

# 苏北盆地天然气成藏特征及选区评价

郭念发\* 郑绍贵

(中国新星石油公司华东石油地质研究院)

郭念发等. 苏北盆地天然气成藏特征及选区评价. 天然气工业, 1999; 19(3): 6~14

**摘 要** 苏北盆地面积  $3.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 天然气资源丰富, 发育了海相下、中、上古生界三套巨厚烃源岩系和陆相早第三系及局部地区中、下侏罗统两套富含有机质的暗色泥岩。海相地层中由于裂隙、晶间孔、溶孔、溶缝及晶洞发育, 弥补了原生孔隙储集能力的不足, 使其变为有效的储集岩。陆相早第三系储层平均孔隙度大于 25%, 渗透率大于  $1 \times 10^{-14} \text{ m}^2$ 。盆地内纵向上发育四套区域盖层, 自上而下为上第三系盐城组厚层泥岩、白垩系浦口组泥岩与膏盐层、二叠系龙潭组泥岩与煤层系、志留系高家边组泥岩, 这些盖层分别封隔了新生界、中生界、上古生界及下古生界储层中的天然气, 配置成四套有利的储盖组合。该盆地天然气类型主要有三种: 生物气——低温热解气, 如刘庄气田; 油田伴生气——凝析气, 如周庄、永安气田; 多源混合气(含慢源气), 如黄桥气田。该盆地成藏控制因素有四: 多气源、高生气强度; 有利构造带; 晚期断裂活动; 地质背景不同, 圈闭类型不同。综上所述提出苏北盆地今后天然气勘探的方向有三: 小海—海安区块、淮阴区块和泰兴—如皋区块。

**关键词** 苏北盆地 天然气 气藏形成 特征 勘探区 选择

苏北盆地面积  $3.8 \times 10^4 \text{ km}^2$ , 天然气资源丰富, 发育了巨厚的海相和陆相烃源岩系, 具有 4 套重要的生储盖组合(图 1), 现已在新生界、中生界和古生界见到丰富的气显示及天然气流, 预测天然气资源总量达数万亿立方米。天然气类型有生物气、石油伴生气、裂解气、煤成气和地幔深源气等。已发现天

然气显示井 148 口, 其中工业气流井 26 口, 工业性气藏 18 个, 气田 11 个(图 2), 充分显示了苏北盆地广阔的找气前景。

## 天然气成藏特征

### 1. 以生气为主的烃源岩丰富

另一种是从油气的保存、储集出发, 强调从圈闭的落实、评价、优选以实现油气的突破, 其着眼点在储层的含油气性。这可以说是传统的正向和反向思维方式。

在盆地研究中也存在类似情况, 从原型沉积盆地入手也可看作一种正向思维, 它追索盆地形成演化及对油气的控制。与之相应的反向思维则是从盆地保存实体的现状入手, 强调研究变形盆地的改造作用, 并着眼现存的原生和次生油气藏。

将两种思维和探索方式更自觉、灵活地结合起来, 更多地关注盆地改造及其结构也许是我国天然气勘探工作者共同的心声。

## 参 考 文 献

- 1 王英民, 邓林, 董伟等. 残余盆地三维盆地模拟及油气资源评价. 成都: 四川科学技术出版社, 1996: 1~35
- 2 刘池阳. 后期改造强烈——中国沉积盆地的重要特点之一. 石油与天然气地质, 1996; 17(4): 255~261
- 3 张渝昌主编. 中国含油气盆地原型分析. 南京: 南京大学出版社, 1997: 1~26
- 4 张抗. 沉积盆地的演化和结构. 中国地质科学探索. 北京: 北京大学出版社, 1989: 322~333
- 5 张抗. 塔里木盆地的大地构造及油气远景. 中国地质科学新探索. 北京: 石油工业出版社, 1998: 207~217

(收稿日期 1998-12-14 编辑 黄君权)

\* 郭念发, 1956 年生, 高级工程师; 1982 年毕业于长春地质学院地质系, 现从事石油地质研究工作; 先后已发表 12 篇论文, 其中有 2 篇在第 30 届国际地质大会上发表, 1 篇获第 30 届国际地质大会优秀论文奖。地址: (225002) 江苏扬州市邗沟路 50 号。电话: (0514) 7621085。

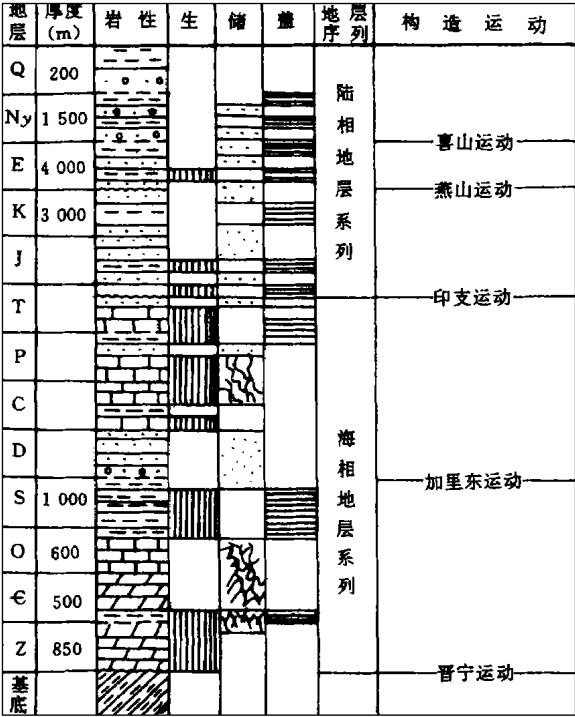


图 1 苏北盆地综合性地层柱状剖面简图

苏北盆地烃源岩分为海相和陆相两个系列, 二者沉积环境不同, 岩相及岩性差异较大, 生气强度及热演化程度亦不相同。

(1) 海相烃源岩

从晚震旦世至早三叠世, 苏北盆地作为下扬子

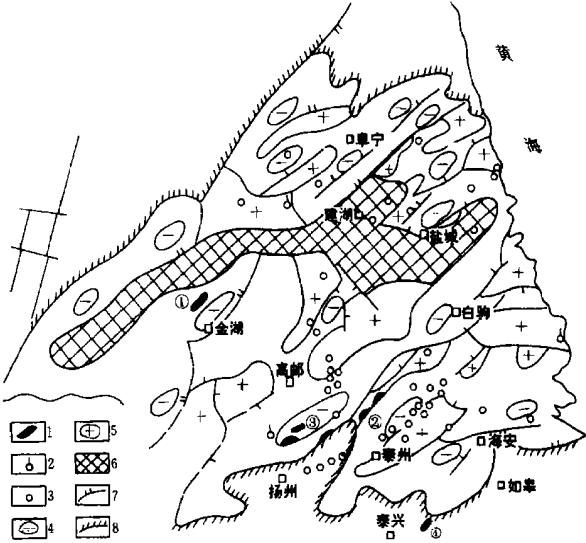


图 2 苏北地区天然气分布图

1. 气藏(田); 2. 气喷显示井; 3. 气测异常; 4. 深凹部位; 5. 凸起; 6. 隆起; 7. 断层; 8. 盆地边界; 典型气藏(田): ① 刘庄; ② 周庄; ③ 永安; ④ 梁桥和黄桥

海相沉积盆地的一个部分, 发育了下古生界( $Z_2-O_2$ )、上古生界( $C-P$ )和中生界( $T_1$ )三套巨厚的海相烃源岩系, 其中碳酸盐烃源岩有机碳含量最高达 1.04%, 泥质烃源岩有机碳含量最高达 12.53% (表 1)。下古生界烃源岩有机质类型以腐泥型为主, 震旦系藻灰岩、寒武系“石煤”是重要的气源岩。上古生界烃源岩以煤系地层为特征, 有机质类型以腐殖型为主, 具有良好的生气潜力。中生界三叠系烃源岩是一套黑色泥岩、泥灰岩、灰岩, 有机质类型为腐泥、腐殖混合型。

表 1 苏北盆地海相中—古生界烃源岩有机质丰度

层 位	有机碳含量(%)				氯仿沥青“ A ” 含量(ppm) <sup>1)</sup>			
	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
T <sub>1</sub>	0.01~ 0.70	0.16/ 9	0.15~ 12.53	0.64/ 111	251~ 803	235/ 9	186~ 1 446	1 024/ 3
P <sub>2</sub>	0.10~ 2.38	0.49/ 44	0.50~ 3.45	1.06/ 90	31~ 1 700	485/ 29	84~ 1 240	527/ 19
S <sub>2</sub> —S <sub>3</sub>			0.01~ 0.46	0.17/ 211			10~ 20	18/ 4
S <sub>1</sub>			0.01~ 0.49	0.11/ 239			3.4~ 17.7	8.5/ 25
O <sub>2</sub> —O <sub>3</sub>	0.01~ 0.02	0.067/ 20	0.02~ 3.50	0.34~ 214	10	10/ 1	30	30/ 4
O <sub>1</sub>		0.12/ 202	0.01~ 2.52	0.26/ 127	10~ 25	16/ 5		
C <sub>3</sub>		0.18/ 171		0.48/ 8	25~ 51	21/ 36		
C <sub>2</sub>	0.42~ 1.04	0.65/ 66	0.15~ 3.53	1.53/ 28	12~ 61	48/ 46	12	12/ 5
C <sub>1</sub>	0.06~ 1.02	0.49/ 74		3.1/ 54	10~ 350	66/ 16	4~ 150	47/ 15
Z <sub>2</sub> d <sub>2</sub>	0.02~ 0.60	0.22/ 148	0.06~ 1.35	1.10/ 15	10~ 40	20/ 7		

1): ppm 系指 ppm(W), 相当于  $\mu\text{g/g}$ 。

海相烃源岩中, 下古生界烃源岩演化程度较高(表 2), 大多数烃源岩已进入过成熟干气阶段。下古生界烃源岩中明显地出现两组沥青反射率, 反映了下古生界烃源岩至少经历了两个热演化阶段, 具有两次生烃过程。上古生界烃源岩大部分处于低成熟阶段, 少部分处于高成熟阶段(图 3)。三叠系海相烃源岩热演化程度较低, 除个别地区为高成熟阶段外, 大部分地区为低成熟阶段。海相中、古生界气显示活跃; 最有意义的气显示是 CO<sub>2</sub> 气显示, 分布广, 层位多, 从下古生界一直贯穿于中生界。如苏泰 174 井、黄验 1 井、N6 井、N9 井、N13 井等均在海相中、古生界见到 CO<sub>2</sub> 气显示或工业气流。

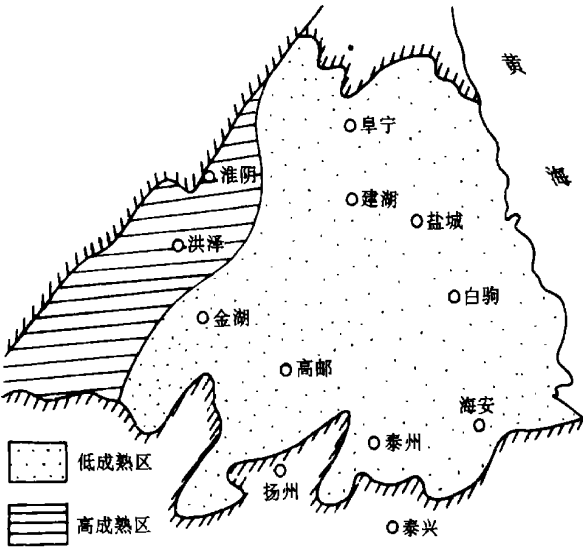


图 3 苏北盆地上古生界烃源岩成熟度分区图

表 2 下古生界样品实测沥青反射率数据表

地层	岩性	沥青反射率(%)		测定单位
寒武系	灰岩	6.90	3.10	中国科学院 贵阳地球化学 研究所
		5.30	3.07	
		> 6.00	3.23	
		> 5.80	2.82	
		5.20	3.00	
志留系	砂岩	9.06	3.02	地质矿产部 无锡石油地质 中心实验室
		9.41	2.13	
		9.17	2.02	
		7.18	3.20	

(2) 陆相烃源岩

印支运动之后, 苏北盆地进入了陆相沉积阶段, 形成了巨厚的陆相中、新生界沉积, 特别是早第三纪以来, 盆地稳定沉降, 发育了泰州组、阜宁组二段、四段和戴南组一段厚层暗色泥质烃源岩, 有机质丰富, 有机碳平均含量达 1.17% 以上(表 3)。烃源岩热演化适中, *R<sub>o</sub>* 在 1.16% 左右, 已接近或进入成熟阶段, 因此, 下第三系烃源岩是苏北盆地陆相沉积最有生气潜力的烃源岩。新生界烃源岩之下, 局部地区中生界陆相烃源岩发育, 主要是中、下侏罗统象山群及下白垩统葛村组暗色泥岩, 如苏 111 井象山群暗色

表 3 苏北盆地第三系暗色泥岩厚度及有机碳含量统计表

层位	金湖凹陷		高邮凹陷		溱潼凹陷		盐城凹陷		洪泽凹陷	
	泥岩厚 (m)	有机碳含量 (%)	泥岩厚 (m)	有机碳含量 (%)	泥岩厚 (m)	有机碳含量 (%)	泥岩厚 (m)	有机碳含量 (%)	泥岩厚 (m)	有机碳含量 (%)
戴南组一段 (E <sub>2</sub> d <sup>1</sup> )	51	0.5 (5)	304	1.05 (50)	180	1.27 (9)	152	1.09 (6)	80	0.56 (20)
阜宁组四段 (E <sub>1</sub> f <sup>4</sup> )	343	36 (34)	461	1.16 (24)	441	1.12 (42)	239	0.96 (10)	227	1.6 (37)
阜宁组二段 (E <sub>1</sub> f <sup>2</sup> )	161	1.51 (32)	353	1.42 (153)	348	1.21 (23)	278	1.74 (48)	240	0.61 (4)
泰州组(E <sub>1</sub> t)	0		208	1.05 (11)	200	1.27 (20)	198	0.70 (31)	37	0.53 (3)

注: 有机碳含量括号内数字代表样品数量。

泥岩厚 300 m, 有机碳含量平均达 2. 1%, 苏 98 井葛村组暗色泥岩厚度超过 90 m, 有机碳含量平均为 0. 5%。

2. 储、盖层配置有利

苏北盆地储层发育, 具有海相及陆相两套天然气储层。海相中、古生界储层经过长期地层压实作用, 储层中的原生孔隙逐渐变小, 大部分岩石呈低孔、低渗特征(表4)。其中58. 4% 碳酸盐岩的孔隙

表 4 中、古生界海相地层平均孔渗值表

项 目	地 层																	总平均数
	Z <sub>2</sub> <sup>2</sup>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	O <sub>1</sub>	O <sub>2</sub>	O <sub>3</sub>	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	D <sub>3</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	T <sub>1+2</sub>	
碳酸盐岩																		
平均孔隙度(%) (样品数)	1. 58 ( 56)	1. 56 (25)	1. 26 (121)	2. 43 (221)	1. 45 ( 145)	1. 94 ( 14)	1. 64 ( 4)					1. 17 ( 3)	0. 74 (24)	1. 02 (20)	0. 62 (89)		1. 34 (230)	1. 45 (952)
平均渗透率 (× 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> ) (样品数)	0. 39 ( 46)	0. 34 (21)	0. 88 (66)	0. 60 (144)	0. 46 ( 108)	0. 19 ( 8)	0. 03 ( 3)					0. 13 ( 3)	0. 31 (21)	0. 57 (17)	0. 34 (73)		0. 71 (202)	0. 57 (712)
碎屑岩																		
平均孔隙度(%) (样品数)								0. 59 ( 1)	1. 73 (50)	2. 18 (59)	2. 21 (44)	2. 49 (10)			8. 33 (27)	5. 08 (73)		3. 73 (294)
平均渗透率 (× 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup> ) (样品数)							1. 60 (25)	0. 21 ( 2)	0. 80 (41)	0. 44 (57)	0. 72 (36)	3. 93 ( 8)			0. 32 (25)	0. 62 (15)		0. 96 (209)

度小于 1%, 95. 5% 碳酸盐岩的渗透率小于 1× 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>; 20% 碎屑岩的孔隙度小于 1%, 95% 碎屑岩的渗透率小于 1× 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。70% 岩石的压汞曲线显示高排驱压力(几十个大气压)和高束缚水饱和度(40% 以上), 岩石孔隙喉道小, 大部分岩石的孔径小于 5 μm, 孔隙连通性差。总体而言, 海相岩层原生孔隙基本丧失储集能力。由于岩石的次生裂隙、溶隙相对发育, 因而补充了原生孔隙的不足, 增加了岩石的储集空间, 使岩石的储集性相对变好。苏 174 井岩心观察, 三叠系青龙组灰岩垂直裂隙密度为12. 5条/ m, 斜交裂隙为 11. 3 条/ m, 水平裂隙为 19. 5 条/ m; 二叠系栖霞组灰岩垂直裂隙密度为 19. 1 条/ m, 斜交裂隙 7. 5 条/ m, 水平裂隙 14. 7 条/ m; 泥盆系五通组砂岩垂直裂隙密度为 8 条/ m, 斜交裂隙 16 条/ m, 水平裂隙 16 条/ m。岩心薄片鉴定发现还有大量的晶间孔、溶孔、溶缝及晶洞等次生孔隙, 它们都是成岩后生作用的结果。这些孔缝极大地改善了海相岩层的储集性能, 使其变为有效的储集岩。苏 174 井、黄验 1 井、N4 井、N13 井海相地层中的 CO<sub>2</sub> 气均是以次生裂隙、溶隙等孔隙类型为储集空间的。

陆相中生界储层主要是中、下侏罗统象山群砂

岩、砂砾岩及上白垩统浦口组下部的砂砾岩段, 孔隙度一般为 5% ~ 6%, 渗透率一般在 10× 10<sup>-3</sup> ~ 20× 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup> 之间。新生界储层类型多, 分布广, 最重要的储层是下第三系三垛组、戴南组、阜宁组三段和泰州组, 其孔隙度大于 25%, 渗透率大于 1× 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。

盆地内区域盖层和局部盖层均较发育, 这些盖层的岩性主要是泥岩, 其次是膏盐层。盆地内纵向上发育 4 套区域盖层, 自上而下是上第三系盐城组厚层泥岩, 白垩系浦口组泥岩与膏盐层, 二叠系龙潭组泥岩与煤系, 志留系高家边组泥岩, 它们的特征参数见表 5。这些盖层分别封隔了新生界、中生界、上古生界及下古生界储层中的天然气, 构成了 4 套有利的储盖组合。高家边组岩性主要是泥岩、页岩、粉

表 5 苏北盆地天然气有效区域盖层特征表

时代	层位	突破压力 (10 <sup>6</sup> Pa)	优势孔隙半径 (nm)	岩性	厚度 (m)
N	盐城组	> 120	1. 6~ 3. 2	泥岩	60~ 100
K	浦口组	130~ 190	0. 8~ 2. 5	泥岩、膏盐岩	> 500
P	龙潭组	> 130	0. 7~ 2. 1	泥岩、煤系	> 200
S	高家边组	> 150	1. 0~ 2. 0	泥岩	> 500

砂质泥岩,粘土矿物中蒙脱石含量为 14%~15%,伊利石含量为 62%~67%,高岭土含量为 6%~7%,绿泥石含量为 11%~17%,按微孔隙结构特征参数划分标准,该组泥岩属优质盖层。它在苏北盆地连续分布,是盆地地下古生界气藏的直接盖层。龙潭组泥质岩夹煤系,单层厚度 1~20 m,尤其是该组上段海相泥岩分布广泛,地层厚度大,是盆地上古生界气藏直接的盖层。浦口组中、上部泥岩段,最大厚度达 500 m,膏盐层发育,淮阴地区出现大套盐岩,它的封盖能力较强,是海相天然气藏的有利区域盖层。盐城组盖层岩性主要是泥质岩,地层厚度大于 60 m,分布广泛,岩性稳定,是新生界气藏的直接盖层,它是盆地气藏的最后一套盖层,对所有气藏及不同时代圈闭均有重要的封盖作用。此外,气藏上方局部盖层也相当发育,它们对气藏的封盖和保存具有重要的作用。

典型气藏分析

苏北盆地在已发现的 18 个气藏和若干气显示中,其成因类型主要有 3 种(见表 6):生物气—低温热解气、油田伴生气—凝析气、多源混合气。不同类型气藏特征表现不同。下述几个气藏的特征代表了苏北盆地不同类型天然气藏分布的基本特点。

1. 刘庄气藏(田)

刘庄气藏位于金湖凹陷的西北斜坡,是在古斜坡上定型的背斜气藏,发现于 1974 年 10 月。于下第

三系阜宁组二段试获工业气流,日产可燃天然气  $34 \times 10^4 \text{ m}^3$ ,气藏具有“上气下油”的特点(图 4)。现已探明含气面积  $2.03 \text{ km}^2$ ,天然气可采储量  $4.17 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。

表 6 苏北盆地气藏概况表

气田名称	气藏	工业气流 井数(口)	日产量 ( $1 \times 10^4 \text{ m}^3$ )	气体性质	成因分类
刘庄	$E_1 f^2$	5	0.46~2.07	烃类	生物气— 低温热解 气
黄埭	$E_{2-3} s^1$	1	0.34	烃类	
周庄	$N_1 y^2$	1	17.2(初产)	烃类	
许庄	$E_{2-3} s^1$	1	0.84	烃类	油田伴生 气—凝析 气
	$E_2 d^1$	1	0.536	烃类	
肖刘庄	$E_{2-3} s^1$	1	4.96	烃类	
	$E_2 d^1$	1	1.20	烃类	
富民庄	$E_2 d^1$	1	4.75	烃类	
小纪	$E_2 d^1$			烃类	
永安	$E_2 d^1$	1	3.0	烃类	多源混合 气(含慢源 气)
联盟庄	$E_2 d^2$	1	2.24	烃类	
富民庄	$E_{2-3} s^1$	1	9.018	$\text{CO}_2$	
小纪	$E_1 t$	1	7.68	$\text{CO}_2$	
黄桥	$N_1 y^2$	4	0.3~0.9	烃类占 30%	
	$K_2 p$	1	1.6	$\text{CO}_2$	
	$P_1 q$	2	20~46	$\text{CO}_2$	
	$C_{2-3}$	1	2.27	$\text{CO}_2$	
	$D_3 w$	1	36.33	$\text{CO}_2$	
合 计	18	26			

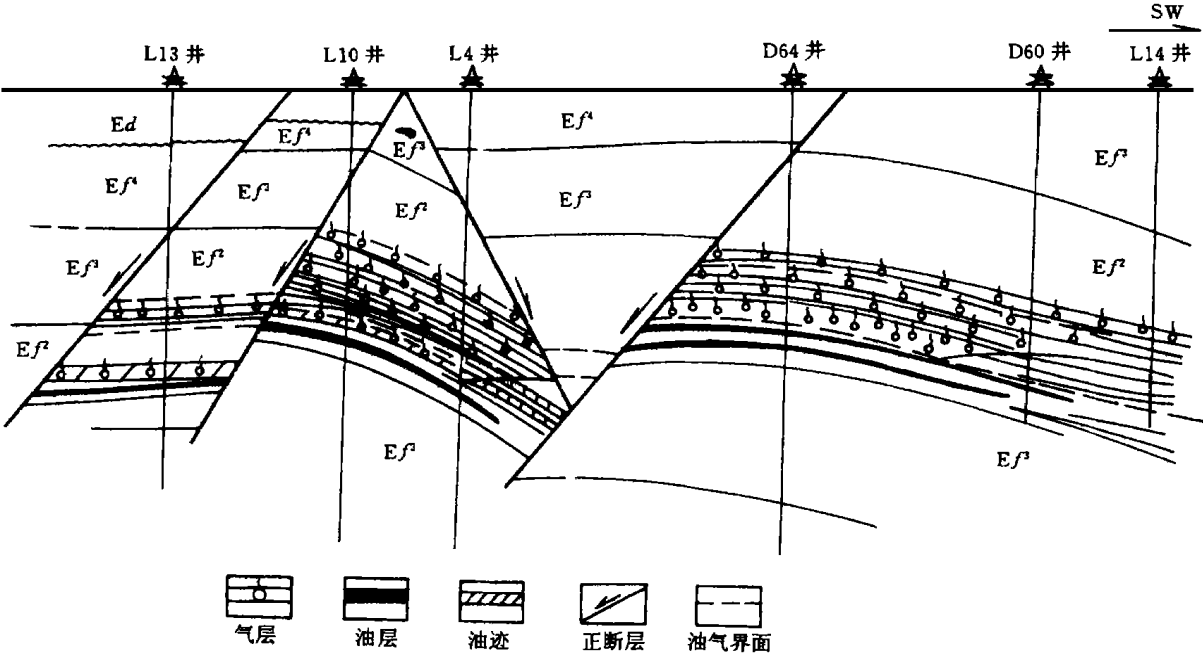


图 4 刘庄气藏剖面图(据吴顺根,1988)

气藏的储层阜宁组二段以生物灰岩为主, 粉—细砂岩次之。生物灰岩发育原生粒间孔、骨架孔及次生溶蚀孔洞、裂缝, 孔隙度一般大于 20%, 渗透率大于  $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 气藏储集性能优越。气藏上方有厚约 70 m 的阜二段泥岩作为封盖, 泥岩微孔隙结构的突破压力为 10.57 MPa, 地层剩余压力为 0.35 MPa, 盖层突破压力大大超过地层剩余压力, 因此盖层的封闭性能较好。气藏圈闭是一被断层复杂化的短轴背斜, 轴向东北, 闭合面积 8.61  $\text{km}^2$ , 闭合高度 100 m。背斜形成于吴堡构造运动期, 在三垛构造运动期被断裂切割。天然气组分及同位素组成:  $\text{CH}_4$  含量大于 96%, 重烃一般小于 2%, 甲、乙烷碳同位素偏轻, 前者区间值为  $-49.78\text{‰} \sim -56.71\text{‰}$ ; 后者为  $-36.5\text{‰}$  左右, 具有生物低温热解气的特点。

2. 周庄气藏(田)

周庄气藏属背斜型次生气藏, 位于高邮凹陷吴堡低凸起西南部。西部为吴堡断裂带, 东部与溱潼凹陷呈斜坡过渡, 背斜顶部的周 2 井在上第三系盐城组( $\text{N}_{1y}$ ) 中获高产工业气流, 日产天然气  $17.2 \times 10^4 \text{m}^3$ , 探明含气面积 0.45  $\text{km}^2$ , 地质储量  $0.97 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

气藏圈闭是受吴堡断裂带控制的牵引背斜, 圈闭面积 2.5  $\text{km}^2$ , 闭合高度 50 m。气藏储层为盐城组砂岩, 电测解释孔隙度为 27.6%, 产层之上有近 50 m 厚的泥岩作为气藏盖层, 封盖条件较好。

吴堡断裂带具有形成早、多期活动的特点, 它形成于中生代, 早第三纪继续活动, 导致吴堡低凸起两次抬升, 低凸起上阜宁组和三垛组上部地层遭受剥蚀, 并缺失戴南组。三垛运动之后, 该断裂活动明显减弱, 中新世早期的沉积由充填型向低凸起上超覆, 樊川构造运动时, 吴堡断裂带再次活动, 断层上延至盐城组中部, 断距约 60 m(图 5)。吴堡断裂带的多期活动, 不仅形成周庄背斜构造, 同时也沟通了背斜圈闭与高邮凹陷深部气源间的联系, 成为深部气源运移的重要通道。

气藏天然气组分为:  $\text{CH}_4$  占 96.52%,  $\text{N}_2$  占 3.47%, 无其它气体组分。甲烷的碳、氢同位素偏重, 分别为  $-45.88\text{‰}$  和  $-181.99\text{‰}$ , 气体组分属于石油伴生气类型。

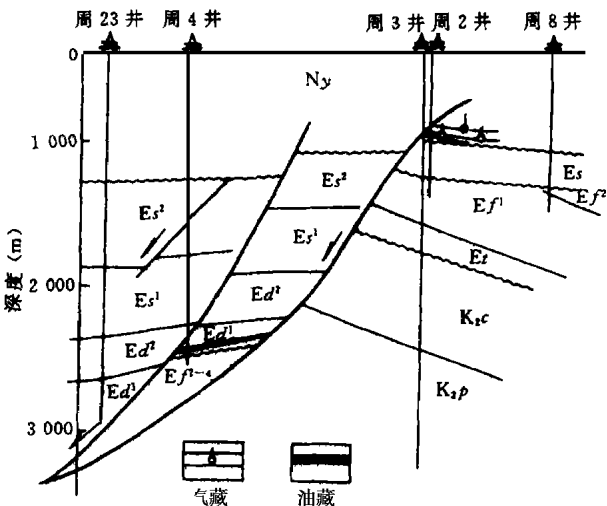


图 5 周庄气藏剖面图

3. 永安气藏(田)

永安气藏位于高邮凹陷南侧的永安—花家庄断裂构造带上, 1974 年永 7 井在戴南组一段( $\text{Ed}^1$ ) 日产气 3 000  $\text{m}^3$ , 凝析油 5.28  $\text{m}^3$ , 勘探查明含气面积 0.32  $\text{km}^2$ , 天然气可采储量  $0.43 \times 10^8 \text{m}^3$ 。储层为戴南组一段下部的中、细砂岩, 岩石胶结疏松、物性条件好, 孔隙度达 20% 以上, 渗透率为  $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 储层之上有近 20 m 厚的致密泥岩盖层, 泥岩上方还有一层较厚的辉绿岩作为封盖, 有效地阻止了气的逸散(图 6)。

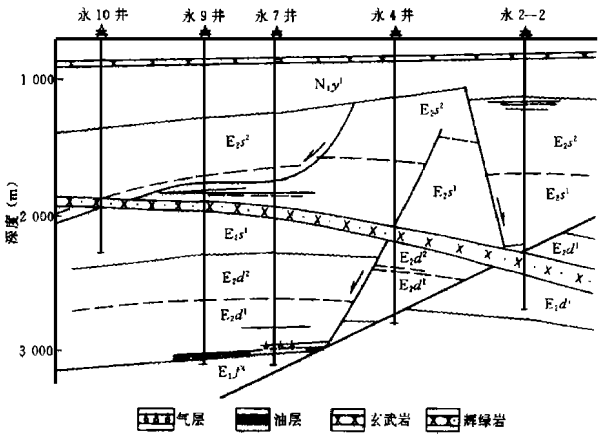


图 6 永安气藏剖面图

气藏圈闭是在喜山期吴堡运动古侵蚀面上发育起来的一断鼻构造, 圈闭面积 1.97  $\text{km}^2$ , 气层位于构造高部位, 即高处含气低处含油, 属气顶性质, 断层沟通了阜宁组( $\text{Ef}$ ) 及其以下气源, 为“下生上储”型气藏。气藏位于高邮凹陷樊川深凹附近。樊川深凹

是一重要的生气中心,下第三系烃源岩发育,厚1 800 m,埋藏深,一般达5 000 m以上,热演化程度高, $R_o$  值达1.5%以上,其烃源岩已处高成熟阶段,最大生气强度为 $25 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。

气体组分以  $\text{CH}_4$  为主,含量达83.74%,重烃含量高达14.16%。甲烷中的碳、氢同位素偏重,分别达-45.9‰和-191.00‰,异丁烷和正丁烷比值仅为0.29, $^{40}\text{Ar}/^{36}\text{Ar}$  值为469,原油物性及凝析油的碳同位素值偏重,达-30.10‰,表明永安气藏中的烃类气是高成熟的凝析气,气源来自樊川深凹中的下第三系烃源岩。

4. 黄桥气藏(田)

黄桥气藏位于苏北盆地边缘,苏南隆起黄桥构造带上。气藏由上白垩统浦口组( $K_2p$ )、下二叠统栖霞组( $P_1q$ )、中、上石炭统船山组( $C_3c$ )、黄龙组( $C_2h$ )、上泥盆统五通组( $D_3w$ )和上志留统茅山组( $S_3m$ )5个层位构成。气体以  $\text{CO}_2$  为主, $\text{CO}_2$  含量达90%以上,伴有少量原油、烃类气和氮气。此外,浅部上第三系盐城组( $N_{1y}$ )尚有一气层,气体组分以  $\text{N}_2$  为主,伴有  $\text{CO}_2$  和  $\text{CH}_4$ ,因此,气藏分深部气藏和

浅部气藏。深部气藏的储层有碳酸盐岩( $P_{1q}$ 、 $C_{2+3}$ )和砂岩( $K_2p$ 、 $D_3w$ 、 $S_3m$ )两类。常规物性资料表明两者均为低孔、渗储层,但次生孔隙、裂隙、溶洞发育,钻井时放空、漏失现象严重,压汞岩样毛管压力曲线呈明显的多台阶结构;电测曲线特征为三低(低密度、低时差、低自然伽马)一高(高视电阻率)特点。岩心实测表明二叠系栖霞组裂隙发育,裂隙宽0.3~2 mm,呈树枝状,垂直、斜交和水平裂隙分别达19.1条/m、7.5条/m、14.7条/m,其它储层裂隙发育程度与此基本相同。因此,深部气藏储层是由这些次生孔隙、裂隙、溶洞组成的储集体,这些储集体与基质孔隙相连通。裂隙既是主要的储集空间又是重要的运移通道,裂隙在黄桥气藏的形成上有着重要的作用,黄桥深部气藏是裂隙型气藏。浅部气藏储层是盐城组河流边滩相沉积砂体,岩石胶结疏松,物性极佳,平均孔隙度为35%,渗透率大于 $1\,000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

气藏属背斜圈闭类型并被多组断层切割形成较好的侧向封闭(图7)。深部气藏的区域盖层为浦口组中、上部厚达400 m的含膏泥岩,直接盖层为气层

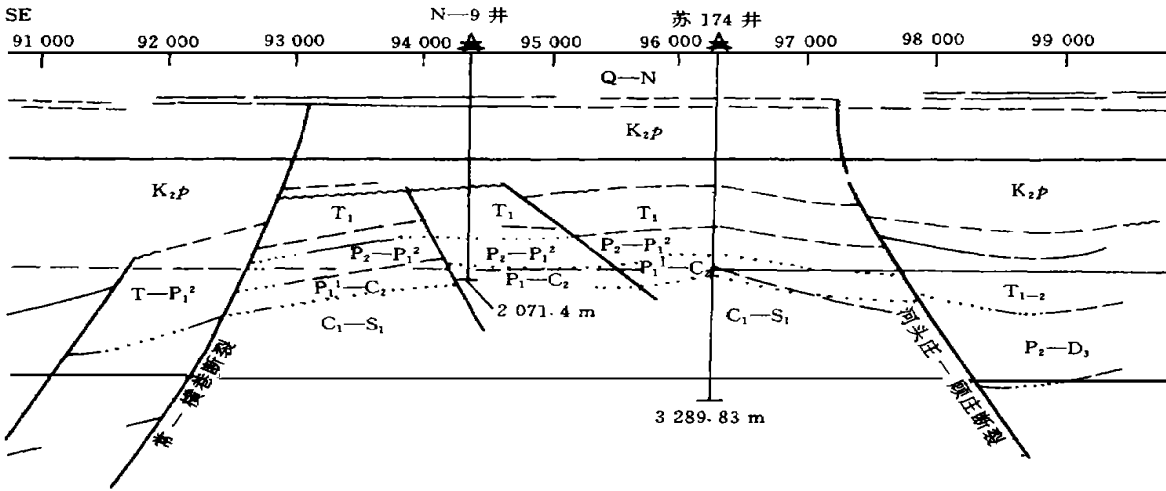


图7 黄桥二氧化碳气田地震地质解释剖面图

之上塑性泥岩层,它们厚度各异,封盖性能亦不尽相同,但直接盖层与区域盖层配置有利,因而,盖层有较好的封盖能力。浅部气藏之上发育10~15 m厚的泥岩,其突破压力为10.34~12.20 MPa,中值半径为2.4  $\mu\text{m}$ ,泥岩封闭性较好。由于气藏埋深浅,气层

压力较低。  
深部气藏和浅部气藏天然气组分含量有较大差异,其特征如下:

- (1) 深部气藏  $\text{CO}_2$  含量达90%以上,烃类气,  $\text{N}_2$ 、 $\text{He}$  和  $\text{Ar}$  等非烃类气含量甚低。浅部气藏  $\text{CO}_2$  含量

不足 10%,  $N_2$  和烃类气分别高达 60%、30%, He 含量为 0.4%~1.34%。

(2) 除五通组( $D_{3w}$ )的气中甲烷碳、氢同位素值偏重外,其它气层甲烷碳、氢同位素值较轻,分别为 -40‰和 -151.40‰~-199.80‰,异丁烷与正丁烷比值( $iC_4/nC_4$ )为 0.40~0.87。

(3)  $CO_2$  的  $\delta^{13}C$  值变化较大,为 -3.87‰~-8.09‰,浅部  $CO_2\delta^{13}C$  值比深部要轻。

(4)  $^3He/^4He$  值为  $5.54 \times 10^{-6}$ ~ $3.71 \times 10^{-6}$ ,浅部气藏  $^{40}Ar/^{36}Ar$  值为 717。

上述特征反映深部气藏  $CO_2$  气为地幔成因,浅部气藏的气为多源混合成因。

## 成藏控制因素及勘探方向

### 1. 天然气成藏的控制因素

纵观苏北盆地天然气分布的特点,控制天然气成藏的主要因素是:

#### (1) 多气源、高生气强度

苏北盆地天然气具多源特点,多源区的气源一般高于单一气源区,在相同条件下,前者更有利于气的富集。生气强度是烃源岩厚度、有机质类型、热演化程度的综合体现。天然气和其它流体一样,总是由高浓度区(生气中心)向低浓度区(生气中心边缘)扩散和渗透,近生气中心的圈闭理应优先捕获运移中的气,区内气藏特别是目前发现的浅层气藏多分布在主力生气凹陷中心及其周缘,如永安气藏,刘庆、周庄、许庄气藏等,在多源区发现黄桥大型气藏,这些特点反映了气的富集和分布受控于气源丰度。

(2) 古隆起、断阶带、背斜带是天然气富集的有利场所

气源区的古隆起、背斜带和断阶带有利于长期、大面积地捕获并富集天然气,当其中存在次一级构造带时,往往形成含气构造带或呈现一系列串珠状、雁行状排列的气藏。黄桥  $CO_2$  气藏位于黄桥—丁埭复向斜的黄桥背斜带上,背斜带形成于印支—燕山早、中期,在其后的地史发展中,深部气源运移至背斜带圈闭中富集成藏,形成大中型多气源  $CO_2$  气田;在苏北盆地断—拗型地质结构中,低凸起、断阶带多位于生气凹陷周边,勘探证实它们是天然气富集和

分布的有利场所。

#### (3) 晚期断裂活动控制着浅部气藏的聚集

苏北盆地中、新生代断层一般具早期形成、长期发育、多期活动的特点,这对“深气浅储”十分有利。断裂的晚期(如樊川运动期)活动,使区内浅层气分布较为广泛,并多在上第三系盐城组中形成气藏和较好的气显示,如吴堡—博镇低凸起上的周庄浅层气藏和许庄浅层气藏都是断裂晚期活动成藏的例证。因此,在有利区带内研究断裂晚期活动规律及局部圈闭的展布特征,对提高浅层气勘探成功率是十分必要的。

#### (4) 地质背景不同,圈闭类型不同

不同区域地质背景严格制约和影响着气藏圈闭类型的分布,如在区域性塑性层一下志留统高家边组黑色泥岩之下,一般发育由下古生界组成的低幅度宽缓的大型背斜圈闭,其上多被断层复杂化,为上古生界组成的断块或小型不完整构造圈闭;在一些新生代凸起或低凸起上多为圈闭面积较大的低幅度背斜;凹陷和凸起的斜坡部位常有鼻状构造、地层和岩性圈闭;断阶带上常发育与断层有关的各种圈闭,呈带状分布。

### 2. 苏北盆地天然气勘探方向选择

#### (1) 勘探领域选择

苏北盆地有两大找气领域,陆相中、新生界和海相中、下古生界,前者已发现大量气显示和一批气藏,该领域虽有一定的找气前景,但与后者比较,气源丰度偏低,断裂不发育,圈闭面积较小,保存条件相对较差。因此,陆相中、新生界,特别是新生界,以发育中、小型气藏为主,目前尚难找到大型气藏。

海相中、下古生界找气领域,除黄桥地区勘探程度较高外,其它地区均较低。但该领域有良好的找气前景,特别是下古生界气资源丰富,约占资源总量的 80%,有良好的储集相带和渗滤条件(后期改造所致)。高家边泥岩厚度封盖性能良好,其下常发育大型宽缓低幅度背斜,下古生界主力气源岩现今仍处在生气高峰期,新生的天然气可以在有利圈闭中富集成藏。因此,海相中、下古生界是寻找大、中型气藏的重要领域。

#### (2) 勘探区块的选择

陆相中、新生界应以小海—海安区块的溱潼凹



陷西南斜坡、泰州低凸起北侧、海安凹陷北斜坡、小海低凸起和淮阴区块的淮阴凸起作为近期内优先开展天然气勘查的重点地区(图8)。

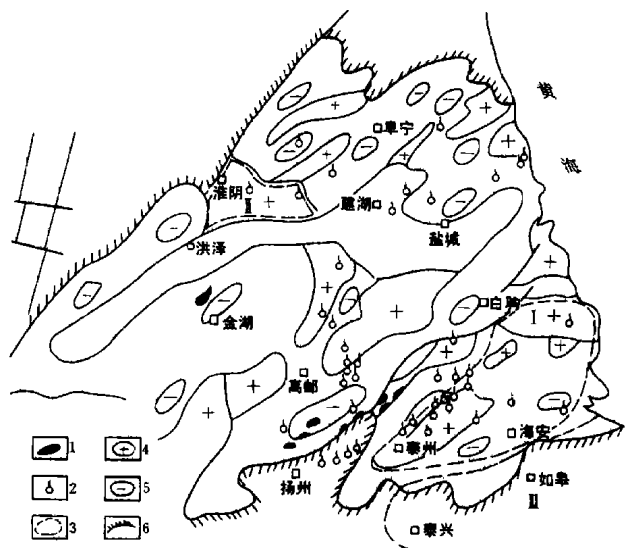


图8 苏北盆地天然气分布及勘探区块

注: 1. 气藏(田); 2. 气显示; 3. 勘探区块; 4. 凸起; 5. 深凹部位; 6. 盆地边界; iv. 小海—海安区块; ⑦. 淮阴区块; ④. 泰兴—如皋区块

小海—海安区块面积约 2 000 km<sup>2</sup>, 它西邻溱潼凹陷, 南与海安凹陷相接, 新生界气源岩生气强度达  $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ , 钻井中有良好的气显示, 局部构造发育、目的层岩性、岩相变化明显, 有形成地层、岩性圈闭的条件。

淮阴区块面积约 600 km<sup>2</sup>, 是新生代以来长期发育的高部位, 它东邻阜宁、涟水凹陷, 西与洪泽凹陷相连, 南北两侧分别与建湖隆起、鲁苏隆起呈断层接触, 新生代凹陷生气强度达  $15 \times 10^8 \sim 20 \times 10^8$

m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>。气显示活跃, 除浅层(N<sub>1</sub>ly)见良好气侵、气喷外, 苏 131 井在浦口组亦见气异常, 该区块有较大的天然气勘探潜力。

海相气源岩研究表明, 志留系高家边组泥岩区域性盖层的发育与否视为寻找下古生界原生气的标志, 具有这种盖层分布并同时具有较好下古生界烃源岩建造发育的地区主要是淮阴地区和大丰以南海安以北两个地区, 它们是苏北盆地地下古生界原生气藏勘探的主要靶区。

黄桥 CO<sub>2</sub> 气田属于中型无机成因气田, 它的成藏与扬州—如皋深断裂带发育密切相关, 因此, 泰兴—如皋地区是寻找类似黄桥 CO<sub>2</sub> 气田(无机成因)的重要地区。图 8 中的淮阴区块(⑦)、小海—海安区块(iv)和泰兴—如皋区块(④), 是苏北盆地今后天然气勘探的主要探区。

#### 参 考 文 献

- 1 葛永学, 郑绍贵. 江苏地区典型气藏(田)及其天然气成因. 石油勘探与开发, 1992; 19(2)
- 2 杨方之. 苏北黄桥地区上第三系富氮天然气成因探讨. 石油与天然气地质, 1991; (3)
- 3 朱夏, 徐旺等. 中国中生代沉积盆地. 北京: 石油工业出版社, 1990
- 4 戴金星等. 中国东部无机成因气及其气藏形成条件. 北京: 科学出版社, 1995

(收稿日期 1998-10-30 编辑 黄君权)

## 塔里木克拉 201 井钻获高产气流

1999 年 3 月 28 至 30 日, 塔里木石油勘探开发指挥部华北钻井公司承钻的克拉 201 井在 3 770~ 3 795 m 井段中测获高产天然气流。这是该井继 3 月 14 日在 3 926~ 3 930 m 井段, 3 月 17 日在 3 883~ 3 893.17 m 井段用 6.35 mm 油嘴求产, 分别获日产  $21.2 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $30.7 \times 10^4 \text{ m}^3$  天然气后又连获高产气流。

承担克拉 201 井试油作业的 60153 队, 于 3 月 28 日零时下测试工具, 在白垩系 3 370~ 3 795 m 井段, 用针形阀控制开井实施中测, 30 日零时用 7.14、9.55 mm 两只油嘴同时放喷, 油压 48.2 MPa, 折算天然气日产量  $104.611 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

克拉 201 井是塔里木石油勘探开发指挥部部署在库车凹陷克拉苏构造上的一口重点评价井, 它对于进一步探明克拉 2 构造油气分布和储量有着举足轻重的作用。

(陈 敏 摘自《中国石油报》)

## ABSTRACTS AND AUTHORS

### REFORMATION BASIN AND NATURAL GAS EXPLORATION

Zhang Kang (Planning Research Institute of China National Star Petroleum Corporation). *NATUR. GAS IND.* v. 19, no. 3, pp. 1~ 6, 5/25/99. (ISSN 1000- 0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** Along with the development of petroleum industry, the deeper and more complicated domain—the reformation basin will be faced in natural gas exploration. So-called reformation basin means such a sedimentary basin which was formed relatively early, then suffered a strong degradation, deformation, superposition and deep burying in its later geological history. The basin reformation could lead to the change in the oil and gas generation and migration, repeated hydrocarbon generation and reservoir formation, partial and entire destruction of ancient oil and gas reservoirs and the formation of secondary reservoirs, etc. Through analyzing and summarizing the reformation circumstances of the main oil and gas-bearing basins in China, it is considered that according to the degree of reformation, the 44 main oil and gas-bearing basins in China may be divided into five categories: ① the overlying is the prototypical basin with a little degradation and the underlying is the relatively full structure of simple fault depression or fault sag; ② the overlying is also the prototypical basin with a little degradation and the underlying is the basin with complicated structure, of which part being the denuded remnant basin with a slight destruction by tectonism; ③ the overlying suffered a slight destruction by denudation and the major source-reservoir rock series in the underlying strata suffered degradation and division to a certain degree and were seriously destroyed; ④ all the sedimentary rock series in the whole basin were denuded and destroyed by tectonism, the basin being always subdivided and destroyed by ground water oxidation. On the basis of this, an overall trend of natural gas exploration in the next century is proposed as follows: one is to tap the latent potentialities in the old fields and to open up the new prospective zones and new domain in the East China; the other is the main gas-bearing basins in the West China. No matter which it is, the focal point is to carry out the exploration work in the reformation basin with more complicated circumstances.

**SUBJECT HEADINGS:** Basin deformation, Evolution, Natural gas, Exploration

**Zhang Kang** (professorial senior engineer), born in 1940, grad-

uated from the Department of Geology, the Beijing University in 1963 and from the Graduate School, Academia Sinica, in 1981. He is an expert enjoying the government special subsidy, being mainly engaged in the research on the oil and gas exploration and geotectology. Add: the Research Institute of Petroleum Exploration and Development, No. 31, Xueyuan Road, Beijing (100083), China Tel: (010) 82312963

.....

### CONDITIONS OF FORMING GAS RESERVOIRS IN SUBEI BASIN AND ITS REGIONAL SELECTION EVALUATION

Guo Nianfa and Zheng Shaogui (East China Research Institute of Petroleum Geology, China National Star Petroleum Corporation). *NATUR. GAS IND.* v. 19, no. 3, pp. 6~ 14, 5/25/99. (ISSN 1000- 0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** The Subei Basin with an area of 38 000 km<sup>2</sup> is rich in natural gas resources. In the basin, there are three sets of thick hydrocarbon source rock series of marine Lower, Middle and Upper Paleozoic and two sets of dark mudstones rich in organic matters of the continental Paleogene and local Middle-Lower Jurassic. In marine strata, they may be changed into the effective reservoir beds, owing to the fact that the development of the fractures, intercrystal pores, solution pores, solution fractures and drusy cavities makes up the storage capacity's weakness of their primary pores. In the continental Paleogene reservoirs, the mean porosity is more than 25% and the mean permeability  $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . Vertically, there are four sets of regional cap rocks in the basin. From top to bottom, they are the thick mudstones of Yancheng Formation of the Neogene, the mudstones and anhydroids and salt beds of Pukou Formation of the Cretaceous, the mudstones and coal measures of Longtan Formation of the Permian and the mudstones of Gaojiabian Formation of the Silurian. The gas reservoirs in the Cenozoic, Mesozoic, Upper Paleozoic and Lower Paleozoic are sealed by these cap rocks by which four sets of beneficial source reservoir-seal assemblages were constituted. There are three categories of natural gas in the basin: ① biogas—low temperature pyrolysis gas, as Liuzhuang gas field; ② associated gas—condensate gas, as Zhouzhuang, Yongan gas fields; ③ polygenic mixed gas (including mantle source gas), as Huangqiao gas field. There are four

factors controlling the gas reservoir formation in the basin, i. e. multiple gas source, high source potential; beneficial structural belt and late fracture activity. Different traps can be found in distinct geological backgrounds. According to those mentioned above, it is proposed that there are three tracts for natural gas exploration in the future in Subei Basin, i. e. Xiaoha-Haian tract, Huaiyin tract and Taixing-Rugao tract.

**SUBJECT HEADINGS:** Subei Basin, Natural gas, Gas reservoir formation, Feature, Exploration region, Selection

**Guo Nianfa** (*senior engineer*), born in 1956, graduated from the Department of Geology, the Changchun College of Geology in 1982. Now he is engaged in the research on petroleum geology. He published twelve articles of which two was read out on the 30th International Geological Congress and won the congress' excellent article prize for one of the two papers. Add: No. 50, Hangou Road, Yangzhou, Jiangsu (225002), China Tel: (0514) 7621085

.....

## DEVELOPMENTS IN THE EXPLORATION AND RESEARCH ON THE DEEP-BASIN GAS IN UPPER PALEOZOIC IN EERDUOSI BASIN

Li Zhenduo (Exploration Department, CNPC). *NATUR. GAS IND.* v. 19, no. 3, pp. 15 ~ 17, 5/25/99. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** Natural gas can be generally found in the Upper Paleozoic in Eerduosi Basin. The gas-bearing formations might be drilled in by 95 percent of the exploration wells, the production, however, in 70 percent of the exploration wells couldn't achieve the industrial standard although the fracturing operation had been done. The water blocking damage which was formed during drilling and fracturing was the reasons for making most of the exploration wells become the low-producing wells (accounting for 70 percent of the 120 fractured wells). Through retesting in the 8 wells drilled in the past, it is shown that there was a big increase in the production of the wells drilled before three and a half years. After stimulation of 167 wells, proved gas reserves of  $100 \times 10^8 \text{ m}^3$  have been achieved from such a wellblock and the production of well Shaotan-1 being put into drilling five years ago has been changed from  $1.14 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  at that time to  $7.7 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  at present, which is corresponding to carrying the gas reservoir boundary northward to 50~60 km, being of a great significance. It is predicted that 70 percent of the 120 wells drilled in the past can come up to the industrial standard and that controlled gas

reserves of  $1000 \times 10^8 \text{ m}^3$  will be achieved through retesting in the 70 wells drilled in the past within the next six months. The charge law of the Upper Paleozoic reservoirs is also reflected by above mentioned testing results. The economic benefit of the 280 exploration wells will be very considerable if the method of the divided-pressure and commingled production can be adopted, which may not only protect the gas reservoirs in Lower Paleozoic but also exploit the gas reservoirs in Upper Paleozoic. On the basis of studying the deep basin gas in Eerduosi Basin for four year, it is proposed that the prospects for hydrocarbon in Changqing gas field are brilliant and it will be possible to realize the goal of world-level giant gas field with proved reserves of more than  $2 \times 10^{12} \text{ m}^3$ .

**SUBJECT HEADINGS:** Eerduosi Basin, Late Palaeozoic Era, Deep basin, Natural gas, Exploration, Research

**Li Zhenduo's introduction:** see v. 18, no. 3, 1998. Add: Liupukang, Xicheng District, Beijing (100724), China Tel: (010) 62023192 (O), 62045522-2226 (H)

.....

## A DISCUSSION ON THE PROSPECTS FOR NATURAL GAS RESOURCES IN WEST SICHUAN IN ACCORDANCE WITH THE GEOCHEMICAL PROPERTIES OF THE BITUMENS FOUND AT XINCHANG

Ye Jun, Wang Liangguo and Yue Dongming (Geological Synthetical Institute of Southwest Petroleum Bureau, China National Star Petroleum Corporation). *NATUR. GAS IND.* v. 19, no. 3, pp. 18~22, 5/25/99. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** The major producing formation in Xinchang gas field in West Sichuan belongs to Penglaizhen Formation of Upper Jurassic. In the past, it was thought that the "Red Beds of Jurassic" was not possessed of hydrocarbon generation capacity and the natural gas in the Xinchang field came from the continental coal-bearing clastic rocks of Xujiahe Formation of Upper Triassic. Some problems of whether the Jurassic was possessed of hydrocarbon generation capacity and whether the processes of the liquid hydrocarbon generation and migration had happened are discussed through a primary research on the geochemical properties and origin of the bitumens in Penglaizhen Formation in Xinchang gas field. According to the composition of saturated hydrocarbon in the bitumen, the crude oil before converting to bitumen is composed of two parts which came from the underlying dark mudstones belonging to the Xujiahe Formation of Upper Triassic and the Jurassic respectively. It is shown by the chro-