

引用格式:唐慧莹,第凯翔,张烈辉,等.基于核磁共振信号标定法的致密油藏渗吸实验研究[J].油气藏评价与开发,2024,14(3):402-413.  
TANG Huiying, DI Kaixiang, ZHANG Liehui, et al. Tight oil imbibition based on nuclear magnetic resonance signal calibration method[J].  
Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2024, 14(3): 402-413.  
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2024.03.010

## 基于核磁共振信号标定法的致密油藏渗吸实验研究

唐慧莹,第凯翔,张烈辉,郭晶晶,张涛,田野,赵玉龙  
(西南石油大学油气藏地质及开发工程全国重点实验室,四川成都610500)

**摘要:**基于一种新的核磁共振信号标定法开展了致密砂岩岩样的油水渗吸实验,该方法可以根据回归模型将核磁信号总量换算为含油体积,相较常规方法计算更方便、更准确。研究发现渗吸过程可划分为过渡渗吸和稳定渗吸2个阶段,低黏度煤油渗吸样品最佳渗吸时间集中在68 h左右,高黏度致密油渗吸样品最佳渗吸时间集中在188 h左右。渗吸时间充足的情况下,煤油和致密油的最终换油率相差不大,但如果渗吸时间较短,则黏度越大换油率越低。同层位、同黏度的样品具有相似的渗吸动态特征;同层位、高黏度的样品达到稳定渗吸阶段无因次渗吸时间相较低黏油更短。以半径0.5  $\mu\text{m}$ 作为大、小孔隙的分界线,煤油渗吸样品中半径小于0.5  $\mu\text{m}$ 的孔隙渗吸换油贡献率平均为83.93%,占据主导地位,原油动用率平均为23.54%;半径大于0.5  $\mu\text{m}$ 的孔隙渗吸换油贡献率平均为16.07%,相对较少,原油的动用率平均为8.50%,普遍较低,容易形成水锁。致密油渗吸样品在所有孔隙中的渗吸换油贡献率则相对均衡,半径小于0.5  $\mu\text{m}$ 的孔隙原油动用率平均为14.82%,相对较低;而半径大于0.5  $\mu\text{m}$ 的孔隙原油动用率平均为29.82%,在焖井过程中普遍会得到有效动用。

**关键词:**油水渗吸;焖井时间;黏度;压裂液;核磁共振 $T_2$ 谱

中图分类号:TE348

文献标识码:A

### Tight oil imbibition based on nuclear magnetic resonance signal calibration method

TANG Huiying, DI Kaixiang, ZHANG Liehui, GUO Jingjing, ZHANG Tao, TIAN Ye, ZHAO Yulong

(State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University,  
Chengdu, Sichuan 610500, China)

**Abstract:** This study explores oil-water imbibition dynamics in rock samples of tight sandstone with similar physical properties using a novel NMR signal calibration method. This method can translate the total NMR signal output into oil volume via a regression model, offering enhanced convenience and accuracy compared to traditional approaches. The imbibition process is characterized by two distinct phases: a rapid imbibition stage and a stable imbibition stage. Optimal imbibition times were identified as approximately 68 hours for oil from coal samples and 188 hours for tight oil samples. When imbibition times are sufficient, the recovery ratios for oil from coal and tight oil are comparable. However, with insufficient imbibition time, the recovery ratio for oil from coal is lower than that for tight oil. Within the same stratigraphic layer, samples with identical viscosity exhibit similar imbibition dynamics, with tight oil samples reaching the stable stage more quickly than oil from coal samples. The pivotal radius distinguishing large and small pores is established at 0.5  $\mu\text{m}$ . In low-viscosity crude oil samples, small pores significantly dominate the imbibition process, contributing 83.93% to the recovery, while large pores contribute only 16.07%. The overall mobilization of crude oil is low at 8.50%, frequently resulting in the formation of water locks. In contrast, tight oil samples show a more balanced contribution across all pore sizes during the soaking period. The average utilization ratios of crude oil are 14.82% in small pores and 29.82% in large pores.

**Keywords:** oil-water imbibition; shut-in time; viscosity; fracture fluid; nuclear magnetic resonance (NMR)  $T_2$  spectrum

收稿日期:2023-10-30。

第一作者简介:唐慧莹(1990—),女,博士,副教授,主要从事非常规储层压裂及一体化数值模拟研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail: tanghuiying@swpu.edu.cn

通信作者简介:第凯翔(1992—),男,在读博士研究生,主要从事非常规储层非线性有效应力及多尺度孔隙结构描述相关研究。地址:四川省成都市新都区新都大道8号西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail: 1029175156@qq.com

基金项目:国家自然科学基金面上项目“井-射孔-缝协同密切割压裂三维非平面缝网竞争扩展机制研究”(52374043);国家自然科学基金重点项目“海相页岩水平井超临界二氧化碳压裂机理与一体化模拟研究”(52234003);国家自然科学基金青年基金“致密油藏基于化学势的多组分、多机理耦合扩散数值模拟方法研究”(52304048)。

中国致密油资源储量丰富,是继页岩气之后的又一热点勘探领域<sup>[1]</sup>。致密油储层孔隙结构复杂,油水运聚规律复杂<sup>[2-5]</sup>。许多学者<sup>[6-9]</sup>发现致密储层压裂焖井之后产油量会大幅提高,其主要增产机理是压裂液通过毛管渗吸作用,与储层基质中原油的置换<sup>[10]</sup>。选择适当的焖井时间也对产量有着重要的影响,这与渗吸程度息息相关。另一方面,大量压裂液注入地层后,返排率通常很低<sup>[11-12]</sup>,这对油气的运移产生了不利的影响,而压裂液渗吸进入致密储层基质可能是压裂液滞留的原因之一<sup>[13-15]</sup>。因此,开展致密油储层油水渗吸行为的研究,对于最大化基质渗吸采油作用、提高采收率及油井工作制度设计有着重要意义。

当前最常用的实验方式是自发渗吸,对实验结果的表征方法主要分为质量法、体积法及核磁共振法。质量法<sup>[16-20]</sup>主要利用自购精度的电子天平监测整个渗吸过程中岩心质量随时间的变化;体积法<sup>[22-26]</sup>主要是通过将饱和油的岩样装入充满渗吸液的渗吸瓶中进行渗吸,利用原油密度小于水的特点,通过密度差将渗吸置换出的原油汇聚到顶部较细的刻度管中,获取渗吸原油体积随时间的变化;核磁共振法是通过核磁共振仪器,在渗吸阶段的任一时刻测量当前状态下不同孔径空间中流体的分布情况。质量法与体积法的特点是操作简单、成本低、精度高。核磁共振法的特点是能够探测不同尺度孔隙,测量过程对样品无损伤,且无样品形状要求。

在岩心渗吸影响因素方面,大量学者进行了探索,主要可以概括为3个方面:一是岩心本身物性的影响,如岩心渗透率、孔喉结构及岩心表面润湿性等;二是流体性质的影响,包括原油黏度、渗吸液矿化度及油水界面张力等;三是外界条件的影响,包括边界条件、温度、压力等。LI等<sup>[27]</sup>针对不同类型岩心和不同表面张力的流体开展了自发渗吸实验;LIU等<sup>[28-29]</sup>基于接触角、油水界面张力等参数分析了不同类型表面活性剂对页岩油样品渗吸驱油效率的影响;REZAVEISI等<sup>[30]</sup>通过室内实验分析了不同润湿性、粒径、流体物性对渗吸采收率的影响;王家禄等<sup>[31]</sup>分析了裂缝内部驱替速度、油水黏度比、润湿性、初始含油饱和度等因素对动态渗吸特征的影响;杨正明等<sup>[32]</sup>通过自发渗吸实验研究了岩心与裂缝接触面积、边界条件、初始含油饱和度等因素对低渗透裂缝性砂岩油藏渗吸的影响;杨正明等<sup>[33]</sup>利用核磁

共振方法对影响致密储集层渗吸效果的多个因素进行了研究;刘长利等<sup>[34]</sup>针对裂缝性特低渗油藏进行了室内渗吸实验;朱维耀等<sup>[35]</sup>发现实验岩心亲水程度越高,原油采收率越高,同时,静态渗吸的采收率也会受束缚水饱和度以及岩心润湿性的影响。

研究采用物性相近的样品开展了压裂液-原油渗吸置换实验,分别讨论了不同黏度原油在储层温压条件下的渗吸规律。当前基于核磁共振手段的渗吸研究只能根据 $T_2$ (横向弛豫时间)谱信号量变化的幅度计算渗吸换油百分比,研究提出了基于核磁共振流体体积标定的新方法,通过标定的原油体积与信号总量的关系回归出经验模型,从而准确计算出当前状态下的含油体积,相较以往的方法计算更方便,更准确。

## 1 实验材料及设备

### 1.1 实验岩心

实验采用8块柱塞岩心,分别取自鄂尔多斯盆地延长组长6段储层的长 $6_1$ 、长 $6_2$ 和长 $6_3$ 3个层位。所取岩心直径均在2.5 cm左右,统一做切分处理,切分前长度均在8 cm左右,切分后长度均在4 cm左右,见图1a。切分前、后的岩心孔、渗对应关系如图1b、图1c所示,岩心尺度内样品均质性较强,切分后的2块岩心能够进行不同黏度原油渗吸效果的对照分析。需要注意的是由于切分后的岩心产生了大量肉眼不可见的微裂缝,导致渗透率测量结果偏高。

在渗吸实验中,为明确不同黏度原油对物性相似样品渗吸效果的影响,将每块较长的岩心对半切分为2块,并依照中国石油天然气行业标准《覆压下岩石孔隙度和渗透率的测定方法:SY/T 6385—2016》测量切分前、后的孔隙度与渗透率,岩心基础参数见表1。

### 1.2 实验用原油及压裂液

实验用原油分别为煤油与致密油,实验用模拟压裂液为蒸馏水,为有效模拟原油在储层原位条件下的渗吸效果,实验温度全程保持在70℃,实验全程未添加渗吸剂。其中,煤油的密度为0.80 g/cm<sup>3</sup>,70℃下黏度为0.76 mPa·s;致密油的密度为0.93 g/cm<sup>3</sup>,70℃下黏度为21.80 mPa·s。为方便理解与描述,后续统称煤油为低黏油,致密油为高黏油。

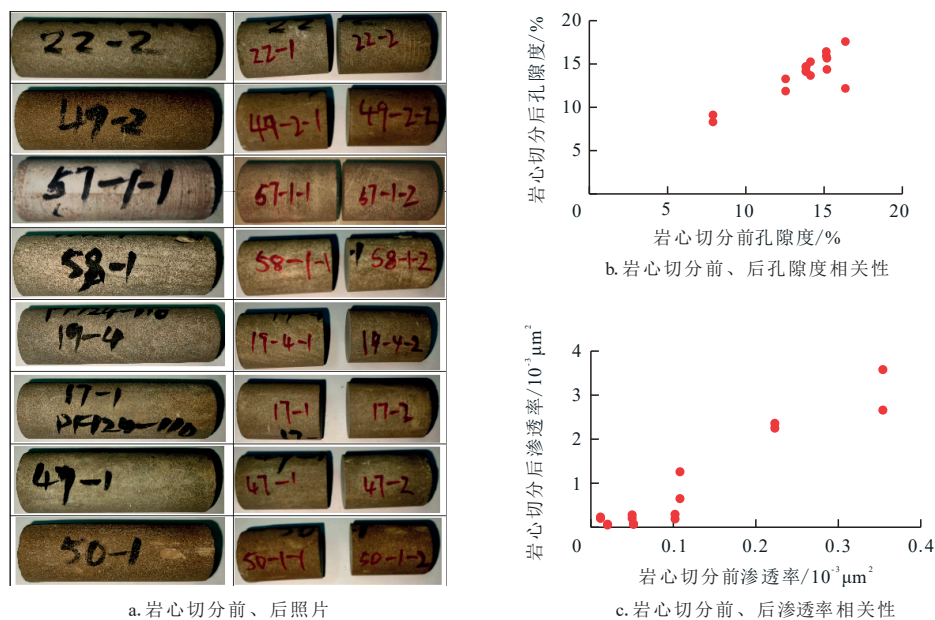


图1 岩心切分前、后及物性对比

Fig. 1 Comparison of core physical properties before and after core segmentation

表1 岩心切分前、后基础参数

Table 1 Parameter before and after core cutting

岩心切分前 编号	长度/ mm	直径/ mm	孔隙度/ %	渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	层位	岩心切分后 编号	干重/ g	长度/ mm	直径/ mm	孔隙度/ %	渗透率/ ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )
22	79.78	25.31	14.13	0.011 6	长 $6_3$	22-1	42.173	37.55	25.31	15.26	0.23
						22-2	44.314	39.31	25.31	13.67	0.20
49	72.50	25.17	13.86	0.223 0	长 $6_2$	49-1	37.976	34.41	25.17	14.72	2.25
						49-2	38.964	35.24	25.17	14.11	2.36
57	79.15	25.27	12.54	0.051 7	长 $6_1$	57-1	42.371	37.26	25.27	13.28	0.08
						57-2	43.473	37.86	25.27	11.87	0.06
58	78.80	25.27	7.90	0.020 2	长 $6_1$	58-1	46.177	37.69	25.27	9.12	0.07
						58-2	45.559	37.37	25.27	8.31	0.05
19	77.86	25.20	15.18	0.050 0	长 $6_3$	19-1	41.545	37.63	25.20	14.37	0.20
						19-2	40.953	37.30	25.20	15.66	0.28
17	78.73	25.22	16.36	0.108 0	长 $6_3$	17-1	40.963	37.43	25.22	12.18	0.65
						17-2	41.276	37.72	25.22	17.59	1.26
47	81.40	25.28	13.83	0.102 0	长 $6_3$	47-1	44.536	39.58	25.28	14.16	0.29
						47-2	45.798	38.44	25.28	14.67	0.19
50	70.92	25.26	15.14	0.354 0	长 $6_2$	50-1	36.934	33.51	25.26	16.44	3.58
						50-2	37.669	34.04	25.26	15.94	2.66

### 1.3 实验仪器

使用高压密封容器浸泡岩心,并将密封容器放置在恒温箱中保持温度恒定,模拟地层焖井高温、高

压条件。高压密封容器中的压力由气体增压泵提供,岩心在高压密封容器中完成渗吸置换后取出,擦净表面流体后放置在核磁共振仪器中采集核磁信号。研究中的关键仪器为 MacroMR12-150H-1 型核

磁共振仪,其频率为12.8 MHz,磁体磁场强度为0.3 T。所用仪器见图2。

## 2 实验技术

### 2.1 实验方法

研究采用核磁共振监测岩心中原油在不同渗吸时间内的分布情况,实验采用全面渗吸的方式进行,采用添加  $MnCl_2$  溶液的方式来屏蔽模拟压裂液中氢原子的影响。

由实验测试结果可知(图3):模拟压裂液中的  $MnCl_2$  质量浓度达到 50 g/L 时其信号屏蔽率已经达到 99% 以上,因此,研究中采用  $MnCl_2$  质量浓度为 50 g/L 的模拟压裂液。

将2组样品 X-1 和 X-2 分别饱和低黏油与高黏油后,分别置于装满配置好的  $MnCl_2$  质量浓度为 50 g/L 的模拟压裂液(蒸馏水)的高压密闭容器中,置于

70 °C 的恒温箱内进行充分渗吸。通过核磁共振仪器在不同时间测试不同黏度原油在样品中的分布情况及换油量等信息,从而明确不同原油黏度、孔隙结构等因素对渗吸稳定时间、渗吸换油量等参数的影响。

### 2.2 实验步骤

1) 对实验岩心进行洗油处理,并放置于恒温箱中烘干不少于 48 h,温度设置为 70 °C,每隔 8 h 取出称量,直至相邻 2 次称量质量变化不超过 0.02 g。

2) 使用抽真空加压饱和的方式将步骤 1 中烘干后的岩心 X-1 组饱和煤油,X-2 组饱和致密油。

3) 使用核磁共振专用标样瓶分别采集不同体积(精确量取 1、2、3、4、5 mL)煤油和致密油的  $T_2$  谱(图4),回归得出原油体积-信号总量的转换关系经验模型。

4) 将步骤 2 中饱和好的岩心放进核磁共振设备中进行初始核磁共振  $T_2$  谱信号测量和记录,完成采



图2 渗吸实验使用仪器设备  
Fig. 2 Instruments in imbibition experiments

集后装入高压密封容器中。配置  $\text{MnCl}_2$  质量浓度为 50 g/L 的模拟压裂液,将配置好的模拟压裂液装满密封容器,加压至 15 MPa,放入 70 °C 恒温箱中进行渗吸实验。其中,流体与岩心的测试参数如下:等待时间为 20 000 ms,回波时间为 1.0 ms,回波个数为 18 000,扫描次数为 16,前置放大增益为 0,数字增益为 3。等待时间取值较大是为了保证自由态流体能够充分弛豫(图 4c),同时与真实岩样在同一个参数测试序列下。

5) 每隔 4 h 将岩心取出,将表面流体轻轻擦拭,测量和记录当前样品的  $T_2$  谱信号。

### 3 高温、高压渗吸实验结果分析

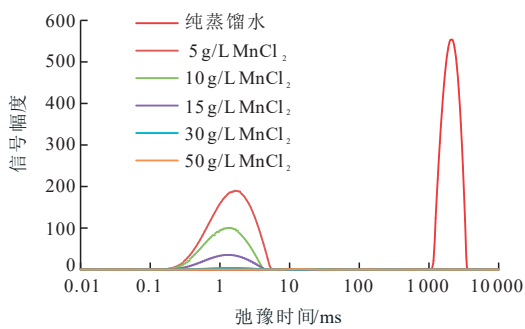
#### 3.1 核磁共振信号标定法

将核磁共振设备测试得到的信号转换为可用的原油渗吸数据,首先需要对原油信号进行标定。采用标样瓶分别量取不同体积的原油后采集核磁共振  $T_2$  谱并计算核磁信号总量。岩心中模拟压裂液信号已屏蔽,岩心中含油体积与核磁信号总量应具备明

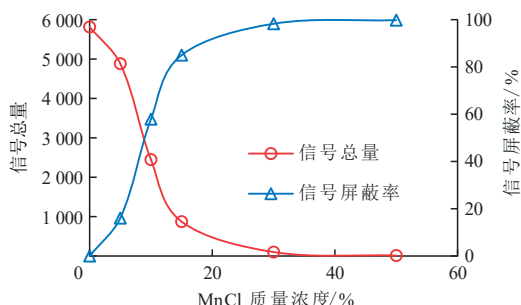
确线性关系。通过标定的原油体积与信号总量的关系回归出经验模型,即可换算得到任一测点下岩心中的含油体积。

图 5a 和图 5b 是不同体积低黏油和高黏油测得的核磁共振  $T_2$  谱信号,结果表明信号总量和原油体积呈现极好的线性相关关系(图 5c、图 5d),拟合相关系数  $R^2$  均超过 0.99。上述结果也表明:原油信号总量和体积呈严格的正相关关系,可以通过回归得到的经验模型计算任一渗吸时刻下岩心信号总量对应的原油体积,并由此计算换油量。

为验证方法的准确性,将 17-1 号与 17-2 号致密砂岩岩样充分洗油、洗盐并烘干,重新抽真空并重新饱和原油。由于流体仅有原油,所以增加的质量即为含油质量,选 5 个测点收集核磁信号。由此可验证回归模型的正确性。由图 5e 和图 5f 可知:实际测点与回归模型对应效果良好,说明通过回归模型算得的含油体积是有效可信的。



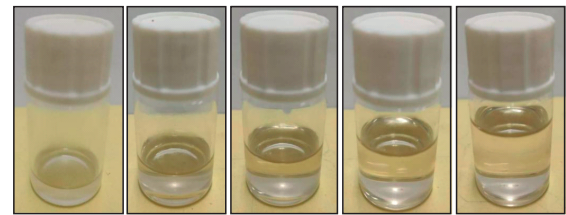
a. 不同质量浓度  $\text{MnCl}_2$  压裂液  $T_2$  谱



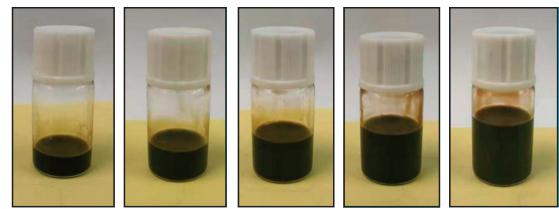
b.  $T_2$  谱信号总量及屏蔽率

图3 不同质量浓度  $\text{MnCl}_2$  压裂液核磁共振  $T_2$  谱、信号总量及屏蔽效果

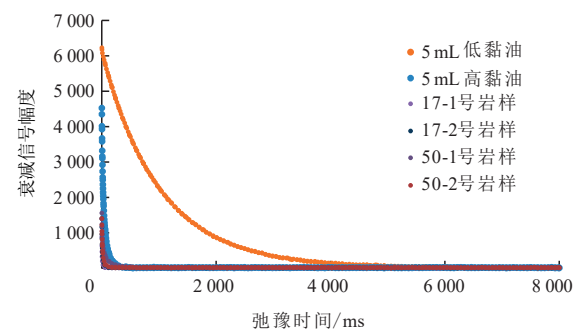
Fig. 3 NMR  $T_2$  spectrum, signal and shielding effect of  $\text{MnCl}_2$  fracturing fluid with different concentration



a. 低黏油信号标定样本



b. 高黏油信号标定样本



c. 5 mL 原油及部分渗吸样品  $T_2$  谱

图4 原油信号标定样本及部分渗吸样品  $T_2$  谱  
Fig. 4  $T_2$  spectrum of crude oil signal calibration sample and partial imbibition sample

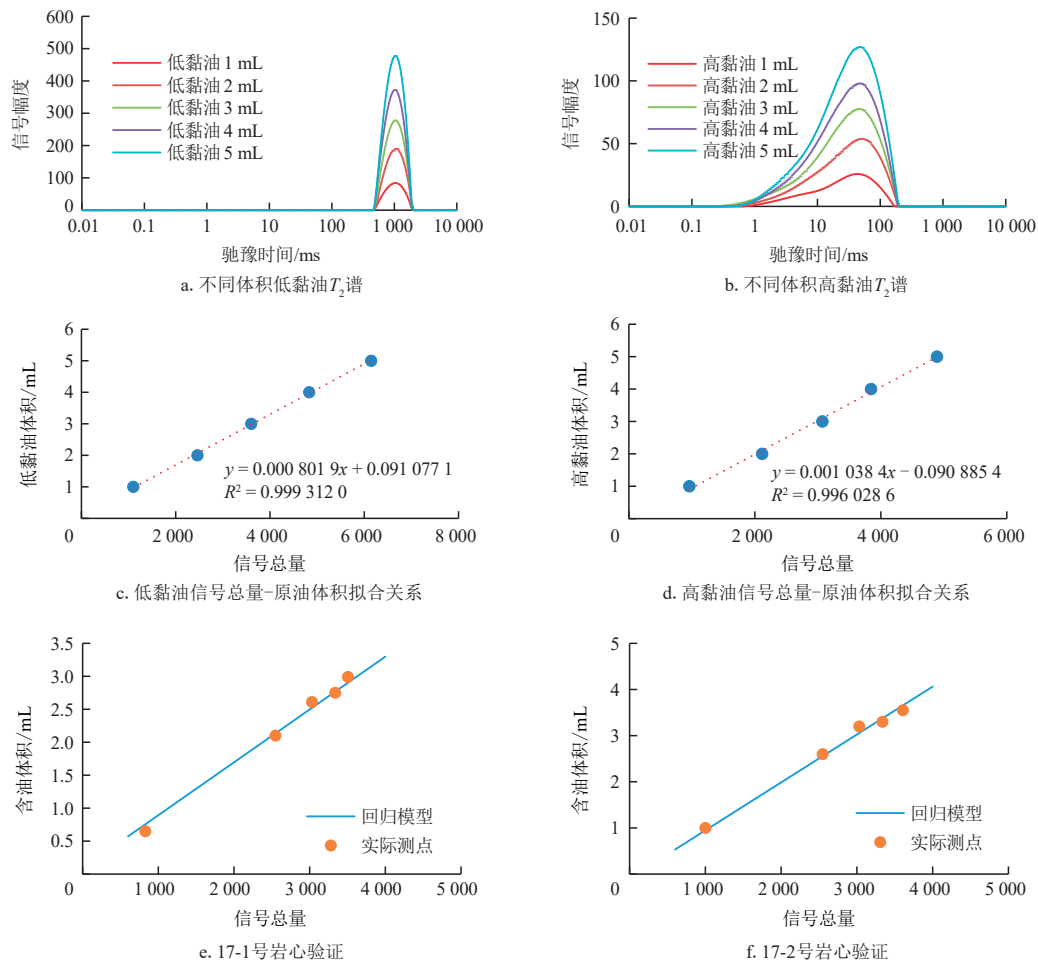


图5 原油  $T_2$  谱、信号总量-原油体积关系拟合结果及验证

Fig. 5 Fitting results and validation between  $T_2$  spectrum, signals and crude oil volume

### 3.2 渗吸阶段及无因次时间换油量分析

图6为渗吸时间与换油量关系,低黏油样品渗吸时间截至195 h,高黏油渗吸样品渗吸时间截至231 h。可以看出所有样品在测试时间内均达到渗吸稳定阶段,可以大致将渗吸过程划分为2个阶段:过渡渗吸阶段(I阶段)和稳定渗吸阶段(II阶段)。I阶段内换油量随渗吸时间增加逐渐增长,但未达到稳定;II阶段渗吸过程基本达到稳定状态,换油量基本不再随渗吸时间增加而增长。

样品最终渗吸换油结果信息见表2。对比样品换油量与渗吸时间关系可知:低黏油换油率介于9.03%~25.94%,渗吸I阶段的持续时间集中在68 h左右;高黏油渗吸样品的换油率介于9.63%~24.51%,渗吸I阶段的持续时间集中在188 h左右。说明渗

吸时间充足,低黏油和高黏油的最终换油率相差不大,但如果渗吸时间较短,则黏度越大换油率越低,这与前人研究结论一致<sup>[36-38]</sup>。

为了对比不同研究者的实验结果,并将实验室研究与储层行为联系起来,许多学者采用无因次处理方法来规范渗吸采收率和时间。MASON等<sup>[39]</sup>引入了一种新的黏度标度方法,提出了一种结合界面张力、流体黏度、岩石孔隙度和渗透率、岩心几何形状和边界条件影响的无因次时间模型。模型如下:

$$t_D = t \sqrt{\frac{k}{\varphi}} \frac{2\sigma}{\mu_w \left(1 + \sqrt{\mu_o/\mu_w}\right)} \frac{1}{L_c^2} \quad (1)$$

式中: $t_D$ 为无因次时间; $t$ 为渗吸时间,单位s; $k$ 为气测渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ; $\sigma$ 为油水界面张力,单位mN/m; $\varphi$ 为孔隙度; $\mu_w$ 为15 MPa下70 °C时压裂液的黏度,单

位  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $\mu_0$  为 15 MPa 下 70 °C 时油相的黏度, 单位  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $L_c$  为特征长度, 单位  $\text{cm}$ 。

特征长度  $L_c$  与岩心尺寸、岩心渗吸边界有关, 其计算公式如下:

$$L_c = \sqrt{\frac{V_b}{\sum_{j=k}^{j=1} A_j/S_{A_j}}} \quad (2)$$

式中:  $V_b$  为岩心体积, 单位  $\text{cm}^3$ ;  $j$  为某个变量;  $A_j$  为  $j$  方向的渗吸面积, 单位  $\text{cm}^2$ ;  $k$  为样品有几个渗吸截面;  $S_{A_j}$  为岩心中心距离渗吸表面  $A_j$  的距离, 单位  $\text{cm}$ 。

表2 样品渗吸换油结果信息

Table 2 Imbibition oil recovery ratios results

样品编号	含油体积/ mL	换油量/ mL	换油率/ %	渗吸稳定时间/ h
17-1	1.917	0.373	19.44	68
19-1	1.855	0.260	14.04	68
22-1	1.669	0.202	12.14	68
47-1	1.260	0.212	16.81	68
49-1	1.920	0.173	9.03	95
50-1	1.886	0.257	13.61	195
57-1	1.840	0.414	22.52	50
58-1	1.090	0.283	25.94	68
17-2	2.344	0.251	10.72	166
19-2	2.238	0.302	13.50	188
22-2	1.832	0.183	9.97	188
47-2	1.374	0.234	17.02	188
49-2	2.434	0.234	9.63	122
50-2	2.350	0.348	14.82	188
57-2	2.042	0.425	20.81	188
58-2	1.205	0.295	24.51	188

在全面渗吸的实验中, 渗吸表面除了岩心的2个圆形端面, 还包括岩心的侧面。岩心端面到中心的距离是岩心长度的一半, 面积是端面圆形的面积; 岩心侧面距离中心的距离就是岩心端面的半径, 岩心侧面的面积即为岩心侧面积。

基于上述模型, 分别绘制出3个层位样品的归一化渗吸换油率与无因次渗吸时间的关系, 见图7。同层位相同黏度的样品具有相似的渗吸动态特征; 对于同层位的样品, 高黏油的无因次渗吸时间相较低黏油更短。

### 3.3 基于孔径测试数据的 $T_2$ 谱转换

表面弛豫度确定后, 可定量研究高压渗吸作用下原油在不同尺度孔隙中的分布变化。通常, 通过比较同一样品的核磁共振  $T_2$  谱与压汞 (HPMI) 结合氮气吸附数据来确定。

对2块样品 57-1 与 57-2 进行低温氮气吸附测试。将测得氮气孔径分布曲线与压汞孔径分布曲线拼接获得更广域孔径区间的分布特征, 拼接点对应的孔隙半径为 0.14  $\mu\text{m}$ 。图 8a 和图 8b 为2块样品 57-1 与 57-2 的广域孔径累计分布曲线以及基于不同转换系数的核磁共振  $T_2$  谱计算得到的孔径累计分布曲线对应图。

转换系数的确定还需要进行误差分析, 选择误差较小的转换系数, 误差函数可以用下式表示<sup>[40]</sup>:

$$\delta = \frac{\sqrt{\sum_2^n \omega_{(x_i)} (x_i - w_{x_i})^2}}{\sqrt{\sum_2^n \omega_{(x_i)}}} \quad (3)$$

式中:  $\delta$  为误差, 单位  $\mu\text{m}$ ;  $w_{x_i}$  为根据当前选定的转换

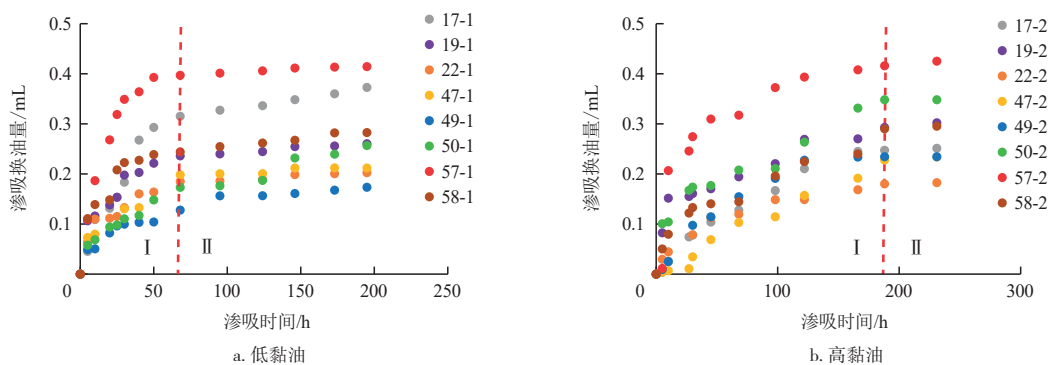


图6 原油渗吸样品换油量随时间变化关系

Fig. 6 Variation of imbibition volume of crude oil samples by time

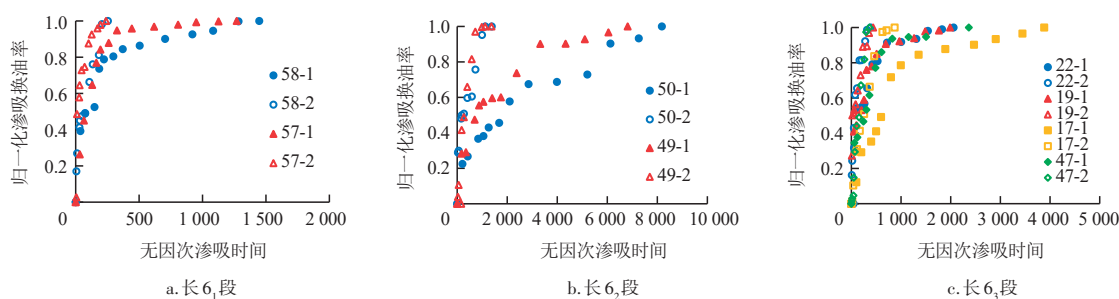


图7 长6段各小层归一化渗吸换油率与无因次渗吸时间关系  
Fig. 7 Correlation between normalized imbibition oil recovery and dimensionless time

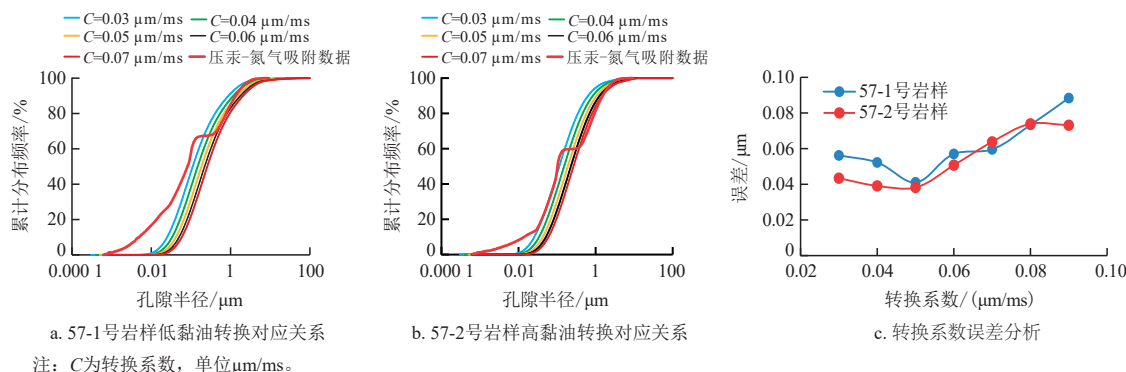


图8 57号岩样核磁共振 $T_2$ 谱孔径转换对应关系及误差分析  
Fig. 8 Corresponding figure of conversion coefficient and errors between pore size distribution and NMR  $T_2$  spectrum in sample No. 57

系数计算的孔径,单位 $\mu\text{m}$ ;  $x_i$ 为根据压汞-氮气吸附数据测得的孔径,单位 $\mu\text{m}$ ;  $\omega_{(x_i)}$ 为加权百分比;  $n$ 为孔径分布的测试点数。

57号样品不同黏度原油样品各转换系数对应的误差见图8c,可以看出当转换系数为 $0.05 \mu\text{m}/\text{ms}$ 时误差最小,即最佳转换系数为 $0.05 \mu\text{m}/\text{ms}$ 。

### 3.4 $T_2$ 谱渗吸效果分析

确定转换系数后,将所有 $T_2$ 弛豫谱转为孔径分布。图9为低黏度 $T_2$ 渗吸谱孔径分布,图10为高黏度 $T_2$ 渗吸谱孔径分布。可以看出所有岩样小孔峰值主要分布在 $0.1 \mu\text{m}$ 附近,大孔峰值主要分布在 $2 \mu\text{m}$ 附近。总体来看不同尺度孔道中的原油是在不断减少并逐渐趋于稳定的。

以 $0.5 \mu\text{m}$ 作为大小孔隙的划分界限,孔隙半径小于 $0.5 \mu\text{m}$ 的孔隙统称为小孔隙,孔隙半径大于 $0.5 \mu\text{m}$ 的孔隙统称为大孔隙。图11a和图11b展示

了不同黏度原油大、小孔隙的换油量,可以看出不同黏度原油的最终渗吸换油量差别不明显。低黏度样品中,小孔隙的渗吸换油贡献量占据绝对主导地位,这与前人取得的研究结论相一致<sup>[41]</sup>;而高黏度样品中大、小孔隙各自的贡献量较为均衡,这可能是高黏度油相对更多分布在大孔隙中导致的。

由图11c和图11d可知:低黏度渗吸样品小孔隙的原油动用率普遍较高,平均值为 $23.54\%$ ,平均换油贡献率为 $83.93\%$ ;大孔隙中原油的动用率普遍较低,平均值为 $8.50\%$ ,平均换油贡献率为 $16.07\%$ 。高黏度样品小孔隙的原油动用率相对较低,平均值为 $14.82\%$ ,平均换油贡献率为 $57.22\%$ ;大孔隙中的原油在焖井过程中普遍会得到有效动用,平均值为 $29.82\%$ ,平均换油贡献率为 $42.78\%$ ,即高黏度原油储层渗吸换油主要源于大孔隙,小孔隙难以动用,重复压裂改造后再次焖井将有助于进一步提高原油渗吸换油效果。

图9 低黏油渗吸 $T_2$ 谱孔径分布Fig. 9 Distribution of pore size in imbibition  $T_2$  spectrum of low-viscosity oil

## 4 结论

1) 渗吸过程可以大致划分为2个阶段:过渡渗吸阶段(I阶段)和稳定渗吸阶段(II阶段)。I阶段具有相对较高的渗吸速率,且随渗吸时间的增加逐渐降低;II阶段换油量基本不再随渗吸时间的增加而增长。

2) 煤油(低黏油)渗吸样品普遍在渗吸68 h后达到稳定阶段,致密油(高黏油)渗吸样品则大多在188 h后达到稳定。在渗吸时间充足的情况下,煤油

(9.03%~25.94%)和致密油(9.63%~24.51%)的最终换油率相差不大,但如果渗吸时间较短,则黏度越大换油率越低。建议适当提高高黏度原油油井的焖井时间。

3) 长 $6_1$ 、长 $6_2$ 、长 $6_3$ 3个亚段中同层位相同黏度的样品具有相似的渗吸动态特征;对于同层位的样品,致密油(高黏油)渗吸样品的无因次渗吸时间相较煤油(低黏油)渗吸样品更短。

4) 煤油(低黏油)渗吸样品中半径小于 $0.5\ \mu\text{m}$ 孔隙的渗吸换油贡献率占据绝对主导地位,平均值为83.93%,原油动用率也普遍较高,平均值为

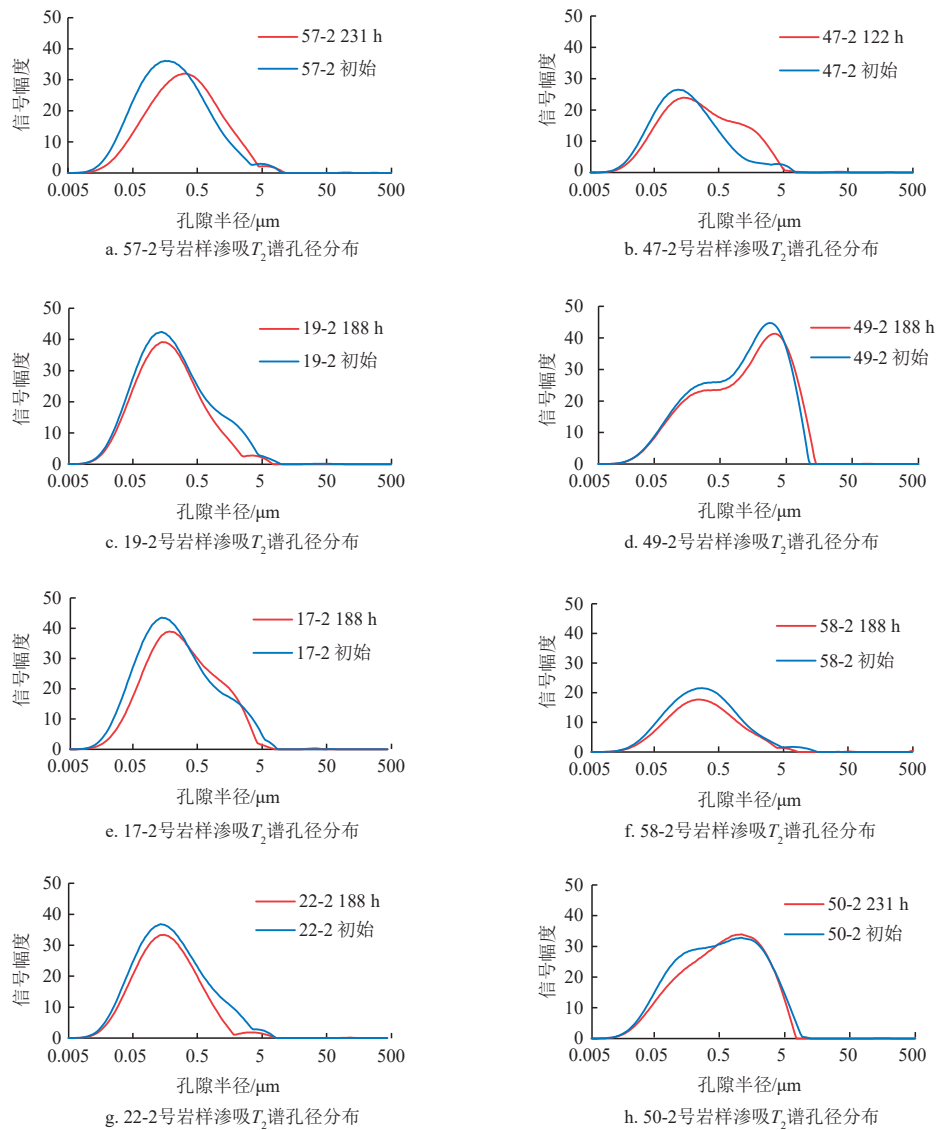


图10 高黏油渗吸 $T_2$ 谱孔径分布

Fig. 10 Distribution of pore size in imbibition  $T_2$  spectrum of high-viscosity oil

23.54%;半径大于 $0.5 \mu\text{m}$ 的孔隙渗吸换油贡献率相对较少,平均值为16.07%,原油的动用率普遍较低,平均值为8.50%,容易形成水锁。致密油(高黏油)渗吸样品在所有孔隙中的渗吸换油贡献量则相对均衡,半径小于 $0.5 \mu\text{m}$ 孔隙的原油动用率相对较低,平均值为14.82%;而半径大于 $0.5 \mu\text{m}$ 孔隙中的原油在焖井过程中普遍会得到有效动用,平均动用率为29.82%。高黏度原油储层渗吸换油主要源于半径大于 $0.5 \mu\text{m}$ 的孔隙,半径小于 $0.5 \mu\text{m}$ 孔隙的动用效果相对较差,因此,重复压裂改造后再次焖井将有助于进一步提高高黏油的渗吸换油效果。

#### 参考文献

- [1] 邹才能,杨智,张国生,等.非常规油气地质学理论技术及实践[J].地球科学,2023,48(6):2376-2397.  
ZOU Caineng, YANG Zhi, ZHANG Guosheng, et al. Theory, Technology and practice of unconventional petroleum geology [J]. Earth Science, 2023, 48(6): 2376-2397.
- [2] 李昊远,庞强,魏克颖,等.致密砂岩储层孔隙结构分形特征对气水渗流规律的影响——以苏里格气田东南部桃2区块山1段为例[J].断块油气田,2023,30(2):177-185.  
LI Haoyuan, PANG Qiang, WEI Keying, et al. Influence of pore structure fractal features of tight sandstone reservoir on gas-water seepage law: A case study of Shan 1 Member in Tao 2 block of southeastern Sulige Gas Field[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(2): 177-185.

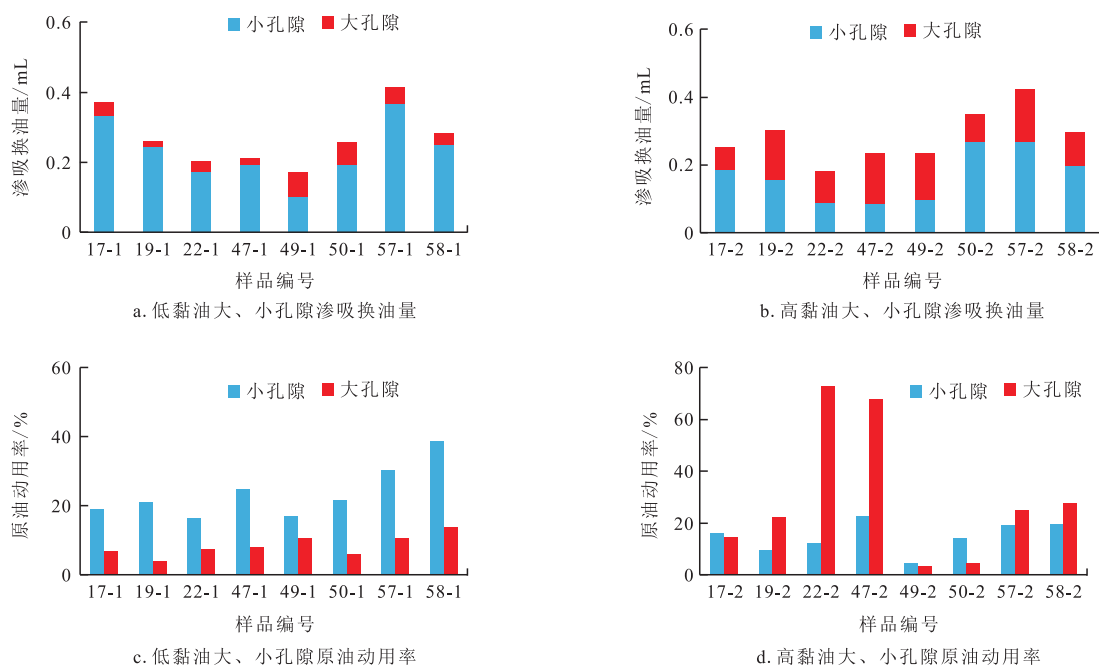


图11 原油大、小孔隙渗吸换油量及原油动用率

Fig. 11 Imbibition volume and utilization ratio of crude oil in large and small pores

- [3] 徐二社, 黄娟, 鹿坤, 等. 致密油运聚动力研究: 以渤海湾盆地东濮凹陷 Wg4 井沙三中致密油为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(1): 17-24.  
XU Ershe, HUANG Juan, LU Kun, et al. The driving force study of tight oil migration and accumulation: A case study of the tight oil in Es32 Formation in well Wg4 of Dongpu Sag, Bohai Bay Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(1): 17-24.
- [4] 陈军军, 杨兴利, 高月, 等. 安塞油田坪桥区长 6 致密油储层微观特征[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(5): 35-40.  
CHEN Junjun, YANG Xingli, GAO Yue, et al. Microstructure characteristics of Chang 6 tight sandstone reservoirs in Pingqiao area, Ansai oilfield, Ordos basin[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2022, 36(5): 35-40.
- [5] 吴云飞, 刘成林, 冯小龙, 等. 致密砂岩储层微观结构特征及分类评价——以鄂尔多斯盆地南梁油田长 9 储层为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(2): 246-253.  
WU Yunfei, LIU Chenglin, FENG Xiaolong, et al. Microstructural characteristics and classification evaluation of tight sandstone reservoirs: a case study of the Chang 9 reservoir in the Nanliang Oilfield of the Ordos Basin[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(2): 246-253.
- [6] GHANBARI E, ABBASI M A, DEHGHANPOUR H, et al. Flowback volumetric and chemical analysis for evaluating load recovery and its impact on early-time production[C] Paper SPE-167165-MS presented at the SPE Unconventional Resources Conference Canada, Calgary, Alberta, Canada, November 2013.
- [7] GHANBARI E, DEHGHANPOUR H. The fate of fracturing water: A field and simulation study[J]. Fuel, 2016, 163: 282-294.
- [8] 刘小明. 大庆油田致密油水平井体积改造技术发展与建议[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(4): 108-112.  
LIU Xiaoming. Development and suggestions for volume transformation of tight oil by horizontal wells in Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(4): 108-112.
- [9] 蒋艳芳. 鄂尔多斯盆地致密油藏水平井二次压裂技术研究[J]. 石油地质与工程, 2022, 36(2): 93-95.  
JIANG Yanfang. Research of secondary fracturing technology for horizontal wells in tight reservoirs in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2022, 36(2): 93-95.
- [10] BROWNSCOMBE E R, DYES A B. Water-imbibition displacement: A possibility for the Spraberry[C]// Paper presented at the Drilling and Production Practice Conference, Chicago, Illinois, November.
- [11] MAKHANOV K, HABIBI A, DEHGHANPOUR H, et al. Liquid uptake of gas shales: A workflow to estimate water loss during shut-in periods after fracturing operations[J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2014, 7(2): 22-32.
- [12] 孙志成, 王贤君. 大庆油田致密油藏压裂返排液复配影响因素分析[J]. 石油地质与工程, 2023, 37(2): 97-101.  
SUN Zhicheng, WANG Xianjun. Analysis of influencing factors of fracturing flowback fluid compounding in tight reservoirs of Daqing Oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2023, 37(2): 97-101.
- [13] CHENG Y M. Impact of water dynamics in fractures on the

- performance of hydraulically fractured wells in gas-shale reservoirs[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2012, 51(2): 143-151.
- [14] HABIBI A, DEHGHANPOUR H, BINAZADEH M, et al. Advances in understanding wettability of tight oil formations: A Montney case study[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2016, 19(4): 583-603.
- [15] 贺东旭. 低渗致密油藏重复压裂用渗吸液的研究与应用[J]. *石油与天然气化工*, 2023, 52(2): 99-103.
- HE Dongxu. Research and application of re-fracturing with imbibition technology in low permeability and tight oil reservoir [J]. *Chemical Engineering of Oil & Gas*, 2023, 52(2): 99-103.
- [16] DENNEY D. Countercurrent imbibition processes in diatomite [J]. *Journal of Petroleum Technology*, 2015, 53(10): 44.
- [17] 李士奎, 刘卫东, 张海琴, 等. 低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J]. *石油学报*. 2007, 28(2): 109-112
- LI Shikui, LIU Weidong, ZHANG Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(2): 109-112
- [18] ZHOU Z, HOFFMAN B T, BEARINGER D, et al. Experimental and numerical study on spontaneous imbibition of fracturing fluids in shale gas formation[J]. *SPE Drilling & Completion*, 2016, 31(3): 168-177.
- [19] 钟家峻, 杨小军, 陈燕虎, 等. 低渗透岩心自然渗吸实验新方法[J]. *石油化工应用*, 2013, 2(6): 61-65.
- ZHONG Jiajun, YANG Xiaojun, CHEN Yanhu, et al. The new experimental way of spontaneous imbibition in low-permeability cores[J]. *Petrochemical Industry Application*, 2013, 2(6): 61-65.
- [20] 蒋卫东, 晏军, 杨正明. 火山岩气藏气水动态渗吸效率研究新方法[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2012, 36(1): 101-105.
- JIANG Weidong, YAN Jun, YANG Zhengming. A new method of researching gas-water dynamic imbibition efficiency in volcanic gas reservoir[J]. *Journal of China University of Petroleum(Edition of Natural Science)*, 2012, 36(1): 101-105.
- [21] STAROV V M. Surfactant solutions and porous substrates: spreading and imbibition[J]. *Advances in Colloid & Interface Science*, 2004, 111(1-2): 3-27.
- [22] CHAHARDOWLI M, ZHOLDYBAYEVA A, FARAJZADEH R, et al. Solvent-enhanced spontaneous imbibition in fractured reservoirs[C]// Paper SPE-164908-MS presented at the EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec, London, UK, June 2013.
- [23] SHEHATA A M, NASR-EL-DIN H A. Spontaneous imbibition study: Effect of connate water composition on low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs[C]// Paper SPE-174063-MS presented at the SPE Western Regional Meeting, Garden Grove, California, USA, April 2015.
- [24] KATHEL P, MOHANTY K K. EOR in tight oil reservoirs through wettability alteration[C]// Paper SPE-166281-MS presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013.
- [25] 许建红, 马丽丽. 低渗透裂缝性油藏自发渗吸渗流作用[J]. *油气地质与采收率*, 2015, 22(3): 111-114.
- XU Jianhong, MA Lili. Spontaneous imbibition in fractured low permeability reservoir[J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(3): 111-114.
- [26] OLAFUYI O A, CINAR Y, KNACKSTEDT M A, et al. Spontaneous imbibition in small cores[C]// Paper SPE-109724-MS presented at the Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, October 2007.
- [27] LI K W, HORNE R N. Extracting capillary pressure and global mobility from spontaneous imbibition data in oil-water-rock systems[C]// Paper SPE-80553-MS presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, September 2003.
- [28] LIU J R, SHENG J J. Experimental investigation of surfactant enhanced spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using NMR tests[J]. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 2019, 72: 414-422.
- [29] LIU J R, SHENG J J, WANG X K, et al. Experimental study of wettability alteration and spontaneous imbibition in Chinese shale oil reservoirs using anionic and nonionic surfactants[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 175(2): 624-633.
- [30] REZAVEISI M, AYATOLLAHI S, ROSTAMI B. Experimental investigation of matrix wettability effects on water imbibition in fractured artificial porous media[J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2012, 86-87: 165-171.
- [31] 王家禄, 刘玉章, 陈茂谦, 等. 低渗透油藏裂缝动态渗吸机理实验研究[J]. *石油探与开发*, 2009, 36(1): 86-90.
- WANG Jialu, LIU Yuzhang, CHEN Maoqian, et al. Experimental study on dynamic imbibition mechanism of low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2009, 36(1): 86-90.
- [32] 杨正明, 朱维耀, 陈权, 等. 低渗透裂缝性砂岩油藏渗吸机理及其数学模型[J]. *石油天然气学报*, 2001, 23(增刊1): 25-27.
- YANG Zhengming, ZHU Weiyao, CHEN Quan, et al. Imbibition mechanism of low permeability fractured sandstone reservoir and its mathematical model[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2001, 23(suppl. 1): 25-27.
- [33] 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.
- [34] 刘长利, 刘欣, 张莉娜, 等. 裂缝性特低渗油藏渗吸效果影响因素实验研究[J]. *辽宁石油化工大学学报*, 2017, 37(3): 35-38.
- LIU Changli, LIU Xin, ZHANG Lina, et al. Experimented study on the influence factors of spontaneous imbibition in ultra low permeability fractured reservoir[J]. *Journal of Liaoning Petrochemical University*, 2017, 37(3): 35-38.

- (6): 13-20.
- LIU Ping, CHEN Shuping, LIU Shili, et al. Types and forming epochs of the fractures in the shale of Funing Formation of Subei Basin[J]. Journal of Xi'an Shiyu University (Natural Science Edition), 2014, 29(6): 13-20.
- [17] 米立军, 徐建永, 李威. 渤海海域页岩油资源潜力[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(6): 1366-1377.
- MI Lijun, XU Jianyong, LI Wei. Shale oil resource potential in the Bohai Sea area[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(6): 1366-1377.
- [18] 段宏亮, 刘世丽, 付茜. 苏北盆地古近系阜宁组二段富有机质页岩特征与沉积环境[J]. 石油实验地质, 2020, 42(4): 612-617.
- DUAN Hongliang, LIU Shili, FU Qian. Characteristics and sedimentary environment of organic-rich shale in the second member of Paleogene Funing Formation, Subei Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2020, 42(4): 612-617.
- [19] 荆晓明. 苏北盆地溱潼凹陷古近系阜宁组二段页岩油甜点评价[J]. 非常规油气, 2023, 10(3): 31-38.
- JING Xiaoming. Evaluation of shale oil sweet spots in the second member of Paleogene Funing Formation in Qintong Sag, Subei Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2023, 10(3): 31-38.
- [20] 龙海岑, 李绍鹏. 泥页岩层系非均质性及其控制因素研究——以苏北盆地阜宁组二段为例[J]. 非常规油气, 2022, 9(4): 78-90.
- LONG Haicen, LI Shaopeng. The research on the heterogeneity of shale formations and its controlling factors——A case study of the second member of Funing Formation in Subei Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(4): 78-90.
- [21] 刘敬寿, 丁文龙, 肖子亢, 等. 储层裂缝综合表征与预测研究进展[J]. 地球物理学进展, 2019, 34(6): 2283-2300..
- LIU Jingshou, DING Wenlong, XIAO Zikang, et al. Advances in comprehensive characterization and prediction of reservoir fractures[J]. Progress in Geophysics, 2019, 34(6): 2283-2300.
- [22] 刘德良, 孙先如, 李振生, 等. 鄂尔多斯盆地奥陶系白云岩碳氧同位素分析[J]. 石油实验地质, 2006, 28(2): 155-161.
- LIU Deliang, SUN Xianru, LI Zhensheng, et al. Analysis of carbon and oxygen isotope on the Ordovician dolostones in the Ordos basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2006, 28(2): 155-161.
- [23] 吴向阳, 高德群. 苏北盆地高邮凹陷阜宁组油气成藏期研究[J]. 中国石油勘探, 2011, 16(4): 37-41.
- WU Xiangyang, GAO Dequn. Analysis on hydrocarbon accumulation period of Funing formation in Gaoyou Sag, Subei Basin[J]. China Petroleum Exploration, 2011, 16(4): 37-41.
- [24] 李儒峰, 陈莉琼, 李亚军, 等. 苏北盆地高邮凹陷热史恢复与成藏期判识[J]. 地学前缘, 2010, 17(4): 151-159.
- LI Rufeng, CHEN Liqiong, LI Yajun, et al. The thermal history reconstruction and hydrocarbon accumulation period discrimination of Gaoyou Depression in Subei Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2010, 17(4): 151-159.
- [25] 潘雪峰, 段永刚, 曹景洋, 等. 利用微裂隙内流体包裹体面研究构造运动——以苏北盆地富民、花庄油田为例[J]. 地质学刊, 2013, 37(4): 535-539.
- PAN Xuefeng, DUAN Yonggang, CAO Jingyang, et al. Study on tectonic movement by use of fluid inclusion planes in micro fissures: A case study of Fumin and Huazhuang oilfields in northern Jiangsu[J]. Journal of Geology, 2013, 37(4): 535-539.
- (编辑 徐佩)

(上接第 413 页)

- [35] 朱维耀, 鞠岩, 赵明, 等. 低渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究[J]. 石油学报, 2002, 23(6): 56-59.
- ZHU Weiyao, JU Yan, ZHAO Ming, et al. Spontaneous imbibition mechanisms of flow through porous media and waterflooding in low-permeability fractured sandstone reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(6): 56-59.
- [36] 刘敦卿. 页岩储层微观渗吸效应及其对油气产出的影响[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- LIU Dunqing. Microscopic imbibition effects in shale reservoir and its impact on production[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021.
- [37] 冯绪宝. 页岩油油藏渗吸提高采收率实验研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2020.
- FENG Xubao. Experimental study on enhancing oil recovery by imbibition in shale oil reservoir[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2020.
- [38] 杨坤. 裂缝性致密砂岩油藏渗吸规律及其影响因素研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2020.
- YANG Kun. Research on imbibition law of fractured tight sandstone reservoir and its influencing factors[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020.
- [39] MASON G, FISCHER H, MORROW N R, et al. Correlation for the effect of fluid viscosities on counter-current spontaneous imbibition[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2010, 72(1): 195-205.
- [40] 龚小平, 唐洪明, 赵峰, 等. 四川盆地龙马溪组页岩储层孔隙结构的定量表征[J]. 岩性油气藏, 2016, 28(3): 48-57.
- GONG Xiaoping, TANG Hongming, ZHAO Feng, et al. Quantitative characterization of pore structure in shale reservoir of Longmaxi Formation in Sichuan Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2016, 28(3): 48-57.
- [41] 程志林. 致密油砂岩渗吸实验及孔隙尺度模拟研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2021.
- CHENG Zhilin. Investigation on counter-current spontaneous imbibition in tight oil sandstones by experiments and pore scale simulation[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021.
- (编辑 李青)