

引用格式:金祥纯,杜猛,郝春联,等.鄂尔多斯盆地长6段储层特征及CO₂驱提高采收率实验研究[J].油气地质与采收率, 2025,32(1):125-137.

JIN Xiangchun, DU Meng, HAO Chunlian, et al.Characteristics and CO₂ flooding enhanced oil recovery experiments of Chang 6 in Ordos Basin[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(1): 125-137.

鄂尔多斯盆地长6段储层特征及 CO₂驱提高采收率实验研究

金祥纯¹, 杜猛^{2,3}, 郝春联¹, 幸福兵¹, 康萍¹, 吕伟峰^{2,4}, 姚兰兰^{2,5}

(1. 中国石油辽河油田分公司 经济技术研究院, 辽宁 盘锦 124010; 2. 中国科学院大学 工程科学学院, 北京 100049;

3. 中国科学院 渗流流体力学研究所, 河北 廊坊 065007; 4. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083;

5. 提高油气采收率全国重点实验室, 北京 100083)

摘要:鄂尔多斯盆地长6段储层是重要的致密油聚集区。综合利用岩心资料、铸体薄片鉴定、压汞及高精度电镜扫描技术,从岩石学特征、物性特征、孔喉配套发育特征及孔隙结构特征等多个方面,开展研究区储层特征表征研究。在此基础上,辅以高温高压在线核磁共振CO₂驱物理模拟实验,通过实时动态监测CO₂驱各阶段原油的多相流动和运移行为,定量研究不同级别孔隙的流体饱和度、采收率、剩余油分布和微观动用特征,探讨注入压力对采收率和微观孔隙原油采出程度的影响。结果表明:研究区长6段储层特征差异显著,储层岩性以细粒长石砂岩和岩屑长石砂岩为主,孔隙度平均为10.2%,渗透率平均为0.79 mD,以低孔-超低渗透致密油储层为主,孔隙类型以粒间孔、长石溶蚀孔及沸石溶蚀孔为主;根据储层毛管压力曲线特征,可将长6段储层由好到差依次分为I、II和III类,储层孔喉结构参数与渗透率的相关性较好。研究区储层原油主要赋存于孔喉半径小于0.1 μm及孔喉半径为0.1~1和1~10 μm的3类孔隙中,不同级别孔隙的CO₂驱微观动用特征存在差异,大孔隙和中孔隙原油的采出程度呈现逐渐增大的趋势,而小孔隙原油的采出程度呈现先降低后增加的趋势。注入压力与CO₂驱采收率呈正相关关系,高压CO₂驱可增强油气传质,降低界面张力,进而提高总采收率。

关键词:致密油;孔隙结构;CCUS;核磁共振;CO₂驱;微观动用特征;膨胀降黏

文章编号:1009-9603(2025)01-0125-13

DOI:10.13673/pgre.202312009

中图分类号:TE357.46⁺9

文献标识码:A

Characteristics and CO₂ flooding enhanced oil recovery experiments of Chang 6 in Ordos Basin

JIN Xiangchun¹, DU Meng^{2,3}, HAO Chunlian¹, XIN Fubing¹, KANG Ping¹, LÜ Weifeng^{2,4}, YAO Lanlan^{2,5}

(1. Economic and Technical Research Institute, Liaohe Oilfield Company, China National Petroleum Corporation, Panjin City,

Liaoning Province, 124010, China; 2. School of Engineering Company, University of Chinese Academy of Sciences, Beijing City,

100049, China; 3. Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang City, Hebei Province,

065007, China; 4. China Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing City, 100083, China;

5. National Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery, Beijing City, 100083, China)

Abstract: Chang 6 reservoir in Ordos Basin is an essential tight oil accumulation area. This paper comprehensively utilized core data, thin section identification, mercury injection, and high-precision scanning electron microscopy (SEM) and studied the reservoir characteristics in the study area from multiple aspects, including petrological properties, physical properties, pore-throat

收稿日期:2023-12-12。

作者简介:金祥纯(1970—),男,辽宁盘锦人,高级工程师,硕士,从事CCUS渗流力学、油藏勘探开发及提高采收率等方面的研究。E-mail: jinxc@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”(2017ZX05013),中国石油CCUS重大专项“CCUS驱油地质体精细描述及油藏工程关键技术研究”(2021ZZ01-03),中国石油科技重大专项“页岩油开发机理和开发技术研究”(2022kt1001)。

matching development characteristics, and pore structure features. On this basis, CO₂ flooding physical simulation experiments were conducted by the online nuclear magnetic resonance (NMR) at high temperatures and high pressures, and the multiple phase flow and migration behavior of crude oil were monitored during various stages of CO₂ flooding in real-time. The fluid saturation, ultimate recovery, residual oil distribution, and microscopic producing characteristics of crude oil in pores with different sizes are quantitatively studied, and the effects of injection pressures on the ultimate recoveries and recoveries of crude oil in microscopic pores are explored. The results show that the characteristics of Chang 6 reservoir in the study area are significantly different. The reservoir lithologies are mainly fine-grained feldspar sandstones and lithic feldspar sandstones, with an average porosity of 10.2% and an average permeability of 0.79 mD, predominantly low-porosity to ultra-low permeability tight reservoirs. The pore types are mainly intergranular pores, feldspar-dissolved pores, and zeolite-dissolved pores. According to the capillary pressure curve characteristics of the reservoir, Chang 6 reservoir can be divided into I, II, and III types from good to poor, with a good correlation between the pore-throat structure parameters and permeability. The crude oil in the study area is mainly stored in three types of pores (< 0.1 μm, 0.1-1 μm, and 1-10 μm). There are differences in the microscopic production characteristics of CO₂ flooding in pores with different sizes. The recoveries of crude oil in macropores and medium pores show a gradual increase trend, while the recovery of crude oil in large and medium pores shows an increasing trend, while that in small pores shows a trend of decreasing first and then increasing. The injection pressure is positively correlated with the recovery of CO₂ flooding. High-pressure CO₂ flooding can enhance the mass transfer between oil and gas, reduce interfacial tension, and then improve the overall recovery. The research results can provide a reference for the efficient development of tight oil reservoirs in the study area.

Key words: tight oil; pore structure; CCUS; nuclear magnetic resonance; CO₂ flooding; microscopic production characteristics; expansion viscosity reduction

近年来,致密油气藏逐渐成为全球非常规油气勘探开发的前景领域^[1-3]。据美国能源信息署评估,预计到2035年北美致密油产量占比将超过50%,北美致密油的成功勘探和开发不仅对全球油气能源格局和政治产生了深远影响,而且掀起了中国致密油等非常规油气勘探开发的浪潮^[4-5]。中国致密油储量丰富,初步预测地质资源量达200×10⁸ t,技术可采量为20×10⁸~25×10⁸ t,广泛分布于鄂尔多斯盆地、准噶尔盆地和渤海湾盆地,开发前景广阔^[6-8]。与常规储层不同,致密油储层通常表现为低孔、低渗透及强非均质性的储集特性^[9-11],尤其是储层内部发育相当数量的微纳米孔喉,其复杂的孔喉结构特性难以精确表征,极大地制约了致密油储层的勘探与开发。鄂尔多斯盆地长6段储层开发前景巨大,但由于储层物性较差,非均质性强,极低的储层渗透率导致常规水驱难以有效注入并补充地层能量,大量未动用储层亟需进一步高效开发。因此,有必要对该储层结构特征开展表征评价研究,筛选有利开发区块并探索先进高效的开发方法,为勘探开发部署提供依据。

目前,常规储层表征技术主要有N₂/CO₂吸附、高压压汞、恒速压汞和铸体薄片等,非常规储层表征技术包括微纳米CT扫描、场发射扫描电子显微镜(FE-SEM)、聚焦离子束氦离子显微镜(FIB-HIM)和小角中子散射(SANS)等^[12-17]。卢双舫等利用高压压汞技术开展了致密页岩油储层孔喉分类评价

研究,构建了页岩油储层综合分级评价方法^[18]。GOLAB等结合高分辨率微米CT和扫描电镜构建了不同类别致密储层的三维结构并分析了它们的差异^[19-20]。贾宁洪等采用纳米CT和MAPS技术,分析了致密岩心干酪根孔隙特征并对岩心孔隙度开展定量评估^[21]。肖玲等结合高压压汞及铸体薄片实验,提出鄂尔多斯盆地长6段储层致密化的主要原因为水云母的胶结作用^[22]。曹斌风等结合扫描电镜及压汞资料对储层成岩作用研究发现,压实和胶结作用是导致长6段储层孔隙度减小的原因^[23],可见部分学者对研究区储层的沉积特征及微观孔隙结构表征开展了研究。此外,在致密油藏CO₂驱开发方面,栾茂兴构建了致密油藏CO₂驱核磁共振实验方法,探讨了致密油藏CO₂驱油效果及岩心微观孔喉动用规律^[24]。黄兴等利用核磁共振,从微观角度分析了注CO₂对不同级别孔喉的原油动用特征^[25]。蒲万芬等基于致密油岩心,对CO₂驱油特征及相关影响因素进行研究^[26]。总体而言,大多数研究采用的储层表征方法较为常规,仅对部分特定级别孔径适用,对研究区致密油储层微纳米级孔隙的定量表征及孔喉配套特征研究较少,同时缺乏从孔隙量化角度分析CO₂驱油效果、渗流机制和影响因素的相关研究。为此,以鄂尔多斯盆地长6段储层岩样为研究对象,综合利用岩心资料、铸体薄片鉴定、压汞及高精度电镜扫描技术,从岩石学特征、物性特征、孔喉配套发育特征及孔隙结构特征等多

个方面,开展储层特征表征研究。在此基础上,辅以高温高压在线核磁共振CO₂驱物理模拟实验,通过实时动态监测CO₂驱各阶段原油的多相流动和运移行为,定量研究不同级别孔隙的流体饱和度、采收率、残余油分布和微观动用特征,重点分析了注入压力对采收率和微观孔隙原油采出程度的影响,以期为研究区致密油储层的高效开发及CO₂捕集、利用与封存(CCUS)提供理论依据。

1 实验器材与方法

1.1 实验装置

将高温高压驱替物理模拟装置与核磁共振技术相结合,研发了致密油储层动态气驱在线核磁共振实验系统(图1)。该系统主要由核磁共振测试系统、恒温油浴加热循环控制泵、核磁特制岩心夹持器、回压泵、围压泵和恒速恒压驱替泵等组成。实验使用的核磁共振实验仪器型号为MacroMR12,共振频率为12.798 MHz,该设备最短回波时间为0.1 ms,可精确识别样品中的纳米级孔隙流体信号,每次实验前根据样品实际情况校准中心频率。

1.2 实验材料

实验岩样取自鄂尔多斯盆地长6段致密砂岩储层。鄂尔多斯盆地形成于古生代,总面积为25×10⁴ km²,其中长6段储层为湖泊沉积环境。研究区长6段地层厚度发育稳定,约为94.2~164.2 m,平均为117.7 m^[27-28]。选取研究区3块致密砂岩开展CO₂驱

在线核磁共振实验,首先对选取的岩样进行孔隙度和渗透率测试,孔隙度采用PORG-200孔隙度计测试,使用氦气法测定渗透率。岩样埋深为2 112.7~2 135.3 m,岩样的基本物性参数如表1所示。实验用气是纯度为99.999%的CO₂。实验用油为黏度为10.41 mPa·s、密度为0.886 g/cm³的原油。

表1 CO₂驱在线核磁共振实验岩样物性参数
Table1 Physical parameters of rock samples in online NMR experiments of CO₂ flooding

岩样编号	直径/cm	长度/cm	孔隙度/%	渗透率/mD	埋深/m
C1	2.498	8.976	15.6	0.214	2 112.2~2 135.3
C2	2.501	8.981	17.2	0.275	2 115.8~2 125.9
C3	2.502	8.978	16.5	0.239	2 112.7~2 134.8

1.3 实验方法

基于低场核磁共振理论,当含氢质子浸入静态磁场中并暴露于第二振荡磁场时,就会产生核磁共振。相同核磁场参数下核磁共振幅度与氢质子数量成正比,基于该原理可定量评价岩样内部含油饱和度的变化^[29-30]。常用的核磁共振技术基于横向弛豫时间T₂谱来识别孔隙流体的分布情况。T₂值与孔隙半径主要呈正相关关系,即作用在小孔隙中流体上的分子表面力较大,T₂值较小;相反,作用在大孔隙中流体上的分子表面力较小,T₂值较大。此外,通过高压压汞实验获得的孔隙分布对核磁共振T₂谱进行校准转换,可将T₂谱的横向弛豫时间转换为孔隙半径。

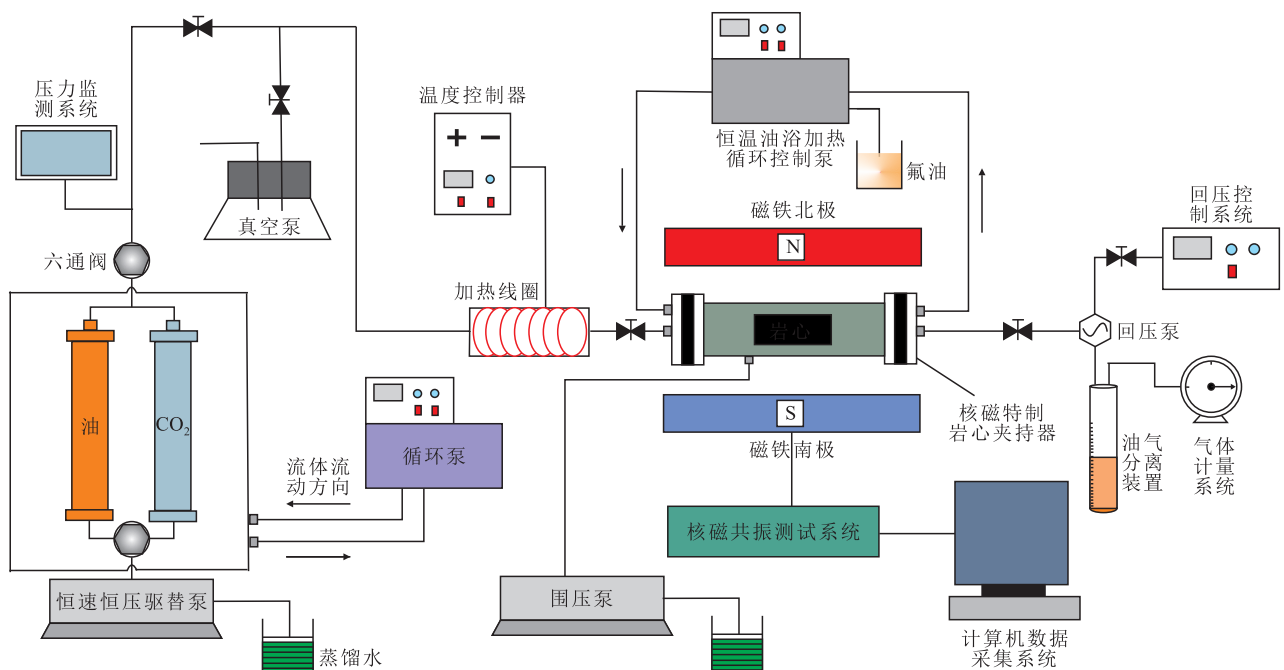


图1 动态气驱在线核磁共振实验系统
Fig.1 Online NMR experimental system of dynamic gas flooding

为了验证动态气驱在线核磁共振测试系统,通过设置相同的测试参数获得油体积与其对应的核磁共振信号量的关系。两者的关系曲线(图2)表明,核磁共振信号量与油体积具有良好的线性关系。说明设计的核磁共振测试系统工作良好,核磁共振信号量可以反映岩样中油体积的变化。

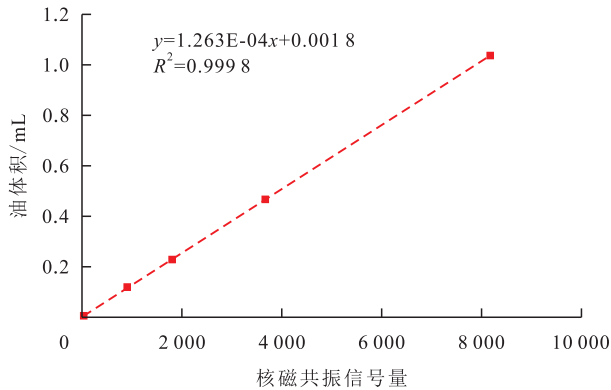


图2 核磁共振信号量与油体积的关系
Fig.2 Relationship between NMR signal intensity and oil volume

1.4 实验步骤

选取研究区长6段储层代表性岩样开展扫描电镜SEM成像、铸体薄片及高压压汞实验,并结合研究区储层物性资料进行分析。通过动态气驱在线核磁共振实验系统对致密岩样CO₂驱替过程进行实时监测并获得T₂谱。测试采用Carr-Purcell-Meiboom-Gill回波序列,T₂谱采用Butler-Reeds-Dawson算法。为了提高核磁共振信号的信噪比,扫描次数和回波次数分别设置为64和4096,回波时间和等待时间分别选择为0.1 ms和6 s。CO₂驱在线核磁共振实验主要分为4个步骤:①将岩样洗油洗盐后烘干于24 h,获得岩样的原始T₂谱。②将实验温度逐渐升高至85℃,并对岩样进行抽真空、原油饱和及老化处理,测试饱和和原油状态下岩样的T₂谱,采用称重法和核磁共振法计算饱和油体积和孔隙度。③通过恒速恒压驱替泵将CO₂注入岩样中,按照设定的注入压力(岩样C1、C2和C3的注入压力分别为21、28和32 MPa)恒压注入气体,围压设定为跟踪模式高于注入端3 MPa,在不同的CO₂注入量(0.2、0.6、1.0和1.2 PV)下进行核磁共振实验,当谱线不再变化时结束实验,并根据谱线的变化计算总采收率及不同级别孔隙的采收率。④更换岩样,重复步骤①—③。每次实验前使用标准岩样进行核磁共振信号量校正,确保扫描测试期间的实验结果具有可比性。

2 实验结果与分析

2.1 储层特征

2.1.1 岩石学特征

铸体薄片资料分析结果表明,研究区长6段储层岩性以浅灰色细粒长石砂岩、岩屑长石砂岩为主。碎屑矿物成分长石占比最高,平均含量为47.1%,其次为石英,平均含量为22.1%(图3),岩屑含量平均为7.8%,以变质岩岩屑和火成岩岩屑为主,见少量的沉积岩岩屑。填隙物以方解石和绿泥石为主,平均含量分别为9.1%和4.9%,水云母、沸石和硅质等组分较少。该区储层的结构成熟度较高,标准偏差为0.55~1.29,平均为0.76,碎屑颗粒分选相对较好,磨圆度主要为次棱角—次圆状。碎屑颗粒多呈点、线状接触,颗粒支撑或杂基支撑,胶结类型多为孔隙式和薄膜式,少见接触式和基底式。

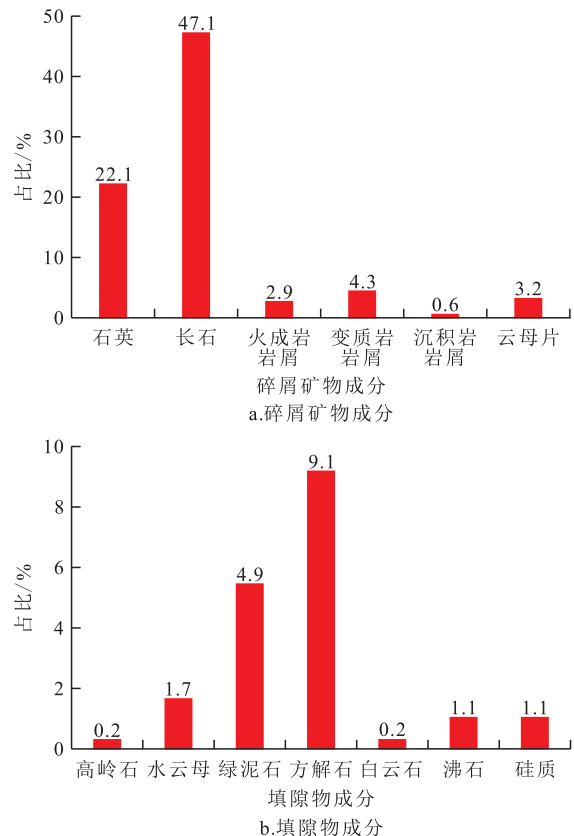


图3 鄂尔多斯盆地长6段储层碎屑矿物成分及填隙物成分分布

Fig.3 Distribution of mineral composition and cementing materials in Chang 6 reservoir of Ordos Basin

2.1.2 物性特征

储层物性特征分析对于评价储层质量具有重要意义。研究区长6段储层物性测试结果表明:孔隙度为5.2%~18.8%,平均为10.2%;渗透率为0.05~

15.2 mD, 平均为0.79 mD, 属于典型低孔-超低渗透致密油储层(图4), 储层质量较差。总体上, 储层的孔隙度与渗透率分布相对集中, 孔隙度主值区间为5%~12%, 中值为9.4%, 占统计岩样总孔隙度的72.7%; 渗透率主值区间为0.10~1.00 mD, 中值为0.37 mD, 占统计岩样总渗透率的78.4%。储层岩样的孔隙度和渗透率相关性较差, 部分微裂缝发育岩样渗透率大于25 mD, 表明裂缝对于储层渗流能力具有较好的贡献作用。同时, 由于构造沉积及岩相作用, 该区储层孔喉组合复杂多样, 孔喉和孔缝之间的差异较大, 连通性较为复杂。

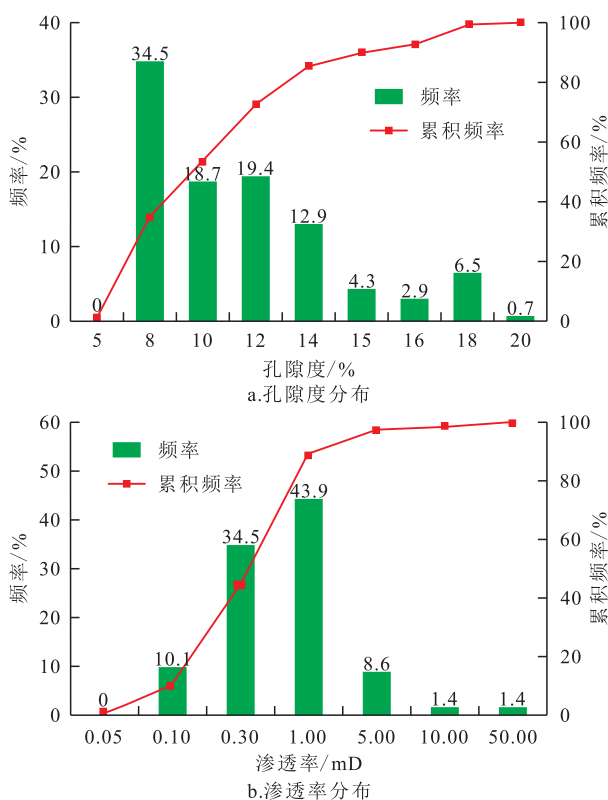


图4 鄂尔多斯盆地长6段储层孔隙度和渗透率分布
Fig.4 Distribution of porosity and permeability in Chang 6 reservoir of Ordos Basin

2.1.3 孔隙类型及孔喉配套发育特征

通过对研究区储层岩样的铸体薄片和扫描电镜观察, 可对储层的孔隙类型、形态和矿物分布特征进行分析, 结合铸体薄片及扫描电镜实验资料对孔喉特征进行统计分析。研究区长6段储层平均面孔率为4.08%, 相对较小。孔隙类型可分为原生孔隙、次生孔隙和微裂缝3类。原生孔隙主要以粒间孔为主(图5a—5c, 图6a—6c), 占总孔隙的73.1%(图7a), 主要为砂质沉积物碎屑颗粒间的原生孔隙或被填隙物部分充填改造后的残余粒间孔。由于经历了压实、胶结等成岩作用的改造, 其颗粒轮廓相对清晰, 颗粒表面无明显的次生增大, 孔径较大,

在各油层组储层中广泛发育, 镜下多呈三角形、长条状或不规则状产出, 分布较均匀, 连通性较好, 占总面孔率的71.8%~78.7%。次生孔隙主要为长石溶蚀孔和沸石溶蚀孔(图5d—5f, 图6d, 图6e), 分别占总孔隙的12.4%和10.3%, 岩屑溶蚀孔含量较少, 占总孔隙的3.9%。长石溶蚀孔主要为砂岩中长石碎屑颗粒在成岩过程中因溶蚀作用而形成的次生孔隙, 该类孔隙较为发育, 镜下多呈斑点状、长条状和网格状产出, 局部分布, 多具连通性, 占总面孔率的1.4%~17.3%。沸石溶蚀孔主要是由砂岩填隙物中的沸石颗粒经溶蚀作用而形成的, 沸石溶蚀孔在局部地层中发育, 多具连通性, 虽然孔隙数量不多, 仅占总面孔率的0~1.5%, 但对改善储层物性具有很大的促进作用。此外, 研究区储层晶间孔含量较少, 仅占总孔隙的0.3%, 主要为绿泥石和高岭石等黏土矿物发生溶蚀而形成的(图5g, 图5h, 图6f—6h), 晶体晶格部分受到溶蚀破坏作用后形成椭圆形小孔。该类孔隙发育程度较小, 仅占总面孔率的0.12%~0.93%。微裂缝发育较少, 主要为溶蚀缝(图5i, 图6i), 可对储层渗流能力起到一定的改善作用。

研究区孔喉特征统计结果表明, 长6段储层孔喉发育较好, 孔隙类型以小孔型和大孔型为主(图7b), 占比分别为71.11%和28.45%, 孔隙半径为215~200 μm , 平均为67.76 μm 。喉道半径为0.10~2.48 μm , 平均为0.92 μm , 以中细喉和细喉为主(图7c), 占比分别为36.79%和26.89%, 微喉道次之, 占比为22.72%, 喉道类型以矿物胶结形成的管束型喉道和构造压实作用形成的片状喉道为主。孔喉组合类型主要有大孔中细喉、小孔中细喉、小孔细喉和小孔微细喉4种, 其中以小孔中细喉、小孔细喉和大孔中细喉为主, 孔喉平均分选系数为1.14, 孔喉分选中等。

2.1.4 微观孔隙结构特征

孔喉尺度分析对于评价储层渗流特性极其重要, 高压压汞实验获得的毛管压力曲线是研究储层岩石的孔喉大小、分布和连通关系等孔隙结构特征的重要资料。研究区长6段储层的高压压汞测试资料表明, 该区储层毛管压力曲线表现为略粗歪度特性(图8), 随着排驱压力和中值压力增大, 进汞压力曲线前半段较为平缓, 曲线略凸向斜下方, 汞饱和时的中值压力较高, 可达1.41~16.87 MPa, 平均为5.32 MPa; 排驱压力为0.20~5.12 MPa, 平均为1.28 MPa; 孔喉中值半径为0.04~0.52 μm , 平均为0.25

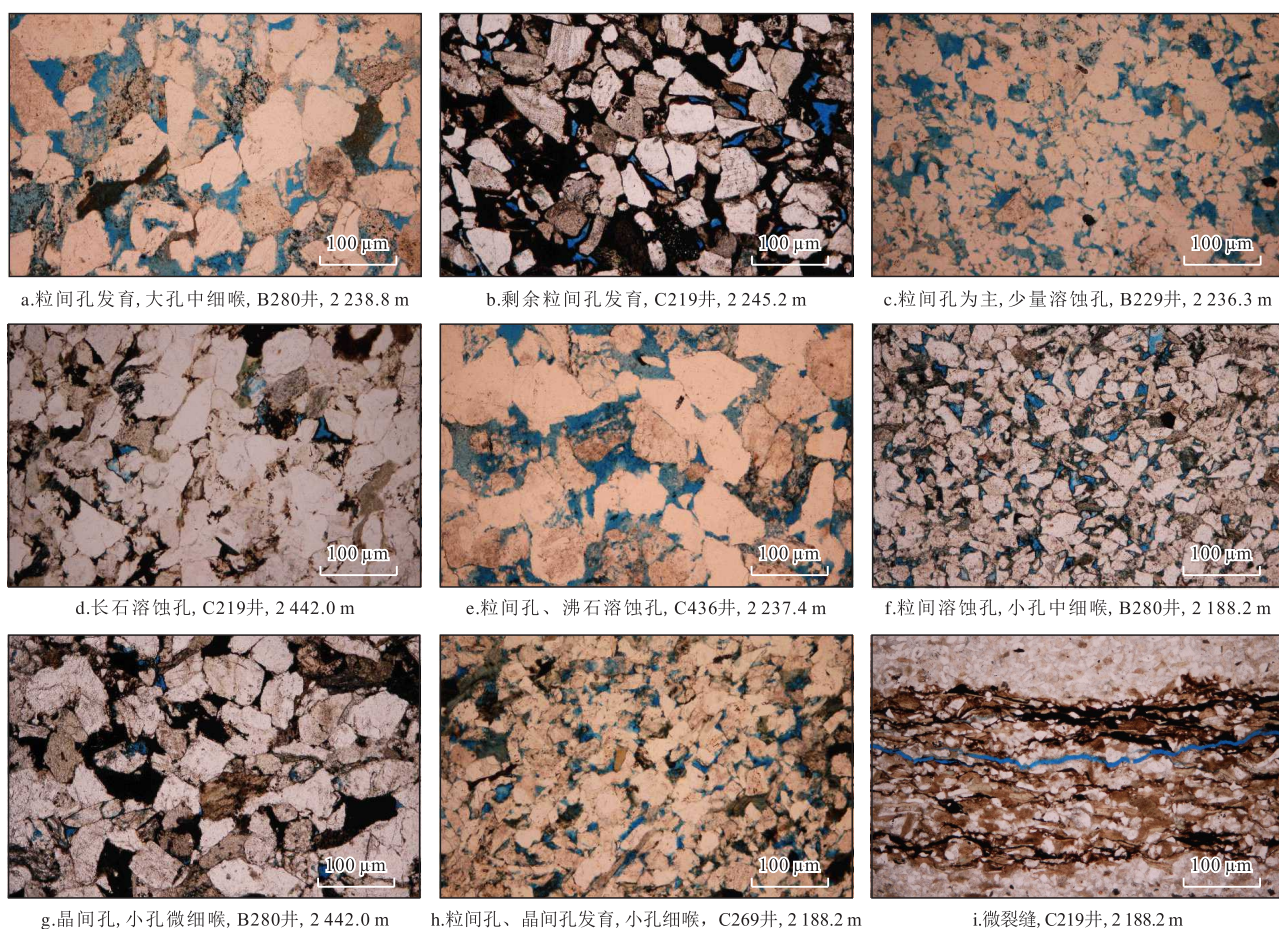


图5 鄂尔多斯盆地长6段储层岩石薄片特征

Fig.5 Characteristics of thin sections of rocks in Chang 6 reservoir of Ordos Basin

μm ;孔喉半径均值为 $0.07 \sim 3.42 \mu\text{m}$, 平均为 $0.46 \mu\text{m}$;储层孔喉整体连通性较差,非均质性较强。分选系数为 $0.03 \sim 4.0$, 平均为 1.38 ,孔喉分选性中等。

根据毛管压力曲线特征,可将研究区长6段储层的孔隙结构由好到差依次分为 I、II 和 III 共 3 种类型(表 2)。I 类样品主要孔喉特征表现为宽孔喉、低启动压力和低排驱压力,平均汞饱和度中值压力为 2.01 MPa ,孔喉中值半径和孔喉半径均值分别为 0.36 和 $0.47 \mu\text{m}$,最大汞饱和度约为 78.94% ,分选系数为 2.48 ,孔喉分选相对较好,因此, I 类样品的孔隙结构显现出较高的储集能力和渗流能力。II 类样品主要孔喉特征表现为中等孔喉、中等启动压力和低排驱压力,平均汞饱和度中值压力为 3.79 MPa ,孔喉半径中值和平均孔喉半径分别为 0.19 和 $0.34 \mu\text{m}$ 。最大汞饱和度约为 69.53% ,分选系数为 3.19 ,孔喉分选相对一般,因此, II 类样品的孔隙结构显现出相对较好的储集能力和渗流能力。III 类样品主要孔喉特征表现为窄孔喉、高启动压力和高排驱压力,平均汞饱和度中值压力为 31.64 MPa ,孔喉较小,储层渗透率较低,孔喉中值半径和孔喉半

径均值分别为 0.02 和 $0.18 \mu\text{m}$,最大汞饱和度约为 65.35% ,汞注入困难,毛管压力曲线几乎没有水平截面,分选系数为 3.98 ,孔喉分选性较差,非均质性强,因此,该类储层孔隙结构的储集能力和渗流能力较 I 和 II 类差。此外,3 种类型样品的退汞效率均较低,表明该区孔隙和喉道之间的差异较大,流体动用时的贾敏效应较强。总的来说,随着岩样渗透率的降低,研究区储层物性和孔喉连通性逐渐变差,孔喉半径均值减小,孔喉分选性降低。

分析研究区长6段储层孔喉结构参数与渗透率的关系(图 9)可知,排驱压力、中值压力、孔喉半径均值和孔喉分选系数等孔喉结构参数与渗透率相关性较好,总体上,可以概括为 3 点:①排驱压力和中值压力均与渗透率呈负相关,表现为渗透率越小,排驱压力和中值压力越高,反之,排驱压力和中值压力越低。②渗透率与孔喉大小呈正相关,孔喉半径均值越大,渗透率越大,反之,渗透率越小。③渗透率与孔喉分选系数呈正相关,即随着孔喉分选系数增大,渗透率增大。

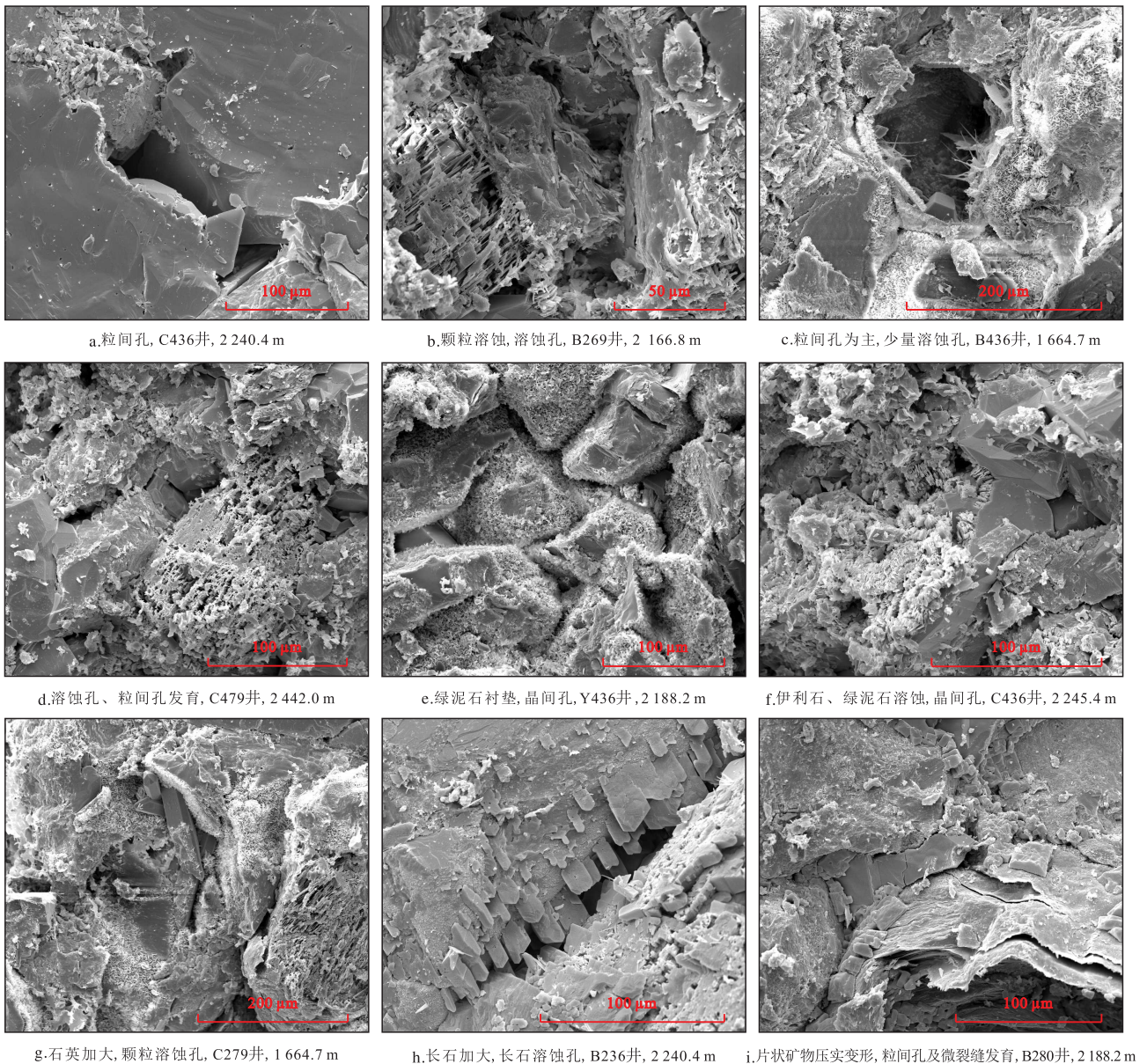


图6 鄂尔多斯盆地长6段储层孔隙类型及矿物分布特征

Fig.6 Pore types and mineral distribution characteristics of Chang 6 reservoir in Ordos Basin

2.2 CO₂驱油效果评价

2.2.1 CO₂驱核磁共振T₂谱演化特征

基于储层特征分析可知,研究区储层微观孔隙结构错综复杂,孔喉组合具有跨尺度结构特性,这将极大影响储层原油赋存特征及微观流体可动性。核磁共振T₂谱对于表征岩样孔喉大小分布、含油饱和度、流体动用特征及多相流方面发挥着重要作用。由研究区长6段储层3块岩样不同注入量下CO₂驱替过程中的核磁共振T₂谱(图10)可以看出,核磁共振T₂谱呈现明显的单峰或双峰分布特征,原油赋存孔隙可划分为3个级别,即孔喉半径小于0.1 μm的为小孔隙,0.1~1 μm的为中孔隙,1~10 μm为大孔隙,其对应的T₂值分别为<5、5~50和50~

500 ms。根据核磁共振T₂谱(图10),可获得不同级别孔隙原油在不同CO₂注入量下对采出程度的贡献占比,分析发现,随着CO₂注入量的增加,T₂谱中3种类型孔隙的核磁共振信号量发生了显著变化。当注入量为0.2 PV时,中孔隙和大孔隙的包络线显著降低,表明主要动用中孔隙和大孔隙中的原油。当注入量增至0.6 PV时,包络线变窄,T₂谱线逐渐向左移动,表明动用孔隙下限逐渐增大,即原油动用孔隙逐渐演化为小孔隙,小孔隙的原油采出程度增加。当注入量为1.0 PV时,T₂谱线继续左移且下降,表明小孔隙的产油量继续增加。当注入量为1.2 PV时,T₂谱线的变化较小,表明达到原油孔隙动用下限。值得注意的是,C2岩样在孔隙半径大于10 μm

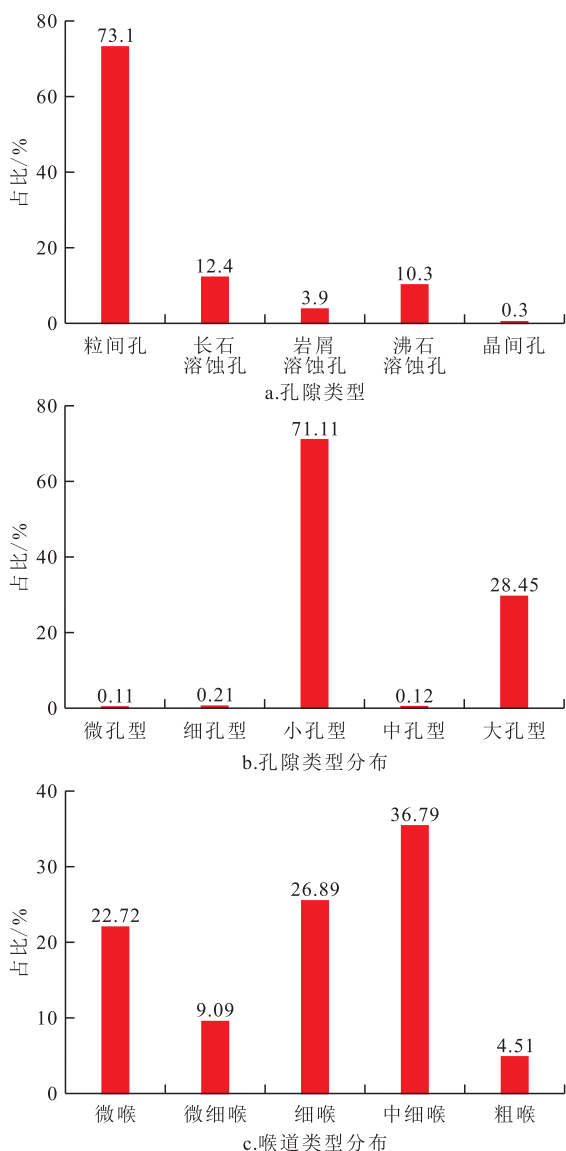


图7 鄂尔多斯盆地长6段储层孔喉发育特征
Fig.7 Pore-throat development characteristics of Chang 6 reservoir in Ordos Basin

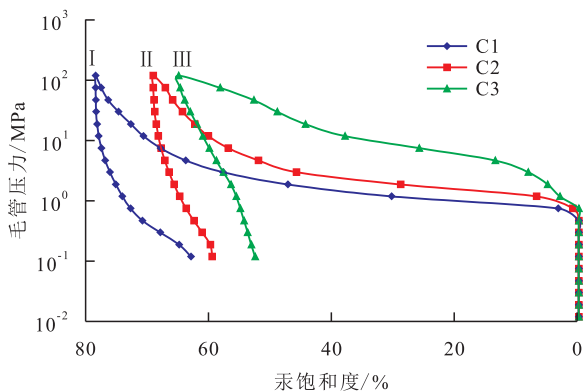


图8 鄂尔多斯盆地长6段储层高压汞毛管压力曲线
Fig.8 High pressure mercury injection capillary pressure curve of Chang 6 reservoir in Ordos Basin

处有2个 T_2 峰值信号,表明微裂缝发育,渗流能力好,除了大孔隙采出程度较高外,小孔隙也能获得

更高的采出程度。

整体上看,CO₂驱替早期原油采出速率较快, T_2 谱峰面积迅速减小,后期 T_2 谱变化缓慢,采油速率逐渐降低。在CO₂驱替过程中,核磁共振 T_2 谱的0.01 ~ 10 μm 是主要的原油产出孔隙,6 ~ 10 μm 孔隙中的原油基本被驱替完,剩余油主要分布在中、小孔隙中。此外,当CO₂的注入压力由21 MPa增至28 MPa再增至32 MPa时,相应的原油采收率分别为34.38%、58.27%和71.57%,即采收率随着CO₂注入压力的增大而增大,表明高压下CO₂与原油间的界面张力更小,CO₂对不同级别孔隙原油的动用效果更好,使得采收率明显提高。

2.2.2 CO₂驱微观孔隙原油动用特征

根据CO₂驱核磁共振 T_2 谱,可计算获得不同级别孔隙原油采出程度随注入量的变化曲线。由图11可见,不同级别孔隙原油的生产特征存在显著差异。CO₂首先波及中孔隙和大孔隙,因此大孔隙原油的采出程度呈现先快速增加后缓慢增加的趋势,即使注入量较小,也有很高的采出程度。中孔隙原油的采出程度呈现先缓慢增大后快速增大的趋势,采出程度不断提高。小孔隙原油的采出程度先降低后增加,当CO₂注入量小于1.0 PV时,小孔隙原油的采出程度为负值,后期采出程度显示出明显增加的拐点,与 T_2 谱较为吻合,这可能是由于驱替过程中CO₂携带岩样内部原油运移至纳米级小孔隙,进而导致小孔隙内原油重新分布。

从本质上讲,不同级别孔隙的CO₂驱微观动用特征存在差异性,这主要与CO₂在岩样孔隙中的波及位置和流体运移途径有关。大孔隙由于其较小的渗流阻力而有利于气体流动,CO₂首先进入大孔隙中动用其中的原油,此时CO₂已与原油充分接触,随着气体在大孔隙中积聚和膨胀原油,大孔隙原油的采出程度显著增大。当大孔隙中的气体压力达到能够克服中、小孔隙中的渗流阻力时,气体将进入下一级孔隙中动用原油,此时,随着压降逐渐向中孔隙和纳米级小孔隙传导,在压差和膨胀降黏作用下,中孔隙中难以动用的原油流向大孔隙,经大孔隙向采出端运移,这使得中孔隙原油的采出程度逐渐增大。而对于小孔隙原油,CO₂在驱替初期携带部分原油进入小孔隙,导致小孔隙采出程度为负值,后期当孔隙压力大于最小混相压力时,由于CO₂在混相作用下与小孔隙原油接触^[25,31],油气界面张力下降且CO₂的萃取能力增强,CO₂进入小孔隙的渗流阻力减小,导致小孔隙内原油发生膨胀降

表2 鄂尔多斯盆地长6段储层样品高压压汞实验参数统计结果
Table2 Statistical results of high pressure mercury injection experiment parameters in study area of Chang 6 reservoir in Ordos Basin

岩样类别	孔隙度/%	渗透率/ mD	排驱压力/ MPa	中值压力/ MPa	孔喉中值 半径/ μm	孔喉半径 均值/ μm	最大汞 饱和度/%	退汞效 率/%	分选系数	偏态
I类	9.60	0.63	0.50	2.01	0.36	0.47	78.94	19.77	2.48	1.85
II类	7.40	0.79	0.70	3.79	0.19	0.34	69.53	13.87	3.19	1.61
III类	5.20	0.18	0.80	31.64	0.02	0.18	65.35	19.08	3.98	1.46

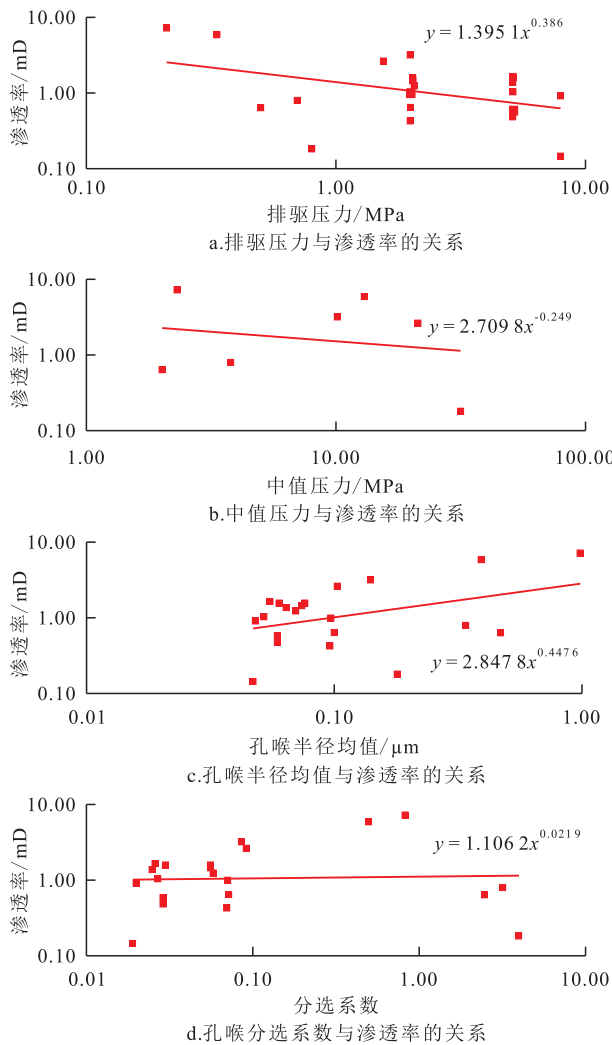


图9 鄂尔多斯盆地长6段储层孔喉结构参数与渗透率的关系

Fig.9 Relationship between pore-throat structural parameters and permeability of Chang 6 reservoir in Ordos Basin

黏等作用,流动性增强,采出程度逐渐提高。

2.2.3 注入压力对CO₂驱微观动用特征的影响

注入压力主要通过影响气驱前缘的稳定性和气体溶解度来影响岩样微观波及孔喉和总采收率。YU等认为,在一定的温度和压力条件下,当注入压力大于临界压力时,气驱前缘将失稳,这将导致不稳定驱替的低采收率^[32]。分析注入量与采收率和残余油饱和度的关系(图12)可知,当注入量为1.0 PV时,在CO₂注入压力为21 MPa的条件下,小孔

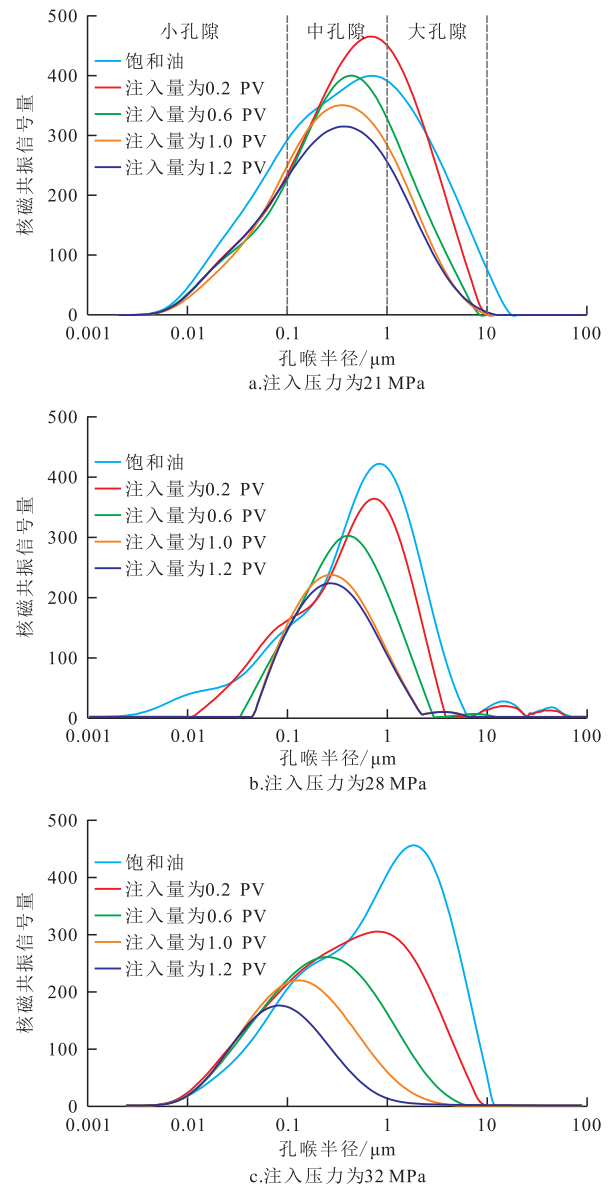


图10 不同注入量下CO₂驱替过程中的核磁共振T₂谱
Fig.10 NMR T₂ spectra of rock samples during CO₂ flooding at different injection volumes

隙、中孔隙和大孔隙的采收率分别为6.40%、6.36%和17.17%。当CO₂注入压力增至28 MPa时,小孔隙、中孔隙和大孔隙的采收率分别为10.59%、17.79%和26.98%,3种类型孔隙采收率分别增加了4.19%、11.43%和9.79%。而当CO₂注入压力增至32 MPa时,小孔隙、中孔隙和大孔隙的采收率分别

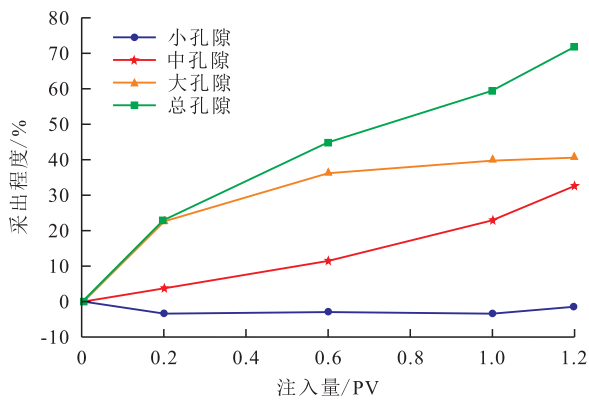


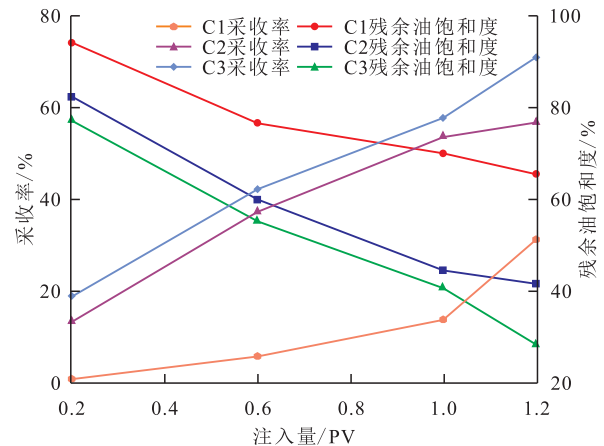
图 11 CO₂驱替过程中不同级别孔隙采出程度随注入量的变化关系

Fig.11 Variation in recovery of crude oil in pores with different sizes during CO₂ flooding process with injection volumes

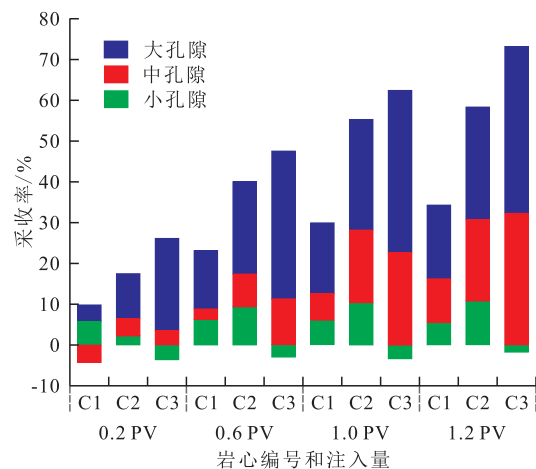
为-3.35%、22.84%和39.73%，中孔隙和大孔隙的采收率比注入压力为28 MPa时分别提高了5.05%和12.75%。当注入量为1.2 PV、注入压力为32 MPa时，中孔隙和大孔隙原油采收率分别比注入量为1.0 PV时提高9.71%和0.78%，该注入压力下中孔隙和大孔隙原油采收率比注入压力为21 MPa时分别提高22.05%和22.52%。总体而言，注入压力为28和32 MPa时原油总采收率呈现先迅速增加后缓慢增加的趋势，而当注入压力为21 MPa时，则呈现先缓慢后快速增加的趋势。当注入压力由21 MPa增加到28 MPa再增至32 MPa时，小孔隙原油采收率分别为-3.35%、-1.49%和-1.49%（图12b）；中孔隙的原油采收率从10.50%增加到32.55%；大孔隙的原油采收率从18.01%增加到40.51%；总采收率从34.38%增加到71.57%，表明注入压力与原油采收率呈正相关关系，特别是中孔隙和大孔隙的采收率可占总采收率的28.51%~73.07%。此外，从图12中还可观察到，在高注入压力下，小孔隙的原油采收率为负值，这反映在图12b中为小孔隙的原油采收率先降低到负值，然后增加到正值。因此，小孔隙对原油的排采和运移有很大影响，与上述分析结果较为一致。由此可知，高注入压力下CO₂驱的不同级别孔隙原油采收率及总采收率更高，主要有3个原因：①在一定温度和压力下，CO₂具有较好的流动性和较强的扩散性，可以缓慢地扩散到小孔隙中，并从气相转移到油相。当孔隙原油作用能接近CO₂内部作用能时，根据相似相溶性，CO₂在小孔隙中的溶解性显著提高。随着驱替时间的增加，CO₂进一步溶解在纳米级小孔隙原油中，当溶解于小孔隙原油中的CO₂膨胀时，更多的小孔隙中原油被动用，进而使得总采收率增大。②随着注入压力的增加，注

入的CO₂处于超临界状态(温度高于31.06 °C,压力大于7.39 MPa),容易以扩散的形式溶解到基质不同大小孔隙中的原油中,在岩样基质的狭窄区域发生混相驱或近混相驱,从而使得基质孔隙中的原油在抽提萃取下采出。③由于高注入压力下CO₂的溶解度增加,CO₂对原油轻质组分的抽提萃取速率加快,原油与CO₂之间的界面张力不断降低^[25,31-32],组分的传质速率提高,因此不同级别孔隙的原油在脱携萃取作用下产出,使得总采收率显著提高。值得注意的是,高注入压力也可能导致高压CO₂在岩样中积聚,在形成连续气相带的同时气体黏性力将增加,当黏性力大于孔隙毛细管压力时,将会出现指进现象,导致气窜提前,油气接触面积变小,采收率显著降低。因此,实际油田应优化矿场注入压力,避免气窜引起的低采收率。

分析不同注入压力时CO₂驱在不同注入量下的残余油饱和度分布(图13)可知:当注入量为1.0 PV



a.采收率及残余油饱和度与注入量的关系



b.不同级别孔隙采收率与注入量的关系

图 12 不同注入压力下CO₂驱采收率和残余油饱和度随注入量的变化

Fig.12 Variation in recoveries and residual oil saturations with injection volumes of CO₂ flooding at different injection pressures

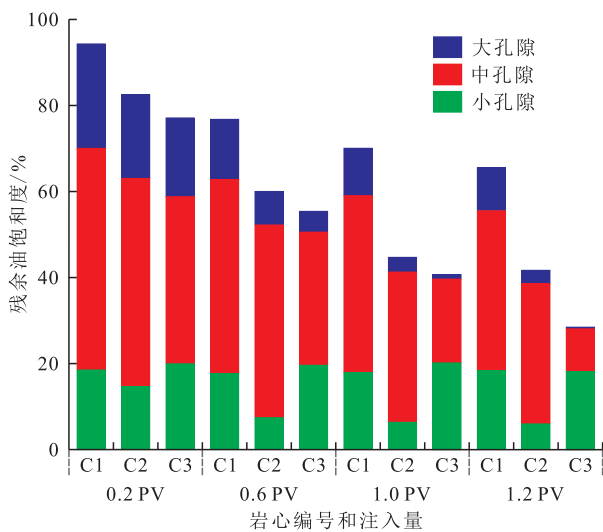


图13 不同注入压力下CO₂驱残余油饱和度随注入量的变化

Fig.13 Variation of residual oil saturation with injection volumes during CO₂ flooding at different injection pressures

时,在CO₂注入压力为21 MPa的条件下,小孔隙、中孔隙和大孔隙的残余油饱和度分别为17.89%、41.19%和10.99%;当注入压力增至32 MPa时,中孔隙和大孔隙的残余油饱和度分别降低了21.55%和9.89%,但小孔隙的残余油饱和度增加了2.14%,这可能是由于小孔隙连通性差,孔隙中的原油难以有效克服纳米孔隙的束缚效应,导致其高压下的低采收率和高残余油饱和度。总体上,3块岩样的注入压力分别为21、28和32 MPa,小孔隙的残余油饱和度依次为18.42%、6.03%和18.17%。中孔隙的残余油饱和度分别为37.04%、32.64%和9.94%。大孔隙的残余油饱和度分别为10.16%、3.16%和0.32%,总残余油饱和度分别为65.62%、41.73%和28.43%,当注入压力从21 MPa上升至32 MPa时,总残余油饱和度下降了37.19%。与注入压力为21和28 MPa相比,注入压力为32 MPa CO₂驱后的总残余油饱和度降低了13.31%~37.19%,残余油主要分布于小孔隙和中孔隙中,该部分孔隙为后期剩余油挖潜的主要方向。这表明向致密砂岩储层注入CO₂可对地层原油起到较好的膨胀降黏作用,注入压力越高,气驱后的残余油饱和度越低,从而可有效提高致密油的开发效果。此外,关于CO₂前置压裂的实践结果表明,CO₂返排率可低于20%,埋存效果好^[32]。因此,选择CO₂进行注气补能降黏,可大幅提高致密油开发效果,注CO₂开发有望成为致密油提高采收率并兼顾埋存的有效途径,这对于推动中国“双碳”目标的稳步实现具有重要意义。

3 结论

鄂尔多斯盆地长6段储层的孔隙度和渗透率均值分别为10.2%和0.79 mD,为低孔-超低渗透致密油储层,其主要储集空间类型为粒间孔、长石溶蚀孔及沸石溶蚀孔等,孔喉组合类型以小孔中细喉、小孔细喉和大孔中细喉为主,孔喉配套发育特征差异显著。根据储层毛管压力曲线特征,可将长6段储层由好到差依次分为I、II和III共3种类型,III类储层孔隙结构的储集能力和渗流能力较I和II类差。总体上,储层孔喉结构参数与渗透率存在较好的相关性。

研究区储层页岩油的赋存空间以大、中、小三个级别孔隙为主,CO₂驱主要动用大孔隙中原油;CO₂驱过程中不同级别孔隙的原油微观动用特征存在较大差异,由于渗流阻力相对较小,大孔隙和中孔隙原油采出程度随CO₂注入量逐渐增大,而小孔隙原油的采出程度先降低后增加,这是由于初期CO₂可在扩散作用下携带部分原油进入小孔隙,后期在抽提萃取作用下使得小孔隙内原油发生膨胀降黏等作用而产生,进而采出程度逐渐提高。

增大注入压力有利于提高CO₂驱采收率,降低孔隙的动用下限,随着注入压力从21 MPa增加到32 MPa,采收率从34.38%增加到71.57%,中孔隙和大孔隙的原油采收率分别提高了22.05%和22.50%。这可归因于高压CO₂驱增强了油气传质,降低了界面张力,进而大大提高了总采收率,剩余油主要分布在中小孔隙中,该部分孔隙为后期剩余油挖潜的主要方向。注CO₂开发有望成为提高原油采收率并兼顾埋存的有效途径。

参考文献

- [1] 郑文宽,张世明,李宗阳,等.CO₂驱不同注采模式提高采收率实验研究[J].油气地质与采收率,2023,30(2):86-93.
ZHENG Wenkuan, ZHANG Shiming, LI Zongyang, et al. Experimental study on enhanced oil recovery by different injection-production modes of CO₂ flooding[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30 (2): 86-93.
- [2] 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.
- [3] 赵文智,卞从胜,李永新,等.陆相页岩油可动烃富集因素与古

- 龙页岩油勘探潜力评价[J].石油勘探与开发,2023,50(3):455-467.
- ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Enrichment factors of movable hydrocarbons in lacustrine shale oil and exploration potential of shale oil in Gulong Sag, Songliao Basin, NE China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(3): 455-467.
- [4] 安成,柳广弟,孙明亮,等.基于氮气吸附实验与分形FHH模型分析页岩孔隙结构特征——以鄂尔多斯盆地华池地区长7段为例[J].石油实验地质,2023,45(3):576-586.
- AN Cheng, LIU Guangdi, SUN Mingliang, et al. Analysis of shale pore structure characteristics based on nitrogen adsorption experiment and fractal FHH model: a case study of 7th member of Triassic Yanchang Formation in Huachi area, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(3): 576-586.
- [5] 林森虎,邹才能,袁选俊,等.美国致密油开发现状及启示[J].岩性油气藏,2011,23(4):25-30,64.
- LIN Senhu, ZOU Caineng, YUAN Xuanjun, et al. Status quo of tight oil exploitation in the United States and its implication [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 25-30,64.
- [6] 肖文联,杨玉斌,黄鑫,等.基于核磁共振技术的页岩油润湿性及其对原油动用特征的影响[J].油气地质与采收率,2023,30(1):112-121.
- XIAO Wenlian, YANG Yubin, HUANG Chu, et al. Rock wettability and its influence on crude oil producing characteristics based on NMR technology [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(1): 112-121.
- [7] 李国欣,雷征东,董伟宏,等.中国石油非常规油气开发进展、挑战与展望[J].中国石油勘探,2022,27(1):1-11.
- LI Guoxin, LEI Zhengdong, DONG Weihong, et al. Progress, challenges and prospects of unconventional oil and gas development of CNPC [J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(1): 1-11.
- [8] 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.
- [9] 严敏,赵靖舟,黄延昭,等.鄂尔多斯盆地东南部长6段致密砂岩孔喉结构及演化[J].新疆石油地质,2023,44(6):674-682.
- YAN Min, ZHAO Jingzhou, HUANG Yanzhao, et al. Pore throat structure and evolution in Chang 6 tight sandstone reservoirs in southeastern Ordos basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2023, 44(6): 674-682.
- [10] 杨雪,廖锐全,袁旭,等.基于核磁共振技术的致密岩心高温高压自发渗吸实验[J].大庆石油地质与开发,2023,42(3):58-65.
- YANG Xue, LIAO Ruiquan, YUAN Xu, et al. Spontaneous imbibition experiment in high-temperature and high-pressure for tight cores based on NMR technology [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2023, 42(3): 58-65.
- [11] DAI C L, CHENG R, SUN X, et al. Oil migration in nanome-
- ter to micrometer sized pores of tight oil sandstone during dynamic surfactant imbibition with online NMR [J]. Fuel, 2019, 245: 544-553.
- [12] 邹才能,杨智,董大忠,等.非常规源岩层系油气形成分布与前景展望[J].地球科学,2022,47(5):1517-1533.
- ZOU Caineng, YANG Zhi, DONG Dazhong, et al. Formation, distribution and prospect of unconventional hydrocarbons in source rock strata in China [J]. Earth Science, 2022, 47(5): 1517-1533.
- [13] 黄建波,张奎,谢斌,等.准噶尔盆地玛湖凹陷百口泉组低渗透率砾岩储层分类[J].测井技术,2020,44(3):305-311.
- HUANG Jianbo, ZHANG Kui, XIE Bin, et al. Classification and Log evaluation to low permeability conglomerate reservoir of Baikouquan Formation in Mahu Depression Junggar Basin [J]. Well Logging Technology, 2020, 44(3): 305-311.
- [14] 刘向君,熊健,梁利喜,等.基于微CT技术的致密砂岩孔隙结构特征及其对流体流动的影响[J].地球物理学进展,2017,32(3):1019-1028.
- LIU Xiangjun, XIONG Jian, LIANG Lixi, et al. Study on the characteristics of pore structure of tight sand based on micro-CT scanning and its influence on fluid flow [J]. Progress in Geophysics, 2017, 32(3): 1019-1028.
- [15] 陈怡婷,刘洛夫,王梦尧,等.鄂尔多斯盆地西南部长6、长7储集层特征及其控制因素[J].岩性油气藏,2020,32(1):51-65.
- CHEN Yiting, LIU Luofu, WANG Mengyao, et al. Characteristics and controlling factors of Chang 6 and Chang 7 reservoirs in southwestern Ordos Basin [J]. Lithologic Reservoirs, 2020, 32(1): 51-65.
- [16] CLARKSON C R, FREEMAN M, HE L, et al. Characterization of tight gas reservoir pore structure using USANS/SANS and gas adsorption analysis [J]. Fuel, 2012, 95(2): 371-385.
- [17] 金之钧,朱如凯,梁新平,等.当前陆相页岩油勘探开发值得关注的几个问题[J].石油勘探与开发,2021,48(6):1276-1287.
- JIN Zhijun, ZHU Rukai, LIANG Xiping, et al. Several issues worthy of attention in current lacustrine shale oil exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1276-1287.
- [18] 卢双舫,李俊乾,张鹏飞,等.页岩油储集层微观孔喉分类与分级评价[J].石油勘探与开发,2018,45(3):436-444.
- LU Shuangfang, LI Junqian, ZHANG Pengfei, et al. Classification of microscopic pore-throats and the grading evaluation on shale oil reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(3): 436-444.
- [19] GOLAB A, WARD C R, PERMANA A, et al. High-resolution three-dimensional imaging of coal using microfocus X-ray computed tomography, with special reference to modes of mineral occurrence [J]. International Journal of Coal Geology, 2013, 113: 97-108.
- [20] BERA B, MITRA S K, VICK D. Understanding the micro structure of Berea Sandstone by the simultaneous use of micro-computed tomography (micro-CT) and focused ion beam-scanning electron microscopy (FIB-SEM) [J]. Micron, 2011, 42(5): 412-418.

- [21] 贾宁洪,吕伟峰,常天全,等.高效无损岩心孔隙度精确测量新方法[J].石油学报,2018,39(7):824-828,844.
JIA Ninghong, LÜ Weifeng, CHANG Tianquan, et al. A new method for precisely measuring core porosity with high efficiency and no destruction [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39 (7): 824-828,844.
- [22] 肖玲,魏钦廉,吕玉娟.鄂尔多斯盆地南梁地区长6油层组储层致密化及优质储层主控因素研究[J].延安大学学报:自然科学版,2017,36(4):12-16.
XIAO Ling, WEI Qinlian, LÜ Yujun. The reservoir densification and main controlling factors of high quality reservoirs of Chang 6 reservoir in Nanliang Area, Ordos Basin [J]. Journal of Yan'an University: Natural Science Edition, 2017, 36 (4) : 12-16.
- [23] 曹斌风,孙卫.吴旗地区薛岔区块延长组长6砂岩储层成岩作用研究[J].天然气地球科学,2011,22(6):951-960.
CAO Bin Feng, SUN Wei. Diagenesis of Chang 6 reservoirs in Xuecha block of Wuqi area [J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 951-960.
- [24] 栾茂兴.致密油藏CO₂驱微观孔隙结构变化规律研究[J].科技与创新,2020,24(12):28-29.
LUAN Maoxing. Study on the change law of microscopic pore structure of CO₂ flooding in tight reservoirs [J]. Technology and Innovation, 2020, 24(12): 28-29.
- [25] 黄兴,李响,张益,等.页岩油储集层二氧化碳吞吐纳米孔隙原油微观动用特征[J].石油勘探与开发,2022,49(3):557-564.
HUANG Xing, LI Xiang, ZHANG Yi, et al. Microscopic production characteristics of crude oil in nano-pores of shale oil reservoirs during CO₂ huff and puff [J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(3): 557-564.
- [26] 蒲万芬,王崇阳,李一波,等.致密油储层CO₂驱核磁共振实验研究[J].科学技术与工程,2017,17(7):30-34.
PU Wanfen, WANG Chongyang, LI Yibo, et al. Nuclear magnetic resonance (NMR) experimental study of CO₂ flooding in tight reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2017, 17(7): 30-34.
- [27] 周小航,陈冬霞,夏宇轩,等.鄂尔多斯盆地陇东地区长7段页岩油储层自发渗吸特征及影响因素[J].地球科学,2022,47(8):3 045-3 055.
ZHOU Xiaohang, CHEN Dongxia, XIA Yuxuan, et al. Spontaneous imbibition characteristics and influencing factors of Chang 7 shale oil reservoirs in Longdong Area, Ordos Basin [J]. Earth Science, 2022, 47(8): 3 045-3 055.
- [28] ZHANG B, MAO Z, ZHANG Z, et al. Black shale formation environment and its control on shale oil enrichment in Triassic Chang 7 Member, Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(6): 1 304-1 314.
- [29] 杨正明,刘学伟,李海波,等.致密储集层渗吸影响因素分析与渗吸作用效果评价[J].石油勘探与开发,2019,46(4):739-745.
YANG Zhengming, LIU Xuewei, LI Haibo, et al. Analysis on the influencing factors of imbibition and the effect evaluation of imbibition in tight reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 739-745.
- [30] 曹小朋,冯其红,杨勇,等.CO₂-原油混相带运移规律及其对开发效果的影响[J].油气地质与采收率,2021,28(1):137-143.
CAO Xiaopeng, FENG Qihong, YANG Yong, et al. Migration law of CO₂-crude oil miscible zone and its influence on development effect [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(1): 137-143.
- [31] 郎东江,伦增珉,吕成远,等.页岩油注二氧化碳提高采收率影响因素核磁共振实验[J].石油勘探与开发,2021,48(3):603-612.
LANG Dongjiang, LUN Zengmin, LÜ Chengyuan, et al. Nuclear magnetic resonance experimental study of CO₂ injection to enhance shale oil recovery [J]. Petroleum Exploration and Development, 2021, 48(3): 603-612.
- [32] YU H Y, XU H, FU W R, et al. Extraction of shale oil with supercritical CO₂: Effects of number of fractures and injection pressure [J]. Fuel, 2021, 27(9): 285-294.