文章编号:1009-9603(2020)05-0097-08

DOI:10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2020.05.011

砂岩油藏 CO₂驱替过程中溶蚀作用 对储层物性的影响

袁舟,廖新维,赵晓亮,陈志明 (中国石油大学(北京)石油工程学院,北京102200)

摘要:在 CO₂驱替过程中,CO₂溶于水中形成的酸性流体会对砂岩油藏发生溶蚀作用,从而改变油藏储层的物性,极 大影响原油采收率。因此,进行砂岩油藏 CO₂驱静态浸泡实验与动态驱替实验,定量研究不同温度和压力条件下溶 蚀作用对储层物性的影响。实验结果表明,CO₂浸泡和驱替过程中溶蚀作用明显,随温度、压力的升高,孔隙度和渗 透率呈指数型增长。通过实验数据,得到温度、压力与孔隙度变化率和渗透率变化率关系的数学表征方程。借助 数学表征方程,对长庆油田 H3 区块进行数值模拟研究,结果表明,研究区块储层整体发生溶蚀作用,且注气井区域 溶蚀程度更高。考虑溶蚀作用的原油采收率为26.08%,不考虑溶蚀作用的原油采收率为21.03%,原油采收率提高 了 5.05%。

关键词:CO₂驱;溶蚀作用;储层物性;数学表征方程;提高采收率
 中图分类号:TE357.45
 文献标识码:A

Effect of dissolution on physical properties of sandstone reservoirs during CO₂ flooding

YUAN Zhou, LIAO Xinwei, ZHAO Xiaoliang, CHEN Zhiming

(College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (Beijing), Beijing City, 102200, China)

Abstract: The acidic fluid formed by CO_2 dissolved in water could dissolve sandstone in the process of CO_2 flooding in reservoirs. The dissolution could change the physical properties of the reservoirs and obviously affect the oil recovery. Therefore, the static immersion experiment and dynamic displacement experiment of CO_2 flooding in sandstone reservoirs were carried out to quantitatively study the influence of dissolution on the physical properties of the reservoirs under different temperature and pressure conditions. The experimental results show that the dissolution effect is obvious in the process of CO_2 immersion and flooding. The porosity and permeability increase with the increase of temperature and pressure exponentially. The mathematical expression equations of the relationships between the temperature, pressure and porosity change rate and permeability change rate were obtained based on the experimental data. The numerical simulation study was carried out on Block H3 of Changqing Oilfield with the aid of mathematical equations. The results showed that the dissolution in the overall reservoir of the study area occurred, and the dissolution degree in the injection well area was higher. The oil recovery considering dissolution is 26.08%, but the oil recovery without considering dissolution is 21.03%. The enhanced oil recovery(EOR) is 5.05%.

Key words: CO2 flooding; dissolution; physical properties of reservoirs; mathematical expression equations; EOR

砂岩油藏的储层矿物一般由石英、长石和填隙 物等组成,由于注入地层的CO₂会与地层水和岩石 发生强烈的地化反应,导致储层物理化学性质发生 重大变化^[1-2],CO₂酸性流体对储层的溶蚀作用使得 储层的孔隙度和渗透率增大,进而影响CO₂驱的最终采收率^[3-7]。

LUQUOT等进行了一系列储层条件下的CO₂岩 心驱替实验,结果表明碳酸盐岩都产生了强烈的溶

收稿日期:2020-07-21。

作者简介:袁舟(1987—),男,四川威远人,在读博士研究生,从事 CO2驱/CO2埋存方向的研究。E-mail:yuanz1987@163.com。

蚀现象^[8]。LZGEC等研究指出,由于碳酸盐岩在溶 蚀的过程中会出现非常多的蚓孔,极大改善了岩石 内部的孔隙结构,从而导致岩石渗透率增加^[9]。 RAISTRICK等也通过碳酸盐岩的CO₂驱替实验证明 了溶蚀作用所带来的储层物性的改善^[10]。

REYNOLDS 等通过砂岩的两相渗流实验,发现 岩心的渗透率在实验初期表现为减小的趋势,但随 着驱替的进行,又逐渐增大。其原因是 CO2酸性流 体和岩心内部胶结物之间的互相作用:初始阶段表 现出胶结物的溶蚀导致黏土矿物阻塞了岩石孔喉; 而后续渗透率的恢复则是随着时间的增长,CO2的 酸性影响逐渐减弱的结果^[11]。

肖娜等通过不同条件下的浸泡实验发现,在实验压力升高的过程中,岩石的孔隙度呈现先升高后降低的趋势。其原因是在这个反应过程中,岩心中溶蚀作用和沉淀作用是同时存在的^[12]。在压力增加初期,溶蚀作用占据主导地位,随后沉淀作用逐渐取代溶蚀作用,从而导致岩心的孔隙度减小,同时发现岩心中的钾长石与溶液作用后形成了大量的高岭石,这也是导致岩心孔隙度降低的原因之一。孙会珠等通过结合核磁共振的驱替实验发现了长石和碳酸盐岩的溶蚀,但是溶蚀过程中的反应产物与黏土矿物的脱落反而导致孔喉堵塞,使最终采收率下降^[13]。杨志杰通过CO₂-地层水-岩石的浸泡实验发现,溶蚀作用主要发生在微孔孔隙,且主要溶蚀的矿物为长石和方解石^[14]。

综上所述,关于 CO₂驱替过程中溶蚀作用的研究主要集中于对渗流特征与岩心孔渗特征的定性评价,而对地层条件下储层的溶蚀程度以及如何量化的研究却非常匮乏。针对这一问题,采用不同压力、不同温度的 CO₂-地层水-岩石静态浸泡实验与CO₂驱替实验相结合的方法,定量研究 CO₂驱替过程中溶蚀作用对储层物性影响程度的数学表征方程,利用该方程修正数值模拟模型,并模拟CO₂驱替过程中的溶蚀作用对储层带来的影响,预测考虑和不考虑溶蚀作用影响下的采收率。

1 溶蚀作用实验

当CO₂溶于水形成碳酸后,会释放出大量的H⁺, 溶液的 pH 值会逐渐降低,其酸化程度与CO₂在水中 的溶解度呈正比^[15]。除石英以外,绝大多数长石类 矿物与岩屑中的长石基质在酸性条件下,非常容易 被溶蚀^[16],进而影响储层物性。利用室内静态浸泡 实验和动态驱替实验分析实验前后岩心表面形貌、 元素组成、孔隙度、渗透率的变化,以研究CO₂驱替 过程中溶蚀作用对储层物性的影响。

1.1 实验材料

实验用水为长庆油田 H3 区块地层水,为 CaCl₂ 型,总矿化度为 63 220 mg/L。其中,金属离子主要 成分为 Ca²⁺和 Mg²⁺,其质量浓度分别为 9 059 和 2 960 mg/L,非金属离子除 CF 以外,以 HCO₃⁻质量浓 度最高,为 170 mg/L。

实验用油为长庆油田H3区块脱气原油。

对长庆油田H3区块的7个岩心数据进行统计, 储层岩石矿物以石英和长石为主,其中石英、长石、 岩屑的质量分数分别为31.00%,29.64%和19.48%, 其他碎屑(主要为云母)质量分数为8.26%;填隙物 质量分数为11.59%,以高岭石质量分数最高,为 3.58%。

1.2 实验方法

1.2.1 静态浸泡实验

静态浸泡实验装置见图1。模拟储层温度和压力,进行CO₂-地层水-岩石静态浸泡实验,将岩心静态放置在饱和CO₂的地层水中,可使矿物沉淀物不易迁移到孔喉中,从而定性研究不同时间尺度、不同温度、不同压力条件下CO₂-地层水-岩石相互作用引起的岩石表面形貌变化。



实验步骤为:①将已提前饱和地层水的岩心切 片,并浸入装满地层水的高温高压反应装置。②注 人足量CO₂后升高压力至目标压力(8,10,12和16 MPa),将恒温箱温度调整至所需温度(20,30,50和 80℃)。③静置1~5d。④迅速泄压,并对岩心切 片进行岩心成分测试与电镜扫描。⑤反复实验,测 试温度和压力对岩心的影响。

1.2.2 CO2驱替实验

CO₂驱替实验流程见图2。按照正交实验原理, 分别进行不同温度和压力条件下的CO₂驱替实验, 以研究岩心物性的变化规律。

实验步骤为:①岩心饱和地层水。②油驱水, 饱和原油后老化原油。③CO₂驱替,出口端压力保 持不变,设置为16 MPa。按照不同温度(20,30,50 和80℃)与不同入口端压力(19,20,21,22 MPa)注 入CO₂,驱替直至出口端不出油为止。④实验结束 后清洗岩心并测试孔隙度和渗透率。



Fig.2 Experimental flow chart for CO₂ flooding

1.3 实验结果与分析

1.3.1 静态浸泡实验

时间的影响 进行为期5d的静态浸泡实验, 在80℃和16 MPa的条件下,当实验时间仅为1d 时,可以观察到岩心切片开始出现溶蚀现象。随着 实验时间的增加,溶蚀作用越来越明显,并形成了 溶蚀坑(图3)。

温度的影响 在压力为16 MPa的条件下,由不同温度下岩心切片的溶蚀情况(图4)可见,当温度



a—实验前



为20℃时(图4a),长石岩心表层溶蚀作用已经非常 剧烈,形成了宽度约为10µm的溶蚀坑。长石表面 逐渐形成锯齿状溶蚀现象。随着实验温度的升高, CO₂酸性流体对岩心切片的溶蚀作用越来越显著, 当温度达到80℃时(图4d),岩心溶蚀量更大,岩心 表面几乎全部被溶蚀,中间形成了一个宽度达150 µm的溶蚀坑。且溶蚀作用使得岩心切片中间区域 产生了2个溶孔,形成次生孔隙,极大地增加了岩石 的孔隙度和渗透率,使流体的通过能力得到加强。

压力的影响 在温度为80℃的条件下,由不同 压力下岩心切片的溶蚀情况(图5)可见,在8 MPa的 压力下,CO₂酸性流体开始溶蚀岩心,岩心表面形貌 逐渐发生变化。长石表面沿解理方向逐渐产生锯 齿状溶蚀现象,致密的岩心表层开始出现大量宽度 为10~20 µm的溶蚀坑。随着压力的升高,CO₂-地 层水-岩石的反应速率提高,CO₂与岩心的溶蚀作用 越强,溶蚀坑越大且越多,港湾状溶蚀开始出现并 随着压力的增加越发明显。表明岩心孔喉连通性 增强,渗透率和孔隙度得到极大提高。

矿化度的影响 静态浸泡实验前后岩样中Al, Si,Mg,Fe元素的质量分数都有不同程度的减小,分 别从15.29%,18.48%,11.46%和7.51%减小到 10.37%,11.3%,11.02%和6.72%,C和O元素的质量 分数略有增加,从19.27%和28.99%增加至21.51% 和39.08%。矿物元素的质量分数变化是CO₂-地层 水-岩石之间反应的结果。CO₂在地层水中的溶解 会产生H₂CO₃,导致地层水的pH值大幅降低,从而 使矿物质溶解。

通常认为,随着地层水矿化度的增加,长石的 溶蚀越发明显^[14]。然而地层水中成垢离子(Ca²⁺与 Mg²⁺)含量大,使得岩心虽然整体呈现溶蚀状态,但 是 CO₂-地层水-岩石相互作用产生的方解石(Ca-CO₃)与白云石(MgCO₃)会对其产生相当大的影响。

另一方面,CO₂驱替过程中可形成大量 MgH-CO₃⁺,CaHCO₃⁺,CaOH⁺,MgOH⁺等离子对^[17],反而提高了方解石和白云石的溶解度。实验并未发现 Ca-



b—实验时间为1 d c—实验时间为5 d 图 3 岩心切片表面形貌随时间的变化

Fig.3 Variation of surface morphology of slabbed core with time



c—12 MPa

d—16 MPa

图 5 不同压力下岩心切片表面形貌

Fig.5 Surface morphology of rock core slice at different pressures

CO₃和MgCO₃等沉淀物,这是由于矿物的溶解-沉淀 过程是一个化学反应平衡的过程,且由于生成的 CaCO₃和MgCO₃属于微溶无机盐,只要未过饱和,就 不会析出。

溶液中HCO3⁻的浓度在不同矿化度地层水中的 变化趋势有很大差异。其不仅受到地层水pH值的 影响,也受HCO3⁻含量高的岩石矿物的影响,如铁方 解石、片钠铝石和菱镁矿等。

Mg²⁺的减少推测是伊利石溶蚀导致,这是由于 地层水中大量 Mg²⁺与 CO₂-H₂O 反应生成 MgCO₃,虽 然由于未达到过饱和度而没有沉淀,但是其反应过 程中消耗大量 Mg²⁺,促进了伊利石的溶蚀。 矿化度的影响是一个相当复杂的反应过程,其 影响的不仅是砂岩基质,也对填隙物产生了重大影 响,这也是未来研究中应当着重注意的方向。

1.3.2 CO2驱替实验

CO,-地层水-岩石相互作用对储层物性的影 CO2驱替过程中的CO2-地层水-岩石相互作用 响 是一系列复杂反应的结合,不仅是岩石的溶蚀作 用,也有因为溶蚀作用导致的岩屑和填隙物中不易 溶解物质的运移。对于孔隙度和渗透率相对小的 岩心,一方面由于其结构复杂,比表面相对大,受毛 管力的作用,其进气量相对较少,影响CO2-地层水-岩石的相互作用,而实验条件的改变,在溶蚀作用 的影响下岩石会产生一些次生微孔隙,从而导致岩 心的孔渗性变好,增强岩心的流通性;但另一方面, 因为长石类矿物溶蚀所导致的岩屑颗粒的运移,以 及CO₃-地层水反应生成的CaCO₃在岩石孔隙中的 沉积,又堵塞了已经很小的孔喉,进而影响到岩心 的渗透率。对于孔隙度和渗透率相对较大的岩心, 初始孔隙度大意味着流体通过能力更强,孔隙体积 更大,且随着CO2注入速度的加快,使得反应速度增 加,CO2-地层水-岩石的反应更充分,溶蚀程度更 强,岩屑颗粒更容易通过而不至于堵塞孔喉。

由实验前后岩心孔隙度和渗透率的对比(表1) 可见,CO₂驱替过程中的溶蚀作用非常明显,所有岩 心都呈现孔隙度和渗透率变大。

表1 CO₂驱替实验前后岩心渗透率与孔隙度测试数据 Table1 Test data of core permeability and porosity before and after CO, flooding experiments

| 温度 (℃) | 压力 (MPa) | 渗 | 透 | 率 | 孔 | 隙 | 度 | |
|-----------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|------------|------------|--|
| | | 初始值 (mD) | 实验后 (mD) | 变化率 (%) | 初始值 (%) | 实验后 (%) | 变化率 (%) | |
| 20 | 19 | 0.129 4 | 0.130 7 | 1.00 | 8.05 | 8.10 | 0.62 | |
| 20 | 20 | 0.130 0 | 0.132 0 | 1.54 | 8.41 | 8.49 | 0.95 | |
| 20 | 21 | 0.131 6 | 0.135 7 | 3.13 | 8.50 | 8.59 | 1.06 | |
| 20 | 22 | 0.222 5 | 0.235 0 | 5.63 | 8.96 | 9.12 | 1.79 | |
| 30 | 22 | 0.368 7 | 0.391 0 | 6.29 | 9.81 | 10.21 | 4.07 | |
| 50 | 22 | 0.333 6 | 0.358 8 | 7.55 | 8.51 | 9.32 | 9.51 | |
| 80 | 22 | 0.431 2 | 0.562 7 | 30.50 | 12.10 | 15.96 | 30.90 | |

由初始渗透率-渗透率变化率与初始孔隙度-孔隙度变化率的关系(图6)可见,两者之间都呈指 数递增的规律,即初始值越小,变化率越小;初始值 越大,变化率越大。这反映出岩心溶蚀程度与初始 孔隙度和初始渗透率都成正相关,且为指数形式递 增。大部分渗透率为0.12~0.13 mD的岩心,渗透率 变化率仅为1%~2%;大部分孔隙度为8%~9%的 岩心,孔隙度变化率也未能超过5%,甚至多数孔隙 度变化率仅为1%~2%。可见渗透率和孔隙度较小 的岩心,溶蚀程度相对较轻。



温度的影响 由岩心的渗透率变化率和孔隙 度变化率受温度的影响(图7)可见,渗透率变化率-温度与孔隙度变化率-温度的关系基本一致,皆以 指数形式递增。在20℃时渗透率变化率为5.63%,



Fig.7 Relationship between permeability change rate/porosity change rate and temperature

30 与 50 ℃时渗透率变化率变化不大,在 80 ℃时渗 透率变化率为 30.50%。岩心的孔隙度变化率在 20 ℃时仅为1.79%,在低温的环境下,CO₂酸性流体 对长石的溶蚀作用并未显著增强,孔隙度平缓增 加;但是到了 80 ℃,孔隙度变化率激增,达 30.90%。

温度对 CO₂驱替实验影响大,温度越高意味着 CO₂-地层水-岩石三者之间的反应速率越快。这是 由于长石矿物与 CO₂酸性流体的反应由 2 种主控因 素决定:H⁺活度与长石矿物的溶解平衡常数。二者 皆与温度呈正比关系,虽然在低温条件下,CO₂与水 反应生成了更多的 H₂CO₃,但是长石矿物的溶蚀作 用并不明显。随着温度的升高,长石矿物会逐渐被 溶蚀。这里需要注意的是,钠长石能够自行溶解, 而钾长石则需要温度升高才能溶解。因此,在压力 相同的条件下,温度越高,长石矿物更易与酸性流 体产生化学反应^[18]。

压力的影响 由岩心的渗透率变化率和孔隙 度变化率受压力的影响(图8)可见,渗透率变化率-压力与孔隙度变化率-压力的关系基本一致,同样 皆以指数形式递增。



porosity change rate and pressure

压力的增大促进了 CO₂与水形成更多的酸性流体,这就意味着相同温度时,CO₂分压与 CO₂酸性流体的活度呈正比,pH 值降低,形成的 H⁺对长石矿物的溶蚀非常有利。通常来说,地层中长石矿物溶解伴生的矿物是以高岭石这类自生黏土矿物为主^[1]。CO₂溶于水后所形成的 H₂CO₃因为提供了大量的H⁺,使高岭石进一步溶解^[19]。实验产出液中 Al²⁺的

减少也证明了这一点。

1.4 数学表征方程

由图7和图8可以看出,岩心孔隙度和渗透率的变化率与温度和压力等成指数关系,借助Excel的数据分析工具进行数学回归,建立指数方程为:

$$Y = a e^{bX} \tag{1}$$

将曲线进行直线化处理,对方程两端取对数,则有:

$$\lg Y = \lg a + bX \tag{2}$$

展开并取平均数,得:

$$Q(a,b) = n \overline{Y^2} - 2an \overline{XY} - 2bn\overline{Y} + a^2 n \overline{X^2} + 2abn\overline{X} + nb^2$$
(3)

分别对Q求a和b的偏导数,令偏导数为0,得出a和b的求解方程分别为:

$$a = \frac{\bar{X}\bar{Y} - \overline{X}\bar{Y}}{\left(\bar{X}\right)^2 - \overline{X}^2} \tag{4}$$

$$b = \bar{Y} - a\bar{X} \tag{5}$$

对表1的实验数据按照上述方法回归,得到表 2,其中标准误差表明误差值非常小,说明参数精度 较高。故可得到数学表征方程为:

$$\phi_1 = 6.695 \times 10^{-7} \exp(0.021 \, 41T + 0.728 \, 3p) \ (6)$$

因溶蚀作用引起的孔隙度变化值为:

 $\phi_2 = 6.695 \times 10^{-7} \exp(0.021 \, 41T + 0.728 \, 3p) \phi_0(7)$

表 2 驱替实验结果的数学回归参数 Table 2 Mathematical regression parameters of

| лс <u></u> | mainematical regression parameters o |
|------------|--------------------------------------|
| | flooding experiment results |

| 参数 | 参数值 | 标准误差 | T检验值 | 统计差异值 |
|----|-----------|---------|----------|---------|
| 截距 | -14.216 7 | 2.200 6 | -6.460 4 | 0.007 5 |
| 温度 | 0.021 411 | 0.003 6 | 5.891 0 | 0.009 8 |
| 压力 | 0.728 331 | 0.105 2 | 6.922 17 | 0.006 2 |

孔隙度-渗透率的关系引用Kozeny-Carman方 程表述为^[11]:

$$K = K_0 \left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^n \left(\frac{1-\phi_0}{1-\phi}\right)^2 \tag{8}$$

将实验数据代入(8)式,得到n=1。

将(7)式代入(8)式,则得到溶蚀作用导致的渗 透率变化值为:

$$K = K_0 \Big[6.695 \times 10^{-7} \exp(0.021 \ 41T + 0.728 \ 3p) \Big] \\ \left[\frac{1 - \phi_0}{1 - 6.695 \times 10^{-7} \exp(0.021 \ 41T + 0.728 \ 3p) \phi_0} \right]^2$$
(9)

2 溶蚀作用对采收率的影响

在理论分析和实验研究的基础上,运用Eclipse 数值模拟软件建立数值模型,模拟岩心 CO_2 驱替实 验。运用软件中Chemical Reaction模型模拟 CO_2 驱 替过程中的溶蚀现象。

长庆油田H3区块储层平均孔隙度为10%,渗 透率为0.1~0.3 mD,孔喉整体分选较好,孔隙结构 类型为小孔微细孔喉,地层水的矿化度高达60 000 mg/L。油藏埋深为2700~2900 m,地层压力为21 MPa,地层温度为80℃,油藏含水率为55%。该区 块为直井反九点井组,在模拟开发过程中采用CO₂ 连续气驱开发。

通过岩石变形作用模拟CO2驱替过程中的溶蚀 现象,设定压力与渗透率之间的关系;并对传导系 数进行修正,最终得到孔隙体积变化系数的分布及 溶蚀作用对采收率的影响。修正传导系数的表达 式为:

$$\frac{K}{K_0} = \exp\left[K_{\text{mult}}\left(\frac{\phi - \phi_0}{1 - \phi_0}\right)\right]$$
(10)

利用数值模拟结果拟合实验结果,确保模型的 准确性,拟合结果见图9,确定传导系数为0.0953。



Fig.9 Calculation results of permeability change rate

由模拟30 a 的生产情况(图 10)可以看出,区块整体发生了溶蚀作用,越靠近注气井的地方,孔隙体积变化系数越大,说明溶蚀程度越高;越靠近生产井,孔隙体积变化系数越小。其原因是注气井附近压力相对较高,与岩石反应加剧,导致储层岩石发生溶蚀作用。

对比采收率,可获得 CO2驱替过程中储层溶蚀 作用对油田开发的影响。由考虑与不考虑溶蚀作 用的采收率对比(图 11)可见,当油田生产到第5 a 时,二者差值并不明显,随着开发的不断进行,溶蚀 作用引起储层孔隙度增大,采收率提高。在油田生 产进行至第 30 a时,考虑溶蚀作用的原油采收率为



26.08%,不考虑溶蚀作用的原油采收率为21.03%。

3 结论

CO₂驱替过程中,CO₂注入地层水中形成的酸性 流体会对砂岩油藏产生较强的溶蚀作用。驱替过 程中,岩心的溶蚀程度随压力和温度的升高而增 大,且呈指数型增长。利用驱替实验数据,对储层 岩心溶蚀程度进行了量化研究,建立了溶蚀作用下 的岩心孔隙度和渗透率变化率与压力、温度之间的 数学表征方程。并利用该数学表征方程对CO₂驱的 数值模拟模型进行拟合修正。数值模拟结果显示, 研究区块靠近注气井区域孔隙体积变化系数越大; 越靠近生产井孔隙体积变化系数越小。区块整体 发生了溶蚀作用,改善了储层物性,考虑溶蚀作用 的油田采收率为26.08%,不考虑溶蚀作用的油田采 收率为21.03%,差值达5.05%。

符号解释

a — 系数; b — 系数; K — 实验后渗透率,mD; K₀ — 初始渗透率,mD; K_{mub} — 传导系数; n----系数;

- p——压力,MPa;
- Q——a 与 b的函数;
- *T*——温度,℃;
- X——各影响因素(自变量);
- Y——溶蚀程度(因变量);
- φ——实验后孔隙度,%;
- ϕ_0 ——储层初始孔隙度,%;
- ϕ_1 ——孔隙度变化值,%;
- φ₂——溶蚀作用影响下的孔隙度变化值,%。

参考文献

- [1] 朱子涵,李明远,林梅钦,等.储层中CO₂-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 CO₂-water-rock interaction in reservoir[J].Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry,2011,30(1):104-112.
- [2] 戴彩丽,丁行行,于志豪,等.CO₂和地层水对储层物性的影响研究进展[J].油田化学,2019,36(4):741-747.
 DAI Caili, DING Xingxing, YU Zhihao, et al. Research progress on the influence of CO₂ and formation water on reservoir physical properties[J].Oilfield Chemistry,2019,36(4):741-747.
- [3] 李阳.低渗透油藏CO₂驱提高采收率技术进展及展望[J].油气 地质与采收率,2020,27(1):1-10.
 LI Yang.Technical advancement and prospect for CO₂ flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J].Petroleum
- Geology and Recovery Efficiency,2020,27(1):1-10.
 [4] 杨勇.胜利油田特低渗透油藏CO2驱技术研究与实践[J].油气 地质与采收率,2020,27(1):11-19.
 YANG Yong.Research and application of CO2 flooding technology in extra-low permeability reservoirs of Shengli Oilfield[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2020,27(1):11-19.
- [5] 秦积舜,李永亮,吴德斌,等.CCUS全球进展与中国对策建议
 [J].油气地质与采收率,2020,27(1):20-28.
 QIN Jishun,LI Yongliang,WU Debin, et al.CCUS global progress and China's policy suggestions[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2020,27(1):20-28.
- [6] 曹绪龙,吕广忠,王杰,等.胜利油田CO₂驱油技术现状及下步研究方向[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):51-59.
 CAO Xulong,LÜ Guanzhong, WANG Jie, et al. Present situation and further research direction of CO₂ flooding technology in Shengli Oilfield [J]. Reservoir Evaluation and Development, 2020,10(3):51-59.
- [7] 李士伦,孙雷,陈祖华,等.再论CO₂驱提高采收率油藏工程理 念和开发模式的发展[J].油气藏评价与开发,2020,10(3):1-14.

LI Shilun, SUN Lei, CHEN Zuhua, et al.Further discussion on reservoir engineering concept and development mode of CO_2 flooding-EOR technology [J].Reservoir Evaluation and Development, 2020, 10(3):1-14.

[8] LUQUOT L, ANDREANI M, GOUZE P.CO, percolation experi-

ment through chlorite/zeolite-rich sandstone (Pretty Hill Formation-Otway Basin-Australia) [J]. Chemical Geology, 2012, 30 (3):294-295.

- [9] LZGEC O, DEMIRAL B, BERTIN H J, et al.Experimental and numerical modeling of direct injection of CO₂ into carbonate formations[R].SPE 100809,2006.
- [10] RAISTRICK M, HUTCHEON L, SHEVALIER M, et al. Carbon dioxide-water silicate mineral reactions enhance CO₂ storage; evidence from produced fluid measurements and geochemical modeling at the IEA Weyburn-Midale Project [J]. Energy Procedia, 2009,1(1):3 149-3 155.
- [11] REYNOLDS C, BLUNT M, KREVOR S.Impact of reservoir conditions on CO₂-brine relative permeability in sandstones[J].Energy Procedia, 2014, 63(3):5 577–5 585.
- [12] 肖娜,李实,林梅钦.CO₂-水-方解石相互作用后岩石表观形貌 及诊透率变化特征[J].科学技术与工程,2017,17(24):38-44.
 XIAO Na, LI Shi, LIN Meiqin. The influence of CO₂-water-calcite interactions on surface texture and permeability of the calcite
 [J].Science Technology and Engineering,2017,17(24):38-44.
- [13] 孙会珠,朱玉双,魏勇,等.CO₂驱酸化溶蚀作用对原油采收率的影响机理[J].岩性油气藏,2020,32(4):136-142.
 SUN Huizhu, ZHU Yushuang, WEI Yong, et al.Influence mechanism of acidification on oil recovery during CO₂ flooding[J].Lithologic Reservoirs,2020,32(4):136-142.
- [14] 杨志杰.二氧化碳增强咸水开采工程中储层压力管控和布井 方案优化研究[D].吉林:吉林大学,2019.
 YANG Zhijie. The study on the reservoir pressure control strategies and optimization of well pattern for a CO₂-enhanced water recovery project[D].Jilin:Jilin University,2019.
- [15] SPYCHER N, PRUESS K, ENNIS-KING J.CO₂-H₂O mixtures in the geological sequestration of CO₂. I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100 °C and up to 600 bar[J].Geochimica et Cosmochimica Acta, 2003, 67(16):3 015-3 031.
- [16] DOVE P M, CRERAR C A.Kinetics of quartz dissolute ion in electrolyte solutions using a hydrothermal mixed flow reactor [J].Geochimica et Cosmochimica Acta, 1990, 54(4):955–969.
- [17] 闫志为,张志卫.氯化物对方解石和白云石矿物溶解度的影响
 [J].水文地质工程地质,2009,36(1):113-118.
 YAN Zhiwei,ZHANG Zhiwei.The effect of chloride on the solubility of calcite and dolomite[J].Hydrogeology and Engineering Geology,2009,36(1):113-118.
- [18] 梁冰,陈楠,姜利国.煤矸石内各矿物组分溶解-释放规律的数 值模拟研究[J].中国岩溶,2011,30(3):359-362.
 LIANG Bing, CHEN Nan, JIANG Liguo. The numerical simulation to the mineral dissolution-release law in the coal gangue [J]. Carsologica Sinica,2011,30(3):359-362.
- [19] 朱焕来,曲希玉,刘立,等.CO₂流体-长石相互作用实验研究
 [J].吉林大学学报:地球科学版,2011,41(3):697-706.
 ZHU Huanlai, QU Xiyu, LIU Li, et al. Study on interaction between the feldspar and CO₂ fluid [J].Journal of Jilin University:
 Earth Science Edition,2011,41(3):697-706.