

文章编号: 0253-9985(2001)03-0195-08

中国南方中、古生界油气勘探的思路*

戴少武^{1,2}, 贺自爱², 王津义²

(1. 中国地质大学资源学院, 湖北武汉 430074; 2. 中国石化石油勘探开发研究院荆州新区勘探研究所, 湖北荆州 434100)

摘要: 中国南方改造型盆地的特点, 决定了其油气成藏的复杂性和多样性。以成藏的基础、关键、归宿特殊性的分析、论证为基点, 根据: (1) 现今油气藏的定位不决定于原型盆地, 而与晚期改造, 再分配烃源控制的空间有关; (2) 主导成藏模式应为早期聚集晚期成藏、晚期聚集晚期成藏两种类型; (3) 油气的高演化 and 晚期成藏的特点, 决定了南方应以找气为主; (4) 晚期重建整体封存体系的优劣是能否成藏并保存的关键, 其核心是建造与改造的统一; (5) 南方天然气的储集以多层系、多类型为特点, 应坚持“有主要目的层, 而不唯主要目的层”, 多层兼顾, 立体勘探和“二次生烃, 多层储集、动态成藏, 整体封存”的勘探思路。

关键词: 油气; 勘探思路; 动态成藏; 封存体系; 华南

第一作者简介: 戴少武, 男, 45岁, 教授级高工, 石油地质

中图分类号: TE121.1

文献标识码: A

1 成藏条件

1.1 基础

以印支运动为转折, 中国南方进入两个不同世代的构造体制, 也形成两个世代的含油气体系。中、古生代以原始的烃源为核心, 构成第一世代的含油气系统(以油为主); 中、新生代则以再分配的烃源(水溶脱气、裂解气、二次生烃热解气、非烃气)为核心, 构成第二世代的含油气系统(以气为主)。二者有区别, 有联系, 共同构成南方碳酸盐岩地区复合的含油气系统。

1.1.1 原始烃源

原始烃源的先天优越, 已由不少研究成果所证实, 并取得基本一致的认同, 故不再重复, 只从生烃环境作简要的概括。

下古生代烃源岩形成于: (1) 受上升流控制的静海环境; (2) 受古地形控制的封闭滞流静海环境。两种生烃环境的共同特征是分布面积广, 皆为缺氧环境, 适于有机质的保存。特别是前一环境由于上升流的作用, 表层水中生物大量繁殖, 成为非常理想的生烃环境。下寒武统黑色页岩即属第一类环境, 因而成为威远气田的主力贡献源。志留系、奥陶系碳-硅质岩、碳质泥页岩、黑色泥页岩等深水沉积, 皆属第二类生烃环境。二者共同构成第一世代早期聚集

早期成藏的贡献源。麻江、瓮安、铜仁和丹寨古油藏的形成即可为证。

上古生代烃源岩形成于裂谷盆地-裂谷边缘盆地环境。这种生烃环境比被动大陆边缘的水动力能量弱, 在氧化界面较浅的情况下, 只要存在海底地貌差异, 或其他闭塞条件, 便可形成贫氧-缺氧的生烃环境。泥盆系、石炭系、二叠系烃源岩, 都形成于上述环境。这种环境形成的烃源, 其分布范围、烃源质量、生烃强度, 都略逊于下古生界烃源岩。不过上古生界煤系发育, 具备形成煤成气的优越条件, 为下古生界所难比拟。

1.1.2 再分配烃源

印支运动以后的中国南方进入以陆相盆地发育的构造时期, 也是早期聚集原生油气系统的变革时期。在这一变革过程中, 中、古生代原生含油气系统, 都受到程度不等的改造, 并参与到第二世代含油气系统建造的动平衡过程之中。MacGregor^[1]的研究表明, 喜马拉雅-阿尔卑斯是全球最主要的成藏期, 现有大油田的50%以上是在35 Ma以来就位的。这说明: (1) 晚期的构造运动对现今油气藏的定位, 起着举足轻重的作用; (2) 油气藏形成得愈晚, 所受的改造愈少, 愈易于保存。因此, 南方碳酸盐岩地区应以早期聚集晚期成藏和晚期聚集晚期成藏为主导形式。这一晚期成藏过程中, 已非以原始烃源岩为核心, 而是突破这一范畴形成以再分配烃源为核心的含油气系统, 构成多元供烃的动态成藏系统。

* 中国石化集团南方油气勘探部署研究项目

收稿日期: 2001-04-10

1.1.2.1 裂解烃源

早期聚集早期成藏的液态烃,被中、新生代的巨厚沉积再次深埋,当 $R_o > 2.0\%$ 时,经高温裂解作用,转换成为裂解天然气。在其平衡关系被晚期的构造运动改造突破后,必然引起再分配、再调整的新的动平衡过程。在这一新的含气系统建设过程中,旧的含油气系统转化成为新含气系统的烃源之一。四川盆地震旦系到三叠系不同层位天然气的正烷烃、类异戊二烯烃、支链烷烃及环烷烃4类不同结构的系列化合物皆具 C_{12} 的绝对优势,在其组成中又以异构烷烃占很大比例,反映它们具有基本相同的气源,属次生成因,是油型裂解气长期溶解于地层水中,晚期大幅度抬升脱气聚集而成藏的,证明早期聚集的裂解气在晚期成藏中的重要贡献。

1.1.2.2 水溶气源

在正常压力、温度下,甲烷在水中的溶解度并不高,如温度 $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、压力 1.38 MPa 时,甲烷对蒸馏水的气水比为 0.409 ;但当温度、压力分别达到 $171.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 、 28.85 MPa 时,气水比增加 185 倍,达到 $75.6^{[2]}$ 。其中,以压力变化对甲烷溶解度的影响更大,如黑海北岸刻赤半岛异常高压带井下 $3\text{ }000\text{ m}$ 深、井温 $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,气水比为 5 ,井深 $3\text{ }000\sim 4\text{ }000\text{ m}$ 时,气水

比为 7 , $4\text{ }000\sim 5\text{ }000\text{ m}$ 时,气水比增到 19 ;又如美国墨西哥湾海岸平原井深 $4\text{ }500\text{ m}$ 时,气水比可达 27 ,井深 $6\text{ }000\text{ m}$ 时,气水比高达 $92.8^{[3]}$ 。这些数据都说明在特定的温、压下,水溶气的规模相当可观,可以成为第二世代含油气系统建设过程中的重要烃源,威远气田即可为证。

1.1.2.3 二次生烃

下扬子朱家墩气田的发现,证明二次生烃为晚期成藏作出了重要贡献,可以成为天然气藏的主力烃源。朱家墩气田天然气碳同位素特征为:(1)天然气具正碳同位素系列,即 $\delta^{13}C_1 < \delta^{13}C_2 < \delta^{13}C_3 < \delta^{13}C_4$ (表1)*,表明为有机成因烷烃气;(2) $\delta^{13}C_1$ 为 $-3.777\%\sim -4.099\%$,正属于油型热解气的范畴($-5.5\%\sim -3.7\%$)。油型热解气分两个亚类:a.原油伴生气,碳同位素偏轻, $\delta^{13}C_1$ 为 $-5.5\%\sim -4.5\%$;b.凝析油伴生气,碳同位素偏重, $\delta^{13}C_1$ 为 $-4.5\%\sim -3.7\%$ 。朱家墩气田天然气碳同位素值正属后者,也与产凝析油的事实相吻合。上述证据表明,朱家墩气田天然气为有机质在热成熟阶段($R_o = 0.5\%\sim 2\%$)经热催化作用降解形成的热解气。气源应是下伏的海相烃源岩,即二次生烃所形成的天然气。

表1 朱家墩气藏天然气碳同位素值一览表*

Table 1 Carbon isotopic values of natural gas from Zhujiadun gas pool

井号	层位	井深/m	$\delta^{13}C_1/\%$	$\delta^{13}C_2/\%$	$\delta^{13}C_3/\%$	$\delta^{13}C_4/\%$	$\delta^{13}C_5/\%$	$\delta^{13}C_6/\%$
盐参1井	E_{1f}^1	3 766~3 782.6	-3.78	-2.70	-2.56	-2.54	-2.35	
	K_3t	4 028~4 050.6	-3.777	-2.831	-2.605	-2.516		
	K_3t^1	4 026	-4.099	2.706	-2.488	-2.444		
盐城2井	K_3t^2	3 788~3 799	-3.79	-2.69	-2.54	-2.61	-2.35	
	K_3t^1	4 010~4 018	-3.80	-2.70	-2.52	-2.42		
新朱2井	E_{1f}^1	3 770.4~3 788.4	-3.81	-2.65	-2.55	-2.46	-2.47	-2.54

朱家墩气田所处的盐城凹陷下古生界与上古生界均为低演化区,前者 R_o 为 $1.5\%\sim 2.0\%$,后者小于 1.5% ,都能为二次生烃形成热解气作出贡献。戴金星等^[4]将油型气进一步分为热催化成气带($R_o = 0.6\%\sim 1.3\%$)、热催化-裂解成气带($R_o = 1.3\%\sim 2.0\%$)、高温裂解成气带($R_o > 2.0\%$),朱家墩气田上古生界处于热催化成气阶段,下古生界处于热催化-裂解成气阶段。

盐城凹陷古生界低演化的出现,有其特定的地质条件。下扬子地区HQ-13线地球物理剖面所揭示的隆坳转化规律(图1)^[5],可以为此作出解释,即盐城中、新生代凹陷发育在中、古生代的隆起上。除江汉盆地外,南方其他地区可能不具备这一

特定地质条件,但上古生界一般处于高成熟-过成熟阶段,仍能为二次生烃作出贡献,成为晚期聚集成藏的烃源之一。

1.1.2.4 非烃气源

黄桥 CO_2 气田的发现,表明非烃气在晚期成藏中的作用。黄桥二氧化碳气碳同位素为 $-0.275\%\sim -0.588\%$,与太平洋热液的二氧化碳碳同位素($-0.6\%\sim -1.194\%$)并不相似,而是稍重于真正岩浆脱气所形成的二氧化碳的碳同位素值,同时又轻于碳酸盐岩热变质分解产生的二氧化碳的碳同位素值($-0.20\%\sim 0.20\%$),实际是处于幔源岩浆

* 马力. 南海相中古生界天然气地质综合研究总结. 2000

成因与碳酸盐岩变质成因的重叠区间, 应是以幔源为主的混合气。

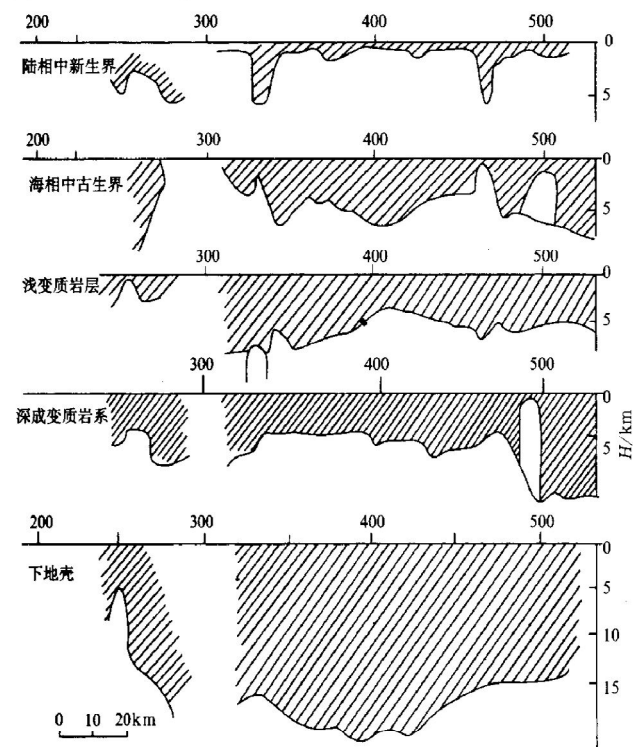


图1 下扬子地区纵向各构造层坳陷交替互相转化(据[5])

Fig. 1 Alternated transformation of depressions and uplifts of vertical structural layers in Lower Yangtze Region

南方中、新生代盆地同样地经历过多次的构造变革, 特别是晚期的伸展、拉张, 伴随以多次的火山岩的侵入与喷发, 为无机成因气的形成、释放、聚集, 创造了有利的条件。即使在构造变动微弱的四川盆地, 也不能排除无机成因气在第二世代含油气

系统建造过程中的作用。威远气田的气源, 无疑是下寒武统主力烃源岩液态烃的裂解、水溶; 但威28井井深3 626~3 736 m的前震旦系花岗岩中, 发现成分异常的天然气, Ar含量为0.205%~0.275%, He含量为1.197%~1.604%, 均较灯影组天然气高出一个数量级, 特别是二氧化碳碳同位素值为-0.30‰~-1.45‰, 表明为无机成因(图2)^[6]。说明威远气田可能有部分深源气进入气藏。变形非常微弱的威远尚且如此, 南方其他构造变形强烈、火山活动频繁区, 不言而喻可为晚期成藏作出贡献。

上述各再分配烃源在建造第二世代含气系统的过程中, 应以多源补给为主导, 这与南方多旋回地质结构、多期次构造变格的特点有关。当然, 再分配烃源的一源供给亦可成藏, 如朱家墩气田; 但在多源补给的条件下更能形成气藏的规模。

1.2 关键

重建整体封存体系是南方油气能否成藏并保存的关键, 其核心是建造与改造的统一。建造结构的不同, 则其应变的功能不同; 改造的方式不同, 其产生的反应也不同。四川盆地中, 新生代为连续的前陆盆地所建造的整体封存体系, 喜山晚期的褶皱隆升, 不但没有对重建整体封存体系的有效性产生影响, 反而造成减压、降温, 使深部地层中的水溶气析出成藏; 苏北-南黄海凹陷的中、新生代为前陆盆地、走滑盆地、断陷盆地叠加组合所建造的整体封存体系, 其结构不同于四川盆地, 应变功能也就不同, 在燕山-喜山期的各次构造运动中, 形变改

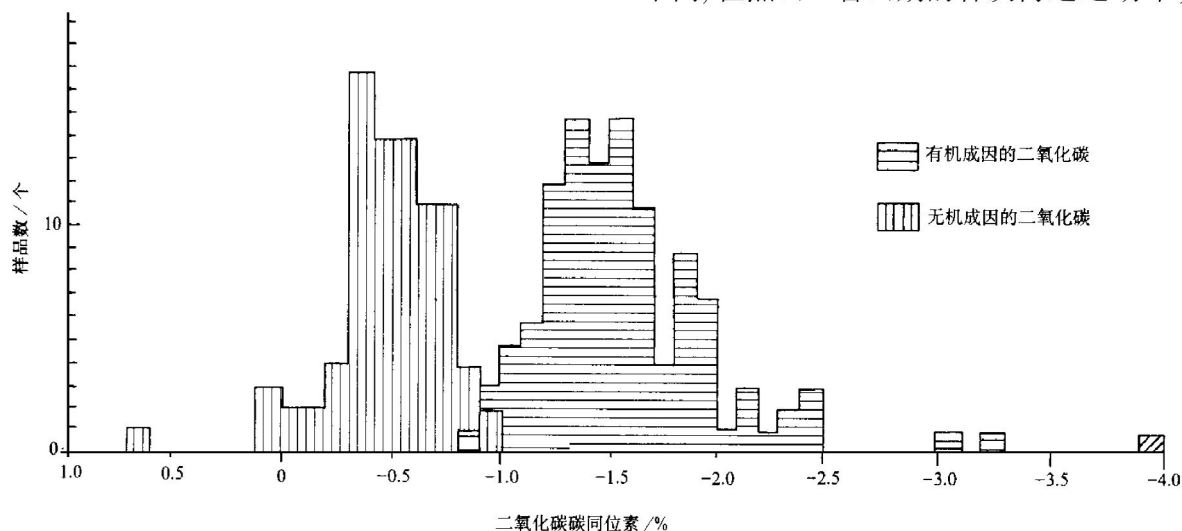


图2 中国有机成因和无机成因二氧化碳碳同位素频率图^[6]

Fig. 2 Carbon isotopic frequency of organic and inorganic CO₂ in China

造使整体封存的有效性受到一定的冲击, 但喜山晚期的整体沉降, 却又重建了N-Q基本没有变形的

整体封存体系。两个极端的例证说明: (1) 改造不等同于破坏; (2) 建造与改造的搭配关系非常重要。

重建整体封存体系的优劣,并非取决于叠加方式,而是与构造形变的期次、强度有关。例如四川盆地、楚雄盆地、十万山盆地,皆为前陆盆地连续叠加方式,但构造形变的期次、强度各异,则封存功能不同;四川盆地与苏北-南黄海、泰国呵叻盆地的叠加方式不同,但因后二者最晚一期的坳陷沉降,形变微弱,仍具类似的封存功能。所以,整体封存体系的优劣取决于建造与改造的配置关系。据此将重建整体封存体系分为两大类六亚类。

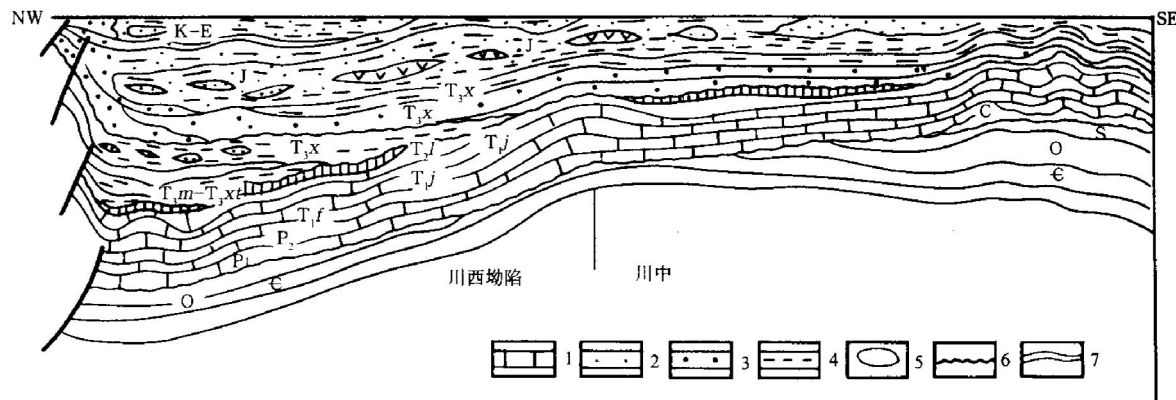


图3 四川盆地川西、川中地区盆地结构示意图(据[5])

Fig. 3 Sketch map of basin texture in west Sichuan and central Sichuan regions of Sichuan Basin

1—白云岩和灰岩;2—砂岩;3—砾岩;4—泥岩;5—介壳灰岩;6—不整合;7—变质岩

1.2.1.2 再造型

中、新生代建造的整体封存体系为多类型盆地的叠加,一般为前陆盆地、走滑盆地、断陷盆地、坳陷盆地三层或四层的叠置。因为非单一盆地类型的叠加沉积,盆地类型的转变必然伴随多期次构造

1.2.1 沉积建造型

1.2.1.1 保持型

中、新生代单一盆地类型的连续沉积,建造了巨厚的整体封存体系,在燕山-喜山期的挤压、伸展构造形变中未受明显的影响,喜山晚期虽遭一定程度的抬升剥蚀,但对已建造的封存体系改造微弱,仍然保持了整体封存功能,以四川盆地(图3)^[5]、泰国呵叻盆地为代表。

运动和较强烈的形变与改造,原建造的封存体系卷入褶皱断裂或遭受抬升、剥蚀;但随后喜山晚期区域性的坳陷型盆地,却构成了再造的基本未变形的整体封存体系,以苏北-南黄海为代表(图4)。

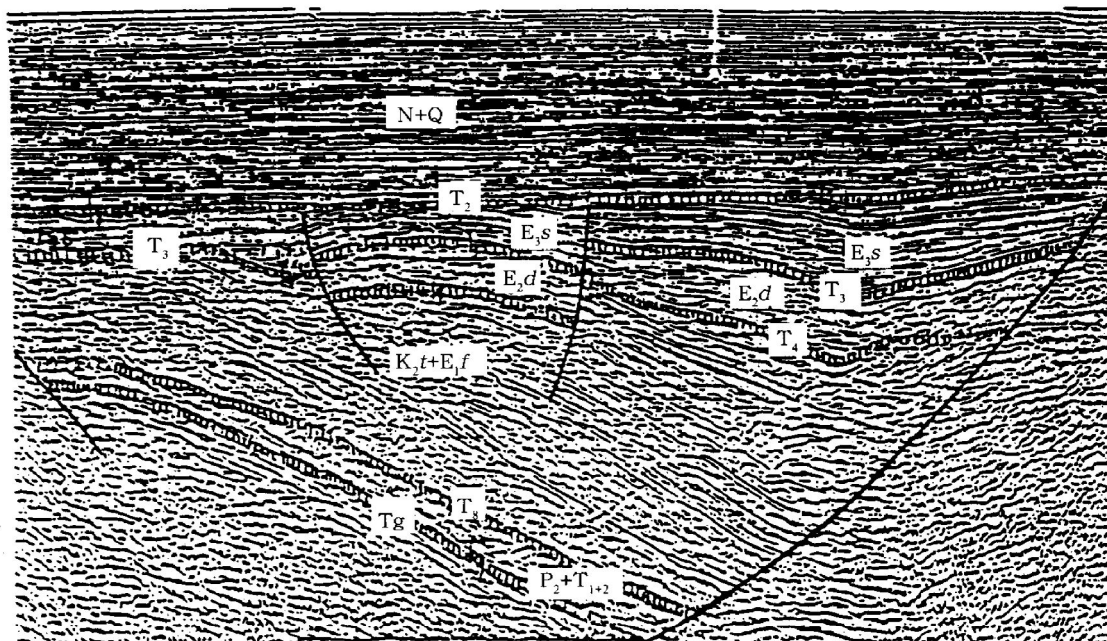


图4 南黄海盆地南部坳陷局部挤压背斜剖面

Fig. 4 Profile of regional compressed anticline in the south depression of South Yellow Sea Basin

1.2.1.3 割裂型

中、新生代建造的整体封存体系,或为前陆盆地持续叠加,或为前陆盆地、断陷盆地、走滑拉分盆地的多类型叠加,但均处于多期次强烈构造变形,多期次改造的环境下或因抬升、剥蚀,重建封存体系的空间连续性遭到改造,或因构造变形强烈,重建封存体系被断层切割而复杂化。但这一封存体系的封存功能仍然保持,只是更加复杂、多变,构成多个独立的封存体系。南盘江秧1井离子色谱法测得 Cl^- 为 15 275 mg/L, Br^- 为 126 mg/L,总矿化度为 29 900 mg/L,属 CaCl_2 型水,就是以事实证明了此类封存体系的封存功能。楚雄、十万山、南盘江、苏南皆属此类。

1.2.1.4 残留型

中、新生代重建的整体封存体系大部分被破坏,仅在有限的范围内保留或重建,或残留于向斜,或残留于断陷,已不足以构成整体封存功能,但在局部仍能形成封存体系,如湘鄂西和湖南东部的衡阳盆地。

1.2.2 构造建造型

1.2.2.1 构造推覆保存型

这一类型是由推(滑)覆造山作用重建的推(滑)覆体与被掩伏所形成的封存单元。江南—雪峰、大巴山、十万山大型推覆体下均有此类封存体系。此类封存体系研究程度较低,是一个值得进一步探索的领域。

1.2.2.2 构造推覆重建型

在推覆体形成的封存单元上,叠置以中、新生代沉积盆地,形成新的重建型封存体系,以洞庭盆地为代表。此类重建的封存体系为坳陷型沉积,形变比较微弱,与推覆体共同形成封闭体系,其封存功能应优于前者。

根据目前的认识,六类重建封存体系从好到差的排列顺序为:沉积建造保持型→沉积建造再造型→沉积建造割裂型→构造推覆重建型→构造推覆保存型→沉积建造残留型。由于对构造建造型重建封存体系的研究水平很低,很难作出确切的评估,也许随着研究的不断深入,其位置会有所提高,特别是构造推覆重建型。

1.3 归宿

油气勘探实践表明,当某一地区某一层位发现油气后,在其纵向的叠置层位,都会查明数量或多或少的烃类存在。阿科马盆地—沃希托逆掩断层

带的勘探实践,证实了这一叠置定则。Red Oak 气田和 Wilburton 气田都是由浅到深不断发现新的气层,例如后者最初发现的天然气在浅层(深 600~1 000 m, Atoka 组砂岩),以后又发现了更高产量的较深气层(深 2 100~2 700 m, Spiro 砂岩),再后来又发现了埋藏更深、产量更高的气层(深 3 600~4 600 m, 低幅度逆掩地垒中的 Spiro 砂岩和 Arbuckle 群碳酸盐岩)^[7]。我国四川、下扬子区的油气勘探实践,也证实了这一叠置定则的普遍性,都是以多层储集为特点。

1.3.1 储集特征

(1) 南方碳酸盐岩地区历经加里东、海西、印支多幕多期的构造运动,与之相应的必然是伴以多期次区域性的古岩溶发育过程,也就为形成多层以岩溶为主体的储集空间,创造了良好的条件。新疆的阿克库勒、塔中、玛扎塔克、雅克拉、英买力,以及鄂尔多斯等大、中型油气田,无不与古岩溶的储集有关。这一普遍性也决定了南方碳酸盐岩地区,形成多层与古岩溶有关储集空间的可能性与必然性。

(2) 喜山期以及印支—燕山期的陆内形变广泛存在,多期性质不同的构造运动所形成的构造裂隙亦无处不在。四川的各气田,以及下扬子的黄桥气田、朱家墩气田的储集空间无一不与裂隙有关。威远气田的构造形变非常微弱,据 1 518 块储层岩芯(白云岩)的统计,平均孔隙度仅 1.91%,渗透率绝大多数小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;但动态资料计算的气井渗透率却达 $9.87 \times 10^{-3} \sim 389.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,说明凭借裂隙可构成良好的储集空间。南方其他地区构造形变比威远强烈得多,形成多层系的裂隙型储集空间应为必然。下扬子黄桥二氧化碳气田,以多裂缝系统为特征,海相地层呈低孔渗特点,孔隙度小于 3%,渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,天然气的富集关键是低孔渗背景中出现的局部高孔渗裂隙发育带,是上述推断的证明。

(3) 南方晚期成藏的特点,决定了烃源以气为主。水溶相、油溶相的天然气为侧向运移,游离相的天然气以垂向运移为主导。晚期成藏的烃源中除二次生烃的热解气可能有水溶相、油溶相外,其他多为游离相。所以除二次生烃可以作侧向运移外,其他烃源都以垂向运移为主导,通过断裂由深部(高势区)向浅部(低势区)运移。天然气具有分子量小、分子直径小、密度小、粘度小、扩散能力强的特点,上窜能力很强,几乎达到无孔不入的地步。

这就是天然气多层段储集的内在原因。

1.3.2 储层类型

1.3.2.1 裂隙-古岩溶叠加型

这类储层的储集空间为裂隙-孔隙型,以川东的黄龙组为代表。长期的反复的地壳隆升可以造成岩溶的不断垂向延伸,形成与渗流带和潜流带有关的孔洞带,特别是二者叠合或交错时,可形成总容积十分巨大的缝洞发育带,成为理想的储集空间。决定因素是岩溶发育的深度,隆起的时间愈长其岩溶的深度愈大。新疆阿克库勒奥陶系岩溶深度可达 200 m,甚至 400 m^[8],形成岩溶缝洞网络系统,构成产能相当高的储集体。南方碳酸盐岩地区的古岩溶能否达到上述深度难以预测,但像川东黄龙组那样持续抬升 20 Ma 的古岩溶作用应该不限于石炭系。

岩溶发育带形成的储集空间为近垂直的缝洞带(渗流带)和近水平缝洞带(潜流带)所构成的不规则的、在垂直和水平方向变化极大的岩溶缝孔洞网络。岩石内部的不均一性造成岩溶发育的不平衡性,易于形成缝洞群间的相互隔绝,有构造裂隙的叠加,方能沟通连为一体,形成三维空间纵横不规则连通的网络体系。

1.3.2.2 构造裂隙型

这类储层的储集空间为裂隙型,以黄桥、川西为代表。它们的共同特点是在低孔渗的背景下形成高孔渗的裂缝发育带。正因为如此,其特征为:(1)天然气的储集体并不限于某个孔隙条件特别好的地层单元,而是一个跨地层单元的外形不规则的被裂隙穿插切割的岩体,往往物性不好的部位反而高产,物性好的部位反而低产,如川西;(2)不受原岩性质的限制,可以在碳酸盐岩中形成裂隙发育带,也可在碎屑岩中形成裂隙发育带,甚至泥岩也可成为储层,如四川德阳孝泉地区非常规超压裂缝性气藏的天然气,就产在裂缝网络的砂岩和砂泥岩互层,以及泥岩之中^[9]。

1.3.2.3 裂隙-特殊岩体叠加型

这类储层的储集空间为裂隙-溶孔型,以川东生物礁、鲕粒滩储层为代表。南方碳酸盐岩地区形成生物礁与鲕粒滩的层系很多,具备形成与裂隙叠加储集体的条件。这些特殊岩类都以原生孔隙发育为特征,但在成岩过程中能够保存者却不多见。现存的储集空间多是与溶蚀有关的孔、洞,川东渡口河气田飞仙关组储层中发育粒间孔、遮

蔽孔、粒间溶孔、粒内溶孔、晶间溶孔等,其中以粒间、粒内溶孔为主,约占总孔隙的 90%,其他孔隙仅占 10%^[10];广西隆林祥播二叠纪生物礁沥青的赋存空间共划分出:孔隙型、裂缝型、复合型、包体有机质型 4 种类型,15 种孔隙^[11],以次生溶蚀孔隙最为普遍。鲕粒滩、生物礁溶蚀孔隙的发育与以下两个因素有关:(1)原岩的原生孔隙经长期成岩作用的改造,能够原封不动保存下来者几乎没有可能,或遗留残余孔隙,或充填殆尽,但因其原岩原生结构较粗为非均质沉积,常有隙可乘易于形成次生孔隙;(2)与盆地的生烃潜力有关,潜力大则脱羧作用强,循环介质的溶蚀能力亦相应增强。

祥播生物礁孔隙类型,已清楚地显示并非单纯的溶蚀孔隙,裂隙型的孔隙和复合型的孔隙也相当发育,特别是构造缝也常与溶蚀结合,构成裂隙-特殊岩体溶蚀作用结合-统一的储集网络。南方碳酸盐岩地区构造裂隙的普遍性,决定了裂隙-特殊岩体叠加的必然性。

1.3.2.4 陆相碎屑岩孔隙型

中、新生代陆相地层作为南方构造-沉积的组成部分,自然能够成为天然气的归宿空间。重建的整体封存体系,决定于建造又决定于改造,多期改造的结果,必然使侏罗系、白垩系、第三系,都能成为古生新储,深源浅储的空间,黄桥 CO₂ 气田、朱家墩气田、溪桥气田即为实例。天然气上突赋存的层位取决于两个条件:一是重建整体封存体系的类型,即建造与改造的配置关系;二是断层上下沟通层位的跨度。前者为整体控制,后者属局部强化,二者共同决定某个地区油气可能上达的层位。

这类储层的储集空间以孔隙型为主体,既有次生孔隙,又有原生孔隙。可能也有裂隙的叠加,但纯为从属地位,不会影响到储层层状展布的稳定性与均质性。储集空间与储集岩的原始结构、构造有关,受控于沉积相,或为河流砂体,或为三角洲砂体,或为滩坝砂体,或为湖底扇砂体,或为风成砂体,此为内因;不同的构造演化、不同的埋藏成岩作用,最终控制了储集性能的差异,此为外因。内因与外因的统一决定了此类储集空间的优劣。常规物性条件普遍优于中、古生代碳酸盐岩储层,以苏北为代表中、新生代陆相地层的层位愈新、物性条件愈好。

2 思路讨论

面对南方海相油气勘探的复杂背景和勘探实

践的艰难局面,有必要重新思考,探寻新的思路,下列问题必须正视。

(1)改造型含油气盆地后期强烈改造的特点,决定了油气成藏过程的复杂、多变,现今油气藏的定位不决定于原型盆地,而与晚期构造运动有关。适用于原型盆地或弱改造盆地的“定凹选带”等勘探思路,已不适用于复杂的改造型盆地,许多问题要重新思考,许多观念要再次更新。

(2)南方中、古生界原型盆地经历了印支、燕山、喜山强烈构造运动的改造,早期聚集的油气,除四川盆地在弱变化、连续沉降的特定条件下,以水溶气的方式被保存下来外,其他强变形地区很难原封不动地保存下来,能够幸存的也只是残余油气藏。气的散失与油不同,即使不受后期构造改造,甚至破坏,若无良好的封存条件,仅天然气的扩散亦可将气散失,何况构造强烈改造的南方地区。因此,南方油气勘探区的主体成藏模式,应是早期聚集晚期成藏或晚期聚集晚期成藏两种类型。

(3)油气的高演化特点和构造的多期强烈变动,决定了南方应以找气为主。因此,必须充分估计气与油自身特点差异,所决定的运移、聚集规律的不同,突破找油的传统思路模式。

(4)含油气系统的建设→改造→再建设→再改造的变革演化,以及天然气运移、散失的动态平衡关系,晚期重建整体封存体系的优劣,成为天然气最终保存、定位的关键。

基于以上思考,我们提出的勘探思路为:二次生烃,多层储集,动态成藏,整体封存。之所以提出这一思路,是基于以下认识:

(1)强调二次生烃在晚期成藏中的作用和地位,是由于当早期聚集的原始油气藏,因构造运动打破其平衡关系,进入再分配、再调整新的含气系统建设时,必然出现两种动态演化,一是只有单一烃源,即原始油气藏因相态转换而形成的气源,故在再次成藏的动态平衡过程中,只有消耗、散失,若构造运动破坏强烈,能够保留者也只是散失后的剩余气。二是不仅有相态转换的气源,而且又有二次生烃的新气源,构成多源补给的新态势,满足供大于求的晚期成藏条件。

(2)气藏的现今定位,取决于晚期成藏所控制的有利空间,而晚期成藏有两种模式:一是晚期聚集晚期成藏;二是早期聚集晚期成藏。

前一类型与原始油气藏的聚集无关,取决于二次

生烃的范围、规模、强度,及其所构成的新含油气系统所控制的空间。形成大、中型气田必须要有充足的游离气,且以游离相运移为主导。游离相以垂向运移为主,故晚期聚集晚期成藏仍受控于新的烃源,以其所控制的垂向空间为天然气聚集的有利场所。

后一类型则与原始油气藏的空间位置密切相关。因为当构造变革使早期聚集早期成藏的平衡关系被突破后,水溶气、油溶气都将因减压、降温转换成游离气,由下向上垂向运移,受益部位应是原始油气聚集带所控制的空间。所以,在早期聚集晚期成藏过程中,以二次生烃紧邻早期油气聚集带部位为有利的成藏空间,或与其交叉叠加部位为最有利的成藏空间。

构造变动改变了原始油气系统的整体格局,但生油凹陷与聚集带的相对位置并未发生改变。当再次沉降、深埋构成二次生烃环境时,原先被中断的生烃过程得以再续,并随着二次生烃强度的增强,构成新的高势区,此时早期聚集带亦因相态转换油气向上运移,依然成为低势区。只要输导层没有大的变化,二次生烃形成的水溶气仍能成为早期聚集油气再分配、再调整平衡过程中的补充烃源;若为游离相则沿断层,由深部的高势区向浅部的低势区运移,只有紧邻生烃凹陷所控制的空间部位,方能获得二次生烃的源源补充。

两类天然气成藏定位,既取决于最近一次或最晚一期构造运动所控制的气势场的分布;而又与早期油气聚集带和生烃凹陷的范围密切相关。这就是强调动态成藏的原因。

(3)基于南方晚期构造变形强烈,多期次的抬升、剥蚀,以及天然气易散失的特点,必须强调晚期重建整体封存体系的作用。有两层涵意:一是晚期大规模沉降的方式、期次,决定了整体封存体系的功能,也决定了二次生烃环境的变迁;二是封存体系的改造、变形,及与建造的配置组合关系,结构不同则功能亦各异。

印支期是南方构造—盆地演化的转折期,也是早期聚集原始油气系统的改造变革期。所以,重建的中、新生代整体封存体系,既是现今油气藏保存的关键,也是重建第二世代油气系统的关键。中、新生界与中、古生界的叠加区,方是南方油气勘探的主攻地区。

按照板桶理论(木桶效应),任何一个局部的崩溃,都可引起整体的崩溃,所以,重建整体封存体系

的优劣,除考虑宏观的建设-改造的配置关系及其最终的三维空间的几何形态外,还有两个局部因素必须重视。

①一定的埋深。据彭秀美^[12],李斌等^[13]的研究,区域盖层埋深500 m以下方具封盖作用。这一界线标准不一定具普遍性,但这一认识却值得重视。因为:a.只有盖层的孔隙直径随埋深减小到等于或小于油气分子的直径时,方能对任何相态的油气构成完全封闭,即 $r_m \geq r_o \geq r_g$ ^[14];b.岩石的屈服极限和强度极限与岩石的围压有关,在同样的应力作用下,处于低围压的岩石抗压强度小,处于高围压的岩石抗压强度大。这就是说区域盖层所处的深度不同,其围压高低不同,抗压强度也各异,出露地表或浅埋条件下,因其围压低而易产生裂隙;埋深加大时围压增高,在同一应力下则不易产生裂隙,从而增强其封存功能。

②区域水动力条件是整体封存能力的一个重要环节。南方水化学资料表明,凡是中、新生界连续覆盖地区,水动力条件一般较弱,如赤水、建南在侏罗-白垩系的覆盖下,除局部矿化度低为 Na_2SO_4 型水外,均属 CaCl_2 型水,封存条件较佳;在无中、新生界覆盖的海相裸露区,地下水自由交替带的深度达2 000 m以下,有的深达4 200 m。地层水动力系统受现今渗入的影响很大,一是可以使原生沉积水被淋滤、冲刷,从而彻底改造;二是地表水的渗入,形成穿越流,可以把氧和微生物带入气藏,造成烃类气体的消耗,直至破坏,或直接的冲刷,导致气藏的破坏。

(4)勘探实践证明,南方天然气的储集以多目的层为特点。目的层的发现几乎是“有心栽花花不成,无心插柳柳成荫”。因此,南方碳酸盐岩油气勘

探中,应以“有主要目的层,而不唯主要目的层”为思路,多层兼顾、多层探索,方能开阔视野,不断开拓新的空间。

参 考 文 献

- MacGregor D S. Factors controlling the destruction or preservation of giant light oilfields[J]. *Petroleum Geoscience*, 1996, (2): 197~ 227
- 翁文波. 展望我国天然气工业[A]. 见:李天相,编. 翁文波学术论文选集[C]. 北京:石油工业出版社,1994. 338~ 346
- 邓运华. 渤海实现稳产100万吨石油资源分析及勘探战略方向[J]. *中国海上油气(地质)*, 1997, 11(6): 415~ 419
- 戴金星,王庭斌,宋岩,等. 中国大、中型天然气形成条件与分布规律[M]. 北京:地质出版社,1977
- 陈沪生. 下扬子地区HQ-13线的综合地球物理调查及其地质意义[J]. *石油与天然气地质*, 1988, 9(3): 211~ 222
- 戴金星,宋岩,戴春森,等. 中国东部无机成因气及其气藏形成条件[M]. 北京:科学出版社,1995
- Houseknecht D W, Spöhl C. 深盆地和逆掩带甲烷死亡线的经验观测值[A]. 练铭祥,译. 见:Howell D G, ed. 能源气的未来[C]. 北京:石油工业出版社,1999. 236~ 251
- 张抗. 塔河油田的发现及其地质意义[II]. *石油与天然气地质*, 1999, 20(2): 120~ 124
- 金晓华. 川西天然气勘探新进展[J]. *石油与天然气地质*, 1988, 9(3): 313
- 杨天泉,黄先平,周肖. 川东渡口气田飞仙关组气藏地质特征与勘探前景[J]. *天然气工业*, 1999, 19(6): 11~ 13
- 范嘉松,齐敬文. 广西隆林二叠纪生物礁[M]. 北京:地质出版社,1990
- 彭秀美,用岩石力学试验方法研究区域盖层的埋深和厚度标准[A]. 见:石宝珩,编. 扬子海相地质与油气[C]. 北京:石油工业出版社,1993. 262~ 269
- 李斌,陈劲人. 油气保存条件中的水文地质因素[A]. 见:石宝珩,编. 扬子海相地质与油气[C]. 北京:石油工业出版社,1993. 309~ 319
- 傅广,王朋岩,陈昕,等. 泥质岩封盖油气门限的确定[J]. *石油与天然气地质*, 1998, 19(2): 132~ 135

THINKING OF MESO- PALEOZOIC HYDROCARBON EXPLORATION IN SOUTH CHINA

Dai Shaowu^{1,2} He Zi'ai² Wang Jinyi²

(1. Faculty of Resources, China University of Geosciences, Wuhan, Hubei;

2. Research Institute of New Area Exploration, SINOPEC, Jingzhou, Hubei)

Abstract: The characteristics of the reformed basins in South China determined the complexity and variety of the basins' hydrocarbon pool forming. According to the pool forming basis, the key and end-result, it is suggested that: 1. the localization of present hydrocarbon pools is determined by late stage reformation, the reservoir spaces controlled by (下转第209页)

- 4 Reed W E, Kaplan I R. The chemistry of marine petroleum seeps[J]. J Geochim Expl, 1977, 7: 255~ 293
- 5 Peters K E, Sweeney R E, Kaplan I R. Correlation of carbon and nitrogen stable isotopic ratios in sedimentary organic matter [J]. Limnol Oceanogr, 1978, 22: 598~ 604
- 6 Sweeney R E, Kaplan I R. Natural abundances of ^{15}N as a source indicator for near-shore marine sedimentary and dissolved nitrogen[J]. Mar Chem, 1980, 9: 81~ 94
- 7 Rigby D, Batts B D. The isotopic composition of nitrogen in Australian coals and oil shales[J]. Chem Geol(Isotope Geosci Sec), 1986, 58: 273~ 282
- 8 Williams L B, Ferrell Jr R E, Hutcheon I, et al. Nitrogen isotope geochemistry of organic matter and minerals during diagenesis and hydrocarbon migration[J]. Geochim Cosmochim Acta, 1995, 59: 765~ 779
- 9 Nevins J L, Altabet A, McCarthy J J. Nitrogen isotope ratio analysis of small samples: sample preparation and calibration[J]. Anal Chem, 1985, 57: 2 143~ 2 145
- 10 Bremner B R. 土壤氮素分析法[J]. 曹亚澄, 译. 北京: 农业出版社, 1981
- 11 曹亚澄, 孙国庆, 施书莲. 土壤中不同氮组分的 $\delta^{15}\text{N}$ 质谱测定法[J]. 土壤通报, 1993, 24(2) : 87~ 90

CHARACTERISTICS OF NITROGEN ISOTOPE IN DIFFERENT DEPOSITONAL ENVIRONMENTS IN CHINA

Chen Chuanping Mei Bowen

(Jiangnan Petroleum Institute, Jingzhou, Hubei)

Abstract: The test results of nitrogen isotopic samples of several crude oils and kerogens in China's different depositional environments suggest that nitrogen isotope is related to depositional environment. The $\delta^{15}\text{N}$ of oils formed in fresh water environment is about 0.3% ~ 0.6%; the $\delta^{15}\text{N}$ ratios of deposits in salt and brackish waters are the heaviest, $\delta^{15}\text{N}$ is generally above 1.0%; whereas that in Paleozoic marine carbonate rock and the oil from it is below 0 or less than 0.

Key words: crude oil; nitrogen isotope; Kjeldahl method; depositional environment; China

(上接第 202 页)

redistributed hydrocarbon source but not proto-type basins; 2. the principal pool forming models should be early stage accumulation-late stage pool forming and late stage accumulation-late stage pool forming two kinds; 3. the property of hydrocarbon high evolution grade and late pool forming has determined that gas exploration should be taken as the main target in South China; 4. the quality of late-stage reformed and entire sealing system is the key of pool forming and preservation; 5. the exploration of natural gas in South China must insist on the main target horizons and give consideration to other possible gas-bearing beds; must insist on the exploration thinking of "secondary hydrocarbon generation, multi-bed reservoiring and entire sealing" due to its property of multiple reservoir beds and multiple reservoir types.

Key Words: Oil and gas; exploration thinking; dynamic pool-forming; sealing system; South China