

鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩层系天然气成藏研究*

刘全有¹ 金之钧¹ 王毅¹ 韩品龙^{2,3} 陶冶¹ 王起琮⁴ 任站利³ 李文厚³

LIU QuanYou¹, JIN ZhiJun¹, WANG Yi¹, HAN PinLong², TAO Ye¹, WANG QiChong³, REN ZhanLi⁴ and LI WenHou⁴

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,北京 100083

3. 西北大学,西安 710069

4. 西安石油大学,西安 710065

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

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

3. Northwestern University, Xi'an 710069, China

4. Xi'an Petroleum University, Xi'an 710065, China

2011-03-30 收稿, 2011-09-10 改回.

Liu QY, Jin ZJ, Wang Y, Han PL, Tao Y, Wang QC, Ren ZL and Li WH. 2012. Gas filling pattern in Paleozoic marine carbonate reservoir of Ordos Basin. *Acta Petrologica Sinica*, 28(3):847-858

Abstract Two sets of high quality marine source rocks in Ordos basin, including Upper Ordovician marl in Beiguoshan Formation and Middle Ordovician shale at middle and bottom parts of Pingliang Formation, were a progenitor of the past crude oil in marine carbonate reservoir and present oil-type gas which was sourced from oil cracking in Jingbian gas pool. Two sets of marine source rocks were distributed in the west and southwest of Ordos basin as "L" shape and absent in internal basin, with thickness of about 50 ~ 350m. TOC value in Middle Ordovician Pingliang shale is in range of 0.5% ~ 1.2% (average value = 0.9%), and Pingliang limestone has TOC value of 0.2% ~ 0.4% (average value = 0.3%). TOC value in Upper Ordovician Beiguoshan source rock is more than that of Pingliang source rock, with TOC value of 0.22% ~ 3.3% (average value = 0.93%). At end of Triassic, crude oil generated from two sets of high quality marine source rocks was migrated into the slope of Central Paleouplift and accumulated as an oil pool. At period of Jurassic and Early Cretaceous, large buried thickness and increasing geothermal gradient made not only high-over maturity of marine source rocks, but also temperature of oil reservoir more than 180°C, and then the early crude oil started thermally cracking into natural gas. Increase of gas reservoir pressure which was formed by thermal cracking of oil and gas pushed natural gas diffused. At the IV episode of Yanshan Movement (corresponding to Later Cretaceous), large scale continue extrusion and uplift in the eastern part of Ordos Basin caused the structural reversion of gas reservoir from west high and east low to east high and west low, that is called as structural hinge. Thus, the predominance of oil and gas accumulation in the Central Paleo-uplift was changed. Oil cracking gas was migrated toward east or northeast, but gas was laterally blocked by salt, gypsum and fine carbonate in the eastern basin. The Carboniferous bauxitic mudstone beneath the unconformity/coal measure acts as an important cap rock. The coal-type gas sourced from the Carboniferous-Permian humics is believed to diffuse and migrate through the unconformity and mix with gas generated from secondary cracking in Ordovician paleo-weathering crust due to the incomplete distribution of bauxitic mudstone in the central part of Jingbian gas field.

Key words High quality marine source rock; Oil cracking gas; Structural hinge; Carboniferous bauxitic mudstone; Ordos basin

摘要 鄂尔多斯盆地两套优质烃源岩,即上奥陶统背锅山组泥灰岩和中奥陶统平凉组中下部页岩,是海相碳酸盐岩层系古油藏原油和现今靖边气田油型气的主要来源。两套优质烃源岩主要分布在盆地的西部和西南部,呈"L"型展布,盆地内部

* 本文受国家重点基础研究发展规划项目(2012CB214806)、国家自然科学基金项目(41173035、40802028)和国家重大专项(2011ZX05005)联合资助。

第一作者简介:刘全有,男,1975年生,高级工程师,油气地质与地球化学专业,E-mail: liuqy.syky@sinopec.com

缺失;它们累计厚度约 50~350m。平凉泥岩 TOC 介于 0.5%~1.2%,平均 0.9%,厚度 20~50m,而灰岩 TOC 主要分布在 0.2%~0.4% 区间,平均 0.3%。背锅山泥岩有机碳相对较高,TOC 介于 0.22%~3.3%,平均为 0.93%。三叠纪末期,两套优质烃源岩生成的大量液态烃类进入中央古隆起控制的斜坡部位,形成古油藏;侏罗纪-早白垩世,地层持续加深和地温梯度升高,烃源岩热演化程度达到高-过成熟阶段,古油藏温度超过 180℃,原油开始热裂解生成天然气。油气的热裂解导致气藏压力不断增大,驱使部分气体进一步扩散运移。晚白垩世燕山运动 IV 幕,盆地东部大规模持续挤压抬升导致了原有油气藏经历了西高东低转变为东高西低的构造反转,形成构造枢纽。中央隆起带聚集油气的优势被改造,裂解形成的天然气向东或东北方向运移。但是运移过程中,东部盐岩、膏盐、致密碳酸盐岩侧向封堵。在靖边气田中心部位,由于奥陶系顶部缺失石炭系铁铝土岩封盖,使得部分石炭-二叠系生成的天然气沿着不整合面进入风化壳,形成从奥陶系来源的原油裂解气与石炭-二叠系生成的煤型气相混合。

关键词 优质烃源岩;原油裂解气;构造枢纽带;铁铝土岩;鄂尔多斯盆地

中图法分类号 P618.13

鄂尔多斯盆地位于中国中部,是中国含油气盆地中构造最稳定的盆地 (Xu *et al.*, 1995),也是中国天然气分布面积最大、天然气聚集量最多的盆地,如苏里格、乌审旗、榆林、靖边、米脂、大牛地等气田。鄂尔多斯靖边气田天然气主要产自奥陶系风化壳(如靖边),和石炭系-二叠系(如苏里格、乌审旗、榆林、米脂、大牛地) (Cai *et al.*, 2005; Dai *et al.*, 2005)。鄂尔多斯盆地石炭系-二叠系天然气来源于石炭-二叠系煤系和泥岩,天然气成因类型为煤型气,但奥陶系风化带天然气气源与成藏方式仍存在很大的分歧。有的研究者认为是下古生界海相碳酸岩层系“自生自储”的油型气为主(陈安定,1994;Hao *et al.*, 1997;Cai *et al.*, 2005),有的则认为认为是上古生界煤系“上生下储”的煤型气为主(Zhang *et al.*, 1993;夏新宇和戴金星,2000;Dai *et al.*, 2005)。争论的焦点是关于下奥陶统马家沟组是否可作为有效烃源岩并形成工业性气藏,因为现今该套烃源岩以海相碳酸盐岩为主,累计厚度 400~500m,有机碳含量普遍偏低,一般有机碳含量 0.04%~1.81%,平均 0.24%,干酪根类型以腐泥型为主;Ro 值为 2.07%~2.68%,已达到过成熟热演化阶段(Dai *et al.*, 2005)。按照海相烃源岩有机碳(TOC)生烃下限为 0.5%(金之钧和王清晨,2007),鄂尔多斯盆地地下奥陶统马家沟组没有达到形成工业性气藏的生烃标准。通过与其他气田天然气地球化学参数对比分析,靖边气田天然气主要以高成熟油型裂解气为主,且母质为海相烃源岩;但是在靖边气田缺乏石炭系铝土岩盖层封闭的地区存在奥陶系高成熟油型裂解气与上覆石炭-二叠系煤型气的混合(Liu *et al.*, 2009)。据中国“三次”油气资源评价成果,鄂尔多斯盆地内油气总资源量为 194.57 亿吨油当量,其中下古生界天然气资源量为 1.62 万亿方,上古生界天然气资源量为 9.5 万亿方。目前盆地内已获得天然气探明储量 1.8 万亿方,其中上古生界天然气探明储量 1.3 万亿方,下古生界天然气探明储量 0.5 万亿方,下古生界天然气资源探明率为 30.9%。1988 年鄂尔多斯盆地陕参 1 井在下古生界地层中获得工业气流,并在该层中探明了我国陆上最大的海相大型气田——靖边气田,截止 2010 年底,探明天然气地质储量 4600 亿方。近年来,鄂尔多斯盆地南部的富县地区奥陶系风化壳又获得工业气流或低

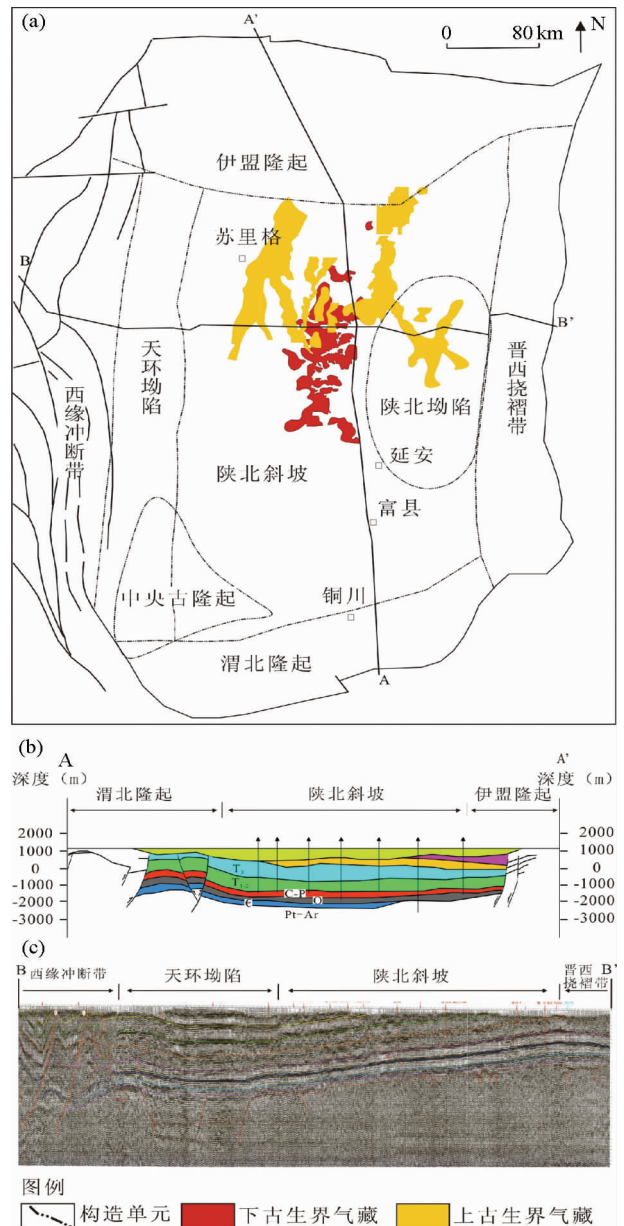


图 1 鄂尔多斯盆地构造单元(a)、地质(b)与地震(c)剖面图

Fig. 1 Structural units (a), geological section (b) and seismic section (c) of Ordos Basin

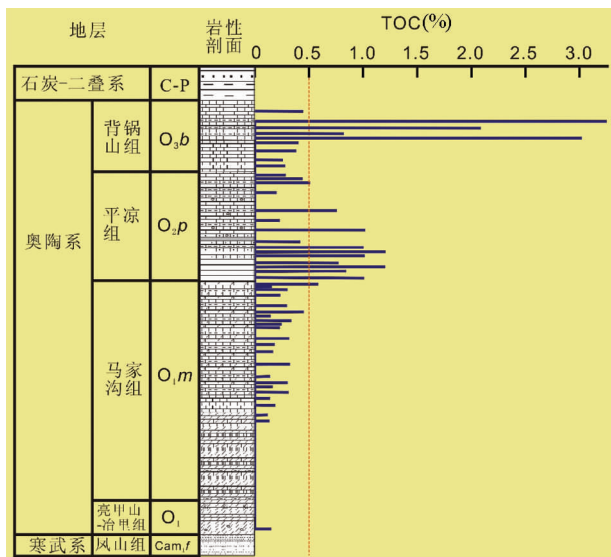


图2 鄂尔多斯盆地地下古生界海相烃源岩有机碳含量图

Fig.2 Total organic carbon (TOC) of high-quality marine source rocks in Ordos Basin

产气流,测试最高流量为1.6万方天然气。因此,鄂尔多斯盆地地下古生界海相碳酸盐岩层系具有良好的勘探前景。但是,既然鄂尔多斯盆地地下古生界存在原油裂解气,那么海相烃源岩来自哪里?以何种方式成藏值得研究。本文结合鄂尔多斯盆地构造演化,根据鄂尔多斯盆地奥陶系优质烃源岩分布与热演化以及盖层分布特征,探讨了鄂尔多斯盆地地下古生界天然气来源与成藏方式。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地横跨山西、陕西、甘肃、宁夏和内蒙古等省(自治区),面积 $37 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。在大地构造单元上,鄂尔多斯盆地是华北地台的一部分,位于华北克拉通西缘。盆地基底由太古界和早元古界结晶岩系组成。鄂尔多斯盆地内地质构造平缓,背斜与断层不发育。总体上呈东部翘起向西部倾伏的区域性斜坡面貌,进一步划分为伊盟隆起、陕北斜坡、天环坳陷、渭北隆起、晋西挠褶带和西缘冲断构造带六个二级构造单元(图1)。鄂尔多斯盆地在中、上元古界以海相、陆相沉积及火山喷出岩为主,厚度200~3000m;下古生界以海相碳酸盐岩为主,在盆地东部还有厚达314.8m的盐岩、石膏沉积,总厚度约400~1600m。由于盆地在奥陶纪末期至中石炭世时期抬升,使得地层遭受严重侵蚀与剥蚀,形成40~50km宽的剥蚀残留层,并直接接受石炭系-二叠系沉积,形成石炭/奥陶不整合接触的风化壳有利储层。志留系、泥盆系及下石炭统缺失。上古生界由晚石炭世局限海、近海平原河流沼泽相沉积向二叠纪内陆河流、湖泊三角洲等陆相沉积过渡,厚度600~1700m,其中,晚石炭世本溪、太原期陆表海

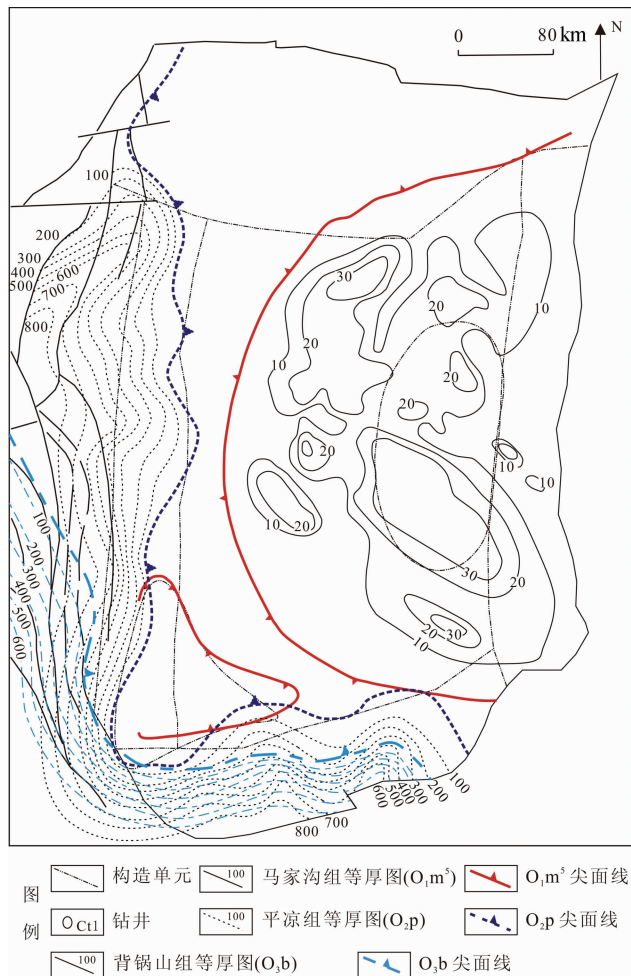


图3 鄂尔多斯盆地地下古生界海相烃源岩等厚图

Fig.3 Isopach map of Lower Paleozoic marine source rocks in Ordos Basin

沉积的碳酸盐岩和滨海平原的含煤层系以及早二叠世山西期的三角洲平原含煤层系形成了盆地上古生界的气源岩,发育于气源岩之间及其以上的河道砂体、三角洲平原分流河道砂体、三角洲前缘水下分流河道砂体、河口砂坝、海相滨岸砂坝、潮道砂体构成了石炭系、二叠系丰富的储集体,晚二叠世早期大面积分布的上石盒子组河漫湖相泥岩形成了盆地上古生界气藏的区域盖层;中生界为内陆湖泊、沼泽、河流相沉积,厚度2500~3000m;新生界,古气候由湿热转向干旱,构造由沉降转为隆升,沉积厚度不足300m。

鄂尔多斯盆地也是目前中国发现千亿方以上储量大气田最多的盆地。上古生界中已发现苏里格、榆林、乌审旗、米脂和大牛地等大气田,在下古生界发现靖边大气田。上古生界以陆相碎屑岩和煤系沉积为主,下部有部分海陆交互相沉积;下古生界为海相碳酸盐岩和膏盐沉积。下古生界天然气主要产自奥陶系的马家沟组五段,而上古生界天然气分布较为广泛。靖边气田位于鄂尔多斯盆地中部,产层以古风化壳顶白云岩含气为主,气层累计厚度为10~25m,其中主力气

层马5 裂缝-溶孔型白云岩厚度为 2.5 ~ 5.0m, 分布范围广, 探明天然气地质储量 $2870.8 \times 10^8 \text{m}^3$, 上古生界盒 8 砂岩为次生产气层, 天然气探明地质储量为 $506.6 \times 10^8 \text{m}^3$ 。下古生界风化壳气藏盖层为铁铝质泥岩, 侧向被奥陶系泥页岩云岩段遮挡 (Dai *et al.*, 2005)。

2 讨论

2.1 烃源岩

2.1.1 奥陶系烃源岩

对于鄂尔多斯盆地上古生界天然气, 多数学者普遍认为主要来源于石炭-二叠系煤系, 天然气类型为煤型气; 而下古生界奥陶系风化带天然气认识不统一。争论的焦点是关于下奥陶统马家沟组海相碳酸盐岩是否可以生成并形成工业性气藏, 因为现今该套烃源岩以海相碳酸盐岩为主, 累计厚度 400 ~ 500m, 有机碳含量普遍偏低, 一般有机碳含量 0.04% ~ 1.81%, 平均 0.24%, 干酪根类型以腐泥型为主; Ro 值为 2.07% ~ 2.68%, 已达到过成熟热演化阶段 (夏新宇等, 1999; Dai *et al.*, 2005)。同时, 中上奥陶系泥页岩和泥灰岩有机碳含量相对较高, 生烃潜力大。根据野外露头、钻井地球化学剖面研究, 鄂尔多斯盆地海相烃源岩包括上奥陶统背锅山组泥灰岩、中奥陶统平凉组中下部页岩、下奥陶统马家沟组灰岩。平凉泥岩 TOC 介于 0.5% ~ 1.2%, 平均 0.9%, 厚度 20 ~ 50m, 而灰岩 TOC 主要分布在 0.2% ~ 0.4% 区间, 平均 0.3%。背锅山组泥岩有机碳相对较高, TOC 介于 0.22% ~ 3.3%, 平均为 0.93% (图 2)。

平凉组和背锅山组烃源岩主要分布在盆地的西部和西南部, 呈“L”型展布, 盆地内部缺失 (图 3), 他们累计厚度约 50 ~ 350m, 有机碳变化较大, 且泥岩 TOC 含量高于灰岩。马家沟组烃源岩在平面上主要分布在南部淳探 1 井和陕参 1 井一带, 累计厚度在淳探 1 井为 750m, 陕参 1 井一带为 650m, 并围绕淳探 1 井和陕参 1 井向外依次减薄。

本区奥陶系的生烃源构成主要为疑源类、藻类和低等生物 (陈孟晋等, 2007)。干酪根镜检结果, 主要以类脂组占优势, 平凉组有机质主要为 I - II₁ 型干酪根, 马家沟组有机质主要为 II₁ 型为主, 部分为 I 型。奥陶系干酪根类型中, II₁ 型占 56%, I 型占 28%, II₂ 型占 16%, 尚未发现 III 型干酪根。

奥陶系烃源岩成熟度随深度的增加而增大, 但不同地区增加的幅度存在差异。奥陶系 Ro 显示热演化程度最高的地区主要分布在旬探 1 井-延安-宜川一带, 并以此为中心向周围逐渐降低, 鄂 6 井-定边至榆 9 井一带则稳定在 1.9% 以上, 而盆地周缘迅速下降到 1.2% 以下。Ro 值在盆地大部分地区分布在 2% ~ 3% 之间, 表明已进入过成熟干气阶段, 盆地周缘仍处在高成熟湿气阶段 (图 4)。烃源岩的生烃强度表现为源岩在不同演化阶段的生烃量及其最终总生烃量。

2.1.2 古油藏原油热裂解气

已钻井岩芯分析表明, 鄂尔多斯盆地南部和西部发现不

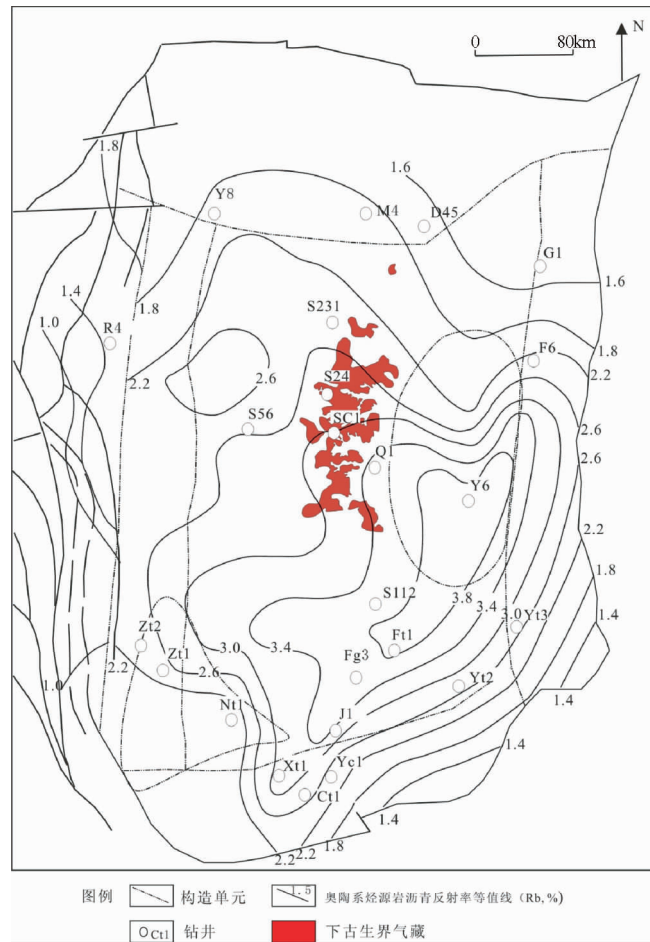


图 4 鄂尔多斯盆地奥陶系烃源岩热演化程度 (Rb%)

Fig. 4 Isopleth map of pyrobitumen reflectance (Rb%) of Ordovician source rocks from the Ordos Basin

同规模的储层沥青, 他们多呈充填状 (缝洞充填、晶间充填、缝合线充填) 或浸染状分布 (张春林等, 2010)。储层沥青在透射光下呈褐-褐黑色, 反射光下呈灰色、灰白色和灰黄色, 是液态烃热裂解的残留物。由于这些沥青常与自生石英、长石和方解石共生, 半充填于孔隙内。因此, 含沥青的碳酸盐岩层系一般溶蚀孔洞发育。通过对鄂尔多斯盆地钻井岩芯密集取样和薄片鉴定, 建立储层沥青的充填特征和面积系数, 进而确定含沥青储层厚度。如淳探 1 井 2711.61 ~ 2716.21m (O₁m⁶) 电测解释为气层, 岩芯取样分析均含有沥青, 其中 2716.21m 处沥青面积系数达 8%; 结合电测资料可确定该井马六段古油层厚度为 6.5m。平凉组和马六段共解释古油层厚度 22.5m。旬探 1 井平凉组和马六段 (2691 ~ 3396m) 古油层厚度 12m。根据鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩储层沥青厚度编制了古油藏分布范围, 如图 5 所示。在鄂尔多斯盆地, 早古生代中央古隆起及其两翼为沉积斜坡带, 沉积的各类海相碳酸盐岩层系, 在经历了早奥陶世末-晚石炭世的长期暴露、风化淋漓后, 形成了有利的油气聚集场所。

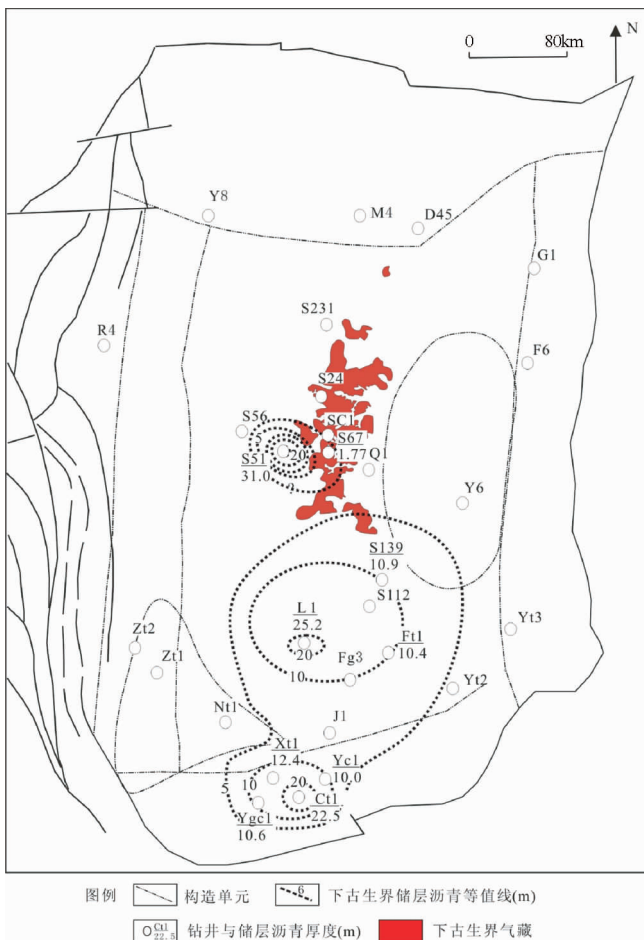


图5 鄂尔多斯盆地部分钻井沥青层厚度与古油藏分布图
Fig. 5 Isopleth map of reservoir bitumen in some drilled wells and possible paleo-oil pool distribution in Ordos Basin

在中石炭-早白垩世近 3 亿年的埋藏过程中,该隆起带一直处于两侧运移流体的有利构造部位。根据旬探 1 井奥陶系灰岩中储层沥青分析,甾烷 $C_{27} > C_{28} < C_{29}$ 呈“V”字型, C_{28} 甾烷 31.16%, $\alpha\alpha\alpha C_{27}/C_{29}$ 为 1.06, 三环萜烷以 C_{23} 为主峰, Tm/Ts 为 1.17, $C_{31}H/(S/S+R)$ 为 0.55, $C_{30}M/H$ 为 0.13, γ -蜡烷/ C_{30} 为 0.24 (图 6) (夏明军, 2007), 表明该储层沥青来源于低等水生生物, 为海相腐泥型有机质的特征。

鄂尔多斯盆地地下古生界发现大量的含油包裹体存在, 且丰度高, 表明曾经存在大量液态烃的充注。如桃曲坡剖面的 TD-5-4 和 TQ-9-8 样品荧光照片中见有亮黄色、黄褐色的液态烃包裹体, 表明早期存在油的注入。TQ-9-2 样品荧光照片下见包裹体发黄褐色荧光, 表明成油高峰期前充注的中等成熟度的油。TQ-9-3 样品照片中见液态烃包裹体及含烃包裹体, 表明在天然气充注之前存在油的注入。同时, 在该照片中见有分散不规则状的沥青和少量气态烃包裹体, 表明存在原油裂解成气的现象以及分散可溶有机质的广泛分布 (图 7)。气态烃包裹体较少, 表明在成气阶段, 无成岩胶结作用

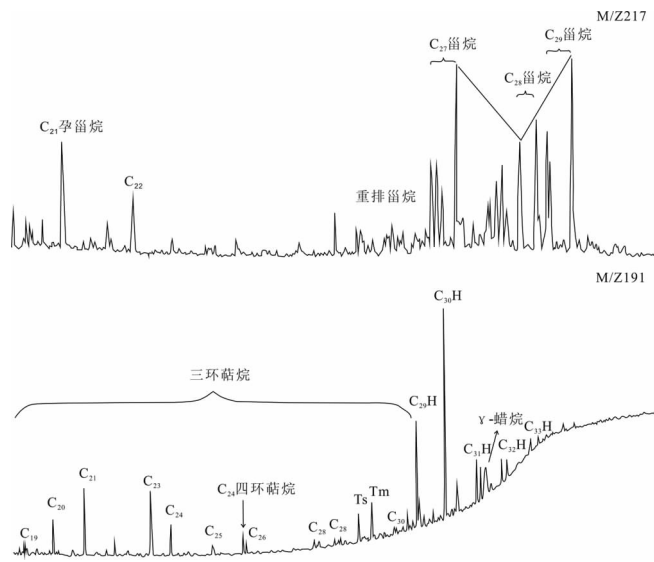


图6 旬探 1 井海相碳酸岩储层沥青“ A ” GC-MS 图 (据夏明军, 2007)

Fig. 6 M/Z 217 and 191 mass fragmentograms for bitumen “A” obtained from marine carbonate reservoir of Xuntan 1 well in Ordos Basin (after Xia, 2007)

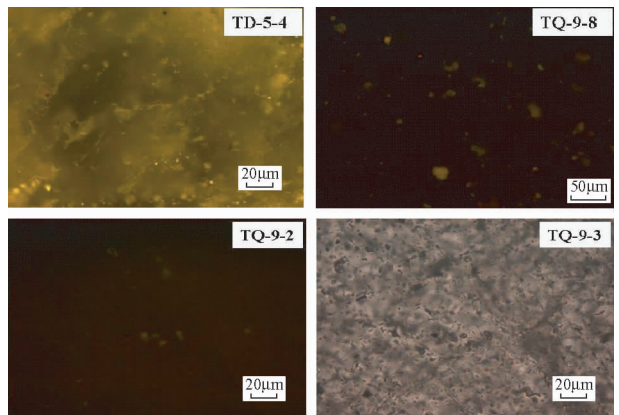


图7 鄂尔多斯盆地奥陶系液态烃包裹体 (据夏明军, 2007)
Fig. 7 Occurrence of liquid hydrocarbon inclusions in Ordovician marine sequences of Ordos Basin (after Xia, 2007)

发生, 也可能存在胶结矿物的形成后期又被溶蚀。

2.1.3 石炭-二叠系腐殖型烃源岩

石炭-二叠系烃源岩, 形成于滨海平原环境, 主要由煤层, 暗色泥岩和含泥的生物灰岩构成, 发育层位主要有山西组、太原组和本溪组。由于古地形和沉积环境的影响, 各类烃源岩在盆地不同区带存在着一定差异。煤层分布主要集中在盆地东西两侧, 其中西部横山堡和环 14 井一带厚度为 12 ~ 26m; 东北部的府谷和北部伊 9 井区厚度为 18 ~ 26m; 榆林-蒲县一带厚度为 10 ~ 14m。唯有鄂托克旗-吴旗一带厚度

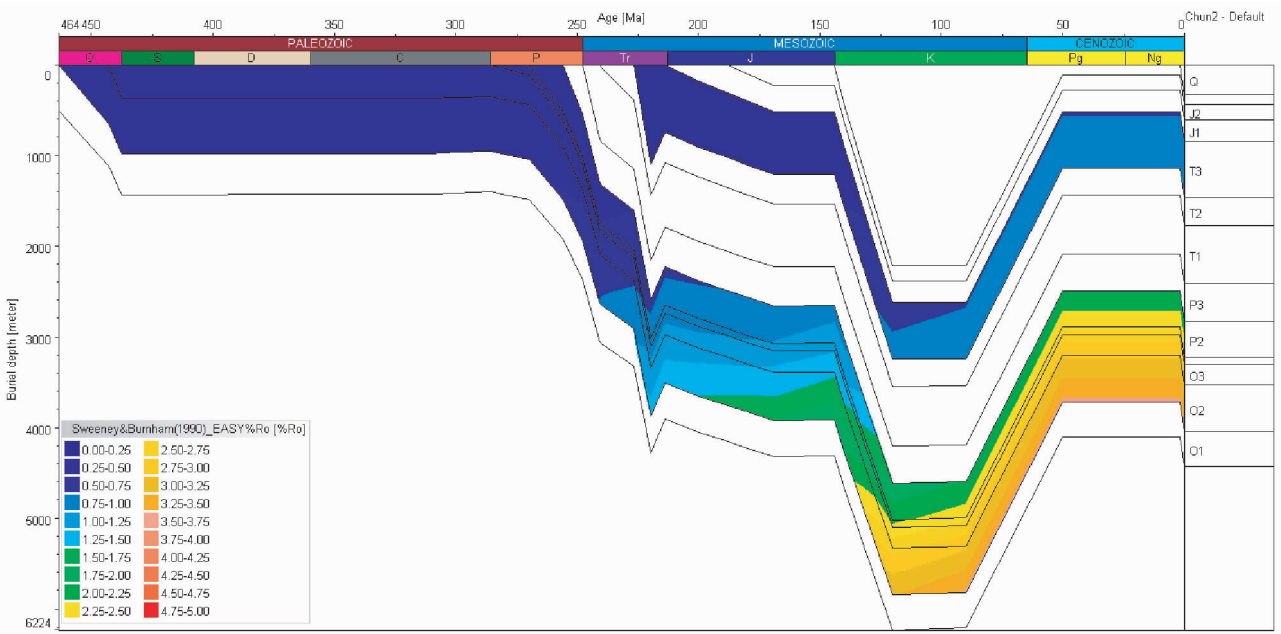


图8 鄂尔多斯盆地 C2 井埋藏史与生烃史模拟

Fig. 8 Burial and thermal history of the major stratigraphic intervals at the location of C2 well in Ordos Basin

The model was built using Petromodel 9.0 SP4 software. Compaction and denudation were based on fission track data and thermal maturity model calibrated using measured bottom hole temperature and vitrinite reflectance data

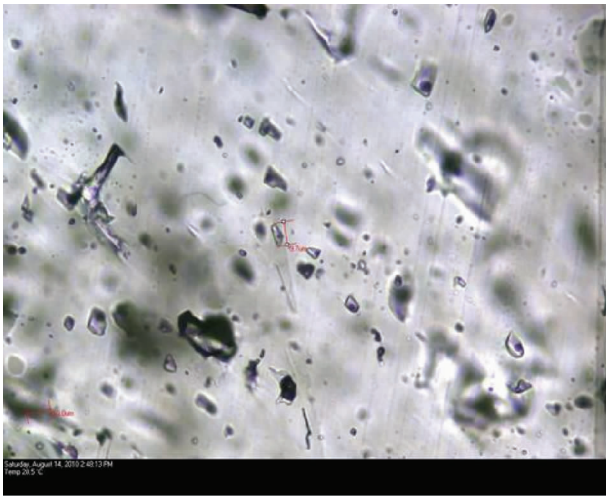


图9 鄂尔多斯盆地富古4井下奥陶统马家沟组白云岩充填结晶方解石包裹体(3060.78m, O₁m)

Fig. 9 Fluid inclusions in sparry calcite filled in the Lower Ordovician Majiagou Formation dolomites in Fugu4 well of Ordos basin (3060.78m, O₁m)

为4~6m,正宁以南厚度不足2m (Dai *et al.*, 2005)。暗色泥岩的分布,与煤层略有类似,盆地西部鄂7井-环县以西厚度为90~130m,东部榆林-延安以南厚度为90~130m;鄂托克旗-庆阳一带厚度50~70m,南北两地厚度普遍不足50m。

含泥生物灰岩的分布,主要集中在盆地中东部,榆林-靖边-延安一线以东厚度为12~26m,吴堡、石楼地区厚度大于28m,但由神木、定探1井至苦深1井厚度迅速由6m减薄至2m。表明石炭系海侵主要来自东部,西部海侵主要分布在横山堡以西地区。因此,石炭-二叠系烃源岩在盆地东部累计厚度大、分布较集中,后期受构造影响微弱;而盆地西部累计厚度也较大,但受后期构造影响,保存相应较差。

2.2 下古生界烃源岩生烃史

根据流体包裹体、有机质 Ro 和裂变径迹分析,利用 Petromodel 模拟了鄂尔多斯盆地埋藏史与生烃史。从 C2 井埋藏史与油气关系模拟可知(图8),古生代地温梯度低,奥陶系、石炭-二叠系烃源岩埋藏浅,热演化程度低, Ro 值均小于0.5%。三叠纪末期,地层埋藏加深,烃源岩达到生油阶段;侏罗纪-早白垩世,地层持续加深和地温梯度升高,加速了烃源岩热演化程度进程, Ro 值达2.0%以上,处于高-过成熟阶段。同时,早期生成的原油在侏罗纪-早白垩世开始热裂解成天然气。在晚白垩世以后,鄂尔多斯盆地大幅抬升和地温梯度减少,烃源岩生烃作用逐渐减弱或停止(任战利, 1996)。因此,鄂尔多斯盆地早白垩世是奥陶系腐泥型和石炭-二叠系腐殖型烃源岩的生烃高峰期。

根据测定的均一温度及包裹体类型分析,马家沟组白云岩溶孔中常见两期方解石充填,早期为亮晶淡水方解石,包裹体主要为盐水包裹体;第二期常见气液包裹体,及少量烃类

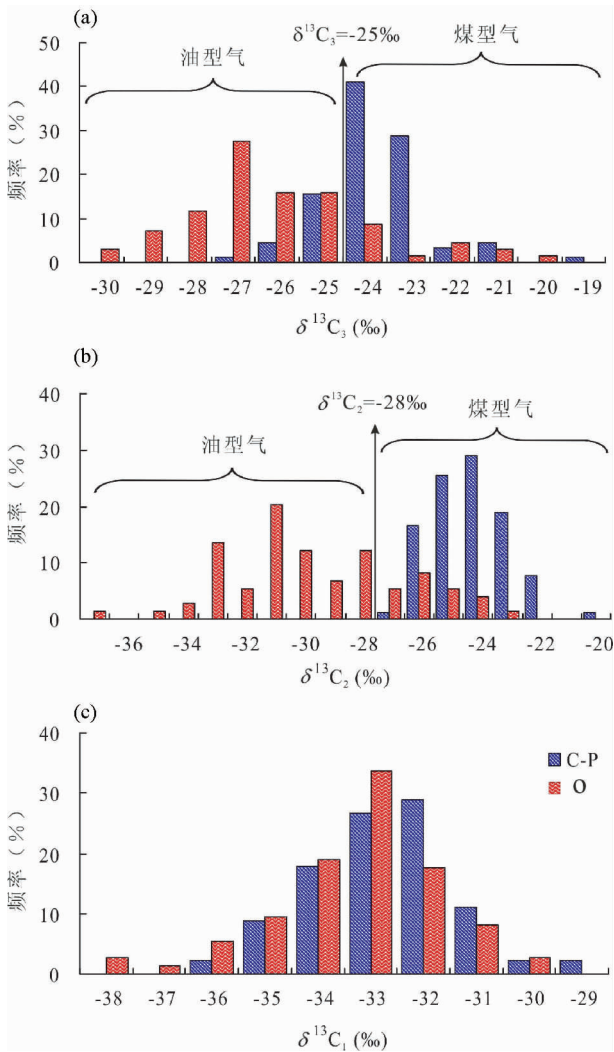


图 10 鄂尔多斯盆地不同储层烷烃气碳同位素组成频率变化图(93 个样品)(据 Liu *et al.*, 2009)

Fig.10 The statistical distribution of stable carbon isotope composition of natural gas ($C_{1,3}$) preserved in Ordovician and Carboniferous-Permian in the Ordos Basin (after Liu *et al.*, 2009)

包裹体,方解石充填于溶蚀孔洞之中。气液两相包裹体主要为原生包裹体,大小一般为 3~11 μm ,形态不甚规则,其中气相一般约占 7%~13%。马家沟组包裹体均一温度可以分为两个区段,92~115 $^{\circ}\text{C}$ 和 152~169 $^{\circ}\text{C}$ 。如富古 4 井下奥陶统马家沟组白云岩,第一期均一温度为 88.4 $^{\circ}\text{C}$,第二期均一温度为 135.6~164.3 $^{\circ}\text{C}$,冰点温度 -15.1 $^{\circ}\text{C}$,盐度为 18.55% NaCleqv (图 9)。因此,两期方解石充填期分别对应应在晚三叠世及晚侏罗世-早白垩世。因此,下古生界油气成藏主要经历了中生代三叠纪的油藏成藏期及晚侏罗世-早白垩世的气藏成藏期。

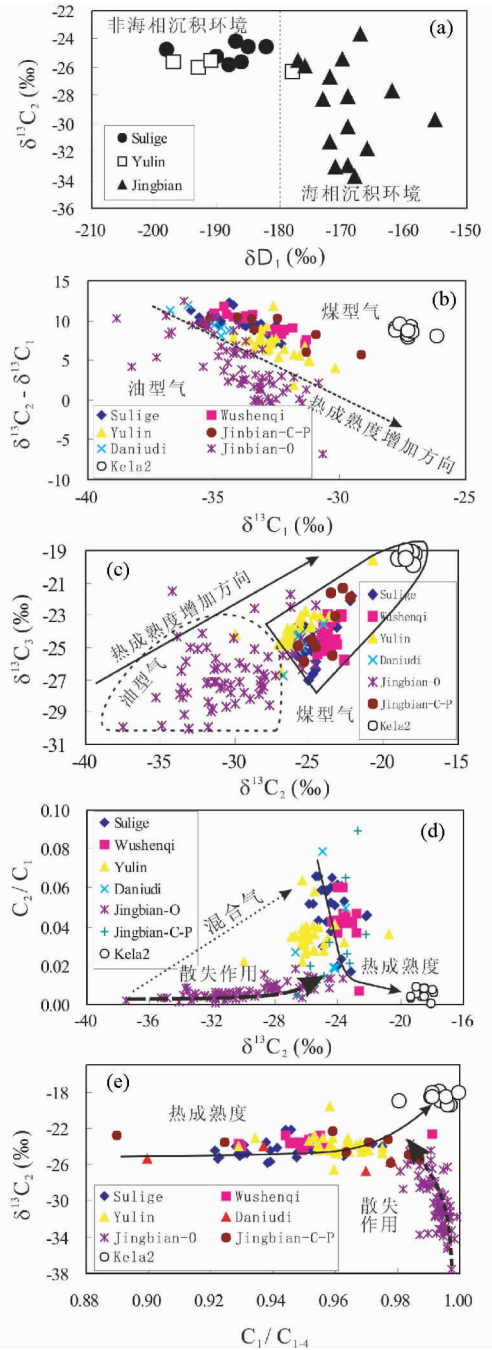


图 11 鄂尔多斯盆地靖边气田不同地球化学参数(据 Liu *et al.*, 2009)

靖边气田奥陶系天然气与其他气田天然气 $\delta^{13}\text{C}_2$ 与 δD_1 关系(a)、 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2-\delta^{13}\text{C}_1$ 关系(b); $\delta^{13}\text{C}_2$ 与 $\delta^{13}\text{C}_3$ 关系(c)、 $\text{C}_1/\text{C}_{1-4}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2$ 之间关系(d)及 $\delta^{13}\text{C}_2$ 与 C_2/C_1 之间关系(e)

Fig.11 Geochemical parameters of natural gas in the Jingbian gas field, Ordos Basin (after Liu *et al.*, 2009)
The cross plots of $\delta^{13}\text{C}_2$ vs. δD_1 (a), of $\delta^{13}\text{C}_1$ vs. $\delta^{13}\text{C}_2-\delta^{13}\text{C}_1$ (b) and $\delta^{13}\text{C}_2$ vs. $\delta^{13}\text{C}_3$ (c), dashed line: gas derived from sapropel, solid line: gas derived from humic, arrow: tendency of thermal maturity; plot of $\text{C}_1/\text{C}_{1-4}$ vs. $\delta^{13}\text{C}_2$ (d), dashed line: diffusive leakage process, solid line: increasing thermal maturity; plot of $\delta^{13}\text{C}_2$ vs. C_2/C_1 (e), dashed line: diffusive leakage process, dotted line: gas mixing process, solid line: increasing thermal maturity

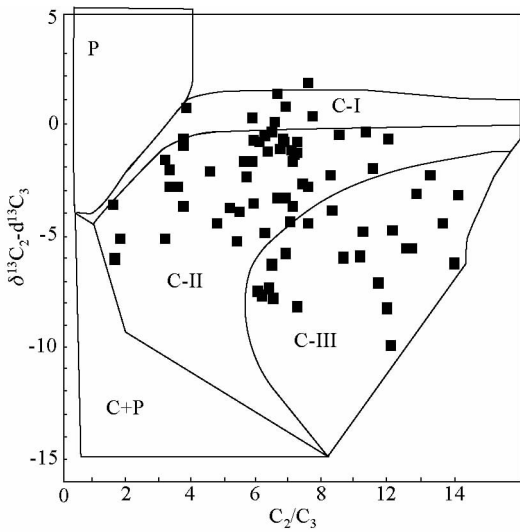


图 12 鄂尔多斯盆地靖边气田油型气裂解划分图
P 为干酪根裂解气; C-I 油裂解气; C-II 为油气裂解气; C-III 为气裂解气; C+P 干酪根裂解气与原油裂解气混合

Fig. 12 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3$ vs. C_2/C_3 diagram, distinguishing the gas types of oil-type gas from the Jingbian gas field according to the modified model of the Prinzhofer's pattern

P-primary cracking gas; C-I-secondary cracking of oil; C-II-secondary cracking of oil and gas; C-III-secondary cracking of gas to gas; C+P-the mixing gas of primary cracking gas and secondary oil cracking gas

2.3 下古生界天然气成因与气源对比

通过对鄂尔多斯盆地上下古生界 93 个天然气样品碳同位素统计,除甲烷碳同位素发生重叠外, $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 分别以 -28‰ 与 -25‰ 较好地 把奥陶系与石炭-二叠系天然气分为两部分(图 10),一般 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 $\delta^{13}\text{C}_3$ 分别轻于 -28‰ 与 -25‰ 为油型气(Xu and Shen, 1996; 徐永昌等,2002; Dai *et al.*, 2005)。为了进一步确定靖边气田天然气成因类型,绘制了靖边气田天然气化学组分和稳定同位素之间的相互关系(图 11)。图 11 表明,靖边气田天然气明显不同于苏里格、乌审旗、榆林、大牛地以及克拉 2 气田,靖边气田天然气烷烃气碳同位素组成整体偏轻,氢同位素偏重,且干燥系数明显高于同盆地的其他几个气田。在图 11a 中,利用 $\delta^{13}\text{C}_2$ 和 δD_1 可以把鄂尔多斯盆地天然气母质沉积环境分为海相与非海相;靖边气田天然气母质为海相沉积,而苏里格和榆林为非海相沉积,表明靖边气田天然气母质沉积环境不同于其他气田。从图 11b 利用的 $\delta^{13}\text{C}_1$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_1$ 之间的关系可以较好地 把靖边天然气与其他气田区分开来;除林 2, 陕 2, 陕 7, 陕 12, 陕 21, 陕 27 和 陕 34 井外,在靖边气田天然气主要表现为油型气,而石炭和二叠系天然气多为煤型气。由于重烷烃气同位素组成更接近于母质特征,利用重烷烃气同位素之间关系可以更好地把煤型气与油型气区分开(Stahl

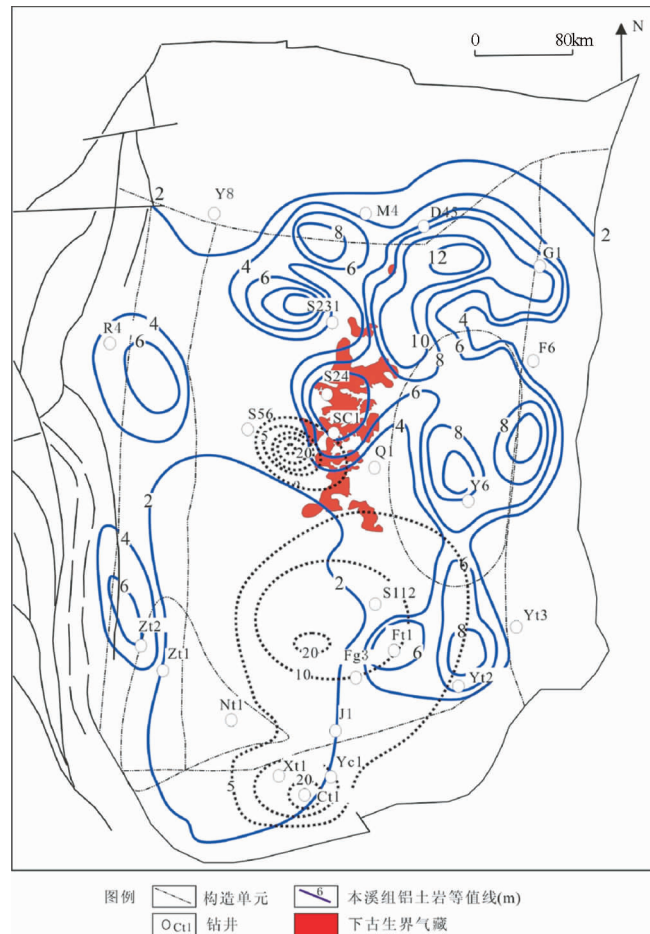


图 13 鄂尔多斯盆地本溪组铝土岩等厚图

Fig. 13 Isopleth map of Carboniferous Benxi Formation bauxitite in Ordos Basin

and Carey, 1975; Galimov, 1988); 一般 $\delta^{13}\text{C}_2$ 轻于 -28‰ 为油型气,而重于 -28‰ 为煤型气,对于高成熟天然气,油型气的 $\delta^{13}\text{C}_2$ 值要略重于 -28‰ ,但轻于 -26‰ (戴金星等,1985; 徐永昌,1994; Xu and Shen, 1996; 刘文汇和徐永昌,1999; 徐永昌等,2002; Dai *et al.*, 2005)。图 11c 为不同气田 $\delta^{13}\text{C}_2$ 与 $\delta^{13}\text{C}_3$ 之间的关系,以 $\delta^{13}\text{C}_2$ 为 -28‰ 可以把靖边气田油型气与其他气田煤型气区分开。图 11d 为不同气田 $\text{C}_1/\text{C}_{1-4}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2$ 之间关系,靖边气田天然气 $\text{C}_1/\text{C}_{1-4}$ 与 $\delta^{13}\text{C}_2$ 之间关系明显不同与其他气田。在靖边气田奥陶系天然气随着 $\text{C}_1/\text{C}_{1-4}$ 增加, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值呈变轻趋势;而干燥系数较小时, $\delta^{13}\text{C}_2$ 值反而较重。造成这种现象主要有两种可能,一种为天然气扩散引起部分组分散失,干燥系数变小,且烷烃气碳同位素组成变重;另一种为高成熟油型气与成熟煤型气混合。从图 11e 可以排除高成熟油型气与成熟煤型气混合,因为两种天然气混合时,混合气体处于两端元组分连线之间,而不是呈曲线变化(Prinzhofer and Battani, 2003),而天然气运移与扩散可引起化学组分发生变化,且碳同位素组成呈偏重趋势,甲烷碳

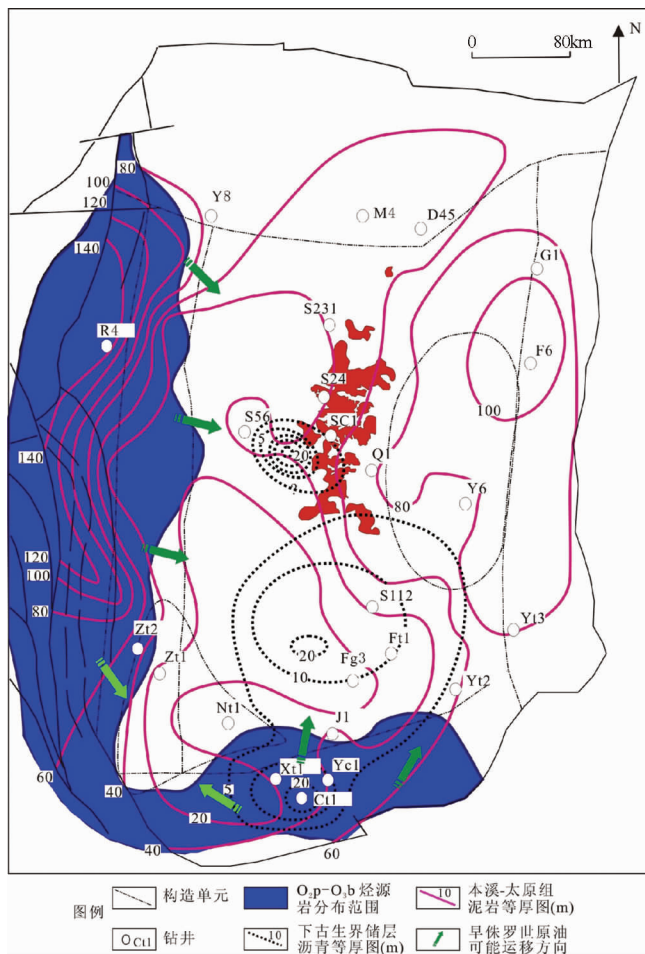


图 14 鄂尔多斯盆地早侏罗世下古生界油气运移方向示意图

Fig. 14 Schematic map of Lower Paleozoic petroleum migration at Early Jurassic period in Ordos Basin

同位素最大可发生 4‰ (Zhang and Krooss, 2001); 对于高成熟天然气而言, 这样的同位素分馏足以引起天然气成因类型的变化。在靖边气田中心部位, 有部分天然气可能与煤型气混合, 如林 2, 陕 2, 陕 7, 陕 12, 陕 21, 陕 27 和陕 34 井。根据 C_2/C_3 与 $\delta^{13}C_2-\delta^{13}C_3$ 之间关系图版, 鄂尔多斯盆地靖边气田油型气为油(气)型裂解气, 部分天然气已达到气裂解气(图 12)。鄂尔多斯盆地奥陶系烃源岩沥青反射率也反映了该盆地下古生界烃源岩演化程度高, R_o 普遍 1.8%, 局部地区可达 3.8%。因此, 靖边气田天然气为高演化阶段形成的油型裂解气。同时, 在靖边气田的奥陶系储层中含有不等量 H_2S , 分布范围为 0.0021% ~ 0.7636%, 平均值为 0.1273%。天然气中 H_2S 含量比包裹体中 H_2S 含量偏低以及马家沟组顶部层状自生黄铁矿发育暗示了曾经发生过 TSR (Cai *et al.*, 2005)。因此, 天然气干燥系数高、甲烷碳同位素变重以及甲烷和乙烷同位素组成的反序可能与 TSR 有关 (Liu *et al.*, 2009)。

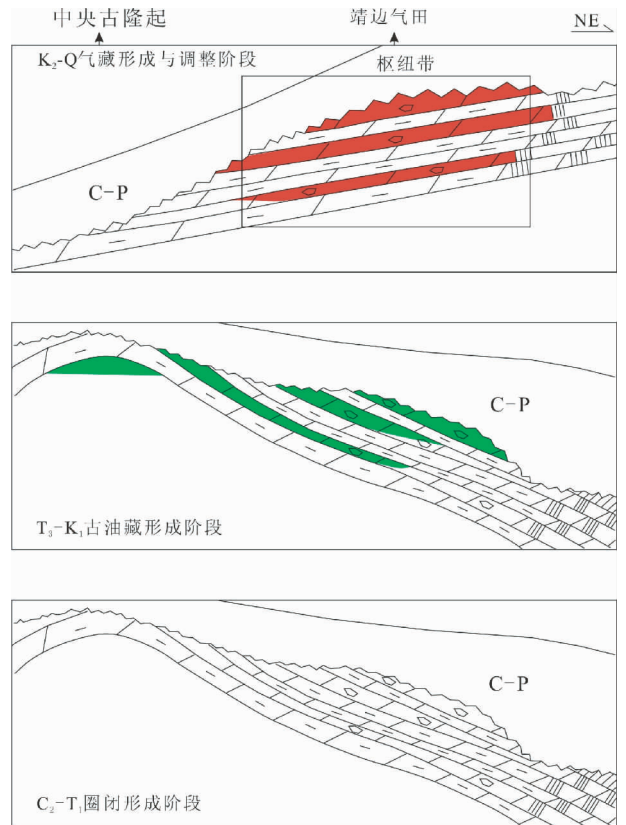


图 15 鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩油气成藏与改造过程示意图

Fig. 15 Pattern of hydrocarbon generation and accumulation history for marine source rocks in Ordos Basin

2.4 石炭系本溪组铝土岩和 C-P 泥质岩构成良好盖层

鄂尔多斯盆地奥陶系风化壳气藏的封盖条件具有多种类型, 按封盖规模可分为区域封盖层、直接盖层和间接(局部)盖层。多类型封盖条件使得气藏得到良好保存。石炭系本溪组 (C_2b) 底部的铝土质泥岩、灰质泥岩和含砂泥岩, 石炭系的泥质岩盖层封盖能力强, 在饱和煤油情况突破压力为 13.6MPa, 有效渗透率为 6.7×10^{-8} 毫达西, 单层厚度 3 ~ 15m 不等, 含粘土较多, 遇水膨胀, 封盖能力强, 是风化壳气藏的直接封盖层(图 13); 其上的太原组 (P_1t)、山西组 (P_2s)、上石盒子组 (P_2s) 和石千峰组 (P_3s) 湖相暗色泥岩、生屑灰岩等沉积稳定, 沉积厚度约 240 ~ 350m, 气体绝对渗透率为 $5 \sim 10 \times 10^{-3} \mu m^2$, 突破压力为 1.2 ~ 6MPa, 属于中等-较好的封盖层, 是气藏的间接盖层。三叠系沉积后, 该段盖层普遍存在过剩压力, 至晚白垩世, 过剩压力值达到 20MPa。因此, 该套区域盖层对古生界气藏构成了良好的区域性封盖体系。

奥陶系风化壳内部的泥质云岩、泥质硬石膏层及成岩致密带, 分布于储集空间的周围。其中泥质云岩渗透率 $0.081 \times 10^{-8} \sim 1.2 \times 10^{-8} \mu m^2$, 饱含水时突破压力大于 14MPa; 泥质硬石膏层渗透率为 $1.42 \times 10^{-8} \mu m^2$, 饱含水时突破压力为

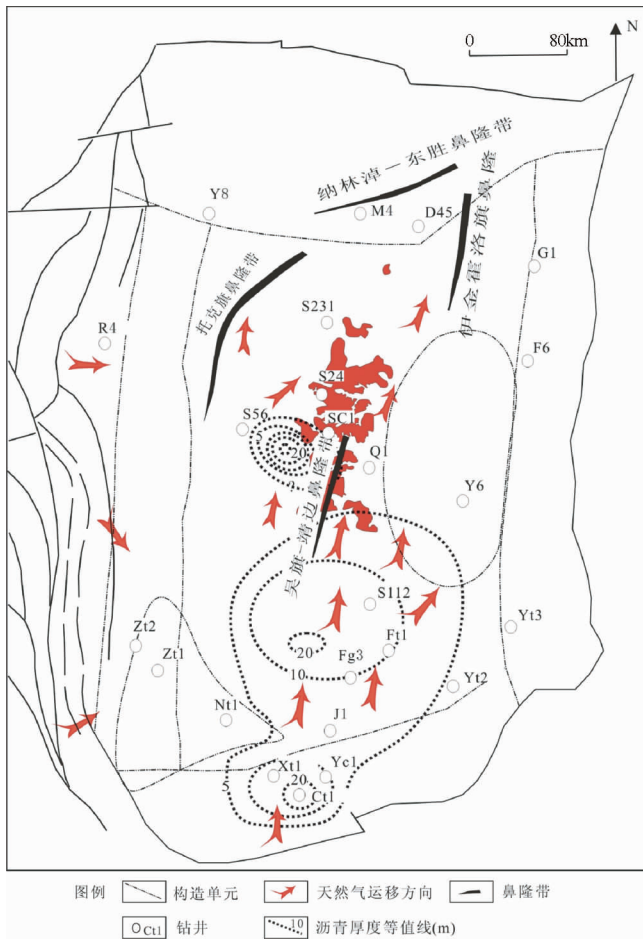


图 16 鄂尔多斯盆地地下古生界天然气可能运移方向示意图
Fig. 16 Schematic map of possible gas migration direction in Lower Paleozoic sequence of Ordos Basin

5~9MPa。成岩致密带主要有铁泥质云岩、灰质云岩和含泥次生灰岩,渗透率一般为 $2.02 \times 10^{-8} \mu\text{m}^2$, 饱含水时突破压力为 2.5~10.5MPa, 也具有一定的封盖性能, 构成气藏的局部封盖层。

这些多类型封盖因素的相互配置, 为天然气成藏构成了良好的保存条件。可归纳为: (1) 本溪组底部的铝土岩、铝土质泥岩、灰质泥岩构成了马五风化壳气藏的良好封盖; (2) 东部具有古沟槽及膏盐岩侧向封堵; (3) 西部 C-P 泥质盖层是形成有效圈闭的关键。

2.5 奥陶系风化壳天然气成藏方式

鄂尔多斯盆地在印支运动之前一直属于华北地台, 盆地构造比较稳定, 属于典型克拉通盆地。靖边气田(中部气田)位于盆地的中部, 天然气主要产自下古生界的奥陶系马家沟组。在盆地主体部位, 不同时代地层之间基本为连续沉积或平行不整合接触。

早白垩纪以前, 鄂尔多斯盆地海相油气聚集主要受中央

古隆起控制。晚三叠-早侏罗世, 西缘和南缘的平凉组与背锅山组海相烃源岩进入生烃高峰期, 生成的油气就会沿着不整合面和灰岩、白云岩裂隙进行扩散运移, 在烃源岩的东侧和北侧高部位聚集而形成古油藏(图 14)。燕山旋回中期, 盆地西部受到推挤作用使盆地坳陷部位逐渐向东迁移, 而盆地东部逐渐抬升。进入晚侏罗-早白垩世, 随着盆地沉积厚度加大和热演化程度加剧, 油气藏温度不断升高, 导致中央隆起带奥陶系风化壳古温度逐渐上升, 最高温度达 180°C 以上(K1)(Dai *et al.*, 2005; 宁宁等, 2007), 使得成藏后的部分油气发生油气裂解, 伴随有 TSR 作用。气体分子小, 易于扩散; 油气的热裂解导致气藏压力不断增大, 驱使部分气体进一步扩散运移。晚白垩世燕山运动 IV 幕, 盆地东部大规模持续挤压抬升, 导致了原有油气藏经历了西高东低转变为东高西低的构造反转, 即构造枢纽(图 15), 形成晋西挠褶带, 其剥蚀厚度可达 3000m 以上(夏新宇和戴金星, 2000)。盆地东部主要出露上古生界, 并向西依次露出三叠系, 侏罗系和白垩系。由于东部大规模的抬升, 中央隆起带聚集油气的优势被改造, 裂解形成的天然气向东或东北方向运移(图 16)。但是运移过程中, 东部盐岩、膏盐、致密碳酸盐岩侧向封堵和顶部石炭系铁铝土岩封闭作用, 形成了中部大气田——靖边气田。在靖边气田中心部位, 由于奥陶系顶部缺失石炭系铁铝土岩封盖, 使得部分石炭-二叠系天然气沿着不整合面进入风化壳, 形成从奥陶系来源的高演化油型裂解气与石炭-二叠系生成的煤型气相混合(Liu *et al.*, 2009)(图 17), 如林 2, 陕 2, 陕 7, 陕 12, 陕 21, 陕 27 和陕 34。

3 结论

鄂尔多斯盆地地下古生界气藏天然气主要以原油裂解气为主, 但其来源存在一定争议, 因为马家沟组泥灰岩有机碳含量普遍较低, 没有达到优质烃源岩标准。根据野外露头 and 钻井的岩芯岩石学和有机地球化学分析, 上奥陶统背锅山组泥灰岩和中奥陶统平凉组中下部页岩有机碳含量高、以腐泥型有机质为主, 为优质海相烃源岩。他们主要分布在盆地的西部和西南部, 呈“L”型展布, 盆地内部缺失。两套烃源岩在三叠纪末期达到生油高峰, 并聚集于中央古隆起的斜坡部位, 形成早期古油藏。侏罗纪-早白垩世, 地层埋藏加深和地温梯度升高, 古油藏热裂解形成原油裂解气。晚白垩世, 鄂尔多斯盆地东部大规模抬升导致了原有油气藏经历了西高东低转变为东高西低, 形成构造枢纽带。中央隆起带聚集油气被改造, 裂解形成的天然气向东或东北方向运移。受东部盐岩、膏盐、致密碳酸盐岩侧向封堵和石炭系铁铝土岩封盖, 天然气聚集于构造枢纽带部位。在奥陶系顶部缺失石炭系铁铝土岩封盖的区域, 形成了原油裂解气与石炭-二叠系煤型气相混合。因此, 鄂尔多斯盆地海相碳酸盐岩层系油气勘探应注重中央古隆起控制下的斜坡后期改造部位, 即构造枢纽带部位。

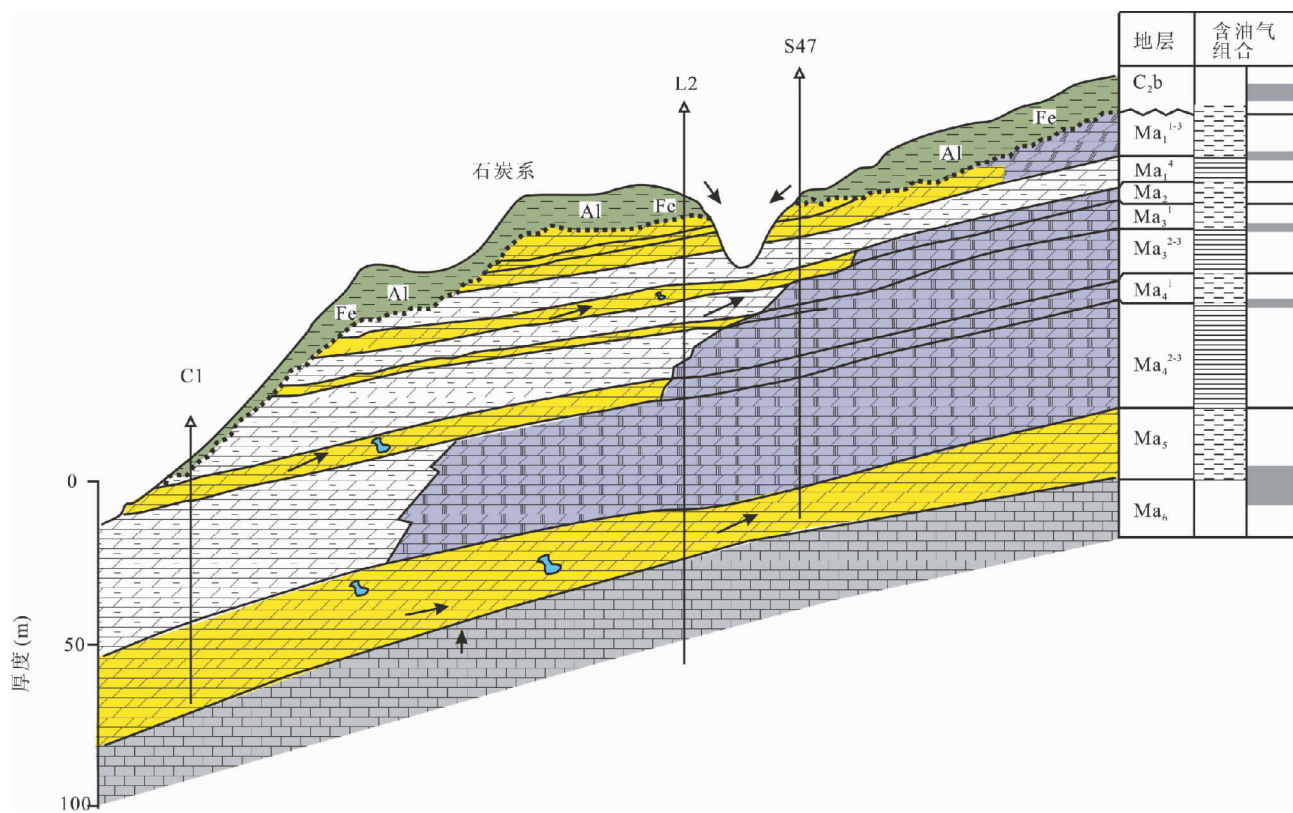


图 17 鄂尔多斯盆地地下古生界气藏成藏模式图

箭头代表天然气在奥陶系风化壳与石炭二叠系运移方向

Fig. 17 Gas filling model of the Lower Paleozoic gas pools

Arrow is representative of gas migration upwards into the weathered crust and C-P strata

References

- Cai CF, Hu GY, He H, Li J, Li JF and Wu YS. 2005. Geochemical characteristics and origin of natural gas and thermochemical sulphate reduction in Ordovician carbonates in the Ordos Basin, China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 48 (3-4): 209-226
- Chen AD. 1994. Origin and migration of natural gas in Ordovician reservoir in Shan-Gan-Ning basin Central gas field. *Acta Petroli Sinica*, 15(2): 1-10 (in Chinese with English abstract)
- Chen MJ, Ning N, Hu GY and Li J. 2007. Characteristics of hydrocarbon sources and controlling factors of their formation in Pingliang Formation, West Ordos Basin. *Chinese Science Bulletin*, 52 (Suppl. 1): 103-112
- Dai JX, Qi HF and Song Y. 1985. Primary discussion of some parameters for identification of coal- and oil-type gases. *Acta Petroli Sinica*, 6 (2): 31-38 (in Chinese with English abstract)
- Dai JX, Li J, Luo X, Zhang WZ, Hu GY, Ma CH, Guo JM and Ge SG. 2005. Stable carbon isotope compositions and source rock geochemistry of the giant gas accumulations in the Ordos Basin, China. *Organic Geochemistry*, 36(12): 1617-1635
- Galimov EM. 1988. Sources and mechanisms of formation of gaseous hydrocarbons in sedimentary rocks. *Chemical Geology*, 71(1-3): 77-95
- Hao SS, Gao YB and Huang ZL. 1997. Characteristics of dynamic equilibrium for natural gas migration and accumulation of the gas field in the center of the Ordos Basin. *Science in China (Series D)*, 2(1): 11-15
- Jin ZJ and Wang QC. 2007. The Generation, Accumulation and Distribution Forecast of Oil and Gas of Typical Superimposed Basins in China. Beijing: Science Press, 1-381 (in Chinese)
- Liu QY, Chen MJ, Liu WH, Li J, Han PL and Guo YR. 2009. Origin of natural gas from the Ordovician paleo-weathering crust and gas-filling model in Jingbian gas field, Ordos Basin, China. *Journal of Asian Earth Sciences*, 35(1-2): 74-88
- Liu WH and Xu YC. 1999. A two-stage model of carbon isotopic fractionation in coal-gas. *Geochimica*, 28(4): 359-365 (in Chinese with English abstract)
- Ning N, Chen MJ, Sun FJ and Xu HZ. 2007. Determination and its significance of ancient oil pools in Ordovician weathering crust, Ordos Basin. *Oil and Gas Geology*, 28(2): 280-286 (in Chinese with English abstract)
- Prinzhofer A and Battani A. 2003. Gas Isotopes Tracing: An important tool for hydrocarbons exploration. *Oil & Gas Science and Technology II Rev. IFP*, 58(2): 299-311
- Ren ZL. 1996. Research on the relations between geothermal history and oil-gas accumulation in the Ordos Basin. *Acta Petroli Sinica*, 17(1): 17-24 (in Chinese with English abstract)
- Stahl WJ and Carey JBD. 1975. Source-rock identification by isotope analyses of natural gases from fields in the Val Verde and the Delaware Basin, West Texas. *Chemical Geology*, 16: 257-267
- Xia MJ. 2007. Palaeokarst feature in south Ordos Basin and prospect of natural gas exploration. Ph. D. Dissertation. Beijing: Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, 1-183 (in Chinese with English abstract)
- Xia XY, Hong F, Zhao L and Zhang WZ. 1999. Organic facies type and hydrocarbon potential of carbonates in Majiagou Fm. Lower

- Ordovician in Ordos Basin. *Acta Sedimentologica Sinica*, 17(4): 638–650 (in Chinese with English abstract)
- Xia XY and Dai JX. 2000. A critical review on evaluation of hydrocarbon potential of marine carbonate rocks in China. *Acta Petrologica Sinica*, 21(4): 36–41 (in Chinese with English abstract)
- Xu S, Nakai S, Wakita H, Xu YC and Wang XB. 1995. Helium isotope compositions in sedimentary basins in China. *Applied Geochemistry*, 10(6): 643–656
- Xu YC. 1994. Genetic theories of natural gases and their application. Beijing: Science Press, 1–413 (in Chinese with English abstract)
- Xu YC and Shen P. 1996. A study of natural gas origins in China. *AAPG Bulletin*, 80(10): 1604–1614
- Xu YC, Shen P and Liu QY. 2002. Geochemical characteristics of the proved natural gas for the project “West gas transporting to the East” and its resource potential. *Acta Sedimentologica Sinica*, 20(3): 447–455 (in Chinese with English abstract)
- Zhang CL, Sun FJ, Liu RE, Zhang FD, Xiao HP and Wu DM. 2010. Bitumen and hydrocarbon generation potential of paleo-reservoirs in the Ordovician, south Ordos Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 37(6): 668–673
- Zhang TW and Krooss BM. 2001. Experimental investigation on the carbon isotope fractionation of methane during gas migration by diffusion through sedimentary rocks at elevated temperature and pressure. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 65(16): 2723–2742
- Zhang W, Pei G and Guan D. 1993. Carbon isotopic distribution characteristics of light hydrocarbon monomeric series of crude oils in the Ordos Basin. *Chinese Science Bulletin*, 38(1): 64–68
- 陈孟晋, 宁宁, 胡国艺, 李剑. 2007. 鄂尔多斯盆地西部平凉组烃源岩特征及其影响因素. *科学通报*, 52(增1): 78–85
- 戴金星, 戚厚发, 宋岩. 1985. 鉴别煤成气和油型气若干指标的初步探讨. *石油学报*, 6(2): 31–38
- 金之钧, 王清晨. 2007. 中国典型叠合盆地油气形成富集与分布预测. 北京: 科学出版社, 1–381
- 刘文汇, 徐永昌. 1999. 煤型气碳同位素演化二阶段分馏模式及机理. *地球化学*, 28(4): 359–365
- 宁宁, 陈孟晋, 孙粉锦, 许化政. 2007. 鄂尔多斯盆地奥陶系风化壳古油藏的确定及其意义. *石油与天然气地质*, 28(2): 280–286
- 任战利. 1996. 鄂尔多斯盆地热演化史与油气关系的研究. *石油学报*, 17(1): 17–24
- 夏明军. 2007. 鄂尔多斯盆地南部古岩溶与天然气勘探潜力研究. 博士学位论文. 北京: 中国石油勘探开发研究院, 1–183
- 夏新宇, 洪峰, 赵林, 张文正. 1999. 鄂尔多斯盆地奥陶统碳酸盐岩有机相类型及生烃潜力. *沉积学报*, 17(4): 638–650
- 夏新宇, 戴金星. 2000. 碳酸盐岩生烃指标及生烃量评价的新认识. *石油学报*, 21(4): 36–41
- 徐永昌. 1994. 天然气成因理论及应用. 北京: 科学出版社, 1–413
- 徐永昌, 沈平, 刘全有. 2002. “西气东输”探明天然气的地球化学特征及资源潜势. *沉积学报*, 20(3): 447–455
- 张春林, 孙粉锦, 刘锐娥, 张福东, 肖红平, 伍大茂. 2010. 鄂尔多斯盆地南部奥陶系沥青及古油藏生气潜力. *石油勘探与开发*, 37(6): 668–673

附中文参考文献

- 陈安定. 1994. 陕甘宁盆地中部气田奥陶系天然气的成因及运移. *石油学报*, 15(2): 1–10