

Reservoir Characteristics and Classification Evaluation of Chang 6 Oil Reservoir in Linzhen Tarwan Area of Ordos Basin, China

Dongge Zhang Xuan Qu Pengcheng Xu Haozhang Fan Jiamei Cai

China Petroleum Changqing Oilfield Branch Changqing Industrial Group Co., Ltd., Xi'an, Shaanxi, 710018, China

Abstract

The Linzhen Taerwan area in the Ordos Basin was an important oil bearing block, with a relatively low level of exploration and development. Based on the drilling and oil testing of existing wells, multiple wells have achieved high production of industrial oil flow, demonstrating good exploration and development prospects. However, the heterogeneity of the reservoir in this area was strong, and there were significant differences in single well productivity. The characteristics of the reservoir were not yet clear, which restricts the evaluation of the reservoir and subsequent exploration and development. Based on data such as rock cores, cast thin sections, scanning electron microscopy, and high-pressure mercury injection, under the macroscopic control of sedimentary facies and sand body distribution, the petrological characteristics, physical properties, microscopic pore structure characteristics, and physical property plane distribution characteristics of the Chang 6 oil layer group in the region were studied to clarify the development characteristics of the reservoir and classify and evaluate the reservoir in the study area. The results indicated that the rock type of the reservoir was lithic feldspar sandstone; Overall, it is mainly composed of ultra-low permeability reservoirs with poor physical properties; The main development was intergranular pores and feldspar dissolution pores. The parameters of the capillary pressure curve indicate that the reservoir has high displacement pressure, low median pressure, and overall poor micro pore structure; Reservoir heterogeneity is strong, with relatively high porosity and permeability areas developed locally; According to the characteristics of reservoir development, the Chang 6 oil layer group in the study area was divided into three types of reservoirs, with Class II reservoirs being the most developed in the study area.

Keywords

basin; chang 6 oil reservoir group; heterogeneity; reservoir evaluation

中国鄂尔多斯盆地林镇——塔儿湾地区长6油层组储层特征及分类评价

张东阁 瞿璇 徐鹏程 范浩章 蔡佳美

中国石油长庆油田分公司长庆实业集团有限公司, 中国·陕西 西安 710018

摘要

鄂尔多斯盆地林镇—塔儿湾地区是重要的含油区块, 目前勘探开发程度相对较低, 从已有钻井遇油层及试油情况来看, 多口井获高产工业油流, 显示出很好的勘探开发前景。但该区域储层非均质性较强、单井产能差异较大, 储层特征尚不明确, 制约了油藏的评价及后续勘探开发。基于岩心, 铸体薄片, 扫描电镜, 高压压汞等资料, 在沉积相、砂体展布的宏观控制下, 通过对该地区长6油层组的岩石学特征, 物性特征, 微观孔隙结构特征, 物性平面分布特征进行研究, 明确了储层发育特征, 并对研究区储层进行分类评价。结果表明: 储集层岩石类型以岩屑长石砂岩为; 总体以超低渗透储层为主, 物性较差; 主要发育粒间孔及长石溶孔, 毛细管压力曲线参数表明, 储集层排驱压力较高, 中值压力较小, 储层微观孔隙结构总体较差; 储集层非均质性强, 局部发育的相对高孔、高渗区; 根据储层发育特征, 将研究区长6油层组划分为3类储层, 其中Ⅱ类储层在研究区最为发育。

关键词

盆地; 长6油层组; 非均质性; 储层评价

1 引言

鄂尔多斯盆地是中国重要的含多种能源沉积盆地, 油气资源丰富, 油气储层以低渗透特征闻名国内外。林镇—塔

儿湾地区是长庆油气增储上产最重要的接替区块, 但是目前该区勘探开发程度相对较低, 其中储层特征不明是制约进一步勘探开发的关键。为弄清该区的勘探开发潜力, 为区域的开发部署提供依据, 因此十分有必要对区域内储层特征进行研究, 对储层进行分类评价。储层分类评价是提交石油探明储量的必要环节, 它是对油藏储量品位进行地质综合评判的重要环节^[1,2]。

【作者简介】张东阁(1984—), 男, 中国河南平顶山人, 高级工程师, 从事油田勘探开发及地质部署研究。

晚三叠世延长组自下而上共发育长10-长1十个油层组,其中长6油层组(简称长6)是主力含油层位之一,储层非均质性强、微观孔隙结构复杂、物性较差,属于超低渗透储层^[3,4]。目前,对于该地区储层孔隙特征还缺乏深入研究,导致地质认识程度低,制约了长6油层的进一步勘探开发。论文基于岩心,铸体薄片,扫描电镜,高压压汞等多种资料,通过对储层岩石学特征研究、储层微观孔隙结构研究、储层物性特征研究及储层物性平面展布特征研究,进一步明确了林镇—塔儿湾地区三叠系长6储层特征,在此基础上结合生产现状对研究区长6储层进行综合分类评价,为后期筛选建立有利区,及开发部署提供可靠的依据。

2 研究区概况

林镇—塔儿湾地区位于鄂尔多斯盆地中南部合水县及华池县境内(图1a),面积286km²。属于伊陕斜坡构造单元^[5],区内地层展布平缓,构造相对简单,局部发育近东西向鼻隆微

构造。

区域沉积演化特征研究表明,鄂尔多斯盆地在晚三叠世长9期发育一次小型湖侵作用,之后经历了长8期三角洲进积沉积作用后,在长7期发育一次大型湖侵作用,延长湖盆达到最鼎盛时期,沉积了中生界最主要的厚层优质烃源岩。随后开始缓慢湖退,长6期三角洲进积特征显著,三角洲砂体十分发育^[6,7]。工区靠近湖盆中心,长6期仍为半深湖—深湖亚相沉积环境,以浊积水道、浊积扇等微相类型为主。主要发育灰黑色半深湖泥岩与块状致密砂岩为特征,砂岩以块状层理、粒序层理为主,并发育沟模、重荷模等典型重力流浊积沉积构造,反映了半深湖—深湖相浊积体的沉积特征^[8]。平面上,东北物源方向的浊积水道砂体发育规模大(图1b),水道宽约3~6km,砂体厚度大部分处于5~15m,主体带的厚度在15~25m。目前已发现的油藏多均处于浊积主砂带上,表现了沉积对成藏的控制特征。

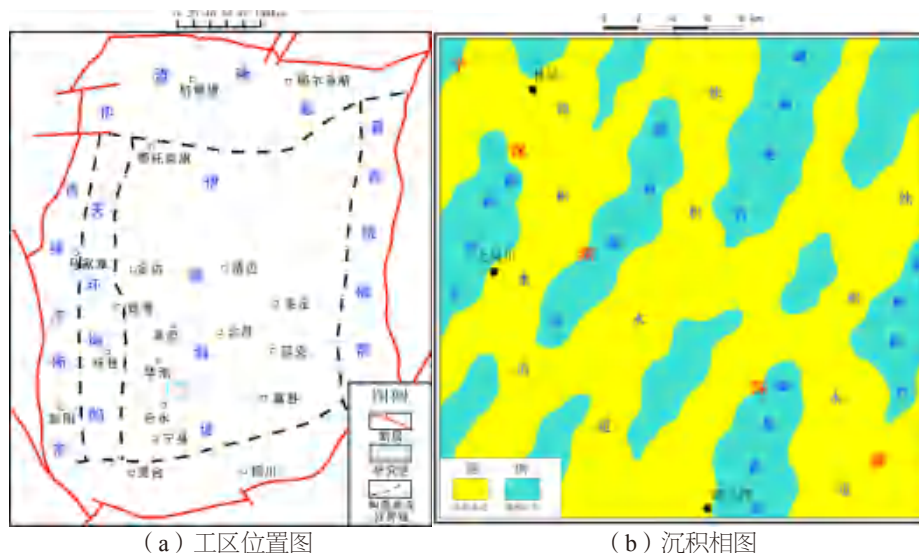


图1 鄂尔多斯盆地林镇—塔儿湾工区位置及长6沉积相平面图

3 储层特征

沉积物沉积后经历了长时间的埋藏压实胶结等成岩作用,形成了现今储层特征。通过对长6储层岩石学特征、物性特征、微观孔隙结构特征,以及储层物性平面展布的研究,能够揭示出储层岩石组分特征,储层微观结构及其渗流特征,及储层质量的差异,为储层综合评价提供依据。

3.1 储层岩石学特征

通过铸体薄片、X-射线衍射全岩矿物含量及X-射线衍射黏土矿物含量等对研究区141块样品进行分析,结果表明林镇—塔儿湾地区长6储集层岩石类型主要以岩屑长石砂岩为主并发育少量长石砂岩(图2)。碎屑组分中,长石含量最高,石英次之,岩屑含量最低。储集层中变质岩岩屑以石英岩(1.224%)及千枚岩(2.216%)为主;岩浆岩岩屑主要为喷发岩(2.265%),沉积岩岩屑主要以白云岩(2.786%)

为主。填隙物种类多样,以水云母(伊利石)(6.315%)、绿泥石(0.955%)、铁方解石(3.645%)、铁白云石(2.087%)、硅质(1.137%)为主,其次发育少量绿泥石膜(0.501%)、方解石(0.17%)、菱铁矿(0.2%)、长石质(0.148%)等填隙物等(图3)。

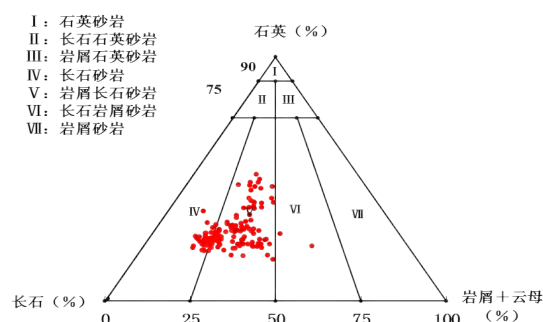


图2 林镇—塔儿湾地区长6岩石类型三角图

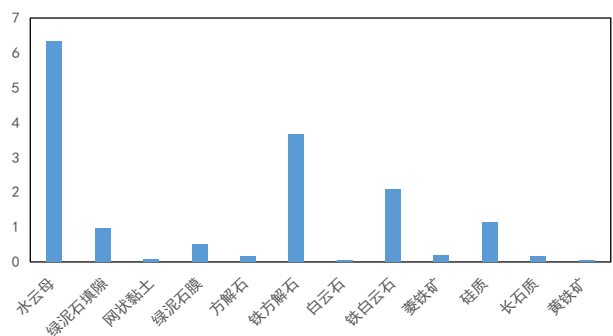


图3 林镇—塔儿湾地区长6储层填隙物组分图

3.2 储层物性特征

储层物性可以反映储层质量的好坏，其中孔隙度是对储层储集性能的表征，而渗透率是对储层渗流能力大小的良好反映。通过林镇—塔儿湾地区长6储层物性测试数据统计分析，结果显示：孔隙度分布在3.5%~11.4%，平均为8.17%，其中孔隙度小于8%占45%，介于8%~10%的占48.75%，大于10%的占6.25%。渗透率分布在 $0.003\sim 0.02\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，平均为 $0.06\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，其中小于 $0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的占80%， $0.1\sim 0.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的占20%。总体上以超低渗透储层为主。储层物性相对较差，但孔隙度和渗透率相关性较好，这表明储、渗能力主要依赖于砂岩基质孔隙与喉道^[9]。

3.3 储层微观孔隙结构特征

3.3.1 孔隙类型

通过铸体薄片、扫描电镜等资料表明，林镇—塔儿湾地区储集层在成岩过程中形成了多种孔隙类型，主要有粒间孔，长石溶孔，其次为岩屑溶孔、晶间孔，还发育少量的粒间溶孔和微裂隙。粒间孔（图4a、c、f）是发育在碎屑颗粒、基质及胶结物之间的孔隙空间，是该区域最为发育

的孔隙类型，平均面孔率为0.745%。长石溶孔（图4e、b）多发育在碎屑颗粒内部或颗粒解理等易溶部位，平均面孔率0.437%。岩屑溶孔（图4d）发育在岩屑颗粒内部，是溶蚀作用形成的孔隙，平均面孔率0.076%。晶间孔主要发育在填隙物矿物晶体之间，平均面孔率为0.044%。微裂隙是由于沉积、成岩或构造作用产生的裂缝^[10]，对于孔隙的连通性起到了至关重要的作用，研究区微裂隙发育较少，平均面孔率0.005%。

3.3.2 微观孔喉结构特征

储层的微观孔隙结构是影响储层物性的重要因素，通过25块样品毛细管压力曲线的参数可以定量表征孔隙结构（表1）。孔喉中值半径反映了孔喉大小，孔喉中值半径是汞饱和度为50%时的毛细管压力，所对应的毛细管半径。一般孔喉中值半径越大，孔渗条件越好。研究区孔喉中值半径分布在 $0.01\sim 0.33\mu\text{m}$ ，平均为 $0.08\mu\text{m}$ ，孔喉中值半径整体偏小。分选系数、变异系数可以反映孔喉分选性，分选系数是储层岩石样品中孔隙喉道大小标准偏差的度量，能够反映孔隙喉道分布的集中程度。研究区分选系数分布在 $0.41\sim 3.43\mu\text{m}$ ，平均为 $1.37\mu\text{m}$ ，表明分选性一般。排驱压力，中值压力，退汞效率可以反映孔喉渗流能力。研究区排驱压力 $0.88\sim 58.67\text{MPa}$ ，平均为 7.33MPa ，排驱压力较高，表明储层渗透性较差。中值压力为汞饱和度为50%时对应的毛细管压力值，研究区中值压力 $2.23\sim 58.67\mu\text{m}$ ，平均为 $13.62\mu\text{m}$ 。退汞效率是指在限定的压力范围内，当最大注入压力降到最小压力时从岩样中退出的水银体积占降压前注入水银总体积的百分数，研究区退汞效率偏低，一般为 $13.29\%\sim 39.52\%$ ，平均值为 24.80% 。综上分析研究区长6储层孔隙结构较差，孔隙和喉道均匀程度较差，非均质性明显。

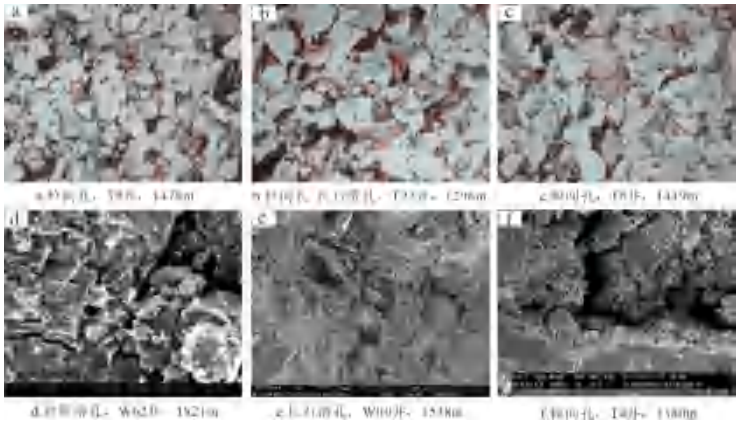


图4 林镇—塔儿湾地区长6储层孔隙类型

表1 林镇—塔儿湾地区长6压汞参数值

参数	分选系数	变异系数	中值半径 (μm)	中值压力 (MPa)	排驱压力 (MPa)	孔隙度 (%)	渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	最大汞饱和度 (%)	退汞效率 (%)
最小值	0.41	0.03	0.01	2.23	0.88	4.30	0.02	26.90	13.29
最大值	3.43	11.97	0.33	58.67	58.67	15.10	0.56	96.79	39.52
平均值	1.37	0.99	0.08	13.62	7.33	10.22	0.11	74.10	24.80

3.4 储层物性平面展布特征

储层物性平面展布特征显示（图5），研究区长6储层总体为超低渗透储层，且储层平面非均质性强，局部发育相对高孔、高渗区。长6在研究区西北及东南部局部区域发育相对高孔、高渗区，平均孔隙度达8%以上，平均渗透率达 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。以上这些区域是长6油藏有利聚居区，油藏富集明显受控于储层因素。

储层物性平面分布的差异，主要受控于沉积相带和成岩作用联合控制。其中沉积相带为先天条件，决定着储层的结构成熟度和成分成熟度，不同的沉积相带下储层的特征存在差异，导致原始孔隙度的不同。研究区的浊积水道是最有利于储层发育的沉积相带，储层物性高孔渗区域明显受控于

沉积相的控制。

后期成岩改造作用使孔隙结构发生了显著变化，从而影响研究区长6储层物性特征。成岩作用主要可以分为建设性成岩作用和破坏性成岩作用。建设性成岩作用主要包括溶蚀作用，构造缝等多种裂缝。溶蚀作用是砂岩次生孔隙形成的主要作用，可以增强孔隙之间的连通性，是改善储层的重要原因，工区长石溶蚀相对发育。破坏性成岩作用主要包括压实作用，胶结作用等。压实作用是导致储层孔隙度显著降低的重要因素之一，主要表现在原生粒间孔不断减少，矿物之间的接触关系变得更加紧密，脆性矿物发生破裂。胶结作用对粒间孔隙度的影响显著，研究区长6储层中最主要的胶结方式包括碳酸盐岩胶结，黏土矿物交接，硅质胶结。

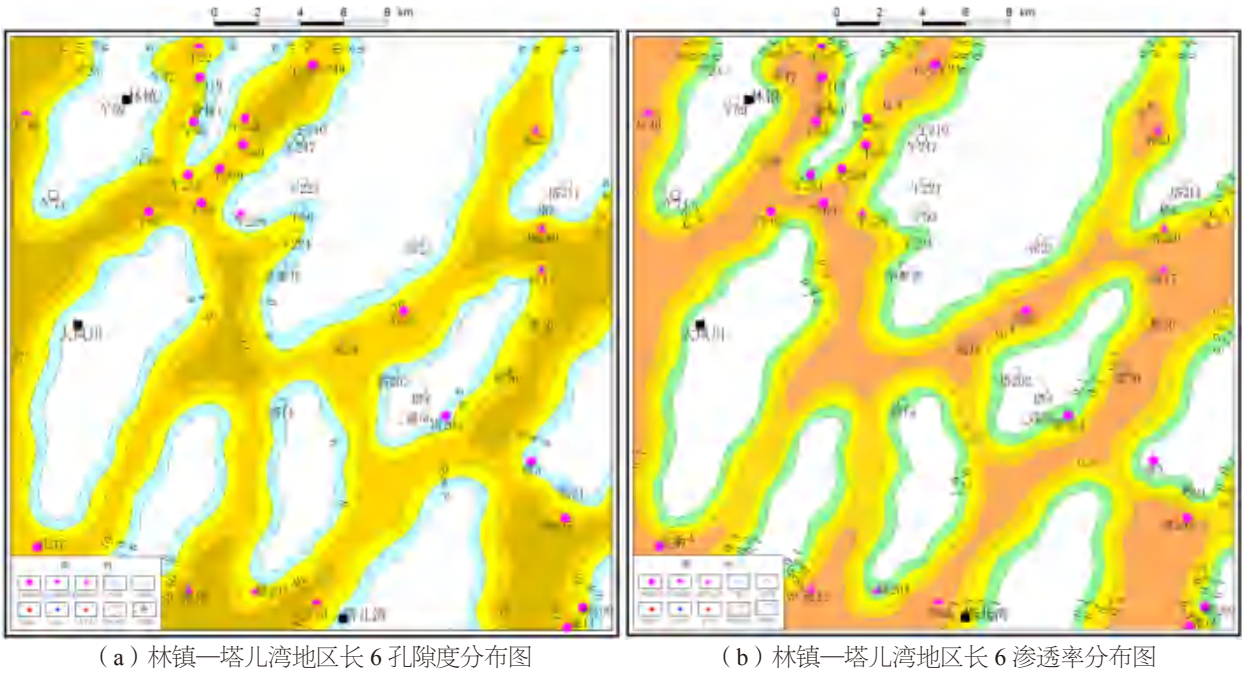


图5 林镇—塔儿湾地区长6孔渗平面图

4 储层综合评价

根据岩性、砂体厚度、沉积微相、岩石类型、孔隙类型、孔隙结构及物性特征等综合因素初步建立了林镇—塔儿湾地区长6储层分类评价标准（表2），为有利区预测及井位部署提供了依据。

I类储层为较好储层。该类储层以中-细砂岩为主，砂体厚度10~15m，多为水下分流河道及河口坝沉积，储渗性能好，孔隙度大于10%，渗透率大于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，排驱压力较低，毛细管压力曲线具有缓坡斜平台，孔吼中等。

II类储层为一般储层。该类储层以细砂岩为主，砂体厚度10~5m，多为水下分流河道及浊流沉积，是研究区最为发育的储层类型，储渗性一般，孔隙度多分布于8%~10%，

渗透率分布于 $0.3 \sim 0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，排驱压力较高，毛细管压力曲线无明显平缓段，孔吼较细。

III类储层为差储层。该类储层以粉细砂岩为主，砂体厚度一般小于5m，多为浊流沉积，是研究区发育规模最小的储层类型，储渗性较差，孔隙度小于8%，渗透率小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，排驱压力较高，毛细管压力曲线无平缓段，孔吼细。

基于储层分类评价标准，进一步研究了不同类型储层的发育程度，通过对研究区11口井的资料进行统计，储层合计厚度123.7m，其中I类储层厚度33.7m，占总厚度的27.2%，II类储层厚度72.3m，占总厚度的58.4%，III类储层厚度17.7m，占总厚度的14.3%，研究区主要发育II类储层。

表 2 林镇—塔儿湾地区长 6 储层评价表

参数指标	储层类型		
	I 类	II 类	III 类
岩性	中～细砂岩	细砂岩	粉细砂岩
砂岩厚度	10.0~15.0	5.0~10.0	<5.0
沉积微相	水下分流河道、河口坝		
孔隙度（%）	10~12	8~10	<8
渗透（10 ⁻³ μm ² ）	0.5~1.0	0.3~0.5	<0.3
面孔率（%）	2.0~4.0	<2.0	
排驱压力（MPa）	0.4~1.3	1.3~2.5	>2.5
中值半径（μm）	0.2~0.1	0.1~0.06	<0.06
退汞效率（%）	>25.0		<25.0
毛细管压力曲线	排驱压力较低，具缓坡斜平台，吼道中等	排驱压力较高，无明显平缓段，孔喉较细	排驱压力较高，无平缓段，孔喉细
储层评价	较好	一般	差

5 结论

①林镇—塔儿湾地区长 6 油层组岩石类型主要为岩屑长石砂岩，填隙物以水云母及绿泥石为主。孔隙度平均值为 8.17%，渗透率平均值为 0.06×10⁻³μm²，储层物性较差，以超低渗透储层为主。微观孔隙结构较差，储层非均质性明显。油藏富集明显受控于储层因素。

②基于储层宏观和微观孔隙结构特征，建立林镇—塔儿湾地区长 6 油层储层分类评价标准，I 类为较好储层，II 类为一般储层，III 类为差储层，其中以 II 类一般储层为主，占比达到 58.4%，多分布于水下分流河道、浊积水道。

参考文献

[1] 徐诗雨,祝怡,曾乙洋,等.蓬莱气田茅口组储层孔隙结构特征及分类评价[J].天然气地球科学,1-12[2024-05-21].

[2] 孟婧,张莉莹,李芮,等.致密砂岩储层微观孔隙结构特征及其分类评价[J].特种油气藏,2023,30(4):71-78.

[3] 雷冠宇,文志刚.鄂尔多斯盆地华庆地区长6-3储层特征评价与研

究[J].石油化工应用,2021,40(2):96-99.

[4] 靳晓杰.鄂尔多斯盆地伊陕斜坡南部长6段储层特征及主控因素分析[J].中外能源,2022,27(5):35-41.

[5] 白升,段小颖,郭科.杏子川油田某井区长6储层沉积特征研究[J].地下水,2015,37(1):217-218.

[6] 李文厚,庞军刚,曹红霞,等.鄂尔多斯盆地晚三叠世延长期沉积体系及岩相古地理演化[J].西北大学学报(自然科学版),2009,39(3):501-506.

[7] 郭艳琴,李文厚,郭彬程,等.鄂尔多斯盆地沉积体系与古地理演化[J].古地理学报,2019,21(2):293-320.

[8] 王振,张元福,张娜,等.鄂尔多斯盆地南部地区延长组深水沉积构造特征及地质意义[J].现代地质,2018,32(1):121-132.

[9] 杨友运,赵永刚,陈朝兵.鄂尔多斯盆地西南部延长组致密砂岩储层微观特征[M].北京:科学出版社,2010.

[10] 吕文雅,曾联波,周思宾,等.鄂尔多斯盆地西南部致密砂岩储层微观裂缝特征及控制因素——以红河油田长8储层为例[J].天然气地球科学,2020,31(1):37-46.