

文章编号: 1009-3850(2002)01-0022-08

## 中扬子区海相地层油气成藏有利区层序样式分析

周 雁<sup>1,2</sup>, 王成善<sup>1</sup>, 陈洪德<sup>1</sup>, 王正元<sup>2</sup>, 梁西文<sup>2</sup>, 文可东<sup>2</sup>

(1. 成都理工大学 油气地质及开发国家重点实验室, 沉积地质研究所, 四川 成都 610059; 2. 中国石化江汉油田分公司研究院, 湖北 潜江 433124)

摘要: 通过中扬子区海相地层油气成藏背景的分析, 成藏有利区层序样式基本特征的研究和油气成藏有利区的预测, 笔者认为在具备盖层条件的前提下, 有利区应该具备烃源条件和储集条件配置关系良好, 一方面 H 型二级层序样式格架中海侵体系域烃源岩具备较多的 T 型三级层序或较少的 H 型三级层序; 另一方面, H 型二级层序样式格架中高位体系域储集岩具备较多的 H 型三级层序或较少的 T 型三级层序。中扬子区的下古生界总体上保存条件优越, 有利区主要位于湘鄂西、宜昌斜坡和江汉平原南部; 上古生界总体上保存条件差异性明显, 有利区主要位于渝东、鄂西区和江汉平原区。

关键词: 层序地层; 层序样式; 海相沉积; 油气勘探; 扬子地块

中图分类号: TE121.3

文献标识码: A

中扬子区海相地层主要发育在震旦系—三叠系, 总厚约 8000~10000m, 油气资源勘探面积为  $15.5 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 资源量体积丰度每平方公里数千万立方米, 具备形成大中型油气田的能力, 具有较大的潜力和现实性。但是, 历经四十多年的勘探, 效果并不理想, 而且对油气成藏有利区的认识和选择也有分歧。当前, 国家形势要求本区天然气勘探必须尽快有大的发现或突破, 形成大场面, 因此, 开展本区油气成藏有利区层序样式分析具有重要意义。

### 1 成藏背景分析

中扬子区自晚元古代形成统一的变质基底以来, 海相沉积先后经历了震旦纪早期的裂谷拉张, 震旦纪晚期—奥陶纪早期的热沉降, 奥陶纪中期—志留纪的挠曲沉降, 泥盆纪—石炭纪的差异沉降, 二叠纪—三叠纪中期的热沉降和三叠纪晚期以后的强烈造山及陆相沉积, 分别对应形成了垒堑结构, 三分结构, 盆山结构, 回春结构, 一元结构和残余结构

(图 1)。从层序充填和盆地沉积看, 震旦纪早期以冰碛沉积为主; 震旦纪晚期—奥陶纪早期表现为中扬子区克拉通盆地碳酸盐岩沉积层序充填范围由缩小到扩大的完整旋回; 奥陶纪中期—志留纪表现为中扬子主体沉积层序充填范围的扩大和邻区碎屑岩层序充填范围的缩小; 泥盆纪—石炭纪沉积岩性分区不明显, 具统一的下部为砂岩, 上部为碳酸盐岩结构, 但充填厚度有差别: 中扬子主体最薄, 襄广断裂以北最厚; 二叠纪—三叠纪中期沉积表现出较强的统一性, 以充填灰岩层序为主, 夹硅质页岩。因此, 层序厚度在中扬子主体较为稳定, 而南北邻区则变化很大; 以加里东运动为界, 以前层序岩性分区性明显, 以后则趋向统一。

在漫长的沉积演化过程中, 形成了性能良好的多套烃源层、储集层和盖层。发育上震旦统、下寒武统、奥陶系、下志留统、二叠系和下三叠统六套烃源岩。其中, 上震旦统泥质岩, 下寒武统泥质岩, 下志留统泥质岩和二叠系碳酸盐岩四套烃源岩(表 1)

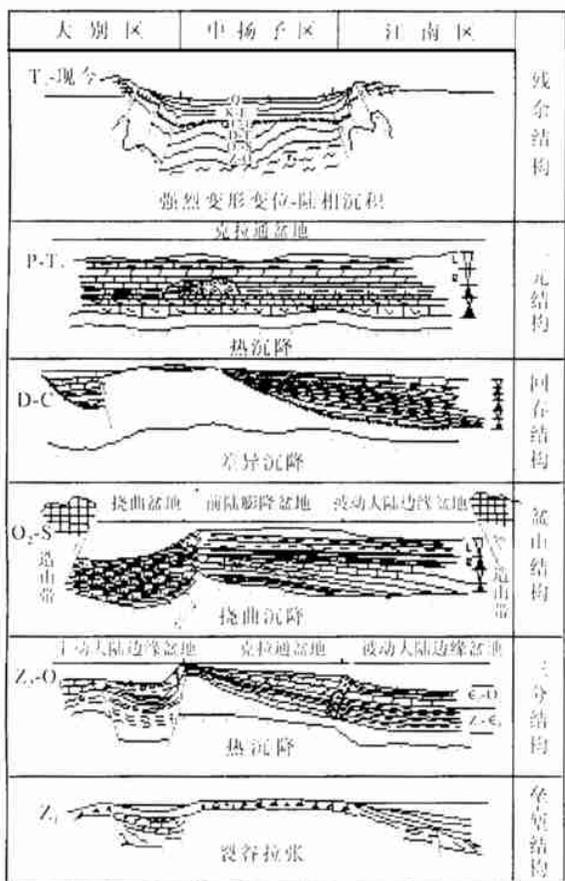


图1 中扬子及邻区沉积-构造演化示意图

Fig.1 Sketches to show the sedimentary-tectonic evolution of the central Yangtze area and its surroundings

厚度较大,丰度较高,生烃能力较强,是区内最主要的烃源岩层;发育七套区域性储集层,即上震旦统灯影组、下寒武统石龙洞组、中上寒武统、下奥陶统、上石炭统、上二叠统长兴组和下三叠统大冶组。其中灯影组、石龙洞组、长兴组和大冶组储层发育较好;

发育白垩系—第三系、中三叠统一侏罗系、志留系和下寒武统石牌组—水井沱组四套区域盖层,均连片或局部连片分布,且性能良好。

## 2 成藏有利区层序样式基本特征

### 2.1 烃源岩有利区

根据有机成烃理论,丰富的有机质是形成良好烃源条件的基础和保证<sup>[1]</sup>。古生物学研究表明,缓慢的海平面变化有利于生物的生长,快速的海平面变化则有利于生物的死亡和保存<sup>[2]</sup>。由于生物是有机质的载体,因此,缓慢的海平面变化有利于产生丰富的有机质,而快速的海平面变化则有利于保存丰富的有机质,形成良好烃源岩。

中扬子区为克拉通型沉积构造背景,海平面具有缓慢上升趋势,主要为H型层序样式(优势体系域为高位体系域HST,具有HST厚度大于海侵体系域TST厚度的特征),因此,中扬子区较好的烃源岩主要位于H型层序样式的的海侵体系域(TST)。如下寒武统烃源岩,富集的部位正好是H型层序样式SS3的海侵体系域(TST)。碳酸盐岩现今残余有机碳含量平均值为0.35%,泥质岩为2.74%。其它烃源岩也有类似的特点。但是,资料表明,二级层序样式相同的地区,其TST提供的烃源条件并不完全一样,甚至有较大差别。综合分析认为,这主要是由于不同地区的TST具有不同的沉积背景造成的,集中表现为构成TST的三级层序样式是不同的。

在克拉通背景下,若H型二级层序样式的TST在地区A主要由若干个T型三级层序样式(TST>HST)组成,那么,根据层序地层学一般原理,地区A沉积特点为沉积速率小于沉降速率,盆地逐渐扩大,

表1 中扬子区海相地层烃源岩基础数据表

Table 1 Basic data on the source rocks of the marine strata in the central Yangtze area

层位	岩类	厚度/m	有机碳/%	氯仿“A”/%	Ro/%	有机质类型
二叠系(P)	碳酸盐岩	255.27	0.46	0.0108	1.94	I型
	泥质岩	25.90	2.16	0.0297		II型
下志留统(S <sub>1</sub> )	泥质岩	68.91	0.91	0.0119	1.89	I型
奥陶系(O <sub>3</sub> )	泥质岩	9.09	1.54	0.0206		I型
下寒武统(Є <sub>1</sub> )	碳酸盐岩	117.75	0.35	0.0050	2.99	I型
	泥质岩	151.07	2.74	0.0039		I型
上震旦统(Z <sub>2</sub> )	碳酸盐岩	104.87	0.38	0.0070	3.23	I型
	泥质岩	56.19	1.22	0.0042		I型

表 2 主要储集层综合数据表

Table 2 Synthetic data on the representative hydrocarbon reservoirs

层位	岩性	厚度/m	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
T <sub>1d</sub>	碳酸盐岩	50~80	3.95	—
P <sub>2ch</sub>	碳酸盐岩	9.8~33.2	3.21	—
C <sub>2h</sub>	碳酸盐岩	20~40	4.41	1.565
Є <sub>1sl</sub>	碳酸盐岩	50~150	3.19	0.38
Z <sub>2dn</sub>	碳酸盐岩	>100	2.23	0.047

表 3 区域盖层对比表

Table 3 Correlation of the cap rock thickness in several study areas

时代 厚度 (m)	Є <sub>1</sub>	S <sub>1</sub>	T <sub>2J</sub>	K-E
四川盆地	600	600~800	300~900	—
鄂西渝东	600~700	800~1000	700~1500	—
江汉平原	100~600	1000~1400	500~1800	1000~700

往往具有饥饿沉积,因此,有利于形成良好烃源岩;若地区 B 主要由若干个 H 型三级样式组成,则其沉积特点为:沉积速率大于沉降速率,具有台地生长特点,属补偿-过补偿沉积,因此,不利于形成良好烃源岩;若地区 C 特点介于 AB 之间,那么其烃源条件则处于较有利区。显然, T 型三级层序样式的分布规律可以作为烃源岩有利区分析的重要依据(图 2)。因此,克拉通沉积背景下烃源岩有利区的基本特征是二级层序样式以 H 型为主,发育层段和部位主要与 TST 有关;其中 TST 的三级层序样式中, T 型数量较多或 H 型数量较少。

2.2 储集岩有利区

孔隙度和渗透率是评价储集条件的两个主要指标,孔隙度高、渗透率大则储集条件好。对于原始沉积物来说,都具备一定的孔隙度和渗透率。若后期压实作用弱或风化淋滤作用强,则有利于形成较高的孔隙度和渗透率<sup>[1]</sup>。因此,这一环境下形成的层序样式也必然具有较好的储集条件。

对于海侵体系域来说,若上覆高位体系域较薄,则压实作用就较弱;对于高位体系域来说,水体越浅,则风化淋滤作用越强。因此, T 型层序样式的 TST 和浅水环境下形成的 H 型层序样式的 HST 有利于形成较好的储集条件。

由于中扬子区以浅水 H 型层序样式为主,因此,本区有利于形成较好的储集条件的层段和部位

主要与 HST 有关。如石炭系黄龙组储层(C<sub>2h</sub>)就属于 H 型层序样式的 HST 沉积,其平均孔隙度为 4.41%,平均渗透率为  $1.565 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 2)。其它储集层段也有类似的特点。

但是,资料表明,二级层序样式相同的地区,其 HST 提供的储集条件并不完全一样,甚至有较大差别。综合分析认为,不同地区的 HST 具有不同的沉积背景,集中表现为构成 HST 的三级层序样式是不同的,从而造成储集条件的差别。

在克拉通背景下,若 H 型二级样式的 HST 在地区 A 主要由若干个 T 型三级样式组成,那么,根据沉积学一般原理,地区 A 沉积特点为沉积速率小于沉降速率,盆地逐渐扩大,水体相应加深,不利于形成良好孔隙度和渗透率,因此,储集条件不好;若地区 B 主要由若干个 H 型三级样式组成,则该区沉积特点为:沉积速率大于沉降速率,具有台地生长特点,属补偿-过补偿沉积;沉积物颗粒较粗,孔隙度和渗透率较高,因此,储集条件好;若地区 C 介于 AB 之间,则其储集条件处于较有利区。显然, H 型层序样式的分布规律可以作为储集岩有利区分析的重要依据(图 3)。因此,克拉通沉积背景下储集岩有利区

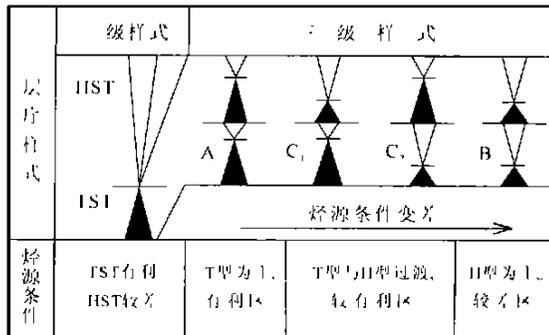


图 2 烃源条件有利区层序样式分析

Fig. 2 Sequence patterns for the potential source areas

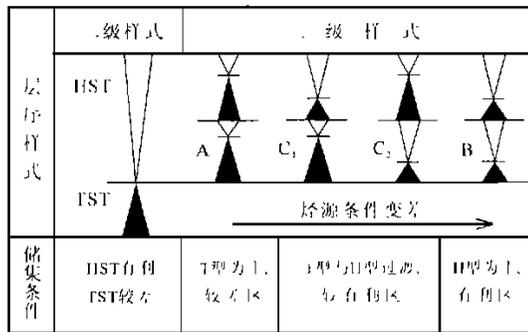


图 3 储集条件有利区层序样式分析

Fig. 3 Sequence patterns for the potential hydrocarbon reservoirs

的基本特征是二级层序样式以H型为主,发育层段和部位主要与HST有关;其中HST的三级层序样式中,H型数量较多或T型数量较少。

### 2.3 层序样式与盖层条件

较高的泥质含量和较细的沉积物或较低的孔隙度和渗透率有利于形成良好的盖层条件<sup>[1]</sup>因此,盖层的形成环境与烃源层具有一定程度的相似性;同时,与储层具有一定程度的互补性。根据本区以H型层序样式为主的沉积特点分析,中扬子区发育良好盖层的层段和部位主要与H型层序样式的TST有关(表3)。

### 2.4 油气成藏有利区

在具备盖层条件的前提下,有利区应该具备的条件显然是烃源条件和储集条件配置关系良好,即一方面H型二级层序样式格架中TST烃源岩具备较多的T型三级层序或较少的H型三级层序;另一方面,H型二级层序样式格架中HST储集岩具备较多的H型三级层序或较少的T型三级层序。

## 3 成藏组合划分

根据中扬子地区震旦系一中三叠统纵向生、储、盖层发育的状况,区内可划分四个I级生储盖组合和多个次级生储盖组合(图4)。

### 3.1 第一组合(上震旦统水井沱组一下寒武统石牌组/杷榔组)

该组合包括SS1,SS2和SS3三个二级层序,均为H型层序样式。烃源岩发育在SS1,以SS1TST最好;储集岩发育在SS2,以SS3HST最好;SS3为区域盖层,性能良好。烃源岩生烃贡献系数平均值为4.26%,属优质烃源岩,具有较好的生烃潜力;主要储集岩为台地相藻白云岩及细粉晶以上白云岩、颗粒白云岩及针孔白云岩以及古风化溶蚀层。

### 3.2 第二组合(下寒武统水井沱组/牛蹄塘组一志留系)

该组合包括SS3,SS4,SS5,SS6和SS7等5个二级层序,均为H型样式。主力烃源岩位于SS3,以SS3TST为最好;主力储层位于SS3HST;二级层序SS7为浅海陆棚-滞留陆棚相泥页岩,构成了性能良好的区域盖层。该烃源岩贡献系数最大为9.49%,平均值为4.31%,是区内最好的烃源岩层;其上石牌组/杷榔组下部的暗色泥页岩和含粉砂质泥页岩,为较好的区域性烃源层;储集岩主要由细粉晶以上白云质灰岩和灰质白云岩组成,局部见白云质鲕粒灰岩。

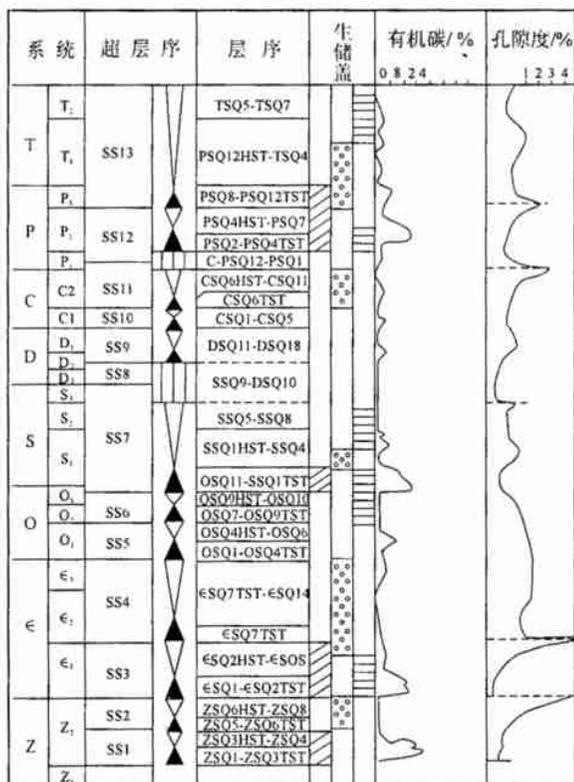


图4 层序格架与生储盖组合划分图

Fig. 4 Division of sequence frameworks and source-reservoir-seal association

### 3.3 第三组合(上奥陶统五峰组一中二叠统栖霞组)

该组合包括SS7,SS8,SS9,SS10,SS11和SS12等6个二级层序,除SS10为T型样式外,其余5个均为H型。主力烃源层位于SS7TST,主力储层为SS11,直接盖层为SS12。烃源岩以黑色泥页岩,含碳质硅质泥页岩为主,生烃贡献系数平均值分别为4.04%和1.85%,均达到优质烃源岩级别,是研究区内分布最稳定的一套区域性烃源岩层。主要储集岩为颗粒白云岩(或颗粒灰岩)、角砾云岩及针孔云岩。

### 3.4 第四组合(中二叠统栖霞组一中三叠统巴东组)

该组合包括SS12和SS13两个二级层序,均为H型层序样式。烃源岩主要发育在SS12TST和SS13TST中,储集岩主要发育在SS12HST和SS13EHST中;SS13LHST及其上覆地层为良好的区域性盖层。该组合又可进一步划分为两套次级生储盖组合。

第一次级生储组合( $P_2q-P_2m$ )由SS12构成, 烃源岩主要发育在TST中, 储集岩主要发育于HST中。无论TST还是HST, 它们同时又具备生烃和储集的能力, 因此, 该生储组合又可称为自生自储式组合。

第二次级生储组合( $P_3w-T_1j$ )由SS13构成, 烃源岩主要发育于SS13TST中, 储集岩主要发育于SS13EHST中。

## 4 成藏有利区预测

### 4.1 不同生储盖组合有利区分析

#### 1. 第一组合( $Z_2ds-E_1sp$ )

区内SS3除局部地区剥蚀外, 整体具连片展布特点, 因此, 这一组合在全区基本具有较好盖层条件, 有利区的展布主要取决于烃源层和储层的空间配置关系。

从图5可以看出, 宜昌以南至吉首的地区主力烃源层以T型和TH型三级层序样式为主, H型较少(小于50%), 为烃源岩有利区。生烃强度一般都大于 $1 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 在王村剖面达到最高, 生烃强度大于 $4 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。而这一区域以外的地区T型样式较少, H型样式较多, 宜城东方剖面烃源岩三级层序样式中H型为100%, 生烃强度小于 $0.5 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 显然烃源条件较差。

从储集条件看, 存在两块有利区。一是利川以西区块, 沉积相分析认为属开阔台地相, 利1井钻探证实, 储集岩厚为723m, 孔隙度为1.8%, 渗透率为

$3.11 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; 二是江汉平原及邻区, 属局限台地-开阔台地相, 三级层序样式中H型较多, 一般大于50%。主要为晶粒云岩、藻云岩等, 性能良好。

从二者的配置关系看, 宜昌斜坡及江汉平原南部较好, 不但处于有利烃源区, 而且储集条件好; 利川以西由于储集好, 且又邻近有利生烃区, 因此较为有利; 湘鄂西生烃条件好, 只要出现较好的储集条件, 如风化壳等, 也易于形成有利生储盖组合。

#### 2. 第二组合( $E_1sh-S$ )

SS7区域盖层在全区基本连片分布, 仅个别局部构造上遭受剥蚀。因此, 有利区的分布同样决定于烃源层和储层的配置关系。

从图6可以看出, 烃源层有利区广泛分布于本区中南部, 利川-宜昌以北的地区较为有利。中南部H型三级样式一般小于50%, 秭归乔家坪剖面上H型为0; 这些区域具有较高的生烃强度, 一般大于 $10 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。利川-宜昌以北的地区则H型三级样式较多, 一般大于50%, 南漳龙门集H型样式为75%, 东部通山珍珠口剖面H型样式也为75%, 且生烃强度均小于 $5 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 属较有利烃源层分布区。

从储层条件看, 中扬子中部主体均具有良好的储集条件, 储集岩主要由粉晶以上白云岩与灰质白云岩组成, 局部见白云质鲕粒灰岩, 三级层序样式以H型为主, 一般大于50%, 黄家坪、宜昌泰山庙、秭归乔家坪、南漳龙门集等剖面H型为100%。中扬子南部和北部则相对较差, 三级层序样式中H型一般小于50%。在张家界剖面H型为0。

从二者配置关系看, 鄂西恩施-利川一带最好, 既具有有利的烃源条件, 以T型三级样式为主; 又具有有利的储集条件, 以H型样式为主。平原中南部则较为有利, 表现为储集条件好, 烃源条件较为有利, 生烃强度一般为 $(2 \sim 10) \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

#### 3. 第三组合( $O_3w-P_2q$ )

从图7可以看出, 全区生烃条件主体较好, 主力烃源层以T型样式为主(大于50%), 利川云口坝T型样式为66.7%; 从生烃强度看, 一般大于 $1 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ ; 湖北襄阳和湖南常德等地区生烃条件较差。从三级层序样式看, 以H型为主, 如南漳珍珠泉、京山杨集、崇阳田心屋和石门磺厂等剖面H型均占66.7%; 从生烃强度看, 一般均小于 $0.5 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

从储集条件看, 有利区呈条带状东西向展布于中扬子区中部。三级层序样式中, H型一般大于

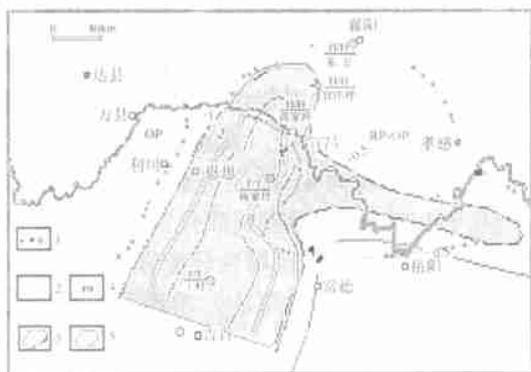


图5 第一组合( $Z_2ds-E_1sp$ )有利区预测图

1. 烃源层/储层剖面点; 2. 储层有利区; 3. 生烃有利区; 4. 烃源层/储层层序样式; 5. 生储盖组合有利区

Fig. 5 Predicted distributions of the potential areas within Association 1 ( $Z_2ds-E_1sp$ )

1= source/reservoir section; 2= potential hydrocarbon resources; 3= potential source area; 4= source/reservoir sequence patterns; 5= potential source-reservoir-seal association

50%，PC1井和H12井为66.7%。主力储层SS11石炭系黄龙组为颗粒云岩、角砾云岩及针孔云岩，孔隙度一般为0.31%~14.0%，渗透率平均值为 $1.47 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。钻探已经证实为工业气层，且控制了建南气田40%的储量。恩施-岳阳以南及宜昌-孝感以北的地区性能较差，沉积相分析认为属外陆棚相。

从配置关系看，鄂西-渝东区及江汉平原区为有利区。一方面，烃源岩有利，以T型样式为主；储集岩好，以H型样式为主；二者配置关系好；另一方面，上覆盖层性能良好，存在连片分布的SS12直接盖层和T<sub>3</sub>-J<sub>1</sub>区域盖层，且已在建南等构造发现气田。湘鄂西区虽然生储配置关系好，但由于缺乏盖层条件，油气难以聚集成藏，因此，生储盖组合是不利的。

4. 第四组合(P<sub>2</sub>q-T<sub>2</sub>b)

第一次级生储组合(P<sub>2</sub>q-P<sub>2</sub>m)。从图8可以看出，中部地区为烃源岩有利区，主力烃源岩层主要为T型三级层序样式，生烃强度相对较高，一般都大于 $0.5 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ ，在石柱冷水溪剖面达到最高，生烃强度大于 $1.0 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。而该区域以外地区T型样式较少，以H型样式为主，南漳竹坪剖面烃源岩三级层序样式中H型为100%，生烃强度仅为 $0.16 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ ，显然烃源条件差。

从储集条件看，鄂西建始官店口-宜昌-当阳-江汉盆地井下-黄石螺丝壳山为储层有利区，沉积相分析认为属开阔海台地相。JY1井钻探证实，储集岩厚为292.0m，孔隙度为1.3%，渗透率为 $0.975 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这一地区的三级层序样式以H型为主，一般大于50%，如建始官店口H型为67%，五峰湾潭剖面H型为100%，主要为生屑灰岩、晶粒灰岩及

溶蚀孔洞灰岩等，尤其顶面具I型界面特征，有利地改善了储集性能，如PC1井钻至二叠系茅口组顶部，曾发生四次井漏，漏速 $6.8 \text{m}^3/\text{h}$ ，显示其储集性能良好。

第二次级生储组合(P<sub>3</sub>w-T<sub>1</sub>j)。从图9可以看出，沙市-宜昌以西地区主力烃源层以T型三级层序样式为主，较少H型或TH型(小于30%)。根据前述原理分析，这一地区为烃源岩有利区。这一地区生烃强度相对较高，一般大于 $0.5 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ ，石柱冷水溪最高达 $3.14 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ 。其余地区T型三级样式较少，H型样式较多，如远安麻阳河剖面烃源岩三级层序样式中H型为80%，生烃强度仅为 $0.1 \times 10^9 \text{m}^3/\text{km}^2$ ，表明烃源条件差。

从储集条件看，存在四个有利区，即利川-万县区、宜都-桑植区、牌洲-黄石区及鄂北南漳区。在以上四个有利区块中，以利川-万县区储集条件最为有利，沉积相分析认为属台缘礁滩相，利川见天坝礁相白云岩厚为59.1m，平均孔隙度为3.89%；其次为宜都-桑植区，属开阔台地-局限台地相，三级层序样式中H型较多，一般大于50%，如桑植红砂溪为75%，宜都风古洞为50%，主要岩性为生物灰岩，砂屑颗粒灰岩及晶粒白云岩，性能良好；牌洲-黄石区及鄂北南漳区储集条件相对逊色于前面两个区块，但仍具有一定的储集条件，如PC1井在钻至下三叠统大冶组和嘉陵江组时发生外溢和井漏，晶粒白云岩中见未充填的溶蚀孔、缝，显示其储集性能良好。

从生储配置关系看，利川-万县区 and 江汉平原中南部较好，不但处于有利烃源区，而且储集条件好，尤其利川以西、石柱-万县以东地区，生储配置最佳，且具有SS13LHST及其上覆连片的区域盖层作保



图6 第二组合(E<sub>1</sub>sh-S)有利区预测图(图例同图5)

Fig. 6 Predicted distributions of the potential areas within Association 2 (E<sub>1</sub>sh-S). Symbols as in Fig. 5

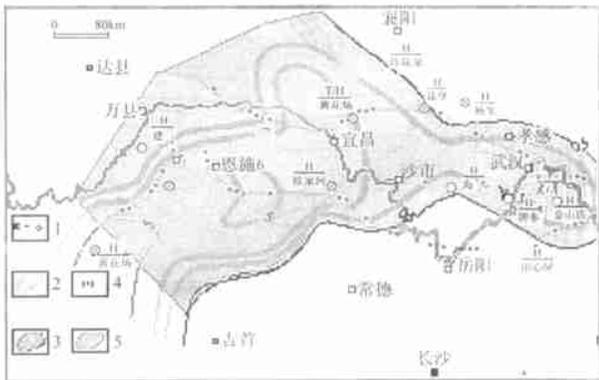


图7 第三组合(O<sub>3</sub>w-P<sub>2</sub>q)有利区预测图(图例同图5)

Fig. 7 Predicted distributions of the potential areas within Association 3 (O<sub>3</sub>w-P<sub>2</sub>q). Symbols as in Fig. 5

护，无疑为最有利烃源区；湘鄂西区亦处于有利烃源

区，储集性能良好，但上覆盖层SS13LHST及以上盖

层剥蚀严重,仅残存在局部地区,所以湘鄂西区总体上较差;但是,在上覆区域盖层残存区,只要具备较好的保存条件,也能形成良好的生储盖组合。

#### 4.2 综合评价

上述分析表明,第一、第二生储盖组合在湘鄂西区和江汉平原中南部最好,烃源层为 T 型样式,储层为 H 型样式,盖层连片分布;第三生储盖组合在鄂西-渝东区和江汉平原区最好,烃源层为 T 型,储层为 H 型,盖层连片;湘鄂西区烃源层为 T 型,储层

为 H 型,但盖层局部连片,因此较好;第四生储盖组合在鄂西-渝东区最好,烃源层为 T 型,储层为 H 型,盖层连片;平原区次之,烃源层为 T 型,储层为 H 型,盖层局部连片;湘鄂西区虽然具有较好的烃源和储层,但因盖层条件差,所以生储盖组合不利。因此,从静态的生储盖组合配置关系看,中扬子区下古生界(第一组合和第二组合)总体上保存条件优越,有利区主要位于湘鄂西、宜昌斜坡和江汉平原南部;上古生界(第三组合和第四组合)总体上保存条件差

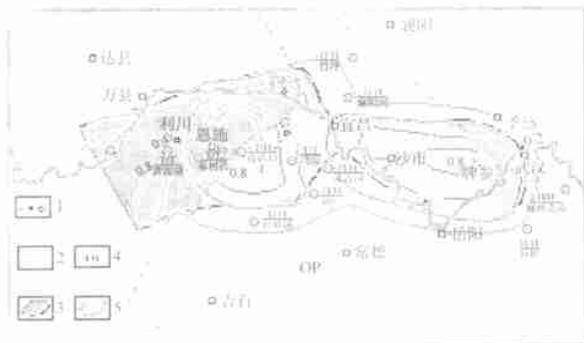


图 8 第四组合第一级生储盖组合( $P_2q-P_2m$ )有利区预测图 (图例同图 5)

Fig. 8 Predicted distributions of the potential areas within the first-order association of Association 4 ( $P_2q-P_2m$ ). Symbols as in Fig. 5



图 9 第四组合第二级生储盖组合( $P_3w-T_{1j}$ )有利区预测图 (图例同图 5)

Fig. 9 Predicted distributions of the potential areas within the second-order association of Association 1 ( $P_3w-T_{1j}$ ). Symbols as in Fig. 5

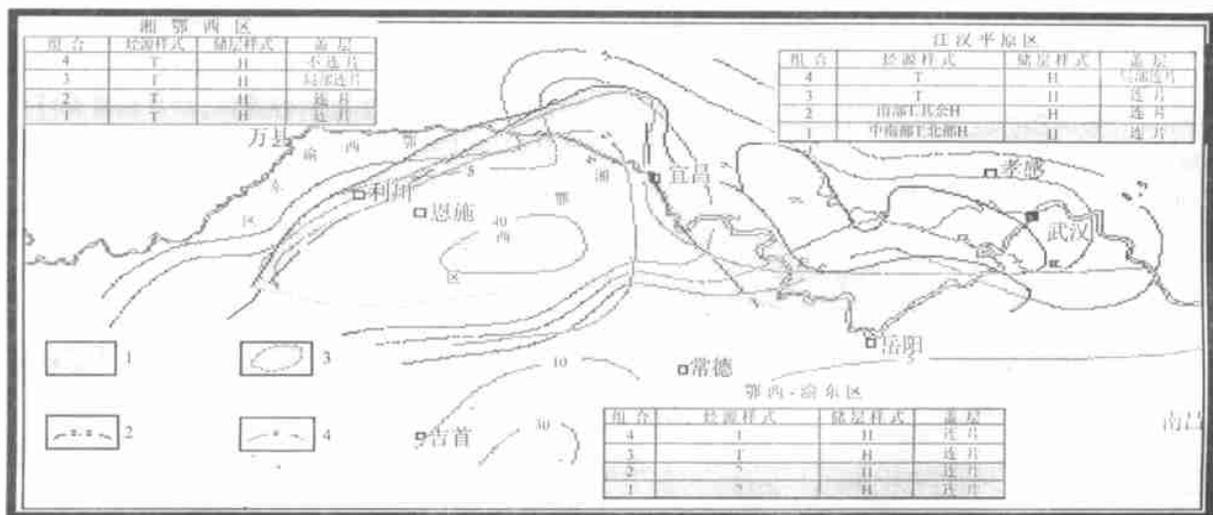


图 10 油气成藏有利区综合预测评价图

- 1. 上古生界有利区; 2. 上古生界( $O_3-S$ )生烃强度等值线( $10^9m^3/km^2$ ); 3. 下古生界有利区; 4. 下古生界( $\in_1$ )生烃强度等值线( $10^9m^3/km^2$ )

Fig. 10 Predicted distributions of the potential areas for oil and gas pools

1=potential area of the Upper Palaeozoic strata; 2=Upper Palaeozoic ( $O_3-S$ ) hydrocarbon isotherm ( $10^9m^3/km^2$ ); 3=potential area of the Lower Palaeozoic strata; 4=Lower Palaeozoic ( $\in_1$ ) hydrocarbon isotherm ( $10^9m^3/km^2$ )

异性明显,有利区主要位于渝东-鄂西区和江汉平原区(图 10)。

需要说明的是,上述评价的生储盖组合有利区在印支期

以来经历了多阶段、多样式、多层次的改造,且天然气是一种动态的成藏过程,因此,在重视上述有利区勘探的同时,必须加强成烃、成藏的其它要素及动态演变和配置关系研究,从

而降低勘探风险,提高勘探成功率。

参考文献:

- [ 1] 潘钟祥,等.石油地质学[M].北京:地质出版社.1986.
- [ 2] 刘文均,陈源人,等.层序地层[M].成都:成都科技大学出版社.1996.62—86.

## Sequence patterns for the marine strata in potential oil and gas pools in the central Yangtze area

ZHOU Yan<sup>1,2</sup>, WANG Cheng-shan<sup>1</sup>, CHEN Hong-de<sup>1</sup>, WANG Zheng-yuan<sup>2</sup>, LIANG Xi-wen<sup>2</sup>, WEN Ke-dong<sup>2</sup>

(1. *Institute of Sedimentary Geology, Chengdu University of Technology, Chengdu 610059, Sichuan, China*; 2. *Research Institute of Oil Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, Qianjiang 433124, Hubei, China*)

**Abstract:** The present paper discusses the sedimentary-tectonic settings of oil and gas accumulation in marine strata, sequence patterns for the marine strata and areas prospective for oil and gas pools in the central Yangtze area. Such an area should be well made up of source rocks, hydrocarbon reservoirs and seals. More precisely, the source rocks of the transgressive systems tract within the H-type second-order sequence framework consist of more T-type and/or less H-type third-order sequences, whereas the hydrocarbon reservoirs of the highstand systems tract within the H-type second-order sequence framework are composed of more H-type and/or less T-type third-order sequences. The potential areas in the Lower Palaeozoic strata include western Hunan and Hubei, Yichang slope, and southern Jiangnan Plain, and those in the Upper Palaeozoic strata involve eastern Chongqing, western Hubei and Jiangnan Plain.

**Key words:** sequence stratigraphy; sequence patterns; marine sediments; oil and gas exploration; Yangtze plate