900~1 500 m 以上。借鉴发现普光的思路,通过综合研究,认为元坝地区可能发育长兴组—飞仙关组大型台地边缘礁滩复合体。2007 年 1 月,部署实施了一口风险勘探井——元坝 1 井,在长兴组气层获得日产  $38 \times 10^4 \text{ m}^3$  的高产工业气流,取得勘探的重大发现。随后,提出了元坝地区整体部署方案,一是在预测的有利区部署实施了元坝 2,3 井,外围甩开部署实施了元坝 4,5,6 井。二是部署开展了大面积的二维、三维地震勘探,超常规部署实施的三维地震覆盖了元坝地区。到目前为止,元坝地区实施了 19 口井,11 口井测试获得高产工业气流。发现了元坝 1,2 两个富集区和长兴、飞仙关、雷口坡、须家河、沙溪庙多个含气层,形成了一个大型含气区。

## 3 主要认识与创新点

### 3.1 长兴—飞仙关组礁滩相带模式

#### 3.1.1 长兴组白云岩地层归属

四川盆地东北部广泛分布二叠系长兴组、三叠

系飞仙关组地层。露头区分布于南江桥亭、通江铁厂河林场、平溪坝、两河口、镇巴筒池、宣汉立石河、开县红花及关庙等地。钻井与地震资料揭示,覆盖区普遍存在。上二叠统长兴组与三叠系飞仙关组间发育一套厚 40~400 m 白云岩,其时代归属一直存在争议。对其不同的认识直接涉及到对区域沉积演化的分析及勘探目的层的评价。

通过对通江平溪坝、铁厂河椒树塘、宣汉鸡唱盘龙洞剖面<sup>[8]</sup>及毛坝3井、普光2井、普光6井等钻井的详细研究发现,长兴组岩性二分性明显,下段为灰岩,上段为白云岩,其上部被飞仙关组灰色中薄层状泥质灰岩覆盖。在上述地层中发现有孔虫、蜓、牙形

石及蕉叶贝等古生物化石,尤其白云岩中二叠纪蜓、牙形石及蕉叶贝的发现,可以肯定,四川盆地东北部位于长兴组上部与飞仙关组下部的白云岩时代应该归属长兴组。白云岩是海退期间白云石化产物。台地边缘地势高,受海平面影响明显,是白云岩主要分布区。

横向对比表明,长兴组上部白云岩主要发育在台地边缘相区,沉积厚度大;在斜坡相区则以一套泥晶灰岩为主,沉积厚度明显减薄;在盆地相区为一套硅质岩夹页岩,沉积厚度最薄(见图3)。剖面相序清楚。

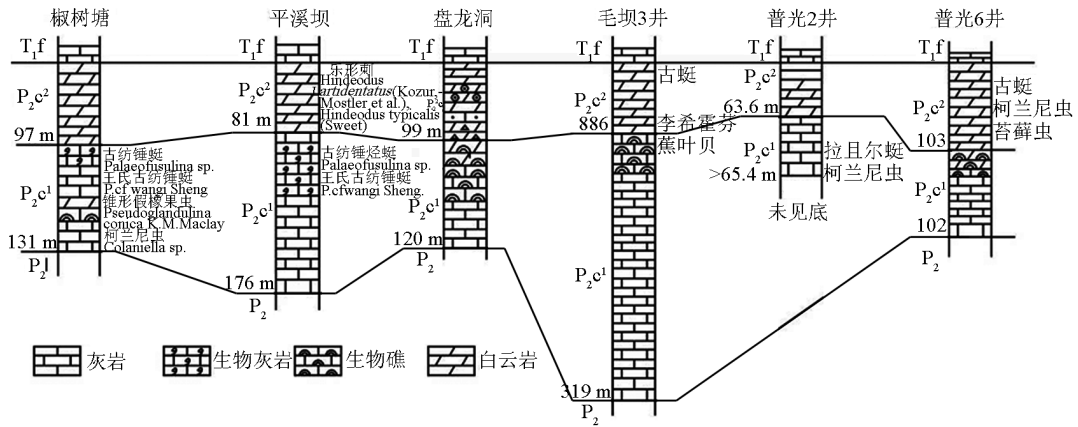


图3 四川盆地东北部长兴组地层对比

Fig. 3 Stratigraphic correlation of Changxing Formation in Northeast of Sichuan Basin

区域上,在宣汉渡口立石河、镇巴筒池及通江两河口等地,长兴组顶部普遍发育一套角砾岩,为古暴露面上冲积扇、泥石流等沉积。表明长兴末期该地区发生了大规模海退,白云岩是沉积物暴露白云石化的产物。在普光构造一带,长兴组上部与飞仙关组中下部均为一套白云岩,但在飞仙关组底部普遍发育一套含泥灰岩,自然伽玛呈高值,与上下界线明显。

### 3.1.2 “开江—梁平”陆棚

区域构造、岩相古地理研究表明<sup>[9-11]</sup>,在震旦—三叠纪扬子地块被动大陆边缘构造演化阶段,由于联合古陆裂解,古秦岭洋打开,华北与扬子地块分离,在川东北地区北部的秦岭形成东西向裂隙海槽,即古特提斯海域,川东北地区长期处于陆表海构造背景。在长兴期康滇古陆是主要的物源区,在古陆的前缘为河流平原相,向东依次为海陆交互区、碳酸盐缓坡及城口—鄂西海槽,南邻桂西北海槽,北靠

南秦岭洋(广旺海槽),开江—梁平一带应属于广旺海槽向南延伸的海湾,但与广旺海槽在沉积上有着明显差异。从区域沉积的岩石类型分析,城口—鄂西海槽、广旺海槽等深水相以深灰—灰黑色薄层硅质岩夹页岩的一套硅质岩沉积为主,属大隆型沉积,在宣汉—达县地区的岩石类型主要为灰岩和含泥灰岩,属长兴型沉积。沉积厚度方面,城口—鄂西海槽、广旺海槽等大隆组沉积厚度一般在 20~50 m 不等,在开江—梁平一带,根据川付 85 井、川岳 83,84 井、双庙 1 井及黄龙 2 井等钻井均揭示长兴组为碳酸盐岩沉积,厚度为 200 m 左右,同时根据地震解释,认为该地区无论在厚度还是在地震反射影象方面均与东部台地区十分相似。

从沉积构造分析,开江—梁平一带毛坝 3 井、毛坝 2 井及毛开 1 井揭示飞仙关组一~三段中发育大量瘤状灰岩及条带状灰岩,包卷层理及变形层理丰富,没有或者很少发育碎屑流沉积,地震剖面上发现

由台地向海湾发育大量的前积构造,说明该地区当时地形是逐步加深缓坡,并未见具有明显坡折和断陷沉积。

同时,在多口原认为位于水体环境深部位的钻井中发现了一系列浅水沉积。例如:川付 85 井,井深 4 857 m 处的长兴组中发育厚 2.5 m 的亮晶鲕粒灰岩,为浅滩相沉积环境。毛坝 2 井,长兴组白云质灰岩十分发育,在井深 4 579 ~ 4 586 m 发育两层分别厚为 2 m 和 3 m 的浅滩相亮晶砂屑灰岩,在井深 4 611 m 及 4 625 m 处发育浅滩相亮晶鲕粒灰岩。在井深 4 740 ~ 4 741 m 发育石膏。亮晶鲕粒灰岩、亮晶砂屑灰岩、白云石化及石膏等一系列浅水沉积标志,与深水海槽沉积有着本质区别。

综合研究认为,达县—宣汉地区长兴期—印支期存在着东高西低沉积格局。东部为浅水碳酸盐台地,以颗粒岩沉积为主,白云石化普遍,在台地边缘发育台地边缘生物礁、浅滩等高能沉积。西部梁平—开江地区是碳酸盐台地中水体相对较深的陆棚环境,以沉积泥晶灰岩为主,没有或少有高能滩沉积,白云石化稀少。

### 3.1.3 建立礁滩相带模式

根据上述分析,通过对地面露头、地震、已有的钻井研究,重新总结了该区晚二叠世—早三叠世的沉积模式,并对沉积相进行了重新划分。认为东吴运动使四川盆地上升成陆,峨眉山玄武岩的喷溢及剥蚀作用使上二叠统沉积初期在四川东部形成一个向北东方向倾斜的斜坡。在此背景之下持续的海侵形成了颇具特色的海侵碳酸盐岩沉积,在峨眉—筠连地区为陆源区,向北至南江,向东至城口、利川海水逐渐加深。晚二叠世长兴期沉积相带自西向东大致呈同心弧状展布,由东向西依次为盆地相、台地边缘相、碳酸盐岩台地相、陆棚相和碳酸盐岩台地相构成。由此形成川东北地区岩相古地理格局的新认识,即该区东为城口—鄂西海槽,西为开江—梁平陆棚相,宣汉盘龙洞—羊古洞一带及宣汉毛坝场—普光一带存在两个台地边缘相,其间为广阔的碳酸盐岩台地相。

在宣汉毛坝场—普光一带台地边缘相带为碳酸盐岩缓坡,台缘发育有圆丘状点礁、灰泥丘,并发育有大规模浅滩相,生物礁规模相对较小,与其伴生的浅滩规模巨大,生物礁、浅滩结合形成了规模巨大的礁滩相组合(见图 4、图 5)。

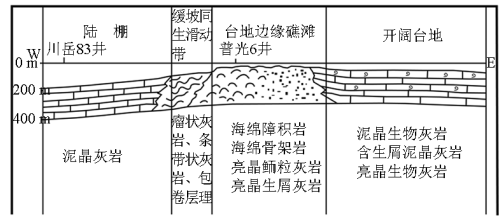


图 4 普光地区长兴期沉积相模式图

Fig. 4 The depositional model of Changxing Formation in Puguang block

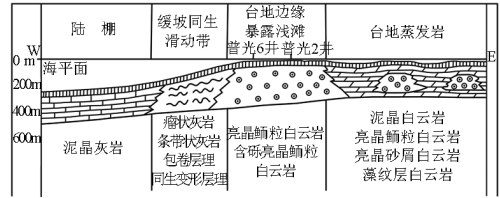


图 5 普光地区飞仙关期沉积相模式图

Fig. 5 The depositional model of Feixianguang Formation in Puguang block

## 3.2 深层—超深层优质储层发育的“三元控储”模式

深层、超深层深部碳酸盐岩储层与中浅层储层相比,在环境上具有地层温度高、地层水盐度高、应力复杂、异常压力普遍、岩石成岩作用强烈且多已进入成岩晚期等特点。深部储层的形成、演化受构造背景、物源、气候、海平面升降、沉积相、成岩作用、成烃作用、深部热流体等影响,具有复杂、非线性变化的特点。早期已得出的中浅层储层相关理论是否适用于深部地区需要进一步研究。深层、超深层是否发育优质的海相碳酸盐岩储层这一问题,既是目前公认的世界级难题,也是在勘探中必需要回答的问题。

针对这一难题,一是通过露头、钻井资料开展了碳酸盐岩沉积、白云岩化作用与优质储层形成机理研究,通过对薄片、阴极发光、电子探针、扫描电镜、透射电镜,C,O,Sr 同位素、流体包裹体分析等技术手段,提出了不同沉积相、亚相对早期优质储层形成的控制规律,识别出准同生白云岩、埋藏白云岩等多种白云岩成因类型,阐明不同类型白云岩的发育机制、发育有利环境和介质条件<sup>[12]</sup>;二是在野外露头、钻井岩心、岩石薄片 3 种尺度条件下,对裂缝发育特征、组合形式的观察研究、对不同类型的裂缝密度的定量统计,揭示裂缝开启性及其主要的控制作用以及裂缝对储层物性改造作用;三是在定性—半定量研究压实、胶结等埋藏成岩作用对碳酸盐岩孔渗影

响的基础上,通过水-岩反应模拟实验<sup>[13]</sup>,重点研究了碳酸盐岩埋藏过程中的溶蚀作用及其机制。

在上述研究的基础上,建立了深层碳酸盐岩“三元控储”模式,认为海相深层碳酸盐岩的储集性能受相互关联的3大因素控制。首先是沉积-成岩环境控制早期孔隙发育。碳酸盐岩原始孔隙发育首先受控于沉积环境,鲕滩、生物礁是高孔隙碳酸盐岩形成的最有利沉积环境。同时高能鲕滩、生物礁环境也是易于发生白云岩化的成岩环境,高孔隙碳酸盐岩中原生孔隙的存在是白云化流体与岩石相互作用形成白云岩的重要条件。白云岩化作用在一定条件下,可以改善岩石孔隙与渗透性,更重要的是在深埋藏条件下,白云岩与灰岩相比具有更好的抗压实性,为深层优质储层的形成奠定了基础。二是构造-压力耦合控制裂缝与溶蚀。后期构造-压力作用控制了岩石裂缝的形成与扩大,形成储层空间。同时裂缝也沟通了岩石的内部空间为早期有机酸、CO<sub>2</sub> 以及晚期 H<sub>2</sub>S 等酸性流体与岩石的相互作用提供空间创造了条件。三是流体-岩石相互作用控制溶蚀与孔隙的保存。随着岩石埋藏深度不断加大,岩石先后与大气水中所含的二氧化碳、岩石中有机质分解产生的有机酸、烃类与岩石中硫酸盐作用形成的硫化氢等流体发生溶蚀作用,继续进一步扩大或保持岩石孔隙,使 5 000 ~ 6 000 m 的深度可以形成碳酸盐岩优质储层,为深层碳酸盐岩优质储层的预测提供了依据。

### 3.3 叠合-复合控藏模式

源岩过成熟条件下天然气的来源、深层碳酸盐岩优质储层的发育和分布、油气运移、聚集及古油藏形成后的调整改造和再聚集过程是叠合盆地深层天然气富集的关键。通过模拟实验、地质过程恢复和数值模拟及实例解剖,反映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<sup>[14~16]</sup>。第1阶段是古油藏形成阶段。在晚印支-早燕山期,二叠系和志留系烃源岩进入主排烃期,长兴-飞仙关组构造-岩性圈闭形成并接受原油充注,古油藏开始形成,古油藏的分布受晚印支-早燕山期的构造格架、流体输导体系和长兴-飞仙关组岩相变化的控制。第2阶段是油气藏化学改造和流体调整阶段。燕山早期末,普光古油藏储层温度达到 160 °C,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 °C 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,TSR 反应生成的 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 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点运移调整。第3阶段是再富集一定阶段。喜山运动中晚期,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山-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(见图6)。

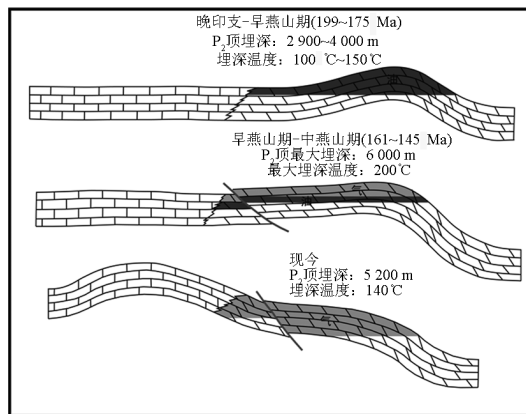


图6 四川盆地普光-东岳寨构造原油聚集、油气藏调整改造与再聚集模式

Fig. 6 The petroleum accumulation model of Puguang - Dongyueze trap in Sichuan Basin

从上述分析看,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:a. 源岩生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;b. 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;c. 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,统称为“叠合-复合控藏”。

## 4 普光气田发现的几点启示

### 4.1 成熟盆地油气勘探必须要有新思路

四川盆地 70 多年的探索与实践,不同时期、不同阶段勘探思路及勘探技术不同,形成了多个勘探



高潮,所发现的油气田遍布盆地四大构造单元。无论是海相碳酸盐岩还是陆相碎屑岩领域,勘探成果不断涌现,尤其是近几年在川东石炭系、飞仙关组、长兴组,川西碎屑岩等勘探领域大发现不断呈现,说明成熟盆地在新领域、新层系巨大的勘探潜力。分析四川盆地的勘探历程,尤其是近期普光气藏的发现,体会到勘探思路的转变与勘探技术的发展是气田发现的关键。裂缝在储层中的贡献,相应发展了一系列裂缝评价技术,促进了勘探的发展;对石炭系、飞仙关组、长兴组等重要孔隙性储层的认识,带来了勘探新发展。

#### 4.2 理论创新和技术发展是油气勘探大发现的前提

普光大型气藏的发现,得益于地质上敢于突破认识上的禁区,得益于高精度地震勘探技术及地震储层预测技术的发展。

山地地震勘探技术逐步完善,形成了一定的技术系列,地震采集方面针对复杂地表条件、针对复杂构造带的成像,在选线方法、激发条件、炮井钻井、参数设计、处理等采用了针对性的技术方法,勘探效果明显改善。

地震储层预测技术有了长足进步。宣汉高精度二维、三维地震资料,主频率在 60 ~ 80 Hz,由于有了好的资料基础,通过合成记录精细层位标定,结合波阻抗、地震相分析、储层地质建模等,能较准确地解决储层分布、厚度、孔隙度及含气性问题。可以预测 10 m 以上储层厚度和 I 类、II 类储层的分布区。尤其是鲕滩储层识别技术,总结了鲕滩储层地震响应的亮点特征及储层反演特征,探井成功率大于 90 %。

#### 4.3 油气勘探无“禁区”

随着世界油气勘探的不断发展,勘探家已明确提出盆地勘探应向深部和浅层发展。储层埋藏深度、孔隙度下限等早期勘探可能存在的“禁区”,已在很多地区被勘探实践所突破。3 500 m 深度的孔隙发育“死亡线”不断被勘探新的成果所突破。人们的认识在不断更新,4 500 m,5 500 m,甚至更深都值得探索。推测普光气藏早期最大埋深超过 6 000 m,现今保存的孔隙度最大值可达

28.86 %<sup>[17]</sup>,这就是勘探的新发现,是不争的事实。普光气藏的发现,不但拓展了四川盆地勘探空间,对世界范围的油气勘探也是一个有益的借鉴。

#### 参考文献

- [1] 王一刚,文应初,张帆,等. 川东地区上二叠统长兴组生物礁分布规律[J]. 天然气工业,1998,18(6):10-15
- [2] 杨雨,文应初. 川东北开江-梁平海槽发育对 T1f 鲕粒岩分布的控制[J]. 天然气工业,2002,22(增刊):30-32
- [3] Scholle. P A. Chalk diagenesis and its relation to petroleum exploration: oil from chalks, modern miracle? [J]. AAPG Bulletin, 1997,61(7):982-1009.
- [4] James W, Schmoker, Robert B. Halley carbonate porosity versus depth: a predictable relation for South Florida[J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(12):2561-2570
- [5] Robert B, Halley, James W, et al. High-porosity Cenozoic carbonate rocks of South Florida: Progressive loss of porosity with depth[J]. AAPG Bulletin, 1983,67(2):191-200
- [6] 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]. 地质评论,2005,51(4):477-480
- [7] 马永生. 四川盆地普光超大型气田的形成机制[J]. 石油学报, 2007,28(2):9-21
- [8] 马永生,牟传龙,谭钦银,等. 川东北地区二叠-三叠系间白云岩时代归属讨论[J]. 南方油气,2004,17(4):1-4
- [9] 马永生,牟传龙,郭旭升,等. 四川盆地东北部长兴期沉积特征与沉积格局[J]. 地质评论,2006,52(1):61-64
- [10] 马永生,牟传龙,郭彤楼,等. 四川盆地东北部长兴组层序地层与储层分布[J]. 地学前缘,2005,12(3):179-185
- [11] 马永生,牟传龙,郭彤楼,等. 四川盆地东北部飞仙关组层序地层与储层分布[J]. 矿物岩石,2005,25(4):73-79
- [12] 马永生,郭彤楼,赵雪凤,等. 普光气田深部优质白云岩储层形成机制[J]. 中国科学 D 辑,2007,37(增刊 II):43-52
- [13] 马永生,郭彤楼,朱光有,等. 硫化氢对碳酸盐岩储层溶蚀改造作用的模拟实验证据——以川东飞仙关组为例[J]. 科学通报,2007,52(增刊):136-141
- [14] 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
- [15] 马永生,蔡勋育,郭彤楼. 四川盆地普光大型气田油气充注与富集成藏的主控因素[J]. 科学通报,2007,52(增刊 I):149-155
- [16] 蔡勋育,朱扬明,黄仁春. 普光气田沥青地球化学特征及成因[J]. 石油与天然气地质,2006,27(3):340-347
- [17] 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

# The discovery of Puguang Gas Field

Ma Yongsheng , Cai Xunyu , Guo Xusheng ,  
Guo Tonglou , Zhao Peirong

(China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing 100728, China)

[ **Abstract** ] The discovery of Puguang Gas Field should be attributed to the innovation of exploration ideas, geological understanding and the development of exploration technologies. By anatomizing the exploration history of Xuanhan-Daxian area, this paper analyzed the formation of structural-lithologic complex trap exploration strategy in Puguang area, expounded the new geological understanding of predictive models of deep-ultra deep high quality carbonate reservoirs and the technical ideas of complicated carbonate reservoir prediction. The discovery of Puguang Gas Field has contributed to the development of deep strata exploration in the Yuanba, Heba and the whole Sichuan Basin, and established the solid resources basis for the “Gas Pipeline from Sichuan to China Eastern Region” Project.

[ **Key words** ] Puguang Gas Field; exploration ideas; geological understanding; theoretical innovation

---

(上接 8 页)

## Overview of Sichuan-to-East gas transmission project engineering construction

Cao Yaofeng<sup>1,2</sup>

(1. China Petrochemical Corporation, Beijing 100728, China; 2. The Headquarters  
of Sichuan-to-East Gas Transmission Project, SINDPEC, Dazhou, Sichuan 635000, China)

[ **Abstract** ] The Sichuan-to-East gas transmission project is the first systemic engineering project in China to explore and develop an ultra deep & high acid gas field on such a large scale, which contains natural gas exploration and development, centralized purification treatment, long distance pipeline transmission and comprehensive market development and utilization. It has the prominent characteristics of being oversize, extremely complex, highly risky and extraordinarily difficulty. Based on a brief introduction to the project's development background and construction scale, analyzing the main challenges of technology and management, this paper systematically accounts the construction ideas and the series of achievements of managerial and technical innovation. The construction and management experience of oversize comprehensive natural gas project about the ultra deep and high acid gas field exploration and development series techniques would surely be a useful reference for similar projects.

[ **Key words** ] high acid gas field; technology integration and innovation; management innovation and run mode; large natural gas conditioning plant