



引文格式: 崔炳富, 孔令华, 陈军, 等. 准噶尔盆地东部石钱滩凹陷石炭系石钱滩组烃源岩特征及其生烃潜力分析[J]. 西北地质, 2024, 57(2): 34–45. DOI: 10.12401/j.nwg.2023140

Citation: CUI Bingfu, KONG Linghua, CHEN Jun, et al. Characteristics and Hydrocarbon Generation Potential for Source Rock of Carboniferous Shiqiantan Formation in Shiqiantan Depression, Eastern Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 2024, 57(2): 34–45. DOI: 10.12401/j.nwg.2023140

准噶尔盆地东部石钱滩凹陷石炭系石钱滩组 烃源岩特征及其生烃潜力分析

崔炳富¹, 孔令华¹, 陈军¹, 张大勇¹, 梁辉², 李书凯³, 郭望^{4,*}

(1. 中国石油新疆油田分公司勘探开发研究院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 中国石油吐哈油田分公司勘探开发研究院, 新疆 哈密 839000; 3. 西安西北有色地质研究院有限公司, 陕西 西安 710054; 4. 中国地质调查局西安地质调查中心, 陕西 西安 710119)

摘要: 石钱滩组烃源岩为准噶尔盆地石钱滩凹陷石炭系的主力生烃层位。在充分调研其空间展布的基础上, 选取最新发现的双井子地质探槽剖面及石钱 1 井、石钱 2 井与钱 1 井进行系统的烃源岩总有机碳、热解、族组分组成、有机显微组分、镜质体反射率及饱和烃色质等有机地球化学分析测试。结果表明, 石钱滩组烃源岩为一套典型的海湾泻湖相沉积, 呈 NW–SE 向展布于石钱滩凹陷, 局部地区厚度巨大, 可达 370 m, 沉积厚度中心位于凹陷东南隅。富有机质层段主要集中在石钱滩组下部, 次为上部。整体具有较高的有机质丰度, 可达到好等级及以上, 有机质类型以 II₂–III 为主, 且已进入到高成熟生气阶段。综合研究认为, 石炭系石钱滩组烃源岩具有良好的生烃条件, 能够为石钱滩凹陷提供充足的油气源。

关键词: 准噶尔盆地; 石钱滩组; 烃源岩; 生烃条件

中图分类号: P618.13

文献标志码: A

文章编号: 1009-6248(2024)02-0034-12

Characteristics and Hydrocarbon Generation Potential for Source Rock of Carboniferous Shiqiantan Formation in Shiqiantan Depression, Eastern Junggar Basin

CUI Bingfu¹, KONG Linghua¹, CHEN Jun¹, ZHANG Dayong¹, LIANG Hui², LI Shukai³, GUO Wang^{4,*}

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, Xinjiang, China;
2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Tuha Oilfield Company, PetroChina, Hami 839000, Xinjiang, China;
3. Xi'an Northwest Geology Research Institute of Nonferrous Metals Co., Ltd., Xi'an 710054, Shaanxi, China;
4. Xi'an Center of China Geological Survey, Xi'an 710119, Shaanxi, China)

Abstract: The source rock of Shiqiantan formation is a main hydrocarbon-generation bed of the carboniferous for Shiqiantan depression in Junggar basin. Based on the detailed investigation on spatial distribution of forma-

收稿日期: 2022-07-10; 修回日期: 2023-03-21; 责任编辑: 曹佰迪

基金项目: 新疆油田项目“新疆油田探矿权区块评价研究”(20200101010600), 吐哈油田项目“三塘湖–准东二叠系页岩油勘探开发理论与关键技术研究”(2021DJ1807), 中国地质调查局项目“全国氦气资源潜力评价与战略选区调查(DD20221665)”联合资助。

作者简介: 崔炳富(1968–), 男, 高级工程师, 主要从事盆地基础研究及油气矿业权评价。E-mail: cuibingfu@petrochina.com.cn。

* 通讯作者: 郭望(1986–), 男, 高级工程师, 主要从事油气成因机理与分布预测研究。E-mail: geology2010@126.com。

tion, the newly found Shuangjingzi geological trench section, Shiqian 1 well, Shiqian 2 well and Qian 1 well can be selected for systematic organic geochemistry analysis and testing of total organic carbon, pyrolysis, group composition, organic macerals, vitrinite reflectance, and chromatogram-mass spectrometry of saturated hydrocarbon for source rock samples, the results show that the source rock of the Shiqiantan formation is a set of typical bay lagoon deposits, which is mainly distributed in the Shiqiantan depression with northwest-southeast direction. Besides, the local thickness is huge, even up to 370 m. The center of sediment thickness is located in the southeastern corner. The organic rich strata are mainly concentrated in the lower part of formation, and the upper part comes second. The overall organic matter content is relatively high, and can reach the good grade or above, the main type of organic matter is II₂-III, and has entered the high mature gas generation stage. It is concluded that the source rock of carboniferous Shiqiantan formation is characterized by good hydrocarbon generation condition and can provide sufficient resources for Shiqiantan depression.

Keywords: Junggar basin; Shiqiantan formation; source rock; hydrocarbon-generation condition

准噶尔盆地是中国陆域四大含油气盆地之一, 面积约为 13 万 km²。石钱滩凹陷位于准东大井地区的次级构造带, 受早期勘探程度和资料的限制, 该地区的研究程度一直较低, 仅见低产气流(何登发等, 2005; 贺凯, 2009; 贺凯等, 2010)。近些年, 随着勘探力度加大, 陆续在石钱 1 井、石钱 2 井获得了工业油气流, 显示该区石炭系—二叠系具有良好的油气勘探潜力(马强等, 2019)。

石炭系石钱滩组(C_{2sh})是石钱滩凹陷的主力烃源岩层段之一, 已有的 C_{2sh} 烃源岩研究主要集中在凹陷内部, 但受钻井取心限制, 取样数量较为有限, 周缘露头也由于经历了较为强烈的风化剥蚀作用, 地层保存较差, 难以有效表征生烃条件。双井子西侧的地质探槽剖面石炭系—二叠系均出露良好, 发育齐全, 层序完整, 接触关系清楚, 赋存丰富的地质信息, 不仅是深入研究准噶尔盆地东部晚古生代以来构造、沉积演化的理想场所, 也为进一步对比研究原始沉积边界内石钱滩组烃源岩特征及生烃潜力奠定了基础。笔者通过对该剖面 C_{2sh} 烃源岩精细的有机地球化学研究, 结合凹陷内部典型井的测试结果, 以期较为完善地表征其生烃特征, 为区域油气勘探工作提供一定的参考。

1 区域地质背景

准噶尔盆地位于新疆维吾尔自治区北部, 呈不规则三角形封闭式内陆盆地夹持于阿尔泰山和天山山脉之间, 可划分为“两坳三隆及一山前冲断带”, 共计 6 个次级构造单元。石钱滩凹陷所在的大井地区位于东部隆起带北缘, 西起黄草湖凸起, 东至黑山凸起, 北接克拉美丽山前带, 南到沙奇凸起(图 1)。

自石炭纪开始, 盆地的演化依次经历了中华力西期的山前坳陷、晚华力西期前陆盆地、印支期—早燕山期的稳定沉降和晚燕山期—早喜马拉雅期的断裂抬升等 4 个构造演化阶段(胡自龙等, 2019)。其中, 石炭纪为盆地由古亚洲洋体系向陆内变形体系、由伸展到聚敛的构造发展旋回的关键变革期, 整体呈“早海晚陆、南海北陆”的古地理演化格局(王圣柱等, 2020)。

虽经历多期构造活动, 存在多个不整合面, 但地层保存较为完整, 除缺失新近系之外, 石炭系—第四系均有发育。整体上, 准东地区的石炭系主要为一套海陆过渡相沉积, 夹沼泽、泻湖相沉积, 并伴有不同规模的火山活动产物, 自下而上依次分为塔木岗组(C_{1t})、滴水泉组(C_{1d})、巴塔玛依内山组(C_{2b})、石钱滩组(C_{2sh})(贺凯等, 2010)。烃源岩在石炭系下统和上统均有分布: C_{1d} 烃源岩主要分布在滴水泉剖面附近及五彩湾凹陷, 为一套滨岸—沼泽相暗色泥岩、碳质泥岩及煤岩沉积; C_{2b} 烃源岩发育于彩南及五彩湾、吉木萨尔凹陷, 为一套浅海—滨岸沼泽相的黑色泥岩、碳质泥岩及煤岩沉积, 文中的 C_{2sh} 烃源岩分布于石钱滩凹陷及周缘露头区, 属海陆过渡相暗色泥岩沉积(贺凯等, 2010; 王圣柱等, 2020)。

2 样品采集与分析

本次共采集地质探槽剖面 C_{2sh} 组烃源岩 39 件, 主要集中在 C_{2sh} 组下段, 次为上段, 而中段未有涉及, 主要与该段岩性有关: 其整体以中厚层砾岩、含砾杂砂岩及杂砂岩为主, 上部夹灰色中薄层泥岩、粉砂质泥岩, 无论从颜色, 还是厚度来看, 生烃贡献有限, 故未进行采样分析(图 2)。同时, 研究区为低勘探程度

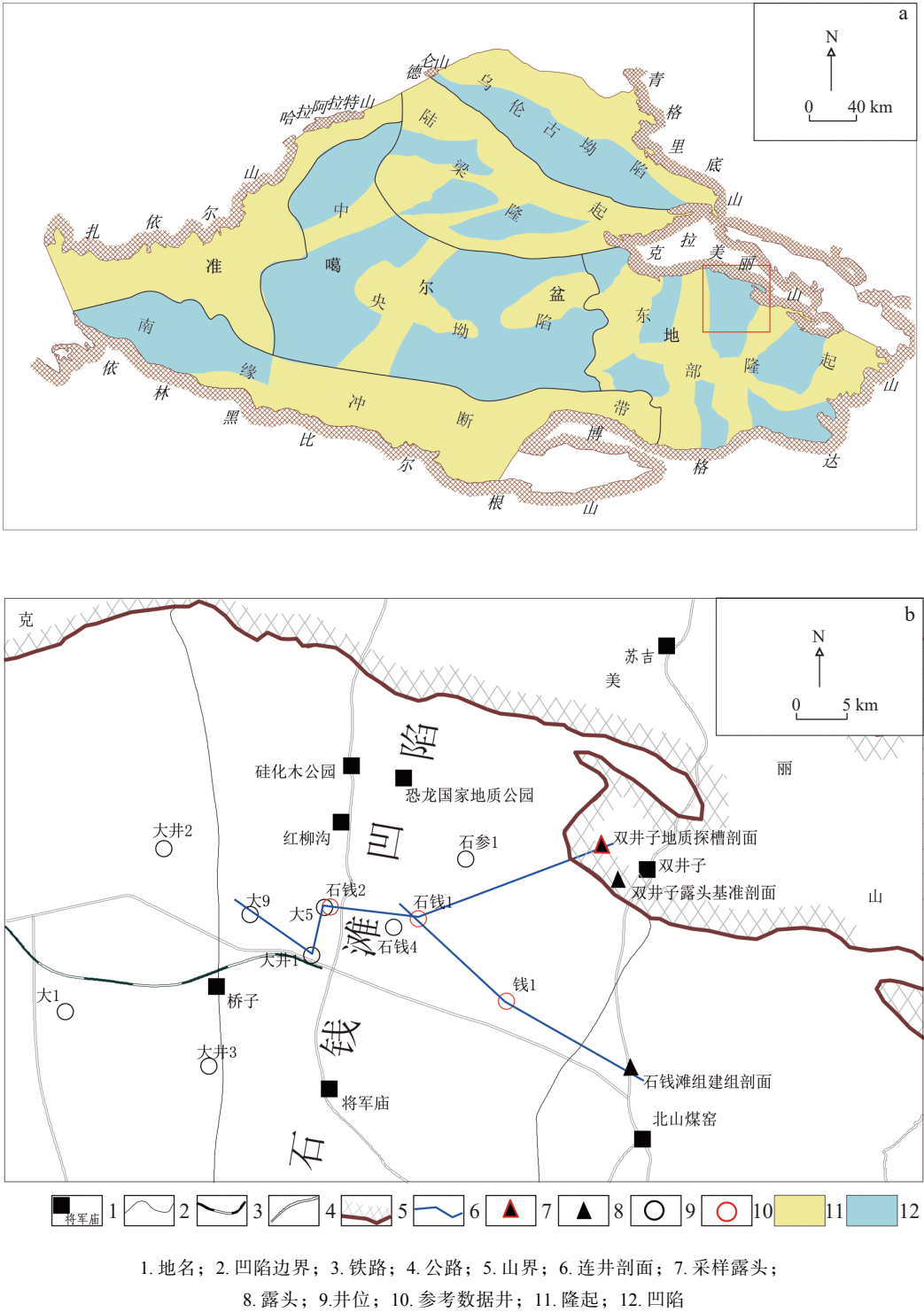
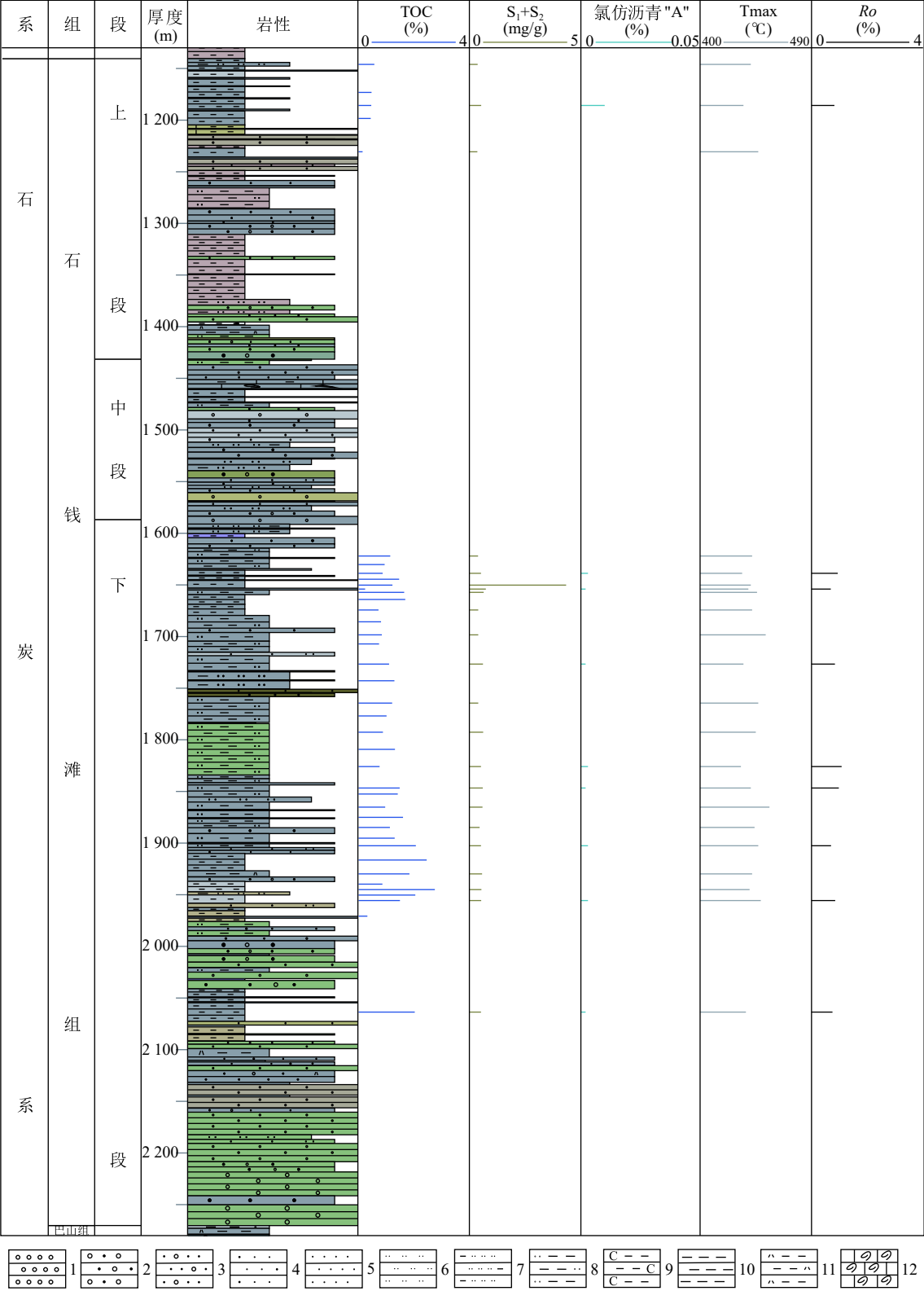


图1 石钱滩凹陷构造位置(a)及采样位置分布图(b)
Fig. 1 (a) Tectonic location of Shiqiantan depression and (b) distribution of sampling

区,地震测线及钻井数量均较为有限,根据现有的地震资料预测及钻井揭示来看, C_{2sh} 烃源岩集中分布在凹陷的北部地区。因此,为了充分表征该套烃源岩的生烃条件,笔者在凹陷的北部区域选取石钱1井、石钱2井及钱1井的烃源岩分析测试数据用于对比研究,

分布位置如图1所示,这几口井均钻遇 C_{2sh} 烃源岩,且具有一定的分布间隔,代表性强。

样品测试工作均由长江大学油气资源与勘探技术教育部重点实验室完成。其中,总有机碳测定采用美国 LECO 的 CS230 碳硫分析仪,具体实验步骤参照



1.砾岩; 2.砂砾岩; 3.含砾砂岩; 4.中细砂岩; 5.细砂岩; 6.粉砂岩; 7.泥质粉砂岩;
8.粉砂质泥岩; 9.碳质泥岩; 10.泥岩; 11.凝灰质泥岩; 12.生物灰岩

图2 双井子地质探槽剖面 C_{2sh} 烃源岩油气地球化学综合柱状图

Fig. 2 Geochemical column of C_{2sh} source rock for geological trench section in Shuangjingzi area

GB/T19145-2003《沉积岩中总有机碳的测定》执行。热解分析采用 OGE-VI 油气评价仪,具体实验步骤参照《岩石热解分析》GB/T18602-2012 执行。族组分相关分析参照《岩石中可溶有机物及原油族组分分析》SY/T5119-2008 执行。饱和烃 GC-MS 分析采用 Agilent7890-5975c 气相色谱质谱联用仪,执行标准为《气相色谱质谱法测定沉积物和原油中生物标志物》GB/T 18606-2001。GC 分析条件为载气:99.999% 氦气;进样口 300 °C;传输线 300 °C;色谱柱为 HP-5MS 弹性石英毛细柱(60 m×0.25 mm×0.25 m);柱温初温为 50 °C/min,20 °C/min 升温至 120 °C,以 4 °C/min 升至 250 °C,再以 3 °C/min 升至 310 °C 保持 30 min;载气流速为 1 mL/min。MS 分析条件:EI 源为 70 eV;灯丝电流为 100 A;倍增器电压为 1 200 V;全扫描。

3 烃源岩展布特征

烃源岩的空间展布受控于沉积期的构造及沉积环境。通过对重点井 C₂sh 组的连井剖面及沉积相分析可以得出(图 3),受西南沙奇凸起和北部克拉美丽山物源区控制,地层展布以 NW-SE 向为主,沉积了一套碎屑岩与碳酸盐岩建造的泥岩、砂质泥岩、砂岩、砾岩和碳酸盐岩沉积。凹陷西南地区石钱滩组主要发育冲积扇沉积,凹陷北部石钱滩组沿克拉美丽山山前及前渊带发育冲积扇-三角洲沉积,积物多以砂岩、砂砾岩为主(图 3a),难以作为烃源岩分布区域;石钱 1 井及 ES 方向的钱 1 井为水体最深处,地层厚度较为稳定,沉积物主要为海湾泻湖相的泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、粉砂岩和细砂岩(图 3b),可发育较好的烃源岩;继续向 ES 方向水体逐渐变浅,至石钱滩建组剖面,沉积物主要为一套冲积扇相沉积砾岩、粗砂岩。可见, C₂sh 组烃源岩具有沿 NW-SE 向、由中心向四周逐渐变薄的分布特征,沉积中心厚度巨大,可达 370 m。

纵向上, C₂sh 沉积范围自下而上逐渐扩大,填平补齐明显,在 C₂sh 上段达到最大沉积范围(图 3a),理论上烃源岩应最为发育,但从沉积物的颜色逐渐紫红的趋势可以得出,该阶段气候已经变的干旱,整体不利于烃源岩发育,仅在上段底部较好。C₂sh 不同段地层及烃源岩在不同位置的发育程度差异也较大,如位于沉积中心的石钱 1 井,其下段在 4 202.5~4 476 m 灰黑色泥岩发育,集中分布在 4 200~4 350 m 处;中段在 3 850~4 202.5 m 深灰色凝灰质泥岩发育,集中分布在 3 980~4 100 m 处,这两套烃源岩的占层比近 60%。

石钱 2 井的中段及上段暗色泥岩发育有限。双井子地质探槽剖面下段暗色泥岩发育,累积厚度约为 240 m,中段缺失暗色泥岩,仅发育灰色中薄层泥岩,上段发育约 60 m 厚的灰色泥岩及粉砂质泥岩,仅考虑下段暗色泥岩作为烃源岩,占层比为 21%。总体认为, C₂sh 下段烃源岩相对优质,但展布面积较为有限,中段及上段地层分布范围较大,但缺乏较好的烃源岩。

4 烃源岩地球化学特征

烃源岩的合理评价对油气勘探的方向和前景具有重要的决定性意义。对于中国古生界海相烃源岩的评价标准目前仍争论较大(张水昌等, 2002; 陈建平, 2012),且早期的评价标准(SY/T5735-1995)主要针对陆相烃源岩。文中采用最新的 SY/T5735-2019 行业标准对烃源岩生烃的各项指标进行评价(表 1、表 2),有机质类型参考已被普遍接受的 HI-Tmax、HI-OI 等判别图版进行综合分析。

表 1 泥岩有机质丰度评价标准统计表

Tab. 1 Evaluation criteria of organic matter content for mudstone

烃源岩等级	TOC(%)	S ₁ +S ₂ (mg/g)	“ A ” (%)
非烃源岩	< 0.5	< 2	0.05
一般烃源岩	0.5~1	2~6	0.05~0.1
好烃源岩	1~2	6~20	0.1~0.2
优质烃源岩	≥2	≥20	≥0.2

表 2 烃源岩有机质成熟度评价标准统计表

Tab. 2 Evaluation criteria of organic matter maturity for source rock

演化阶段	Ro(%)	Tmax(°C)
未成熟阶段	< 0.5	< 435
低成熟阶段	0.5~0.7	435~440
成熟阶段	0.7~1.3	440~455
高成熟阶段	1.3~2.0	455~490
过成熟阶段	≥2.0	≥490

4.1 有机质丰度

有机质丰度通常采用总有机碳含量(TOC)、生烃潜量(S₁+S₂)及氯仿沥青“ A ”等指标进行评价(陈践发等, 2010; 顾超等, 2020; 徐银波等, 2023)。地表露头样品 S₁+S₂ 及氯仿沥青“ A ”受地表风化作用影响较大,往往与真实值差别较大,难以有效反映有机质丰度特征,仅可作为参考指标(魏建设等, 2012)。

石钱滩凹陷 C₂sh 井下烃源岩样品丰度高于露头样

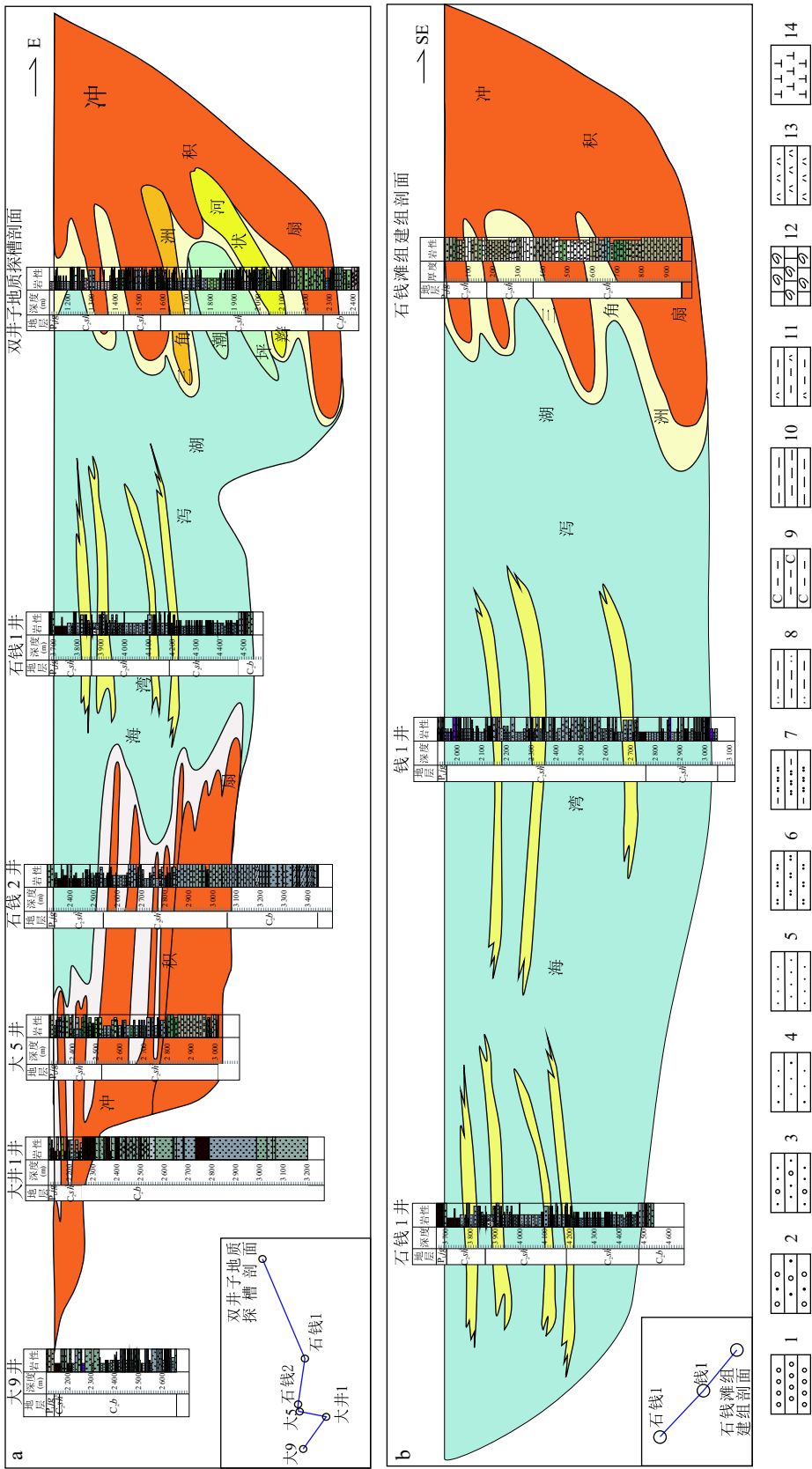
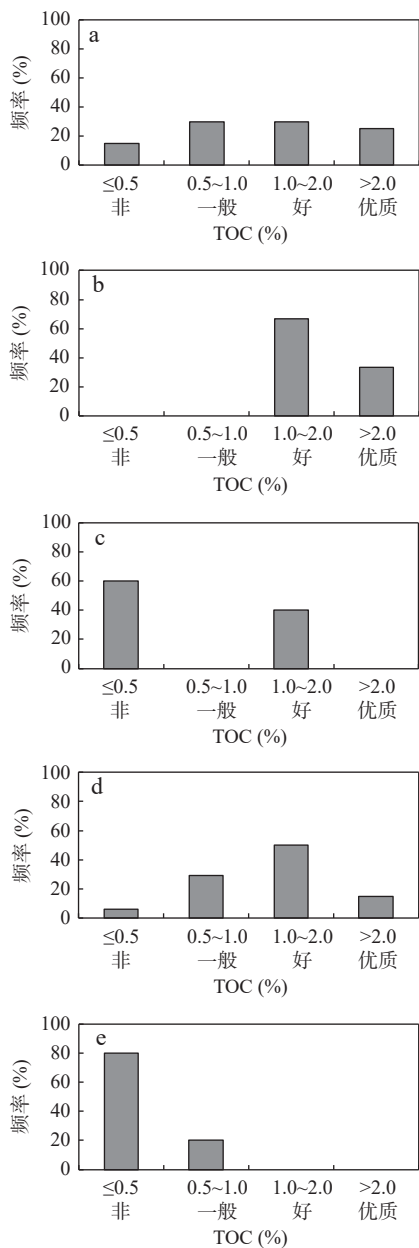


图3 石钱滩凹陷石钱滩组沉积相剖面图

Fig. 3 Sedimentary section of C₂sh in Shiqiantan depression

品(图4、图5)。石钱1井 C_2sh 烃源岩的 TOC 为 0.27%~4.51%, 均值为 1.58%, 整体为好等级, 具体从非到优质等级均有分布, 且非等级占比少(图4a); 石钱2井 C_2sh 烃源岩的 TOC 值为 1.43%~2.04%, 均值为 1.82%, 亦为好等级, 主要为好到优质等级(图4b); 钱1井 C_2sh 烃源岩的 TOC 为 0.17%~1.18%, 均值为 0.50%, 整体偏低(图4c), 可能与采样为中上段有关(图3b); 双井子地质探槽剖面 C_2sh 烃源岩的 TOC 为 0.17%~2.75%, 均

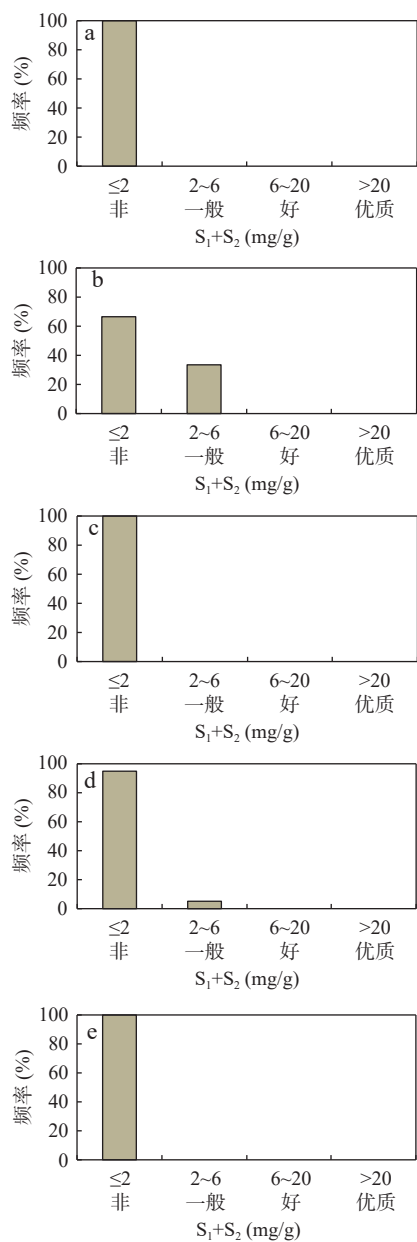
值为 1.19%, 略高于好等级的下限, 下段烃源岩 TOC 整体较高, 为 0.26%~2.76%, 均值达 1.30%, 按照下段暗色泥岩累计厚度 240 m 计算, TOC 大于 0.5% 的样品占 94.1%, 其中好-优质级别的占比可达 64.7%, 为 155 m; 上段烃源岩的 TOC 仅为 0.17%~0.59%, 均值为 0.43%(图2、图4d、图4e)。需要注意的是, 露头样品与井下样品的有机质丰度具有一定的差距, 一方面与露头样品遭受风化剥蚀, 造成有机质损失有关; 同时, 从



a. 石钱1井石钱滩组; b. 石钱2井石钱滩组; c. 钱1井石钱滩组; d. 地质探槽剖面石钱滩组下段; e. 地质探槽剖面石钱滩组上段

图4 石钱滩凹陷典型井及剖面 C_2sh 烃源岩 TOC 分布图

Fig. 4 TOC of C_2sh source rock for typical wells and section in Shiqiantan depression



a. 石钱1井石钱滩组; b. 石钱2井石钱滩组; c. 钱1井石钱滩组; d. 地质探槽剖面石钱滩组下段; e. 地质探槽剖面石钱滩组上段

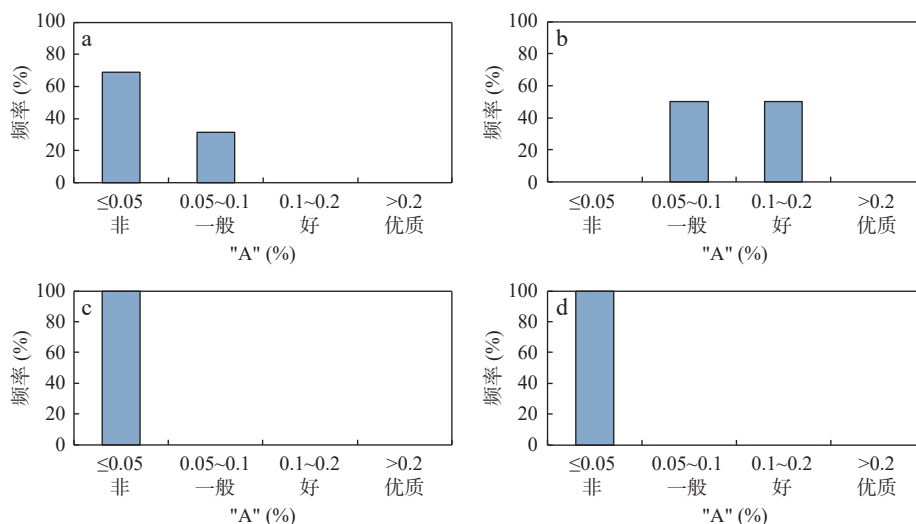
图5 石钱滩凹陷典型井及剖面 C_2sh 烃源岩 S_1+S_2 分布图

Fig. 5 (S_1+S_2) of C_2sh source rock for typical wells and section in Shiqiantan depression

C_{2sh} 的沉积演化可得, 石钱 1 井与石钱 2 井靠近沉积中心, 除非是交互相的煤系沉积, 临近沉积中心的烃源岩的生烃性能往往多优于湖盆边界的烃源岩。

S_1+S_2 指示 C_{2sh} 烃源岩基本为非等级(图 5), 仅个别样品为一般等级(图 5b、图 5e), 氯仿沥青 “A” 显示 C_{2sh} 烃源岩基本为非—一般等级(图 6), 均与 TOC

值的评价结果有所出入, 这应当与不同指标的适用条件有关。 S_1+S_2 适用于未成熟—低成熟样品 ($R_o < 0.7\%$), 氯仿沥青 “A” 适用于成熟样品 ($0.7\% \leq R_o < 1.3\%$), 且对露头样品的指示均有限。区内的 C_{2sh} 烃源岩目前以生气为主, 处于成熟—高成熟阶段(胡自龙等, 2019), 造成了这两项指标失真。



a. 石钱 1 井石钱滩组; b. 石钱 2 井石钱滩组; c. 地质探槽剖面石钱滩组下段; d. 地质探槽剖面石钱滩组上段

图 6 石钱滩凹陷典型井及剖面 C_{2sh} 烃源岩氯仿沥青 “A” 分布图

Fig. 6 “A” of C_{2sh} source rock for typical wells and section in Shiqiantan depression

综上所述, C_{2sh} 烃源岩整体较好, 且具有由沉积中心至边缘, 丰度由下自上逐渐降低的趋势。

4.2 有机质类型

有机质类型的划分中, 显微组分为主要指标, 干酪根元素(H/C—O/C)及岩石热解参数(HI—Tmax、HI—OI)次之, 且对于地表露头样品, 风化作用往往引起 C、H 流失, O 相富集, 从而使得有机质类型向Ⅲ型偏移, 导致与之相关的 HI—OI 和 H/C—O/C 判别方法可信度降低(魏建设等, 2012)。风化作用同样会引起 S_2 降低, 使得对应的 Tmax 峰值不准确, 导致 HI—Tmax 判别方法可信度降低, 需结合显微组分特征进行识别(王万春等, 1997; 杨树春等, 2005; 汪双清, 2014)。相比之下, 甾烷等生物标志化合物相对稳定, 能够有效保留原始有机质来源信息, 与之相关的类型参数为目前能够有效划分露头或高成熟样品有机质类型的重要指标(Shanmugam, 1985; 魏建设等, 2020)。

通过对地质探槽剖面 9 个样品的镜检结果分析可知, C_{2sh} 烃源岩的有机质类型主体为Ⅲ型, 具体表

现为腐泥组含量极低, 均为 0%, 镜质组和壳质组占比为主, 合计超过 90%(表 3); 热解参数也表现出与之相符的特征。根据 HI—Tmax 判别, C_{2sh} 烃源岩集中分布于Ⅱ₂-Ⅲ型区域(图 7)。在 HI—OI 判别图中(图 8), 地质探槽剖面 C_{2sh} 下段烃源岩也基本位于Ⅲ型区域, 仅有 1 个样品落在Ⅱ₂ 附近, 另外, C_{2sh} 上段烃源岩具有的 OI 过高, 为 172.01~750.64 mg/g, 不易于在图中投点, 但具有明显的Ⅲ型干酪根特征。

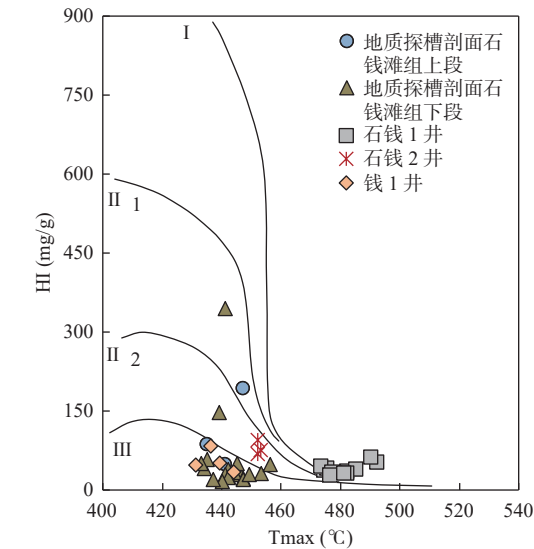
对于甾类生标化合物而言, 尽管许多缺乏陆生植物的前泥盆纪沉积物中富含 C_{29} 甾烷, 但一般仍认为, 水生生物富含 C_{27} (和 C_{28})甾烷, 而高等植物富含 C_{29} 甾烷, 故可通过有机质的甾烷谱图特征及 C_{27} — C_{28} — C_{29} 相对含量百分图来判断干酪根的有机质类型。根据双井子地质探槽剖面 C_{2sh} 下段与上段代表烃源岩样品的饱和烃 GC—MS 图可得(图 9a、图 9b), C_{29} 具有较为明显的占比优势, 显示陆相高等植物输入为主的特征。根据 $\alpha\alpha\alpha 20R$ 构型 C_{27} — C_{28} — C_{29} 甾烷三角图同样可以看出(图 9c), C_{2sh} 烃源岩具有明显Ⅱ₂-Ⅲ型特征。

综上所述, 不同类型指标的判别结果一致, 均指

表 3 双井子地质探槽剖面 C_{2sh} 烃源岩镜检分类表

Tab. 3 Maceral analysis classification of C_{2sh} source rock for geological trench section in Shuangjingzi area

段	样品编号	腐泥组 (%)	壳质组 (%)	镜质组 (%)	惰性组 (%)	有机质类型
石钱滩组上段	21SJZ-S41	0	14	80	6	III
	21SJZ-S33	0	62	35	3	II ₂
	21SJZ-S30	0	72	26	2	II ₂
	21SJZ-S23	0	61	35	4	II ₂
石钱滩组下段	21SJZ-S36	0	54	42	4	III
	21SJZ-S19	0	61	34	5	III
	21SJZ-S13	0	35	59	6	III
	21SJZ-S7	0	63	33	4	II ₂
	21SJZ-S5	0	51	45	4	III



I. 腐泥型；II₁. 腐殖-腐泥型；
II₂. 腐泥-腐殖型；III. 腐殖型

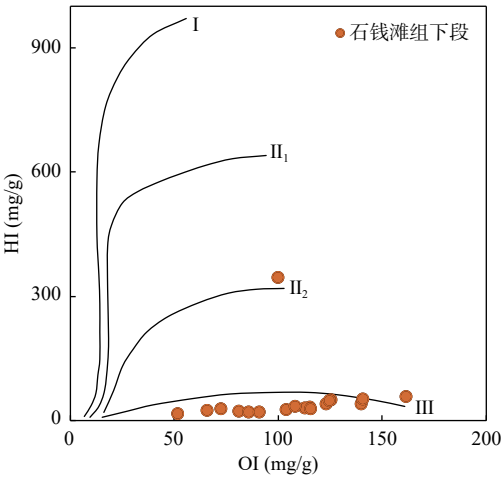
图7 石钱滩凹陷典型井及剖面 C_{2sh} 烃源岩
有机质 HI-Tmax 类型判别图

Fig. 7 Type classification with HI-Tmax of C_{2sh} source rock for typical wells and section in Shiqiantan depression

示 C_{2sh} 烃源岩的有机质类型主要为 II₂-III 型, 反映陆源有机质为主, 少量低等水生生物贡献的母质类型。

4.3 有机质成熟度

镜质体反射率(Ro)是有机质成熟度的有效指标, 随热演化程度的升高而增大, 并具有相对广泛、稳定的可比性(He et al., 2019)。Tmax 为烃源岩中有机质热解烃 S₂ 峰的峰顶温度, 其数值的高低与有机质热演



I. 腐泥型；II₁. 腐殖-腐泥型；
II₂. 腐泥-腐殖型；III. 腐殖型

图8 双井子地质探槽剖面 C_{2sh} 烃源岩
有机质 HI-OI 类型判别图

Fig. 8 Type classification with HI-OI of C_{2sh} source rock for geological trench section in Shuangjingzi area

化程度密切相关, 在一定程度上也可以反映有机质成熟度, 但由于地表露头样品及高-过成熟样品的 S₂ 往往较低, 进而影响了 Tmax, 因此仅作为有机质成熟度评价的参考指标(孟元林等, 1999; Yang et al., 2020)。

地质探槽剖面与井下样品的成熟度有一定的差距(图 10), 石钱 1 井与石钱 2 井 C_{2sh} 烃源岩样品 Ro 值分别为 1.44%~1.69% 和 1.16%~1.22%, 均值分别为 1.57% 和 1.19%, 对应的 Tmax 值也与之相符(图 10、

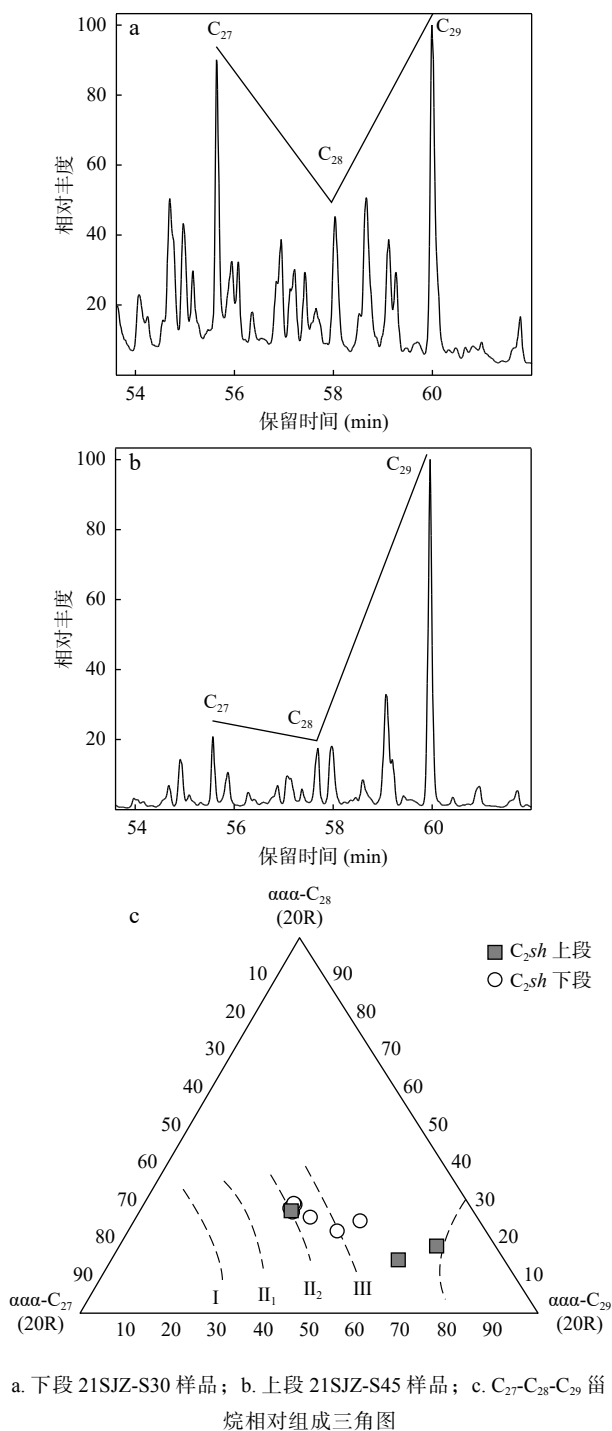


图9 双井子地质探槽剖面 C_2sh 烃源岩甾类化合物特征

Fig. 9 Sterane characteristics of C_2sh source rock for geological trench section in Shuanjingzi area

图 11), 均指示成熟-高熟的早生气阶段; 钱 1 井 T_{max} 值整体较低, 可能与其偏低的 S_2 造成 T_{max} 失真有关 (图 11); 地质探槽剖面样品 C_2sh 下段烃源岩样品的 R_o 值为 0.69%~1.08%, 均值为 0.85%, 上段 R_o 值为 0.82%

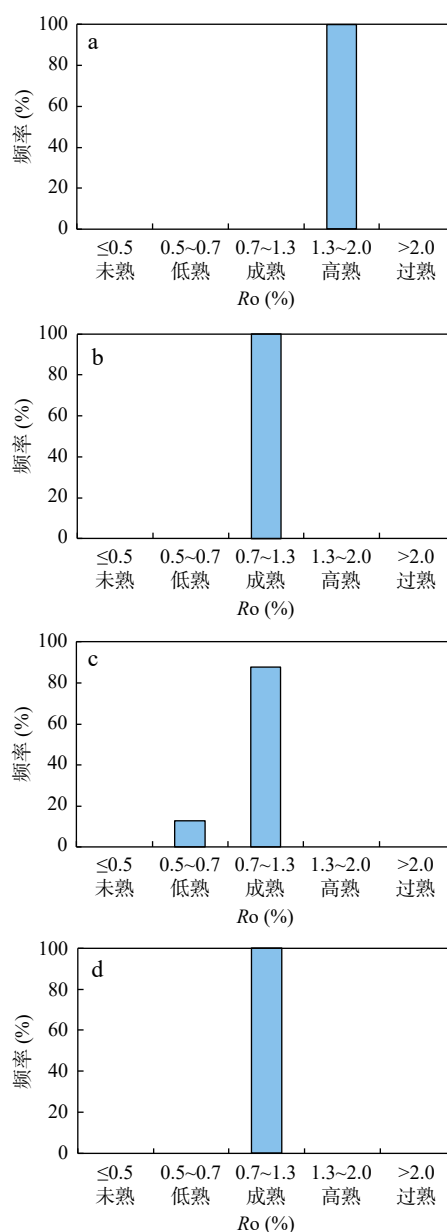
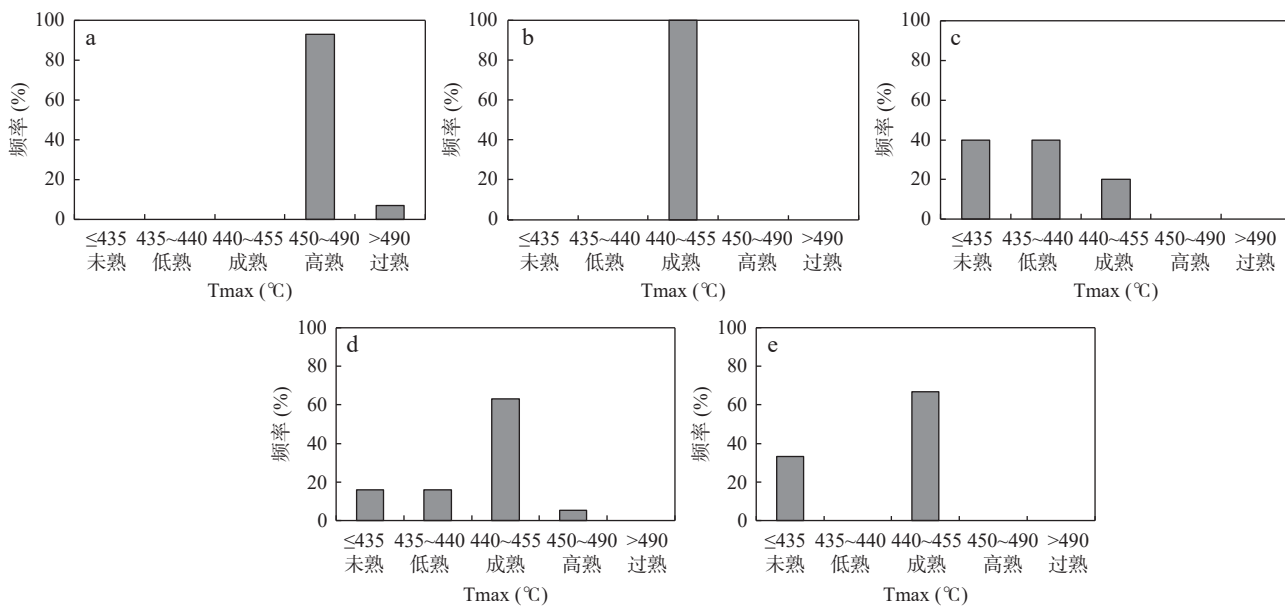


图10 石钱滩凹陷典型井及剖面 C_2sh 烃源岩 R_o 分布图

Fig. 10 Vitritine reflection of C_2sh source rock for typical wells and section in Shiqiantan depression

(图 10), 对应的 T_{max} 值也整体偏低 (图 11)。此外, 有学者曾报道双井子剖面 C_2sh 烃源岩的 R_o 均值仅为 0.65%, 大 5 井 C_2sh 烃源岩的 R_o 均值仅为 0.65% (贺凯, 2009), 反映从湖盆中心向边缘具有较大的构造演化差异。因此, 区内 C_2sh 烃源岩的成熟度具有以湖盆中心为高值中心, 达到高熟阶段后, 向周缘逐渐降低的特征。



a. 石钱1井石钱滩组; b. 石钱2井石钱滩组; c. 钱1井石钱滩组; d. 地质探槽剖面石钱滩组下段; e. 地质探槽剖面石钱滩组上段

图11 石钱滩凹陷典型井及剖面 C₂sh 烃源岩 Tmax 分布图

Fig. 11 Tmax of C₂sh source rock for typical wells and section in Shiqiantan Depression

通过上述分析评价可得, 石钱滩凹陷的优质高熟烃源岩主要位于临近湖盆中心的石钱滩组下部地层中, 且目前整体已进入生气阶段。由湖盆中心至边缘, 生烃条件逐渐减弱。

5 结论

(1) 石炭系石钱滩组烃源岩为一套典型的海湾泻湖相沉积, 呈 NW-SE 向展布于石钱滩凹陷, 局部地区厚度巨大, 沉积厚度中心位于凹陷东南隅。

(2) 烃源岩主要分布在石钱滩组下部, 次为上部。生烃条件整体较好, 具有较高的有机质丰度, 有机质类型以 II₂-III 为主, 且已进入高熟阶段, 具有优质的生气潜力。

(3) 石钱滩组烃源岩虽然主要局限于大井地区的石钱滩凹陷内分布, 但其厚度巨大, 且有机地化参数反映的生烃条件良好, 必然能够为石钱滩凹陷提供充足的油气源, 可围绕该套烃源岩开展相关的油气勘探部署。

参考文献(References):

陈建平, 梁狄刚, 张水昌, 等. 中国古生界海相烃源岩生烃潜力评价标准与方法[J]. 地质学报, 2012, 86(7): 1132-1142.

CHEN Jianping, LIANG Digang, ZAHNG Shuichang, et al. Evaluation Criterion and Methods of the Hydrocarbon Generation Potential for China's Paleozoic Marine Source Rocks[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(7): 1132-1142.

陈践发, 卢进才, 石正勇, 等. 内蒙古西部额济纳旗及其邻区石炭系—二叠系烃源岩的发育特征和生烃潜力评价[J]. 地质通报, 2010, 29(2/3): 346-350.

CHEN Jianfa, LU Jincai, SHI Zhengyong, et al. Development characteristics and hydrocarbon generating potential evolution of Permian-Carboniferous source rocks in Ejina Banner basin and its adjacent area, western Inner Mongolia, China[J]. Geological Bulletin of China, 2010, 29(2/3): 346-350.

顾超, 曹建康, 庄一鹏, 等. 鄂尔多斯盆地旬宜区块上古生界烃源岩地球化学特征[J]. 西北地质, 2020, 53(2): 263-269.

GU Chao, CAO Jiankang, ZHUANG Yipeng, et al. Geochemical Characteristics of Upper Paleozoic Source Rocks in Xunyi Block, Ordos Basin[J]. Northwestern Geology, 2020, 53(2): 263-269.

何登发, 翟光明, 况军, 等. 准噶尔盆地古隆起的分布与基本特征[J]. 地质科学, 2005, 40(2): 248-261+304.

HE Dengfa, ZHAI Guangming, KUANG Jun, et al. Distribution and Tectonic Features of Paleo-uplifts in the Junggar Basin[J]. Chinese Journal of Geology, 2005, 40(2): 248-261+304.

贺凯, 庞瑶, 何治亮, 等. 准东地区石炭系烃源岩评价及重要意义[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2010, 32(6): 41-45.

HE Kai, PANG Yao, HE Zhiliang, et al. The Evaluation and Significance of the Carboniferous Source Rocks in the East Junggar

- Area[J]. *Journal of Southwest Petroleum of University (Science & Technology Edition)*, 2010, 32(6): 41–45.
- 贺凯. 准噶尔盆地东部石炭系火山岩油气成藏规律研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2009.
- HE Kai. Study on the reservoirs formation rule of volcanic rock of Carboniferous in the East of Junggar basin [D]. Beijing: China University of Geoscience (Beijing), 2009.
- 胡自龙, 卞保力, 刘海磊, 等. 准噶尔盆地大井地区天然气成因、来源与成藏过程[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(6): 850–859.
- HU Zilong, BIAN Baoli, LIU Hailei, et al. Genetic types, origins and accumulation process of natural gases from Dajing area, Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(6): 850–859.
- 马强, 梁辉, 付国斌, 等. 准东地区石油地质条件综合研究及突破方向选择[R]. 哈密: 吐哈油田勘探开发研究院, 2019.
- 孟元林, 肖丽华, 杨俊生, 等. 风化作用对西宁盆地野外露头有机质性质的影响及校正[J]. *地球化学*, 1999, 28(1): 42–50.
- MENG Yuanlin, XIAO Lihua, YANG Junsheng, et al. Influences of weathering on organic matter of outcrop and correcting methods in Xining Basin[J]. *Geochimica*, 1999, 28(1): 42–50.
- 王圣柱, 王千军, 张关龙, 等. 准噶尔盆地石炭系烃源岩发育模式及地球化学特征[J]. *油气地质与采收率*, 2020, 27(4): 13–25.
- WANG Shengzhu, WANG Qianjun, ZHANG Guanglong, et al. Development mode and geochemical characteristics of Carboniferous source rocks in Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2020, 27(4): 13–25.
- 汪双清, 徐学敏. 银额盆地及其临区石炭—二叠系烃源岩关键测试技术研究[R]. 北京: 国家地质实验测试中心, 2014.
- 王万春, 徐永昌, Schidlowski M, 等. 不同沉积环境及成熟度干酪根的碳、氢同位素地球化学特征[J]. *沉积学报*, 1997, 15(S1): 133–137.
- WANG Wanchuan, XU Yongchang, SCHILOWSKI M, et al. The Geochemical Characteristics of Carbon and Hydrogen Isotopes of Kerogens of Various Maturity and Depositional Environments[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1997, 15(S1): 133–137.
- 魏建设, 姜亨, 王宝文, 等. 银额盆地居延海坳陷吉格达凹陷石炭系—二叠系烃源岩生物标志化合物特征及其意义[J]. *西北地质*, 2020, 53(3): 273–283.
- WEI Jianshe, JIANG Ting, WANG Baowen, et al. The Biomarker Characteristics and Its Significance of the Carboniferous-Permian Source Rocks in Jigeda Sag of Juyanhai Depression in Yin'er Basin[J]. *Northwestern Geology*, 2020, 53(3): 273–283.
- 魏建设, 卢进才, 魏仙样, 等. 强烈风化作用对烃源岩评价指标的影响——以额济纳旗及邻区石炭系—二叠系为例[J]. *地质通报*, 2012, 31(10): 1715–1723.
- WEI Jianshe, LU Jincai, WEI Xianyang, et al. The influence of intense weathering on the evaluation indexes of hydrocarbon source rocks: A case study of Carboniferous-Permian Strata of Ejin Banner and its neighboring areas[J]. *Geological Bulletin of China*, 2012, 31(10): 1715–1723.
- 徐银波, 姚树青, 罗晓玲, 等. 新疆三塘湖盆地石头梅地区芦草沟组油页岩测井响应特征及识别模型[J]. *地质通报*, 2023, 42(11): 1808–1817.
- XU Yinbo, YAO Shuqing, LUO Xiaoling, et al. Logging response characteristics and identification model of oil shale of Lucaogou Formation in Shitoumei area of Santanghu Basin, Xinjiang[J]. *Geological Bulletin of China*, 2023, 42(11): 1808–1817.
- 杨树春, 卢庆治, 宋传真, 等. 库车前陆盆地中生界烃源岩有机质成熟度演化及影响因素[J]. *石油与天然气地质*, 2005, 26(6): 770–777.
- YANG Shuchun, LU Qingzhi, SONG Chuanzhen, et al. Evolution of Mesozoic source rock's organic maturation in Kuqa foreland basin and its influence factors[J]. *Oil & Gas Geology*, 2005, 26(6): 770–777.
- 张水昌, 梁狄刚, 张大江. 关于古生界烃源岩有机质丰度的评价标准[J]. *石油勘探与开发*, 2002, 29(2): 8–12.
- ZHANG Shuichang, LIANG Digang, ZHANG Dajiang. Evaluation criteria for Paleozoic effective hydrocarbon source rocks[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2002, 29(2): 8–12.
- Shanmugam G. Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia[J]. *AAPG Bulletin*, 1985, 69: 1241–1254.
- He Cong, Ji Liming, Su Ao, et al. Source-rock evaluation and depositional environment of black shales in the Triassic Yanchang Formation, southern Ordos Basin, north-central China[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 173: 899–911.
- Yang Shengyu, Brian Horsfield. Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks[J]. *International Journal of Coal Geology*, 2020, 225: 103500.