

# CO<sub>2</sub> 驱替方式对特低渗砂岩储层物理性质变化的影响

王 千<sup>1,2</sup>, 杨胜来<sup>1,2</sup>, 韩海水<sup>3</sup>, 钱 坤<sup>1,2</sup>, 王 璐<sup>1,2</sup>, 李佳峻<sup>1,2</sup>

(1. 中国石油大学(北京)油气资源与工程国家重点实验室,北京 102249;

2. 中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249; 3. 提高石油采收率国家重点实验室,北京 100083)

**摘要:**特低渗砂岩储层在注 CO<sub>2</sub> 过程中岩石物理性质会发生明显变化,且不同 CO<sub>2</sub> 驱替方式对储层物理性质的影响存在差异。在地层条件下(温度 78 °C、压力 18 MPa)对物理性质相近高含水的储层岩心进行 CO<sub>2</sub>-地层水交替驱替(CO<sub>2</sub>-WAG)和 CO<sub>2</sub> 驱替实验,对比驱替前后岩心物理性质变化的异同。结果表明:CO<sub>2</sub> 驱替后的岩心渗透率降低幅度小于 CO<sub>2</sub>-WAG 驱替后的岩心,孔隙度都无明显变化;驱替后岩心的部分大孔隙中发现高岭石、碎屑颗粒及盐结晶堆积和附着;CO<sub>2</sub>-WAG 驱替后岩心中大孔隙比例下降,中等孔隙比例增加,孔隙半径分布向中间集中,CO<sub>2</sub> 驱替后岩心孔隙半径分布变化范围和幅度均小于前者;驱替后岩石物理性质变化存在差异的主要原因为岩石-CO<sub>2</sub>-地层水相互作用的程度不同、参与流动孔隙的半径范围不同和颗粒运移动力不同。

**关键词:**CO<sub>2</sub> 驱; CO<sub>2</sub>-WAG 驱; 特低渗透砂岩; 渗透率; 孔隙度; 孔隙微观形态; 孔隙半径分布

**中图分类号:**TE 357.45      **文献标志码:**A

**引用格式:**王千,杨胜来,韩海水,等. CO<sub>2</sub> 驱替方式对特低渗砂岩储层物理性质变化的影响[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2020,44(3):124-133.

WANG Qian, YANG Shenglai, HAN Haishui, et al. Impact of CO<sub>2</sub> displacement methods on changes in physical properties of ultra-low permeability sandstone reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020,44(3):124-133.

## Impact of CO<sub>2</sub> displacement methods on changes in physical properties of ultra-low permeability sandstone reservoirs

WANG Qian<sup>1,2</sup>, YANG Shenglai<sup>1,2</sup>, HAN Haishui<sup>3</sup>, QIAN Kun<sup>1,2</sup>, WANG Lu<sup>1,2</sup>, LI Jiajun<sup>1,2</sup>

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering in China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China;

2. School of Petroleum Engineering in China University of Petroleum(Beijing), Beijing 102249, China;

3. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Beijing 100083, China)

**Abstract:**The physical properties of ultra-low permeability sandstone reservoirs change significantly during CO<sub>2</sub> injection, and the effects of different CO<sub>2</sub> displacement methods on reservoir physical properties are different as well. CO<sub>2</sub>-formation water alternate (CO<sub>2</sub>-WAG) flooding and CO<sub>2</sub> flooding experiments were carried out on the fully saturated water cores of reservoirs with similar physical properties under formation conditions (78 °C, 18 MPa), and the similarities and differences of the changes on physical properties of the cores before and after flooding were compared. It is found that the decrease of core permeability after CO<sub>2</sub> flooding is smaller than that after CO<sub>2</sub>-WAG flooding, but with almost unchanged porosity in both cores. After flooding experiments, some large pores in the core are blocked by debris particles, clay minerals and salt crystals. The proportion of large pores decreases while the proportion of medium pores increases. And the distribution of pore size concentrates in the middle. However, the changes of range and amplitude of the pore size distribution in the core after CO<sub>2</sub> flooding

收稿日期:2019-10-22

基金项目:国家自然科学基金项目(51774300);“十三五”国家重大科技专项(2016ZX05016006-004)

作者简介:王千(1991-),男,博士研究生,研究方向为油气田开发。E-mail:wq5635137@163.com。

通信作者:杨胜来(1961-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为油气田开发。E-mail:yangsl@cup.edu.cn。

are less than those after CO<sub>2</sub>-WAG flooding. The main reasons for the differences in the changes in the physical properties are: the different degree of rock-CO<sub>2</sub>-formation water interactions, the different range of pores radii in the fluid, and the different power of the particle migration.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> flooding; CO<sub>2</sub>-WAG flooding; ultra-low permeability sandstone; permeability; porosity; pore micro-morphology; pore radius distribution

特低渗透油藏储层物理性质差含水程度高,开发难度大。CO<sub>2</sub> 具有良好的驱油特性,向储层中注 CO<sub>2</sub> 不仅能大幅提高油气藏的油气产量,而且能实现 CO<sub>2</sub> 封存<sup>[1-5]</sup>。但是 CO<sub>2</sub> 注入地层后会引发岩石-CO<sub>2</sub>-地层水相互作用,改变储层岩石的物理性质。对于特低渗砂岩储层,这些物理性质的变化会严重影响流体在储层中的渗流,最终影响注 CO<sub>2</sub> 提高采收率及 CO<sub>2</sub> 埋存的效果<sup>[6-7]</sup>,特别是在具有高含水饱和度注入井周围的岩石中,矿物、CO<sub>2</sub>、地层水接触充分,导致储层注水和 CO<sub>2</sub> 的能力严重下降。不同的 CO<sub>2</sub> 驱替方式也会对储层造成不同的影响,矿场在选择 CO<sub>2</sub> 驱替方式时必须考虑不同 CO<sub>2</sub> 驱替方式驱替后储层物理性质变化的差异,所选的驱替方式在提高油气采收率的同时必须减少 CO<sub>2</sub> 驱替过程中对储层的损害。对 CO<sub>2</sub> 在驱替及埋存过程中岩石物理性质研究,主要是通过室内实验借助 X 射线衍射(XRD)、扫描电镜(SEM)、核磁共振(NMR)、CT 扫描、压汞测试等手段,对比分析储层岩石、CO<sub>2</sub> 和地层水接触后,岩石的孔隙度、渗透率、矿物种类及含量、孔隙微观形态、孔隙半径分布等方面的变化,其中实验过程中岩石、CO<sub>2</sub> 和地层水接触方式通常为高温高压下碳酸水浸泡、CO<sub>2</sub> 驱替、碳酸水驱替、气水交替驱替等<sup>[8-15]</sup>。这些研究大多是针对某种单一 CO<sub>2</sub> 驱替方式对储层物理性质的影响,缺乏在相同条件下不同 CO<sub>2</sub> 驱替方式之间的横向对比研究,且针对特低渗砂岩储层的系统研究比较少见。另外实验过程会对岩心的物理性质造成不可逆的改变,岩心不能重复使用,同时要使多组实验的结果具有可比性,所有实验所用岩心必须具有相同或相似的初始物理性质。除此之外,在研究驱替前后孔隙半径分布时,多通过取小块岩石样品采用压汞测试的方式<sup>[16]</sup>。压汞会破坏和污染岩心,不能通过压汞直接得到整块岩心驱替前后孔隙半径分布的变化。针对上述问题,笔者实验前将岩心样品截成3块并取样,在实验前通过 NMR、SEM、XRD、气测孔隙度、渗透率等手段对岩心物理性质进行分析,确保选出作为实验材料的岩心物理性质相近,压汞测试仅在实验后的岩心取样进行。设计3组模拟地层条件下室内 CO<sub>2</sub> 驱替饱和和地层水岩石实验,实验对比 CO<sub>2</sub>

驱及 CO<sub>2</sub>-WAG 驱前后岩石的渗透率、孔隙度、孔隙微观形态及孔隙半径分布,并对物理性质变化差异产生的机制进行分析。

## 1 实验

### 1.1 实验材料

实验所用岩心 HU24 取自长庆油田黄3 区块特低渗储层(深度 2 137.65 m),岩心所含主要矿物为石英、长石、岩屑、碳酸盐矿物、黏土矿物,岩性为砂岩。为了不影响实验结果,实验使用的岩心取自未注过 CO<sub>2</sub> 的储层,且在实验前洗去岩心的无机盐和有机杂质,此外岩心质地均匀无层理及裂缝。实验所用 CO<sub>2</sub> 为高纯度的 CO<sub>2</sub>(质量分数为 99.99%),并根据现场提供的资料配置地层水(组分及其质量浓度为:31.64 g/L CaCl<sub>2</sub>,0.06 g/L MgCl<sub>2</sub>,0.18 g/L Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>,19.13 g/L NaCl,0.19 g/L NaHCO<sub>3</sub>),总矿化度为 51.2 g/L。

### 1.2 岩心的处理及分析

实验前将岩心 HU24 分割为 HU24-1、HU24-2、HU24-3 块等分样品,并分别从每个岩心上切下一片厚度为 2 mm 的薄片,编号为 HU24-A、HU24-B 和 HU24-C(图 1)。为了得到分割后岩石样品基本

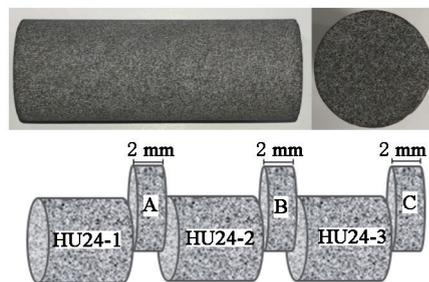


图 1 岩心 HU24 分割示意图

Fig. 1 Schematic diagram of segmentation on HU24

参数,同时也对岩石样品物理性质的相似性进行验证,实验前对 HU24-1、HU24-2 及 HU24-3 进行渗透率(氦气渗透率仪)、孔隙度(氦气孔隙度仪)及核磁共振(NMR,SPEC-023-B 核磁共振高温高压渗流实验分析仪)测试,得到岩心的孔渗参数及孔隙半径分布,对 HU24-A、HU24-B 和 HU24-C 取样,利用扫描电镜(SEM,SU8010 冷场发射扫描电镜)观察

新鲜面上孔隙的微观形态, HU24-A, HU24-B 和 HU24-C 剩余部分通过 X 射线衍射(XRD, D8 Focus X 射线衍射仪)分析岩心所含矿物种类及其含量。

HU24 岩心样品的基本参数如表 1、2 和图 2 所示。

表 1 岩心样品基本参数

Table 1 Basic parameters of core samples

| 岩心编号   | 长度/cm | 渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | 孔隙度/% |
|--------|-------|------------------------------|-------|
| HU24   | 7.56  | 0.463                        | 10.13 |
| HU24-1 | 2.13  | 0.477                        | 10.47 |
| HU24-2 | 2.19  | 0.452                        | 9.91  |
| HU24-3 | 2.17  | 0.449                        | 9.96  |

表 2 岩心样品矿物种类及质量分数

Table 2 Type and mass fraction of mineral in the core samples %

| 岩心编号   | 石英   | 长石   | 岩屑   | 碳酸盐矿物 | 黏土矿物 | 其他  |
|--------|------|------|------|-------|------|-----|
| HU24-1 | 33.9 | 32.1 | 23.8 | 5.4   | 3.9  | 0.9 |
| HU24-2 | 35.2 | 31.1 | 22.6 | 6.1   | 4.3  | 0.7 |
| HU24-3 | 34.6 | 30.2 | 23.9 | 6.7   | 4.2  | 0.4 |

岩心 HU24-2 与 HU24-3 测得的渗透率及孔隙度较为接近,且  $T_2$  谱重合程度高,表明岩心 HU24-2 与 HU24-3 孔隙半径分布较为接近,另外 XRD 分析结果显示 3 块岩心矿物种类及含量相似,可以认为岩心 HU24-2 与 HU24-3 具有相近的物理性质。所以选用岩心 HU24-2 和 HU24-3 分别进行  $\text{CO}_2$ -

WAG 驱和  $\text{CO}_2$  驱实验。岩心 HU24-1 与另外 2 块岩心的  $T_2$  谱和孔隙度、渗透率有所差异,但是差异并不大,所以岩心 HU24-1 作为参照组进行地层水驱实验。

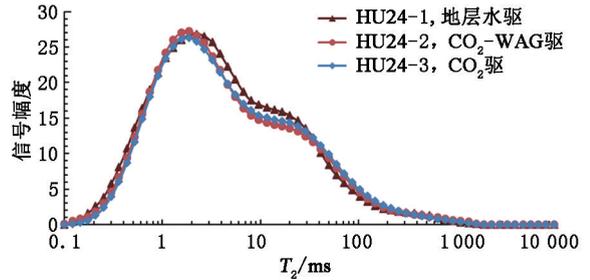


图 2 驱替实验前 3 块岩心的核磁共振  $T_2$  谱

Fig. 2 NMR  $T_2$  spectrum of three cores before experiment

### 1.3 实验设备及实验条件

实验装置主要由恒温箱、2 个中间容器(1 000 mL)、3 台 ISCO 泵(注射泵、围压泵、回压泵)、岩心夹持器、5 个压力传感器、气液分离器、气体流量计及数据采集系统组成。岩心夹持器垂直放置,避免驱替过程中由于气水两相密度差异的原因造成岩心中非均质的物理性质变化,而影响后续对岩心的分析。实验温度和压力参考实际储层条件(温度  $65.6 \sim 74.3 \text{ }^\circ\text{C}$ , 压力  $17.5 \sim 19.8 \text{ MPa}$ ), 温度和压力设置分别为  $70 \text{ }^\circ\text{C}$  和  $18 \text{ MPa}$ 。

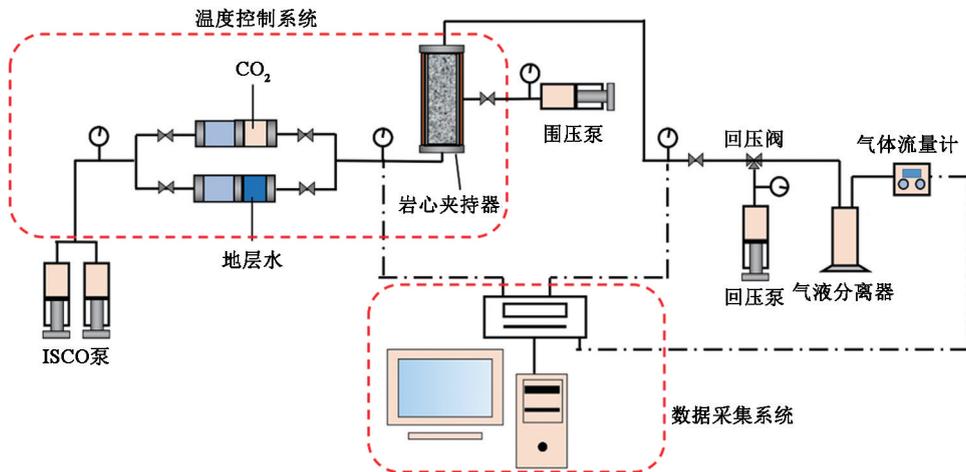


图 3 驱替实验装置示意图

Fig. 3 Schematic diagram of flooding experiment

### 1.4 实验流程

实验前将设备置于恒温箱中用抗腐蚀管线连接,将  $\text{CO}_2$  及地层水分别装入中间容器中,同时将岩心 HU24-3 抽真空饱和和地层水之后放入岩心夹持器中,并用地层水驱替  $3V_p$  ( $V_p$  为孔隙体积) 确保岩

心完全饱和。调节恒温箱温度至实验温度,并保持 24 h 后,开始用  $\text{CO}_2$  驱替岩心,出口端压力设置为  $18 \text{ MPa}$ ,设置驱替速度为  $1 \text{ mL/h}$ ,监控入口端和出口端压力,当压差小于  $1 \text{ h}$  保持不变且总驱替时间大于  $150 \text{ h}$  时停止驱替。

岩心 HU24-3 驱替结束后,以相同的条件对岩心 HU24-2 进行 CO<sub>2</sub>-地层水交替驱实验(气水段塞体积比为 2:1,段塞体积为 0.3V<sub>p</sub><sup>[18]</sup>),当总驱替时间达到 150 h 时停止驱替。最后以相同的实验条件对岩心 HU24-1 进行地层水驱,当入口端和出口端压力保持不变且总驱替时间达到 150 h 时停止驱替。

每块岩心驱替结束后将其烘干测渗透率和孔隙度,之后重新将岩心抽真空饱和地层水进行 NMR 测试,得到每块岩心的 T<sub>2</sub> 谱。由于 NMR 测试的是岩心孔隙地层水中氢原子的信号,因此每次 NMR 测试前采用称重法确定岩心中地层水饱和的状态相近且饱和充分,避免测得的孔隙半径分布存在较大偏差。从每个岩心驱替上游相同位置截取长度 1 cm 的圆柱进行压汞测试。最后分别从每块岩心剩余的部分取样利用扫描电镜观察其孔隙形态,每块岩心取 3~5 块观察样品,观察时所选取的孔隙均为在扫描电镜下特征明显且容易识别尺寸较大的孔隙。

## 2 实验结果

### 2.1 渗透率与孔隙度

图 4 和图 5 分别为实验前后 3 块岩心孔隙度和渗透率测试结果。可以看出, HU24-1 岩心经过地

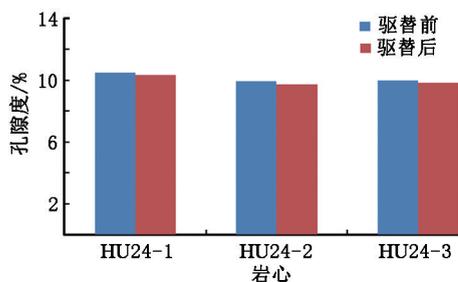


图 4 驱替前后岩心样品孔隙度

Fig. 4 Porosity of core samples before and after flooding experiments

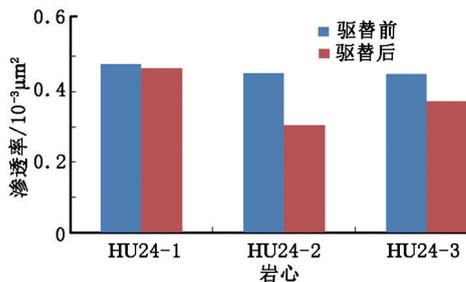


图 5 驱替前后岩心样品渗透率

Fig. 5 Permeability of core samples before and after flooding experiments

层水驱替后渗透率下降 2.52%, 下降幅度很小,但 HU24-2、HU24-3 在驱替前后渗透率都有明显的下

降, HU24-2 经过 CO<sub>2</sub>-地层水交替驱后,渗透率下降幅度最大(32.75%), HU24-3 经 CO<sub>2</sub> 驱替后渗透率下降幅度(14.92%) 小于 HU24-2。而 3 块岩心的孔隙度在驱替前后变化为 1%~2%, 幅度很小。

### 2.2 孔隙半径分布

T<sub>2</sub> 谱中弛豫时间与孔隙半径一一对应,弛豫时间越大代表对应的孔隙半径越大,信号幅度则代表该半径孔隙分布比例,信号幅度越大孔隙分布比例越高。T<sub>2</sub> 谱弛豫时间分布的变化就代表了岩心孔隙半径分布的变化,根据公式(1)将弛豫时间转化为孔隙半径<sup>[17]</sup>,并将信号幅度归一化处理:

$$T_2 = Cr. \quad (1)$$

式中, T<sub>2</sub> 为弛豫时间, ms; r 为孔隙半径, μm; C 为转换系数, 取值 27.52 ms/μm。

岩心的孔隙半径分布见图 6 和图 7。由图 6 看出,岩心 HU24-1 在地层水驱替前后 T<sub>2</sub> 谱重合程度较高,表明岩心 HU24-1 在驱替前后孔隙半径分布几乎没有变化。而岩心 HU24-2 和 HU24-3 在注入 CO<sub>2</sub> 驱之后, T<sub>2</sub> 谱发生偏移, 右侧大孔隙分布比例下降, 中等半径孔隙分布比例增加, 而左侧小孔隙分布与驱替前相差较小。

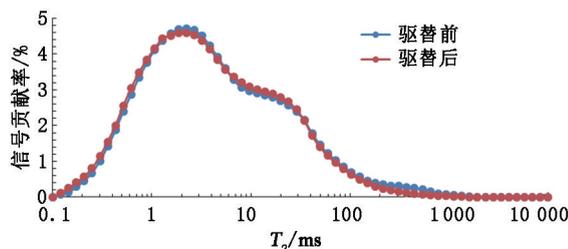


图 6 岩心 HU24-1 地层水驱前后核磁共振 T<sub>2</sub> 谱

Fig. 6 NMR T<sub>2</sub> spectra of core HU24-1 before and after water flooding

对比岩心 HU24-2 和 HU24-3 驱替前后 T<sub>2</sub> 谱, 虽然两块岩心驱替前后孔隙半径分布变化类似, 但是岩心 HU24-2 的 T<sub>2</sub> 谱驱替前后变化范围和幅度要大于 HU24-3 (表 3), 驱替后岩心 HU24-2 孔隙半径分布更加集中, 岩心 HU24-2 的 T<sub>2</sub> 谱由驱替前的双峰变为驱替后的单峰, 岩心 HU24-3 驱替后的 T<sub>2</sub> 谱仍是双峰, 但是双峰的宽度变窄。两块岩心孔隙半径分布变化的差异对应了驱替前后渗透率下降幅度的差异。

压汞测试结果见图 8。可以看出, 驱替后 3 块岩心的孔隙半径分布之间的差异与 T<sub>2</sub> 谱表达的信息相近, 尤其是大孔隙的分布状况, 验证了 2 种测试方法的可靠性。然而与 T<sub>2</sub> 谱相比, 对于同一块岩心

压汞测试结果显示大孔隙的比例相对较大,而小孔隙的比例相对较小,这可能是由于3块岩心在压汞测试时平均最大进汞饱和度为91%,小于NMR测试时平均地层水饱和度(98%),汞作为非润湿相很难进入微孔,而且压汞测试仅在岩心的一部分进行。

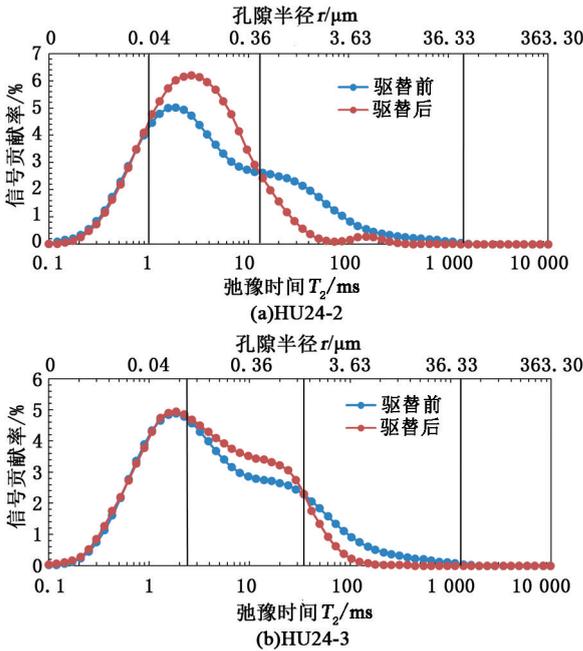


图7 岩心 HU24-2CO<sub>2</sub>-WAG 驱前后及 HU24-3CO<sub>2</sub> 驱前后 T<sub>2</sub> 谱

Fig. 7 NMR T<sub>2</sub> spectrum of core HU24-2 before and after CO<sub>2</sub>-WAG flooding and core HU24-3 before and after CO<sub>2</sub> flooding

表3 岩心 HU24-2、HU24-3 驱替前后孔隙半径分布变化  
Table 3 Changes of pore radius distribution in cores HU24-2、HU24-3 before and after flooding experiments

| 岩心编号   | 驱替方式                   | 孔隙半径分布 r/μm |                  |          |
|--------|------------------------|-------------|------------------|----------|
|        |                        | 不变          | 增大               | 减小       |
| HU24-2 | CO <sub>2</sub> -WAG 驱 | r < 0.036   | 0.036 < r < 0.51 | r > 0.51 |
| HU24-3 | CO <sub>2</sub> 驱      | r < 0.12    | 0.12 < r < 1.26  | r > 1.26 |

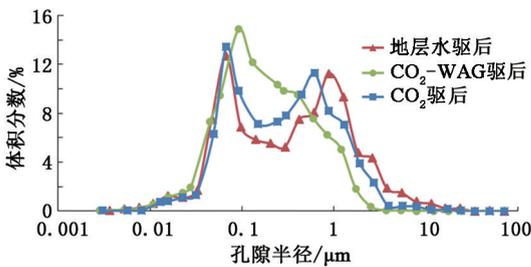


图8 驱替3块岩心后压汞测试结果  
Fig. 8 Pore size distribution obtained by results of mercury injection measured on rest of three cores after flooding

### 2.3 孔隙微观形态

SEM 观察结果见图9。可以看出,孔隙形态和充填状况分为2类:一类孔隙主要存在于驱替之前的岩心(HU24-A、HU24-B、HU24-C)及地层水驱替后的岩心 HU24-1 中,扫描电镜照片显示部分大孔隙壁面较为光滑,且充填物较少(图9(a)),部分孔隙壁面分布蜂窝状蒙脱石、球绒状绿泥石和极少量书页状高岭石,但是这些矿物排列紧密,并没有过多占据孔隙空间以至于喉道被完全堵塞(图9(b)、(c)),此类孔隙形态特征是孔隙和喉道之间有良好的连通性,流体在其中的流动阻力小;另一类孔隙主要存在于 CO<sub>2</sub>-WAG 驱替后 HU24-2 和 CO<sub>2</sub> 驱替后

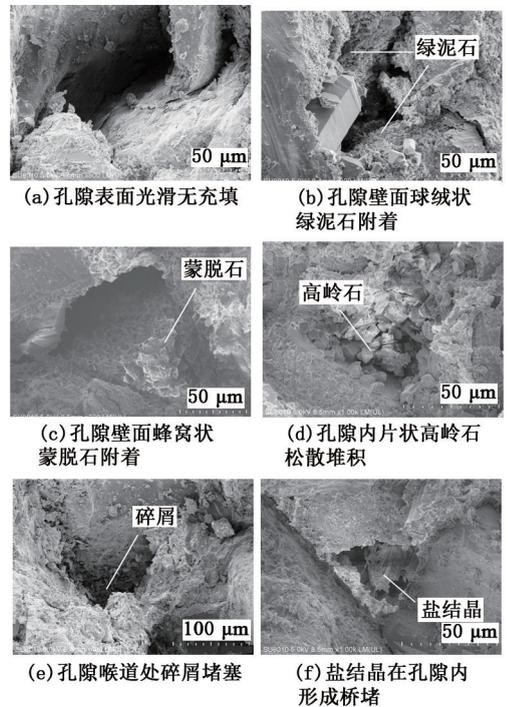


图9 岩心在驱替前后孔隙的扫描电镜照片  
Fig. 9 SEM images of pores before and after flooding experiments

HU24-3 岩心中,此类大孔隙中有散落的高岭石堆积或者被碎屑充填,孔隙和喉道连通性较差(图9(d)、(e)),另有盐结晶在部分孔隙内形成桥堵(图9(f)),此类孔隙形态对岩石的渗透率是不利的。综上所述岩石注入 CO<sub>2</sub> 后,岩心部分孔隙的尺寸及形态发生了较大变化,在整个岩心尺度上表现为岩心孔隙半径分布发生了变化。

对比岩心 HU24-2 及 HU24-3 驱替后 SEM 观察结果发现,岩心 HU24-2 中被堵塞孔隙的充填物多为松散的片状高岭石和碎屑,盐桥状堵塞较为少见,而在岩心 HU24-3 中,相对较多的孔隙中出现盐

桥形式的堵塞。根据 SEM 观察的统计结果,岩心 HU24-2 中大孔隙被堵塞的程度总体上要比岩心 HU24-3 严重,且岩心 HU24-2 中被堵塞大孔隙数量也较多,也对应了岩心 HU24-2 孔隙分布变化大于岩心 HU24-3。

### 3 分析与讨论

#### 3.1 岩石物理性质变化的机制

##### 3.1.1 渗透率与孔隙度

由岩心 HU24-1 的结果可以看出,地层水驱替后岩心渗透率和孔隙度的变化很小,几乎可以忽略,与 SEM 观察结果及 NMR 测试结果一致,表明在本文中实验条件下该驱替速度并没有引发速敏,地层水也没有引起黏土矿物的膨胀,但岩心 HU24-2 和 HU24-3 在驱替后气测渗透率都下降了,排除了驱替过程中地层水对实验结果的影响,证明 CO<sub>2</sub> 的注入才是岩心驱替后渗透率下降的原因。上述结果与之前类似实验的结果相近,例如 Sayegh 等<sup>[19]</sup>观察到,岩心的渗透率在 CO<sub>2</sub> 驱替早期阶段迅速下降,然后逐渐增加,但渗透率恢复不到原始值。Yu 等<sup>[20]</sup>对 3 块组合的低渗砂岩岩心进行了碳酸水驱替实验,驱替后 3 块岩心的渗透率均有下降,但是下游的岩心渗透率下降要大于上游。Saeedi 等<sup>[21]</sup>利用西澳大利亚 CO<sub>2</sub> 埋存场所的砂岩岩心进行了碳酸水和 CO<sub>2</sub> 充分的交替驱替实验,观察到驱替后的岩心渗透率有明显下降而孔隙度变化较小。前人的研究认为 CO<sub>2</sub> 注入岩心后溶于地层水形成碳酸,引发岩石-CO<sub>2</sub>-地层水相互作用,使碳酸盐胶结物及基质中长石发生溶解并释放颗粒,在驱替过程中这些颗粒的运移导致了孔隙的堵塞,最终引起岩石渗透率下降<sup>[19-20]</sup>。

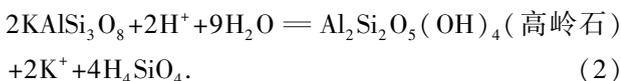
在本文实验中所使用的岩心为特低渗岩心,渗透率的下降更加明显,但孔隙度变化仍然很小,是由于岩心内部发生颗粒运移,导致岩心总孔隙空间体积变化不大,但是颗粒在喉道处的堵塞及在孔隙空间的堆积严重降低了岩石内渗流通道的流通能力。在驱替过程中虽然矿物溶解会导致孔隙增大,能一定程度上增加岩石渗透率,但实验结果表明在本文中实验条件下,尤其是孔喉结构更加细小的特低渗岩心,相对于颗粒运移造成的堵塞而言,矿物溶解引发的渗透率增加并不占主要地位,矿物溶解造成的孔隙度变化也可以忽略。渗透率和孔隙度是岩石物理性质变化的宏观体现,孔隙微观形态结构的变化引起岩心整体孔隙半径分布的变化是岩石渗透率下

降的直接原因。

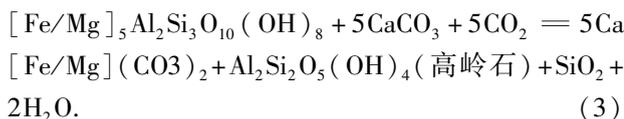
##### 3.1.2 孔隙微观形态

驱替前后岩心 HU24-2、HU24-3 扫描电镜照片对比显示在 CO<sub>2</sub> 长时间注入过程中自生黏土矿物原有紧凑的结构被破坏,造成脱落或新生成的片状高岭石松散的堆积在孔隙内,随着矿物的溶解碎屑颗粒也被释放并运移最终堆积在喉道处或滞留在孔隙壁面,孔隙内流体中的盐析出形成桥堵。这些变化均是岩石-CO<sub>2</sub>-地层水相互作用及流体的驱替引起的,在砂岩岩石中发生的反应一般包括碳酸盐矿物、碱性长石和黏土矿物的溶解以及新生矿物的沉淀<sup>[21-22]</sup>。

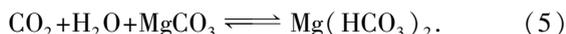
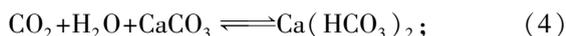
钾长石:



绿泥石:



碳酸盐矿物:



高温高压下在酸性环境中,基质表面钾长石会发生溶解,生成可移动的高岭石碎片释放到孔隙中。碳酸盐矿物能够与碳酸迅速反应,岩石颗粒的稳定性会遭到破坏,释放碎屑颗粒,引起更大规模颗粒运移,另外碳酸盐矿物的溶解会导致流体中的 Ca<sup>2+</sup>、Mg<sup>2+</sup> 等浓度增加,当浓度、pH 值、温度或压力等外界条件改变时极有可能重新沉淀析出,造成堵塞孔隙<sup>[23]</sup>。黏土矿物对其表层化学环境的变化很敏感,黏土矿物与超临界 CO<sub>2</sub> 之间的相互作用可能导致黏土矿物分解,自生或者新生成的黏土矿物会从岩石基质中释放出来。CO<sub>2</sub> 也会改变黏土矿物层间电荷并引起排斥力,导致黏土矿物分散并在孔隙内运移<sup>[24]</sup>。因此碳酸盐矿物的溶解和黏土矿物的变化在相对较短的时间内就会造成孔隙空间几何形态发生变化,特别是当各种类型的颗粒随着流体运移,优先堵塞尺寸较小的喉道,而孔隙与喉道的连通性是影响岩心渗透率的关键因素。随后颗粒继续堆积在喉道处,进而引起孔隙尺寸发生变化(图 10(c)、(d))。

当含有 NaCl 的酸性地层水在毛细管压力作用下被抽提到矿物表面后,NaCl 溶液会充分暴露在超临界 CO<sub>2</sub> 下,发生盐霜反应,析出 NaCl 晶体<sup>[25]</sup>。本

文实验中高矿化度的地层水在孔隙中与超临界  $\text{CO}_2$  接触,有一定数量孔隙发现盐结晶形成的桥堵,尤其是  $\text{CO}_2$  驱替的岩心内,不仅将大孔隙分割为多个较小的孔隙,也降低了流体在其中流动的能力(图9(f))。

上述原因引起的孔隙微观形态的变化都将严重损害特低渗岩石的渗透率,而孔隙度受到的影响较小。特别是岩石中对岩石渗透率贡献较大的大孔隙,在驱替过程中是流体主要流动通道和颗粒运移的主要场所,因此 SEM 照片中显示大孔隙微观形态变化明显,在孔隙半径分布中反映出大孔隙比例下降显著。

### 3.1.3 孔隙半径分布

岩心 HU24-2 和岩心 HU24-3 驱替前后  $T_2$  谱的变化显示,岩心在注入  $\text{CO}_2$  后,孔隙半径分布会发生变化,而岩心的孔隙总体积并没有明显的变化,这代表岩心内不同尺寸的孔隙之间发生了相互转化<sup>[10-11,21]</sup>,且在本文中主要是大孔隙向中等孔隙的转化。孔隙半径分布的变化是岩石所有孔隙微观形态变化的宏观表现,根据孔隙微观形态的变化可以分析驱替过程中孔隙尺寸的转化。对于某个半径孔隙分布比例的变化,可能是由2方面的因素造成:一是该半径的孔隙会发生矿物溶解、颗粒释放(孔隙空间增大),颗粒运移、孔隙堵塞(孔隙空间减小),导致孔隙形态有较大变化,同时可能转变为其他尺寸的孔隙;二是其他尺寸的孔隙也可能因为相同的原因转化为该半径的孔隙,这两种相反的转化共同决定了某个半径孔隙的数量变化情况。但是不同半径的孔隙发生转化的几率及转化的趋势不同:大孔隙发生转化的几率大且大孔隙容易向较小孔隙转化。这是因为在驱替过程中  $\text{CO}_2$  作为非润湿相主要存在大孔隙中,因此大孔隙容易发生矿物溶解,且是流体主要的流动空间,孔隙被堵塞的几率大。另外对于砂岩岩心颗粒运移堵塞孔隙的效果要大于矿物溶解扩大孔隙的效果,虽然矿物溶解及颗粒释放能一定程度增加孔隙空间,但颗粒从孔隙壁面脱落及新生成的黏土颗粒在随流体流动时,可能松散的附着、堆积在此孔隙或其他参与流动的大孔隙中,形成桥堵或完全堵塞孔道,减小被堵塞孔隙的空间甚至将孔隙分割为多个较小的孔隙,使总体孔隙半径更平均也更小<sup>[26]</sup>。虽然中等孔隙也可能转化为其他尺寸的孔隙,导致比例下降,但根据实验结果,显然这种下降小于由于大孔隙的转变而导

致比例的上升。对于更小的孔隙(例如岩心 HU24-2 中的半径小于  $0.036 \mu\text{m}$ ),认为这些孔隙中的流体在驱替过程中不流动,不发生颗粒运移,因此这些孔隙几乎没有发生转化的机会。

综上所述,岩心在注入  $\text{CO}_2$  之后物理性质变化的机制主要是矿物的溶解及颗粒的运移,主要包含3个要素:可发生运移的颗粒、颗粒运移的场所、携带颗粒运移的流体。其中岩心中岩石- $\text{CO}_2$ -地层水相互作用的程度和范围决定可发生运移颗粒的数量,而在岩心孔隙半径分布已确定的前提下,注入流体的类型以及驱替方式决定了另外2个因素,最终影响岩石物理性质的变化。

### 3.2 驱替方式对岩石物理性质变化的影响

由于在驱替前验证了实验所用3块短岩初始性质的一致性,在驱替实验结束后,岩心物理性质变化的差异(尤其是岩心 HU24-2、HU24-3)只能是不同驱替方法造成的。根据岩石物理性质变化机制,结合3种驱替的特征得出不同驱替方式下物理性质变化存在差异的原因主要有3个方面:岩石- $\text{CO}_2$ -地层水相互作用的程度和范围;发生颗粒运移孔隙的半径范围;颗粒运移的动力。

首先岩石- $\text{CO}_2$ -地层水相互作用是产生可运移颗粒的原因,是岩石在驱替过程中岩石物理性质变化的前提条件。岩心 HU24-1 在排除速敏和黏土矿物膨胀等因素后,在驱替过程中不会产生可运移的颗粒,所以岩石物理性质基本无变化。对于  $\text{CO}_2$ -WAG 驱的岩心 HU24-2 及  $\text{CO}_2$  驱的岩心 HU24-3,两者在驱替过程中岩石- $\text{CO}_2$ -地层水相互作用的程度和范围存在较大的差异。 $\text{CO}_2$  驱替岩心时,大孔隙内的部分地层水会先被驱出, $\text{CO}_2$  主要存在大孔隙中央,剩余地层水多以水膜的形态出现, $\text{CO}_2$  进入较小孔隙空间主要靠扩散作用,且在多孔介质中的扩散速度较慢。因此在岩心内形成的碳酸的量要少,矿物溶解程度较小,在此过程中主要是盐结晶的生长和黏土矿物原有的紧密的结构遭到破坏,造成释放颗粒的规模小。 $\text{CO}_2$ -WAG 驱时岩心内不断补充  $\text{CO}_2$  和地层水, $\text{CO}_2$ 、岩石、地层水接触更充分,岩石-地层水- $\text{CO}_2$  相互作用的程度相对大。但在  $\text{CO}_2$  驱替时,岩心内超临界  $\text{CO}_2$  量相对大,岩心孔隙出现盐结晶的现象要多。另外气水交替驱的方式具有扩大波及的作用, $\text{CO}_2$  可以在驱替压差的作用下进入次一级的孔隙中,扩大了岩心中岩石-地层水- $\text{CO}_2$  相互作用的范围,产生更大规模可运移的颗粒(图10(a)、(b))。

其次在发生颗粒运移孔隙的半径范围方面,相对于 CO<sub>2</sub> 驱,在 CO<sub>2</sub>-WAG 驱过程中在岩心中颗粒运移的范围更广。单纯 CO<sub>2</sub> 驱替时,随着含水饱和度的逐渐下降,CO<sub>2</sub> 在大孔道中成为连续相<sup>[27]</sup>,颗粒的运移与堵塞作用也主要发生在这些大孔道。CO<sub>2</sub>-WAG 驱过程中,一个周期内气驱结束后,气体主要滞留在大孔道内,再进行地层水驱时,由于贾敏效应,流体在大孔道内的流动会受阻<sup>[28-29]</sup>,进而溶有 CO<sub>2</sub> 的地层水也会在较小的孔隙流动,次一级的孔隙中也会发生颗粒运移堵塞现象,形态和尺寸发生变化的孔隙会更多,导致更大范围孔隙的半径分布发生变化(图 10(a)、(b))。

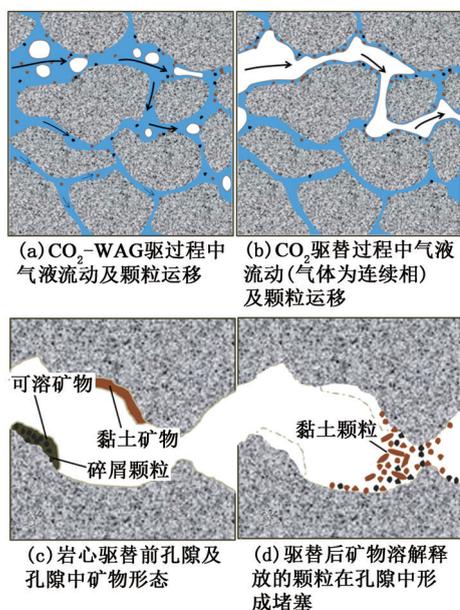


图 10 岩心 HU24-2、HU24-3 驱替过程中矿物溶解颗粒运移及孔隙堵塞示意图

Fig. 10 Schematic diagram of particle migration, mineral dissolution and pore blockage in core HU24-2 and HU24-3 during flooding process

最后在颗粒运移动力方面,CO<sub>2</sub> 驱过程中颗粒运移动力要弱于 CO<sub>2</sub>-WAG 驱。低速流动的气体携带颗粒能力弱,在 CO<sub>2</sub> 驱时非润湿相的 CO<sub>2</sub> 气体长时间存在岩心的大孔隙中央,颗粒的运移主要靠液膜或者少量参与流动的地层水。CO<sub>2</sub>-WAG 驱时携带颗粒的主要是地层水,液体携带颗粒运移的能力要远大于气体,并且在气水注入切换时产生压力的波动更加剧了颗粒的释放及运移。

基于以上原因,岩心 HU24-2 中孔隙堵塞的规模更大,表现为孔隙半径分布变化的范围、幅度和渗透率下降的程度都大于岩心 HU24-3。

## 4 结 论

(1) 特低渗砂岩岩心被 CO<sub>2</sub> 以不同方式驱替后,岩心渗透率均会下降但孔隙度几乎保持不变,驱替后岩石部分孔隙被碎屑颗粒、黏土矿物及盐结晶堵塞,孔隙半径分布向左偏移。岩石-CO<sub>2</sub>-地层水相互作用引发岩心中矿物溶解释放颗粒、颗粒运移堵塞孔隙的现象导致了岩心渗透率下降、孔隙微观形态变化及孔隙半径分布变化。

(2) CO<sub>2</sub>-WAG 驱后岩心渗透率下降幅度大于 CO<sub>2</sub> 驱替后的岩心,前者大孔隙堵塞数量及程度较为严重,孔隙半径分布变化幅度和范围更大。岩石-CO<sub>2</sub>-地层水相互作用的程度、参与流动孔隙半径的范围、颗粒运移的动力 3 方面的差异导致 2 种驱替方式下岩石物理性质变化存在差异。

(3) 虽然 CO<sub>2</sub>-WAG 驱具有扩大注入 CO<sub>2</sub> 波及的效果,但对高含水特低渗砂岩储层物理性质的损害明显大于 CO<sub>2</sub> 驱,更加剧了气水交替注入的难度,矿场有必要针对这两种驱替方式,综合评价驱替后储层的伤害和提高油气采收率效果,从而选择合理的 CO<sub>2</sub> 驱替方式。

## 参考文献:

- [1] 雷怀彦,龚承林,官宝聪.注 CO<sub>2</sub> 混相驱油藏筛选新方法[J].中国石油大学学报(自然科学版),2008,32(1):72-76.  
LEI Huaiyan, GONG Chenglin, GUAN Baocong. New screening method for reservoir by CO<sub>2</sub> injection miscible flooding[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008, 32(1): 72-76.
- [2] 操应长,葱克来,朱如凯,等.松辽盆地南部泉四段扶余油层致密砂岩储层微观孔喉结构特征[J].中国石油大学学报(自然科学版),2015,39(5):7-17.  
CAO Yingchang, XI Kelai, ZHU Rukai, et al. Microscopic pore throat characteristics of tight sandstone reservoirs in Fuyu layer of the fourth member of Quantou Formation in southern Songliao Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(5): 7-17.
- [3] 王志强,宋园园,马春元.油田注汽锅炉氧燃料燃烧多联产捕集 CO<sub>2</sub> 的工艺分析[J].中国石油大学学报(自然科学版),2012,36(5):141-145.  
WANG Zhiqiang, SONG Yuanyuan, MA Chunyuan. Process analysis of oxy-combustion poly-generation of steam injection boiler for CO<sub>2</sub> capture [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science),

- 2012,36(5):141-145.
- [4] 高云丛,赵密福,王建波,等. 特低渗油藏 CO<sub>2</sub> 非混相驱生产特征与气窜规律[J]. 石油勘探与开发,2014,41(1):79-85.
- GAO Yuncong, ZHAO Mifu, WANG Jianbo, et al. Performance and gas breakthrough during CO<sub>2</sub> immiscible flooding in ultra-low permeability reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2014,41(1):79-85.
- [5] 刘玉章,陈兴隆. 低渗油藏 CO<sub>2</sub> 驱油混相条件的探讨[J]. 石油勘探与开发,2010,37(4):466-470.
- LIU Yuzhang, CHEN Xinglong. Miscible conditions of CO<sub>2</sub> flooding technology used in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010,37(4):466-470.
- [6] 朱子涵,李明远,林梅钦,等. 储层中 CO<sub>2</sub>-水-岩石相互作用研究进展[J]. 矿物岩石地球化学通报,2011,30(1):104-112.
- ZHU Zihan, LI Mingyuan, LIN Meiqin, et al. Review of the CO<sub>2</sub>-water-rock interaction in reservoir; bulletin of mineralogy [J]. Petrology and Geochemistry, 2011, 30(1):104-112.
- [7] 汤勇,杜志敏,孙雷,等. CO<sub>2</sub> 在地层水中溶解对驱油过程的影响[J]. 石油学报,2011,32(2):311-314.
- TANG Yong, DU Zhimin, SUN Lei, et al. Influence of CO<sub>2</sub> dissolving in formation water on CO<sub>2</sub> flooding process [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011,32(2):311-314.
- [8] 于志超,杨思玉,刘立,等. 饱和 CO<sub>2</sub> 地层水驱过程中的水-岩相互作用实验[J]. 石油学报,2012,33(6):1032-1042.
- YU Zhichao, YANG Siyu, LIU Li, et al. An experimental study on water-rock interaction during water flooding in formations saturated with CO<sub>2</sub> [J]. Acta Petrolei Sinica, 2012,33(6):1032-1042.
- [9] 倪红坚,郭兴,丁璐,等. 超临界二氧化碳浸泡对页岩力学性质影响的实验[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(2):77-84.
- NI Hongjian, GUO Xing, DING Lu, et al. Experiment on mechanical properties of shale soaked with supercritical carbon dioxide[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019,43(2):77-84.
- [10] ZHAO Y, SONG Y, LIU Y, et al. Visualization and measurement of CO<sub>2</sub> flooding in porous media using MRI [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2011,50(8):4707-4715.
- [11] KHATHER M, SAEEDI A, REZAEI R, et al. Experimental investigation of changes in petrophysical properties during CO<sub>2</sub> injection into dolomite-rich rocks [J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2017, 59:74-90.
- [12] SEYYEDI M, SOHRABI M, FARZANEH A. Investigation of rock wettability alteration by carbonated water through contact angle measurements [J]. Energy & Fuels, 2015,29(9):5544-5553.
- [13] ZOU Y, LI S, MA X, et al. Effects of CO<sub>2</sub>-brine-rock interaction on porosity/permeability and mechanical properties during supercritical-CO<sub>2</sub> fracturing in shale reservoirs [J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2018,49:157-168.
- [14] ROSS G D, TODD A C, TWEEDIE J A, et al. The dissolution effects of CO<sub>2</sub>-brine systems on the permeability of UK and North Sea calcareous sandstones [R]. SPE 10685-MS,1982.
- [15] WANDREY M, FISCHER S, ZEMKE K, et al. Monitoring petrophysical, mineralogical, geochemical and microbiological effects of CO<sub>2</sub> exposure: results of long-term experiments under in situ conditions [J]. Energy Procedia, 2011,4:3644-3650.
- [16] ZHAO D F, LIAO X W, YIN D D. An experimental study for the effect of CO<sub>2</sub>-brine-rock interaction on reservoir physical properties [J]. Journal of the Energy Institute, 2015, 88(1):27-35.
- [17] 房涛,张立宽,刘乃贵,等. 核磁共振技术定量表征致密砂岩气储层孔隙结构:以临清拗陷东部石炭系—二叠系致密砂岩储层为例 [J]. 石油学报, 2017,38(8):902-915.
- FANG Tao, ZHANG Likuan, LIU Naigui, et al. Quantitative characterization of pore structure of tight sandstone gas reservoir by NMR T<sub>2</sub> spectrum technology: a case study of carboniferous-permian tight sandstone reservoirs in Linqing Depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2017,38(8):902-915.
- [18] 杜建芬,刘伟,郭平,等. 低渗透油藏气水交替注入能力变化规律研究 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2011,33(5):114-117,198.
- DU Jianfen, LIU Wei, GUO Ping, et al. Law of injection capacity changes of gas-water alternative injection in low-permeability reservoirs [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2011,33(5):114-117,198.
- [19] SAYEGH S G, KRAUSE F F, GIRARD M, et al. Rock/fluid interactions of carbonated brines in a sandstone reservoir: Pembina Cardium, Alberta, Canada [J]. SPE Formation Evaluation, 1990,5(4):399-405.
- [20] YU Z, LIU L, YANG S, et al. An experimental study

- of CO<sub>2</sub>-brine-rock interaction at in situ pressure-temperature reservoir conditions[J]. *Chemical Geology*, 2012, 326:88-101.
- [21] SAEEDI A, DELLE PIANE C, ESTEBAN L, et al. Flood characteristic and fluid rock interactions of a supercritical CO<sub>2</sub>, brine, rock system: South West Hub, Western Australia[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2016, 54:309-321.
- [22] GAUS I. Role and impact of CO<sub>2</sub>-rock interactions during CO<sub>2</sub> storage in sedimentary rocks[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2010, 4(1):73-89.
- [23] PUDLO D, HENKEL S, REITENBACH V, et al. The chemical dissolution and physical migration of minerals induced during CO<sub>2</sub> laboratory experiments: their relevance for reservoir quality[J]. *Environmental Earth Sciences*, 2015, 73(11):7029-7042.
- [24] WILSON M J, WILSON L, PATEY I. The influence of individual clay minerals on formation damage of reservoir sandstones: a critical review with some new insights [J]. *Clay Minerals*, 2014, 49(2):147-164.
- [25] PEARCE J M, HOLLOWAY S, WACKER H, et al. Natural occurrences as analogues for the geological disposal of carbon dioxide [J]. *Energy Conversion and Management*, 1996, 37(6/7/8):1123-1128.
- [26] XIE Q, SAEEDI A, DELLE PIANE C, et al. Fines migration during CO<sub>2</sub> injection: experimental results interpreted using surface forces[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2017, 65:32-39.
- [27] 朱华银,徐轩,安来志,等.致密气藏孔隙水赋存状态与流动性实验[J].*石油学报*,2016,37(2):230-236.  
ZHU Huayin, XU Xuan, AN Laizhi, et al. An experimental om occurrence and mobility of pore water in tight gas reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(2): 230-236.
- [28] 杨胜来,魏俊之.油层物理学[M].北京:石油工业出版社,2004:182-229.
- [29] 郝宏达,赵凤兰,侯吉瑞,等.低渗透非均质油藏 WAG 注入参数优化实验及提高采收率机制研究[J].*石油科学通报*,2016,1(2):233-240.  
HAO Hongda, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Parameter optimization for enhanced oil recovery: mechanisms of WAG flooding in heterogeneous low permeability layers[J]. *Petroleum Science Bulletin*, 2016, 1(2): 233-240.

(编辑 刘为清)