

川中地区侏罗系自流井组大安寨段黑色页岩孔隙微观特征及主控因素

祝海华¹, 陈琳¹, 曹正林², 王明磊³, 洪海涛², 李育聪², 张芮², 张少敏², 朱光仪¹, 曾旭³, 杨巍¹

(1. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川成都 610500; 2. 中国石油西南油气田分公司勘探开发研究院, 四川成都 610041; 3. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083)

摘要:为研究川中地区侏罗系自流井组大安寨段页岩油储层储集空间特征及控制因素,利用电镜、显微荧光、物性分析、氮气吸附、有机碳及热解等测试手段,开展页岩层系的储集空间、物性、含油性分析,并讨论了微观特征的控制因素。结果表明:①大安寨段页岩油储层储集空间包括微裂缝和孔隙,微裂缝主要为页理缝和介壳方解石解理缝,孔隙以粘土孔隙为主,其次为介壳方解石晶间孔、自生石英晶间孔,少量有机质孔、黄铁矿晶间孔。②大安寨段页岩油储层具有孔径-孔隙度负相关特征,即页岩孔隙度高(平均5.69%),粘土孔隙是主要孔隙类型,孔径小,孔隙与页理缝组成水平孔缝系统;介壳灰岩孔隙度低(平均3.27%),介壳方解石、石英晶间孔比例增加,孔径大,孔隙与解理缝形成网状的孔缝系统。③油相微观赋存具有较强非均质性,表现为富有机质页岩段含油性(热解游离烃含量 S_1 、油饱和度指数 OSI)好,但油相分散分布于粘土微小孔隙中,显微荧光弱,流动性差;孔径大的介壳方解石/石英晶间孔隙、解理缝以及页理缝中烃类更富集,显微荧光强。④微裂缝对烃类的微观富集至关重要。油气生成之后优先进入页理缝,并在页理缝附近的介壳方解石孔缝系统中富集,而距离页理缝较远的介壳方解石孔隙含油性变差,建议以孔径和微裂缝发育程度作为大安寨段页岩油有利层段优选的关键参数。

关键词:微裂缝;孔隙特征;孔缝系统;页岩油;大安寨段;侏罗系;四川盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Microscopic pore characteristics and controlling factors of black shale in the Da'anzhai Member of Jurassic Ziliujing Formation, central Sichuan Basin

Zhu Haihua¹, Chen Lin¹, Cao Zhenglin², Wang Minglei³, Hong Haitao², Li Yucong²,
Zhang Rui², Zhang Shaomin², Zhu Guangyi¹, Zeng Xu³, Yang Wei¹

(1. School of Geosciences and Technology, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China; 2. Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil & Gas Field Company, PetroChina, Chengdu, Sichuan 610041, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China)

Abstract: The reservoir space characteristics and controlling factors of shale oil reservoirs in the Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing Formation, central Sichuan Basin, are analyzed based on the pore types, porosity and oil content data gathered from thin sections, SEM images, microfluorescence responses, porosity and permeability tests, N_2 adsorption behaviour, and organic carbon measurements as well as Rock-Eval pyrolysis on samples from the member. The results show that: ① The reservoir space consists of microfractures and pores. The microfractures are mainly lamellation fractures and shell calcite cleavage fractures, while the pores are mainly clay pores followed by shell calcite and authigenic quartz intercrystalline pores together with a small number of organic pores and pyrite intergranular pores. ② A negative correlation between pore size and pore volume is observed in the shale oil reservoirs in the member. The shale is high in porosity (averaged at 5.69%) and dominated by clay pores that are small in size and tend to form horizontal pore-fracture system with laminated fractures; the intercalated shell limestone is low in porosity (averaged at 3.27%) though it contains more shell calcite and authigenic quartz intercrystalline pores with large pore size that are likely to form

收稿日期:2022-04-17;修订日期:2022-07-20。

第一作者简介:祝海华(1987—),男,副教授、硕士生导师,油气储层评价。E-mail: zhhsupu@163.com。

基金项目:中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目(2020CX050103);国家自然科学基金项目(4177021173)。

pore-fracture networks with cleavage fractures. ③ The micro occurrence of oil in the reservoirs is highly heterogenous. The organic rich shale intervals have high oil content (S_1 and OSI) but with oil widely dispersed in micro clay pores, they give out weak fluorescence and have low mobility. While the larger shell calcite / quartz intergranular pores, shell calcite cleavage and lamination fractures are hosting more oil and give out strong fluorescence. ④ Micro-fractures are essential to the accumulation of hydrocarbon. Hydrocarbons expelled from kerogen would preferentially migrate into lamellation fractures and accumulate in shell calcite / quartz intergranular pores around the lamellation fractures, resulting in low oil content in shell calcite pores that are far away from the lamination fractures. On that account, we suggest an emphasis on pore size and fracture development for assessing the quality of shale oil intervals in the Da'anzhai Member.

Key words: microfracture, pore characteristics, pore-fracture system, shale oil, Da'anzhai Member, Jurassic, Sichuan Basin

引用格式:祝海华,陈琳,曹正林,等.川中地区侏罗系自流井组大安寨段黑色页岩孔隙微观特征及主控因素[J].石油与天然气地质,2022,43(5):1115-1126. DOI:10.11743/ogg20220509.

Zhu Haihua, Chen Lin, Cao Zhenglin, et al. Microscopic pore characteristics and controlling factors of black shale in the Da'anzhai Member of Jurassic Ziliujing Formation, central Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2022, 43(5): 1115-1126. DOI: 10.11743/ogg20220509.

页岩油是指赋存于富有机质页岩层系中的石油,一般无自然产能或低于工业石油产量下限,需采用特殊工艺和技术措施才能获得工业石油产量^[1-3],微观储渗空间对研究页岩油的储集和流动特征至关重要^[4-5]。

中国页岩油储层形成于中生代陆相湖盆,发育陆源、内碎屑以及混积岩/沉凝灰岩3种类型页岩层系^[6-9]。由于湖相环境变化大,页岩层系不同岩性频繁互层,导致页岩油储层微观孔隙结构及孔隙发育主控因素复杂。如准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩层系中粒度较粗的砂屑云岩、长石岩屑粉-细砂岩和云质粉砂岩孔隙结构、孔隙度好于泥页岩^[6];鄂尔多斯盆地长7段页岩层系中粉砂岩纹层越发育,刚性碎屑的粒度越大储层孔隙度就越高,孔径也越大^[7]。松辽盆地北部青山口组一段页岩油储层孔隙度则相反,泥页岩孔隙度高于粉砂岩纹层和介壳层,有机质生烃则进一步促进了深埋期的增孔效应^[8]。四川盆地侏罗系自流井组大安寨段沉积环境独特,为一套清水湖盆泥页岩与介壳生物灰岩沉积,缺乏粗粒碎屑的注入,沉积环境及岩性组合与国内其他陆相页岩油存在较大差异,对其孔隙、物性特征及控制因素的研究薄弱。

大安寨段页岩层系有机地化、含油性指标均较好^[10-15],但近年来针对大安寨段页岩油钻探井的测试产量均较低,有利层段优选仍面临挑战。本文以川中地区大安寨段页岩层系为研究对象,利用薄片、物性、荧光、XRD、电镜、吸附等测试数据,开展页岩油储层微观孔隙类型及特征、主控因素以及不同孔隙油相赋存差异研究,从储层微观特征及含油性差异的角度为大安寨段页岩油有利层段的优选提供更多的参考依据。

1 地质背景

受印支运动影响,晚三叠世开始四川盆地由海相环境转变为陆相环境,进入侏罗纪红色盆地演化阶段,四周被龙门山古陆、大巴山古陆、康滇古陆所包围。早侏罗世大安寨时期主要发育内陆清水湖相沉积,该时期是盆地侏罗系自流井组3次湖侵中规模最大、范围最广的一次。半深湖-深湖相区分布于川中一带,由于远离物源区,缺乏陆源注入,水体盐度低且安静,发育大量淡水介壳类生物,沉积了一套大范围展布的介壳灰岩和深灰-黑色泥页岩地层^[16-17]。根据地层岩性、电性特征可进一步将大安寨段自上而下划分为大一、大二和大三3个亚段(图1),其中大三亚段为湖盆水进扩展期,大二亚段为最大水进期,页岩最为发育,大一亚段为湖盆水退萎缩期。由于湖盆水深振荡,介壳灰岩和页岩往往频繁互层,形成较为复杂的岩性组合。

2 样品与实验方法

本次研究分别选取了四川盆地R1井和L1井大安寨段28块页岩油储层样品(图1),开展XRD、有机碳、岩石热解、物性、扫描电镜、显微荧光和吸附实验。岩心柱样品首先利用氦孔隙度自动测定仪和气体渗透率测定仪进行孔隙度、渗透率分析,之后取少量样品开展有机碳和热解实验,获取有机碳和热解参数。取部分样品磨成粉末样,进行XRD全岩分析,确定页岩矿物类型及其含量,然后进行低温氮气吸附实验,获取页岩

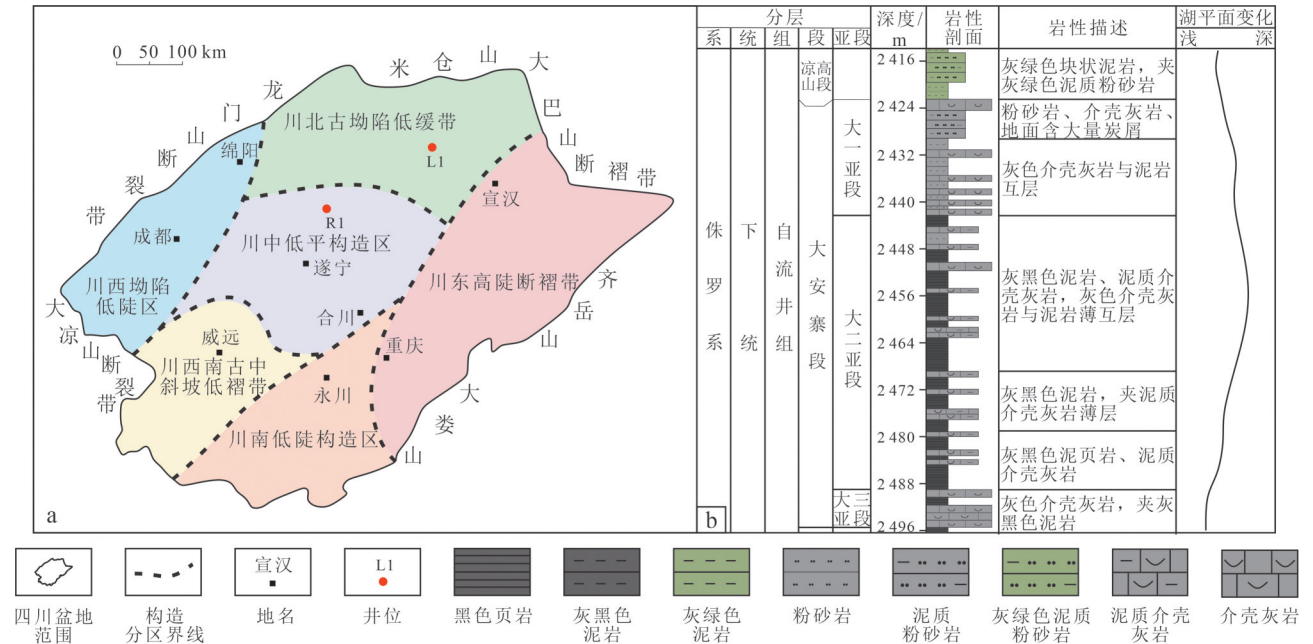


图1 四川盆地构造区划图(a)及R1井大安寨段岩性柱状图(b)

Fig. 1 Tectonic map showing the Sichuan Basin (a) with a lithologic column revealing its Da'anzhai Member in Well R1(b)

样品的吸附-脱附曲线和孔隙结构参数。样品同时磨制成普通薄片,进行单偏光和显微荧光分析,获取烃类的微观赋存特征。观察时获取同视域的单偏光照片和荧光照片,对荧光照片进行图像处理,提取有荧光部分,并与单偏光照片叠合,准确获取烃类的微观分布特征。选取样品典型切面,利用三离子束切割仪对样品表面进行氩离子抛光处理,之后在场发射电镜中进行微孔观察,获取高真空背散射孔隙照片。对获取的电镜照片进行二值化处理并提取孔隙,统计孔隙孔径等参数。

3 结果

3.1 页岩矿物类型

研究区大安寨段远离物源,富含介壳而缺少粗粒陆源碎屑。根据介壳含量可将大安寨段页岩油储层划分为页岩、含介壳页岩、泥质介壳灰岩和介壳灰岩。电镜及薄片观察显示粘土矿物、方解石、石英、长石、黄铁矿是大安寨页岩中最常见矿物。XRD分析结果显示大安寨段页岩油储层中粘土矿物含量最高,为16.0%~57.0%,平均40.5%;粘土矿物类型以伊利石、伊/蒙混层为主。其次为石英和碳酸盐矿物,其中石英含量6%~48%,平均34.4%,主要类型包括碎屑石英和交代介壳的自生石英;碳酸盐矿物含量0~77%,平均17.0%,以介壳方解石为主。长石和黄铁

矿含量低,其中长石含量0.9%~12.3%,平均4.9%,以斜长石为主,黄铁矿含量0~7.0%,平均2.4%,多呈星散状或莓球状分布。三端元划分图上,大安寨段页岩主体为混合质、粘土质页岩,少量粉砂岩和碳酸盐岩(介壳灰岩、泥质介壳灰岩)(图2)。

3.2 储集空间类型及特征

大安寨段页岩油储集空间可分为裂缝和孔隙,孔隙可进一步划分为无机孔隙和有机孔隙(表1),共3类14亚类,各类储集空间特征分述如下。

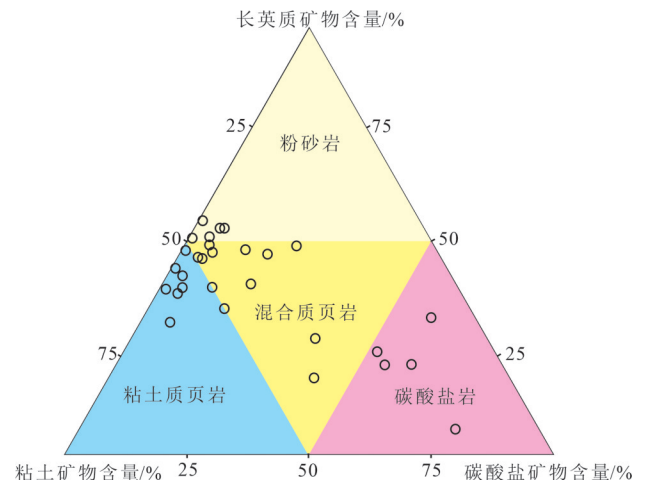


图2 川中地区R1和L1井侏罗系大安寨段页岩油储层三端元岩相划分

Fig. 2 Lithofacies division of the Da'anzhai shale oil reservoirs revealed by wells R1 and L1 in central Sichuan Basin

表1 川中地区大安寨段储层储集空间分类

Table 1 Reservoir space classification of the Da'anzhai shale oil reservoirs, central Sichuan Basin

类	亚类	产状与形态	成因机理	赋存岩类	尺寸	发育频率
裂缝	页理缝	近水平连续状	层状矿物水平排列	页岩、介壳质页岩、泥质介壳灰岩均可出现	缝宽小于1 μm , 长度为厘米-米级	中
	介壳壳缘缝	沿介壳边缘分布, 形态受壳体形态控制	介壳边缘与基质接触面错动	含介壳的相关岩类, 如介壳灰岩、介壳质泥页岩、含介壳泥岩	缝宽多小于1 μm , 长度从微米到毫米级均有, 视介壳大小而定	高
	介壳解理缝	受方解石解理控制, 边界平直规则	方解石解理受力破裂	含介壳相关岩类, 且介壳重结晶	缝宽以小于1 μm 为主, 从纳米级到微米级均有	高
	解理溶蚀扩大缝	走向受原生解理控制, 边界不规则	不同成因微裂缝溶蚀	解理缝、破碎微裂缝溶蚀形成, 发育岩类与部位与其相似	缝宽以1~10 μm 为主, 长度以微米级为主	中
	碎屑粒缘缝	碎屑颗粒边缘孔隙, 多弯曲片状	碎屑颗粒与基质接触面错动	含粉砂页岩、粉砂质页岩	缝宽以小于1 μm 为主, 长度从纳米级到微米级均有	高
无机孔隙	水平缝	近水平连续状	早期水平缝被方解石完全充填	页岩、介壳质页岩、泥质介壳灰岩	缝宽大, 1 mm 到数厘米, 长度为厘米-分米级	高
	压溶缝	不规则状	方解石压溶作用	介壳灰岩	缝不规则, 缝宽0.1~2.0 mm	高
	介壳方解石晶间孔	重结晶介壳, 分散呈带状, 边缘平直多边形	介壳玻纤状方解石重结晶形成	含介壳的相关岩类且介壳重结晶	0.05~20.00 μm	中
	介壳方解石晶间溶孔	孤立状孔隙, 边缘较圆滑, 与介壳方解石晶间孔共生	介壳玻纤状方解石重结晶过程中局部溶蚀	含介壳的相关岩类且介壳重结晶	0.02~5.00 μm	中
	自生方解石晶间孔	连通好, 边界平直	介壳间自生方解石晶体沉淀过程中形成	泥晶方解石构成晶间孔	小于600 nm	低
	自生石英晶间孔	自生石英晶体间孔隙, 多边形状	自生石英交代介壳过程中形成	含介壳的相关岩类且介壳被硅质交代	0.05~20.00 μm	中
	粘土晶间孔	粘土矿物之间, 呈片状或不规则状, 长宽比大	片状粘土矿物晶间孔隙压实残余	泥页岩类型均可见	5~550 nm	高
有机孔隙	黄铁矿晶间孔	自生黄铁矿结核晶体间	自生黄铁矿沉淀过程中形成	介壳质泥页岩、含介壳泥岩	0.05~5.00 μm	中
	沥青质有机孔	无定形沥青质体中孔隙, 呈不规则或圆形	轻烃逸散之后形成	富有机质页岩	5~300 nm	低

1) 裂缝, 按成因可进一步划分为7亚类(表1; 图3), 其中页理缝分布于平行排列的片状粘土矿物间(图3a, b); 壳缘缝和解理缝与介壳方解石受力错动相关, 当介壳与基质错动时形成壳缘缝(图3j), 介壳玻纤状方解石晶体错动则形成平行壳缘的解理缝, 当介壳重结晶时形成垂直壳缘解理缝, 两者交错可以形成局部网状缝(图3e—g)。成岩过程中有机酸沿解理发生溶蚀形成解理溶蚀扩大缝(图3h)。碎屑粒缘缝分布于相对粗粒的碎屑边缘(图3i), 主要为石英碎屑。水平缝多见于页岩中, 方解石完全充填(图3e, d), 缝高数微米至数厘米, 压溶缝则是在机械压实和化学溶蚀共同作用下形成(图3k)。

2) 无机孔隙, 根据成因及分布位置划分为6个亚类, 其中介壳方解石晶间孔分布于介壳内部(图4a), 介壳重结晶过程中形成, 孔隙呈多边形, 边缘平直规则, 孔径较大, 单孔孔径71%大于400 nm。介壳重结晶过程中可能伴随溶蚀作用, 形成介壳方解石晶间溶孔, 孔隙边缘平滑圆度好(图4b)。自生方解石晶间孔

隙指方解石胶结物的晶体间孔隙(图4c), 自生方解石多分布于介壳之间或介壳形成的早期遮蔽空间中。成岩过程中介壳方解石易被石英交代, 自生石英则可以形成石英晶间孔隙(图4d)。粘土晶间孔最为常见, 分布于片状粘土矿物间(图4e), 片状, 孔径小但数量丰富, 孔径5~550 nm, 峰值50~99 nm, 提供主要储集空间。黄铁矿晶间孔隙指自生黄铁矿晶间的孔隙(图4f), 被有机质充填或半充填, 分布不均匀, 局部可连通, 这类现象在页岩气储层中也较为常见^[18-20]。

3) 有机质孔, 分布于无定形沥青质体中(图4g, h), 发育程度偏低, 干酪根中少见孔隙。有机质孔隙具有孔小、孔圆特征, 单孔孔径主体分布在5~300 nm, 峰值55~99 nm。

3.3 储层物性特征

大安寨段页岩油储层氦气孔隙度分布于0.3%~10.5%, 平均4.7%, 渗透率 $(0.001 \sim 31.895) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均 $0.889 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度-渗透率相关性较好(图

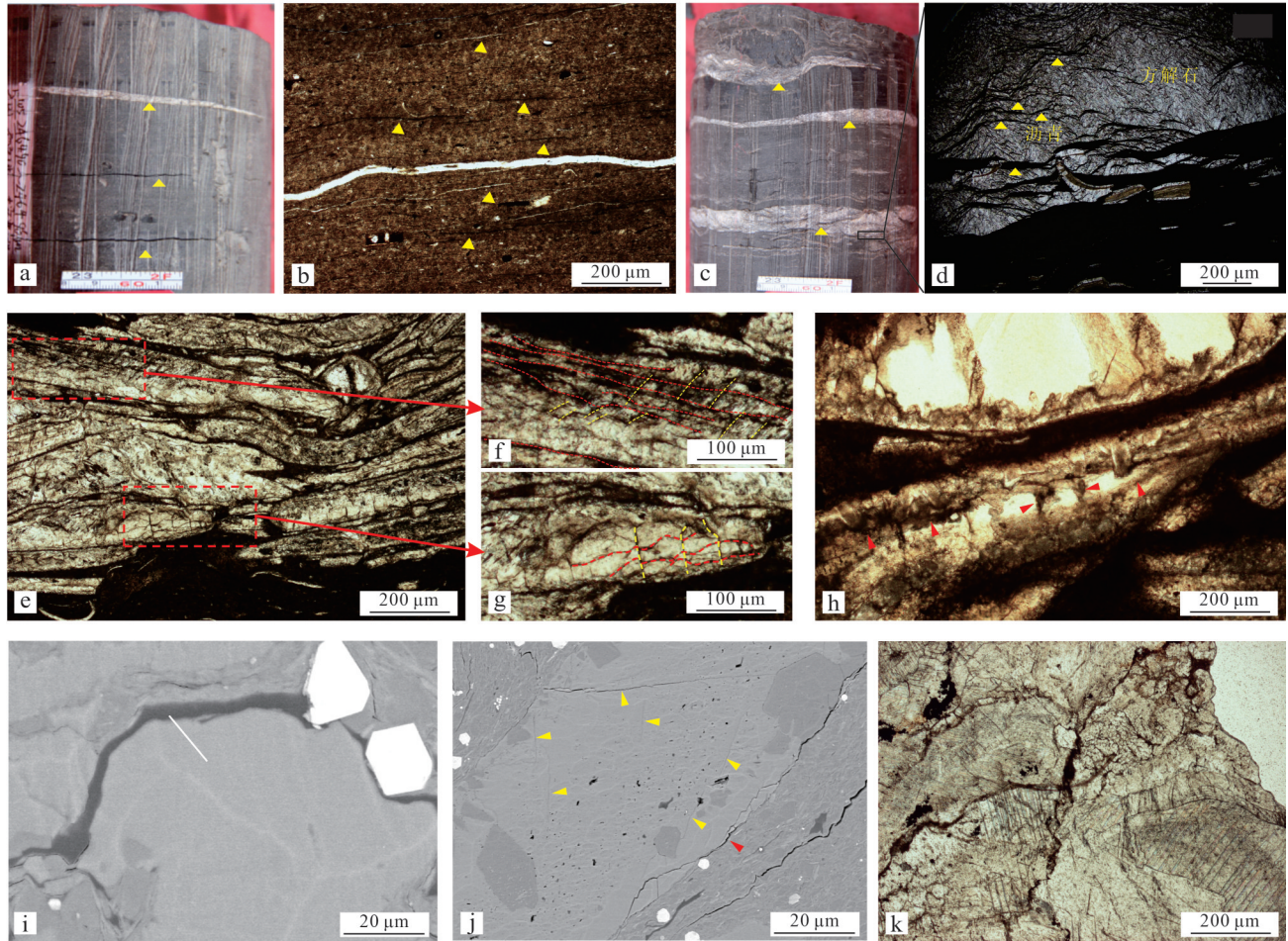


图3 川中地区R1和L1井大安寨段页岩油储层典型裂缝照片

Fig. 3 Images showing typical fractures in the Da'anzhai shale oil reservoirs, central Sichuan Basin (wells R1 and L1)

a. 页理缝和方解石充填水平缝,R1井,埋深2 464. 90 ~ 2 464. 96 m,岩心; b. 页理缝充填沥青,R1井,埋深2 464. 90 m,单偏光; c. 页理缝和方解石充填水平缝,L1井,埋深2 474. 10 m,岩心; d. 水平缝充填亮晶方解石,方解石间见沥青,L1井,埋深3 478. 05 m,单偏光; e—g. 介壳方解石内2组垂直解理缝,形成网状微裂缝,R1井,埋深2 449. 94 m,f,g为e的局部放大; h. 溶蚀扩大的解理缝,R1井,埋深2 464. 40 m; i. 碎屑颗粒边缘缝,有机质充填,R1井,埋深2 464. 40 m,SEM; j. 介壳边缘缝(红箭头)以及介壳解理缝(黄箭头),R1井,埋深2 461. 05 m,SEM; k. 压溶缝合线,介壳亮晶方解石,R1井,埋深2 453. 13 m,SEM

5)。不同岩性储层的物性差异较大(图6),页岩孔隙度最高,平均5.69%,有荧光特征的介壳灰岩孔隙度平均4.45%,介壳灰岩平均3.27%,泥质粉砂岩最低,平均2.76%。物性的差异也说明介壳灰岩中虽然微裂缝发育,介壳相关孔隙孔径大,但裂缝及介壳方解石孔隙的体积较小,页岩中粘土晶间孔隙小,但数量多累计体积大。孔隙度随现今埋藏深度增加有下降趋势。如L1井,埋藏深度3 473.78 ~ 3 554.61 m,孔隙度0.31% ~ 10.50%,平均4.11%,而R1井,埋藏深度2 410.43 ~ 2 493.85 m,孔隙度0.74% ~ 18.23%,平均5.01%。

3.4 氮气吸附特征

氮气吸附可以测量孔径为0.35 ~ 400.00 nm的孔隙,提供样品介孔(2 ~ 50 nm)和宏孔(> 50 nm)信息。

大安寨段页岩油储层页岩 N_2 吸附等温线呈反“S”型(图7),与IUPAC(国际纯粹与应用化学联合会)提出的IV型等温曲线相似,即低压[$0 < p/p_0 < 0.05$,其中 p 为吸附平衡时气相的压力(MPa), p_0 为气体在吸附温度时的饱和蒸汽压(MPa)]吸附等温线快速上升,具有微孔(< 2 nm)填充现象,中压($0.05 < p/p_0 < 0.35$)吸附等温线近似线性, N_2 发生多分子层吸附。高压($p/p_0 > 0.35$)等温线随着压力升高而快速上升,无平台段,表明样品中可能存在更大的宏孔而未被氮气充填。

在相对压力(p/p_0)中等段,介孔发育引起吸附-脱附曲线之间发生迟滞现象,根据行业标准(GB/T 21650.3—2011),迟滞环形态介于H3与H4型之间,吸附分支在饱和蒸汽压附近变陡,脱附分支在中等压力处变陡,反应了一种具有平行壁的狭缝状毛细管孔特

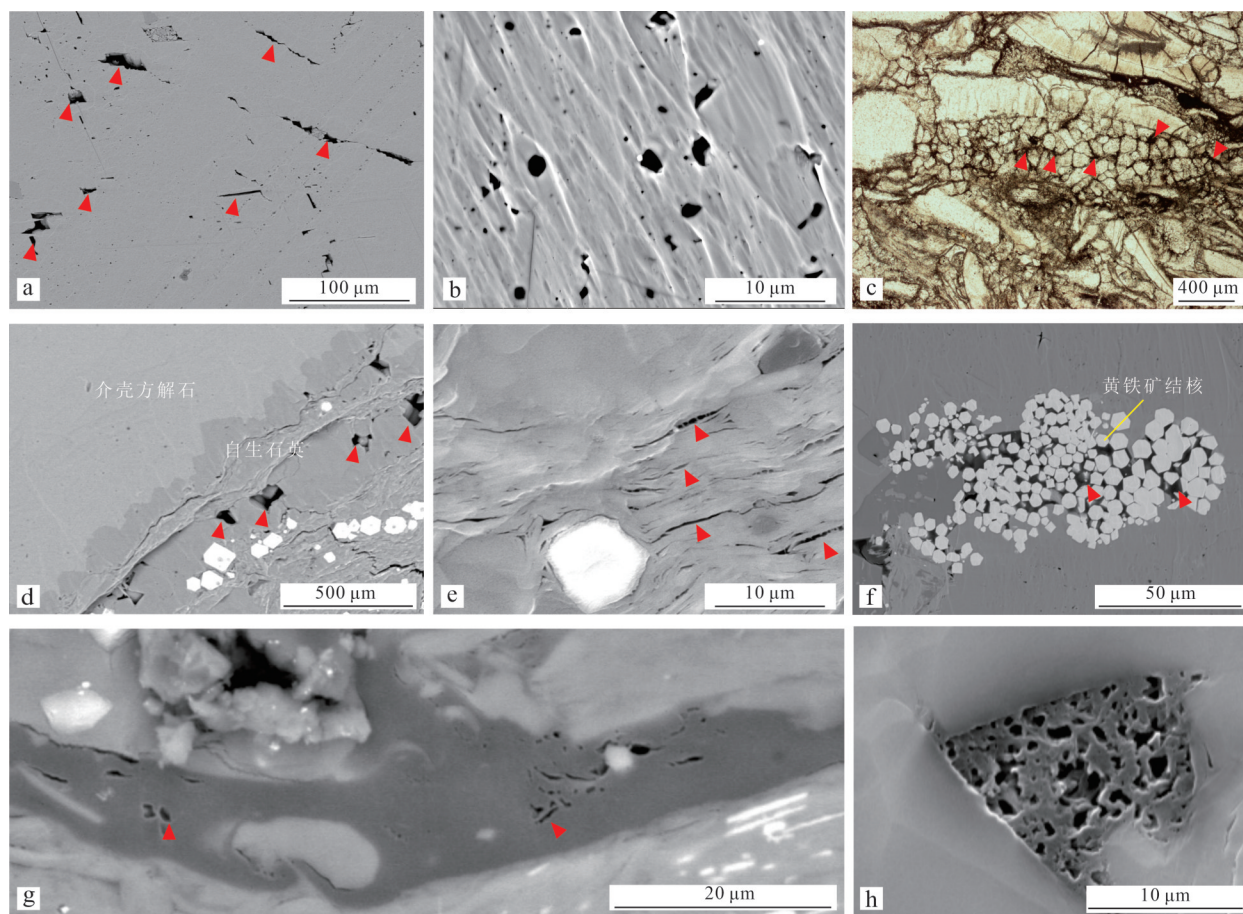


图4 川中地区R1井大安寨段页岩油储层典型孔隙类型SEM照片

Fig. 4 SEM images showing typical pore types in the Da'anzhai shale oil reservoirs (Well R1), central Sichuan Basin

- a. 介壳方解石,晶间孔隙,埋深2453.13 m; b. 介壳方解石晶间溶蚀孔隙,埋深2453.13 m; c. 自生方解石胶结物晶间孔隙(红箭头),埋深2449.94 m; d. 自生石英晶间孔隙及介壳边缘缝,埋深2461.05 m; e. 粘土矿物晶间孔隙,埋深2464.40 m; f. 黄铁矿结核晶间孔,被有机质充填,埋深2464.40 m; g. 沥青质中的有机孔,埋深2449.94 m

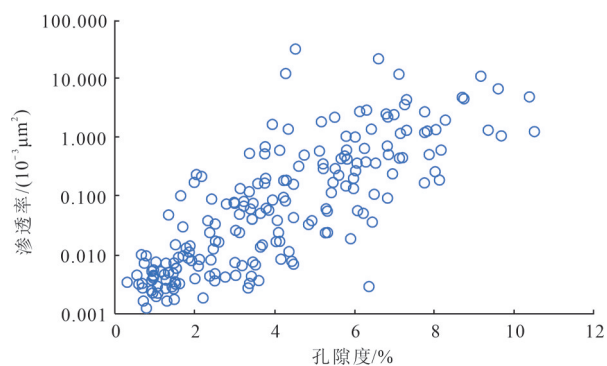


图5 川中地区R1和L1井大安寨段页岩油储层孔-渗关系

Fig. 5 Scatter plots showing the relationship of porosity with permeability of the Da'anzhai shale oil reservoirs, central Sichuan Basin

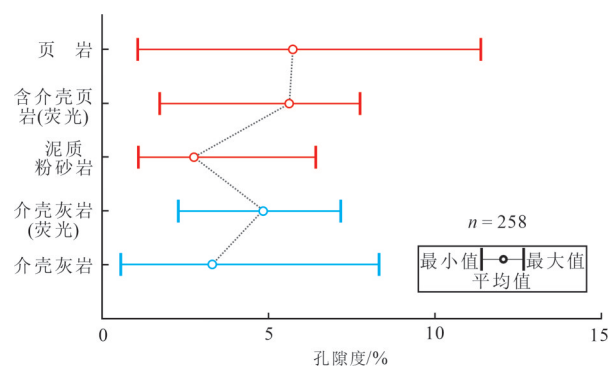


图6 川中地区R1和L1井大安寨段不同岩性孔隙度分布统计

Fig. 6 Statistical diagram showing the porosity distribution of different lithologies in the Da'anzhai Member, central Sichuan Basin

征,表明样品中的孔隙形态主要为片状粘土和刚性颗粒组成的狭缝状孔,与扫描电镜分析结论一致。介壳灰岩或含泥介壳灰岩 N_2 吸附等温线与Ⅲ型等温曲线

相似,低压区吸附量极少,在饱和蒸气压附近变陡,曲线无拐点,表现出非常低的吸附能力,孔隙体积和比表面积小,与物性测试结果一致。

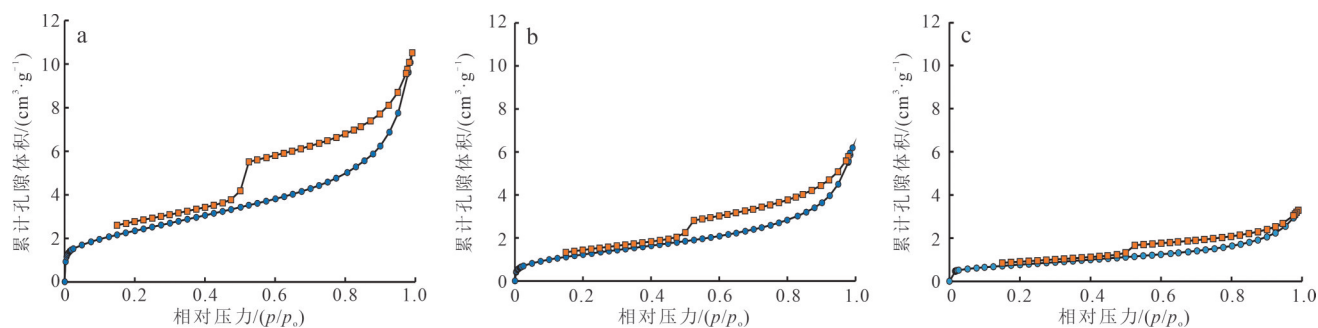
图7 川中地区大安寨段页岩油储层典型岩性样品 N_2 吸附曲线

Fig. 7 N_2 adsorption curves of typical samples with different lithologies from the Da'anzhai shale oil reservoirs, central Sichuan Basin

a. 粘土质页岩; b. 介壳质页岩; c. 介壳灰岩

3.5 含油性

页岩含油性的评价参数包括游离烃含量(S_1)、氯仿沥青“A”含量以及 $OSI(S_1/TOC)$ 。L1井和R1井大安寨段页岩样品统计显示, S_1 分布于 $0.03 \sim 3.22$ mg/g, 平均 0.85 mg/g, 热解烃(S_2)为 $0.22 \sim 9.98$ mg/g, 平均 4.54 mg/g, OSI 指数为 $10.52 \sim 299.68$ mg/g, 平均 84.35 mg/g。一般认为 OSI 大于 100 mg/g 时指示具有良好的页岩油生产潜力^[21], R1井含油性较好的层段厚约 10 m, 纵向上, 含油性较高层段一般分布于大安寨段中部厚层页岩中, 且往往超压(图8)。

本次研究对显微荧光照片进行荧光提取并与单偏光图像叠合, 以直观揭示岩石中石油烃类分布与岩石结构、构造、孔隙之间的关系(图9)。大安寨段页岩层系显微荧光具有如下特征。①介壳: 发光、部分发光或全发光, 部分发光时发光位置为介壳边缘, 荧光发光强度中-亮, 黄绿色, 表现为油质沥青特征; ②粘土基质: 黄绿色光, 发光强度普遍暗, 甚至不发光; ③页理/微裂缝: 发光, 强度和颜色与介壳相似, 单一页理呈水平连续或断续分布, 受压实作用影响局部弯曲, 多组页理平行排列, 常被垂直/斜交层面的介壳阻断; ④方解石充填水平裂缝: 发光强度中等, 方解石被烃类侵染, 整体发光。

4 讨论

4.1 岩石组分对孔隙发育的影响

岩石组分与页岩孔隙发育程度密切相关^[22-23]。本次以及前人物性数据统计均显示大安寨段页岩平均孔隙度高于含介壳页岩和介壳灰岩^[24], 孔隙度、孔体积及比表面积与粘土含量呈正相关, 与碳酸盐含量负相关(图10), 说明粘土晶间孔隙贡献了主要的储集空

间, 介壳方解石晶间孔隙虽然孔径大, 但数量少, 总体积较小, 因此粘土及方解石含量是物性的主要控制因素。这与国内典型页岩油储层存在明显差异, 如吉木萨尔凹陷芦草沟组粒度粗、碳酸盐矿物含量较高的长石岩屑粉细砂岩、砂屑云岩、云质粉砂岩物性均好于泥页岩^[6], 鄂尔多斯盆地长7段页岩层系中粉砂岩孔隙度最高, 发育粉砂岩纹层的页岩次之, 不发育粉砂岩的页岩的孔隙孔径小, 孔隙度低^[7]。

有机质含量与岩石孔隙度、氮气吸附孔体积及比表面积相关性均较差(图10), 对大安寨段页岩物性影响小。主要原因与有机质的热成熟度有关, 一般认为随着成熟度增加, 有机孔隙逐渐增加^[25], 特别是在过成熟生气阶段, 随着烃类排出干酪根, 有机孔隙最为常见^[26], 研究区大安寨段页岩目前处于高成熟生油阶段(镜质体反射率 R_o 小于 1.2%), 尚未进入大量有机孔发育阶段, 加之有机质的吸附和溶胀作用^[27], 使得有机孔发育程度低。

4.2 成岩作用对孔隙发育的影响

原始泥岩孔隙度可达 70% , 但沉积之后会快速埋藏压实而变致密, 流体流动不畅, 导致大部分的成岩作用, 尤其是胶结作用发生在成岩早期^[28], 因此压实作用是页岩孔隙损失的最主要因素, 埋藏更深的L1井大安寨段孔隙度(平均 4.11%)要明显小于更浅的R1井(平均 5.01%)。

当压实过程中靠近渗透层的泥页岩快速排水致密时, 泥页岩中部的孔隙流体不能随压实及时排出, 孔隙体积不能随压力变大而变少, 将出现地层中部异常高压和高孔特征, 即欠压实或不均衡压实现象, 欠压实在年轻盆地中较为发育, 多出现于 $2 \sim 3$ km 埋深范围^[29-30]。超压段存在高孔隙度异常是不均衡压实形成的关键证据^[29], 大安寨段中部夹层较少的页岩段压力系数和孔隙度高于上、下段的介壳灰岩、页岩段, 如R1井, 页岩

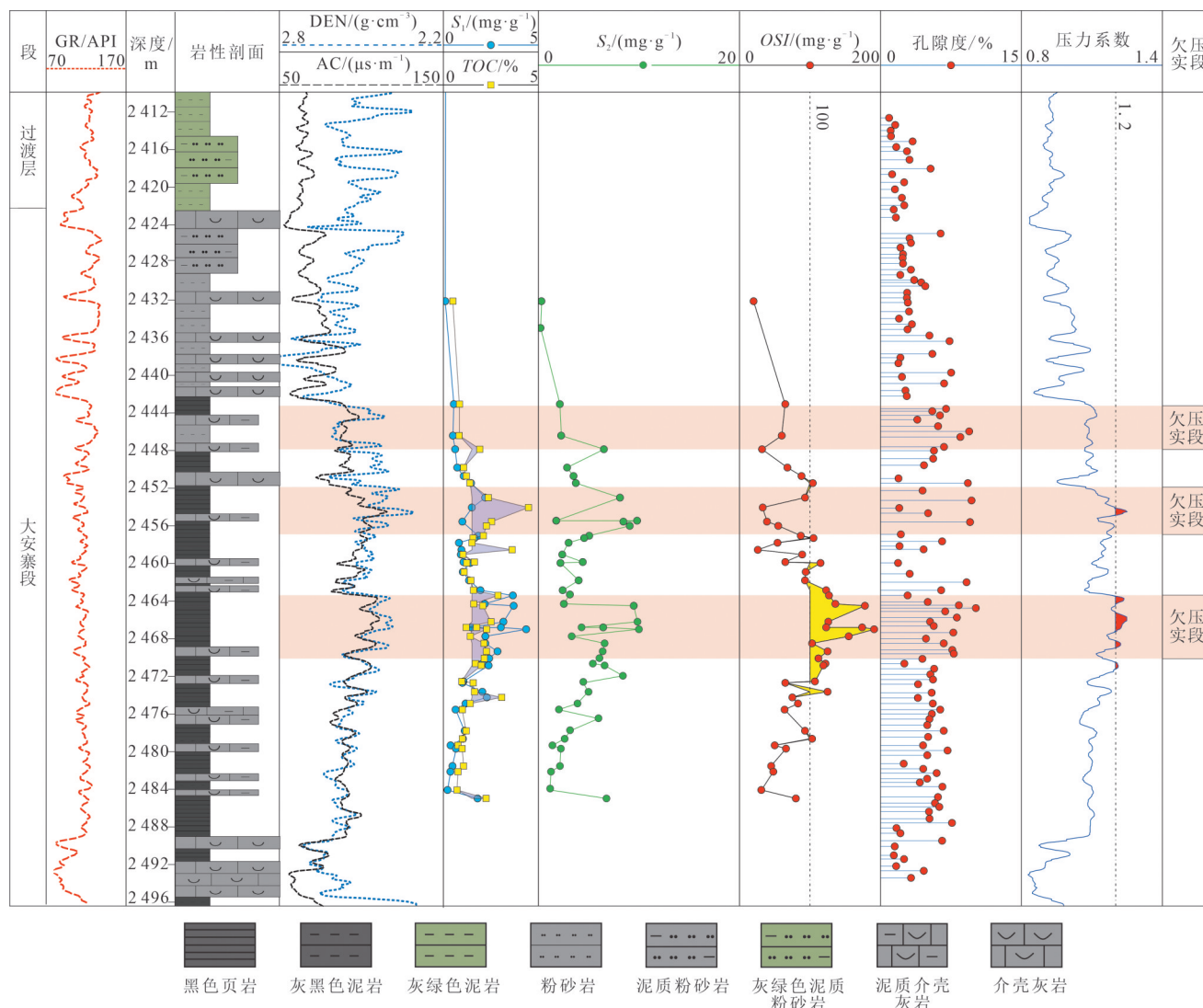


图8 川中地区R1井大安寨段含油指标和测井压力系数纵向分布

Fig. 8 Vertical distribution of oil content index and logging pressure coefficient in the Da'an寨 Member (Well R1), central Sichuan Basin

中部的2 454.36~2 461.80 m深处压力系数平均1.16,孔隙度5%~10%,平均7.79%,页岩上部和下部孔隙度、压力系数均逐渐降低,说明不均衡压实作用对大安寨段页岩孔隙的纵向差异分布具有明显控制作用(图6)。此外,埋藏过程中的生烃增压也可能促进了超压的形成,如R1井下部压力系数较高段(深度2 463~2 470 m)有机质含量较高,含油性较好。

4.3 孔隙含油性差异及其对储层优选的启示

综上所述,大安寨段页岩层系孔隙系统具有双重介质特征:介壳发育孔径较大孔隙,与多方向解理共同组成网状孔缝系统,基质粘土片状孔隙孔径小,与页理缝组成水平孔缝系统,渗流能力明显差异于介壳孔缝系统(图11)。孔隙结构差异导致大安寨段页岩层系的孔径和孔体积具有负相关性,并进一步导致了油相

微观赋存和流动的强非均质性,表现为:

1) S_1 和 OSI 等含油性参数较高层段一般为富有机质的页岩层段,介壳夹层或纹层少,孔隙度高,孔隙主要由粘土矿物贡献,但这类页岩中粘土孔隙的显微荧光强度明显弱于页理缝和介壳方解石/石英晶间孔隙,说明粘土孔隙虽然孔体积大,但由于孔径小,单孔隙含油量低,荧光显示弱且不易流动。

2) 介壳方解石/石英晶间孔隙以及页理缝虽然对储集空间的贡献小于粘土孔隙,但由于孔径更大,烃类富集程度更高,显微荧光明显强于粘土基质。页理缝对烃类的微观富集具有明显的控制作用,表现为页理缝发育时,其周围介壳往往孔隙发育、荧光强,距离页理缝较远的介壳往往局部发荧光或不发光(图7),说明油气生成之后优先进入页理缝进行微观运移,并在附近介壳方解石孔缝系统中富集。

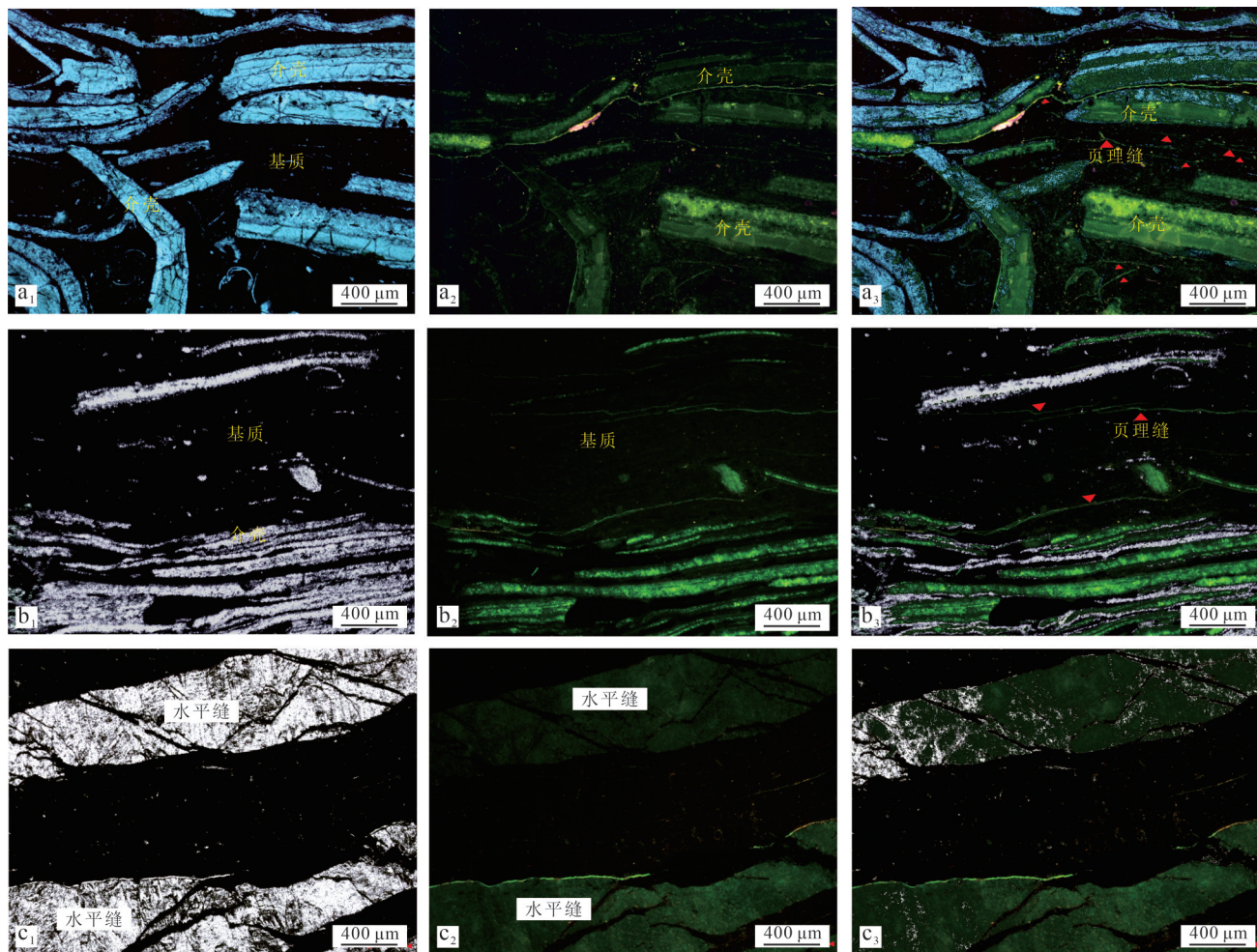


图9 川中地区R1井大安寨段页岩油储层显微荧光特征照片

Fig. 9 Micro-fluorescence characteristics of the Da'anzhai shale oil reservoirs (Well R1), central Sichuan Basin

a_1 — a_3 . 同视域单偏光、显微荧光及两者融合图像,介壳类页岩,靠近页理缝的介壳荧光显示好,埋深2 449.94 m; b_1 — b_3 . 同视域的单偏光、显微荧光及两者融合图像,含介壳页岩,页理缝和部分介壳荧光强,基质粘土荧光弱,埋深2 451.20 m; c_1 — c_3 . 同视域的单偏光、显微荧光及两者融合图像,黑色页岩,水平缝,方解石充填,荧光显示好,基质粘土弱发光,埋深2 451.50 m

通常页岩含油性评价参数主要为热解 S_1 、氯仿沥青“A”含量、 OSI 等^[1],可动性评价参数主要为气油比(GOR)、可采油指数(POI)、束缚油指数(AI)、原油密度粘度等^[1,3,24,27,31-32]。但这类评价参数主要关注流体本身的性质,未考虑页岩储集空间大小对烃类微观赋存和流动的影响。对于原油来说,沿孔道壁易富集原油中的极性物质和重质成分,而越靠近孔道中轴部位,其数量就越少。从孔道壁界面处原油的高粘度,朝着孔道中轴的方向,逐步过渡到体相原油的低粘度^[33],因此孔隙越小,原油表现出的流动能力就会越差。

由于孔径与孔体积呈负相关特征,基于孔隙度/孔体积的物性评价指标并不能准确反映页岩油储层的质量,基于含油量确定的页岩油富油层段其石油不一定能顺利采出,这也导致近两年针对大安寨段高有机质含量或高含油性页岩段实施的水平井压裂效果并不理

想,因此建议把孔径和页理/微裂缝发育程度也作为大安寨段页岩油有利层段优选的关键参数。

5 结论

1) 川中大安寨段黑色页岩主要矿物类型包括粘土矿物、方解石、石英、长石和黄铁矿。发育裂缝及孔隙等14类储集空间,裂缝类型以介壳解理缝、解理溶蚀扩大缝、壳缘缝、页理缝、水平缝为主,孔隙类型以粘土孔隙为主,其次为介壳方解石及自生石英晶间孔,少量有机质孔、黄铁矿晶间孔。孔隙度受控于粘土和方解石含量以及欠压实程度。

2) 大安寨段页岩油储层介壳与粘土基质发育“双重”孔缝系统:介壳方解石中发育孔径较大的孔隙,与多方向解理缝共同组成网状孔缝系统,基质粘土片状

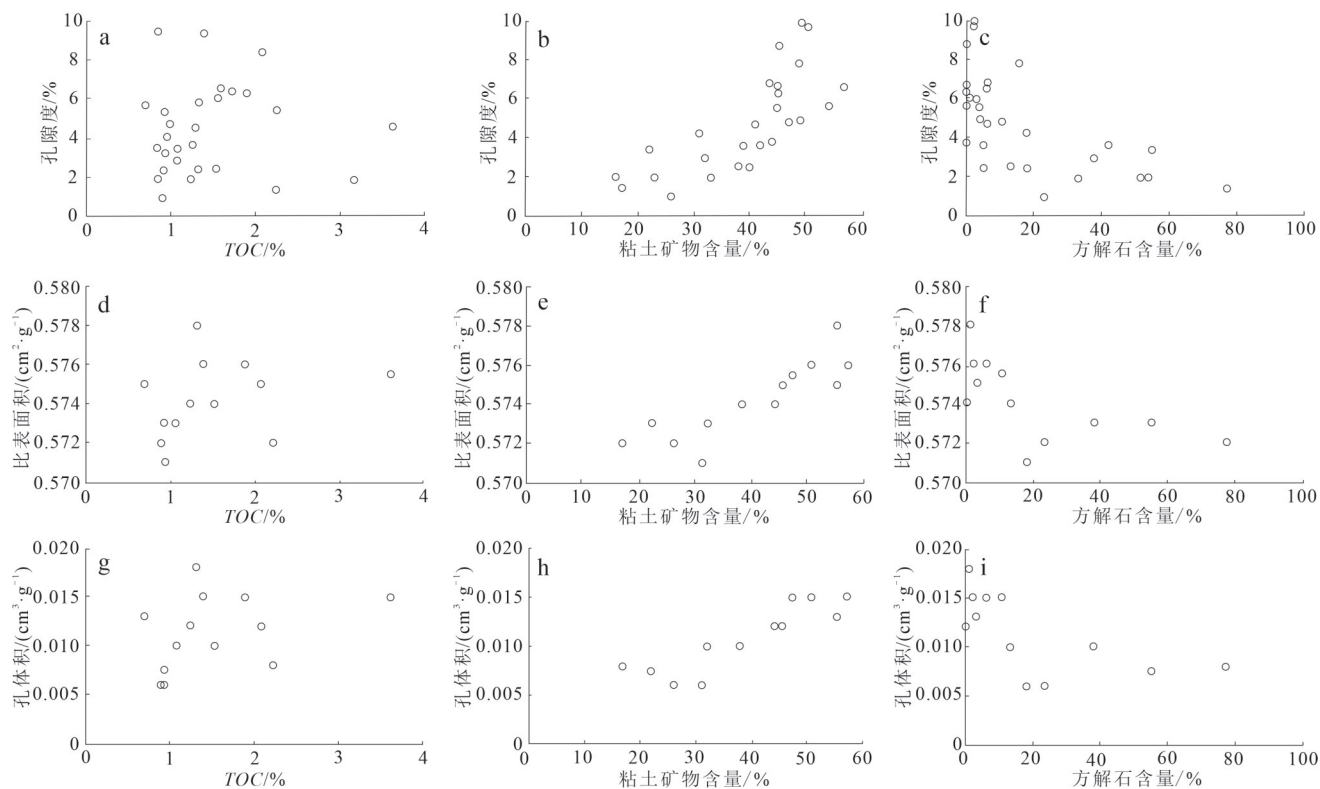


图10 川中地区R1井大安寨段TOC及矿物含量与孔隙度、孔体积及比表面积关系散点图

Fig. 10 Scatter plots showing the relationship of organic matter and mineral contents with porosity, pore volume and specific surface of the Da'anzhai Member (Well R1), central Sichuan Basin

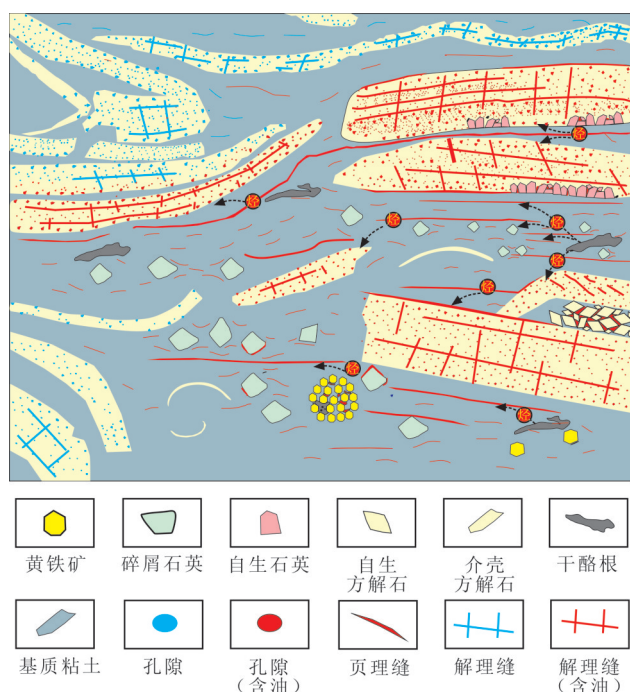


图11 川中地区大安寨段页岩油储层介壳与粘土基质“双重”孔缝系统模式

Fig. 11 Model diagram of “dual” pore-fracture systems consisting of shell calcite and clay matrix in the Da'anzhai shale oil reservoirs, central Sichuan Basin

孔隙孔径小,与页理缝组成水平孔缝系统,渗流能力差于介壳方解石的孔缝系统,孔隙结构差异导致大安寨段页岩层系的孔径和孔体积具有负相关性。

3) 大安寨段油相微观赋存具有较强微观非均质性,富有机质页岩段含油性(S_1 , OSI)好,但显微荧光弱,油相分散分布于粘土矿物的微小孔隙中,流动性差;孔径更大、流动性更好的介壳方解石/石英晶间孔隙以及微裂缝中烃类更富集,显微荧光强。

4) 微裂缝对烃类的微观富集至关重要。油气生成之后优先进入页理缝进行微观运移,并在页理缝附近的介壳方解石孔缝系统中富集,而距离页理缝较远的介壳孔隙含油性变差。在开展页岩油有利储层优选时,除考虑含油性、物性外,还应将孔径和微裂缝发育程度作为关键参数。

致谢:本文受中国石油-西南石油大学创新联合体科技合作项目(2020CX050103)、国家自然科学基金项目(4177021173)资助,同时评审专家提出了建设性意见,在此一并表示感谢。

参 考 文 献

- [1] 姜在兴,张文昭,梁超,等. 页岩油储层基本特征及评价要素[J]. 石油学报,2014,35(1):184-196.

- Jiang Zaixing, Zhang Wenzhao, Liang Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(1): 184-196.
- [2] 赵文智, 胡素云, 侯连华, 等. 中国陆相页岩油类型、资源潜力及与致密油的边界[J]. *石油勘探与开发*, 2020, 47(1): 1-10.
- Zhao Wenzhi, Hu Suyun, Hou Lianhua, et al. Types and resource potential of continental shale oil in China and its boundary with tight oil [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(1): 1-10.
- [3] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. *矿物岩石地球化学通报*, 2015, 34(1): 3-17.
- Zou Caineng, Zhu Rukai, Bai Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil [J]. *Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry*, 2015, 34(1): 3-17.
- [4] 周尚文, 薛华庆, 郭伟. 川中侏罗系致密油储层可动流体实验[J]. *辽宁工程技术大学学报: 自然科学版*, 2014, 33(6): 768-772.
- Zhou Shangwen, Xue Huaqing, Guo Wei. Experimental of movable fluid of tight oil reservoir in Jurassic tight oil reservoirs in central Sichuan Basin [J]. *Journal of Liaoning Technical University (Natural Science)*, 2014, 33(6): 768-772.
- [5] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. *石油学报*, 2012, 33(3): 343-350.
- Jia Chengzao, Zou Caineng, Li Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2012, 33(3): 343-350.
- [6] 王剑, 周路, 靳军, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油储层孔隙结构、烃类赋存及其与可动性关系[J]. *石油实验地质*, 2021, 43(6): 941-948.
- Wang Jian, Zhou Lu, Jin Jun, et al. Pore structure, hydrocarbon occurrence and their relationship with shale oil production in Lucaogou Formation of Jimsar Sag, Junggar Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(6): 941-948.
- [7] 孙兵华, 张廷山. 鄂尔多斯盆地张家湾地区长7页岩油气储集特征及其影响因素[J]. *天然气地球科学*, 2019, 30(2): 274-284.
- Sun Binghua, Zhang Tingshan. Reservoir characteristics and its influence of Chang 7 lacustrine shale, Zhang jia wan area, ordos Basin [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019, 30(2): 274-284.
- [8] 霍秋立, 曾花森, 付丽, 等. 松辽盆地北部青一段泥页岩储集特征及孔隙演化[J]. *大庆石油地质与开发*, 2019, 38(1): 1-8.
- Huo Qiuli, Zeng Huasen, Fu Li, et al. Accumulating characteristics and pore evolution for Member Qing-1 mud shale in North Songliao Basin [J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2019, 38(1): 1-8.
- [9] 杨智, 唐振兴, 李国会, 等. 陆相页岩层系石油富集区带优选、甜点区段评价与关键技术应用[J]. *地质学报*, 2021, 95(8): 2257-2271.
- Yang Zhi, Tang Zhenxing, Li Guohui, et al. Optimization of enrichment plays, evaluation of sweet area & section and application of key technologies for the continental shale strata oil in China [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2021, 95(8): 2257-2271.
- [10] 杨跃明, 黄东, 杨光, 等. 四川盆地侏罗系大安寨段湖相页岩油气形成地质条件及勘探方向[J]. *天然气勘探与开发*, 2019, 42(2): 1-12.
- Yang Yueming, Huang Dong, Yang Guang, et al. Geological conditions to form lacustrine facies shale oil and gas of Jurassic Daanzhai Member in Sichuan Basin and exploration directions [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2019, 42(2): 1-12.
- [11] 蒋裕强, 漆麟, 邓海波, 等. 四川盆地侏罗系油气成藏条件及勘探潜力[J]. *天然气工业*, 2010, 3(3): 22-26.
- Jiang Yuqiang, Qi lin, Deng Haibo, et al. Hydrocarbon accumulation conditions and exploration potentials of the Jurassic reservoirs in the Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 3(3): 22-26.
- [12] 杜敏, 陈盛吉, 万茂霞, 等. 四川盆地侏罗系源岩分布及地化特征研究[J]. *天然气勘探与开发*, 2005, 28(2): 15-17.
- Du Min, Chen Shengji, Wan Maoxia, et al. Study on distribution and geo-chemical features of jurassic source rocks in Sichuan Basin [J]. *Natural Gas Exploration and Development*, 2005, 28(2): 15-17.
- [13] 李军, 王世谦. 四川盆地平昌-阆中地区侏罗系油气成藏主控因素与勘探对策[J]. *天然气工业*, 2010, 30(3): 16-21.
- Li Jun, Wang Shiqian. The main factors controlling hydrocarbon accumulation in the Jurassic of Pingchang-Langzhong area in the Sichuan Basin and its exploration strategies [J]. *Natural Gas Industry*, 2010, 30(3): 16-21.
- [14] 王世谦, 胡素云, 董大忠. 川东侏罗系—四川盆地亟待重视的一个致密油气新领域[J]. *天然气工业*, 2012, 32(12): 22-29.
- Wang Shiqian, Hu Suyun, Dong Dazhong. Jurassic tight oil & gas resources in East Sichuan Basin: A new exploration target [J]. *Tianranqi Gongye*, 2012, 32(12): 22-29.
- [15] 柳妮, 林良彪, 陈洪德, 等. 四川盆地川西北地区侏罗系自流井组大安寨段页岩气聚集条件[J]. *中国地质*, 2014, 41(5): 1664-1672.
- Liu Ni, Lin Liangbiao, Chen Hongde, et al. Shale gas accumulation conditions in Daanzhai Member of lower Jurassic Ziliujing Foramtion in the northwest of Sichuan Basin [J]. *Geology in China*, 2014, 41(5): 1664-1672.
- [16] 冯荣昌, 吴因业, 陶士振, 等. 四川盆地侏罗统大安寨段沉积微相特征及对储层的控制[J]. *石油实验地质*, 2015, 37(3): 320-327.
- Feng Rongchang, Wu Yinye, Tao Shizhen, et al. Sedimentary microfacies characteristics and their control on reservoirs in Daanzhai Member, Lower Jurassic, Sichuan Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2015, 37(3): 320-327.
- [17] 杜江民, 张小莉, 张帆, 等. 川中龙岗地区下侏罗统大安寨段沉积相分析及有利储集层预测[J]. *古地质量学报*, 2015, 17(4): 493-502.
- Du Jiangmin, Zhang Xiaoli, Zhang Fan, et al. Sedimentary facies and reservoir prediction of the Lower Jurassic Da'anzhai Member, Longgang area, central Sichuan Basin [J]. *Journal of*

- Palaeogeography, 2015, 17(4): 493–502.
- [18] 魏祥峰, 刘若冰, 张廷山, 梁兴. 页岩气储层微观孔隙结构特征及发育控制因素—以川南—黔北XX地区龙马溪组为例[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(5): 1048–1059.
- Wei Xiangfeng, Liu Ruobing, Zhang Tingshan, et al. Micro-pores structure characteristics and development control factors of shale gas reservoir: A case of Longmaxi Formation in XX area of southern Sichuan and northern Guizhou (Article) [J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(5): 1048–1059.
- [19] 赵佩, 李贤庆, 田兴旺, 等. 川南地区龙马溪组页岩气储层微孔隙结构特征[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(6): 947–956.
- Zhao Pei, Li Xianqing, Tian Xingwang, et al. Study on micropore structure characteristics of Longmaxi Formation shale gas reservoirs in the Southern Sichuan Basin (Article) [J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(6): 947–956.
- [20] 张慧, 魏小燕, 杨庆龙, 等. 海相页岩储层矿物质孔隙的形貌—成因类型[J]. 煤田地质与勘探, 2018, 46(4): 72–78.
- Zhang Hui, Wei Xiaoyan, Yang Qinglong, et al. The morphology-origin types of mineral pores in the marine shale reservoir [J]. Coal Geology & Exploration, 2018, 46(4): 72–78.
- [21] Jarvie D M. Shale resource systems for oil and gas: Part2-shale-oil resource systems [J]. Shale Reservoirs-Giant Resources for the 21st century, AAPG Memoir, 2012: 89–119.
- [22] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071–1098.
- [23] Zhu H, Zhang T, Liang X, et al. Insight into the pore structure of Wufeng-Longmaxi black shales in the south Sichuan Basin, China [J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2018, 171(12): 1279–1291.
- [24] 孙莎莎, 董大忠, 李育聪, 等. 四川盆地侏罗系自流井组大安寨段陆相页岩油气地质特征及成藏控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 124–135.
- Sun Shasha, Dong Dazhong, Li Yucong, et al. Geological characteristics and controlling factors of hydrocarbon accumulation in terrestrial shale in the Da'anzhai Member of the Jurassic Ziliujing Formation, Sichuan Basin (Article) [J]. Oil and Gas Geology, 2021, 42(1): 124–135.
- [25] Loucks R G, Reed R M, Ruppel S C, et al. Spectrum of pore types and networks in mudrocks and a descriptive classification for matrix-related mudrock pores [J]. AAPG Bulletin, 2012, 96(6): 1071–1098.
- [26] Löhr S C, Baruch E T, Hall P A, et al. Is organic pore development in gas shales influenced by the primary porosity and structure of thermally immature organic matter? [J]. Organic Geochemistry, 2015, 87(10): 119–132.
- [27] 王茂林, 程鹏, 田辉, 肖贤明. 页岩油储层评价指标体系[J]. 地球化学, 2017, 46(2): 179–190.
- Wang Maolin, Cheng Peng, Tian Hui, et al. Evaluation index system of shale oil reservoirs [J]. Geochimica, 2017, 46(2): 179–190.
- [28] Macquaker J H, Taylor K G, Keller M, et al. Compositional controls on early diagenetic pathways in fine-grained sedimentary rocks: Implications for predicting unconventional reservoir attributes of mudstones Diagenesis of Organic-Rich Mudstones [J]. AAPG bulletin, 2014, 98(3): 587–603.
- [29] Mark J O, Richard E S. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins [J]. AAPG Bulletin, 1997, 81(6): 1023–1041.
- [30] 赵靖舟, 李军, 徐则阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. 石油学报, 2017, 38(9): 973–998.
- Zhao Jingzhou, Li Jun, Xu Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins [J]. Petroleum Research, 2017, 38(9): 973–998.
- [31] 王敏, 陈祥, 严永新, 等. 南襄盆地泌阳凹陷陆相页岩油地质特征与评价[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 663–671.
- Wang Min, Chen Xiang, Yan Yongxin, et al. Geological characteristics and evaluation of continental shale oil in Biyang sag of Nanxiang Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 663–671.
- [32] 薛海涛, 田善思, 王伟明, 等. 页岩油资源评价关键参数—含油率的校正[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 15–22.
- Xue Haitao, Tian Sishan, Wang Weiming, et al. Correction of oil content-one key parameter in shale oil resource assessment [J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 15–22.
- [33] 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999.
- Huang Yanzhang. Percolation mechanism of low permeability reservoir [M]. Beijing: Petroleum industry press, 1999.

(编辑 张亚雄)