

不同岩相泥页岩生烃能力与含油性特征 ——以玛湖凹陷风城组玛页 1 井为例

何晋译^{1,2,3}, 冷筠滢^{1,2,3}, 李志明^{1,2,3}, 何文军⁴, 刘得光⁴, 杨森⁴, 李楚雄^{1,2,3}

(1. 中国石化石油勘探开发研究院 无锡石油地质研究所, 江苏 无锡 214126; 2. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 江苏 无锡 214126; 3. 中国石化油气成藏重点实验室, 江苏 无锡 214126; 4. 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)

摘要:以玛湖凹陷玛页 1 井风城组岩心为研究对象, 采用全岩 X 线衍射、薄片观察、岩石热解和多温阶热解等方法, 在岩相划分的基础上, 分析不同岩相泥页岩生烃能力与含油性特征。结果表明: 玛湖凹陷风城组主要发育块状长英质泥岩、块状云质泥岩、纹层状长英质泥岩、纹层状灰质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩 7 类岩相; 纹层状长英质泥岩、纹层状灰质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩为中等—好烃源岩, 块状云质泥岩为差—中等烃源岩, 块状长英质泥岩烃源岩品质差。纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩含油性和可动性好, 为页岩油甜点岩相; 生烃能力、排烃和外来烃运移是影响泥岩含油性与可动性的主要因素。玛页 1 井风城组深度在 4 625.0~4 635.0、4 665.0~4 685.0 和 4 730.0~4 770.0 m 之间发育优势岩相, 为页岩油勘探开发的有利层段。该结果为玛湖凹陷风城组页岩油下一步勘探部署与有效开发提供依据。

关键词:玛湖凹陷; 风城组; 玛页 1 井; 页岩油; 岩相; 生烃能力; 含油性

中图分类号: TE122.2; P618.13 **文献标识码:** A **文章编号:** 2095-4107(2025)01-0001-17

0 引言

页岩油气成为全球非常规油气勘探开发的研究热点^[1-8]。全球页岩油资源丰富且分布广泛, 其中美国、俄罗斯和中国位居前三位^[9]。美国页岩油勘探开发取得重大突破, 借助页岩油实现能源独立^[9-12], 中国原油产量不能满足需求^[13-14]。近年来, 中国页岩油在准噶尔盆地二叠系、渤海湾盆地古近系、鄂尔多斯盆地三叠系、松辽盆地白垩系、四川盆地侏罗系和苏北盆地古近系等取得重大突破和积极进展^[9, 15-24]。为保障国家能源安全, 推动页岩油的进一步勘探开发势在必行。

准噶尔盆地玛湖凹陷风城组整合含油, 页岩油资源丰富, 具有巨大的页岩油勘探开发潜力^[15, 25-28]。优质烃源岩是页岩油形成的资源基础^[20, 29], 美国主要页岩油区带发育广泛分布的优质烃源岩^[30]。准噶尔盆地玛湖凹陷风城组发育于特殊的碱湖沉积环境, 是全球最古老的碱湖烃源岩^[31], 总体达到中等—优质烃源岩标准, 有机质类型以 I—II₁ 型为主, 具有良好的生烃潜力^[32]。人们研究玛湖凹陷风城组烃源岩的形成环境^[33-34]、母质类型及来源^[35-36]、生烃能力及模式^[37-38]较多, 缺乏对风城组不同岩相泥页岩生烃能力与含油性特征的研究。风城组岩性复杂、沉积环境变化频繁, 且泥页岩存在较强的非均质性^[39-44], 内部结构、沉积微构造及生烃能力等存在明显差异^[45], 需要将泥页岩划分为更为细致的岩相, 确定优质烃源岩, 对比含油性特征, 明确优势岩相, 为后续页岩油甜点勘探提供方向。

以玛湖凹陷玛页 1 井风城组岩心为研究对象, 采用全岩 X 线衍射、薄片观察、岩石热解和多温阶热解等方法, 在岩相划分的基础上, 分析不同岩相泥质烃源岩品质并确定优质烃源岩, 对比不同岩相泥页岩的含油性及可动性, 明确有利的页岩油甜点岩相, 为玛湖凹陷风城组页岩油的勘探开发提供支持。

收稿日期: 2024-03-06; 编辑: 刘丽丽

基金项目: 国家自然科学基金项目(42090022); 中国石化勘探开发研究院重点课题(YK-2023-18)

作者简介: 何晋译(1990—), 男, 博士, 助理研究员, 主要从事油气地球化学、页岩油气地质方面的研究。

1 区域地质概况

玛湖凹陷位于准噶尔盆地西北部,属于次一级的负向构造单元,北靠乌夏断裂带,西抵中拐凸起,南接达巴松凸起,东达石英滩凸起与英西凹陷,面积约为 5 000 km²[25,46](见图 1(a))。凹陷发育于晚石炭世弧盆系基底,被二叠纪、中生代和新生代陆相沉积地层覆盖。下二叠统风城组(P₁f)沉积时期,为典型的半干旱闭塞碱湖环境,发育扇三角洲和湖泊沉积体系^[31,47],形成盆地中最重要的一套烃源岩,是现今页岩油的主要赋存层系。风城组自下而上划分为风城组一段(风一段(P₁f₁))、风城组二段(风二段(P₁f₂))和风城组三段(风三段(P₁f₃))(见图 1(b))。玛页 1 井区风一段主要发育火山岩、砂砾岩、砂岩和泥岩等;风二段主要发育泥质白云岩、白云质页岩和泥质粉砂岩等;风三段主要发育灰色页岩、白云质页岩和泥质白云岩等。

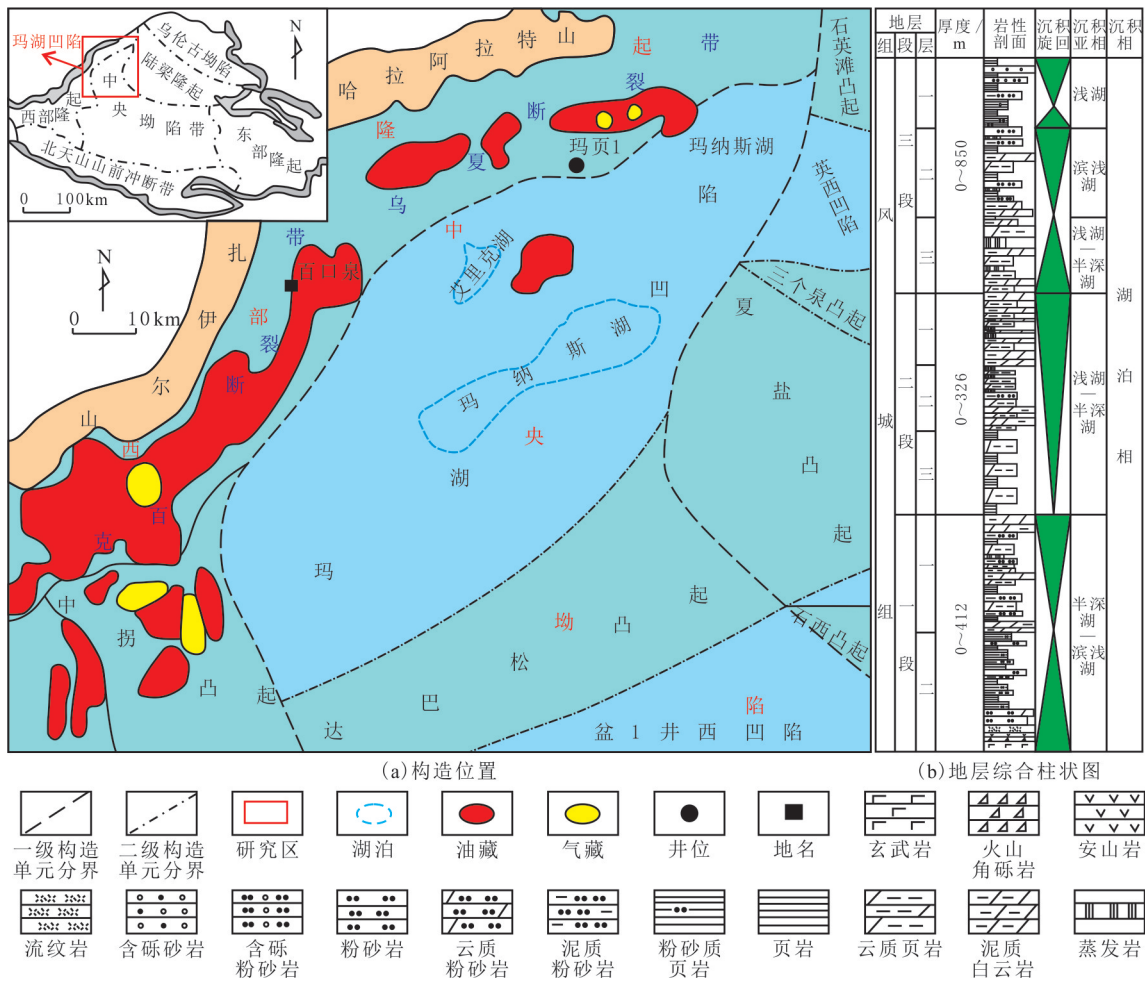


图 1 玛湖凹陷构造位置和凤城组地层综合柱状图(据文献[25]修改)

Fig.1 Structural location of Mahu Sag and stratigraphic column of Fengcheng Formation(modified by reference[25])

2 样品与实验方法

样品选自玛湖凹陷玛页 1 井风城组埋深为 4 585.35~4 923.09 m 的 51 块泥岩。实验方法主要包括全岩 X 线衍射、薄片观察、岩石热解和多温阶热解等。全岩 X 线衍射分析按照 SY/T 5163—2018《沉积岩中黏土矿物和常见非黏土矿物 X 射线衍射分析方法》测定,采用德国布鲁克公司 D8 AD-VANCE 型 X 线衍射仪测试。岩石薄片沿泥页岩样品垂直层理磨制,用 ZEISS 和 NIKON 显微镜观察岩石薄片,明确矿物的晶体形状和光学性质,确定矿物类型及微观构造等特征。岩石热解和多温阶热解分别按照

GB/T 18602—2012《岩石热解分析》和 Q/SH 0754—2019《泥页岩中不同赋存状态的滞留烃含量测定方法》^[47]测定,实验仪器为 HAWK 页岩分析仪,岩心样品在冷冻状态下粉碎,避免粉碎过程中轻烃受热损失,热解过程采用钱门辉等^[47]提出的热解升温程序进行。

3 岩石学特征及岩相划分

3.1 矿物组成

全岩 XRD 分析表明,玛湖凹陷风城组泥岩全岩矿物主要由石英(质量分数为 15%~77%,平均为 37%)、斜长石(质量分数为 2%~32%,平均为 11%)、黏土矿物(质量分数为 4%~52%,平均为 12%)、方解石(质量分数为 0~47%,平均为 14%)、白云石(质量分数为 2%~47%,平均为 22%)组成,还含有少量钾长石、菱铁矿、黄铁矿及硬石膏等其他矿物(见图 2(a-b)、表 1)。玛湖凹陷风城组泥岩矿物主要成分可以分为长英质碎屑矿物(石英和长石)、黏土矿物和灰云质矿物(方解石和白云石)3 种,其中长英质碎屑矿物质量分数平均为 52%,黏土矿物质量分数平均为 12%,灰云质矿物质量分数平均为 35%(见图 2(c)),表现为长英质碎屑矿物和灰云质矿物质量分数高、黏土矿物质量分数低的特点。

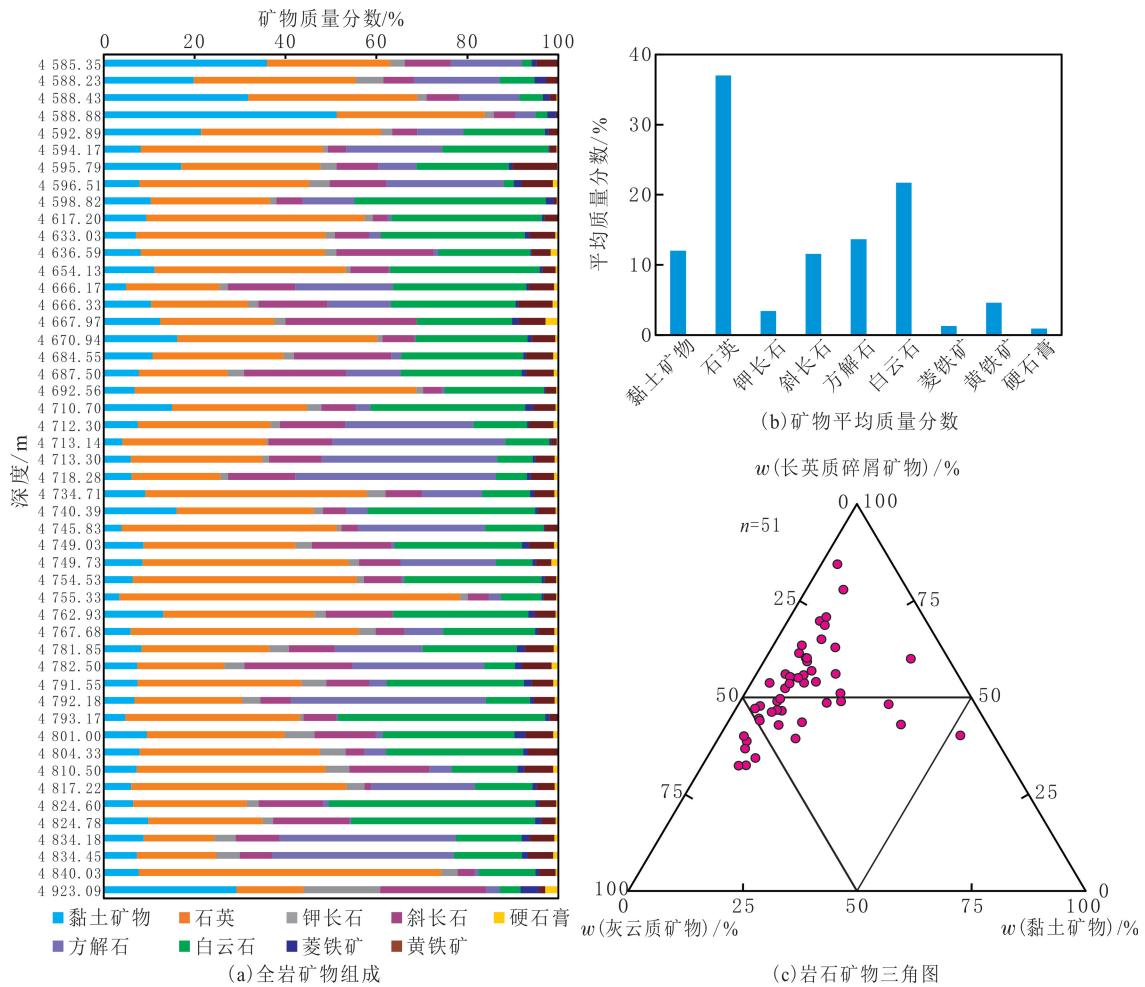


图 2 玛湖凹陷风城组泥岩矿物组成
Fig. 2 Mineral composition of mudstones in Fengcheng Formation, Mahu Sag

3.2 沉积构造

细粒岩粒度小于 62 μm,具有块状、层状及纹层状 3 种典型沉积构造类型^[48]。岩心薄片观察显示,玛湖凹陷风城组泥岩沉积构造包括典型的块状和纹层状构造(见图 3(a-h))。块状构造泥岩包括整体呈均匀状的(见图 3(a-b))、具有明显树枝状白色矿物的(见图 3(g))和具有明显雪花状白色矿物的(见图 3

(h))。纹层状构造泥岩包括暗色纹层和白色纹层交替的(见图 3(c-d))和整体为暗色纹层构成的(见图 3(e-f))。其中,白色纹层、树枝状白色矿物和雪花状白色矿物滴冷酸强烈起泡,灰质质量分数高;整体呈均匀状的块状构造和整体为暗色纹层构造的矿物滴冷酸无明显起泡。

表 1 玛湖凹陷风城组泥岩矿物组成与有机地球化学参数

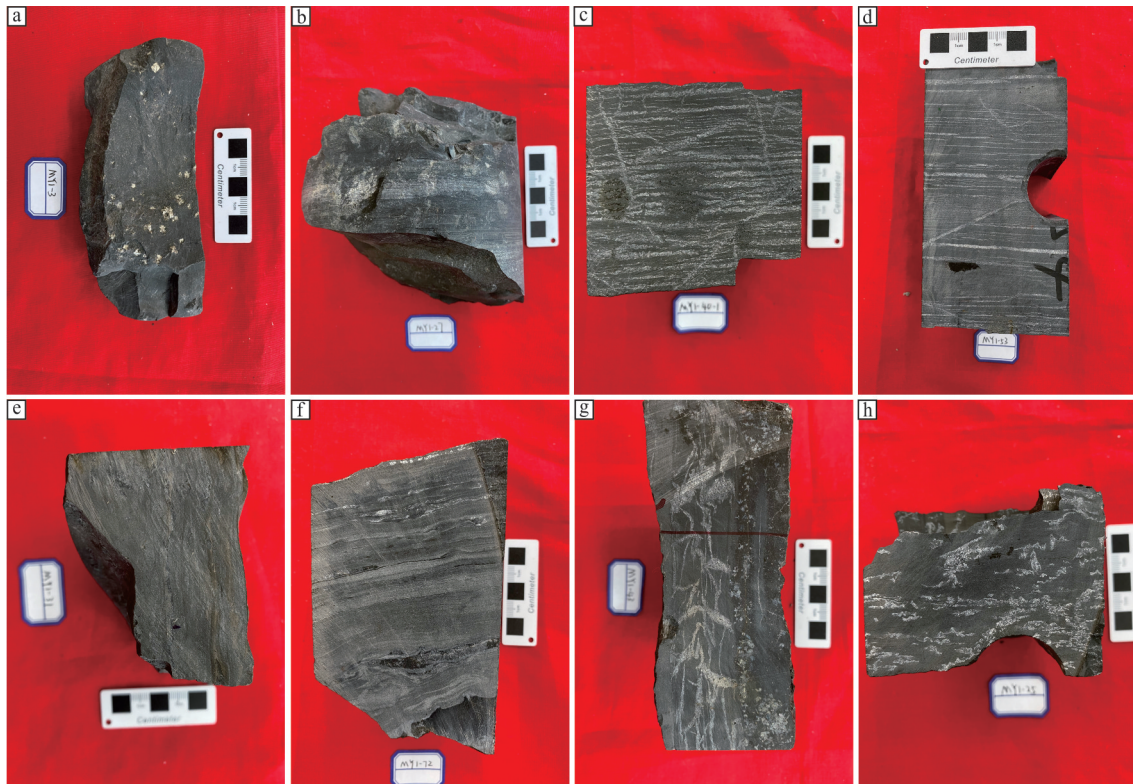
Table 1 Mineral composition and organic geochemical parameters of mudstones in Fengcheng Formation, Mahu Sag

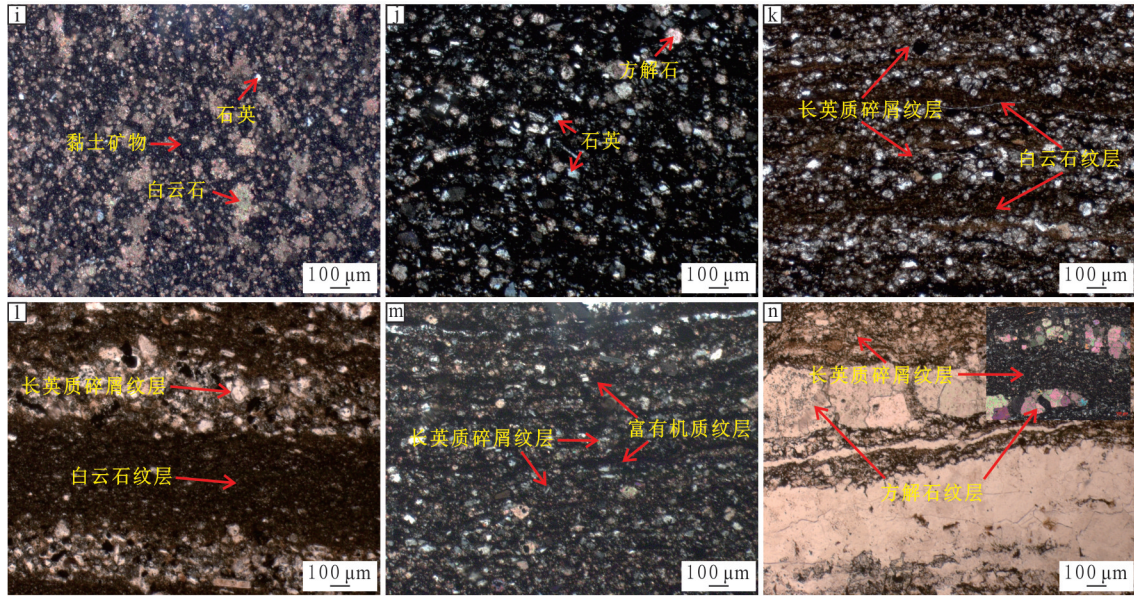
深度/m	矿物质量分数/%									S ₁ / (mg·g ⁻¹)	S ₂ / (mg·g ⁻¹)	w(TOC)/ %
	黏土矿物	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	硬石膏			
4 585.35	38	29	3	11	16	2	1	5	—	0.04	0.09	0.25
4 588.23	20	37	6	7	19	8	3	3	—	0.38	0.52	0.26
4 588.43	32	38	2	7	13	5	2	2	0	0.36	0.54	0.31
4 588.88	52	33	2	5	5	3	2	1	—	0.05	0.07	0.30
4 592.89	22	40	2	6	10	18	1	2	—	1.27	1.20	0.50
4 594.17	8	41	1	4	22	24	0	2	0	5.71	4.76	1.52
4 595.79	19	34	4	10	9	23	1	11	0	0.77	2.77	1.10
4 596.51	9	41	5	14	28	2	2	8	1	0.99	26.49	4.17
4 598.82	10	26	1	6	11	43	2	1	0	0.69	1.86	0.93
4 617.20	10	50	2	3	1	34	1	3	—	1.31	2.69	1.02
4 633.03	8	45	2	8	3	34	1	6	1	2.90	3.59	1.50
4 636.59	9	43	3	23	1	22	0	4	2	1.53	0.77	0.51
4 654.13	12	44	1	9	0	34	1	3	1	0.80	0.90	0.66
4 666.17	5	22	2	16	23	31	1	6	1	3.06	4.39	1.63
4 666.33	11	23	2	17	15	30	1	8	1	2.20	2.77	1.43
4 667.97	14	28	3	32	0	23	2	6	3	0.42	0.64	0.52
4 670.94	17	47	1	8	0	26	1	5	1	0.74	0.87	0.56
4 684.55	12	31	2	23	2	29	1	6	1	2.00	3.10	1.05
4 687.50	8	21	4	24	13	29	1	7	1	2.63	3.40	1.12
4 692.56	7	64	2	4	1	23	0	2	1	0.07	1.06	0.52
4 710.70	16	31	3	8	3	36	2	5	1	0.98	1.76	0.75
4 712.30	8	31	2	15	30	13	0	6	1	0.43	7.37	1.67
4 713.14	4	32	0	14	39	10	0	1	0	0.35	2.20	0.93
4 713.30	6	30	2	12	41	8	1	4	1	0.37	3.02	1.28
4 718.28	7	21	2	16	47	7	1	5	1	0.61	1.38	0.80
4 734.71	10	51	4	9	14	11	1	5	1	1.50	4.16	1.23
4 740.39	17	32	2	5	5	39	1	4	1	1.51	3.10	1.11
4 745.83	4	49	1	4	29	13	0	3	0	2.87	3.43	1.11
4 749.03	9	36	4	19	1	30	2	6	1	1.93	2.02	0.90
4 749.73	9	48	2	10	22	8	1	4	2	2.59	3.41	1.12
4 754.53	7	51	2	9	1	31	1	3	1	0.58	1.68	0.63
4 755.33	4	77	2	5	3	9	1	3	1	4.56	3.38	1.17
4 762.93	14	35	3	16	0	31	2	5	1	1.07	2.26	0.80
4 767.68	6	53	4	7	9	21	1	4	1	1.04	2.07	0.82
4 781.85	9	30	5	11	21	22	2	7	1	0.30	2.80	1.20

续表 1

深度/m	矿物质量分数/%									S ₁ / (mg·g ⁻¹)	S ₂ / (mg·g ⁻¹)	w(TOC)/ %
	黏土矿物	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	菱铁矿	黄铁矿	硬石膏			
4 782.50	8	21	5	26	32	7	2	7	2	0.31	1.18	0.81
4 791.55	8	38	6	10	4	32	2	5	1	0.80	2.99	1.30
4 792.18	7	25	4	7	45	10	1	5	1	0.39	3.98	1.29
4 793.17	5	39	1	7	0	46	1	2	—	0.49	0.80	0.45
4 801.00	10	33	7	15	2	31	3	7	1	0.91	1.57	0.67
4 804.33	8	43	6	4	5	32	1	7	—	1.36	2.66	1.06
4 810.50	8	45	6	19	5	16	2	7	1	0.65	2.59	1.00
4 817.22	6	50	4	2	24	13	1	4	1	0.55	1.95	0.86
4 824.60	7	26	3	15	1	47	1	4	1	0.25	1.00	0.73
4 824.78	10	26	2	17	0	42	1	3	1	0.22	1.02	0.52
4 834.18	9	17	5	10	41	16	2	6	1	0.16	2.22	0.88
4 834.45	8	19	5	8	43	16	1	6	1	0.15	2.58	0.91
4 840.03	8	70	4	4	1	13	1	4	1	0.22	1.34	0.65
4 923.09	30	15	18	24	3	5	4	1	3	0.01	0	0.11

显微镜下观察可见明显的块状和纹层状构造。块状构造泥岩主要包括 2 类:(1)含少量碳酸盐矿物的块状构造,主要由长英质碎屑颗粒组成,石英颗粒整体以粉砂级为主,多呈次棱角状,局部有碳酸盐胶结物充填在碎屑颗粒之间(见图 3(i))。(2)含碳酸盐矿物的块状构造,主要由长英质碎屑颗粒、碳酸盐矿物与极少量黏土矿物组成,各矿物分布均匀(见图 3(j)),陆源碎屑颗粒主要由石英和长石组成,石英多呈隐晶质,粒度较细,少见粒度较粗的陆源碎屑石英颗粒;碳酸盐矿物主要由白云石组成,粒度较细;黏土矿物呈隐晶质充填在碎屑颗粒之间。





(a) 块状构造, 4 588.88 m, 岩心照片; (b) 块状构造, 4 670.94 m, 岩心照片; (c) 纹层状构造, 4 718.28 m, 岩心照片; (d) 纹层状构造, 4 782.50 m, 岩心照片; (e) 纹层状构造, 4 687.50 m, 岩心照片; (f) 纹层状构造, 4 804.33 m, 岩心照片; (g) 树枝状构造, 4 745.83 m, 显微镜下照片; (h) 雪花状构造, 4 666.33 m, 显微镜下照片; (i) 块状构造, 4 588.88 m, 显微镜下照片; (j) 块状构造, 4 589.82 m, 显微镜下照片; (k) 纹层状构造, 可见长英质碎屑纹层和白云石纹层, 4 804.33 m, 显微镜下照片; (l) 纹层状构造, 可见长英质碎屑纹层和白云石纹层, 4 804.33 m, 显微镜下照片; (m) 纹层状构造, 可见长英质碎屑纹层和富有机质纹层, 4 810.50 m, 显微镜下照片; (n) 纹层状构造, 可见长英质碎屑纹层和方解石纹层, 4 712.30 m, 显微镜下照片

图 3 玛湖凹陷风城组玛页 1 井泥岩岩心和显微镜下照片

Fig. 3 Cores and microscope photos of mudstones of well Maye 1 in Fengcheng Formation, Mahu Sag

纹层状构造泥岩主要包括 3 类: (1)长英质碎屑纹层和白云石纹层(见图 3(k-l)),主要由长英质碎屑颗粒、碳酸盐矿物,以及少量黏土、黄铁矿和有机质等组成。长英质碎屑颗粒主要由石英和长石组成,石英多为次棱角状,长石矿物多发生溶蚀;碳酸盐矿物以泥晶白云石为主,局部发生重结晶形成亮晶的胶结物充填在碎屑颗粒之间;黏土矿物多呈隐晶质混合在泥晶白云石和长英质碎屑颗粒中。(2)长英质碎屑纹层和富有机质纹层(见图 3(m)),主要由长英质碎屑矿物组成。长英质碎屑颗粒粒度较细,多以粉砂级为主,呈次圆一次楞角状,局部有隐晶质的燧石颗粒;少量碳酸盐以胶结物的形式充填在碎屑颗粒之间;富有机质纹层呈细条带分布在长英质碎屑纹层之间。(3)长英质碎屑纹层和方解石纹层(见图 3(n)),主要由长英质碎屑矿物和碳酸盐矿物组成。长英质碎屑纹层中石英颗粒整体以粉砂级为主,多呈次棱角状,黏土矿物呈隐晶质充填在碎屑颗粒之间;后期生长的方解石脉粒度较粗。

3.3 岩相类型

岩相是在一定沉积环境中形成的岩石类型或岩石组合,是沉积相的主要组成部分^[49]。岩相作为代表沉积环境的基本单元,主要通过岩石的颜色、成分和结构等特征进行识别^[50-51]。何文军等划分玛湖凹陷风城组岩相仅考虑结构特征^[52],常佳琦等仅考虑矿物组成^[53],而矿物成分和沉积构造能够体现泥页岩岩石学特征多样性,是从沉积成因角度划分泥页岩岩相类型的重要依据^[48]。考虑岩石类型、矿物成分和沉积构造等特征,采用“矿物组成—沉积构造”二分方案,将玛湖凹陷风城组泥岩划分为典型的块状长英质泥岩、块状云质泥岩、纹层状长英质泥岩、纹层状灰质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩 7 类岩相。研究区树根状泥岩和雪花状泥岩属于块状构造泥岩,具有独特的树根状和雪花状白色矿物,将其单独命名,以更好对比烃源岩品质和含油性等特征。

4 烃源岩品质

4.1 有机质丰度与生烃潜力

玛湖凹陷风城组泥岩样品有机质质量分数总体中等, $w(\text{TOC})$ 为 0.11%~4.17%,平均为 0.95%(见

表 1、图 4(a))。其中,块状长英质泥岩有机质丰度最低, $w(\text{TOC})$ 为 0.11%~0.65%,平均为 0.37%;块状云质泥岩有机质丰度稍高, $w(\text{TOC})$ 为 0.45%~1.30%,平均为 0.73%;纹层状长英质泥岩($w(\text{TOC})$ 为 0.62%~1.23%,平均为 1.01%)、纹层状云质泥岩($w(\text{TOC})$ 为 0.90%~1.50%,平均为 1.11%)、树根状泥岩($w(\text{TOC})$ 为 0.81%~1.15%,平均为 1.02%)和雪花状泥岩($w(\text{TOC})$ 为 0.50%~1.63%,平均为 1.04%)有机质丰度整体较高;纹层状灰质泥岩有机质丰度最高, $w(\text{TOC})$ 为 0.80%~4.17%,平均为 1.35%(见图 4(a))。具有纹层状、树根状和雪花状构造泥岩样品 $w(\text{TOC})$ 明显高于块状构造泥岩的,表明纹层状、树根状和雪花状构造泥岩有机质丰度明显高于块状构造泥岩的。

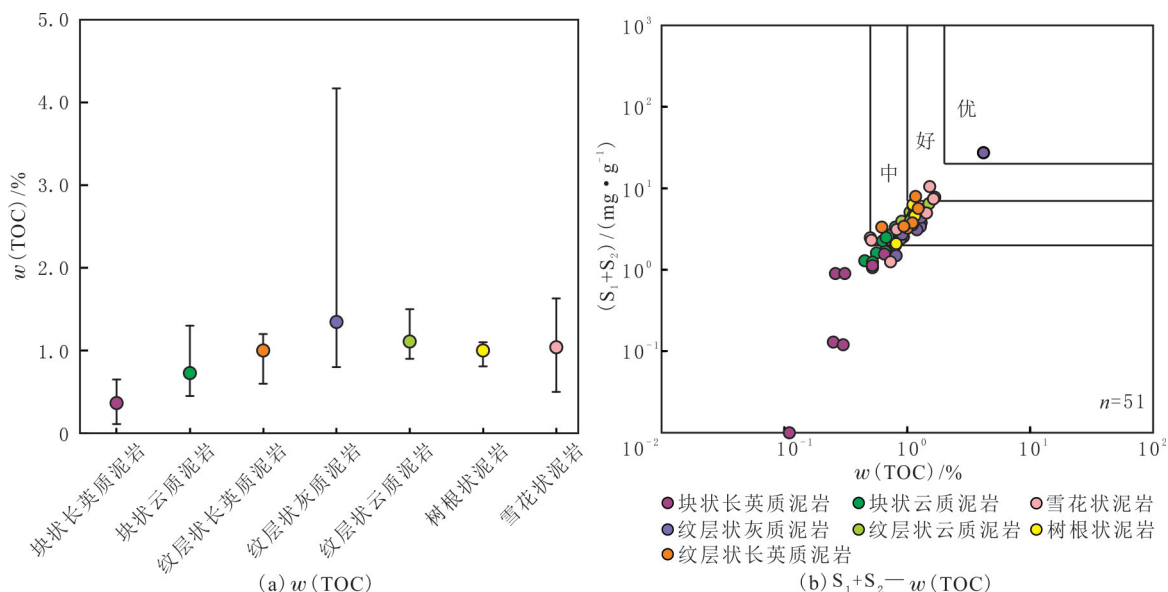


图 4 玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩有机质丰度与生烃能力

Fig. 4 Organic matter abundance and hydrocarbon generation capacity of mudstones with different lithofacies in Fengcheng Formation, Mahu Sag

生烃潜量是岩石中游离烃 (S_1) 和热解烃 (S_2) 总和,是评价烃源岩生烃潜力的指标。玛湖凹陷风城组泥岩样品现今生烃潜量总体中等, $S_1 + S_2$ 为 0.01~27.48 mg/g,平均为 3.79 mg/g。玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩的生烃能力见图 4(b),纹层状长英质泥岩、纹层状灰质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩是中等—好烃源岩,其中个别纹层状灰质泥岩达到优质烃源岩,块状云质泥岩为差—中等烃源岩,块状长英质泥岩是差烃源岩,具有纹层状、树根状和雪花状构造的泥岩烃源岩品质和生烃潜力明显好于块状构造泥岩的。

4.2 有机质类型

有机质类型是衡量有机质质量的重要指标,不同类型的有机质对应的生油能力存在较大差异。岩石热解氢指数(HI)和氧指数(OI)是评价烃源岩有机质类型的良好参数,采用 HI—OI 图版对有机质进行分类,玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩有机质类型见图 5。由图 5

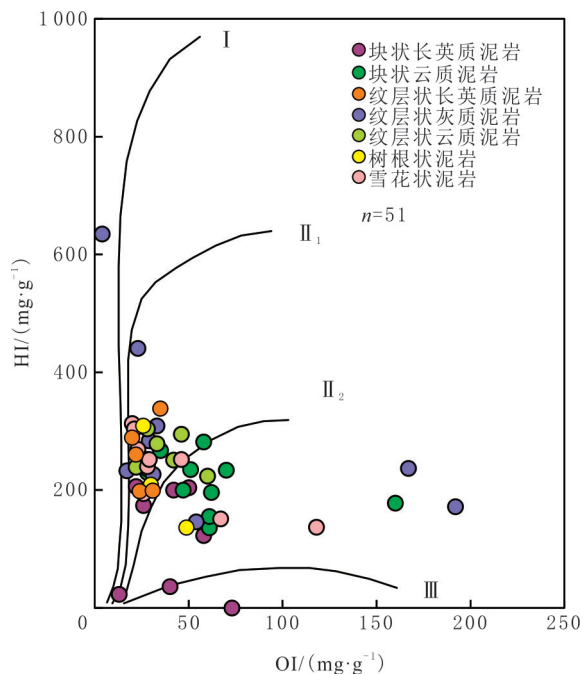


图 5 玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩有机质类型
Fig. 5 Organic matter types of mudstones with different lithofacies in Fengcheng Formation, Mahu Sag

可以看出,玛湖凹陷风城组泥岩 HI 整体低,可能是由烃源岩生烃演化所致,有机质类型包括 I—III 型。其中,块状长英质泥岩和块状云质泥岩有机质类型为 II₂—III 型,有机质类型较差;纹层状长英质泥岩、纹层状灰质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩有机质类型整体为 II₁—II₂。具有纹层状、树根状和雪花状构造的泥岩样品有机质类型好于块状构造泥岩的,块状长英质泥岩和块状云质泥岩有机质类型差。

4.3 热演化程度

烃源岩层系热演化程度控制页岩中烃类产物的性质及页岩油的分布^[29]。玛湖凹陷风城组烃源岩 R_o 分布在 0.88%~1.05% 之间,整体上随深度增加而变大的趋势不明显(见图 6),但指示玛湖凹陷风城组烃源岩进入成熟期,热演化程度适中,页岩油有较好的勘探前景。

4.4 烃源岩品质

综合有机质丰度、生烃能力及有机质类型等参数,对比玛湖凹陷风城组不同岩相泥质烃源岩品质(见表 2)。块状长英质泥岩烃源岩品质差,有机质丰度、生烃潜量和氢指数很低,有机质类型为 II₂—III 型。块状云质泥岩烃源岩品质差—中等,有机质丰度、生烃潜量和氢指数较低,有机质类型为 II₂—III 型。纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩烃源岩品质中等—好,有机质丰度和生烃潜量中等,氢指数一般,有机质类型为 II₁—II₂ 型。纹层状灰质泥岩烃源岩品质整体上为中等—好,个别样品达到优质,有机质丰度和生烃潜量中等,氢指数一般,有机质类型为 I—II₂ 型。总体上,纹层状、树根状和雪花状构造泥岩烃源岩品质明显好于块状构造泥岩的,是玛湖凹陷风城组的主力烃源岩。

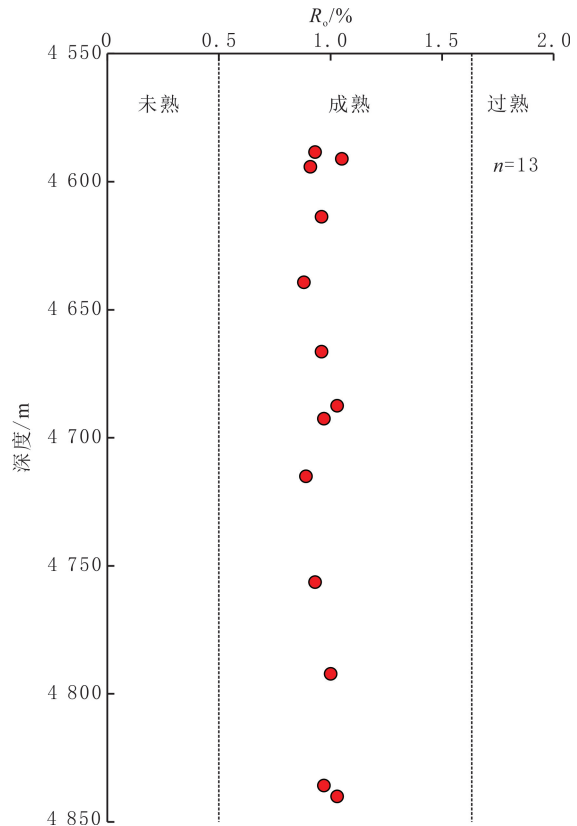


图 6 玛湖凹陷风城组泥岩 R_o 与深度关系
Fig. 6 Relationship of R_o and depth of mudstones in Fengcheng Formation, Mahu Sag

表 2 玛湖凹陷风城组不同岩相泥质烃源岩品质

Table 2 Quality of argillaceous source rocks with different lithofacies in Fengcheng Formation, Mahu Sag

岩相类型	w(TOC)/%	(S ₁ +S ₂)/(mg·g ⁻¹)	HI/(mg·g ⁻¹)	类型	品质
块状长英质泥岩	$\frac{0.11\sim 0.65}{0.37}$	$\frac{0.01\sim 1.56}{0.73}$	$\frac{0\sim 206}{121}$	II ₂ —III	差
块状云质泥岩	$\frac{0.45\sim 1.30}{0.73}$	$\frac{1.24\sim 3.79}{2.29}$	$\frac{136\sim 282}{211}$	II ₂ —III	差—中等
纹层状长英质泥岩	$\frac{0.62\sim 1.23}{1.01}$	$\frac{3.24\sim 7.94}{4.56}$	$\frac{198\sim 338}{257}$	II ₁ —II ₂	中等—好
纹层状灰质泥岩	$\frac{0.80\sim 4.17}{1.35}$	$\frac{1.49\sim 27.48}{5.43}$	$\frac{146\sim 635}{288}$	I—II ₂	中等—优质
纹层状云质泥岩	$\frac{0.90\sim 1.50}{1.11}$	$\frac{3.95\sim 6.49}{4.89}$	$\frac{224\sim 304}{265}$	II ₁ —II ₂	中等—好
树根状泥岩	$\frac{0.81\sim 1.15}{1.02}$	$\frac{2.10\sim 6.30}{4.33}$	$\frac{136\sim 309}{218}$	II ₁ —II ₂	中等—好
雪花状泥岩	$\frac{0.50\sim 1.63}{1.04}$	$\frac{1.25\sim 10.47}{4.62}$	$\frac{137\sim 313}{235}$	II ₁ —II ₂	中等—好

注: $\frac{\text{最小}\sim\text{最大}}{\text{平均}}$ 。

5 含油性特征

5.1 岩石热解参数

岩石热解参数 S_1 常用来表征页岩含油性^[9,46,54-56],目前中国陆相页岩油取得突破的探井甜点层段热解游离烃 S_1 多大于 2.0 mg/g^[9]。玛湖凹陷风城组样品 S_1 为 0.01~5.71 mg/g,平均为 1.16 mg/g(见图 7(a))。具有块状构造的泥岩中,块状长英质泥岩 S_1 为 0.01~0.42 mg/g,平均为 0.19 mg/g,含油性较差;块状云质泥岩 S_1 为 0.22~1.07 mg/g,平均为 0.73 mg/g,含油性较差。具有纹层状构造的泥岩中,纹层状长英质泥岩和纹层状云质泥岩含油性较好, S_1 平均分别为 1.88 和 1.95 mg/g,纹层状灰质泥岩含油性较差, S_1 为 0.15~0.99 mg/g,平均为 0.42 mg/g。树根状泥岩和雪花状泥岩含油性较好, S_1 平均分别为 2.02 和 2.05 mg/g。相较于块状构造泥岩,具有纹层状、树根状和雪花状构造泥岩含油性明显更好。

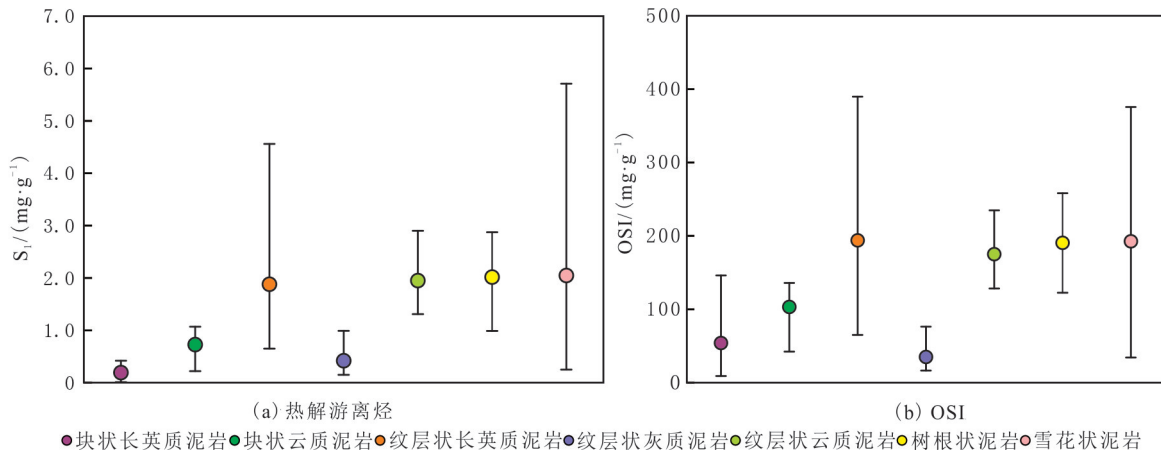


图 7 玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩 S_1 和 OSI 对比

Fig. 7 Comparison of S_1 and OSI of mudstones with different lithofacies in Fengcheng Formation, Mahu Sag

5.2 油饱和度指数

油饱和度指数(OSI)可以用来表征页岩油可动性好的有利层段^[9]。美国多个盆地页岩油产能特征表明,具有产能的页岩油井段 OSI 阈值为 100 mg/g^[1]。玛湖凹陷风城组泥岩样品 OSI 为 9~390 mg/g,平均为 121 mg/g,整体可动性较好(见图 7(b))。其中,块状长英质泥岩和纹层状灰质泥岩页岩油可动性很差,OSI 分别为 9~146、16~76 mg/g,平均分别为 54、35 mg/g。块状云质泥岩页岩油可动性相对中等,OSI 为 42~136 mg/g,平均为 103 mg/g。纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩页岩油可动性好,OSI 平均分别为 194、175、190 和 193 mg/g。

5.3 多温阶热解参数

多温阶热解法原理在于不同赋存状态页岩油具有不同的分子热挥发能力,划分不同温度段将页岩油分离,基于常规岩石热解参数 S_1 、 S_2 ,定义 S_{1-1} (温度小于 200 °C)代表可动油量, $S_{1-1} + S_{1-2}$ (温度为 200~350 °C)代表游离油量(最大可动油量), S_{2-1} (温度为 350~450 °C)代表吸附油量, S_{2-2} (温度为 450~600 °C)代表干酪根裂解油量^[57-60]。玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩不同赋存状态页岩油分析结果显示含油性差异明显(见图 8)。块状构造泥岩中,块状长英质泥岩含油性差,可动油量为 0.02~0.21 mg/g,平均为 0.08 mg/g,游离油量为 0.06~0.51 mg/g,平均为 0.31 mg/g;块状云质泥岩含油性较差,可动油量为 0.13~0.62 mg/g,平均为 0.39 mg/g,游离油量为 0.38~1.28 mg/g,平均为 0.94 mg/g。纹层状构造泥岩中,纹层状灰质泥岩含油性较差,可动油量为 0.14~0.78 mg/g,平均为 0.34 mg/g,游离油量为 0.22~1.23 mg/g,平均为 0.58 mg/g;纹层状长英质泥岩和纹层状云质泥岩含油性较好,可动油量平均分别为 1.12 和 0.87 mg/g,游离油量平均分别为 2.46 和 2.12 mg/g。树枝状泥岩和雪花状泥岩含油性好,可动油量平均分别为 1.02 和 1.07 mg/g,游离油量平均分别为 2.47 和 2.28 mg/g。

游离油和吸附油量比值(游离/吸附比)可以评价页岩油可动性,游离油越多,吸附油越少,游离/吸附比越大,代表页岩油可动性越好。玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩游离/吸附比整体为 2.56~10.44,平均

为 5.50,表明玛湖凹陷泥页岩中页岩油以游离油为主,可动性较好(见图 8(d))。其中,雪花状泥岩页岩油可动性最好,游离/吸附比为 3.91~10.44,平均为 7.14;纹层状云质泥岩页岩油可动性次之,游离/吸附比为 4.81~8.84,平均为 6.74;纹层状长英质泥岩、树根状泥岩、块状云质泥岩页岩油可动性较好,游离/吸附比平均分别为 5.78、5.68 和 5.13。

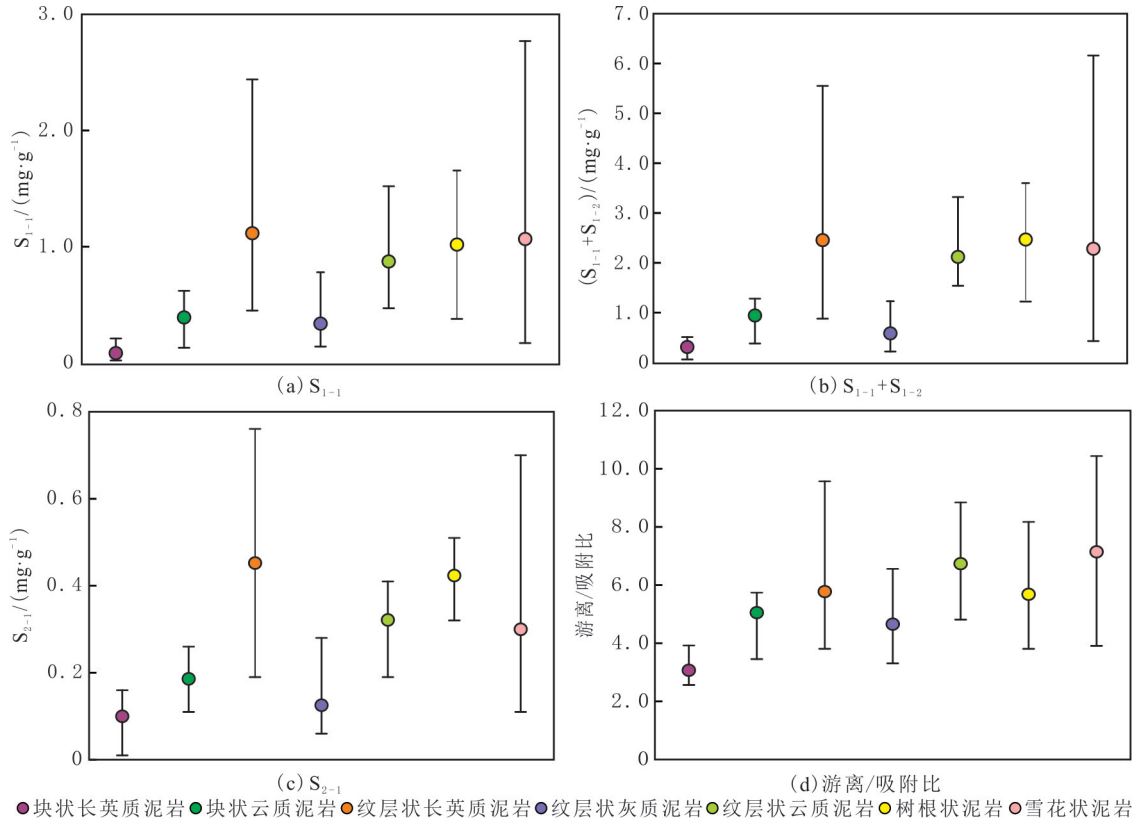


图 8 玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩不同赋存状态页岩油量及游离/吸附比

Fig. 8 Comparison of shale oil content in different occurrence states and free/absorbed ratio of mudstones with different lithofacies in Fengcheng Formation, Mahu Sag

5.4 含油性及可动性

综合岩石热解与多温阶热解等参数,对玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩含油性及可动性进行对比(见图 9)。纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩含油性较好,块状长英质泥岩、块状云质泥岩和纹层状灰质泥岩含油性较差;OSI 和游离/吸附比显示纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩页岩油可动性好。由玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩含油性与可动性纵向分布特征可知,深度在 4 625.0~4 635.0、4 665.0~4 685.0 和 4 730.0~4 770.0 m 之间存在含油性较高且可动性较好的泥岩,岩相类型主要为纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、雪花状泥岩和树根状泥岩(见图 9)。

5.5 含油性差异因素

玛湖凹陷风城组泥岩生烃能力与含油性存在 3 种关系:生烃能力较好的纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、雪花状泥岩和树根状泥岩含油性较好;生烃能力较差的块状长英质泥岩和块状云质泥岩的含油性较差;生烃能力相对较好的纹层状灰质泥岩,含油性相对较差。将除去纹层状灰质泥岩的其他岩相的含油性参数 S_1 与代表生烃能力的参数 $\omega(\text{TOC})$ 、 $S_1 + S_2$ 和 HI 进行相关关系分析(见图 10)。由图 10 可以看出, S_1 整体上随 $\omega(\text{TOC})$ 、 $S_1 + S_2$ 和 HI 的增加而增加,表明玛湖凹陷风城组泥岩的生烃能力对含油性有明显的控制作用。

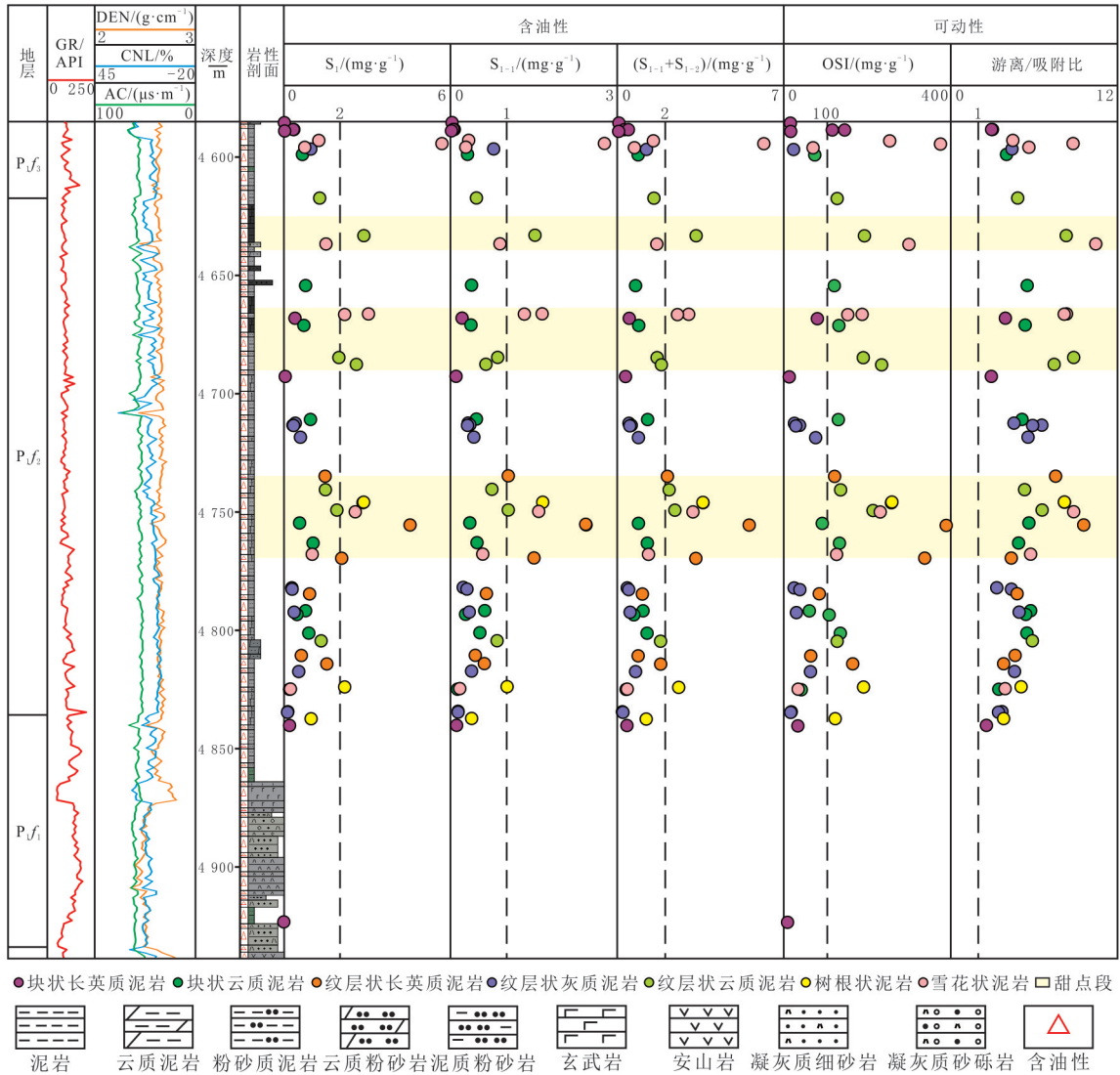
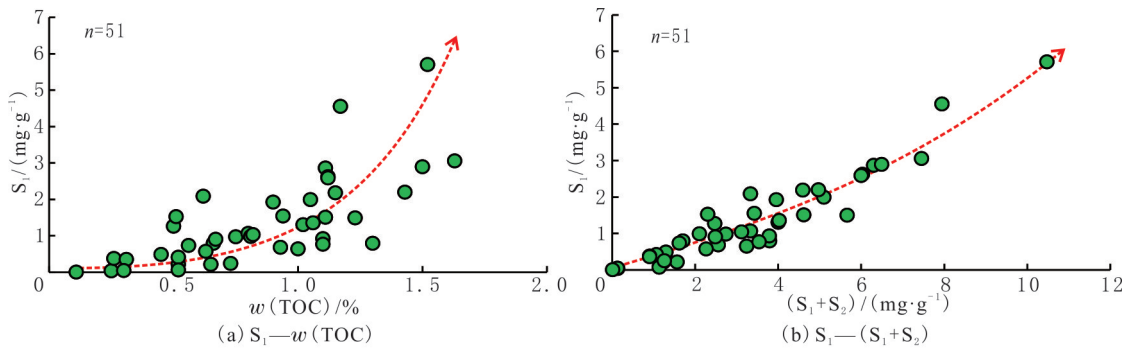


图 9 玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩含油性及其可动性

Fig. 9 Oil-bearing properties and mobility of mudstones with different lithofacies in Fengcheng Formation, Mahu Sag

同一成熟阶段,产率指数(PI)随烃源岩生烃能力增加而增加,直至平衡。玛湖凹陷风城组纹层状灰质泥岩 PI 随生烃能力的增加而明显减小(见图 11),表明纹层状灰质泥岩发生高效排烃,并且生烃能力越强,排烃效率越高,说明纹层状灰质泥岩生烃能力较强,含油性较差。



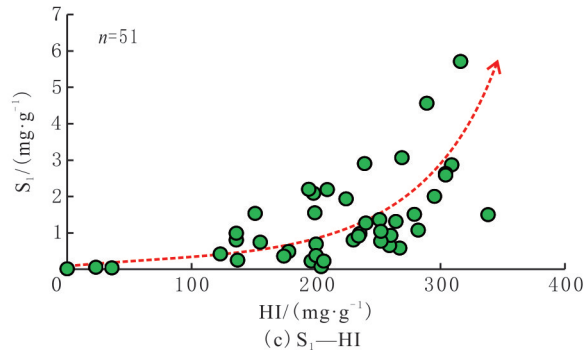


图 10 玛湖凹陷风城组泥岩游离烃 S_1 与 $w(\text{TOC})$ 、 S_1+S_2 和 HI 交会图

Fig. 10 Crossplots of free hydrocarbon S_1 with $w(\text{TOC})$, S_1+S_2 and HI of mudstones in Fengcheng Formation, Mahu Sag

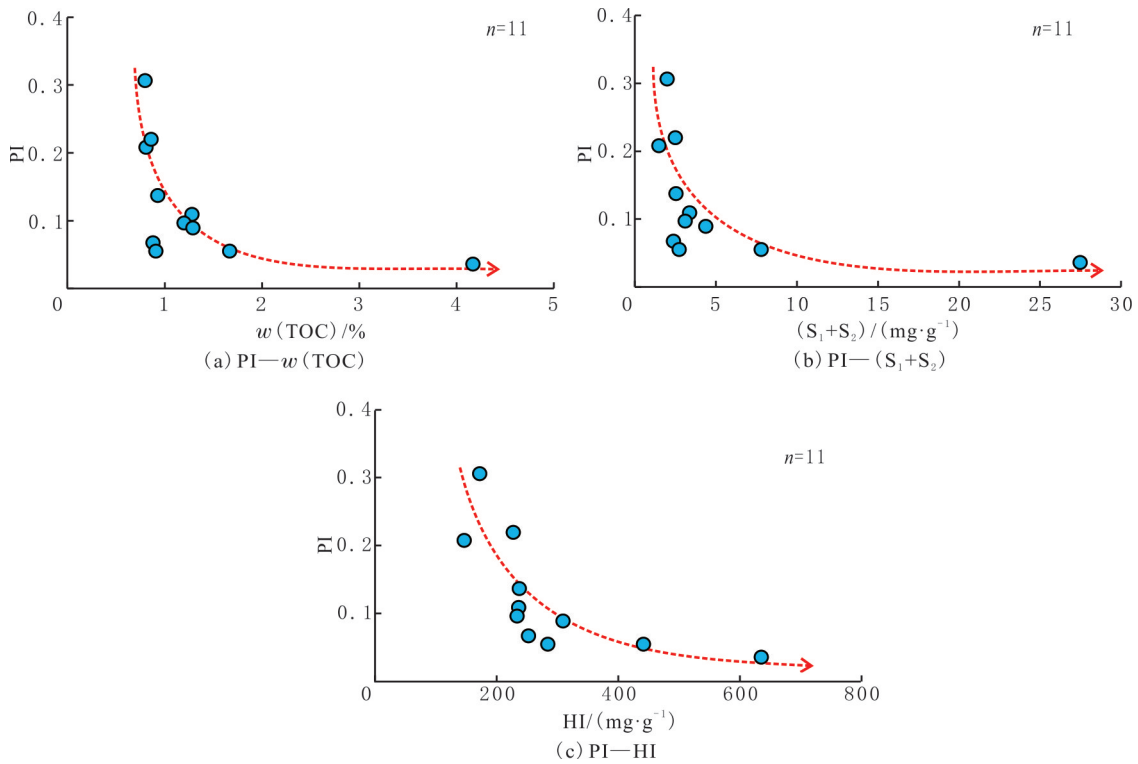


图 11 玛湖凹陷风城组纹层状灰质泥岩产率指数 PI 与 $w(\text{TOC})$ 、 S_1+S_2 和 HI 交会图

Fig. 11 Crossplots of PI with $w(\text{TOC})$, S_1+S_2 and HI of laminated calcareous mudstones in Fengcheng Formation, Mahu Sag

基于产率指数 $\text{PI}-t_{\max}$ 图版,分析泥岩中烃类运移的影响(见图 12)。由图 12 可知,纹层状长英质泥岩、雪花状泥岩和树根状泥岩受外来运移烃充注影响,纹层状云质泥岩和块状云质泥岩部分样品有外来烃运移充注现象,纹层状灰质泥岩明显无外来烃充注影响。综合生烃能力、排烃及外来烃运移等影响,玛湖凹陷风城组纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、雪花状泥岩和树根状泥岩生烃能力较强,受外来运移烃充注影响,含油性好;纹层状灰质泥岩生烃能力较强,但发生过高效排烃,含油性较差;块状长英质泥岩和块状云质泥岩自身生烃能力较差,含油性较差。

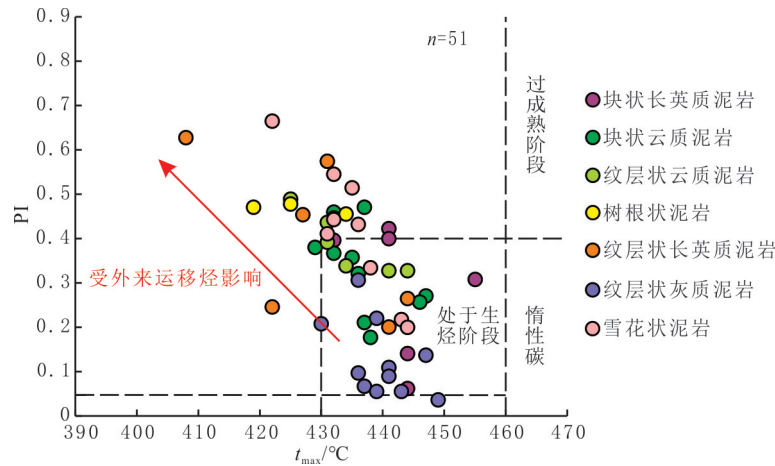


图 12 玛湖凹陷风城组不同岩相泥岩 PI 与 t_{\max} 交会图(据文献[61]修改)

Fig. 12 Crossplot of PI with t_{\max} of mudstones with different lithofacies in Fengcheng Formation, Mahu Sag(modified by reference[61])

6 结论

(1)玛湖凹陷风城组泥岩可划分为块状长英质泥岩、块状云质泥岩、纹层状长英质泥岩、纹层状灰质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩 7 类典型岩相。块状长英质泥岩烃源岩品质差,块状云质泥岩为差—中等烃源岩,纹层状长英质泥岩、纹层状灰质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩是中等—好烃源岩,其中个别纹层状灰质泥岩达到优质烃源岩。

(2)研究区纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、树根状泥岩和雪花状泥岩含油性和可动性好,是玛湖凹陷风城组有利的页岩油甜点岩相,块状长英质泥岩、块状云质泥岩和纹层状灰质泥岩含油性较差。不同岩相泥岩含油性可与可动性纵向分布深度在 4 625.0~4 635.0、4 665.0~4 685.0 和 4 730.0~4 770.0 m 之间,存在含油性较高且可动性较好的优势岩相,是页岩油勘探开发的有利层段。

(3)生烃能力、排烃及外来烃运移影响共同控制玛湖凹陷风城组泥岩的含油性。其中,纹层状长英质泥岩、纹层状云质泥岩、雪花状泥岩和树根状泥岩生烃能力较强,受外来运移烃充注影响,含油性好;纹层状灰质泥岩生烃能力较强,但发生过高效排烃,含油性较差;块状长英质泥岩和块状云质泥岩自身生烃能力较差,含油性差。

参考文献(References):

- [1] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas: part 1—shale-gas resource systems[J]. AAPG Memoir, 2012,97:89-119.
- [2] WANG M, SHERWOOD N, LI Z, et al. Shale oil occurring between salt intervals in the Dongpu Depression, Bohai Bay Basin, China [J]. International Journal of Coal Geology, 2015,152:100-112.
- [3] MISCH D, GROSS D, MAHLSTEDT N, et al. Shale gas/shale oil potential of Upper Visean black shales in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine)[J]. Marine & Petroleum Geology, 2016,75:203-219.
- [4] KUMAR S, OJHA K, BASTIA R, et al. Evaluation of Eocene source rock for potential shale oil and gas generation in North Cambay Basin, India[J]. Marine & Petroleum Geology, 2017,88:141-154.
- [5] CHEN Z, JIANG W, ZHANG L, et al. Organic matter, mineral composition, pore size, and gas sorption capacity of lacustrine mudstones: implications for the shale oil and gas exploration in the Dongying Depression, Eastern China[J]. AAPG Bulletin, 2018,102(8):1565-1600.
- [6] 高攀明. 鄂尔多斯盆地吴起地区长 7 页岩油烃源岩特征及生排烃潜力[J]. 非常规油气, 2024, 11(3):10-18.
GAO Panming. Characteristics and hydrocarbon generation and expulsion potential of Chang 7 shale oil source rocks in Wuqi Area, Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2024,11(3):10-18.
- [7] 邹才能, 潘松圻, 荆振华, 等. 页岩油气革命及影响[J]. 石油学报, 2020, 41(1):1-12.

- ZOU Caineng, PAN Songqi, JING Zhenhua, et al. Shale oil and gas revolution and its impact[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020,41(1): 1-12.
- [8] HOU L, MA W, LUO X, et al. Hydrocarbon generation-retention-expulsion mechanism and shale oil producibility of the Permian Lucaogou shale in the Junggar Basin as simulated by semi-open pyrolysis experiments[J]. *Marine & Petroleum Geology*, 2021, 125:104880.
- [9] 马永生,蔡勋育,赵培荣,等. 中国陆相页岩油地质特征与勘探实践[J]. *地质学报*, 2022,96(1):155-171.
MA Yongsheng, CAI Xunyu, ZHAO Peirong, et al. Geological characteristics and exploration practices of continental shale oil in China[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2022,96(1):155-171.
- [10] 杨雷,金之钧. 全球页岩油发展及展望[J]. *中国石油勘探*, 2019,24(5):553-559.
YANG Lei, JIN Zhijun. Global shale oil development and prospects[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(5):553-559.
- [11] 金之钧,朱如凯,梁新平,等. 当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J]. *石油勘探与开发*, 2021,48(6):1276-1287.
JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xinping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021,48(6):1276-1287.
- [12] 周庆凡,金之钧,杨国丰,等. 美国页岩油勘探开发现状与前景展望[J]. *石油与天然气地质*, 2019,40(3):469-477.
ZHOU Qingfan, JIN Zhijun, YANG Guofeng, et al. Shale oil exploration and production in the U. S. : status and outlook[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(3):469-477.
- [13] 杜金虎,胡素云,庞正炼,等. 中国陆相页岩油类型、潜力及前景[J]. *中国石油勘探*, 2019,24(5):560-568.
DU Jinhu, HU Suyun, PANG Zhenglian, et al. The types, potentials and prospects of continental shale oil in China[J]. *China Petroleum Exploration*, 2019,24(5):560-568.
- [14] 刘朝全,姜学峰. 2016年国内外油气行业发展报告[M]. 北京:石油工业出版社,2017:176-248.
LIU Chaoquan, JIANG Xuefeng. Report of developments for international oil and gas industry in 2016[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017:176-248.
- [15] 支东明,宋永,何文军,等. 准噶尔盆地中—下二叠统页岩油地质特征、资源潜力及勘探方向[J]. *新疆石油地质*, 2019,40(4):389-401.
ZHI Dongming, SONG Yong, HE Wenjun, et al. Geological characteristics, resource potential and exploration direction of shale oil in Middle-Lower Permian, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019,40(4):389-401.
- [16] 王民,马睿,李进步,等. 济阳拗陷古近系沙河街组湖相页岩油赋存机理[J]. *石油勘探与开发*, 2019,46(4):789-802.
WANG Min, MA Rui, LI Jinbu, et al. Occurrence mechanism of lacustrine shale oil in the Paleogene Shahejie Formation of Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2019,46(4):789-802.
- [17] 张君峰,徐兴友,白静,等. 松辽盆地南部白垩系青一段深湖相页岩油富集模式及勘探实践[J]. *石油勘探与开发*, 2020,47(4):637-652.
ZHANG Junfeng, XU Xingyou, BAI Jing, et al. Enrichment and exploration of deep lacustrine shale oil in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation, Southern Songliao Basin, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020,47(4):637-652.
- [18] 付金华,刘显阳,李士祥,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组长7段页岩油勘探发现与资源潜力[J]. *中国石油勘探*, 2021,26(5):1-11.
FU Jinhua, LIU Xianyang, LI Shixiang, et al. Discovery and resource potential of shale oil of Chang 7 Member, Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2021,26(5):1-11.
- [19] 赵晨旭,李忠诚,郭世超,等. 松辽盆地南部长岭断陷青一段陆相页岩油地球化学和沉积环境特征[J]. *特种油气藏*, 2023,30(6):55-61.
ZHAO Chenxu, LI Zhongcheng, GUO Shichao, et al. Characteristics of geochemistry and depositional environment of terrestrial shales in the first member of Qingshankou Formation of Changling Fault Depression in the Southern Songliao Basin[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023,30(6):55-61.
- [20] 姚红生,笱灵,高玉巧,等. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油富集高产主控因素与勘探重大突破[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(5):776-783.
YAO Hongsheng, ZAN Ling, GAO Yuqiao, et al. Main controlling factors for the enrichment of shale oil and significant discovery in second member of Paleogene Funing Formation, Qingtong Sag, Subei Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021,43(5): 776-783.
- [21] 仲米剑,刘喜杰,万欢,等. 苏北盆地曲塘次凹阜宁组三段储层特征及主控因素[J]. *东北石油大学学报*, 2022,46(1):36-46.
ZHONG Mijian, LIU Xijie, WAN Huan, et al. Reservoir characteristics and main control factors of the 3rd member of Funing Formation in Qutang Subsag, Subei Basin[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2022,46(1):36-46.
- [22] 何文渊,何海清,王玉华,等. 川东北地区平安1井侏罗系凉高山组页岩油重大突破及意义[J]. *中国石油勘探*, 2022,27(1):40-49.
HE Wenyuan, HE Haiqing, WANG Yuhua, et al. Major breakthrough and significance of shale oil of the Jurassic Lianggaoshan Formation in well Ping'an 1 in Northeastern Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2022,27(1):40-49.

- [23] 蒲秀刚, 马超, 郭彬程, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷歧北次凹沙三上亚段页岩岩相特征及含油性差异[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(2):55-69.
PU Xiugang, MA Chao, GUO Bincheng, et al. Shale lithofacies characteristics and shale oil bearing differences in Es₃^s of Qibei Sub-sag, Qikou Sag, Bohai Bay Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023, 47(2):55-69.
- [24] 李映艳, 邓远, 徐田录, 等. 吉木萨尔凹陷页岩油赋存特征及含油下限[J]. 东北石油大学学报, 2022, 46(6):52-62.
LI Yingyan, DENG Yuan, XU Tianlu, et al. Occurrence characteristics of shale oil and lower-limit of oil-bearing in Jimsar Sag[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022, 46(6):52-62.
- [25] 宋永, 杨智峰, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组碱湖型页岩油勘探进展[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(1):60-72.
SONG Yong, YANG Zhifeng, HE Wenjun, et al. Exploration progress of alkaline lake type shale oil of the Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1):60-72.
- [26] 支东明, 唐勇, 郑孟林, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油藏地质特征与成藏控制因素[J]. 中国石油勘探, 2019, 24(5):615-623.
ZHI Dongming, TANG Yong, ZHENG Menglin, et al. Geological characteristics and accumulation controlling factors of shale reservoirs in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2019, 24(5):615-623.
- [27] 何文军, 钱永新, 赵毅, 等. 玛湖凹陷风城组全油气系统勘探启示[J]. 新疆石油地质, 2021, 42(6):641-655.
HE Wenjun, QIAN Yongxin, ZHAO Yi, et al. Exploration implications of total petroleum system in Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2021, 42(6):641-655.
- [28] 何文军, 王绪龙, 邹阳, 等. 准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. 海相油气地质, 2019, 24(2):75-84.
HE Wenjun, WANG Xulong, ZOU Yang, et al. The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Junggar Basin[J]. Marine Origin Petroleum Geology, 2019, 24(2):75-84.
- [29] 黎茂稳, 马晓潇, 蒋启贵, 等. 北美海相页岩油形成条件、富集特征与启示[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1):13-28.
LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIANG Qigui, et al. Enlightenment from formation conditions and enrichment characteristics of marine shale oil in North America[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1):13-28.
- [30] 白国平, 邱海华, 邓舟舟, 等. 美国页岩油资源分布特征与主控因素研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4):524-532.
BAI Guoping, QIU Haihua, DENG Zhouzhou, et al. Distribution and main controls for shale oil resources in USA[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4):524-532.
- [31] 曹剑, 雷德文, 李玉文, 等. 古老碱湖优质烃源岩:准噶尔盆地二叠统风城组[J]. 石油学报, 2015, 36(7):781-790.
CAO Jian, LEI Dewen, LI Yuwen, et al. Ancient high-quality alkaline lacustrine source rocks discovered in the Lower Permian Fengcheng Formation, Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2015, 36(7):781-790.
- [32] 王小军, 王婷婷, 曹剑, 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩基本特征及其高效生烃[J]. 新疆石油地质, 2018, 39(1):9-15.
WANG Xiaojun, WANG Tingting, CAO Jian. Basic characteristics and highly efficient hydrocarbon generation of alkaline-lacustrine source rocks in Fengcheng Formation of Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2018, 39(1):9-15.
- [33] 龚德瑜, 刘泽阳, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组有机质多元富集机制[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2):260-272.
GONG Deyu, LIU Zeyang, HE Wenjun, et al. Multiple enrichment mechanisms of organic matter in the Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2):260-272.
- [34] 倪敏婕, 祝贺暄, 何文军, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷风城组沉积环境与沉积模式分析[J]. 现代地质, 2023, 37(5):1194-1207.
NI Minjie, ZHU Hexuan, HE Wenjun, et al. Depositional environment and sedimentary model of the Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Geoscience, 2023, 37(5):1194-1207.
- [35] 支东明, 曹剑, 向宝力, 等. 玛湖凹陷风城组碱湖烃源岩生烃机理及资源量新认识[J]. 新疆石油地质, 2016, 37(5):499-506.
ZHI Dongming, CAO Jian, XIANG Baoli, et al. Fengcheng alkaline lacustrine source rocks of Lower Permian in Mahu Sag in Junggar Basin: hydrocarbon generation mechanism and petroleum resources reestimation[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2016, 37(5):499-506.
- [36] 夏刘文, 曹剑, 边立曾, 等. 准噶尔盆地玛湖大油区二叠纪碱湖生物—环境协同演化及油源差异性[J]. 中国科学:地球科学, 2022, 52(4):732-746.
XIA Liuwen, CAO Jian, BIAN Lizeng, et al. Co-evolution of paleo-environment and bio-precursors in a Permian alkaline lake, Mahu mega-oil province, Junggar Basin: implications for oil sources[J]. Science China: Earth Sciences, 2022, 52(4):732-746.
- [37] 白雨, 汪飞, 牛志杰, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组烃源岩生烃动力学特征[J]. 岩性油气藏, 2022, 34(4):116-127.
BAI Yu, WANG Fei, NIU Zhijie, et al. Hydrocarbon generation kinetics of source rocks of Permian Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2022, 34(4):116-127.
- [38] 刘得光, 周路, 李世宏, 等. 玛湖凹陷风城组烃源岩特征与生烃模式[J]. 沉积学报, 2020, 38(5):946-955.
LIU Deguang, ZHOU Lu, LI Shihong, et al. Characteristics of source rocks and hydrocarbon generation models of Fengcheng Formation in Mahu Depression[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2020, 38(5):946-955.

- [39] 吕倩,李水福,胡守志,等.泌阳凹陷深凹区页岩非均质性与含油性特征分析[J].断块油气田,2016,23(3):284-289.
LYU Qian, LI Shuifu, HU Shouzhi, et al. Heterogeneity and oil-bearing property of shale in Biyang Depression and their influencing factors[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2016,23(3):284-289.
- [40] 龙海岑,李绍鹏.泥页岩层系非均质性及其控制因素研究:以苏北盆地阜二段为例[J].非常规油气,2022,9(4):78-90.
LONG Haicen, LI Shaopeng. The research on the heterogeneity of shale formations and its controlling factors: a case study of the second member of Funing Formation in Subei Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022,9(4):78-90.
- [41] 石蕾,宗文明,孙求实,等.泥页岩有机非均质性评价及其在烃源岩分级评价中的应用:以辽西拗陷中元古界蓟县系为例[J].地质与资源,2022,31(3):367-374.
SHI Lei, ZONG Wenming, SUN Qiushi, et al. Shale organic heterogeneity evaluation method and its application in source rocks grading evaluation: a case study of Mesoproterozoic Jixianian in Liaoxi Depression[J]. Geology and Resources, 2022,31(3):367-374.
- [42] 张迈,唐友军,徐兴友,等.松辽盆地长岭凹陷青山口组一段泥页岩非均质性评价:以吉页油1井为例[J].地质与资源,2021,30(3):265-272.
ZHANG Mai, TANG Youjun, XU Xingyou, et al. Heterogeneity evaluation of shale in the first member of Qingshankou Formation in Changling Sag, Songliao Basin: a case study of JYY1 Well[J]. Geology and Resources, 2021,30(3):265-272.
- [43] 钟红利,卓自敏,张凤奇,等.鄂尔多斯盆地甘泉地区长7页岩油储层非均质性及其控油规律[J].特种油气藏,2023,30(4):10-18.
ZHONG Hongli, ZHUO Zimin, ZHANG Fengqi, et al. Heterogeneity of Chang 7 shale oil reservoir and its oil control law in Ganquan Area, Ordos Basin[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023,30(4):10-18.
- [44] 张鹏,黄宇琪,张金川,等.湘鄂西页岩非均质性研究:以Ld1井龙马溪组为例[J].地质学报,2020,94(5):1568-1577.
ZHANG Peng, HUANG Yuqi, ZHANG Jinchuan, et al. Study on shale heterogeneity in Western Hunan and Hubei: a case study of Longmaxi Formation in well Ld1[J]. Acta Geologica Sinica, 2020,94(5):1568-1577.
- [45] 曾翔,蔡进功,董哲,等.泥页岩沉积特征与生烃能力:以东营凹陷沙河街组三段中亚段—沙河街组四段上亚段为例[J].石油学报,2017,38(1):31-43.
ZENG Xiang, CAI Jingong, DONG Zhe, et al. Sedimentary characteristics and hydrocarbon generation potential of mudstone and shale: a case study of middle submember of member 3 and upper submember of member 4 in Shahejie Formation in Dongying Sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2017,38(1):31-43.
- [46] 李晓慧,姜振学,黄立良,等.玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素及有利富集层段[J].东北石油大学学报,2022,46(2):33-44.
LI Xiaohui, JIANG Zhenxue, HUANG Liliang, et al. Main controlling factors of shale oil enrichment and optimization of favorable enrichment intervals of Fengcheng Formation in Mahu Sag[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022,46(2):33-44.
- [47] 钱门辉,王绪龙,黎茂稳,等.玛页1井风城组页岩含油性与烃类赋存状态[J].新疆石油地质,2022,43(6):693-703.
QIAN Menhui, WANG Xulong, LI Maowen, et al. Oil-bearing properties and hydrocarbon occurrence states of Fengcheng Formation shale in well Maye-1, Mahu Sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2022,43(6):693-703.
- [48] 柳波,石佳欣,付晓飞,等.陆相泥页岩层系岩相特征与页岩油富集条件:以松辽盆地古龙凹陷白垩系青山口组一段富有机质泥页岩为例[J].石油勘探与开发,2018,45(5):828-838.
LIU Bo, SHI Jiaxin, FU Xiaofei, et al. Petrological characteristics and shale oil enrichment of lacustrine fine-grained sedimentary system: a case study of organic-rich shale in first member of Cretaceous Qingshankou Formation in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018,45(5):828-838.
- [49] 杨万芹,蒋有录,王勇.东营凹陷沙三—沙四上亚段泥页岩岩相沉积环境分析[J].中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(4):19-26.
YANG Wanqin, JIANG Youlu, WANG Yong. Study on shale facies sedimentary environment of Lower Es₃-Upper Es₄ in Dongying Sag[J]. Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science), 2015,39(4):19-26.
- [50] 谢宗奎.柴达木南地区第四系细粒沉积岩相与沉积模式研究[J].地学前缘,2009,16(5):245-250.
XIE Zongkui. Research on the Quaternary fine-fraction lithofacies and sedimentation model in Tainan Area Qaidam Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2009,16(5):245-250.
- [51] ZHANG J, JIANG Z, JIANG X, et al. Oil generation induces sparry calcite formation in lacustrine mudrock, Eocene of East China [J]. Marine & Petroleum Geology, 2016,71:344-359.
- [52] 何文军,吴和源,杨森,等.准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油储层岩相划分与类型评价[J].西北地质,2023,56(1):217-231.
HE Wenjun, WU Heyuan, YANG Sen, et al. Lithofacies division and type evaluation of shale oil reservoir in Fengcheng Formation of Mahu Sag, Junggar Basin[J]. Northwestern Geology, 2023,56(1):217-231.
- [53] 常佳琦,姜振学,高之业,等.玛湖凹陷风城组不同岩相页岩含油性及其可动性特征[J].中南大学学报(自然科学版),2022,53(9):3354-3367.
CHANG Jiaqi, JIANG Zhenxue, GAO Zhiye, et al. Oil bearing and mobility characteristics of different lithofacies shales in

- Fengcheng Formation, Mahu Sag[J]. *Journal of Central South University(Science and Technology)*, 2022,53(9):3354-3367.
- [54] 姜福杰,胡美玲,胡涛,等.准噶尔盆地玛湖凹陷风城组页岩油富集主控因素与模式[J].*石油勘探与开发*,2023,50(4):706-718.
JIANG Fujie, HU Meiling, HU Tao, et al. Controlling factors and models of shale oil enrichment in Lower Permian Fengcheng Formation, Mahu Sag, Junggar Basin, NW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023,50(4):706-718.
- [55] 康淑娟,仰云峰,王华建,等.松辽盆地中央坳陷区三肇凹陷上白垩统青山口组一段页岩含油性特征[J].*石油实验地质*,2023,45(1):89-98.
KANG Shujuan, YANG Yunfeng, WANG Huajian, et al. Oil-bearing capacity of shale in the first member of Upper Cretaceous Qingshankou Formation, Sanzhao Sag, Central Depression, Songliao Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2023,45(1):89-98.
- [56] 金之钧,梁新平,王小军,等.玛湖凹陷风城组页岩油富集机制与甜点段优选[J].*新疆石油地质*,2022,43(6):631-639.
JIN Zhijun, LIANG Xinping, WANG Xiaojun, et al. Shale oil enrichment mechanism and sweet spot selection of Fengcheng Formation in Mahu Sag, Junggar Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2022,43(6):631-639.
- [57] 蒋启贵,黎茂稳,钱门辉,等.不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J].*石油实验地质*,2016,38(6):842-849.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2016,38(6):842-849.
- [58] 李志明,刘鹏,钱门辉,等.湖相泥页岩不同赋存状态油定量对比:以渤海湾盆地东营凹陷页岩油探井取心段为例[J].*中国矿业大学学报*,2018,47(6):1252-1263.
LI Zhiming, LIU Peng, QIAN Menhui, et al. Quantitative comparison of different occurrence oil for lacustrine shale: a case from cored interval of shale oil special drilling wells in Dongying Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2018,47(6):1252-1263.
- [59] 李志明,陶国亮,黎茂稳,等.渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷 L69 井古近系沙三下亚段取心段页岩油勘探有利层段[J].*石油与天然气地质*,2019,40(2):236-247.
LI Zhiming, TAO Guoliang, LI Maowen, et al. Favorable interval for shale oil prospecting in coring well L69 in the Paleogene Es₃¹ in Zhanhua Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(2):236-247.
- [60] 李志明,陶国亮,黎茂稳,等.鄂尔多斯盆地西南部彬长区块三叠系延长组 7 段 3 亚段页岩油勘探前景探讨[J].*石油与天然气地质*,2019,40(3):558-570.
LI Zhiming, TAO Guoliang, LI Maowen, et al. Discussion on prospecting potential of shale oil in the 3rd sub-member of the Triassic Chang 7 Member in Binchang Block, Southwestern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(3):558-570.
- [61] 胡涛,姜福杰,庞雄奇,等.页岩油微运移识别、评价及其石油地质意义[J].*石油勘探与开发*,2024,51(1):114-126.
HU Tao, JIANG Fujie, PANG Xiongqi, et al. Identification and evaluation of shale oil micro-migration and its petroleum geological significance[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024,51(1):114-126.