

文章编号: 0253-9985(2011)03-0448-13

华北-东北地区海相层系烃源特征与战略选区

闫相宾¹, 周小进², 倪春华², 朱建辉², 徐宏节³, 欧阳睿⁴, 蒋永福⁵, 张欣国²

(1. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083 2. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所,

江苏 无锡 214151 3. 中国石化东北油气分公司, 吉林 长春 130062 4. 中国石化中原油田分公司

勘探开发科学研究院, 河南 濮阳 457000 5. 中国石化河南油田分公司 石油勘探开发研究院, 河南 南阳 473132)

摘要: 通过大量露头、钻井样品的测试分析, 初步落实了冀北中-新元古界、华北南缘下寒武统、鄂尔多斯盆地西南缘中奥陶统优质烃源岩的分布。冀北中-新元古界优质烃源岩主要分布在蓟县系洪水庄组下部, 华北南缘下寒武统优质烃源岩主要发育在辛集组(或雨台山组)底部, 鄂西南中奥陶统较好烃源岩主要发育在平凉组下部, 它们均以黑色泥页岩为主要特点。同时指出, 华北台内奥陶系马家沟组碳酸盐岩是一套总体较差的烃源岩; 上古生界石炭-二叠系煤系烃源岩以南华北地区发育条件最为优越, 比鄂尔多斯、渤海湾盆地多发育了上、下石盒子组含煤层系。综合运用多种分析测试技术, 对东北地区上古生界进行了变质相区划, 初步认为二连盆地中西部、松辽盆地东南部是上古生界发育未变质潜在烃源岩的主要地区。综合评价认为, 鄂尔多斯盆地西南缘是古生界油气突破的有利地区, 华北南部是进一步探索上古生界煤成油气的有利地区, 冀北中-新元古界、东北上古生界是值得进一步研究探索的新领域。

关键词: 海相层系; 烃源特征; 变质相; 战略选区; 华北-东北地区

中图分类号: TE122.1; TE132.1 **文献标识码:** A

Source rock characteristics and potential plays of marine sequences in North and Northeast China

Yan Xiangbin¹, Zhou Xiaojin², Ni Chunhua², Zhu Jianhui², Xu Hongjie³, Ouyang Rui⁴,
Jiang Yongfu⁵ and Zhang Xinguo²

(1. SINOPEC Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083 China

2. Wuxi Research Institute of Petroleum Geology, SINOPEC Exploration & Production Research Institute,
Wuxi, Jiangsu 214151 China

3. SINOPEC Northeast Oil & Gas Company, Changchun, Jilin 130062, China

4. Exploration & Development Research Institute, SINOPEC Zhongyuan Oilfield Company, Puyang, Henan 457000 China

5. Exploration & Development Research Institute, SINOPEC Henan Oilfield Company, Nanyang, Henan 473132, China)

Abstract Based on outcrop observations and core sample analysis, we make a preliminary study of the distribution of quality source rocks in the Middle and Upper Proterozoic in northern Hebei province, the Lower Cambrian in the southern margin of North China and the Middle Ordovician in southwestern margin of Ordos Basin. Quality source rocks in the Middle and Upper Proterozoic in northern Hebei province are mainly distributed in the lower part of the Hongguzhuang Formation in the Mesoproterozoic Jixian System; quality source rocks in the Lower Cambrian in the northern margin of North China are mainly distributed in the base of the Xinji Formation (or the Yuhuatai Formation); quality source rocks in the Middle Ordovician in southwestern margin of Ordos Basin are mainly distributed in the lower part of the Pingliang Formation. They are all dominated by black mudstone/

收稿日期: 2010-08-01; 修订日期: 2011-05-14

第一作者简介: 闫相宾(1964-), 男, 博士, 教授级高级工程师, 石油与天然气地质学。

基金项目: 中国石化海相前瞻性项目(G5800-07-ZS-HX046)。

shale. We think that carbonates in the Ordovician Majiagou Formation in intra North China platform is poor source rocks as a whole. The southern part of North China is better for the development of coal related source rocks in the Permian-Carboniferous than Ordos Basin and Bohai Bay Basin, since the former has the coal bearing Upper and Lower Shihazi formations but the latter ones do not have. Considering of metamorphism, we examine the Upper Paleozoic in Northeast China and conclude that source rocks without metamorphism are mainly distributed in the middle and western parts of Erlian Basin and the southeastern part of the Songliao Basin. In conclusion, we think that 1) southwestern margin of Ordos Basin is favorable to explore conventional oil/gas; 2) southern part of North China is favorable to discover coal-derived oil/gas in the Upper Paleozoic; 3) the Middle and Upper Proterozoic in northern Hebei province and the Upper Paleozoic in Northeast China are frontiers that are worthy of further research and exploration.

Key words marine sequence, source rock characteristics, metamorphism, play screening, North and Northeast China

1 问题的提出

随着中、西部叠合盆地普光、塔河、苏里格、大牛地、克拉美丽等大型海相油气田的探明开发,我国华北和东北地区广泛分布的海相层系油气勘探前景如何[除鄂北和渤海湾盆地上古生界石炭-二叠系含煤层系中发现的天然气田(藏)外],勘探潜力多大,勘探重点在哪,再次引起油气勘探工作者的关注。尤其是像冀北的中-新元古界、华北南缘的下寒武统、鄂西南的奥陶系,虽然它们在古克拉通边缘发育好的烃源岩,但后期多发生了强烈的断褶变形^[1],原生气藏的保存十分困难。为此,提出以下亟待解决的问题:1)如何在这些海相层系中确定有效烃源岩分布区,寻找晚期成藏的有利区块;2)在东北地区是否发育未变质的上古生界,其烃源岩的展布与生烃潜力如何;3)南华北地区经历半个多世纪勘探未取得实质性突破,如何重新评价认识上古生界成藏条件。

2 主要烃源岩发育特征

2.1 冀北地区中-新元古界蓟县系洪水庄组黑色泥页岩为优质烃源岩

位处燕辽褶皱带内的冀北地区是中-新元古界发育烃源岩的主要地区,层位上烃源岩分布于中元古界长城-蓟县系。该套烃源岩形成于中-新元古代华北地台北缘发育的燕辽拗拉槽,主要属于闭塞海湾-浅海陆棚沉积。由表1可见,蓟县

系洪水庄组黑色泥页岩的有机质丰度最高、是一套优质烃源岩,其次为下马岭组泥页岩,铁岭组泥页岩虽然有机碳含量也较高,但厚度较薄;而中元古界发育的碳酸盐岩多属于较差烃源岩或仅部分达到烃源岩评价标准。据该区地表样品测试,洪水庄组黑色泥页岩有机碳含量(TOC)在0.86%~5.10%、平均值为3.07%(21个样品),氯仿沥青“A”含量在0.019 4%~0.133 8%、平均值为0.067 8%(11个样品),有机质类型属于I型-II₁型。在平面上,洪水庄组泥页岩的有机碳含量高值区分布在宽城化皮背斜及其周边和双洞背斜,有机碳含量平均值分别达到了4.0%和3.0%以上;在党坝向斜内,有机碳含量多大于2.0%。近期完钻的冀浅1井揭示,高丰度的烃源岩主要分布于洪水庄组黑色页岩段的下部(图1),厚度约为80 m,有机碳含量均值可达4.19%、最高为6.53%,热解氢指数HI均值达261 mg/g等效R_o(镜质体反射率)值在1.41%~1.47%,显示其具有较大的生烃潜力,但仍处在以生油为主的演化阶段。

据统计,在冀北地区的地表分布有106个油苗点,油苗以液态原油和固态沥青两种形式产出。其中,近80%的油苗点分布在中-新元古界的蓟县系和青白口系中,其次主要分布在上覆的下古生界中。有证据反映,这些油苗来源于中-新元古界烃源岩^[2]。根据现有资料统计,冀北地区中-新元古界残留最大厚度可达8 000 m以上,烃源岩累计厚度为390~840 m,拗陷生烃中心位于北京-怀来、宽城两个地区,累积生烃强度均大于600×10⁴ t/km²^[3]。

表 1 冀北地区中元古界烃源岩有机质丰度数据

Table 1 Organicmatter abundance of source rocks in theMiddle Paleozoic in northern Hebeiprovince					
层位	岩性	TOC, %	氯仿“A”, 10 ⁻⁶	HI/(mg•g ⁻¹)	S ₁ +S ₂ /(mg•g ⁻¹)
下马岭组	泥页岩	1.67(45)	305(22)	217(18)	0.26(52)
铁岭组	碳酸盐岩	0.31(68)	876(38)	532(35)	1.12(78)
铁岭组	泥页岩	2.39(13)			
洪水庄组	泥页岩	3.07(21)	1808(13)	985(13)	4.80(33)
雾迷山组	碳酸盐岩	0.06(440)	437(16)	325(15)	0.25(24)
高于庄组	碳酸盐岩	0.34(169)	200(5)	140(5)	0.09(19)
串岭沟组	泥页岩	0.44	51		

注:表中数值为平均值,括号为样品数。TOC为有机碳含量;氯仿“A”为氯仿沥青“A”含量;HI为热解氢指数;S₁+S₂为生烃潜量。

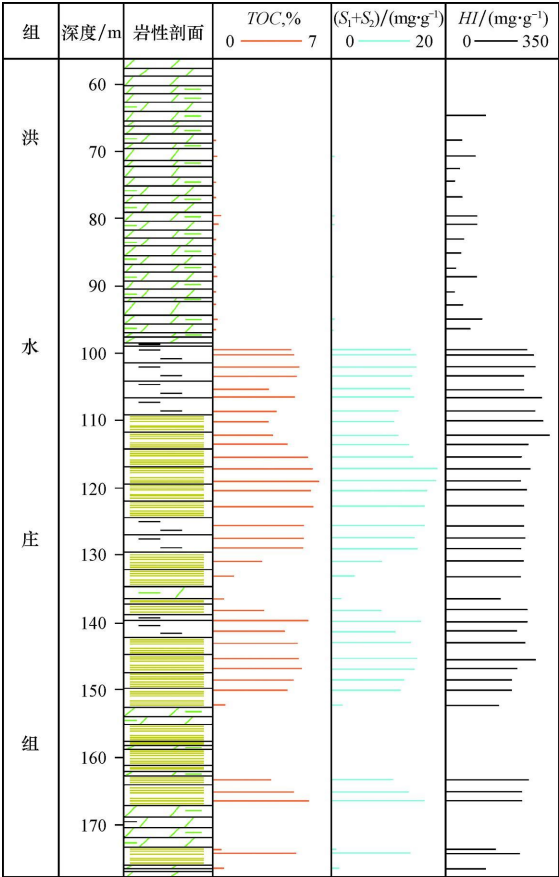


图 1 冀北地区冀浅 1 井蓟县系洪水庄组地球化学剖面
Fig 1 Geochemical profile of the Hongshuizhuang Formation of the Mesoproterozoic Jixian System of the Jiqian-1 well in northern Hebei province
(TOC 为有机碳含量; S₁+S₂ 为生烃潜量; HI 为热解氢指数)

2.2 华北东南缘下寒武统黑色泥页岩为优质烃源岩

该套烃源岩分布在华北地台南部的被动大陆

边缘,形成于早古生代早期大陆斜坡相沉积环境^[4]。烃源岩主要发育在下寒武统下部的辛集组(或雨台山组),以其底部沉积的灰黑色(炭质)泥页岩为主要烃源岩。从大别北麓的地表露头上测得,下寒武统底部黑色页岩沉积厚度一般仅几米至几十米,最大不超过 50 m,且自北向南呈增厚趋势。平面上,该套烃源岩大致分布在汝南-淮南一线以南,呈东西走向的条带分布于华北地台的南缘,其残余的大部分被信阳-合肥盆地叠加深埋。其地表样品有机碳含量一般在 3.0%~9.5%,最高可达 20.67%。R_o 值分布在 2.5%~4.0%,自北向南演化程度增高,总体已处于过成熟干气生成阶段(图 2)。

对华北南缘古生界烃源岩的有效性目前尚难以证实,但一些迹象显示在合肥盆地南部应存在有效烃源岩。如近期在合武铁路施工过程中发现了天然气燃烧现象,在大别山片麻岩区也存在天然气燃烧现象,地表发现有四十里长山油浸、金寨油砂以及与儿街沥青,以及合肥盆地前期钻探中见有油气显示。上述资料表明,该区深部不仅存在有效气源岩,而且有过油气运聚过程。

2.3 鄂西南中奥陶统平凉组页岩为较好烃源岩

该套烃源岩呈 L 型环绕鄂尔多斯盆地西南缘分布,属中奥陶世陆棚斜坡-深水盆地相沉积^[5-6]。其中,盆地西缘以泥质岩为主,盆地南缘以碳酸盐岩沉积为主。

在鄂西地区,平凉组泥质岩厚度主要在 0~800 m 范围内,其地表样品的残余有机碳含量一般较低,多小于 0.5%,且纵向变化大。其中,有机

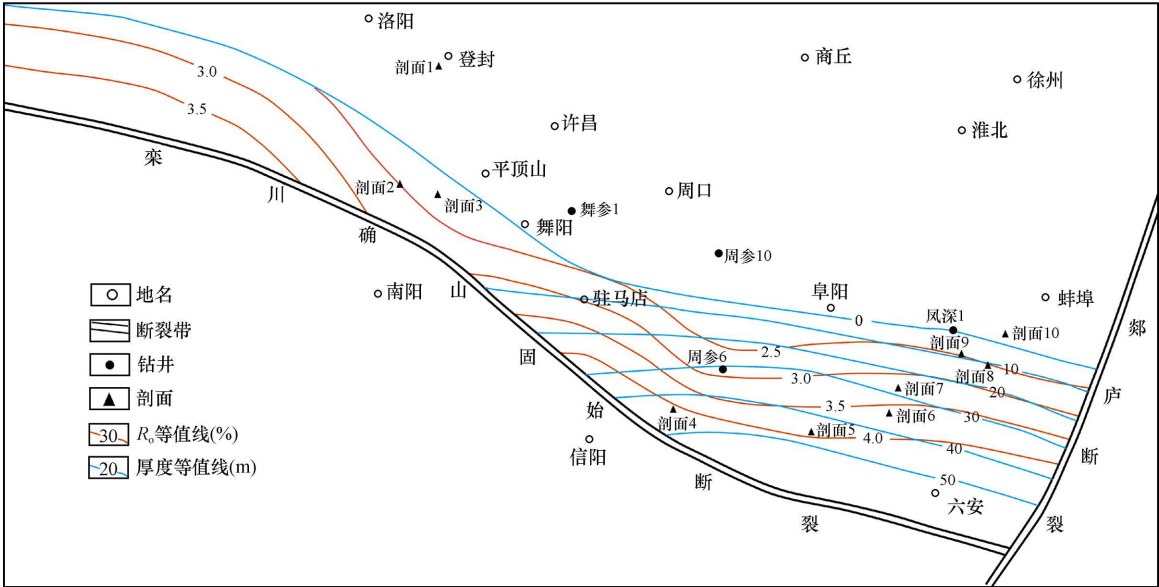


图 2 华北南缘下寒武统泥质烃源岩厚度和成熟度分布示意图

Fig. 2 Thickness and maturity of argillaceous source rocks of the Lower Cambrian in southern North China

剖面 1. 登封唐窑寒武系剖面; 剖面 2. 鲁山下震旦统、寒武系剖面; 剖面 3. 鲁山辛集寒武系剖面; 剖面 4. 息县中渡寒武系剖面; 剖面 5. 固始汤山煤矿剖面; 剖面 6. 霍邱雨台山剖面; 剖面 7. 霍邱王八盖东山剖面; 剖面 8. 寿县震旦-寒武系剖面; 剖面 9. 寿县西山套八公山寒武系剖面; 剖面 10. 淮南洞山寒武系剖面

碳含量大于 0.5% 的烃源岩多位于平凉组下部, 平面上则主要分布在平凉-桌子山地区 (图 3), 且有机碳含量高值一般仅为 1.0% 左右; 但位于该区中部的任 3 井在平凉组下部泥岩中局部发育有机碳含量大于 2.0% 的烃源岩。而鄂南地区, 因处于以碳酸盐岩沉积为主的缓坡台地环境, 故泥质烃源岩发育厚度小 (10~80 m)、丰度低, 有机碳含量大多小于 0.5%, 最高仅为 0.6% 左右。由此可见, 鄂西南奥陶系平凉组总体上属于一套较好的烃源岩。受后期差异升降影响, 该套烃源岩在鄂尔多斯盆地西缘形成了差异较大的热演化程度, 自西向东呈逐步增高趋势, 现今盆地西缘断褶皱带-天环坳陷区主体处在高-过成熟、以生气为主的演化阶段。该套烃源岩在印支晚期-燕山早期 (T_3-J_2) 处于生油高峰期, 燕山中、晚期以来则处于生气高峰期。最新盆地模拟结果显示, 鄂尔多斯盆地西缘中南段处于奥陶系平凉组的生烃中心, 侏罗纪末的生烃强度为 $5 \times 10^8 \sim 15 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 白垩纪末则达到了 $15 \times 10^8 \sim 25 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 具有形成中-大型油气田的有利条件^①。

2.4 华北地区奥陶系马家沟组碳酸盐岩烃源岩总体较差

对华北下古生界寒武-奥陶系碳酸盐岩的生烃潜力前人已有许多研究^[7-11], 确定为 一套较差或非烃源岩。大量样品测试分析数据表明, 现今华北地台上的马家沟组碳酸盐岩有机碳含量大多在 0.1% 左右, 仅少数达到 0.2% 以上, 高值一般为 0.3%~0.4%, 在渤海湾盆地钻井中有极少数样品出现大于 0.5% 的情况, 因此总体属于一套差烃源岩。其中, 有机碳含量大于 0.2% 的碳酸盐岩主要分布在鄂尔多斯盆地东部的米脂-榆林地区和渤海湾盆地的苏桥、沧州、临清-东濮等地区 (图 3)。这些地区也是马家沟组发育膏盐岩的主要地区。膏盐岩形成于海退背景下的蒸发潟湖或蒸发台地, 其中蒸发潟湖是膏盐岩沉积的中心, 属于台内沉积的洼地, 洼地在海侵扩大期沉积水体相对较深, 有利于泥质岩和泥质碳酸盐岩的发育, 这可能是导致马家沟组局部有机碳含量增高的主要原因。但这种洼地多为古地形起伏所致, 并未能造成沉积环境的较大变化,

① 郜建军. 鄂尔多斯盆地西南缘下古生界生烃条件研究. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院无锡石油地质研究所, 2008.

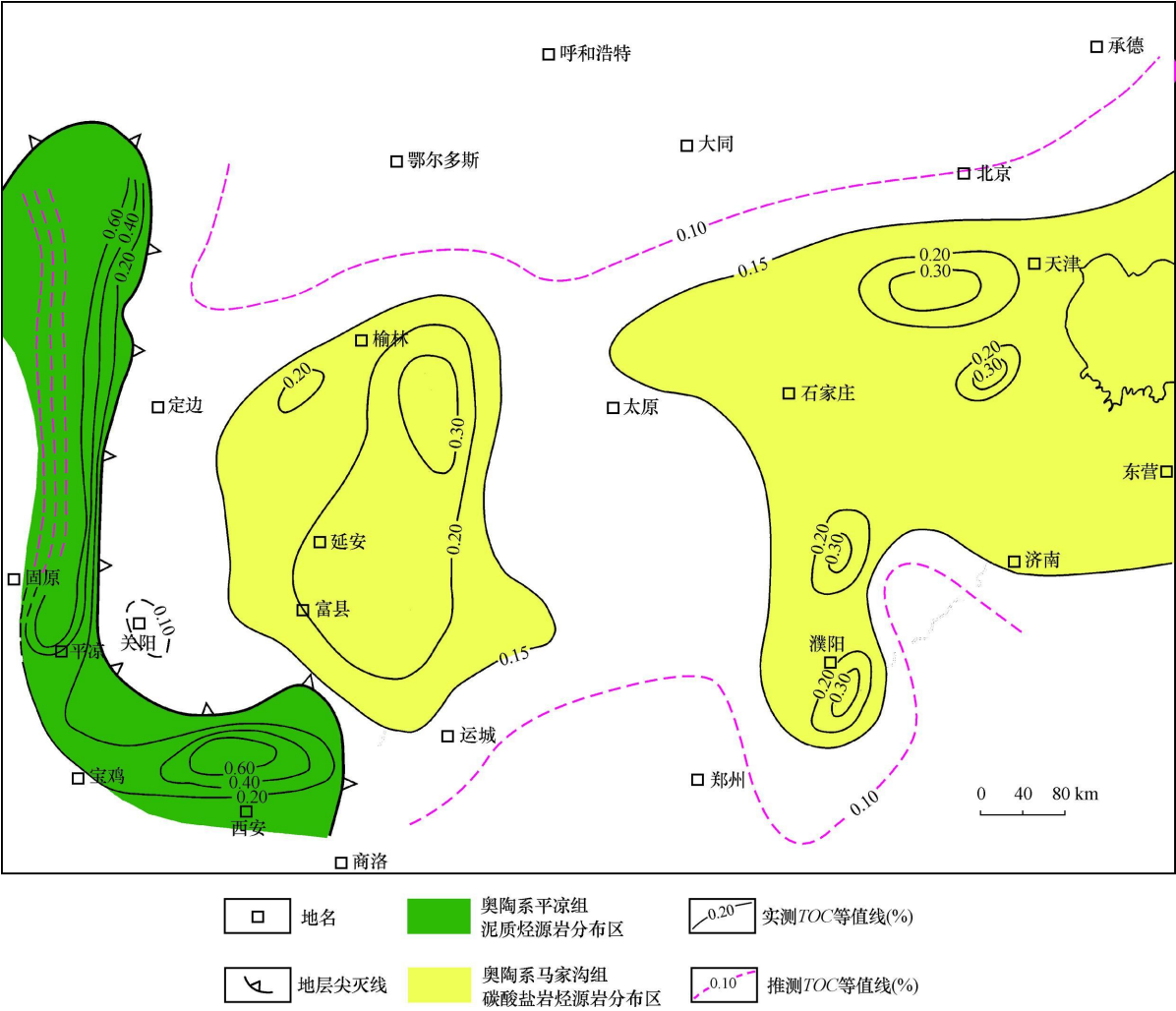


图 3 华北地区奥陶系平凉组和马家沟组烃源岩有机碳含量 (TOC) 分布

Fig 3 TOC of source rocks of the Pingliang and Majiagou formations in North China

岩性、岩相变化不大, 影响的可能是地层的层厚和灰、泥质含量的变化。如在河南新乡凤凰山奥陶系剖面马家沟组大套灰岩中就夹有一定厚度的深灰色泥灰岩和薄层炭质页岩。由此可以推论, 马家沟组膏盐岩沉积中心可能是其烃源岩发育的主要地区。

最新研究表明, 紧邻鄂尔多斯盆地东部马家沟组膏盐沉积盆地的富古 4 井奥陶系天然气具有海相高演化油型气的成因特点, 而且具混源气 (油型气、煤型气) 特征的靖边奥陶系风化壳大气田也紧邻该膏盐盆地分布, 这些海相天然气是否与该区内高演化的马家沟组烃源岩有关尚有待进一步证实。此外, 孔古 3 奥陶系油藏为自生自储型, 油源来自马家沟组灰岩^[12-13], 说明马家沟组灰岩在局部也是具有生烃能力的有效烃源岩。

2.5 华北石炭-二叠系煤系烃源岩是鄂尔多斯和渤海湾盆地诸多天然气藏的主力源岩, 其在南华北地区发育最优

目前, 已在鄂尔多斯盆地北部上古生界石炭-二叠系发现了苏里格、大牛地、乌审旗、榆林等若干大中型气田, 在渤海湾盆地内发现了诸如苏桥、孤北、高古 4 文留等多个煤成气田 (藏), 在南华北地区南 12 井古近系还发现了源于石炭-二叠系的煤成油藏。这些都充分展示了华北上古生界有着十分广阔的油气勘探前景。

该套烃源岩为一套海陆过渡相沉积的含煤地层, 其形成主要与晚古生代古特提斯扩张背景有关, 受南昆仑-南秦岭一带形成的洋盆-裂谷区域拉张作用影响^[14-15], 华北地台先后接受了来自西

南和东南方向的海侵,形成海-陆交互相含煤沉积。其中,华北地台西南缘贺兰山-六盘山及河西走廊地区在早石炭世就开始接受海侵,比华北台内多发育了前本溪组海-陆交互相含煤地层。而华北地台主体接受的是来自东南方向的海侵,因为二叠纪在华北和华南两个大陆板块之间发育了连接古大洋(古特提斯洋、古太平洋)的东西向海槽,受该海槽形成引发的区域拉张作用影响,华北地台东南缘拗陷沉降并接受海侵,从而在南华北地区发育了海相沉积色彩更浓、沉积厚度更大、含煤层系更多的石炭-二叠系烃源岩。与渤海湾地区相比,南华北地区多发育了上石盒子组含煤层;与鄂尔多斯地区相比,则多发育了上、下石盒子组含煤层。其中,南华北地区煤层石炭-二叠系累积厚度可达25~40 m,渤海湾地区为15~20 m,鄂尔多斯盆地腹部仅为10~15 m;而且,石炭-二叠系暗色泥岩厚度也以鄂尔多斯盆地西缘和南华北地区为最厚,达200~400 m,而其他地区一般在100~200 m。

鄂尔多斯盆地腹部是石炭-二叠系的生气中心区,主生气期为白垩纪以来,烃源岩演化属于持续生烃型。而渤海湾和南华北地区属于二次生烃型,具有印支期、燕山期、喜马拉雅期多期生烃。其中,印支期是华北上古生界进入初始生烃的主要时期,但此期由于华北地台东部于晚三叠世发生区域隆升,使渤海湾至南华北中、东部广大地区的上古生界生烃演化停滞,并保持着低成熟的热演化背景, R_o 值大致在0.7%~1.0%,为此后二次生烃提供了有利条件。埋藏史揭示,在上述印支期低演化区内,除丘县、鱼台、黄口、谭庄-沈丘等少数凹陷因叠加有厚度较大的侏罗纪-早白垩世盆地而具备燕山期二次生烃外,大部分地区以喜马拉雅期为主要二次生烃期,周口坳陷的东部(阜阳地区)、临清坳陷的东部(莘县-东濮地区)、济阳坳陷的南部(惠民-东营凹陷南坡)就属于此类型^[16]。

2.6 东北地区发育的未变质石炭-二叠系是潜在烃源岩

东北地区广泛分布的石炭-二叠系为海、陆过渡沉积,其残余地层厚度较大的地区是二连盆地的中、西部及松辽盆地的南部和东部地区。但是,东北上古生界在后期遭受到不同程度的变质作用。通过大量样品的岩矿鉴定、镜质体反射率测定、伊利石结晶度测定、裂隙包裹体测温等多种参

数的测试分析,可将东北上古生界的变质相类型按未变质、极低变质、低变质和中级变质4个级别划分为2大类、6个亚类。结果表明,二连盆地、松辽盆地南部及三江等地区的上古生界大多未变质,松辽中、北部地区为极低级的区域低温动力变质A级(图4)。总体上看,除大型断裂构造带附近外,东北上古生界地层大多未变质或仅属于极低变质。

东北地区石炭-二叠系烃源岩为深灰-灰黑色泥(板)岩与含泥质及生物碎屑的碳酸盐岩,主要形成于浅海弱氧化-还原环境。纵向上,二叠系以泥质烃源岩发育为主,石炭系以碳酸盐岩烃源岩发育为主,具“上泥下灰”的特点。横向上,由西向东泥质烃源岩厚度增加,碳酸盐岩烃源岩厚度减薄;石炭-二叠系烃源岩厚度西部二连盆地在100~400 m,中部松辽盆地在200~450 m,东部三江盆地在50~150 m(图5)。其中,石炭系烃源岩厚度大于150 m的区域主要位于松辽盆地东、北部和南部的锡林浩特、赤峰地区;二叠系烃源岩主要分布于中、上二叠统,厚度大于200 m的区域主要位于松辽盆地和二连盆地中、东部,区域上总体呈近东西向分布。

样品测试表明,石炭-二叠系泥质烃源岩有机碳含量高,而碳酸盐岩含量较低。泥质烃源岩残余有机碳含量平均值达1.02%(104块样),其中超过80%的样品有机碳含量大于0.5%,有机碳含量高值区位于松辽、二连盆地(图5);氯仿沥青“A”含量平均值为 22.30×10^{-6} (92个样品);但生烃潜力指标低,泥质岩(147个样品) $S_1 + S_2$ 值在0~0.06 mg/g,平均值仅0.01 mg/g。在有机质类型上,泥质烃源岩以Ⅱ型为主,碳酸盐岩为Ⅱ-Ⅱ型。成熟度上,总体演化程度高, R_o 平均值为3.03%,高演化区主要分布在松辽盆地中、东部及敦化-延边地区,较低演化区有锡林浩特和赤峰地区(图6)。生烃模拟实验表明,东北地区高演化的泥质烃源岩仍具有一定的生烃潜力,且生烃量的大小与烃源岩的演化程度有关。林西官地林西组深灰-灰黑色泥(板)岩($TOC = 1.1\%$, $R_o = 2.29\%$)在350℃时生烃量可达79 kg/t,在550℃时达175 kg/t,其增量为96 kg/t。

根据钻井埋藏史与地表样品的薄片观察、成熟度 R_o 值测定和包裹体测温,东北地区上古生界石炭-二叠系烃源岩可能经历了二叠纪末、晚侏罗世-早白垩世及晚白垩世3次主要的生烃演化。

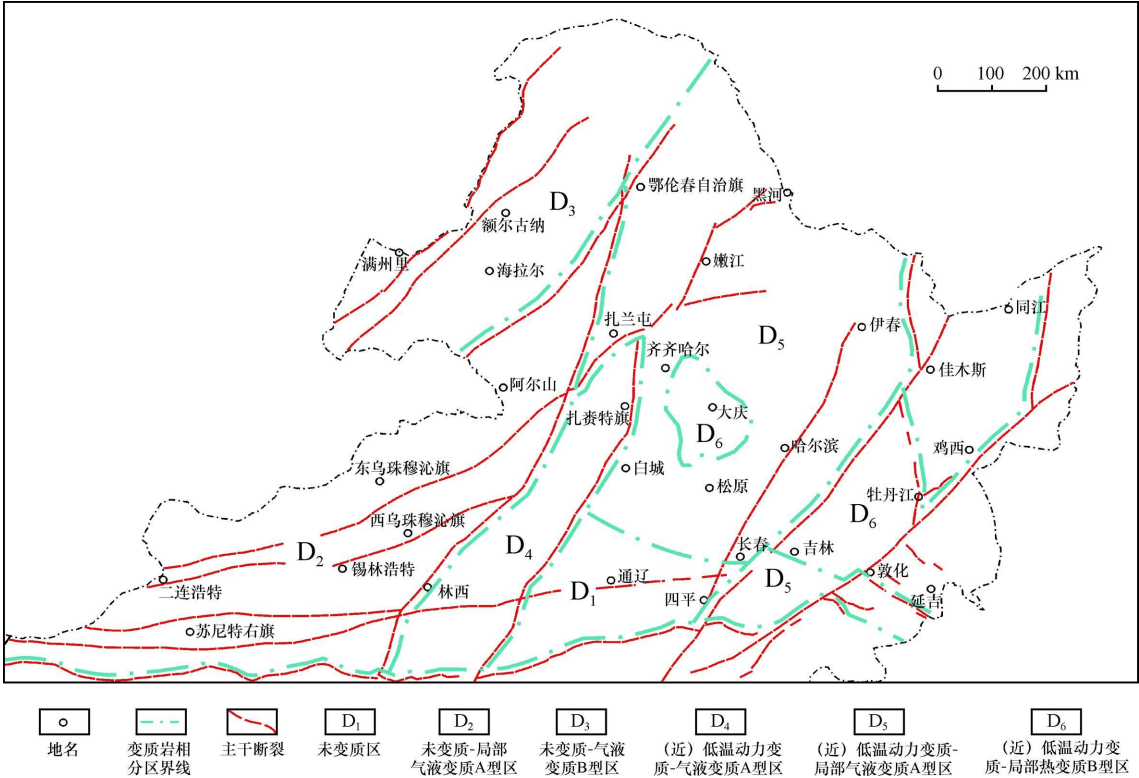


图 4 东北地区上古生界岩矿鉴定变质类型分区

Fig. 4 Metamorphic division of the Upper Paleozoic by rock-mineral identification in Northeast China

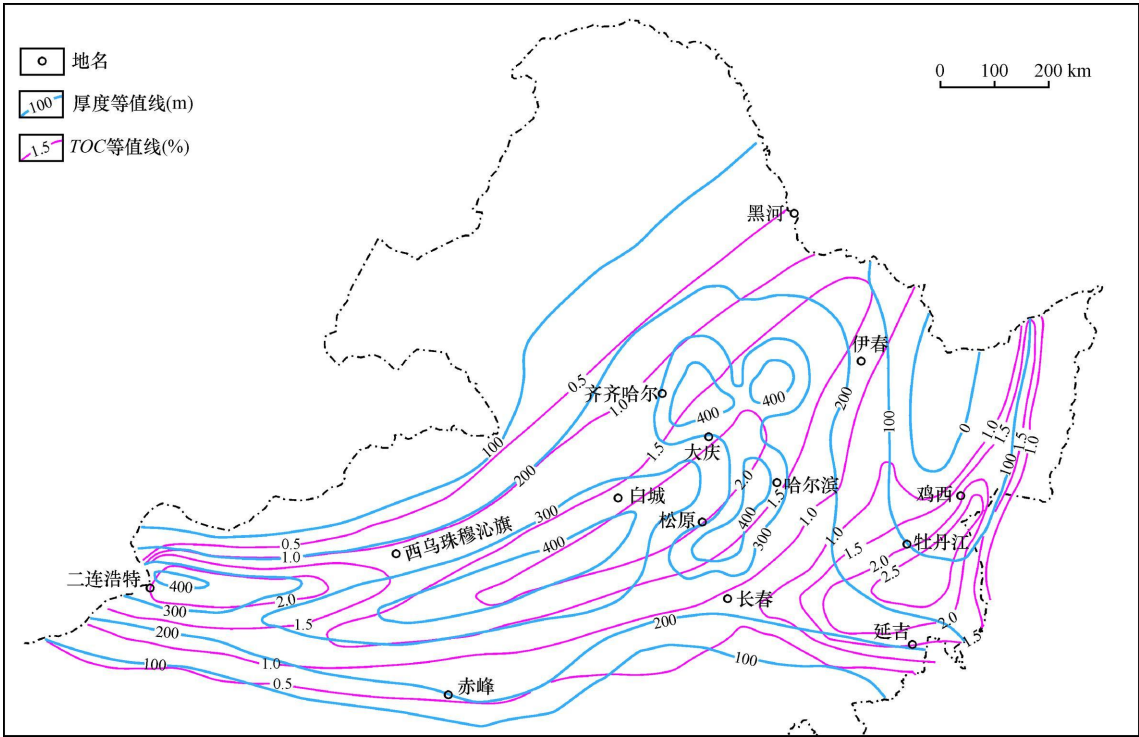


图 5 东北地区石炭-二叠系烃源岩残留厚度和有机碳含量 (TOC) 分布

Fig. 5 Residual thickness and TOC of source rocks of the Permian-Carboniferous in Northeast China

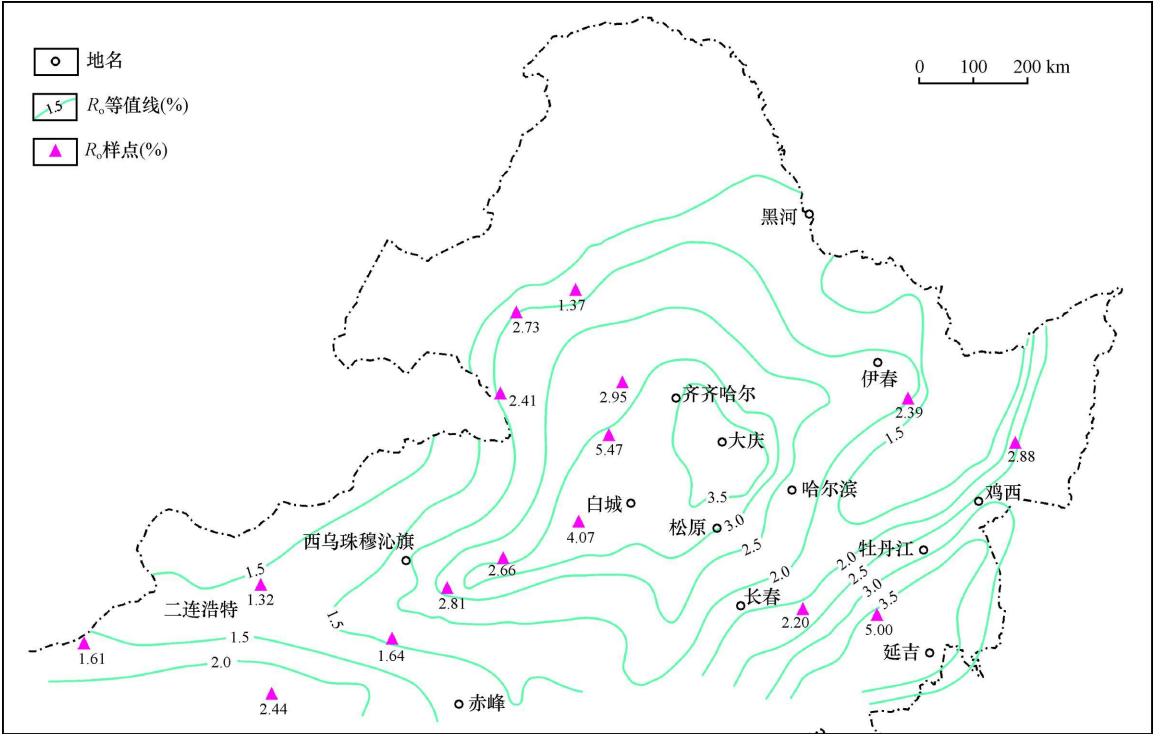


图 6 东北地区上古生界顶面镜质体反射率 (R_o) 等值线

Fig. 6 Contour of vitrinite reflectance(R_o) on top of the Paleozoic in Northeast China

永吉后彤乡采石场上侏罗统爱民组炭质泥岩 R_o 值为 3.42%, 与吉林地区石炭-二叠系平均 R_o 值为 3.36% 相当, 反映石炭-二叠系烃源岩在晚侏罗世以后发生过较高的热演化并二次生烃。扎赉特旗中二叠统柳条沟组灰岩方解石脉中的气、液两相流体包裹体的均一温度分别为 125℃ 和 149℃, 反映烃源岩至少有过两期重要的生烃过程; 而且在该灰岩微裂缝中见黑色沥青充填, 在吉林双阳上石炭统石咀子组深灰色生物碎屑灰岩中也见有沥青, 反映东北上古生界发生过油气的运移、聚集及后期的高演化 (沥青化)。

3 战略选区评价

针对华北-东北海相层系勘探新区现状, 本文以烃源岩有效性和海相层系的后期改造及油气保存条件为评价关键要素, 对该领域进行了战略选区评价 (图 7)。

3.1 鄂尔多斯盆地西南缘是古生界油气突破的有利地区

鄂尔多斯盆地西南缘古生界的油气勘探程度

较低, 以往勘探目标主要为中生界油藏。在该区古生界, 获得了一些油气显示和少量工业气流井。在盆地西缘, 北部上古生界发现有胜利、刘家庄等小型气田, 中部鄂 3 伊 25 合参等井见油气显示, 南部镇探 1 井获气流; 在下古生界, 天深 1 鄂 8 井在奥陶系获低产气流。在盆地南缘, 旬探 1 淳探 1 耀参 1 富古 4 富探 1 井在奥陶系见良好油气显示或低产气流。上述成果表明, 该领域具有勘探潜力与成藏有利条件。

盆地西缘处于上、下古生界烃源岩 (石炭-二叠系、奥陶系) 的叠合区, 烃源岩厚度大、生烃潜力大、演化持续, 更重要的是在其生气高峰期盆地西缘断褶带适时发育了若干构造圈闭, 在天环坳陷的古生界内部还发育了早已形成的地层、岩性圈闭, 加之该区古生界之上覆盖有厚度较大和连片分布的中生界多套盖层, 从而具备了油气成藏的基本条件, 应是鄂尔多斯盆地内寻求新区油气突破的有利地区。

盆地南缘总体呈一西倾的斜坡构造, 以东部富县地区上、下古生界发育最为齐全, 是勘探的重点地区。该区北侧紧邻上古生界生气中心和奥陶系马家沟组发育烃源岩的生气中心, 其内上古生

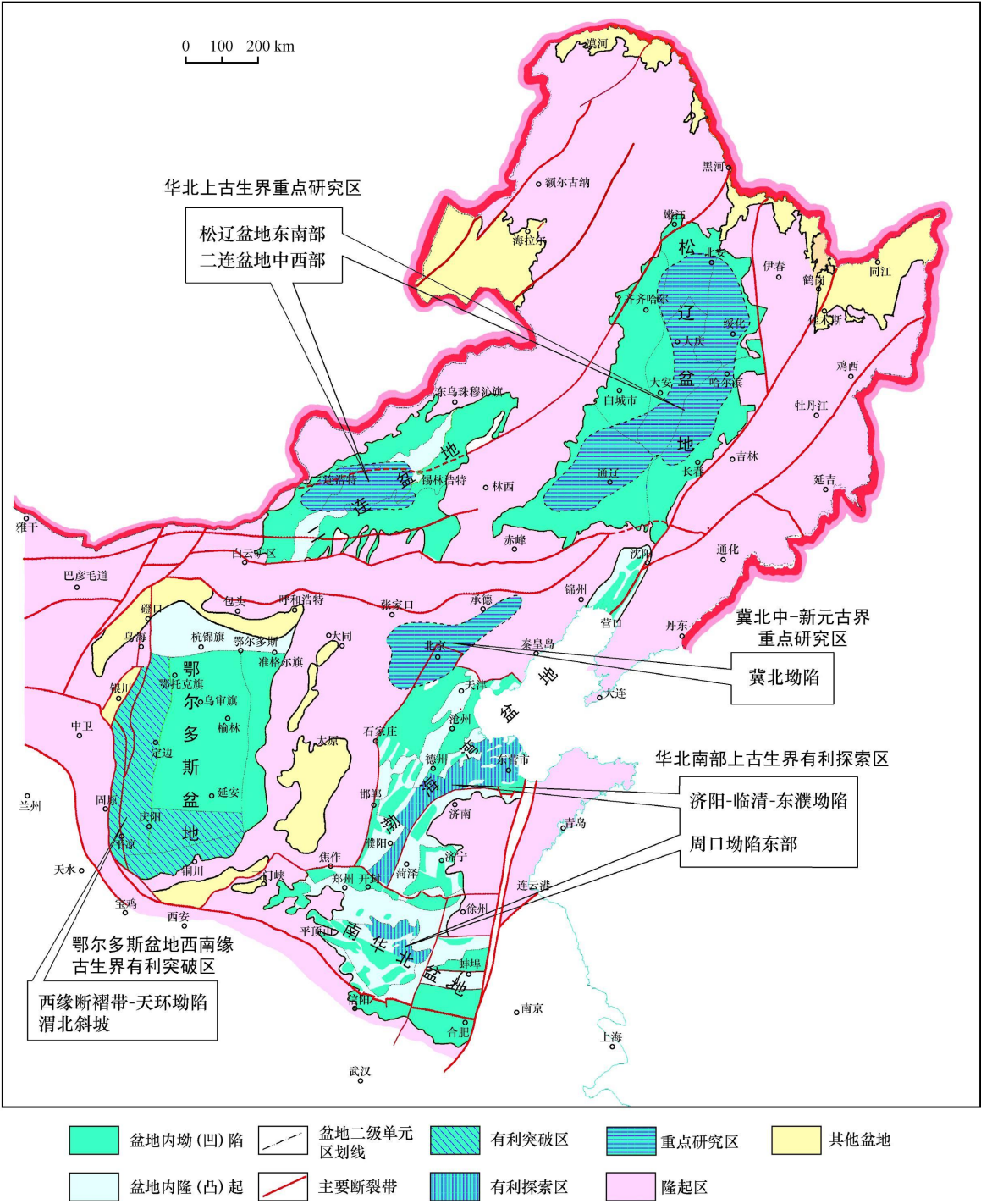


图 7 华北-东北地区海相层系战略选区评价

Fig 7 A ssessment and screening of potential plays in marine sequences in North and Northeast China

界石炭-二叠系不仅发育有与盆地北部相似的三角洲前缘砂体及其岩性圈闭形成条件,而且下古生界奥陶系具有与中部大气田奥陶系风化壳产层相似的构造与储、盖层发育条件,即同样处于中央古隆起的构造背景,并发育有马五主力储层(富县地区马五¹⁻³小层分布面积达 420 km²),且储层

之上发育有石炭系本溪-太原组盖层,因此也是勘探古生界油气的有利目标区之一。

3.2 华北南部是进一步探索上古生界石炭-二叠系煤成油气的有利地区

华北南部包括传统上所指的焦作-商丘一线

以南的南华北地区,以及渤海湾盆地西南部的临清-东濮拗陷和济阳拗陷南部。该区是石炭-二叠系煤系地层残留分布的主要地区,是寻找二次生烃型煤成气资源的有利地区。如今已在该区内发现了文古2(二叠系、古近系)、高古4(石炭系)、南12(古近系)等煤成油气藏。

该区石炭-二叠系烃源岩厚度大(100~400 m)、生烃强度大($10 \times 10^8 \sim 30 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$),尤其是济阳拗陷南部、临清东部、东濮凹陷和周口拗陷东部(倪丘集、颜集、鹿邑)的生烃强度均大于 $20 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$,并以喜马拉雅期为主要二次生烃期;在石炭-二叠系之上覆盖了中生界和新近系多套厚度较大的直接或间接盖层,尤其是在古近系断陷深凹-内斜坡区往往发育了优质的湖相泥岩盖层和膏盐岩盖层,这为晚期油气保存提供了有利条件。

该领域勘探工作先后经历了60余年历程,但因前期勘探思路多变、主攻目的层不明确、工程技术不配套、石炭-二叠系地震资料品质较差等诸多因素影响,制约了该区上古生界的油气发现和整体评价。今后需要以石炭-二叠系的喜马拉雅期生烃潜力为中心,评价凹陷的资源前景;以邻近二次生烃灶的洼中隆和斜坡带为评价重点,结合保存条件,优选有利凹陷和区带。

3.3 冀北中-新元古界、东北上古生界是值得进一步研究探索的新领域

1) 冀北中-新元古界

冀北拗陷为燕辽褶皱带内发育的复背向斜构造,呈北东走向。拗陷由南、北两个向斜中夹一背斜组成,地表发育地层陡立的紧闭褶皱,并发育有东西、北东、北西3组方向的断裂,其中东西和北东向断裂具有挤压兼左旋走滑的特征。最新地震资料解释,拗陷北部主向斜(卸甲营向斜)南陡北缓,内部分布有巨厚的中-新元古界长城-蓟县-青白口系,上覆有下古生界寒武-奥陶系和中生界三叠系、侏罗系-下白垩统,且中-新元古界、下古生界、三叠系具同步褶皱特点;侏罗系-下白垩统以不整合覆盖其上,显示印支期本区已形成褶皱,燕山期挤压-走滑与伸展构造则叠加改造了前期变形。拗陷北部地表可见上侏罗统砾岩、火山角砾岩角度不整合在上元古界之上,下白垩统流纹岩角度不整合在上侏罗统砂砾岩之上,显示

燕山运动时期本区发生过多次构造变形改造,并在早白垩世有强烈的岩浆活动。以上这些说明,本区中-上元古界不仅在前中生代遭受了多次隆升,更重要的是在印支-燕山期经历了强烈的挤压、走滑、伸展等多种方式的褶皱改造。

从地表油苗(沥青)分布的特征看,层位上自上而下主要集中在青白口系下马岭组底砂岩和蓟县系铁岭组灰岩、雾迷山组灰岩,而且分布规模较大。其中,铁岭组灰岩和雾迷山组灰岩分别紧邻于主力烃源岩洪水庄组的上、下,而位于上部的下古生界及中生界油苗相对分布较少,显示中-新元古界以近源成藏为主要特点。本区地表油苗以液态和固态两种相态并存,一方面反映本区形成的油藏受过破坏,另一方面反映本区仍具有生油成藏条件。

从沉积演化的历史看,本区自中-新元古代拗拉槽沉积之后,主要在早古生代寒武纪-中奥陶世接受了一套厚度小于1000 m的台地相碳酸盐岩沉积;晚古生代石炭-二叠纪因处于当时沉积盆地的边缘而接受了较薄沉积,推测仅几百米(冀北拗陷中央可能受剥蚀而缺失,但拗陷东部有局部残留);而后在中生代接受了一套总体较薄且分布不均的陆相沉积。因此,后期沉积埋藏的幅度总体较小,对本区中-新元古界烃源岩演化难以起到很大的促进作用。但是,燕山期晚侏罗-早白垩世区域性构造-热事件使本区处于岩浆活动较强烈的地区,不仅在地表发育了早白垩世大型花岗岩体,而且地震资料揭示在拗陷深部也可能发育隐伏的花岗岩侵入体。在这些花岗岩体的上方和周缘,中-新元古界烃源岩受局部高热场作用必然快速增熟而生烃,甚至已生成的原油受局部岩浆活动影响而形成沥青,这可能是现今地表和浅层同时出现液态和固态两相油苗的主要原因。因此,烃源岩演化的控制作用及油气保存条件是该区勘探选区、选带的前提和基础。

2) 东北上古生界

东北上古生界自海西晚期以来遭受了多次构造-热事件以及差异埋藏过程^[17],烃源岩演化十分复杂。从东北上古生界包裹体温度分布的频率直方图可以看出(图8),具明显两期温度。一期温度主体处于100~200℃,应属于海西期正常成岩温度;另一期温度主体位于240~360℃,最高为380℃,应属于印支晚期-燕山早期的变质温度。由此反映东北地区古生界主要遭受了两期热力作用。

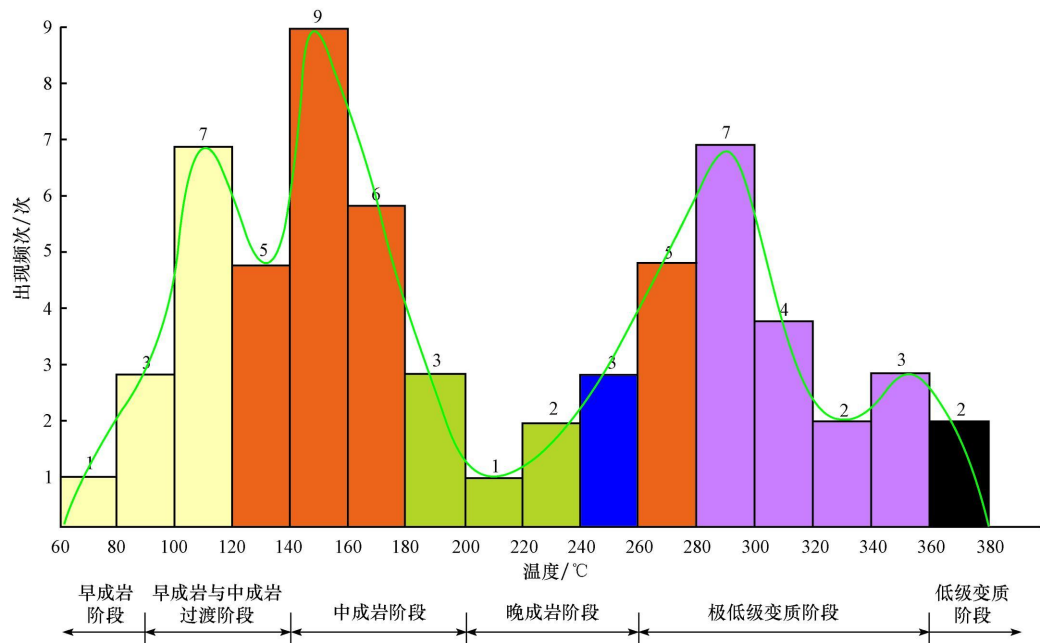


图 8 东北地区上古生界包裹体温度分布频率直方图

Fig. 8 Frequency histogram showing the distribution of inclusion temperature in the Upper Paleozoic in Northeast China

松辽、二连和三江地区的盆地模拟结果表明(表 2), 石炭—二叠系烃源岩主要经历了二叠纪末、晚侏罗—早白垩世及晚白垩世 3 期生烃, 且 3 期生烃都以泥质烃源岩为主。松辽地区石炭—二叠系烃源岩累计生烃强度达 $19.40 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 二连地区为 $8.32 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$, 三江地区为 $2.71 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{km}^2$ 。但由于盆地构造演化的不同, 不同盆地的 3 期生烃存在差异。松辽盆地的 3 期生烃都较强, 且后两期生烃增量具有从盆地的中部向周边斜坡区增加的趋势, 盆地北部和东南部是生烃中心区; 二连盆地的生烃主要集中在第一期和第二期; 而三江盆地不仅没有第三期生烃, 而且前两期的生烃量较小。

烃源岩评价表明, 二连盆地中西部和松辽盆地东南部是东北石炭—二叠系烃源岩发育的有利地区; 尤其是二连盆地烃源岩演化程度较低, 仍具有一定的生烃潜力。沉积相研究表明, 东北石炭—二叠系不仅发育有生物碎屑灰岩、砂屑灰岩、藻灰

岩、礁灰岩等多种有利的碳酸盐岩储层, 还发育了多套砂岩储层, 具有形成自生自储、下生上储型油气藏的有力条件。再者, 在上述有利烃源岩分布区叠加有中、新生代盆地, 这为油气保存提供了条件。因此, 松辽盆地东南部和二连盆地可作为今后评价研究的重点对象。

4 结论

1) 华北—东北地区海相层系有利烃源岩主要形成于拉张背景下的陆缘盆地和大型克拉通内拗陷。其中, 在陆缘盆地多发育深水斜坡—盆地相优质泥质烃源岩, 陆内发育了海—陆交互相煤系烃源岩。

2) 华北—东北地区海相层系烃源岩总体演化程度较高, 尤其是受中、新生代多期构造变格作用改造和盆地差异叠加的影响, 烃源岩形成了差异的生烃演化, 并具有多期生烃的特点, 有效烃源岩

表 2 东北地区上古生界石炭—二叠系生烃史模拟结果

Table 2 Simulation of hydrocarbon generation history of the Perm or Carboniferous in Northeast China

烃源岩		石炭—二叠系灰岩			石炭—二叠系泥岩			总生烃量 / (10^8 t)
生烃期		P 末	J ₃ —K ₁	K ₂	P 末	J ₃ —K ₁	K ₂	
生烃量 / (10^8 t)	松辽	26.08	12.11	13.75	184.60	133.37	158.53	528.44
	二连	6.25	0.99	0.13	32.03	67.81	3.96	111.17
	三江	0.28	0.28		3.64	5.76		9.96

多呈带状或块状分布于中、新生代盆地之下。

3) 已知油气的赋存特征反映, 华北-东北地区海相层系具有多种成藏组合, 后期盖层发育条件是油气成藏与保存的关键因素。

4) 鄂尔多斯盆地西南缘具有多源叠合和良好的油气保存条件, 应是勘探突破的重点地区; 华北南部上古生界煤系地层分布广、厚度大, 已知油气藏均位于凹陷内的二次生烃中心附近, 深凹-内斜坡区应是进一步探索的主要地区; 冀北中-新元古界和东北上古生界海相层系尽管具有先天优越的烃源岩发育条件, 并有过油气聚集与成藏过程, 但后期尤其是中、新生代经多次强烈改造, 烃源岩演化及油气保存条件尚不清楚, 需围绕有利烃源岩分布区开展针对性研究。

参 考 文 献

[1] 周小进, 倪春华, 杨帆. 华北古生界原型-变形构造演化及其控油气作用[J]. 石油与天然气地质, 2010 31(6): 779-794.
Zhou Xiaojin, Ni Chunhua, Yang Fan. The Paleozoic prototype basins and their tectonic deformation in North China and their controlling effects upon hydrocarbon accumulation[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 779-794

[2] 刘宝泉, 秦建中, 李欣. 冀北拗陷中-上元古界烃源岩特征及油苗、油源分析[J]. 海相油气地质, 2000 5(1-2): 35-46
Liu Baoquan, Qin Jianzhong, Li Xin. Source rocks characteristics and origin analysis of the Middle-Upper Proterozoic in the Jibei Depression[J]. Marine Origin in Petroleum Geology, 2000, 5(1-2): 35-46

[3] 张善文, 隋风贵, 林会喜, 等. 渤海湾盆地前古近系油气地质与远景评价[M]. 北京: 地质出版社, 2009 251-312
Zhang Shanwen, Sui Fenggui, Lin Huixi et al. Petroleum geology and prospective evaluation of pre-Tertiary in Bohai Bay Basin [M]. Beijing Geological Publishing House, 2009 251-312

[4] 戴金星, 刘德良, 曹高社. 华北陆块南部下寒武统海相泥质烃源岩的发现对天然气勘探的意义[J]. 地质论评, 2003, 49(3): 322-329
Dai Jinxing, Liu Deliang, Cao Gaoshe. Discovery of marine muddy hydrocarbon source rocks in the southern margin of the North China block and its significance for gas exploration[J]. Geological Review, 2003 49(3): 322-329.

[5] 孙宜朴, 王传刚, 王毅, 等. 鄂尔多斯盆地中奥陶统平凉组烃源岩地球化学特征及勘探潜力[J]. 石油实验地质, 2008 30(2): 162-168.
Sun Yipu, Wang Chuangang, Wang Yij et al. Geochemical characteristics and exploration potential of Middle Ordovician Pingliang Formation in the Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment 2008, 30(2): 162-168

[6] 倪春华, 周小进, 王果寿, 等. 鄂尔多斯盆地南缘平凉组烃

源岩沉积环境与地球化学特征[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(1): 38-46
Ni Chunhua, Zhou Xiaojin, Wang Guoshou et al. Sedimentary environment and geochemical characteristics of hydrocarbon source rocks in the Pingliang Formation, southern margin of the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2011, 32(1): 38-46.

[7] 曾凡刚, 程克明. 下古生界海相碳酸盐岩烃源岩地球化学的研究现状[J]. 地质地球化学, 1998, 26(3): 1-8
Zeng Fangang, Cheng Keming. Geochemical methods and research status quo on Lower Paleozoic marine carbonate hydrocarbon-generating rocks[J]. Geology-Geochemistry, 1998, 26(3): 1-8

[8] 李延钧, 陈义才, 杨远聪, 等. 鄂尔多斯下古生界碳酸盐岩烃源岩评价与成烃特征[J]. 石油与天然气地质, 1999 20(4): 349-353
Li Yanjun, Chen Yicai, Yang Yuancong et al. Source rock evaluation and characteristics of hydrocarbon generation from Lower Paleozoic carbonate in Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 1999 20(4): 349-353.

[9] 李剑锋, 徐正球, 马军, 等. 鄂尔多斯盆地古生界奥陶系碳酸盐岩生烃能力研究[J]. 沉积学报, 2003 21(4): 702-706
Li Jianfeng, Xu Zhengqiu, Ma Jun et al. Study on hydrocarbon producing potential of carbonate rocks in Ordovician of Lower Paleozoic in Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2003 21(4): 702-706.

[10] 张忠民, 龙胜祥, 许化政. 华北古生代克拉通盆地南部原生油气藏勘探前景[J]. 石油与天然气地质, 2005, 26(5): 661-667.
Zhang Zhongmin, Long Shengxiang, Xu Huazheng. Prospects of exploring Paleozoic primary oil and gas pools in southern area of North China cratonic basin[J]. Oil & Gas Geology, 2005 26(5): 661-667

[11] 薛海涛, 卢双舫, 张学军, 等. 济阳拗陷下古生界碳酸盐岩烃源岩评价[J]. 地球化学, 2006 35(6): 609-614.
Xue Haitao, Lu Shuangfang, Zhang Xuejun, et al. Evaluation of Lower Paleozoic carbonate source rocks in Jiyang depression[J]. Geochemistry, 2006, 35(6): 609-614

[12] 王铁冠, 王飞宇, 卢鸿, 等. 黄骅拗陷孔西潜山带奥陶系油藏的油源与成藏期次[J]. 海相油气地质, 2000 5(1-2): 47-54
Wang Tieguan, Wang Feiyu, Lu Hong et al. Origin and episodes of oil pool formation for primary oil pools of Ordovician in Kongxi buried hill in Huanghua Depression[J]. Marine Origin in Petroleum Geology, 2000 5(1-2): 35-46.

[13] 程克明, 熊英, 张晓宝. 孔西潜山奥陶系原生油藏成藏时期探讨[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(4): 16-20
Cheng Keming, Xiong Ying, Zhang Xiaobao. An approach to the timing formation for primary oil pools of Ordovician system in Kongxi buried hill[J]. Petroleum Exploration and Development 2002 29(4): 16-20

[14] 张渝昌, 张荷, 孙肇才, 等. 中国含油气盆地原型分析[M]. 南京: 南京大学出版社, 1997 65-69

Zhang Yuchang, Zhang He, Sun Zhaocai et al. Prototype analysis of petroliferous basins in China[M]. Nanjing: Nanjing University Press, 1997: 65–69.

[15] 徐旭辉, 高长林, 江兴歌, 等. 中国含油气盆地动态分析概论[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 33–34.

Xu Xuhui, Gao Changlin, Jiang Xingge et al. Introduction of dynamic analysis of petroliferous basins in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 33–34.

[16] 胡宗全, 周新科, 朱建辉. 华北东部地区上古生界生烃潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2006, 33(6): 697–701.

Hu Zongquan, Zhou Xinke, Zhu Jianhui. Hydrocarbon generation potential of Upper Paleozoic in eastern part of North China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2006, 33(6): 697–701.

[17] 任战利, 崔军平, 史政, 等. 中国东北地区晚古生代构造演化及后期改造[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(6): 734–742.

Ren Zhanli, Cui Junping, Shi Zheng et al. The Late Paleozoic evolution and later transformation in Northeast China[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(6): 734–742.

(编辑 李 军)

(上接第 447 页)

[14] 袁玉松, 郑和荣, 涂伟. 沉积盆地剥蚀量恢复方法[J]. 石油实验地质, 2008, 30(6): 636–642.

Yuan Yusong, Zheng Herong, Tu Wei. Methods of eroded strata thickness restoration in sedimentary basins[J]. Experimental Petroleum Geology, 2008, 30(6): 636–642.

[15] 李坤, 赵锡奎, 沈忠民, 等. “趋势厚度法”在塔里木盆地阿克库勒凸起地层剥蚀量恢复中的应用[J]. 物探化探计算技术, 2007, 29(5): 415–419.

Li Kun, Zhao Xikui, Shen Zhongmin et al. Application of trend thickness method in denudation recovery in the Akekule lobe of Tarim basin[J]. Geophysical and Geochemical Exploration, 2007, 29(5): 415–419.

[16] 牟中海, 唐勇, 崔炳富, 等. 塔西南地区地层剥蚀厚度恢复研究[J]. 石油学报, 2002, 23(1): 40–44.

Mu Zhonghai, Tang Yong, Cui Bingfu et al. Erosion thickness restoration in southwest Tarim basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(1): 40–44.

[17] 王毅, 金之钧. 沉积盆地中恢复地层剥蚀量的新方法[J]. 地球科学进展, 1999, 14(5): 482–486.

Wang Yi, Jin Zhijun. Progress of the methods on the recovery of the thickness of eroded strata in basin[J]. Advance in Earth Sciences, 1999, 14(5): 482–486.

[18] Dow W G. Kerogen studies and geological interpretations[J]. Journal of Geochemical Exploration, 1977, 7: 79–99.

[19] 刘景彦, 林畅松, 喻岳钰, 等. 用声波测井资料计算剥蚀量的方法改进[J]. 石油实验地质, 2000, 22(4): 302–306.

Liu Jingyan, Lin Changsong, Yu Yueyu et al. An improved method to calculate denuded amount by sonic well logs[J]. Experimental Petroleum Geology, 2000, 22(4): 302–306.

[20] 张一伟, 李京昌, 金之钧, 等. 原型盆地剥蚀量计算的新方法—波动分析法[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(7): 88–91.

Zhang Yiwei, Li Jingchang, Jin Zhijun et al. A new calculating method of denuded amount for prototype basin—wave analysis[J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(7): 88–91.

[21] 戴福贵, 杨克绳, 刘东燕. 塔里木盆地地震剖面地质解释及其构造演化[J]. 中国地质, 2009, 36(4): 747–760.

Dai Fugui, Yang Kesheng, Liu Dongyan. Geological interpretation of the seismic profile in Tarim basin and tectonic evolution of this area[J]. Geology in China, 2009, 36(4): 747–760.

[22] 任朝波, 漆立新, 丁文龙, 等. 平衡剖面技术在塔里木盆地阿克库勒凸起构造演化分析中的应用[J]. 新疆石油天然气, 2008, 4(2): 5–9.

Ren Chaobo, Qi Lixin, Ding Wenlong et al. The practical application of (balanced section) technique in analysis of tectonic evolution in Akekule uplift, Tarim[J]. Xinjiang Oil & Gas (Edition of Natural Science), 2008, 4(2): 5–9.

[23] 黄汲清, 姜春发, 王作勋. 新疆及邻区板块开合构造及手风琴式运动[J]. 新疆地质科学, 1990, (1): 3–14.

Huang Jiqing, Jiang Chunfa, Wang Zuoxun. Opening and closing structure of plate and the accordion-style movement in Xinjiang and its adjacent area[J]. Xinjiang Geological Sciences, 1990, (1): 3–14.

[24] 张鹏德, 黄太柱, 丁勇. 塔里木盆地沙雅隆起北部主要负反转断裂及其控油作用[J]. 河南石油, 1999, 6: 7–13.

Zhang Pengde, Huang Taizhu, Ding Yong. Major negative reverse fractures and their control over petroleum in the north of Shaya uplift, Tarim basin[J]. Henan Petroleum, 1999, 6: 7–13.

[25] 魏国齐, 贾承造, 施央申, 等. 塔北隆起北部中新界张扭性断裂系统特征[J]. 石油学报, 2001, 22(1): 20–24.

Wei Guoqi, Jia Chengzao, Shi Yangshen et al. Tectonic characteristics and petroleum accumulation in extensional shear fault system in Mesozoic-Cenozoic formations in the northern area of Tabei uplift, Tarim[J]. Acta Petrolei Sinica, 2001, 22(1): 20–24.

(编辑 董 立)