

泥岩与页岩地化特征对比 ——以鄂尔多斯盆地安塞地区延长组7段为例

范柏江¹,梅启亮²,王小军²,孟越²,黄启江²

(1. 延安大学 石油工程与环境工程学院, 陕西 延安 716000; 2. 中国石油 长庆油田分公司, 陕西 西安 710018)

摘要:鄂尔多斯盆地安塞地区,延长组7段(长7段)发育优质的页岩与泥岩烃源岩。开展泥岩与页岩的区别研究,有助于评价页岩与泥岩的品质,识别它们对油气资源的贡献。基于25口重点探井开展了岩心描述工作,同时选取泥岩及页岩样品共计81块开展地球化学测试与分析,以获得泥岩与页岩的地化特征并开展差异性对比。结果表明,长7段泥岩与页岩均处于热成熟生油的热演化范围、有机质丰度均达到好烃源岩标准、页岩有机质类型以I型与II₁型为主,而泥岩有机质类型以II₁与II₂型为主。在页岩与泥岩的地化特征对比上发现,页岩有机质丰度显著高于泥岩,其中最主要的影响因素是有机碳含量大于4%的页岩样品数量较多;页岩有机质类型更偏于生油,其中最主要的影响因素是高氢指数的腐泥质组分相对丰富;页岩的游离烃、热解烃以及生烃潜量均优于泥岩,但页岩中孔隙及微裂缝对游离烃的统计影响更大;由于页岩孔隙及微裂缝更容易发育,泥岩对烃类的滞留能力可能更强,而页岩中烃类的排运相对容易;泥岩与页岩的生标参数并无显著差异。

关键词: 泥岩;页岩;地化差异;延长组;安塞地区;鄂尔多斯盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Geochemical comparison of mudstone and shale—A case study of the 7th member of Yanchang Formation in Ansai area, Ordos Basin

Fan Bojiang¹, Mei Qiliang², Wang Xiaojun², Meng Yue², Huang Qijiang²

(1. School of Petroleum Engineering and Environmental Engineering, Yan'an University, Yan'an, Shaanxi 716000, China;

2. Changqing Oilfield Branch of PetroChina, Xi'an, Shaanxi 710018, China)

Abstract: High-quality shale and mudstone source rocks are developed in the 7th member of Yanchang Formation (Chang 7 member) in Ansai area within the Ordos Basin. A study of geochemical differences of the two rocks was considered necessary for evaluating their quality and identifying their contributions to oil and gas reservoirs. A core description of the Chang 7 member was then carried out based on 25 key exploration wells and a geochemical comparison of the rocks was also performed based on 81 mudstone and shale samples gathered from the member in the wells. The results show that both shale and mudstone samples are good source rocks with their thermal maturation and organic matter abundance values within favorable ranges, except that the shale samples are dominated by Types I and II₁ organic matters whereas the mudstone samples are dominated by Types II₁ and II₂ organic matters. Compared with mudstone in terms of geochemical features, shale has significantly higher abundance of organic matter with more shale samples having TOC values greater than 4% and is more oil-prone as it contains higher content of sapropel. Shale also has higher contents of free and pyrolysis hydrocarbons and greater hydrocarbon-generating potential than mudstone. However, it should be noted that the occurrence of more pores and micro-fractures in shale may have a greater impact on the content measurements of free hydrocarbon. Compared with shale, in which pores and micro-fractures are easily developed and serve as pathways for hydrocarbon expulsion and migration, mudstone demonstrates stronger retention capacity for hydrocarbons. In addition, there is no significant difference between shale and mudstone in terms of biomarker parameters.

Key words: mudstone, shale, geochemical difference, Yanchang Formation, Ansai area, Ordos Basin

收稿日期:2019-06-12;修订日期:2020-09-18。

第一作者简介:范柏江(1983—),男,博士、副教授,常规及非常规油气成藏机理研究及教学。E-mail:632258611@qq.com。

基金项目:国家自然科学基金项目(41702136);陕西省教育厅专项(19JK0968);陕西省自然科学基金基础研究项目(2019JQ-308)。

关于页岩与泥岩的判别标准,目前尚存在一定的争议^[1-2]。部分学者认为可按照“泥页岩”的命名方式进行统一的综合研究,没有必要进行具体区分^[3-4]。部分学者认为“泥岩”与“页岩”在结构、构造、沉积过程上可能存在巨大的区别,因而主张进行区别研究^[5-7]。毫无疑问,从取心的揭示来看,部分样品的命名确实存在归属困难的问题。事实上,上述争议与具体研究并无相悖,研究者可根据研究需要或实际地质条件进行综合考虑。以鄂尔多斯盆地三叠系延长组内部为例,与邻近的泥岩相比较而言,延长组 7 段(长 7 段)页岩的地质特征异常显著,泥岩与页岩容易进行区分。从研究层面上看,三叠系延长组烃源岩为常规油气及非常规油气提供了充足的油气来源,但页岩烃源岩对油气的贡献有多大始终没有定论。

前人对鄂尔多斯盆地的烃源岩展布开展了大量工作,部分研究者认为安塞地区的烃源岩厚度小于 10 m,大部分地区小于 5 m^[8]。上述研究主要基于长 7 段页岩的空间展布来确定。泥岩能否作为烃源岩尚缺乏研

究,泥岩对研究区的油气贡献缺乏探索。因此,开展泥岩与页岩的区分研究,有助于评价页岩与泥岩的烃源岩品质,识别它们对油气资源的贡献。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地是中国第二大沉积盆地,盆地面积 $37 \times 10^4 \text{ km}^2$ ^[9]。该盆地三叠系延长组的沉积经历了湖盆由发生、发展、消亡的整个地史演化阶段,自下而上依次发育十段地层(图 1)。在鄂尔多斯盆地安塞地区,三叠系长 7 段发育于湖盆的最大扩张期,泥岩与页岩都有可能大规模发育。前人研究表明,长 7 段页岩是本区主要的供烃源岩之一,它为常规及非常规油气的提供了充足的油气来源^[10]。当前,安塞地区 80% 的石油产量来自于长 6 段,而其他层位产量仅占 20%。2017 年以来,在老井复查工作中,长 7 段新获得工业油流的井 3 口。但是,本区的烃源岩特征尚不明确,长 7 段中的高产油来自于泥岩还是页岩尚不清楚。对于

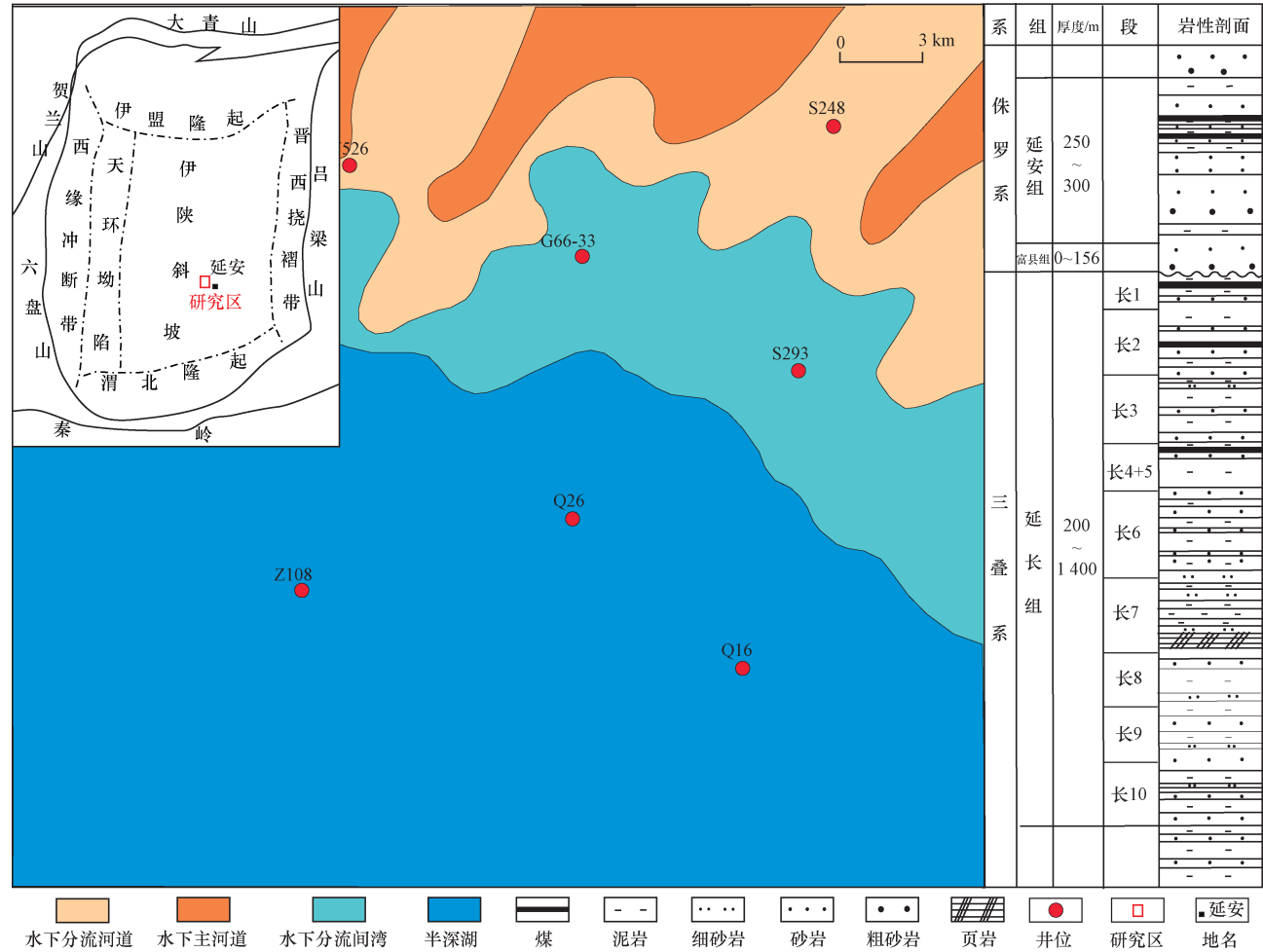


图 1 鄂尔多斯盆地安塞地区地层发育情况及长 7 段沉积相
Fig. 1 Stratigraphic development and sedimentary facies of the Chang 7 member in Ansai area, Ordos Basin

页岩和泥岩分别开展地化特征研究,有助于识别烃源岩品质、区分主要烃源岩与次要烃源岩、进而判断它们对油藏的供烃贡献。

安塞地区由于远离深湖中心,受到陆源输入的影响,岩性变化较大,各种岩性交互发育(图 2)。页岩与泥岩在电性特征上亦具有一定的差异性。针对研究区近百余个样品的统计发现,页岩的电性特征表现为,自然伽马大于 100 API、电阻率大于 $40\ \Omega\cdot\text{m}$ 、密度小于 $2.5\ \text{g}/\text{cm}^3$ 、声波时差大于 $250\ \mu\text{s}/\text{m}$;泥岩的电性特征表现为,自然伽马在 100 API 上下波动、电阻率在 $30\sim40\ \Omega\cdot\text{m}$ 、密度在 $2.6\ \text{g}/\text{cm}^3$ 上下、声波时差大于 $225\ \mu\text{s}/\text{m}$ 或小于 $250\ \mu\text{s}/\text{m}$ 。

本研究将鄂尔多斯盆地中部地区的烃源岩划分为页岩和泥岩两种类型。其中,页岩是指岩石均质性强,砂质成份少的纯页岩,其岩石学特征:①颜色深,以黑

色及褐色、深褐色颜色为主(图 3a,b);②新鲜面多具不同程度的光泽(图 3b,c);③岩石断面相对光滑且整齐(图 3b,c);④取心过程中容易破碎(图 3d);⑤容易发育水平层理且沿层理面易断裂(图 3a);⑥岩屑往往表现出坚固特性且在局部容易剥落(图 3c);⑦单层厚度往往较大;平面延伸远;⑧动物及植物的遗体、遗迹非常容易保存(图 3e,f)。

泥岩的岩石学特征:①颜色变化大,涵盖了浅灰色、灰色、深灰色、褐色、黑色等多种颜色(图 3g—j);②往往含有少量砂质成份;③新鲜面不具光泽(图 3g—j);④在取心过程中不容易破碎;⑤岩石的断面相对粗糙且不平整(图 3g—j);⑥不容易发育水平层理(图 3a);⑦岩屑往往比较脆弱且松散;⑧单层厚度的变化较大,平面延伸可近可远;⑨可保存动物及植物的遗体、遗迹(图 3i,j)。

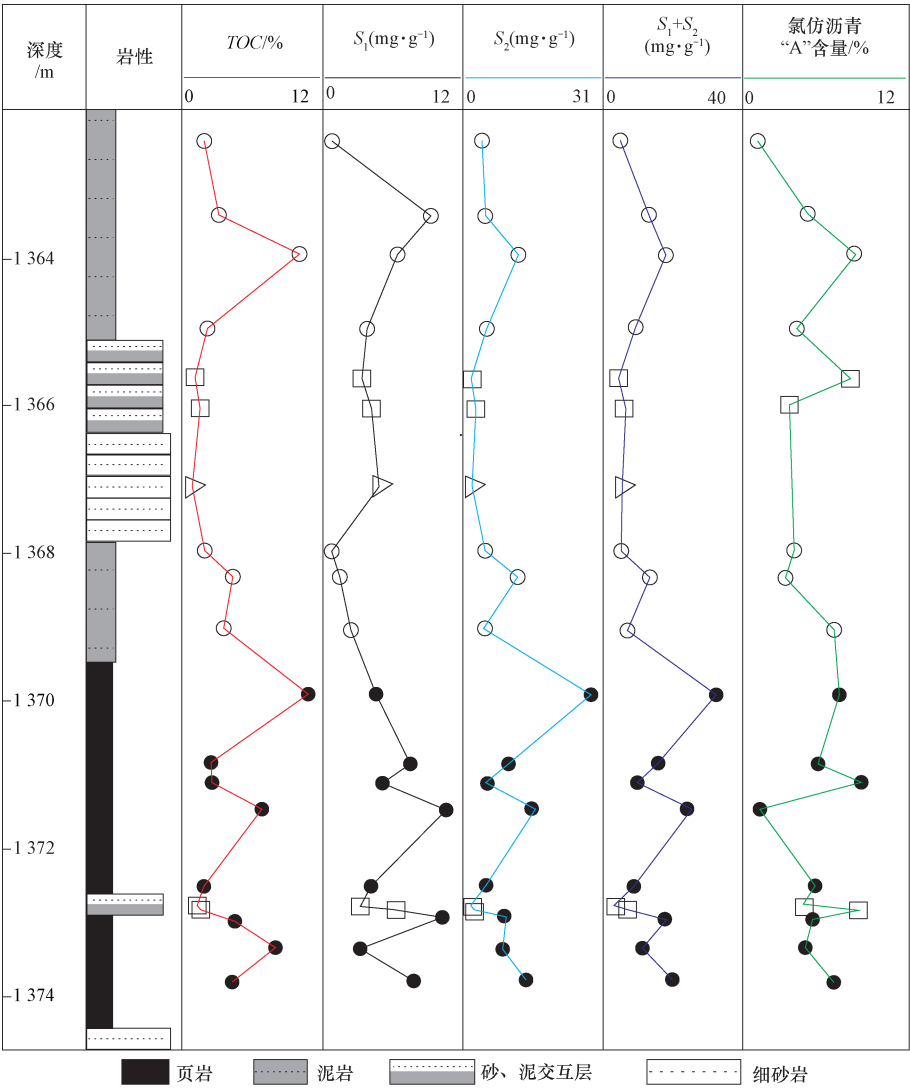


图 2 鄂尔多斯盆地安塞地区 D199 井不同岩性的组合关系及地化特征

Fig. 2 Different lithology combinations and geochemical parameters in Well D199, Ansai area, Ordos Basin

S_1 : 游离烃; S_2 : 热解烃

2 测试方法与结果

针对研究区的 25 口重点探井,开展了长 7 段的精细岩心描述并取样。本次共计获得泥岩及页岩样品 81 块;样品埋深在 1 050 ~ 1 800 m。基于上述样品,开展了有机碳含量测试、岩石热解、镜质体反射率、索式抽提、族组分分离、饱和烃色谱质谱等地球化学测试与分析。有机碳含量分析采用 Vario TOC 仪。镜质体反

射率采用 MPV - SP 测试系统。岩石热解采用 Rock - eval 型热解仪。索式抽提基于溶剂回流和虹吸原理进行。族组分分离采用柱层析法。饱和烃色谱质谱采用色质联用仪(5975MSD 型)。

对 25 口重点探井,总计 81 块泥岩及页岩样品的地化特征进行了分类与统计(表 1,表 2)。根据陆相烃源岩有机质丰度的评价标准,研究区的泥岩与页岩烃源岩均达到了好烃源岩的标准^[11-13]。由此可见,页岩和泥岩均可能对研究区的油气藏具有烃类贡献。从泥



图 3 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩岩心对比

Fig. 3 Core comparison between shale and mudstone samples taken from Ansai area, Ordos Basin

a. S31 - 14 井,埋深 1 141.68 ~ 1 146.11 m,页岩层中含有泥岩(蓝线部分代表泥岩段); b. G314 井,埋深 1 810.40 m,具光泽的黑色页岩,有印模; c. D199 井,埋深 1 367.97 m,具光泽的黑色页岩,断面光滑; d. 铜川附近的页岩露头,高度破裂; e. D199 井,埋深 1 313.65 m,页岩薄片可见植物孢粉,铸体薄片; f. S31 - 14 井,埋深 1 141.16 m,黑色页岩中保存完整鱼化石; g. D199 井,埋深 1 363.95 m,深灰色泥岩; h. D214 井,埋深 1 106.72 m,灰黑色泥岩; i. Z22 - 31 井,埋深 1 222.72 m,深灰色泥岩,含植物遗迹; j. D228 井,埋深 1 144.96 m,灰黑色泥岩,可见成群鱼鳞

表 1 鄂尔多斯盆地安塞地区泥岩与页岩烃源岩基本地化特征对比

Table 1 Basic geochemical characteristics of mudstone and shale source rocks from Ansai area, Ordos Basin

	参数	TOC/%	(S ₁ + S ₂)/ (mg · g ⁻¹)	氯仿沥青“A”含量/%	总烃含量/10 ⁻⁶	R _o /%	有机质类型
泥岩	数值范围	0.88 ~ 9.86	2.2 ~ 21.72	0.05 ~ 1.04	129.52 ~ 7282.20	0.72 ~ 1.10	Ⅱ ₁ 与 Ⅱ ₂ 型为主
	平均数值	2.81	7.60	0.53	3569.44	0.87	
	样品数/个	19	30	30	30	14	
	评价	好	好	好	好		
页岩	数值范围	0.86 ~ 10.81	3.00 ~ 32.41	0.33 ~ 1.48	253.95 ~ 8916.37	0.73 ~ 1.12	Ⅰ型与 Ⅱ ₁ 型为主
	平均数值	3.57	11.21	0.51	3208.80	0.94	
	样品数/个	40	40	40	40	35	
	评价	好	好	好	好		

注:S₁ 为游离烃;S₂ 为热解烃;R_o 为镜质体反射率。

表 2 鄂尔多斯盆地安塞地区泥岩与页岩典型生标特征对比
Table 2 Comparison of typical biomarkers of mudstone and shale samples from Ansai area, Ordos Basin

生标参数	泥岩(样品数 17 个)		页岩(样品数 33 个)	
	数值范围	平均值	数值范围	平均值
伽马蜡烷/ C_{30} 藿烷	0.07 ~ 0.39	0.20	0.06 ~ 0.42	0.24
CPI (碳优势指数)	1.05 ~ 1.11	1.08	1.05 ~ 1.11	1.05
OEP (奇偶优势指数)	0.99 ~ 1.07	1.02	0.98 ~ 1.07	0.99
$Ts/(Ts + Tm)$	0.39 ~ 0.89	0.72	0.08 ~ 0.90	0.60
C_{30} 重排藿烷/ $C_{29}Ts$	0.58 ~ 4.85	2.31	0.60 ~ 6.87	2.05
C_{31} 升藿烷 22S/ (22S + 22R)	0.41 ~ 0.59	0.50	0.30 ~ 0.59	0.49
C_{32} 升藿烷 22S/ (22S + 22R)	0.52 ~ 0.58	0.56	0.45 ~ 0.60	0.53
孕甾烷/升孕甾烷	0.00 ~ 5.72	2.54	0 ~ 20.32	3.46
(孕甾烷 + 升孕甾烷)/ $\alpha\alpha 20RC_{29}$ 甾烷	0.08 ~ 3.40	1.68	0.07 ~ 4.41	1.47
C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\alpha\alpha + \beta\beta)$	0.27 ~ 0.50	0.42	0.24 ~ 0.52	0.38
$\alpha\alpha C_{29}$ 甾烷 $S/(S + R)$	0.39 ~ 0.62	0.53	0.30 ~ 0.73	0.48
$8\beta(H) -$ 补身烷/ $8\beta(H) -$ 升补身烷	0.79 ~ 1.61	1.23	0.79 ~ 3.17	1.51
Pr/Ph	1.22 ~ 2.17	1.64	1.22 ~ 2.17	1.65
C_{27}/C_{29} 规则甾烷	0.40 ~ 0.78	0.56	0.39 ~ 1.24	0.65
Pr/nC_{17}	0.16 ~ 0.62	0.3	0.16 ~ 0.62	0.27
Ph/nC_{18}	0.09 ~ 0.25	0.14	0.09 ~ 0.25	0.14
$C_{27}/(C_{27} + C_{28} + C_{29})$ 规则甾烷	0.20 ~ 0.28	0.24	0.19 ~ 0.40	0.27
$C_{28}/(C_{27} + C_{28} + C_{29})$ 规则甾烷	0.26 ~ 0.37	0.33	0.17 ~ 0.40	0.30
$C_{29}/(C_{27} + C_{28} + C_{29})$ 规则甾烷	0.36 ~ 0.52	0.43	0.35 ~ 0.54	0.43

岩与页岩的有机质丰度特征对比上看,两者在氯仿沥青“A”与总烃含量上数值大致相当,但页岩样品的总有机碳含量(TOC)以及生烃潜力($S_1 + S_2$)具有相对较高的数值。从镜质体反射率(R_o)分布来看,页岩的平均数值较高而泥岩较低,这可能是由样品数量造成的,因为泥岩与页岩的 R_o 变化范围大致相当,但本次测量的泥岩样品数量较少(只 14 个样品)。从有机质类型上看,泥岩有机质类型以 II_1 与 II_2 型为主,页岩有机质类型以 I 与 II_1 型为主。

3 结果与讨论

3.1 有机质丰度对比

页岩样品,其总有机碳含量(TOC)变化范围在 0.86% ~ 10.81%,平均数值为 3.57%;泥岩样品,其

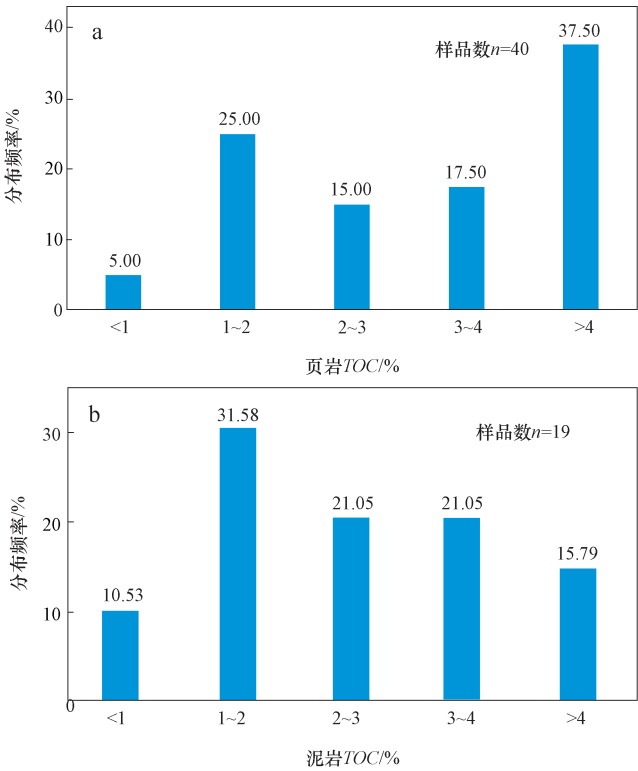


图 4 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩的有机质丰度
Fig. 4 Comparison of organic matter abundance between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin
a. 页岩样品在不同 TOC 范围的分布频率;
b. 泥岩样品在不同 TOC 范围的分布频率

TOC 变化范围在 0.88% ~ 9.86%,平均数值为 2.81%,页岩的有机质含量明显较泥岩有机质含量高。从 TOC 的分布来看, $TOC > 4\%$ 的页岩样品数量非常多,占样品总量的 37.5%;而 $TOC > 4\%$ 的泥岩样品数量相对较少,仅占样品总量的 15.79%; $TOC < 1\%$ 的页岩样品数量相对较少,仅占样品总量的 5%;而 $TOC < 1\%$ 的泥岩样品数量相对较多,占样品总量的 10.53%。此外,无论是页岩还是泥岩, TOC 范围在 1% ~ 2% 的样品数量均较多,各自的样品比重均超过 25%(图 4)。综上对比可发现,页岩的有机质丰度显著高于一般泥岩,具体表现为高有机质丰度的页岩样品所占的比例极大(尤其是 $TOC > 4\%$ 的页岩样品数量起到了主导作用)。

3.2 有机质类型对比

最大热解峰温(T_{max})和氢指数(HI)是用来表征烃源岩有机质特征的核心指标。研究区的 HI 数值变化相对较大,范围为 48.32 ~ 839.53 mg/g; T_{max} 数值变化相对较小,范围为 435 ~ 462 $^{\circ}C$,整体上对应于热成熟生油阶段。从泥岩与页岩的对比来看,泥岩的 HI 数值范围 52.45 ~ 576.98 mg/g,平均值 223.23 mg/g;页岩

HI 数值范围 48.32 ~ 839.53 mg/g, 平均值 323.33 mg/g, 页岩具有明显较高的 HI 数值。在烃源岩品质判断图版上, 页岩主要表现为 I 型与 II_1 型有机质居多的特征; 泥岩则主要表现为 II_1 型与 II_2 型有机质居多的特征(图 5)。由此可见, 页岩烃源岩的有机质类型主要是偏向于生油的腐泥质类型, 它们拥有相对较高的氢指数; 泥岩烃源岩的有机质类型则主要是既能生油又能生气的混合有机质类型, 它们的氢指数偏低。

干酪根的显微组分是判断有机质类型的最直接指标, 而不同组分的生油气能力存在巨大的差异^[14]。从 20 个样品(10 个页岩样品和 10 个泥岩样品)的统计来看, 页岩样品的腐泥组分和壳质组分明显较高, 而镜质组分和惰质组分的含量相对较低(图 6)。由于组分的差异, 页岩与泥岩在组分三角图上表现出明显的分异现象。由此可见, 无论是基于最大热解峰温(T_{max})和氢指数(HI)对有机质类型的判别, 还是基于干酪根显微组分的识别, 两者的结论是一致的。页岩的有机质类型为更偏向于生油的有机质类型。

3.3 有机质成熟度对比

镜质组反射率(R_o)测试结果显示, 研究区 R_o 变化范围在 0.72% ~ 1.12%, 平均数值 0.90%。其中, 页岩 R_o 变化范围在 0.72% ~ 1.10%, 平均数值 0.87%; 泥岩 R_o 变化范围在 0.73% ~ 1.12%, 平均数值 0.93%(图 7)。页岩与泥岩的镜质组反射率数值并无明显差异。它们的数值大小均表明, 研究区的烃源岩已经完全进入热成熟生油的热演化阶段。另外, 无论是泥岩还是页岩, R_o 都随埋深的增大呈现微弱增大的变化趋势, 表明热演化程度随埋深的增加而增大。

生物标志物参数也可反映烃源岩的热成熟度, 例如甾烷异构化参数 C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 以及 C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha/20S/(20S + 20R)$ 与成熟度大致呈现正相关关系^[15]。从本研究来看, C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 的数值范围为 0.24 ~ 0.52, 平均数值 0.40; C_{29} 甾烷 $\alpha\alpha/20S/(20S + 20R)$ 的数值范围为 0.30 ~ 0.63, 平均数值 0.50。在 C_{29} 甾烷热成熟度判别图版上, 多数样品处于热成熟生油的演化阶段, 表明研究区已经发生了大规模的生油过程(图 8a)。此外, 在 C_{29} 甾烷 $\beta\beta/(\beta\beta + \alpha\alpha)$ 与 C_{32} 升藿烷 $22S/(22S + 22R)$ 判别图版上, 多数样品处于热成熟生油的演化阶段(图 8b)。值得注意的是, 生物标志物参数的判别结果中, 少量样品处于低成熟阶段的范围, 这可能是测量方法的差异造成的。

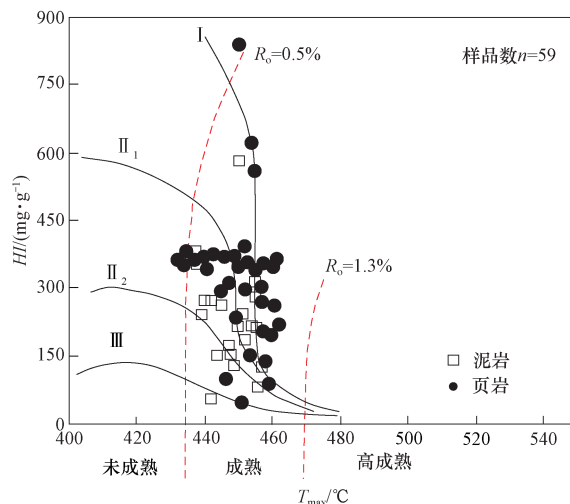


图 5 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩有机质类型对比
Fig. 5 Comparison of organic matter types between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

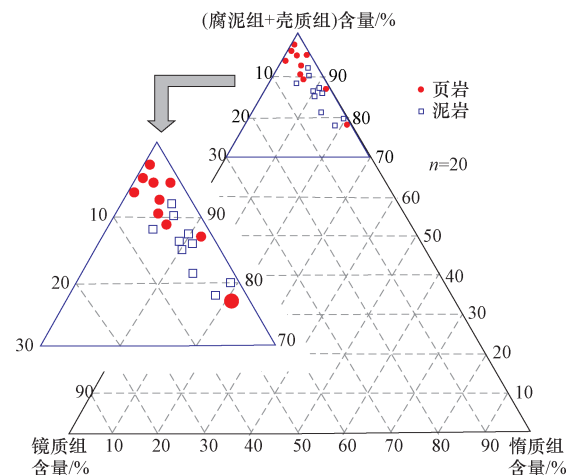


图 6 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩干酪根显微组分对比
Fig. 6 Comparison of kerogen macerals between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

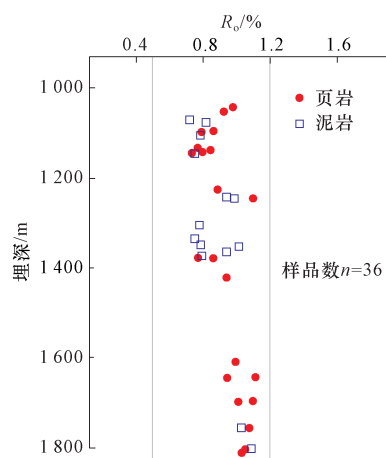


图 7 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩镜质体反射率对比
Fig. 7 Comparison of vitrinite reflectance between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

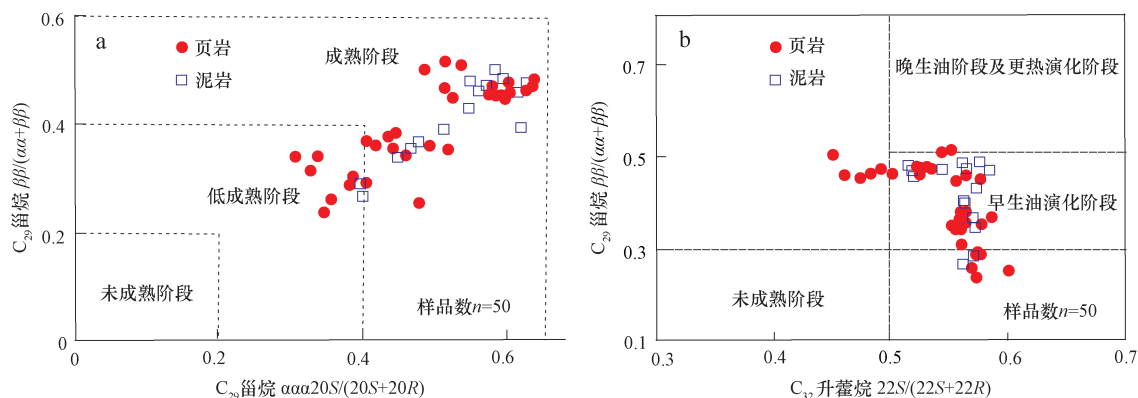


图8 鄂尔多斯盆地安塞地区泥岩与页岩热成熟度对比

Fig. 8 Thermal maturity of shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

a. 基于不同 C_{29} 甾烷参数的泥页岩热成熟度对比; b. 基于 C_{29} 甾烷和 C_{32} 升藿烷参数的泥页岩热成熟度对比

3.4 生烃能力对比

对于多数烃源岩而言,有机质含量越高,其生油气的的能力也往往越强。因此,有机碳含量(TOC)与游离烃(S_1)、热解烃(S_2)、生烃潜量($S_1 + S_2$)等热解参数呈现正相关关系。研究区的泥岩样品和页岩样品, TOC 与 S_2 和 $S_1 + S_2$ 均呈良好的正相关关系(相关系数均超过0.51),这与上述规律大致吻合。事实上,由于鄂尔多斯盆地延长组烃源岩的热演化程度不高,其仅仅处于生油窗阶段,还存在大量的有机质尚未转化为油气,这使得 S_2 远大于 S_1 ,从而使得 S_2 的变化趋势与 $S_1 + S_2$ 的变化趋势大致类似(图9)。

值得注意的是, TOC 与 S_1 尽管也呈现出一定的正相关关系,但其相关性不明显(相关系数小于0.1)从地质意义上分析,如果忽略实验过程中少量轻烃的损耗, S_1 大致可以代表烃源岩中游离烃的相对含量,然而在利用 S_1 开展游离烃的定量表征时,烃源岩中孔隙及微裂缝等的发育与分布情况不能忽略,因为该类储集空间对游离烃的表征具有直接影响。烃源岩中,孔隙及微裂缝的分布大多不均匀,在孔隙及微裂缝相对发育的部位,由于游离烃在烃源岩内部的初次运移作用,非常容易出现较高的 S_1 数值,该数值本质上不能代表烃源岩原地的游离烃含量,而是烃源岩发生游离烃初次运移的结果。由此可见, TOC 与 S_1 的相关性不明显很可能是孔隙及微裂缝等的发育与分布造成的。

从泥岩与页岩的对比来看,泥岩的 S_1 数值范围为0.5~7.78 mg/g,平均数值3.18 mg/g;页岩的 S_1 数值范围为0.37~10.63 mg/g,平均数值3.63 mg/g,页岩具有明显较高的 S_1 数值。泥岩的 S_2 数值范围为0.63~16.04 mg/g,平均值4.43 mg/g;页岩的 S_2 数值范围0.8~28.65 mg/g,平均值7.58 mg/g,页岩的 S_2 数值

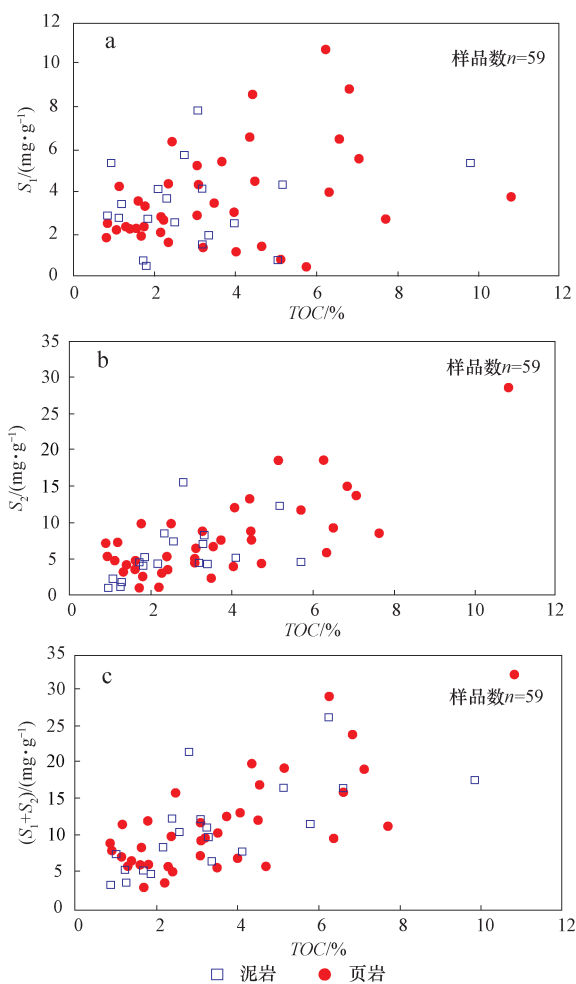


图9 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩有机碳含量与热解参数关系

Fig. 9 Organic carbon content and pyrolysis parameters of shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

a. 泥岩与页岩的 S_1 随 TOC 的变化关系;
b. 泥岩与页岩的 S_2 随 TOC 的变化关系;
c. 泥岩与页岩的 $S_1 + S_2$ 随 TOC 的变化关系

接近泥岩的2倍。泥岩的 $S_1 + S_2$ 数值范围2.2 ~ 21.72 mg/g, 平均值7.6 mg/g; 页岩的 $S_1 + S_2$ 数值范围3.0 ~ 32.41 mg/g, 平均值11.21 mg/g, 页岩具有明显较高的 $S_1 + S_2$ 数值。因此, 从烃类含量上看, 页岩的游离烃、热解烃以及生烃潜力均优于泥岩, 页岩的生油气能力很可能优于泥岩。

3.5 排烃能力对比

对烃源岩的组分如饱和烃(SAT)、芳香烃(ARO)以及非烃与沥青质(NSO + Asph)的含量进行了对比, 整体而言, 泥岩与页岩均是SAT组分最多、NSO + Asph次之、ARO最少。由于孔隙与微裂缝的发育对于烃源岩的烃类含量表征存在影响, 特采用一个特殊组合指标, 即 $S_1/(S_1 + S_2)$ 来表征烃源岩已生成烃的相对含量。从研究区的样品测试结果分析, $S_1/(S_1 + S_2)$ 与SAT、ARO、NSO + Asph的含量和TOC并无明显的数值相关关系, 表明生成烃的多少或者烃类转化的多少对其组分含量的变化没有关联性; TOC的高低与生成烃的多少或者烃类转化的多少亦无关联性(相同热演化背景)。值得注意的是, TOC小于3%的部分泥岩和页岩样品, 具有相对较高的烃类转化量(图10), 这主要是由于该部分样品的生烃潜力相对较弱, 尽管生成同等数量的烃类, $S_1/(S_1 + S_2)$ 的

数值却相对较大。

从泥岩与页岩的对比来看, 泥岩中SAT组分的数值范围11.38% ~ 81.21%, 平均数值50.12%, 页岩中SAT组分的数值范围11.61% ~ 73.31%, 平均数值54.03%; 泥岩中NSO + Asph组分的数值范围13.56% ~ 65.5%, 平均数值36.74%, 页岩中NSO + Asph组分的数值范围为16.04% ~ 71.88%, 平均数值32.05%; 泥岩中ARO组分的数值范围1.38% ~ 39.51%, 平均数值13.14%, 页岩中ARO组分的数值范围1.66% ~ 46.33%, 平均数值13.92%。由此可见, 页岩的SAT组分相对较高, NSO + Asph组分相对较低, 而泥岩反之。由于页岩和泥岩的孔缝发育程度不一致, 导致其连通性可能存在差异。由此可以推测, 泥岩对烃类的滞留能力可能更强, 而页岩中烃类的排运相对容易。究其原因, 烃类组分中, NSO + Asph组分由于分子直径较大、较强的化学极性等因素的影响, 因而在烃源岩中容易滞留, 泥岩中微裂缝往往不发育, 导致NSO + Asph组分较页岩容易滞留^[16-17]。对于油气在泥岩与页岩中的排运特征, 还可以利用液态烃的烃类组分三角图版进行进一步判别。在三角图版上, 页岩样品的分布相对集中(主要分布于图版的上部), 泥岩样品的分布则比较分散(主要分布于图版的右部)(图11)。

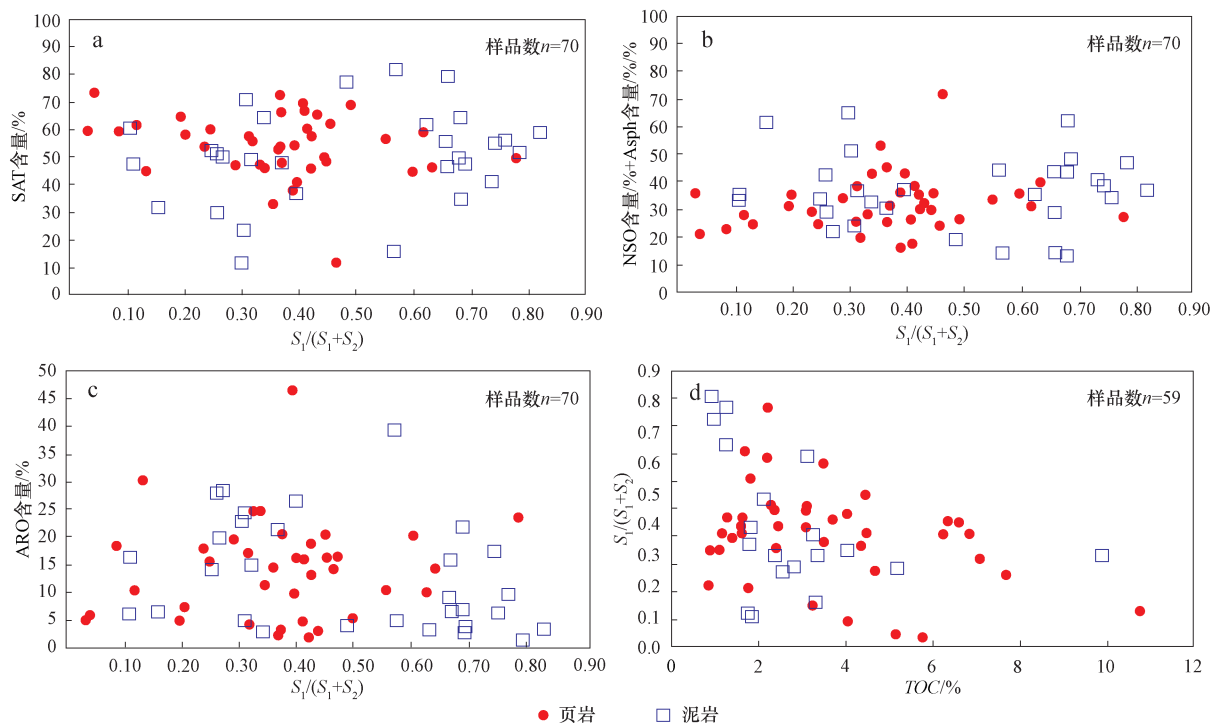


图10 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩排烃特征对比

Fig. 10 Comparison of hydrocarbon expulsion characteristics between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

- a. 泥岩与页岩的 $S_1/(S_1 + S_2)$ 随SAT的变化关系; b. 泥岩与页岩的 $S_1/(S_1 + S_2)$ 随NSO + Asph的变化关系;
c. 泥岩与页岩的 $S_1/(S_1 + S_2)$ 随ARO的变化关系; d. 泥岩与页岩的 $S_1/(S_1 + S_2)$ 随TOC的变化关系

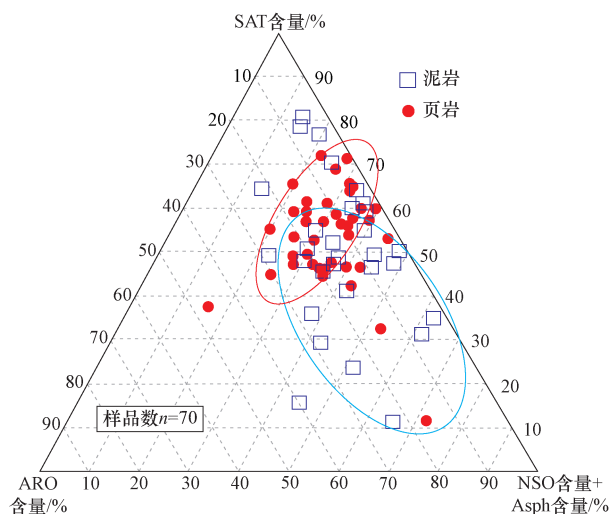


图11 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩烃类组分含量对比

Fig. 11 Comparison of hydrocarbon composition between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

3.6 典型生标特征对比

研究区泥岩样品的 Pr/nC_{17} 数值范围 0.16 ~ 0.62, 平均数值 0.30; 页岩样品的 Pr/nC_{17} 数值范围 0.16 ~ 0.62, 平均数值 0.27; 泥岩样品的 Ph/nC_{18} 数值范围 0.09 ~ 0.25, 平均数值 0.14; 页岩样品的 Ph/nC_{18} 数值范围 0.09 ~ 0.25, 平均数值 0.14, 泥岩和页岩均为混合相来源, 沉积环境为弱还原到弱氧化环境 (图 12)。泥岩样品的 Pr/Ph 数值范围 1.22 ~ 2.17, 平均数值 1.64; 页岩样品的 Pr/Ph 数值范围 1.22 ~ 2.17, 平均数值 1.65; 泥岩样品的 C_{27}/C_{29} 规则甾烷数值范围 0.40 ~ 0.78, 平均数值 0.56; 页岩样品的 C_{27}/C_{29} 规则甾烷数值范围 0.39 ~ 1.24, 平均数值 0.65, 泥岩和页岩均为混合相来源, 沉积环境为弱还原到弱氧化环境 (图 12)。

泥岩 C_{27} 规则甾烷的相对含量为 0.20 ~ 0.28, 平均数值 0.24; 页岩 C_{27} 规则甾烷的相对含量为 0.19 ~ 0.40, 平均数值 0.27; 泥岩 C_{28} 规则甾烷的相对含量为 0.26 ~ 0.37, 平均数值 0.33; 页岩 C_{28} 规则甾烷的相对含量为 0.17 ~ 0.40, 平均数值 0.30; 泥岩 C_{29} 规则甾烷的相对含量为 0.36 ~ 0.52, 平均数值 0.43; 页岩 C_{29} 规则甾烷的相对含量为 0.35 ~ 0.54, 平均数值 0.43。泥岩与页岩的物质来源均为陆地植物以及浮游生物的混合来源 (图 13)。

上述对比表明, 研究区的泥岩与页岩的生标特征并无巨大的差异, 这主要是由于研究区范围较小, 沉积相相对单一所控制的。研究区古地貌为相对较陡的斜坡, 河流相直接进入半深湖相沉积, 因此, 安塞地区不但具备发育页岩的地质条件, 也具备发育泥岩烃源岩的地质条件。

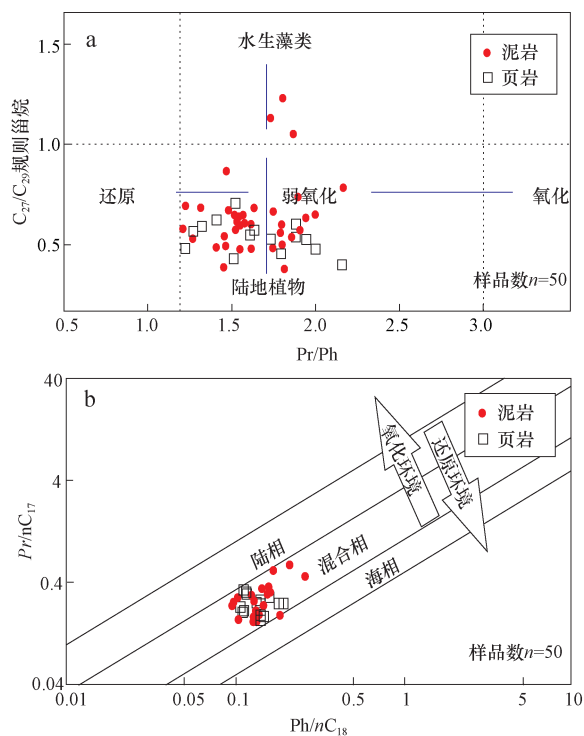


图12 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩沉积环境对比

Fig. 12 Comparison of sedimentary environment between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

a. 泥岩与页岩 C_{27}/C_{29} 规则甾烷随 Pr/Ph 的变化关系;

b. 泥岩与页岩 Pr/nC_{17} 随 Ph/nC_{18} 的变化关系

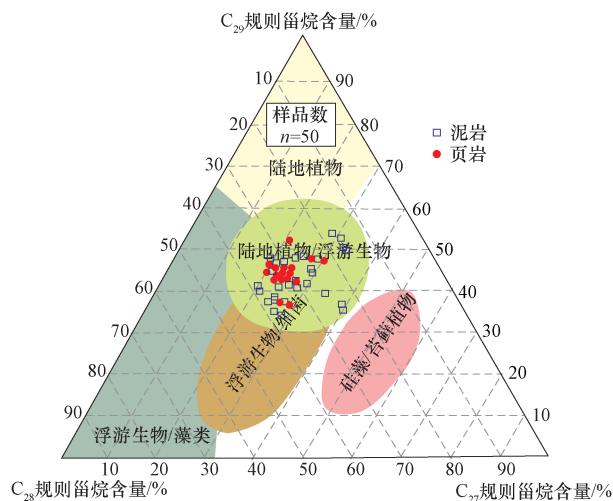


图13 鄂尔多斯盆地安塞地区页岩与泥岩物质来源对比

Fig. 13 Provenance comparison between shale and mudstone from Ansai area, Ordos Basin

4 结论

1) 长7段泥岩与页岩均处于热成熟生油的热演化范围, 有机质丰度均达到好烃源岩标准, 页岩有机质类型以 I 型与 II₁ 型为主, 而泥岩有机质类型以 II₁ 与 II₂ 型为主。

2) 页岩有机质丰度显著高于泥岩,其中最主要的影响因素是 *TOC* 大于4%的页岩样品数量比较丰富;页岩有机质类型更偏于生油,其中最主要的影响因素是高氢指数的腐泥质组分相对丰富;页岩的游离烃、热解烃以及生烃潜量均优于泥岩,但页岩中孔隙及微裂缝对游离烃的统计影响更大;由于孔隙及微裂缝更容易发育,泥岩对烃类的滞留能力可能更强,而页岩中烃类的排运相对容易。

参 考 文 献

- [1] 郝运轻,谢忠怀,周自立,等.非常规油气勘探领域页岩岩综合分类命名方案探讨[J].油气地质与采收率,2012,19(6):16-19.
Hao Yunqing, Xie Zhonghuai, Zhou Zili, et al. Discussion on multi-factors identification of mudstone and shale[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(6): 16-19.
- [2] 王怡,刘修善,曾义金,等.页岩岩综合分类方法探索[J].钻井液与完井液,2014,31(4):82-85.
Wang Yi, Liu Xiushan, Zeng Yijin, et al. Research on integrated classification method of claystones and shales[J]. Drilling Fluid & Completion Fluid, 2014, 31(4): 82-85.
- [3] 王勇,王学军,宋国奇,等.渤海湾盆地济阳坳陷页岩岩相与页岩油富集关系[J].石油勘探与开发,2016,43(5):696-704.
Wang Yong, Wang Xuejun, Song Guoqi, et al. Genetic connection between mud shale lithofacies and shale oil enrichment in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(5): 696-704.
- [4] 李玉喜,聂海宽,龙鹏宇.我国富含有机质页岩岩发育特点与页岩气战略选区[J].天然气工业,2009,29(12):115-118.
Li Yuxi, Nei Haikuan, Long Pengyu. Development characteristics of organic-rich shale and strategic selection of shale gas exploration area in China[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(12): 115-118.
- [5] 林森虎,袁选俊,杨智.陆相页岩与泥岩特征对比及其意义——以鄂尔多斯盆地延长组7段为例[J].石油与天然气地质,2017,38(3):517-523.
Lin Senhu, Yuan Xuanjun, Yang Zhi. Comparative study on lacustrine shale and mudstone and its significance: A case from the 7-(th) member of Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 517-523.
- [6] 刘群,袁选俊,林森虎,等.湖相泥岩、页岩的沉积环境和特征对比——以鄂尔多斯盆地延长组7段为例[J].石油与天然气地质,2018,39(3):531-540.
Liu Qun, Yuan Xuanjun, Lin Senhu, et al. Depositional environment and characteristic comparison between lacustrine mudstone and shale: A case study from the Chang 7 Member of the Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 531-540.
- [7] 邓继新,史譔,刘瑞珣,等.泥岩、页岩声速各向异性及其影响因素分析[J].地球物理学报,2004,47(5):862-868.
Deng Jixin, Shi Ge, Liu Ruixun, et al. Analysis of the velocity anisotropy and its affection factors in shale and mudstone[J]. Chinese Journal of Geophysics, 2004, 47(5): 862-868.
- [8] 庞正炼,邹才能,陶士振,等.中国致密油形成分布与资源潜力评价[J].中国工程科学,2012,14(7):60-67.
Pang Zhenglian, Zou Caineng, Tao Shizhen, et al. Formation, distribution and resource evaluation of tight oil in China[J]. Engineering Science, 2012, 14(7): 60-67.
- [9] 范柏江,王香增,吴小斌.页岩的气体解析特征及地球化学认识——以鄂尔多斯盆地中南部长7段页岩为例[J].中国矿业大学学报,2017,46(3):554-562.
Fan Bojiang, Wang Xiangzeng, Wu Xiaobin. Desorption analysis of shale and its geochemical characteristics: A case study of the Chang 7 member shale in the central south Ordos basin[J]. Journal of China University of Mining & Technology, 2017, 46(3): 554-562.
- [10] 师良,王香增,范柏江,等.鄂尔多斯盆地延长组砂质纹层发育特征与油气成藏[J].石油与天然气地质,2018,39(3):522-530.
Shi Liang, Wang Xiangzeng, Fan Bojiang, et al. Characteristics of sandy lamination and its hydrocarbon accumulation, Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2018, 39(3): 522-530.
- [11] 高岗,徐新德,刘诗局,等.涪西南凹陷流沙港组二段优质烃源岩判别及其控油作用[J].石油与天然气地质,2020,41(2):339-347.
Gao Gang, Xu Xinde, Liu Shiju, et al. Organic geochemistry identification of high-quality source rocks in the 2nd member of Liushagang Fm and its controls on petroleum occurrence in the Weixi'nan Sag, Beibuyan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(2): 339-347.
- [12] 成海燕,李安龙,龚建明.陆相烃源岩评价参数浅析[J].海洋地质前沿,2008,24(2):6-10.
Cheng Haiyan, Li Anlong, Gong Jianming. Appraisal parameters of terrestrial hydrocarbon source rocks[J]. Marine Geology Letters, 2008, 24(2): 6-10.
- [13] 肖晖,赵靖舟,熊涛,等.鄂尔多斯盆地古隆起西侧奥陶系烃源岩评价及成藏模式[J].石油与天然气地质,2017,38(6):1087-1097.
Xiao Hui, Zhao Jingzhou, Xiong Tao, et al. Evaluation of Ordovician source rocks and natural gas accumulation patterns in west flank of a paleo-uplift, Ordos basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(6): 1087-1097.
- [14] 肖贤明,金奎励.显微组分的成烃作用模式[J].科学通报,1991,36(3):208-211.
Xiao Xianming, Jin Kuili. Hydrocarbon generation model of macerals in coal[J]. Chinese Science Bulletin, 1991, 36(3): 208-211.
- [15] 柳波,吕延防,赵荣,等.三塘湖盆地马朗凹陷芦草沟组泥页岩系统地层超压与页岩油富集机理[J].石油勘探与开发,2012,39(6):699-705.
Liu Bo, Lü Yanfang, Zhao Rong, et al. Formation overpressure and shale oil enrichment in the shale system of Lucaogou Formation, Malang Sag, Santanghu Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(6): 699-705.
- [16] 范柏江,师良,Deep-lacustrine shale heterogeneity and its impact on hydrocarbon generation, expulsion, and retention: A case study from the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. Natural Resources Research, 2019, 28(1): 241-257.
- [17] Jia W, Wang Q, Liu J. The effect of oil expulsion or retention on further thermal degradation of kerogen in the high maturity stage: A pyrolysis study of type II kerogen from Pingliang shale, China[J]. Organic Geochemistry, 2014, 71(1): 17-29.