

文章编号: 1001-6112(2001)02-0183-03

盐城天然气藏地质特征及其勘探意义

侯建国, 陈安定, 肖秋生, 王文军

(中国石化 江苏油田, 江苏 扬州 225009)

摘要: 盐城天然气藏的发现经历曲折, 给人启示。从天然气藏的基本地化特征、天然气及其源岩类型、天然气成熟度等分析, 盐城天然气藏为“古生新储”型晚期成藏的天然气藏。该气藏发现的意义在于为苏北地区“古生新储”、“古生中储”型天然气藏的勘探提供了地质模型, 也为扬子中古生界海相地层的勘探提供了借鉴。

关键词: 腐殖气; 地质特征; 勘探; 天然气藏; 盐城凹陷

中图分类号: TE122.3

文献标识码: A

1999 年 1 月 7 日晚, 地处江苏省盐城市郊的盐参 1 井试油现场, 随着阀门的开启, 一股强烈的天然气流喷薄而出, 测试获得日产 $13 \times 10^4 \text{ m}^3$ 高产天然气流, 并产出少量凝析油。该井的测试成功标志着苏北地区首次获得高产天然气流, 标志着江苏石油人经过几十年的拼搏实现了“油气并举”的梦想。

盐城地区的油气勘探经历坎坷。1991 年, 江苏油田 1991 年在盐城凹陷部署钻探了第一口参数井——盐参 1 井, 由于技术条件限制, 仅在泰州组获得 200 m^3 低产天然气; 1993—1995 年, 该区经中国石油与壳牌公司合作勘探; 1996 年, 江苏油田再上盐城凹陷开展勘探工作; 1997 年钻探盐城 1 井, 以完成前期参数井未完成的地质任务; 1998 年 10 月, 经对盐城 1 井 40 号层组织试油, 获气水同层, 日产气 8 000 多 m^3 , 但仍未达到工业标准。盐城 1 井获得气流后, 地质系统对该区的探井重新进行了分析研究, 测井专家据此信息也采用软件对盐参 1 井资料进行重新处理解释, 结果确证盐参 1 井阜宁组一段 24 号层为气层, 厚度约为 16.6m。取得了确凿的地质依据后, 江苏油田立即对 24 号层进行了系统测试, 盐城天然气藏露出真面目。5 月中旬, 盐城 1 井试油现场再传捷报, 该井泰州组获日产天然气 $5.8 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

研究表明, 该气藏类型为深层、中等丰度的构造砂岩气藏, 地层压力为 32.93~40.24MPa, 压力系

数接近 1.0, 为正常压力系统, 地层温度为 132.1~136.67℃。盐城天然气藏具有含气井段长、主力气层储层物性好产能高、气水关系较为复杂等基本特征, 气源研究表明该气藏基本为混合气源, 总体上看演化程度较高。

1 天然气藏基本地化特征

盐城天然气藏的成分主要为甲烷, 含量为 91.89%~96.12%, 重烃含量低。非烃类主要为 N_2 (1.18%~2.16%)、 CO_2 (0.48%~1.49%), 不含 H_2S ; 干燥系数为 50.44~245.28, 为干气。盐参 1 井阜宁组产出天然气的同时, 约产出 $4.88 \text{ m}^3/\text{d}$ 的凝析油, 地面原油密度为 $0.766 \text{ g}/\text{cm}^3$, 粘度为 $1.4 \text{ mPa}\cdot\text{s}$, 凝固点为 -14°C , 凝析油含量约为 $20 \text{ g}/\text{m}^3$ 。

盐城天然气藏油气同出, 以天然气为主, 伴有少量凝析油。判别混源油气最基本的方法是将其“分段解剖定性”, 依据烃的碳数可将油气分为 C_1 — C_5 气态烃、 C_6 — C_{12} 轻烃(或汽油馏份烃)和 C_{12}^+ 液态烃 3 个段份。以上 3 段简称为气段、轻烃段、油段, 整个油气称为全烃段。某些复杂的混合现象, 如腐殖型气与腐泥型油相混合, 腐泥型干气与腐殖型湿气相混合等唯有通过分段解剖才能发现。若 3 个段的分析资料反映的成因来源出现“矛盾”或不一致的情况, 则每个段的资料只能代表本段的成因或来源。

收稿日期: 2001-06-07; 修订日期: 2001-06-15.

基金项目: 中国石化 1999—2000 年科技攻关项目(1999ZY0203).

作者简介: 侯建国(1964—), 男(汉族), 湖北安陆人, 硕士、高级工程师, 主要从事油气勘探研究及管理工作.

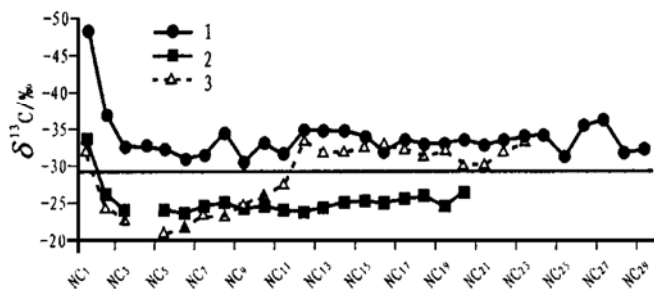


图1 陕甘宁盆地3种典型油气分子碳同位素曲线

1. 典型腐泥, 华11-32、元8-9, J; 2. 典型腐殖, 任4, P;
3. 腐殖气-腐泥油混合, 麒参1, Olm

Fig. 1 Carbon isotopic curves of three typical hydrocarbon molecules in the Shaan-Gar Ning Basin

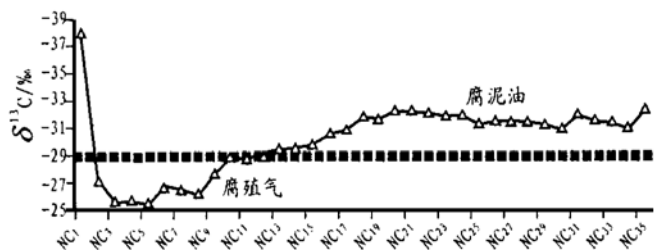


图2 盐参1井天然气-凝析油分子碳同位素曲线

Fig. 2 Carbon isotopic curves of natural gas and condensate molecules in well Yanshen 1

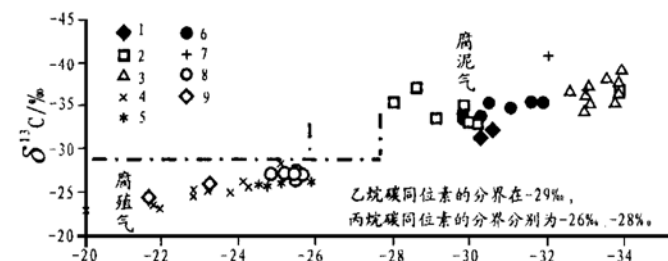


图3 典型腐殖型、腐泥型气的乙烷、丙烷碳同位素分布图

1. 塔北海相腐泥; 2. 陕甘宁海相腐泥; 3. 陕甘宁陆相腐泥;
4. 陕甘宁海-陆相煤系; 5. 柯克亚腐殖型气; 6. 盐城凹陷;
7. 松辽腐泥型气; 8. 四川二叠系腐泥型气; 9. 四川中坝煤系气

Fig. 3 Carbon isotopic distribution of ethane and propane in typical humic-type and sapropel-type gas

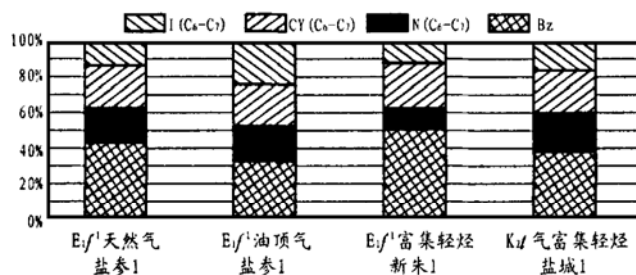


图4 盐城凹陷C₆-C₇轻烃组成图

Fig. 4 Composition of C₆-C₇ light hydrocarbon in the Yancheng sag

遇到这种情况时,应当分析可能发生的混合现象,推断其合理性。

图1为陕甘宁盆地3种典型油气全烃段分子碳同位素曲线^[1,2]。两种曲线分别为单一来源的典型腐泥和典型腐殖型油气,第三种为腐殖型气-腐泥型油的混合型油气。图2为盐参1井油气C₁-C₃₅范围的分子碳同位素曲线。很显然,这是腐殖气与腐泥油的混合物,天然气直到轻烃为腐殖型,C₁₂以上的液态烃为腐泥型。从其凝析油姥植比(Pr/Ph)分析数据看,姥植比为1.55~1.85,是典型的油型凝析油^[3]。

乙烷、丙烷碳同位素在判别天然气成因类型中应用最为广泛。图3所示,将盐参1井等气样资料投入图中,它与国内许多知名“煤系气”的δ¹³C₂和δ¹³C₃分布区间相近^[1,4]。

C₆-C₇轻烃组成是判别“轻烃段”成因类型的一项成熟技术。苯系物或环烷烃含量高属腐殖型,链烷烃含量高属腐泥型。如图4所示,盐参1井等天然气轻烃中含苯较高,应属腐殖型。

综合以上3项资料说明,盐参1井天然气是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在其中,是以“腐殖气”为主的“腐殖气-腐泥油”的混合物。

2 天然气藏成熟度研究

成熟度气段和油段显低,轻烃段显高。前者指示成熟源岩,后者指示高成熟源岩。

2.1 “气段”资料指示源岩为“成熟”

“气段”资料推断源岩成熟度主要靠δ¹³C₁-R₀。回归式计算。首先要确定生气的干酪根类型,然后对号选择有关公式^[2]。盐参1井气应代入腐殖型气公式。该井气的δ¹³C₁为-37.8‰,R₀值为0.65%~1.11%,总的指示为成熟源岩。

2.2 “轻烃段”资料指示源岩为“高成熟”

利用轻烃资料推断源岩成熟度的参数有:庚烷值、异庚烷值、环烷指数、Mongo指数等。利用苏北盆地第三系轻烃资料对以上指标进行了检验,检验它们与埋深及运移指标的线性关系等。轻烃指标从总体上稳定度差一些,所以,在每张图版上均使用了国内已知成熟度和母质类型的样品作为参照。

2.2.1 Mongo指数-异庚烷值成熟度图版

该图版以苏北第三系样品作为“成熟”的代表,

以陕甘宁古生界样品作为“高成熟”的代表,盐参1井等轻烃指示源岩为“高成熟”。

2.2.2 庚烷值-异庚烷值成熟度图版

该图版以苏北第三系样品作为“成熟”的代表,以陕甘宁、四川中坝、中原文留、黄桥气田气作为“高成熟”的代表,将盐参1井等气样轻烃资料投入图版指示源岩为“高成熟”。

2.2.3 $MCYC_6/\Sigma DM CYC_5$ -异庚烷值成熟度图版

将盐参1井等气样轻烃投入图版仍落入“高成熟”段。

2.3 “油段”资料指示源岩为“成熟”

判别油成熟度的资料主要有 $SM[\alpha\alpha C_{29} \text{ 甾} (20S)/(20S+20R)]$ 、 $C_{30}Mor/C_{30}Hop$ 、 $MPI_3[(3-MP+2-MP)/(9-MP+1-MP)]$ 等项参数。盐参1井等油的成熟度参数研究表明为“成熟”,与泰州组源岩成熟度大致相当,与处于高成熟阶段的黄桥凝析油差别很大。

3 天然气源岩分析及成藏模型建立

盐城地区天然气及凝析油与本区源岩对比表明,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供给。根据资料分析,其“古生新储”型油气运移的通道主要为连通基底与第三系的区域断裂,天然气藏成藏时间应较晚。

凝析油的成熟度、色谱、质谱特征等均与白垩系泰州组源岩相当,与古生界源岩差异明显,说明其形成与前者关系密切。但同时凝析油中曾发现唯三叠系、二叠系来源油中才有的较丰富长链三环萜。当然,它不如中、上古生界凝析油那样丰富。

天然气组分分析表明气很干,甲烷含量在90%以上,不象白垩系泰州组源岩 R_o 为1.0%的腐殖型源岩生出的气。

盐参1井油气分析反映有较强的运移,属于“古生新储”型的可能性大;如果它属于自生自储型,则不应该有较强的运移。

泰州组、阜一段源岩有机质丰度低,按一般原则排聚系数计算,其生气强度较小,难以形成目前已发现的天然气藏聚集场面^[5]。

酸解烃资料反映,某些古生界源岩与之有一定相关性,与浦口组等层样品尚未有可比分析资料等。

根据盐参1井油气包裹体均一温度介于98~119℃,结合该井时温埋藏史曲线,盐参1井油气充注发生在距今约4.5~13Ma。

4 盐城天然气藏发现的意义

盐城“古生新储”型天然气藏的发现为中国南海相油气勘探开辟了一条捷径。由于印支-燕山运动长期对海相盆地实体的抬升、断裂及平移、剥蚀等强烈改造过程,海相油气系统遭到严重破坏^[6]。在苏北地区,大部分海相地层被陆相中、新生界地层覆盖,其晚期增熟生烃作用是不可避免的,从而为“古生新储”、“古生中储”型油气藏的勘探奠定了地质基础^[7]。

盐城天然气藏的发现也启示我们要重视现场录测井工作。1991年钻探的盐参1井由于上部地层钻探过程中出现泥浆槽面油侵,掩盖了下部的天然气显示,录测井均未发现天然气层,致使该天然气藏在沉睡7年后才发现。重视天然气的录井工作是天然气藏发现的重要环节^[8]。

盆地勘探过程中要注意分析其油气系统的多源性特征,尤其是叠合盆地区域。“放弃过早与坚持太久”同样是不明智之举。盐城地区勘探工作早期主要集中于第三系油气系统之中,着眼于找油,对“古生新储”型油气系统认识不足。

参考文献:

- [1] 陈安定. 陕甘宁盆地奥陶系源岩及碳酸盐岩生烃的有关问题讨论[J]. 沉积学报, 1996, 14(增刊): 90-99.
- [2] 戴金星. 我国煤成气藏的类型和有利的远景区[A]. 天然气勘探[M]. 北京: 石油工业出版社, 1986.
- [3] 安作相. 崖13-1气田形成新认识[J]. 石油实验地质, 1999, 21(1).
- [4] 石昕,等. 煤成大、中型气田天然气的碳同位素特征[J]. 石油实验地质, 2000, 22(1).
- [5] 戴金星,等. 我国大中型气田形成的主要控制因素[J]. 中国科学(B辑), 1996, 26(6).
- [6] 张永鸿. 下扬子区盆地构造演化和地壳演化解释[A]. 中国南方中、古生界海相油气勘探研究[M]. 北京: 科学出版社, 1993.
- [7] 俞凯,郭念发. 下扬子区下古生界油气地质条件评价[J]. 石油实验地质, 2001, 23(1).
- [7] 张文昭. 贯彻油气并举方针大力发展我国天然气工业[J]. 天然气工业, 1998, (5).

(下转第190页)

GEOCHEMICAL EFFECTS OF CRUDE OIL MIGRATION IN THE NORTH TARIM BASIN, XINJIANG

QIAN Zhi-hao, CAO Yin

(Waxi Research Institute of Experimental Geology, SINOPEC, Wuxi, Jiangsu 214151, China)

Abstract: Some successes were achieved when six new migration parameters of light hydrocarbon fingerprints for crude oil as well as lighter heavy hydrocarbon, biomarkers and other migration parameters were applied to the geochemical effect study of crude oil migration in North Tarim area. The hydrocarbon generated in the Late Hercynian is all related to the Ordovician source rocks reflected from its migration indexes. It must be the product of a large-scale lateral migration northward along the Hercynian plane of unconformity from the oil source regions of the Awati and Manjiaer Depressions to the Shaya Uplift. The migration indexes show that the hydrocarbon generated in the Himalayan not only is related to the Ordovician source rocks but also has some relations with the Triassic-Jurassic source rocks. It can also accept continental hydrocarbon lateral migration southward from the Kuche Depression on the north.

Key words: light hydrocarbon fingerprints; migration parameters; lateral migration; crude oil; geochemistry; the North Tarim Basin

(continued from page 185)

GEOLOGIC FEATURES OF YANCHENG NATURAL GAS ACCUMULATION AND THEIR SIGNIFICANCE TO EXPLORATION

HOU Jian-guo, CHEN An-ding, XIAO Qiu-sheng, WANG Wei-jun

(Jiangsu Oilfield, SINOPEC, Yangzhou, Jiangsu 225009, China)

Abstract: The discovery of Yancheng natural gas accumulation is tortuous and enlightening. The analysis on the basic geochemical characteristics of natural gas accumulation, the types of natural gas and its source rocks, and the maturity of natural gas shows that Yancheng natural gas accumulation is a type of “Paleozoic-generating and Cenozoic-reserving” late-accumulating one. This discovery provides a geologic model for the exploration of “Paleozoic-generating and Cenozoic-reserving” and “Paleozoic-generating and Mesozoic-reserving” typed natural gas accumulation in North Jiangsu area. It can also be used for reference in the exploration of the Meso-Paleozoic marine strata in Yangtze area.

Key words: humic-typed gas; geologic features; exploration; natural gas accumulation; the Yancheng Sag