

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6535.2022.03.004

## 普光地区深层碳酸盐岩气藏 主控因素及有利区预测

于吉旺<sup>1,2</sup>, 庞雄奇<sup>1,2</sup>, 郑定业<sup>1,2</sup>, 王学军<sup>3</sup>, 肖惠译<sup>1,2</sup>, 张鹏伟<sup>3</sup>, 卓色强<sup>3</sup>, 李宏雨<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249;

2. 中国石油大学(北京), 北京 102249; 3. 中国石化中原油田分公司, 河南 濮阳 457000)

**摘要:** 普光地区深层海相地层是川东北地区重点勘探目标, 现已发现普光、大湾等6个含油气区块, 勘探前景较好, 但随着多口探井连续失利, 亟需加强对普光地区气藏特征及成藏条件的重新认识。为此, 利用测井、地震、岩心描述、分析测试等资料对普光地区气藏类型及其主控因素进行分析。结果表明: 研究区发育背斜类、背斜-岩性类、断层-岩性类3种气藏类型。气藏发育主要受4种因素控制, 烃源岩有机质丰度高, 生气强度大, 生气范围广; 镶边台地沉积环境下, 储层主要发育生屑、鲕粒等白云岩, 储集类型以孔隙型、孔隙-裂缝型、孔洞型为主, 物性较好(平均孔隙度为8.20%, 平均渗透率为79.50 mD); 盖层岩性以膏盐岩为主, 膏盐岩平均厚度在290 m以上, 分布范围广; 5条北东向大型断裂及多条北西向断裂构成普光地区油气运移的主要疏导体系。在此基础上, 划分出4类成藏有利区, 最有利区位于普光、毛坝、大湾区块。该研究可对普光地区深层碳酸盐岩油气下一步勘探开发提供理论指导和技术支持。

**关键词:** 普光地区; 深层碳酸盐岩; 油气藏类型; 主控因素; 成藏有利区

**中图分类号:** TE122.2 **文献标识码:** A **文章编号:** 1006-6535(2022)03-0028-08

### Main Controlling Factors and Favorable Area Prediction of Deep Carbonate Gas Reservoirs in Puguang Area

Yu Jiawang<sup>1,2</sup>, Pang Xiongqi<sup>1,2</sup>, Zheng Dingye<sup>1,2</sup>, Wang Xuejun<sup>3</sup>, Xiao Huiyi<sup>1,2</sup>, Zhang Pengwei<sup>3</sup>, Zhuo Seqiang<sup>3</sup>, Li Hongyu<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

2. China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China;

3. SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457000, China)

**Abstract:** The deep marine strata in Puguang Area are the key targets for exploration in northeastern Sichuan. Six hydrocarbon-bearing blocks were discovered with good exploration prospects, such as Puguang and Dawan. With the successive failure of many prospecting wells, it is urgent to improve the re-recognition of characteristics and reservoir formation conditions of gas reservoirs in Puguang Area. Therefore, the types and main controlling factors of gas reservoirs in Puguang Area were analyzed according to logging data, seismic data, core description, analysis and testing data. The results showed that there were three types of gas reservoirs in the study area: anticline, anticline-lithology, and fault-lithology. The development of gas reservoirs was mainly controlled by four factors. The source rock had high abundance of organic matters, high intensity of gas generation, and wide range of gas generation. In the sedimentary environment of rimmed platform, dolomite such as bioclast and oolite was developed in the reservoir. The dominate reservoir types were porous type, pore-fracture type and vuggy type, with sound physical properties (the average porosity was 8.20% and the average permeability was 79.50 mD). The lithology of the cap rock was mainly gypsum-salt rock, with an average thickness of more than 290 m and a wide distribution range. There were five large NE-trending faults and multiple NW-trending faults which constituted the main channel system for oil-gas migration in Puguang Area. On this basis, four types of favorable areas for accumulation were defined, with the most favorable zones located in Puguang, Maoba and Dawan blocks. The study can provide theoretical

收稿日期: 20210903; 改回日期: 20220331

基金项目: 国家自然科学基金联合基金“海相深层油气富集机理与关键工程技术基础研究”(U19B6003)

作者简介: 于吉旺(1996—), 男, 2019年毕业于西安石油大学地质专业, 现为中国石油大学(北京)地质资源与地质工程专业在读硕士研究生, 主要从事油气藏形成与分布预测研究工作。

通讯作者: 庞雄奇(1961—), 男, 教授, 1982年毕业于江汉石油学院地质专业, 1991年毕业于中国地质大学(北京)地质资源与工程专业, 获博士学位, 现主要从事盆地油气藏形成机制与分布规律研究工作。

cal guidance and technical support for the further exploration and development of deep carbonate reservoirs in Pu-guang Area.

**Key words:** Puguang Area; deep carbonate rocks; hydrocarbon reservoir type; main controlling factors; favorable area for accumulation

0 引言

普光气田作为典型的深层—超深层碳酸盐岩气藏,是四川盆地的重点勘探目标,勘探开发前景较好<sup>[1-3]</sup>。前人针对普光地区的综合地质环境、沉积相、储层成因及特征、地层特征、裂缝成因及控制因素、天然气成藏特征等做了大量研究<sup>[4-6]</sup>,取得很多成果。但随着多口失利井的连续出现,认识到固有成藏模式无法满足现阶段的勘探开发需求,需对油气藏类型及主控因素重新厘定。基于此,利用测井、地震、岩心描述、分析测试等资料,对普光地

区的气藏类型进行分析,并重点探讨了天然气成藏主控因素,进而对成藏有利区进行划分,以期为进一步勘探提供思路。

1 地质概况

普光地区位于四川盆地东北部,处于宣汉—达县境内,东北侧为大巴山构造带,西北侧为川东米仓山过渡带,东南侧为川东断褶构造带,勘探面积约为 1 000 km<sup>2</sup>。平面上发现普光主体、大湾、毛坝场、清溪场、老君、双庙场 6 个含气区块(图 1a)。气藏甲烷含量为 70.00%~99.00%,平均值为 76.39%,

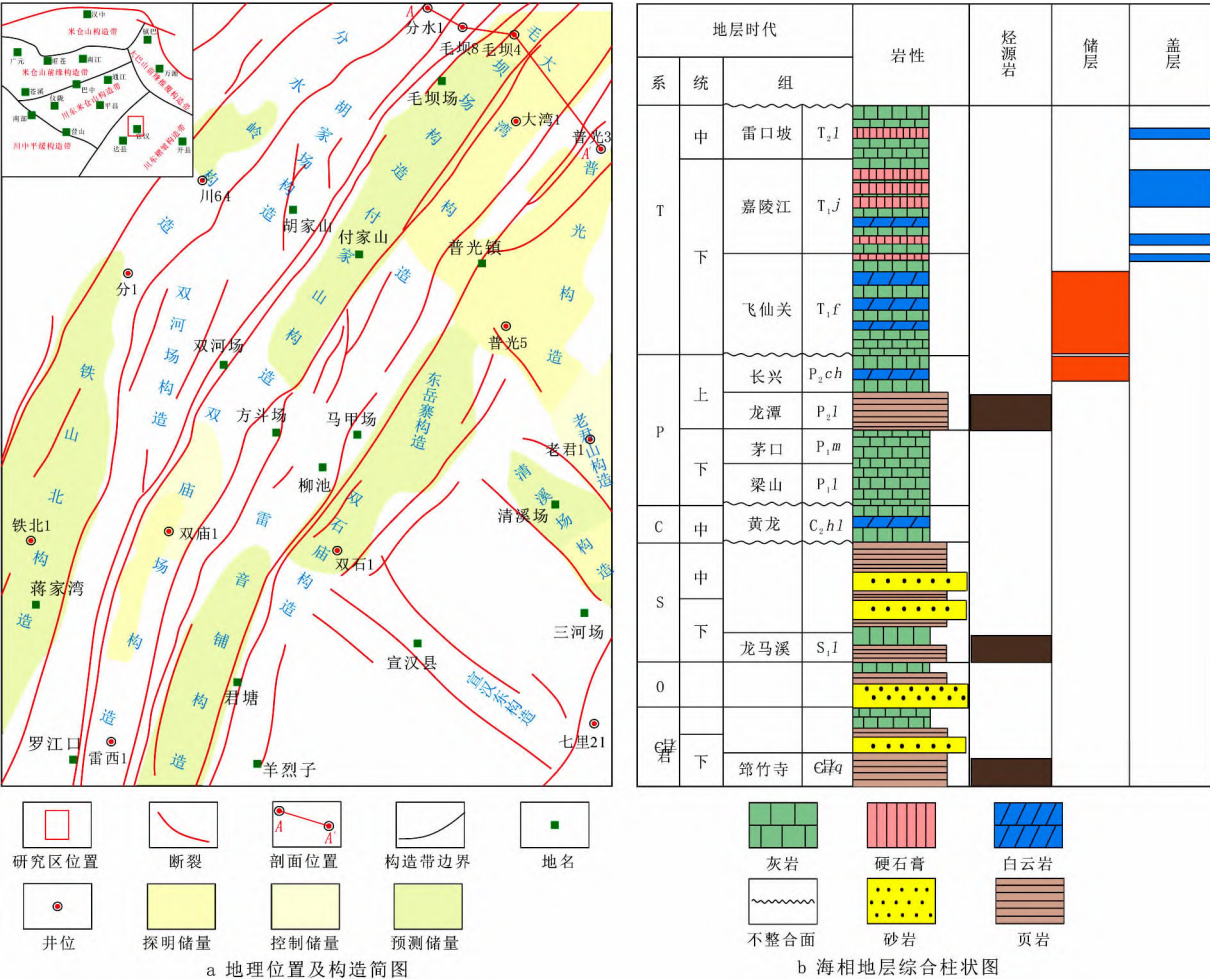


图 1 普光地区地理位置、构造及地层综合柱状图

Fig. 1 The comprehensive histogram of the geographical location, structure and stratum of Puguang Area

乙烷含量为 0.02%~0.40%,平均值为 0.12%,非  
烃气体以 CO<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 为主,H<sub>2</sub>S 含量为 10.00%~  
17.20%,平均值为 13.85%,CO<sub>2</sub> 含量为 5.00%~  
11.00%,平均值为 9.12%。从寒武系到上二叠统,

地层中沉积了3套富含有机质的页岩层系,分别为筇竹寺组、龙马溪组和龙潭组。二叠系—三叠系海相碳酸盐岩地层自下而上包括下二叠统梁山组,中二叠统栖霞组和茅口组,上二叠统龙潭组和长兴组,下三叠统飞仙关组、嘉陵江组和中三叠统雷口坡组(图1b)。龙潭组烃源岩为普光地区主力烃源岩,长兴组和飞仙关组台地碳酸盐岩是普光地区海相层系中的主要储集岩,嘉陵江组和雷口坡组沉积了巨厚的膏盐层,构成了普光地区的区域性盖层。因此,普光地区二叠系—三叠系海相地层形成了下生中储上盖的配置组合<sup>[7]</sup>。

## 2 气藏类型

利用测井综合解释成果,通过对典型气藏进行解剖发现,研究区主要发育背斜类、背斜-岩性类、断层-岩性类3种常规气藏(图2)。常规气藏典型

特征为储层物性好,具有高孔渗、高压成藏、油气分布于构造高点、储层之上有盖层封盖等特征,成藏过程受浮力和毛细管力的控制<sup>[8]</sup>。

### 2.1 背斜类气藏

清溪场区块发育典型的常规背斜类气藏,背斜两翼发育逆冲断层并沟通至志留系甚至寒武系地层。其形成原因为晚燕山—喜山期大巴山的强烈挤压推覆作用<sup>[9]</sup>。含气面积为3.36 km<sup>2</sup>,埋深为3 600.00~3 900.00 m,储层以远离烃源岩的飞仙关组白云岩为主,孔隙度为0.50%~10.60%,平均为3.56%。油气富集于构造高点,未见气水边界,上部有飞四段及嘉陵江组膏岩类盖层遮挡(图2a)。天然气来源于上二叠统烃源岩<sup>[10]</sup>,烃源岩层系的干酪根裂解气沿断裂运移至储集层形成气藏<sup>[9]</sup>。

### 2.2 背斜-岩性类气藏

双庙场区块发育典型的背斜-岩性类气藏。气藏面积为54.10 km<sup>2</sup>,天然气主要分布于嘉陵江组二段和飞仙关组四段。其中,嘉陵江组气藏埋藏深度为2 700.00~3 100.00 m,气水边界在2 980.00 m左右,飞仙关组气藏埋深为3 300.00~3 500.00 m,未见气水边界,孔隙度为0.30%~10.00%,平均值为2.65%。来源于白垩纪时期志留系和来源于晚侏罗世—白垩世时期上二叠统龙潭组烃源岩的天然气在重力势能的控制下运移进入储层成藏。由于受到区域地壳升降运动的影响,研究区嘉二段—飞四段整体呈现局限台地与蒸发台地交互发育的特点,发育粉晶残余藻屑白云岩、粉晶砂屑白云岩、鲕粒白云岩、泥质白云岩等几种重要储集层岩石类型<sup>[10]</sup>。天然气分布同时受岩性及构造控制,形成背斜-岩性气藏(图2b)。

### 2.3 断层-岩性类气藏

普光气田多处发育大型断裂,这些断裂控制形成了许多构造断裂带,主要有毛坝场—付家山构造带、大湾构造带、土主—雷音铺构造带、普光—东岳寨构造带、老君山构造带和清溪场构造带等<sup>[11]</sup>。

在断裂构造带的控制下,研究区形成发育了大量断层-岩性类油气藏。其中,最为典型的普光主体构造即发育在东岳寨普光断裂带,圈闭受断层以及礁、滩孔隙型白云岩发育的控制。气藏平均埋深

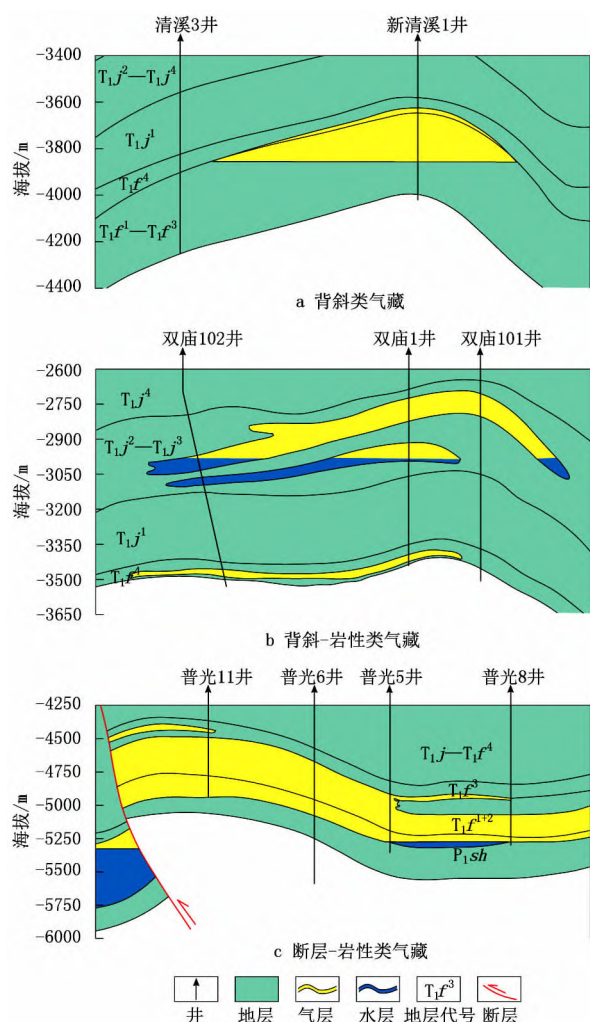


图2 普光地区不同类型气藏剖面特征

Fig. 2 The characteristics of different types of gas reservoir profiles in Puguang Area



为 4 500.00~5 000.00 m, 储层整体为高孔高渗特征, 孔隙度为 2.50%~15.00%, 平均值为 6.34%, 渗透率为 0.011~3 354.696 mD, 平均值为 94.423 mD。气水边界在 5 250.00 m 左右, 上部有嘉陵江组和飞四段膏岩类盖层遮挡(图 2c)。源于通南巴-罗家寨一带的志留系龙马溪组和上二叠统龙潭组烃源岩的烃类在浮力与压力的共同作用下, 沿两侧断裂进入储层富集成藏, 同时这类逆断层并未向上切割区域盖层, 保证了油气可以在此富集<sup>[5]</sup>。

### 3 成藏主控因素

#### 3.1 烃源岩发育特征

烃源岩的质量控制着气藏的规模, 勘探实践也证实有机质丰度高、类型好、生烃潜力高的海相优质烃源岩对大中型油气田的形成具有明显的控制作用<sup>[6]</sup>。

马永生等<sup>[12]</sup>利用天然气碳同位素组成分析及天然气、沥青组分等特征, 通过油源、气源、沥青源对比及沥青热模拟实验分析, 确定普光地区天然气主要来源于上二叠统龙潭组烃源岩, 岩性主要为灰岩和暗色泥岩<sup>[6]</sup>, 有机质类型为 I—II<sub>1</sub> 型干酪

根, 沥青体反射率平均值为 3.72%, 处于过成熟中期<sup>[13]</sup>。泥岩 TOC 为 0.47%~8.85%, 平均值为 3.12%, 生烃潜量( $S_1+S_2$ ) 为 0.12~4.55 mg/g, 平均值为 1.53 mg/g; 灰岩 TOC 为 0.03%~4.55%, 平均值为 1.19%,  $S_1+S_2$  为 0.01~2.99 mg/g, 平均值为 0.69 mg/g。根据秦建中等<sup>[13]</sup>提出的划分标准, 普光地区龙潭组烃源岩总体上为好—优质烃源岩。

普光地区生烃条件良好, 龙潭组烃源岩生气中心位于通南巴-罗家寨一带, 最大生气强度为  $65 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。普光、大湾、毛坝场、老君、清溪场区块烃源岩生气强度较高, 为  $50 \times 10^8 \sim 55 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 雷西、双石庙构造烃源岩生气强度较低, 为  $30 \times 10^8 \sim 40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 具备发育大型气田的条件。

#### 3.2 沉积储层发育特征

普光地区长兴组为镶边台地沉积, 发育斜坡点礁、台缘礁、礁后滩、台内礁、礁间滩多种礁滩体类型。礁间滩发育于台缘与台内礁之间, 大面积连片分布。台缘礁呈北西向展布, 整体发育老君、普光主体、大湾、毛坝-分水岭 4 个大型礁群, 其间被礁间水道分隔(图 3a)。

飞仙关组基本继承了长兴期的岩相古地理格

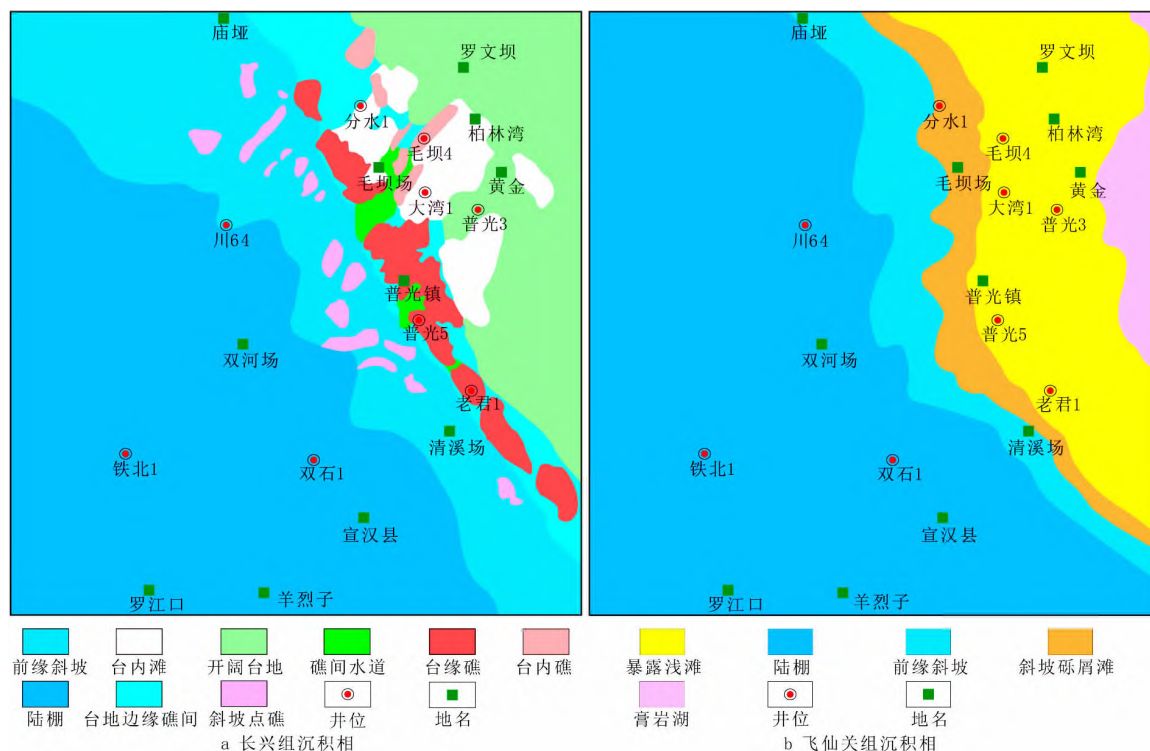


图3 普光地区沉积相展布

Fig. 3 The distribution of sedimentary facies in Puguang Area

局<sup>[12]</sup>, 自西向东依次发育陆棚、前缘斜坡、斜坡砾

屑滩、暴露浅滩等沉积相, 大面积分布的鲕粒滩披

覆于长兴组生物礁建隆后侧,形成暴露浅滩相,飞仙关组台缘浅滩暴露垮塌,从长兴组生物岩隆之间延伸至斜坡带,形成台地前缘斜坡砾屑滩(图 3b)。

在沉积相控制下,长兴组主要发育海绵云岩、生屑云岩等,主要成岩作用有胶结作用、重结晶作用及溶蚀作用。可见生物骨架间孔、粒内溶孔、粒间溶孔、晶间溶孔、晶间孔(图 4a—d),且在长兴组顶部发育大规模溶沟(图 4e),表明长兴组长期

遭受暴露侵蚀,溶蚀作用强烈。

飞仙关组储层岩性以残余鲕粒白云岩为主<sup>[14]</sup>,发育粒内溶孔、粒间溶孔、鲕粒铸模孔、晶间孔(图 4f、g),同时岩心观察发现飞仙关组发育溶蚀孔洞和裂缝(图 4h、i),与溶蚀作用有关的孔隙,包括溶孔、溶洞等占总孔隙的 80% 以上,裂缝对储层起到一定的改善作用<sup>[12]</sup>。

高压压汞实验表明,长兴组、飞仙关组储层孔隙

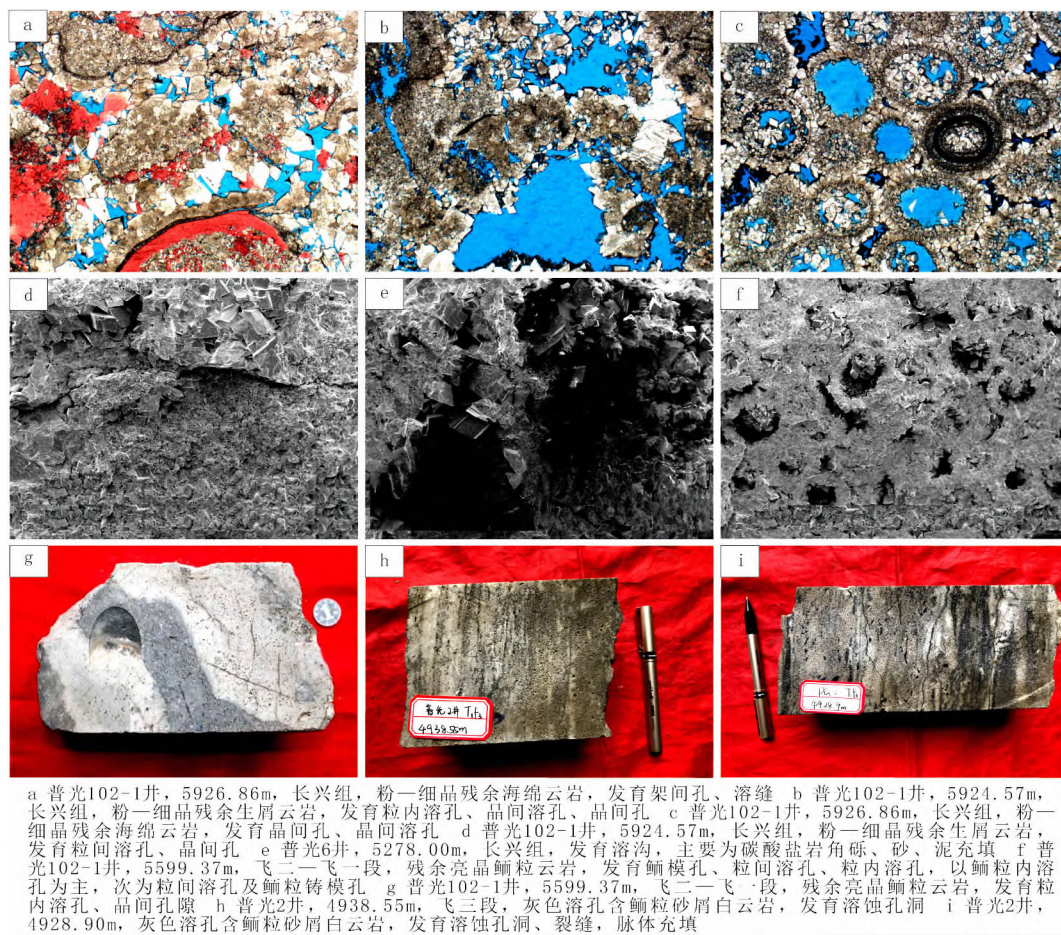


图 4 长兴组、飞仙关组储层特征

Fig. 4 The reservoir characteristics of Changxing Formation and Feixianguan Formation

度为 0.50%~28.70%,平均值为 8.20%,渗透率为 0.001~9 664.900 mD,平均值为 79.500 mD。储层类型可划分为 3 类:①孔隙型,其渗透率随孔隙度增加而增加;②孔隙-裂缝型,局部地区呈现出低孔高渗特征,主要是由于裂缝发育改善了储层渗透性,导致渗透率较高;③孔洞型,其特征为高孔低渗,表明局部地区孔隙连通性差,是流体作用影响的结果。长兴组和飞仙关组储层以孔隙型为主,孔隙-裂缝型次之,储集空间以晶间溶孔、粒间溶孔为主,其次为粒内溶孔、溶洞、晶间孔及裂缝。

### 3.3 盖层发育特征

普光地区对油气起封闭作用的盖层主要有 2 套:须家河组及其以上的以陆相碎屑类泥质岩为主组成的间接盖层,中三叠统雷口坡组及其以下嘉陵江组和飞四段膏盐岩类组成的直接盖层,其中,嘉陵江组盖层厚度大、区域广,构成普光地区最主要的区域性盖层<sup>[6]</sup>。而嘉四一五段是川东北地区膏盐岩厚度最大的层段<sup>[15]</sup>,其平均厚度在 290 m 以上;南部双石庙、雷西构造一带的膏盐岩厚度较大,



为 200 m 以上,最厚达 500 m 以上;东岳寨-普光一带较薄,为 100~200 m,向东北柏林湾方向又增厚,厚度最大可达 800 m 以上;西北方向及东南老君区块厚度最小,在 100 m 以下(图 5 h 为地层厚度)。该套地层塑性流动性较大,断距较小情况下可有效防止油气逸散,对油气的聚集起保存作用。

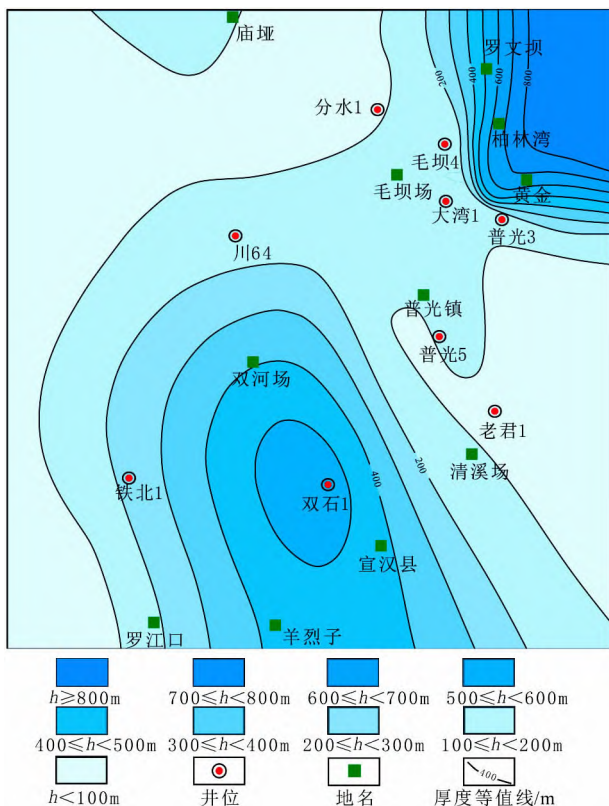


图 5 嘉陵江组四—五段盖层膏盐岩厚度

Fig. 5 The thickness of gypsum-salt rock in caprock of Members IV-V, Jialingjiang Formation

### 3.4 断裂发育特征

普光地区断裂是油气运移的优势通道<sup>[6]</sup>。研究区发育有 3 套断裂系统: 志留系底部断裂系统、中构造层断裂系统、上构造层断裂系统。志留系底部断裂系统与中构造层断裂系统为主断裂, 具有良好继承性, 中部断裂系统在平面上成排成带分布, 活动强烈, 规模大<sup>[7]</sup>。在普光、毛坝场、大湾地区发育 5 条大致平行的大断裂, 主要呈北东方向, 在清溪场、老君地区发育若干条北西向分布的断裂(图 1a)。纵向上主要发育于嘉三段—寒武系页岩, 均为逆断层<sup>[11]</sup>, 沟通了志留系龙马溪组、上二叠统龙潭组烃源岩与长兴组—飞仙关组储层, 同时这些逆断层并未切断嘉陵江组、雷口坡组区域盖层, 保证了油气在沿断裂运移至储层后可以在此保

存<sup>[6]</sup>。研究区除了发育大型断裂, 还发育微型裂缝, 大多被脉体充填(图 4i), 改善了储层物性, 与高孔高渗的白云岩组成横向疏导体系。

## 4 油气成藏模式及有利区域预测

### 4.1 油气成藏模式

从生、储、盖展布规律及油气显示特征来看, 普光地区上三叠统膏盐岩作为区域性盖层, 与下伏上二叠统烃源岩、上二叠统和上三叠统储层形成了一套匹配良好的生储盖组合。普光地区飞仙关组发育的前缘斜坡、斜坡砾屑滩、暴露浅滩等相带发育大量鲕粒白云岩、残余鲕粒白云岩、粒屑白云岩等, 长兴组则受相带、岩溶双重控制, 发育生物礁白云岩和大量溶洞, 是普光地区的主要储集层。龙潭组为潮坪、潟湖沉积, 是一套海陆交互相含煤沉积, 主要发育泥岩、炭质泥岩、煤和碳酸盐岩<sup>[16]</sup>, 是普光地区最主要的烃源岩。断裂沟通储集层与烃源岩, 结合上覆飞四段及嘉陵江组膏盐岩区域性盖层, 易在断裂附近及构造高点形成规模油气藏(图 6), 为下生上储的成藏模式。

### 4.2 有利区预测

以有效烃源岩分布、沉积相展布、断裂分布、盖层展布 4 个主控因素作为评价的条件, 分别确定评价标准, 划定源控有利区、相控有利区、断控有利区和盖控有利区, 再进行叠合。

长兴组工业气流井和低产气流井多分布于台内礁、台缘礁、台地边缘礁间、台内滩、礁间水道相、斜坡点礁、开阔台地相, 除了开阔台地及斜坡点礁, 其余相带工业气流井占比均高于 50%; 飞仙关组工业气流井和低产气流井多分布于暴露浅滩、前缘斜坡、斜坡砾屑滩, 暴露浅滩和前缘斜坡相工业气流井占比均高于 50%。因此, 普光地区最有利的沉积相带为长兴组台内礁、台缘礁、台地边缘礁间、台内滩、礁间水道相以及飞仙关组暴露浅滩和前缘斜坡相; 工业气流井均位于生气强度大于  $35 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$  的范围和盖层膏盐岩厚度大于 100 m 的范围, 这 2 个范围分别作为源控最有利区和盖控最有利区。对于断裂, 95% 以上的工业气流井分布在断层附近 1 km 的范围内, 因此, 断层附近 1 km 为断控最有利区。

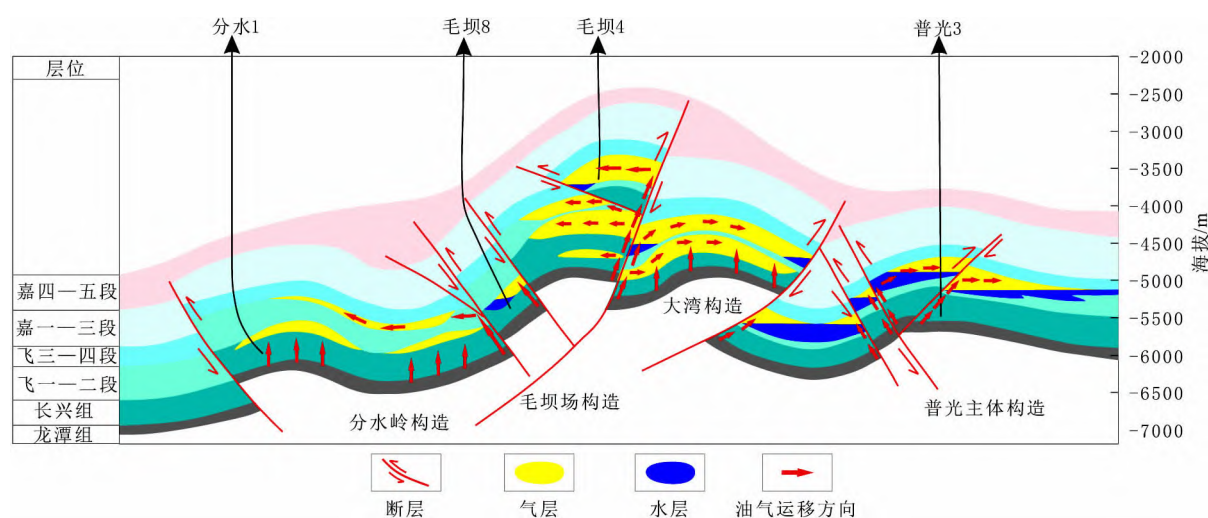


图 6 普光地区油气成藏模式

Fig. 6 The hydrocarbon accumulation mode in Puguang Area

通过多要素的叠合,预测出 4 类有利区: I 类有利区位于普光、毛坝、大湾区块, II 类有利区在 I 类有利区之外,包含老君、清溪场区块, III 类有利区则在 II 类有利区之外,包含双庙、分水岭区块, IV 类有利区位于普光地区南部,雷音铺构造以南(图 7)。

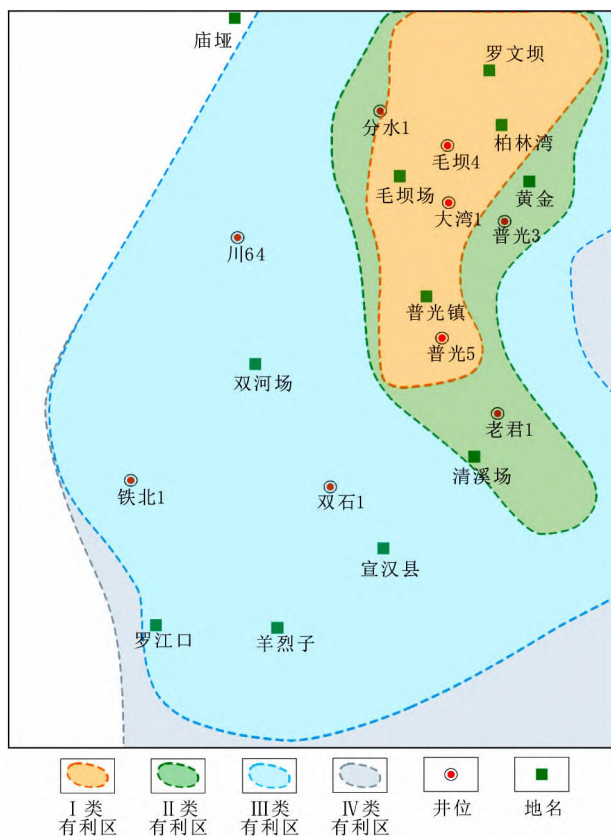


图 7 普光地区油气成藏有利区预测

Fig. 7 The prediction of favorable areas for hydrocarbon accumulation in Puguang Area

## 5 结论

(1) 普光地区气藏类型可划分为 3 类: 背斜类气藏,其主要特征为天然气分布受古隆起控制,油气富集在构造高点;背斜-岩性类气藏,天然气分布同时受岩性及古隆起控制;断层-岩性类气藏,天然气分布受岩性及断层发育的控制。

(2) 普光地区成藏主控因素包括烃源岩、沉积相、盖层、断裂。烃源岩有机质丰度高,泥岩 TOC 平均值为 3.12%,灰岩 TOC 平均值为 1.19%,母质类型为 I—II<sub>1</sub> 型,生气强度为  $30 \times 10^8 \sim 65 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ;长兴组的台内礁、台缘礁、台地边缘礁间、台内滩、礁间水道相及飞仙关组的暴露浅滩和前缘斜坡相控制发育了优质储层,发育生屑、鲕粒等白云岩,其平均孔隙度为 8.20%,平均渗透率为 79.500 mD,物性较好;盖层岩性以膏盐岩为主,膏盐岩平均厚度在 290 m 以上,分布范围广;5 条北东向大型断裂及多条北西向断裂构成普光地区油气运移的主要疏导体系。

(3) 多因素联合控制油气成藏,油气主要为下生上储的成藏模式,龙潭组烃源岩生成的油气沿断裂运移至储集层,在膏盐岩盖层封盖条件下控制油气聚集。在此基础上划分出 4 类有利区: I 类有利区位于普光、毛坝、大湾区块; II 类有利区在 I 类有利区之外,包含老君、清溪场区块; III 类有利区则在 II 类有利区之外,包含双庙、分水岭区块; IV 类有利区位于雷音铺构造以南。

## 参考文献:

- [1] 马永生, 黎茂稳, 蔡勋育, 等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发: 研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. 石油与天然气地质, 2020, 41(4): 655-672, 683.  
MA Yongsheng, LI Maowen, CAI Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: advances, technological bottlenecks and basic scientific problems [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655-672, 683.
- [2] 白国平, 曹斌风. 全球深层油气藏及其分布规律[J]. 石油与天然气地质, 2014, 35(1): 19-25.  
BAI Guoping, CAO Binfeng. Characteristics and distribution patterns of deep petroleum accumulations in the world [J]. Oil & Gas Geology, 2014, 35(1): 19-25.
- [3] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国陆上深层—超深层天然气勘探领域及潜力[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(4): 403-417.  
LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Onshore deep and ultra-deep natural gas exploration fields and potentials in China [J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(4): 403-417.
- [4] 马永生, 蔡勋育, 赵培荣. 元坝气田长兴组—飞仙关组礁滩相储层特征和形成机理[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1001-1011.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong. Characteristics and formation mechanisms of reef-shoal carbonate reservoirs of Changxing-Feixianguan Formations, Yuanba Gas Field [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1001-1011.
- [5] 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1): 149-155.  
MA Yongsheng, CAI Xunyu, GUO Tonglou. The main controlling factors of oil and gas injection, enrichment and accumulation in the Puguang large gas field in the Sichuan Basin [J]. Chinese Science Bulletin, 2007, 52(S1): 149-155.
- [6] 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): 9-14, 21.  
MA Yongsheng. Generation mechanism of Puguang Gas Field in Sichuan Basin [J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 9-14, 21.
- [7] 冯冲. 川东北二叠系—三叠系碳酸盐岩层系源岩与储层发育机理与分布[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2013.  
FENG Chong. Development mechanism and distribution of source rocks and reservoirs of Permian-Triassic carbonate facies in northeastern Sichuan [D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2013.
- [8] 庞雄奇, 姜振学, 黄捍东, 等. 叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 795-828.  
PANG Xiongqi, JIANG Zhenxue, HUANG Handong, et al. Formation mechanisms, distribution models and prediction of superimposed continuous hydrocarbon reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 795-828.
- [9] 于建宁, 邹华耀. 川东北清溪场裂缝型气藏形成过程分析[J]. 石油天然气学报, 2012, 34(1): 31-34, 40.  
YU Jianning, ZOU Huayao. Gas reservoir accumulation process of Qingxichang Fractured Reservoir in northeastern Sichuan Basin [J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(1): 31-34, 40.
- [10] 魏立新, 胡明姣. 普光气田南部海相地质综合研究[J]. 内江科技, 2011, 32(2): 130-131.  
WEI Lixin, HU Mingjiao. Comprehensive study of marine geology in southern Puguang Gas Field [J]. Neijiang Science & Technology, 2011, 32(2): 130-131.
- [11] 唐大卿, 陈新军, 张先平. 川东北宣汉—达县地区断裂系统及构造演化[J]. 石油实验地质, 2008, 30(1): 58-63.  
TANG Daqing, CHEN Xinjun, ZHANG Xianping. Fault systems and their tectonic evolution in Xuanhan-Daxian Area, the northeastern Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(1): 58-63.
- [12] 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.
- [13] 秦建中, 付小东, 腾格尔. 川东北宣汉—达县地区三叠—志留系海相优质烃源层评价[J]. 石油实验地质, 2008, 30(4): 367-374, 381.  
QIN Jianzhong, FU Xiaodong, Tengger. Evaluation of the excellent Triassic to Silurian marine hydrocarbon source rocks in Xuanhan-Daxian Area of northeast Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2008, 30(4): 367-374, 381.
- [14] 蒋裕强, 邓虹兵, 易娟子, 等. 开江—梁平海槽西侧飞仙关组不同类型鲕滩储层特征及其控制因素研究[J]. 特种油气藏, 2020, 27(1): 17-24.  
JIANG Yuqiang, DENG Hongbing, YI Juanzi, et al. Properties of different oolitic beach reservoirs in the Feixianguan Formation of Kaijiang-Liangping Trough [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2020, 27(1): 17-24.
- [15] 魏水建, 冯琼, 冯寅, 等. 川东北通南巴地区三叠系膏盐岩盖层预测[J]. 石油实验地质, 2011, 33(1): 81-86.  
WEI Shuijian, FENG Qiong, FENG Yin, et al. Prediction of triassic gypsum cap rocks in Tongnanba region of northeast Sichuan Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(1): 81-86.
- [16] 陈建平, 李伟, 倪云燕, 等. 四川盆地二叠系烃源岩及其天然气勘探潜力(二)——烃源岩地球化学特征与天然气资源潜力[J]. 天然气工业, 2018, 38(6): 33-45.  
CHEN Jianping, LI Wei, NI Yunyan, et al. The Permian source rocks in the Sichuan Basin and its natural gas exploration potential (Part 2): geochemical characteristics of source rocks and latent capacity of natural gas resources [J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(6): 33-45.

编辑 林树龙