

https://doi.org/10.3799/dqkx.2017.529



鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩生烃潜力评价

韩文学^{1,2}, 麻伟娇^{2,3}, 陶士振^{2*}, 姚泾利⁴, 刘新社⁴

1. 山东科技大学地球科学与工程学院, 山东青岛 266590

2. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083

3. 北京大学地球与空间科学学院, 北京 100871

4. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 陕西西安 710021

摘要: 对于鄂尔多斯盆地上古生界海陆过渡相灰岩能否生烃及生烃潜力有多大, 目前研究较少。通过岩石热解、总有机碳测定、干酪根碳同位素及有机显微组分的测定实验, 同时结合镜质体反射率的测定, 综合评价了灰岩烃源岩, 并分析了其生排烃特征。结果显示: 从有机质丰度角度, 本溪组为差的烃源岩, 山西组为差—一般的烃源岩、太原组为一般—好的烃源岩; 从有机质类型角度, 本溪组为Ⅲ型, 山西组以Ⅲ型为主同时混有少量Ⅱ₂型, 太原组为Ⅱ₂-Ⅲ型; 从有机质成熟度角度, 本溪组处于成熟—高成熟阶段, 太原组及山西组均处于高成熟阶段。根据排烃门限理论, 认为 R_o 为1.6%时, 天然气大量生成。考虑到灰岩烃源岩的特殊性、成熟度及其排烃特征, 综合认为太原组灰岩可以成为天然气的有效烃源岩。

关键词: 鄂尔多斯盆地; 上古生界; 灰岩; 烃源岩; 潜力评价; 石油地质。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2018)02-0599-11

收稿日期: 2017-08-17

Hydrocarbon Generation Potential Evaluation of Upper Paleozoic Limestone in Ordos Basin

Han Wenxue^{1,2}, Ma Weijiao^{2,3}, Tao Shizhen^{2*}, Yao Jingli⁴, Liu Xinshe⁴

1. College of Earth Science and Engineering, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China

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

3. School of Earth and Space Sciences, Peking University, Beijing 100871, China

4. Exploration and Development Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710021, China

Abstract: There is little research on whether hydrocarbon generation from limestone in the transitional phase of the Upper Paleozoic in the Ordos basin can be made, and on how much the hydrocarbon can be. Using rock pyrolysis, determination of TOC, carbon isotope of kerogen, organic maceral and R_o experiment, we analyzed the limestone source rocks and characteristics of hydrocarbon generation and expulsion. The results show that: (1) The source rocks from Benxi Formation, Shanxi Formation and Taiyuan Formation is poor, poor-fair, and fair-good respectively according to organic matter abundance. (2) The organic matter type of Benxi Formation, Taiyuan Formation and Shanxi Formation is III, II₂-III and III mixed with a small quantity of II₂ respectively. (3) The maturity of source rocks from Benxi Formation is mature-high mature stage, and Taiyuan Formation and Shanxi Formation is high mature stage. According to hydrocarbon expulsion threshold theory, we consider large amount of natural gas generated when R_o is above 1.6%. Considering the particularity of limestone source rocks, maturity and characteristics of hydrocarbon expulsion, we comprehensively consider that the limestone of Taiyuan Formation can be the effective source rocks of natural gas.

Key words: Ordos basin; Upper Paleozoic; limestone; source rocks; potential evaluation; petroleum geology.

基金项目: 国家科技重大专项(No.2016ZX05046-001).

作者简介: 韩文学(1989-), 男, 博士, 主要从事天然气地球化学及油气成藏方面的研究. ORCID: 0000-0003-2313-1516. E-mail: vincer0543@qq.com

* **通讯作者:** 陶士振, ORCID: 0000-0002-8916-7725. E-mail: tsz@petrochina.com.cn

引用格式: 韩文学, 麻伟娇, 陶士振, 等, 2018. 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩生烃潜力评价. 地球科学, 43(2): 599-609.

鄂尔多斯盆地上古生界灰岩是否可以作为天然气的有效烃源岩,其生烃潜力如何?目前,学术界关于这个问题的研究甚少.与波斯湾地区大套优质海相碳酸盐岩相比,我国碳酸盐岩具有沉积时代老、有机质丰度低、有机质热演化程度高,但厚度大的特点(李晋超等,1998).这些特点,给正确认识和准确评价碳酸盐岩烃源岩生烃潜力造成了巨大的困扰.国内大量学者对海相碳酸盐岩进行了大量的研究工作(张水昌等,2002;秦建中等,2004;陈安定,2005;马永生,2006;腾格尔,2011;张道军等,2015;郑伦举等,2015;韩晓涛等,2016),但多数学者将研究重心放在了确定碳酸盐岩作为有效烃源岩的总有机碳含量(TOC)下限上,很少从地球化学指标角度去整体评价碳酸盐岩的生烃潜力.部分国外学者(Tissot and Welte,1984;Katz,1995)认为,碳酸盐岩作为有效烃源岩的必要条件为有机碳含量(TOC)下限必须大于0.3%.Jarvie(1991)根据有机质丰度和热解生烃参数,将海相烃源岩划分为5个等级:差(Poor)—一般(Fair)—好(Good)—很好(Very good)—极好(Excellent),并认为生成等量的烃,碳酸盐岩的总有机碳含量仅需泥岩的一半.部分国内学者(钟宁宁等,2004a;秦建中等,2007)认为,仅凭总有机碳含量指标,无法准确评价碳酸盐岩的生烃潜力,还必须加入有机质类型指数,并认为总有机碳含量小于0.5%为无效烃源岩.烃源岩的生烃能力不仅取决于有机质的丰度,还与其性质密切相关(陈建平等,2012).因此,不能仅凭总有机碳含量(TOC)指标衡量烃源岩的原始生烃潜力,还应结合有机质的类型、有机质成熟度及生排烃特征进行综合评价.

目前的研究表明,鄂尔多斯盆地上古生界天然气主要来自于上古生界下部石炭系—二叠系的煤系,煤系中的煤和暗色泥岩为主要气源岩(陈安定,2002;戴金星等,2005).对于产层为上古生界奥陶系靖边气田的天然气,学者对其气源岩一直存在争议(关德师等,1993;Dai *et al.*,2005;宁宁等,2007;杨华等,2009;王传刚等,2009;陈安定等,2010;马春生等,2011).目前主要有以下4种观点:(1)油型气为主,天然气主要来源于马家沟组碳酸盐岩,属于自生自储型,并认为有机碳含量约为0.2%的高一过成熟纯碳酸盐岩也可以生成天然气(陈安定等,2010);(2)煤成气为主,同时混有少量的油型气,其中煤成气主要来自于上古生界石炭—二叠系煤系烃源岩,而少量的油型气主要来自于石炭系一套海陆过渡相的灰岩(关德师等,1993;Dai *et al.*,2005;杨华等,

2009);(3)远源混合型,天然气主要来自于盆地西部—西南部奥陶系的泥灰岩和页岩生成的油型裂解气,同时混有部分石炭系—二叠系生成的煤成气(宁宁等,2007;王传刚等,2009;马春生等,2011);(4)煤成气为主,油型气为辅,与第二条相似,天然气也主要来自上古生界煤系地层,不同之处在于油型气的来源,持这一观点的人认为油型气来自于下古生界的奥陶系;即上古生界的煤成气运移至马家沟组中,与马家沟组自生自储的油型气发生了混合.

对于上古生界海陆过渡相灰岩能否生烃及生烃潜力有多大,目前研究较少.本文通过对鄂尔多斯盆地上古生界29口典型井的灰岩样品进行岩石热解、总有机碳、镜质体反射率、有机质显微组分及干酪根稳定碳同位素的测定实验,从有机质丰度、有机质类型、有机质成熟度的角度综合定量评价了灰岩烃源岩,并基于排烃门限理论,定量研究了灰岩烃源岩的生排烃特征,以期对下一步鄂尔多斯盆地天然气的勘探开发起到一定的指导作用.

1 区域地质概况及烃源岩特征

鄂尔多斯盆地是一个稳定沉降的克拉通盆地,可划分为伊盟隆起、晋西挠褶、渭北隆起、天环坳陷、西缘冲断带、伊陕斜坡6个二级构造单元(图1a).盆地中东部在石炭系本溪组时发育潮坪相沉积,沉积铁铝质泥岩基底,其上页岩与灰岩互层;太原组沉积时为大范围潮坪和浅海相环境,沉积黑色页岩与石英砂岩、碳酸盐岩及煤层.早二叠世盆地北部山西组和下石盒子组沉积河流成因三角洲砂岩与泥岩互层,盆地中部和南部由沼泽相和浅湖相泥岩与煤构成,下二叠统在盆地南部还发现少量海相碳酸盐岩及化石,指示小范围的海侵.储集层以山西组和下石盒子组三角洲分流河道砂岩为主.上二叠统上石盒子组60~140 m厚的浅湖相泥岩构成上古生界各气田的区域盖层(Yang *et al.*,2005;Liu *et al.*,2015)(图1b).

鄂尔多斯盆地上古生界主要发育3种岩石类型的烃源岩,分别是煤系烃源岩、暗色泥岩及灰岩.在盆地内具有东西部厚、中部薄且稳定的特点.其中,煤系烃源岩主要发育于石炭系本溪组(C_2b)、二叠系太原组(P_{1t})和山西组(P_{1s}),厚度为2~20 m,局部可达40 m,北部厚、南部薄.TOC含量为7.08%~83.20%,氯仿沥青“A”平均含量为0.61%~0.80%,总烃平均含量为 $1\ 757.1 \times 10^{-6} \sim 2\ 539.8 \times 10^{-6}$.干酪根碳同位素介于-23‰~-26‰,多数高于

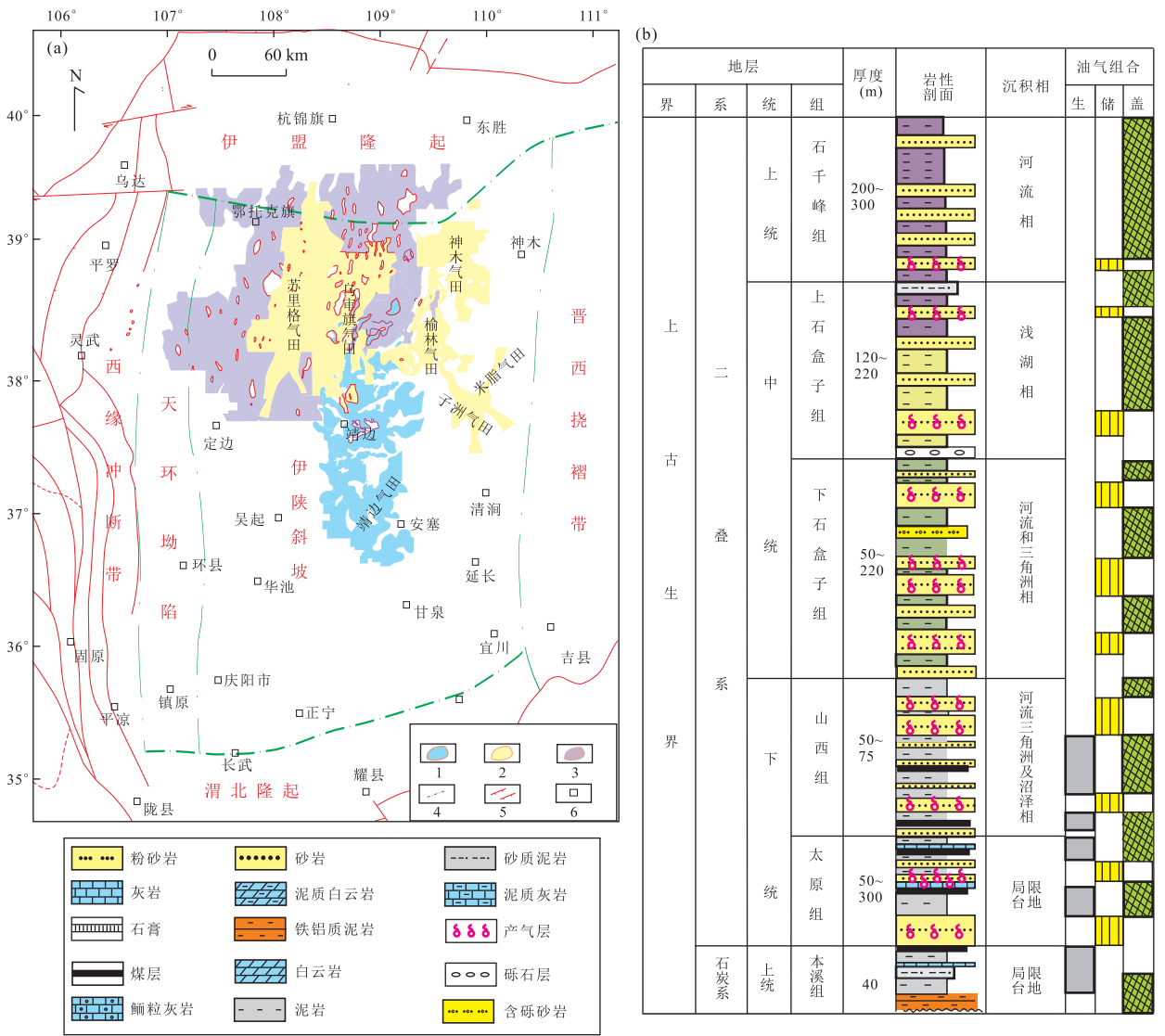


图 1 鄂尔多斯盆地构造单元划分及气田分布(a)和上古生界岩性综合柱状图(b)

Fig.1 Fig.1 Tectonic units division and gas fields distribution (a) and the integrated histogram of Upper Paleozoic (b) in Ordos basin
1. 下古生界探明储量面积, 2. 上古生界探明储量面积, 3. 上古生界基本探明储量面积, 4. 二级构造单元, 5. 断层, 6. 地名; 底图据戴金星(2014)

-25‰, 其有机质类型为腐殖型, 镜质组含量较高, 壳质组和无定形组含量较低。暗色泥岩主要发育于二叠系太原组和山西组, 厚度为 20~100 m, 盆地西部最厚, 一般为 140~150 m, 东部次之, 一般为 70~140 m, 中部最薄但分布稳定。氯仿沥青“A”平均含量为 0.04%~0.12%, 总烃平均含量为 $163.8 \times 10^{-6} \sim 361.6 \times 10^{-6}$, 干酪根碳同位素介于 -22.4‰~-26.4‰, 多数高于 -25‰, 其有机质类型亦为腐殖型。无定形组和稳定组分相对富集(刘新社等, 2000; 戴金星, 2014; 李浩等, 2015)。灰岩在本溪组和山西组均不太发育, 介于 2~5 m, 主要发育于太原组中上部, 一般有 3~5 层(图 2a), 分布在安塞-佳县-横山组成的倒三角形区域, 厚度为 10~

35 m, 最厚地区可达 50 m(图 2b), 岩性以深灰色生屑泥晶灰岩为主。

2 实验方法

实验样品取自鄂尔多斯盆地上古生界石炭系一二叠系海陆过渡相灰岩烃源岩岩心样品, 共计 29 口井; 主要分布在盆地中东部的安塞-佳县-横山 3 点构成的倒三角形区域内, 这也是鄂尔多斯盆地灰岩最为发育的地区。

总有机碳和岩石热解的测定实验使用的仪器分别为 LECO CS-230 碳硫分析仪和 ROCK-EVAL6 热解仪, 执行标准分别为 GB/T 19145-2003, GB/T

表 1 海相碳酸盐岩烃源岩评价标准

Table 1 Evaluation standard for marine carbonate source rocks

烃源岩级别	TOC(%)	S ₁ +S ₂ (mg/g)	氯仿沥青“A”(%)	总烃(10 ⁻⁶)
好	≥0.40	≥0.30	>0.03	600~1 200
中	0.20~0.40	0.10~0.30	0.02~0.03	300~600
差	0.10~0.20	0.06~0.10	0.01~0.02	100~300
非	<0.10	<0.06	<0.01	<100

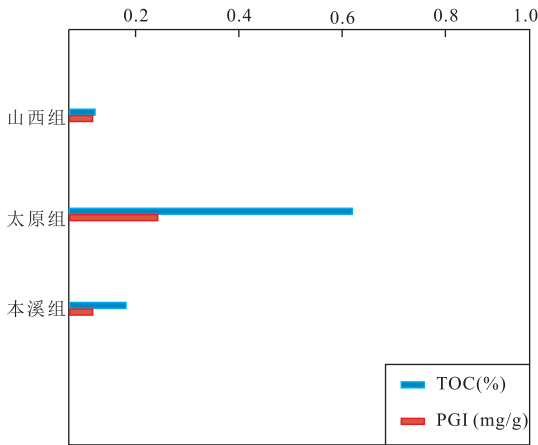


图 3 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩有机质丰度分布

Fig.3 Distribution of organic matter abundance of Upper Paleozoic limestone in Ordos basin

鄂尔多斯盆地上古生界二叠系山西组灰岩样品中,总有机碳含量为 0.03%~0.17%,平均值为 0.07%;氢指数为 40.70~112.36 mg/g,平均值为 72.95 mg/g;生烃潜量为 0.03~0.11 mg/g,平均值为 0.06 mg/g;综合评价其为差的烃源岩.石炭系本溪组灰岩样品中,总有机碳含量为 0.08%~0.37%,平均值为 0.16%;氢指数为 13.44~52.56 mg/g,平均值为 34.35 mg/g;生烃潜量为 0.04~0.07 mg/g,平均值为 0.06 mg/g;综合评价其为差—一般烃源岩.二叠系太原组灰岩样品中,总有机碳含量变化较大,为 0.05%~4.21%,平均值为 0.61%;氢指数为 12.37~128.34 mg/g,平均值为 43.49 mg/g;生烃潜量为 0.02~1.51 mg/g,平均值为 0.23 mg/g;综合评价其为一般—好烃源岩(图 3).

由于碳酸盐岩对烃的吸附作用远低于泥页岩,排烃效率高于泥岩,且碳酸盐岩对干酪根生烃催化作用较强,其生烃效率高于泥页岩(秦建中等, 2006).目前,学术界公认为 I-II₁ 型泥页岩的有机碳下限为 0.3%~0.5%,此处的 0.3%~0.5%约等于原始有机碳,即烃源岩处于生油阶段时的下限值.而鄂尔多斯盆地上古生界灰岩大多处于成熟—高成熟阶段,且气源岩的下限值比生油岩更低,因此,其

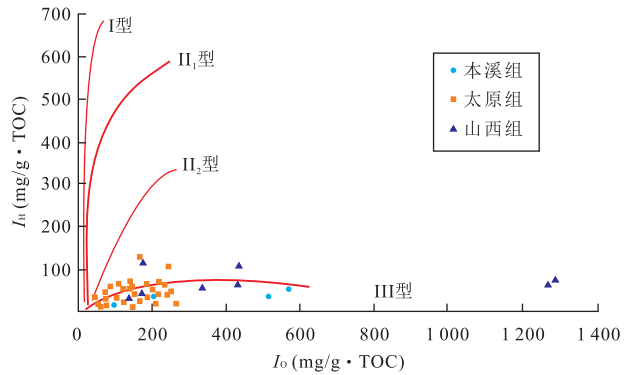


图 4 I_O-I_H 判断有机质类型

Fig.4 Determination of organic matter type using I_O-I_H

烃源岩有机碳下限值理应更低.

根据上述论断,从有机质丰度指标来看,鄂尔多斯盆地上古生界灰岩中,本溪组与山西组有机质丰度较低,不能作为有效的烃源岩.而太原组灰岩,有机质丰度相对较高,加之其处于高成熟阶段,因此,可以作为天然气的有效气源岩.

3.2 有机质类型

有机质类型是衡量烃源岩质量和油气产率的重要指标,根据岩石热解实验所得氢指数(I_H)和氧指数(I_O),可以用来确定有机质的类型.鄂尔多斯盆地上古生界二叠系山西组灰岩氢指数分布范围相对集中,均小于 150 mg/g · TOC,为 41~112 mg/g · TOC,平均值为 73 mg/g · TOC;氧指数的分布范围较大,为 140~1 277 mg/g · TOC,平均值为 530 mg/g · TOC;据此判断,山西组灰岩有机质类型以 III 型为主,同时混有少量的 II₂ 型(图 4).石炭系本溪组灰岩氢指数较小,为 13~53 mg/g · TOC,平均值为 34 mg/g · TOC;氧指数也明显小于山西组,为 99~565 mg/g · TOC,平均值为 345 mg/g · TOC;据此判断,本溪组灰岩有机质类型主要为 III 型(图 4).二叠系太原组灰岩氢指数为 12~128 mg/g · TOC,平均值为 43 mg/g · TOC;与山西组和本溪组明显不同,太原组氧指数分布范围相对集中,为 9~264 mg/g · TOC,平均值为 87 mg/g · TOC;据此判断,太原组灰岩有机质类型主要为 II₂-III 型(图 4).

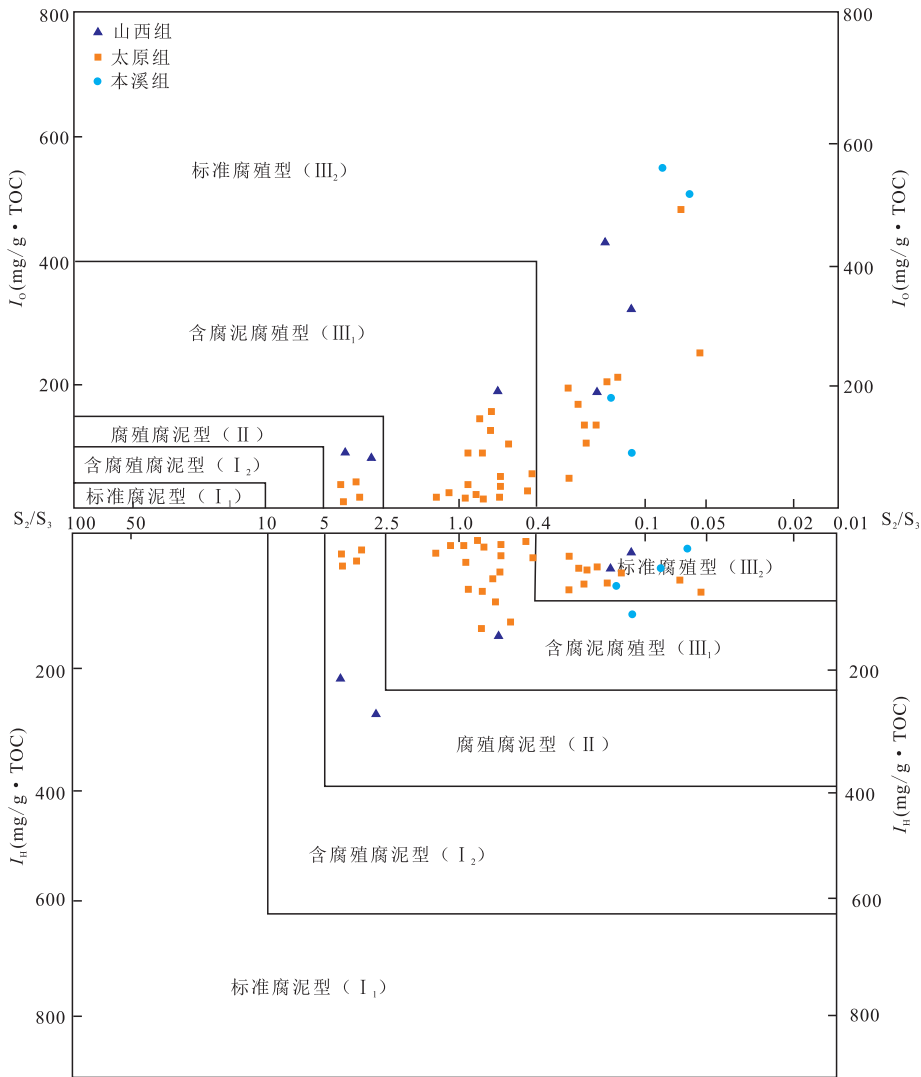


图 5 干酪根热解分类 X 形图解

Fig.5 X-Diagram of kerogen classification

底图据黄第藩和李晋超(1982)

上述有机质类型划分的标准,是以氢指数(I_H)为主且强调了演化途径,可能会存在判断有机质类型的盲区.根据岩石热解参数 S_2/S_3 与氢指数(I_H)和氧指数(I_O)之间的相互关系,编制的干酪根热解分类图解可以较好地解决上述问题(黄第藩和李晋超,1982)(图 5).根据 X 形图版,本溪组有机质类型主要为生气的标准腐殖型(III_2);山西组有机质类型为腐殖型 III 型(标准腐殖型 III_2 与含腐泥腐殖型 III_1)与腐殖腐泥型(II)均有分布,但以腐殖型 III 型为主;太原组有机质类型主要为腐殖型 III 型(标准腐殖型 III_2 与含腐泥腐殖型 III_1)和腐殖腐泥型(II).显然,根据 X 形图版判断的结果与上述根据氢指数(I_H)、氧指数(I_O)及 T_{max} 判断结果基本一致.

由于鄂尔多斯盆地烃源岩成熟度较高,因此热

解参数在使用时存在一定的缺陷.而干酪根稳定碳同位素受成熟度影响较小,热演化期间的同位素分馏效应也对碳同位素组成影响较小.因此,干酪根稳定碳同位素是划分有机质类型的重要指标.典型的藻类腐泥型 I 型干酪根的 $\delta^{13}C$ 值为 $-28\% \sim -30\%$; II 型干酪根 $\delta^{13}C$ 值分布在 $-25\% \sim -28\%$;陆相高等植物来源的 III 型干酪根,稳定碳同位素值最重,分布在 $-20\% \sim -25\%$,一般重于 -25% .高等植物来源的腐殖型干酪根比低等生物来源的腐泥型干酪根更富含重碳同位素(黄第藩等,1984).据此标准,本溪组有机质类型主要为 III 型,太原组主要为 II-III 型,而山西组主要以 III 型为主,同时混有少量的 II 型干酪根(图 6).

与干酪根稳定碳同位素类似,烃源岩的有机质

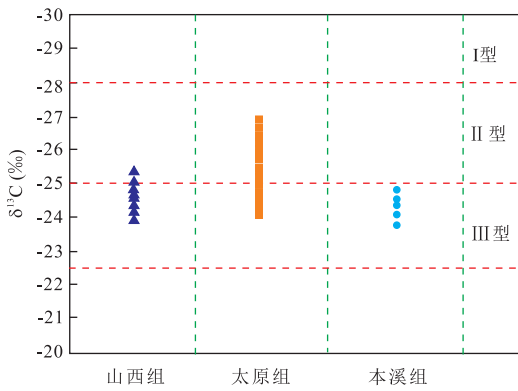


图 6 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩干酪根碳同位素分布特征

Fig.6 Distribution of carbon isotope of kerogen of limestone source rocks of Upper Paleozoic in Ordos basin

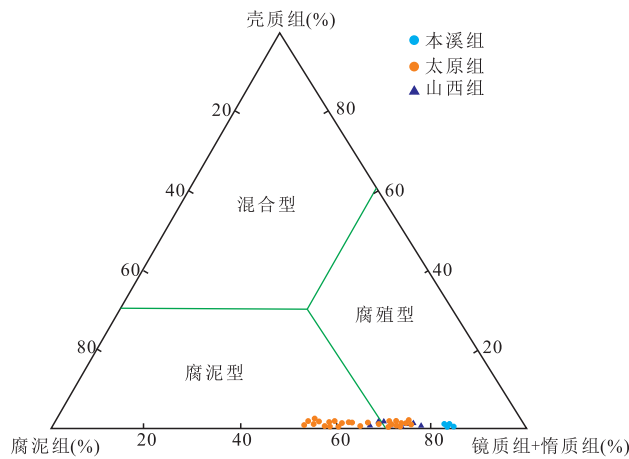


图 7 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩有机质显微组分特征
Fig.7 Characteristics of organic maceral of limestone source rocks of Upper Paleozoic in Ordos basin

显微组分特征受成熟度影响较小,在成熟度较高地区是良好的有机质类型判别指标.上古生界灰岩烃源岩有机质显微组分的分析结果表明,本溪组样品全部落入镜质组—惰质组范围内,表现为典型的腐殖型特征;山西组仅有少量样品含有较高的腐泥组,大部分干酪根以腐殖型为主.太原组部分样品含有较多的腐泥组,同时也有部分样品含有较多的镜质组—惰质组,有机质类型属于腐殖—腐泥型(图 7).

3.3 有机质成熟度

有机质丰度和类型是生烃的基础,而有机质的成熟度则决定着有机质生成油气的总量和生烃潜力.只有当烃源岩达到一定的热演化成熟度时,才可能有烃类的生成.因此,有机质成熟度是衡量烃源岩实际生烃能力的重要指标之一,也是评价烃源岩最重要的参数.镜质体反射率(R_o)随热演化程度的升高而稳定增大,与成熟度之间具有良好的相关性,且测试简单、精确,因此 R_o 值是评价烃源岩成熟度的最好指标.此外,还可以根据岩石热解参数 T_{max} 与 PI 判断有机质的成熟度.

通常认为, $R_o < 0.5\%$ 为未成熟阶段, $0.5\% < R_o < 0.7\%$ 为低成熟阶段, $0.7\% < R_o < 1.3\%$ 为成熟阶段, $1.3\% < R_o < 2.0\%$ 为高成熟阶段, $R_o > 2.0\%$ 为过成熟阶段. $T_{max} < 435\text{ }^\circ\text{C}$ 为未成熟阶段, $435\text{ }^\circ\text{C} < T_{max} < 440\text{ }^\circ\text{C}$ 为低成熟阶段, $440\text{ }^\circ\text{C} < T_{max} < 450\text{ }^\circ\text{C}$ 为成熟阶段, $450\text{ }^\circ\text{C} < T_{max} < 580\text{ }^\circ\text{C}$ 为高成熟阶段, $T_{max} > 580\text{ }^\circ\text{C}$ 为过成熟阶段.鄂尔多斯盆地上古生界灰岩中,二叠系山西组镜质体反射率

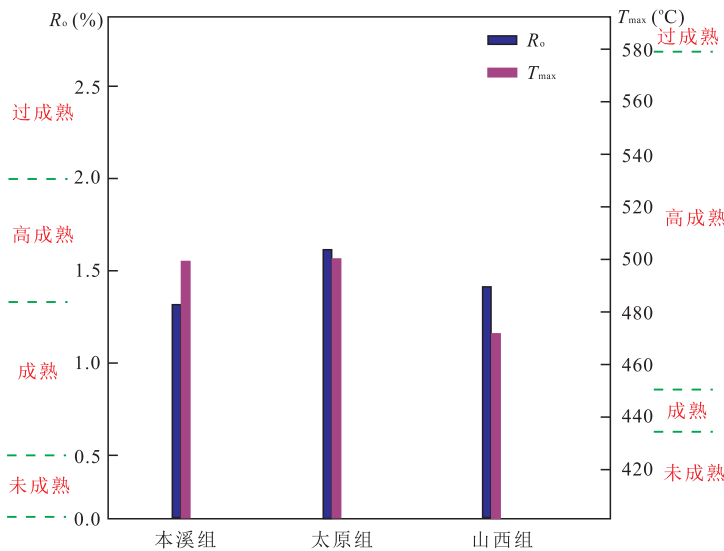


图 8 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩有机质成熟度分布

Fig.8 Distribution of organic matter maturity of limestone source rocks of Upper Paleozoic in Ordos basin

为 1.23%~1.81%，平均值为 1.42%；最高热解温度为 429℃~510℃，平均值为 473.86℃； PI 为 0.11~0.36，平均值为 0.24；综合评价其为高成熟阶段。石炭系本溪组镜质体反射率为 1.04%~1.96%，平均值为 1.39%；最高热解温度为 481℃~521℃，平均值为 498℃； PI 为 0.20~0.43，平均值为 0.29；综合评价其为成熟—高成熟阶段。与本溪组和山西组不同，太原组镜质体反射率、最高热解温度及 PI 值均稍高，镜质体反射率为 1.34%~1.94%，平均值为 1.66%；最高热解温度为 419℃~599℃，平均值为 499.45℃； PI 值为 0.13~0.50，平均值为 0.28（图 8）；综合评价太原组灰岩为高成熟阶段。

4 灰岩烃源岩的排烃特征

为了更客观准确地评价鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩，本文基于排烃门限理论（庞雄奇，1995），运用生烃潜力法衡量了上古生界灰岩烃源岩。该方法的理论基础为对于没有与外界发生物质交换的烃源岩来说，有机质在烃源岩生排过程中，可转化成烃的有机质总量是一定的。据此，生烃潜量（ S_1+S_2 ）由 3 部分组成：（1）尚未转化成烃的干酪根或残余有机质，由于鄂尔多斯盆地上古生界灰岩烃源岩成熟度较高，均达到了成熟—高成熟阶段，因此，该部分所占比例较小；（2）已经生成，并残留在烃源岩中的烃类；（3）可能排出烃源岩的烃类。在烃源岩演化过程中，烃类的排出是使生烃潜量（ S_1+S_2 ）减小的唯一原因（周杰和庞雄奇，2002）。将（ S_1+S_2 ）/TOC 定义为生烃潜力指数 PGI（姜福杰等，2010），在纵向尺度上，其值具有“大肚子”形状，即先增大后减小。增大的原因为有机质在成岩作用阶段经历脱氧过程， CO_2 的生成使得总有机碳相对减小，而由大变小的拐点即为排烃门限。PGI 的减小值代表了排出烃量，即烃源岩原始生烃潜力指数与现今生烃潜力指数之差。

在分析整理了鄂尔多斯盆地上古生界样品热解数据后，绘制了生烃潜力指数（ S_1+S_2 ）/TOC 与镜质体反射率（ R_o ）之间的关系图（图 9）。曲线具有明显的“大肚子”特征，拐点处的 R_o 值为 1.6% 左右（图 9）。出现拐点的原因，显然是由于（ S_1+S_2 ）/TOC 值的减小，而该值的减小，是由于当成熟度逐渐增大到一定值后，生烃潜量（ S_1+S_2 ）开始锐减，即分子（ S_1+S_2 ）开始发生突变的点。对于分母（TOC）来说，上文已经述及，TOC 指的是单位质量

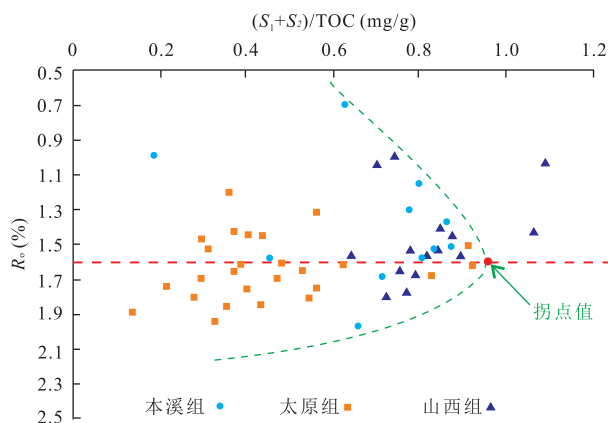


图 9 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩热解生烃潜力指数与 R_o 关系

Fig.9 The relationship between hydrocarbon generating potential index and R_o of Upper Paleozoic limestone in Ordos basin

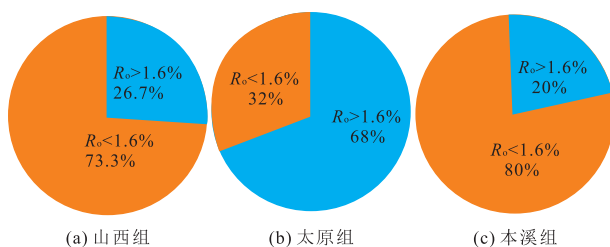


图 10 鄂尔多斯盆地上古生界灰岩 R_o 分布饼状图

Fig.10 Pie chart of R_o values from Upper Paleozoic limestone in Ordos basin

岩石中有机碳的含量，它是岩石中总有机物的相对含量，而非岩石中总有机物的绝对含量，因而生排过程中导致的有机质绝对总量的减少并不等同于相对总量的减少。因此，（ S_1+S_2 ）/TOC 值出现拐点所对应的成熟度即为烃源岩开始大量生排烃的时刻，即 R_o 为 1.6% 时热解生烃潜力指数开始明显下降，意味着烃源岩大量生气的开始。

山西组 R_o 大于 1.6% 的仅占 26.7%，绝大部分样品的成熟度小于 1.6%（73.3%）；本溪组 R_o 大于 1.6% 的仅占 20%，绝大部分样品的成熟度小于 1.6%（80%）；太原组 R_o 大于 1.6% 的占 68%，占据了绝大多数，而小于 1.6% 的仅占 32%（图 10）。上述指标表明，上古生界灰岩中，太原组的生气能力明显优于山西组和本溪组，与上述烃源岩评价结果一致。

5 结论

（1）根据总有机碳含量（TOC）、生烃潜力（ S_1+S_2 ）

S_2)及氢指数(I_H)综合判断,本溪组灰岩为差的烃源岩;山西组灰岩为差—一般的烃源岩;太原组灰岩主要为一般—好的烃源岩,考虑到碳酸盐岩烃源岩的特殊性及该地区成熟度较高的特性,太原组灰岩可以作为有效气源岩。

(2)根据热解参数、干酪根稳定碳同位素及有机质显微组分综合判断了鄂尔多斯盆地上古生界灰岩有机质类型:本溪组为Ⅲ型,太原组为Ⅱ₂-Ⅲ型,山西组有机质以Ⅲ型为主,同时混有少数的Ⅱ₂型。

(3)根据镜质体反射率(R_o)、最高热解温度(T_{max})及产率指数(PI)综合判断,本溪组灰岩处于成熟—高成熟阶段,而太原组及山西组灰岩处于高成熟阶段;如此高的成熟度,降低了对总有机碳含量的要求。

(4)基于排烃门限理论,运用生烃潜力法,综合判断 $R_o=1.6\%$ 为排烃门限。山西组和本溪组分别仅有26.7%、20.0%的样品达到此门限,而太原组却有68.0%的样品。 R_o 指标表明,太原组的生气能力明显优于山西组和本溪组。

致谢:论文在取样过程中得到了长庆油田庆阳岩心库师傅的大力帮助,样品分析测试得到了中石油勘探开发研究院郑飞老师的指导,在此表示衷心的感谢!同时,感谢匿名审稿专家对文章提出的宝贵意见。

References

Chen, A. D., 2002. Feature of Mixed Gas in Central Gas Field of Ordos Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 29(2): 33—38 (in Chinese with English abstract).

Chen, A. D., 2005. Definition and Abundance Threshold of Marine Source Rocks Developed in South China. *Petroleum Exploration and Development*, 32(2): 23—25 (in Chinese with English abstract).

Chen, A. D., Dai, J. Y., Wang, W. Y., 2010. Characteristics and Origin of Gas Reservoirs and the Favorable Geological Conditions in Jingbian Gasfield, Ordos Basin. *Marine Origin Petroleum Geology*, 15(2): 45—55 (in Chinese with English abstract).

Chen, J. P., Liang, D. G., Zhang, S. C., et al., 2012. Evaluation Criterion and Methods of the Hydrocarbon Generation Potential for China's Paleozoic Marine Source Rocks. *Acta Geologica Sinica*, 86(7): 1132—1142 (in Chinese with English abstract).

Chen, J. P., Zhao, C. Y., He, Z. H., 1997. Criteria for Evaluating the Hydrocarbon Generating Potential of Organic Matter in Coal Measures. *Petroleum Exploration and Development*,

24(1): 1—5 (in Chinese with English abstract).

Dai, J. X., 2014. Large Coal-Derived Gas Field and its Source Rocks. Science Press, Beijing, 28—40 (in Chinese).

Dai, J. X., Li, J., Luo, X., et al., 2005. Alkane Carbon Isotopic Composition and Gas Source in Giant Gas Fields of Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 26(1): 18—26 (in Chinese with English abstract).

Dai, J. X., Li, J., Luo, X., et al., 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. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2005.08.017>

Guan, D. S., Zhang, W. Z., Pei, G., 1993. Oil-Gas Sources of Ordovician Reservoir in Gas Field of Central Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 14(3): 191—199 (in Chinese with English abstract).

Han, X. T., Bao, Z. Y., Xie, S. Y., 2016. Origin and Geochemical Characteristics of Dolomites in the Middle Permian Formation, SW Sichuan Basin, China. *Earth Science*, 41(1): 167—176 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.013>

Hao, S. S., 1984. Richness of Organic Matter and its Evolutional Characteristics in Carbonate Source Rocks. *Petroleum Geology & Experiment*, 6(1): 67—70 (in Chinese with English abstract).

Huang, D. F., Li, J. C., 1982. X-Diagram of Kerogen Classification and the Characters of Kerogen of Standard Humic Type. *Geochimica*, 11(1): 21—30 (in Chinese with English abstract).

Huang, D. F., Li, J. C., Zhang, D. J., 1984. Kerogen Types and Study on Effectiveness, Limitation and Interrelation of their Identification Parameters. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2(3): 18—33 (in Chinese with English abstract).

Huo, Z. P., Jiang, T., Pang, X. Q., et al., 2016. Evaluation of Deep Carbonate Source Rocks with Low TOC and Contribution to Oil-Gas Accumulation in Tazhong Area, Tarim Basin. *Earth Science*, 41(12): 2061—2074. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.143>

Jarvie, D. M., 1991. Total Organic Carbon (TOC) Analysis. In: Merrill, R. K., ed., Source and Migration Processes and Evaluation Techniques. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.

Jiang, F. J., Pang, X. Q., Jiang, Z. X., et al., 2010. The Quality Evaluation and Hydrocarbon-Expulsion Characters of Source Rocks in the 3rd Member of Shahejie Formation in the Bohai Sea. *Acta Petrolei Sinica*, 31(6): 906—912 (in Chinese with English abstract).

Katz, B. J., 1995. Petroleum Source Rocks—An Introductory

- Overview. *Casebooks in Earth Sciences*, 76: 1—8. https://doi.org/10.1007/978-3-642-78911-3_1
- Li, H., Ren, Z. L., Gao, H. R., et al., 2015. Quality Evaluation and Hydrocarbon Generation-Expulsion Characteristics of Source Rocks in Upper Paleozoic in the Yanchang Gasfield, Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 35(4): 33—39 (in Chinese with English abstract).
- Li, J. C., Ma, Y. S., Zhang, D. J., et al., 1998. Some Important Scientific Problems on Petroleum Exploration in Marine Formations of China. *Petroleum Exploration and Development*, 25(5): 1—2 (in Chinese with English abstract).
- Liu, D., Yu, C., Huang, S. P., et al., 2015. Using Light Hydrocarbons to Identify the Depositional Environment of Source Rocks in the Ordos Basin, Central China. *Energy, Exploration & Exploitation*, 33(6): 869—890. <https://doi.org/10.1260/0144-5987.33.6.869>
- Liu, X. S., Xi, S. L., Fu, J. H., et al., 2000. Natural Gas Generation in the Upper Paleozoic in Ordos Basin. *Natural Gas Industry*, 20(6): 19—23 (in Chinese with English abstract).
- Liu, Y. T., Yang, S. Y., Hu, K., et al., 2007. Organic Geochemical Features of Mudstone Source Rock from Member 7 Strata of Middle Jurassic Age in the Northern Margin of Qaidam Basin and Its Hydrocarbon-Generation Potential. *Geological Journal of China Universities*, 13(4): 703—713 (in Chinese with English abstract).
- Ma, C. S., Xu, H. Z., Gong, C. H., et al., 2011. Paleo-Oil Reservoir and Jingbian Natural Gasfield of Ordovician Weathering Crust in Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 22(2): 280—286.
- Ma, Y. S., 2006. Marine Oil and Gas Exploration in China. Geological Publishing House, Beijing (in Chinese).
- Ning, N., Chen, M. J., Sun, F. J., et al., 2007. Determination and its Significance of Ancient Oil Pools in Ordovician Weathering Crust, Ordos Basin. *Oil & Gas Geology*, 28(2): 280—286 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., 1995. Principle of Controlling Oil and Gas with Hydrocarbon-Expulsion Threshold and its Application. Petroleum Industry Press, Beijing (in Chinese).
- Peters, K. E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70(3): 318—329.
- Qin, J. Z., Liu, B. Q., Guo, J. Y., et al., 2004. Discussion on the Evaluation Standards of Carbonate Source Rocks. *Petroleum Geology & Experiment*, 26(3): 281—286 (in Chinese with English abstract).
- Qin, J. Z., Liu, B. Q., Zheng, L. J., et al., 2006. Study on Capability of Hydrocarbon Generation and Expulsion from Marine Carbonate Source Rocks. *Oil & Gas Geology*, 27(3): 348—355 (in Chinese with English abstract).
- Qin, J. Z., Tenger, Fu, X. D., 2009. Study of Forming Condition on Marine Excellent Source Rocks and Its Evaluation. *Petroleum Geology and Experiment*, 31(4): 366—372, 378 (in Chinese with English abstract).
- Qin, J. Z., Zheng, L. J., Tenger, 2007. Study on the Restitution Coefficient of Original Total Organic Carbon for High Mature Marine Hydrocarbon Source Rocks. *Earth Science*, 32(6): 853—860 (in Chinese with English abstract).
- Tenger, 2011. Progress and Challenges in the Research of Marine Hydrocarbon Source Rocks. *Natural Gas Industry*, 31(1): 20—25 (in Chinese with English abstract).
- Tissot, B. P., Welte, D. H., 1984. Petroleum Formation and Occurrence. Springer-Verlag, New York.
- Wang, C. G., Wang, Y., Xu, H. Z., et al., 2009. Discussion on Evolution of Source Rocks in Lower Paleozoic of Ordos Basin. *Acta Petrolei Sinica*, 30(1): 38—45, 50 (in Chinese with English abstract).
- Yang, H., Zhang, W. Z., Zan, C. L., et al., 2009. Geochemical Characteristics of Ordovician Subsalt Gas Reservoir and their Significance for Reunderstanding the Gas Source of Jingbian Gasfield, East Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 20(1): 8—14 (in Chinese with English abstract).
- Yang, Y. T., Li, W., Ma, L., 2005. Tectonic and Stratigraphic Controls of Hydrocarbon Systems in the Ordos Basin: A Multicycle Cratonic Basin in Central China. *AAPG Bulletin*, 89(2): 255—269. <https://doi.org/10.1306/10070404027>
- Zhang, S. C., Liang, D. G., Zhang, D. J., 2002. Evaluation Criteria for Paleozoic Effective Hydrocarbon Source Rocks. *Petroleum Exploration and Development*, 29(2): 8—12 (in Chinese with English abstract).
- Zheng, L. J., Guan, D. F., Guo, X. W., et al., 2015. Key Geological Conditions Affecting Pyrolysis Experiments of Marine Source Rocks for Hydrocarbon Generation. *Earth Science*, 40(5): 909—917 (in Chinese with English abstract). <https://doi.org/10.3799/dqkx.2015.075>
- Zhong, N. N., Lu, S. F., Huang, Z. L., et al., 2004a. The Evolution of TOC Value for Source Rock and its Controlling Factors. *Science China Earth Science*, 34(S1): 120—126 (in Chinese with English abstract).
- Zhong, N. N., Lu, S. F., Huang, Z. L., et al., 2004b. An Approach to the Evolution of TOC Value for Source Rock and Its Relation to Efficiencies of Hydrocarbon Generation and Expulsion. *Acta Sedimentologica Sinica*, 22(S1): 73—78 (in Chinese with English abstract).
- Zhou, J., Pang, X. Q., 2002. A Method for Calculating the Quantity of Hydrocarbon Generation and Expulsion. *Pe-*

troleum Exploration and Development, 29(1):24-27
(in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈安定, 2002. 论鄂尔多斯盆地中部气田混合气的实质. 石油勘探与开发, 29(2):33-38.
- 陈安定, 2005. 海相“有效烃源岩”定义及丰度下限问题讨论. 石油勘探与开发, 32(2):23-25.
- 陈安定, 代金友, 王文跃, 2010. 靖边气田气藏特点、成因与成藏有利条件. 海相油气地质, 15(2):45-55.
- 陈建平, 梁狄刚, 张水昌, 等, 2012. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法. 地质学报, 86(7):1132-1142.
- 陈建平, 赵长毅, 何忠华, 1997. 煤系有机质生烃潜力评价标准探讨. 石油勘探与开发, 24(1):1-5.
- 戴金星, 2014. 中国煤成大气田及气源. 北京: 科学出版社, 28-40.
- 戴金星, 李剑, 罗霞, 等, 2005. 鄂尔多斯盆地大气田的烷烃气碳同位素组成特征及其气源对比. 石油学报, 26(1):18-26.
- 关德师, 张文正, 裴戈, 1993. 鄂尔多斯盆地中部气田奥陶系产层的油气源. 石油与天然气地质, 14(3):191-199.
- 韩晓涛, 鲍征宇, 谢淑云, 2016. 四川盆地西南中二叠统白云岩的地球化学特征及其成因. 地球科学, 41(1):167-176. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.013>
- 郝石生, 1984. 对碳酸盐生油岩的有机质丰度及其演化特征的讨论. 石油实验地质, 6(1):67-71.
- 黄第藩, 李晋超, 1982. 干酪根类型划分的 X 图解. 地球化学, 11(1):21-30.
- 黄第藩, 李晋超, 张大江, 1984. 干酪根的类型及其分类参数的有效性、局限性和相关性. 沉积学报, 2(3):18-33.
- 霍志鹏, 姜涛, 庞雄奇, 等, 2016. 塔中地区深层低丰度碳酸盐岩有效烃源岩评价及其对油气藏贡献. 地球科学, 41(12):2061-2074. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2016.143>
- 姜福杰, 庞雄奇, 姜振学, 等, 2010. 渤海海域沙三段烃源岩评价及排烃特征. 石油学报, 31(6):906-912.
- 刘新社, 席胜利, 付金华, 等, 2000. 鄂尔多斯盆地上古生界天然气生成. 天然气工业, 20(6):19-23.
- 刘云田, 杨少勇, 胡凯, 等, 2007. 柴达木盆地北缘中侏罗统大煤沟组七段烃源岩有机地球化学特征及生烃潜力. 高校地质学报, 13(4):703-713.
- 李晋超, 马永生, 张大江, 等, 1998. 中国海相油气勘探若干重大科学问题. 石油勘探与开发, 25(5):1-2.
- 李浩, 任战利, 高海仁, 等, 2015. 延长气田上古生界烃源岩评价及生排烃特征. 天然气工业, 35(4):33-39.
- 马永生, 2006. 中国海相油气勘探. 北京: 地质出版社.
- 马春生, 许化政, 宫长红, 等, 2011. 鄂尔多斯盆地中央隆起带奥陶系风化壳古油藏与靖边大气田关系. 天然气地球科学, 22(2):280-286.
- 宁宁, 陈孟晋, 孙粉锦, 等, 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.
- 庞雄奇, 1995. 排烃门限控油气理论与应用. 北京: 石油工业出版社.
- 秦建中, 刘宝泉, 国建英, 等, 2004. 关于碳酸盐烃源岩的评价标准. 石油实验地质, 26(3):281-286.
- 秦建中, 刘宝泉, 郑伦举, 等, 2006. 海相碳酸盐岩烃源岩生排烃能力研究. 石油与天然气地质, 27(3):348-355.
- 秦建中, 郑伦举, 腾格尔, 2007. 海相高演化烃源岩总有机碳恢复系数研究. 地球科学, 32(6):853-860.
- 秦建中, 腾格尔, 付小东, 2009. 海相优质烃源层评价与形成条件研究. 石油实验地质, 31(4):366-372, 378.
- 腾格尔, 2011. 中国海相烃源岩研究进展及面临的挑战. 天然气工业, 31(1):20-25.
- 王传刚, 王毅, 许化政, 等, 2009. 论鄂尔多斯盆地下古生界烃源岩的成藏演化特征. 石油学报, 30(1):38-45, 50.
- 杨华, 张文正, 咎川莉, 等, 2009. 鄂尔多斯盆地东部奥陶系盐下天然气地球化学特征及其对靖边气田气源再认识. 天然气地球科学, 20(1):8-14.
- 张水昌, 梁狄刚, 张大江, 2002. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准. 石油勘探与开发, 29(2):8-12.
- 郑伦举, 关德范, 郭小文, 等, 2015. 影响海相烃源岩热解生烃过程的地质条件. 地球科学, (5):909-917. <https://doi.org/10.3799/dqkx.2015.075>
- 钟宁宁, 卢双舫, 黄志龙, 等, 2004a. 烃源岩生烃演化过程 TOC 值的演变及其控制因素. 中国科学: 地球科学, 34(S1):120-126.
- 钟宁宁, 卢双舫, 黄志龙, 等, 2004b. 烃源岩 TOC 值变化与其生排烃效率关系的探讨. 沉积学报, 22(S1):73-78.
- 周杰, 庞雄奇, 2002. 一种生、排烃量计算方法探讨与应用. 石油勘探与开发, 29(1):24-27.