

文章编号: 0253-2697(2024)05-0817-27 DOI:10.7623/syxb202405005

四川盆地侏罗系大安寨段页岩油特征及可动性评价

熊 钰¹ 郭美娟¹ 王羚鸿¹ 吴道铭¹ 陈美华¹ 李明秋² 邓 波³ 张 芮² 路俊刚⁴ 曾德铭⁴

(1. 西南石油大学石油与天然气工程学院 四川成都 610500; 2. 中国石油西南油气田公司勘探开发研究院 四川成都 610056;
3. 中国石油西南油气田公司川中油气矿 四川遂宁 629000; 4. 西南石油大学地球科学与技术学院 四川成都 610500)

摘要: 可动页岩油综合定量评价是优选研究区有利区块、有利层段、有利岩性组合的基本依据,侏罗系页岩油是四川盆地当前勘探的重点层系,但对其大安寨段页岩油可动性的综合评价和可采层段预测还未见报道。以大安寨段储层为研究对象,通过扫描电镜、低温氮气吸附等微观实验手段,研究不同岩性组合的储集空间、赋存机理及孔隙结构特征;在烃源岩特征基础上,分析大安寨段储层的含油性 and 吸附差异性;根据基础含油性分析,进一步通过动态岩心实验深入分析目标储层的可动性,并明确其可动性影响因素;最后,通过可动性影响因素分析,依据模糊层次分析法、和积法、平移极差变换法,建立了大安寨段页岩油可动性综合评价指标体系和综合量化方法,筛选了页岩油可动性主要影响因素,优选了大安寨段有利岩性组合,并预测了相应的有利开采层段和可动资源量,通过勘探突破井获得了证实。研究结果表明:大安寨段介壳灰岩致密、泥页岩微裂缝欠发育,含油性最好的纹层状灰质介壳页岩的 OSI(即热解游离烃量 S_1 与有机碳含量的比值)可达 121.86 mg/g,页岩油可动性最好的是不等厚泥页岩与介壳灰岩互层,其采收指数达 34 mg/g。因此,大安寨段可开采的页岩油为互层型/夹层型岩性组合页岩油,致密介壳灰岩顶底板间夹层频率高的大安寨段一亚段下部和大安寨段二 a 亚段上部、以及大安寨段二 b 亚段为预测可开采层段,平面上分布在南充—阆中—仪陇—平昌—带、涪陵和三台地区,Ⅰ类有利区页岩凝析油可动资源为 1.91×10^8 t,凝析气可动资源为 3232.39×10^8 m³,具有良好的前景。

关键词: 湖相页岩油;赋存机理;吸附差异性;含油性特征;可动性综合评价

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Characteristics and movability evaluation of shale oil in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin

Xiong Yu¹ Guo Meijuan¹ Wang Linghong¹ Wu Daoming¹ Chen Meihua¹ Li Mingqiu²
Deng Bo³ Zhang Rui² Lu Jungang⁴ Zeng Deming⁴

(1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China; 2. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Sichuan Chengdu 610056, China;
3. Central Sichuan Oil and Gas Mine, PetroChina Southwest Oil and Gas Field Company, Sichuan Suining 629000, China;
4. School of Geoscience and Technology, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China)

Abstract: The integrated quantitative evaluation of movable shale oil is the fundamental basis for optimizing favorable blocks, intervals and lithologic combinations in the study area. The Jurassic shale oil is a key exploration layer series in Sichuan Basin, and currently there is no literature report on complete integrated evaluation and recoverable layer prediction for the mobility of shale oil in Da'anzhai Member. This paper is a case study of reservoirs in Da'anzhai Member. The reservoir space, occurrence mechanism and pore structure characteristics of different lithologic combinations were studied using the microscopic experimental methods such as SEM, low-temperature and nitrogen adsorption. The oil-bearing property and adsorption difference of reservoirs in Da'anzhai Member were analyzed based on the characteristics of source rock. According to the basic analysis of oil-bearing property, dynamic core experiments were further conducted to deeply analyze the mobility of the target reservoir and clarify the influencing factors of mobility. Finally, by analyzing the influencing factors of shale oil mobility, a comprehensive evaluation system and an integrated quantitative method for shale oil mobility in Da'anzhai Member was established based on the fuzzy analytic hierarchy process, sum product method and translational range transformation method. On this basis, the paper selects the major influencing factors of shale oil mobility, optimizes the favorable lithologic combinations in Da'anzhai Member, predicts the corresponding favorable production intervals and movable resources amount, and confirms exploration breakthrough in wells. The research results indicate that shell limestone in Da'anzhai Member is compact, and shale microfractures are underdeveloped; the layered limestone shell shale has the best oil-bearing

基金项目: 中国石油-西南石油大学创新联合体项目“大安寨页岩油分类储层可动油实验测试方法与评价”(2020CX050201)资助。

第一作者: 熊 钰,男,1968 年 10 月生,2018 年获西南石油大学博士学位,现为西南石油大学教授、博士生导师,主要从事复杂油气藏开发、注气提高采收率和流体相态等方面的科研与教学工作。Email: xiongyu-swpi@126.com

通信作者: 王羚鸿,女,1999 年 11 月生,2021 年获重庆科技学院学士学位,现为西南石油大学硕士研究生,主要从事开发动态预测、物模实验和流体相态等方面的研究工作。Email: 1159552790@qq.com

property, of which the OSI is 121.86 mg/g; the heterogeneous mud shale interbedded with shell limestone has the best shale oil movability, of which the POI is 34 mg/g. Therefore, the exploitable shale oil in Da'anzhai Member is the interbedded/interlayered lithologic assemblage of shale oil, and the high frequency of interlayer between the roof and floor of dense shell limestone in the lower sub-member 1 of Da'anzhai Member and upper sub-member 2a of Da'anzhai Member and the sub-member 2b of Da'anzhai Member are predicted as recoverable strata, which are distributed in Nanchong-Langzhong-Yilong-Pingchang area, Fuling and Santai area. The movable resources of shale condensate oil and gas in Type I favorable areas amount to 1.91×10^8 t and 3232.39×10^8 m³, respectively, showing good prospects.

Key words: lacustrine facies shale oil; occurrence mechanism; adsorption difference; oil-bearing property characteristic; comprehensive evaluation of shale oil mobility

引用:熊钰,郭美娟,王羚鸿,吴道铭,陈美华,李明秋,邓波,张芮,路俊刚,曾德铭.四川盆地侏罗系大安寨段页岩油特征及可动性评价[J].石油学报,2024,45(5):817-843.

Cite: XIONG Yu, GUO Meijuan, WANG Linghong, WU Daoming, CHEN Meihua, LI Mingqiu, DENG Bo, ZHANG Rui, LU Jungang, ZENG Deming. Characteristics and movability evaluation of shale oil in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin[J]. Acta Petroli Sinica, 2024, 45(5): 817-843.

近年来,随着油气勘探开发不断深入,以页岩油为代表的非常规油气成为国内外的研究热点^[1]。页岩油是指富集在富有机质黑色页岩层系中,且无油气运移或运移距离极短的油气资源^[2-4]。中国目前在渤海湾盆地古近系孔店组和沙河街组、准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组和玛湖凹陷二叠系风城组、松辽盆地白垩系青山口组、鄂尔多斯盆地三叠系延长组等多套页岩层系中取得了重大勘探进展^[5]。四川盆地侏罗系湖相页岩油成为当前重点勘探对象,其侏罗系东岳庙段、大安寨段、凉高山组,均为页岩油气的主要勘探目标层段^[6]。侏罗系作为四川盆地目前最重要的产油层系,石油资源量大,其中,大安寨段占比最大,其页岩油资源量可达 70×10^8 t、页岩气达 3.5×10^{12} m³^[1],但由于资源转化率低,累计探明储量为 0.81×10^8 t,控制储量与预测储量之和也仅为 0.8×10^8 t,这基本上都是来自大安寨段一亚段(大一亚段)和大安寨段三亚段(大三亚段)的致密灰岩储层。尽管中国其他地区页岩油的研究日益增多,但该层系页岩油的可动油表征仍停留在常规储层研究阶段^[7-8],没有大规模突破和形成系统的有利层段综合评价体系和方法。从2020年至2023年7月,中国石油天然气集团有限公司(中国石油)在大安寨段页岩钻探了龙安1井、仁安1井、南充2H井等井,但试油效果不佳。

Sorkhabi 和 Panjia^[9]在2021年的非常规资源技术会议上明确指出,页岩油层并非指的是纯页岩层,而是具有不同厚度和孔隙度的泥灰岩、灰岩、白云岩、粉砂岩和砂岩等组成的非均质页岩岩相组合体系。虽然有很多研究者给出了不同的页岩油可动性的评价方法,但并没有统一的方法能对不同沉积条件下页岩油的可动性进行准确评价^[10-14]。因此,为定量评价四川盆地侏罗系大安寨段页岩油的可动性,笔者以中国石油川中仁和一龙岗地区页岩油岩心样品为基础,通过

扫描电镜、高压压汞、低温氮气吸附等微观实验,研究不同岩性组合的储集空间、赋存机理及孔隙结构特征,通过分析大安寨段储层的含油性和吸附差异性,从微观到宏观开展了其含油性以及可动性研究,在此基础上采用动态岩心实验深入分析目标储层的可动性,并明确其可动性影响因素,通过考虑各单因素对可动性的影响,建立大安寨段页岩油可动性综合评价体系,计算出可动性综合评价因子,从而进行研究区页岩油可动性的评价。结合中国石油化工股份有限公司(中国石化)的文献数据评价了四川盆地侏罗系大安寨段页岩油的可动性,预测了有利岩性组合及层段,该研究成果应用于龙兴1井大一亚段下部和大安寨段二段(大二亚段)上部,并通过试油获得突破,为四川盆地侏罗系大安寨段页岩油的勘探开发提供了理论依据。

1 基本地质概况

大安寨段为一个完整的区域性湖侵—湖退沉积旋回[图1(a)]。大一亚段和大三亚段为裂缝型致密灰岩储层段、大二亚段主要为介壳灰岩和泥页岩互层。大一亚段和大三亚段为前期开采的致密油,包括川东地区拔山寺向斜内大一亚段致密灰岩层。笔者研究的大安寨段页岩油主要赋存于大一亚段下段至大二亚段上段薄层灰岩与页岩夹层段^[8-15][图1(b)]。该层段页岩油与北美地区主要发育于海相页岩层系中的页岩油区别较大,页岩油的可动性也应有较大的差别^[16]。页岩油的可动性研究一般从页岩储层的油气赋存特征、含油性及可动油量等方面进行评价,前两者涉及到资源量,而后者涉及可开采资源量。可动油指在一定的采油工艺条件下,在储层中可以流动且部分从油层中产出的原油^[17-18]。但由于大安寨段岩性特殊,目前尚未见到完全类似的可动性评价方法。

通过调研^[12,19-28],对比了国内外8大典型页岩油的地

质和开发特征(表 1)。其中,川中地区大安寨段以页岩、灰岩为主,四川盆地凉高山组以页岩、砂岩互层为主,其余地区的页岩油赋存岩性以泥岩、页岩和粉砂岩为主。四川盆地大安寨段页岩油有机质含量相对较低,成熟度较高,处于成熟—高成熟阶段,油质较轻,利于流动,平均

孔隙度为 4.7%,孔隙半径为 0.005~0.580 μm,平均渗透率为 0.889 mD,其孔渗特征与大港油田沧东地区页岩油相似,远小于中国其他地区的页岩油藏。川中地区大安寨段页岩油的孔渗较低,孔隙半径小,渗流性和可动性均较差,储层黏土矿物含量较高,脆性中等,因此不利于压裂。

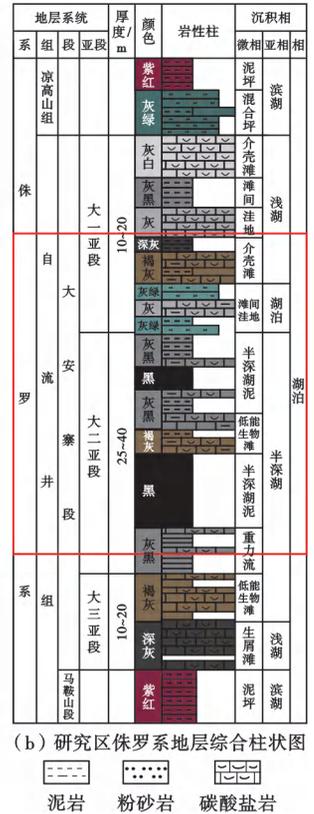
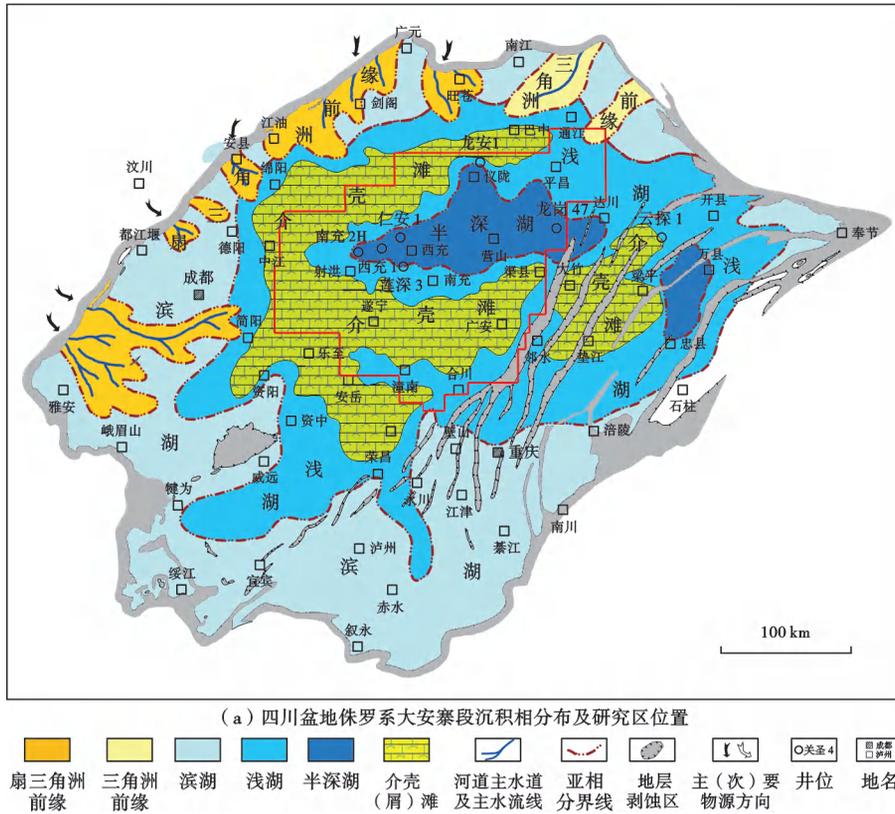


图 1 研究区构造位置及侏罗系地层柱状图^[1]

Fig. 1 Tectonic location and Jurassic stratigraphic histogram of the study area

表 1 中外页岩油地质和开发特征对比

Table 1 Comparison of geology and development characteristics of domestic and foreign shale oil resources

典型页岩油	岩性	储集深度/ m	有效厚度/ m	孔隙度/ %	孔隙半径/ μm	有机碳含量/ %	R _o / %	渗透率/ mD	压力系数	原油密度/ (g/cm ³)	含油饱和度/ %	裂缝发育程度	泊松比	杨氏模量/ GPa
美国 Eagle Ford 页岩油	钙质页岩	1200~4300	15~100	9.00		2~8	0.6~1.5	0.001~0.002	1.4		55~85	发育	0.24~0.26	10.3
胜利油田东营凹陷	泥页岩	3300~3600		8.90	0.37~0.70	0.6~16.7	0.50~1.00	0.156	1.2~1.8	0.77~0.93	1~80	较发育		
大港油田沧东凹陷	纹层状页岩	300~5000	10~40	5.80	0.038~0.524	1.5~3.5	0.50~1.10	0.11~4.00	0.9~1.2	0.86~0.89	2.8~62.5			
吉木萨尔地区	白云质粉砂岩、灰岩、白云岩	2500~4800	4~33	11.50	0.1~1.0	3.0~6.0	0.66~1.63	0.01	1.1~1.8	0.88~0.92	53~75		0.31~0.35	2.52~3.48
鄂尔多斯盆地延长组	油页岩夹泥岩、粉砂岩	700~2900	10~80	8.00	27.08	2.0~18.0	0.60~1.50	<0.01	0.6~0.8	0.84~0.86	53~85	较发育	0.25	17
大庆油田页岩油	粉砂质泥岩、页岩	2000~2500	50~200	9.80	10~20	1.0~6.0	0.70~1.67	0.011~1.620	1.2~1.6	0.78~0.87	40~80	发育		
川中地区大安寨段	页岩、灰岩互层	2500~3500	11~20	4.70	0.005~0.580	0.50~5.57	0.61~1.70	0.889	0.8~1.6	0.77~0.87	30~88	较发育	0.130~0.283	14.05~41.28
川中地区凉高山组	页岩、砂岩互层	500~3500	10~40	3.49	0.005~0.288	1.50~2.56	1.0~1.8	0.07~7.99		0.76~0.90		较发育		

对大安寨段岩性特征及沉积相的研究表明,由于其岩石类型多样^[4,29-31](有含生物泥岩、泥质介壳灰岩、粉砂岩、钙质介壳灰岩等),且夹层频繁发育,在元坝地区西北部靠近湖盆边缘也存在泥页岩夹粉砂岩和介壳灰岩储层^[4,32]。为便于预测出研究区的有利层段,采用全岩矿物分区岩性与沉积构造结合的方法,按照介壳灰岩与泥页

岩的不同配置关系,划分出 A 类、B 类、C 类、D 类、E 类共 5 种岩性组合类型(表 2、图 2)。其中,B 类岩性组合包含 1 m 及以下厚度的介壳灰岩与页岩纹层组合,厚度大于 1 m 及以上的介壳灰岩为 A 类岩性储层,C 类岩性组合包含不等厚薄层介壳灰岩与泥页岩互层和纹层状灰质介壳页岩。

表2 大安寨段岩性组合类型划分

Table 2 Classification of lithologic combination types in

Da'anzhai Member	
类型	岩性组合
A	介壳灰岩
B	泥页岩与介壳灰岩互层
C	纹层状灰质介壳页岩
D	纯泥(页)岩
E	泥质粉砂岩

大安寨段所测样品黏土矿物含量相对较高,平均为 37.77%;长石和石英含量平均为 30.17%;碳酸盐类矿物含量平均为 30.07%,其中,大一亚段和大三亚段介壳灰岩的碳酸盐类矿物含量最高,平均为 90.09%。大二亚段纵向上为介壳灰岩与泥页岩频繁交互,按 5 种岩性组合分类进行评价(图 2)。在不同岩性组合中,纯泥(页)岩(D类)的黏土矿物含量最高,平均为 48.67%(图 3)。

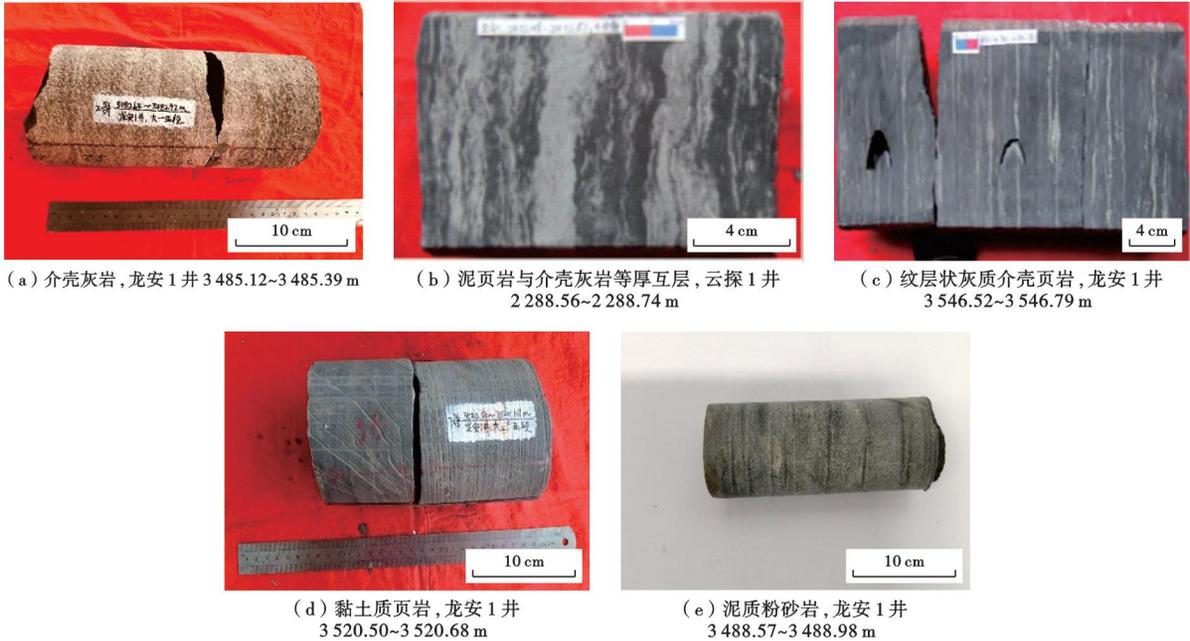


图2 大安寨段岩性组合分类

Fig. 2 Lithologic combination classification of Da'anzhai Member

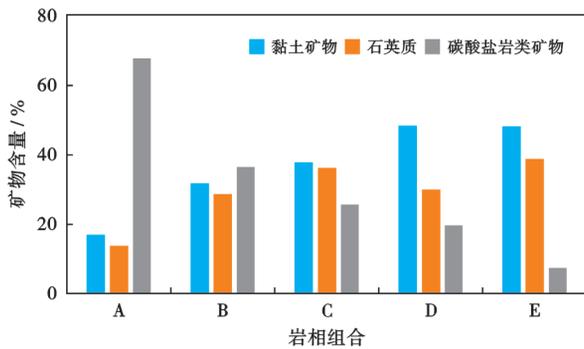


图3 大安寨段不同岩性组合岩性特征

Fig. 3 Lithologic characteristics of different lithologic combinations in Da'anzhai Member

龙岗一仁和区块大一亚段和大二亚段 5 种岩性组合的 119 个样品的物性分析结果显示(图 4),其平均孔隙度为 2.37%,平均渗透率为 0.071 mD;孔隙度为 1%~2%、渗透率在 0~0.005 mD 的岩心最多,流体流动能力差。不同岩性组合类型中,介壳灰岩储集性最差,平均孔隙度为 1.61%,渗透率为 0.038 mD,纹层

状灰质介壳页岩(C类)的储集性最好,平均孔隙度为 3.51%,平均渗透率为 0.109 mD。

通过研究区内川东褶皱带、梁平向斜和涪陵拔山寺向斜区块大安寨段与龙岗一仁和区块的比较可以看出,其为半深湖到浅湖过渡的储层,涪陵拔山寺向斜的 FY3-2 井大一亚段下部一大二 a 亚段上部为湖坡沉积^[33],其中,大一亚段物性如图 5 所示。相比较而言,其厚层灰岩下泥页岩与薄层灰岩夹层段物性最好、有机碳含量(TOC)最高。第①段平均孔隙度为 1.05%、渗透率为 0.19 mD、TOC 为 0.24%;第②段为厚层灰岩、平均孔隙度为 1.52%、渗透率为 0.10 mD、TOC 为 0.12%;第③段为泥页岩与灰岩交互段、平均孔隙度为 1.25%、渗透率为 0.28 mD、TOC 为 1.01%。另据卢炳雄^[34]对该区兴隆 101 井和涪页 3-2HF 井的 169 个样品分析发现,98 个灰岩样品的平均孔隙度为 1.14%、渗透率为 0.352 mD,而 57 个页岩样品的平均孔隙度为 1.90%、渗透率为 1.760 mD。由此可以看出,上述泥页岩与灰岩的交互层段的物性和 TOC 均比纯灰岩段好。

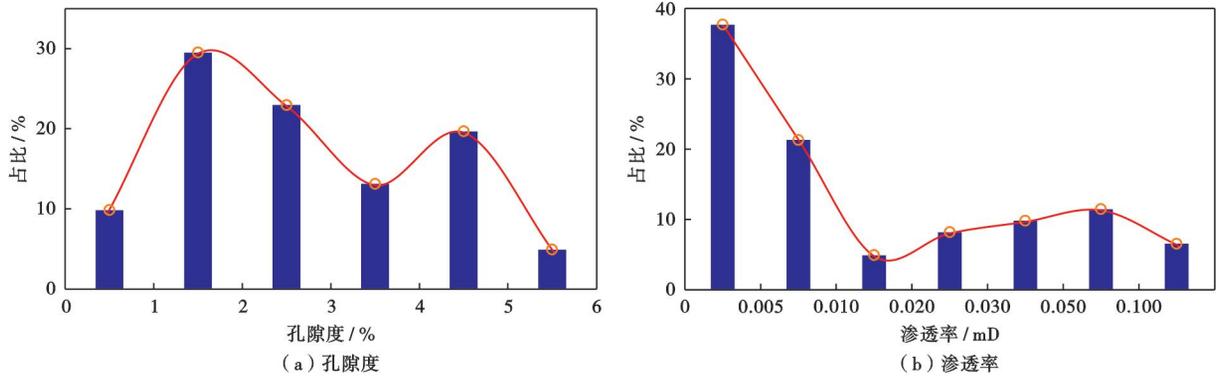
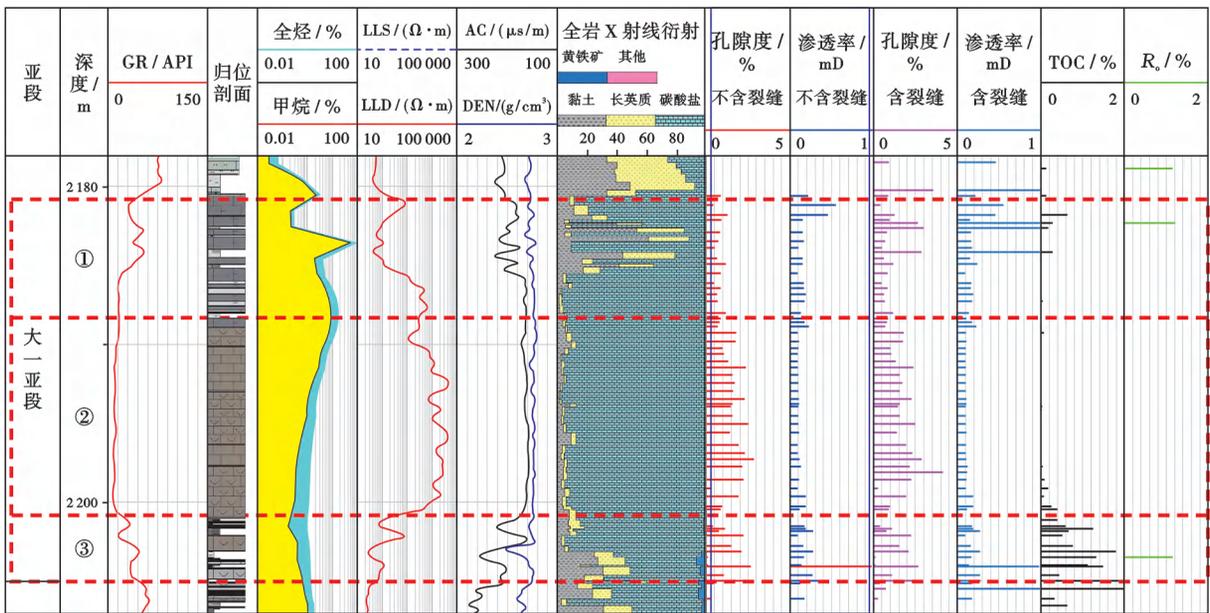


图 4 大安寨段岩心孔隙度与渗透率分布

Fig. 4 Core porosity and permeability distribution in Da'anzhai Member



注:GR—自然伽马;LLS—浅侧向电阻率;LLD—深侧向电阻率;AC—声波时差;DEN—补偿密度;TOC—总有机碳。

图 5 涪页 3-2HF 井大一亚段储层综合柱状图

Fig. 5 Composite histogram of Well Fuye 3-2HF in submember 1 of Da'anzhai Member, Sichuan Basin

由不同岩性组合碳酸盐岩含量与流动能力关系(图 6)可以看出,大安寨段页岩储层的流动能力与碳酸盐岩比例有直接关系,碳酸盐岩比例越高储层流动能力越差,比例过低的纯泥岩储层流动能力也变差,即碳酸盐岩比例过高将不利于页岩油产出,比例过低则成为纯泥岩也不利页岩油产出。这与 Sahoo 等^[35]认为的碳酸盐/石英比是控制 Eagle Ford 页岩油井产能的最有效地质参数之一相似。Eagle Ford 页岩油储层主要含碳酸盐岩、其次为石英和长石、黏土矿物主要为伊利石、伊/蒙混层和少量蒙皂石,其黏土矿物含量远低于大安寨段页岩。这种特点导致的产出特征与延长组 7 段(长 7 段)等以砂泥互层为主的页岩油产出特征明显不同,长 7 段等砂泥型页岩则是砂质含量越高越易高产^[6,13-14,36-37]。

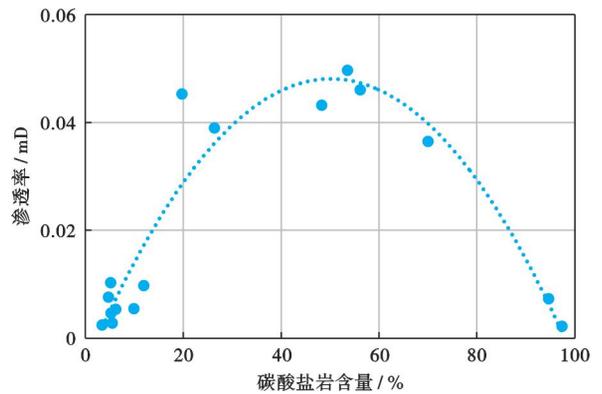


图 6 大安寨段不同岩性组合碳酸盐岩含量与流动能力关系
Fig. 6 Relationship between carbonatite content and fluid capacity of different lithologic combinations in Da'anzhai Member

2 赋存特征与含油性

建立在碎屑岩基础上的储层赋存特征和含油性测试和评价是相对较成熟的方法,但介壳灰岩—泥页岩储层和砂岩—泥页岩储层特性相差较大。如长7段页岩油主要赋存在生油层中的粉砂岩内,属于源内运移赋存^[37],在其上甜点和中甜点段均为粉砂岩与页岩薄层交互发育层段,页岩油主要赋存在粉砂岩孔隙空间中;而大安寨段的介壳灰岩非常致密,难以形成页岩生烃后短距离运移并富集于灰岩中的赋存成藏模式。

2.1 赋存空间特征及差异特点

扫描电镜(SEM)结果显示,大安寨段页岩储层的赋存空间以无机孔为主,有机质孔隙仅占7.15%,微裂缝不发育(图7),与成熟度范围相对接近的美国晚白垩纪海相浅水台地及斜坡沉积的Eagle Ford组下段页岩与泥灰岩薄互层相比而言(Eagle Ford组的TOC含量平均为3.43%^[9])、其有机质孔隙发育偏低。大安寨段储层空间整体具有多成因、多尺度孔隙

耦合共存的特点,孔隙结构复杂,如文献^[1,38]和图7所描述的缝型孔等,需要联合表征其储集空间。

在岩心尺度下,虽然低温氮气吸附法结合高压压汞法是比较常用的全孔径范围表征的方法,且微孔和介孔表征是低温氮气吸附的优势^[39-42],但难以表征微裂缝的发育情况,而核磁共振法可弥补前两种方法在微裂缝识别方面的缺陷,因此提出采用低温氮气吸附—高压压汞—核磁共振联合表征页岩油储层的储集空间(图8)。

对5个不同岩样组合岩心同时进行低温氮气吸附—高压压汞—核磁共振分析。当孔隙半径为0~100 nm时,将氮气吸附曲线和高压压汞频率曲线的交点作为两者的分界点,将分界点以前的曲线采用氮气吸附曲线,将分界点以后的曲线用高压压汞曲线;当孔隙半径为100~2 000 nm时,将高压压汞和核磁共振频率曲线的交点作为两者的分界点,将分界点以前的曲线采用高压压汞曲线,将分界点以后的曲线采用核磁共振曲线,得到3段孔径分布频率数据。从图8可以看出,大二亚段储层主要储集空间孔隙半径为0.01~1.00 μm ,

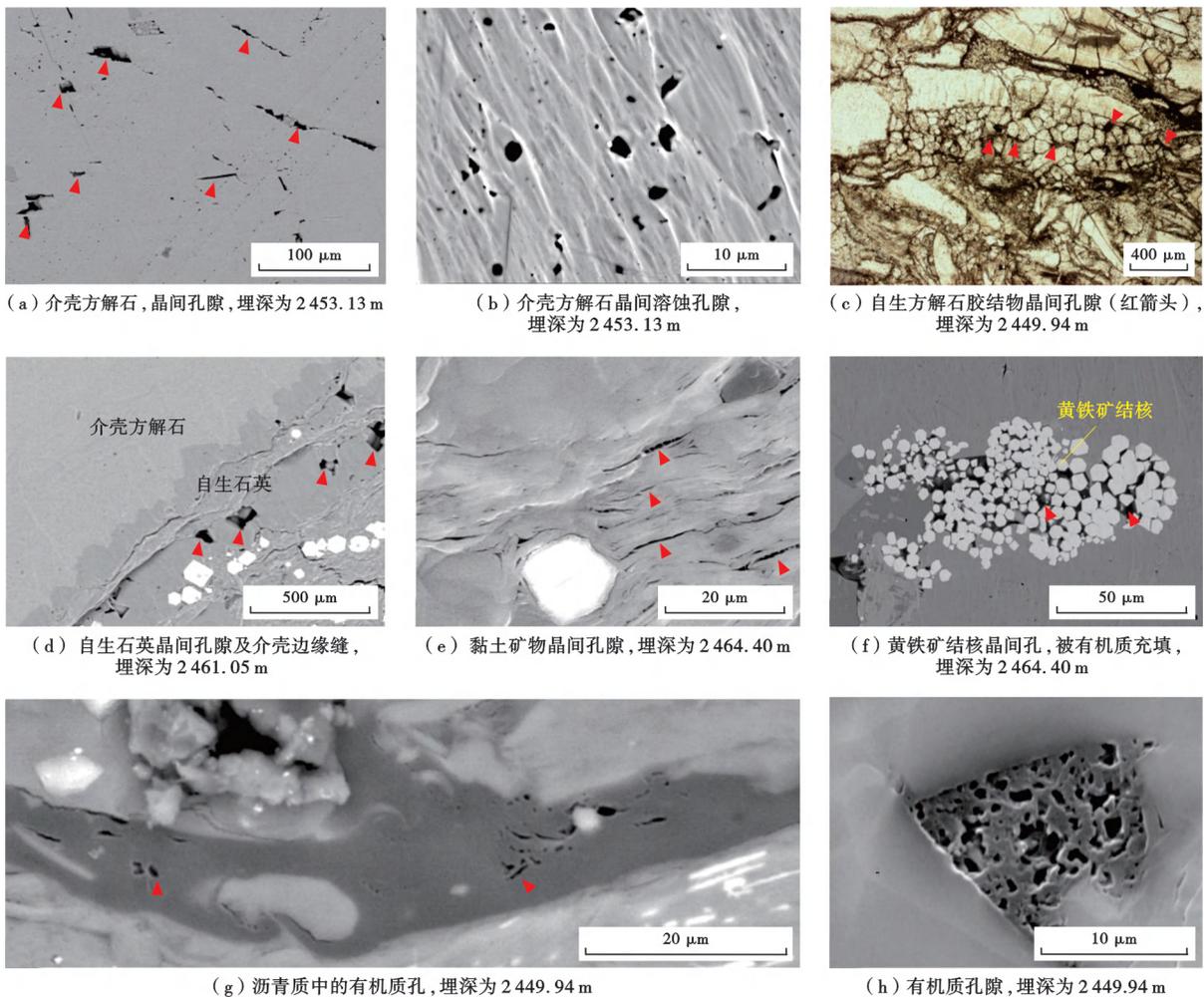


图7 大安寨段储层孔隙类型和特征^[38]

Fig. 7 Reservoir pore types and characteristics in Da'anzhai Member

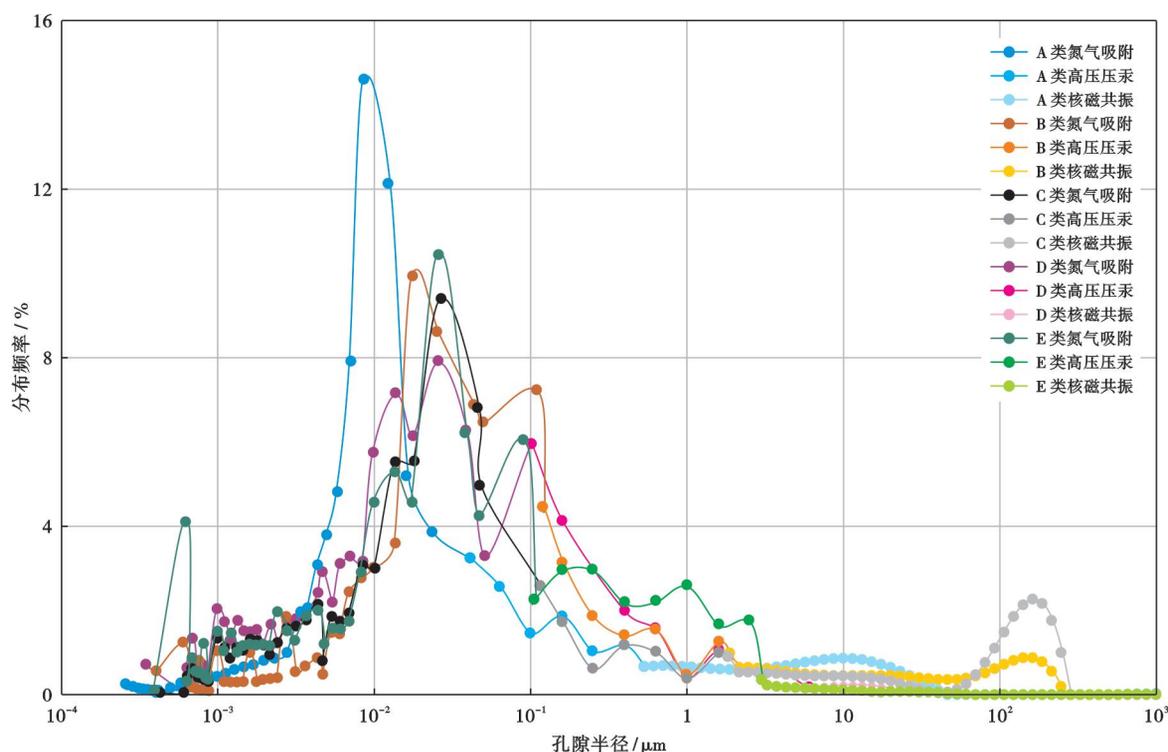


图 8 氮气吸附—高压压汞—核磁共振法孔径分布

Fig. 8 Pore size distribution by means of nitrogen adsorption, high-pressure mercury pressure, and nuclear magnetic resonance

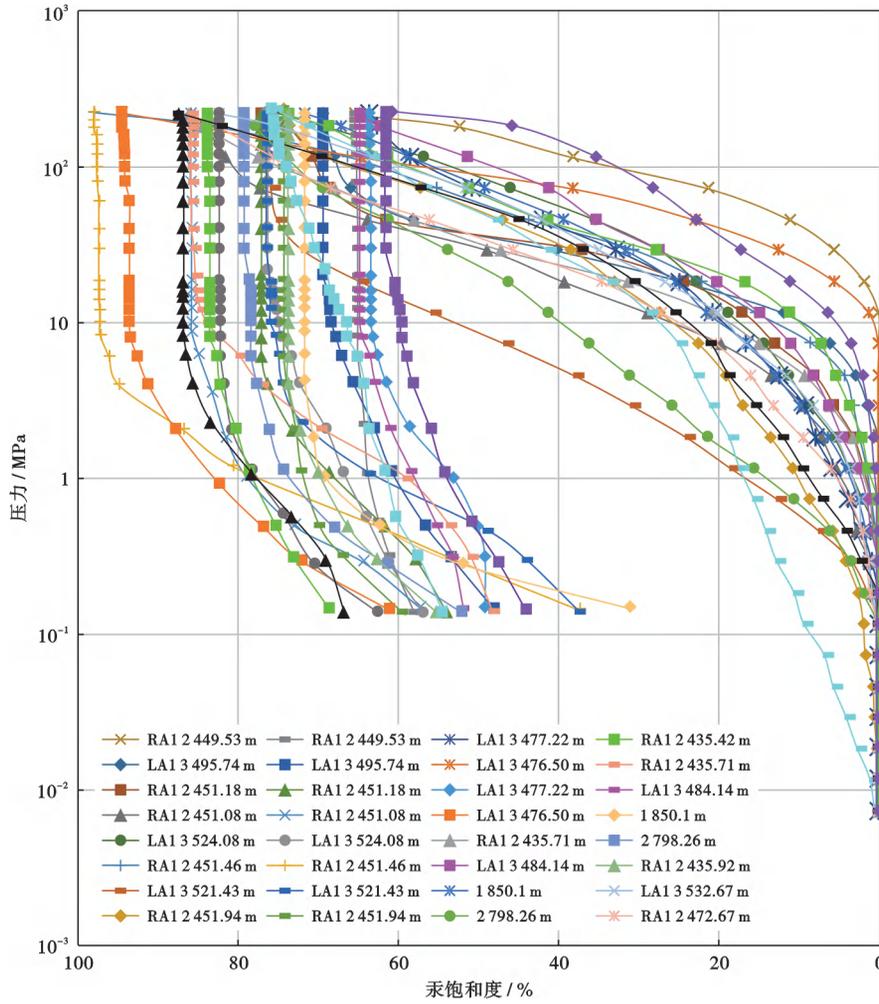
1.00 μm 以上的大孔和微裂缝分布很少,即大安寨段主要发育微孔和介孔,大孔和微裂缝较少。从川中地区 2 口取心井 20 个大安寨段样品的高压压汞毛细管压力曲线可以看出,毛细管压力曲线形态变化较大,具有明显的“多模态”特征,反映了储层具有极强的非均质性。

采用低温氮气吸附法,重点研究了微孔的基本结构特点,所有的氮气吸附曲线均呈反“S”型,根据 BD-DT^[41]分类和 IUPAC^[43-44]的滞留环分类标准,大安寨段页岩的等温线属于分类中的 IV 型、H2 型、H3 型、H4 型滞后环特征,孔隙类型以平行板孔和圆柱型孔为主体,纯泥(页)岩(D 类)只发育球形和圆柱形孔,这种孔隙有利于流体的吸附聚集,但不利于流体渗流。介壳灰岩(A 类)主要发育球形孔和圆柱形孔,孤立的微小孔隙较为发育,孔隙连通性不好;而泥质粉砂岩(E 类)主要发育圆柱形孔和平行板孔,从微孔到大孔各个孔径段的孔隙均较发育,孔隙的连通性较好(图 9—图 10)。孔隙结构的不均一性和原油的高密度、高黏度特点会导致页岩油赋存状态差异较大^[37]。

从流动的角度可考虑累积孔隙体积从大孔到小孔的占比与含油饱和度相等时的最小喉道半径为页岩油赋存的喉道半径下限,大于赋存喉道半径下限的孔喉可认为是有效孔隙(表 3)。从表 3 可以看出,层理缝较为发育的泥页岩与介壳灰岩互层(B 类),可赋存页岩油储集空间占比最大达到 68.71%,在加压驱替过程中

有原油被驱替出,而纹层状灰质介壳页岩(C 类)赋存喉道半径下限最小,为 5.95 nm,可赋存页岩油储集空间占 61.63%。泥页岩与介壳灰岩互层(B 类)、纹层状灰质介壳页岩(C 类)的有效孔喉多、赋存空间较好。可以预见,B 类和 C 类岩性频繁交互且以 C 类为主的组合层段是大安寨段页岩油产出的有利层段。虽然升温加压会使得吸附层厚度降低,流体中重质组分流动性增强导致部分无效喉道转化成具有一定流动能力的流动空间,但其在一定程度上反映了岩性类型的优劣。同时,B 类和 C 类的薄互层和纹层还具有丰富的层理缝等,成为可沟通孔隙、并提高页岩储层流动能力的裂缝类型。当灰岩和页岩互层时,易形成页理缝或纹理缝,有利于页岩油流动,节理缝等裂缝密集发育^[18]。

为进一步比较不同岩性组合孔隙结构的差异性,以 2 条曲线上任意压力点所对应的汞饱和度之差小于 10% 为依据来表征岩石相所隐含的类型差异^[31]。依据压汞曲线划分出的 5 种岩石物理相组合(图 11)可以看出,页岩与介壳灰岩互层(B 类)相对较好,其储集空间结构存在一定的均一性。从流动空间的相对均一性来看,纹层状灰质介壳页岩(C 类)最好,可能是这种储层层理缝相对较发育的原因。而裂缝不发育的介壳灰岩(A 类)孔隙小而多,比较致密,能防止油气在储层中逸散,在互层状页岩储层中可起到页岩油顶、底板保存作用^[44]。A 类和 B 类之间为以 C 类为主的夹层组合,具有较好流动能力的岩石物理相组合特征。



注:LA1 为龙安 1 井,RA1 为仁安 1 井。

图 9 大安寨段页岩储层毛细管压力曲线

Fig. 9 Capillary pressure curve of shale reservoir in Da'anzhai Member

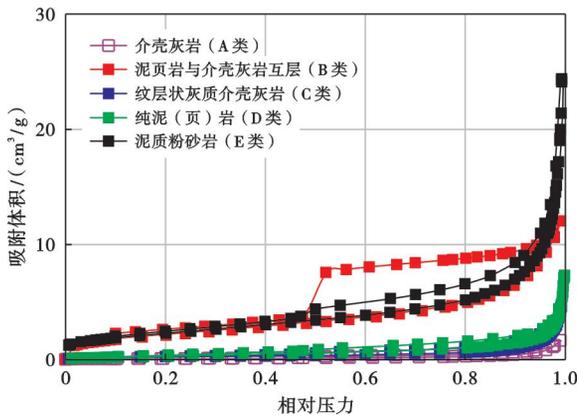


图 10 大安寨段页岩低温氮气吸附—解析曲线

Fig. 10 Low temperature nitrogen adsorption-analytical curve of shale in Da'anzhai Member

2.2 赋存特征

页岩油的赋存状态一般分为游离态和吸附态^[45]。部分学者考虑了干酪根中的溶解态页岩油,但实际上

针对可动性而言,较大孔隙空间中的游离态原油才是开采的主要目标,吸附态的油膜被毛细管力和黏附力等束缚不能参与流动、很难被采出^[46]。薄片荧光显示释放了压力和轻质烃类以后的残留,并以吸附态为主,且大部分赋存在基质孔、微裂缝和生物碎屑的边缘(图 12)。

大安寨段黏土矿物含量高,更容易因吸附性更强形成较大量的吸附油膜^[47],导致游离态油减少。为定

表 3 页岩油赋存喉道半径下限与孔隙体积占比

Table 3 Lower throat radius limit and pore volume proportion for shale oil occurrence

岩性组合	赋存喉道半径下限/nm	小于赋存半径下限占比/%	大于赋存半径下限占比/%
A	8.67	46.77	53.23
B	7.09	31.30	68.71
C	5.95	38.37	61.63
D	6.40	41.66	58.34
E	6.46	39.67	60.33

量研究页岩油吸附量的大小,选取大安寨段纯泥(页)岩样品(R_0 为 1.19%,黏土矿物含量为 56.47%)进行热模拟实验。将岩心样品置于高压釜内,加压 30 MPa,模拟地层压力,以 25 °C 为温度梯度,设置温度在 300~450 °C,并进行油、气产物的收集,对产物及时进行色谱分析,建立模拟温度与 R_0 之间的关系,计算出

量产率,最后得到不同 R_0 下的质量产率。实验结果显示, R_0 在 0.96%~1.47% 时平均吸附态原油占比达 48.25% [图 13(a)]。同时岩心常压加热抽提实验与荧光薄片基本一致,吸附油占比达 81.25% [图 13(b)]。加压饱和和岩心抽提实验结果显示,黏土矿物含量最高的纯泥(页)岩(D 类)表面页岩油吸附明显(图 13)。

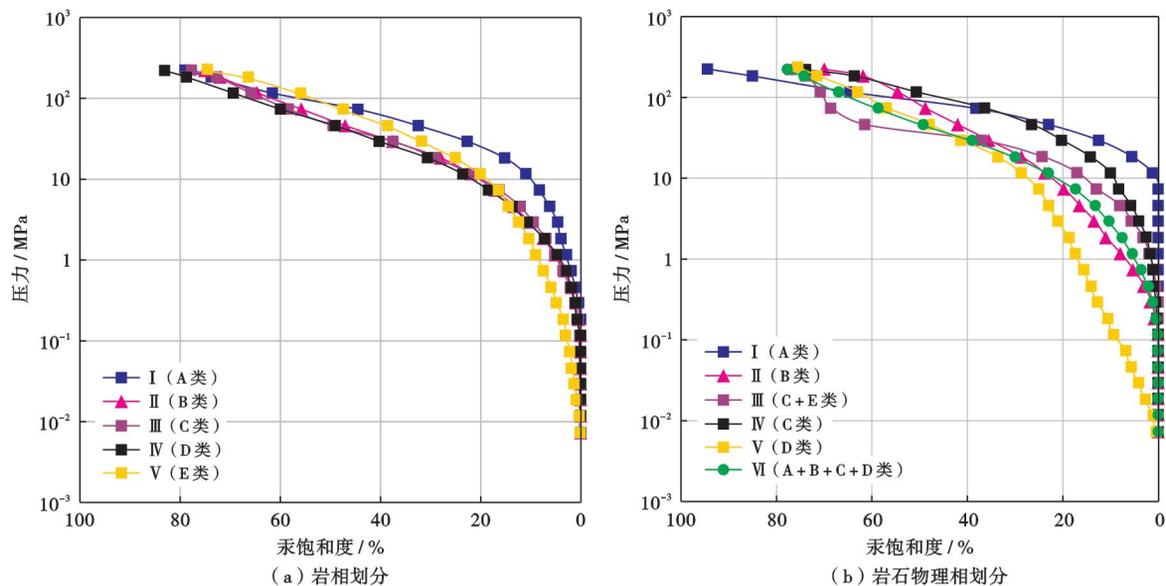


图 11 大安寨段毛细管压力曲线及喉道分布曲线

Fig. 11 Capillary pressure and throat distribution curve in Da'anzhai Member

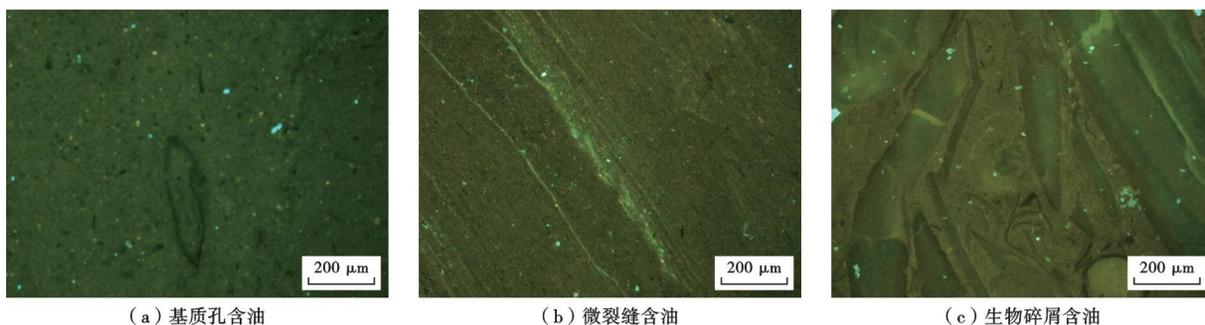


图 12 四川盆地大安寨段页岩油赋存状态

Fig. 12 Shale oil occurrence in Da'anzhai Member, Sichuan Basin

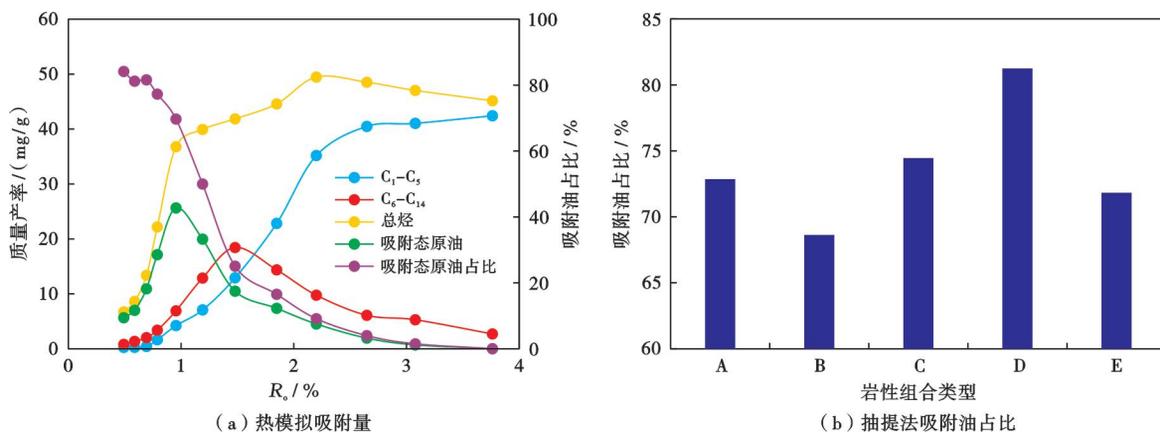


图 13 四川盆地侏罗系大安寨段页岩油吸附特征

Fig. 13 Adsorption characteristics of shale oil in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin

根据相对压力为 0.05~0.35 计算页岩单层吸附量与吸附力常数。从介壳灰岩到纯泥岩的单分子层饱和吸附量为 0.061~3.256 cm³/g、泥页岩平均饱和吸附量为 2.507 cm³/g 可以看出,纯泥(页)岩吸附量很高,不易采出。由综合荧光、热模拟和常压加热抽提实验结果可以看出,大安寨段页岩油整体上吸附态原油较高,岩心常压加热抽提吸附态原油量比热模拟高,热模拟是 300 ℃ 以内的解析量、所测吸附态原油量偏低。抽提法实验结果显示,不同岩性组合下吸附态原油的相对大小以泥页岩与介壳灰岩互层(B类)中所取岩心吸附态最少。仪陇—南充地区大安寨段的 78 件岩心的平均吸附占比为 72.94%。因此,大安寨段液态页岩油以吸附态为主,游离态的自由烃占 27.06%。

2.3 含油性

平面上川东北仪陇地区 TOC 含量较高,川西南遂宁、合川地区一带 TOC 含量最低^[1](图 14),与该区 2021 年在大安寨段的 2 口探井显示是一致的,靠近仪陇地区的龙安 1 井的平均含油饱和度指数为 105.06 mg/g,而其西南方向的仁安 1 井大安寨段平均含油饱和度指数为 87.17 mg/g。

在岩性组合上,与 Eagle Ford 页岩含油量、灰岩高于生物扰动泥岩不同^[47],大安寨段灰岩致密、其含油量最低。测试结果显示,纹层状灰质介壳页岩(C类)有

机质丰度最高且含油性最好,TOC 含量在 0.77%~4.48%、平均为 4.02%,R_o 为 0.7%~1.4%、平均为 1.11%(与 Eagle Ford 组下段相当^[48]),OSI(含油饱和度指数,以 TOC 为标准)为 17.22~299.68 mg/g、平均为 121.86 mg/g,其 S₁ 也最大,平均为 2.08 mg/g。如果考虑岩性组合吸附性差异、储层的品质和可动性特征(表 4),则介壳灰岩与泥页岩互层(B类)和纹层状灰质介壳页岩(C类)组合层段则是较好的储层。

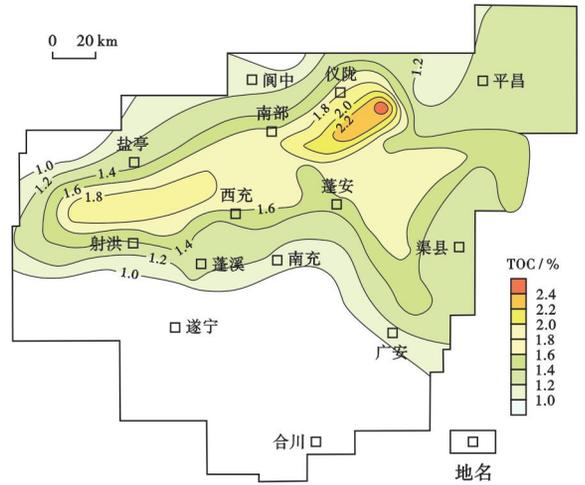


图 14 中国石油矿权区大安寨段 TOC 平面分布^[1]
Fig. 14 TOC plane distribution of Da'anzhai Member in PetroChina mining right area

表 4 四川盆地侏罗系大安寨段页岩油可动特征

Table 4 Movable characteristics of shale oil in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin

岩相组合	TOC/%	R _o /%	S ₁ /(mg/g)	OSI/(mg/g)	孔隙度/%	渗透率/mD
A	0.85~1.40	0.62~1.20	0.63	12.5~110.5	1.61	0.038
B	0.70~2.43	0.70~1.29	0.88	14.3~110.5	2.84	0.054
C	0.77~4.50	0.70~1.40	2.08	17.2~299.7	3.51	0.109
D	0.50~2.30	0.85~1.40	1.28	18.4~161.2	1.79	0.033
E	0.92~2.10	0.82~1.40	1.18	44.2~121.8	1.72	0.031

3 不同岩性组合可动性综合分析

3.1 OSI 指标界限

国内外一般均采用 Jarvie 等^[46]统计的 Bakken、Eagle Ford、Marcellus、Montney 等北美地区主要的海相页岩油产层得到的 100 mg/g 为页岩油可动性门限^[49-51]。余志远等^[13]将排烃门限对应的泥页岩最大含油量看作是页岩油可动的下限值。黄振凯等^[14]确定鄂尔多斯 OSI 为 70 mg/g,认为 S₁-TOC 交会图上位于可动烃门限线左侧区域为可动区。针对以石英砂含量为主的地层 OSI 是可以降低的特征,如长庆油田的长 7 段页岩段,不同矿物吸附能力强弱顺序为黏土矿物>黄铁矿>石英>方解石^[18]。但大安寨段页岩的黏土矿物含量高、微裂缝不发育,介壳灰岩

又非常致密,导致页岩油与黏土矿物的接触大大增加,从而吸附更强。通过大安寨段储层的岩石热解参数剖面以及不同地球化学包络线对比(图 15)可见,大安寨段页岩可动油的 OSI 指标下限达到 120 mg/g。这就是按照 100 mg/g 为标准,对大安寨段 D 类储层段为主部署龙安 1 井、仁安 1 井、南充 2H 井等探井均未获得产能突破的主要原因之一。笔者研究的 95 个实验样品中,仅有 28.42% 的样品的 OSI>120 mg/g,且其中 62.96% 都为大一亚段下部和大二 a 亚段上部的纹层状灰质介壳页岩(C类)。根据美国 Eagle Ford 页岩油的统计分析,其下段东南方向页岩凝析油气产量随碳酸盐岩薄层数增加而增大^[52]。可以推测,纹层状灰质介壳页岩(C类)交互段是大安寨段主要页岩油产层类型。

3.2 不同岩性组合的页岩油可动性

通常采用含油饱和度、可动油量和可动油质量比来比较和表述页岩油的可动程度。除各种计算方法^[53-58]外,常用抽提法以及渗吸、离心、驱替和核磁共振结合法^[10-11,59],也有研究者提出核磁共振 T_1-T_2 相关谱剥离有机质总信号强度,并获得与岩石热解参数的关系,从而确定 S_1 后计算得到可动油下限^[31]。除采用抽提法、离心-核磁共振法外,笔者还采用了岩石热解-离心核磁共振法比较不同岩性组合页岩油的可动性。测试样品均来自龙安 1 井和仁安 1 井。

石油醚加热抽提法(图 16)显示,泥页岩与介壳灰岩互层(B类)可动油饱和度最大,分布于 22.81%~30.10%,平均值为 28.40%。实验结果显示,大安寨段页岩在 3.96 MPa 离心力后不再有油产出,可采用

离心-核磁共振法离心前后的核磁共振信号量之差(图 17)来表达,可动油饱和度为 10.8%~32.8%,同样是泥页岩与介壳灰岩互层(B类)的可动油饱和度最大,平均为 26.40%;其次为纹层状灰质介壳页岩(C类)。虽然岩性不同,但其可动油饱和度与青山口组页岩核磁共振-离心测井法平均值 23.9%~36.8%和博兴洼陷樊页 1 井核磁共振-离心法可动比例主体在 20%~30%较为相似^[60],产出潜力也应具有相似性。

当采用质量比来表达可动性时,即定义可动油质量占饱和油质量的百分比为可动油率。大安寨段页岩可动油率为 12.18%~55.69%、平均为 27.88%(图 18),泥页岩与介壳灰岩互层(B类)的可动油率最高,为 32.78%。

由于孔隙度小、可动油饱和度和可动油率对页岩油的可动性不直观,可动油量的比较则更为直接。页

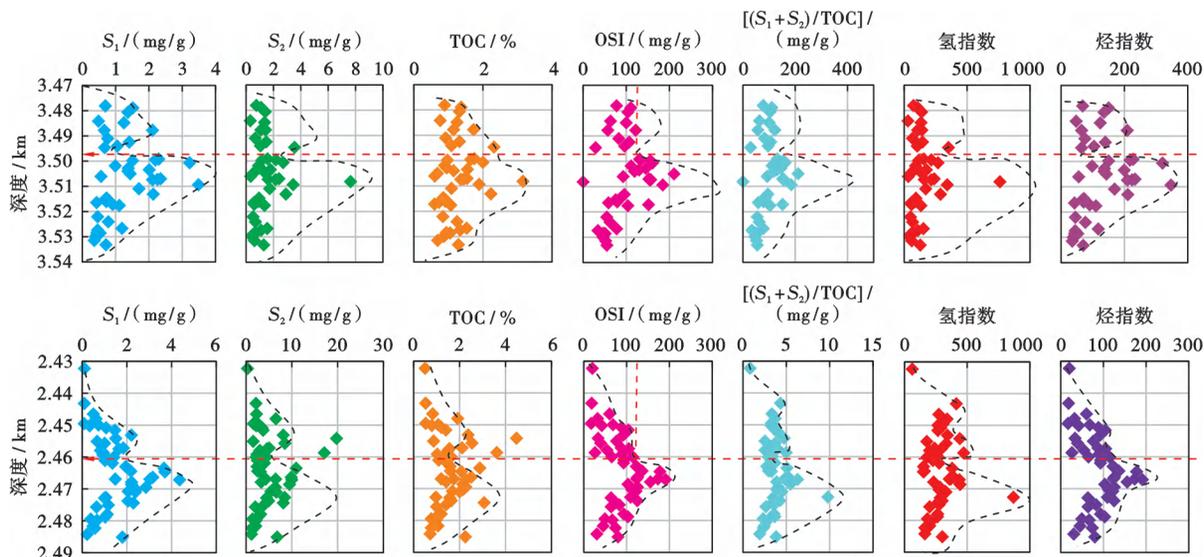
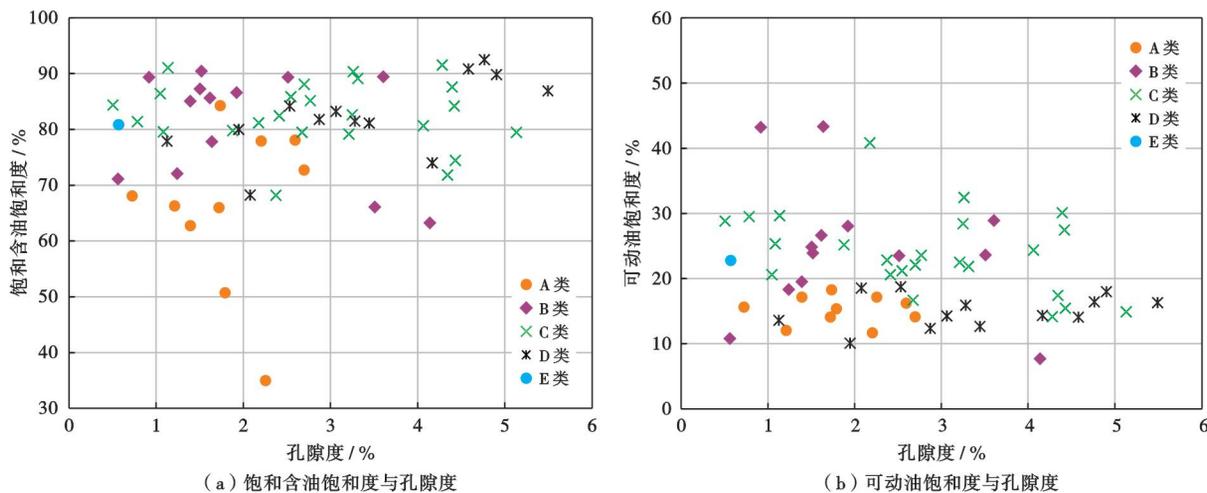


图 15 大安寨段典型页岩油井热解参数剖面(龙安 1 井、仁安 1 井)

Fig. 15 Profile of pyrolysis parameters for typical shale oil well in Da'anzhai Member



(a) 饱和含油饱和度与孔隙度

(b) 可动油饱和度与孔隙度

图 16 大安寨段页岩含油饱和度与可动油饱和度

Fig. 16 Oil saturation and movable oil saturation of shale oil in Da'anzhai Member

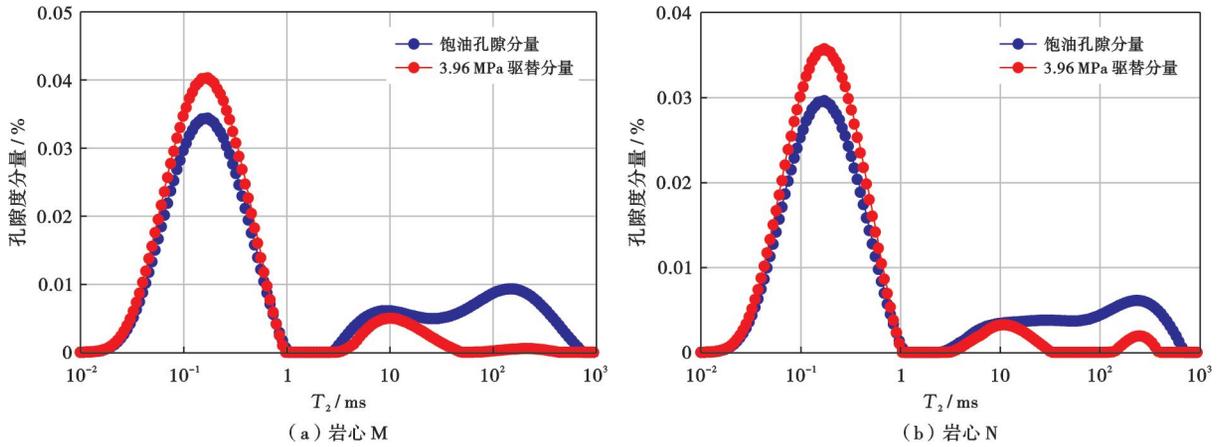


图 17 四川盆地侏罗系大安寨段离心—核磁共振曲线

Fig. 17 Centrifugal-nuclear magnetic resonance curve in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin

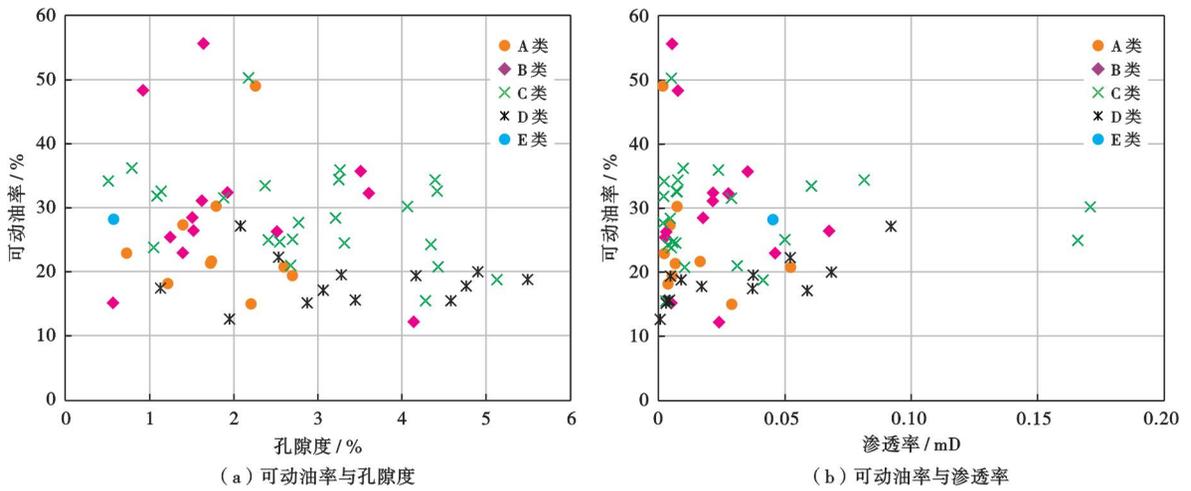


图 18 可动油率与孔隙度、渗透率关系

Fig. 18 Relationship between movable oil rate with porosity and permeability

岩可动油含量是指每克页岩中所含的非吸附的、可动的液态烃含量^[61]。郭秋麟等^[62]认为, S_1 在热解至 200 °C 以前释放的烃类为可动烃, 可能偏小。此时, 可动油赋存孔径下限达到了 0.4 μm 。

Michael 等^[63]认为, 几乎所有的热解 S_1 都是可动油。由图 19 可知, 饱和—离心核磁共振法大安寨段页岩油平均可动下限为 0.12 μm , 同样考虑图 8 的孔径分布可知, 其下限也是偏高的。在所有测试中, 在压汞 + 抽提法、饱和—离心核磁共振法和岩石热解 + 核磁共振法下限研究中, 压汞 + 抽提法最小, 但因采用的是高压压汞与页岩油主要以渗吸采出相差较大, 因此考虑饱和—离心核磁共振法和岩石热解 + 核磁共振法的最低可动下限值为 100 nm。研究结果表明, 热解分析的结果相对偏高, 因此在后续的研究中, 优先选择岩石热解 + 离心核磁共振法确定研究区可动油量。

当将所有针对全部岩相不同测试方法所获得的结果取平均值, 因泥页岩(D类)采用饱和 + 离心核磁共

振法的下限达到 210 nm, 使大安寨段的可动下限值达到了 155 nm(图 20)。

将中国致密油、页岩油藏和美国最接近的 Eagle Ford 组上、下段对比可见, 大安寨段的平均出油孔径下限均高于其他的页岩油类型, 采出难度偏大。但如果仅考虑 B 类/C 类岩性交互组合的层段, 则可动孔径下限和长 7 段及 Eagle Ford 组下段相近, 显示在大安寨段内部寻找 B 类/C 类岩性交互组合、且具有一定厚度的储层段应有较好的页岩油产出可能性(图 21)。

实际上热解 S_1 不是全部可动的。A 类、B 类、C 类、D 类和 E 类岩性组合的平均 S_1 分别为 0.62 mg/g、1.34 mg/g、1.75 mg/g、1.20 mg/g 和 1.18 mg/g。可以看出, 随着岩性向泥页岩转变, S_1 先增大、后减小, 故选择用储集空间类型好、抽提法测试吸附量最小和离心—核磁共振法可动量最大的介壳灰岩与泥页岩互层(B类)来确定 S_1 中的可动比例。 S_1 为 2.05 mg/g, 根据离心前后的可动油峰面积差计算可动油量为 0.9647 mg/g,

真实可动油量仅为 S_1 的 47.06%。这说明, S_1 中还有约 50% 的烃在纳米孔中难以采出, 需要建立相应的理论方法来预测可动烃量, 以便于可动量的推算。

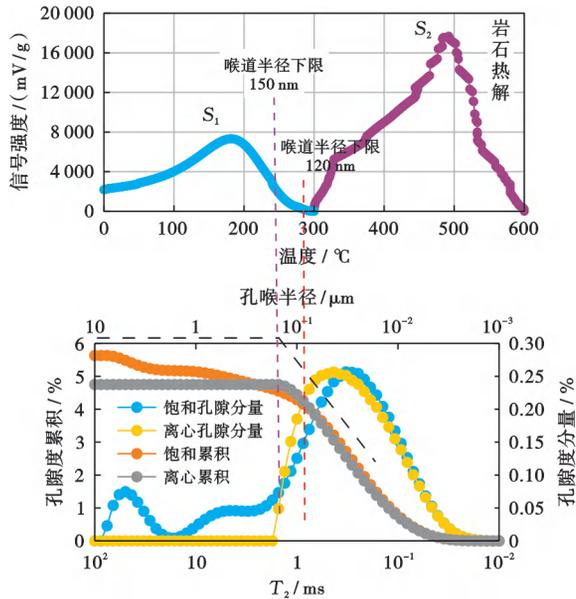


图 19 岩石热解—核磁共振曲线
Fig. 19 Rock pyrolysis-NMR curve

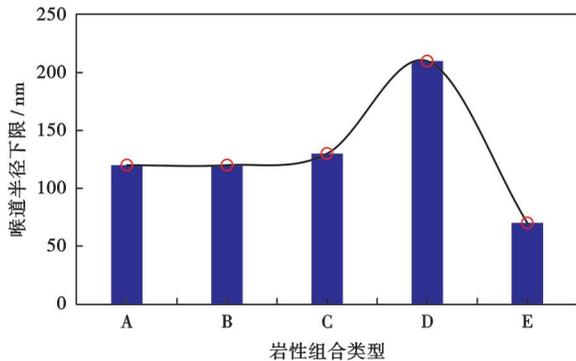


图 20 不同岩性组合饱和—核磁共振测试可动喉道下限
Fig. 20 Lower limit of movable throat from saturation-NMR test of different lithologic combination

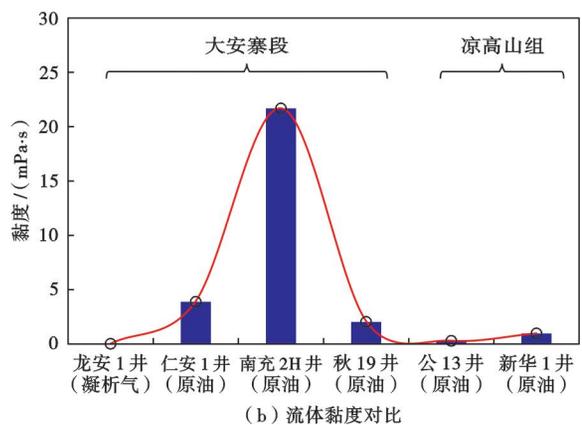
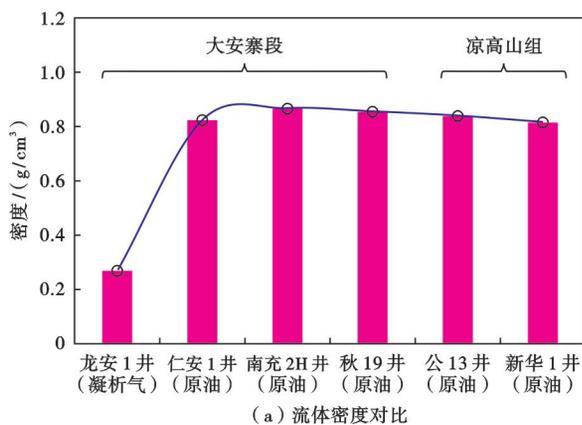


图 22 四川盆地侏罗系页岩流体性质对比
Fig. 22 Comparison of fluid properties of Jurassic shale in Sichuan Basin

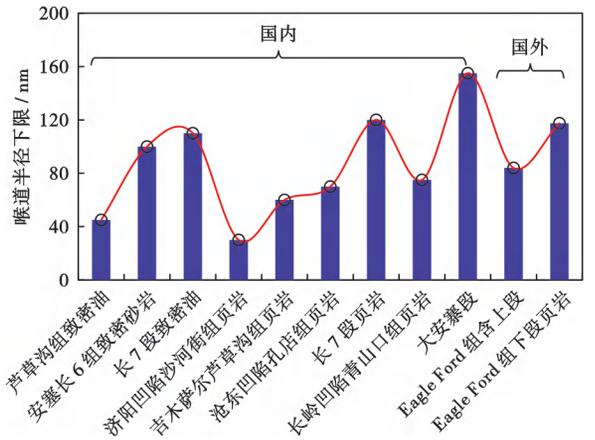


图 21 国内外致密油、页岩油平均可动喉道下限对比
Fig. 21 Comparison of average lower movable throat limit for tight shale oil at home and abroad

基于王民等^[39]提出的新边界流动模型, 纯粹从物理流动角度考虑, 依据石油流体动力与壁面摩擦阻力平衡点划分出“黏滞不可动”层, 但实际上因孔隙内流体接触的是混合矿物成分, 故黏滞不可动层的厚度难以准确确定, 而用固体和流体分子间作用力建立的吸附层厚度常被误认为是吸附流体和体相流体的分界; 此外, 该流动模型中也未充分考虑到流体性质和孔隙结构对吸附比例的影响。从开采角度来看, 实际上不可动层厚度是吸附层厚度和水力边界层厚度的总和。如四川盆地大安寨段和凉高山组的流体性质差别较大, 侏罗系湖相页岩油的原油密度为 0.80~0.89 g/cm³, 原油黏度为 0.0298~21.6800 mPa·s, 而凉高山组的原油性质整体优于大安寨段(图 22)。

原油物理性质测试、PVT 分析以及现场获产井流体性质资料显示, 川东仪陇龙岗地区获得工业突破的龙安 1 井, 流体性质较好, 地下凝析气密度低于 0.3 g/cm³, 原油密度为 0.80 g/cm³、黏度为 3.25 mPa·s, 气油比

接近 $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。对已获产量的大安寨段页岩油井的测试产量与流体性质关系进行分析的结果表明,测试产量与密度呈幂函数关系,与黏度呈对数函数关系,

且均为负相关,随密度和黏度的减小而增大(图 23)。因此,密度小、黏度低的页岩油的吸附性较小且易于流动。

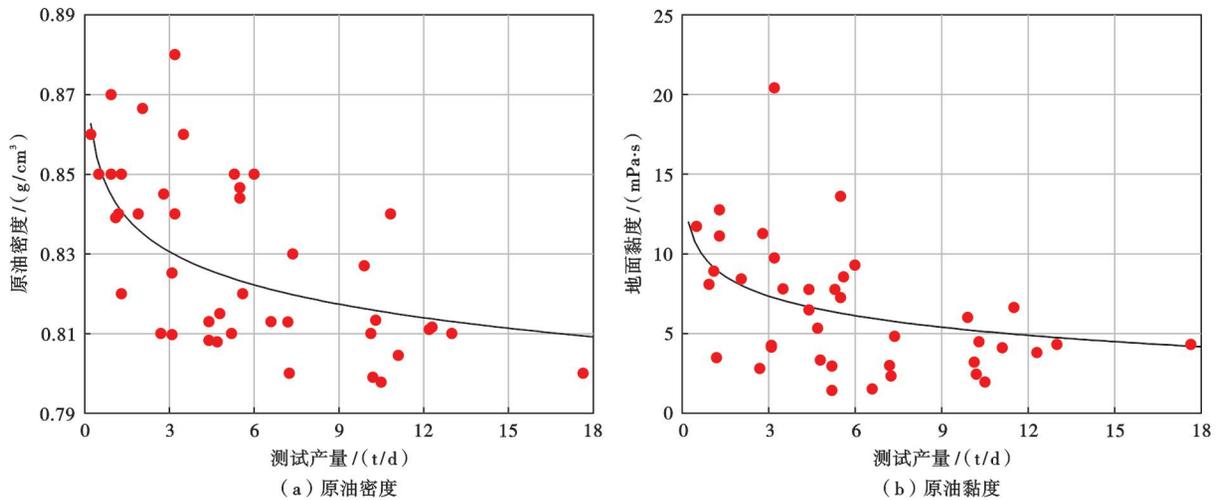


图 23 大安寨段页岩油密度、黏度与测试产量的关系

Fig. 23 Relationship between oil density or viscosity and test yield of shale oil in Da'anzhai Member

在孔隙结构影响流动方面,大安寨段页岩作为多孔固体,其分形维数大小为 $2 \sim 3$ (图 24),符合多孔固体孔隙系统的分形意义,而分形维数可反映页岩的表面粗糙程度和非均质性。

附来计算,此孔径及以下的页岩油全为吸附态。而前述研究结果表明,可动部分大多赋存在 50.91 nm 以上的大孔中,因此这与孔隙结构相关。在黏滞不可动理论基础上,考虑孔隙结构的整体分形维数为:

$$D = \sqrt[4]{D_1 \times D_2 \times D_3 \times D_4} \quad (1)$$

因此,利用考虑表面粗糙度以及孔隙结构的特征参数(分形维数 D)以及平均孔隙半径来表征大安寨段难以确定的页岩吸附边界层厚度;同时,考虑脱气原油密度对吸附性的影响,笔者引入目标井的原油密度与研究区最大页岩油密度之比计算吸附油占比,提出了一种页岩油可动油量计算新方法:

$$A_{\text{mo}} = C_{\text{To}} \left(1 - \frac{V_{\text{oads}}}{V_{\text{p}}} \right) = C_{\text{To}} \left[1 - \frac{\pi r^2 L \rho_r S_{\text{BET}} r D}{\pi r^2 L \phi} \left(\frac{\rho_o}{\rho_{\text{max}}} \right) \right] = C_{\text{To}} \left[1 - \frac{L \rho_r S_{\text{BET}} r D}{\phi} \left(\frac{\rho_o}{\rho_{\text{max}}} \right) \right] \quad (2)$$

按式(2)计算得到的不可动油比例与实验室石油醚抽提法得到的吸附油占比的平均相对误差为 6.61% 。而按照郑民等^[64]的理论计算结果则与实验相比相差较大(表 5)。这表明,本文方法较为合理,同时也说明页岩油吸附边界层厚度可利用岩心压汞和氮气吸附实验数据通过分形维数确定,从而推算出大安寨段不同岩性可动油量。通过比较不可动油的比例(表 4)可以看出,B类、C类和砂岩 E 类的不可动比例相对于纯介壳灰岩和纯泥岩而言都低,可动性明显高于纯灰岩 A 类和纯泥岩 D 类。

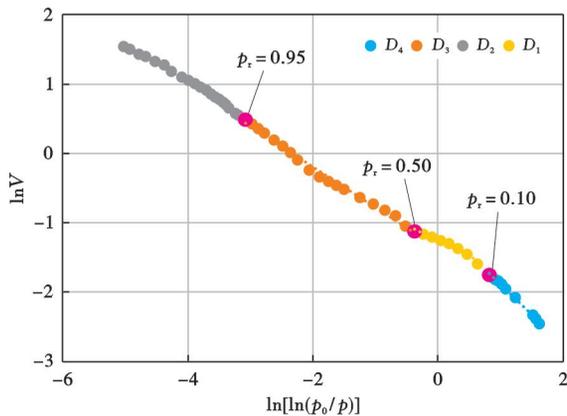


图 24 氮气吸附分形维数分段计算

Fig. 24 Fractal dimension of nitrogen adsorption in each section

当分形维数接近 2 时,多孔固体表面越平滑,非均质性越弱;当分形维数接近 3 时,表面越粗糙,非均质性越强^[15]。依据氮气吸附、脱附曲线在 $p_r = 0.10$ 以下($d = 1.69 \text{ nm}$,也就是 IUPAC 分类标准的小孔)不发生解析,在 $p_r = 0.50$ 时发生毛细管凝聚现象,且在 $p_r = 0.95$ 之后($d > 50.91 \text{ nm}$,为大孔)吸附量急剧增大。笔者分别以 p_r 为 0.10 、 0.50 、 0.95 作为分界点,将页岩孔径分为 4 段进行分形维数计算,从而更好地达到孔径分形表征的目的。当 $p_r = 0.1$ 时对应的孔隙直径为 1.69 nm ,按照每层为 0.4 nm 、共 4 层分子层吸

表5 理论计算与实验的不可动油比例结果对比

Table 5 Comparison of theoretical calculations and experimental results of immovable oil ratios

组合类型	不可动油比例/% (据郑民流动模型计算)	不可动油比例/% (吸附边界层厚度重新定义)	石油醚抽提不可 动油比例/%	相对误差 (绝对值)/%
介壳灰岩	37.41	83.06	85.05	2.35
泥页岩与介壳灰岩等厚互层	30.79	67.42	65.52	2.91
泥页岩与介壳灰岩等厚互层	34.52	78.95	74.27	6.30
不等厚介壳灰岩与泥页岩互层	26.25	57.17	66.19	13.63
不等厚介壳灰岩与泥页岩互层	23.87	50.90	57.44	11.39
不等厚介壳灰岩与泥页岩互层	30.14	63.59	65.34	2.68
纹层状灰质介壳泥岩	31.47	63.95	73.15	12.58
纹层状灰质介壳泥岩	31.92	64.68	65.21	0.81
纯泥(页)岩	41.92	91.50	85.43	7.10
泥质粉砂岩	27.14	60.38	58.85	2.59
泥质粉砂岩	28.03	62.27	69.49	10.39

实验和理论分析结果表明,大安寨段纹层状灰质介壳页岩(C类)的储集空间类型相对最好,其平均氮气孔隙度(3.90%)、渗透率(0.0350 mD)以及有机质丰度最高,含油性也最好,TOC平均为4.02%, R_o 平均为1.11%, S_i 平均为2.08 mg/g,OSI平均为121.86 mg/g,且OSI>120 mg/g的样品占比最大,总含油指数平均为12.21 mg/g。而泥页岩与介壳灰岩互层(B类)的可动性最好,采油指数为34 mg/g,平均可动油率为32.78%,可动油饱和度为26.40%,可动油量为0.005 t/m³。因此,在纯介壳灰岩为顶、底板的夹层段中,介壳灰岩与泥页岩互层(B类)和纹层状灰质介壳页岩(C类)以及砂岩交互组合层段是有利于页岩油产出的层段。

从机理上可以看出,该组合纯页岩生烃通过极短距离运聚滞留在灰岩孔隙和层理缝等微裂缝,其具有较好的页岩油产出能力,自生自储,并捕获大安寨段内其他的源岩生烃,因此该组合层段是最优的,故层理缝、页理缝以及节理缝较为发育的夹层型或互层型为研究区的有利岩性组合类型,这与Eagle Ford页岩油有一定的相似性。

Sahoo等^[35]研究认为,富烃的方解石/石英比大于4的碳酸盐岩层、方解石/石英处于2~4的灰岩与页岩混合层以及富烃的硅质页岩层是Eagle Ford页岩油的组合产油段。统计分析认为,3种岩性组合的厚度占层段比增加产量增加,即夹层频率增加产量增加;而烃含量低的泥岩、碳酸盐岩、混合页岩和硅质页岩以及高含烃的纯泥岩均不是有利产出岩性段。冯明友等^[65]研究发现,页岩与介壳灰岩不等厚的大安寨段互层页岩中存在发育良好的不同结构特征的水平方解石脉体、薄层介壳灰岩夹层中也发育有方解石,虽然湖相沉积的大安寨段TOC含量低于Eagle Ford组海相沉积,但也可进一步说明,B类/C类岩性交互组合层段是大安寨段页岩油最优可动对象。

3.3 有利页岩储层的可压性

地质—工程一体化是目前通常的页岩油气开采基

本方法,其强调地质甜点和工程甜点结合、以求取高产和相对稳产。在地质基础条件中,通过油层物理和地球化学等各种基础实验确定可动性是有利层段评价(评层)和有利区选择(选区)的基础。页岩油的可动性评价在评层选区的综合研究完成后,页岩油的可动性问题就转化为工程问题,此时工程因素就成为页岩油可动性的主要问题。工程因素最主要的方面是储层的可压性。可压性的工程地质分析主要包括储层的孔隙结构及物性、裂缝发育情况、矿物成分、地应力特点、岩石力学特征和脆性指数。在工程上通常将这些影响关联为可压性指标表达。研究表明,除纯灰岩和泥页岩外,互夹层B类、C类和E类是大安寨段页岩油的有利产出层段,这种互夹层的可压性是大安寨段页岩油可动性的工程核心问题。

王良等^[66]认为,四川盆地大安寨段页岩油储层可压性与中国其他页岩油储层的主要区别是:储层具有一定的可塑性,页岩与灰岩、砂岩交互的特征不利于裂缝在纵向上扩展。事实上,可压性的核心参数主要还是弹性模量和泊松比,脆性是综合反映,针对不同岩性层段测试获得的岩石力学参数见表6。

表6 龙安1井的岩石力学实验数据

Table 6 Rock mechanical parameters of Well LA1

样品	杨氏模量/ GPa	泊松比	破裂压力/ MPa	破裂压力梯度/ (MPa/m)
A-1(介壳灰岩)	27.646	0.273	57.167	0.0165
A-2(块状含泥 介壳灰岩)	41.281	0.190	48.290	0.0139
B-2(泥岩与 介壳灰岩互层)	11.883	0.274	57.440	0.0165
C-3(泥页岩夹 薄层介壳灰岩)	15.483	0.178	48.077	0.0136
C-4(泥页岩夹 纹层介壳灰岩)	19.800	0.130	45.290	0.0130
C-5(泥页岩夹 纹层介壳灰岩)	14.049	0.139	43.998	0.0125
D-5(纯泥岩)	21.504	0.283	58.489	0.0168

弹性模量体现刚性、泊松比体现韧性。B类岩性储层的杨氏模量和抗压强度在所测样品中最低,但其泊松比达到0.27,显示其易破坏但具有一定程度的塑性、不易产生裂缝的特征;C类岩性储层的杨氏模量和抗压强度高于B类岩性储层但低于灰岩A类和纯泥岩D类,且泊松比较低、平均值为0.149,显示出比A类和D类岩性易破裂和低韧性的脆性特征,同时C类储层的破裂压力及破裂压力梯度也最小。由于B类和C类交互形成的有利层段具有一定韧性,岩石力学实验中也发现,C类形成的均为劈裂形式的缝,B类不容易成缝。因此,C类是较有利的岩性层段。

利用可压性模型对四川盆地川中地区进行可压性评价,平均可压性指数为0.44,因此还需通过一定的工艺措施提升裂缝复杂程度,以提高改造效果^[66]。由于其最大水平主应力为66.3 MPa,最小水平主应力为55.5 MPa,水平应力差为10.8,因此很难通过压裂诱导应力克服两向应力差形成复杂缝。综合来看,密切割+滑溜水大规模压裂+前置酸+高强度加砂可能是形成有效缝网的途径,甚至对较厚的夹层型介壳灰岩层采用前置酸+胶凝酸酸压+闭合酸酸化的复合酸压工艺;整体上可能需要大规模复合酸压高强度加砂储层改造,以提高其可动性。参考国内外页岩油藏的储

层改造^[67-70],压裂段分段簇间距为15~20 m,单段射孔为3~5簇,前置酸用量一般为5~10 m³,加砂强度为2.0~2.5 t/m,支撑剂采用30/50目陶粒。

3.4 可动性综合评价指标及方法

研究区页岩油可动性主要受储集空间、孔喉特征、可压裂性、含油性和可采性的综合控制,在可压裂因素中包括岩石强度和矿物成分,可采性方面则主要包括流体性质、吸附性和可采性等。为建立各指标之间的所属关系,筛选有用指标,摒弃影响不明显的指标,采用模糊层次分析法^[65]分析了储集空间、孔喉特征、可压裂性、含油性和可采性等基本指标,在此基础上进一步研究页岩油可动性评价指标体系。

模糊层次分析法初期选择参数主要是考虑反映储层物性、孔喉结构、岩石强度、矿物成分、流体性质、吸附性、含油性等因素的叠加作用。因此,选择孔隙度、渗透率、可动流体饱和度、分选系数、平均半径、分形维数、弹性模量、泊松比、脆性指数、石英质、黏土矿物、碳酸盐含量、 R_o 、TOC、 $S_1 + S_2$ 、含油饱和度、OSI、采油指数、可动油饱和度、吸附力常数、饱和吸附量、气油比、原油密度23个影响因素(图25)进行相关性分析和灰色关联,优选出最有利的指标,并在此基础上建立可动性综合评价体系。

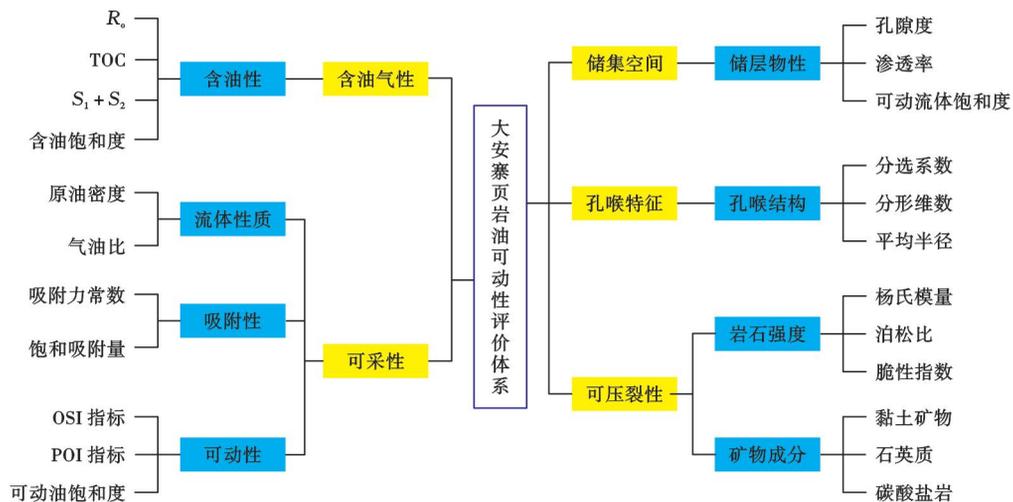


图 25 可动性评价参数指标体系

Fig. 25 Mobility evaluation parameter index system

为定量描述任意两个参数重要程度的相对关系,在模糊矩阵定义的基础之上^[71],依据各影响因素的相对重要程度,采用广泛应用的九标度法^[72]来对其进行衡量。通过各元素之间的两两比较以及模糊矩阵的性质^[71],构建出模糊判断矩阵。当完成各级指标模糊判断矩阵构建后,采用和积法求权重。和积法是将A的列向量上元素归一化后取平均值作为A的特征向量^[73]。同时,在数据规范化过程中分别对应与可动性

呈正相关关系的因素和与可动性呈负相关关系的因素(x_i),分类采用平移极差变换法处理^[74]。分级指标权重求解完成后,通过一级、二级、三级指标权重值的乘积,得到单因素综合权重值:

$$\bar{w}_i = \bar{w}_{1i} \times \bar{w}_{2i} \bar{w}_{3i} \quad (3)$$

在最终权重值的基础上,结合各因素的参数值,进一步求得单因素评价系数为:

$$\bar{M}_i = \bar{w}_i \times x_i \quad (4)$$

将不同岩性组合,不同层段的单因素评价系数求和,便可得到对应的综合评价系数:

$$M = \sum_{i=1}^n (\bar{w}_i \times x_i) \quad (5)$$

将得到的大安寨段 23 个影响因素的单因素综合评价系数进行排序,并求得其平均值为 0.000 757。筛除小于或等于平均值的影响因素,最终筛选出大安寨段主要影响因素有 10 个(表 7),分别涵盖了较为重要的 5 大类指标:含油气性(含油饱和度、 R_o),可采性(原油密度、可动油饱和度、气油比),储集空间(渗透率),孔喉特征(分形维数),可压裂性(弹性模量、黏土矿物)。气油比和原油密度具有一定关联,但在 PVT 取样测试和生产中发现,所产凝析油的蜡质含量较高,会增加地层流体的吸附性和降低流动能力。因此,这二者不能等同或删减,另外含油性和 R_o 也是必须的参数。

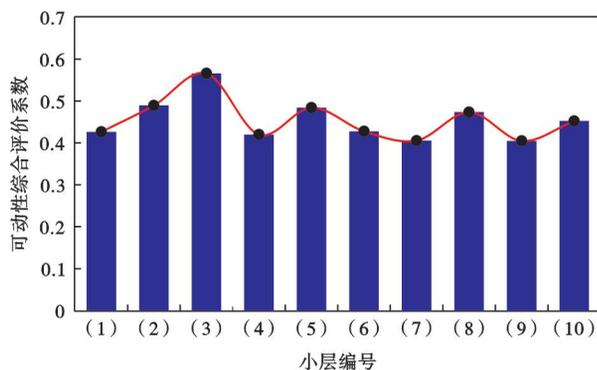
利用筛选出的 10 个因素分析不同岩性组合的可动性。综合评价系数对比表明,泥页岩与介壳灰岩互层的系数最高,为 0.018 117,介壳灰岩(A 类)系数最小(图 26)。这表明,不等厚纹层页岩与介壳灰岩互层的可动性最好,与大安寨段已获产量页岩油井的岩性

组合具有一致性,也与原老井上试获得产油在层段上是一致的。在 5 口老井中,金 15 井和金 57 井在大一亚段下部和大二亚段上部的产油量高,金 15 井产油量达到 10 t/d、累积产油量达到 1.95×10^4 t;而金 57 井日产量虽然略低,但累积产油量达到 2.64×10^4 t。比较这 5 口井的累积产油量和灰岩/页岩夹层频率比可以看到,累积产油量和夹层频率呈正比,夹层(或互层)频率大的层段是大安寨段页岩油开采潜力层段,与 Eagle Ford 组下段夹层频率变高产量呈正比的规律一致^[52,75-76]。

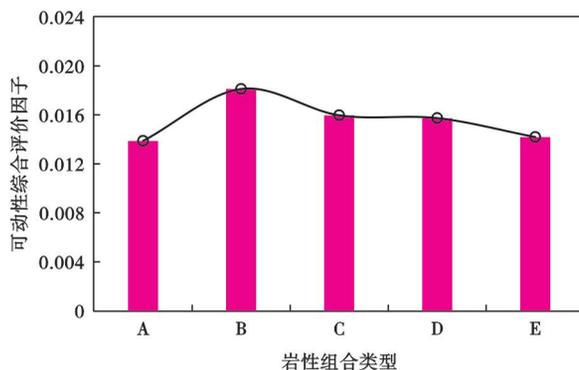
表 7 大安寨段单因素评价系数

Table 7 Univariate evaluation factors of Da'anzhai Member

排序	参数	综合评价因子
1	含油饱和度	0.001 835
2	原油密度	0.001 768
3	可动油饱和度	0.001 293
4	R_o	0.001 248
5	气油比	0.001 198
6	弹性模量	0.001 055
7	OSI	0.000 995
8	黏土矿物含量	0.000 858
9	渗透率	0.000 825
10	分形维数	0.000 814



(a) 龙安 1 井不同层段可动性综合评价系数



(b) 不同岩性组合可动性综合评价系数

图 26 可动性综合评价系数对比

Fig. 26 Comparison of comprehensive evaluation coefficients of movability

4 大安寨段页岩油有利区及层段

4.1 地质成因及分布规律

川东北地区在早侏罗世为大巴山前陆盆地的前渊坳陷区^[1],大安寨段为早侏罗世最大湖泛期沉积,以发育页岩与介壳灰岩互层为主^[8],平面上可划分为滨湖、浅湖和半深湖 3 个环带状亚相区^[18]。其中,大一亚段、大三亚段主要发育滨—浅湖高能介壳滩体;大二亚段主要发育浅湖—半深湖泥页岩。大安寨段页岩油从川中遂宁—南充—仪陇地区向川北苍溪和川东北营山—巴中地区方向,沉积相变化为介壳滩—浅湖—半深湖,根据其埋深和热成熟度情况,流体性质由普通原油—挥发油—凝析气—干气变化,苍溪元坝区块向北

R_o 可达 1.9%,该地区的 YY2 井 R_o 为 1.8%~1.9%、在大安寨段页岩段为干气,因此从川中西部埋深约 2500 m 向 NE 方向随埋深增加到 3500 m,具有明显的油气分带特征。

这种情况和 Eagle Ford 页岩油从 NW 向 SE 向随埋深的增加、由轻质原油—挥发油—凝析气—干气的变化类似^[75];Eagle Ford 页岩油划分的轻质油—凝析气分界气油比约为 $534 \text{ m}^3/\text{m}^3$,实际上这个值还处于挥发油范围;其凝析气和干气的分界以气油比为 $8900 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 为依据,而一般认为凝析气到干气的气油比界限为 $10686 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

Eagle Ford 页岩油除油气分带特征外,还有一个典型特点就是凝析气和干气的分界(除中段向东的拉

萨尔—马伦县一段外)几乎与 Edwards 陆棚边缘的坡折线一致^[76],转折线以北是凝析气、以南原接近海岸的陆棚带逐渐变为干气(湿气)。根据其气油比(GOR)可以看出,陆棚边缘坡折线以南具有相当高的凝析油产量。产油和产气在埋深上发生了反转,即随构造运动发生了埋深反转形成原深水部分现今埋藏浅、该区域主要为油和凝析气;而原来的浅水陆棚到海岸一带现今埋深增加、该区域由凝析气转变到干气(湿气)。陆棚坡折线附近及随埋深增加、碳酸盐岩薄层交互发育的浅水陆棚到海岸线沉积带产量变高^[77]。川东北地区元坝、涪陵地区大安寨段测试获高产页岩气井的压力系数为 1.41~2.09。根据测井资料的有效应力法解释结果显示,大安寨段地层压力系数具有由南向北增高的趋势,异常高压区(压力系数大于 1.2)主要分布在仪陇—南部—射洪一带^[18]。川中地区三台—仪陇地区以及南充一带互层型岩性组合发育,黑色页岩(TOC>1.5%)厚度普遍大于 10 m,主体分布在 15~20 m,热演化程度适中, R_o 为 1.0%~1.5%,龙岗—仁和区块平均孔隙度为 2.37%,平均渗透率为 0.071 mD,压力系数为 1.3~1.7,TOC>1.5%。

比较看来,大安寨段不同沉积相带间以及同一沉积相的坡折带也有这种油气类型和储层品质的变化,这在川中—川北、川东梁平向斜和涪陵拔山寺向斜往 SW 方向较为明显,主要在川中—川东北地区一带;在湖坡带的介壳灰岩和页岩交互沉积也比较频繁^[78-83],与 Eagle Ford 组下段 Edwards 陆棚坡折线往海岸方向的浅海沉积形成碳酸盐岩薄层和页岩交互沉积相类似。虽然湖相和海相沉积在诸多方面不同,但还是体现了一定程度的相似性,只是湖相的沉积不如海相稳定,且平面变化快。因此,考虑前述的各项均指向介壳灰岩与泥页岩互层(B类)和纹层状灰质介壳页岩(C类)组合层段为有利岩性组合,结合中国石化元坝部分地区(三角洲到浅湖沉积)存在泥页岩夹砂岩和灰岩且产干气的情况^[32,80]认为,介壳灰岩与泥页岩薄互层和纹层状灰质介壳页岩形成的夹层型挥发油到凝析气以至干气类型、是大安寨段除大一亚段和大三亚段块状灰岩段外的主要页岩油气类型,平面上主体处于南充北—阆中—仪陇—巴中平昌地区一带。

4.2 纵向有利层段

将大安寨段获得突破出油的龙安 1 井划分为 10 个小层,以各个层段为例进行了其综合评价系数计算(图 27),从根据井深变化计算综合评价系数与其他参数绘制的综合柱状图(图 28)可以看出,在 3486.19 m 约为 1 m 厚的块状含泥介壳灰岩顶板和 3502.70 m 处的介壳灰岩底板之间夹有含油性好、可动性好的泥页

岩与介壳灰岩互层(B类)和纹层状灰质介壳页岩(C类),故位于大一亚段下部和大二 a 亚段上部的 3486.19~3502.70 m 储层为有利层段 1。同理,位于大二 b 亚段中部的 3512.7~3524.8 m 储层为有利层段 2(图 28),且这两个有利层段夹层频率高。

考虑大一亚段上部灰岩的厚度比大二亚段中部灰岩的厚度大得多且前者的平面连续性比后者连续性好得多,因此有利层段 1 的潜力大于有利层段 2。突破出油的龙安 1 井主要产出层段为前述的有利层段 2,突破井龙兴 1 井则是有利层段 1 的典型表现,纹层状灰质介壳页岩(C类)为其主体成分。同时,因南充向南到遂宁一带成熟度降低,大二亚段内有有利层段 2(仁安 1 井)的出油量很少,且油质稠、胶质沥青质含量高、黏度大、气油比低;川中—川东地区因华蓥山断裂带的作用,保存条件差,仅川东梁平向斜和拔山寺向斜具有一定保存条件;涪页 8-HF 井出油段则包含了大一亚段下部和大二 a 亚段上部。

4.3 有利区及有利层垂向分布

以中国石油—西南石油大学创新联合体项目的前期研究为基础^[18],结合中国石化元坝、川东梁平及涪陵拔山寺两向斜的研究成果资料^[29,33-34,78-80],在补充新测试资料及各井产量的情况下将页岩油划分为 3 类。在所使用的的数据中,包括中国石油和中国石化目前开采的页岩油井。其中,仁安 1 井 TOC 值平均为 1.85%、 R_o 约为 1.2%、估算初期产油量为 1.96 t/d;龙安 1 井 TOC 值平均为 1.56%、 R_o 约为 1.5%、初期产气量为 2000 m³/d、凝析油产量约为 1.76 t/d,GOR 约为 1000 m³/m³。拔山寺向斜涪页 8-1HF 井射孔了大一亚段下部—大二 a 亚段,地层压力系数 α 为 1.15、 R_o 为 1.1%~1.3%、产气量为 1.1×10⁴ m³/d、产油量为 25.0 m³/d;涪页 6-2HF 井 GOR 为 941.48 m³/m³,大二亚段的平均 TOC 和 R_o 分别为 0.66% 和 1.20%。一般认为,原油到挥发油过渡带的 GOR 为 125~350 m³/m³、挥发油到凝析气过渡带最低为 625 m³/m³;而如前所述在美国 Eagle Ford 页岩油将 534 m³/m³ 考虑为轻质油到凝析气的气油比分界^[60],也就是进行了适当下移,因此将挥发油—凝析气的分界气油比考虑为其中间值(600 m³/m³);与大安寨段具有一定类似的美国 Eagle Ford 页岩油的气油比>200 m³/m³、 R_o 为 1.0%~1.3%、 α 处于 1.35~1.80^[69];考虑龙兴 1 井和涪页 8-1HF 井产出的流体含蜡较重,从吸附和流动性考虑、把轻质油到挥发油分界上移接近上限,即 GOR 为 300 m³/m³。涪页 8-1HF 井预测的 GOR 为 400~600 m³/m³、实际生产 GOR 为 440 m³/m³,提出大安寨段 II 类页岩油的 GOR 为 400 m³/m³。前述吸附和流动性测试显示,地下凝析气

流动性好于液相挥发油,因此可把大安寨段优质页岩累计厚度大于 10 m 的页岩油气分为 3 个类型区,获得相应的页岩油分类条件:① I 类, $TOC > 1.5\%$ 、 $R_o > 1.3\%$ 、 $\alpha > 1.3$ 、 $GOR > 600 \text{ m}^3/\text{m}^3$; ② II 类, $TOC > 1.4\%$ 、 $R_o > 1.2\%$ 、 $\alpha > 1.2$ 、 $GOR > 400 \text{ m}^3/\text{m}^3$; ③ III 类, $TOC > 1.3\%$ 、 $R_o > 1.2\%$ 、 $\alpha > 1.1$ 、 $GOR > 300 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。

在收集整理 180 口井数据的基础上、求取盆地两个有利层段的 TOC 、 R_o 、 S_1 、 α 和 GOR 分布并进行叠合分析,获得四川盆地大安寨段 I 类、II 类和 III 类页岩油的分布情况(图 27)。有利区分布在南充—阆中—仪陇—平昌一带以及涪陵和三台,其 I 类区主体在南充北部公山庙—阆中南—仪陇平昌的龙岗地区一带,面积达 1928.83 km^2 ,在涪陵拔山寺向斜也具有小面积 I 类区、其面积为 48.46 km^2 。I 类区是当前的优先勘探区域,目前两区已经分别获得工业油气流井。I + II 类总面积为 5432.29 km^2 ,其中涪陵地区 II 类区面积为 533.87 km^2 ,三台区块 II 类区面积为 192.99 km^2 。I + II + III 类总面积为 11963.17 km^2 ,其中南充—阆中—仪陇区块面积为 10664.39 km^2 ,涪陵区块面积为

968.43 km^2 ,三台区块面积为 330.35 km^2 。

四川盆地大安寨段页岩油的有利层段 1 为大一亚段下部与大二 a 亚段上部的互夹层段、处于大二亚段中部主力生烃层段的上部、以频繁的 B 类夹 C 类岩性段为主、顶板为大一亚段灰岩;有利层段 2 为大二 b 亚段中部灰岩段的下部,且处于大二 c 亚段生烃层段的上面、同样以频繁的 B 类夹 C 类岩性段为主、顶板为大二 a 亚段底部—大二 b 亚段中部灰岩。这种模式和中国石化涪页 10HF 井水平靶体为东岳庙段一亚段④小层、顶板为东岳庙段二亚段灰岩相似^[72]。这显示,大安寨段页岩油具备两种特征,即有利层段 1 和有利层段 2 均既具有本地滞留型油气又具有大安寨段层内主要生烃段短距离运移型聚集的油气;有利层段 1 的短距离运移油气来源于大二 b 亚段分界线之上的大二 a 亚段下部纯泥岩段,有利层段 2 的短距离运移油气则是大二 b 亚段下部和大二 c 亚段的大段泥页岩。选取 3 类有利区内的 5 口井(莲 69 井—公 13 井—公 75 井—龙安 1 井—平安 1 井),根据测井曲线划分小层做有利层段连井剖面(图 29)。

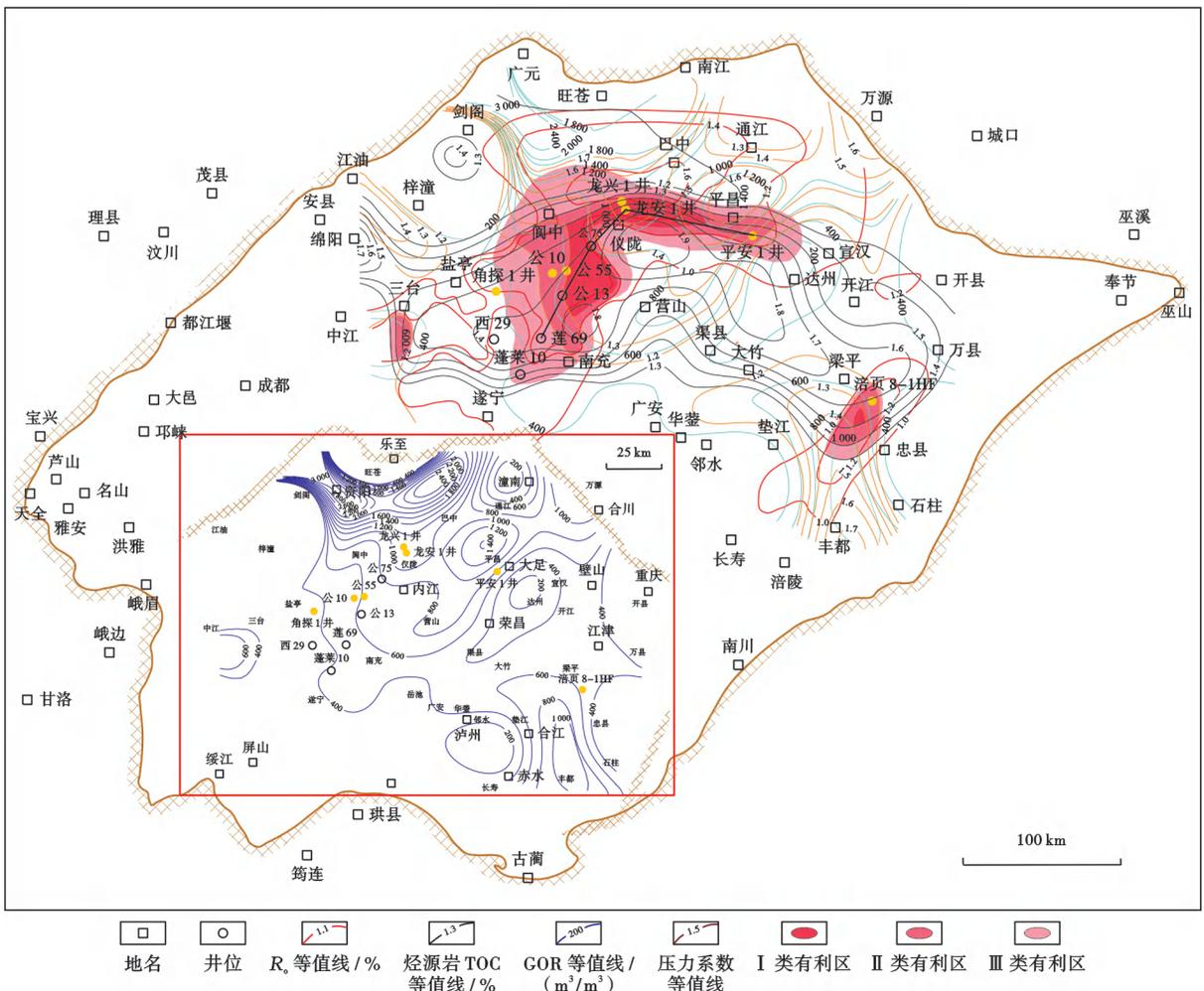
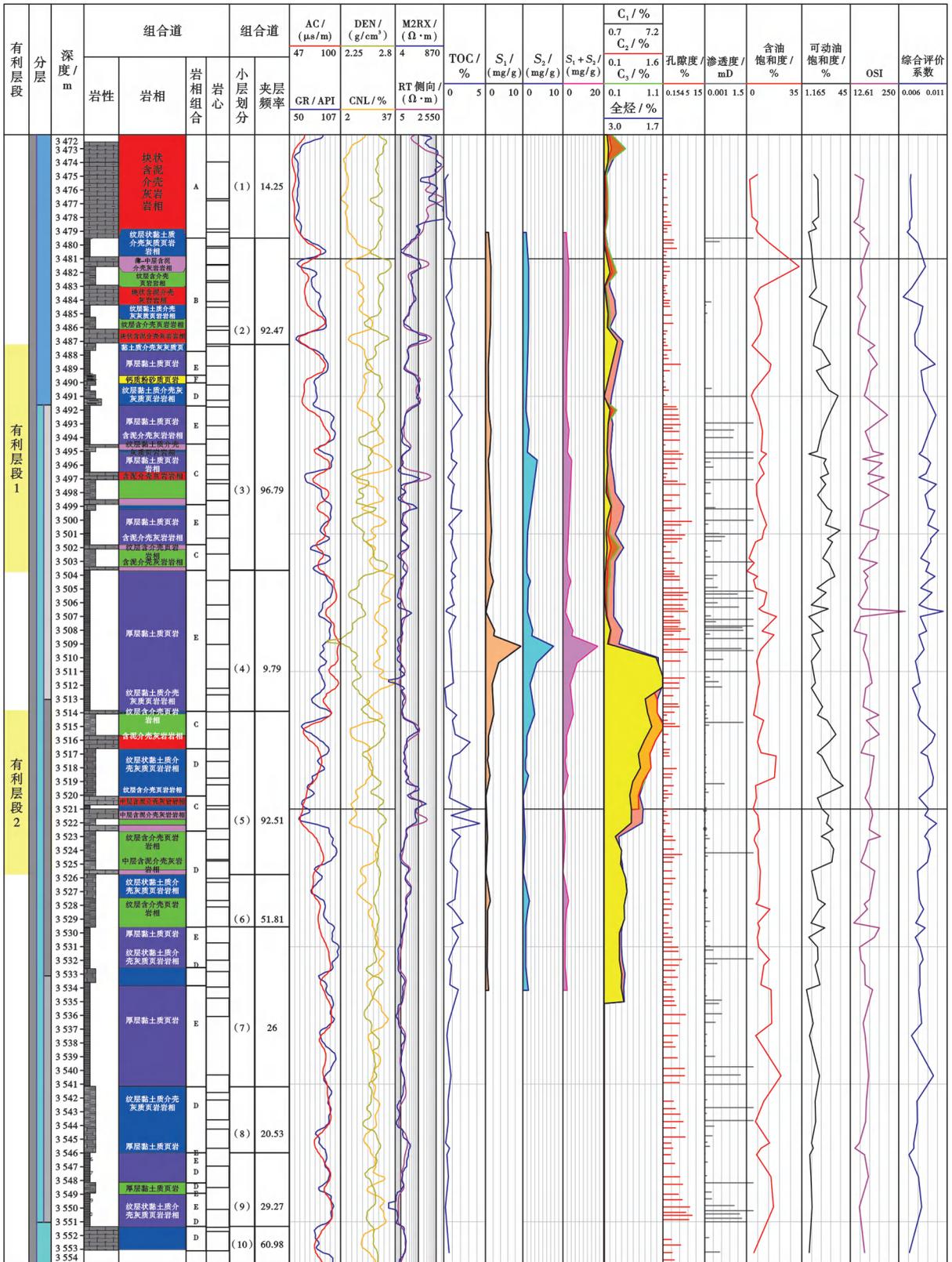


图 27 四川盆地大安寨段页岩油有利区域分布

Fig. 27 Distribution of favorable areas for shale oil in Da'anzhai Member, Sichuan Basin

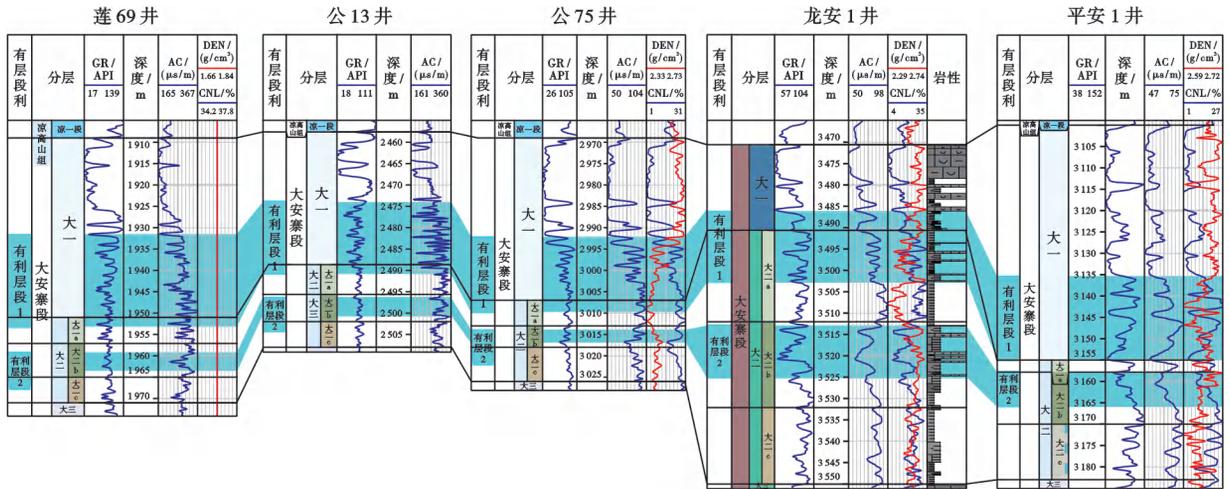


块状含泥介壳灰岩 厚层黏土质页岩 纹层状黏土质介壳灰岩 纹层含介壳灰岩 含泥介壳灰岩 钙质粉砂质页岩

注: AC—声波时差; GR—自然伽马; DEN—补偿密度; CNL—补偿中子; RT—地层真电阻率; M2RX—阵列感应测井。

图 28 大安寨段典型井(龙安 1 井)综合柱状图

Fig. 28 Comprehensive histogram of special well (Well LA1) in Da'anzhai Member



注:GR—自然伽马;AC—声波时差;DEN—补偿密度;CNL—补偿中子。

图 29 侏罗系大安寨段有利层段连井剖面

Fig. 29 Well tie profile of favorable intervals in the Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin

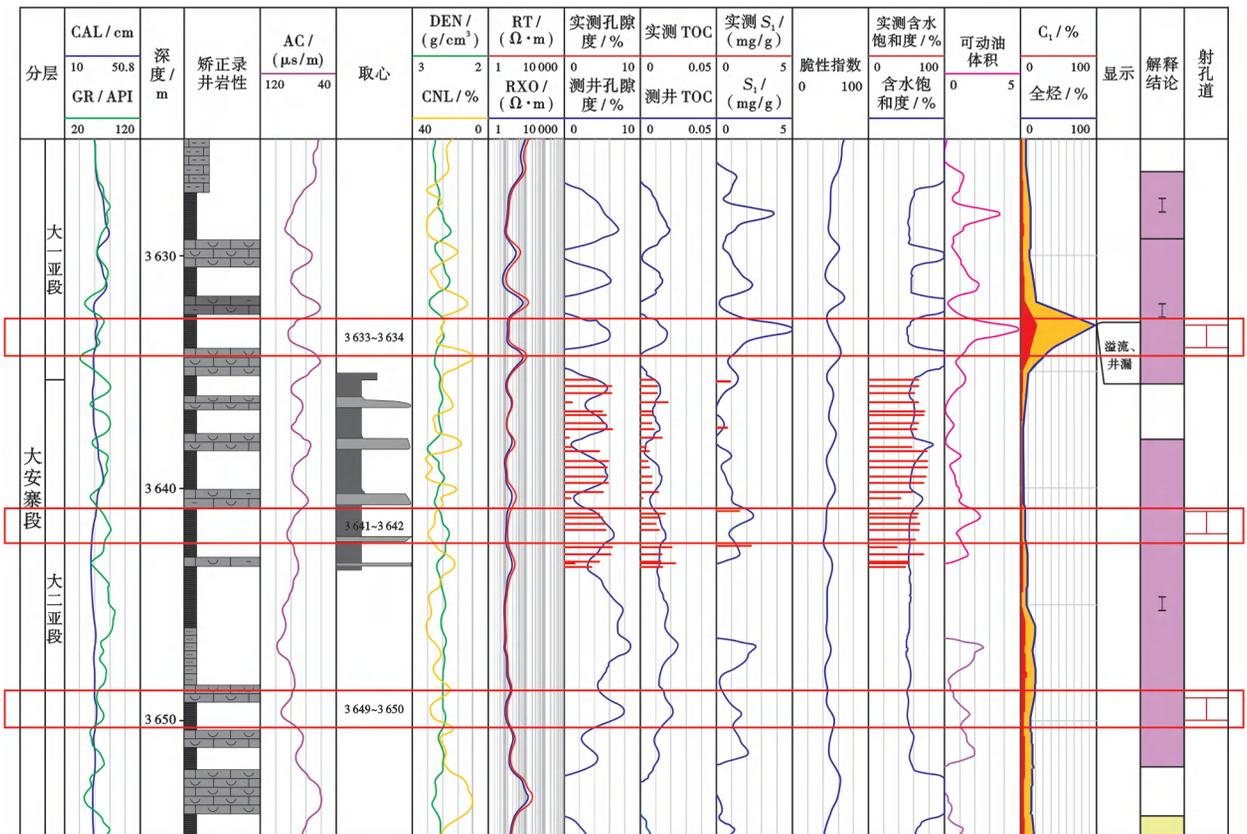
5 应用效果及前景

5.1 应用效果分析

中国石油西南油气田公司在四川省南充市仪陇县龙岗地区部署了龙兴 1 井,于 2023 年 4 月 27 日射开

大一亚段下部—大二 a 亚段上部,测试获产气量为 $3.36 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、产油量为 $22.4 \text{ m}^3/\text{d}$ 的工业油气流,原油密度为 0.78 g/cm^3 ,GOR 为 $1500 \text{ m}^3/\text{m}^3$,为典型高含油凝析气型页岩油, α 约为 1.58。

该井 3 个射孔段的分布情况如图 30 所示。主要



注:CAL—井径;GR—自然伽马;AC—声波时差;DEN—补偿密度;CNL—补偿中子;RT—地层真电阻率;RXO—冲洗带电阻率。

图 30 龙兴 1 井大安寨段综合柱状图及试油层段

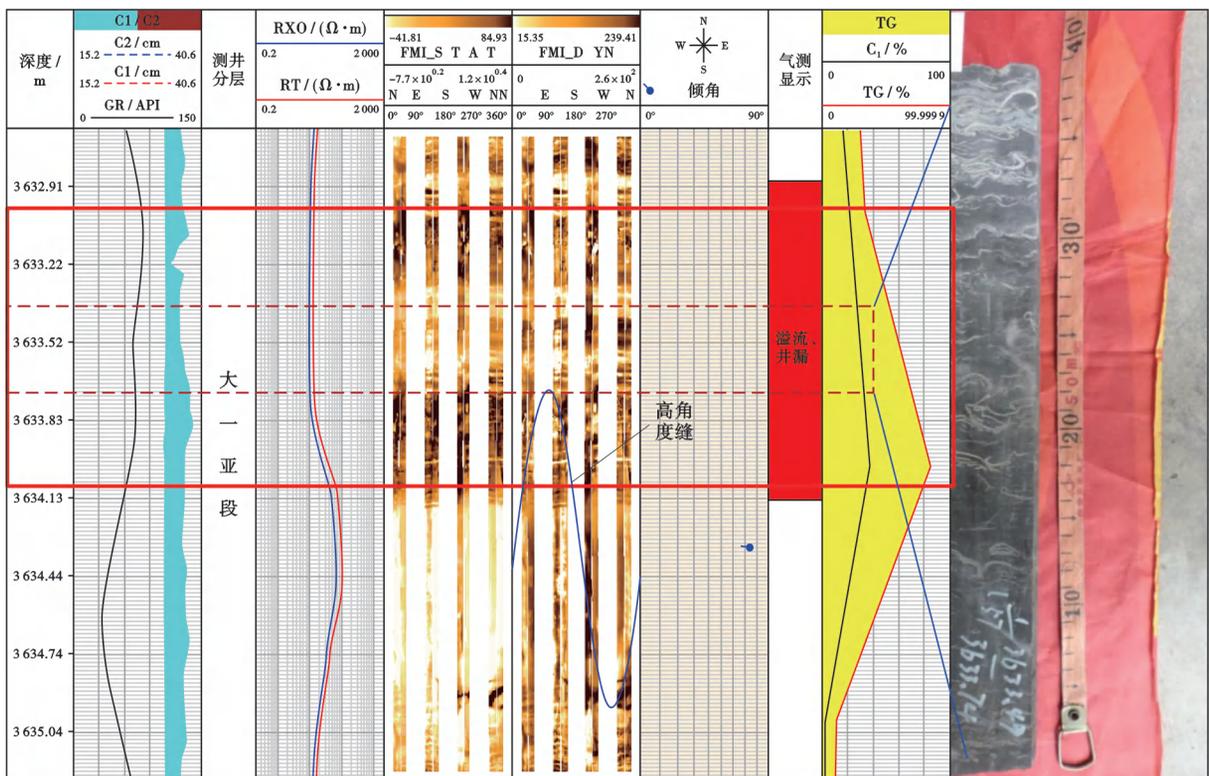
Fig. 30 Composite histogram and formation testing interval of Well LX1 in Da'anzhai Member

测试层段均为页岩夹薄层介壳灰岩层,灰岩厚度为0.5~1.2 m,3个射孔夹层段页岩厚度为7.05 m,介壳灰岩厚度为1.46 m,灰页比为20.71%,发育高角度缝,夹层频率为0.235~0.267。通过深入分析3个层段可以发现,其均为B类和C类岩性的交互层,为前述所指出的有利层段1(大一亚段下部—大二a亚段上部)类型。

射孔段3633~3634 m为大一亚段下部储层。在成像测井上灰岩层表现为亮条纹,黑色和浅色为纹层页岩。取心段显示主要为灰质介壳纹层状页岩(C类岩性,见图31)。这表明,钻井显示段整体上可看成是页岩与灰质互层、介壳层厚度为0.5~2.0 cm。在成像测井上可见一条高角度缝,射孔段下部见一条低角

度缝。图31中红色竖条是钻井显示段标识,右侧为取心段岩心剖面。

射孔段3641~3642 m为大二a亚段上部储层。灰质纹层在成像测井图上表现为亮色条纹,且成像测井图上主要见介壳纹层页岩,未见发育裂缝,且页岩页理发育,孔隙度高,镜下见未充填水平缝,被沥青质充填。而射孔段3648~3651 m亦为大二a亚段上部储层,总体上为介壳灰岩与纹层页岩互层。大二a亚段上部3641~3642 m岩样测试孔隙度为5.2%、TOC为1.30%、 S_1 为1.49 mg/g、脆性指数为57.4。3个层段主体岩性为C类,整个段总体上为介壳灰岩与纹层页岩互层,即B类/C类岩性交互沉积类型。



注:C1、C2—井径;GR—自然伽马;RXO—冲洗带电阻率;RT—地层真电阻率;FMI—电成像测井;TG—全烃。

图31 龙兴1井大一亚段射孔段综合信息

Fig. 31 Information about perforated interval I of Well LX1

5.2 应用前景预测

根据前述纵向上的两个有利层段的划分,结合3类页岩油平面分布,在厚度分布预测基础上、分别计算两个有利层段的分类可动资源量(表8)。I类区只有凝析气型页岩油气、在II类和III类区包含挥发油和凝析气两类,即在表8的统计数据中II类和III类区的油则包含凝析油、气包含伴生气。

从表8可以看出,两个有利层段总计为:I类区可动用天然气为 $4916.12 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油为 $2.93 \times$

10^8 t ; II类区可动用页岩气为 $11525.36 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、页岩油为 $5.24 \times 10^8 \text{ t}$ 。I + II + III类总可动用页岩气为 $27369 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、原油为 $17.03 \times 10^8 \text{ t}$,总当量约为 $38.75 \times 10^8 \text{ t}$,为2019年计算的大安寨段整体资源量的39.63%^[1]。按当前勘探阶段,考虑I类区的有利层段1作为目标页岩油气层,可动用页岩气为 $3325.48 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油为 $1.91 \times 10^8 \text{ t}$;按页岩气的平均采收率为25%、凝析油平均采收率为30%估算,可采天然气可达 $800 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、可采凝析油约为 $0.573 \times 10^8 \text{ t}$ 。

表8 四川盆地大安寨段分类页岩油气可动资源量

Table 8 Movable resources amount of shale oil and gas in Da'anzhai Member, Sichuan Basin

有利层段	地区	I类面积为1977.29 km ²		II类面积为3455.00 km ²		III类面积为6530.87 km ²	
		天然气/10 ⁸ m ³	凝析油/10 ⁸ t	天然气/10 ⁸ m ³	凝析油/10 ⁸ t	天然气/10 ⁸ m ³	凝析油/10 ⁸ t
有利层段1	涪陵	93.09	0.07	775.47	1.11	587.54	0.53
	南充—阆中—仪陇	3232.39	1.91	5840.83	2.39	6535.67	4.90
	三台			189.85	0.36	126.29	0.21
有利层段2	涪陵	50.46	0.04	253.83	0.54	265.82	0.31
	南充—阆中—仪陇	1540.18	0.91	4428.75	0.19	3344.34	2.81
	三台			36.63	1.38	68.68	0.10

6 结论

(1) 低温氮气吸附—高压压汞—核磁共振联合表征既可用于页岩油储层的储集空间分析还可用于其流动特征评价;提出的页岩油吸附量计算方法与实测结果相近,可用于页岩油吸附边界层厚度的确定。

(2) 大安寨段层理缝、页理缝相对较为发育的泥页岩与介壳灰岩互层(B类)、纹层状灰质介壳页岩(C类),以C类岩性层为主的交互沉积组合是大安寨段页岩油有利岩性组合,且C类岩性层最优、可压性较好。

(3) 综合各因素对页岩油可动性影响和比较研究,建立了大安寨段页岩油可动性综合评价体系;根据模糊层次分析法、和积法、平移极差变换法以及综合量化评价法,提出可采层位预测的10个主要影响因素,可有效优选目标层段。

(4) 综合评价认为,纵向上大一亚段下部和大二a亚段中上部以及大二b亚段中上部为大安寨的两个有利层段,大一亚段下部和大二a亚段中上部有利层段在龙兴1井获得了较好的工业油气流。

(5) 给出了3类大安寨段页岩油划分原则及I类、II类和III类可动资源大小。I类区主体在南充北部公山庙到阆中南部、阆中南部到仪陇至平昌的龙岗地区一带,优质可动用页岩气达到 $3232.39 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油为 $1.91 \times 10^8 \text{ t}$ 。

符号注释: p_r —相对压力; D_1 、 D_2 、 D_3 、 D_4 —分段分形维数值; S_{BET} —比表面积, m^2/g ; ϕ —孔隙度; ρ_r —岩石骨架密度, g/cm^3 ; L —原油在孔隙中的流动长度, μm ; d —孔隙直径, nm ; r —平均孔隙半径, μm ; D_{11} —孔隙表面的分形特征,表示孔隙表面粗糙性; D_{22} —孔隙结构的分形特征,表示孔隙结构复杂程度; A_{mo} —可动油量, g ; C_{To} —总含油量, g ; V_{oads} —吸附油体积, cm^3 ; V_p —孔隙体积, cm^3 ; ρ_{max} —研究区最大页岩油密度,取 $0.89 \text{ g}/\text{cm}^3$; ρ_0 —目标井的脱气原油密度,取 $0.80 \text{ g}/\text{cm}^3$; \bar{w}_i —各参数的最终权重值; \bar{w}_{1i} 、 \bar{w}_{2i} 、 \bar{w}_{3i} —各参数一级指标、二级指标、三级指标的权重值; x_i —各参数取值;

\bar{M}_i —单因素评价系数; M —综合评价系数; α —地层压力系数; R_0 —镜质体反射率; S_1 — $300 \text{ }^\circ\text{C}$ 检测的单位质量烃源岩中的烃含量, mg/g ; S_2 — $300 \sim 600 \text{ }^\circ\text{C}$ 检测的单位质量烃源岩中的烃含量, mg/g ; A —矩阵。

参考文献

- 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 Da'anzhai Member in Sichuan Basin and exploration directions[J]. Natural Gas Exploration and Development, 2019, 42(2): 1-12.
- 金旭,李国欣,孟思炜,等. 陆相页岩油可动性微观综合评价[J]. 石油勘探与开发,2021,48(1):222-232.
JIN Xu, LI Guoxin, MENG Siwei, et al. Microscale comprehensive evaluation of continental shale oil recoverability[J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(1): 222-232.
- 张仁贵,刘迪仁,彭成,等. 中国陆相页岩油勘探开发现状及展望[J]. 现代化工,2022,42(3):6-10.
ZHANG Rengui, LIU Diren, PENG Cheng, et al. Current status and prospects of China's continental shale oil exploration and development[J]. Modern Chemical Industry, 2022, 42(3): 6-10.
- 卢双舫,薛海涛,王民,等. 页岩油评价中的若干关键问题及研究趋势[J]. 石油学报,2016,37(10):1309-1322.
LU Shuangfang, XUE Haitao, WANG Min, et al. Several key issues and research trends in evaluation of shale oil[J]. Acta Petroleologica Sinica, 2016, 37(10): 1309-1322.
- 张一帆,查明,丁修建,等. 吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩含油性评价及控制因素[J]. 新疆地质,2021,39(2):297-301.
ZHANG Yifan, ZHA Ming, DING Xiujian, et al. Evaluation and controlling factors of shale oil bearing properties of Permian Lucaogou Formation in Jimsar depression[J]. Xinjiang Geology, 2021, 39(2): 297-301.
- 赵贤正,周立宏,蒲秀刚,等. 湖相页岩型页岩油勘探开发理论与实践——以渤海湾盆地沧东凹陷古近系孔店组为例[J]. 石油勘探与开发,2022,49(3):616-626.
ZHAO Xianzheng, ZHOU Lihong, PU Xiugang, et al. Theories, technologies and practices of lacustrine shale oil exploration and development: a case study of Paleogene Kongdian Formation in Cangdong sag, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 616-626.
- 胡东风,魏志红,刘若冰,等. 四川盆地拔山寺向斜泰页1井页岩

- 油气重大突破及意义[J]. 中国石油勘探, 2021, 26(2): 21-32.
HU Dongfeng, WEI Zhihong, LIU Ruobing, et al. Major breakthrough of shale oil and gas in Well Taiye 1 in Bashansi Syncline in the Sichuan Basin and its significance[J]. China Petroleum Exploration, 2021, 26(2): 21-32.
- [8] 何文渊, 白雪峰, 蒙启安, 等. 四川盆地陆相页岩油成藏地质特征与重大发现[J]. 石油学报, 2022, 43(7): 885-898.
HE Wenyuan, BAI Xuefeng, MENG Qi'an, et al. Accumulation geological characteristics and major discoveries of lacustrine shale oil in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(7): 885-898.
- [9] SORKHABI R, PANJA P. Not all shales play the same game: comparative analysis of us shale oil formations by reverse engineering and petroleum systems[R]. URTEC 5660, 2021.
- [10] 李钜源. 东营利津洼陷沙四段页岩含油气量测定及可动油率分析与研究[J]. 石油实验地质, 2014, 36(3): 366-369.
LI Juyuan. Oil and gas contents and movable oil amounts of shales in 4th Member of Shahejie Formation, Lijin subsag, Dongying sag[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(3): 366-369.
- [11] 周尚文, 薛华庆, 郭伟, 等. 基于低场核磁共振技术的储层可动油饱和度测试新方法[J]. 波普学杂志, 2015, 32(3): 489-498.
ZHOU Shangwen, XUE Huaqing, GUO Wei, et al. Measuring movable oil saturation in reservoirs with low-field NMR technology[J]. Chinese Journal of Magnetic Resonance, 2015, 32(3): 489-498.
- [12] 李骥远, 卢双舫. 利用核磁共振 T_1 - T_2 谱技术研究页岩油可动性[J]. 中国锰业, 2017, 35(4): 169-172.
LI Jiyuan, LU Shuangfang. Using MRI T_1 - T_2 technology to re-search the mobility of shale oil[J]. China's Manganese Industry, 2017, 35(4): 169-172.
- [13] 余志远, 章新文, 谭静娟, 等. 泌阳凹陷页岩油赋存特征及可动性研究[J]. 石油地质与工程, 2019, 33(1): 42-46.
YU Zhiyuan, ZHANG Xinwen, TAN Jingjuan, et al. Occurrence characteristics and mobility of shale oil in Biyang sag[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2019, 33(1): 42-46.
- [14] 黄振凯, 郝运轻, 李双建, 等. 鄂尔多斯盆地长7段泥页岩层系含油气性与页岩油可动性评价——以H317井为例[J]. 中国地质, 2020, 47(1): 210-219.
HUANG Zhenkai, HAO Yunqing, LI Shuangjian, et al. Oil-bearing potential, mobility evaluation and significance of shale oil in Chang 7 shale system in the Ordos Basin; a case study of well H317[J]. Geology in China, 2020, 47(1): 210-219.
- [15] 赵贤正, 蒲秀刚, 周立宏, 等. 深盆湖相区页岩油富集理论、勘探技术及前景——以渤海湾盆地黄骅坳陷古近系为例[J]. 石油学报, 2021, 42(2): 143-162.
ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, ZHOU Lihong, et al. Enrichment theory, exploration technology and prospects of shale oil in lacustrine facies zone of deep Basin; a case study of the Paleogene in Huanghua depression, Bohai Bay Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(2): 143-162.
- [16] 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.
- [17] 张林晔, 包友书, 李钜源, 等. 湖相页岩油可动性——以渤海湾盆地济阳坳陷东营凹陷为例[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.
- [18] 杨跃明, 文龙, 王兴志, 等. 四川盆地侏罗统大安寨段页岩油气地质特征及勘探有利区优选[J]. 天然气工业, 2023, 43(4): 32-42.
YANG Yueming, WEN Long, WANG Xingzhi, et al. Geological characteristics and favorable exploration area selection of shale oil and gas of the Lower Jurassic Da'anzhai Member in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(4): 32-42.
- [19] 刘芳, 陈恭洋, 李光来. 模糊聚类分析在烃源岩评价中的应用[J]. 内江科技, 2013, 34(1): 127.
LIU Fang, CHEN Gongyang, LI Guanglai. Application of fuzzy cluster analysis in source rock evaluation[J]. Neijiang Science & Technology, 2013, 34(1): 127.
- [20] 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, LÜ Qi, et al. Evaluation technology and practice of continental shale oil development in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(5): 955-964.
- [21] 张新顺, 王红军, 马锋, 等. 西西伯利亚盆地侏罗系致密油发育特征与资源潜力[J]. 石油与天然气地质, 2016, 37(1): 101-108.
ZHANG Xinshun, WANG Hongjun, MA Feng, et al. Characteristics and resource potential of Jurassic tight shale oil reservoirs in West Siberian Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016, 37(1): 101-108.
- [22] 黄东, 段勇, 李育聪, 等. 淡水湖相页岩油气有机碳含量下限研究——以四川盆地侏罗系大安寨段为例[J]. 中国石油勘探, 2018, 23(6): 38-45.
HUANG Dong, DUAN Yong, LI Yucong, et al. Study on the TOC lower limit of shale oil and gas of freshwater lake facies; a case study on the Jurassic Da'anzhai Member in the Sichuan Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2018, 23(6): 38-45.
- [23] 侯庆杰, 刘显大, 韩宏伟, 等. 致密滩坝砂储集层孔隙分形特征、预测及应用——以东营凹陷为例[J]. 沉积学报, 2022, 40(5): 1439-1450.
HOU Qingjie, LIU Xiantai, HAN Hongwei, et al. Fractal characteristics, prediction and application for pores in a tight beach-bar sand reservoir; a case study for Dongying sag[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2022, 40(5): 1439-1450.
- [24] 蒲秀刚, 金凤鸣, 韩文中, 等. 陆相页岩油甜点地质特征与勘探关键技术——以沧东凹陷孔店组二段为例[J]. 石油学报, 2019, 40(8): 997-1012.
PU Xiugang, JIN Fengming, HAN Wenzhong, et al. Sweet spots geological characteristics and key exploration technologies of continental shale oil; a case study of Member 2 of Kongdian Formation in Cangdong sag[J]. Acta Petrolei Sinica, 2019, 40(8): 997-1012.
- [25] 郭海平, 吴承美, 张金凤, 等. 吉木萨尔凹陷芦草沟混积型页岩油可动性实验[J]. 新疆石油地质, 2023, 44(1): 76-83.
GUO Haiping, WU Chengmei, ZHANG Jinfeng, et al. Experiments on mobility of mixed shale oil in Lucaogou Formation in Jimsar sag[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(1): 76-83.
- [26] 唐勇, 何文军, 姜懿洋, 等. 准噶尔盆地二叠系威化湖相页岩油气富集条件与勘探方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 125-143.

- TANG Yong, HE Wenjun, JIANG Yiyang, et al. Enrichment conditions and exploration direction of Permian saline lacustrine shale oil and gas in Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 125-143.
- [27] 陶土振, 胡素云, 王建, 等. 中国陆相致密油形成条件、富集规律与资源潜力[J]. *石油学报*, 2023, 44(8): 1222-1239.
- TAO Shizhen, HU Suyun, WANG Jian, et al. Forming conditions, enrichment regularities and resource potentials of continental tight oil in China[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(8): 1222-1239.
- [28] 赵贤正, 蒲秀刚, 金凤鸣, 等. 黄骅坳陷页岩型页岩油富集规律及勘探有利区[J]. *石油学报*, 2023, 44(1): 158-175.
- ZHAO Xianzheng, PU Xiugang, JIN Fengming, et al. Enrichment law and favorable exploration area of shale-type shale oil in Huanghua depression[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023, 44(1): 158-175.
- [29] 刘忠宝, 刘光祥, 胡宗全, 等. 陆相页岩层系岩相类型、组合特征及其油气勘探意义——以四川盆地中下侏罗统为例[J]. *天然气工业*, 2019, 39(12): 10-21.
- LIU Zhongbao, LIU Guangxiang, HU Zongquan, et al. Lithofacies types and assemblage features of continental shale strata and their significance for shale gas exploration; a case study of the Middle and Lower Jurassic strata in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2019, 39(12): 10-21.
- [30] 康家豪, 王兴志, 谢圣阳, 等. 川中地区侏罗系大安寨段页岩岩相类型及储层特征[J]. *岩性油气藏*, 2022, 34(4): 53-65.
- KANG Jiahao, WANG Xingzhi, XIE Shengyang, et al. Lithofacies types and reservoir characteristics of shales of Jurassic Da'anzhai Member in central Sichuan Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2022, 34(4): 53-65.
- [31] 黄董, 曾德铭, 王兴志, 等. 川中地区侏罗系大安寨段沉积相及有利岩石组合分析[J]. *特种油气藏*, 2023, 30(1): 65-73.
- HUANG Dong, ZENG Deming, WANG Xingzhi, et al. Sedimentary facies and favorable rock assemblages of Jurassic Da'anzhai Member, central Sichuan[J]. *Special Oil & Gas Reservoirs*, 2023, 30(1): 65-73.
- [32] 蒋代琴, 李平平, 邹华耀. 川东北元坝地区侏罗系页岩天然裂缝发育特征及其对页岩油气富集和保存的影响[J/OL]. *现代地质*, 2023(2023-08-08). <https://doi.org/10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.065>.
- JIANG Daiqin, LI Pingping, ZOU Huayao. Characteristics of natural fractures and their influence on oil and gas enrichment and preservation of the Jurassic shale in the Yuanba area, northeast Sichuan Basin[J/OL]. *Geoscience*, 2023(2023-08-08). <https://doi.org/10.19657/j.geoscience.1000-8527.2023.065>.
- [33] 梁西文, 徐文礼, 顾忠安, 等. 渝东地区大安寨段沉积相特征及有利区预测[J]. *岩性油气藏*, 2014, 26(2): 1-8.
- LIANG Xiwen, XU Wenli, GU Zhongan, et al. Sedimentary facies characteristics and favorable areas prediction of Da'anzhai segment in eastern Chongqing[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2014, 26(2): 1-8.
- [34] 卢炳雄. 川东地区下侏罗统自流井组大安寨段页岩气储层评价[D]. 成都: 成都理工大学, 2015.
- LU Bingxiong. Shale gas reservoir evaluation of Da'anzhai member in Ziliujing Formation of Lower Jurassic in eastern Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2015.
- [35] Sahoo A K, Mukherjee D, Mukherjee A, et al. Reservoir characterization of eagle ford shale through lithofacies analysis for identification of sweet spot and best landing point[R]. URTEC 1561817, 2013.
- [36] 孙龙德, 刘合, 何文渊, 等. 大庆古龙页岩油重大科学问题与研究路径探析[J]. *石油勘探与开发*, 2021, 48(3): 453-463.
- SUN Longde, LIU He, HE Wenyuan, et al. An analysis of major scientific problems and research paths of Gulong shale oil in Daqing oilfield, NE China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, 48(3): 453-463.
- [37] 付锁堂, 金之钧, 付金华, 等. 鄂尔多斯盆地延长组7段从致密油到页岩油认识的转变及勘探开发意义[J]. *石油学报*, 2021, 42(5): 561-569.
- FU Suotang, JIN Zhijun, FU Jinhua, et al. Transformation of understanding from tight oil to shale oil in the Member 7 of Yanchang Formation in Ordos Basin and its significance of exploration and development[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2021, 42(5): 561-569.
- [38] 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.
- 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.
- [39] 王民, 关莹, 李传明, 等. 济阳坳陷沙河街组湖相页岩储层孔隙定性描述及全孔径定量评价[J]. *石油与天然气地质*, 2018, 39(6): 1107-1119.
- WANG Min, GUAN Ying, LI Chuanming, et al. Qualitative description and full-pore-size quantitative evaluation of pores in lacustrine shale reservoir of Shahejie Formation, Jiyang depression[J]. *Oil & Gas Geology*, 2018, 39(6): 1107-1119.
- [40] WANG Fuyong, YANG Kun, ZAI Yun. Multifractal characteristics of shale and tight sandstone pore structures with nitrogen adsorption and nuclear magnetic resonance[J]. *Petroleum Science*, 2020, 17(5): 1209-1220.
- [41] 陈明江, 程亮, 陆涛. Ahdeb油田Khasib油藏孔隙结构及其对注水开发的影响[J]. *岩性油气藏*, 2020, 32(3): 133-143.
- CHEN Mingjiang, CHENG Liang, LU Tao. Pore structure characterization and its impact on waterflooding development in Khasib reservoir in Ahdeb oilfield, Iraq[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2020, 32(3): 133-143.
- [42] ZHANG Yixin, GHANBARNEZHAD MOGHANLOO R, DAVUDOV D. Pore structure characterization of a shale sample using SEM images[R]. SPE 195352, 2019.
- [43] CHO Y, EKER E, UZUN I, et al. Rock characterization in unconventional reservoirs; a comparative study of bakken, Eagle Ford, and Niobrara Formations[R]. SPE 180239, 2016.
- [44] ZHANG Pengfei, YIN Yajie, LU Shuangfang, et al. Insights into pore structures and multifractal characteristics of shale oil reservoirs; a case study from Dongying sag, Bohai Bay Basin, China[J]. *Energy & Fuels*, 2022, 36(15): 8224-8237.
- [45] 姚兰兰, 杨正明, 李海波, 等. 大港油田沙一下亚段页岩油储层高压压汞与氮气吸附实验[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(4): 162-168.
- YAO Lanlan, YANG Zhengming, LI Haibo, et al. High pressure mercury injection and nitrogen adsorption tests for shale oil reservoirs in lower sub-member of first member of Shahezi Formation of Dagang oilfield[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(4): 162-168.

- [46] JARVIE D M. Shale resource systems for oil and gas; Part 2—shale-oil resource systems[M] // BREYER J A. Shale reservoirs—giant resources for the 21st Century. Tulsa; American Association of Petroleum Geologists, 2012, 97: 89-119.
- [47] 李政, 陆相盆地不同岩性页岩含油性及其可动性比较——以渤海湾盆地东营凹陷古近系沙四上亚段为例[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 545-551.
LI Zheng. Comparison of oil-bearing properties and oil mobility of shale with different lithologies in continental basins: a case study of the upper fourth Member of Paleogene Shahejie Formation in Dongying sag, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 545-551.
- [48] FISHMAN N, GUTHRIE J, HONARPOUR M. The stratigraphic distribution of hydrocarbon storage and its effect on producible hydrocarbons in the Eagle Ford Formation, South Texas[R]. URTEC 1579007, 2013.
- [49] 党伟, 张金川, 聂海宽, 等. 页岩油微观赋存特征及其主控因素——以鄂尔多斯盆地延安地区延长组 7 段 3 亚段陆相页岩为例[J]. 石油学报, 2022, 43(4): 507-523.
DANG Wei, ZHANG Jinchuan, NIE Haikuan, et al. Microscopic occurrence characteristics of shale oil and their main controlling factors; a case study of the 3rd submember continental shale of Member 7 of Yanchang Formation in Yan'an area, Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(4): 507-523.
- [50] DRISKILL B, SUURMEYER N, RILLING-HALL S, et al. Reservoir description of the subsurface Eagle Ford Formation, Maverick Basin area, South Texas, USA[R]. SPE 154528, 2012.
- [51] 柯思. 泌阳凹陷页岩油赋存状态及可动性探讨[J]. 石油地质与工程, 2017, 31(1): 80-83.
KE Si. Coase Discussion on the status and movability of shale oil in the Biyang depression[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2017, 31(1): 80-83.
- [52] TIAN Yao, AYERS W B, SANG Huiyan, et al. Quantitative evaluation of key geological controls on regional Eagle Ford shale production using spatial statistics[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 21(2): 238-256.
- [53] AL HINAI A, REZAEE R, ESTEBAN L, et al. Comparisons of pore size distribution; a case from the western Australian gas shale formations[J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2014, 8: 1-13.
- [54] 宫厚健, 李子靳, 朱超凡, 等. 核磁共振技术评价页岩可动油含量[J]. 实验室研究与探索, 2020, 39(2): 12-15.
GONG Houjian, LI Zijin, ZHU Chaofan, et al. Evaluating the content of movable oil in shale by technology of nuclear magnetic resonance[J]. Research and Exploration in Laboratory, 2020, 39(2): 12-15.
- [55] 覃莹瑶, 张宫, 罗超, 等. 吉木萨尔页岩油储层二维核磁共振特征[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3387-3400.
QIN Yingyao, ZHANG Gong, LUO Chao, et al. Two-dimensional NMR characteristics of Jimsar shale oil reservoir[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3387-3400.
- [56] 王强, 李志明, 钱日辉, 等. 超临界二氧化碳萃取泥页岩中可动油实验研究[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 646-652.
WANG Qiang, LI Zhiming, QIAN Menghui, et al. Movable oil extraction from shale with supercritical carbon dioxide[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 646-652.
- [57] 唐衍, 侯加根, 许凡, 等. 利用压汞曲线求取油藏原始含油饱和度的研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2008, 10(5): 23-26.
TANG Xian, HOU Jiagen, XU Fan, et al. Method of calculating reservoir original oil saturation by mercury injection curve[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2008, 10(5): 23-26.
- [58] 刘雅慧, 王才志, 刘忠华, 等. 一种评价页岩油含油性的测井方法——以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷为例[J]. 天然气地球科学, 2021, 32(7): 1084-1090.
LIU Yahui, WANG Caizhi, LIU Zhonghua, et al. A logging method for evaluating oil-bearing property of Jimsar shale oil: case study of sag in Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2021, 32(7): 1084-1091.
- [59] 姜振学, 李廷微, 宫厚健, 等. 沾化凹陷低熟页岩储层特征及其对页岩油可动性的影响[J]. 石油学报, 2020, 41(12): 1587-1600.
JIANG Zhenxue, LI Tingwei, GONG Houjian, et al. Characteristics of low-mature shale reservoirs in Zhanhua sag and their influence on the mobility of shale oil[J]. Acta Petrolei Sinica, 2020, 41(12): 1587-1600.
- [60] 闫伟林, 张兆谦, 陈龙川, 等. 基于核磁共振技术的古龙页岩含油饱和度评价新方法[J]. 大庆石油地质与开发, 2021, 40(5): 78-86.
YAN Weilin, ZHANG Zhaoqian, CHEN Longchuan, et al. New evaluating method of oil saturation in Gulong shale based on NMR technique[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(5): 78-86.
- [61] 王敏, 傅爱兵, 李进步, 等. 基于二维核磁确定博兴洼陷页岩可动油饱和度[J]. 地质论评, 2021, 67(增刊 1): 265-266.
WANG Min, FU Aibing, LI Jinbu, et al. Movable oil saturation determination of shale in Boxing depression based on 2-D NMR[J]. Geological Review, 2021, 67(S1): 265-266.
- [62] 郭秋麟, 王建, 陈晓明, 等. 页岩油原地量和可动油量评价方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(6): 1451-1463.
GUO Qiulin, WANG Jian, CHEN Xiaoming, et al. Discussion on evaluation method of total oil and movable oil in-place[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(6): 1451-1463.
- [63] MICHAEL G E, PACKWOOD J, HOLBA A. Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid rich shale plays[R]. URTEC 1573030, 2013.
- [64] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域[J]. 地球科学, 2019, 44(03): 833-847.
Zheng Min, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, et al. Potential of oil and natural gas resources of main hydrocarbon bearing basins and key exploration fields in China[J]. Earth Science, 2019, 44(03): 833-847.
- [65] 冯明友, 岳怀海, 刘小洪, 等. 川中侏罗系致密页岩油储层方解石沉淀模式及油气关系[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2022, 53(9): 3449-3461.
FENG Mingyou, YUE Huaihai, LIU Xiaohong, et al. Precipitation model of calcite and relation with hydrocarbon of the Jurassic tight shale oil reservoir in central Sichuan Basin[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2022, 53(9): 3449-3461.
- [66] 王良, 杨建, 彭钧亮, 等. 川中地区大安寨段页岩油储层可压性评价实验[J]. 钻采工艺, 2023, 46(1): 163-168.
WANG Liang, YANG Jian, PENG Junliang, et al. Experimental evaluation on compressibility of shale oil reservoir in Da'anzhai section in central Sichuan area[J]. Drilling & Production Tech-

- nology, 2023, 46(1): 163-168.
- [67] 唐勤. 致密砂岩气藏前置酸压裂技术应用研究[J]. 石油化工应用, 2017, 36(5): 38-42.
TANG Qin. Application study of pre-acid fracturing technology for tight sandstone gas reservoir[J]. Petrochemical Industry Application, 2017, 36(5): 38-42.
- [68] 黄越, 金智荣. 花庄区块页岩油密切割体积压裂对策研究[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(5): 96-100.
HUANG Yue, JIN Zhirong. Countermeasures of precision cutting volume fracturing for shale oil in Huazhuang block[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2022, 36(5): 96-100.
- [69] 刘合, 黄有泉, 蔡萌, 等. 松辽盆地古龙页岩油储集层压裂改造工艺实践与发展建议[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(3): 603-612.
LIU He, HUANG Youquan, CAI Meng, et al. Practice and development suggestions of hydraulic fracturing technology in the Gulong shale oil reservoirs of Songliao Basin, NE China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 603-612.
- [70] 郭建春, 马莅, 卢聪. 中国致密油藏压裂驱油技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2022, 43(12): 1788-1797.
GUO Jianchun, MA Li, LU Cong. Progress and development directions of fracturing flooding technology for tight reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(12): 1788-1797.
- [71] 陶余会. 如何构造模糊层次分析法中模糊一致判断矩阵[J]. 四川师范学院学报(自然科学版), 2002, 23(3): 282-285.
TAO Yuhui. How to make fuzzy consistent judgement matrix of the FAHP[J]. Journal of Sichuan Teachers College(Natural Science), 2002, 23(3): 282-285.
- [72] 李东晖, 田玲钰, 聂海宽, 等. 基于模糊层次分析法的页岩气井产能影响因素分析及综合评价模型——以四川盆地焦石坝页岩气田为例[J]. 油气藏评价与开发, 2022, 12(3): 417-428.
LI Donghui, TIAN Lingyu, NIE Haikuan, et al. Factor analysis and comprehensive evaluation model of shale gas well productivity based on fuzzy analytic hierarchy process: taking Jiaoshiba shale gas field in Sichuan Basin as an example[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2022, 12(3): 417-428.
- [73] 张吉军, 熊钰. 区间数多指标决策问题的最小隶属度偏差法[C]//2001年中国管理科学学术会议论文集. 北京: 中国优选法统筹法与经济数学研究地, 中科院科技政策与管理科学研究所, 2001: 174-177.
ZHANG Jijun, XIONG Yu. Minimum membership deviation method for interval number multi-index decision problem[C]//Collected Papers of the 2001 China Academic Conference on Management Science. Beijing: China's Optimal Selection Method and Economic Mathematics Research Area, Institute of Science and Technology Policy and Management Science, Chinese Academy of Sciences, 2001: 174-177.
- [74] 熊钰, 罗静, 刘斯琪, 等. 川西北地区双鱼石区块超深层栖霞组气藏高产井主控因素[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(1): 60-73.
XIONG Yu, LUO Jing, LIU Siqi, et al. The key controlling factors of high productivity wells in ultra-deep gas reservoir of the Qixia Formation in Shuangyushi area, NW Sichuan Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(1): 60-73.
- [75] MARTIN R, BAIHLY J, MALPANI R, et al. Understanding production from Eagle Ford-Austin chalk system[R]. SPE 145117, 2011.
- [76] GHERABATI S A, HAMMES U, MALE F, et al. Assessment of hydrocarbon in place and recovery factors in the Eagle Ford shale play[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2018, 21(2): 291-306.
- [77] 庞雄奇, 陈冬霞, 李丕龙, 等. 砂岩透镜体成藏门限及控油气作用机理[J]. 石油学报, 2003, 24(3): 38-41.
PANG Xiongqi, CHEN Dongxia, LI Pilong, et al. Accumulation thresholds of sand lens and controlling mechanism for oil and gas distribution[J]. Acta Petrolei Sinica, 2003, 24(3): 38-41.
- [78] 李经辉. 涪陵地区下侏罗统页岩气富集条件研究[D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2016.
LI Jinghui. Research on the enrichment condition of the shale gas in the Lower Jurassic, Fuling area, China[D]. Beijing: China University of Geosciences, 2016.
- [79] 颜雪. 川东涪陵地区下侏罗统大安寨段沉积相研究[D]. 成都: 成都理工大学, 2015.
YAN Xue. The sedimentary facies study of Lower Jurassic Da'anzhai member in Fuling area, eastern Sichuan Basin[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2015.
- [80] 冯动军. 四川盆地侏罗系大安寨段陆相页岩油气地质特征及勘探方向[J]. 石油实验地质, 2022, 44(2): 219-230.
FENG Dongjun. Geological characteristics and exploration direction of continental shale gas in Jurassic Da'anzhai Member, Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2022, 44(2): 219-230.
- [81] 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[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 124-135.
- [82] 舒志国, 周林, 李雄, 等. 四川盆地东部复兴地区侏罗系自流井组东岳庙段陆相页岩凝析气藏地质特征及勘探开发前景[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(1): 212-223.
SHU Zhiguo, ZHOU Lin, LI Xiong, et al. Geological characteristics of gas condensate reservoirs and their exploration and development prospect in the Jurassic continental shale of the Dongyuemiao Member of Ziliujing Formation, Fuxing area, eastern Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(1): 212-223.
- [83] 郭旭升, 魏志红, 魏祥峰, 等. 四川盆地侏罗系陆相页岩油气富集条件及勘探方向[J]. 石油学报, 2023, 44(1): 14-27.
GUO Xusheng, WEI Zhihong, WEI Xiangfeng, et al. Enrichment conditions and exploration direction of Jurassic continental shale oil and gas in Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(1): 14-27.

(收稿日期 2022-12-19 改回日期 2023-12-18 编辑 王培玺)