**四川盆地多类型油气藏特征及关键控制因素**

杨光1 李国辉1 戴鑫1 苑保国1 朱华1 吴伟2 李育聪1 张涵冰3

1.中国石油天然气股份有限公司西南油气田公司勘探开发研究院；2. 中国石油天然气股份有限公司西南油气田公司页岩气研究院；3. 中国石油天然气股份有限公司浙江油田公司

摘要：经过半个多世纪油气规模勘探，四川盆地已发现常规天然气和非常规油气（致密砂岩气、致密油、页岩气、页岩油和煤层气）多类型油气藏。常规气藏分布在震旦系-中三叠统海相地层，非常规油气藏中的致密砂岩气、致密油、页岩油分布在上三叠统以新的陆相地层，页岩气分布在下古生界优质页岩中，煤层气产于上二叠统含煤岩系。油气产层多，资源丰富，勘探潜力大。研究认为，四川盆地多种油气藏类型的形成与分布的主因是盆地经历了不同的构造演化阶段和多期次构造运动改造：1、自南华纪以来，四川盆地可以划分出三个构造演化阶段，其中Nh-S、D-J2均以拉张构造裂陷盆地开始，以挤压构造前陆盆地结束，二者之间是碳酸盐岩台地建造，J3-Q始于坳陷盆地，止于挤压盆地。烃源岩主要形成于裂陷盆地和前陆盆地坳陷带，储层主要形成于碳酸盐岩台地和陆相三角洲体系；2、前陆盆地演化阶段控制了页岩气、致密砂岩气、致密油、页岩油等非常规油气藏的形成和分布；3、构造-沉积分异控制含油气带的分布，古裂陷、古隆起、古岩溶和高能沉积相带等是油气聚集有利区带；4、多期构造运动叠加改造，使四川盆地不同时代烃源岩在T3-J达到生烃高峰期，也是盆地内不同产层、不同类型油气藏的主成藏期。不同构造层、不同构造分区具有不同的油气藏类型。5、四川盆地中-下三叠统嘉陵江组和雷口坡组区域分布的厚层膏岩、中新生界巨厚的陆相砂泥岩是优质的区域盖层，也是四川富油气盆地的重要保障。

关键词：四川盆地；常规天然气藏；非常规油气藏；盆地演化阶段；构造-沉积分异；构造运动；特征；控制作用

**Characteristics and Key Controlling Factors of Multi-type Oil and Gas Reservoirs in Sichuan Basin**

Yang Guang 1, Li Guohui 1, Dai Xin 1, Yuan Baoguo 1, Zhu Hua 1, Wu Wei 2, Li Yucong 1 and Zhang Hanbing 3

1. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Field Branch Company, PetroChina; 2. Shale Gas Research Institute, Southwest Oil and Gas Field Branch Company, PetroChina; 3. Zhejiang Oilfield Company, PetroChina

**Abstract:** After more than half a century of oil and gas exploration, multiple types of oil and gas reservoirs have been discovered in Sichuan Basin, including conventional natural gas and unconventional oil and gas (tight sandstone gas, tight oil, shale gas, shale oil and coalbed methane). Conventional gas reservoirs are found in Sinian-Middle Triassic marine strata. As for unconventional oil and gas reservoirs, tight sandstone gas, tight oil and shale oil occur in continental strata younger than Upper Triassic; shale gas occurs in Lower Paleozoic high-quality shale; and coalbed methane occurs in Upper Permian coal-bearing strata. There are many oil and gas pay zones, with rich resources and huge exploration potential. According to the research, the main reason for the formation and distribution of various types of oil and gas reservoirs in Sichuan Basin is that the basin has experienced different stages of tectonic evolution and multiple stages of tectonic movement and transformation: 1. Sichuan Basin has gone through three stages of tectonic evolution since Nanhua Period, of which Nh-S and D-J2 both started with tensile tectonic rift basin and ended with compressional tectonic foreland basin with carbonatite platform construction in between, and J3-Q started with depression basin and ended with compressional basin. Source rocks occur mainly in rift basin and foreland basin depression zones, and reservoirs occur mainly in carbonatite platforms and continental delta systems. 2. The evolution stage of foreland basin controlled the formation and distribution of unconventional oil and gas reservoirs such as shale gas, tight sandstone gas, tight oil and shale oil. 3. Tectonic-sedimentary differentiation controlled the distribution of oil and gas bearing zones. Paleo-rift, paleo-uplift, paleokarst and high-energy sedimentary facies belts are favorable zones for oil and gas accumulation. 4. Due to the superimposed transformation of multi-stage tectonic movements, source rocks of different ages in Sichuan Basin reached a peak period of hydrocarbon generation at T3-J, which is also the main formation period for different pay zones and different types of oil and gas reservoirs in the basin. Different tectonic layers and zones have different types of oil and gas reservoirs. 5. The thick-bedded gypsum rocks distributed in the Middle-Lower Triassic Jialingjiang Formation and Leikoupo Formation and the Middle Cenozoic extremely thick continental sand-mudstone in Sichuan Basin are high-quality regional caprocks, and also important guarantees for abundance of oil and gas in the Sichuan Basin.

**Key words:** Sichuan Basin; conventional natural gas reservoirs; unconventional oil and gas reservoirs; basin evolution stage; tectonic-sedimentary differentiation; tectonic movement; characteristics; control action

**1.概况**

四川盆地是我国最早开发利用天然气的地方[1]，大规模油气勘探与开发始于二十世纪五十年代，经过持续规模勘探，建成了国内首个百亿方气区，不但证实了四川盆地具有丰富的油气资源，油气产层多[2]，在10个系23个组发现油气，也证实了油气资源类型具有多样性，截止目前，四川盆地已发现常规天然气和非常规油气两大类。其中，非常规油气包括致密砂岩气、页岩气、致密油、页岩油和煤层气。

四川盆地油气藏分布区域广，盆地内各勘探区块均发现油气藏，页岩气勘探已跨越现今盆地边界；气藏分布深度跨度大，浅层、中层、深层、超深层均有分布，目前已发现气藏，产层最小埋深400m（卧龙河构造须家河组气藏），最大埋深为7770m（双鱼石构造泥盆系观雾山组气藏）。天然气探明储量大于4000亿方的特大型气藏主要分布在新元古界-上古生界，如安岳震旦系-寒武系气藏（8486.91亿方）、长宁志留系页岩气藏（4974亿方）、涪陵志留系页岩气藏（6008.14亿方）、普光二叠-三叠系气藏（4121.73亿方）等。

盆地内天然气资源探明率仅为7.32%，其中，常规天然气、页岩气、致密气探明率分别为14.27%、1.84%、25.67%；石油资源探明率为3.58%。表明勘探程度仍较低，具有广阔的勘探前景。

**2.不同类型油气藏基本特征**

四川盆地以常规天然气藏分布最广泛，分布于震旦系-中三叠统海相碳酸盐岩[3]，致密气存在于上三叠统～下白垩统陆相地层中，致密油、页岩油仅产于侏罗系自流井组湖相页岩和碳酸盐岩中[4]，页岩气分布在寒武系筇竹寺组和上奥陶统五峰组～下志留统龙马溪组。煤层气产于上二叠统宣威组（表1）。

表1 四川盆地不同油气藏类型基本特征表

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 油气类型 | 常规气藏 | 非常规油气藏 | | | | |
| 致密砂岩气 | 页岩气 | 煤层气 | 页岩油 | 致密油 |
| 分布层位 | Z-T2 | T3-K1 | ∈1*q*、O3*w*-S1*l* | P3 | J1*z* | J1*z*、J1*l*、J2*s* |
| 分布地区 | 全盆地 | 全盆地 | 蜀南、川东 | 蜀南 | 川中 | 川中 |
| 主要烃源岩 | ∈1*q*、S1*l*、P2*q*、P3*l* | T3*x*、J1*z* | ∈1*q*、O3*w*-S1*l* | P3 | J1*z* | J1*z*、J1*l* |
| 主要储层 | Z2*dn*、∈1*l*、∈2+3、C2、P2、P3*ch*、T1、T2*l* | T3*x*、J2*s*、J3*p*、K1 | ∈1*q*、O3*w*-S1*l* | P3 | J1*z* | J1*l*、J2*s* |
| 成藏组合 | 上生下储、下生上储、自生自储、旁生侧储、它源次生 | 下生上储、自生自储、旁生侧储、它源次生 | 源-储一体 | 源-储一体 | 源-储一体 | 下生上储、旁生侧储 |
| 圈闭类型 | 构造、岩性、构造-岩性、构造-地层、缝洞体 | 构造、岩性、构造-岩性 | 大面积含气 | 大面积含气 | 大面积含油 | 构造、岩性、构造-岩性 |
| 运移次数 | 多次 | 多次 | 原地 | 原地 | 原地 | 多次 |
| 运移相态 | 早期液态，晚期气态 | 气态为主 | 原地由液态转变为气态 | 以原地气态为主 | 原地液态 | 液态 |
| 运移动力 | 浮力为主 | 浮力为主 |  |  |  | 浮力为主 |
| 运移机制 | 生烃增压 | 生烃增压 | 吸附 | 吸附 | 吸附 | 生烃增压 |
| 富集因素 | 烃源、储层、圈闭、保存 | 烃源、储层、圈闭、保存 | TOC、储层、保存 | TOC、储层、保存 | TOC、储层、保存 | 烃源、储层、圈闭、保存 |

2.1常规天然气藏

四川盆地常规天然气分布于盆地各探区。烃源岩为海相泥页岩和富有机质灰岩，储层为海相碳酸盐岩，以白云岩为主。圈闭类型见构造、构造-岩性、构造-地层、岩性、缝洞型等，以构造圈闭为主。气藏普遍经历了多期成藏，但主成藏期相对集中于印支-燕山期。

主要烃源岩层为寒武系筇竹寺组页岩、志留系龙马溪组页岩、中二叠统栖霞组灰岩、上二叠统龙潭组泥岩和煤岩、大隆组页岩等。此外，震旦系陡山沱组页岩、奥陶系五峰组页岩、中二叠统梁山组泥岩和煤岩等也具一定生烃能力。烃源岩有机质热演化程度较高，普遍为成熟-过成熟，以过成熟为主（表2）。

表2 四川盆地主要烃源岩参数表

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 层位 | 岩性 | 厚度，m | | 干酪根类型 | TOC，% | | Ro，% | |
| 区间值 | 均值 | 区间值 | 均值 | 区间值 | 均值 |
| 大隆组 | 页岩 | 0-30 | 15 | Ⅱ | 1.44-24.31 | 1.4 | 1.2-2.2 | 1.74 |
| 龙潭组 | 泥岩、煤 | 0-10 | 3.5 | Ⅰ-Ⅱb | 0.01-5.6 | 0.49 |  | 2.0 |
| 龙马溪组 | 页岩 | 0-900 | 220 | Ⅰ | 0.05-25.73 | 1.52 | 1.8-4.2 | 2.8 |
| 筇竹寺组 | 页岩 | 0-450 | 120 | Ⅰ、Ⅲ | 0.07-11.07 | 1.24 | 2.4-6.4 | 3.8 |
| 茅口组 | 灰岩 | 40-200 | 100 | Ⅰ-Ⅲ | 0.53-4.67 | 1.56 | 0.59-3.18 | 2.16 |
| 栖霞组 | 灰岩 | 10-50 | 22 | Ⅰ-Ⅲ | 0.51-4.56 | 1.36 | 1.08-3.57 | 2.28 |

储层大都为白云岩，且以高能礁滩相储层叠加岩溶改造为主，据12675个样品分析，孔隙度总体为低孔低渗，部分层段储层发育较好，如飞仙关组（T1*f*）750个样品平均孔隙度5.85%，龙王庙组（∈1*l*）1354个样品平均孔隙度4.28%，雷口坡组三段（T2*l*3）301个样品平均孔隙度4.25%（图1）。

图1 四川盆地不同层段碳酸盐岩平均孔隙度（%）分布直方图

圈闭类型具有多样性和分区性。多样性表现为构造、岩性、构造-岩性、构造-地层圈闭均有分布，以构造圈闭占多数。分区性表现为圈闭类型与现今构造形变程度、地层分布与剥蚀状况等因素相关，在构造形变程度相对较强的川东、蜀南、川西南部、盆缘带等地区，以构造圈闭为主，而在构造形变较弱的川中地区、川西坳陷、川北坳陷大都以复合型圈闭为主。在蜀南地区茅口组及嘉陵江组而发育表生岩溶作用和断层裂缝组成的缝洞型特殊圈闭。

由于四川盆地烃源岩和储层藏分布层位多，时间跨度较大，在地史演化中，受构造运动影响和烃源岩在时、空分布上的差异，热演化程度参差不一，具有差异生烃、多期生烃、多期运聚等特点。如高石梯-磨溪地区寒武系烃源岩在志留-泥盆纪开始进入生油窗，志留纪末加里东运动使地层抬升，烃源岩停止生烃，中二叠世后再次沉降，烃源岩再次进入生烃门限，二次生烃[5]。多期运聚表现在两个方面，一是由于烃源岩多次生烃导致多期油气运移和聚集，二是四川盆地海相烃源岩以Ⅰ型干酪根为主，早期以生成液态烃为主，通过初次运移形成古油藏，古油藏经后期多次构造运动和差异沉降的影响，一方面液态烃裂解成气态烃，古油藏逐渐转变为古气藏，另一方面，构造变动使古圈闭不同程度发生变动或位移，导致烃类再次运移。因此，喜山运动之前的古气藏都是多次运聚的结果，经喜山运动，古气藏经调整、改造形成现今状态下的气藏。

混源成藏是四川盆地常规气藏又一特点。由于纵向上发育多套区域分布烃源岩层，不同的烃源岩具有错峰生烃，连续充注特点。因此，圈闭可捕获来自不同烃源岩层生成的油气。

2.2非常规油气藏

2.2.1致密砂岩气藏

致密砂岩气分布于上三叠统-侏罗系。烃源岩为上三叠统暗色泥岩和煤岩、下侏罗统湖相泥岩，储层分砂岩和含砾砂岩两类，普遍较致密（表3）。

表3 四川盆地上三叠统-侏罗系砂岩物性统计表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 地层 | 孔隙度，% | | 渗透率，mD | |
| 区间值 | 平均值 | 区间值 | 平均值 |
| J3 | 2.02～21.42 | 11.72 | ＜0.001～43.18 | 0.176 |
| J2 | 0.28～19.22 | 4.03 | ＜0.001～9.63 | 0.48 |
| J1 | 0.13～5.14 | 1.42 | ＜0.001～11.2 | 0.094 |
| T3 | 0.01～21.9 | 5.22 | ＜0.001～14.48 | 0.256 |

研究表明，致密砂岩气藏的优质储层主要发育在三角洲沉积体系，次为湖相砂坝和河流相；川中地区、川西坳陷、川北坳陷带圈闭类型以岩性圈闭、构造-岩性复合圈闭为主，龙门山及大巴山推覆构造带前缘以构造及裂缝型圈闭为主。大部分气藏具近源成藏特点，川西局部地区侏罗系气藏分布次生气藏，气藏来自上三叠统，断层是主要气源通道。

上三叠统致密砂岩气普遍具有单井产量较低、高含水、气-水分异不明显，天然气采出程度低的特点，以川中地区为例，截止2019年底，须家河组气藏先后投产509口井，目前生产井52口，累计产天然气136.60亿方，产水443.85万方，产油30.0万吨，综合水气比为3.25方/万方，受水影响较大，产气量主要来自安岳、蓬莱、遂南须二段气藏。川中地区上三叠统累计提交探明地质储量4162.43亿方，采出程度3.28%。

2.2.2页岩气藏

目前，四川盆地页岩气产于寒武系筇竹寺组、奥陶系五峰组、志留系龙马溪组，以五峰组-龙马溪组为主，已发现威远、长宁-昭通、南川、涪陵等大型页岩气田。

四川盆地及周缘龙马溪组残厚180-574m。龙马溪组可划分出龙一段和龙二段，龙一段是页岩气主产层。黑色页岩矿物组成总体上具有硅质、钙质等脆性矿物含量较高（一般＞60%）黏土矿物含量较低（一般＜30%）的特征。页岩有机质干酪根类型以Ⅰ型为主，腐泥组分占80%以上。镜质体反射率Ro值分布范围2.0-3.5%，产干气。

龙一1亚段页岩气层平均孔隙度2.95-5.63%，平均渗透率0.039-3.88mD，平均总含气量1.89～5.85m3/t，平均吸附气量1.75-2.43m3/t，脆性矿物平均含量59.2-65.03%（表4）。

表4 四川盆地奥陶系五峰组-志留系龙马溪组页岩气层特征表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 气田名称 | | 涪陵 | 长宁 | 南川 | 太阳 |
| 有机炭，% | 区间值 | 0.29-6.79 | 0.95-7.99 | 0.63-5.69 | 0.23-9.02 |
| 均值 | 2.73 | 2.32 | 1.88 | 2.62 |
| 孔隙度，% | 区间值 | 0.26-8.61 | 2.03-7.78 | 1.21-5.82 | 2.04-10.06 |
| 均值 | 4.17 | 4.58 | 2.95 | 5.63 |
| 渗透率，mD | 区间值 | 0.00011-335.21 | 0.000195-908.00 | 0.000152-0.96 | 0.00017-0.26 |
| 均值 | 0.857 | 3.14 | 3.88 | 0.039 |
| 总含气量，m3/t | 区间值 | 3.52-8.85 | 1.01-11.82 | 0.663-4.87 | 1.79-11.51 |
| 均值 | 5.85 | 3.05 | 1.89 | 4.3 |
| 吸附气量，m3/t | 区间值 | 0.91-5.32 | 1.26-3.40 | 0.5-5.59 |  |
| 均值 | 2.43 | 2.07 | 1.75 | 1.92 |
| 脆性矿物含量，% | 区间值 | 50.9-80.3 | 52-92.8 | 34.7-71.6 | 21.8-87.1 |
| 均值 | 62.4 | 72 | 59.2 | 65.03 |

页岩气藏为自生自储连续性页岩气藏[6]，气层为陆棚相沉积的富有机质页岩，纵向上连续无隔层，页岩TOC多大于2%。气源来自暗色富有机质页岩，自生自储，储源一体。页岩储层发育大量纳米级孔隙，以1.5-50nm为主，横向展布稳定，裂缝较发育。储层具有大面积层状分布，整体含气的特点，气层分布受有利沉积相带富有机质页岩展布的控制[7]。

2.2.3致密油藏

致密油藏分布在下侏罗统自流井组大安寨段、凉高山组和中侏罗统沙溪庙组一段。

大安寨段储层为介壳灰岩，介壳滩灰岩储层围绕沉积中心呈环带状展布[8]。介壳滩主要有两种类型：一是高能介屑滩，包括亮晶介屑石灰岩、泥亮晶介屑石灰岩，颗粒含量一般较高（＞80%），泥质量含量低（≤10%），岩性质纯、介屑含量高、分选较好，是大安寨段主要储集岩类；二是中～低能介屑滩，包括泥质介屑石灰岩和含泥质介屑石灰岩，颗粒含量一般也较高（60-80%），泥质含量偏高（10-40%），通常发育于水下深凹处，与暗色泥岩呈互层状产出，烃储配置关系良好。因此也具有较好的成藏条件。

凉高山组储层主要为湖相滩坝和席状砂，滩坝砂体以中砂岩、细砂岩为主，厚度2-12m，砂体质纯，分选和磨圆均较好。席状砂体分布较普遍，但厚度较小，厚度通常小于2m，粒度细，孔隙体系属微孔类型，砂体物性普遍较差。储层主要受岩性、岩相控制，Ⅰ类储层发育在滩坝相粒度较粗的砂体中，Ⅱ类储层则发育于粒度相对较细的滩坝砂中或是粒度相对较粗的细粒席状砂体中，Ⅲ类储层则发育于席状砂体中粒度更细的极细粒砂岩、粉砂岩。其中Ⅰ类、Ⅱ类储层主要分布在广安～西充～公山庙一带，储层累计厚度一般在10m左右，最大可达20m。在湖盆南部也有滩坝砂体分布。

沙一段主要为三角洲前缘水下分流河道砂体，以细砂岩为主，一般面孔率0.2-1%，发育长石次生溶孔、晶间孔。Ⅰ类储层主要发育在公山庙以西和川中地区广安、南充、公山庙、营山及龙岗等地区，储层累计厚度通常在20-40m之间，最大在50m以上；Ⅱ类储层则主要分布在三角洲前缘亚相席状砂体中，泥质、塑性岩屑含量较高，单层厚度较小，通常小于2m，Ⅱ类储层主要分布在川中地区西充、营山及川中南部地区。

大安寨段致密油表现为近源成藏特征，优质储层环湖盆中心优质烃源岩区分布，油气从烃源中心高压区向外缘低压区运移聚集，成藏动力为生烃增压。

2.2.4页岩油藏

四川盆地页岩油仅产于下侏罗统自流井组大安寨段湖相页岩中，分布于川中地区中北部。与致密油的区别在于页岩油源-储一体，液态烃吸附和充注在烃源岩孔隙内，而致密油源-储分离，需经过液态烃运移在圈闭中聚集成藏。因此，烃源岩特征决定了页岩油的富集程度。

大安寨段半深湖-深湖相页岩厚度30-60m，分布面积约4×104km2。据大安寨段618个样品分析，有机碳含量分布在0.1-4.27%，平均为1.15%，其中65.96%的样品分布在0.5-1.5%之间，26%的样品有机质丰度高于1.5%。109个页岩酒精孔隙度为0.35-13.65%，平均为5.8%； 57个页岩氦气孔隙度为0.64-8.4%，平均为4.02%，渗透率为0.0001-0.584mD，平均为0.095 mD（表5）。

表5 四川盆地侏罗系自流井组大安寨段湖相页岩油层特征表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 页岩油层参数 | | 区间值 | 均值 |
| 有机质丰度 | 有机炭含量，% | 0.1-4.27 | 1.15 |
| 有机质类型 | Ⅱ1-Ⅱ2 | |
| 镜质体反射率，% | 0.8-1.4 |  |
| 生油潜量 | 残留烃含量S1，mg/g | 2-6 |  |
| 裂解烃含量S2，mg/g | 2.5-6 |  |
| 含气量，m3/t | | 0.68 -1.52 | 0.95 |
| 可压性 | 脆性矿物含量，% | 37.6-89.17 | 63.4 |
| 粘土矿物含量，% | 10.77-62.4 | 36.6 |
| 物性 | 孔隙度，% | 0.64-8.4 | 4.02 |
| 渗透率，mD | 0.0001-0.584 | 0.095 |

通过对龙浅2井、蓬莱10井、蓬莱103井大安寨段页岩孔隙电镜扫描，孔径以<200nm孔隙为主，占比分别为82.09%、60.31%、31.5%，蓬莱103井孔径大于1.0um占比相对较高，达27.4%，表明大孔相对发育。南充8井、蓬莱10井大安寨段页岩核磁共振检测结果表明以2-10nm孔隙占比最高，10-20nm次之。>1um孔径也保持较高占比（图2）。

图2 南充2井、蓬莱10井大安寨段核磁共振可动流体孔径分布图

大安寨段湖相页岩埋深1500-3500m，压力系数1.2-1.8，属高压油层，残留烃含量多为100～200mg/g 之间，气油比153-6720m3/t，页岩油具有较好的勘探潜力。

2.2.5煤层气藏

煤层气藏产层为上二叠统宣威组，为泥炭沼泽沉积环境，发育C2、C3、C4、C7、C8及C9等6套煤层，煤层厚度19~42m。其中，C2、C3、C7及C8煤层普遍发育，连续性好、分布稳定、厚度变化较小，为主力产层，总有效厚度4.7~13.05m，平均厚度7.1m。局部发育C4、C9煤层。C2与C3煤层间距2.4-10.2m，C3与C7煤层间距15-21.5m，C7与C8煤层间距2.6-15.9m，煤层整体埋深400-1000m。

C2、C3煤层宏观煤岩类型以半暗煤～暗淡煤为主，发育少量半亮煤；C7、C8煤层以半亮煤-暗淡煤为主。煤岩煤质较好，变质程度较高，为高煤阶无烟煤（表6）。

表6 川南煤层气田煤层主要参数表

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| 参数 | | 区间值 | 平均值 |
| 煤质特征 | 镜质体含量，% | 28.2-93.8 | 56.49 |
| 惰质体含量，% | 7.8-86.5 | 29.71 |
| 镜质体反射率，% | 2.62-3.88 |  |
| 含气量，m3/t | | 10.94-18.66 | 15.59 |
| 等温吸附 | 兰氏体积，m3/t | 20.09-35.05 | 28.68 |
| 兰氏压力，Mpa | 2.1-2.98 | 2.46 |
| 临界解吸压力，Mpa | 2.89-5.92 | 4.6 |
| 孔隙度，% | | 4.88-5.96 | 5.34 |
| 渗透率，mD | | 0.02-0.18 | 0.09 |

煤层顶、底板是煤层气富集的重要因素，C2、C3煤层顶底板岩性以泥岩、碳质泥岩为主，顶板厚度1.49-8.09m，平均3.67m；底板厚度1.18-11.70m，平均达5.06m。C7、C8煤层顶板以泥岩为主，局部为粉砂岩，厚度1.11-8.20m，平均3.66m；底板以泥岩、碳质泥岩为主，厚度1.16-8.40m，平均3.44m。饱和抗压强度为0.58-56.73MPa，抗拉强度0.19-41.06MPa，虽然变化较大，但整体上岩性致密，具有较强的封盖能力。

煤层气藏具有“高煤阶、低渗透、薄煤层”的特点，煤层气虽为自生自储型气藏，其形成与该区煤层顶底板厚度大、含水性及渗透性差，后期构造抬升弱，气体散失量小，气藏保存条件良好密切相关。

**3.油气分布与富集的关键控制因素**

四川盆地多种油气类型分布首先得益于盆地内存在多套区域分布的烃源岩层，且具有不同的演化程度，其次，分布多套储层，与烃源岩层组成“楼层式”分布的成藏组合。归根结底，广泛分布的烃源岩层与储层的形成与四川盆地独特的盆地演化、构造-沉积格局与构造运动有关。

3.1盆地演化与油气响应

3.1.1盆地演化阶段

四川盆地以中三叠世末为界划分出两个不同的构造体制，该时限之前为洋陆板块构造体制，四川盆地构造演化从属上扬子区，之后为大陆板内构造体制，受周缘构造体系的控制和影响，四川盆地进入陆相盆地演化史。纵观南华纪以来，四川盆地（域）经历了三个演化阶段，包含了多个构造旋回和构造运动，从而对沉积和油气成藏产生直接影响（图3）。

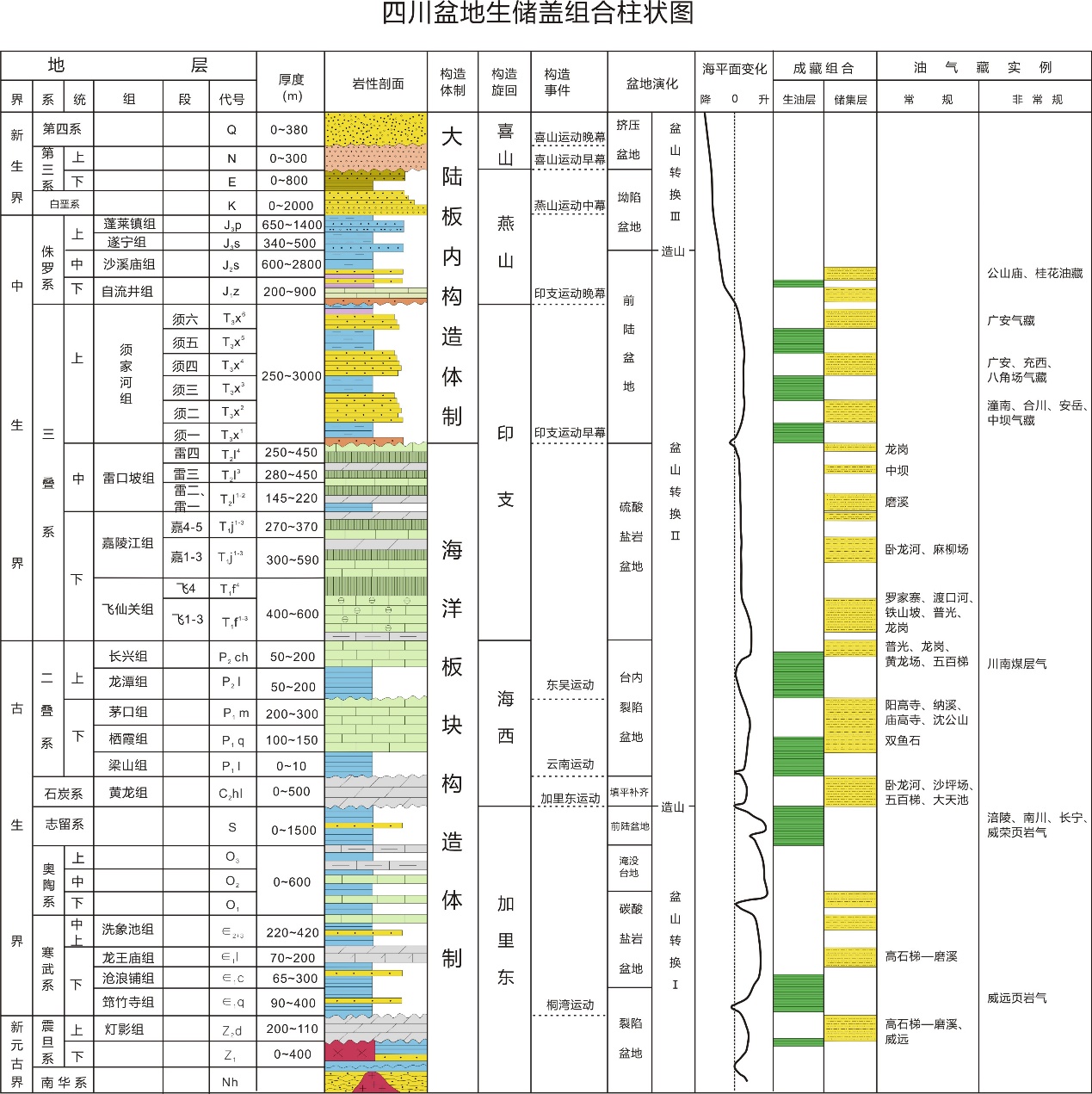


图3 四川盆地演化与油气响应简图

南华-志留纪为第一个拉张-聚敛阶段：受Rodinia超大陆解体的拉张效应和晚期华夏等地块与扬子地块拼贴的影响，南华纪表现为华南裂谷扩张[9]，受此影响，上扬子区周缘表现为与拉张有关的堑-垒构造体系和沉积充填响应。震旦纪，全区为稳定的陆表海，裂谷作用减弱，代之以稳定的热沉降作用，形成巨厚的碳酸盐岩。早寒武世，随着Rodinia裂解作用加剧[10]，扬子板块与华夏板块分离，海底扩张导致海平面急剧上升，沉积富有机质黑色页岩，扬子地块西部和东北部拉张裂陷作用活跃，形成“德阳-安岳裂陷带”，随后上扬子表现为稳定的台地，早-中奥陶世相对平静，扬子区为淹没台地。晚奥陶世-志留纪华南洋向北西俯冲消减碰撞，上扬子东南缘转入前陆隆起造山带，上扬子大部为隆后盆地，碎屑岩取代碳酸盐岩，前陆隆起导致构造掀斜，在泸州-重庆-利川一带为深水陆棚，接受缺氧滞流环境下的富有机质黑色页岩沉积（龙马溪组），随后陆源碎屑量增加，逐渐转为补偿沉积，晚期挤压作用加强导致全区上隆，上扬子区形成乐山-龙女寺隆起、黔中隆起、康滇隆起和雪峰隆起[11]。

泥盆纪-中侏罗世为第二个拉张-聚敛阶段：泥盆-二叠纪，中国南方表现为拉张裂谷特色，上扬子区为陆地，仅局部接受沉积，二叠纪上扬子北部勉略洋处于扩张裂谷初始洋盆阶段[12]，伴随古特提斯洋由南、西向北、东侵入，上扬子古陆几乎全被海水淹没，沉积富有机质碳酸盐岩（栖霞组、茅口组），晚二叠世继续受古西太平洋、古特提斯洋和勉略洋扩张作用影响，产生板内裂谷作用，导致火山岩大规模喷发和侵入，形成“开江-梁平海槽”，地形地貌差异较大，岩相分异明显。印支期是上扬子地区重要的构造运动期，四川盆地从此期开始进入前陆盆地发展阶段。地壳从张裂活动转变为压扭活动，结束了海相的台地沉积，变成陆相沉积盆地，盆地开始收缩。晚三叠世须家河组三段沉积后，印支中幕（安县运动）运动在盆地西侧甘孜～阿坝槽区表现异常强烈，使槽区内三叠系及以下地层断褶变形，全面回返，并伴有岩浆侵入。晚印支运动后，龙门山系雏形形成，构成盆地的西界，并向盆地方向不断挤压推覆，山前挠曲沉降，形成龙门山前陆盆地，沉降中心厚度4000m以上。早侏罗世晚期，受大巴山推覆构造影响，在其前缘坳陷形成北西向达县～万县沉降中心，沉积最大厚度达4000m，发育大巴山前陆盆地；中侏罗世沙溪庙期，大巴山前缘坳陷继续下沉，同时江南古陆变得活跃，在其前缘发育坳陷，方斗山以东沉积厚度可达2200m。

晚侏罗世-第四纪为坳陷-挤压阶段：中燕山运动造成区域性抬升，上侏罗统大幅度地被剥蚀，剥蚀程度自盆地西南部向东北部逐渐减弱。白垩纪，盆地西侧大幅度上升，沿龙门山前缘有巨厚磨拉石建造，沉积及沉降中心位于川西地区，沉积范围较侏罗纪已大为收缩。喜山期是四川盆地内最强烈的一期造山运动，形成了四川盆地现今构造面貌。

3.1.2油气响应

四川盆地油气产层主要分布在震旦系-白垩系，盆地不同的演化特征决定了不同的沉积建造，也控制了烃源岩层、储层的分布。在拉张构造背景下，易发生大规模海侵[13]，形成分布区域广、厚度稳定的优质烃源岩层，如陡山沱组和筇竹寺组富有机质黑色页岩、中二叠统富有机质灰岩等。而在挤压背景下形成的前陆盆地坳陷带（或隆后坳陷）也易形成烃源岩层，但分布范围相对较小，如志留系龙马溪组富有机质页岩、上三叠统须家河组黑色泥岩和煤岩、下侏罗统自流井组湖相黑色页岩等。

在海相沉积环境中，拉张构造运动和挤压运动之间的转换期往往是碳酸盐岩台地生长期，这一时期是碳酸盐岩相控型储层形成期，之后的构造抬升伴随的表生岩溶作用是孔洞型储层形成的关键要素。因此，不同的盆地演化阶段在宏观上控制了烃源岩层和储层的纵向分布特征。

前陆盆地演化期对四川盆地油气分布具有重要的影响。志留纪前陆盆地的隆后坳陷是形成志留系龙马溪组黑色页岩构造条件，成为四川页岩气重要产层。晚三叠世-侏罗纪前陆盆地对四川油气影响至少表现在四个方面：一是前陆坳陷带形成致密气、致密油、页岩油烃源岩层；二是由于前陆盆地推覆构造带的快速隆升，供源充足，盆地内沉积速率加快（龙门山前陆盆地川西坳陷的丰谷地区晚三叠世平均沉积速率260m/Ma，大巴山前陆盆地川北坳陷中侏罗世平均沉积速率250m/Ma），地层厚度加大，强烈的压实作用加快了储层致密化进程，这是四川盆地致密砂岩气、致密油均分布陆相地层的主因；三是沉积物的快速堆积加快了下伏海相烃源岩有机质热演化进程，使海相烃源岩在晚三叠世-侏罗纪相继进入生烃高峰期，也是四川盆地不同时代油气藏的主成藏期；四是巨厚的陆相地层是四川含油气盆地重要的区域盖层。

3.2构造-沉积分异控制油气富集区

3.2.1古裂陷

拉张作用形成的裂陷槽不但控制烃源岩层分布，也控制沉积相的分布，裂陷槽内往往是优质烃源岩分布区[14]，是盆地生烃中心，沿裂陷槽边缘是礁滩（丘滩）沉积相带分布区，发育储层，形成旁生侧储的成藏组合，油气藏类型以地层、岩性及其与构造复合型为主，是油气勘探最有利区。四川盆地震旦-寒武纪“德阳-安岳裂陷槽”边缘发现了安岳超大型复合型气藏[15]，二叠-三叠纪“开江-梁平海槽”边缘发现了以普光、元坝为代表的礁-滩复合型气藏群。

3.2.2古隆起

古隆起是油气运聚指向区[16]，历来是油气勘探关注的古构造单元，四川油气区在20世纪60年代就开始针对泸州古隆起（印支期）进行勘探，其后先后对乐山-龙女寺古隆起（加里东期）、开江古隆起（印支期）进行勘探，取得了丰硕成果。在乐山-龙女寺古隆起发现了震旦-寒武系气田（威远、安岳），泸州古隆起发现了二叠-三叠系气藏群，开江古隆起发现了石炭系黄龙组气藏群。

3.2.3高能沉积相带

高能沉积相带是相控型储层发育的基础，海相环境下，高能沉积相带形成层状分布的颗粒岩、生物礁（丘），湖相环境下高能相带分布在发育三角洲体系分流河道砂、滩坝，经成岩作用改造形成储层发育区，是有利勘探区。四川盆地多数气藏的储层是在高能沉积相带基础上发育形成的。

3.2.4古岩溶

碳酸盐岩化学活泼性决定了与侵蚀面相关的表生岩溶、同生期-准同生期短期暴露岩溶作用对孔洞型储层形成的重要性。四川盆地震旦系灯影组，寒武系龙王庙组、洗象池组，石炭系黄龙组，二叠系茅口组，三叠系飞仙关组、嘉陵江组和雷口坡组等优质储层的形成和分布均是有利沉积相带形成的颗粒岩叠加岩溶作用形成的。

3.2.5构造变动强度

构造变动总会引起油气二次运移和油气藏调整。因此，构造变动相对较弱的稳定区有利于非常规油气特别是页岩气、页岩油的富存。由于页岩油气是以烃源岩层为产层，烃源岩有机质生成的油气就近富存在烃源岩层中，在构造变动相对较弱的地区，温压场、流体场变动也相对较弱，富存在烃源岩孔隙中的油气能保持相对的平衡，从而减少油气运移，保存条件良好，是页岩油气勘探有利区。

3.3构造运动与油气成藏

3.3.1构造运动影响古地温场

四川盆地震旦纪以来的古地温梯度要么为过热的“热盆”，要么为过冷的“冷盆”。震旦纪-寒武纪为“冷盆”，地温梯度小于2.5oC/100m，奥陶纪-早三叠世为过热的盆地，特别是中-晚二叠世，地温梯度4.0-6.5 oC/100m，而三叠世以来，四川盆地又处于“冷盆”，地温梯度2.14-2.65 oC/100m。显然，拉张构造背景下古地温梯度变高，挤压或升降运动背景下古地温梯度变低。

地温梯度变化直接影响烃源岩有机质热演化进程。高地温梯度会加快有机质热演化，使之在同等埋深条件下提前进入生烃门限，而低地温梯度会延迟生烃时间,四川盆地震旦纪以来大部分时段内处于“冷盆”状态，对有机质热演化有重要影响。

对四川盆地海相烃源岩生烃而言，三叠纪是重要的油气运移聚集时期，下古生界及震旦系在此时全盆地范围进入生烃高峰期，坳陷区进入生气阶段，二叠系烃源层大部分也已进入生烃高峰期（表7）。

表7 四川盆地主要烃源岩层有机质热演化（Ro）进程表

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 层位 | ∈末 | O末 | S末 | P末 | T末 | J末 | K末 |
| P3 |  |  |  |  | 0.5～1.0 | 1.0～2.0 | 1.6～2.8 |
| P2 |  |  |  |  | 0.6～1.4 | 1.4～2.6 | 2.0～3.2 |
| S |  |  |  |  | 0.9～1.6 | 1.6～2.8 | 2.2～3.8 |
| ∈ |  | 0.3～0.5 | 0.4～0.8 | 0.4～1.2 | 1.0～2.0 | 1.8～4.0 | 2.0～5.0 |
| Z | 0.3～0.5 | 0.3～0.7 | 0.5～1.3 | 0.5～2.1 | 1.0～3.0 | 1.6～4.5 | 2.0～6.0 |

据陈盛吉（2014年）资料整理

3.3.2构造抬升剥蚀迟滞了有机质热演化进程

海相碳酸盐岩地层的化学活泼性和易溶性表明，在地层抬升过程中，极易发生岩溶和地层剥蚀。四川盆地自震旦纪-中三叠统，多期构造抬升，导致地层剥蚀量较大。据宋文海、洪庆玉（1995）在研究乐山-龙女寺古隆起的隆升与剥蚀量时，根据古隆起各时代岩类、厚度及剥蚀面积，计算出不同时代剥蚀体积，得出年均剥蚀速率为1.75×10-5m/y，这个速率是自震旦纪-志留纪年均沉积速率（0.75×10-5m/y）的2.33倍，可见加里东运动使地层抬升速度之快，风化剥蚀作用之强烈。

地层剥蚀也可延迟烃源岩有机质热演化进度。尽管寒武纪-中三叠统经历306Ma地质史，但由于四川盆地经历多次沉积-剥蚀过程，盆地内寒武系-中三叠统最小厚度仅1500m，最大厚度为5500m，乐山-龙女寺古隆起一带厚度普遍小于3000m（图4）。在低地温梯度背景下，仅使寒武系烃源岩有机质刚进入成熟期。



图4 四川盆地寒武系-中三叠统等厚图

但进入晚三叠世陆相沉积期后，沉积速率加快，地层厚度大幅增加，加快了下伏烃源岩有机质热演化进度，烃源岩在印支-燕山期相继进入生烃高峰期，这也是四川盆地震旦系-上三叠统主成藏期相对集中于侏罗纪-早白垩世的主因（图5）。

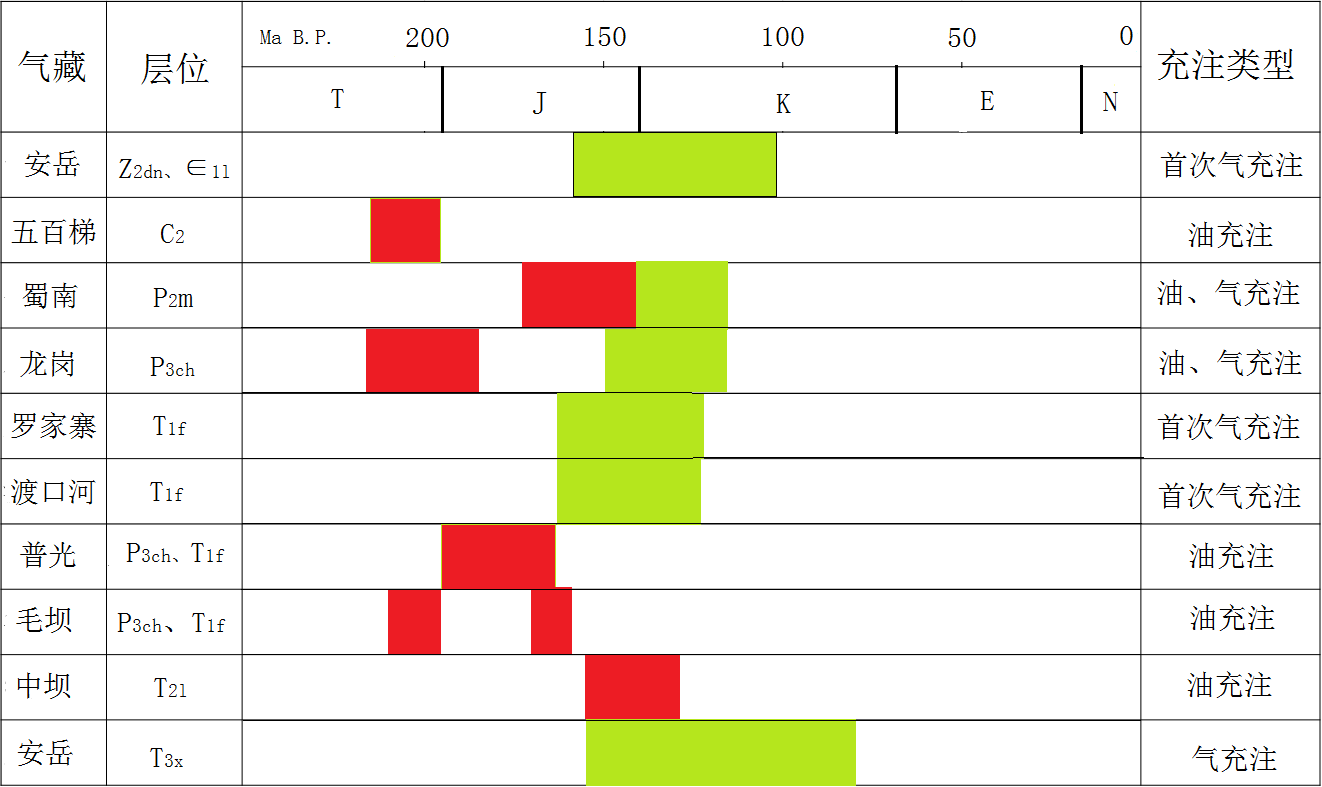


图5 四川盆地不同层位部分气藏充注史分布图

3.3.3混源

四川盆地具有多套烃源岩层和多套储层组成楼层式生储组合，周时，多期成藏是由于一套或多套烃源层受多期构造运动的影响导致多期成熟排烃的结果，油气藏混源现象也比较普遍；而强烈的喜山期构造运动，既使早期形成的油气藏发生调整再分配，又为晚期成藏提供了圈闭条件。

3.4构造格局与油气藏分布

3.4.1构造演化与油气藏分布

受基底结构、沉积岩层、构造应力方向和力度的差异性共同影响，四川盆地内不同地区经历的构造演化阶段不同，大体可划分出：持续隆起型（川中）、先坳后隆型（蜀南、川东）、先隆后坳型（川西）、持续坳陷型（川北）等类型。

川中地区受盆地刚性基底控制，长期处于稳定的隆起状态，早古生代为“乐山-龙女寺古隆起” 东段，中生代为龙门山前陆盆地和大巴山前陆盆地的前陆隆起带，现今构造平缓。这种稳定的隆起状态对油气运聚与成藏十分有利，川中地区是四川盆地典型的多层系油气分布区，也是常规气藏、致密砂岩气藏、页岩气藏、页岩油藏并存分布区。由于构造形变程度较弱，油气藏类型以岩性-构造、地层-构造、岩性油气藏为主，构造气藏相对欠发育。

蜀南和川东地区在早古生代为“乐山-龙女寺古隆起”南部和东部坳陷区，中新生代演变为隆起区，形成“泸州-开江古隆起”、前陆盆地隆起区，现今构造形变强烈，属川东高陡构造带和蜀南低陡构造带。勘探表明，川东石炭系气田群、蜀南二叠-三叠系气田群的分布与“泸州-开江古隆起”密切相关。常规气藏以构造和缝洞型气藏为主。非常规以页岩气为主产区。

川西地区在早古生代为“乐山-龙女寺古隆起”西段，也是隆起核部，大部分地区仅存寒武系和震旦系，中二叠统超覆其上，中生代以来转变为坳陷区，陆相地层厚度大。因此，该区主要产层为中生界致密砂岩气。该区跨前陆冲断带和前陆坳陷带两个单元，冲断带构造形变程度强，构造圈闭成带分布，断层发育，以构造气藏为主，天然气混源特征明显，局部存在次生气藏；坳陷带构造形变较弱，以复合型气藏为主，主要表现为近源成藏。

川北地区自古生代以来表现为坳陷区，目前已发现的气藏均表现为近源成藏特征，如二叠-三叠系礁滩气藏，陆相致密气藏。

3.4.2现今构造对油气藏分布的控制

在构造形变程度较高的地区，以构造气藏为主，如川东高陡构造区、蜀南及川西低陡构造区。而复合型（构造-岩性、构造-地层）气藏、岩性气藏主要分布构造形变程度较低的川中构造平缓区。

纵向上，四川盆地震旦系～侏罗系可分成三个构造层，下构造层（Z～S）以志留系泥岩为滑脱层，且邻近基底，局部构造形变程度相对较弱，断层发育程度较低，圈闭类型以大型构造圈闭和复合型圈闭为主，气藏规模较大，如磨溪龙王庙组气藏，高石梯、威远灯影组气藏。中构造层（C～T2）以发育碳酸盐岩为特点，以中～下三叠统膏盐层为滑脱层，由于碳酸盐岩脆性较高，受构造应力后形变程度较高，褶皱强度较大，断层较发育，圈闭多数为构造圈闭（背斜、断背斜、断块、断垒等），这一构造层以发育构造气藏为特点，如蜀南地区茅口组气藏、川东石炭系气藏、嘉陵江组和雷口坡组气藏。上构造层(T3～J)为陆相地层，构造形变程度相对较低，褶皱强度较弱，断层欠发育，主要发育岩性、构造-岩性气藏。

3.5保存条件

3.5.1致密岩层

膏岩是一种优质的封盖层，四川盆地膏盐岩主要分布在中下三叠统的嘉陵江组和雷口坡组，具有区域分布特点（图6），勘探表明，在中下三叠统膏盐岩层之上的陆相层系中几乎未发现来自海相源岩的气藏，反映了中下三叠统优质盖层对海相天然气分布的控制。

![雷一2石膏等值线](data:None;base64,)

图6 四川盆地中三叠统雷口坡组雷一2亚段膏岩等厚图

泥岩也是一种良好的盖层，实验分析表明，泥页岩渗透率低于0.15×10-5μm2 ，排驱压力一般大于5MPa（表8），据研究，当泥岩渗透率降低至10-4μm2，排替压力达到0.5MPa时具封闭能力。

表8 四川盆地二叠系龙潭组泥岩排替压力统计表

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 构造 | 老翁场 | 付家庙 | 五通场 | 庙高寺 | 朱沱 |
| 排替压力，MPa | 6.38 | 5.83 | 5.63 | 4.9 | 5.83 |

区域盖层对气藏的保存也非常重要，四川盆地中新生代内陆湖盆沉积了巨厚的碎屑岩，泥质岩厚度大，分布稳定，对下伏层系中的油气具有良好的封盖能力。这是四川盆地多层系、全区域油气藏分布的重要条件。

中二叠统茅口组灰岩的超低孔渗是蜀南地区缝洞型气藏形成的重要条件。据茅口组碳酸盐岩14518个孔隙度资料统计，孔隙度为0.03-21.8%，平均为0.91%，小于1%的样品占74.2%，大于3%的样品仅占4.6%；4886块渗透率样品统计，渗透率为＜0.01-0.987×10-3μm2,其中小于0.01×10-3 μm2占样品数的76.8%，大于0.1×10-3μm2的样品仅占13.2%。属致密岩层， 以断层裂缝和溶蚀洞穴形成缝洞系统之所以能形成圈闭，缘于致密灰岩的侧向封堵。

3.5.2断层

“通天”的深大断层显然对油气具破坏作用，主要分布在盆缘附近，龙泉山和川东高陡构造带也有少数断层断开地表，这些地区多为泄压带，是油气散失“窗口”，沿断层带附近的油气勘探多数失利。盆地内的纵向上三个构造层，断层主要发育在石炭系-雷口坡组中构造层的脆性碳酸盐岩中，上构造层中新生界砂泥岩断层相对不发育，下构造层紧邻基底，断层也不发育。因此，盆地内大部分地区出露地表的深大断裂不发育，盆地整体保存条件良好。

**4.油气勘探新领域预测**

4.1常规天然气

深层油气勘探已逐渐成为热点，对震旦-下古生界而言，目前已跳出“乐山-龙女寺古隆起”范围，沿“德阳-安岳裂陷槽” 边缘进行侦察性勘探，并取得了初步认识，对盆地震旦系-下古生界油气勘探产生重大意义。龙门山复杂冲断带油气勘探长期以来受到关注[17]，双鱼石中二叠统勘探突破对冲断带深层油气产生了重大影响，随着勘探的不断深入，将会对四川油气勘探带来新的变化。

乐山-龙女寺古隆起具有沉积兼剥蚀隆起特征，早先的研究着重于剥蚀隆起对油气藏的控制，而沉积隆起对沉积作用控制重视程度不够，但这一现象在最近有所改变，特别是沉积隆起对寒武系、奥陶系的控制作用研究预测会产生一批新的勘探领域。

盆地内中二叠统缝洞型气藏勘探前期主要在蜀南地区。近期，通过对全盆地中二叠统岩相古地理、构造演化、古岩溶特征重新研究，取得了一批新的成果，在盆地中北部刻画了新的裂陷带，预测沿裂陷带边缘和开江古隆起会有新的勘探突破。

4.2非常规油气

四川盆地页岩气勘探尚处于早期阶段，目前主要针对志留系龙马溪组、寒武系筇竹寺组埋深小于3500m的威远、长宁、涪陵、南川等地区进行勘探。据最新资源评价成果，四川盆地页岩气资源丰富，埋深小于2000m浅层资源量仅占总资源量的2.93%，2000-3500m中浅层资源量占总量的28.94%，3500-4500m深层资源量占总量的36.51%，4500-6000m超深层资源量占总量31.62%。随着勘探技术的不断进步，油气需求的加强和认识的深入，对3500m以深的深层-超深层地区是下一步页岩气勘探的重要领域[18]，分布在盆地腹地的蜀南、川东和川北地区。勘探层系上，除现在已进行勘探的龙马溪组和筇竹寺组外，下侏罗统湖相页岩是现实有利勘探层，主要分布在川中北部和川东北部地区珍珠冲段、东岳庙段、大安寨段和凉高山组，埋深浅、有机质热演化处于成熟期，可与页岩油并行勘探，有利勘探面积1.32×104km2。

四川盆地致密砂岩气具有丰富的资源，目前的勘探重点放在川中地区，勘探层位以上三叠统须家河组、中侏罗统沙溪庙组为主。致密砂岩气的烃源以须家河组为主，川中和川北地区兼有下侏罗统自流井组，前者生烃中心位于川西地区，后者分布于川中北部和川东北部。全盆地致密砂岩气探明率仅18.50%，川西地区36.91%，尚存较大勘探潜力。

四川盆地煤岩分布在二叠系梁山组、龙潭组和三叠系须家河组，盆地南缘宣威组(P32)也见煤岩。以龙潭组(P31)煤岩厚度、分布面积较大，是煤层气勘探最现实的领域，其中厚度大于5.0m的区域分布在赤水（最大厚度11m）、江津（最大厚度9m）、潼南地区（最大厚度13m），面积达21.07×104km2。

**5.结论**

四川盆地是常规和非常规油气（致密砂岩气、致密油、页岩气、页岩油、煤层气）并存的富油气盆地，常规气藏数量较多，但非常规油气的勘探潜力大。油气产层多，目前的油气产层达23个组，从震旦系到白垩系均有分布。

四川盆地经历了多期构造运动，是典型的构造叠合盆地，新元古代以来盆地演化可以划分出3个阶段，其中前2个阶段均以拉张运动开始，以挤压运动结束，烃源岩既可在拉张构造背景下形成，也可在挤压构造背景下形成，是盆地多套区域性分布烃源岩层形成的主因，储层的形成与高能沉积相带和古岩溶叠加改造有关，纵向上形成“楼层式”分布的生储组合。

构造-沉积分异控制含油气带，而构造运动和构造格局控制油气藏的分布，不同的构造面貌与油气藏类型密切相关。中-下三叠统区域性稳定分布的厚层膏岩、中新生界巨厚的陆相砂泥岩是四川盆地富含油气的重要保障。

**参考文献**

[1]四川油气区石油地质志编写组.中国石油天然气志 卷十 四川油气区[M]石油工业出版社，北京，1989..

[2]杨光 李国辉 李楠，等. 四川盆地多层系油气成藏特征与富集规律[J].天然气工业，2016，36（11）：1-11.

[3]朱华，杨光，苑保国，等. 四川盆地常规天然气地质条件、资源潜力及勘探方向[J].天然气地球科学，2018，29（10）：1475-1485.

[4]杨跃明，黄东，杨光，等.四川盆地侏罗系大安寨段湖相页岩油气形成地质条件及勘探方向[J].天然气勘探与开发，42（2）：1-12.

[5]杨跃明, 文龙, 罗冰,等.四川盆地乐山—龙女寺古隆起震旦系天然气成藏特征[J].石油勘探与开发, 2016，43（2）: 179-188.

[6]邹才能，杨智，陶士振，等.纳米油气与源储共生型油气聚集[J].石油勘探与开发，2012，39（1）13-26.

[7]吴蓝宇，胡东风，陆永潮，等.四川盆地涪陵气田五峰组-龙马溪组页岩优势岩相[J].石油勘探与开发，2016，43（2）189-197.

[8]李英强，何登发.四川盆地及邻区早侏罗世构造-沉积环境与原型盆地演化[J].石油学报，2014，35（2）：219-232.

[9]吴健辉，侯作富，盛贤才，等.中扬子区南华纪以来的主要构造事件与沉积充填响应[J ].石油天然气学报（江汉石油学院学报），2008，30（6）：233-235+240.

[10]张文治.Rodinia超大陆拼合和裂解的古地磁检验[J].前寒武纪研究进展，2001，24（4）：222-236.

[11]马永生，陈洪德，王国力，等.中国南方层序地层与古地理[M].科学出版社，北京，2009.

[12]张国伟，董云鹏，赖绍聪，等.秦岭-大别山造山带勉略构造带与勉略缝合带[J].中国科学（D辑），2003，33（12）：1121-1135.

[13]刘新民，付宜兴，郭战略，等.中扬子区南华纪以来盆地演化与油气响应特征[J].石油实验地质，2009，31（4）：160-165+171.

[14]王一刚，文应初，洪海涛，等. 四川盆地开江—梁平海槽内发现大隆组[J].天然气工业，2006，（9）：32-36+162-163.

[15]李忠权，刘记，李应，等.四川盆地震旦系威远-安岳拉张侵蚀槽特征及形成演化[J].石油勘探与开发，2005，32（1）：26-33.

[16]魏国齐，杨威，刘满仓，等.四川盆地大气田分布、主控因素与勘探方向[J].天然气工业，2019，39（6）：1-12.

[17]赵路子，张光荣，陈伟，等.深层复杂地质构造带地震勘探关键技术[J].天然气工业，2018，38（1）：39-48.

[18]贾承造，郑民，张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].石油勘探与开发，2012，39（2）：129-136.

第一作者：杨光，男，1962年生，广西北流市，教授级高级工程师。从事四川盆地油气勘探研究及科研管理工作。地址：（610041）四川省成都市高新区天府大道北段12号。E-mail：[yang\_guang@petrochina.com.cn](mailto:yang_guang@petrochina.com.cn)

**联系作者：**李国辉，男，1964年生，四川仪陇县，高级工程师。从事四川盆地油气勘探研究工作。地址：（610041）四川省成都市高新区天府大道北段12号。E-mail：LGH@petrochina.com.cn

**基金项目：**中国石油天然气股份有限公司科技项目“四川盆地天然气资源潜力分析及新区新领域勘探目标评价”（编号：2016E-0601）、“四川盆地震旦系-下古生界油气富集规律与目标评价”（编号：2016E-0602）。