

# 中国南方海相油气成藏模式分析

张永刚<sup>1,2,3)</sup>, 马宗晋<sup>4)</sup>, 王国力<sup>3)</sup>, 汤良杰<sup>1,2)</sup>, 周雁<sup>5)</sup>, 余一欣<sup>1,2)</sup>

1) 中国石油大学盆地与油藏研究中心, 北京, 102249; 2) 石油天然气成藏机理教育部重点实验室, 北京, 102249; 3) 中国石油化工股份有限公司科技部, 北京, 100086; 4) 中国地震局地质研究所, 北京, 100029; 5) 中国石化石油勘探开发研究院, 北京, 100086

**内容提要:**分析了油气藏形成的四个重要时期,即加里东、印支、燕山、喜马拉雅油气聚集期,和两个主要的油气藏破坏期,即中燕山运动期和晚燕山—喜马拉雅运动期,依据生烃期的早晚和油气在完成初次聚集后至最终成藏定型是否突破了原始封闭体系,提出了新的成藏模式划分方案,将中国南方海相油气成藏模式划分为原生型、次生型和再生型成藏模式3种类型,并分析了各类成藏模式的分布情况。

**关键词:** 中国南方; 海相沉积; 油气成藏模式

油气成藏模式是对油气藏形成机制与赋存特征的高度概括和解释,是描述油气藏形成过程中生、储、盖、圈、运、聚、保等基础要素在时空关系上的相互匹配历史,以及在相同地质条件下不同相态类型的油气藏的共生和制约关系,并对其作出科学的解释(马力等,2004)。由于不同的研究者的侧重点和出发点不同,对油气成藏类型划分的方法也有很大差别,有的强调成藏的烃源方式,有的则看重生储盖组合关系,有的注重运聚机制,有的则综合其演变过程。本文在总结前人研究成果基础上,根据油气藏形成、聚集与破坏时期分析,提出了新的划分方案。

## 1 成藏模式的划分依据

目前,对成藏模式没有统一的划分依据。通常依据某一项或几项主要控制成藏的要素或成藏作用划分或总结成藏模式。概括起来,代表性成果主要有以下5类:

(1) 以聚集期和定位为依据的划分方案:胡光灿等(1997)将川东石炭系天然气藏划分为一次成藏模式和二次成藏模式;二次成藏模式又进一步划分出早期聚集早期成藏模式和早期聚集晚期成藏模式。该方案可以比较好的用于川东地区乃至四川其他地区、其他层系的天然气成藏的解释和分类,但对

构造运动明显比四川盆地区要强烈而复杂的南方其他地区来说,难以推广。

(2) 以成因为依据的油气藏类型划分方案:王根海等(2001)、王庭斌(2003a)、赵宗举等(2002a, 2002b, 2002c, 2004)从强调油气藏成因的角度,将南方海相中、古生界油气藏划分为原生油气藏、次生油气藏和再生烃油气藏3种类型。该方案将已经破坏了的“古油藏”均作为“原生油气藏”、四川盆地天然气藏主要属次生气藏的归类是欠妥的,古油藏本身就是地质历史时期油气藏遭受破坏的产物,不应作为“原生”看待,而在原始成藏系统内调整的气藏就划为次生,则与前述“原生”相矛盾,“次生”调整过度而被破坏则变成“原生”,这显然是不妥的。

(3) 以供烃方式和含油气系统内条件变更为依据的划分方案:马力等(1997, 2004)针对南方高热演化、烃源条件的特殊性和油气藏在含油气系统内的赋存和形成条件,对南方海相油气成藏模式提出了两种划分方案:①按油气藏供烃方式划分烃源岩直接供烃成藏模式、原油裂解气成藏模式、水溶脱气成藏模式和煤层气或深盆气的解吸成藏模式;②按天然气藏在含油气系统内赋存位置和形成条件的变更,划分内生和外生油气成藏模式。内生油气成藏又分原生和次生成藏模式。他们同时还认为两类成

注:本文为国家自然科学基金项目(编号 40672143、40472107)、国家“973”计划项目(编号 2005CB422107)和中国石油化工股份有限公司项目(编号 P05073)资助的成果。

收稿日期:2006-12-04; 改回日期:2007-01-10; 责任编辑:周健。

作者简介:张永刚,男,1962年生,中国石油大学(北京)在读博士研究生。主要从事盆地分析和石油地质研究。通讯地址:100086,北京中国石油化工股份有限公司科技部。

藏模式划分方案应互补应用。

(4) 依据气源及油气聚集程度与油气藏改造程度的划分方案:梅廉夫(2000)<sup>①</sup>从气源与改造程度两个方面出发,将鄂西渝东区天然气的成藏模式划分为原生弱改造型、原生强改造型、次生弱改造型和次生强改造型 4 种成因类型。2003 年他又从油气聚集程度和油气藏改造程度两方面<sup>②</sup>,将川东北天然气藏分成“高聚集—强改造型”、“高聚集—弱改造型”、“低聚集—强改造型”和“低聚集—弱改造型”成藏模式等。该方案主要基于鄂西渝东、川东北等变形相对简单地区。

(5) “分级多因素”成藏模式划分方案:杨方之等(2004)<sup>③</sup>从研究整个中国南方的角度提出了“分级多因素”的成藏模式划分原则。他们考虑了三级因素:第一级因素:成藏流体(油、气)源。包括原生烃源、二次生烃源、次生烃源、水溶气源和无机气源。第二级因素:成藏期次。大体分为原生成藏、次生成藏两大类型。第三级因素:油气输导与遮挡、圈闭类型、要素及封闭机制、储盖条件、地层流体压力等等控制油气成藏的具体因素,被作为成藏模式划分的第三级因素考虑。该方案过于复杂,仅考虑一、二级因素就达十二种类型之多。同时,如仅考虑一、二级因素,则似乎可以看成是马力等(1997,2004)提出的两套划分方案的“乘积”。

## 2 成藏模式形成的地质背景分析

### 2.1 地史时期 4 个重要的油气聚集期

近半个世纪的勘探和研究成果表明,南方海相中、古生界油气的生成、运移、聚集成藏、保存和破坏经历了多期次、阶段式发展和演化的复杂过程(郭彤楼等,2002;肖开华等,2006;马永生等,2006;沃玉进等,2006)。综合构造特征、沉积特征、油气生成史、区域性盖层和海相地层本身的保存—改造史、上覆陆相盆地的发育与演化特征,可以将中国南方海相中、古生界的油气历史分为 4 个重要的成藏期(王根海,2000)及随后进行的改造破坏期。

#### 2.1.1 加里东期末油气聚集期

##### 2.1.1.1 加里东期末的构造面貌

加里东期末的广西运动是加里东期以来最强烈的一次构造运动(赵宗举等,2002d),中止了自晚震旦世以来的海侵历史。南华及秦岭加里东地槽强烈褶皱回返,使得后期沉积的泥盆系角度不整合于下伏地层之上,下古生界区域变质,并伴有花岗岩侵入。由加里东早期的拉张裂陷转变为强烈的分别由

南和由北向地台的挤压褶皱、逆冲,强度由地槽区向地台区逐步减弱,以致地槽区在加里东期末呈现出复杂的构造面貌。而在江南断裂以北和城口断裂、嘉山—响水断裂以南的广大扬子地区,广西运动表现较为缓和,主要为区域性抬升,有大面积志留系分布,除局部地区外,泥盆系、石炭系、二叠系主要超覆假整合于志留纪地层上,其总构造趋势为上、中扬子区隆起幅度较下扬子区高,反映在上、中扬子区分布有中、下志留统,而下扬子区分布有上志留统。

上扬子区西部及南部的川中隆起及黔中隆起在加里东早、中期发展的基础上进一步加强并持续发展到华力西期,同时受到较剧烈的侵蚀,以至在早二叠世前其隆起幅度达到 2000~3000 m。在黔中隆起与江南断裂间的都匀、凯里一带有局部微弱褶皱及伴随规模不大的断裂,并形成了加里东期油气圈闭。

#### 2.1.1.2 加里东油气成藏期的油气聚集特征

(1) 被动大陆边缘为下古生界主要烃源区:在扬子准地台南缘的早古生代的宽约 200km 的被动大陆边缘长期稳定地处于半深海的还原环境,发育着厚余千米的黑色含碳质硅质岩、碳质泥岩以及部分泥晶灰岩,其中生油岩厚度可达数百米,有机质丰富。如在贵州三都—湘西凤凰一带,下寒武统含碳质、硅质泥岩、碳质泥岩有机碳平均为 2.53%~9.16%,下寒武统泥灰岩为 0.327%~0.605%,碳质页岩为 0.975%~1.56%,有机质类型为腐泥型。本区内及其北侧发育大量的沥青脉,储量巨大的古油藏亦发育在此区边缘。北缘被动大陆边缘的断拗中,下古生界发育着盆地相滞流还原环境的含碳质泥岩、硅质岩、碳质灰岩、泥质条带灰岩等,寒武系—志留系有机碳含量均>0.4%,一般为 0.35%~1.58%,下寒武统可达 3.02%。在此区内亦常见沥青脉,并发现了沥青显示带及古油藏。

(2) 台缘转折带为加里东期主要油气聚集带:沿扬子准地台南缘的江南大断裂为控制早古生代各期的相变带,亦为台地相区与盆地相区的转折带。南侧的盆地与台地间存在的长期稳定的北高南低的斜坡,极有利于油气由南向北的区域运移。沿此带集中了扬子区绝大多数古油藏及沥青显示带,如麻江古油藏、瓮安古油藏以及下古生界的若干沥青显示带,全部分布于这个转折带附近,富集的沥青储量(下古)约 13.5 亿 t,折算原油储量约 21.6 亿 t。因此可以认为这个转折带是加里东期扬子区最重要的油气聚集带。在扬子准地台北缘具有与南缘类似的

石油地质条件, 沥青显示带、古油藏的分布特征显示该区也是一个加里东期有利油气聚集带。四川盆地乐山—龙女寺古隆起此时业已形成, 并成为重要的油气运移批向区。

### 2.1.2 印支油气聚集期

华力西期的构造运动在扬子区表现并不十分强烈, 对古生界油气藏的形成与破坏影响相对较小。然而印支运动(及其后的燕山、喜马拉雅运动)对古生界石油地质条件却有重要影响。

#### 2.1.2.1 印支期的构造面貌

印支运动是发生在中三叠世与晚三叠世之间的一场使中国南方发生重大变格的构造运动, 使中国南方结束了海相沉积的发展历史。它不仅使中国南方大部分地区的古生界发生褶皱, 形成以梳状、箱状为特征的过渡型褶皱带, 同时导致华南地区这一时期显著的岩浆活动和变质交代作用。在中国南方的不同地区, 其发生的时段略有差异, 东部地区发生于中三叠世末期, 滇黔桂地区、川西地区则发生于晚三叠世早期末。

在华南褶皱区内, 中三叠统几乎已被剥蚀殆尽, 仅在江西萍乐拗陷的万载—丰城地区、湘中耒阳拗陷的永兴、阳山地区、福建永梅拗陷的漳平地区以及十万大山盆地等局部地区尚有保存, 上三叠统普遍以角度不整合覆于早、中三叠世或古生代及元古宙地层之上。在湘中地区, 上三叠统紫家冲组或三丘田组不整合于石炭系及二叠系之上, 在古陆边缘可超覆于更老的地层之上, 不整合面上、下地层间一般呈低至高角度不整合。赣中南及广东地区, 上三叠统以明显的角度不整合覆于晚古生代或更老的地层之上, 印支运动所形成的褶皱, 其形式以 NNE-NE-NNE 或 ENE-NE-ENE 向反“S”型、“S”型为主, 其类型以梳状、箱状等过渡型褶皱为主。在闽西南地区, 褶皱表现为呈 NE 向展布的、相互平行的线性复式背斜和复式向斜。岩浆活动主要发育在湘中南、粤西及桂东南地区。

扬子区内印支运动主要表现为隆升运动, 以中三叠统雷口坡组或巴东组为主体, 形成大的北东向隆起和拗陷, 上三叠统须家河组假整合于中三叠统不同层位之上, 而褶皱运动在本区内表现不明显。在中、上扬子区, 可以看到由雷口坡组或巴东组组成的一隆两拗: 一隆即泸州隆起, 隆起顶部由嘉陵江组三段至五段地层组成; 两拗为川西拗陷和湘鄂西—黔西南拗陷, 川西拗陷轴部由雷口坡组五段组成, 湘鄂西—黔西南拗陷由巴东组四段组成, 在黔西南的

郎岱、贞丰地区, 上三叠统与下伏中三叠统为连续沉积, 其他地区表现为假整合接触。下扬子地区, 在印支运动作用下, 盆地两侧隆起, 仅在沿长江一带形成一北东向的拗陷, 拗陷中晚三叠世范家塘组整合覆于中三叠统黄马青组之上。

#### 2.1.2.2 印支油气成藏期的油气聚集特征

印支运动结束了扬子区自震旦纪以来的海浸历史, 上、中扬子区发生区域性平缓褶皱, 上三叠统与下伏的中三叠统或下三叠统多呈微角度不整合或假整合。下扬子区褶皱抬升相对较强, 表现在上三叠统乃至整个三叠系在很多地区保存较少或缺失。

中三叠世末, 厚逾千米以上的中、下三叠统含膏区域性盖层覆盖了扬子区海相古生代地层。此时上奥陶统五峰组一下志留统龙马溪组(高家边组)黑色泥岩已进入生油高峰, 上古生界源岩在部分地区也已成熟, 加里东期后保存下来的先期原油及氧化沥青随各地不同的沉降埋藏进一步演化也提供部分烃源, 这些烃源在适当的条件下于古生代地层(包括中、下三叠统)中聚集便构成了印支期油气藏。如泸州、开江古隆起周边的卧龙河、沙罐坪、建南、孔滩、榕山镇等处地腹发现了  $C_2$ 、 $P_1$ 、 $P_2ch$ 、 $T_1$  等多层位印支期油源的储层沥青, 南丹大厂  $D_2$  礁型古油藏、平塘卡洛  $C_1$  砂岩古油藏等。

### 2.1.3 燕山油气聚集期

#### 2.1.3.1 早燕山期前陆盆地的发育对油气成藏的影响

(1) 前陆充填沉积层序与下伏海相地质实体构成构造上的双重结构, 对下伏海相含油气系统起到过整体封存作用, 如四川盆地、江汉盆地的晚三叠世—侏罗纪—沉积, 南盘江盆地的三叠纪沉积, 十万大山盆地的晚三叠世—早、中侏罗世沉积, 均对下伏海相含油气系统起过整体封存作用。中、下扬子区现今的上三叠纪—中、下侏罗统为局部残留分布, 这是由于中燕山事件(晚三叠世末)使其受到强烈剥蚀的缘故, 但在晚三叠世—早、中侏罗世前陆盆地阶段的分布范围应广泛得多, 对海相含油气系统起过建设作用。

(2) 随着前陆盆地沉积的增厚、深埋, 促进下伏海相烃源岩热演化并使古油气聚集带的原油裂解成天然气, 发生相态转换, 使原始海相含油气系统向纯含气系统转化。

(3) 从前陆盆地构造—沉积角度来看, 平面上可分四带: 冲断—推覆带、前渊带、斜坡带、隆起带, 后两带是较有利的油气聚集带。

### 2.1.3.2 晚燕山期重建了中、下扬子区含油气系统

早、中燕山期构造运动使得中、下扬子区海相中古生界内部的区域盖层肢解、破碎,在空间上已不可能成为统一区域盖层,尤其在下扬子区基本上已失去了整体封盖保存条件。但晚燕山期运动在中、下扬子区主要表现为拉张活动,在苏北、江汉地区形成了两块较大的  $K_2$  (含 E) 覆盖的整装断陷盆地,在这一新的统一盖层作用下又重建了新的整体封闭保存系统,中、下扬子区广布的  $K_2$ —E 箕状断陷沉积层序作为有效的区域盖层(常含膏盐)对油气保存具有重要意义。同时,巨厚的上白垩统的沉积叠加给中、下扬子地区创造了“二次生烃”的有利条件。

### 2.1.3.3 燕山期稳定沉降形成了四川盆地地区特殊而良好的保存条件

当中下扬子大部分地区于燕山早、中幕强烈褶皱逆冲抬升,海相油气遭到严重破坏之时,四川盆地却仍处在前陆沉降的环境之中,随着上覆地层的增加,地层压力增高,地层水将大量吸收天然气,形成水溶气。因此,四川盆地在燕山期是一个重要的转折时期,烃类不仅由液态转为气态,而且早先游离聚集成藏的气态烃类也逐步在深埋的过程中退化成分散状态,并在地层水中大部保存,形成了特殊的保存条件。

与四川盆地相邻的滇黔桂地区在燕山早中期也大多处于沉降状态,随着沉积的增厚、深埋,同样也促进下伏海相烃源岩热演化。

### 2.1.4 喜马拉雅油气聚集期

喜马拉雅晚期是四川盆地结束沉降转向褶皱抬升的转折期。起始于印支运动的连续性的板内构造形变,分别从北西、南东和北 3 个方向传递进入盆地内部的广大地区,形成了数以百计的背斜和断裂、裂缝圈闭系统。在中下三叠统膏盐岩区域盖层及上三叠统一侏罗系区域性盖层的整体封闭条件下,除游离气外,燕山期以来保存于水溶系统中的混源气也随各区不同的褶皱隆升幅度,在减压条件下陆续发生游离脱气,并聚集成藏。

中、下扬子区此时则由于上覆新生界的沉积叠加,使得在第三纪盆地发育区的大部分范围内发生古生界烃源岩的“二次生烃”作用(赵宗举等,2000),为在喜马拉雅期构造运动中新生并定型的圈闭提供烃源。

## 2.2 地史时期两个最主要的油气藏破坏期

### 2.2.1 中燕山运动

中燕山运动( $J_3$ — $K_{1-2}$ )造成陆内基底拆离和 A

型俯冲、强烈翻转以及抬升,使前陆盆地发生强烈形变、缩短、抬升和剥蚀以及花岗岩浆活动,是对南方海相含油气系统改造、破坏最重要的一次运动。

前陆盆地的强烈形变和缩短,破坏了原先前陆期整体封闭保存系统的以天然气为主的成藏环境。除四川盆地外南方各前陆盆地都发生了翻天覆地的变化。使前陆盆地  $T_3$ —J 及其下的海相中生界普遍强烈形变,逆冲推覆并抬升隆起。前陆的变形强度、构造缩短量、抬升幅度和剥蚀厚度由厚皮构造带—薄皮构造带—前陆隆起依次减弱、减小。由于强形变导致盆地缩短,前人根据平衡剖面成果及其他研究成果计算,前陆盆地大体平均缩短了 30%~50%,四川龙门山前、南大巴山前缩短量分别为 67.14 km 和 46 km;中扬子 59 km、下扬子 40.5 km。推测南盘江(那坡和八布)为 56 km,十万大山为 30 km。盆地强变形和构造缩短必然使海相中生界在前陆期已形成的以天然气藏为主的聚集带发生迁移、变位、抬升和剥蚀,含气系统受到不同程度的改造、破坏和逸散。如中扬子巴—洪逆冲构造带、四川南大巴山逆冲构造带、南盘江拗陷南侧逆冲构造带等皆处于前陆盆地邻近造山带的基底卷入型厚皮构造带,使海相含油气系统基本被破坏。处于前陆盆地内部的逆冲构造隆升区(如中扬子乐乡关—潜江逆冲构造隆起,下扬子宁镇山隆起、建湖隆起等)海相含油气系统直接受到剥蚀和破坏。

前陆期的  $T_3$ —J 沉积盖层受到不同程度的剥蚀。但在四川盆地, $T_3$ —J 地层未遭受破坏剥蚀,加上连片分布的  $T_{1+2}$  膏盐层叠合而具备良好的封存条件。在中扬子区,燕山运动明显比四川盆地强, $T_3$ —J 仅在鄂中当阳与沉湖—土地堂南部保存,四周皆已剥蚀殆尽。再向东到下扬子区, $T_2$ —J(周家村组、黄马青组、范家塘组及象山组)大部分地区被剥蚀,仅零星残留分布在沿长江一线。南盘江拗陷  $T_{1-3}$  盖层(按 R.推算可能还包括 J 地层)受到强烈的长时期抬升剥蚀,剥蚀厚度达到 3000~4000 m,并使 D—P 地层在隆起带大范围暴露和在一些局部构造上暴露。现有资料表明,前陆  $T_3$ —J 区域盖层受到强烈逆冲推覆和肢解、破碎将会失去对天然气的有效盖层的作用和整体封存条件,进而也会影响内部的志留系等区域盖层的整体封存条件。

伴随  $T_3$ — $K_1$  时期陆内造山运动而广泛产生的花岗岩岩浆活动,对前陆盆地海相中生界含油气系统也是不容忽视的破坏因素。如下扬子苏南苏州—太湖地区和皖南地区广泛发育的燕山期花岗

岩;再如南丹大厂龙头山  $D_2$  生物礁古油藏在地史上曾经形成数亿吨级的油田,而后裂解为气藏,随着燕山期的逆冲褶皱和花岗岩侵入、抬升剥蚀,而被完全破坏。

### 2.2.2 晚燕山—喜马拉雅期构造运动

在滇黔桂大部分地区,喜马拉雅运动的影响主要表现为强烈改造和破坏,对滇黔桂、湘鄂西、江汉北部、下扬子南部的海相油气系统改造强烈。随着印支板块 23~5 Ma 以来的碰撞和南伽巴瓦峰的楔入,导致实皆—红河断裂之间三江造山带 3 期强烈挤出、旋转、走滑,导致楚雄盆地的侏罗系作为整体封闭保存的区域性盖层基本失效;三江地区的大走滑作用还影响到南盘江—右江地区,突出反映在右江走滑断裂的多期活动,使  $T_{1-2}$  盖层剪切形变、糜棱岩化并成为地表水渗入通道,从而进一步破坏了南盘江坳陷覆盖区的整体封盖和保存条件;十万大山北缘的凭祥—东门、上思—沙坪断裂,在喜马拉雅期的走滑—伸展活动,使盆地北缘成为地表水渗入通道。晚喜马拉雅运动还进一步改造了中、下扬子海相含油气系统的分布格局。下扬子区表现出以苏北盆地 N—Q 时期的整体沉降,在一定程度上保护了  $K_2$ —E 盆地及其下部海相实体的含油气系统;而苏皖南部地区的抬升,使  $K_3$ —E 盆地及海相地层受到广泛剥蚀,从而进一步改造了油气保存、分布的格局;中扬子区以潜北断裂带为界,北部地区为整体抬升区而南部地区为整体沉降区,油气的保存格局也受到了明显改造,北部地区已基本失去整体封闭保存条件。

## 3 3 种类型的成藏模式

上述成藏背景分析显示,中国南方海相油气的成藏模式建立和划分的确十分复杂,难度很大。

笔者认为,作为“油气成藏模式”的总结应该具备适合研究区所处研究阶段的相应的作用,即能起到“对比、指南、预测和解释”的作用。为此,基本赞同按“天然气藏在含油气系统内条件变更”划分为原生型与次生型两种成藏模式,但对其次生型成藏模式包含晚期二次生烃型的“从源到藏”成藏类型有不同意见,笔者更强调“从藏到藏”的次生类型,而将“二次生烃”这一“从源到藏”的特殊类型单列为再生型成藏模式;此外,由于实际地质体中除了始终保持 100% 充注的岩性透镜体与生物礁油气藏基本能满足“内原生”的条件,几乎没有其他类型的油气藏能够满足“聚集成藏位置不变”的条件,即便有也很难与“外原生”类型作准确区分,因此,不再将原生型成

藏模式作进一步划分。

由此,划分的依据是:①生烃期的早晚,即是一次生烃还是二次生烃;②油气在完成初次聚集后至最终成藏定型,是否突破了原始封闭体系。划分的海相油气成藏模式为原生型、次生型和再生型成藏模式 3 种类型。

### 3.1 原生型成藏模式

原生型成藏模式定义为燕山期前生成的烃类在海相油气系统内形成油气藏,在其赋存历史中,油气藏的位置、规模和类型基本未遭受大的变动或油气藏的规模、位置、类型虽有过变动,但未突破原海相含油气系统范围,并在燕山期后最终定型成藏,即在整体封存条件下,受良好储盖组合控制的单源或混源的“早期生烃、早期聚集、长期保存、晚期定型”的成藏模式(图 1)。

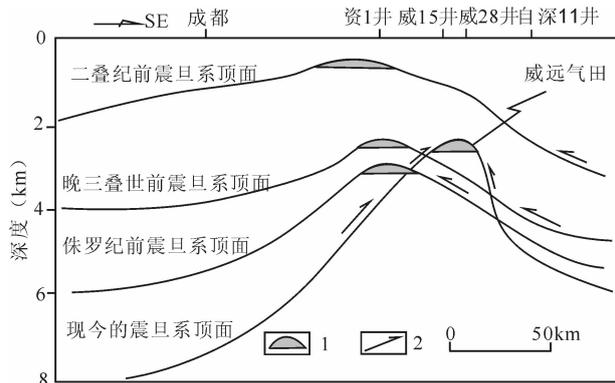


图 1 乐山—龙女寺古隆起构造发展剖面及油气藏迁移示意图(据戴鸿鸣等,1999)

Fig. 1 Sketch map of structural profile and migration of oil and gas reservoirs of Leshan—Longnvsi palaeohigh (after Dai Hongming et al., 1999)

1—气藏; 2—运移方向

1—Gas reservoirs; 2—direction of migration

因此,属原生成藏模式的天然气藏大体包括这样几种类型:

一是油气藏形成后在其赋存历史过程中其位置、规模和类型基本上保持至今,未发生大的变动,该类油气藏部分地相当于塔里木盆地研究者们所认同的一次成藏模式,他们强调的是“只有一次油气充注的记录”,在这里主要强调的是油气藏形成后,在其赋存过程中未遭受大的变动;也部分地相当于四川石油管理局研究者们所认同的二次成藏模式的早期聚集早期成藏模式。

二是水溶脱气成藏模式,即圈闭形成过程中或

形成后,由水溶脱气提供烃源而成藏,如四川威远气田(邱蕴玉等,1994)。

三是气藏在海相含油气系统内形成,并在赋存过程中圈闭位置、规模、样式经受了较大变更,但未突破原海相含油气系统范围。该类油气藏部分相当于塔里木盆地研究者们划分的调整模式和四川盆地的二次成藏模式的早期聚集晚期成藏模式。

由于南方海相地质构造的不稳定性和天然气的强烈活动性,特别是在高演化和地下地质情况不甚清楚的情况下,在实际工作中要严格划分上述成藏类型,是难以做到的。因此,在南方海相油气成藏模式研究过程中,可只使用原生型成藏模式来概括在海相油气系统内,于顶部优质海相区域盖层整体封存条件下受良好储盖组合控制的单源的或混源的“早期生烃、早期聚集、晚期定型”的具“两早一晚”特征的各种类型成藏模式。其地层发育与保存的最大特征是海相地层保存相对齐全,地层层序未发生重大改变,后期构造运动未使盖层系统尤其是海相地层顶部区域盖层遭受大的破坏,油气运移、相态转换均发生于海相地层系统内部。

该成藏模式主要出现于陆相中生界覆盖、海相原型盆地保存好的四川盆地范围内,如建南气田、威远气田、卧龙河气田等等。

### 3.2 次生型成藏模式

次生型成藏模式是指由于构造运动等改造因素的破坏,油气突破了原始含油气系统的区域盖层,在原始成藏系统外的储集层和圈闭内形成、赋存的新油气藏。强调的是突破原成藏系统,油气的运移是从“藏”到“藏”方式,因此,不包括从源到藏的晚期生烃油气成藏方式。由于次生型成藏模式是指油气突破原成藏系统,具有从“藏”到“藏”的运移与聚集特点,具有次生成藏的特点,必须强调“从藏到藏”的油气运移聚集过程(图 2)。因此,次生型成藏模式就可能产生两种产物:一是原始油气藏遭受改造破坏,部分油气逸散后仍有部分油气残存于原始成藏系统内而表现为残存型油气藏;另一种产物就是从原始油气藏中逸散出来的油气,突破了原始含油气系统的区域盖层,在原始成藏系统外的储集层和圈闭内形成、赋存的具有“早期生烃、晚期聚集、晚期成藏”的“一早两晚”特征的新油气藏。在此,我们将残存油气藏也暂列入次生型成藏模式。

南方海相中、古生界次生型油气成藏模式,一般具有两种成因类型,即古生界断裂—褶皱形成的背斜、断背、断块等多种圈闭成藏类型和中生界块断

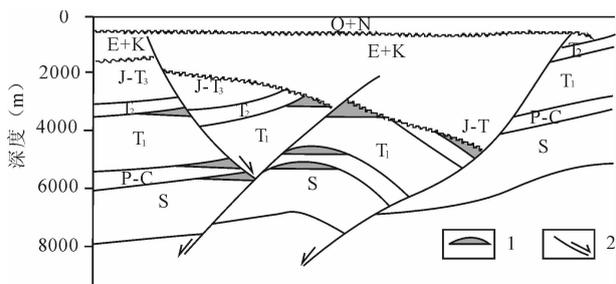


图 2 次生型成藏模式示意图<sup>①</sup>

Fig. 2 Sketch map of redeposit hydrocarbon reservoir mode<sup>①</sup>

1—油藏; 2—断层

1—Oil and gas reservoir; 2—fault

形成的多种圈闭成藏类型。古生界内幕圈闭又可以进一步划分 2 种形式:①早期为已经形成油气聚集的圈闭,晚期因构造活动遭受到了一定程度的破坏之后,保存下来的残存油气藏;②早期为近邻于油气富集隆起带的低幅度隆起或上覆层系,晚期在油气富集带解体过程中,具有优先捕获油气的条件,因而形成的新的油气藏。中生界块断型圈闭次生型油气藏,依据油气源条件,应只有古生新储型类型。

次生型成藏模式主要存在于四川盆地范围以外海相原型盆地保存条件较差,受后期构造改造强烈的地区,在四川盆地内的高陡背斜带也不排除存在这种类型成藏模式。已发现的句容地区、凯里虎庄残余油藏应属于该种类型,只是它们应属于残余油气藏而非新生的油气藏。

### 3.3 再生型成藏模式

再生型成藏模式主要是指中燕山期构造运动造成陆内基底拆离和俯冲、强烈翻转以及抬升,使海相地层系统发生强烈形变、缩短、抬升和剥蚀,原生油气藏遭受强烈破坏后,于晚燕山期及喜马拉雅期由于上覆陆相中、新生界的覆盖叠加,使得海相中、古生界烃源岩再次深埋、增熟、再次生烃,所生烃类于改造后的海相地层系统内部聚集或经断裂、不整合等向上覆陆相地层运移聚集并最终成藏的一种中古生界二次生烃形成的具有“晚期生烃、晚期聚集、晚期成藏”的“三晚”特征的油气成藏模式(梁兴等,2001;王庭斌,2003b,2004)。

再生型成藏模式主要出现于有一定厚度的陆相中、新生界覆盖的中、下扬子区。这些地区发育有巨厚的陆相中、新生界,尽管在中、新生代沉积覆盖前经历了较强的构造运动的改造和破坏,保存条件遭受严重破坏,海相原型盆地、油气系统及油气藏均已

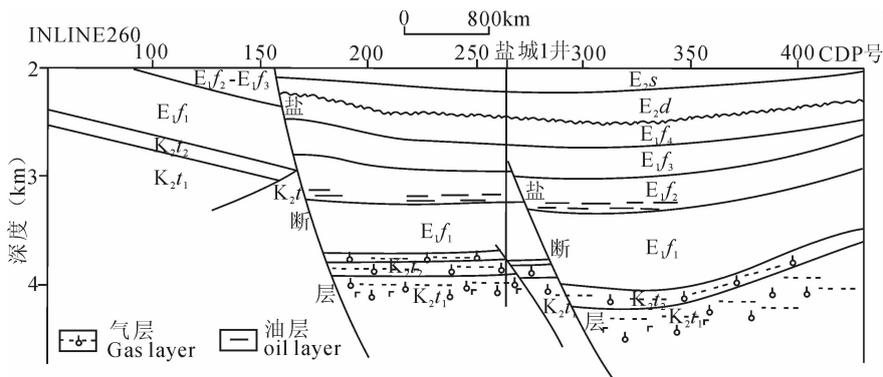


图3 盐城凹陷朱家墩油气藏剖面图<sup>⑥</sup>

Fig. 3 Zhujiadun hydrocarbon reservoir profile in Yancheng sag<sup>⑥</sup>

遭受强烈地改造,但被中、新生代沉积覆盖后,重建了封闭保存体系,并促使中古生界烃源岩具备增熟生烃能力。目前发现的下扬子盐城朱家墩气田(图3)、中扬子沔31井上白垩统油藏基本属于该种类型成藏模式。

## 4 结论

根据油气藏形成、聚集与破坏时期分析,生烃期的早晚和油气最终成藏定型是否突破了原始封闭体系,认为中国南海相具有原生型、次生型和再生型3种类型成藏模式。

原生型成藏模式定义为燕山期前生成的烃类在海相油气系统内形成油气藏,在其赋存历史中,油气藏的位置、规模和类型基本未遭受大的变动或油气藏的规模、位置、类型虽有过变动,但未突破原海相含油气系统范围,并在燕山期后最终定型成藏,即在整体封存条件下,受良好储盖组合控制的单源或混源的“早期生烃、早期聚集、长期保存、晚期定型”的成藏模式。

次生型成藏模式是指由于构造运动等改造因素的破坏,油气突破了原始含油气系统的区域盖层,在原始成藏系统外的储集层和圈闭内形成、赋存的新油气藏。强调的是突破原成藏系统,油气的运移是从“藏”到“藏”方式,因此,不包括从源到藏的晚期生烃油气成藏方式。由于次生型成藏模式是指油气突破原成藏系统,具有从“藏”到“藏”的运移与聚集特点,具有次生成藏的特点,必须强调“从藏到藏”的油气运移聚集过程。

再生型成藏模式主要是指中燕山期构造运动造成陆内基底拆离和俯冲、强烈翻转以及抬升,使海相地层系统发生强烈形变、缩短、抬升和剥蚀,原生油

气藏遭受强烈破坏后,于晚燕山期及喜马拉雅期由于上覆陆相中、新生界的覆盖叠加,使得海相中、古生界烃源岩再次深埋、增熟、再次生烃,所生烃类于改造后的海相地层系统内部聚集或经断裂、不整合等向上覆陆相地层运移聚集并最终成藏的一种中古生界二次生烃形成的具有“晚期生烃、晚期聚集、晚期成藏”的“三晚”特征的油气成藏模式。

**致谢:**感谢中国地质大学(北京)刘和甫教授和中国石油大学(北京)曾联波副教授对本文初稿提出的宝贵意见,另外中国石油大学(北京)盆地与油藏研究中心的万桂梅博士和金文正博士对本文的撰写也提供了一定的帮助,在此一并表示感谢!

## 注释

- ① 梅廉夫,等. 2000. 鄂西渝东圈闭类型及成藏富集控制因素研究(科研报告). 中国石化南方海相油气勘探项目经理部.
- ② 梅廉夫,等. 2003. 鄂西—渝东地区烃源及油气保存条件研究(科研报告). 中国石化南方勘探开发分公司.
- ③ 杨方之,马永生,等. 2004. 南方中古生界天然气成藏富集规律研究(科研报告). 中国石化南方勘探开发分公司.
- ④ 周雁,等. 1998. 江汉盆地南部海相含油气系统评价及勘探目标优选研究(科研报告). 江汉油田研究院.
- ⑤ 沃玉进,等. 2000. 苏皖下扬子区海相古生界已钻井资料复查与勘探效果分析(科研报告). 中石化南方海相油气勘探项目经理部.

## 参考文献

- 戴鸿鸣,王顺玉,王海清,等. 1999. 四川盆地寒武系—震旦系含气系统成藏特征及有利勘探区块. 石油勘探与开发,26(5): 16~20.
- 郭彤楼,田海芹. 2002. 南方中古生界油气勘探的若干地质问题及对策. 石油与天然气地质,23(3):244~247.
- 胡光灿,谢姚祥. 1997. 中国四川盆地东部高陡构造石炭系气田. 北京:石油工业出版社, 63~130.

梁兴, 马力, 吴少华, 等. 2001. 南方海相油气勘探思路与选区评价建议. 海相油气地质, 6(3):1~16.

马力, 钱奕中, 王根海, 等. 1997. 中国南方海相油气勘探研究新进展. 海相油气地质, (2):1~14.

马力, 陈焕疆, 甘克文, 等. 2004. 中国南方大地构造和海相油气地质. 北京:地质出版社, 455~863.

马永生, 楼章华, 郭彤楼, 等. 2006. 中国南方海相地层油气保存条件综合评价技术体系探讨. 地质学报, 80(3):406~417.

邱蕴玉, 徐濂, 黄华梁. 1994. 威远气田成藏模式初探. 天然气工业, 14(1):9~13.

王根海. 2000. 中国南方海相地层油气勘探现状及建议. 石油学报, 21(5):1~6.

王根海, 赵宗举, 李大成, 等. 2001. 中国南方海相油气地质及勘探前景. 见:高瑞琪, 赵政璋, 主编. 中国油气新区勘探第五卷. 北京:石油工业出版社, 1~321.

王庭斌. 2003a. 天然气与石油成藏条件差异及中国气田成藏模式. 天然气地球科学, 14(2):79~86.

王庭斌. 2003b. 中国气田的成藏特征分析. 石油与天然气地质, 24(2):103~110.

王庭斌. 2004. 中国气藏主要形成、定型于新近纪以来的构造运动. 石

油与天然气地质, 25(2):127~132.

沃玉进, 肖开华, 周雁, 等. 2006. 中国南方海相层系油气成藏组合类型与勘探前景. 石油与天然气地质, 27(1):11~16.

肖开华, 沃玉进, 周雁, 等. 2006. 中国南方海相层系油气成藏特点与勘探方向. 石油与天然气地质, 27(3):316~325.

赵宗举, 朱琰, 王根海, 等. 2000. 改造型盆地评价及其油气系统研究方法——以中国南方中、古生界海相地层为例. 海相油气地质, 2(2):67~79.

赵宗举, 朱琰, 李大成. 2002a. 中国南方中、古生界古今油气藏形成演化控制因素及勘探方向. 天然气工业, 22(5):1~6.

赵宗举, 朱琰, 王根海, 等. 2002b. 叠合盆地油气系统研究方法——以中国南方中、古生界为例. 石油学报, 23(1):11~18.

赵宗举, 朱琰, 李大成. 2002c. 油气系统成因分类及其勘探思路. 见:李丕龙, 主编. 压扭性盆地油气勘探理论与方法. 北京:石油工业出版社.

赵宗举, 朱琰, 李大成. 2002d. 中国南方构造形变对油气藏的控制作用. 石油与天然气地质, 23(1):19~25.

赵宗举, 朱琰, 徐云俊. 2004. 中国南方古生界—中生界油气藏成藏规律及勘探方向. 地质学报, 78(5):710~720.

## Hydrocarbon Reservoir Mode of Marine Sedimentary Rock in South China

ZHANG Yonggang<sup>1, 2, 3)</sup>, MA Zongjin<sup>4)</sup>, WANG Guoli<sup>3)</sup>, TANG Liangjie<sup>1, 2)</sup>,  
ZHOU Yan<sup>5)</sup>, YU Yixin<sup>1, 2)</sup>

1) Basin and Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing, 102249

2) Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation, Ministry of Education, Beijing, 102249

3) Science and Technology Institute, China Petroleum & Chemical Corporation, Beijing, 100086

4) Institute of Geology, China Earthquake Administration, Beijing, 100080

5) Petroleum Research Institute of Exploration and Development, SINOPEC, Beijing, 100086

### Abstract

We analyzed four stages in which marine hydrocarbon reservoirs formed in South China and two stages in which hydrocarbon reservoirs were destroyed. The forming stages of hydrocarbon reservoirs are the Caledonian, Indosinian, Yanshanian and Himalayan, and the destruction stages of hydrocarbon reservoirs are the middle Yanshanian and late Yanshanian—Himalayan. According to the time of hydrocarbon generation and whether hydrocarbon break through original closed system before the reservoir finalize the design, we brought forward a new version of hydrocarbon reservoir modes of the marine sedimentary rock in South China, namely, primary, secondary and regenerated hydrocarbon reservoir mode and analyzed the distribution of each hydrocarbon reservoir mode.

**Key words :** South China; marine deposit; Hydrocarbon reservoir mode