

四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合页岩油赋存状态及可动性

方锐^{1,2}, 蒋裕强^{1,2}, 杨长城³, 邓海波⁴, 蒋婵⁵, 洪海涛⁶, 唐松⁷, 谷一凡^{1,2}, 朱讯³,
孙莎莎⁸, 蔡光银¹

(1. 西南石油大学 地球科学与技术学院, 四川 成都 610500; 2. 中国石油 非常规油气重点实验室 储层评价实验室, 四川 成都 610500; 3. 中国石油 西南油气田公司 气田开发管理部, 四川 成都 610056; 4. 中国石油 西南油气田 致密油气勘探开发项目部, 四川 成都 610051; 5. 中国石油 西南油气田公司 勘探事业部, 四川 成都 610051; 6. 中国石油 西南油气田公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610041; 7. 中国石油 西南油气田公司 川中油气矿, 四川 遂宁 629000; 8. 中国石油 勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:通过系统分析钻井取心资料,将四川盆地侏罗系凉高山组页岩细分为纯页岩型组合、介壳型页岩组合和粉砂型页岩组合等3类5种岩性组合,在此基础上,总结不同岩性组合页岩储层宏观、微观特征差异,识别并评价不同岩性组合页岩油储层流体赋存状态特征及可动性,优选有利岩性组合类型。研究表明:①凉高山组页岩油分为游离油和吸附油,游离油具有易流动油和束缚油2种赋存状态,页岩孔隙中,小孔主要赋存吸附油和束缚油,中孔主要赋存束缚油和易流动油,大孔主要为易流动油;二维核磁共振 $T_2 \geq 0.2$ ms, $1 \leq T_1/T_2 < 10$ 的区域为易流动油以及束缚油信号, $T_2 < 0.2$ ms, $10 \leq T_1/T_2 < 100$ 的区域则为吸附油信号,并建立了凉高山组不同赋存状态流体二维核磁共振 T_1 - T_2 识别图版;核磁共振孔径转换揭示了凉高山组页岩油游离油孔径下限为60 nm,建立了基于孔径大小和流体赋存状态的页岩油储层孔隙划分方案。②有机质含量、流体流动能力、矿物组成及孔隙结构是凉高山组页岩油赋存及可动性的直接影响因素。③粉砂型页岩组合大孔及微裂缝发育,易流动孔隙占比高,可动油更容易富集;粉砂纹层构造发育不仅能够提供丰富的储集空间,也会提高孔隙连通性,有利于页岩油聚集、赋存及流动,指示了粉砂型页岩组合为凉高山组有利岩性组合类型,其发育层段即为四川盆地凉高山组页岩油勘探开发有利层段。明确粉砂型页岩组合孔-缝配置关系是未来凉高山组页岩油勘探开发取得突破的主要攻关研究方向。

关键词:可动性;赋存状态;二维核磁共振 T_1 - T_2 谱;岩性组合;页岩油;凉高山组,四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Occurrence states and mobility of shale oil in different lithologic assemblages in the Jurassic Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

FANG Rui^{1,2}, JIANG Yuqiang^{1,2}, YANG Changcheng³, DENG Haibo⁴, JIANG Chan⁵, HONG Haitao⁶, TANG Song⁷,
GU Yifan^{1,2}, ZHU Xun³, SUN Shasha⁸, CAI Guangyin¹

(1. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Reservoir Evaluation Sub-Laboratory, Key Laboratory of Unconventional Oil and Gas, CNPC, Chengdu, Sichuan 610500, China; 3. Gas Field Development Management Department, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610056, China; 4. Tight Oil and Gas Exploration and Development Project Department, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 5. Exploration Division, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610051, China; 6. Exploration and Development Research Institute, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China; 7. Central Sichuan Oil & Gas Field, Southwest Oil & Gasfield Company, PetroChina, Suining, Sichuan 629000, China; 8. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: Based on a systematic analysis of the data from well cores, we divide the lithologic assemblages of shales in the Jurassic Lianggaoshan Formation in the Sichuan Basin into pure, shelly, and silty categories, which are further

收稿日期:2023-12-29;修回日期:2024-05-07。

第一作者简介:方锐(1995—),男,博士研究生,非常规油气储层地质学。E-mail:19980456728@163.com。

通信作者简介:谷一凡(1990—),男,博士、讲师,储集层地质学。E-mail:xnsygyf@126.com。

基金项目:中国石油-西南石油大学创新联合体项目(2020CX030101)。

categorized into five types. A summary of differences in the macroscopic and microscopic characteristics of shale reservoirs of different lithologic assemblages is then deduced to identify and evaluate the occurrence states and mobility of fluids in these reservoirs, and determine the optimal lithologic assemblage types. The results indicate that the shale oil in the Lianggaoshan Formation is of free and adsorbed types, with the former occurring as movable and/or irreducible oil. Among shale pores, small pores primarily contain adsorbed and irreducible oil, mesopores largely hold irreducible and movable oil, and macropores mainly contain movable oil. The 2D nuclear magnetic resonance (NMR) analysis reveals that zones with $T_2 \geq 0.2$ ms and $1 \leq T_1/T_2 < 10$ represent the signals of movable and irreducible oil and those with $T_2 < 0.2$ ms and $10 \leq T_1/T_2 < 100$ denote the signals of adsorbed oil. This enables the establishment of an identification chart of 2D NMR T_1 - T_2 spectra for fluids of different occurrence states in the Lianggaoshan Formation. The pore size conversion based on the NMR analysis reveals that pores containing free oil in shales of the formation have a minimum pore size of 60 nm. Accordingly, a classification scheme for pores in the shale oil reservoirs is developed based on pore size and the occurrence state of fluids. Factors directly affecting the occurrence and mobility of shale oil in the Lianggaoshan Formation are identified as organic matter content, fluid flowability, mineral composition, and pore structure. The silty shale assemblage, characterized by well-developed macropores and microfractures and a high proportion of pores containing movable oil, is favorable for the enrichment of movable oil. Besides, its silty laminae provide both substantial reservoir spaces and enhance pore connectivity, which create favorable conditions for the accumulation, occurrence, and flow of shale oil. Therefore, the silty shale assemblage stands as a favorable lithologic assemblage category in the Lianggaoshan Formation, with intervals where this assemblage occurs serving as play fairways for shale oil exploration and exploitation in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin. Therefore, determining the pore-fracture configuration in the silty shale assemblage is of primary significance in research to achieving breakthroughs in shale oil exploration and exploitation of the Lianggaoshan Formation.

Key words: mobility, occurrence state, 2D NMR T_1 - T_2 spectrum, lithologic assemblage, shale oil, Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

引用格式:方锐,蒋裕强,杨长城,等. 四川盆地侏罗系凉高山组不同岩性组合页岩油赋存状态及可动性[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 752-769. DOI: 10. 11743/ogg20240313.

FANG Rui, JIANG Yuqiang, YANG Changcheng, et al. Occurrence states and mobility of shale oil in different lithologic assemblages in the Jurassic Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 752-769. DOI: 10. 11743/ogg20240313.

近年来,在美国页岩油勘探生产快速发展的带动下,致密油和页岩油已成为北美地区乃至全球范围内非常规油气领域的热点^[1-4]。中国陆相页岩油分布区域多、纵向层系广,页岩油储量丰富^[5-7],据不同机构及学者估算,中国页岩油地质资源量介于 $100 \times 10^8 \sim 3\,722 \times 10^8$ t,可采资源量介于 $37 \times 10^8 \sim 900 \times 10^8$ t^[8-9],勘探开发潜力巨大。目前,页岩油有利储层主要为细粒的碳酸盐岩或者粉砂岩储层^[10],纯页岩具高黏土含量和高有机质吸附能力,在一定程度上降低可动烃流动能力,富粉砂型页岩与富碳酸盐岩型页岩组合具相对较低的有机质吸附性,流体可动性可能更强。如墨西哥湾盆地 Eagle Ford 组中富含碳酸盐矿物的页岩为地质甜点段^[11];美国威利斯顿盆地 Bakken 组中页岩有利层段为中 Bakken 组细粒的白云岩或粉砂岩^[12];中国鄂尔多斯盆地三叠系延长组 7 段富有机质粉砂级长英质与富凝灰质纹层为地质甜点段^[13],准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组致密油以

白云质类粉-细砂岩夹层为地质甜点段^[14]。

四川盆地侏罗系凉高山组是陆相页岩油勘探开发的重要层系,2021 年首口页岩油井——平安 1 井获得高产工业油流^[15],打开了凉高山组页岩油勘探开发的新局面。近 3 年来,中国石油西南油气田公司针对凉高山组也相继部署了多口页岩油探井(图 1a),取得了系列资料。凉高山组页岩段在纵向上主要分布于凉高山组一段(凉一段)顶部(川东)、凉二段和凉三段顶部(川中北部—川东北地区)(图 1b),这些页岩层段主要为富有机质页岩与薄纹层粉砂岩、介壳灰岩(或介壳层)组成的多种岩性组合。复杂岩性组合条件下储层及含油非均质性较强,限制了页岩油关键地质甜点的选择,亟待明确不同岩性组合页岩可动油含量及其控制因素,寻找有利勘探开发层段。

页岩油主要以吸附油和游离油状态赋存^[16],吸附油附着于有机质以及矿物基质孔隙表面^[17],难以流

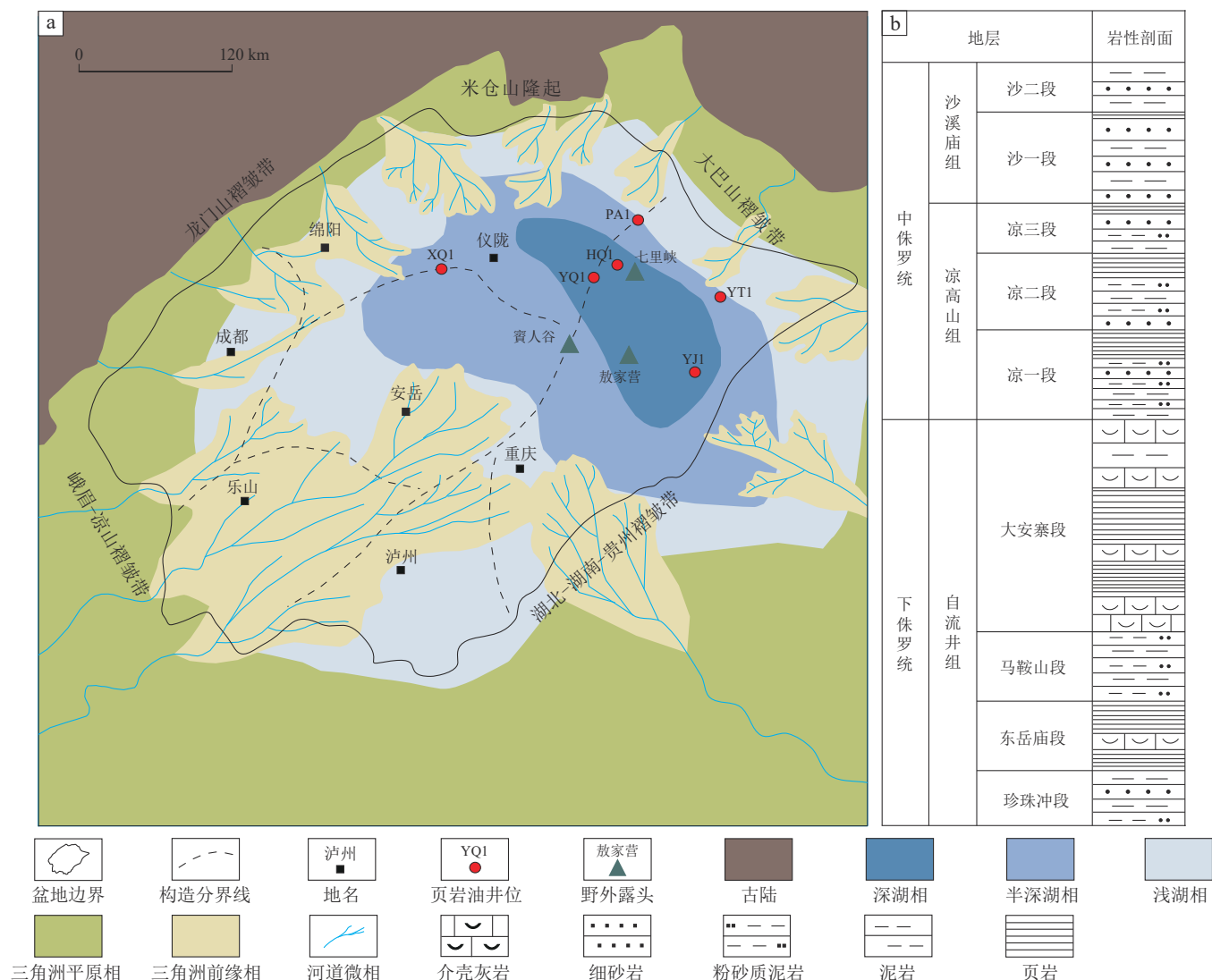


图1 四川盆地凉高山组沉积展布(a)及地层综合柱状图(b)

Fig. 1 Map showing the sedimentary facies distribution (a) and composite stratigraphic column (b) of the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

动,游离油则主要存在于基质孔隙和裂缝中^[18],具有较强的可动性。游离油包括束缚油和易流动油2部分,是目前压裂工艺下页岩油产能的主要来源。评估可动页岩油资源有必要区分页岩油的不同赋存状态,确定页岩油的赋存状态及可动性是页岩油勘探开发关注的焦点问题之一。现阶段对于页岩油赋存状态及可动性的研究方法可以分为2类:①基于页岩原始含油状态的方法,包括分步热解法^[19-20]、分步抽提法^[21]和油饱和度指数(OSI)经验法^[22]等;②基于页岩饱和和流体模拟状态的方法,包括核磁共振法^[23-24]、毛细凝聚理论法^[25]和分子模拟法^[26]等。分步热解法及分步抽提法难以有效区分排出油在页岩内的赋存状态;油饱和度指数经验法在不同页岩油盆地差异性较大;毛细凝聚理论法由于气态烃与液态烃吸附特征与吸附量差异巨大,难以真实反映页岩油的可动性;核磁共振法和分子模拟法能够有效得到

页岩油的可动性。核磁共振法具有测量信号不受岩样影响的优势,可表征页岩储集特性、页岩油赋存规律及可流动性等关键问题,并建立这三者之间的有机联系。目前,结合核磁共振法与离心或者驱替技术定量表征页岩油的可动油量及其孔隙中的流体分布特征的方法,得到了大量学者的认可和关注^[27-29]。本次研究优选渐变离心速率和渐变干燥核磁共振法以及二维核磁 T_1 - T_2 法,揭示了不同岩性组合页岩油储层流体赋存特征核磁响应,重点讨论四川盆地凉高山组页岩油赋存状态、可动性及其影响因素,并优选最有利勘探目标,为四川盆地陆相页岩油的勘探开发提供有力理论支撑。

1 实验样品和方法

本次研究所用样品选自四川盆地凉高山组6口新

钻页岩油取心井,包括XQ1,YT1,HQ1,PA1,YQ1和YJ1井。为分析不同岩性组合页岩特征,选取不同岩性组合类型代表井的核磁样品共10个柱塞样(直径2.5 cm,长5 cm)进行流体赋存状态及可动性研究;选取每口井中不同深度纯页岩型组合、粉砂型页岩组合和介壳型页岩组合等碎样样品若干进行配套实验分析。

使用中国苏州纽迈公司生产的低温核磁共振多孔介质分析仪(NMRC12-010V),室温25℃,试验参数为:等待间隔为0.07 ms,回波个数为8 000,叠加次数为32,等待时间为3 000 ms,射频延时为0.08 ms,饱和介质为正十二烷。

1) 为了获得凉高山组页岩易流动流体含量及占比,分别测量岩心在干燥状态、饱和流体状态和5种不同离心速率状态的核磁共振 T_2 谱。首先,在105℃温度条件下对每块柱塞样品进行24 h的持续烘干,抽真空(绝对压力<-0.098 MPa,24 h)、在25 MPa的压力下用正十二烷饱和3 d,测量其干燥状态与饱和状态的核磁 T_2 谱。完成饱和状态核磁 T_2 谱测试后,采用以下5种离心速率对柱塞样品进行离心:2 000,4 000,8 000,12 000和16 000 r/min,每次离心的时间为30 min。完成每次离心后,对每个样品进行称重和核磁 T_2 谱测试。当核磁峰值形状和核磁信号保持不变时,柱塞样品中减少的流体被认为是易流动油。

2) 为了进一步区分页岩不同状态流体赋存分布,根据不同状态流体热挥发温度不同,随温度变化以区分不同赋存状态流体。将经离心速率16 000 r/min离心后的样品分别经60,80,100,120,140,160,200和240℃干燥,每次烘干时间为24 h,完成烘干后,对每个样品进行称重和核磁 T_2 谱测试。随着干燥温度的升高,样品中核磁信号量在一定温度后继续降低并稳定,干燥过程中损失的流体包括束缚油和吸附油。

3) 在渐变离心+干燥核磁共振实验的基础上,针对几个关键离心速率节点以及温度节点测试二维核磁 T_1 - T_2 谱。本次二维核磁 T_1 - T_2 谱测试状态分别为饱和油(正十二烷)、离心速率16 000 r/min、140℃干燥及240℃干燥状态。

2 不同岩性组合页岩划分及特征

2.1 岩性组合划分

钻井岩心及野外露头证实,凉一段为一套连续厚度为20~30 m的深灰色-黑色页岩,偶夹薄层粉砂岩和介壳层;凉二段为一套厚度为15~22 m富含有机质的黑

色页岩夹薄层粉-细砂岩,局部见介壳,页理特征较好;凉三段为一套厚度为5~15 m富含有机质的黑色页岩夹薄层粉-细砂岩^[30-31](图2)。凉高山组这3期湖盆沉积的岩性较为复杂,不同层段和地区发育不同岩性组合的页岩。页岩沉积环境和成岩作用不同导致不同岩性组合的页岩显示不同特征^[32-33],综合凉高山组区域沉积环境特征及探井实际岩心资料(图3a,b),以页岩连续厚度2 m为标准,基于夹层类型和夹层发育程度2个指标[公式(1)],识别并划分出3大类5种岩性组合。

$$M = \frac{Sd}{D} \quad (1)$$

式中: M 为夹层发育程度,无量纲; S 为纹层发育数量,条; d 为夹层平均厚度,m; D 为岩心总长度,m。

①一类为黑色厚层纯页岩型组合(A型)。 $M < 0.1$,夹层发育程度低,曲线表现为连续高GR(自然伽马测井值)和高AC(声波时差)特征,发育于半深湖-深湖沉积环境(图3c)。②二类为介壳型页岩组合(B型)。夹层类型以介壳层为主,细分为:含介壳纹层页岩组合(B1型), $0.1 \leq M < 0.3$,黑色页岩夹介壳层,介壳层以纹层-薄层状产出,曲线呈指状低GR、低AC特征,发育于浅湖和介壳滩沉积环境(图3d);含粉砂含介壳页岩组合(B2型), $0.1 \leq M < 0.3$,页岩中夹粉砂纹层与介壳纹层不等厚互层,曲线表现为钟形低GR、低AC特征,发育于浅湖和砂滩沉积环境(图3e)。③三类为粉砂型页岩组合(C型)。夹层类型以粉砂层为主,细分为:含粉砂纹层页岩组合(C1型), $0.1 \leq M < 0.3$,灰黑色泥页岩夹粉砂岩纹层,曲线呈钟形或漏斗形GR、低AC特征,发育于浅湖-半深湖沉积环境(图3f);粉砂岩与泥页岩薄互层组合(C2型), $M \geq 0.3$,曲线表现为多个漏斗形低GR、低AC叠加特征,发育于砂泥坪沉积环境(图3g)。

凉高山组各亚段顶部最大湖泛面处于半深湖沉积环境中,以发育纯页岩型组合为主,以厚层箱状为特征,厚度一般大于5 m;由半深湖向浅湖环境过渡,湖盆水体深度较小,纵向上出现含粉砂纹层页岩组合和含介壳纹层页岩组合类型,随着水体继续变浅,陆源碎屑物质增多,发育粉砂岩与泥页岩薄互层岩性组合类型。纵向上整体表现为纯页岩型向介壳型页岩、粉砂型页岩组合类型过渡。凉高山组介壳型页岩组合相对于粉砂型页岩组合和纯页岩型组合的发育程度低。

2.2 不同岩性组合下页岩储层差异

2.2.1 储层宏观特征差异

凉高山组不同岩性组合页岩普遍具有生烃潜力,



图2 四川盆地侏罗系凉高山组露头及岩心典型特征

Fig. 2 Typical characteristics of outcrops and cores from the Jurassic Lianggaoshan Formation in the Sichuan Basin

a. 上部深灰色页岩、灰黑色页岩夹粉砂质条带,下部见30 cm厚浅灰色粉砂岩,XQ1井,埋深2 467.40 ~ 2 468.98 m,凉二段,岩心照片;b. 深灰色页岩、灰黑色页岩夹粉砂质条带,图a局部放大,XQ1井,埋深2 467.40 ~ 2 467.74 m,凉二段,岩心照片;c. 灰黑色泥岩与深灰色粉砂岩互层,发育波状层理,YT1井,埋深2 167.07 ~ 2 167.46 m,凉二段,岩心照片;d. 上部灰黑色泥页岩与深灰色粉砂岩不等厚互层,下部深灰色粉砂岩夹泥质条带,LQ103井,埋深3 263.42 ~ 3 263.82 m,凉二段,岩心照片;e. 灰黑色页岩夹多条介壳纹层,YT1井,埋深2 427.66 m,凉二段,岩心照片;f. 深灰色粉砂岩夹泥质纹层,发育波状砂纹层理,DC5井,埋深1 625.64 m,凉三段,岩心照片;g. 灰黑色泥岩夹深灰色粉砂岩条带,发育波状层理,G17井,埋深2 482.40 m,凉三段,岩心照片;h. 灰黑色页岩夹砂纹层,见砂岩透镜体,见生物扰动,G104井,埋深2 562.85 m,凉二段,岩心照片;i. 灰黑色泥页岩与粉砂质条带互层,顶、底同时见两条介壳层,G110井,埋深2 431.72 m,凉二段,岩心照片;j. 黑色页岩,页理发育,重庆万州弹子镇剖面,凉二段,野外照片;k. 黑色泥页岩与深灰色粉砂岩不等厚互层,页岩表面风化严重,四川达州金窝剖面,凉一段,野外照片;l. 深灰色泥页岩、黑色泥页岩与深灰色粉砂岩不等厚互层,底部见一厚30 cm粉砂岩砂体,四川达州七里峡剖面,凉三段,野外照片;m. 底部为灰绿色粉砂岩,中部为灰黑色泥岩夹多条不等厚介壳层,上部为浅灰色泥岩,四川达州賸人谷剖面,凉一段,野外照片;n. 灰黑色泥岩,局部泥岩风化严重,四川达州敖家营剖面,凉二段,野外照片

其中纯页岩型组合与介壳型页岩组合有机质含量相对粉砂型页岩组合较高,平均有机质含量(总有机碳含量

TOC)大于1%。不同岩性组合页岩有机质成熟度(镜质体反射率 R_o)介于0.88% ~ 1.70%,反映出不同岩

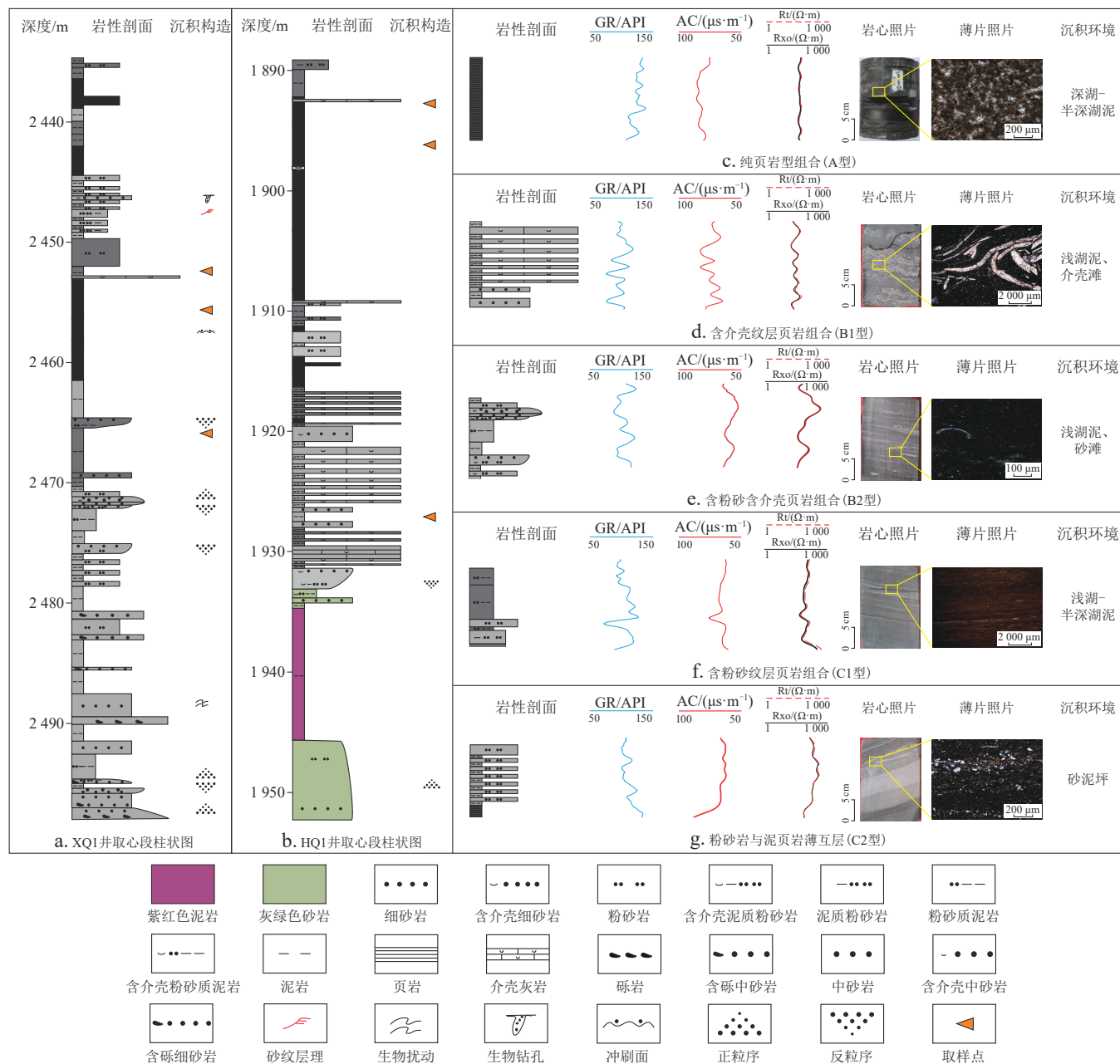


图3 四川盆地凉高山组页岩岩性组合类型(据文献[30]修改)

Fig. 3 Lithologic assemblage types of shales in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin (modified after reference [30])

性组合有机质页岩处于成熟阶段为主,为大量生油时期(表1)。纯页岩型组合与介壳型页岩组合有机质类型以Ⅱ₁型为主,粉砂型页岩组合以Ⅱ₂型为主。纯页岩型组合与粉砂型页岩组合平均孔隙度相对较高。纯页岩型组合中黏土矿物含量较高,脆性指数相对较低;由于受到陆源石英长石、碳酸盐等刚性矿物沉积影响,介壳型页岩组合、粉砂型页岩组合页岩脆性指数较高(表1)。纯页岩型组合游离烃含量(S_1)和生烃潜量(S_1+S_2)平均值均最高,生烃潜力最强;其次为粉砂型页岩组合;介壳型页岩组合含油性较差,可动烃较少,勘探潜力弱(表1)。

2.2.2 储集空间及孔隙结构差异

凉高山组纯页岩型组合和粉砂型页岩组合有机孔隙发育程度略高,孔径小于500 nm;介壳型页岩组合有机孔隙发育程度较低(图4)。凉高山组无机孔隙类型以粒内溶孔、黏土矿物粒间孔和黄铁矿晶间孔为主,纯页岩型组合无机孔隙主要发育粒内溶蚀孔和黄铁矿晶间孔,矿物边缘溶蚀形成的粒间孔较发育,孔隙多呈不规则状,孔径多为亚微米级及纳米级;粉砂型页岩组合无机孔隙主要发育粒内溶蚀孔、粒间孔,黄铁矿晶间孔发育程度不高,孔径多大于1 μm;

表1 四川盆地凉高山组不同岩性组合页岩储层特征对比^[31]

Table 1 Comparison of shale reservoir characteristics of different categories of lithologic assemblages in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin^[31]

岩性组合 类型	沉积环境	TOC/%	有机质 类型	黏土矿物 含量/%	孔隙度/%	脆性指 数/%	$S_1/(mg/g)$	$(S_1+S_2)/(mg/g)$
纯页岩型	半深湖-深湖泥	0.22 ~ 3.29 (1.13)	II ₁	48.34	1.33	51.32	0.30 ~ 8.46 (1.35)	3.3
介壳型	浅湖泥、介壳滩	0.39 ~ 2.20 (1.09)	II ₁	29.82	1.06	70.06	0.01 ~ 1.22 (0.23)	0.4
粉砂型	浅湖-半深湖泥	0.18 ~ 3.01 (0.85)	II ₂	33.57	1.28	66.39	0.04 ~ 2.36 (0.46)	0.9

注:表中数据为最小值~最大值(平均值)。

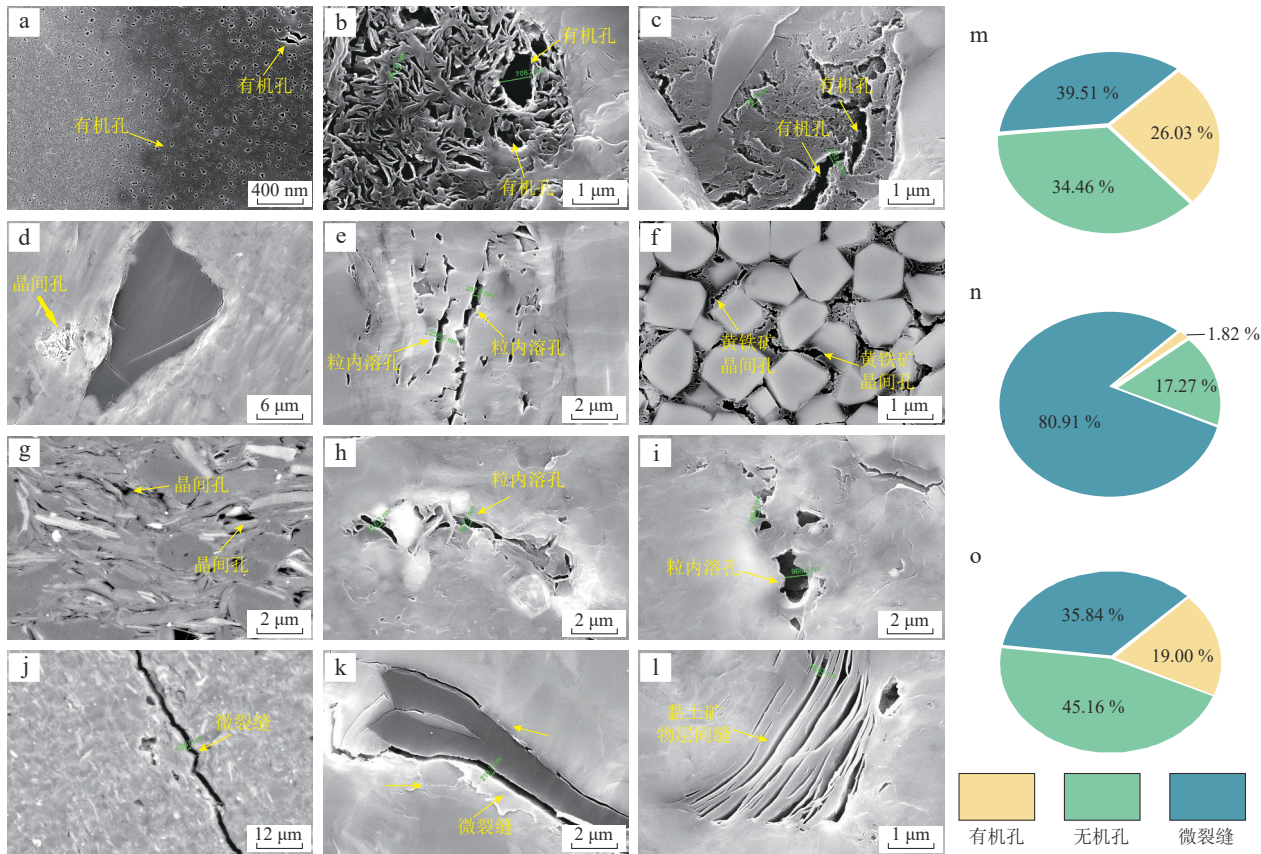


图4 四川盆地凉高山组不同岩性组合页岩样品孔隙类型显微照片及分布占比饼状图

Fig. 4 Shale pore types and their proportions in shales of different types of lithologic assemblages in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin
a. 纯页岩型组合(A型),蜂窝状有机孔,HQ1井,埋深1 764.70 m,SEM;b. 含粉砂含介壳页岩组合(B2型),蜂窝状有机孔,XQ1井,埋深2 452.29 m, SEM;c. 含粉砂纹层页岩组合(C1型),蜂窝状有机孔,YT1井,埋深2 162.00 m,SEM;d. 纯页岩型组合(A型),黏土矿物晶间孔,YT1井,埋深2 161.25 m, SEM;e. 含粉砂含介壳页岩组合(B2型),粒内溶孔,XQ1井,埋深2 452.29 m,SEM;f. 纯页岩型组合(A型),黄铁矿晶间孔,HQ1井,埋深1 751.71 m, SEM;g. 纯页岩型组合(A型),晶间孔缝,HQ1井,埋深1 896.18 m,SEM;h. 含粉砂纹层页岩组合(C1型),粒内溶孔,XQ1井,埋深2 454.89 m,SEM; i. 含粉砂纹层页岩组合(C1型),粒内溶孔,YT1井,埋深2 162.00 m,SEM;j. 纯页岩型组合(A型),微裂缝,XQ1井,埋深2 443.00 m,SEM;k. 含介壳纹层页岩组合(B1型),有机质边缘缝,XQ1井,埋深2 447.62 m,SEM;l. 粉砂岩与泥页岩薄互层组合(C2型),黏土矿物层间缝,YT1井,埋深2 162.63 m, SEM;m. 纯页岩型组合(A型)孔隙类型占比;n. 介壳型页岩组合(B型)孔隙类型占比;o. 粉砂型页岩组合(C型)孔隙类型占比

介壳型页岩组合无机孔隙发育程度较低(图4)。纯页岩型组合微裂缝以黏土矿物开裂形成的较大裂隙和有机质边缘缝为主,介壳型页岩组合以有机质边缘缝为主,粉砂型页岩组合以无机矿物开裂形成的较大

裂缝为主(图4)。通过 Image J 软件对凉高山组不同岩性组合页岩开展大量扫描电镜图像识别以反映不同孔隙类型占比,结果表明:① 纯页岩型组合微裂缝与无机孔隙占

比差别不大,分别为39.51%和34.46%,面孔率分别为1.40%和1.22%;有机孔隙占比相对较小,为26.03%,面孔率为0.92%(图4m)。

②介壳型页岩组合微裂缝占比最大,为80.91%,面孔率为0.90%,其次为无机孔隙,占比为17.27%,面孔率为0.19%;有机孔占比极小,为1.82%,面孔率为0.02%(图4n)。

③粉砂型页岩组合无机孔隙占比最大,为45.16%,面孔率为1.26%;其次为微裂缝占比,为35.84%,面孔率为1.00%;有机孔占比较小,为19.00%,面孔率为0.53%(图4o)。上述结果表明,纯页岩型组合和粉砂型页岩组合面孔率达3.00%以上,无机孔隙和微裂缝为主要孔隙类型。

3 页岩油赋存状态

3.1 页岩油流体赋存类型划分

页岩在饱和油状态后渐变离心,页岩中吸附油附着于页岩孔隙表面或有机质内部不易流动,而部分游

离油随着离心力增加克服毛细管力逐渐排出形成可动油(即易流动油),因此离心力无限大时页岩可动油量即为游离油量,而残余油量为吸附油量^[34-35]。渐变离心核磁共振实验结果显示,经过离心后,页岩核磁共振 T_2 谱的长弛豫峰(中-大孔)出现明显减小,大孔隙或微裂缝中的油在离心力的作用下被排出孔隙;短弛豫峰(小孔)随离心速率的增加出现逐渐减小的趋势(图5)。图6a显示,随着对页岩样品离心速率的增加,核磁共振孔隙度下降趋势逐渐减缓,当离心速率由12 000 r/min增加到16 000 r/min时,页岩样品核磁共振孔隙度基本保持不变,因此可以将12 000 r/min当做区分易流动油的最大速率依据。

不同岩性组合页岩可动油量随着离心速率增加呈现不断上升趋势(图6b),且变化曲线形态具有朗缪尔曲线特征。因此,采用朗缪尔吸附方程建立页岩油流动能力方程[公式(2)],利用origin软件对上述数据进行拟合,并计算最大可动油量^[36]。计算结果显示(表2),纯页岩型组合(A型)页岩可动油含量最高,介于0.16~1.91 mg/g,平均为1.15 mg/g,占比介于

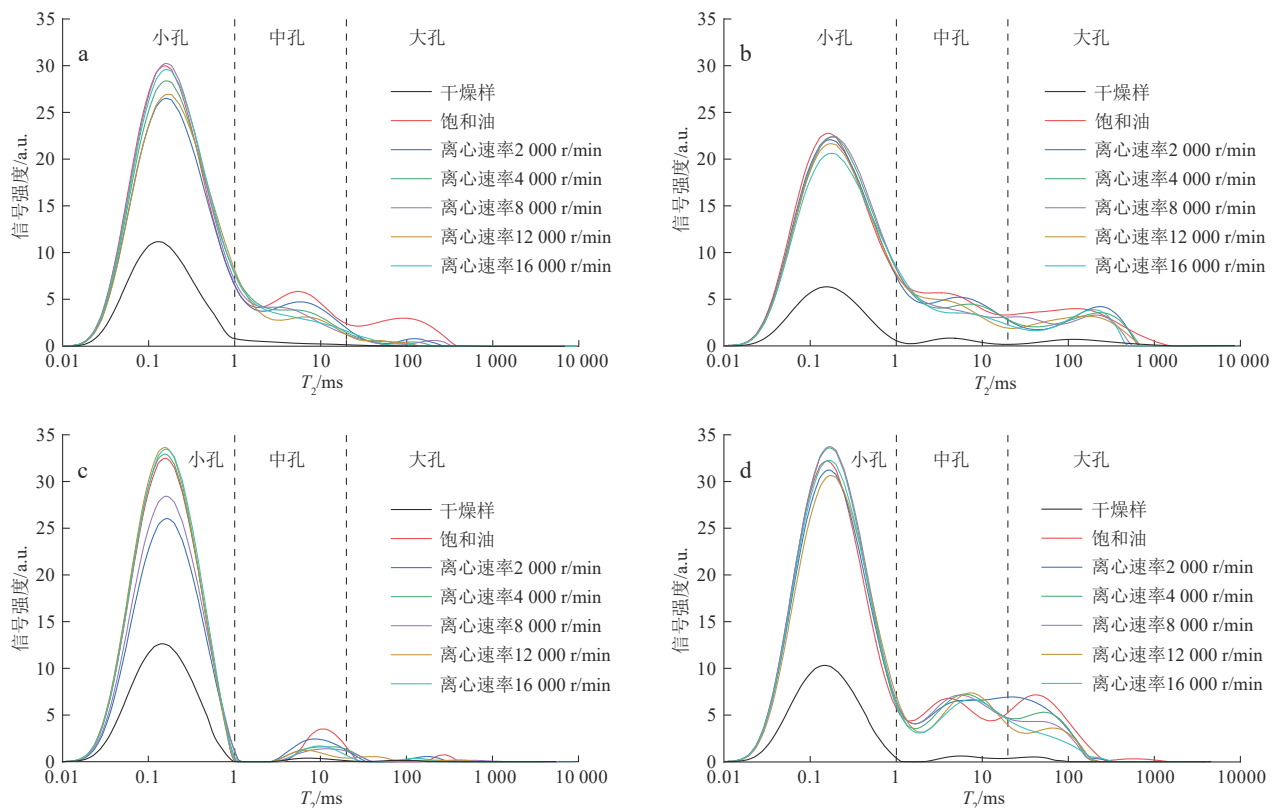


图5 四川盆地凉高山组不同岩性组合页岩样品在不同离心速率下的核磁共振 T_2 谱

Fig. 5 NMR T_2 spectra for shales of different types of lithologic assemblages in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin at different centrifugal rates

a. 纯页岩型组合(A型),XQ1井,埋深2 452.29 m;b. 介壳型页岩组合(B型),HQ1井,埋深1 894.02 m;c. 含粉砂纹层页岩组合(C1型),XQ1井,埋深2 465.48 m;d. 粉砂岩与泥页岩薄互层组合(C2型),YT1井,埋深2 152.13 m

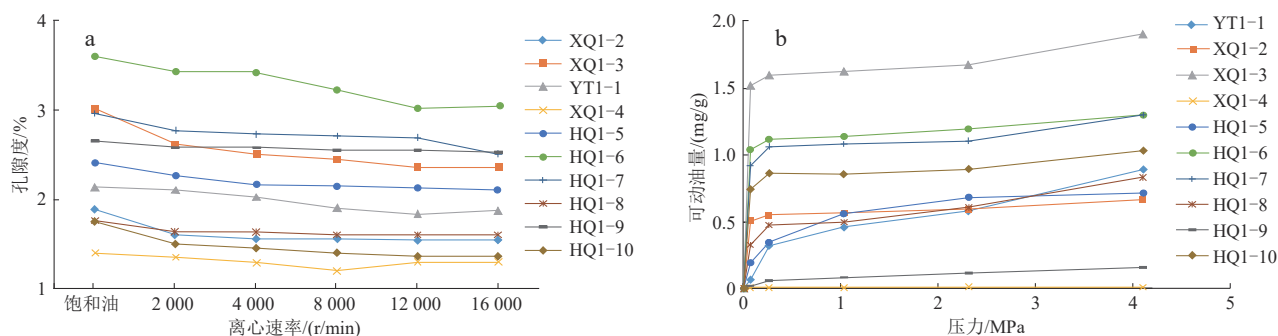


图6 四川盆地凉高山组页岩岩心样品离心过程中核磁共振孔隙度变化规律(a)和可动油量(b)

Fig. 6 The variation pattern of NMR-derived porosity (a) and movable oil production (b) during the centrifugation of core samples from shales of the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

表2 四川盆地凉高山组不同岩性组合样品在不同赋存状态下的流体含量及占比

Table 2 Contents and proportions of fluids of varying occurrence states in different lithologic assemblages in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

样品编号	井名	埋深/m	组合类型	拟合结果	易流动油含量/ (mg/g)	易流动油 占比/%	束缚油 占比/%	游离油 占比/%
1	YT1	2 152.13	C2	$Q_m = 0.891\Delta p / (\Delta p + 0.9837)$	0.89	19.21	39.24	58.45
2	XQ1	2 452.29	B2	$Q_m = 0.671\Delta p / (\Delta p + 0.0149)$	0.67	13.85	34.36	48.21
3	XQ1	2 455.06	A	$Q_m = 1.908\Delta p / (\Delta p + 0.0057)$	1.91	43.92	13.10	57.02
4	XQ1	2 465.48	C1	$Q_m = 0.022\Delta p / (\Delta p + 0.0148)$	0.02	16.13	24.19	40.32
5	HQ1	1 750.73	C1	$Q_m = 0.714\Delta p / (\Delta p + 0.0674)$	0.71	17.44	41.28	58.72
6	HQ1	1 751.71	A	$Q_m = 1.223\Delta p / (\Delta p + 0.0091)$	1.22	24.34	28.31	52.65
7	HQ1	1 764.70	A	$Q_m = 1.309\Delta p / (\Delta p + 0.0124)$	1.31	19.85	45.53	65.38
8	HQ1	1 894.02	B1	$Q_m = 0.835\Delta p / (\Delta p + 0.0504)$	0.84	11.78	30.80	42.58
9	HQ1	1 896.18	A	$Q_m = 0.159\Delta p / (\Delta p + 0.0241)$	0.16	7.33	47.53	54.86
10	HQ1	1 928.58	C1	$Q_m = 1.031\Delta p / (\Delta p + 0.0171)$	1.03	26.35	43.24	69.59

7.33%~43.92%,平均为23.86%;其次为含粉砂纹层型页岩组合(C1型),可动油含量介于0.02~1.03 mg/g,平均为0.59 mg/g,占比介于16.13%~26.35%,平均19.97%;粉砂岩与泥页岩薄互层型组合(C2型)可动油含量0.89 mg/g,占比19.21%;介壳型页岩组合(B型)可动油含量相对较低,含量介于0.67~0.84 mg/g,占比为12.82%。

$$Q_m = \frac{Q_i \Delta p}{\Delta p + \Delta p_L} \quad (2)$$

式中: Q_m 为每克岩石的可动油量,mg/g; Q_i 为游离油量,即最大可动油量,mg/g; Δp 为离心压差,MPa; Δp_L 为中间值压差,即可动油量达到 Q_i 的一半时的值,MPa。

离心后页岩的核磁共振孔隙度以及长弛豫的峰仍然具有一定的孔隙度分量,表明只有部分游离油从岩心孔隙中排出,换言之,当充填连通性较好的大孔隙和微裂缝的油从岩石中排出时,中孔和小孔中仍然富含油。因此,按游离油可流动性特征,离心力作用下部分

游离油排出形成易流动油(可动油),而残余游离油为束缚油(孔隙连通性较差的毛细管束缚油)。实验室条件下的离心实验难以完全表征游离油的赋存特征,为了进一步区分页岩油赋存类型,有学者提出渐变温度干燥的方法^[37],即不同赋存状态的页岩油热挥发温度不同,易流动油最易挥发,其次为束缚油,吸附油最难挥发。

基于离心之后样品的渐变干燥核磁共振实验,不同温度干燥样品核磁共振 T_2 谱变化可指示不同类型页岩油挥发过程。随着干燥温度逐渐增加,核磁共振 T_2 谱峰呈现逐渐减小的趋势,核磁 T_2 谱上整体表现小于10 ms峰谱下降并左移,直至140℃时核磁 T_2 谱逐渐重合于1 ms;干燥温度继续增加至200~240℃时,小于1 ms的核磁 T_2 谱下降幅度基本不变,短弛豫时间谱峰顶点均集中分布在约0.2 ms(图7),曲线特征表明束缚油主要赋存于小孔和中孔,吸附油主要赋存于小孔。不同阶段核磁共振孔隙度随温度变化曲线下斜率代

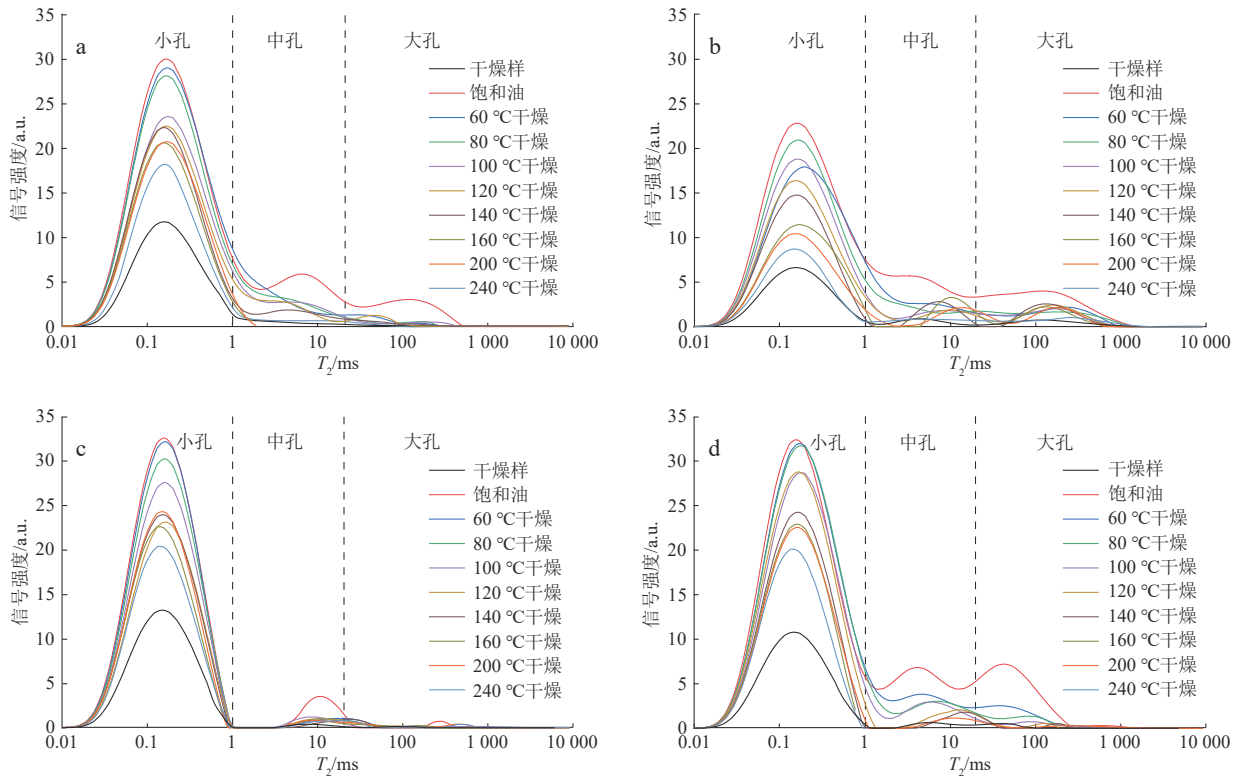
图7 四川盆地凉高山组不同岩性组合页岩样品在不同干燥温度下的核磁共振 T_2 谱

Fig. 7 NMR T_2 spectra for saturated shale oil in different lithologic assemblages in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin at different drying temperatures

a. 纯页岩型组合(A型), XQ1井, 埋深2 452.29 m; b. 介壳型页岩组合(B型), HQ1井, 埋深1 894.02 m; c. 含粉砂纹层页岩组合(C1型), XQ1井, 埋深2 465.48 m; d. 粉砂岩与泥页岩薄互层组合(C2型), YT1井, 埋深2 152.13 m

表示了页岩中不同赋存状态的流体被蒸发的过程(图8), 可有效识别不同赋存状态页岩油, 第一阶段温度介于60~140 °C, 直线下降斜率大, 表明主要蒸发的是束缚流体, 核磁 T_2 谱曲线表现为逐渐降低直至接近重合; 第二阶段温度介于140~200 °C, 直线斜率趋于0, 束缚油基本被挥发完; 第三阶段当温度超过200 °C时, 直线下降斜率增大, 表明吸附油开始减少。

基于渐变离心和温度干燥的方法, 将页岩储层孔隙中的油分为吸附油和游离油, 离心力作用下部分游离油排出形成易流动油, 而残余游离油为束缚油, 在离心速率12 000 r/min离心后样品的核磁共振 T_2 谱可获得易流动油含量, 140 °C干燥的样品核磁共振 T_2 谱可获得束缚油含量, 余下部分为吸附油含量(图9)。页岩小孔主要赋存吸附油和束缚油, 中孔主要赋存束缚油和易流动油, 大孔主要为易流动油, 易流动油比例随着孔径增加而增加。在地层条件下, 易流动油以及束缚油可实现开采, 因此束缚油的 T_2 截止值可作为页岩油可开发孔隙(即有效孔隙)的最小孔径下限值。

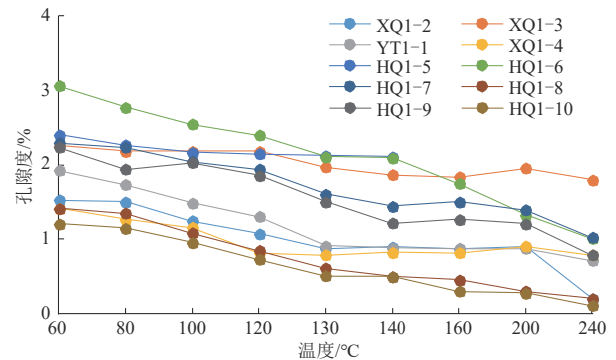


图8 四川盆地凉高山组页岩样品在不同干燥状态下的核磁共振孔隙度变化曲线

Fig. 8 Curves showing variations in NMR-derived porosities of shales in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin under different drying states

3.2 页岩油不同赋存流体分布

在上述研究的基础上, 对不同岩性组合页岩二维核磁 T_1 - T_2 实验研究表明(图10), 当离心速率达16 000 r/min后, 核磁 T_1 - T_2 谱中 $T_2 \geq 10$ ms, $1 \leq T_1/T_2 < 10$ 的区域信号量消失; 140 °C烘干后, $T_2 \geq 0.2$ ms, $1 \leq T_1/T_2$

100的区域反映了吸附油信号, $T_2 < 0.1$ ms, $T_1/T_2 \geq 100$ 的区域反应了干酪根的信号。基于不同状态下的核磁 T_1 - T_2 谱结果, 揭示了凉高山组页岩油不同赋存状态核磁响应, 并建立了不同赋存流体的核磁 T_1 - T_2 谱图版(图11)。

3.3 页岩油不同流体赋存孔隙下限

二维核磁 T_1 - T_2 谱揭示了凉高山组页岩游离油 T_2 截止值为 0.2 ms, T_1/T_2 比值介于 1 ~ 10, 与渐变离心和干燥核磁共振所获取的 T_2 截止值吻合, 据此将页岩油流体赋存孔隙划分为易流动孔隙($T_2 \geq 10$ ms)、束缚孔隙($0.2 \leq T_2 < 10$ ms)、吸附孔隙($T_2 < 0.2$ ms)。通过采用氮气吸附孔径分布与核磁 T_2 谱之间的累积孔隙体积与 T_2 时间反向累积的拟合方法^[40], 将 T_2 截止值转化为具体孔径(图12), 结果表明, 纯页岩型组合: 易流动孔隙(≥ 3000 nm)、束缚孔隙(80 ~ 3000 nm)、吸附孔隙(< 80 nm); 粉砂型页岩组合: 易流动孔隙(≥ 3000 nm)、束缚孔隙(60 ~ 3000 nm)、吸附孔隙(< 60 nm); 介壳型页岩组合: 易流动孔隙(≥ 4000 nm)、束缚孔隙(75 ~ 4000 nm)、吸附孔隙(< 75 nm)。吸附孔隙主要为吸附油, 是不可进行采出的部分; 束缚孔隙以赋存束缚油为主, 是需要进行一定压裂开采工艺

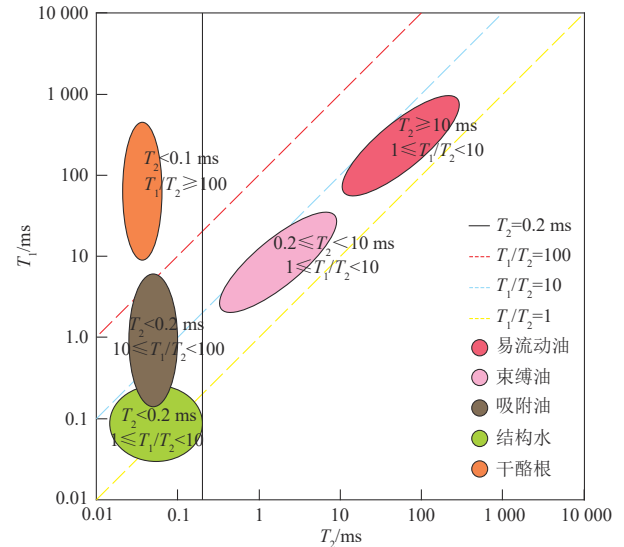


图11 四川盆地凉高山组页岩不同赋存状态下流体 T_1 - T_2 谱识别图版

Fig. 11 Identification chart of T_1 - T_2 spectra for fluids of different occurrence states in the Liangaoshan Formation, Sichuan Basin

才可以采出的部分; 易流动孔隙为易流动油部分, 可以直接采出。束缚油及易流动油的孔隙流体都是可供开采部分, 综合认为, 凉高山组页岩油可动孔径下限为 60 nm。

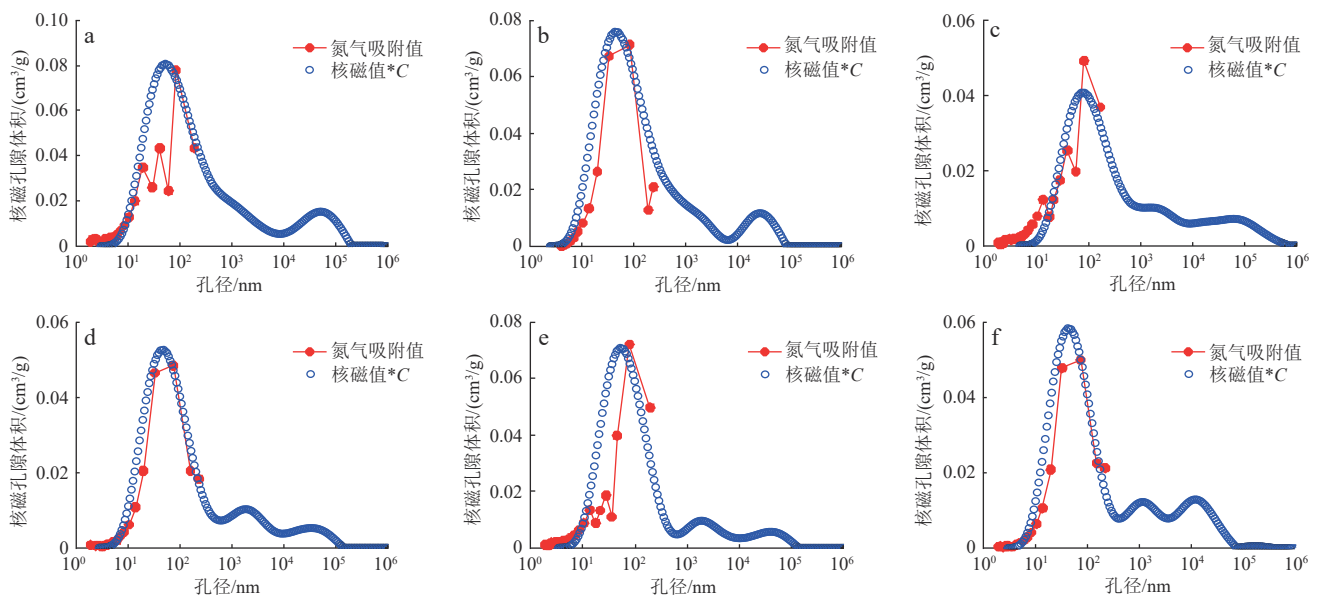


图12 四川盆地凉高山组页岩样品核磁共振 T_2 谱与氮气吸附拟合结果对比

Fig. 12 Comparison of the fitting results between NMR T_2 spectra and nitrogen adsorption results for shales of the Liangaoshan Formation, Sichuan Basin

a. 纯页岩型组合(A型), HQ1井, 埋深1 751.71 m; b. 纯页岩型组合(A型), HQ1井, 埋深2 455.06 m; c. 含介壳纹层页岩组合(B1型), HQ1井, 埋深1 894.02 m; d. 含粉砂含介壳页岩组合(B2型), XQ1井, 埋深2 452.29 m; e. 含粉砂纹层页岩组合(C1型), HQ1井, 埋深1 750.73 m; f. 粉砂岩与泥页岩薄互层组合(C2型), YT1井, 埋深2 152.13 m

(C为转换系数。)

4 页岩油赋存及可动性影响因素

4.1 有机质丰度

黏土矿物是生烃的物质基础,有机质丰度(总有机碳含量 TOC)与黏土矿物具有非常显著的相关性(图 13a)。前人研究表明,页岩的有机孔随热成熟度升高而开始大量发育^[41],页岩油只有满足自身有机孔的吸附,才能具有运移富集能力。凉高山组页岩处于中-高成熟度,有机孔相对较发育,凉高山组页岩由贫有机质到富有机质,游离油占比表现为先逐渐减低再逐渐增加(图 13b),导致这一现象的原因,有机质中有机孔对页岩油具有极强的吸附性,在 TOC 小于 1% 时,生油量以满足有机孔吸附需求为主,页岩油被紧密地吸附在有机孔表面,基本不可流动, TOC 与游离油占比呈现弱负相关;当 TOC 大于 1% 时,生油量大量增加,除满足有机孔吸附外,页岩油排出有机质进入相邻无机孔或微裂缝中,游离油占比与 TOC 呈现正相关。

因此,凉高山组页岩 TOC 为 1% 可作为满足游离油增加的有利有机质含量下限,此外凉高山组页岩有机孔可能不是有利的储集空间。

4.2 流体流动能力

游离烃含量是影响页岩油可流动的重要因素。当 TOC 由低变高时,页岩油逐渐排出有机质进入无机孔隙或微裂缝中,游离烃含量逐渐增加、可动能力增强,表现为热解游离烃含量(S_1)与最大可动油量成正相关(图 13c)。国外学者认为^[42],页岩 S_1 与 TOC 达到一定关系时,所含页岩油就具有了产出能力,油饱和度指数($OSI=S_1/TOC$)反映了页岩油可流动性,凉高山组页岩 OSI 与可动油占比有明显关系(图 13d),其值越高页岩可动能力越强。

4.3 矿物组成

对于无机矿物内孔隙来说,黏土矿物吸附油能力大于方解石和石英,随着黏土矿物含量增加,游离油量应该迅速降低,但凉高山组页岩黏土含量与游离油占

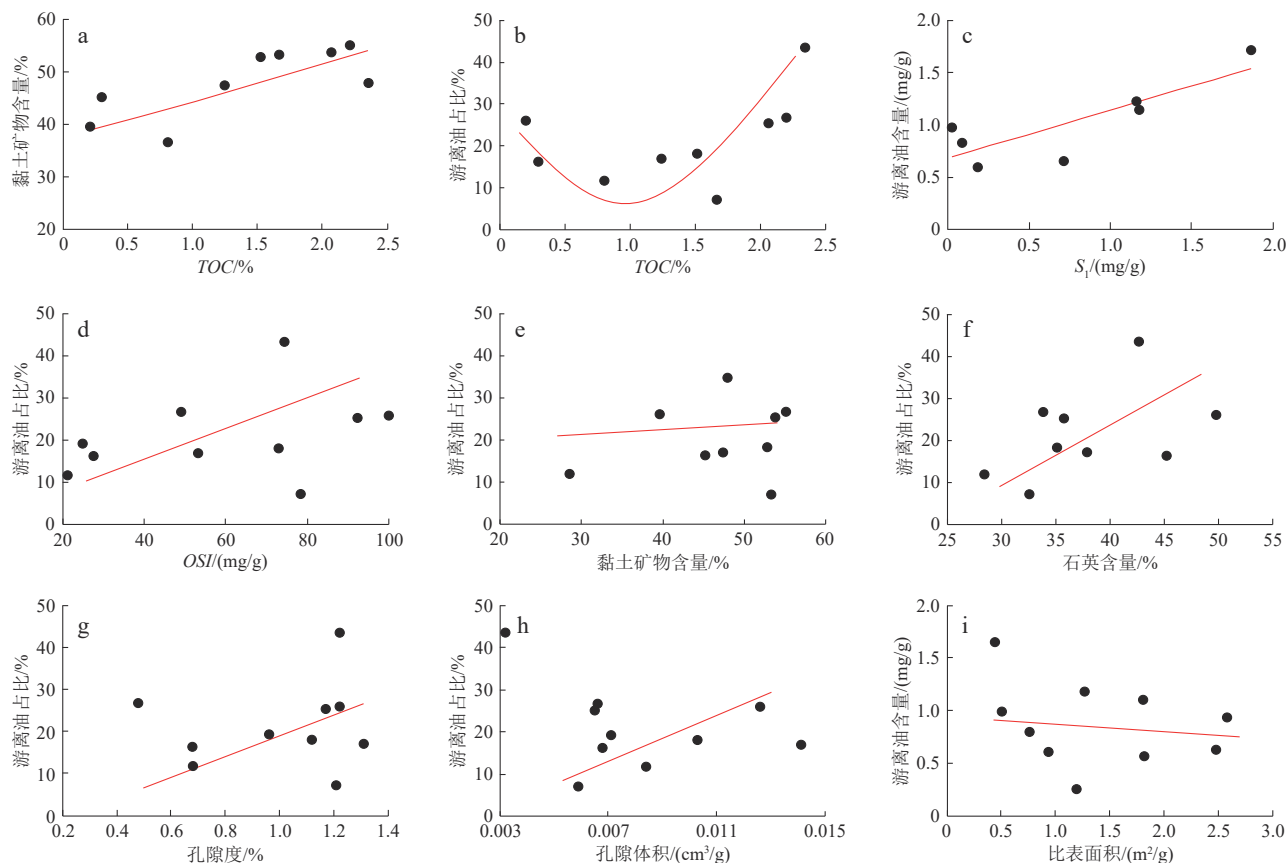


图 13 四川盆地凉高山组页岩游离油赋存及可动性影响因素图版

Fig. 13 Charts showing factors affecting the occurrence and mobility of free oil in shales of the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin
a. TOC 与黏土矿物含量关系; b. TOC 与游离油占比关系; c. S_1 与游离油含量关系; d. OSI 与游离油占比关系; e. 黏土矿物含量与游离油占比关系;
f. 石英含量与游离油占比关系; g. 孔隙度与游离油占比关系; h. 孔隙体积与游离油占比关系; i. 比表面积与游离油含量关系

比相关性差(图13e),导致这一结果的原因一方面是黏土矿物相对其他矿物对页岩油具有较强吸附性,黏土矿物越富集可能导致页岩油可动能力越低^[43],同时黏土矿物含量较高时,会降低页岩储层的孔隙度及渗透率^[44],导致赋存空间连通性变差,降低页岩油流动能力;但另一方面,页岩黏土矿物含量越高,孔隙结构越复杂,非均质性越强,发育大量小孔隙及部分大孔隙^[45],将会提供一些可动油的赋存空间,增加页岩油可动油含量。

随着石英矿物含量的增加,页岩游离油占比也随之增加(图13f),考虑到石英等碎屑矿物润湿性特征,部分无机孔隙内可能不存在页岩油吸附现象^[46]。另外,硅质矿物含量较高时页岩大孔隙较为发育,而与石英等脆性矿物相关的微裂缝和无机孔是有利的储集空间和运移通道,因此页岩油勘探开发时应寻找低黏土矿物含量和高碎屑含量的层段。

4.4 孔隙结构

凉高山组页岩储层物性越好,可动性越好,游离油占比与孔隙度呈正相关(图13g)。离心前、后核磁 T_2 谱上表现为10 ms以上的谱峰下降,表明大孔隙的页岩油可动性贡献率高于中、小孔隙。从游离油与孔隙体积相关性来看,游离油占比因孔隙体积增加而增加

(图13h),表明随着页岩孔径增大,可动性增强,大孔的发育对页岩油可动性控制更强。值得注意的是,页岩游离油占比与孔隙比表面积相关性不明显(图13i),原因可能是随着孔隙比表面积的增加,部分亲油的孔隙表面会吸附更多的油,导致游离油的含量增加不明显^[18],可动性不强,此外当小孔较大孔发育时,同样会导致孔隙比表面积的增加,但小孔隙对页岩可动性的贡献较差,不会明显改变页岩的可动性。

5 页岩油赋存机理及可动性差异

5.1 页岩油不同流体赋存孔隙结构及可动性差异

对凉高山组不同流体赋存孔隙结构进行评价,纯页岩型组合(A型)吸附孔隙和束缚孔隙占比较高,页岩中、小孔隙占主导,易流动孔隙占比低于20%(图14a);介壳型页岩组合(B型)易流动孔隙占比低于15%,吸附孔隙占比超过55%,孔隙以小孔或微孔为主(图14b);粉砂型页岩组合(C型)易流动孔隙占比均高于20%,且束缚孔隙明显低于其他组合,表明大孔更发育(图14c,d)。孔隙结构控制了凉高山组页岩油赋存状态,进而在宏观层面影响页岩油可动性,粉砂纹层在页岩微观层面影响孔隙结构,粉砂型页岩组合可

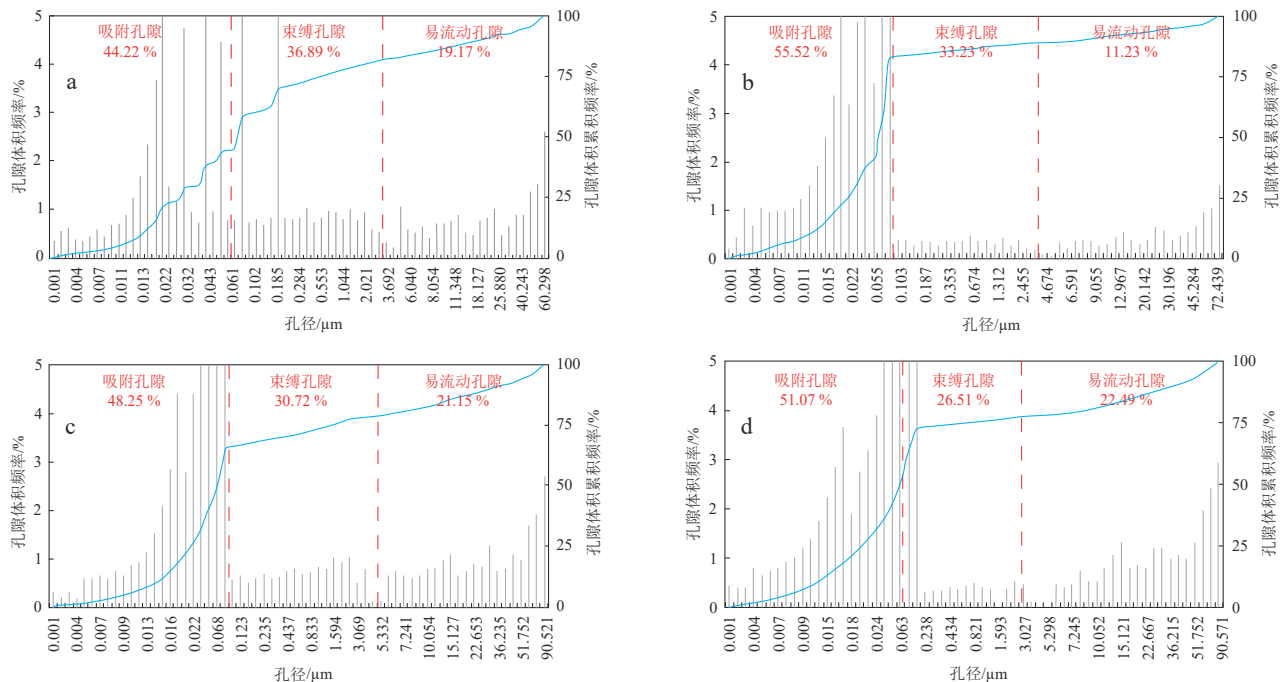


图14 四川盆地凉高山组不同岩性组合页岩油赋存孔隙类型分布占比直方图

Fig. 14 Histograms showing the proportions of various types of pores hosting shale oil in different lithologic assemblages in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

a. 纯页岩型组合(A型); b. 介壳型页岩组合(B型); c. 含粉砂纹层页岩组合(C1型); d. 粉砂岩与泥页岩薄互层组合(C2型)

动孔隙结构更占优,表现为粉砂型页岩组合可动孔隙占比较其他组合更高,页岩油可流动能力强,可动性最好。

5.2 页岩油赋存机理差异

基于前文所述,在孔径大于3 000 nm的微裂缝和无机孔隙中,页岩油主要是可动油,特别是与有机质接触的微裂缝或与孔隙搭配较好的微裂缝具有更高的流体流动能力;吸附油含量与孔隙类型无关,而是与孔隙大小有关^[37],主要出现在小于60 nm的有机孔和无机孔中。纯页岩型组合储集空间以无机孔隙和微裂缝为主(图4m),但其孔径较小,发育数量众多的小孔喉系统,虽然能有效提升页岩储集能力,但小孔并不利于游离油赋存,此外高黏土含量特征导致的页岩吸附性增强使页岩油运移能力较弱,纯页岩型组合孔隙及有机质中页岩油以吸附油和束缚油为主(图14a),可动油则主要赋存于微裂缝空间内(图15a),即纯页岩型组合页岩油可动性受微裂缝影响较大。

陆相页岩纹层结构决定了页岩油富集和可动性,是页岩油产出的直接因素^[47]。介壳型页岩组合与粉砂型页岩组合都发育纹层结构,但不同类型纹层结构成岩、成储差异导致页岩油赋存与可动性截然不同。介壳型页岩组合介壳纹层致密且孔隙空间发育较差,整体面孔率低于1%(图4n),介壳纹层中以吸附油和束缚油富集为主(图14b,图15b)。粉砂型页岩组合储集空间以无机孔和微裂缝为主且孔径多大于1 μm(图14o),粉砂纹层中长石和石英含量较高,残余粒间孔发育同时溶蚀作用使得石英和长石粒间孔隙及颗粒边缘孔隙发育^[48],孔隙结构复杂性较弱,孔渗相对较好,页岩油由有机质向粉砂纹层内微运移形成页岩油

优势富集空间和渗流通道(图15c),加之碎屑矿物对页岩油吸附性较弱,可动油富集程度高(图14c,d),吸附油含量较低。

6 结论

1) 凉高山组页岩可细分为3类5种岩性组合:A型纯页岩型组合、B型介壳型页岩组合(B1型含介壳纹层页岩组合、B2型含粉砂含介壳页岩组合)、C型粉砂型页岩组合(C1型含粉砂纹层页岩组合、C2型粉砂岩与泥页岩薄互层组合),不同岩性组合页岩储层宏微观特征的不同,导致页岩油赋存状态及可动性差异明显。

2) 凉高山组页岩油分为游离油和吸附油,游离油由易流动油、束缚油两种赋存状态组成。依据页岩油一维-二维核磁响应特征,建立了凉高山组不同赋存状态流体二维核磁 T_1 - T_2 识别图版,在此基础上,建立了基于孔径大小和流体赋存状态的页岩油储层孔隙划分方案,页岩小于60 nm的孔隙主要赋存吸附油,60 nm~3 000 nm的孔隙主要赋存束缚油,大于3 000 nm的孔隙主要赋存易流动油。揭示了有机质含量、流体流动能力、矿物组成及孔隙结构是凉高山组页岩油赋存及可动性的直接影响因素。

3) 建立了不同岩性组合页岩油赋存模式,孔隙结构决定了不同岩性组合页岩油富集程度及可流动性,纯页岩型组合和介壳型页岩组合以发育小孔为主,主要富集吸附油和束缚油;粉砂型页岩组合大孔和微裂缝发育,可动油在粉砂纹层段中易富集。进一步明确不同尺度裂缝对凉高山组不同岩性组合页岩油的影响,深入认识不同孔-缝配置关系对页岩储层微观富集影响,将有助于指导凉高山组页岩油的勘探与开发。

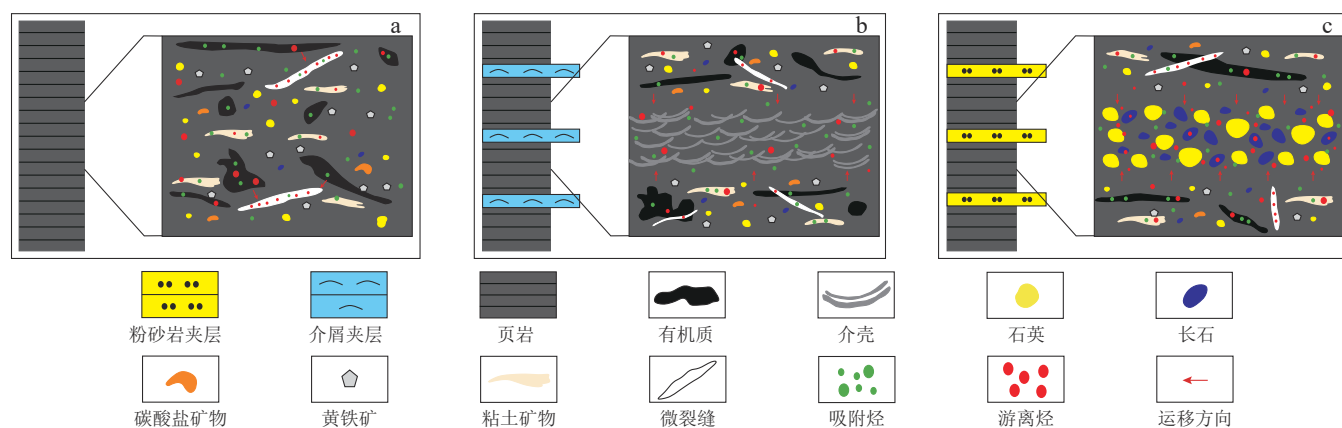


图15 四川盆地凉高山组不同岩性组合页岩油赋存模式

Fig. 15 Shale oil occurrence patterns of different lithologic assemblages in the Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin

a. 纯页岩型组合(A型); b. 介壳型页岩组合(B型); c. 粉砂型页岩组合(C型)

参 考 文 献

- [1] Administration U S E I . Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States[J]. 2013.
- [2] 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.
- [3] 李志明, 芮晓庆, 黎茂稳, 等. 北美典型混合页岩油系统特征及其启示[J]. 吉林大学学报(地球科学版), 2015, 45(4): 1060-1072.
LI Zhiming, RUI Xiaoqing, LI Maowen, et al. Characteristics of typical hybrid shale-oil system in North America and its implications[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2015, 45(4): 1060-1072.
- [4] LARUE D K, SMITHARD M, MERCER M, et al. Three deep resource plays in the San Joaquin Valley compared with the Bakken Formation[J]. AAPG Bulletin, 2018, 102(2): 195-243.
- [5] 邹才能, 杨智, 崔景伟, 等. 页岩油形成机制、地质特征及发展对策[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(1): 14-26.
ZOU Caineng, YANG Zhi, CUI Jingwei, et al. Formation mechanism, geological characteristics and development strategy of nonmarine shale oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 14-26.
- [6] 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.
- [7] 邹才能, 马锋, 潘松圻, 等. 全球页岩油形成分布潜力及中国陆相页岩油理论技术进展[J]. 地学前缘, 2023, 30(1): 128-142.
ZOU Caineng, MA Feng, PAN Songqi, et al. Formation and distribution potential of global shale oil and the developments of continental shale oil theory and technology in China [J]. Earth Science Frontiers, 2023, 30(1): 128-142.
- [8] 李阳, 赵清民, 吕琦, 等. 中国陆相页岩油开发评价技术与实践[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(5): 955-964.
LI Yang, ZHAO Qingmin, LYU Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 955-964.
- [9] 郭秋麟, 米石云, 张倩, 等. 中国页岩油资源评价方法与资源潜力探讨[J]. 石油实验地质, 2023, 45(3): 402-412.
GUO Qiulin, MI Shiyun, ZHANG Qian, et al. Assessment methods and potential of shale oil resources in China [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(3): 402-412.
- [10] 蒋恕, 唐相路, OSBORNE S, 等. 页岩油气富集的主控因素及误辩: 以美国、阿根廷和中国典型页岩为例[J]. 地球科学, 2017, 42(7): 1083-1091.
JIANG Shu, TANG Xianglu, OSBORNE S, et al. Enrichment factors and current misunderstanding of shale oil and gas: Case study of shales in U. S. , Argentina and China[J]. Earth Science, 2017, 42(7): 1083-1091.
- [11] JIANG Shuxian, MOKHTARI M. Characterization of marl and interbedded limestone layers in the Eagle Ford Formation, DeWitt county, Texas[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, 172: 502-510.
- [12] DONOHUE C M, BARRIE C D. A review of the Bakken petroleum systems in the United States and Canada: Recognizing the importance of the Middle Member play[J]. AAPG Bulletin, 2021, 105(9): 1847-1866.
- [13] 付金华, 王龙, 陈修, 等. 鄂尔多斯盆地长7页岩油勘探开发新进展及前景展望[J]. 中国石油勘探, 2023, 28(5): 1-14.
FU Jinhua, WANG Long, CHEN Xiu, et al. Progress and prospects of shale oil exploration and development in the seventh member of Yanchang Formation in Ordos Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2023, 28(5): 1-14.
- [14] 王林生, 叶义平, 覃建华, 等. 陆相页岩油储层微观孔喉结构表征与含油性分级评价——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油与天然气地质, 2022, 43(1): 149-160.
WANG Linsheng, YE Yiping, QIN Jianhua, et al. Microscopic pore structure characterization and oil-bearing property evaluation of lacustrine shale reservoir: A case study of the Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(1): 149-160.
- [15] 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.
- [16] 梁世君, 黄志龙, 柳波, 等. 马朗凹陷芦草沟组页岩油形成机理与富集条件[J]. 石油学报, 2012, 33(4): 588-594.
LIANG Shijun, HUANG Zhilong, LIU Bo, et al. Formation mechanism and enrichment conditions of Lucaogou Formation shale oil from Malang Sag, Santanghu Basin [J]. Acta Petroli Sinica, 2012, 33(4): 588-594.
- [17] HAN Yuanjia, MAHLSTEDT N, HORSFIELD B. The Barnett Shale: Compositional fractionation associated with intraformational petroleum migration, retention, and expulsion [J]. AAPG Bulletin, 2015, 99(12): 2173-2201.
- [18] 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.
- [19] 钱门辉, 蒋启贵, 黎茂稳, 等. 湖相页岩不同赋存状态的可溶有机质定量表征[J]. *石油实验地质*, 2017, 39(2): 278–286.
- QIAN Menhui, JIANG Qigui, LI Maowen, et al. Quantitative characterization of extractable organic matter in lacustrine shale with different occurrences[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2017, 39(2): 278–286.
- [20] LI Junqian, LU Shuangfang, XIE Liujuan, et al. Modeling of hydrocarbon adsorption on continental oil shale: A case study on n-alkane[J]. *Fuel*, 2017, 206: 603–613.
- [21] 皇甫玉慧, 张金友, 张水昌, 等. 松辽盆地北部白垩系青山口组不同赋存状态页岩油特征[J]. *地质学报*, 2023, 97(2): 523–538.
- HUANGFU Yuhui, ZHANG Jinyou, ZHANG Shuichang, et al. Characteristics of shale oil in different occurrence states of the Cretaceous Qingshankou Formation in the northern Songliao Basin[J]. *Acta Geologica Sinica*, 2023, 97(2): 523–538.
- [22] 李志明, 刘雅慧, 何晋译, 等. 陆相页岩油“甜点”段评价关键参数界限探讨[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1453–1467.
- LI Zhiming, LIU Yahui, HE Jinyi, et al. Limits of critical parameters for sweet-spot interval evaluation of lacustrine shale oil[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1453–1467.
- [23] LIN Tiefeng, LIU Xin, ZHANG Jinyou, et al. Characterization of multi-component and multi-phase fluids in the Upper Cretaceous oil shale from the Songliao Basin (NE China) using T_1 – T_2 NMR correlation maps[J]. *Petroleum Science and Technology*, 2021, 39(23/24): 1060–1070.
- [24] XU Hao, TANG Dazhen, ZHAO Junlong, et al. A precise measurement method for shale porosity with low-field nuclear magnetic resonance: A case study of the Carboniferous-Permian strata in the Linxing area, eastern Ordos Basin, China[J]. *Fuel*, 2015, 143: 47–54.
- [25] 党伟, 张金川, 王凤琴, 等. 富有机质页岩-水蒸气吸附热力学与动力学特性——以鄂尔多斯盆地二叠系山西组页岩为例[J]. *石油与天然气地质*, 2021, 42(1): 173–185.
- DANG Wei, ZHANG Jinchuan, WANG Fengqin, et al. Thermodynamics and kinetics of water vapor adsorption onto shale: A case study of the Permian Shanxi Formation, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2021, 42(1): 173–185.
- [26] 卢双舫, 沈博健, 许晨曦, 等. 利用GCMC分子模拟技术研究页岩气的吸附行为和机理[J]. *地球科学*, 2018, 43(5): 1783–1791.
- LU Shuangfang, SHEN Bojian, XU Chenxi, et al. Study on adsorption behavior and mechanism of shale gas by using GCMC molecular simulation[J]. *Earth Science*, 2018, 43(5): 1783–1791.
- [27] 房涛, 张立宽, 刘乃贵, 等. 核磁共振技术定量表征致密砂岩气储层孔隙结构——以临清坳陷东部石炭系-二叠系致密砂岩储层为例[J]. *石油学报*, 2017, 38(8): 902–915.
- FANG Tao, ZHANG Likuan, LIU Naigui, et al. Quantitative characterization of pore structure of tight gas sandstone reservoirs by NMR T_2 spectrum technology: A case study of Carboniferous-Permian tight sandstone reservoir in Linqing Depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(8): 902–915.
- [28] 杨正明, 郭和坤, 姜汉桥, 等. 火山岩气藏不同岩性核磁共振实验研究[J]. *石油学报*, 2009, 30(3): 400–403, 408.
- YANG Zhengming, GUO Hekun, JIANG Hanqiao, et al. Experimental study on different lithologic rock of volcanic gas reservoir using nuclear magnetic resonance technique[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2009, 30(3): 400–403, 408.
- [29] 李海波, 郭和坤, 周尚文, 等. 低渗透储层可动剩余油核磁共振分析[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 2016, 38(1): 119–127.
- LI Haibo, GUO Hekun, ZHOU Shangwen, et al. NMR analysis of movable remaining oil of low permeability reservoir[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 2016, 38(1): 119–127.
- [30] FANG Rui, JIANG Yuqiang, SUN Shasha, et al. Controlling factors of organic matter accumulation and lacustrine shale distribution in Lianggaoshan Formation, Sichuan Basin, SW China[J]. *Frontiers in Earth Science*, 2023, 11: 1218215.
- [31] 方锐, 蒋裕强, 杨长城, 等. 四川盆地侏罗系凉高山组页岩油地质特征[J]. *中国石油勘探*, 2023, 28(4): 66–78.
- FANG Rui, JIANG Yuqiang, YANG Changcheng, et al. Geological characteristics of shale oil in the Jurassic Lianggaoshan Formation in Sichuan Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 2023, 28(4): 66–78.
- [32] 黎茂稳, 马晓潇, 金之钧, 等. 中国海、陆相页岩层系岩相组合多样性与非常规油气勘探意义[J]. *石油与天然气地质*, 2022, 43(1): 1–25.
- LI Maowen, MA Xiaoxiao, JIN Zhijun, et al. Diversity in the lithofacies assemblages of marine and lacustrine shale strata and significance for unconventional petroleum exploration in China[J]. *Oil & Gas Geology*, 2022, 43(1): 1–25.
- [33] 雷文智, 陈冬霞, 张芮, 等. 川中地区下侏罗统自流井组大二亚段陆相页岩层系岩性组合类型及其特征[J]. *地球科学*, 2021, 46(10): 3657–3672.
- LEI Wenzhi, CHEN Dongxia, ZHANG Rui, et al. Lithological combination types and characteristics of continental shale strata in the second sub-member of Da'anzhai in central Sichuan[J]. *Earth Science*, 2021, 46(10): 3657–3672.
- [34] 蒋裕强, 刘雄伟, 付永红, 等. 渝西地区海相页岩储层孔隙有效性评价[J]. *石油学报*, 2019, 40(10): 1233–1243.
- JIANG Yuqiang, LIU Xiongwei, FU Yonghong, et al. Evaluation of effective porosity in marine shale reservoir, western Chongqing[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40(10): 1233–1243.
- [35] TESTAMANTI M N, REZAEI R. Determination of NMR T_2 cut-off for clay bound water in shales: A case study of Carynginia

- Formation, Perth Basin, Western Australia [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 149: 497–503.
- [36] 李俊乾, 卢双舫, 张鹏飞, 等. 页岩基质孔隙水定量表征及微观赋存机制[J]. *石油学报*, 2020, 41(8): 979–990.
- LI Junqian, LU Shuangfang, ZHANG Pengfei, et al. Quantitative characterization and microscopic occurrence mechanism of pore water in shale matrix [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(8): 979–990.
- [37] CAI Guangyin, GU Yifan, FU Yonghong, et al. Pore system classification of Jurassic Da'anzhai Member Lacustrine Shale: Insight from pore fluid distribution [J]. *Energy Exploration & Exploitation*, 2023, 41(3): 900–921.
- [38] LI Junqian, ZHANG Pengfei, LU Shuangfang, et al. Microstructural characterization of the clay-rich oil shales by nuclear magnetic resonance (NMR) [J]. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*, 2017, 17(9): 7026–7034.
- [39] LI Junqian, LU Shuangfang, CAI Jianchao, et al. Adsorbed and free oil in lacustrine nanoporous shale: A theoretical model and a case study [J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(12): 12247–12258.
- [40] KLEINBERG R L, KENYON W E, MITRA P P. Mechanism of NMR relaxation of fluids in rock [J]. *Journal of Magnetic Resonance, Series A*, 1994, 108(2): 206–214.
- [41] 聂海宽, 张光荣, 李沛, 等. 页岩有机孔研究现状和展望[J]. *石油学报*, 2022, 43(12): 1770–1787.
- NIE Haikuan, ZHANG Guangrong, LI Pei, et al. Research status and prospect on organic matter pores in shale [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2022, 43(12): 1770–1787.
- [42] JARVIE D M. Components and processes affecting producibility and commerciality of shale resource systems [J]. *Geologica Acta*, 2014, 12(4): 307–325.
- [43] 赵文智, 卞从胜, 蒲秀刚, 等. 中国典型咸化湖盆页岩油富集与流动特征及在“甜点”评价中的意义[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2023, 47(5): 25–37.
- ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, PU Xiugang, et al. Enrichment and flow characteristics of shale oil in typical salinized lake basins in China and its significance for “sweet spot” evaluation [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2023, 47(5): 25–37.
- [44] ZHANG Hong, HUANG Haiping, LI Zheng, et al. Oil physical status in lacustrine shale reservoirs-A case study on Eocene Shahejie Formation shales, Dongying Depression, East China [J]. *Fuel*, 2019, 257: 116027.
- [45] 窦立荣, 黄文松, 孔祥文, 等. 西加盆地 Duvernay 海相页岩油气富集机制研究 [J/OL]. *地学前缘*: 1–15 [2023–12–13]. <https://doi.org/10.13745/j.esf.sf.2023.9.36>.
- DOU Lirong, HUANG Wensong, KONG Xiangwen, et al. Hydrocarbon enrichment mechanism of Duvernay marine shales in the Western Canada Basin [J/OL]. *Earth Science Frontiers*: 1–15 [2023–12–13]. <https://doi.org/10.13745/j.esf.sf.2023.9.36>.
- [46] 徐东升, 李映艳, 邓远, 等. 吉木萨尔芦草沟组页岩油储层润湿性特征与影响因素分析 [J]. *科学技术与工程*, 2023, 23(28): 12038–12044.
- XU Dongsheng, LI Yingyan, DENG Yuan, et al. Investigation on wettability characteristics and influencing factors of lucaogou shale oil formation in jimusar [J]. *Science Technology and Engineering*, 2023, 23(28): 12038–12044.
- [47] 郭茂恒, 李士祥, 金振奎, 等. 鄂尔多斯盆地延长组长₇亚段页岩油特征及勘探方向 [J]. *石油勘探与开发*, 2023, 50(4): 767–781.
- GUO Qiheng, LI Shixiang, JIN Zhenkui, et al. Characteristics and exploration targets of Chang 7 shale oil in Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023, 50(4): 767–781.
- [48] 陈世悦, 张顺, 王永诗, 等. 渤海湾盆地东营凹陷古近系细粒沉积岩岩相类型及储集层特征 [J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(2): 198–208.
- CHEN Shiyue, ZHANG Shun, WANG Yongshi, et al. Lithofacies types and reservoirs of Paleogene fine-grained sedimentary rocks in Dongying Sag, Bohai Bay Basin [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(2): 198–208.

(编辑 董奕含)