

文章编号:1001-6112(2001)01-0041-06

下扬子区下古生界油气地质条件评价

俞凯¹, 郭念发²

(1. 中国石化 新星石油公司 华东石油局, 江苏 南京 210011;

2. 中国石化 新星石油公司 华东石油局 规划院, 江苏 扬州 225002)

摘要:下扬子区下古生界烃源岩发育, 有机质热演化程度高, 储盖条件良好, 具有形成大型天然气藏的有力地质条件。虽然印支运动对下扬子海盆沉积实体构造改造严重, 对油气藏有一定程度的破坏作用, 但是由于下志留统高家边组巨厚泥岩的封闭覆盖, 下古生界油气藏的保存条件优越, 从而在油气勘探领域的评价方面, 下古生界明显优于上古生界及海相中生界。

关键词:油气地质评价; 下古生界; 下扬子区

中图分类号: TE121.1

文献标识码: A

下扬子区是我国南方海相地层沉积及油气分布的重要地区之一(图 1)。海相中、古生界沉积面积近 $17 \times 10^4 \text{ km}^2$, 占全国海相沉积总面积 $146 \times 10^4 \text{ km}^2$ (塔里木、华北、中下扬子等海相沉积盆地) 的八分之一。上震旦统至下三叠统海相地层厚逾万米, 南京一带厚 3 000 ~ 5 000 m, 皖南地区厚 7 000 ~ 11 000 m, 浙北地区厚达 11 000 ~ 13 000 m。海相油气显示活跃, 全区共发现油气显示 424 处, 其中下古生界油气显示 130 处(包括古沥青), 显示出盆地具有良好的找油气前景。

经多年勘探, 除在苏北地区发现大型 CO_2 气田(黄桥 CO_2 气田)之外, 区内海相油气勘探迄今未获更大突破。究其原因, 区内海相油气存在下列 5 个不利因素: 海相烃源岩有机质丰度偏低; 有机质演化程度偏高; 岩石储集性能差; 勘探目的层系深; 后期构造改造严重。在上述诸多不利因素中, 海相建造及其油气系统的后期改造是最致命的因素。印支 - 燕山运动长时期对海相盆地实体的抬升、错断、剥蚀等改造过程, 使海相油气系统遭受相当严重的破坏。因此, 除烃源因素外, 海相油气藏的后期保存因素是油气地质评价的关键。研究表明, 下古生界油气保存状况优于上古生界和海相中生

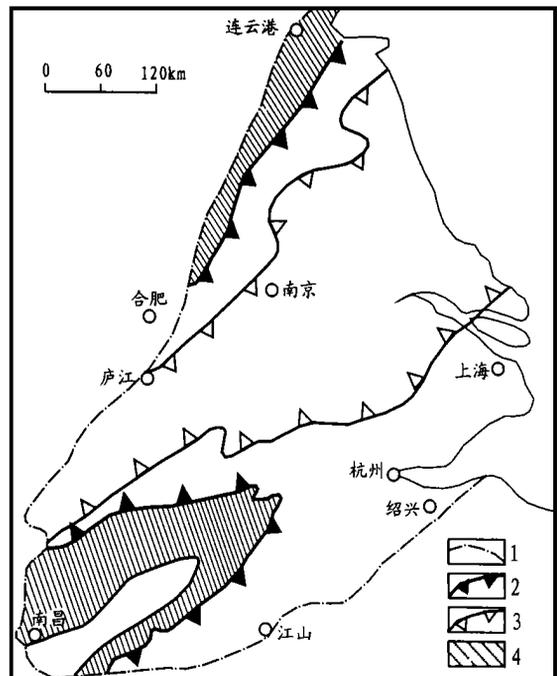


图 1 下扬子区海相中生界 - 古生界分布

1. 工区边界; 2. 下古生界剥蚀边界;
3. 上古生界剥蚀边界; 4. 剥蚀裸露区

Fig. 1 Distribution of the Mesozoic-Paleozoic marine strata in Lower Yangtze area

收稿日期: 2000-04-14; 修订日期: 2001-01-02.

作者简介: 俞凯(1958 -), 男(汉族), 安徽滁州人, 高级工程师, 主要从事油气勘探工作.

界。虽然下古生界烃源岩有机质演化程度较高,不利于油藏的保存,但却有利于大型气藏的形成。因此,下古生界应确定为海相油气勘探的主要目标层系,它具有重要的天然气资源潜力。

1 下古生界烃源岩基本特征

1.1 烃源岩的形成环境

早古生代包括晚震旦世,下扬子区为一个相当稳定的海相盆地。从晚震旦世开始至晚志留世结束,早古生代海盆持续性沉降,沉降中心位于浙西一带,形成巨厚的以碳酸盐岩为主的克拉通边缘海沉积建造。早古生代早期海盆基本格局由一个中央台地和其两侧的深水槽地所组成(图2),以中央台地相碳酸盐岩沉积为主,台地北侧的滁县槽地和南侧的安吉槽地沉积了巨厚的黑色泥岩、硅质岩和暗色细粉晶灰岩等深水建造,沉积物中富含有机质,是烃源岩汇聚的主要场所。早寒武世烃源岩以暗色富海绵骨针硅质页岩建造为主,滁县槽地沉积厚约400m,安吉槽地厚约600m。奥陶纪浙西钱塘一带复理石-浊积岩沉积厚约4000m,表明早古生代下扬子海盆曾经出现过裂隙作用,裂隙谷内发育巨厚的灰黑色笔石页岩建造,是下古生界重要的烃源岩系。

早古生代晚期与早期的沉积格局有所不同。中奥陶世开始,“一台两槽”式沉积格局逐渐为深水盆地和浅水台地所代替。以石台-宁国-长兴一线为界,其南为深水盆地,属江南相区(南区),以粒屑灰

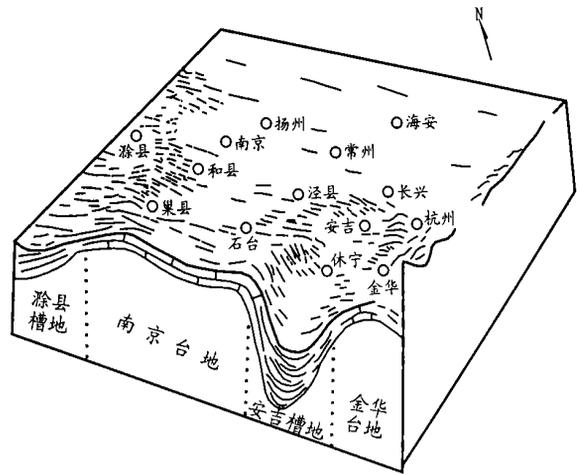


图2 下扬子海盆早古生代构造格架
Fig. 2 The Early Paleozoic tectonic framework of the Lower Yangtze sea basin

岩、粗晶白云岩及深水泥岩、硅质岩建造为主,有机质丰富、烃源岩发育;其北为台地相区(北区),以碳酸盐岩沉积为主,烃源岩相对贫乏。早古生代末期,江南隆起从浙皖边界抬起,晚震旦世至早古生代烃源岩形成环境结束,代之而起的是晚古生代江南隆起及其东部的统一陆表海盆地。

1.2 烃源岩的有机地化特征

就我国海相烃源岩而言,有机质丰度普遍偏低,区内下古生界烃源岩也不例外。在有机质丰度总体水平偏低(表1)(国外海相烃源岩有机碳含量通常大于0.5%,最高达5%以上^[1])的背景下,下古生界烃源岩存在几个有机质丰度较高的层位(图3)。如

表1 下古生界生油岩有机质丰度统计表

Table 1 Statistics of organic matter abundance for the Lower Paleozoic source rocks

层位	有机碳含量 / %				氯仿沥青“A”含量 / $\times 10^{-6}$			
	碳酸盐岩		泥质岩		碳酸盐岩		泥质岩	
	范围值	平均值 / 样品数	范围值	平均值 / 样品数	范围值	平均值 / 样品数	范围值	平均值 / 样品数
S ₂₋₃			0.01 ~ 0.46	0.17 / 211			10 ~ 20	18 / 4
S ₁			0.01 ~ 0.49	0.11 / 239			3.4 ~ 17.7	8.5 / 25
O ₂ - O ₃	0.01 ~ 0.02	0.067 / 20	0.02 ~ 3.50	0.34 / 214	10	10 / 1	30	30 / 4
O ₁		0.12 / 202	0.01 ~ 2.52	0.26 / 127	10 ~ 25	16 / 5		
3		0.18 / 171		0.48 / 8	25 ~ 51	21 / 36		
2	0.422 ~ 1.04	0.65 / 66	0.15 ~ 3.53	1.53 / 28	12 ~ 61	48 / 46	12	12 / 5
1	0.065 ~ 1.023	0.49 / 74		3.1 / 54	10 ~ 350	66 / 16	4 ~ 150	47 / 15
Z ₂ d ²			0.06 ~ 1.35	1.10 / 15	10 ~ 40	20 / 7		

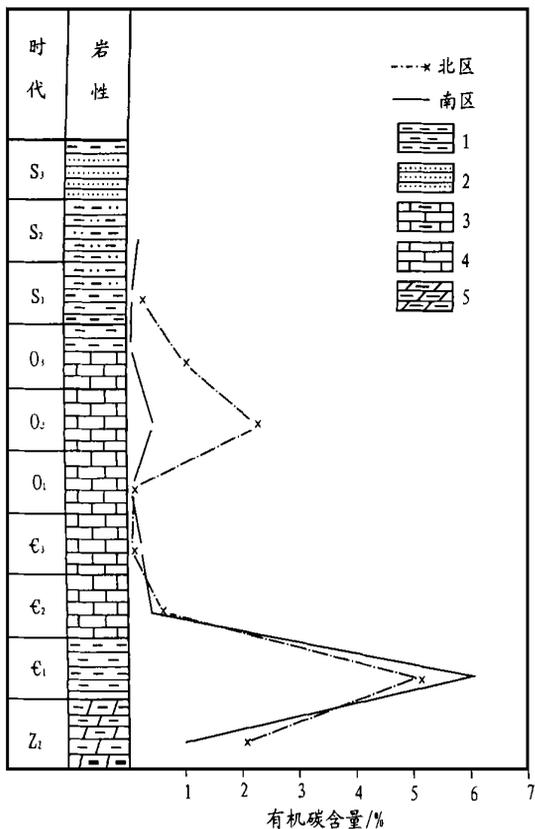


图 3 下扬子古生界有机碳总量演化图
 1. 泥岩; 2. 砂岩; 3. 含泥灰岩; 4. 灰岩; 5. 含泥白云岩
 Fig. 3 Evolution of TOC for the Paleozoic of Lower Yangtze area

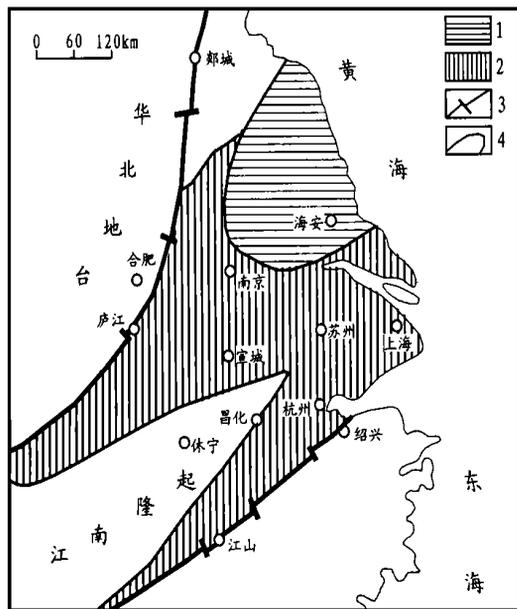


图 4 下扬子区下古生界烃源岩成熟度分区
 1. 高成熟区; 2. 过成熟区; 3. 断裂; 4. 构造单元界线
 Fig. 4 Maturity distribution of the Lower Paleozoic source rocks in Lower Yangtze area

下寒武统泥岩有机碳含量平均高达 3.1% 以上,最高可达 6%;中、上奥陶统碳酸盐岩有机碳含量平均为 0.34%。根据海相烃源岩有机碳评判标准,下古生界烃源岩大多数为较好烃源岩。而这些烃源岩与邻区华北盆地相比较,其有机碳含量明显增加。华北盆地 82 口井 1 206 个下古生界碳酸盐烃源岩的分析结果显示,有机碳含量为 0.05% ~ 0.02%,其中含量小于 0.1% 的烃源岩占 55%。

下古生界烃源岩总烃含量高,非烃与沥青质等极性组分含量较低。与上古生界比较,饱和烃含量明显高于后者,极性组分含量明显低于后者。下古生界烃源岩 H/C 值较低,一般低于 0.5,其有机质类型表现出腐殖化特征;但从生物演化进程而言,泥盆纪之前尚未出现陆生植物,下古生界烃源岩中的有机物质应主要来源于海洋低等生物,因此,其有机质类型应为腐泥型。腐殖化现象的出现可能是由于烃源岩自身热演化程度过高引起的,并不代表烃源岩的原始面貌。

1.3 烃源岩的热演化特征

下古生界烃源岩热演化程度普遍较高,但南北地区表现出一定的差异性。南区的热解色谱 S_x 最高峰温小于 494,沥青反射率 (R_o) 小于 1.85%,烃源岩基本处于高成熟阶段(图 4)。

下古生界烃源岩热演化的一个明显特征是同一块样品中出现两组不同的沥青反射率(表 2)^[2],低的一组反射率与 T_{max} 值之间呈正相关性,并主要分布在 T_{max} 值高于 520 的范围内。这种现象的出现

表 2 下扬子区下古生界烃源岩中两组沥青反射率数据表
 Table 2 Reflectance data for two sets of bitumen samples in the Lower Paleozoic source rocks of Lower Yangtze area

样品号	时代	岩性	沥青反射率 R_B / %	
			高的一组	低的一组
1	3	灰岩	6.9	3.10
2	1	灰岩	5.3	3.07
3		泥岩	>6	2.45
4	2	灰岩	>6	3.23
5	O_1^1	灰岩	7.1	2.3
6	3	灰岩	>5.8	2.82
7	2	灰岩	5.2	3.0

可能源于多种因素,但多数意见倾向于相同母质由先后不同时期的成油过程形成。高的一组代表第一次生油过程,这次生油过程发生于加里东期,下古生界烃源岩成熟生油,以较高一组沥青反射率为代表。印支运动导致下古生界烃源岩生油过程中断,直至燕山运动之后这些烃源岩才在陆相环境中在中、新生界覆盖条件下重新开始热演化过程,形成低的一组沥青反射率。但除此之外是否还有其它形成机制需做进一步研究。

2 下古生界油气储盖条件

2.1 下古生界油气储集条件

由于长时期压实作用和强烈的成岩后生作用,下古生界油气储集条件相对较差,大部分岩石的原生孔隙间的通道几乎被充填堵塞。在无其它次生孔隙发育的情况下,下古生界绝大部分储集岩属低孔隙度低渗透性储集岩:58.4%碳酸盐岩的孔隙度小于1%,95.5%碳酸盐岩的渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;20%碎屑岩的孔隙度小于1%,95%碎屑岩的渗透率小于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ [3]。如果按常规储层的物性参数标准,下古生界绝大多数碳酸盐岩或碎屑岩属低孔、低渗型而不能作为有效油气储层。

在岩石原生孔隙变差情况下,下古生界岩石的次生裂隙、溶隙却极为发育。N2井在1280~1874m井段的寒武-奥陶系灰岩中出现7个低钻时段,钻井放空5次,并漏失了大量泥浆,测井证实这些井段均是裂隙发育层段。下古生界碳酸盐岩裂隙的发育,极大地改善了岩石的孔渗条件,有效地增加了岩石的储集性能(表3)。

由于次生裂隙的发育,下古生界致密岩石通过裂隙的改造成为有效储集岩。裂隙的形成是多因素的,但区内裂隙主要是构造裂隙和成岩差异压实作用产生的裂隙。前者主要分布于构造转折端、断层两侧、背斜顶部及断裂交汇处;后者主要出现于塑性岩层与刚性岩层组合中的刚性岩层中。由于两种不同岩性地层在深埋阶段的重力负荷下塑性岩层沿层面发生侧向流动,在刚性岩层内部形成垂直或斜交互面的裂隙。区内下古生界通常发育震旦-奥陶系($Z_2^2 - O_3^1$)碳酸盐岩裂隙即是此因。此类碳酸盐岩裂隙具有较好的孔渗性能,是下古生界油气有利储层。

2.2 下古生界油气储盖组合

下古生界油气储盖组合中,下志留统高家边组泥岩是最重要的区域盖层之一。该组泥岩岩性致密,地层厚度大(表5),区域分布稳定。根据N4井粘土矿物成分分析,高家边组泥岩蒙脱石含量为14%~15%,伊利石含量为62%~67%,高岭石含量为6%~7%,绿泥石含量为11~17%,按微孔隙结构特征参数划分标准属Ⅲ类至Ⅳ类良好区域盖层[4]。

除高家边组盖层之外,作为储层的刚性裂隙层内部均有厚度不等的泥岩夹层,如上震旦统碳酸盐岩裂隙层上部为下寒武统幕府山组泥岩,奥陶系红花园组和大湾组碳酸盐岩裂隙层之上为五峰组泥岩。由此表明,下扬子区下古生界储盖条件较好,次生裂隙的广泛发育极大地改善了致密岩石的孔渗能力,使之成为有效储集岩。储层之上有厚层高家边组泥岩覆盖,储盖配置极为有利,形成下古生界油气储盖组合。

表3 碳酸盐岩裂隙的发育对孔渗性能的影响

Table 3 Effects of fissure development on porosity and permeability in carbonate rocks

井号	地层	井深 / m	岩性	孔隙度 / %	渗透率 / $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	备注
S133	T ₁	2 398.0 ~ 2 398.1	石灰岩	1.74	8.30	有裂缝
		2 397.2 ~ 2 397.3	石灰岩	1.17	0.11	无裂缝
N4	P _{1q}	2 000.16 ~ 2 000.15	石灰岩	1.67	419.48	有裂缝
		2 001.86 ~ 2 002.01	石灰岩	0.51	0.21	无裂缝
S135	Z _{2 dn}	1 256.0	白云岩	2.97	33.80	有裂缝
		1 191.0	白云岩	1.00	0.17	无裂缝

表 5 高家边组泥质岩厚度统计表

Table 5 Statistics of argillite thickness for the Gaojiabian Fr.

井号	沈 1 井	N 参 2 井	苏 98 井	苏 174 井	N4 井	N1 井	句参 2 井	金 21 井
厚度/m	453	680.8	173.5	307	1 719	93.7	777	524

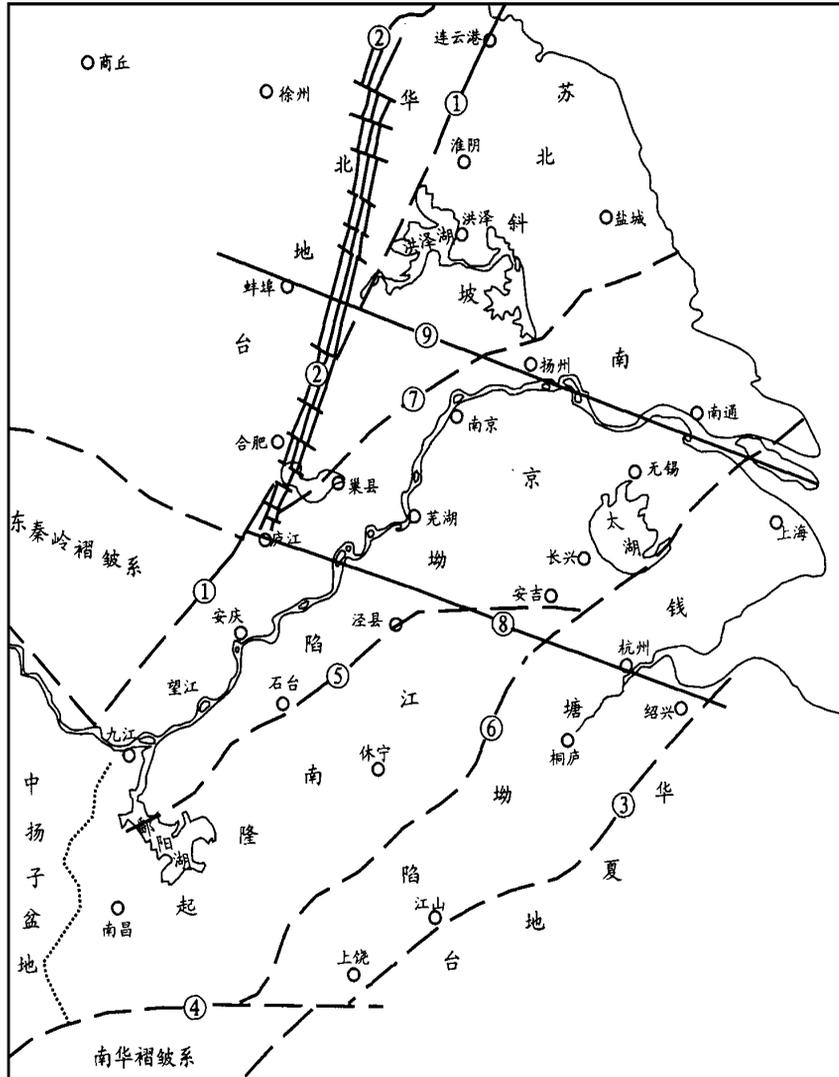


图 5 下扬子盆地构造区划图

- 1. 连黄断裂; 2. 郟庐断裂; 3. 江绍断裂; 4. 赣中断裂; 5. 江南断裂;
- 6. 马金 - 湖苏断裂; 7. 滁河断裂; 8. 绍兴 - 金碧基底断裂; 9. 崇明 - 嘉山基底断裂

Fig. 5 Tectonic regional division of the Lower Yangtze basin

3 综合地质条件评价

虽然下扬子海相成油气条件优越, 生储盖配置良好, 但海相地层油气系统复杂。多次构造变动特

别是印支 - 燕山运动对海相原型盆地实施了强度较大的改造, 海相建造被挤压抬升, 长时间暴露出来遭受剥蚀, 大约 4 000 ~ 6 000m 海相沉积岩被剥蚀^[5]。构造剥蚀后的海相盆地地貌残缺不全, 盆地分割成若干个独立的构造断块(图 5), 每一断块内部海相

建造保存状况由所受到的构造变形强度所制约。

(1) 苏北斜坡: 印支构造剥蚀面自北向东南倾斜, 西北部的清江、盱眙一带仅有震旦系或寒武 - 奥陶系地层保留, 而东部的射阳、阜宁一带海相建造保存相对完整。除西南部部分海相地层出露外, 苏北斜坡的大部分地区海相地层被陆相中、新生界覆盖。因此, 该断块海相建造保存相对较好, 是海相油气勘探的重要勘探目标区。

(2) 南京坳陷: 该断块海相建造整体保存较好, 局部地区剥蚀严重, 常见下古生界出露。被保存的海相地层多发生褶皱, 形成一系列复背斜和复向斜, 如江浦 - 巢县复背斜、句容 - 无为复向斜、黄桥 - 郎溪复向斜、苏州 - 长兴复背斜等。复背斜或复向斜之上常有白垩系或第三系陆相上叠盆地, 是海相建造保存较好的地区之一。

(3) 钱塘坳陷: 该坳陷下古生界剥蚀严重, 上古生界所剩甚少, 海相地层大部分褶皱、错断, 背斜核部多出露震旦系或元古界浅变质岩系。虽然海相地层常有晚侏罗世 - 早白垩世火山岩盆地或晚白垩世 - 第三纪陆相盆地覆盖, 但海相建造因强烈的构造剥蚀大部分失去了石油地质意义。

(4) 江南隆起: 江南隆起的主体出露中、上元古界浅变质岩系或花岗岩体, 未见海相地层保存, 仅在其东北倾没端见有少量下古生界, 并在乐平、休宁一带见上古生界超覆在变质岩系之上, 除此以外, 江南隆起已无海相地层, 是下扬子区海相沉积保留最差的地区。

由此可见, 海相地层构造剥蚀相当严重, 上古生界剥蚀强度远远大于下古生界。虽然上古生界和海相三叠系发生广泛的构造推覆, 但多发生于高家边组泥岩之上; 下古生界由于高家边组巨厚泥岩的滑移作用, 使构造变动强度明显减弱, 有利于地层和原生油气藏的保存。在高家边组之下发现若干大型下古生界背斜是下古生界油气聚集的主要场所。经初步计算, 下扬子区下古生界总生烃量为 $78\ 043.45 \times 10^8 \text{t}$, 占全区海相中、古生界总生烃量的 94.1%; 下古生界油气资源量约为 $34.299\ 9 \times 10^8 \text{t}$, 占全区

海相中、古生界总资源量的 86.62%。天然气资源量初步预测达 $10\ 260 \times 10^8 \text{m}^3$ 。故下古生界应以找气为主。

下扬子区陆相中、新生界发育, 陆相沉积与上古生界及海相中生界沉积厚度至少在 4 000m 以上, 使下古生界油气目的层埋深达 4 000 ~ 7 000m。但迄今为止, 区内钻遇下古生界油气目的层的钻井较少, N4 井是其中为数不多的深井之一。该井位于苏北斜坡的黄桥地区, 钻遇下古生界寒武系, 完井井深 5 644.04m。该井证明海相建造被印支运动剥蚀成地垒或地堑, 揭示出下古生界烃源岩有机质丰度较高, 碳酸盐岩有机碳含量高达 2.69%; 并且发现海相地层油气显示共计 31 层, 累计厚度达 380m (油气显示自 1 510.8m 至 5 356m), 显示出包括下古生界在内的海相地层成油气潜力巨大。

据上述分析, 下古生界油气勘探最富前景的地区是句容 - 南通以北地区。该区位于苏北斜坡和南京坳陷北部, 下古生界烃源岩厚, 有机质丰度高, 地层保存较好, 储盖条件发育, 烃源岩演化程度 (以高成熟为主) 相对偏低, 因此是下古生界油气综合评价地质条件最优秀的地区。加强该区下古生界勘探, 对实施海相油气勘探的重大突破具有重要的现实意义。

参考文献:

- [1] 李晋超, 马永生, 张大江, 等. 中国海相油气勘探若干重大科学问题[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(5): 1 - 2.
- [2] 费富安. 下扬子区下古生界 (包括震旦系) 生油坳中 IV 型干酪根的地化特征及其意义[A]. 油气勘探新理论方法新技术报告会论文集[C]. 北京: 海洋出版社, 1989. 47 - 52.
- [3] 郭念发, 俞凯. 下扬子地区海相储集岩特征及含油气性[J]. 勘探家 (石油与天然气), 1998, 3(4): 21 - 25.
- [4] 郭念发, 尤孝忠, 刘德法. 下扬子区古生界油气地质条件及勘探选区[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(1): 4 - 7.
- [5] 李道琪, 孟运舒, 卫自立, 等. 下扬子区基本地质特征[A]. 中国南方油气勘探新领域探索论文集 (第 3 辑) [C]. 北京: 地质出版社, 1988. 34 - 42.

(下转第 51 页)

BASIC GEOLOGIC CHARACTERS OF THE ABNORMAL FORMATION OVERPRESSURE IN THE WESTERN PART OF SOUTHERN FRINGE OF JUNGGAR BASIN

LI Zhong-quan¹, CHEN Geng-sheng², GUO Ji-yi³, CHI Yuan-lin³, ZHAO Jie³,
ZHU De-feng³, LIU Jie³, AI Xin-bo³

(1. Department of Geology, Peking University, Beijing 100871, China; 2. Southwest Oil and Gas Field Branch Company, Chengdu 610051, China; 3. Daqing Oil Field Limited Liability Company, Daqing 163453, China)

Abstract: The abnormal formation overpressure in the western part of southern fringe of Junggar Basin mainly existed in the second and third row of structural zones in northern Tianshan piedmont fold zones, and were characterized by regional zonal distribution. According to drilling data revealed, formation overpressure were characterized by "strata - control and time - control", which showed that the depth of the top surface of abnormal overpressure was controlled by Anjihaihe formation (E_{2+3}), and its 3 - D shape was a irregular box, which has the character of overpressured compartment. And its forming mechanism is "polygenetic", which was formed by superimposing of sedimentation and tectonic.

Key words: Junggar Basin; formation overpressure; overpressured compartment

(be continued from page 46)

EVALUATION ON THE GEOLOGIC CONDITIONS OF THE LOWER PALEOZOIC HYDROCARBON IN LOWER YANGTZE AREA

YU Kai¹, GUO Nian-fa²

(1. East China Bureau of Petroleum, SINOPEC, Nanjing, Jiangsu 210011, China;
2. Geological Research Institute, East China Bureau of Petroleum, SINOPEC, Yangzhou, Jiangsu 225002, China)

Abstract: The Lower Paleozoic in Lower Yangtze area which has developed hydrocarbon source rocks, organic matter with high thermal evolutionary degree and good reservoir-cap conditions possesses favorable geologic conditions to form large scale natural gas pools. The Indosinian movement greatly reformed the tectonics of the Lower Yangtze sea basin sedimentary body, and has some degree of katogene on oil and gas pools. But the Lower Paleozoic oil and gas pools have advantageous preservation conditions because of the sealing and covering of very thick mudstone in the Gaojiabian Formation of the Lower Silurian. Therefore, as for the evaluation of hydrocarbon exploration domain, the Lower Paleozoic is obviously superior to the Upper Paleozoic and the marine Paleozoic.

Key words: hydrocarbon geologic evaluation; the Lower Paleozoic; Lower Yangtze area