

# 高温高压下 CO<sub>2</sub> 在原油和高矿化度地层水中溶解度实验

——以塔河油田某区三叠系油藏为例

王 丹<sup>1</sup>, 赵瑞明<sup>1</sup>, 崔茂蕾<sup>2</sup>, 张晓宇<sup>1</sup>, 王 娜<sup>1</sup>

(1. 中国石化 西北油田分公司 勘探开发研究院, 乌鲁木齐 830011;

2. 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院, 北京 100083)

**摘要:** 利用自行研制的高温高压 CO<sub>2</sub> 溶解度测定装置, 在 110 °C、50 MPa 条件下测试 CO<sub>2</sub> 在高矿化度地层水、原油以及非饱和油水共存状态下的溶解度。实验结果表明: 地层水溶解二氧化碳气体量为 26.5 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, 复配原油溶 CO<sub>2</sub> 能力为 134 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, 在油水体积比为 1:1 的条件下, 注入的 CO<sub>2</sub> 在油水中的分配系数为 9.23。

**关键词:** CO<sub>2</sub> 溶解度; 高温高压; 高矿化度; 塔河油田

**中图分类号:** TE135

**文献标识码:** A

## Solubility of CO<sub>2</sub> in crude oil and high-salinity formation water under high temperature and high pressure:

Taking the Triassic reservoirs in a certain area of Tahe oilfield as an example

Wang Dan<sup>1</sup>, Zhao Ruiming<sup>1</sup>, Cui Maolei<sup>2</sup>, Zhang Xiaoyu<sup>1</sup>, Wang Na<sup>1</sup>

(1. Research Institute of Exploration & Production, SINOPEC Northwest Company, Urumqi, Xinjiang 830011, China;

2. SINOPEC Petroleum Exploration & Production Research Institute, Beijing 100083, China)

**Abstract:** The solubility of CO<sub>2</sub> in the presence of high-salinity formation water, crude oil and unsaturated oil-water system was tested at 110 °C and 50 MPa by using a self-developed high temperature and high pressure CO<sub>2</sub> solubility measurement device. The experimental results showed that the formation water dissolved carbon dioxide gas amount of 26.5 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, and that of compound crude oil was about 134 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. When the oil/water volume ratio was 1:1, the partition coefficient of injected CO<sub>2</sub> in oil and water was about 9.23.

**Key words:** CO<sub>2</sub> solubility; high temperature and high pressure; high salinity; Tahe oilfield

塔河某区三叠系中下油组油藏为强底水油藏, 油藏温度为 110 °C, 压力 50 MPa, 地层水矿化度 213.3 g/L, 具有底水强度大、油藏温度压力高、地层水矿化度高的特点。在开展油藏注 CO<sub>2</sub> 驱油过程中就需充分考虑底水的影响, 掌握 CO<sub>2</sub> 在原油—地层水体系中溶解分配情况<sup>[1-5]</sup>。本文利用自行研制的高温高压 CO<sub>2</sub> 溶解度测定装置, 探索建立高温高压 CO<sub>2</sub> 在原油和高矿化度地层水中溶解度实验方法, 掌握高温高压条件下 CO<sub>2</sub> 分别在原油和高矿化度地层水中的溶解度, 和高温高压条件下 CO<sub>2</sub> 在原油和高矿化度地层水两相中的分配情况。本文共进行了 4 个方面的工作, 分别为在油藏温度压力条件下原油复配, 110 °C、50 MPa 条件下测试 CO<sub>2</sub> 在高矿化度地层水、原油以及非饱和油水共存状态下的溶解度实验, 为后续注 CO<sub>2</sub> 提

高采收率工作提供技术支撑。

## 1 实验装置及样品

### 1.1 实验装置

该实验装置主要承担流体复配, 气液分离计量和温度压力控制等操作。包括的主要实验设备有高温高压配样器、高压驱替泵、气液分离(干燥)装置、气量计、回压阀和电子天平等, 各仪器的技术指标如表 1 所示。实验流程图如图 1 所示。

实验装置设计组装完成后, 进行气量和液量标定, 通过重复测试, 计量误差控制在 10% 以内, 满足实验要求。

### 1.2 实验样品

实验所用的 CO<sub>2</sub> 纯度为 99.99%。

实验所用的水样是从 A938 井矿场取得的三

表 1 实验装置主要性能参数

Table 1 Main performance parameters of experiment device

名称	最高压力/MPa	压力精度/MPa	温度/℃	温控精度/℃	液体计量精度	气体精度
高温高压配样器	70	0.1	150	0.2		
高压驱替泵	70	0.1	室温		0.000 1 mL/min	
气液分离装置	常压		室温			
气量计	常压		室温			10 mL
液量计	常压		室温		0.1 mL	
回压阀	100	0.1	150			
电子天平	常压		室温		0.01 g	

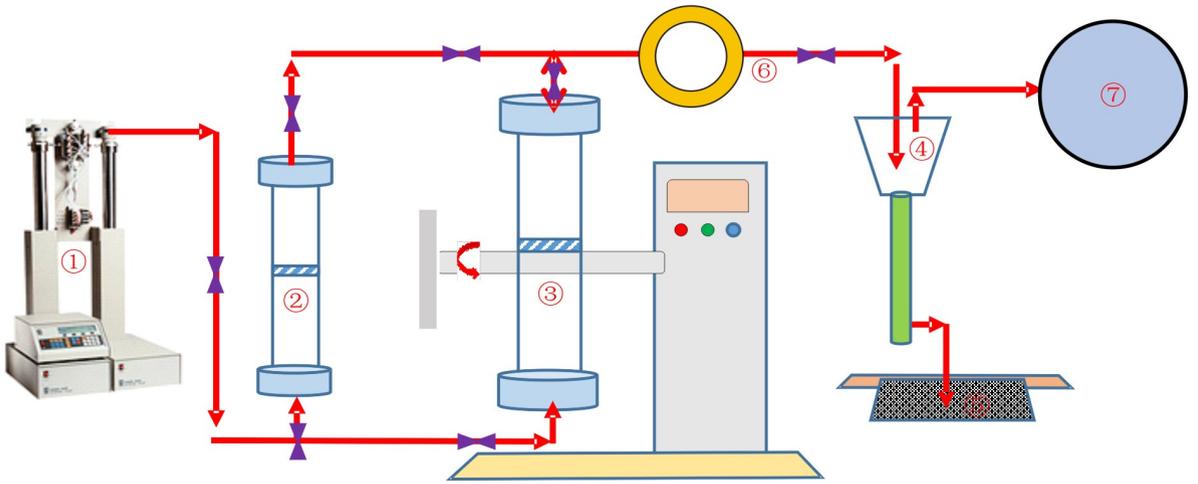


图 1 实验装置示意

① 高压驱替泵;②中间容器;③高温高压配样器;④气液分离器;⑤液体计量;⑥回压阀;⑦气体计量计

Fig.1 Schematic diagram of experiment device

表 2 A938H 井三叠系下油组地层水分析

Table 2 Formation water analysis of Triassic lower oil formation in well A938H

采样日期	Cl <sup>-</sup>	HCO <sup>3-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	Br <sup>-</sup>	I <sup>-</sup>	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	总矿化度
2009-10-21	129 433.3	66.7	11 526.4	865.8	300.0	160.0	8.0	69 247.2	211 607.4
2010-08-22	130 745.3	64.1	11 599.9	1 429.4	300.0	200.0	16.0	68 946.3	213 301.0
2011-06-11	130 898.4	89.1	11 482.6	1 431.4	100.0	240.0	10.0	69 090.2	213 341.7
2011-10-31	130 914.7	125.4	11 614.8	1 367.4	200.0	80.0	6.0	69 131.8	213 377.4
2012-12-16	129 476.9	52.1	10 887.9	2 129.4	250.0	180.0	16.0	67 587.7	210 553.9
2013-07-16	132 846.0	36.4	11 385.2	1 230.2	100.0	60.0	8.0	70 825.9	216 473.5
2014-11-23	129 523.7	90.2	9 198.7	3 299.1	500.0	200.0	10.0	67 476.6	210 253.2
2015-01-10	131 499.7	113.0	12 686.9	1 034.2	200.0	120.0	8.0	68 906.9	214 512.2
2015-07-05	129 357.1	105.0	11 657.3	2 288.6	200.0	160.0	4.0	66 322.1	210 041.5

叠系地层水,使用前过滤机械杂质。实验所用水样的离子分析结果如表 2 所示。

实验所用原油为复配原油,原油和天然气均取自 A959H 井。原油和天然气分析结果如表 3,4 所示。

## 2 实验

### 2.1 地层水溶解度实验

利用设计的实验装置配制实验温度压力下的

含过饱和 CO<sub>2</sub> 的水溶液,温度、压力稳定后,由底部排出饱和 CO<sub>2</sub> 的地层水,计量注入量、产液量和产气量。实验过程如图 2 所示。

实验步骤如下:

(1)清洗流程各部件并更换所有堵头和活塞密封圈,试压试漏。

(2)将一定量的地层水样转入高温高压配样器中,并用高压管线连接各部件。

表 3 A959H 井三叠系下油组原油分析

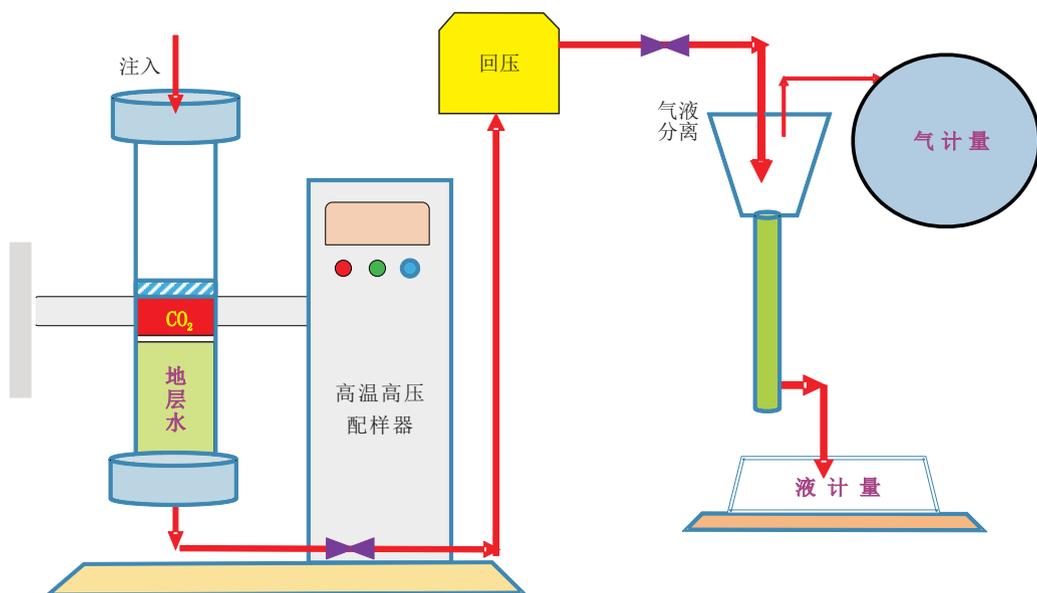
Table 3 Crude oil analysis of Triassic lower oil formation in well A959H

采样日期	密度/ ( $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$ )	黏度/ ( $\text{mm}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ )	凝固点/ $^{\circ}\text{C}$	闪点/ $^{\circ}\text{C}$	燃点/ $^{\circ}\text{C}$	含盐/ ( $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$ )	含硫/ %	含蜡/ %	初馏点/ $^{\circ}\text{C}$	总馏量/ mL
2015-03-28	0.925	180.78	-10	42	70	64.4	1.57	5.83	90.3	29

表 4 A959 井天然气组分分析

Table 4 Analysis of natural gas composition in well A959

采样日期	甲烷/ %	乙烷/ %	丙烷/ %	异丁烷/ %	正丁烷/ %	$\text{C}_{5+}$ / %	氮/ %	二氧化碳/ %	相对 密度
2015-03-28	88.11	3.82	1.99	0.43	0.79	0.59	3.91	0.36	0.64

图 2 110 °C 和 50 MPa 条件下地层水  $\text{CO}_2$  溶解度实验示意Fig.2 Schematic diagram of  $\text{CO}_2$  solubility test of formation water at 110 °C and 50 MPa

(3)用高压驱替泵将中间容器中的  $\text{CO}_2$  转入高温高压配样器中,并将温度升至实验所需的温度。

(4)搅拌高温高压配样器中的样品,使  $\text{CO}_2$  快速溶解在地层水中,驱替泵不断将  $\text{CO}_2$  转入配样器中,直至达到实验所需压力并平衡,地层水溶解  $\text{CO}_2$  达到饱和。

(5)打开回压阀,用驱替泵将配样器中的饱和地层水排出,经过气液分离装置,分别计量排出水的体积与相应气体体积。每排出 10 mL 地层水记录一个点。

## 2.2 等比例复配原油和地层水 $\text{CO}_2$ 溶解度实验

利用设计的实验装置进行原油复配,进行第一次气油比测定,复配后原油饱和过量  $\text{CO}_2$ ,进行第二次气油比测定,接着注入与剩余液体等体积的地层水,充分接触,测定此阶段地层水中  $\text{CO}_2$  溶解量,进而得到地层水从等体积饱和  $\text{CO}_2$  复配原油

中获取  $\text{CO}_2$  的量。需要说明的是等体积是脱气原油体积与加入地层水体积相同。

## 3 实验结果与分析

依托自行设计的实验装置,进行 110 °C、50 MPa 压力条件下的地层水和原油  $\text{CO}_2$  溶解度实验。为保证数据准确,每组实验均进行 2~3 次的重复性测量。

### 3.1 地层水溶解度

实验过程中,初期不稳定阶段,累计产液 30 mL 后气液比比较稳定,此阶段累计产液 109 mL,累计产气 2 889 mL,平均汽液比  $26.5 \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。累计产液量—气液比分布曲线见图 3。

### 3.2 等比例复配原油和地层水 $\text{CO}_2$ 溶解度实验

实验过程包含原油复配及检测、二氧化碳溶解及检测和地层水—饱和  $\text{CO}_2$  复配原油体系  $\text{CO}_2$  溶解分配及此时地层水  $\text{CO}_2$  溶解度检测 3 个部分。

### 3.2.1 复配原油样品气油比测试

在 110 °C、50 MPa 条件下配制原油样品,搅拌至稳定后测得的气油比在 120~130 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> 之间,平均为 125 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。复配原油气油比曲线见图 4。

### 3.2.2 测定 CO<sub>2</sub> 在复配油中的溶解度

混合液体经过搅拌至稳定后进行汽油比测定,气油比(CO<sub>2</sub>+天然气)稳定在 259 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> 左右。饱和 CO<sub>2</sub> 的复配原油气油比关系曲线见图 5。因此 CO<sub>2</sub> 在复配原油中的溶解量为 134 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。

### 3.2.3 测定 CO<sub>2</sub> 在复配油-地层水体系中的溶解度

按照油水比为 1 : 1,将地层水注入到饱和 CO<sub>2</sub> 的复配原油中,搅拌至稳定后测得 CO<sub>2</sub> 在水中的溶解

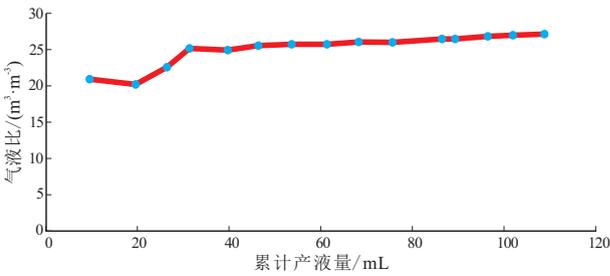


图 3 累计产液量—气液比分布曲线

Fig.3 Cumulative liquid production vs. gas/liquid ratio distribution

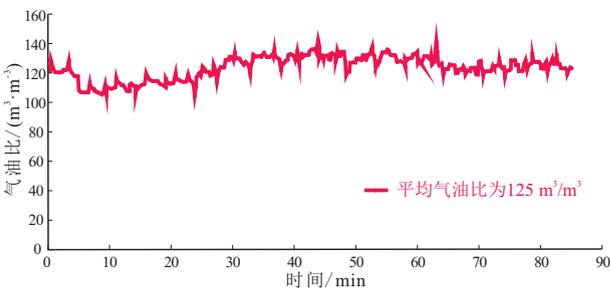


图 4 复配原油气油比曲线

Fig.4 Gas/oil ratio curve of compound crude oil

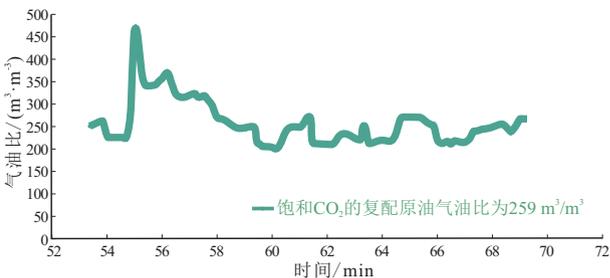


图 5 饱和 CO<sub>2</sub> 的复配原油气油比关系曲线

Fig.5 Gas/oil ratio curve of compound crude oil with saturated CO<sub>2</sub>

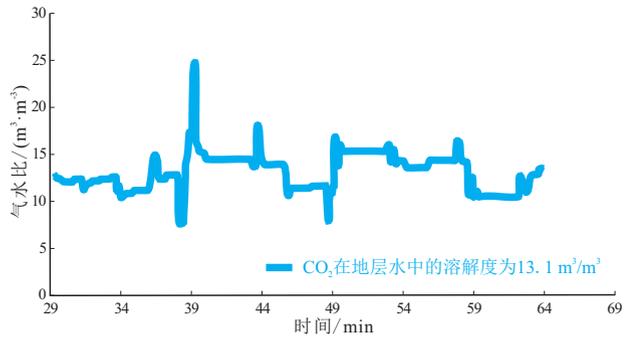


图 6 复配体系中 CO<sub>2</sub> 在地层水中溶解度曲线  
原油/地层水体积比为 1 : 1。

Fig.6 Solubility curve of CO<sub>2</sub> in formation water in mixed system

度介于 10~20 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> 之间,平均在 13.1 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。溶解度曲线见图 6。需要说明的是此处原油为脱气原油。

## 4 结论

(1)通过自行研制的高温高压二氧化碳测定装置可以较好地完成 CO<sub>2</sub> 在地层水溶解度实验和 CO<sub>2</sub> 在油水复配体系中的溶解度实验。

(2)110 °C、50 MPa 压力条件下的地层水溶解二氧化碳气体量折算成室温条件为 26.5 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。

(3)110 °C、50 MPa 压力条件下,复配原油溶 CO<sub>2</sub> 能力为 134 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>(脱气原油:二氧化碳),随着地层水的注入,饱和 CO<sub>2</sub> 的原油中有 9.8% 体积的 CO<sub>2</sub> 将从油相进入水相。换言之,在油水体积比为 1 : 1 的条件下,注入的 CO<sub>2</sub> 在油水中的分配系数为 9.23。

### 参考文献:

- [1] 侯大力,罗平亚,王长权,等.高温高压下 CO<sub>2</sub> 在水中溶解度实验及理论模型[J].吉林大学学报(地球科学版),2015,45(2):564-572.
- [2] 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.
- [3] 李振泉.油藏条件下溶解 CO<sub>2</sub> 的稀油相特性实验研究[J].石油大学学报(自然科学版),2004,28(3):43-48.
- [4] 李兆敏,陶磊,张凯,等.CO<sub>2</sub> 在超稠油中的溶解特性实验[J].石油大学学报(自然科学版),2008,32(5):92-96.
- [5] 胡丽莎,常春,于青春.鄂尔多斯盆地山西组地下咸水 CO<sub>2</sub> 溶解能力[J].地球科学(中国地质大学学报),2012,37(2):301-306.

(编辑 叶德燎)