

文章编号: 1000-0747(2020)04-0750-06 DOI: 10.11698/PED.2020.04.11

盐间页岩油储集层盐溶作用岩心实验评价

杨正明^{1,2}, 李睿姝³, 李海波¹, 骆雨田^{1,2}, 陈挺^{1,2}, 高铁宁^{1,2}, 张亚蒲¹(1. 中国石油勘探开发研究院渗流流体力学研究所, 北京 100083; 2. 中国科学院大学, 北京 100493;
3. 江汉油田勘探开发研究院, 武汉 430223)基金项目: 国家油气重大专项(2017ZX05013-001, 2017ZX05049-005); 中国石油天然气集团有限公司
重大基础科技攻关课题(2018B-4907)

摘要: 利用盐溶实验、渗吸实验和高温高压核磁共振在线测试等方法, 建立了盐间页岩含油岩心盐溶作用评价方法, 并分析了盐溶作用对自发渗吸和渗透率的影响。通过对比不同时刻测试的核磁共振 T_2 (横向弛豫时间) 图谱信号量和分布特征, 定量评价盐溶作用强度: 在盐溶实验中, 随着注入水不断浸入岩心, 岩心中的盐逐渐溶解; 盐间页岩含油岩心自发渗吸实验可分为强渗吸弱盐溶、强盐溶促渗吸和弱盐溶弱渗吸 3 个阶段, 自发渗吸中的盐溶作用非常明显, 盐溶采出程度贡献率在 60% 以上; 盐间页岩含油岩心内部不同横截面或不同部位的微观孔隙结构分布不均匀, 盐溶后孔隙体积增大, 孔隙度增加, 渗透率也增加。图 7 表 5 参 24

关键词: 页岩油; 盐溶作用; 渗吸作用; 物理模拟; 核磁共振

中图分类号: TE311 文献标识码: A

Experimental evaluation of the salt dissolution in inter-salt shale oil reservoirs

YANG Zhengming^{1,2}, LI Ruishan³, LI Haibo¹, LUO Yutian^{1,2}, CHEN Ting^{1,2}, GAO Tiening^{1,2}, ZHANG Yapu¹(1. *Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China*; 2. *University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100493, China*; 3. *Research Institute of Exploration and Development, Jiangnan Oilfield Company, Wuhan 430223, China*)

Abstract: By using salt dissolution experiment, imbibition experiment and high temperature and high pressure nuclear magnetic resonance (NMR) on-line test, the evaluation methods for salt dissolution of inter salt shale oil-bearing cores were established, and the effects of salt dissolution on spontaneous imbibition and permeability were analyzed. The intensity of salt dissolution is quantitatively evaluated by comparing the signal quantity and distribution characteristics of T_2 spectrum (transverse relaxation time) measured at different times. In salt dissolution experiment, salt in the core is gradually dissolved as the injected water is continuously immersed in the core. The spontaneous imbibition experiment of inter-salt shale oil-bearing core can be divided into three stages: strong imbibition and weak salt dissolution, strong salt dissolution promoting imbibition, and weak salt dissolution and weak imbibition. The salt dissolution in spontaneous imbibition is very obvious, and the salt dissolution contributes more than 60% of recovery. The micro-pore structure in different cross sections or different parts of inter-salt shale oil-bearing core isn't uniform, and the pore volume, porosity and permeability increase after salt dissolution.

Key words: shale oil; salt dissolution; imbibition; physical simulation; nuclear magnetic resonance

引用: 杨正明, 李睿姝, 李海波, 等. 盐间页岩油储集层盐溶作用岩心实验评价[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(4): 750-755.

YANG Zhengming, LI Ruishan, LI Haibo, et al. Experimental evaluation of the salt dissolution in inter-salt shale oil reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 750-755.

0 引言

页岩油气是指富集在富有机质页岩层段中的油气资源^[1-3]。美国页岩油气革命改变了世界能源生产的格局^[4-9], 2018 年美国页岩油产量达 3.29×10^8 t^[10]。中国

页岩油资源丰富^[1-3, 11-12], 美国能源署评估中国页岩油的技术可采资源量仅次于俄罗斯和美国, 位居世界第 3 位^[2], 其中陆相湖盆发育的以泥页岩为主层系的页岩油可采资源量高达 $(30 \sim 60) \times 10^8$ t。近年来, 新疆准噶尔盆地吉木萨尔凹陷、鄂尔多斯盆地三叠系长 7 段、

松辽盆地青山口组/姚家组/嫩一段、渤海湾盆地沧东凹陷及江汉盆地潜江凹陷等页岩油开发试验区都取得了一定的进展^[13-19]，页岩油有望成为中国石油勘探开发重要的接替领域。

江汉盆地潜江凹陷盐间页岩油是国内典型的页岩油类型。潜江凹陷是江汉盆地最主要的成盐中心，同时也是该区域内的大型富烃凹陷^[20-21]。潜江凹陷盐间页岩油储集层上覆及下伏地层为两套盐岩层，岩性主要为钙芒硝岩、白云岩、泥质白云岩和白云质泥岩^[22-23]。在该区域页岩油的钻井勘探中，128口井的井口有油气显示。目前已建立1个开发试验区，先期投产14口井，累计产油 $4.2 \times 10^4 \text{ t}$ ^[24]。盐间页岩油储集层的重要特征之一就是可溶性盐类（主要成分为 $\text{Na}_2\text{SO}_4 \cdot \text{CaSO}_4$ ）含量高，随着注水开发的进行，盐类在水的作用下可分解为极易溶于水的 Na_2SO_4 和微溶于水的 CaSO_4 ，从而促使固态盐占据的空间转换成孔隙空间，即发生了盐溶作用。这种盐溶作用与可溶盐含量和孔喉结构有关，对盐间页岩油的有效开发具有重要意义^[24]，需要研究盐间页岩油盐溶作用机制并进行定量表征。本文以江汉盆地盐间页岩油储集层为例，利用盐溶实验、渗吸实验和高温高压核磁共振在线测试等方法，研究盐间页岩含油岩心盐溶作用大小及其对自发渗吸和渗透率的影响。

1 实验方法

1.1 盐溶实验

采用盐间页岩含油岩心开展盐溶实验，利用核磁共振评价盐溶作用强度。选取江汉盆地潜江凹陷2块盐间页岩含油岩心开展盐溶实验，岩心基础物性参数如表1所示。实验步骤如下：首先用有机溶剂将页岩中的原油洗净后烘干，然后抽真空并用矿化度为300 g/L的模拟地层水加压饱和（模拟地层水矿化度与实际地层水一致，其盐类组成按照实际地层水分析结果配制），测试岩心饱和水后的核磁共振 T_2 谱；再将岩心悬挂在装有注入水的烧杯中，为防止黏土膨胀对实验结果的影响，选用矿化度为50 g/L的模拟地层水作为盐溶实验的注入水；在不同时间点（0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 7.0, 10.0, 23.0, 31.0, 52.0 h及3, 8, 18, 25, 50 d）将岩心取出，擦干表面水进行核磁共振 T_2 谱测试。本实验整个过程中，水为唯一的流体介质，故整个过程中只有盐溶作用，没有渗吸作用；为保证不同阶段测试结果的可比性，在每次核磁共振检测前都进行标准样测试，消除核磁信号偏移对实验的影响。

表1 盐溶实验盐间页岩含油岩心基础物性参数

岩心编号	岩性	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/ %	长度/ cm	直径/ cm
1	泥质白云岩	0.17	10.580	5.462	2.50
2	泥质钙芒硝岩	0.23	2.996	4.966	2.50

1.2 渗吸实验

由于页岩层理和裂缝的发育以及盐的存在，在盐间页岩油注水开发过程中，渗吸作用和盐溶作用将同时存在，但二者相互影响的作用机制尚不清楚。本文另选2块盐间页岩含油岩心研究渗吸和盐溶综合作用机制，岩心基础物性参数如表2所示。

表2 渗吸实验盐间页岩含油岩心基础物性参数

岩心编号	岩性	长度/ cm	直径/ cm	孔隙度/ %	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
3	泥质白云岩	5.251	2.50	7.83	0.21
4	白云质泥岩	5.707	2.50	9.22	1.82

实验步骤如下：首先用有机溶剂将页岩中的原油洗净后烘干，然后抽真空并加压饱和煤油，测试岩心孔隙完全饱和煤油后的核磁共振 T_2 谱；再将岩心悬挂在装有矿化度为50 g/L的氘水的烧杯中（氘水在核磁共振测试中没有信号），让其发生自发渗吸，在不同时间点（0.5, 1.0, 2.0, 4.0, 7.0, 10.0, 23.0, 31.0, 52.0 h及3, 8, 18, 25, 50 d）将其取出擦干表面水，进行核磁共振 T_2 谱测试，并根据测试结果计算总采出程度和盐溶率。

1.3 高温高压核磁共振在线测试

将低场核磁共振测试技术与岩心高温高压驱替物理模拟实验技术相结合，研发了高温高压核磁共振在线测试系统（见图1）。该系统具有以下特点：①通过研发核磁专用高温高压探头，实验围压可达到40 MPa，温度可达到80℃；②将最短回波时间缩短至0.1 ms，能够检测到岩心纳米级孔喉中流体的信号；③改进了

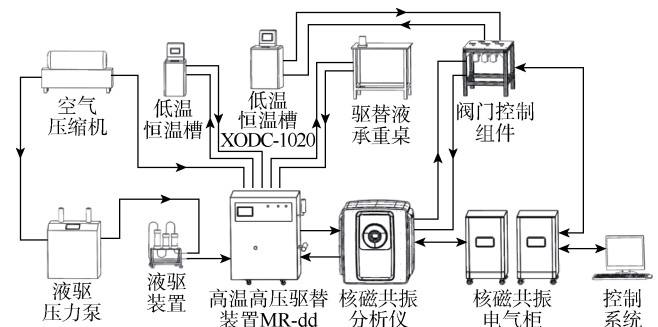


图1 高温高压核磁共振在线测试系统

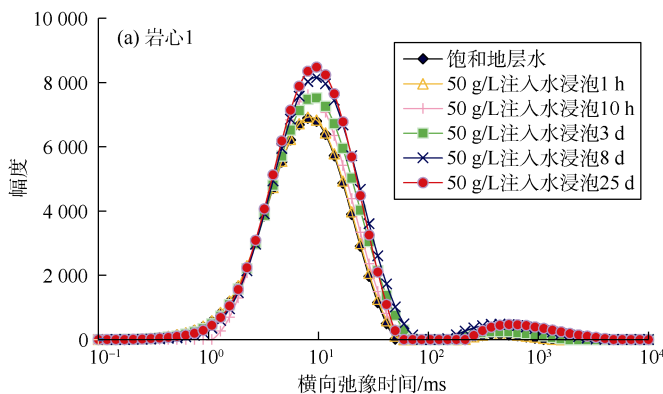
核磁共振循环加热单元和加压管路,实现了地层高温高压条件的模拟;④形成了岩心分层 T_2 谱以及核磁共振成像技术,可精确观测驱替或渗吸过程中轴向上不同断面上孔隙中的流体饱和度变化。

利用该系统对2块页岩含油岩心进行核磁共振在线动态测试,评价页岩含油岩心盐溶作用和在开发过程中对渗流的影响。在该实验中岩心不用取出,直接进行核磁共振测试,避免了岩心取出后由于系统应力改变、岩心重复放置等导致的实验测试误差。2块岩心的基础物性参数如表3所示。

实验步骤如下:首先用有机溶剂将页岩含油岩心

表3 高温高压核磁共振在线测试盐间页岩含油岩心基础物性参数

岩心编号	岩性	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	长度/cm	直径/cm
5	芒硝泥岩	0.332	9.76	5.183	2.468
6	白云质泥岩	0.184	2.00	4.101	2.472



中的原油洗净后,对岩心进行抽真空并加压饱和煤油,测试核磁共振信号,此时岩心中的盐未被破坏或溶解;然后在高温高压核磁共振测试系统中进行定压汽水驱替实验,测试驱替过程中不同驱替量(0.2, 0.5, 1.0, 2.0, 5.0, 10.0, 20.0 PV)下岩心的核磁共振信号;最后将驱替20.0 PV(孔隙体积倍数)后的岩心高温烘干24 h,将岩心再次抽真空加压饱和煤油,测试第2次饱和油岩心的核磁共振信号。

2 实验结果分析

2.1 盐溶实验

盐溶作用评价的核磁共振测试原理是:盐处于固态时,在核磁共振测试中没有信号;当盐溶于水时,可溶盐所占空间被水填充,因此在核磁共振测试时产生信号。通过对比不同时刻测试的核磁共振 T_2 图谱信号量和分布特征,得到盐溶作用的量化结果及固体可溶盐在岩心孔喉中的分布位置。部分测试结果如图2所示。

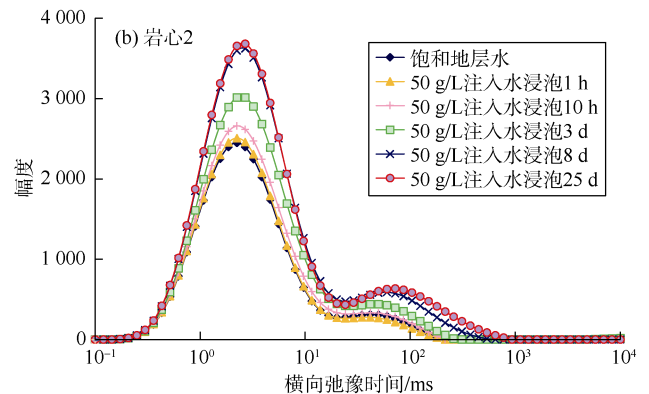


图2 2块岩心盐溶实验核磁共振 T_2 谱

为了评价盐溶效果,定义了核磁共振测试的盐溶率,即某个盐溶时间点核磁共振 T_2 谱较原始状态增加的信号量与盐溶后最终 T_2 谱信号量的比值,如(1)式所示。其中,盐溶 T_2 谱最终信号量对应岩心盐溶后流体所占的总孔隙体积;某个盐溶时间点 T_2 谱信号增加量对应截至某个时间点盐溶作用导致的岩心孔隙体积的增加量。分析结果如图3和表4所示。

$$S = \frac{M_A}{M_F} \quad (1)$$

从图2—图3和表4中可以看出,随着矿化度为50 g/L的注入水不断浸入岩心,岩心中的盐逐渐溶解,核磁信号不断增加。当岩心浸泡达8~10 d时,盐的溶解基本停止。根据图谱计算,岩心1和岩心2的最终

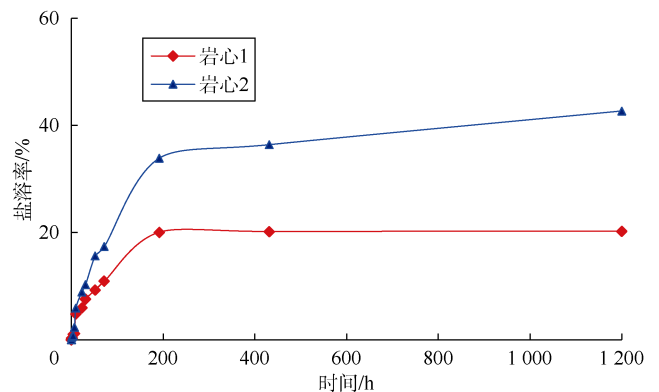


图3 2块岩心盐溶过程盐溶率变化曲线

盐溶率分别为20.28%和42.72%。

由于横向弛豫时间与孔喉尺寸相关,横向弛豫时

表4 页岩岩心盐溶实验中各弛豫时间段内盐溶率

岩心编号	岩性	盐溶率/%	不同弛豫时间段盐溶率/%			
			<1 ms	1~10 ms	10~100 ms	>100 ms
1	泥质白云岩	20.28	0	5.45	11.53	3.30
2	泥质钙芒硝岩	42.72	4.40	24.94	6.69	6.69

间越小，对应孔喉也越小，反之，对应孔喉越大；因此可确认各孔隙范围内固体可溶盐的分布。可溶盐在对应横向弛豫时间小于1 ms和大于100 ms的孔隙内含量较少，主要集中在对应横向弛豫时间为1~10 ms和10~100 ms的孔隙中。

2.2 渗吸实验

2块岩心自发渗吸总采出程度与总盐溶率的对比见图4，其中总采出程度根据T₂谱变化计算得出。

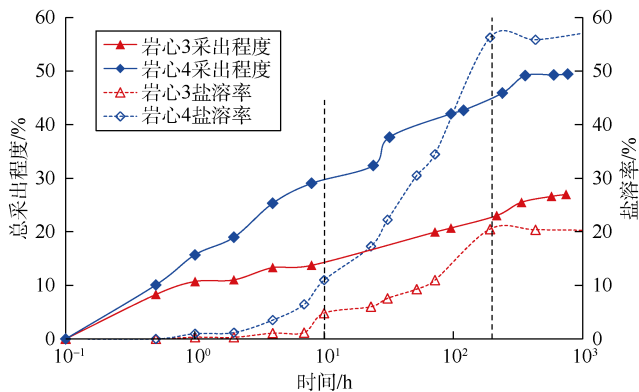


图4 2块岩心自发渗吸总采出程度与总盐溶率的对比

盐间页岩含油岩心的自发渗吸主要受3种作用影响：①吸水，这一过程主要受到毛细管力的作用，渗透率越低，毛细管力越大，渗吸距离越长；②泄油，这个过程主要与压差、渗透率和启动压力梯度等因素有关，渗透率越大，启动压力越低，泄油阻力越小，油越容易被排出；③盐溶，当注入水将岩心中的可溶盐溶解后，扩大了孔喉半径，减小了渗流阻力，使得泄油更容易，进而提高总采出程度。

如图4所示，盐间页岩含油岩心自发渗吸实验可分为3个阶段：第1阶段在1~10 h，为强渗吸弱盐溶阶段，该阶段渗吸作用较强，盐溶作用较弱，主要为吸水 and 排油过程；第2阶段在10~200 h，为强盐溶促渗吸阶段，该阶段盐溶作用较强，盐溶率迅速增大，扩大了岩心孔喉半径，增加了岩心渗透率，减小了渗流阻力，提高了泄油效率，排油速率和渗吸采出程度增大，渗吸采出程度随盐溶作用近似线性增加，该阶段主要为泄油和盐溶过程；第3阶段在200 h以后，为弱盐溶弱渗吸阶段，该阶段盐溶和渗吸作用都较弱，对采出程度影响相对较小。

根据总采出程度和渗吸作用采出程度（总采出程度与盐溶率之差），计算出渗吸作用贡献率和盐溶作用贡献率，由此定量表征页岩含油岩心自发渗吸实验中渗吸作用与盐溶作用的相对强度，结果如表5所示。

表5 自发渗吸过程中渗吸作用和盐溶作用定量表征

岩心编号	岩性	渗吸作用贡献率/%	盐溶作用贡献率/%	渗吸作用采出程度/%	总采出程度/%
3	泥质白云岩	22.60	77.40	6.09	26.96
4	白云质泥岩	36.30	63.70	17.94	49.43

从表5中可以看出，盐间页岩含油岩心自发渗吸实验中，2块岩心单纯依靠渗吸作用的采出程度远低于总采出程度；盐溶作用非常明显，贡献率均在60%以上，因此，在盐间页岩油的开发过程中要重点关注盐溶作用。

3号岩心的渗吸采出程度和总采出程度要低于4号岩心，主要原因是3号岩心微裂缝不发育，基质更为致密，且岩心弱亲油，水不易进入岩心，渗吸作用较弱；而4号岩心微裂缝较为发育，物性相对较好，水容易进入岩心，渗吸作用较强。

2.3 高温高压核磁共振在线测试

2块岩心驱替过程的分层T₂图如图5所示。由图5可知，在同一块岩心中，不同横截面或者不同部位的核磁共振信号不同，表明页岩岩心内部的微观孔隙结构分布是不均匀的；通过对比初始饱和油和二次饱和油的核磁共振成像图，发现后者的图像更亮，信号量更强，表明页岩岩心经过汽水驱替后，岩心中的盐被溶解导致孔隙变大，盐溶后的孔隙空间被原油填充，从而导致核磁共振信号量比初始饱和油时的核磁共振信号量多。通过计算核磁共振信号量的增量，可得出由于盐溶作用增加的孔隙度。通过计算，岩心5和岩心6经过盐溶后孔隙体积分别增大了16%和12%，孔隙度分别增加了1.62%和0.19%，即初始状态岩心中的可溶盐体积分别占2块岩心孔隙体积的1.62%和0.19%。

利用在线测试系统在岩心不同驱替阶段进行常规T₂谱检测，直接测试得到液测渗透率变化曲线并通过T₂谱计算得到不同阶段盐溶量占总盐溶量比例。结合图6和图7可以看出，页岩含油岩心定压驱替过程中，随着盐的溶解，岩石孔隙度增大，流动通道扩大，流动阻力减小，流速增加，液测渗透率随之提高；当驱替至5 PV后，超过80%的盐已溶解；继续增加注入量，孔隙增量变小，渗透率趋于平衡。

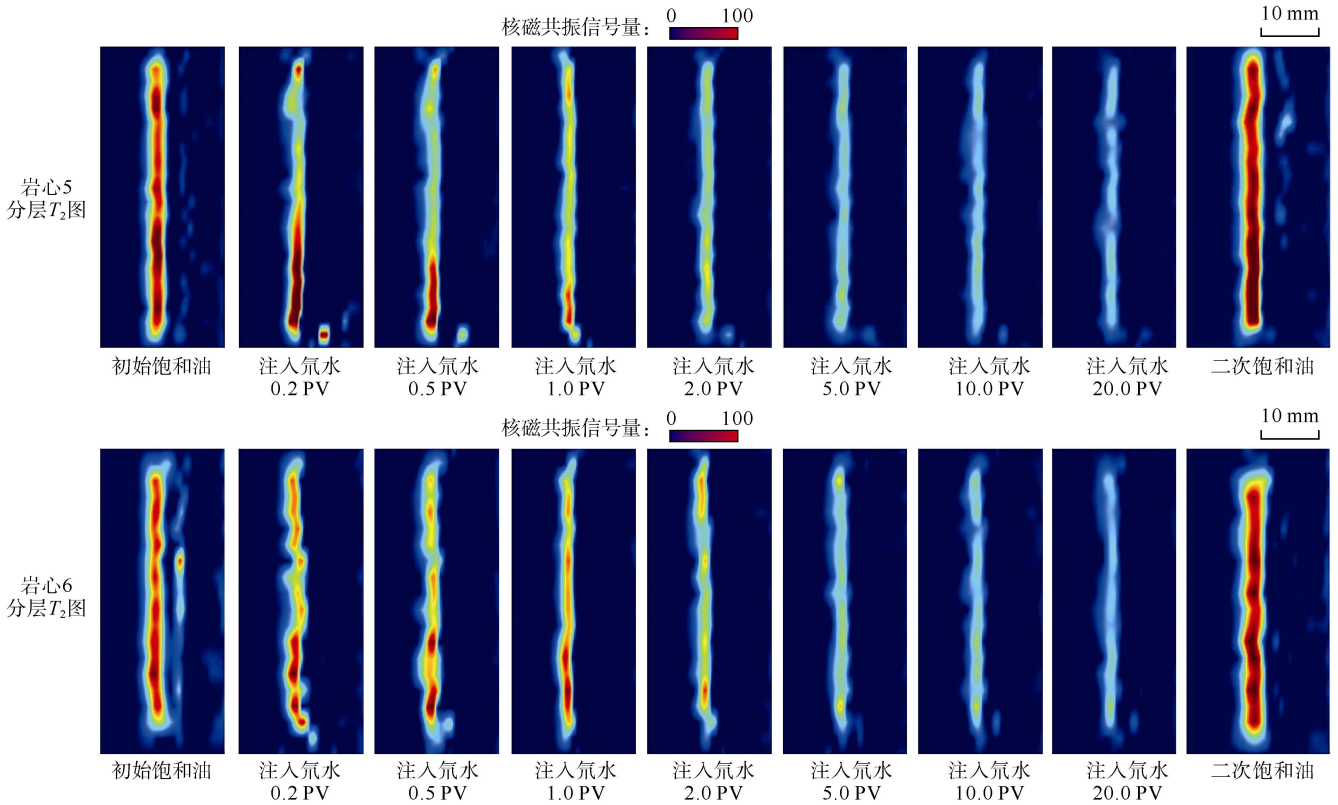


图5 2块岩心驱替过程的分层 T_2 图(岩心驱替方向从上至下)

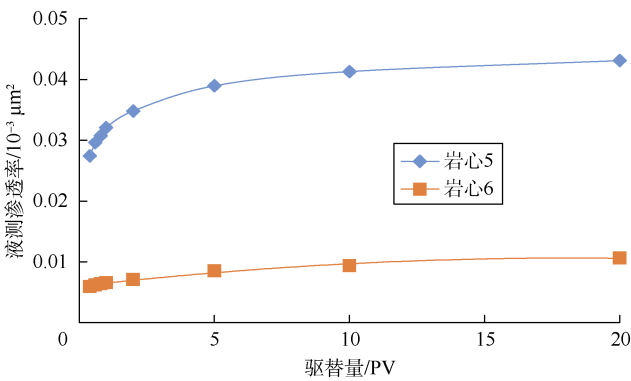


图6 2块岩心液测渗透率变化规律

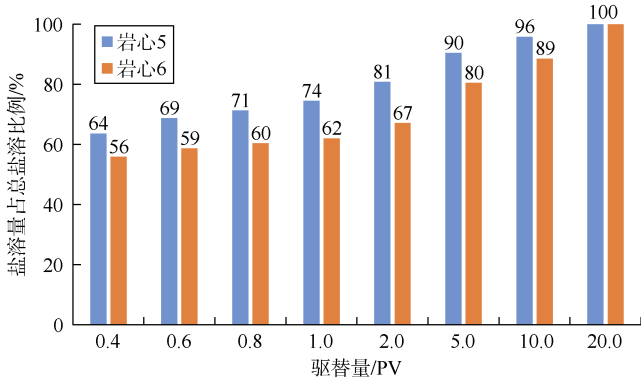


图7 2块岩心盐溶变化规律

3 结论

江汉盐间页岩油储集层岩心在盐溶实验中,随着注

入水不断浸入岩心,岩心中的盐逐渐溶解,实验岩心最终盐溶率分别为 20.28%和 42.72%。盐间页岩含油岩心自发渗吸分为强渗吸弱盐溶、强盐溶促渗吸和弱盐溶弱渗吸 3 个阶段,自发渗吸中的盐溶作用非常明显,盐溶采出程度贡献率在 60%以上。高温高压核磁共振在线测试表明,盐间页岩岩心内部微观孔隙结构分布不均匀,盐溶后孔隙体积增大,孔隙度增加,渗透率增加。

符号注释:

M_A ——某个盐溶时间点核磁共振 T_2 谱较原始状态增加的信号量; M_F ——盐溶后 T_2 谱最终信号量; S ——盐溶率,%; T_2 ——横向弛豫时间,ms。

参考文献:

[1] 张金川,林腊梅,李玉喜,等. 页岩油分类与评价[J]. 地学前缘, 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] 邹才能,翟光明,张光亚,等. 全球常规-非常规油气形成分布、资源潜力及趋势预测[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 13-25.
ZOU Caineng, ZHAI Guangming, ZHANG Guangya, et al. Formation, distribution, potential and prediction of global conventional and unconventional hydrocarbon resources[J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 13-25.

[3] 姜在兴,张文昭,梁超,等. 页岩油储集层基本特征及评价要素[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 184-196.
JIANG Zaixing, ZHANG Wenzhao, LIANG Chao, et al. Characteristics and evaluation elements of shale oil reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 184-196.

- [4] 周庆凡, 杨国丰. 美国页岩油气勘探发现状与发展前景[J]. 国际石油经济, 2018, 26(9): 47-54.
ZHOU Qingfan, YANG Guofeng. Status and prospects of shale oil & gas exploration in the United States[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(9): 47-54.
- [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] 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.
- [7] 刘猛. 美国页岩气革命及其影响研究[D]. 长春: 吉林大学, 2017.
LIU Meng. The research on the US shale gas revolution and its impacts[D]. Changchun: Jilin University, 2017.
- [8] PRAMOD K. Woodford growing revenues by farming to oil shale[J]. World Oil, 2012, 233(1): 32.
- [9] 赵靖舟, 方朝强, 张洁, 等. 由北美页岩气勘探开发看我国页岩气选区评价[J]. 西安石油大学学报(自然科学版), 2011, 26(2): 1-7, 110.
ZHAO Jingzhou, FANG Chaoqiang, ZHANG Jie, et al. Evaluation of China shale gas from the exploration and development of North America shale gas[J]. Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2011, 26(2): 1-7, 110.
- [10] 焦方正. 非常规油气之“非常规”再认识[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(5): 803-810.
JIAO Fangzheng. Re-recognition of “unconventional” in unconventional oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(5): 803-810.
- [11] 卢双舫, 黄文彪, 陈方文, 等. 页岩油气资源分级评价标准探讨[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(2): 249-256.
LU Shuangfang, HUANG Wenbiao, CHEN Fangwen, et al. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(2): 249-256.
- [12] 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.
- [13] 邱振, 卢斌, 施振生, 等. 准噶尔盆地吉木萨尔凹陷芦草沟组页岩油滞留聚集机理及资源潜力探讨[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(10): 1817-1827, 1847.
QIU Zhen, LU Bin, SHI Zhensheng, et al. Shale oil retention and accumulation mechanism and resource potential of the Lucaogou Formation in Jimusar Sag, Junggar Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(10): 1817-1827, 1847.
- [14] 赵文智, 胡素云, 侯连华. 页岩油地下原位转化的内涵与战略地位[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(4): 537-545.
ZHAO Wenzhi, HU Suyun, HOU Lianhua. Connotation and strategic status of in-situ transformation of shale oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(4): 537-545.
- [15] 杨智, 邹才能. “进源找油”: 源岩油气内涵与前景[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(1): 173-184.
YANG Zhi, ZOU Caineng. “Exploring petroleum inside source kitchen”: Connotation and prospects of source rock oil and gas[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(1): 173-184.
- [16] 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.
- [17] 王力, 陈世加, 丁玉盛, 等. 应用地球化学方法评价断层封闭性: 以苏北盆地金湖凹陷埭田地区为例[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(2): 209-214.
WANG Li, CHEN Shijia, DING Yusheng, et al. Using geochemical methods to evaluate fault sealing: A case study from Batian Area in Jinhu Sag, Subei Basin[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(2): 209-214.
- [18] 龙玉梅, 陈曼霏, 陈凤玲, 等. 潜江凹陷潜江组盐间页岩油储集层发育特征及影响因素[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(1): 59-64.
LONG Yumei, CHEN Manfei, CHEN Fengling, et al. Characteristics and influencing factors of inter-salt shale oil reservoirs in Qianjiang Formation, Qianjiang Sag[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(1): 59-64.
- [19] 马永生, 冯建辉, 牟泽辉, 等. 中国石化非常规油气资源潜力及勘探进展[J]. 中国工程科学, 2012, 14(6): 22-30.
MA Yongsheng, FENG Jianhui, MOU Zehui, et al. Potential and exploration progress of unconventional oil and gas resources in SINOPEC[J]. Engineering Science, 2012, 14(6): 22-30.
- [20] 李乐, 王自翔, 郑有恒, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜三段盐韵律层页岩油富集机理[J]. 地球科学, 2019, 44(3): 1012-1023.
LI Le, WANG Zixiang, ZHENG Youheng, et al. Mechanism of shale oil enrichment from the salt cyclotherm in Qian 3 member of Qianjiang sag, Jiangnan Basin[J]. Journal of Earth Science, 2019, 44(3): 1012-1023.
- [21] 吴世强, 唐小山, 杜小娟, 等. 江汉盆地潜江凹陷陆相页岩油地质特征[J]. 东华理工大学学报(自然科学版), 2013, 36(3): 282-286.
WU Shiqiang, TANG Xiaoshan, DU Xiaojuan, et al. Geologic characteristics of continental shale oil in the Qianjiang depression, Jiangnan salt lake basin[J]. Journal of East China Institute of Technology (Natural Science), 2013, 36(3): 282-286.
- [22] 王芙蓉, 何生, 郑有恒, 等. 江汉盆地潜江凹陷潜江组盐间页岩油储集层矿物组成与脆性特征研究[J]. 石油实验地质, 2016, 38(2): 211-218.
WANG Furong, HE Sheng, ZHENG Youheng, et al. Mineral composition and brittleness characteristics of the inter-salt shale oil reservoirs in the Qianjiang Formation, Qianjiang Sag[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2016, 38(2): 211-218.
- [23] 孙中良, 王芙蓉, 何生, 等. 潜江凹陷近系盐间典型韵律层页岩孔隙结构[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 73-81.
SUN Zhongliang, WANG Furong, HE Sheng, et al. The pore structures of the shale about typical inter-salt rhythm in the Paleogene of Qianjiang Depression[J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 73-81.
- [24] 高铁宇. 盐间页岩油储集层微观孔隙结构特征及渗流机理研究[D]. 北京: 中国科学院大学, 2019.
GAO Tiening. Characteristics of micropore structure and seepage mechanism of inter-salt shale oil reservoir[D]. Beijing: University of Chinese Academy of Sciences, 2019.

第一作者简介: 杨正明 (1969-), 男, 博士, 江苏盐城人, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事低渗透油气藏/致密油气的物理模拟、渗流理论和三次采油方面的研究工作。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院渗流流体力学研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: yzhm69@petrochina.com.cn

联系作者简介: 李海波 (1982-), 男, 博士, 陕西榆林人, 主要从事非常规油气物理模拟和渗流机理方面的研究工作。地址: 北京市海淀区学院路 20 号, 中国石油勘探开发研究院渗流流体力学研究所, 邮政编码: 100083。E-mail: lihaibo05@petrochina.com.cn

收稿日期: 2019-08-27 修回日期: 2020-04-09

(编辑 刘恋)