

盐城凹陷天然气成藏模式

马安来*

(中国石油勘探开发科学研究院)

包建平 王培荣

(江汉石油学院地球化学研究中心)

毛凤鸣 侯建国 王文军

(江苏石油勘探局地质科学研究院)

马安来等. 盐城凹陷天然气成藏模式. 天然气工业, 2002; 22(5): 23~27

摘 要 盐城凹陷发现了中等规模的天然气藏, 与天然气伴生还有少量凝析油, 目前对天然气成因还有争议。天然气甲烷含量高、重烃含量低、干燥系数高。天然气碳同位素呈正碳分布, $^{13}\text{C}_1$ 介于 $-37.7\% \sim -38.1\%$ 。结合地质背景, 认为天然气为混源气, 主体为油型裂解气, 海相古生界烃源岩可能是其主力气源岩。凝析油碳同位素为 $-28.8\% \sim -30.5\%$, 全色谱中含有一定的长链正构烷烃, Pr/Ph 为 1.56, 三环萜烷含量高, C_{29}Ts 、 C_{30} 重排藿烷含量高, 重排甾烷含量高, C_{29} 甾烷 $> \text{C}_{27}$ 甾烷 $> \text{C}_{28}$ 甾烷。石蜡指数、庚烷值表明凝析油为高成熟凝析油, C_{29} 甾烷 $20\text{S}/(20\text{S}+20\text{R})$ 值表明其为成熟原油, 凝析油为不同成熟度油气混合物, 主体来源于泰州组烃源岩。凝析油的形成与蒸发分馏作用密不可分。烃类主要充注时间为 6 Ma~15 Ma。天然气成藏为“古生新储”模式。

主题词 天然气 凝析油 地球化学 流体包裹体 蒸发分馏 成藏模式 盐城凹陷

盐城凹陷位于苏北盆地盐阜坳陷的东南端, 南以盐城断裂为界与建湖隆起毗邻, 西及北接塘洼一大喇叭凸起, 向东伸向黄海, 面积为 3 000 km²。其中陆上部分为 2 000 km², 凹陷内新生界(含泰州组)沉积最大厚度为 6 000 m, 为南断北起的箕状构造。1998 年盐城 1 井在白垩系泰州组 40~45 层分别产气和水 5.8 × 10⁴ m³、79.1 m³, 在盐城 1 井 43~45 层段获得少量油花。在此基础上, 对盐参 1 井进行重新分析认识, 在阜一段 3 766~3 782.6 m 获得日产天然气和凝析油 13.64 × 10⁴ m³、4.88 m³, 在 4 027.75~4 049.70 m 产少量的气和水。

盐城凹陷油气田的发现实现了苏北盆地油气勘探的突破, 烃源问题在此显得尤为重要。毛凤鸣等^[1,2]认为盐城凹陷天然气属于混源气, 以腐泥型干酪根生成的油型气为主, 混有少许泰二段腐殖型气, 凝析油与 N-4 井栖霞组原油生标对比参数较好, 表明两者之间有着成因联系; 钱基等^[3]认为盐城凹陷的深盆气具有多气源特征, 气源主要来源于泰州组腐殖型有机质, 也有深源供给的天然气, 深大断裂形成了该凹陷深盆气成藏的主要通道; 姚柏平等^[4]认为盐城凹陷的天然气为油型气(文中并没有天然气的有关数据), 高演化的轻质油、油型气来源于第三

系和白垩系烃源岩($E_1f_{1+2} + K_2f$); 侯建国等^[5]认为盐城凹陷天然气藏为“古生新储”型晚期成藏天然气藏, 天然气以腐殖气为主体的混合油气, 腐泥油以极低的体积或重量比混入在其中, 是以“腐殖气”为主的“腐殖气—腐泥油”的混合物, 其主要油气源岩为中上古生界与白垩系泰州组源岩的双重贡献。

目前盐城凹陷钻井揭示仅为浦口组以上的地层, 然而苏北盆地可能的源岩有海相和陆相两个系列^[6,7]。海相烃源岩从晚震旦世到早三叠世, 发育有下古生界(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层。下古生界烃源岩以腐泥型为主, 上古生界烃源岩以腐殖型为主, 中生界烃源岩为腐泥型、混合型为主。陆相烃源岩主要包括泰州组(K_2t_2)、阜二段(Ef_2)、阜四段(Ef_4)烃源岩, 其中泰州组烃源岩有机质为腐殖型, 阜二段和阜四段为腐泥、混合型。

气藏地球化学特征

1. 天然气地球化学特征

盐城凹陷盐参 1 井阜一段产层中甲烷含量为 94.81%, C_2 以上重烃含量为 2.07%, C_2/C_3 为 6.44, $i\text{C}_4/\text{C}_4$ 为 0.90, 干燥系数为 0.98; 泰州组产层中甲烷

* 马安来, 1969 年生, 讲师; 1994 年毕业于淮南矿业学院地质系, 获硕士学位; 现为石油勘探开发研究院博士研究生, 从事有机岩石学、石油地球化学教学与科研工作。地址: (434023) 湖北省荆州市南湖路 1 号。电话: (0716) 8430483, (010) 62098622。E-mail: mal12@263.net

含量 93.48%, C_2 以上重烃含量为 2.76%, C_2/C_3 为 5.90, iC_4/C_4 为 0.94, 干燥系数为 0.98。盐城 1 井泰州组产层中甲烷含量 93.49%, C_2 以上的重烃为 3.82%, C_2/C_3 为 6.94, iC_4/C_4 为 0.78, 干燥系数为 0.96。从天然气组分上看, 盐城凹陷天然气为干气。

盐城凹陷天然气碳同位素分布特征为 $^{13}C_1 < ^{13}C_2 < ^{13}C_3 < ^{13}C_4$, 甲烷碳同位素分布范围为 -37.77‰ ~ -38.10‰, 乙烷碳同位素分布范围为 -28.31‰ ~ -26.9‰, 丙烷同位素介于 -25.2‰ ~ -26.05‰ 之间。具有正碳同位素系列特征(图 1), 有两个样品在 C_3 、 C_4 同位素发生轻微的倒转, 表明存在混合气。

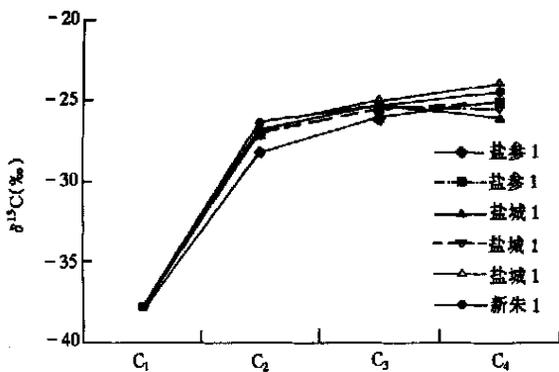


图 1 盐城凹陷天然气碳同位素分布特征

2. 天然气的类型

对单一气源的天然气进行类型判识最常用的指标是乙烷碳同位素, 常将乙烷碳同位素小于 -29‰ 的界定为油型气, 而将乙烷碳同位素大于 -28‰ 的定为煤型气^[8]。然而由于许多天然气藏具有多源复合, 多阶连续的特点^[9], 因而在判断混源气的主体及混合比例时存在相当的困难, 对于混源气来说, 运用乙烷碳同位素进行判源时, 也需格外小心。

从盐城凹陷天然气碳同位素来看, 似乎很容易将其归为腐殖型煤成气。从区域地质条件来看, 苏北盆地发育有腐殖型有机质的层段为白垩系泰州组及二叠系龙潭煤系。目前泰州组烃源岩镜质组反射率为 0.9% ~ 1.1%, 因而龙潭煤系镜质组反射率至少应大于 1.2%。煤地质质的研究表明, 虽然龙潭煤系是扬子地区重要的含煤岩系, 但煤层并不是大面积广布, 而往往呈“鸡窝”状分布, 绝大部分地层为暗色泥岩, 若形成大规模的天然气, 甲烷碳同位素不应该如此之轻; 若泰州组烃源岩为主力气源岩的话, 很难解释泰州组烃源岩在 1.0% 左右的热演化程度上生成的天然气会有如此之高的干燥系数及运移系

数, 况且以泰州组的厚度以及有机质丰度, 按通行的排聚系数计算, 不能形成如此规模的天然气藏。

事实上, 对于混源气而言, 不了解不同来源天然气的端元值, 用各种指标判识天然气的主体都是难以奏效的, 其次由于甲烷是天然气中占绝对优势的组分, 只有针对甲烷的指标才是天然气的直接判识指标^[10]。根据天然气甲烷碳同位素的分布范围为 -37.7‰ ~ -38.1‰ 及天然气的气体组成, 结合区域地质情况, 可以认为混源气的主体为油型裂解气, 推测源岩为海相古生界烃源岩。

3. 凝析油的地球化学特征

盐参 1 井 24 号层 3766.00 ~ 3782.62 m 井段中产出的凝析油密度 (d_{20}^4) 为 0.7660 g/cm³, 凝固点为 -14℃, 粘度为 1.4 mPa·s。产出的凝析油有分层现象, 上部 4/5 无色透明, 下部 1/5 为白色蜡状物。在族组成中, 凝析油饱和烃含量介于 80% ~ 84% 之间, 芳烃含量介于 8% ~ 9% 之间, 非烃和沥青质为 5% ~ 6%。

盐参 1 井凝析油的 ^{13}C 值为 -28.8‰ ~ -30.5‰, 和苏北盆地第三系湖相原油相当。其生物标志物具有以下特点:

(1) 凝析油饱和烃气相色谱中正构烷烃分布较宽 ($nC_8 \sim nC_{35}$), 主峰碳为 nC_{19} , nC_{21} 以前的成员含量较高, nC_{21}^- / nC_{22}^+ 为 2.27, CPI 为 1.12, OEP 为 1.06, Pr/Ph 值为 1.59, 显示了一定的姥姣烷优势, 凝析油中 Pr/ nC_{17} 、Ph/ nC_{18} 分别为 0.29、0.18。

(2) 凝析油含有较高含量的三环萜烷(图 2), 且以 C_{26} 以前的三环萜烷占优势, 无 C_{30} 以后的三环萜烷, C_{23} 三环萜烷大于或相当于 C_{21} 三环萜烷。三环萜烷/17(H)-藿烷为 0.63 ~ 1.0 之间, 三环萜烷/ C_{30} 藿烷为 1.17 ~ 3.24 之间。凝析油中三环萜烷的含量明显高于苏北盆地的湖相原油, 但又因 C_{26} 以后的三环萜烷含量低, 三环萜烷/17(H)-藿烷含量低有别于下扬子地区的海相原油。

(3) 凝析油中含有较高丰度的 C_{29} Ts、 C_{30} 重排藿烷, Ts 和 Tm 化合物之间, 有一较高丰度的 C_{30} 五环未知三萜烷。

(4) 凝析油含有较高丰度的重排甾烷, C_{27} 重排甾烷/ C_{27} 规则甾烷比值大于 1.4, 这一比值远高于下第三系湖相原油和下扬子海相原油。

(5) 凝析油中含有较高含量的低分子量孕甾烷、升孕甾烷系列, C_{21} 孕甾烷 + C_{22} 升孕甾烷/ $C_{27} \sim C_{29}$ 规则甾烷在 0.15 ~ 0.23 之间, 这一比值高于下第三系原油, 而下扬子海相原油中这一比值大于 0.15。

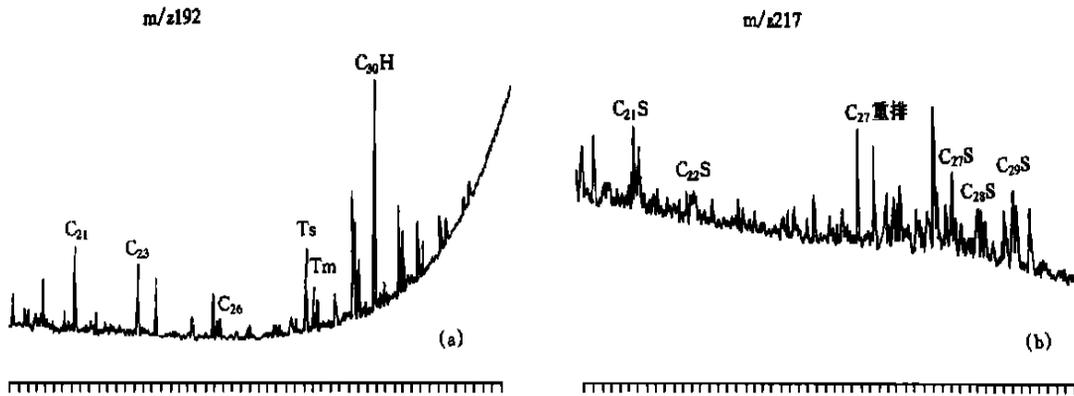


图 2 盐参 1 井凝析油饱和烃萘烷和萘烷质量色谱图

(6) 在 C_{27} 、 C_{28} 、 C_{29} 萘烷相对组成上, YC1 井凝析油以 C_{29} 萘烷占绝对优势, C_{29} 20R 含量大于 50%, 且 $C_{29} \gg C_{27} > C_{28}$, 萘烷“V”字形分布。

(7) 凝析油四甲基萘组成上以热稳定性低 1, 2, 5, 6- 四甲基萘占优势, 其含量大于 1, 3, 5, 7- , 1, 3, 6, 7- 四甲基萘。菲系列组成上, 凝析油均表现为 1- Me、9- Me 菲含量大于 2- Me、3- Me 菲, 无烷基取代的菲占绝对优势, 含量大于 40%。特别需要指出的是, 盐参 1 井埋深为 3 950 m 泰州组烃源岩, 反射率为 1.0%, 芳烃组成上与凝析油极为相似, 四甲基萘系列以 1, 2, 5, 6- 四甲基萘占绝对优势, 菲系列以无烷基取代的菲, 9- Me 菲占优势。

4. 凝析油的成因

凝析油石蜡指数 PI1 和庚烷值 PI2 分别为 4.71% 和 28.18%, 按照我国凝析油、轻质油的分类标准, 该凝析油为高成熟原油。凝析油 C_{29} 20S/ (20S + 20R) 和 $C_{29} / (C_{27} + C_{28})$ 在 0.4 ~ 0.48 和 0.38 ~ 0.50 之间, 表明该原油为成熟原油。凝析油中反映中间组分成熟度的甲基菲指数 MPI1 和 MPI2 值介于 0.15 ~ 0.25 之间, 菲指数在 0.25 ~ 0.32 之间, 换算的镜质体反射率 R_c 介于 0.49% ~ 0.55% 和 0.40% ~ 0.54% 之间, 显示出未熟、低熟的特征。这种甲基菲异常可能与沉积环境密切相关^[11]。

抛开盐参 1 井异常的甲基菲指数分布, 从萘烷成熟度来看, 原油应为成熟原油; 而从石蜡指数与庚烷值来看, 原油应为高成熟油, 这种成熟度的不一致可能与不同成熟度油气混合作用有关。而这一混合作用与蒸发分馏效应密不可分。

(1) 盐城凹陷发育有盐一盐二断层, 破坏了储集岩体系的平衡, 形成局部的低压带, 钱基等^[5]指出盐城凹陷朱家墩气藏具有低的压力系数, 这为蒸发分馏作用提供了地质基础。

(2) 盐城凹陷发育有大量的干气, 天然气干燥系数大于 0.95。

(3) 该凝析油 C_6 、 C_7 组分中含有大量的苯、甲苯, 苯、甲苯含量分别为 40% ~ 45%, 20% ~ 25%, 甲苯/ nC_7 、 nC_7 / 甲基环己烷比值为 0.82 ~ 1.75, 0.69 ~ 1.01 之间, 落入了 Thompson^[12] 提出的图版中蒸发分馏演化轨迹中。

(4) 蒸发分馏作用对原油组分的影响广泛, 甚至会“击溃”由源岩继承下来的许多信息, 盐城凹陷原油中高 Ts/ Tm、高 C_{27} 重排萘烷/ C_{27} 规则萘烷比值可能与蒸发分馏作用有一定的关系。

5. 烃类注入史分析

利用流体包裹体的均一化温度可以确定油气运移路线、成藏注入时间。盐参 1 井储集层中均一化温度, 无论是分布于方解石脉、石膏中的包裹体, 还是分布在石英次生加大边中的包裹体, 其均一温度显示了相当的一致性, 分布范围为 92 ~ 115 °C, 主频分布在 95 ~ 100 °C 之间。

根据包裹体的均一化温度, 结合盐参 1 井埋藏史分析, 盐参 1 井埋深为 3 770 m 地温为 92 ~ 115 °C 的地质时间距今约为 6 ~ 15 Ma, 即烃类主要注入时间为晚第三纪。

气藏成藏机制

1. 烃源岩

天然气的气源岩为海相古生界源岩, 成熟度高, 有机质类型为腐泥型; 而与天然气伴生的凝析油的源岩为陆相有机质, 油源对比表明, 泰州组烃源岩为油源岩。对于盐城凹陷天然气藏而言, 烃源岩包括海相古生界和陆相新生界。

2. 储层和盖层

盐城凹陷发育有阜一段、泰州组两套天然气储

层。储层空间主要是砂岩孔隙,其次为玄武岩缝—洞等。天然气储集砂体的类型为砂砾岩、砾状砂岩、砂岩和少量粉砂岩。孔隙类型有粒间孔隙、粒内孔隙、铸模孔、特大孔、裂缝孔隙和微孔隙,其中粒间孔隙最为发育。阜一段下部为灰色粉砂岩,底部为灰白色砾状砂岩,为三角洲平原相分流河道砂体,阜一段砂体连续分布稳定,砂岩厚度 29.5 m,单层厚 16 m,分选差,碳酸盐岩胶结,非均质性严重,据盐参 1 井的实测物性,孔隙度为 14%~18%,平均为 15%,渗透率为 $(10\sim 600)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,平均为 $118.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于中孔中渗砂岩。孔隙主要分布在 10%~20%之间,渗透率主要分布在 $(10\sim 500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。泰州组砂岩为滨湖相砂岩,砂岩厚度为 50~60 m,单层厚为 15~18 m,横向变化大。实测孔隙度为 1.6%~6.1%,平均为 4.68%,渗透率小于 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,属于低孔低渗砂岩。泰州组地层中含有较发育的裂缝,它的存在对孔隙度的增加是微不足道的,但可以改善渗透条件。泰州组下部发育有玄武岩,厚度达 19 m,根据气孔、裂缝的发育程度及连通性分为:

致密块状玄武岩:孔隙度小于 6.7%,渗透率小于 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,为单孔单渗,裂缝发育。

气孔—杏仁状玄武岩,孔隙度 1.9%~18.9%,渗透率为 $(1\sim 8.8)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,为双孔单渗、双孔双渗,以孔隙为主的储集空间。

蚀变孔,气孔发育,以溶蚀孔为主,岩石风化严重。

阜四、阜二段泥岩在全区分布稳定,各层段泥岩保存厚度均在 200 m 左右,它们可以作为盐城凹陷天然气藏的区域盖层。阜一段砂泥岩互层的泥岩段厚度巨大,一般在 500 m 左右,可作为直接盖层封闭下部的含气储层(图 3)。

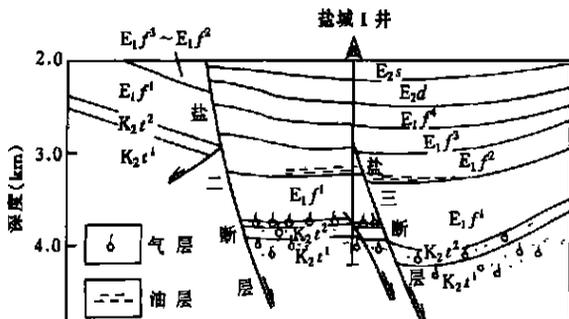


图 3 盐城凹陷朱家墩气藏剖面图

3. 圈闭

盐城凹陷自泰州组沉积以来,经历了三次较大的构造运动,即仪征运动、吴堡运动和三垛运动。朱

家墩构造位于南洋次凹的深凹带,为盐二、盐三两条断层夹持的断背构造,高点埋深 3 740 m,幅度 160 m 左右,东西长 22 km,南北宽 2 km,构造面积为 24 km²。阜宁组和泰州组地层构造为断背斜,在构造高部位的盐参 1 井—盐城 3 井范围内为完整的背斜形态。

流体包体均一化温度表明,盐城凹陷烃类充注时间距今约为 6~15 Ma,即发生在三垛运动后,具有晚期成藏的特点。晚白垩世末期的仪征运动中,控制凹陷沉积的盐城、新洋断层开始活动,形成了盐一、新一为代表的仪征运动期断层,及其共生的盐三断层,形成两凹一隆的构造雏形。吴堡运动的断块差异运动使前期形成的凹陷格局进一步强化,并在斜坡带形成了北东向为主、北西向为次的次生断层,如盐二及盘一断层,同时形成了背斜及受断层控制的断鼻、断块。三垛运动虽使本区构造抬升,形成了长达 13.4 Ma 的沉积间断,但并没有对该区的构造格局发生较大的影响,三垛运动后,构造运动较弱,多是对前期构造的改造和继承。在吴堡运动中形成的圈闭因其形成时间早于天然气的主要充注时间,成为天然气藏聚集的有利场所。

4. 成藏模式

盐城凹陷的天然气是由高成熟的海相古生界烃源岩有机质生成的。晚第三纪,阜二段烃源岩刚进入生烃门限, R_o 为 0.65%,生烃量小;而泰州组烃源岩反射率 R_o 为 0.75%~0.80%,处于临界生油高峰阶段,开始大量生烃,古生界高成熟烃源岩生成的过量干气在连通基底与第三系的区域断层的沟通下向上运移,并对泰州组烃源岩生成的原油进行改造,形成了“古生新储”天然气藏。

参考文献

- 1 毛凤鸣,侯建国. 苏北盐城凹陷天然气成因类型. 西安石油学院学报(自然科学版), 2000;15(4):18~21
- 2 毛凤鸣,侯建国. 盐城凹陷天然气和凝析油的成因及烃源岩研究. 西安石油学院学报(自然科学版), 2000;15(6):1~8
- 3 钱基,金之钧,张金川等. 苏北盆地盐城凹陷深盆气藏. 石油与天然气地质, 2001;22(1):26~29
- 4 姚柏平,李永波,郑绍贵等. 苏北盐城地区(油)气田烃源岩分析与启示. 天然气工业, 2001;21(1):42~46
- 5 侯建国,陈安定,肖秋生. 盐城天然气藏地质特征及其勘探意义. 石油实验地质, 2001;23(2):183~185

构建中国煤层气储量管理体系^{*}

杨陆武^{**} 孙茂远 刘申平
(中国联合煤层气有限责任公司) (江西丰洛煤电公司)

杨陆武等. 构建中国煤层气储量管理体系. 天然气工业, 2002; 22(5): 27~31

摘 要 我国已将煤层气正式列为鼓励开发的新矿种, 近几年的勘探和生产实践也昭示了中国煤层气资源的良好开发潜势, 许多煤层气田的煤层气勘探已经进入了申报储量阶段。因此, 亟待建立诸如规范煤层气资源评价、科学地计算和管理煤层气储量等的管理体系。分析了煤层气作为独立新矿种的特殊性及其对储量管理的客观要求, 分析了美国煤层气储量管理的经验, 探讨了我国煤层气储量管理的最终目标与现实储量实施之间的距离。结果认为, 规范我国煤层气储量管理工作的关键在于健全储量管理体系。提出了建立我国煤层气储量管理规范的技术思路和储量分类分级体系。

主题词 煤成气 储量管理 标准 储量级别

储量管理体系

一个健全的储量管理体系应当至少包括以下四个方面的体系结构, 且互为依靠、互为条件。

1. 管理对象——储量

储量是储量管理体系的直接对象, 储量管理必须对储量的科学性和可靠性做出正确的评价和统计处理, 同时对储量与资源的关系、储量的战略内涵和经济互动条件有正确的认识和合理的计划安排。除了储量这个狭义的数字结果以外, 储量管理体系还必须从广义上管理储量申报主体的申报资质、申报

质量以及与储量勘探、计算、评价和工程实施等所有过程相关的科学、法律和组织认定。

2. 管理依据——立法

要对储量进行科学化、规范化和程序化管理, 必须制定管理依据, 也就是对储量管理的原则、标准、执行办法进行立法, 使得不同地区、不同环境、不同地质背景下的储量在相同的法规条件下得到平等的审定和制约。储量管理的法规也应该是一个配套的体系, 包括政策法规、资源法律地位与管理法规、储量计算与结果认定技术法规等。其中直接规定储量有效性和可靠性的法规就是技术法规——“储量规

- | | |
|--|--|
| <p>6 苏浙皖闽油气区. 石油地质志(第八卷). 北京: 石油工业出版社, 1992</p> <p>7 郑绍贵, 郭念发, 王宏祥. 江苏天然气藏及成藏模式. 天然气工业, 2000; 20(2): 6~14</p> <p>8 戴金星. 中国天然气地质学(卷 1). 北京: 石油工业出版社, 1992</p> <p>9 徐永昌. 天然气成因理论及应用. 北京: 科学出版社, 1994</p> <p>10 夏新宇. 碳酸盐岩生烃与长庆气田气源. 北京: 石油工业出版社, 2000</p> | <p>11 Alexander R, Bastow T P, Fisher S J <i>et al.</i> Geosynthesis of organic compounds: Methylation of phenanthrene and alkyl-phenanthrenes. <i>Geochimica et Cosmochimica Acta</i>, 1995; 59(10): 2043~2056</p> <p>12 Thompson F F M. Fractionated aromatic petroleum and the generation of gas condensates. <i>Organic Geochemistry</i>, 1987; 11(6): 573~590</p> |
|--|--|

(收稿日期 2002-03-28 编辑 黄君权)

^{*}本成果受国家自然科学基金资助, 批准号 78942001。

^{**}杨陆武, 高级工程师, 1969 年生; 1997 年毕业于中国矿业大学, 获博士学位; 1998 年开始在中国联合煤层气有限责任公司从事煤层气勘探开发研究工作, 任研究中心主任, 2000 年获国土资源部和人事部首批国家矿产储量评估师任职资格, 现任美国 Asian American Energy Inc. 煤层气开发经理。地址: (100011) 北京安外大街甲 88 号。电话: 13501286404。E-mail: yang1700@sina.com

voirs. Through the ecological research on microbes in the soil and experiments on the indicating bacteria screening, the methane oxidation bacteria and another five main kinds of bacteria from soils can be regarded as the indicating bacteria of microbiological exploration of natural gas.

SUBJECT HEADINGS: Natural gas reservoir, exploration, Methane oxidation bacteria, Microbes

Jin Wenbiao, born in 1965, is studying for a Ph. D now. Add: Municipal Authoritative and Environment Engineering College of Harbin Industrial University, Helongjiang (150006), P. R. China Tel: (010) 69213295

.....

THE FORMATION MODES OF GAS RESERVOIRS IN YANCHENG SAG *

Ma Anlai (Petroleum Exploration and Development Research Institute, CNPC), Bao Jianping, Wang Peirong (Geochemistry Research Center, Jiangnan Petroleum Institute), Mao Fengming, Hou Jianguo and Wang Wenjun (Geology Research Institute of Jiangsu Petroleum Exploration Bureau). *NATUR. GAS IND.* v. 22, no. 5, pp. 23 ~ 27, 9/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT: A medium-scale gas reservoir was found in Yancheng sag with a small amount of condensate. However, the origin of the natural gas is still in dispute. It is discovered in the gas with high aridity that methane content is high, the quantity of weight hydrocarbon is low, and the carbon isotope is presented as normal carbon distribution with $^{13}\text{C}_1$ ranging from -37.7% to -38.1%. Under the geological setting, the natural gas has multiple source origins with the oil-type pyrolysis gas dominating. Its main gas source rocks may be marine Paleozoic strata. The carbon isotope of whole condensate of Well Yancarr1 is about -28.8% ~ -30.5%. In the whole oil chromatogram, the condensate contains significant long alkanes, with Pr/Ph 1.56, high content of tricycle terpane and large quantity of dihopane C_{29} Ts and C_{30} and high content of diasterane ($\text{C}_{29} \gg \text{C}_{27} > \text{C}_{28}$). It is suggested that it is an overmature condensate by the paraffin index and the value of heptane. The value of $20\text{s}/(20\text{s} + 20\text{R})$ of sterane C_{29} indicates it is a mature crude oil. This condensate is found to be a mixture of oil and gas with different maturity, mainly originating from hydrocarbon generating rocks in Taizhou Formation. The formation of condensate is ascribed to the process of evaporative fractionation. The hydrocarbon charge experi-

enced for a long time between 6 and 15 magannuals. This formation mode of gas reservoir is also called "Paleo-generated and newly-reserved accumulation".

SUBJECT HEADINGS: Natural gas, Condensate, Geochemistry, Inclusion, Evaporative fractionation, Formation modes of reservoir, Yancheng depression

Ma Anlai (lecturer), born in 1969, graduated in coal geology from Huainan Mining Institute with a Ms degree in 1994. Now he is studying for a Ph. D in the Research Institute of Petroleum Exploration and Development, CNPC. He is engaged in teaching and research on organic petrology, oil and gas geochemistry. Add: No. 1, Nanhu Rd., Jingzhou, Hubei (434023), P. R. China Tel: (0716) 8430483 or (010) 62098622 E-mail: mal12 @263.net

.....

CONSTRUCTING COAL-BED GAS RESERVE MANAGEMENT SYSTEM IN CHINA

Yang Luwu and Sun Maoyuan (China National Union Coal-bed Gas Corporation, Ltd.) and Liu Shengping (Fengluo Coal-electricity Co., Jiangxi). *NATUR. GAS IND.* v. 22, no. 5, pp. 27 ~ 31, 9/ 25/ 2002. (ISSN1000 - 0976 ; **In Chinese**)

ABSTRACT: Coal-bed gas has been officially taken as a new mineral species to be developed urgently in China; a fair development potential of coal-bed gas resources has been further revealed in China through exploration and production practice over the years; and the coal-bed gas exploration in many coal-bed gas fields has entered into the stage of declaring reserves. Therefore it is urgent to set up a management system including standardizing coal-bed gas resource assessment, scientifically calculating and managing coal-bed gas reserves, etc. In the paper, the particularity of coal-bed gas taken as a new mineral species and its objective demands for reserve management are studied and the distance between the ultimate aim of coal-bed gas management in China and its actual circumstance is discussed through analyzing the experience with coal-bed gas reserve management in the U. S. A. It is thought that the key of standardizing coal-bed gas reserve management in China is to perfect the reserve management system. Finally, the technical idea of coal-bed gas reserve management standard and the reserve classification-graduation system are put forward in the paper.

SUBJECT HEADINGS: Coal-formed gas, Reserve management, Standard, Reserve category