南方海相天然气成藏地质特征与勘探评价

杨方之，马永生，付孝悦
（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 650021）

摘 要：根据近年勘探成果资料和新的认识，从十个方面面讨论了南方海相天然气成藏地质特征及其勘探资源潜力与方向。认为南方地区海相盆地经历了四个主要成盆时期，三次重要变格运动改造，形成了五大原始超油报导系统，天然气藏具有多期多源生烃、晚期复合成藏的特点。压力封闭及其立体封闭保存体系（压力封存箱）的存在是天然气藏形成的重要条件。保存类型包括持续型（四川型）、重建型（中下扬子型）和残留型（南盘江型）。包括四川盆地在内的南方地区油气总资源量为 $15.48\times10^{8}m^{3}$（气当量）；今后的有利勘探方向包括中古生界海相、中生界海陆交互相和以海相为源的陆相中、新生界三大领域以及四川盆地、中下扬子中新生代盆地覆盖区、扬子西缘前陆盆地、板内复杂变形区的局部有利保存区块和板缘推覆构造带等五类地区。

关键词：背景；成盆；成藏；改造；保存；再生；潜力

中国南方一般系指秦岭－大别山－胶南一线以南的广大地区，包括滇、黔、桂、川、渝、鄂、湘、赣、苏、浙、皖、闽、沪、琼、粤、台等省（区），总面积逾200万 km^{2}。其大地构造主体属华南板块。

南方海相是一个复杂的勘探对象，四十多年来对该领域的勘探，除在四川盆地取得可观的油气储量外，其它地区尚未取得实质性突破，但勘探资料表明该区具有巨大的油气资源潜力。根据近年的勘探成果资料和新的认识，作者将其概括为十个方面，试图对南方海相油气成藏地质特征、规律及相关地质理论作一初步探讨，以期与这一地区的专家学者们共同探讨，促进南方海相油气勘探，早日实现油气重大突破。

1 背景

南方大陆及邻域具有复杂地质构造特征和构造发展历史，其基本构造格架，可概括为五个陆缘造山带，三个较稳定地块，一个加里东构造域和一个陆内基底拆离造山带（图1）。对于各构造单元的基本特征，马永生博士等已有论述[1]，这里仅作以下几点补充：

（1）五个陆缘造山带中，秦岭－大别－胶南（Ⅰ）、甘孜阿坝（Ⅱ）、三江（Ⅲ）、粤海（Ⅳ）等四个陆缘造山带主要与特堤斯洋开合演化有关，它们均为多旋回复合型造山带，经历多期演化但最终均为中三叠世闭合的印支期造山带。滨太平洋陆缘造山带（Ⅴ）则主要与太平洋板块的向北和北西的俯冲消减有关，是燕山期至喜马拉雅期造山带。

（2）粤海造山带是最新厘定的一个造山带，它沿华南板块南缘和东南缘展布，西自滇东南，经广西凭祥、钦防拐向海南再至闽浙沿海。确定该造山带存在的依据是：在云南河口，越南 Phu—Ngu、香葩岛、海南屯昌发现蛇绿混杂岩以及后期推覆，异地形成的云南麻栗披八布蛇绿混杂岩[2]。另外在广西凭祥那哮也发现蛇绿混杂岩，在钦防坳拉槽内发现细碧角斑岩[3]，形成一个延伸长达700km以上的带，证实古特提斯确实存在。至于确定其继续向闽浙沿海延伸的主要依据是：①南海和东海外侧岛屿普遍分布中二叠世至晚侏罗世放射虫硅质岩[4]，一直可延到西南日本，结合古地磁资料，指示该时期的长乐南澳带以东存在古特提斯洋，并延续至新特提斯；②晚泥盆世至早石炭世在福鼎一带存在深海沉积[5-6]，晚二叠世至早三叠世福安南靖带以东

收稿日期：2002－07－08

第一作者简介：杨方之，男，教授级高工，长期从事石油地质勘探与管理工作．

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

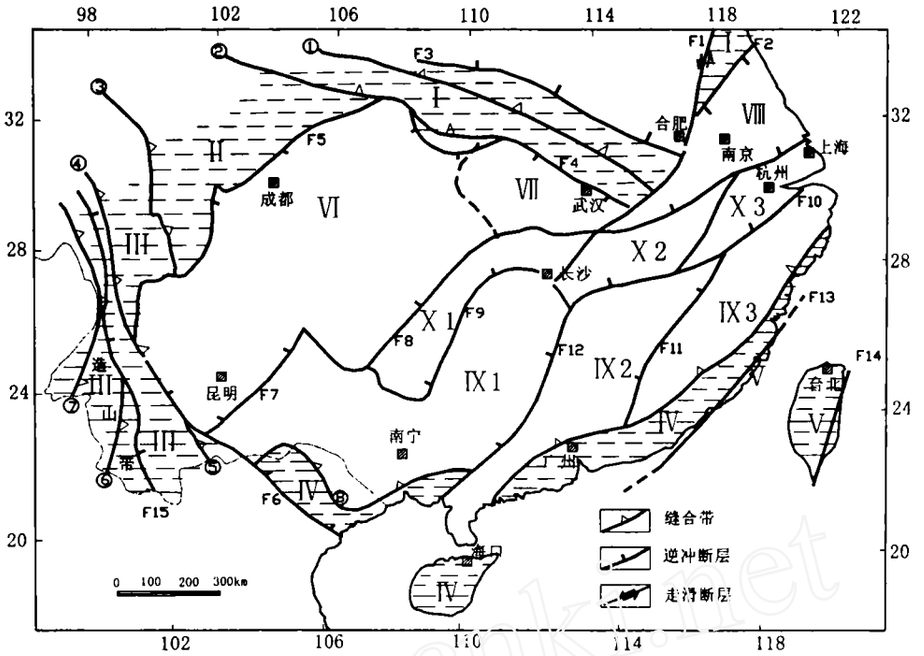


图 1　中国南方大陆及邻区构造单元划分图（据马永生等[1]，2002）

缝合带：①商丹；②勉略；③甘孜－理塘；④金沙江；⑤墨江；⑥碧土－昌宁－孟连；⑦丁青－怒江；⑧八布－小董

断裂：F1 郯庐；F2 嘉山－响水；F3 周口－合肥；F4 襄广；F5 龙门山；F6 红河；F7 师宗－弥勒；F8 江南；F9 溆浦－四堡；F10 江绍；F11 崇安－河源；F12 萍乡－博白；F13 长乐－南奥；F14 台东；F15 澜沧江

造山带：Ⅰ秦岭－大别－胶南；Ⅱ甘孜－阿坝；Ⅲ三江；Ⅳ粤海；Ⅴ滨太平洋

稳定地块：Ⅵ上扬子；Ⅶ中扬子；Ⅷ下扬子

华南加里东构造域（Ⅸ）：Ⅸ1 湘桂地块；Ⅸ2 武夷云开地块；Ⅸ3 华夏地块

江南基底拆离造山带（Ⅹ）：Ⅹ1 雪峰；Ⅹ2 九岭；Ⅹ3 怀玉山

存在次深海沉积[7]；③泥盆～石炭纪火山岩研究表明[8]，福安南靖带以西是岛弧或弧后盆地性质的火山岩；沉积相和火山岩相都表明福安南靖带向东水体变深，可能存在古特提斯洋盆；④福安南靖带以西大面积分布海西期碰撞花岗岩[7]和前陆褶冲带，表明该带以东存在海西～印支期造山带。

（3）中、上扬子地块，印支期以前为统一的陆壳块体，两地块的主要差异形成于印支期之后。中晚三叠世两地块生物群明显不同；晚白垩世至早第三纪，中扬子地块表现为剧烈的伸展、扩张，形成江汉盆地，而上扬子地块相对抬升、盆地萎缩，形成挤压构造。下扬子地块则无论是在古生代时期或是中、新生代陆内构造阶段均较中、上扬子地块表现出更大的活动性，一是基底具有多个结晶碎块，褶皱基底厚，活动性大，早震旦世有明显火山活动，晚奥陶世为一个大陆边缘活动陆棚；二是地块内部燕山期以来火山岩浆活动频繁，深部构造反映其近期仍是一个活动性较大的地块。

（4）华南板块形成于加里东运动以后，以扬子为核经过两期（晋宁期和加里东期）增生加厚形成了海西～早印支期统一陆壳块体。刚性基底仅于中、上扬子和下扬子—南黄海发育，其它广大地区分布晋宁期和加里东期的褶皱变质基底，具有活动性较大的“核小肉厚”特征。这导致该板块后期广泛的发生陆内基底拆离造山和板内变形，对海相油气的保存十分不利。

（5）江南陆内基底拆离造山带作为一个独立的地质构造单元形成于印支期后，经历两期陆内造山作用，中晚燕山期受大规模陆内挤压作用，形成的基底拆离造山，喜马拉雅期则主要表现为受壳幔隆升或壳幔调整控制的基底隆升剥离造山。

（6）南方显生宙以来的地质构造史可划分为两大构造阶段和六幕构造演化史。两大构造阶段是指晚元古代至早中生代的板块开合演化阶段和中、新

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

生代陆内构造演化阶段，二者以印支运动面为标志。前者导致多旋回海相原型盆地的形成，为海相油气系统形成建设时期；后者导致海相油气系统的改造与破坏，并叠加了新的成油体系（指中、新生代前陆和大陆裂谷成油体系）。六幕构造演化史是指兴凯旋回（Pt_3—Z）、加里东旋回（∈—S）、海西～早印支旋回（D—T_2）、晚印支～早燕山旋回（T_3—J_2）、中燕山旋回（J_3—K_1）和晚燕山～喜马拉雅旋回（K_2—N）。

2 成盆

对应于上述构造发展历史，形成了四大成盆时期（盆地旋回），发育了两个世代的海相原型盆地和两种不同体制下的陆相盆地，奠定了区内良好的成烃物质基础条件。其中每个世代的海相盆地都经历了从开裂分离到聚敛收缩的旋回发展过程。

2.1 震旦～志留纪盆地旋回

该时期以扬子古板块（克拉通）为背景，发育克拉通盆地和克拉通边缘盆地，后者亦有人称为被动大陆边缘盆地，笔者认为还是叫克拉通边缘盆更为合适，因为按板块构造理论，板块是2亿年以来的事，而被动大陆边缘是板块体制的产物。另外在扬子与华夏之间发育的是深水坳拉槽沉积，由于加里东期卷入褶皱运动，成为华南板块的增生基底，已失去油气勘探意义，不再讨论。

震旦～志留纪盆地旋回可划分为三个成盆演化阶段，即两个裂陷阶段（Z和∈—O_2）和一个聚敛收缩阶段（O_3—S）。震旦纪成盆阶段以莲沱期开裂初期的以发育陆相沉积为主大陆裂谷开始，陡山沱期发生广泛海浸，以泥质沉积为主，灯影期为高水位和海平面下降时期的沉积，以发育宽广的台地相碳酸盐岩沉积为特色。寒武纪至中奥陶统为第二个裂陷阶段，下寒武统以发育泥质沉积为主，代表了海平面上升和最大海浸期的沉积，中上寒武统和下奥陶统为高水位期的沉积，为本区第二个以发育台地相碳酸盐岩为主的沉积阶段，中奥陶世以发育泥质潮坪和泻湖相沉积为主，代表了海平面下降期的沉积。以中晚奥陶世之间的淹没不整合为标志，晚奥陶世～志留纪进入板聚敛收缩盆地发展阶段，上奥陶统以硅质页岩为主，为收缩洋盆深水沉积，下志留统为滞留挠曲盆地，中志留统盆地萎缩，以发育粗碎屑为潮坪沉积为主。上述三个成盆发展阶段对应于三次海平面的上升与下降，发育三个准二级层序，每一个层序的海平面上升时期和最大海浸期均发育了一套以泥质岩为主的优质烃源岩，而高水位期和海平面下降时期以台地相碳酸盐岩和白云岩为主，发育储层。

2.2 泥盆纪～早中三叠世盆地旋回

以东吴运动面和二叠纪与三叠纪之间的淹没不整合为标志，可分为三个盆地演化阶段。泥盆纪至早二叠世为一个大的海平面升降旋回，海水自东南向北西漫浸，早二叠世为最大海浸期沉积，其后发生了东吴运动，使本区普遍抬升剥蚀；晚二叠世的地裂运动开始了第二个成盆发展时期，晚二叠世早期的一套煤系地层分布于湘中、赣中、鄂中地区，代表海平面上升期的沉积，为一套区域性烃源岩，晚二叠世晚期为最大海浸期，盆地相广泛发育于川东、川北、鄂中及下扬子地区，早三叠世大冶期为收缩洋盆阶段的沉积，嘉陵江期在扬子区为局限海盆地，以蒸发潮坪相沉积为主，中三叠世为盆地萎缩阶段，扬子发育陆源碎屑潮坪和三角洲沉积，南盘江地区演化为反向浊流深水盆地。值得指出的是自中泥盆至早三叠世南盘江地区发育有深水盆地相沉积，形成了所谓“盆包台”的格局，其盆地类型可能具边缘海性质。

2.3 晚三叠～早白垩世盆地旋回

晚三叠～早白垩世主要是发育前陆盆地。印支运动以后，华南板块周缘造山带崛起，伴随挤压造山和板内变形，形成了本区前陆盆地和类前陆盆。沿华南板块南北两带发育的前陆盆地带，北带包括四川、鄂中、下扬子前陆盆地，属周缘前陆盆地性质；南带包括楚雄、南盘江、十万大山前陆盆地，属弧后前陆盆地。江南雪峰隆起以东地区发育冲断前缘盆地，包括沅麻盆地、湘赣地区和浙赣闽地区的T_3—J_1沉积。晚侏罗～早白垩世主要发育山间磨拉石盆地和火山盆地，其盆地性质也可归入类前陆盆地一类。

2.4 晚白垩世～第三纪盆地旋回

该盆地旋回主要发育大陆裂谷和走滑类盆地。大陆裂谷盆地基本上可总结为“两断一坳”的盆地演化模式，如江汉盆地和苏北盆地都经历了晚白垩世和早第三纪的“双断”以及晚第三纪的热沉降，正如渤海湾盆地经历了孔店期和沙河街期的“双断”再到晚第三纪的坳陷盆地发展一样。值得注意

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

的是前述海相盆地的发展亦具有这种“双开一敛”的三阶段演化模式。

3 成烃

伴随两个世代的海相盆地的形成，本区发育了丰富的优质烃源岩层，包括四套主力烃源层和六套地区性烃源层。四套区域烃源层是指下寒武统、上奥陶统～下志留统、下二叠统和上二叠统，前二者主要发育于扬子地区，后二者展布于扬子、华南和兰坪－思茅地区。地区性烃源层包括中上扬子区的上震旦统陡山沱组和下三叠统、下扬子区的下奥陶统和下三叠统、湘桂地区的中泥盆统和下石炭统以及 T_3—J_1 煤系烃源岩。

海相烃源的发育与分布及其油气系统演化受多旋回构造控制，具有以下特征：

（1）烃源岩在纵向上的发育与分布受沉积构造旋回的控制，区域主力烃源层受一级大层序控制，为最大海浸期的优质泥岩和泥质碳酸盐岩烃源，地区性烃源则与准二级或三级层序海浸高潮期或凝缩段相吻合。

（2）烃源岩形成于五类不同的构造环境。

①上升洋流控制的缓坡陆棚环境，下寒武统烃源岩形成于此种环境；②活动大陆边缘（边缘海槽盆相区），湘桂地块上的上古生界烃源岩；③前陆挠曲阶段形成的滞流盆地，上奥陶统顶部～下志留统底部，下三叠统及上三叠统烃源岩形成于造山运动后形成的挠曲阶段的残留滞流盆地；④克拉通台内内滞流盆地（障壁海局限海盆地），下二叠统碳酸盐岩烃源岩主要形成于该类沉积环境；⑤上二叠统，上三叠统煤系烃源岩形成于滨海平原～滨岸三角州相带。

（3）南方海相烃源岩有机质热演化程度普遍较高。下古生界烃源岩均达过成熟阶段，上古生界烃源岩处于高成熟至过成熟（表 1）。

表 1　中国南方海相盆地烃源岩热演化 R_0 数据表（%）

层位	Z_2	$\in_1$	S_1	D	C	P_1	P_2	T_1—T_2	T_3
四川盆地	>4	3～4	2～3			2～3	2～3		1～2
湘鄂西地区		3～4	2～3			2～3	2～3		
江汉盆地		2～3	2～3			1.3～2.0	1.3～2.0		
苏南皖南地区	>4	3～4	2～3			1.3～3.0	0.8～3.0	0.6～1.5	
苏北地区		3～4	2.0～3.5			1.3～3.0	2～3	1.5～2.0	
黔北地区		2～3	2～3			2～3	2～3		
南盘江陷坳			3～4	3	3～4	3～4	3～4		
十万大山盆地				2～3		2.0	1.3～2.0	1.3～2.0	
楚雄盆地									1.3～3
思茅坳陷						2～3	2～3		2～2.5

据马力，等 2001*

* 马力，等 .2001. 南方海相中古生界天然气地质综合研究总结（内部资料）.

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

高热演化对南方海相油气评价产生了重要的影响：

（1）Ro > 2%的地区，一般液态烃不复存在，勘探工作应立足于找气为主，兼顾找油，运用天然气成藏理论来指导勘探和研究工作。

（2）含气系统充注源多样化：①烃源岩直接供烃；②原油裂解气；③水溶脱气；④煤层气、深盆气解吸。

（3）高演化对储、盖层的影响是：对储层，由于压实、压溶、胶结、砂岩颗粒次生加大作用加剧，储层原始孔隙基本消失，孔隙度很低，主要依靠构造裂隙、古暴露淋滤、埋深溶蚀、白云岩化等作用形成次生孔渗；对盖层，一方面使盖层致密，突破压力升高，封盖能力变好，另一方面，泥岩失去可塑性，产生裂隙、断层，失去封盖能力，天然气沿它们垂直向上运移，破坏或形成次生气藏。

（4）受多旋回板块开合演化与原盆沉积构造格局控制，地史时期形成了不同时间和空间域上的五大原始超级油气系统（图2），即扬子板块晚震旦世至早古生界超油气系统、扬子板块上古生界至中下三叠统超油气系统、湘桂地块上古生界至中下三叠统超油气系统、兰坪－思茅上古生界至中下三叠统超油气系统和扬子板块西缘上三叠统前陆盆地超油气系统。

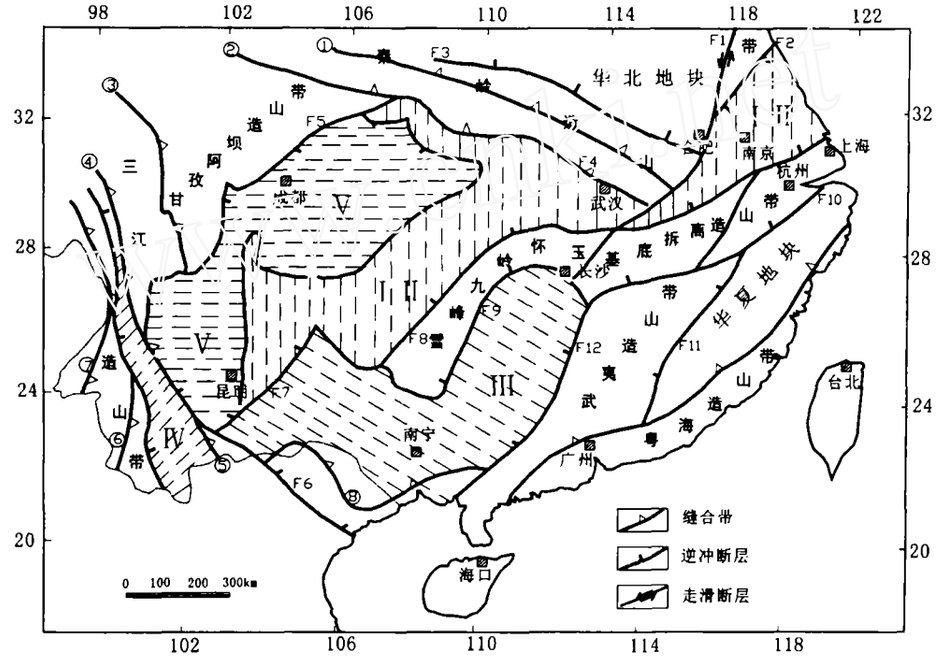


图2 南方海相超油气系统划分图（据马永生等[1]，2002）

缝合带：①商丹；②勉略；③甘孜－理塘；④金沙江；⑤墨江；⑥碧土－昌宁－孟连；⑦丁青－怒江；⑧八布－小董

主要断裂：F1郯庐；F2嘉山－响水；F3周口－合肥；F4襄广；F5龙门山；F6红河；F7师宗－弥勒；F8江南；F9溆浦－四堡；F10江绍；F11崇安－河源；F12萍乡－博白

超油气系统划分：Ⅰ扬子晚震旦世～早古生代超油气系统；Ⅱ扬子晚古生代～中三叠世超油气系统；Ⅲ湘桂晚古生代～中三叠世超油气系统；Ⅳ兰坪－思茅晚古生代中三叠世超油气系统；Ⅴ扬子西缘前陆盆地超油气系统

4 成藏

南方海相具有多期多源生烃、晚期复合成藏的特点。四川盆地威远气田至少经历了四次生烃成藏的复杂演化过程（图3）。

第一次生烃成藏发生在加里东期。当时主力有效烃源为台地外侧盆地相下寒武统黑色泥页岩；有效储集空间为成岩序列中较早形成的白云岩化晶间

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

孔和保留下来的①②期溶孔和溶缝；有效圈闭为加里东期隆起边缘的构造－岩性复合圈闭；有效盖层为志留系泥页岩。之后经过加里东构造运动的改造和破坏，形成了早期的氧化沥青。第二次成藏发生在印支运动初期。此时下志留统盆地相黑色泥页岩已进入生油高峰成为主力有效烃源；适时的储集空间为成岩序列中的④期溶孔和溶缝；有效圈闭为印支期大型平缓背斜和构造－岩性复合体；有效盖层为中下三叠统膏盐岩。同时震旦～寒武系源岩再次埋藏成烃，早期生成的原油和氧化沥青裂解成气。第三次成藏发生在早燕山期或晚三叠世～早侏罗世前陆盆地形成之后，此时以二叠系台盆相黑色泥岩、泥质碳酸盐岩为主力烃源岩已进入生油高峰，储层是成岩序列中的⑤期溶孔、溶缝，圈闭为同期形成的挤压背斜。早期的原油和沥青等进一步裂解。第四次成藏期为喜马拉雅期，包括威远气田在内的四川盆地大部分气藏最终均定位于此期形成的晚期圈闭之中。

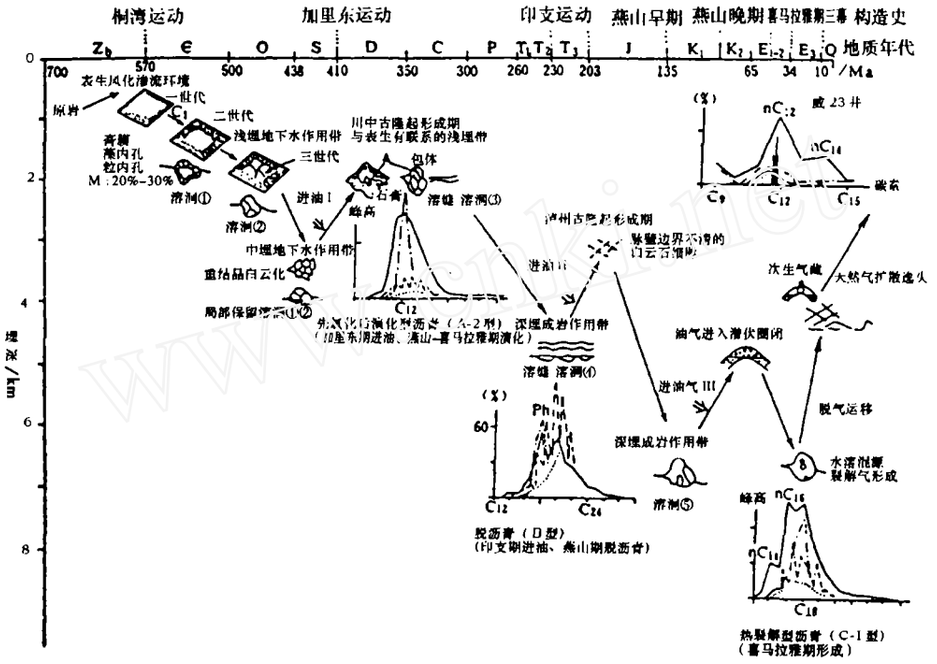


图 3　四川盆地威远气田成藏演化史分析（据孙肇才等[10]，1991）

晚期复合成藏具有以下特点：①气源的混源特性，包括不同层位、不同类型和不同成熟度的天然气的混合成藏，如川东石炭系气藏，气源有来自寒武、奥陶、志留、二叠系的烃源。也包括早期气藏中再次运移聚集的气源，水溶气和岩石汲附气等因隆升减压而释放的气源。②以高热演化和裂解气为主，天然气干燥系数大。③天然气碳同位素具反序特征。④聚集在晚期构造和构造—岩性复合圈闭中。

5　改造

多旋回叠加改造是南方海相含油气盆地的特点之一。加里东运动、印支运动都对海相原型盆地和油气系统产生了不同程度的改造，但主要是印支期后的陆内构造运动的改造，包括基底拆离造山、板内变形、伸展剥离、裂陷、张性断块活动和走滑。

中三叠世末的印支运动结束了华南地区海相沉积历史，构造作用主要是发生于大陆内部的，由于受特提斯和太平洋两大动力系统共同或一方为主另一方为辅的控制，又因本体属于年轻的活动性较大的陆壳基底，因而中新生代南方大陆内部发生了显著的陆内造山与板内变形，其范围涉及包括四川盆地在内的整个华南板块。

5.1　晚印支期～早燕山期（T_3—J_2）：碰撞造山作用及前陆盆地形成

早中三叠世随着新特提斯洋的强烈扩张，古特提斯洋向北消减并最终于中三叠世末闭合完成陆壳的对接与碰撞。晚三叠世至早侏罗世沿着南方大陆

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

的北、西、南三面发生了强烈的陆陆或弧陆碰撞造山作用。陆陆碰撞造山作用是以刚性陆壳基底向山链主动俯冲下插来实现的，即所谓A式俯冲。而夹于两大陆之间的造山带则被动上冲逆掩于陆壳基底之上，形成所谓扇形或塞子式的复合山链。

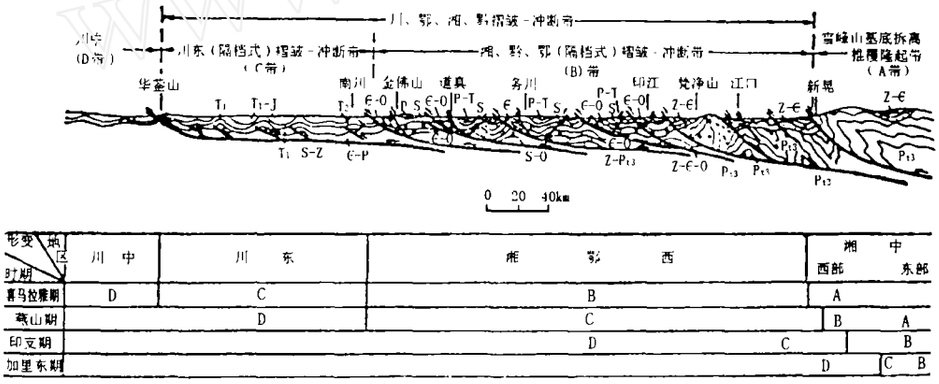
伴随该期碰撞造山作用于南方大陆南北两带及东南部地区发育了广泛分布的前陆和前陆类盆地，北前陆盆地包括四川前陆盆地、江汉前陆盆地和苏北皖南前陆盆地，它们是在扬子克拉通基础上由于造山冲断带的压陷而形成的挠曲型前陆盆地，可归入周缘前陆盆地范畴。南前陆盆地包括兰坪－思茅、楚雄、十万大山前陆盆地以及南盘江中晚三叠世的反向浊流沉积盆地，以海陆交互的中生代前陆层序厚度达4 000～5 000m。东南部则主要发育与冲断推覆构造有关的冲断前渊盆地。需要指出本次构造变革作用对板内海相油气系统的改造与破坏总体是较小的，相反，前陆盆地的建设作用有助于促进海相油气演化和油气藏形成。

5.2 中燕山期（J_3—K_2）：基底拆离隆升造山、板内变形及山间磨拉石盆地的形成

基底拆离隆升造山、板内变形是板缘造山传递到板内的一种响应，实际上这种造山机制自印支期即已开始，只不过中燕山运动是华南板内变形最剧烈的时期，时间上从晚侏罗世一直延续到早中白垩世，范围涉及包括四川盆地在内的整个华南区。其中江南雪峰隆起带及其以南地区为基底拆离隆升造山带，扬子板内则为上述基底拆离作用应力传递到稳定区而产生盖层滑脱式变形。据孙肇才等的研究，自东向西可分为四个变形带（图4）。

A带（强变形带）：雪峰山及其以东的基底拆离推覆带，其特征是具变形、变位、变质（三变），基底卷入褶皱冲断系统，拆离面位于基岩流变带。

B带（较强变形带）：位于湘鄂西、黔东北地区，为隔槽式褶皱冲断带，拆离面主要沿下志留统和下寒武统等软弱层发育，部分卷入到前寒武系，是一个变形变位较大的两变带。



构造区 / 时期	川中	川东	湘鄂西	湘中 西部	湘中 东部
喜马拉雅期	D	C	B	A	
燕山期		D	C	B	A
印支期			D	C	B
加里东期				D	C B

图4 中国南方板内基底拆离造山、递进变形构造模式（据孙肇才等[10]，1991）

C带（中等变形带）：主要是指川东华蓥山至七曜山地区，为隔档式褶皱变形，滑脱面为下志留统泥页岩和下三叠统膏盐岩层。分为三个变形层，上变形层为同心褶皱；中变形层夹于两滑脱面之间，为褶皱—冲断组合；下变层基本未变形。

D带位：于川中地区，为弱变形带，发育大型的挠曲干涉变形。

四个变形带在空间上是有序分布的，在时间上是逐渐向前推进的。印支期的C带前缘位于雪峰山西缘贵阳－江南断裂一线；燕山中晚期的C带推进到了七曜山；喜马拉雅中期的C带到了现今的华蓥山；而川中的褶皱则主要是喜马拉雅晚期的产物。递进推覆的动力源主要来自东南部，是由板缘逐渐传递到板内，此期太平洋板块向北运动在东南沿海地区形成了岛弧型造山带，即滨太平洋造山带，沿南奥－长乐带至台湾岛发育了四个蛇绿混杂岩带。

在江南雪峰及其以南地区，伴随基底拆离变形广泛发育了此期熔融型花岗岩，即A型花岗岩，东南沿海地区还发育了大量的中酸性火山岩，其范围影响到了包括下扬子－南黄海的华南大部分地区，郯庐断裂此期作大规模左旋走滑。在陆内形成如此大规模基底拆离造山作用的原因应归于两方面。一是以扬子地块为中心的“核小肉厚”的固结

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

性差的年轻陆壳基底，华南为加里东期的，扬子东南部为中晚元古代的变质基底；二是太平洋板块向北和欧亚大陆向南运动而产生的强大扭压作用。

此期构造变革对海相油气产生了重大影响，处于 A、B 两带变形域的地区基本上已丧失油气勘探前景，有利勘探领域为处于 C、D 两带的地区，包括四川盆地、楚雄盆地以及中、下扬子的中央对冲构造带。

5.3 晚燕山～喜山期（K_3—N）：伸展剥离、基底隆升造山作用及大陆裂谷盆地的形成

晚燕山～喜马拉雅期中国东部以伸展剥离、基底隆升造山及伴随大规模的陆内裂谷的形成为特色。其构造动力背景是西部新特堤斯洋的关闭和印度次大陆与欧亚大陆的强大的碰撞挤压作用，而此时太平洋板块仍以向北运动为主，对中国大陆东部施压的影响较小，在此背景下产生了包括东南亚在内的向东的挤出作用，这导致中国东部，武陵－太行以东的地区陆壳减薄、壳幔隆升，从而形成以伸展断块运动为主的板内变形。西部四川盆地仍维持压性盆地的面貌，川滇桂地区发生左旋走滑运动，形成百色等走滑类中新生代盆地。

壳幔隆升一方面引起部分地区因基底块断减薄而形成大型裂谷盆地；另一方面在其它地区则引起基底强烈隆升形成所谓剥离造山作用。二者相辅相成。剥离造山作用是以基底的主动隆升而盖层岩系被动滑离形成的，山链随着盖层岩系的剥离而逐渐显露出来。大别山地区广泛出露的角闪岩和麻粒岩岩相，据矿物包体测温，形成于地壳深部达 27～37km，温度为 650～850℃，压力 800～1 150MPa 环境下（据孙肇才等[10]），作者认为这种地壳深部岩相的出露，并非挤压推覆出来的，而是由于壳幔隆升剥离产生的。最近周祖翼* 等通过磷灰石和锆石裂变径迹的时温测定，所获取的资料数据表明，大别山 150Ma 以来发生了大规模的热穹隆与伸展剥离作用，32～38Ma 以来造山带核部的隆升剥蚀量比翼部多出 2km 以上，反映出此期基底剥离造山作用具有相当大的规模，是一种完全属于大陆内部的与板块构造不相关的造山作用机制。

6 残留

经过多期改造，南方海相总体表现残留盆地的特点。①盆地以地层剥蚀边界为边界；②成岩作用强，储层致密，次生孔缝洞和裂缝储层为主；③由于多次隆升剥蚀和构造作用导致压力释放，一般不存在异常高压带（高稳定性盆地除外）；④盖层脆性增加，封闭性能变差，同时断裂和裂缝发育导致地表水下浸深度加大，油气氧化界面加深；⑤基本控油气构造单元可以是原来的沉积坳陷或凹陷经抬升剥蚀而残留的，也可以是后期的大型复式向斜或推覆构造带。

南方海相残留盆地基本上可划分为三种类型。一类为海相原型盆地上，叠加了中生代前陆盆地，如四川前陆盆地、楚雄、十万大山前陆盆地等，称前陆盆地区，海相盆地经过印支运动的轻微改造之后为巨厚的中生代前陆层序覆盖，海相油气系统基本上没有受到大的改造，存在海相和海陆交互相两大勘探领域。第二类为海相残留盆地基础上，叠加了中新生代裂陷盆地，包括苏北盆地和江汉盆地，与前类相比，此类盆地在中新生代沉积覆盖前，海相油气系统经历了较强的改造与破坏，如下扬子区的对冲推覆。第三类为板内复杂变形区，主要展布于上扬子东南缘、中下扬子南北推覆带以及湘桂褶皱带，其特点是海相地层具有复杂变形和抬升剥蚀改造，含油气层系大部分暴露于地表或近地表，油气保存条件差，有利油气保存单元主要是一些层位发育全的大型复式向斜或挤压坳陷以及推覆构造的原体，如黔南－桂中坳陷、湘鄂西褶带、大巴山－大洪山推覆带等。

7 保存

7.1 天然气保存机理

由于天然气的分子直径很小，甲烷的分子直径为 0.38nm，除少数岩类外，绝大多数岩石都不能绝对的阻止天然气的扩散与渗漏，因此，天然气的散失是绝对的，保存则是相对的。天然气的保存是供散统一、动态平衡的过程。

自然界中，天然气以游离气、水溶或油溶、吸附、天然气水合物（地表低温高压条件下）四种形式存在，在地下地质条件下主要以前三种形式存在，其保存机理是不同的。

（1）游离气的保存

---

* 周祖翼，等，2002 年，下扬子区印支期以来主要构造运动性质、表现及对油气藏形成与改造的作用（内部资料）.

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

游离气主要通过压力封闭保存。勘探表明大部分高压气藏都是由压力封闭层提供有效封闭的。四川盆地普遍存在异常压力封闭，据研究，寒武系～志留系、二叠系～下三叠统和上三叠统须家河组构成了盆内上、中、下三个异常压力封存箱，震旦系灯影组、石炭系黄龙组和中三叠统雷口坡组中的大中型气藏的形成，均与上述三个压力封存箱的良好封闭条件有关，它们为箱外或箱间成藏*。压力封闭是天然气保存的非常重要的因素，但压力封闭的形成受区域保存条件的制约，构造稳定及区域上存在一定厚度的上覆岩系的封盖是形成压力封闭必要条件。川东石炭系气藏的形成过去认为主要是上覆有二叠系梁山组优质泥质盖层，但梁山组封闭气的高度是有限的，有人计算它封闭气藏的高度为73.31～236.21m。然而川东石炭系有些气藏的含气高度远远超过此值，卧龙河的气藏高度为1 560m，沙罐坪大于1 200m，五百梯大于800m，说明梁山组不是石炭系气藏的唯一封盖因素。真正起决定作用的是上部阳新统的异常高压层。

(2) 水（油）溶气保存

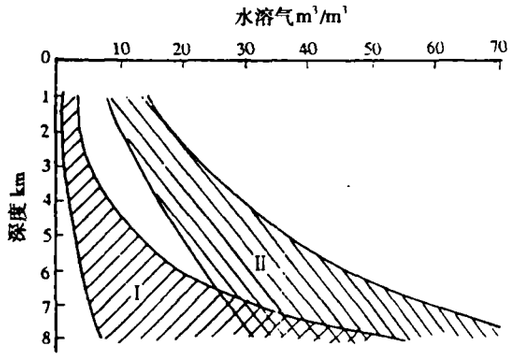


图5 地层水中可能存在的天然气范围

（据 A.N.Zolotov，1987）

（地层水含盐度为50～300g/L、地温异常梯度值为1～2）

Ⅰ—未考虑分散相天然气；Ⅱ—考虑分散相天然气）

天然气的易溶性决定了在其一定的深埋条件下，可通过水溶（或油溶）的形式得以保存，当然也可随水的循环而散失。正常情况下水对甲烷的溶解度并不高，但当压力增加时会大幅度增加。温度25℃，压力14.1kg/cm^{2}时，甲烷对蒸馏水的气水比为0.409，但当温度达至171.1℃，压力294.2kg/cm^2，气水比增加185倍，达76.6。A.N.Zolotov（1987）曾计算了不同条件下地层水中天然气可能存在的含量范围（图5），在埋深8 000m，不考虑分散相天然气的情况下，1m^{3}地层水可溶解天然气量为5～55m^3；当考虑分散相天然气时可达30～70m^3。根据对威远气田的地质历史的分析，震旦系底面燕山期（J_3末）埋深达6 200m，早喜马拉雅期最大埋深达7 500m，现今埋深为2 800m。据图5中参数计算，仅以上震旦统储层水降压出溶气量就达$3\,480\times10^8$m^3（据马力等**），足以为该气田提供充足的烃源。由此也说明水溶是天然气保存的重要方式。

(3) 岩石吸附保存

不同岩类对天然气的吸附量目前尚无实验和理论数据，一般情况下岩石对天然气的吸附量为微量，但当埋深和压力增加时，其吸附量会随之显著增加。减压时，岩石解吸能提供部分烃源。这是深盆气存在的一种主要形式之一。

7.2 封闭保存体系

天然气的保存需要一个立体空间的封闭保存体系，这是指对一个区域范围的含气系统的立体封闭保存，而非气藏范畴的概念。构成天然气的立体封闭体系有两个要素：即区域盖层和封闭性边界条件。

不能简单地将区域盖层理解为一套非渗透性岩系，事实上区域盖层是指含气系统上方对整个含气系统起保护作用的沉积岩系。区域盖层的功能不在于它的封盖功能，而在于它对油气系统有保护作用。它甚至不直接封存油气，直接封盖油气的是被区域盖层保护的致密岩层或弱渗透性岩层，即直接盖层。所以，区域封盖层通常需要有一定的分布范围，有一定厚度；可以是一套砂泥岩组合，也可以是一套砂泥岩与碳酸盐岩的交互组合。区域盖层岩系的厚度一般从500m～3 000m不等，具体厚度视其岩性组合、形成时间、成岩作用强度、构造变形强度及抬升剥蚀幅度等有关。区域盖层体系本身通常是一种开放体系，无异常压力存在，地层水与地表水处于交替状态，一般为自由交替带和交替阻止带。但正是由于它的存在，才保护了油气系统被破

---

* 王津义，贺自爱，等，2002年，南方海相油气勘探有利区带评价及2002年度部署研究（内部资料）.

** 马力，等.2001年.南方海相中古生界天然气地质综合研究总结（内部资料）.

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

坏，并使直接盖层发挥封闭保存功能。

直接盖层是构成油气系统和形成油气藏的内部要素，其封盖性的好坏取决于岩性、物质成份、孔隙结构等。对脆性岩石来说，突破压力大小与其它条件配套决定着天然气藏是高压、还是低压，决定气藏的幅度和规模。对揉性地层（如泥页岩）来说，岩石成份起决定性作用，如伊蒙混层高，其岩石的揉性增加，封闭功能增强。脆性化的泥页岩往往起不到好的封盖作用。盖层按其封盖机制可分岩性盖层、浓度盖层、压力盖层和复合盖层。对天然气藏来说，直接盖层通常是由岩性、烃浓度、压力三者构成的复合盖层，而非单一的岩性盖层。

封闭性边界可以是一个面，如封闭性断层；更多情况下是一个过渡带。其作用是从侧向上阻止油气扩散渗漏和地表水的下浸。如同区域盖层一样，它亦应理解为一个在侧向上对整个油气系统起保护作用的区带，而非直接阻挡油气散失的界面。

由此可见，区域性盖层和封闭性边界条件，是构成封闭保存体系的主要因素。而直接盖层是构成油气系统和形成油气藏的内在要素，二者的功能不同。确定油气系统是否具有良好封闭保存体系的参数，一是含油气层系是否存在异常地层压力，二是油气水性质。

异常地层压力带的存在，是区域封闭保存体系的最直接的标志。它是由岩层排流不畅，流体浓度增加，地层憋压造成的。其存在至少说明地层正处于埋藏压实成岩过程和生成排出流体的状态，同时说明封闭保存体系未被破坏。

海相地层，其沉积水介质条件为正常海水或咸化、淡化海水。正常现代海洋水矿化度为 33～38g/L，平均为 35 g/L，苏林分类属 $MgCl_2$ 型，rNa^+/rCl^- 比为 0.87。在封存条件下，一般正向演化，矿化度升高，rNa^+/rCl^- 比降低，水型变为 $CaCl_2$ 型。因此，海相地层水保存条件好的最低标准可定在：矿化度大于 35 g/L，水型 $CaCl_2$ 型，rNa^+/rCl^- 比小于 0.87。三项指标合格，可基本认为是封存水，否则说明在地史上或现今地层水遭受过反向演化—淡化作用。如果淡化作用发生在油气藏形成前，其破坏作用可不予考虑；如果发生在油气藏形成后，其破坏作用不容忽视。

7.3　南方海相天然气保存类型

（1）持续型油气保存单元（四川盆地型）

持续型保存单元应理解为海相油气系统形成后未受大规模构造运动改造，整体的封闭保存体系未受大的破坏，长期的继承性的被保持下来，同时中新生代持续沉积了厚度巨大的陆相沉积盖层，对海相油气系统起了很好的封存保存作用，如四川盆地。有以下保存特性：①海相油气系统上方的大面积展布的中生界区域盖层体系保持完好（J—K）；②区域盖层下方的海相地层，包括陆相的上三叠统普遍存在异常高压系统，据研究，存在寒武～志留系、二叠系～下三叠统、上三叠统三个压力封存箱，其中二叠系～下三叠统压力系数 1.3～1.7，最高可达 2.1；③水文地质条件较好，地层水总矿化大于 35g/L，一般在 65～100g/L。持续型油气保存单元是海相油气封存保存条件最好的地区，是当前南方海相油气勘探的重点地区。

（2）重建型油气保存单元（中、下扬子型）

沉积重建型是指含油气系统形成后，经受过一定时期的逆冲褶皱抬升剥蚀，遭受不同程度的破坏，然后又上叠了一套新的区域盖层，油气保存单元的整体封存条件，由原始含油气系统形成后新的区域盖层重新建立。该类油气保存单元早期形成的油气部分散失或全部散失，主要保存了晚期生成的油气。中下扬子中、新生代裂谷盆地覆盖区属此类型，中、新生代裂谷层系沉积厚度 3 000～5 000m，为一套揉性较强砂泥岩地层，大面积分布，从整体上构成对下伏海相地层的封闭。

这类油气保存单元的特点是：①中、新生代区域盖层体系构成为一个独立的油气生成运移聚集体系，具有异常压力封闭特征；②下伏海相地层由于遭受过构造运动和抬升剥蚀的改造，已失去异常压力封闭特征，同时地层水具有淡化特征。这类油气保存单元的勘探前景取决于二次生供烃潜力。

（3）残余型油气保存单元（秧坝型）

中、新生代构造运动改造较强，大部分地区区域盖层被剥蚀，仅局部地区残留中、新生代区域盖层。这类保存单元包括南盘江坳陷的秧坝区块、楚雄盆地西部、十万大山盆地南部及类似地区，南盘江坳陷的秧坝区块区域盖层为中三叠统一套砂泥互层沉积，残留厚度 2 000～5 000m，分布约 3 400km^2，楚雄盆地西部和十万山盆地南部的区域盖层为 J—K，分布面积更大。残余型油气保存单元的保存特征是：①有一套构造变形较强、成岩作

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

用高的区域盖层；②无异常地层压力特征；③地层水为过渡类型。如秧坝区块秧1井和楚雄盆地乌龙1井钻遇地层均无异常高压，秧1井二叠系栖霞组氯根含量15 275mg/L，地层水总矿化度17.6～29.9g/L，水型为$NaHCO_3$到$CaCl_2$型，变质系数0.89，总体表现为过渡类型地层水特征。

8 再生——二次生烃、晚期成藏

经过几十年的勘探，目前在江苏下扬子地区发现了朱家墩、黄桥二次生烃、晚期成藏的天然气藏。据气体组份及碳同位素对比研究，前者气源来自高成熟度的上古生界煤系烃源岩和中新生界低成熟气源层的混合（图6）。后者虽是以非烃气为主，但有资料证据表明所伴生的少量烃类气是来自海相地层的二次生烃。

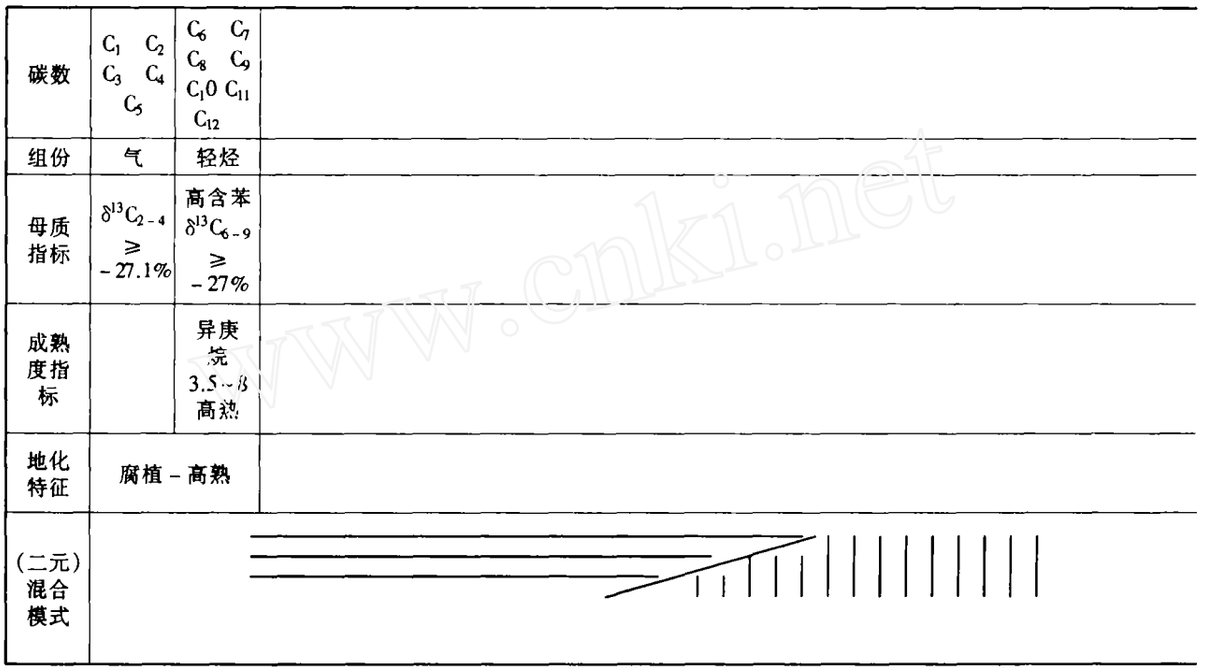


图6 苏北盆地朱家墩气田混源模式（据马永生等[1]，2002）

8.1 朱家墩气田海相再生烃源的依据

（1）天然气属干气，不是陆相原油伴生气。天然气组份分析甲烷含量达91.17%～95.33%，干燥系数为18.63～50.44，属干气类型；

（2）$\delta^{13}C_1$同位素值明显比陆相原油伴生气高得多，如朱家墩气$\delta^{13}C_1$为-38×10^{-3}～-40×10^{-3}，而东60井则达到-50×10^{-3}，反映两者演化程度不同。

（3）轻烃高含苯，异庚烷值高达3.5～8，均反映来源于高成熟度气。

（4）盐城3井泥盆系五通组和盐参1井阜一段轻烃组成与碳同位素对比表明，二者具较好的可比性，应为同一源岩，而后者气源不可能来源于比它浅1000多米第三系源岩。

（5）陆相泰州组至阜宁组一段烃源岩生成的油气资源量不及朱家墩气田已发现的天然气地质储量（盐城凹陷油气远景资源量仅为$200\times10^8m^3$，而朱家墩气田的已控制地质储量为$179\times10^8m^3$）。

8.2 江苏下扬子地区有机质“后期增熟”的地化证据

（1）同一地区或相邻地区出现两组同源但不同成熟度的油。根据油源研究，句容、黄桥发现的油主要来自下三叠统和上二叠统，但通过MPI－Ro关系式计算，表明有两种不同成熟度来源，大部分来自Ro为0.7%～1.2%的源岩，少部分来自Ro为1.6%～1.7%源岩。

（2）同层烃源岩的成熟度平面变化很大，是后期埋深不同所产生的。江苏地区上古生界烃源岩，

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

有的处于成熟阶段，有的已达高成熟甚至过成熟阶段（表 2），据分析，如此显著的差别在印支期末以前的稳定沉积期和中燕山期构造变动期均不能形成，唯一解释是后期中、新生界埋藏深度不同而引起。

(3) 一些地层倒序剖面上成熟度差异较大。如圣科 1 井钻遇向斜上翼二叠系埋深 570～670m，Ro 为 0.71%～0.89%；下翼重复出现的二叠系，埋深为 2 074～2 424m，Ro 为 1.32%～1.55%（图 7）。同样的情况还出现在海参 1 井、N1 井和应 2 井（表 3）。

8.3 海相地层二次生烃潜力

江苏下扬子地区的二次烃源潜力是巨大的。最近陈安定等根据热模拟实验求得了不同成熟度古生界烃源岩的剩余产烃率（表 4）并通过盆地模拟计算了江苏下扬子地区古生界早白垩世之后的“晚期生烃”增量，为 1 546.95×10^8t（或 1 000×$10^8$$m^3$），占累计生烃总量的 23.7%（约 1/4）。

江苏下扬子区的勘探实践表明，经过强烈改造后又被中、新生代裂谷盆地所覆盖的海相残留盆地，“二次生烃、晚期成藏”是主要的成藏模式，晚期烃源既可聚集在海相内幕构造中，也可聚集在印支面以上的中、新生界陆相圈闭中，形成“古源新储”气藏。

表 2　江苏部分地区烃源岩成熟度对比表（据陈安定，等[13]，2001）

印支期以来较少增熟			印支期以来增熟明显		
地区（井号）	层位	Ro（%）	地区（井号）	层位	Ro（%）
容 2	T_1	0.6	靖江孤山	P_2l	0.92～1.24
镇江	P_2	0.63～0.83	获 4	P_1g	1.47
N 参 2	C/P_1	0.52～0.72	句容	P_2l	0.87～1.2
苏 174	P_2l	0.77	汤山	P_1	1.69～1.71
沈 1	S_1g	1.49	仑山	P_1	1.56～1.66
获 3	O_3w	1.66	常州	P_2l	1.43～1.80
获 7	Z_2d	2.18	张家港	P_2l	1.54～1.55
			海参 1	P_2-T_1	1.64～2.05
			滨Ⅱ－2	C_2-1	1.45～1.84
			滨Ⅰ－4	P_2l	2.12～2.28

表 3　地层倒序剖面 R 纵向变化（据陈安定等[13]，2001）

井　号	地层反序（上部/下部）	上部地层 Ro/下部地层 Ro
海参 1 井	P_2l～P_1q（?）/T_1xT_1s	1.56～1.66/1.77～2.02
N_1 井	C_2/P_1	1.17/1.28～1.42
应 2 井	D_3/C_1	1.11/1.23～1.65

表 4　江苏地区古生界烃源岩剩余产烃率（据陈安定等[13]，2001）

井号	层位	有机碳/%	岩性	Ro/%	IH（mg 烃/g.TOC）	甲烷产烃率（m_3/t.TOC）
获 3	O_{3w}	1.95	黑色泥岩	1.66	120	64.08
获 4	P_{1q}	0.65	灰黑色泥岩	1.46	232	72.5
海参 1	T_{1x}	0.45	黑色钙质泥岩	1.77	12	115.9
海参 1	T_{1s}	0.42	灰黑色灰质泥岩	1.77	15	14.41

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

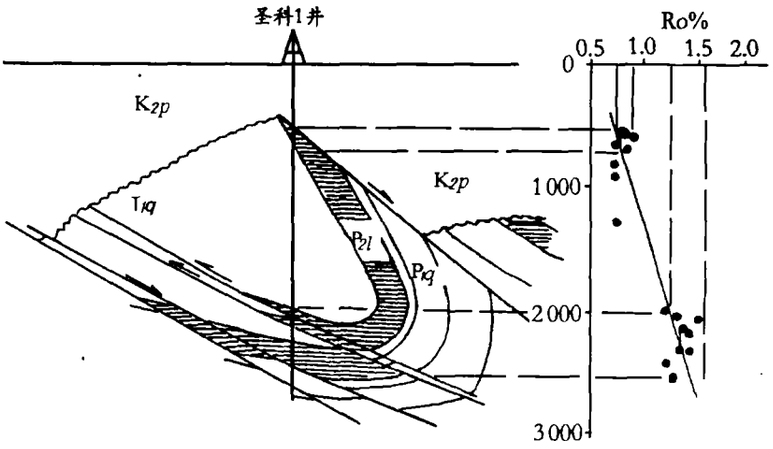


图7 圣科1井向斜两翼烃源岩成熟度差异（据陈安定，等[13]，2001）

9 潜力

南方地区是中国境内海相碳酸盐岩地层发育分布最广和沉积厚度最大的地区，分布有四川、江汉、下扬子、楚雄、十万大山等大中型盆地。南方海相领域的油气勘探潜力巨大，“八五”期间对南方两个前陆盆地带16个盆地预测的总资源量为：石油 31.1×10^8t，天然气 $38\,941.5\times10^8$m^3。“九五”期间对当时认为的九个有利勘探区块（2000年资料）进行资源评估，其总油气资源量为 120.30×10^8t（油当量）。占我国陆上 694×10^8t 油气总资源量（1994年全国第二轮油气资源评价资料）的17%。近期中石化组织了对包括川东北、鄂西渝东区在内的九个重点区块油气资源评价，其远景资源量为8.29万 $\times10^8$m^3（表5）。如果考虑四川盆地的资源量，则整个南方海相领域重点探区的油气总资源量为 15.48×10^8m^3（气当量）。

表5 南方海相中、古生界油气资源序列表（据马永生等[1]，2002）

区块（盆地）	面积 S/km^2	沉积岩厚度 d/m	主要目的层系	潜在资源量		总资源量
				油/10^4t	气/10^8m^3	气当量/10^{12}m^3
川东北	5 400		$C_{2h}\sim P_{2ch}$、T_{1f}^{2-3}、T_{1j}^{2}		1 450.42	0.838 7
鄂西－渝东	20 200	14 000～15 000	P_{2ch}、C_{2h}、T_{1f}		1 572.13	1.196 3
楚雄盆地北部	20 000	20 000	T_1、D_2、$\in$	7 343	2 893.75	0.796 3
秧坝区块	13 000	6 000	P、D、$\in$		845	0.484 4
江汉盆地南部	31 900	5 000～6 000	T_1、P、C_{2h}		5 953	0.987 3
句容－海安	50 000	6 000～10 000	$\in$、C_{2dh}		866	1.035 0
十万大山南部	7 000	10 000～15 000	T_1、P、C_{2+3}	5 702.9	302.6	0.802 1
湘鄂西	56 800	14 000～15 000	O_1、$\in$、C_2			1.498 3
思茅坳陷	30 255	5 000～1 100	J、T、P			0.649 8
合 计	230 500			13 045.9	13 883	8.288 2

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

南方海相探区大部分地区勘探程度仍很低。例如中扬子地区钻遇海相地层的各类探井为 91 口，其中以覆盖区海相地层为目的的探井为 78 口，平均每平方千米仅 0.003 9 口。下扬子区钻遇古生界的探井为 213 口，但大部分为苏南地区的浅井，若以中古生界进尺大于 500m 的探井统计，其探井密度为每平方千米 0.001 2 口。其它探区的探井密度则更低。勘探程度较高的四川盆地资源探明也只有 8.68%。这表明南方探区仍具有较大的勘探空间和资源潜力。

近期的一些勘探新发现则表明，一些过去不看好的地区仍有潜在的勘探价值。如南盘江坳陷的秧坝区块地表三叠系褶皱变形强、有机质演化程度高，但地震和 MT 资料表明地腹古生界变形弱，发育大型背斜构造，秧 1 井和双 1 井钻探揭示二叠系有机质成岩演化并不高、保存条件好并见良好油气显示。松潘－阿坝地区近期地面地质调查和综合地球物理勘探资料表明古生界发育十分良好的烃源岩和多套储集体，地腹构造相当稳定，是一个具有良好前景的地区。

10　方向

通过近期对南方海相领域的进一步勘探选区，认为今后的有利勘探方向包括三大领域和五类有利地区。

三大领域是海相中古生界、海陆交互的中生界前陆盆地和以海相为源的陆相中新生界领域。

五类有利地区包括：

①四川盆地的川东北和鄂西渝东区块：为持续型油气保存单元，主要以寻找中、古生界原生与改造型天然气为主，其中川东北区勘探程度较低，具有较大的勘探资源潜力与勘探空间。

②中下扬子覆盖区的江汉盆地南部和句容－海安区块：为重建型油气保存单元，主要以寻找中、古生界改造型和再造型油气藏为主。

③扬子西南缘前陆盆地的楚雄盆地北部和广西十万大山盆地南部区块：为残留型或重建型油气保存单元，以寻找类似川西坳陷中生界致密砂岩天然气藏为主。

④湘桂地块复杂变形区的南盘江坳陷秧坝区块，为残留型油气保存单元。

⑤大巴山等板缘推覆构造带。

参 考 文 献

〔1〕马永生，郭彤楼，付孝悦，肖朝晖．中国南方海相石油地质基本特征及勘探潜力分析〔A〕.21 世纪中国油气勘探国际研讨会论文集〔C〕.2002.

〔2〕钟大赉，吴根耀，季建清，等．滇东南发现蛇绿岩〔J〕．科学通报，1998，43（13）．

〔3〕张伯友，石潘全，杨树锋．古特提斯造山带在华南两广交界地区新证据〔J〕．地质论评，1995，41（1）．

〔4〕吴浩若．放射虫硅质岩对华南古地理的启示〔J〕．古地理学报，1999，1，28～32．

〔5〕施央申，刘寿和．福建南溪石炭纪复理石建造的发现对认识浙闽沿海中生代火山岩基底大地构造性质的意义〔J〕．南京大学学报（自然科学版），1980，(4)．

〔6〕吴岐，等，福建福鼎石炭系及其构造环境〔J〕．中国区域地质，1990（4）．

〔7〕侯泉林，李继亮．闽西南前陆褶皱冲断带〔A〕．载东南大陆岩石圈结构与地质演化〔C〕．冶金工业出版社，1993.

〔8〕王尔康，刘聪．闽西南粤东北晚古生代的火山作用〔A〕．载东南大陆岩石圈结构与地质演化〔C〕．冶金工业出版社，1993.

〔9〕柳淮之，等．华南海西花岗岩〔J〕．桂林冶金地质学院学报，1985.

〔10〕孙肇才，丘蕴玉，郭正吾．板内变形与晚期次生成藏——扬子海相油气总体形成规律的探讨〔J〕，石油实验地质，1991，(1)．

〔11〕付孝悦，肖朝晖，张汉荣，陈光俊．晚印支以来的中国南方大陆构造演化与油气分布〔A〕.21 世纪中国油气勘探国际研讨会论文集〔C〕，2002.

〔12〕付孝悦，王津义，张汉荣．南方海相天然气保存机理及保存条件初探〔J〕．海相油气地质，2002，7（2）．

〔13〕陈安定，刘东鹰，刘子满．江苏下扬子区海相中、古生界烃源岩晚期生烃的论证与定量研究〔J〕．海相油气地质 .2001，6（4）．

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved.　http://www.cnki.net

SOUTHERN CHINA OIL AND GAS
Vol. 57 No. 3 ~ 4 2002
ABSTRACTS

A Geologic Characteristics and ExplorationEvaluation of Natural Gas Accumulation Formation of Marine Strata in South China

Yang Fangzhi; Ma Yongsheng; Fu Xiaoyue

(Southern Exploration and Development Division Company of SINOPEC, Kungming, Yunnan 650021, China)

Abstract: According to exploration results and new understanding in recent years, this paper presents a discussion of a geologic characteristic of natural gas accumulation formation in marine strata as well as its potential and development trend of exploration resources from ten sides. We believe those four main stages of basin reformation and three various important motion modifications of marine basins in South China have been experienced, and finally come into being five original super petroleum systems. The natural reservoirs are characterized by multi - period and multi - source hydrocarbon generation along with late composite natural gas accumulation formation. The presence of pressure seal as well as three - dimensional preserved systems are important basic factors of natural gas accumulation formation. Preserved types consist of sustained type (Sichuan type), reconstructed (middle - lowerYangzi type) and residual type (southern Panjiang type). Total oil and natural gas resources in South China (including Sichuan basin) are $15.4 \times 10^8 m^3$ (equivalent gas). Favorable exploration trends in the future include five kinds of areas: 1) Mesozoic - Paleozoic marine facies strata; 2) Mesozoic alternating continental - marine facies strata and three big areas of continental Mesozoic - Cenozoic strata which are of marine hydrocarbon source rocks along with Sichuan basin; 3) Mesozoic - Cenozoic basin area coverage of middle - lower Yangtze and foreland basins of Yangtze western margin; 4) local favorable preserved blocks of intraplate complex deformation areas and 5) plate - edge nappe structural zones.

Key words: Background; Basin formation; Hydrocarbon generation, Hydrocarbon accumulation formation, Basin reformation; Residual zone, Preserved; Regeneration; Potential; Trend

Oil & Natural Gas Exploration Direction of Mesozoic - Paleozoic Strata in The Lower Yangtze Region (Jiangsu and Anhui regions)

Chen Anding

(Geologic and science research institute, Jiangsu Oilfield Division Company, SINOPEC, Yangzhou 225009 P. R. China)

Abstract: On the basis of oil & gas exploration history, lessons and geologic characteristics of Lower Yangtze region as well as study of Zhujiadun and Huangqiao gas field formation, this paper presents that the recent oil & gas exploration objects of Mesozoic - Paleozoic strata in Lower Yangtze region should be Indosinian surface (including Upper Paleozoic) of Subei basin and Huangqiao area and Mesozoic - Cenozoic sequences that its lower part is hydrocarbon source rock and upper part is reservoir, but their buried depth should be more than that of uplift and low - uplift in depression. In summary, oil & natural gas exploration direction should be going into basin, increasing exploration depth and taking aim at shallower horizons.

Key words: Lower Yangtze region; Jiangsu and Anhui area; Oil & natural gas exploration; Oil & natural gas in marine strata; Marine carbonatites

Thought on The Oil and Natural Gas Exploration irection of Mesozoic - Paleozoic Strata in South China

Tian Haiqin; Wo Yujin; Zheng Lei; Shong Liheng; Wan zhiming

(Natural gas department of exploration & Development research institute, SINOPEC, Beijing, 100083, P. R. China)

© 1994-2008 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net