

引用格式: 段宏亮, 谌廷姗, 孙敬, 等. 苏北盆地页岩油基质与裂缝流动能力实验研究[J]. 油气藏评价与开发, 2024, 14(3): 333-342.
DUAN Hongliang, SHEN Tingshan, SUN Jing, et al. Experimental study of oil matrix and fracture flow capacity of shale oil in Subei Basin[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 333-342.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.003

苏北盆地页岩油基质与裂缝流动能力实验研究

段宏亮¹, 谌廷姗¹, 孙敬², 洪亚飞¹, 李思辰², 卢显荣¹, 张正阳²

(1. 中国石化江苏油田分公司勘探开发研究院, 江苏 扬州 225009; 2. 长江大学石油工程学院, 湖北 武汉 430100)

摘要: 页岩油藏具有复杂的孔隙结构和超低渗透能力, 合理评价储层基质和压后不同类型裂缝流动能力对制定合理工作制度 and 有效开发页岩油藏具有重要指导作用。采用巴西劈裂方法模拟不同裂缝形态, 基于核磁共振技术构建了一套评价基质和裂缝流动能力方法, 并以苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段(以下简称阜二段)页岩岩心为基础开展了基质和裂缝导流能力评价研究。实验结果表明: 页岩储层最小流动孔隙尺度为 10 nm, 应力条件下流动规律表现为非线性、线性两段式; 影响裂缝系统导流能力因素包括裂缝类型、开度、应力大小和驱动压差等; 应力越大渗透率损失越大, 最高可达 95%, 缝网越复杂开度越大, 渗透率损失越大; 生产过程中需要依据裂缝发育情况、上覆岩层有效应力特征来合理控制地层流体压力与井底流压的差值, 保障油井能稳定生产, 压力均匀向外传播; 高邮凹陷阜二段页岩油井有效应力介于 7~10 MPa、流动压差介于 10~15 MPa 为合理下泵时机或进行地层补能时机。研究成果对完善页岩渗流机理理论和现场应用具有重要意义。

关键词: 页岩油; 裂缝类型; 流动能力; 有效应力; 核磁共振

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Experimental study of oil matrix and fracture flow capacity of shale oil in Subei Basin

DUAN Hongliang¹, SHEN Tingshan¹, SUN Jing², HONG Yafei¹, LI Sichen², LU Xianrong¹, ZHANG Zhengyang²

(1. Research Institute of Exploration and Development, Sinopec Jiangsu Oilfield Company, Yangzhou, Jiangsu 225009, China;
2. School of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, China)

Abstract: Shale oil reservoirs present complex pore structures and ultra-low permeability, making the evaluation of flow capacity in both the reservoir matrix and various fracture types after fracturing crucial for developing effective work systems. In this study, the Brazilian splitting method was utilized to simulate different fracture morphologies. We constructed a set of methods for evaluating matrix and fracture flow capacity based on nuclear magnetic resonance (NMR) technology. This evaluation was conducted on shale cores from the second member of Funing Formation of Gaoyou Sag in Subei Basin (referred to as the Fu-2 member). Techniques including NMR, Brazilian fracturing, and high-pressure saturation were applied to develop these evaluation methods. The experimental results indicate that the minimum flow pore size of the shale reservoirs is 10 nm. Under stress conditions, the flow pattern exhibits a two-stage equation: nonlinear and linear. Factors affecting the fracture system's conductivity include crack type, opening degree, stress magnitude, and driving pressure difference. Higher stress levels result in greater permeability loss, reaching up to 95%. The more complex the fracture network and the larger the opening, the greater the permeability loss. During production, it is essential to manage the pressure difference between the formation fluid and the bottomhole flow based on the crack development and effective stress characteristics of the overlying strata to ensure stable oil well production and uniform pressure propagation. For the shale oil in Fu-2 member of Gaoyou Sag, it is recommended to maintain an effective stress range of 7 MPa to 10 MPa and a flow pressure difference range of 10 MPa to 15 MPa as optimal for pumping or reservoir energy replenishment. These research findings significantly contribute to the theoretical understanding and practical application of the shale seepage mechanism.

Keywords: shale oil; fracture type; flow capacity; effective stress; nuclear magnetic resonance

收稿日期: 2024-01-29。

第一作者简介: 段宏亮(1977—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事油气勘探研究工作。地址: 江苏省扬州市邗江区维扬路 188 号, 邮政编码: 225009。E-mail: duanhl.jsyt@sinopec.com

基金项目: 中国石化科技开发部项目“苏北盆地陆相页岩油富集条件与勘探评价研究”(P21113); 中国石化科技开发部项目“内陆断陷湖盆断块型页岩油勘探开发关键技术”(P23189)。

页岩油作为非常规油气资源中重要的接替资源,已成为油气勘探与开发的热点领域^[1]。中国陆相页岩油又称源内石油,可划分为夹层型、混积型和页岩型3类^[2],主要以游离态和吸附态的形式存在于页岩中,由于吸附态油开采难度高,目前技术尚不能进行商业开采^[3],因此,游离态油是页岩油产量的主要贡献者,可开采部分的油称之为可动油^[4]。页岩油藏具有复杂的孔隙结构和超低渗透能力,可动油是否能够通过基质和裂缝系统流入井底被采出,是人们生产过程最为关心的问题。页岩油的流动能力受地层弹性能量、基质渗透率、层理缝密度、原生裂缝发育程度、改造缝网等众多因素影响,其控制因素十分复杂^[5-6],对页岩油的渗流特征没有统一认识,同时由于流动性极差,目前常规实验方法评价难度大,因此,针对页岩油流动能力研究具有很大的不确定性。

页岩油通过储层微小的裂缝和孔隙进行运移,这些微观通道的尺度范围从纳米到微米,对页岩油的流动至关重要。页岩储层纳米孔隙发育、渗透率极低,烃类流体同时存在于有机和无机2类孔隙内,流体运移基质更为复杂^[7],达西定律不再适用^[8-9]。目前,针对纳米通道内原油运移规律的研究多集中于分子动力学模拟领域。部分学者根据页岩中各类赋存状态烃类物质会在不同温度下释放的特性,利用热释烃分析方法对游离油含量进行了测量^[10];也有部分学者根据游离态油分子容易被溶剂溶解排出的特点,利用溶剂抽提法对游离态油的含量进行了测定^[11-12]。李武广等^[13]建立气体广义扩散能力评价模型,更好地评价页岩气在储层基质岩块中的流动能力。元倩等^[14]研究发现,微裂缝是页岩气基质微观孔隙和宏观裂缝运移的主要渗流通道。胡辉庭等^[15]研究发现,页岩中微裂缝的存在增大了水平与垂直方向裂缝渗透率的差异性。页岩油的流动性远比页岩气差,理论方面的研究主要是借鉴页岩气的研究思路。由于页岩油储层孔隙空间呈现多尺度特征,大多学者研究微尺度流体的渗流机理并建立流动模拟模型^[16-18]。然而页岩油的流动规律极其复杂,渗流机理尚未形成统一的认识。目前,致密油气藏储层流体流动规律研究方法主要有室内实验法和数值模拟法^[19-21],但由于页岩油流动能力影响因素很多,无论是数值模拟还是分子模拟手段都难以考虑所有因素,因而室内岩心实验是目前评价页岩油储层真实流动能力的最佳手段。一般基质岩心流动实验很难

建立,流动压差大,流出流体少而无法计量表征,而在目前开展的非常规油藏实验中,大多还是停留在利用全直径或微纳米CT扫描(Full Diameter or Micro or Nano CT Scanning)技术的常规实验以及数值模拟的方法^[22-23]。CT扫描结果只能给予一个定性评价,并不能给出定量的分析,而核磁共振(Nuclear Magnetic Resonance,简称NMR)技术弥补了CT扫描技术的不足之处^[24-25]。页岩油开发通常采用水平井大规模压裂,压裂后储层产生复杂缝网并连通基质孔,其基质孔和裂缝流动能力大小对该井产量影响至关重要。目前还未见详细评价基质岩心和不同类型裂缝流动能力的成果。

苏北盆地高邮凹陷阜宁组二段(以下简称阜二段)页岩油正处于试采阶段,尚未进行大规模开发。基于阜二段页岩油岩心,通过建立合理的页岩油室内实验方法,模拟地层不同应力环境下页岩油流动规律,认识影响流动能力因素。应用苯和离心洗油、岩心高压饱和、岩心流动核磁实验等方法测试页岩岩心流动能力,解决页岩岩心流动过程原油无法计量、常规流动实验无法建立流动过程等问题,创新实验方法来表征页岩基质岩心流动能力和油微观运移特征。此外,通过寻找符合苏北页岩油地质特点的开采方式,为该区块页岩油高效开发提供理论依据。





1 基质流动能力评价

常规岩心流动能力评价主要通过流动实验实现,具体参数体现在渗透率大小。页岩岩心渗透率极低(达到 $10^{-5} \mu\text{m}^2$)时,一般很难建立有效流动压差,实现过程需要高压系统,且存在产出油少而无法计量、时间长等问题。通过洗油、高压饱和、高压驱替等流动过程来评价页岩油储层原油流动能力,并给出最小可流动孔隙尺度。

1.1 岩心基本情况

苏北盆地高邮凹陷阜二段整体为一套深湖一半深湖泥页岩,纵向上非均质性强。页岩发育构造裂缝、层理缝和微孔隙等多种类型储集空间,孔隙度一般介于3.00%~6.29%^[26]。实验所用岩心主要取自阜二段IV、III、V亚段(表1),原油样品主要取自井口地面脱气脱水原油,常温下不具备流动性。实验采用模拟油为地面脱气原油,并与煤油常温常压下搅拌

表1 基质岩心基础信息
Table 1 Basic data of matrix cores

岩心编号	井号	层位	层理缝密度/ (条/cm)	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	岩心照片
J1	H101	V-1	2	3.90	0.079 0	
J2	H101	V-2	10	4.79	0.099 1	
J3	TY1	Ⅲ-1	10	5.38	0.010 5	
J4	HY1	Ⅳ-5	4	4.14	0.002 5	

混合配制而成,黏度近似地层条件下原油黏度,为1.75~1.95 mPa·s,密度为0.818~0.821 g/cm³。

1.2 页岩饱和过程流动能力评价

岩心饱和过程实际上是原油注入岩心过程,饱和度高低、累计注入饱和油量反映岩心整体流动能力情况,包括岩心端面 and 不同侧面。主要思路是首先将柱状评价岩心进行洗油,采用溶剂和旋转等物理模式,持续时间约25 d,保证岩心没有残留。然后测试岩心基础数据,将岩心放入中间容器抽真空,最后通过设计不同压力对岩心进行饱和油实验。实验过程中需要记录不同压力下平衡后相应饱和油量,分析岩心原油流动情况。

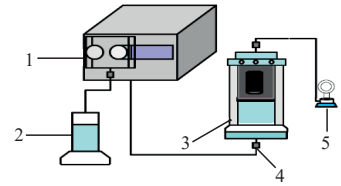
1) 实验装置与流程

页岩岩心饱和油实验流程如图1所示,主要由高压容器、加压系统和压力监测记录系统构成。

实验流程包括:①岩心基础物性参数测定,进行柱状岩心孔隙度、渗透率、干重等基础物性参数测定;②岩心抽真空;③关闭真空泵依靠容器内负压作用使模拟油倒吸入岩心;④开启恒流泵,观察泵压力参数,上升至目标压力后停泵;⑤关闭活塞容器下部阀门,待压力表示数稳定后(约36~48 h),释放容器内压力,取出岩心称重,计算原油饱和度;⑥若饱和度偏低,可增大目标压力,将岩心再次依照上述步骤饱和。

2) 实验结果分析

选取层理缝密度不同的2块代表性岩心J1和J2按照实验流程进行实验,得到实验结果见表2。不同注入饱和和压力对应累计饱和油量和累计含油饱和度见图2。



注:1.平流泵;2.烧杯;3.活塞容器;
4.双通阀;5.压力表。

图1 页岩岩心高压饱和油实验流程

Fig. 1 Experimental procedure of high-pressure saturated oil in shale core

表2 基质岩心多次饱和和实验数据及结果
Table 2 Data and results of multiple saturation experiments on matrix cores

岩心实验次数	最大饱和压力/MPa	饱和时长/h	累计饱和油量/mL	累计含油饱和度/%
J1第一次饱和	15.7	23	0.014 6	2.36
J1第二次饱和	21.6	31	0.036 3	2.88
J1第三次饱和	26.2	37	0.057 2	9.26
J1第四次饱和	31.4	35	0.059 7	9.66
J1第五次饱和	36.2	38	0.060 9	9.86
J2第一次饱和	15.7	28	0.236 0	25.64
J2第二次饱和	21.1	48	0.248 2	26.97
J2第三次饱和	26.2	50	0.268 9	29.22
J2第四次饱和	31.2	39	0.277 5	30.15
J2第五次饱和	36.1	42	0.282 1	30.65

当注入饱和压力达到36.1 MPa,压力平衡稳定后,岩心饱和度较好的J2达到30.65%,J1只有9.86%,饱和过程近7 d,流入岩心油量分别只有0.060 9、0.282 1 mL。实验表明基质岩心流动能力极差。比较2块岩心特征,J2岩心层理缝密度为10条/cm,远大于J1岩心层理缝密度2条/cm,岩心J2的流动能力大于J1。随着饱和压力逐渐增大,基质岩心饱和油量的增长幅度趋缓。2组实验结果差异是由于岩心物性差异和层理缝密度相差过大所致。岩心J1由于柱状结构完整、层理缝密度较低、呈波状层理,因而其饱和效果偏低且累计含油饱和度与饱和压力相关性弱,曲线的“跃升”形态可能是2种岩相的混积所致。实验表明:层理缝密度在页岩油流动中至关重要,不仅决定了页岩油的储集空间,还直接影响了流体在储层中的迁移路径和速度^[28]。

3) 页岩流动实验流动能力评价

选取饱和和后岩心J3、J4,开展流动实验,建立流

动压差定流量注入,随累计注入量增加,岩心压力逐步增加,注入液量与压力梯度关系见图3。

图3流动曲线形态整体呈凸状,明显为两段式,前段为非线性流,注入稳定后表现为线性。在起始阶段,注入液量与注入压力呈对数关系,渗透率越低,非线性特征越明显。注入流体流入压差大、流动速度小。在10 MPa/m压力梯度下,流体运移速度非常慢,小于0.5~1.0 μm/s。岩心J3在注入压力梯度38.45 MPa/m后出现线性段,岩心J4在注入压力梯度76.78 MPa/m后出现线性段。实验表明:页岩岩心基质流动能力极差,一般情况很难建立流动压差,页岩油产出主要依靠岩石原油弹性膨胀能,从基质将油排出。

4) 基于核磁分析页岩岩心最小流动尺度

流动实验表明:页岩岩心流动能力差,一般条件很难建立有效流动,这也是大规模压裂水平井很难达到经济产量和产量递减快的原因。页岩岩心孔喉结构复杂,以纳米孔为主,实际生产中原油流动孔隙尺度为重点研究内容。利用核磁技术,测试了页岩洗油后及饱和后不同弛豫时间的 T_2 谱信号。通过压

汞实验、氮气吸附实验,将弛豫时间和孔径大小进行转化,得到转化系数,同时对原油信号标定,然后得到转化后不同孔隙含油饱和度。岩心J3在通过上述洗油和饱和过程后,核磁实验结果如图4a,图4b为饱和和实验前后的原油微观运移情况。

图4a核磁信号表明,对于半径为0.01 μm左右的孔隙,初始核磁信号和饱和后核磁信号变化不大,另外,岩心经过约25 d洗油后,该尺度孔隙内的残留油没有减少,真空高压饱和后,该尺度孔隙内油的核磁信号也没有变化,表明高压饱和过程中油没有进入该尺度的孔隙。从图4b中可以看出,原油在饱和实验结束后主要进入孔隙半径为[0.02,0.20] μm的储集空间。同时,为了验证实验的普遍性,测试了该区块其他几块岩心饱和前后的核磁曲线,部分测试结果如图5所示。

从图5可以看到,3块岩心与J3均具有类似的现象,反映江苏探区阜二段岩心页岩油最小可流动孔隙半径约0.01 μm,该认识对页岩油“甜点”评价,分析页岩油采出情况、可采量和可动油量等具有定量

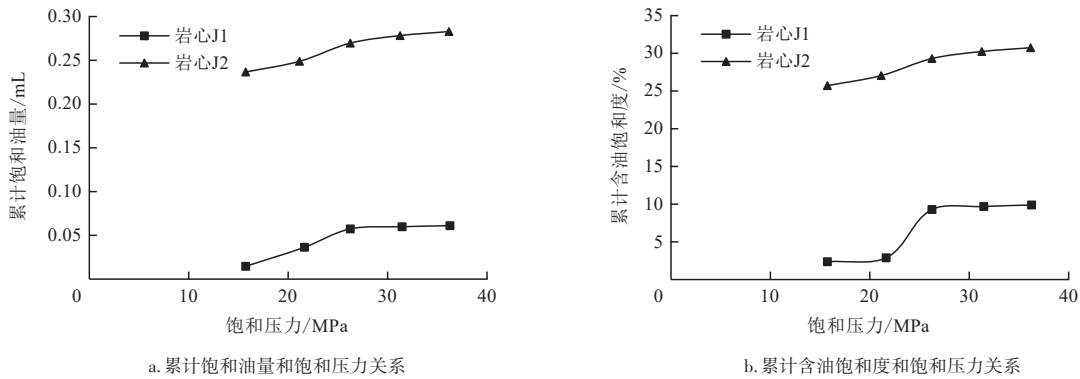


图2 基质岩心饱和实验结果

Fig. 2 Results of matrix core saturation experiments

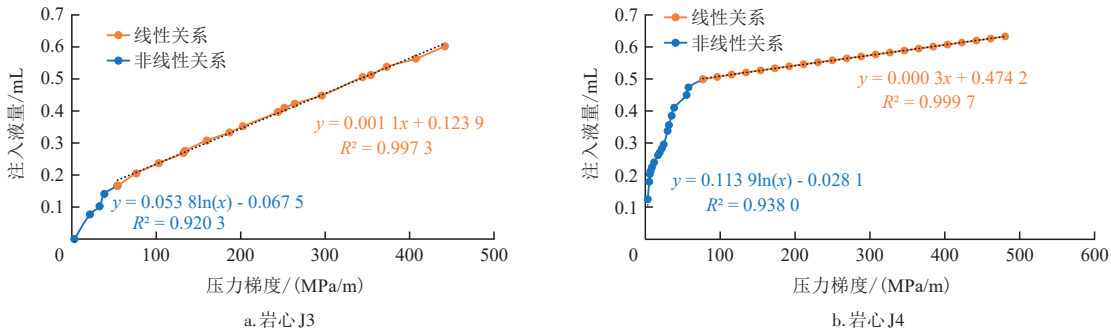


图3 苏北盆地金湖凹陷岩心J3、高邮凹陷岩心J4的注入液量随注入压力变化

Fig. 3 Changes in injection fluid volume with injection pressure in core J3 of Jinhu Sag and core J4 of Gaoyou Sag in Subei Basin

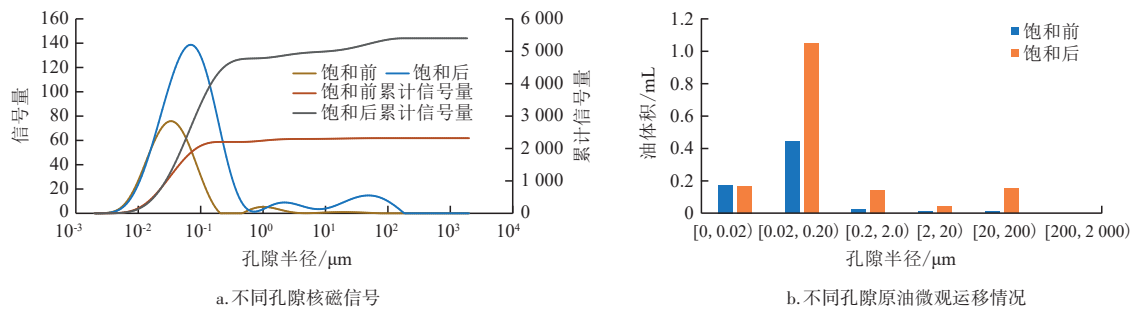


图4 苏北盆地金湖凹陷岩心J3饱和油实验核磁共振监测结果

Fig. 4 NMR monitoring results of saturated oil experiment in core J3 of Jinhu Sag, Subei Basin

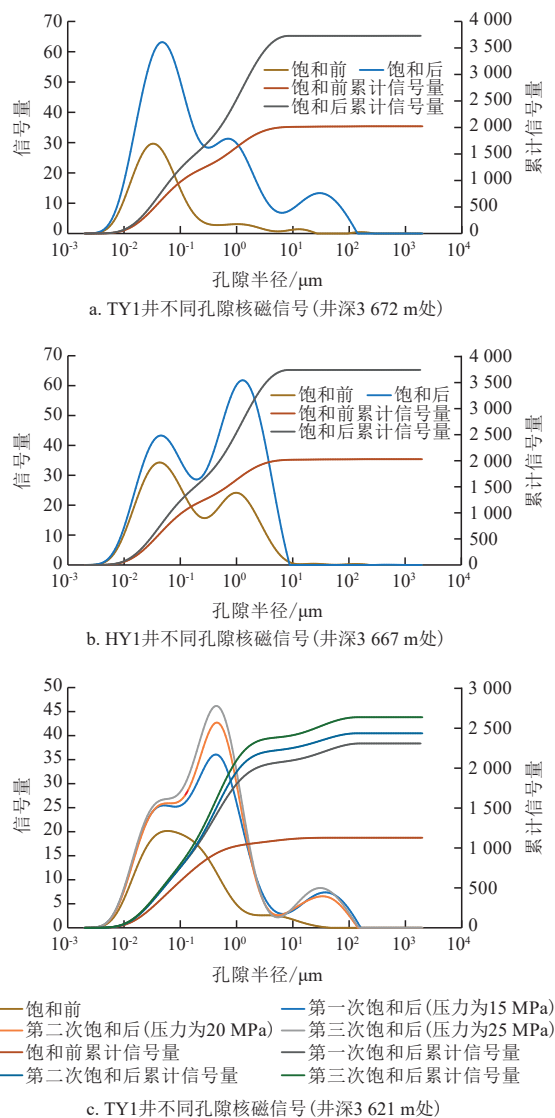


图5 苏北盆地金湖凹陷TY1井、高邮凹陷HY1井岩心饱和油前后不同孔隙核磁信号对比

Fig. 5 Comparison of NMR signals of different pores before and after oil saturation in cores of Well-TY1 in Jinhu Sag and Well-HY1 in Gaoyou Sag, Subei Basin

评价表征意义,清楚孔喉分布特征就可准确有效评价可采储量。

2 裂缝流动能力评价

裂缝流动能力实验主要利用巴西劈裂造缝法构造不同岩心裂缝,通过驱替流动实验来评价流动能力大小及其影响因素。在该部分实验研究中,需要模拟地层实际改造后产生裂缝形态,同时考虑不同裂缝类型、不同裂缝宽度等。

2.1 实验评价方法建立

1) 岩心准备

选取代表性岩心,依据压裂后裂缝特征,通过巴西劈裂造缝方法构建单一缝、双缝、分支组合复杂缝等岩心,开展岩心流动实验,研究不同类型裂缝流动规律。岩心基本数据和造缝特征见表3。

2) 实验流程和方法

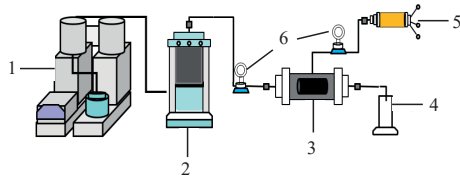
页岩油单相流动实验流程如图6所示,实验步骤

表3 裂缝岩心基本情况和造缝特征
Table 3 Basic conditions and fracturing characteristics of fractured cores

岩心	井号、层位	裂缝形态	岩心照片
L1	H101、IV-8	单缝	
L2	H2C、IV-5	双缝	
L3	HY1、IV-5	分支缝	

如下:①将造缝处理后的页岩岩心进行饱和油实验;②将饱和油后的裂缝岩心侧表面用胶布包裹后装入岩心夹持器内,用模拟油进行恒压驱替,驱替压力为5 MPa;③设计有效应力分别为2、4、6、8、10 MPa,围压相应为7、9、11、13、15 MPa,流动状态稳定时计量

岩心出口端流量;④增大驱替压力为10、15 MPa时,分别重复步骤③;⑤上述步骤完成后,拆卸实验仪器,在岩心裂缝面处添置厚度约0.01 mm(部分厚度达到0.03 mm)的铜箔,用胶布包裹住侧表面后分别重复步骤②、③、④;⑥通过达西公式^[27]计算裂缝岩心在该状态下的液体渗透率。



注:1.恒速恒压泵;2.活塞容器;3.岩心夹持器;4.量筒;5.手摇泵;6.压力表。

图6 页岩岩心流动实验流程

Fig. 6 Experimental procedure of shale core flow

2.2 不同类型裂缝流动能力评价

1) 具有单一缝岩心流动能力

选择岩心L1模拟储层压裂后特征,设计无支撑裂缝和不同开度支撑裂缝流动能力实验,实验测试结果见图7。

由于有效应力增大压缩了岩心裂缝体积,岩心渗透率减小。单缝无支撑形态下,入口端压力不变,

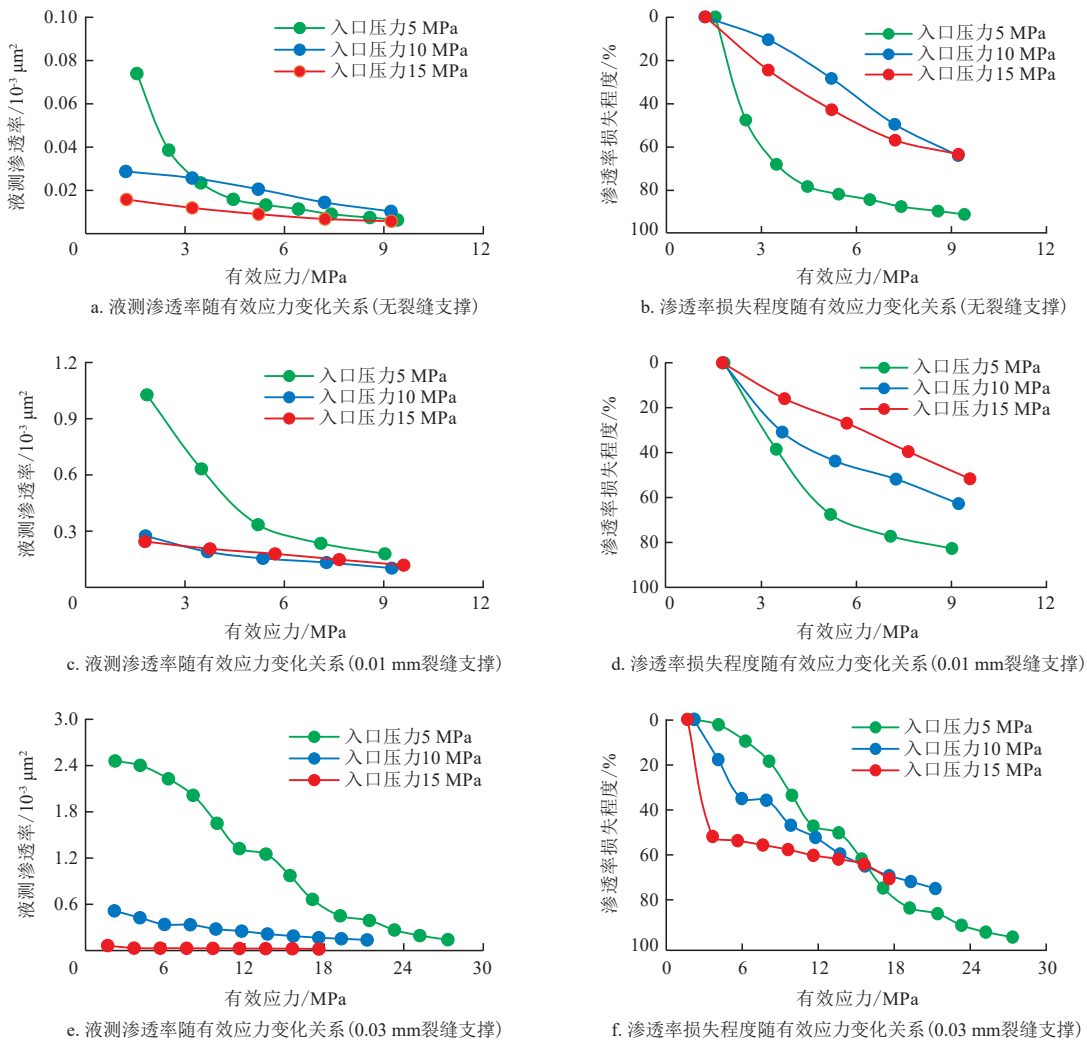


图7 苏北盆地高邮凹陷L1页岩裂缝流动能力实验结果

Fig. 7 Experimental results of fracture flow capacity of shale core L1 in Gaoyou Sag, Subei Basin

岩心渗透率随有效应力增大而减小,最大损失率达91%。入口端压力不变,岩心渗透率损失程度随有效应力增大而减少,且入口端压力越大,渗透率损失程度越低。这说明对具有一定渗透性的裂缝岩心,即使在同一有效应力下,入口端压力增大,也不会造成渗透率过多损失,故保持高驱替(地层)压力和低有效应力生产,可保持裂缝流动能力。

正常情况入口端压力(压差)越大,流动能力越强。由于保持相同有效应力条件下,压差大对应绝对围压大,因此实验过程是先加围压再流动生产。图7a中显示渗透率损失最大的是入口压力5 MPa,这是流动压差最小导致的。当流动压差为15 MPa时渗透率损失小于10 MPa,这是由于初始流动前绝对围压大裂缝发生闭合,流动能力变差。实际过程中有效应力差和流动压差之间有合理匹配值可使裂缝流动能力保持最佳。

岩心L1在0.01 mm裂缝支撑时,裂缝流动能力受到有效应力的影响较小,该状态下入口压力为15 MPa时,渗透率损失程度最低;在无裂缝支撑时,裂缝流动能力受到有效应力的影响最大,该状态下入口压力为10 MPa时,渗透率损失程度最低。以上实验现象表明:裂缝流动能力越大,受应力影响越小;在裂缝有支撑条件下,渗透率下降幅度与支撑宽度有关,宽度越大,损失率越大,但有支撑的裂缝渗透率保持程度大于没有支撑裂缝。压裂后有效裂缝支撑对产量保持作用最大,其次是有效应力对流动能力(产量)的影响。

2) 双缝岩心流动能力

选择岩心L2,模拟储层压裂复杂缝流动特征,设计无支撑裂缝和不同开度支撑裂缝流动能力实验,实验测试结果见图8。

岩心L2无裂缝支撑时,有贯穿岩心的主裂缝和次裂缝各1条,其流动性比岩心L1(无裂缝支撑)强。从图8可看出,有效应力相同且入口压力越小时,岩心渗透性越好,但受应力影响越大;入口压力越大时,渗透率受有效应力影响程度越小。

岩心L2在0.01 mm裂缝支撑时,主裂缝闭合,铜箔放置在张开的裂缝中。从图8b—图8d可以看出,对比岩心在0.01 mm裂缝支撑与无支撑、入口压力为10 MPa时,岩心渗透性保持更好,但渗透率受有效应力影响程度更高。与岩心L1 0.01 mm支撑铜箔的增流作用相比,岩心L2 0.01 mm支撑铜箔的增流效果

变弱了,说明0.01 mm铜箔在裂缝中起到更多限流作用。

3) 分支缝岩心流动能力

选择岩心L3,模拟储层压裂复杂缝流动特征,设计无支撑裂缝和不同开度支撑裂缝流动能力实验,实验测试结果见图9。裂缝流动实验中,入口端压力为5 MPa时,岩心L3驱替近6 h,出口端仍未观察到油流的产出,该岩心用0.01 mm铜箔支撑裂缝时也有上述情况发生。

从图9可以看出,尽管分支缝的存在增加了裂缝体积,但考虑分支缝的长度较短且方向垂直于主裂缝,围压的增大对此类裂缝岩心的应力敏感性呈现出先减弱后增强的趋势。具体表现在:当入口端压力达到15 MPa时,与10 MPa相比,渗透率损失的程度在曲线上呈现出先小后大的变化趋势。该岩心在无支撑和0.01 mm裂缝开度时,5 MPa的驱替压力未使得该岩心末端有原油流出,而裂缝开度为0.03 mm时的初始渗透率达到了 $1.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,可见裂缝开度对裂缝性页岩岩心原油流动能力影响巨大。图9中曲线形态与单缝(平面)支撑相似,从图9d和图9f中可以看到:该岩心在不同裂缝开度条件下,渗透率损失程度上升趋势基本一致,但是较高的裂缝开度(达到0.03 mm)渗透率损失程度较低,这是由于分支缝的存在,使页岩油流动方向增加(方向垂直于主流线方向),同时也增加了流动阻力,当驱替压力较大时,该阻力效果减小。图9也反映复杂交叉缝网情况下,部分分支缝出现闭合堵塞,会影响整体深部储层流体流入。实际压裂改造过程中压开复杂缝,支撑不合理同样会降低流动能力且难以维持较高稳定产量。

综上所述,页岩岩心流动实验表明:影响基质岩心流动能力的主要因素包括岩心含油量、层理类型和层理缝密度、微裂缝发育情况,且裂缝开度和有效应力影响最明显。裂缝开度可以通过改造和合理铺砂支撑,但有效应力储层天然具备,依据实验认识可以选择合理生产压差来保持一定的有效应力差,保障储层有效流动能力。

4) 合理举升时机和能量补充时机选择

上述实验分析不同类型裂缝在不同应力环境和流动压差下相应流动能力情况,对于实际油井可以依据流动能力评价实验数据选择分析,选好合理保证流动能力的生产环境,包括流动压差、有效应力大小,如果不能满足相关条件,需要开始采用举升措施

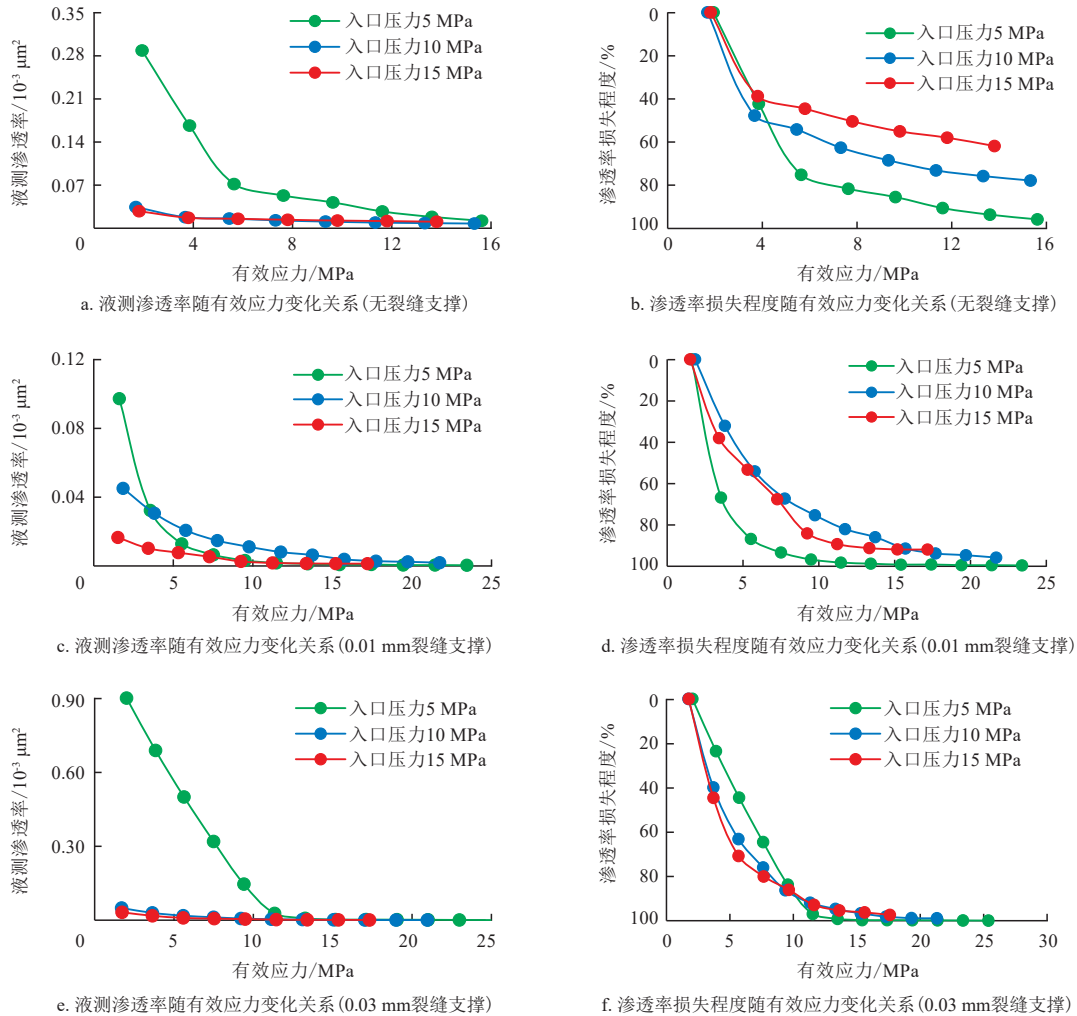


图8 苏北盆地高邮凹陷L2页岩裂缝流动能力实验结果

Fig. 8 Experimental results of fracture flow capacity of shale core L2 in Gaoyou Sag, Subei Basin

或者补充能量。将岩心L3渗透率与有效应力关系曲线进行汇总后分析得出:在不同裂缝开度和流动压差下页岩渗透率随有效应力增加下降幅度较大,如图10所示。

通过对渗透率与有效应力之间关系的综合分析,可以看到所有条件下渗透率均随有效应力的增加而下降。在有效应力超过6 MPa的阈值后,渗透率的下降趋势变得尤为明显。这种趋势表明岩心内部裂缝逐步闭合,导致岩心流动能力显著降低。特别是有效应力介于6~7 MPa、入口端压力介于10~15 MPa时,能保持储层较好流动状态,随有效应力增加或流动压差减小,岩石的应力敏感性显著增加,压开或原生微裂缝流动能力下降,部分裂缝受更高应力影响闭合。在实际生产过程中可以依据井口压力和井下

测试压力推算地层压力,确定有效应力。如果实际地层压力达不到这种流动状态就需要适时进行人工举升或补充地层能量。对于高邮凹陷阜二段页岩油井,考虑到充分利用地层能量,确立合理人工举升时机有效应力介于7~10 MPa、流动压差介于10~15 MPa。结合现场生产实际,认为井口压力3~5 MPa为人工举升和补能吞吐最佳时机。

3 结论

1) 岩心洗油和饱和油核磁实验结果表明:苏北页岩油储层最小流动孔隙尺度为0.01 μm 。最小流动半径的确定对分析页岩油采出情况、可采量和可动油量等具有定量评价表征作用。清楚孔喉分布特

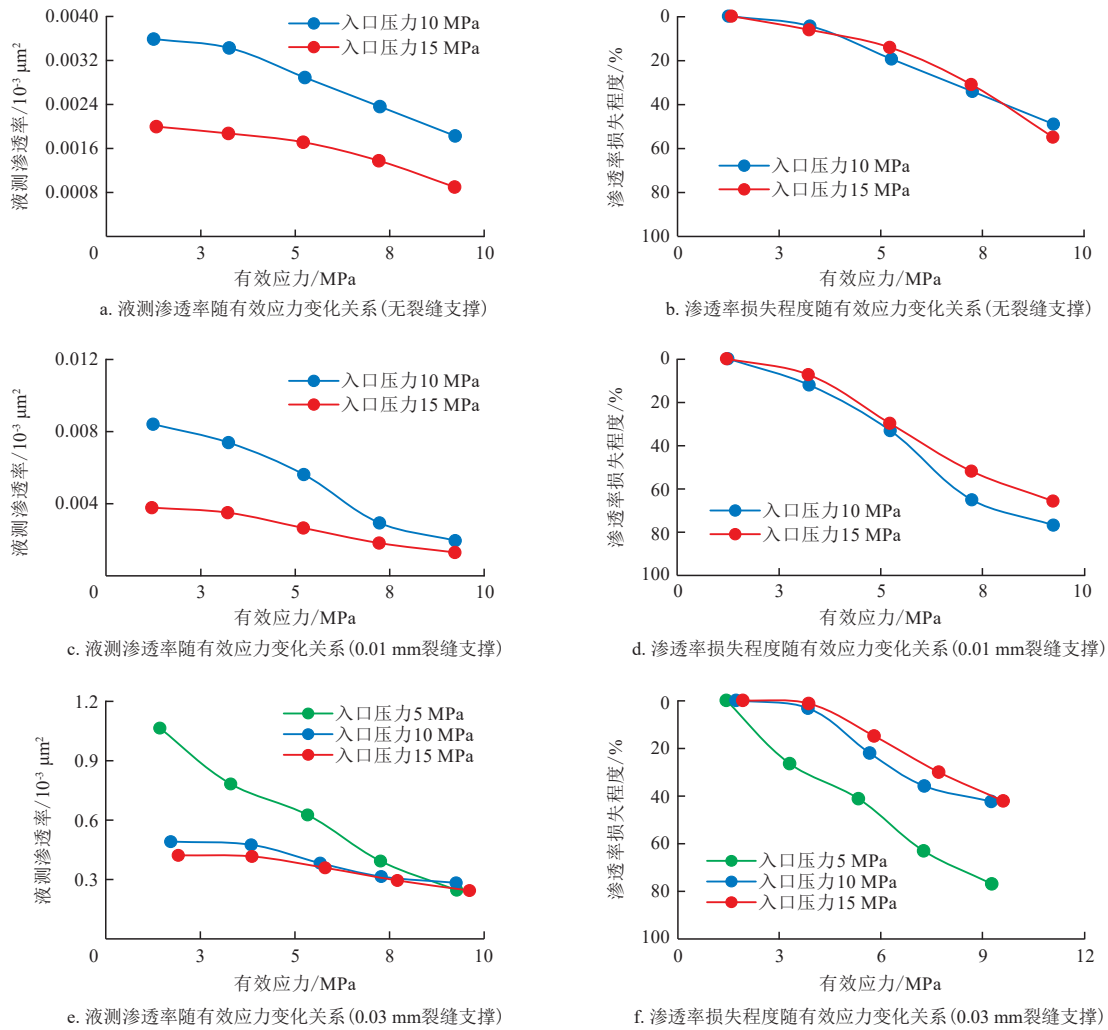


图9 苏北盆地高邮凹陷L3页岩裂缝流动能力实验结果

Fig. 9 Experimental results of fracture flow capacity of shale core L3 in Gaoyou Sag, Subei Basin

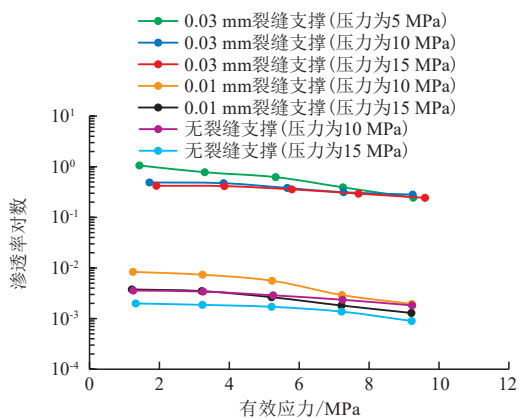


图10 渗透率对数与有效应力关系

Fig. 10 Relationship between logarithm of permeability and effective stress

征就可以准确有效评价可采储量,对认识页岩油孔隙流动特征具有重要意义。

2) 岩心高压饱和和流动实验表明:孔喉结构复杂的页岩储层流动能力极差,一般条件下很难建立流动压差,流动饱和和7 d最多流入量只有0.282 1 mL,无法完全饱和岩心孔隙体积。流动曲线形态整体呈凸状,明显分为两段,前段为非线性流,注入稳定后表现为线性。

3) 有效应力越大渗透率损失越大,最高可达95%。缝网越复杂、开度越大,渗透率损失越大,但有支撑条件下裂缝流动能力保持好。复杂裂缝流动能力会受某个分支缝闭合而影响整体流动,缝网支撑好或保持合理有效应力对缝网流动能力保持有重要作用。影响流动能力主要因素是裂缝有效支撑和有效应力。

4) 页岩油井生产过程中需要依据裂缝发育情况、上覆岩层有效应力特征来合理控制地层流体压力与井底流压差值,保障油井稳定生产,压力均匀向外传播。高邮凹陷阜二段页岩油井有效应力介于7~10 MPa、流动压差介于10~15 MPa为合理下泵时机或地层补能时机。

参考文献

- [1] 张金川,林腊梅,李玉喜,等.页岩油分类与评价[J].地学前沿,2012,19(5):322-331.
ZHANG Jinchuan, LIN Lamei, LI Yuxi, et al. Classification and evaluation of shale oil[J]. Earth Science Frontiers, 2012, 19(5): 322-331.
- [2] 孙龙德,刘合,朱如凯,等.中国页岩油革命值得关注的十个问题[J].石油学报,2023,44(12):2007-2019.
SUN Longde, LIU He, ZHU Rukai, et al. Ten noteworthy issues on shale oil revolution in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2023, 44(12): 2007-2019.
- [3] 董明哲,李亚军,桑茜,等.页岩油流动的储层条件和机理[J].石油与天然气地质,2019,40(3):636-644.
DONG Mingzhe, LI Yajun, SANG Qian, et al. Reservoir conditions and mechanism of shale oil flow[J]. Oil & Gas Geology, 2019, 40(3): 636-644.
- [4] 赵国翔,姚约东,王链,等.页岩油藏微尺度流动特征及应力敏感性分析[J].断块油气田,2021,28(2):247-252.
ZHAO Guoxiang, YAO Yuedong, WANG Lian, et al. Microscale transport behaviors of shale oil and stress sensitivity analysis[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2): 247-252.
- [5] 曹小朋.页岩油储层微观特征分析与流动模拟[J].深圳大学学报(理工版),2021,38(6):605-612.
CAO Xiaopeng. Microscopic characteristics analysis and flow simulation of shale oil reservoir[J]. Journal of Shenzhen University (Science & Engineering), 2021, 38(6): 605-612.
- [6] 苏玉亮,王瀚,詹世远,等.页岩油微尺度流动表征及模拟研究进展[J].深圳大学学报(理工版),2021,38(6):579-589.
SU Yuliang, WANG Han, ZHAN Shiyuan, et al. Research progress on characterization and simulation of shale oil flow in microscale[J]. Journal of Shenzhen University (Science & Engineering), 2021, 38(6): 579-589.
- [7] 方志雄,肖秋生,张殿伟,等.苏北盆地陆相“断块型”页岩油地质特征及勘探实践[J].石油与天然气地质,2023,44(6):1468-1478.
FANG Zhixiong, XIAO Qiusheng, ZHANG Dianwei, et al. Geological characteristics and exploration of continental fault-block shale oil reservoirs in the Subei Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1468-1478.
- [8] 肖阳,王家豪,李志刚,等.基于大数据的页岩油区块产量差异分析方法研究[J].钻采工艺,2022,45(3):73-78.
XIAO Yang, WANG Jiahao, LI Zhigang, et al. Study on production difference analysis method of shale oil play based on big data[J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(3): 73-78.
- [9] 梁宏儒.致密油储层微观孔喉表征及渗流机理研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2016.
LIANG Hongru. Micro characterization of pore-throat structural and studies of percolation mechanisms of tight oil reservoirs[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2016.
- [10] 赵国翔,姚约东,王链,等.页岩油藏微尺度流动特征及应力敏感性分析[J].断块油气田,2021,28(2):247-252.
ZHAO Guoxiang, YAO Yuedong, WANG Lian, et al. Microscale transport behaviors of shale oil and stress sensitivity analysis[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2021, 28(2): 247-252.
- [11] YAO Z Y, SUN J, LIU D H. Experimental study on the influence of fracturing fluid retention on shale gas diffusion law [J]. Energy Engineering, 2023, 120(8): 1854-1866.
- [12] 李志明,钱门辉,黎茂稳,等.中-低成熟湖相富有机质页岩含油性及其赋存形式——以渤海湾盆地渤南洼陷罗63井和义21井沙河街组一段为例[J].石油与天然气地质,2017,38(3):448-456.
LI Zhiming, QIAN Menhui, LI Maowen, et al. Oil content and occurrence in low-medium mature organic-rich lacustrine shales: A case from the 1st member of the Eocene-Oligocene Shahejie Formation in Well Luo-63 and Yi-21, Bonan Subbasin, Bohai Bay Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(3): 448-456.
- [13] 李武广,钟兵,杨洪志,等.页岩储层基质气体扩散能力评价新方法[J].石油学报,2016,37(1):88-96.
LI Wuguang, ZHONG Bing, YANG Hongzhi, et al. A new method for gas diffusivity evaluation in matrix rocks of shale reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(1): 88-96.
- [14] 亓倩,朱维耀,邓佳,等.含微裂缝页岩储层渗流模型及压裂井产能[J].工程科学学报,2016,38(3):306-313.
QI Qian, ZHU Weiyao, DENG Jia, et al. Seepage model and productivity prediction of fractured wells in shale gas reservoirs with discontinuous micro-fractures[J]. Chinese Journal of Engineering, 2016, 38(3): 306-313.
- [15] 胡辉庭,马勇,张遂安,等.页岩裂缝和基质渗透率各向异性特征及影响因素[J].科学技术与工程,2023,23(24):10252-10263.
HU Huiting, MA Yong, ZHANG Sui'an, et al. Anisotropy and influencing factors of shale fracture and matrix permeability[J]. Science Technology and Engineering, 2023, 23(24): 10252-10263.
- [16] 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 Petrolei Sinica, 2016, 37(10): 1309-1322.
- [17] 王茂林,程鹏,田辉,等.页岩油储层评价指标体系[J].地球化学,2017,46(2):178-190.
WANG Maolin, CHENG Peng, TIAN Hui, et al. Evaluation index system of shale oil reservoirs[J]. Geochimica, 2017, 46(2): 178-190.
- [18] 王晓明,陈军斌,任大忠.陆相页岩油储层孔隙结构表征和渗流规律研究进展及展望[J].油气藏评价与开发,2023,13(1):23-30.

- [21] 杜建芬. 多孔介质中凝析油气体系相平衡规律和渗流规律研究[D]. 成都: 西南石油学院(南充), 1997.
DU Jianfen. Study on phase equilibrium law and seepage law of condensate and gas system in porous media[D]. Chengdu: Southwest Petroleum Institute(Nanchong), 1997.
- [22] KAMARI A, LI L, SHENG J J. Effects of rock pore sizes on the PVT properties of oil and gas-condensates in shale and tight reservoirs[J]. *Petroleum*, 2018, 4(2): 148-157.
- [23] SONG Z J, SONG Y L, GUO J, et al. Adsorption induced critical shifts of confined fluids in shale nanopores[J]. *Chemical Engineering Journal*, 2019, 385: 123837.
- [24] 王奥, 李菊花, 郑斌. 多孔介质中凝析气相态特征[J]. *大庆石油地质与开发*, 2021, 40(1): 61-67.
WANG Ao, LI Juhua, ZHENG Bin. Study on the phase behaviors of the condensate gas in porous media[J]. *Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2021, 40(1): 61-67.
- [25] BITSANIS I, MAGDA J, TIRRELL M, et al. Molecular dynamics of flow in micropores[J]. *Journal of Chemical Physics*, 1987, 87(3): 1733-1750.
- [26] VANFERLICK T, SCRIVEN L, DAVIS H. Molecular theories of confined fluids[J]. *Journal of Chemical Physics*, 1989, 90(4): 2422-2436.
- [27] 王民, 余昌琦, 费俊胜, 等. 页岩油在干酪根中吸附行为的分子动力学模拟与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(6): 1442-1452.
WANG Min, YU Changqi, FEI Junsheng, et al. Molecular dynamics simulation of shale oil adsorption in kerogen and its implications[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(6): 1442-1452.
- [28] NAJEEB S A, TADESSE W W T, THANH N N, et al. Nanopore Compositional Modeling in Unconventional Shale Reservoirs[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2016, 19(3): 415-428.
- [29] WAN T, MU Z J. The use of numerical simulation to investigate the enhanced Eagle Ford shale gas condensate well recovery using cyclic CO₂ injection method with nano-pore effect[J]. *Fuel*, 2018, 233: 123-132.
- [30] ZARRAGOICOECHEA G J, KUZ V A. Van der Waals equation of state for a fluid in a nanopore[J]. *Physical Review. E-Statistical, Nonlinear, and Soft Matter Physics*, 2002, 65(2 Pt 1): 021110.
- [31] ZARRAGOICOECHEA G J, KUZ V A. Critical shift of a confined fluid in a nanopore[J]. *Fluid Phase Equilibria*, 2004, 220(1): 7-9.

(编辑 徐佩)

(上接第342页)

- WANG Xiaoming, CHEN Junbin, REN Dazhong. Research progress and prospect of pore structure representation and seepage law of continental shale oil reservoir[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(1): 23-30.
- [19] 何海燕, 刘先山, 耿少阳, 等. 基于渗流-温度双场耦合的油藏型储气库数值模拟[J]. *油气藏评价与开发*, 2023, 13(6): 819-826.
HE Haiyan, LIU Xianshan, GENG Shaoyang, et al. Numerical simulation of UGS facilities rebuilt from oil reservoirs based on the coupling of seepage and temperature fields[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2023, 13(6): 819-826.
- [20] 汪伟英, 喻高明, 柯文丽, 等. 稠油非线性渗流测定方法研究[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(4): 464-467.
WANG Weiyang, YU Gaoming, KE Wenli, et al. Experimental study of nonlinear seepage for heavy oil[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35(4): 464-467.
- [21] 邱德家, 李俊鹿, 吴锦伟, 等. 致密油水平井产出剖面测试技术分析及应用[J]. *钻采工艺*, 2023, 46(6): 79-84.
DI Dejia, LI Junlu, WU Jinwei, et al. Analysis and application of production profile testing technology in tight oil horizontal well[J]. *Drilling and Production Technology*, 2023, 46(6): 79-84.
- [22] 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, 285: 118977.
- [23] YU W, LASHGARI H R, WU K, et al. CO₂ injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs[J]. *Fuel*, 2015, 159: 354-363.
- [24] 王巧智, 江安, 苏延辉, 等. 用CT扫描技术分析致密砂岩储层应力敏感性[J]. *钻采工艺*, 2022, 45(4): 56-60.
WANG Qiaozhi, JIANG An, SU Yanhui, et al. Stress sensitivity analysis for tight sandstone reservoir by CT scanning technology[J]. *Drilling & Production Technology*, 2022, 45(4): 56-60.
- [25] LI S C, SUN J, LIU D H, et al. A new method for shale oil injecting-stewing-producing physical modeling experiments based on nuclear magnetic resonance[J]. *Energies*, 2024, 17: 694.
- [26] 张琴, 刘畅, 梅啸寒, 等. 页岩气储层微观储集空间研究现状及展望[J]. *石油与天然气地质*, 2015, 36(4): 666-674.
ZHANG Qin, LIU Chang, MEI Xiaohan, et al. Status and prospect of research on microscopic shale gas reservoir space[J]. *Oil & Gas Geology*, 2015, 36(4): 666-674.
- [27] 朱德顺. 陆相湖盆页岩油富集影响因素及综合评价方法——以东营凹陷和沾化凹陷为例[J]. *新疆石油地质*, 2019, 40(3): 269-275.
ZHU Deshun. Influencing factor analysis and comprehensive evaluation method of lacustrine shale oil: Cases from Dongying and Zhanhua Sags[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2019, 40(3): 269-275.
- [28] 蒋启贵, 黎茂稳, 钱门辉, 等. 不同赋存状态页岩油定量表征技术与应用研究[J]. *石油实验地质*, 2016, 38(6): 842-849.
JIANG Qigui, LI Maowen, QIAN Menhui, et al. Quantitative characterization of shale oil in different occurrence states and its application[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2016, 38(6): 842-849.

(编辑 黄颖)