



移动扫码阅读

赵楷棣,傅雪海,张 苗,等. 煤系泥页岩有机地球化学特征及生烃潜力评价[J]. 煤炭科学技术,2019,47(11):182-188.doi:10.13199/j.cnki.cst.2019.11.026

ZHAO Kaidi, FU Xuehai, ZHANG Miao, et al. Evaluation of organic geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of coal measure mud shale[J]. Coal Science and Technology, 2019, 47(11): 182-188. doi: 10.13199/j.cnki.cst.2019.11.026

煤系泥页岩有机地球化学特征及生烃潜力评价

赵楷棣¹,傅雪海¹,张 苗¹,程维平²,渠丽珍²

(1.中国矿业大学 煤层气资源与成藏过程教育部重点实验室,江苏 徐州 221116;2.山西省地质矿产研究院,山西 太原 030001)

摘 要:为了研究海陆交互相煤系泥页岩有机地球化学特征,采集沁水盆地榆社-武乡区块中石炭-二叠纪煤系 10 口页岩气井 444 块岩样,在开展总有机碳含量(TOC)、岩石热解、镜质组反射率等测试分析基础上,研究了榆社-武乡区块中石炭-二叠系海陆交互相煤系泥页岩的有机地球化学特征。研究表明:榆社-武乡区块下石盒子组、山西组、太原组泥岩 TOC 平均值分别为 0.90%、2.38%和 2.66%;泥页岩有机质类型主要是Ⅲ型干酪根;绝大多数泥页岩样品的最大热解峰温 T_{\max} 和镜质组反射率 R_o 分别大于 465 ℃和 2.0%,处于过成熟干气阶段,转化率水平较高;有机地球化学特征表明太原组是页岩气勘探的首选层位,山西组具有一定的页岩气资源潜力,而下石盒子组有机质丰度最低,不具资源意义。

关键词:泥页岩气;海陆交互相煤系;有机地球化学特征;沁水盆地

中图分类号:TE132.1

文献标志码:A

文章编号:0253-2336(2019)11-0182-07

Evaluation of organic geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of coal measure mud shale

ZHAO Kaidi¹, FU Xuehai¹, ZHANG Miao¹, CHENG Weiping², QU Lizhen²

(1. Key Laboratory of Coalbed Methane Resources and Reservoir Formation Process, Ministry of Education, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221008, China; 2. Shanxi Provincial Research Institute of Geology and Mineral Resources, Taiyuan 030001, China)

Abstract: In order to study the organic geochemical characteristics of the marine-continental coal-sediment shale, a total of 444 rocks from 10 mud shale gas wells in the Carboniferous-Permian coal system in Yushe-Wuxiang Block of Qinshui Basin were collected, and the total organic carbon content (TOC) was developed. Based on the analysis of rock pyrolysis and vitrinite reflectivity, the organic geochemical characteristics of the Carboniferous-Permian marine-continental coal-sediment mud shale in Yushe-Wuxiang Block were studied. The results show that the average values of TOC from Xiashihezi, Shanxi and Taiyuan Formations in Yushe-Wuxiang Block are 0.90%, 2.38% and 2.66%, respectively. The organic matter types of the mud shale are mainly Type III Kerogen. The maximum pyrolysis peak temperature (T_{\max}) and vitrinite reflectance (R_o) of most mud shale samples are greater than 465 ℃ and 2.0%, respectively, suggesting that the over-mature dry gas stage, and the conversion rate is higher. The organic geochemical characteristics of Carboniferous-Permian coal measure shales indicated that the Taiyuan formation is the preferred horizon for shale gas exploration, and Shanxi formation has a certain mud shale gas resource potential while Xiashihezi Formation has the lowest organic matter abundance and has no resource significance.

Key words: mud shale gas; marine-continental coal sediment; organic geochemical characteristics; Qinshui Basin

0 引 言

页岩气是赋存在暗色泥页岩或高碳泥页岩及其间夹层状粉砂岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、甚至砂

岩中“原地”成藏的天然气聚集”^[1],是煤系非常规天然气的重要组成部分。随北美实现了页岩气商业性生产,泥页岩作为有效油气藏重新受到关注。中国页岩沉积环境包括海相、陆相和海陆交互相^[2]。

收稿日期:2019-06-06;责任编辑:曾康生

基金项目:中国矿业大学双一流建设自主创新专项资助项目(2018ZZCX05)

作者简介:赵楷棣(1992—),男,河南平顶山人,硕士研究生。Tel:13013933903, E-mail:z87263265@163.com

目前已在威远长宁、昭通、涪陵建成3个示范区,2017年海相页岩气产量达到 $90 \times 10^8 \text{ m}^3$ ^[3];对于陆相页岩,2011年,延长油田于鄂尔多斯盆地成功钻探柳坪177井,初始产气量为 $2\,350 \text{ m}^3/\text{d}$ ^[4-5]。然而海陆交互相页岩近年来才受到关注,研究尚处于初步阶段。根据国土资源部相关资料,中国海陆交互相页岩气资源量为 $8.97 \times 10^{12} \text{ m}^3$,海陆交互相页岩的成功开采必将缓解当前的环境和能源压力^[5]。沁水盆地海陆交互相页岩地质资源量为 $0.49 \times 10^{12} \text{ m}^3$,可开采资源量为 $0.11 \times 10^{12} \text{ m}^3$ ^[6]。2017年在沁水盆地榆社-武乡区块钻探了10口钻井,对121件山西组-太原组泥岩样品进行了现场解吸,解吸气量(空气干燥基)为 $0 \sim 5.87 \text{ m}^3/\text{t}$,平均值为 $0.62 \text{ m}^3/\text{t}$,含气量整体偏低。但高含气泥岩的存在表明榆社-武乡区块可能存在页岩气潜力。其次,海陆交互相沉积环境的不稳定性使得泥岩层与煤层、砂岩等互层,为页岩气、煤层气和致密砂岩气的共存共生提供了可能。秦勇等^[7]根据气测录井资料分析认为沁水盆地页岩气最有利勘探层位为太原组,山西组和下石盒子组也有一定的勘探潜力,并提出沁源区块中-南部、郑庄-马必-沁南结合部、柿庄北西北部3个核心区。但值得商榷的是此结果仅根据气显和泥页岩层厚度品位所得,缺乏其他资料的验证。沁水盆地泥页岩有机地球化学特征缺乏相对系统的认识。因此,以沁水盆地中南部榆社-武乡区块石炭-二叠系太原组、山西组和下石盒子组为目的层位,通过系统采集榆社-武乡区块10口钻井泥页岩样品分析其有机地球化学特征,为沁水盆地海陆交互相页岩气勘探提供参考。

1 地质背景

榆社-武乡区块位于沁水盆地中东部,沁水复向斜中段的东翼,面积为 $1\,219.72 \text{ km}^2$ 。地层总体为一走向北东、倾向北西的单斜构造,断层发育,呈现西部多东部少的特点,走向主要以NE、NNE向为主,倾向NWW,中部和北部褶皱发育,向斜与背斜紧邻交替出现,轴迹多呈NNE向(图1)。

榆社-武乡区块泥页岩储层主要分布在上古生界的太原组、山西组和下石盒子组。太原组为海陆交互相沉积,主要发育陆表海碳酸盐台地和障壁海岸沉积,太原组厚为 $91.80 \sim 195.10 \text{ m}$,平均 125.10 m ,由细砂岩、粉砂岩、泥页岩、砂质泥岩、石灰岩及煤层(5~15号煤层)组成,其中泥页岩厚度为 $46.36 \sim 121.70 \text{ m}$,平均 79.36 m 。山西组主要发育三角洲沉积体系,一般以三角洲河口砂坝、支流间湾开

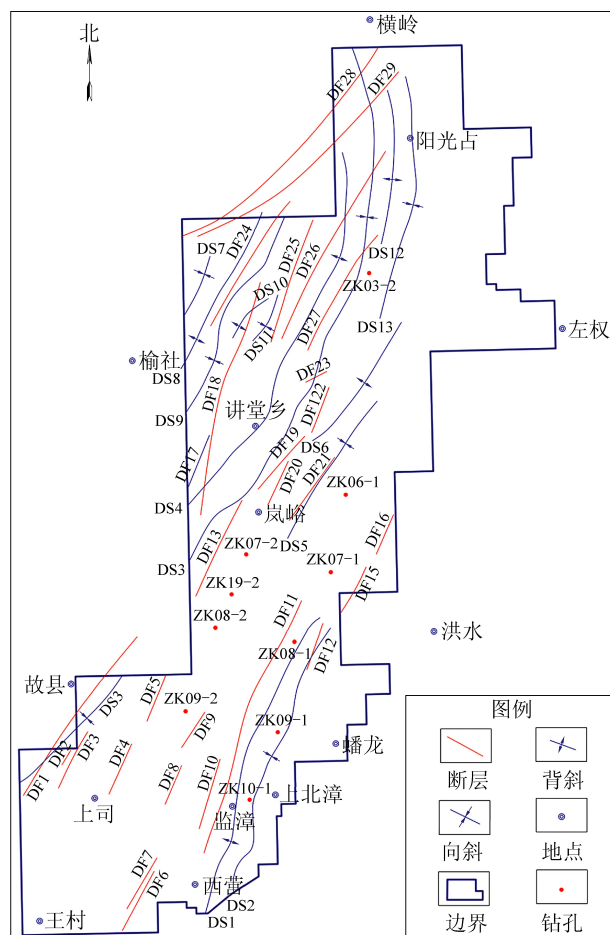


图1 榆社-武乡区块构造纲要

Fig.1 Schematic of structure in Yushe-Wuxiang Block

始过渡到三角洲平原相,山西组厚度为 $19.29 \sim 85.30 \text{ m}$,平均厚 53.39 m ,由灰-黑灰色细砂岩、砂质泥岩、泥岩、粉砂岩和3号煤层组成,其中泥岩厚度为 $12.04 \sim 81.90 \text{ m}$,平均 35.95 m 。下石盒子组沉积于山西组之上,地层厚度为 $80 \sim 191 \text{ m}$,主要发育三角洲平原相,由灰色-黄绿色砂岩、泥岩为主,其中泥岩厚度为 $25.30 \sim 114.70 \text{ m}$,平均 65.26 m 。3套地层中,太原组和下石盒子组泥页岩厚度远大于山西组。

2 试样测试方法与标准

系统地采集了榆社-武乡区块10口钻井(ZK03-2、ZK06-1、ZK07-1、ZK07-2、ZK08-1、ZK08-2、ZK09-1、ZK09-2、ZK10-1、ZK19-2,图1)石炭-二叠系泥页岩样品444块,其中,太原组、山西组和下石盒子组分别为280、111和53件。对采集样品开展了有机地球化学参数测试。其中,总有机碳含量(TOC)444件(太原组280件,山西组111件,下石盒子组53件)、岩石热解88件(太原组54件,山西组22件,下石盒子组12件)、镜质组反射率(R_o)53件(太原组

29件,山西组19件,下石盒子组5件)。总有机碳含量和岩石热解试验在中国石化华东分公司试验研究中心进行。TOC含量测试依据GB/T 19560—2008《煤的高压等温吸附试验方法》进行,约10 g粒径为(165 μm)的泥页岩粉碎样用稀盐酸(5%)加热12 h,然后用高纯水冲洗数次以除去碳酸盐后在CLECO CS-230碳-硫分析仪上测定其有机碳含量;岩石热解试验仪器为OG-2000V型油气显示评价仪,执行GB/T 18602—2012《岩石热解分析》,试验参数包括最大热解峰温(T_{\max} , $^{\circ}\text{C}$)、 S_0 (气态烃量, mg/g)、 S_1 (可溶烃量, mg/g)、 S_2 (热解烃量, mg/g);镜质体反射率(R_o , %)使用MPV-SP显微光度计在室内常温下进行测量,每个样品测量点数30点,执行石油天然气行业标准SY/T 5124—1995《沉积岩中镜质组反射率测定方法》。

3 有机地球化学特征

3.1 有机质丰度

有机质丰度是页岩气富集的重要影响因素,是页岩气地质评价和储量计算的重要指标。页岩有机质丰度评价指标主要包括总有机碳含量(TOC, %)、岩石热解产气潜量($S_0 + S_1 + S_2$, mg/g)、有效碳(PC, %)和氯仿沥青“A”^[8]。陈建平等^[9]将煤系烃源岩的产烃潜量下限定为0.5 mg/g ,对应的TOC为0.75%。一般认为TOC含量超过0.5%的泥页岩为烃源岩,而具有商业性开发价值的页岩储层有机碳含量下限为2.0%^[10]。

由于碳质泥页岩的存在和煤层的影响,煤系泥页岩TOC含量变化很大。榆社-武乡区块444件泥页岩样品TOC含量的统计结果显示煤系泥页岩TOC含量为0.10%~34.37%,平均值为2.40%,主要分布在0.5%~4.0%,TOC>2%的样品占35.10%(图3),其中非烃源岩(TOC<0.5%)占比8.78%,烃源岩占比91.22%。下石盒子组泥岩TOC含量为0.10%~6.26%,平均值为0.90%,TOC>2%的样品仅占5.66%,非烃源岩占比39.62%;山西组泥页岩TOC含量为0.19%~24.97%,平均值为2.38%,TOC>2%的样品占33.33%,非烃源岩占比6.31%;太原组泥页岩TOC为0.21%~34.37%,平均值为2.66%,主要分布在1%~4%,占74.64%,其中TOC>2%的样品占40.71%,非烃源岩占比3.93%(图2)。太原组泥页岩有机质丰度相对较高,山西组次之,而下石盒子组有机质丰度最低。由此可见,虽然下石盒子组泥页岩具有较高的厚度品位,但其有机质丰度较低,94.34%样品的TOC低于2%,资源潜力不

大。在上述3套地层中,太原组在厚度和有机质丰度方面均优于其他2个层位,可以作为页岩气勘探的首选层位。

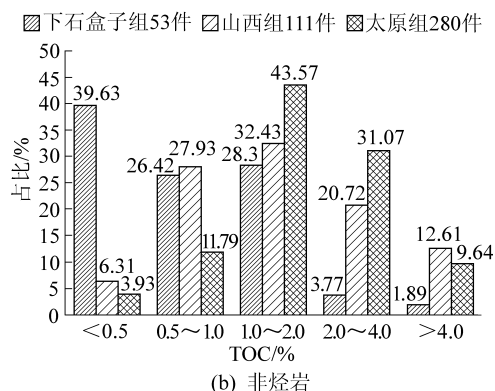
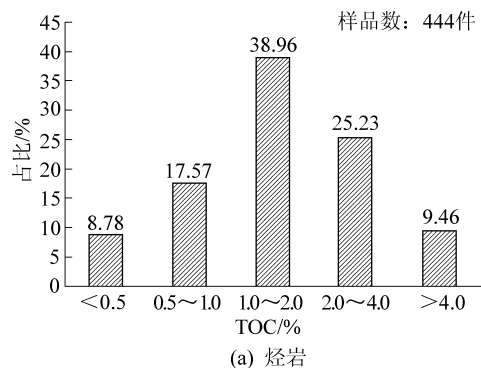


图2 榆社-武乡区块煤系泥页岩TOC分布柱状图
Fig.2 TOC distribution of coal measure mud shales in Yushe-Wuxiang Block

岩石热解参数可以用于干酪根类型、有机质丰度及有机质热演化阶段的判断。榆社-武乡区块泥页岩热解烃含量(S_2)整体为0.001 1~5.560 0 mg/g ,平均值为0.460 0 mg/g ,指示榆社-武乡区块泥页岩主要为差烃源岩($S_2 < 2.5 \text{ mg/g}$),中等烃源岩较少^[11]。其中下石盒子组泥页岩热解烃含量(S_2)为0.05~1.87 mg/g ,山西组泥页岩热解烃量(S_2)为0.17~1.82 mg/g ,太原组泥页岩热解烃含量(S_2)为0.001 1~5.560 0 mg/g ,中等烃源岩集中在太原组中。产烃潜量($P_c = S_0 + S_1 + S_2$)是衡量烃源岩总体生烃能力的直接标志,产油潜量($P = S_1 + S_2$)是烃源岩生油潜力的表征参数。榆社-武乡区块泥页岩产烃潜量PG为0.031~5.630 mg/g ,平均值为0.480 mg/g ;产油潜量P为0.030~5.630 mg/g ,平均值为0.476 mg/g ,97.75%的泥页岩产烃潜量 P_c 和产油潜量P低于2 mg/g (图4,表3),指示榆社-武乡区块泥页岩主要为差-极好生油岩,生油能力差,但具有一定的生气能力,可作为气源岩。榆社-武乡区块下石盒子组泥页岩产烃潜量 P_c 为0.06~1.91 mg/g ,平均值为0.50 mg/g ,为非-中等烃源岩,主要为非-差等烃源

岩;山西组泥页岩产烃潜量 P_G 为 $0.031 \sim 1.85 \text{ mg/g}$, 平均值为 0.49 mg/g , 为差-很好烃源岩, 主要为差-中等烃源岩;太原组泥页岩产烃潜量 P_G 为 $0.03 \sim 5.63 \text{ mg/g}$, 平均值为 0.47 mg/g , 主要为差-中等烃源岩(图3,图4,表1)。

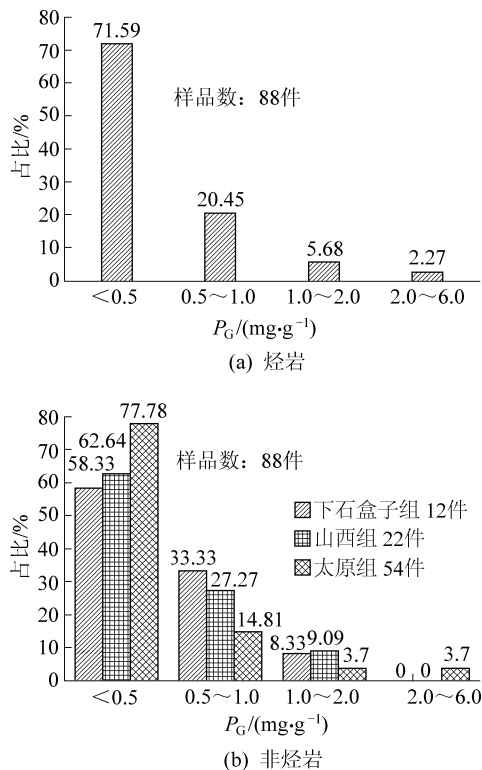


图3 泥页岩产烃潜量 P_G 与 $(S_0+S_1+S_2)$ 分布柱状

Fig.3 Potential of generating hydrocarbon P_G and $(S_0+S_1+S_2)$ of coal measure mud shales

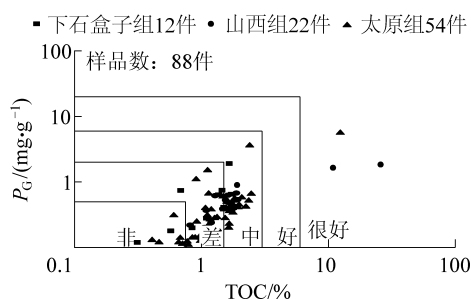


图4 榆社-武乡区块泥页岩 TOC- P_G 关系

Fig.4 Plot of TOC vs P_G of mud shales in Yushe-Wuxiang Block

氢指数可以用于烃源岩有机质丰度和干酪根类型的判断。榆社-武乡区块泥页岩氢指数 (HI) 为 $0.032 \sim 115.810 \text{ mg/g}$, 平均值为 24.370 mg/g , 92.13% 的样品氢指数 (HI) 低于 50 mg/g 。其中下石盒子组氢指数为 $7.69 \sim 115.81 \text{ mg/g}$, 平均值为 48.59 mg/g , 58.33% 的泥页岩样品氢指数低于 50 mg/g ;山西组泥页岩氢指数为 $2.31 \sim 50.00 \text{ mg/g}$, 95.45% 的泥页岩样品氢指数低于 50 mg/g ;太原组泥

表1 榆社-武乡区块不同含煤地层泥页岩有机地化参数
Table 1 Rock pyrolysis parameters of coal measure mud shales from different formations in Yushe-Wuxiang Block

参数	下石盒子组	山西组	太原组
TOC/%	0.10~6.26 0.90	0.19~24.97 2.38	0.21~34.37 2.66
$T_{\max}/^{\circ}\text{C}$	306.17~552.84 502.67	311.00~562.84 505.99	382.4~575.80 530.88
$S_2/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	0.05~1.87 0.47	0.02~1.82 0.459	0.001~5.56 0.455
产油潜量 $P/(\text{mg} \cdot \text{g})$	0.06~1.91 0.5	0.03~1.85 0.49	0.03~5.63 0.47
产烃潜量 $P_G/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	0.06~1.91 0.5	0.03~1.85 0.5	0.03~5.63 0.48
产率指数 $PI/\%$	0~0.25 0.076	0~0.45 0.077	0.006~0.96 0.11
有效碳 $PC/\%$	0~0.16 0.04	0.003~0.15 0.04	0.003~0.47 0.04
氢指数 $HI/(\text{mg} \cdot \text{g}^{-1})$	6.71~112.68 40.88	2.39~46.8 23.1	0.11~46.28 26.17
降解潜率 $D/\%$	0.67~9.55 3.63	0.36~4.02 2.04	0.29~12.47 2.34

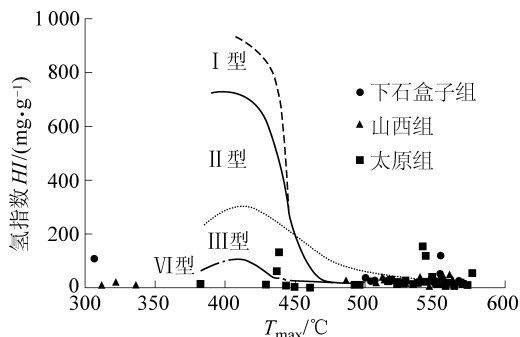
页岩氢指数为 $0.03 \sim 66.67 \text{ mg/g}$, 平均值为 16.34 mg/g , 98.15% 的泥页岩样品氢指数低于 50 mg/g 。榆社-武乡区块大部分样品氢指数 (HI) 低于 50 mg/g , 反映榆社-武乡区块煤系泥岩以差烃源岩为主。榆社-武乡区块泥页岩有效碳 (P_G) 为 $0.002 \sim 0.467 \%$, 平均值为 0.040% , 整体低于 0.170% , 其中下石盒子组泥页岩有效碳 (P_G) 为 $0.005 \sim 0.159 \%$, 山西组泥页岩有效碳 (P_G) 为 $0.003 \sim 0.154 \%$, 太原组泥页岩有效碳 (P_G) 为 $0.003 \sim 0.467 \%$, 仅 2 个样品有效碳含量大于 0.17% , 指示榆社-武乡区块泥页岩主要为差烃源岩, 中等烃源岩集中在太原组。产烃潜量 P_G 、产油潜量 P 、氢指数 HI 和有效碳 P_G 等热解参数结果显示榆社-武乡区块泥页岩主要为差-中等烃源岩, 且中等烃源岩及少量好-极好烃源岩集中在山西组和太原组, 而下石盒子组泥页岩生烃潜力相对较差。

3.2 有机质类型

有机质类型是衡量有机质生烃演化属性的度量标志。烃源岩有机质富氢程度的高低, 是影响有机质生烃潜能和生烃属性的重要因素, 不同类型有机质具有不同的生烃潜力。关于有机质类型分类方法, 笔者采用岩石热解参数氢指数 HI -最大热解峰温法、有机质显微组分法和氢指数 HI -降解潜率 D 法等进行干酪根类型判断。

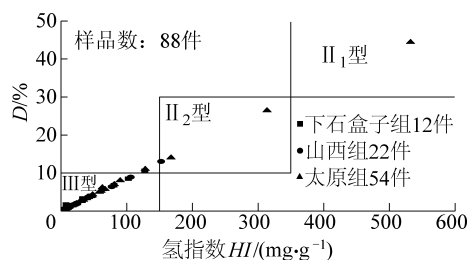
干酪根类型可以根据干酪根类型指数来确定:

$TI > 80$, I 型(腐泥型干酪根); $40 < TI < 80$, II₁型(腐植-腐泥型)干酪根; $0 < TI < 40$, II₂型(腐泥-腐植型)干酪根; $TI < 0$, III型(腐植型)干酪根^[12]。榆社-武乡区块泥岩干酪根类型指数(TI)为 $-88 \sim 37$, 其中86.89%的样品 $TI < 0$, 表明榆社-武乡区块泥岩干酪根类型主要为III型干酪根, 部分为II₂型干酪根。烃源岩最大热解峰温(T_{max})与氢指数(HI)关系图反映榆社-武乡区块泥岩-二叠系泥页岩有机质类型主要为III型干酪根, 有利于页岩气的生成, 部分为II型和IV型干酪根(图5)。榆社-武乡区块泥页岩降解潜率 D 为0.67%~12.47%, 96.59%的样品降解潜率 D 低于10%, 其中下石盒子组泥页岩降解潜率 D 为0.67%~9.55%, 山西组降解潜率 D 为0.36%~4.02%, 太原组泥页岩降解潜率 D 为0.29%~44.42%, 主要分布在10%以下, 指示榆社-武乡区块有机质类型主要为III型(腐植型), 仅太原组有3个样品降解潜率 D 为10%~30%, 为II₂型(腐泥-腐植型), 1个样品降解潜率 D 为44.42%, 为II₁型干酪根(腐植-腐泥型), 与干酪根类型指数判别结果较为一致。

图5 最大热解峰温(T_{max})-氢指数(HI)图版Fig.5 Plot of T_{max} and HI

3.3 有机质热演化程度

有机质成熟度是表征泥页岩储层成烃有效性和产物性质的重要参数^[15], 相同类型的有机质类型, 因成熟度的差异使烃源岩具有不同的产气能力。有机质处于成熟生气阶段是形成天然气的重要地质条件。表征烃源岩成熟度最常用的指标有镜质体反射率(R_o)和热解峰温(T_{max})。榆社-武乡区块泥页岩有机质成熟度(R_o)为1.86%~3.36%, 平均值为2.53%, 绝大部分泥页岩样品处于过成熟阶段。对不同层位泥页岩统计表明, 下石盒子组泥页岩镜质体反射率为1.93%~2.37%, 平均值为2.06%; 山西组为1.92%~2.74%, 平均值为2.42%; 太原组为2.12%~3.36%, 平均值为2.56%。随埋深的增加, 有机质热演化程度增加(图7、图8)。

图6 榆社-武乡区块泥页岩降解潜率 D Fig.6 Plot of HI and D of mud shales in Yushe-Wuxiang Block

热成因气高产气率 $R_o = 1.1\% \sim 3.0\%$ ^[16]。榆社-武乡区块大部分泥页岩样品成熟度为2.0%~3.0%, 处于过成熟干气阶段, 经历了强烈的热降解作用, 有利于页岩气的富集。

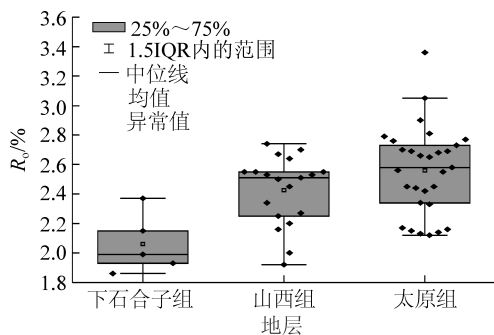


图7 泥页岩有机质成熟度分布

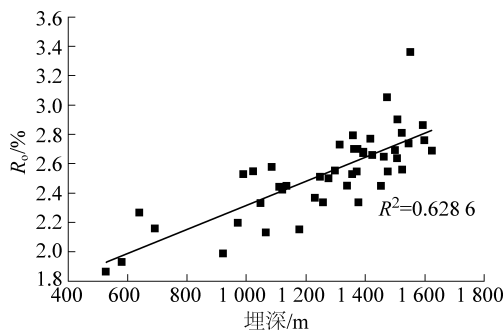
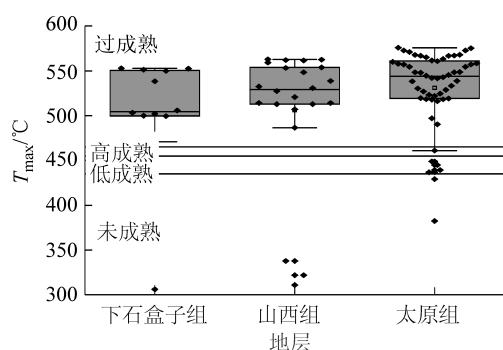
Fig.7 R_o distribution of coal measure mud shales

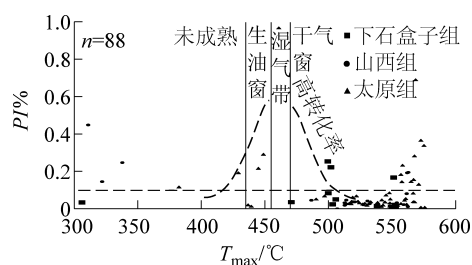
图8 有机质成熟度与埋深之间的关系

Fig.8 Relationship between R_o and buried depth

利用最大热解峰温和产率指数(PI)对榆社-武乡区块泥页岩有机质热演化阶段进行辅助分析。最大热解峰温 T_{max} 划分泥页岩有机质热演化阶段的温度节点分别为435、455、和465℃, 分别对应未成熟阶段、低成熟阶段、高成熟阶段和过成熟阶段^[10]。榆社-武乡区块下石盒子组泥页岩 T_{max} 为306.17~552.84℃, 平均值为502.67℃, 山西组泥页岩 T_{max} 为311.00~562.84℃, 平均值为505.99℃, 太原组泥页岩 T_{max} 为382.42~575.80℃, 平均值为530.88℃(图9)。

图9 石炭-二叠系泥页岩 T_{\max} 分布Fig.9 T_{\max} distribution of Carboniferous-Permian coal measure mud shales

整体上 87.50% 的泥页岩样品处于过成熟阶段,在下石盒子组、山西组和太原组样品中分别占 91.67%、90.90% 和 87.04%。榆社-武乡区块泥页岩产率指数 P_2 为 0~0.965, 平均值为 0.096%, 而下石盒子组为 0~0.25, 平均值为 0.08; 山西组为 0~0.448, 平均值为 0.071; 太原组为 0.006~0.965, 平均值为 0.107。太原组泥页岩样品的岩石热解产率指数 PI 更加接近生油岩的最低标准 0.10, 太原组泥页岩转化率更高。 T_{\max} - PI 图显示榆社-武乡区块泥页岩热演化阶段主要处于过成熟阶段干气窗阶段, 烃类转化率水平高^[1], 有机质大量生成干气(图 10)。

图10 泥页岩 T_{\max} -产率指数(PI)Fig.10 Plot of T_{\max} and PI of mud shales

4 结 论

1) 榆社-武乡区块下石盒子组、山西组、太原组泥页岩中 TOC 含量平均值分别为 0.90%、2.38% 和 2.66%, 太原组泥页岩有机质丰度相对较高, 山西组次之, 下石盒子组为差烃源岩。

2) 干酪根类型指数和最大热解峰温 (T_{\max})-氢指数 (HI) 图版均显示榆社-武乡区块海陆交互相煤系泥页岩有机质类型以Ⅲ型干酪根为主。

3) 榆社-武乡区块石炭-二叠系泥页岩有机质热演化阶段主要处于过成熟干气阶段, 绝大部分样品镜质组反射率 (R_o) 大于 2.0%, 最大热解峰温

(T_{\max}) 大于 465 °C, 转化率水平较高。

4) 根据泥页岩生烃潜力, 太原组是页岩气最有利勘探层位, 山西组次之。

参考文献 (References):

- [1] 张金川, 金之钧, 袁明生. 页岩气成藏机理和分布[J]. 天然气工业, 2004, 24(7): 15-18.
ZHANG Jinchuan, JIN Zhiyun, YUAN Mingsheng. Reservoir mechanism of shale gas and its distribution[J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(7): 15-18.
- [2] YANG C, ZHANG J, TANG X, et al. Comparative study on micro-pore structure of marine, terrestrial, and transitional shales in key areas, China[J]. International Journal of Coal Geology, 2017, 171: 76-92.
- [3] 李鹭光, 王红岩, 刘合, 等. 天然气助力未来世界发展: 第 27 届世界天然气大会 (WGC) 综述[J]. 天然气工业, 2018, 38(9): 1-9.
LI Luguang, WANG Hongyan, LIU He, et al. Natural gas fueling the world's future: A brief summary from the 27th World Gas Conference (WGC)[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(9): 1-9.
- [4] ZHANG Q, PANG Z, ZHANG J, et al. Qualitative and quantitative characterization of a transitional shale reservoir: a case study from the Upper Carboniferous Taiyuan shale in the eastern uplift of Liaohede Depression, China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2017, 80: 307-320.
- [5] JIANG F, CHEN D, WANG Z, et al. Pore characteristic analysis of lacustrine shale: a case study in the Ordos Basin, NW China[J]. Marine and Petroleum Geology, 2016, 73: 554-571.
- [6] 秦勇, 梁建设, 申建, 等. 沁水盆地南部致密砂岩和页岩的气测显示与气藏类型[J]. 煤炭学报, 2014, 39(8): 1559-1565.
QIN Yong, LIANG Jianshe, SHEN Jian, et al. Gas logging shows and gas reservoir types in tight sandstones and shales from Southern Qinshui Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(8): 1559-1565.
- [7] 刘小平, 刘庆新, 刘杰, 等. 黄骅坳陷沧东凹陷孔二段富有机质泥页岩地球化学特征[J]. 岩性油气藏, 2015, 27(6): 15-22.
LIU Xiaoping, LIU Qingxin, LIU Jie, et al. Geochemical characteristics of organic-rich shales of the second member of Kongdian Formation in Cangdong Sag, Huanghua Depression[J]. Lithologic Reservoirs, 2015, 27(6): 15-22.
- [8] 陈建平, 赵长毅. 煤系有机质生烃潜力评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 1997, 27(1): 1-5.
CHEN Jianping, ZHAO Changyi. Criteria for evaluating the hydrocarbon generating potential of organic matter in coal measures[J]. Petroleum exploration and development, 1997, 27(1): 1-5.
- [9] 钱宇, 王作栋, 张婷, 等. 准噶尔盆地东部侏罗系烃源岩和天然气地球化学特征及低成熟气勘探前景[J]. 石油学报, 2017, 38(1): 44-54.
QIAN Yu, WANG Zuodong, ZHANG Ting, et al. Geochemical characteristic of Jurassic source rocks and natural gas in the eastern Jungar Basin and exploration potential of low-mature gas[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017, 38(1): 44-54.

- [10] 刘会虎,胡宝林,薛俊华,等.淮南地区石炭-二叠系泥页岩有机地球化学特征[J].中南大学学报:自然科学版,2016,47(6):2100-2109.
LIU Huihu, HU Baolin, XUE Junhua, *et al.* Organic geochemical characteristics of Carboniferous-Permian mud shale from Huainan area[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2016, 47(6): 2100-2109.
- [11] PETERS K E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis[J]. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1986, 70(3): 318-329.
- [12] 曹庆英.透射光下干酪根显微组分鉴定及类型划分[J].石油勘探与开发, 1985, 5(5): 14-23.
CAO Qingying. Identification of micro-components and types of kerogen under transmitted light[J]. Petroleum Exploration and Development, 1985, 5(5): 14-23.
- [13] MENDHE V A, MISHRA S, VARMA A K, *et al.* Gas reservoir characteristics of the Lower Gondwana Shales in Raniganj Basin of Eastern India[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016, 419: 649-664.
- [14] SY/T5735—1995, 陆相烃源岩地球化学评价方法[S].
- [15] 付娟娟,郭少斌,高全芳,等.沁水盆地煤系地层页岩气储层特征及评价[J].地学前缘, 2016, 23(2): 167-175.
FU Juanjuan, GUO Shaobin, GAO Quanfang, *et al.* Reservoir characteristics and enrichment conditions of shale gas in the Carboniferous-Permian coal-bearing formations of Qinshui Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2016, 23(2): 167-175.
- [16] 李延钧,刘欢,张烈辉,等.四川盆地南部古生界龙马溪组页岩气评价指标下限[J].中国科学:地球科学, 2013, 43(7): 1088-1095.
LI Yanjun, LIU Huan, ZHANG Liehui, *et al.* Lower limits of evaluation parameters for the lower Paleozoic Longmaxi shale gas in southern Sichuan Province[J]. Science China: Earth Sciences, 2013, 56(5): 710-717.
- [17] 肖文瑶,吕修祥,白忠凯,等.塔西南坳陷侏罗系泥页岩特征及页岩气潜力分析[J].煤炭学报, 2016, 41(S2): 491-501.
XIAO Wen Yao, LYU Xiuxiang, BAI Zhongkai, *et al.* Characteristics of Jurassic shales and potential of shale gas in southwest depression of Tarim Basin[J]. Journal of China Coal Society, 2016, 41(S2): 491-501.