

渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩储层润湿性及其主控因素

李倩文^{1,2,3}

(1. 页岩油气富集机理与高效开发全国重点实验室, 北京 102206; 2. 中国石化页岩油气勘探开发重点实验室, 北京 102206; 3. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 102206)

摘要: 润湿性影响储层页岩油的赋存状态和渗流规律, 是评价页岩储层的重要内容。对渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷古近系沙河街组页岩开展接触角测定和自发渗吸实验, 定量表征储层的润湿性特征, 分析研究润湿性的主控因素, 从而对储层进行优选评价。研究表明: 沙河街组页岩储层孔隙连通性中等, 具有斑状润湿特征, 总体为水湿-弱水湿。储层润湿性受有机质特征、矿物组成、孔隙孔径大小和页岩油组分控制。有机质和矿物组成对润湿性的影响由固体颗粒本身的界面张力决定。有机质丰度越高, 矿物组成中钙质含量越高, 储层的水湿性越差, 油湿性越好。含油性和页岩油组分改变了液体的表面张力, 从而影响储层润湿性。储层含油性越好, 原油中极性组分越多, 油湿性越好。孔隙结构通过毛细管力作用影响固、液表面的界面张力, 进而影响润湿性。储层孔隙孔径越大, 水湿性越差, 油湿性越好。从润湿性特征评价, 纹层状富有机质富钙质页岩的亲油性最好, 且在弱水湿条件下页岩油较易富集成藏, 相对容易开采, 是页岩油勘探开发的有利选择。

关键词: 接触角; 自发渗吸; 储层润湿性; 页岩; 沙河街组; 东营凹陷; 渤海湾盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Wettability and its major determinants of shale reservoirs in the Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin

LI Qianwen^{1,2,3}

(1. State Key Laboratory of Shale Oil and Gas Enrichment Mechanisms and Effective Development, Beijing 102206, China; 2. Key Laboratory of Shale Oil/Gas Exploration and Production Technology, SINOPEC, Beijing 102206, China; 3. Petroleum Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100026, China)

Abstract: Wettability, a factor influencing the occurrence and seepage patterns of shale oil in reservoirs, is an important indicator of shale reservoir evaluation. Using contact angle measurements and spontaneous imbibition experiments, we quantitatively characterize the wettability of shale reservoirs in the Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin, while delving into the primary determinants of wettability, and selecting the optimal reservoirs for assessment. The findings suggest that the shale reservoirs in the Shahejie Formation exhibit moderate pore connectivity and fractional wettability, generally proving to be water-wet to weakly water-wet. The reservoir wettability is jointly determined by organic matter characteristics, mineral components, pore size, and shale oil composition. The impacts of organic matter and mineral composition on reservoir wettability depend on the interfacial tension of solid particles. Specifically, a higher abundance of organic matter and a higher calcium content in minerals are associated with reduced water wettability and stronger oil wettability of the reservoirs. The oil-bearing capacity and shale oil components alter the surface tension of liquids, further influencing the reservoir wettability. A higher oil-bearing capacity of reservoirs and the presence of more polar components in crude oil suggest stronger oil wettability. Pore structure influences the solid-liquid interfacial tension through capillary pressure, further affecting the reservoir wettability. A larger pore size

收稿日期: 2024-01-30; 修回日期: 2024-07-12。

作者简介: 李倩文 (1992—), 女, 助理研究员, 页岩油气储层地质和勘探评价。E-mail: liqw2018_syky@sinopec.com。

基金项目: 中国石油化工股份有限公司科技部项目 (KLP23012)。

corresponds to weaker water wettability and stronger oil wettability of the reservoirs. The wettability assessment results demonstrate that lamellar organic-rich calcareous shales exhibit the strongest lipophilicity. Shale oil tends to be enriched and accumulate in these shales under weakly water-wet conditions, creating conducive conditions for shale oil production. Therefore, these shales serve as favorable targets for shale oil exploration and production.

Key words: contact angle, spontaneous imbibition, reservoir wettability, shale, Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin

引用格式:李倩文. 渤海湾盆地东营凹陷古近系沙河街组页岩储层润湿性及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1142–1154. DOI: 10. 11743/ogg20240417.

LI Qianwen. Wettability and its major determinants of shale reservoirs in the Shahejie Formation, Dongying Sag, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1142–1154. DOI:10. 11743/ogg20240417.

页岩油是指主要以吸附态与游离态赋存于以泥页岩为主的层系中的石油。页岩储层中烃类的含量和赋存状态对页岩油可动性评价和渗流规律研究至关重要^[1–2],而孔隙结构和润湿性是控制烃类富集和流动的关键因素^[3–4]。储层孔隙特征一直是关注的热点且研究成果显著,但是对于润湿性的评价则较为薄弱^[5],因此,加强对页岩储层润湿性的研究对于明确页岩油的分布规律、可流动性和渗流机理都具有重要意义^[6–9]。

润湿性是储层评价的重要指标,控制着油、气、水在岩石孔隙中的微观分布和运移成藏^[10],也决定了后期渗流规律和开发方式^[10–12]。目前对页岩润湿性的研究主要集中在表征方法、定性和定量评价以及影响因素3个方面,这些研究结果为理解和开发页岩储层提供了重要的理论和实践依据^[5, 13]。常用的储层润湿性表征方法包括接触角测量法、自发渗吸实验法、核磁共振法、Zeta电位法和USBM法等,这些方法有不同的原理和应用效果,通常需要综合多种方法进行分析,以获得更全面和准确的结果^[14–16]。定性评价主要通过观察接触角的大小、液滴形状和渗吸现象来判断样品的亲水性或亲油性。定量评价则通过测量接触角数值、自发渗吸速率、核磁共振弛豫时间等具体数据来量化样品的润湿性。影响页岩储层润湿性的因素主要包括矿物组分、有机质特征和孔隙结构等,同时地层水的性质、温度和压力条件等外部因素也会对润湿性产生一定的影响^[5, 17–18]。郑国伟等^[5]认为准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系风城组页岩亲油性与总有机碳含量(*TOC*)和白云石含量正相关,与石英含量负相关,与方解石含量呈分段式相关;宏孔体积越大,页岩亲油性越强。曾隽^[19]等以渝东南地区5口井页岩为研究对象,发现页岩 *TOC* 越高,其亲油程度越高,但亲水性影响不大。刘萱^[20]通过研究志留系龙马溪组海相页岩发现,水接触角与 *TOC* 呈抛物线关系,脆性矿物中石英含量对页岩润湿性的影响最大,黏土矿物中伊/蒙混层对页岩润湿性的影响

最大,含气量与水接触角负相关。总体来说,页岩润湿性研究是一个多因素、多方法的复杂过程。不同的页岩储层特征差异较大,通过综合运用各种表征方法,考虑多种影响因素,才能更全面地了解某个地区页岩储层的润湿性特征,从而为页岩油的开发提供科学依据。

渤海湾盆地古近系沙河街组展现了典型的陆相页岩油成藏特征,是中国陆相页岩油勘探的重要区域和层系之一^[21–23]。随着页岩油勘探开发的持续进行和储层评价认识的不断深化,一些学者认为沙河街组页岩储层的润湿性为水湿,还有些学者认为是油湿^[24–25],而油湿和水湿储层的开发方式差异很大,因此,加强页岩润湿性的研究对于深入认识页岩油富集机理和渗流规律显得尤为重要。本文以渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷古近系沙河街组页岩为研究对象,通过开展接触角测定和自发渗吸实验,定量表征页岩储层的润湿性,结合页岩有机质和含油性特征、岩相和矿物组成、物性和孔隙连通性特征,探讨页岩储层润湿性的主控因素,并在此基础上,提出储层优选建议,以期为后续勘探开发研究提供借鉴。

1 地质概况

济阳坳陷位于渤海湾盆地东南部,由车镇、沾化、惠民和东营4个凹陷及凹陷间的若干凸起组成^[1]。研究区位于济阳坳陷南部的东营凹陷,整体呈北东–南西走向,平面上呈“北断南超、北深南浅”的复式半地堑特征^[26–27],由牛庄、利津、民丰和博兴4个生油洼陷组成(图1)。沙河街组在东营凹陷分布广泛,使其成为重要的页岩油勘探区域。沙河街组三段下亚段和四段上亚段(沙三下亚段–沙四上亚段)泥页岩沉积厚度大(100 ~ 400 m),有机质丰度高(*TOC*=1 % ~ 5 %),主要以腐泥型和混合型有机质为主,并且已进入低熟到成熟的演化阶段,这些条件为页岩油大量

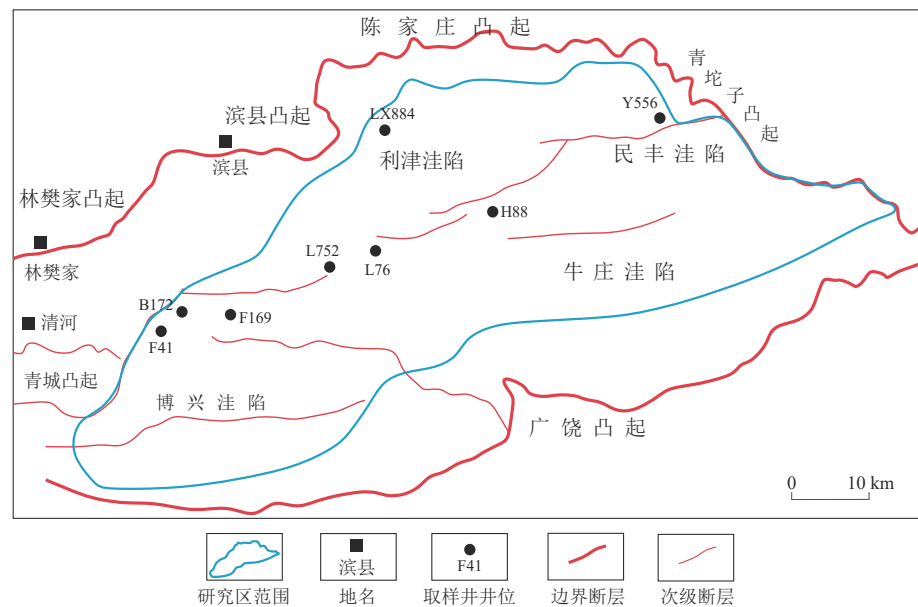


图1 东营凹陷研究区范围及取样井分布

Fig. 1 Map showing the extent of the study area in the Dongying Sag and the distribution of sampled wells in the area

形成提供了良好的物质基础,是东营凹陷页岩油的主要发育层段^[28]。

2 样品与实验

2.1 样品信息

研究样品取自东营凹陷沙三下亚段-沙四上亚段泥

页岩层段,涉及取样井8口(图1)。如表1所示,沙三下亚段和沙四上亚段页岩样品平均TOC分别为1.81%和1.19%,均属于有利生油岩。目的层段泥页岩矿物组成多样,以黏土矿物和石英为主,平均含量分别为26%和27%;其次为方解石和白云石,平均含量为16%和14%。在重点取心井岩心观察的基础上,考虑岩石构造、TOC和无机矿物组成,采用“三端元四组分”法^[29],对研究区页岩样品进行了岩相划分,以便进行后续分析。

表1 东营凹陷沙河街组实验样品有机质特征、矿物组成和岩相划分

Table 1 Organic matter characteristics, mineral components, and lithofacies classification of experimental samples taken from the Shahejie Formation, Dongying Sag												
样品 编号	井号	层位	TOC/ %	S ₁ / (mg/g)	S ₂ / (mg/g)	矿物组分含量/%						岩相
						黏土 矿物	石英	钾长石	斜长石	方解石	白云石	
①	Y556	沙 三 下 亚 段	2.7	0.5	11.5	37.0	20.0	1.7	2.5	31.6	0	层状富有机质钙质页岩
②	L752		0.6	0.1	0.3	46.1	26.3	4.3	11.1	3.5	4.8	块状贫有机质硅质泥岩
③	Y556		2.6	0.5	10.8	32.8	19.8	1.8	3.0	25.6	6.9	层状富有机质钙质页岩
④	F41		2.6	1.5	12.3	40.7	17.5	0.9	3.1	26.5	1.8	层状富有机质钙质页岩
⑤	F41		1.2	1.4	3.1	13.2	33.3	8.5	32.2	8.3	4.5	块状含有机质富硅质泥岩
⑥	L752		1.3	0.9	2.2	7.7	5.8	0.1	2.2	22.0	55.8	层状含有机质富钙质页岩
⑦	F41		1.7	0.3	3.5	14.0	38.7	5.8	18.5	11.2	6.6	块状含有机质富硅质泥岩
⑧	H88	沙 四 上 亚 段	0.2	0.1	0.2	2.6	43.0	5.1	16.8	14.7	14.0	块状贫有机质富硅质页岩
⑨	F169		0.7	0.2	0.2	39.8	30.8	1.8	11.1	6.1	10.3	纹层状贫有机质硅质页岩
⑩	B172		0.9	0.2	0.2	14.8	35.5	2.5	10.3	6.1	30.8	块状含有机质含泥硅质页岩
⑪	H88		2.3	1.2	11.6	25.5	13.1	1.3	6.8	41.3	8.9	层状富有机质富钙质页岩
⑫	Y556		2.4	1.0	12.1	27.6	22.3	1.7	5.7	19.9	15.7	纹层状富有机质钙质页岩
⑬	L76		0.3	0.1	0.2	32.1	37.7	4.8	10.5	2.3	8.3	块状贫有机质富硅质泥岩
⑭	L76		0.4	0.1	0.2	28.9	40.0	2.8	14.2	1.8	8.9	块状贫有机质富硅质泥岩
⑮	LX884		2.5	3.0	7.3	30.0	26.0	0.2	2.7	18.7	17.5	纹层状富有机质钙质页岩

2.2 实验方法

2.2.1 接触角测定

接触角测量实验仪器为晟鼎研究型接触角测量仪SDC-200S,环境温度为22℃。实验前对样品进行了10 000目砂纸打磨处理以消除表面粗糙度的影响。仪器使用高倍显微镜获得显微影像并用计算机软件处理接触角数据,可将测量误差控制在 $\pm 2^\circ$ 以内。对15块页岩样品按照平行于层理以及垂直于层理方向切割制成薄片,在表面选取9个测试点分别测量页岩样品表面的接触角(图2)。采用“座滴法”测量常温常压下“气-水-岩”体系中的页岩接触角,实验用水为去离子水,实验用油为正十二烷。采用“悬滴法”测量烷烃组分、含硫组分和含氮组分在新鲜矿物表面和老化矿物表面的“油-水-岩”接触角^[30]。实验过程中,首先将表面清洁、无杂质的页岩样品浸泡在配置好的地层水中48 h,地层水选用NaHCO₃水型,矿化度为6 000 mg/L,确保样品与地层水充分接触,模拟实际储层条件;然后取出浸泡过地层水的矿物样品,用滤纸或过滤器将其表面干燥;将干燥后的矿物样品浸泡在原油中进行老化处理72 h,确保样品完全浸没在原油中,并在恒温摇床中进行老化,以模拟实际储层中的油气水接触条件;最后取出老化后的矿物样品,用滤纸或其他适当方法将其表面处理干净,用测量仪开展接触角测量^[31]。

2.2.2 自发渗吸实验

自发渗吸实验是一种评估页岩储层润湿性和吸附特性的实验方法,通过观察液体在岩石中的自发渗透过程,了解页岩对液体的吸附能力。本研究选取具有不同岩相特征的6块页岩储层样品开展自发渗吸实验。实验前,首先对样品进行切割和预处理,使用线切割仪将每块样品切割成直径为25 mm、长度为10 mm的4块柱样,2块柱样沿平行层理面方向切割,2块柱样

沿垂直层理面方向切割。接着,将切割好的柱样放入DY-6型高效洗油仪中洗油72 h,以清除样品中的原油和其他杂质,溶剂为4:1酒精-苯混合溶剂,操作温度为70℃,压力为1 MPa。然后将洗油后的柱样取出洗净,在70℃的烘箱中烘干72 h,确保样品完全干燥后测量柱样的直径和长度。为防止渗吸流体在柱样侧面渗透,将柱样的四周涂抹环氧树脂,只保留上、下2个底面暴露,从而保证实验的准确性。实验时,将处理好的柱样分为2组,1组用于渗吸正十二烷,1组用于渗吸去离子水^[31](表2)。

3 实验结果

3.1 接触角与页岩润湿性特征

接触角测量实验是评价页岩润湿性最直观简便的方法,在“气-水-岩”三相体系中,达到平衡时形成润湿接触角(θ),其大小是由页岩、水、气体的物质本性,即相应的表(界)面张力所决定。一般来说, $\theta=0^\circ$,水完全润湿页岩表面,有利于油气从储层中运移和采出; $0^\circ < \theta < 90^\circ$,水部分润湿页岩表面,影响油气的流动性和产量,需要优化开发策略以提高采收率; $90^\circ \leq \theta < 180^\circ$,水不润湿页岩表面,油气流动困难,需采用特殊措施来提高油气排出效率^[31]。研究区东营凹陷沙河街组部分页岩样品的“气-水-岩”接触角测定结果如图3所示。可以看出,同一样品在不同层理方向的接触角差异不大,层理方向对接触角的测量未产生较大影响,单块页岩样品的润湿性呈现一定的非均质性,即斑状润湿的特征^[15]。研究区页岩样品的水接触角介于 $14.32^\circ \sim 83.20^\circ$,平均为 43.95° ,均呈现不同程度的亲水特征。此外,实验过程也显示,在常温条件下,水滴在洁净的泥页岩表面具有一定的小角度,而油滴在泥页岩表面迅速铺展,说明在“气-水-岩”体系中,泥页岩样品表面既为水湿也为油湿,水和油均为润湿相。

3.2 自发渗吸与页岩润湿性特征

部分样品的自发渗吸实验结果如图4所示。可以看出,页岩对油、水都表现出一定的渗吸特征,说明既有亲水孔隙又有亲油孔隙。不同页岩样品、不同方向的渗吸水和渗吸油的曲线特征差异明显,但均具有两段式的特征,前期吸水/油是样品的干燥表面和层理缝快速吸水/油的结果,渗透速度受液体的黏度、表面张力、粗糙度和层理结构的影响;而后期则是样品中孔隙的吸水/油特征,反映出样品的孔隙特征和液体的扩散行

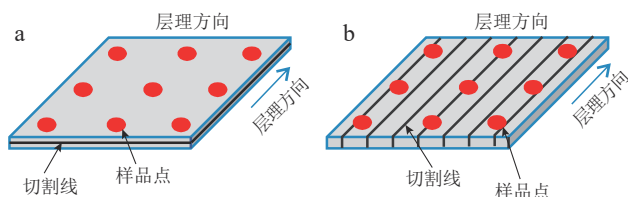


图2 “九点法”测试页岩接触角示意图

Fig. 2 Schematic diagrams showing the contact angle measurement of shales using the nine-point method

a. 平行层理方向切割; b. 垂直层理方向切割

表2 东营凹陷沙河街组页岩样品自发渗吸实验柱样参数

Table 2 Parameters of the cylindrical shale samples taken from the Shahejie Formation, Dongying Sag for spontaneous imbibition experiments

实验组	样品编号	岩相	柱样编号	层理面与底面方向	柱长/mm	柱直径/mm
渗吸正十二烷实验组	S4	高有机质纹层状硅质页岩	S4-HO	平行	10.67	25.23
	S1	砂质夹层	S1-HO	平行	13.98	25.19
			S1-VO	垂直	10.41	25.28
	S2	低有机质纹层状硅质页岩	S2-HO	平行	13.08	24.33
	S6	高有机质块状黏土质泥岩	S6-VO	垂直	11.01	25.00
	S3	低有机质纹层状硅质页岩	S3-HO	平行	12.17	25.00
			S3-VO	垂直	10.51	25.32
	S5	高有机质块状长硅质泥岩	S5-HW	平行	19.88	25.52
渗吸去离子水实验组	S4	高有机质纹层状硅质页岩	S4-HW	平行	10.55	25.03
			S4-VW	垂直	11.72	26.56
	S1	砂质夹层	S1-HW	平行	11.77	25.51
			S1-VW	垂直	10.53	25.82
	S2	低有机质纹层状硅质页岩	S2-HW	平行	9.10	24.43
	S6	高有机质块状黏土质泥岩	S6-VW	垂直	10.93	25.19
	S3	低有机质纹层状硅质页岩	S3-HW	平行	11.63	25.39
			S3-VW	垂直	11.08	25.48

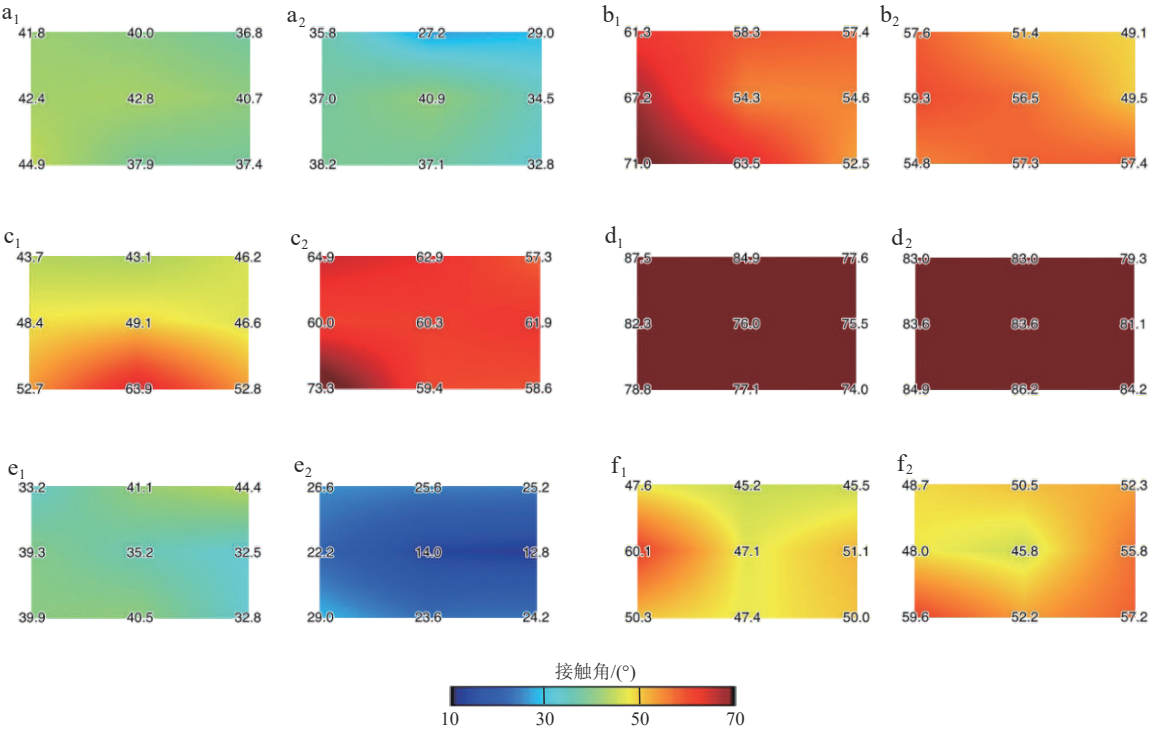


图3 东营凹陷沙河街组部分页岩样品的水接触角测定结果

Fig. 3 Measured water contact angles of shale samples taken from the Shahejie Formation, Dongying Sag

a_1, a_2 . 样品②; b_1, b_2 . 样品④; c_1, c_2 . 样品⑥; d_1, d_2 . 样品⑧; e_1, e_2 . 样品⑨; f_1, f_2 . 样品⑩

[图 a_1 — e_1 为平行层理方向, 图 a_2 — e_2 为垂直层理方向。图内数值为接触角, (°)。]

为(图4a—c)。油渗吸初始速度要大于水渗吸速度,但随后被水反超;黏土矿物的水化作用导致样品过量吸水,水渗吸时间比油渗吸时间更长,最终水的渗吸量

大于油的渗吸量。

根据 Handy 模型^[32],自发渗吸曲线的斜率可用于定量评价页岩储层基质孔隙连通性^[12]。通过对研究

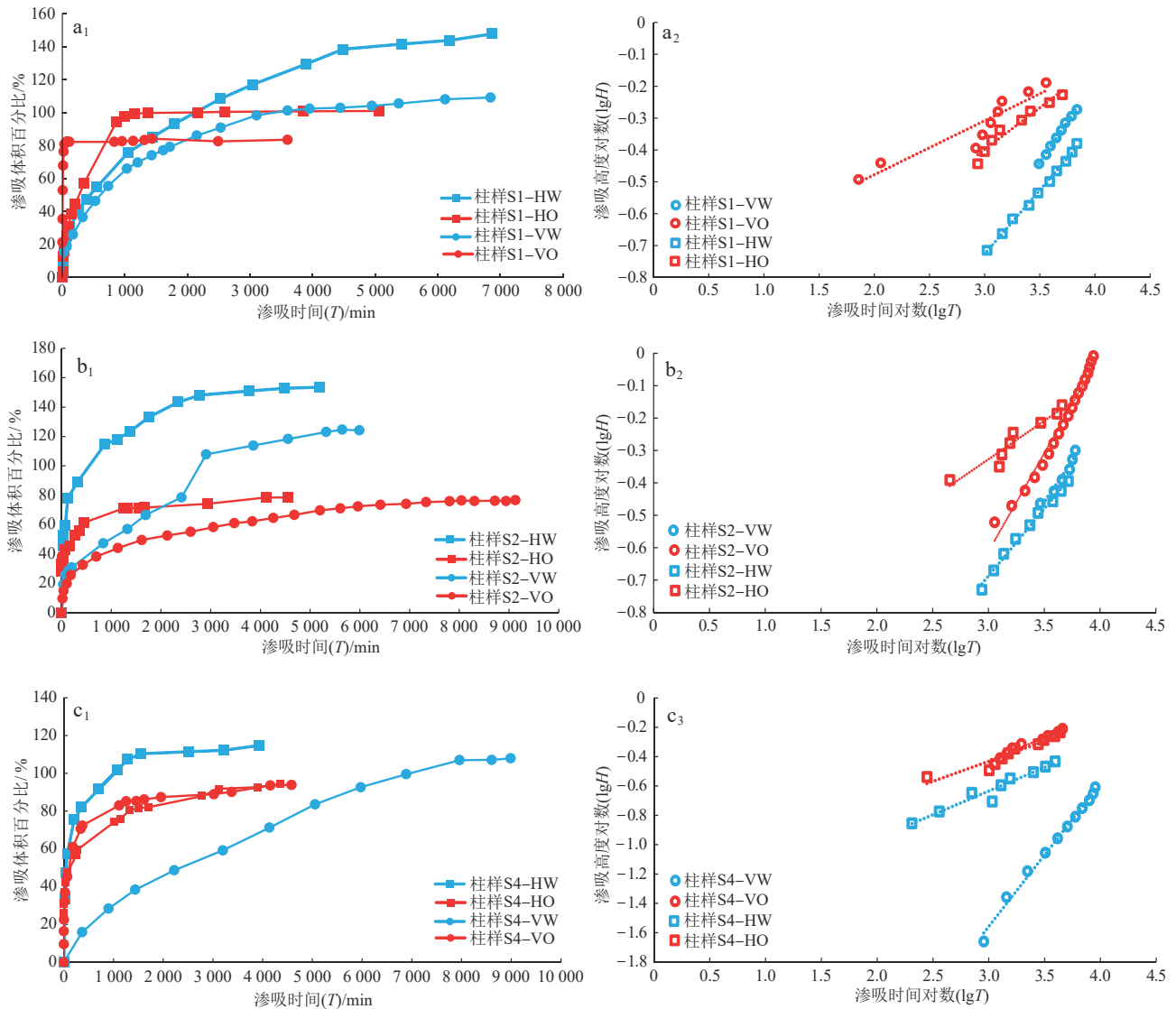


图4 东营凹陷沙河街组部分页岩样品的自发渗吸特征

Fig. 4 Spontaneous imbibition characteristics of shale samples taken from the Shahejie Formation, Dongying Sag

a_1, a_2 样品S1; b_1, b_2 样品S2; c_1, c_2 样品S4

(图 a_1-c_1 为自发渗吸曲线,图 a_2-c_2 为自发渗吸双对数拟合曲线。HW为以水为流体测量的岩石平行层面方向自发渗吸曲线;HO为以油为流体测量的岩石平行层面方向自发渗吸曲线;VW为以水为流体测量的岩石垂直层面方向自发渗吸曲线;VO为以油为流体测量的岩石垂直层面方向自发渗吸曲线。)

区样品的原始渗吸数据进行双对数处理,并进行线性拟合,得到了研究区自发渗吸曲线的斜率。为准确评价储层中孔隙的渗吸斜率,本次研究以后期渗吸曲线斜率为准(图4d—f)。

Ewing和Horton^[33]利用孔隙网络模型进行模拟后发现,高孔隙连通性有0.50的自吸斜率;渗透临界值的自吸斜率为0.26,斜率值越低则多孔介质的连通性越差。在计算渗吸斜率的基础上,根据高之业等^[34]提出的岩石润湿性指数的概念,可进一步评价岩石润湿性:

$$W = (P_{\text{水}} - T_{\text{水}}) - (P_{\text{油}} - T_{\text{油}}) \quad (1)$$

式中: W 为岩石润湿性指数,无量纲; $P_{\text{水}}$ 为以水为流体

测量的岩石平行层面方向的自发渗吸曲线斜率,无量纲; $T_{\text{水}}$ 为以水为流体测量的岩石垂直层面方向的自发渗吸曲线斜率,无量纲; $P_{\text{油}}$ 为以油为流体测量的岩石平行层面方向的自发渗吸曲线斜率,无量纲; $T_{\text{油}}$ 为以油为流体测量的岩石垂直层面方向的自发渗吸曲线斜率,无量纲。 $W \leq -0.5$ 时为水润湿, $-0.5 < W < 0$ 时为混合偏水湿, $W = 0$ 是为混合型润湿, $0 < W < 0.5$ 时为混合偏油湿, $W \geq 0.5$ 时为油润湿。

实验样品的自发渗吸斜率、连通性和润湿性统计结果表明(表3):砂质夹层在水介质中的孔隙连通性中等-好,在油介质中的孔隙连通性中等-差,为混合偏水润湿;低有机质纹层状硅质页岩在水介质中的孔

表3 东营凹陷沙河街组实验样品的页岩连通性及润湿性评价

Table 3 Assessment results of the pore connectivity and wettability of shale samples taken from the Shahejie Formation, Dongying Sag

样品编号		S1	S2	S3	S4	S5	S6	
岩相		砂质夹层	低有机质纹层状硅质页岩	低有机质纹层状硅质页岩	高有机质纹层状硅质页岩	高有机质块状长硅质泥岩	高有机质块状黏土质泥岩	
水	平行层面	$P_{\text{水}}$	0.401 3	—	0.322 8	—	—	
		连通性	中等	中等	—	—	—	
	垂直层面	$T_{\text{水}}$	0.507 6	0.503 7	0.456 2	0.976 2	1.060 4	0.267 7
		连通性	好-中等	中等-好	中等	好	好	中等-差
油	平行层面	$P_{\text{油}}$	0.261 6	0.237 1	—	0.273 8	—	0.661 6
		连通性	中等-差	差	—	中等	—	好
	垂直层面	$T_{\text{油}}$	0.169 2	0.606 8	0.359 4	0.346 0	0.672 2	0.273 8
		连通性	差	好	中等	中等	好	中等
润湿性指数(W)		-0.198 7	0.267 3	—	-0.581 2	—	—	
润湿性判断		混合,偏水润湿	混合,偏油润湿	—	水润湿	—	—	

注:“—”表示该样品未开展相关测试。符号注释见正文。

隙连通性中等-好,在油介质中的孔隙连通性差异较大,为混合偏油润湿;高有机质纹层状硅质页岩在水介质中的孔隙连通性中等-好,在油介质中的孔隙连通性中等,为水润湿。整体来看,东营凹陷沙河街组页岩孔隙连通性中等,为混合偏水润湿。

4 润湿性主控因素

4.1 有机质特征和含油性

研究表明,东营凹陷沙河街组页岩样品的有机质特征参数,包括TOC、生烃潜量(S_1+S_2)和氢指数(HI)等,均与页岩接触角正相关,即有机质越丰富,“气-水-岩”接触角越大,页岩表面的亲油性越强(图5)。页岩中的有机质是产生亲油润湿性的关键,其对润湿性的影响有3种方式:①TOC高的样品多发育迁移有机质,后者具有较高的亲油性,会使得页岩的整体润湿性向亲油方向偏移。迁移有机质的网络状分布使得页岩油更容易附着在岩石表面,也会影响页岩的孔隙结构和渗透性,改变油气的流动路径和分布特征^[20]。②有机质通过热降解作用生成油,游离烃含量(S_1)可以直接反映页岩储层的含油性,随着含油性的增强,接触角的增大,页岩表面亲油性增加^[5]。③随着生烃作用的进行,原油中的沥青组分可能会使无机矿物表面变得更加亲油(结合下文4.4节分析)^[10],这说明润湿性和有机质特征及含油性之间具有明显的正向影响。

4.2 页岩岩相和矿物组成

通过统计“气-水-岩”体系中不同岩相样品的页

岩接触角,发现贫-含有机质富硅质页岩相的接触角最小,平均为29.8°,表明其亲水性最强;而含-富有机质富钙质页岩的接触角最大,平均为68.5°,表明其亲水性较差(图6)。由此看来,除了前文已经介绍TOC与页岩接触角呈明显的正相关关系,不同岩相页岩的接触角差异还受到矿物组成的影响。

不同矿物由于内部晶体结构、表面化学性质和孔径结构分布的不同,矿物颗粒表面的亲水疏油特征也不同。前人研究认为,纯净的矿物表面通常呈现亲水性,黏土矿物亲水性最强,钙质矿物尤其是白云岩的亲水性相对较差^[10]。矿物表面润湿性会受油组分和卤水类型等因素的影响而发生变化^[8]。本次研究单矿实验分析表明,硅质矿物(如长石、石英)和黏土矿物(如伊利石、高岭石)的亲水性最强,钙质矿物(如方解石、铁白云石)其次,铁质矿物(如铁白云石、黄铁矿、菱铁矿)的亲水性最差(图7)。究其原因,研究区样品黏土矿物中伊利石含量较多,而伊利石分子结构的层间距较小,表面带有负电荷,容易吸附水分子,形成水合层,其含量的增大使页岩更具亲水特性^[20]。硅质矿物表面具有较强的极性,容易与水分子发生氢键作用,导致它们对水的润湿性较强,例如,石英与地层水接触时,石英中极性较强的Si—O共价键和水分子作用形成硅烷醇基(Si—OH),后者再与水分子形成氢键,从而使石英呈现出亲水性^[35]。郑国伟等^[2]研究认为水接触角与方解石含量的关系较为复杂,方解石含量高的页岩可能更加亲油,因为部分方解石可与有机酸等发生反应,从亲水性逐渐转变为亲油性。这也解释了本研究中富钙质页岩岩相比富硅质页岩岩相亲油性更好的原因。

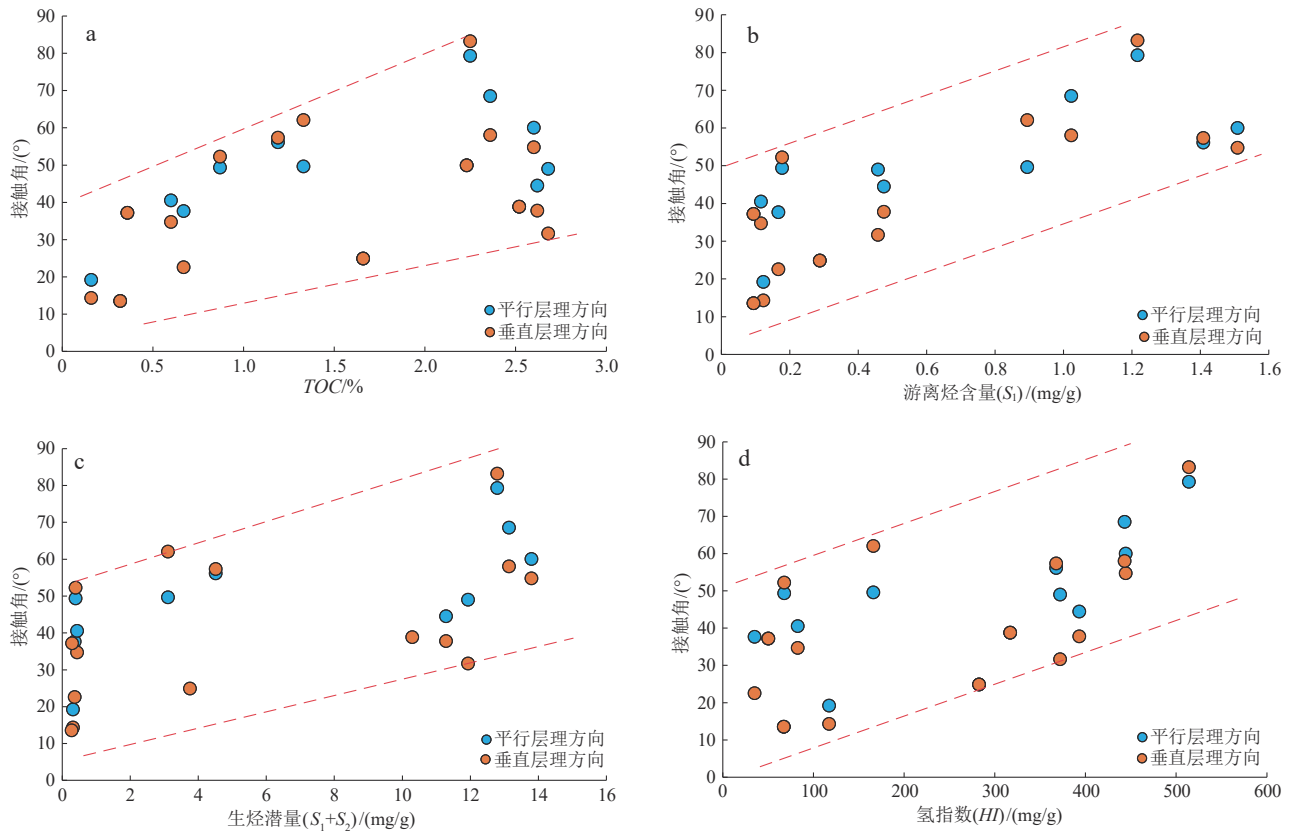


图5 东营凹陷沙河街组页岩样品有机质特征与页岩接触角的关系

Fig. 5 Organic matter characteristics vs. contact angle of shales in the Shahejie Formation, Dongying Sag

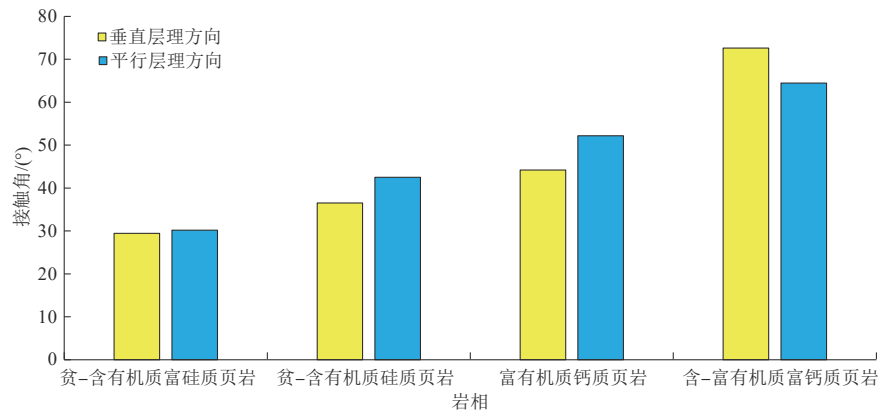
a. TOC vs. 接触角; b. S_1 vs. 接触角; c. (S_1+S_2) vs. 接触角; d. HI vs. 接触角

图6 东营凹陷沙河街组不同岩相页岩样品的接触角分布柱状图

Fig. 6 Histogram showing the contact angles of shales with different lithofacies in the Shahejie Formation, Dongying Sag

图8分析结果表明,硅质矿物和黏土矿物与页岩接触角负相关,矿物含量越高,页岩水湿性越好;钙质矿物与页岩接触角正相关,其含量越高,页岩水湿性越差。以上分析很好地解释了该相关性。此外,本次研究单矿实验与岩石实验结论相同,也说明了富钙质页岩岩相更有利于页岩油的富集,钙质纹层越发育,储层含油性可能会更好。该认识对于后续深入开展研究区储层含油性分析至关重要。

4.3 页岩储层孔隙孔径大小

孔隙结构对页岩储层润湿性的研究较为复杂,主要通过孔喉半径的大小来影响润湿性[公式(2)]:

$$\cos \theta = \frac{\sigma(r)_{\text{水-岩}} - \sigma(r)_{\text{油-岩}}}{\sigma(r)_{\text{油-水}}} \quad (2)$$

式中: θ 为润湿接触角, (°); σ 为界面张力,为 r 的函数, mN/m; r 为孔喉半径, mm。

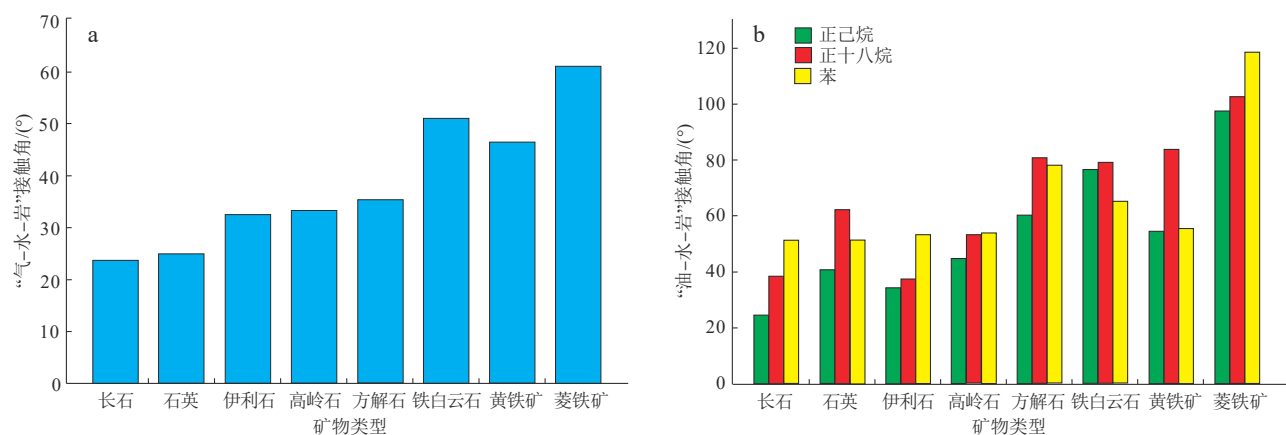


图7 东营凹陷沙河街组不同矿物类型的接触角分布柱状图

Fig. 7 Histograms showing contact angles of shales with different mineral types in the Shahejie Formation, Dongying Sag

a. “气-水-岩”接触角; b. “油-水-岩”接触角

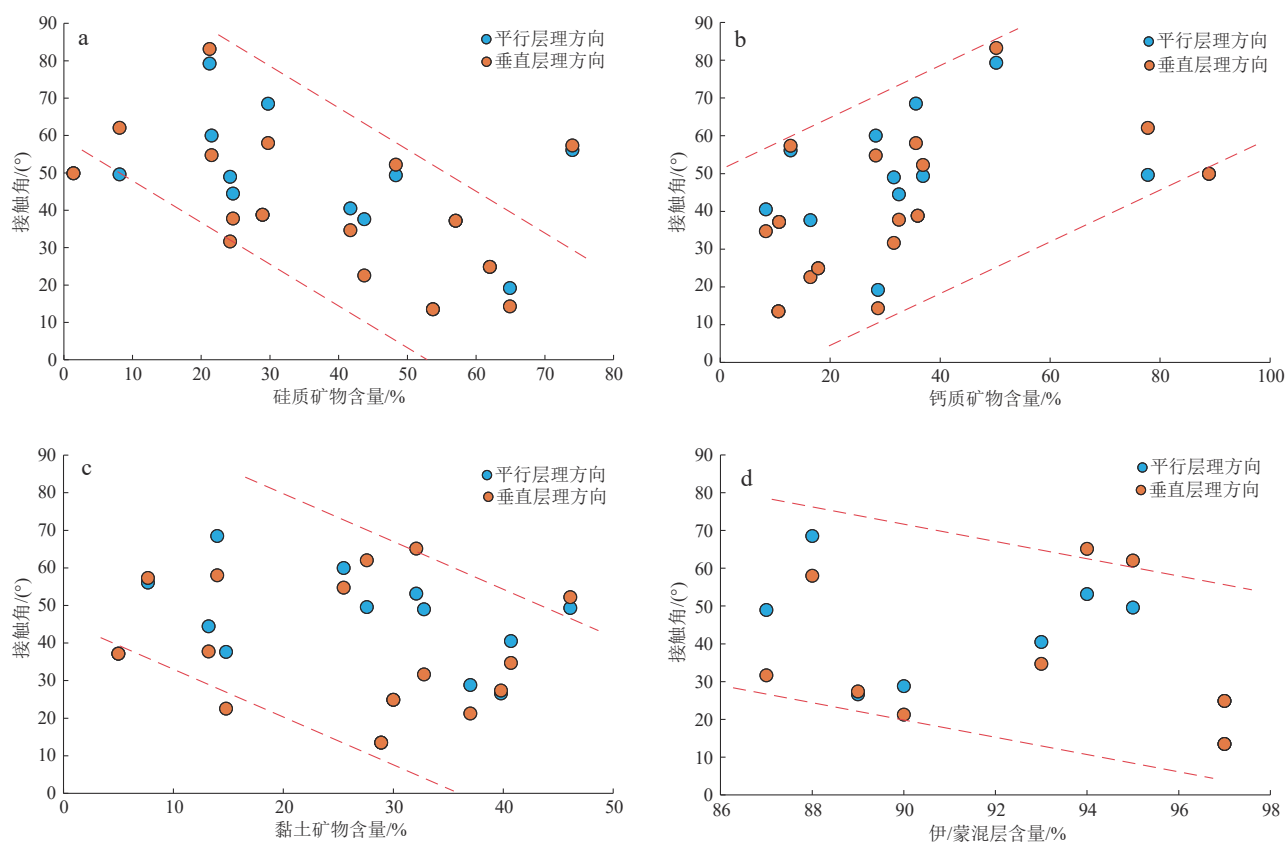


图8 东营凹陷沙河街组页岩样品不同矿物成分与页岩接触角的关系

Fig. 8 Mineral composition vs. contact angle of shales in the Shahejie Formation, Dongying Sag

a. 硅质矿物含量 vs. 接触角; b. 钙质矿物含量 vs. 接触角; c. 黏土矿物含量 vs. 接触角; d. 伊/蒙混层含量 vs. 接触角

本次研究针对典型页岩样品开展了多孔介质的毛细管驱替实验,以探究页岩储层的孔喉特征与润湿性的关系。实验结果表明,储层的孔径越小,烷烃在矿物表面的接触角也越小(图9),其表现的润湿性越好,说明矿物亲油性越强。这是由于在页岩油从干酪根孔隙进入无机矿物孔隙的过程中毛细管力表现为阻力,当

动力(干酪根生烃增压)一定时,干酪根亲油性越强,无机矿物亲水性越强,页岩油进入无机矿物孔隙所需孔喉半径越大,越难富集^[12]。致密储层的喉道分布主体在100 nm以下,因此,孔径对润湿性影响较大,对于微纳米尺度的页岩储层孔喉来说更为如此。当页岩油进入无机矿物孔隙之后,原油中极性化合物(如含氮组

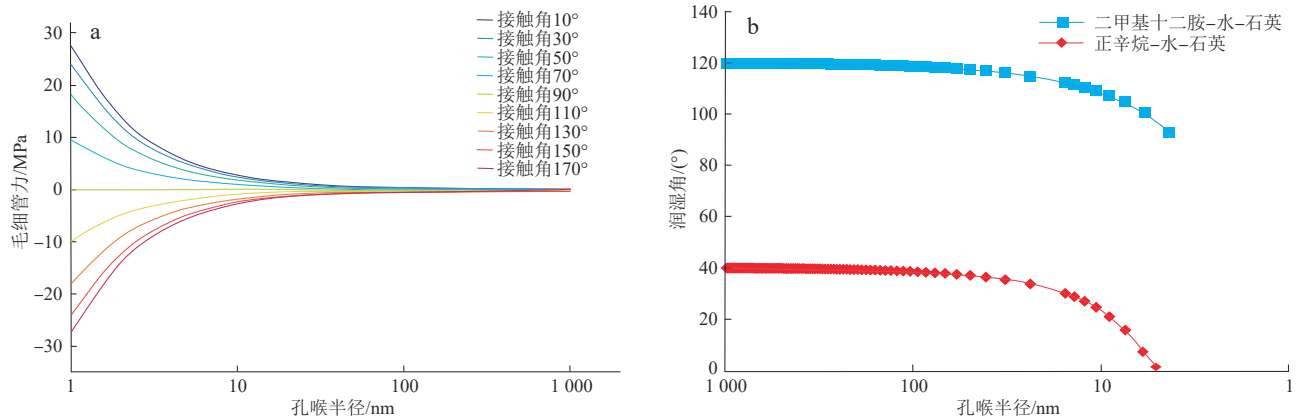


图9 东营凹陷沙河街组页岩油储层孔径大小与润湿性的关系

Fig. 9 Pore size vs. wettability of shale oil reservoirs in the Shahejie Formation, Dongying Sag

a. 不同接触角的毛细管力充注曲线(据文献[31]修改); b. 孔喉半径和润湿角的关系

分)会取代原本存在的水膜并附着在矿物表面上,使得无机矿物表面的润湿性从亲水性转变为亲油性。因此,页岩油在进入无机矿物孔隙后的毛细管阻力会减小,所需的孔喉半径变小,更容易在这些孔隙中富集^[31]。

4.4 页岩油组分

页岩油由饱和烃、芳烃、沥青质和非烃4种组分组成,在储层初始条件下,孔隙内部通常会充满地层水,随着生烃作用的进行,页岩油逐渐形成并进入孔隙。老化过程中,页岩油中的胶质和沥青质等重质组分与杂原子化合物会破坏矿物表面的水膜,取代水分子吸附在矿物表面上,从而改变储层表面的润湿性^[36]。为

对比不同组分中新鲜矿物表面与老化矿物表面的“油-水-岩”接触角,本研究还开展了原油、烷烃组分(正十二烷)、含氮组分(如NN-二甲基十二胺)以及含硫组分(如3-十二烷基噻吩)在“矿物-油组分-蒸馏水”体系中的润湿角测量。结果发现,矿物表面对油组分的润湿响应会因矿物类型的不同而异。老化后的矿物表面接触角增加,水湿性降低,表明原油中含有的极性组分(含氮、含硫)会吸附在矿物表面使润湿性发生反转,尤其是含氮组分更加明显(图10a, c),而饱和烃吸附(正十二烷)对润湿性的影响较为微弱(图10b)。另外,实验还发现原油混合组分和含氮组分与岩石表面的亲和力(油润湿性)要远大于含硫组分与饱和烃组分,重烃与岩石表面的亲和能力大于轻烃(图10d, e)。

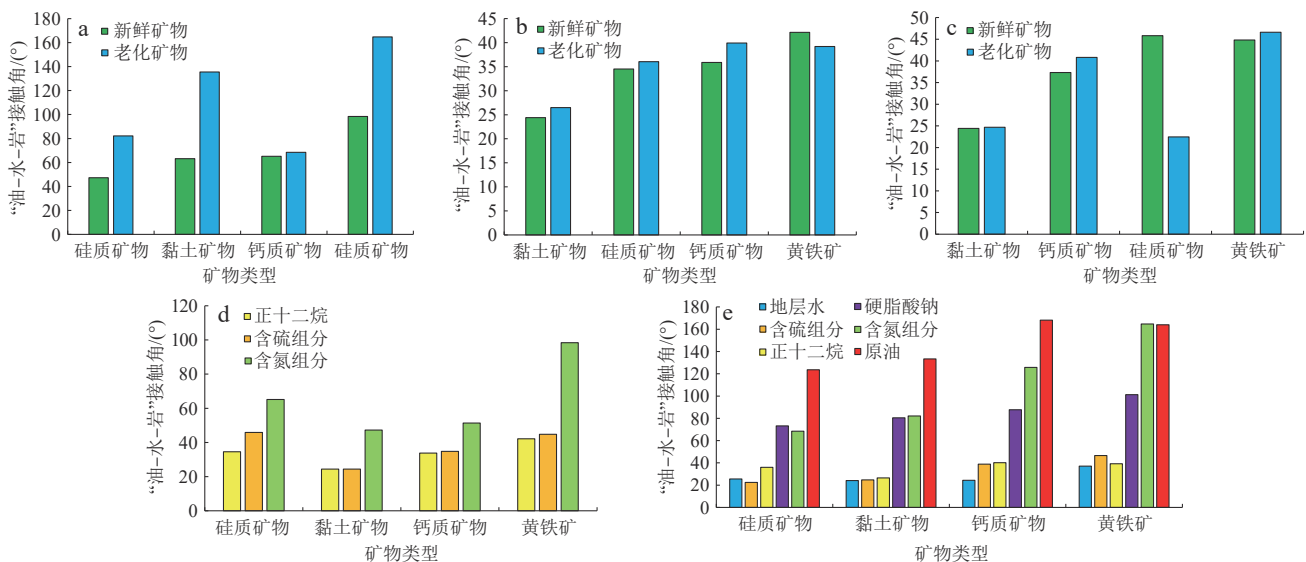


图10 东营凹陷沙河街组页岩油组分与接触角的关系

Fig. 10 Oil composition vs. contact angle of shales in the Shahejie Formation, Dongying Sag

a. 含氮组分; b. 正十二烷; c. 含硫组分; d. 新鲜矿物; e. 老化矿物

页岩油组分对润湿性的影响主要是改变了界面张力,水的表面张力最高,为72 mN/m,极性组分的表面张力通常低于水,介于20~50 mN/m,对于特定固体,液体表面张力越小,润湿接触角也越往往越小。这是因为表面张力较小的液体在固体表面能够更容易地扩展,从而减少接触角,表现出更好的润湿性。

5 储层优选建议

页岩的润湿性对原油的赋存具有明显的影响,油润湿组分接触占比越大,越易于原油的聚集,孔喉周缘主要为油润湿碳酸盐矿物组分时,利于原油的富集^[37-38]。页岩油在页岩储层中的富集过程可以分为2个主要阶段:①干酪根内部孔隙的富集。在初始阶段,页岩油主要在干酪根的孔隙网络内富集。干酪根的表面具有较强的亲油性,这使得页岩油能够更好地在其孔隙中滞留。②当页岩油在干酪根孔隙中达到一定的滞留量后,会迁移到相邻的无机矿物孔隙中。在这一过程中,页岩油中的极性化合物会破坏无机矿物表面的水膜,从而影响矿物的润湿性,使其变得更亲油,这有助于页岩油在无机矿物孔隙中的进一步富集^[31]。然而,相对于美国海相页岩油,中国陆相页岩油油质较重,极性化合物含量较高,气/油比低,因此,页岩中无机矿物表面的水膜容易被破坏,润湿性较易由亲水性向亲油性转变,反而不利于页岩油的采出。

本研究通过对接角实验和自发渗吸实验结果的分析,以及对页岩润湿性主控因素的探讨,初步认为,对于东营凹陷沙河街组页岩储层而言,TOC对页岩的亲油性具有直接的控制作用,并且通过生烃作用影响页岩的含油性,进一步影响润湿性。硅质矿物和黏土矿物的增加导致储层更加亲水,而钙质矿物则导致储层更加亲油,因此钙质纹层发育的储层更加亲油^[39]。中、小孔的发育增加了储层的亲水性,岩石水湿性越强,页岩油在储层中的充注需要的孔喉半径也会增加,从而使页岩油更难以在储层中富集和成藏。有机质含量、矿物组分和孔隙结构等因素通过控制页岩润湿性,进而影响页岩储层的含油特征,据此可以初步判断,东营凹陷沙河街组页岩的优质储层为纹层状富有机质富钙质页岩,且页岩油主要赋存于大孔中。而页岩油组分对润湿性的影响主要表现在界面张力的差异,页岩储层在整个生烃过程中润湿性随时在发生变化,不同阶段烃类组分的变化都可能导致储层润湿性发生改变。

然而,目前润湿性在勘探与开发过程的作用存在

一定矛盾,亲水性储层难以富集成藏却易开采,亲油性储层容易富集成藏却难开采。通过本研究综合评价认为,在弱水湿条件下的页岩油储层较易富集成藏,相对容易开采,从润湿性的角度考虑是较有利的选择。建议在利用润湿性进行平面有利区和纵向有利层优选时,应优先选择弱水湿的区域和层系。当然,有利储层的优选并不是润湿性单一要素能决定的,还要结合多种地质工程参数共同评价,本文只是从润湿性的角度提供了一种储层优选的思路,以供借鉴。

6 结论

1) 东营凹陷沙河街组泥页岩的水接触角介于14.32°~83.20°,平均为43.95°,呈现出不同程度的亲水特征,出现非均匀润湿即斑状润湿,整体表现为水湿-弱水湿。自发渗吸实验表明,沙河街组页岩孔隙连通性中等,润湿性为混合偏水润湿。

2) 东营凹陷沙河街组页岩储层的润湿性明显受页岩有机质特征、矿物组成、孔径大小和页岩油组分的影响。有机含量度越高,含油性越好,储层水湿性越差;硅质矿物和黏土矿物含量越高,钙质矿物含量越低,储层水湿性越好,富有机质富钙质页岩岩相的页岩亲油性最好;大孔隙的发育增加了储层的亲油性,亲水孔隙的连通性均好于亲油孔隙的连通性;原油中极性组分会增加矿物表面的油润湿性,重烃的亲油性大于轻烃。

3) 东营凹陷沙河街组页岩储层的润湿性是多种因素共同作用的结果,从润湿性的角度评价优质储层为纹层状富有机质富钙质页岩,且页岩油主要赋存于大孔中。在利用润湿性进行储层平面有利区和纵向有利层优选时,建议优先选择弱水湿的区域和层系。

参 考 文 献

- [1] 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.
- [2] 代金友,林立新. 储层孔隙的“渗流”分类方案及其意义[J]. 大庆石油地质与开发, 2022, 41(2): 43-50.
DAI Jinyou, LIN Lixin. “Seepage” classification scheme of reservoir pores and its significance [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2022, 41(2): 43-50.
- [3] 徐田武,张成富,李红磊,等. 不同环境下陆相页岩油气富集关键要素下限研究——以中原油田探区为例[J]. 断块油气

- 田, 2022, 29(6): 721–728, 743.
- XU Tianwu, ZHANG Chengfu, LI Honglei, et al. Research on lower limits of key factor controlling hydrocarbon accumulation of continental shale in different environments: Taking exploratory area of Zhongyuan Oilfield as an example[J]. *Fault-Block Oil and Gas Field*, 2022, 29(6): 721–728, 743.
- [4] LI Qianwen, LIU Zhongbao, CHEN Feiran, et al. Behavior and controlling factors of methane adsorption in Jurassic continental shale, northeastern Sichuan Basin [J]. *Energy Geoscience*, 2023, 4(1): 83–92.
- [5] 郑国伟, 高之业, 黄立良, 等. 准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系凤城组页岩储层润湿性及其主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1206–1220.
- ZHENG Guowei, GAO Zhiye, HUANG Liliang, et al. Wettability of the Permian Fengcheng formation shale in the Mahu Sag, Junggar Basin, and its main control factors [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1206–1220.
- [6] ANDERSON W G. Wettability literature survey-part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 1986, 38(10): 1125–1144.
- [7] 何更生, 唐海. 油层物理[M]. 2版. 北京: 石油工业出版社, 2011: 240–242.
- HE Gengsheng, TANG Hai. *Petrophysics*[M]. 2nd ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011: 240–242.
- [8] 胡钦红, 刘惠民, 黎茂稳, 等. 东营凹陷沙河街组页岩油储集层润湿性、孔隙连通性和流体一示踪剂运移[J]. *石油学报*, 2018, 39(3): 278–289.
- HU Qinhong, LIU Huimin, LI Maowen, et al. Wettability, pore connectivity and fluid-tracer migration in shale oil reservoirs of Paleogene Shahejie Formation in Dongying Sag of Bohai Bay Basin, East China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(3): 278–289.
- [9] 王晓明, 陈军斌, 任大忠. 陆相页岩油储层孔隙结构表征和渗流规律研究进展及展望[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(1): 23–30.
- WANG Xiaoming, CHEN Junbin, REN Dazhong. Research progress and prospect of pore structure representation and seepage law of continental shale oil reservoir [J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 23–30.
- [10] 范雨辰, 陈磊, 刘可禹, 等. 储层润湿性及孔隙水赋存对页岩储集空间的影响[J]. *中南大学学报(自然科学版)*, 2022, 53(9): 3575–3589.
- FAN Yuchen, CHEN Lei, LIU Keyu, et al. Effects of wettability and pore water occurrence of gas storage space of shale reservoirs [J]. *Journal of Central South University (Science and Technology)*, 2022, 53(9): 3575–3589.
- [11] MOSS A K, JING Xd, ARCHER J S. Laboratory investigation of wettability and hysteresis effects on resistivity index and capillary pressure characteristics [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1999, 24(2/4): 231–242.
- [12] 刘向君, 熊健, 梁利喜, 等. 川南地区龙马溪组页岩润湿性分析及其影响讨论[J]. *天然气地球科学*, 2014, 25(10): 1644–1652.
- LIU Xiangjun, XIONG Jian, LIANG Lixi, et al. Analysis of the wettability of Longmaxi Formation shale in the south region of Sichuan Basin and its influence [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2014, 25(10): 1644–1652.
- [13] HU Qinhong, EWING R P, ROWE H D. Low nanopore connectivity limits gas production in Barnett formation [J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2015, 120(12): 8073–8087.
- [14] XU M, DEHGHANPOUR H. Advances in understanding wettability of gas shales [J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(7): 4362–4375.
- [15] GAO Zhiye, HU Qinhong. Wettability of Mississippian Barnett Shale samples at different depths: Investigations from directional spontaneous imbibition [J]. *AAPG Bulletin*, 2016, 100(1): 101–114.
- [16] ARIF M, ZHANG Yihuai, IGLAUER S. Shale wettability: Data sets, challenges, and outlook [J]. *Energy & Fuels*, 2021, 35(4): 2965–2980.
- [17] SIDDIQUI M A Q, ALI S, FEI Haoxiang, et al. Current understanding of shale wettability: A review on contact angle measurements [J]. *Earth-Science Reviews*, 2018, 181: 1–11.
- [18] CLARKSON C R, JENSEN J L, PEDERSEN P K, et al. Innovative methods for flow-unit and pore-structure analyses in a tight siltstone and shale gas reservoir [J]. *AAPG Bulletin*, 2012, 96(2): 355–374.
- [19] 曾隽, 易明华, 聂军, 等. 渝东南地区页岩润湿性的定量表征研究[J]. *非常规油气*, 2021, 8(1): 90–94.
- ZENG Juan, YI Minghua, NIE Jun, et al. Research of quantitative characterization based on shale wet-ability in southeast Chongqing area [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2021, 8(1): 90–94.
- [20] 刘萱. 页岩润湿性及其主控因素[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2018.
- LIU Xuan. *Main factors controlling the wettability of shales* [D]. Beijing: China University of Geosciences (Beijing), 2018.
- [21] 周立宏, 韩国猛, 杨飞, 等. 渤海湾盆地歧口凹陷沙河街组三段一亚段地质特征与页岩油勘探实践[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(2): 443–455.
- ZHOU Lihong, HAN Guomeng, YANG Fei, et al. Geological characteristics and shale oil exploration of Es³⁽¹⁾ in Qikou Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(2): 443–455.
- [22] 刘惠民, 李军亮, 刘鹏, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集条件与勘探战略方向[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1717–1729.
- LIU Huimin, LI Junliang, LIU Peng, et al. Enrichment conditions and strategic exploration direction of Paleogene shale oil in Jiyang Depression [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1717–1729.
- [23] 赖富强, 李仕超, 王敏, 等. 济阳坳陷页岩油储层矿物组分最优化反演方法[J]. *特种油气藏*, 2022, 29(2): 16–23.

- LAI Fuqiang, LI Shichao, WANG Min, et al. Optimal retrieval method for mineral constituents of shale oil reservoirs in Jiyang Sag [J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2022, 29(2): 16-23.
- [24] 郭建春, 陶亮, 陈迟, 等. 川南地区龙马溪组页岩混合润湿性评价新方法[J]. *石油学报*, 2020, 41(2): 216-225.
- GUO Jianchun, TAO Liang, CHEN Chi, et al. A new method for evaluating the mixed wettability of shale in Longmaxi Formation in the southern Sichuan [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(2): 216-225.
- [25] 肖文联, 杨玉斌, 黄鑫, 等. 基于核磁共振技术的页岩油润湿性及其对原油动用特征的影响[J]. *油气地质与采收率*, 2023, 30(1): 112-121.
- XIAO Wenlian, YANG Yubin, HUANG Chu, et al. Rock wettability and its influence on crude oil producing characteristics based on NMR technology [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2023, 30(1): 112-121.
- [26] 张林晔, 包友书, 李钜源, 等. 湖相页岩油可动性——以渤海湾盆地济阳拗陷东营凹陷为例[J]. *石油勘探与开发*, 2014, 41(6): 641-649.
- ZHANG Linye, BAO Youshu, LI Juyuan, et al. Movability of lacustrine shale oil: A case study of Dongying Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2014, 41(6): 641-649.
- [27] 李政, 王秀红, 朱日房, 等. 济阳拗陷沙三下亚段和沙四上亚段页岩油地球化学评价[J]. *新疆石油地质*, 2015, 36(5): 510-514.
- LI Zheng, WANG Xiuhong, ZHU Rifang, et al. Geochemical evaluation of shale oil in Lower Es₃ and Upper Es₄ in Jiyang Depression [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2015, 36(5): 510-514.
- [28] 张鹏飞, 卢双舫, 李俊乾, 等. 湖相页岩油有利甜点区优选方法及应用——以渤海湾盆地东营凹陷沙河街组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(6): 1339-1350.
- ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, LI Junqian, et al. Identification method of sweet spot zone in lacustrine shale oil reservoir and its application: A case study of the Shahejie Formation in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(6): 1339-1350.
- [29] 李倩文, 刘忠宝, 陈斐然, 等. 四川盆地侏罗系页岩层系岩相类型及储集特征——以元坝地区Y2井大安寨段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(5): 1127-1140.
- LI Qianwen, LIU Zhongbao, CHEN Feiran, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of Jurassic shale in the Sichuan Basin revealed by the Da'anzhai Member, Well Y2, Yuanba area [J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(5): 1127-1140.
- [30] XUE Haitao, DING Guozhi, DONG Zhentao, et al. Study on the wettability and spontaneous imbibition characteristics of lacustrine shale [J]. *Geofluids*, 2022, 4023435.
- [31] 董振涛. 松辽盆地北部页岩油储层润湿性研究及应用[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- DONG Zhentao. Research and application of wettability of shale oil reservoirs in the northern Songliao Basin [D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2020.
- [32] HANDY L L. Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data [J]. *Transactions of the AIME*, 1960, 219(1): 75-80.
- [33] EWING R P, HORTON R. Diffusion in sparsely connected pore spaces: Temporal and spatial scaling [J]. *Water Resources Research*, 2002, 38(12): 1285.
- [34] 高之业, 范毓鹏, 胡钦红, 等. 川南地区龙马溪组页岩有机质孔隙差异化发育特征及其对储集空间的影响[J]. *石油科学通报*, 2020, 5(1): 1-16.
- GAO Zhiye, FAN Yupeng, HU Qinrong, et al. Differential development characteristics of organic matter pores and their impact on reservoir space of Longmaxi Formation shale from the south Sichuan Basin [J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(1): 1-16.
- [35] ARSALAN N, PALAYANGODA S S, BURNETT D J, et al. Surface energy characterization of sandstone rocks [J]. *Journal of Physics and Chemistry of Solids*, 2013, 74(8): 1069-1077.
- [36] 王业飞, 徐怀民, 齐自远, 等. 原油组分对石英表面润湿性的影响与表征方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 36(5): 155-159.
- WANG Yefei, XU Huaimin, QI Ziyuan, et al. Effects of crude fractions on quartz surface wettability and characterization method [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2012, 36(5): 155-159.
- [37] 张辉, 王志章, 杨亮, 等. 松南上白垩统青山口组一段不同赋存状态页岩油定量评价[J]. *吉林大学学报(地球科学版)*, 2022, 52(2): 315-327.
- ZHANG Hui, WANG Zhizhang, YANG Liang, et al. Quantitative evaluation of shale oil in different occurrence states in first member of Qingshankou Formation of Upper Cretaceous in south of Songliao Basin [J]. *Journal of Jilin University (Earth Science Edition)*, 2022, 52(2): 315-327.
- [38] 蒯克来, 张媛媛, 操应长, 等. 孔喉微观润湿性对页岩油赋存的控制作用——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组纹层状页岩为例[J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(2): 297-308.
- XI Kelai, ZHANG Yuanyuan, CAO Yingchang, et al. Control of micro-wettability of pore-throat on shale oil occurrence: A case study of laminated shale of Permian Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(2): 297-308.
- [39] 刘鹏, 张磊, 王胜奎, 等. 济阳拗陷古近系页岩油运移路径探讨及其石油地质意义[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2022, 46(6): 89-98.
- LIU Peng, ZHANG Lei, WANG Shengkui, et al. Discussion on migration path of Paleogene shale oil in Jiyang Depression and its petroleum geological significance [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2022, 46(6): 89-98.

(编辑 张玉银)