

# 超稠油油藏CO<sub>2</sub>辅助开采作用机理 实验与数值模拟研究

王福顺<sup>1</sup>, 牟珍宝<sup>2</sup>, 刘鹏程<sup>1\*</sup>, 张胜飞<sup>3</sup>, 王超<sup>1</sup>, 李秀峦<sup>3</sup>

(1. 中国地质大学(北京)能源学院, 北京 100083; 2. 中国石化石油勘探开发研究院, 北京 100083;  
3. 中国石油勘探开发研究院 提高石油采收率国家重点实验室, 北京 100083)

**摘要:** 稠油油藏开发中采用蒸汽辅助重力泄油技术目的是通过CO<sub>2</sub>降低稠油的粘度、减小蒸汽腔热损失, 从而提高原油采收率。但由于实验环境和实验器材等条件的限制, 混样桶最高耐温仅为150℃, 当油藏温度高于150℃时, 针对CO<sub>2</sub>在超稠油中的溶解度以及降粘效果研究仅仅停留在理论计算的层面。针对上述问题, 以新疆超稠油油田A区块为研究目标, 设计了高温高压稠油混样器, 通过室内实验测量在不同温度和压力下CO<sub>2</sub>在超稠油中的溶解度以及溶解CO<sub>2</sub>后对超稠油密度和粘度的影响。研究表明: 当油藏温度为200℃时, CO<sub>2</sub>在超稠油中的溶解度较低, 此时超稠油的粘度和相对密度基本不随压力的变化而变化; 饱和CO<sub>2</sub>后超稠油的密度和粘度与脱气原油相比有大幅度地降低。利用CMG软件对CO<sub>2</sub>的溶解性和稠油的开采效果进行了数值模拟, 稠油油藏采收率有显著提高, 说明在油藏温度为200℃的条件下, 可以实现对超稠油油藏较为理想的开采。

**关键词:** 超稠油油藏 蒸汽辅助重力泄油技术 降粘 高温CO<sub>2</sub> 数值模拟

中图分类号: TE357.4

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2017)06-0086-06

## Experiment and numerical simulation on mechanism of CO<sub>2</sub> assisted mining in super heavy oil reservoirs

Wang Fushun<sup>1</sup>, Mou Zhenbao<sup>2</sup>, Liu Pengcheng<sup>1</sup>, Zhang Shengfei<sup>3</sup>, Wang Chao<sup>1</sup>, Li Xiuluan<sup>3</sup>

(1. School of Energy Resources, China University of Geosciences (Beijing), Beijing City, 100083, China; 2. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing City, 100083, China; 3. State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing City, 100083, China)

**Abstract:** Steam assisted gravity drainage (SAGD) technology is applied to develop heavy oil reservoirs. CO<sub>2</sub> can reduce the viscosity of heavy oil and the heat loss of the steam chamber can be reduced, and thus oil recovery may be enhanced by this technology. Due to the limitation of experimental environment and equipment, the maximum temperature of reaction kettle is no more than 150℃. Thus the solubility of CO<sub>2</sub> in super heavy oil and its impact on decreasing viscosity beyond 150℃ still require further discussion. In terms of these issues, a high temperature and high pressure resistant heavy oil mixing apparatus was designed, and the solubility of CO<sub>2</sub> in the super heavy oil and the effect of dissolved CO<sub>2</sub> on the density and viscosity of the super heavy oil were measured at different temperatures and pressures. Laboratory tests show that the solubility of CO<sub>2</sub> becomes significantly low at reservoir temperature of 200℃, and the viscosity and relative density of the super heavy oil will not change with the pressure. The viscosity and density of the super heavy oil saturated with CO<sub>2</sub> are much lower than those of the degassed crude. The dissolution characteristics of CO<sub>2</sub> and the mining effect of heavy oil were numerically simulated by CMG software, and the recovery rate of heavy oil reservoir was improved remarkably. It shows that the super heavy oil reservoir can be developed at reservoir temperature of 200℃.

收稿日期: 2017-07-12。

作者简介: 王福顺(1993—), 男, 河北廊坊人, 在读硕士研究生, 从事稠油油藏开发物理模拟实验和理论研究。联系电话: 18813050991, E-mail: 851158696@qq.com。

\*通讯作者: 刘鹏程(1969—), 男, 山东成武人, 副教授, 博导。联系电话: 13522168398, E-mail: lpc@cugb.edu.cn。

基金项目: 国家科技重大专项“稠油、碳酸盐岩和致密油藏开发主体技术与应用潜力”(2016ZX05016-006)。

**Key words:** super heavy oil reservoir; steam assisted gravity drainage (SAGD); viscosity reduction; high temperature carbon dioxide; numerical simulation

稠油是沥青质和胶质含量较高、粘度较大的原油,通常油藏温度下原油粘度大于50 mPa·s,而特稠油指在油藏温度下脱气原油粘度为 $1 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4$  mPa·s,超稠油(天然沥青)指在油藏温度下脱气原油粘度大于 $5 \times 10^4$  mPa·s<sup>[1]</sup>。如新疆超稠油油田A区块在油藏温度下脱气原油的平均粘度为 $11.76 \times 10^4$  mPa·s。近几十年来,稠油对全球石油产量的贡献度持续增长,成为近年研究的热点<sup>[2-3]</sup>。传统的稠油开采方式以热采为主<sup>[4]</sup>。1981年,Butler等首次提出蒸汽辅助重力泄油技术(SAGD),发展成为稠油,特别是特稠油和超稠油油藏开采最基本的方法之一,并取得了较好的现场效果<sup>[5]</sup>。但常规的SAGD技术在实际生产中存在热损失大、后期大量出水导致成本增加等问题。1997年,Butler正式提出了SAGD技术的改进方法——非凝析气加蒸汽重力泄油技术<sup>[6]</sup>(SAGP),CO<sub>2</sub>被广泛应用于SAGP技术中。

CO<sub>2</sub>是一种来源广、价格便宜的气体。在压力为7.495 MPa、温度为31 ℃时,CO<sub>2</sub>即达到临界状态,溶解度大幅度增加。CO<sub>2</sub>溶于稠油后,能够增大稠油体积,使其膨胀,从而降低其粘度,改善稠油流动性<sup>[7]</sup>。CO<sub>2</sub>可萃取出稠油中的轻质组分,形成CO<sub>2</sub>富气相,从而减小注入气与稠油之间的界面张力,进而减小稠油的流动阻力,提高采收率<sup>[8-11]</sup>。因此,可将CO<sub>2</sub>作为主要助剂,用于蒸汽辅助开采稠油油藏。

为了更好地将CO<sub>2</sub>应用到稠油油藏开采中,中外学者对CO<sub>2</sub>蒸汽辅助稠油油藏开采进行了大量的研究。2007年,Sohrabi等应用数值模拟方法,研究对稠油油藏CO<sub>2</sub>驱、水驱和CO<sub>2</sub>气水交替驱油的效果发现,CO<sub>2</sub>气水交替驱油比单纯的CO<sub>2</sub>驱、水驱提高采收率30%左右<sup>[12]</sup>。2009年,陶磊等针对CO<sub>2</sub>辅助蒸汽吞吐开采超稠油油藏的机理进行了研究,发现超稠油油藏的原油粘度随温度变化非常敏感,饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油油藏发生膨胀,能增加油藏的弹性能<sup>[13]</sup>。2010年,欧阳传湘等对超稠油油藏物性及其与CO<sub>2</sub>相互作用机理进行了研究,发现超稠油油藏溶解CO<sub>2</sub>后原油粘度大幅度下降,压力越大,下降幅度越大<sup>[14]</sup>。2013年李兆敏等针对CO<sub>2</sub>对稠油油藏的降粘机理以及降粘效果进行了研究,发现当CO<sub>2</sub>溶解度达到55 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>时,降粘率达95%以上<sup>[15]</sup>。

以上对CO<sub>2</sub>蒸汽辅助开采稠油油藏的研究主要集中在矿场应用效果方面,而对深层次的CO<sub>2</sub>在超稠油油藏的溶解度以及CO<sub>2</sub>对超稠油油藏的原油密

度、粘度的影响缺乏定量的评价;同时,因为实验器材的落后,受限于密封条件,高温、高压混样桶在高压条件下的耐热范围较小,前人的实验仅仅能将温度加热到150 ℃,对于温度高于150 ℃时的研究仅仅停留在理论计算的层面<sup>[15]</sup>。为此,笔者利用耐高温材料制成的高温高压稠油混样器,将最高耐热温度提高到200 ℃。采用新疆超稠油油田A区块油样,分析了CO<sub>2</sub>在超稠油油藏中的溶解度,以及溶解CO<sub>2</sub>后对超稠油油藏的原油密度和粘度的影响,分析CO<sub>2</sub>辅助开采超稠油机理的研究,并利用加拿大数值模拟软件CMG模拟在200 ℃温度条件下,CO<sub>2</sub>在新疆超稠油油田A区块的溶解性以及开采10 a后油藏剩余油分布状况<sup>[16]</sup>。

## 1 实验器材与方法

### 1.1 实验材料和装置

**实验材料** 实验材料主要包括超稠油样品和CO<sub>2</sub>。实验用油为取自新疆超稠油油田A区块的超稠油,实验用气为纯度为99%的CO<sub>2</sub>。

**混样和取样的实验装置** 超稠油样品的混样与取样的实验装置(图1)主要包括:①YRD-HY高温高压稠油混样器(最高耐温为200 ℃),可以在指定温度、压力下对注入CO<sub>2</sub>后的稠油进行混样。②混样桶,在混样桶内加入了热膨胀系数小的搅拌锤保证稠油充分混样。③中间容器,主要作用是定体积地从高温高压稠油混样器内取出混样好的高温稠油。其最大导出量为60 mL。④背压阀,实现对高温高压稠油混样器中油样的平稳导出,确保安全和油样导出量的准确。⑤数据采集系统,主要是通过温度和压力传感器,对混样器内压力、温度数据进行实时监控。

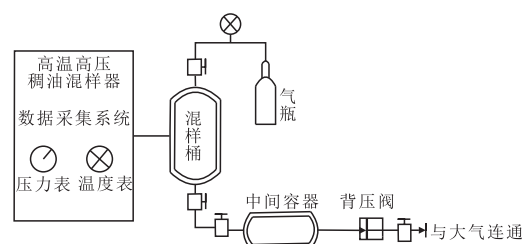
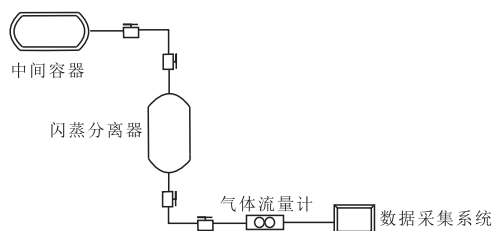


图1 混样和取样的实验装置

Fig.1 Sample mixing and sampling device

超稠油CO<sub>2</sub>溶解度测定实验装置 超稠油CO<sub>2</sub>溶解度测定实验装置(图2)主要包括:中间容器、闪

图2 超稠油 CO<sub>2</sub>溶解度测定实验装置Fig.2 CO<sub>2</sub> solubility measurement device for super heavy oil

蒸分离器(对饱和 CO<sub>2</sub> 的超稠油进行闪蒸分离,从而计算出 CO<sub>2</sub> 在超稠油中的溶解度)、气体流量计和数据采集系统(对流量计的数据进行实时采集与溶解度的计算)。

## 1.2 实验方法

**CO<sub>2</sub>对超稠油相对密度的影响** 实验步骤主要包括:①将适当的稠油和足量的 CO<sub>2</sub> 注入高温高压稠油混样器中,在指定的温度和压力下混样 2 d。②调节背压阀压力等于高温高压稠油混样器内压,打开阀门,通过缓慢调小背压阀,将混样好的油样导入中间容器内,至背压阀压力为 0,以保证中间容器内导满油样。③将中间容器内的油样排到测定容器内称重,利用原油密度公式计算超稠油密度。④重复步骤①—③,每种温度、压力条件下进行 3 次测定。求取 3 次测定数据的平均值,以减小测定误差。

**超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 溶解度测定** 实验步骤主要包括:①将适当稠油和足量 CO<sub>2</sub> 注入高温高压稠油混样器中,在指定的温度和压力下混样 2 d。②将闪蒸分离器进行抽真空处理,利用中间容器向闪蒸分离器内导入 60 mL 混样好的油样。③进行闪蒸分离实验,利用气体流量计对分离出的气体体积进行精确的测量。④通过与气体流量计连接的计算机,读取气体体积,并计算 CO<sub>2</sub> 在超稠油中的溶解度。

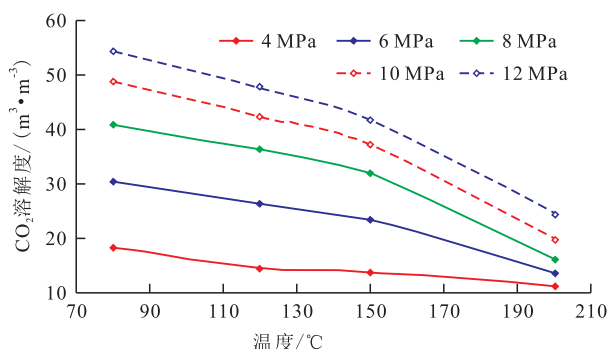
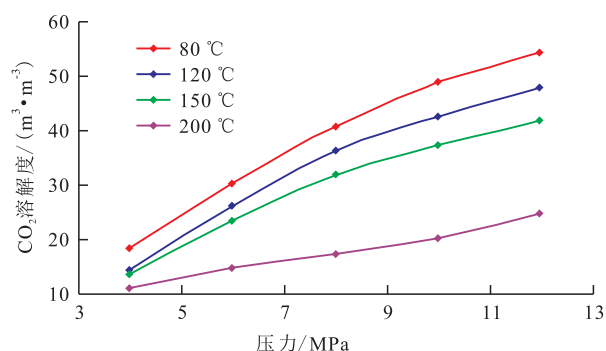
**CO<sub>2</sub>对超稠油粘度的影响** 实验步骤主要包括:①将适当的稠油和足量的 CO<sub>2</sub> 注入高温高压稠油混样器中,在指定的温度和压力下混样 2 d。②利用中间容器导出适量混样好的油样,利用流变仪测定油样的粘度。③将适当的油样放于高温高压稠油混样器内,在指定温度和压力下培养 2 d。④利用中间容器导出适量混样好的油样,利用流变仪测定油样粘度。与步骤②测定的油样粘度进行对比<sup>[17]</sup>。

## 2 实验结果与分析

### 2.1 CO<sub>2</sub>在超稠油中的溶解度

实验主要测量超稠油油藏在有无 CO<sub>2</sub> 存在时,超稠油在不同温度和压力条件下的粘度、相对密度

和超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 溶解度。从图 3 和图 4 可以看出:压力一定时,在超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 的溶解度随着温度的增加而降低,当温度一定时,溶解度随着压力的增加而升高。超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 溶解度随着压力变化的幅度较大。这是因为压力升高时,气体分子受到压缩,从而加大 CO<sub>2</sub> 在原油中的溶解度<sup>[18-22]</sup>;但当压力继续增大时,溶解度的增幅相对降低,这是因为原油分子被压缩,分子间空隙距离减小,不利于气体分子的溶解。另外,从图 3 可以看出,在超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 的溶解度随着温度的升高而降低。当油藏温度达到 200 °C 时,不同压力下超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 的溶解度差异较小。从图 4 可以看出,当温度达到 200 °C 时,CO<sub>2</sub> 在超稠油油藏中的溶解度明显要小,增大压力,CO<sub>2</sub> 溶解度增加幅度也较小<sup>[23-24]</sup>。

图3 超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 溶解度与温度的关系Fig.3 Relationship between CO<sub>2</sub> solubility and temperature in super heavy oil reservoir图4 超稠油油藏中 CO<sub>2</sub> 溶解度与压力的关系Fig.4 Relationship between CO<sub>2</sub> solubility and pressure in super heavy oil reservoir

### 2.2 CO<sub>2</sub>对超稠油相对密度的影响

从图 5 可以看出:饱和 CO<sub>2</sub> 后的超稠油相对密度随着压力和油藏温度的升高而降低。而脱气超稠油的相对密度随着压力的升高而略有增加,随着油藏温度的升高而降低。分析其原因为:当油藏温度升高时,超稠油发生膨胀,分子间距扩大,从而造成相对密度降低;当压力升高时,脱气超稠油的相对密度增大,而饱和 CO<sub>2</sub> 的超稠油相对密度降低,是由于增加压力使得更多的 CO<sub>2</sub> 溶于超稠油中,加大

了超稠油分子间距,从而使超稠油膨胀,降低其相对密度。超稠油的相对密度受到压力、油藏温度和CO<sub>2</sub>溶解度的共同作用。当油藏温度达到200℃时,饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油相对密度基本不再随压力变化而变化<sup>[25]</sup>。

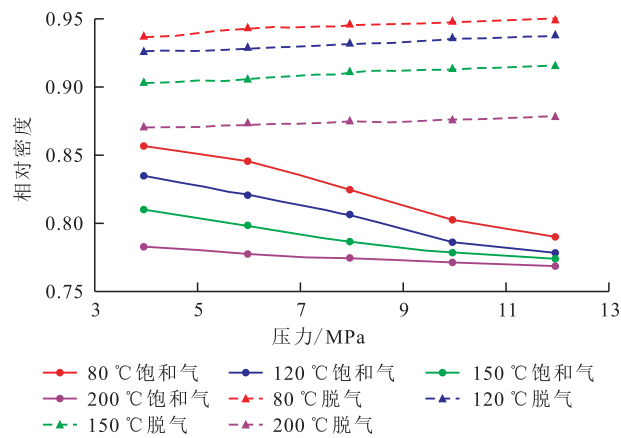


图5 不同油藏温度和压力下CO<sub>2</sub>对超稠油相对密度的影响  
Fig.5 Effect of CO<sub>2</sub> on relative density of super heavy oil under various reservoir temperatures and pressures

### 2.3 CO<sub>2</sub>对超稠油粘度的影响

从图6可以看出,脱气超稠油的粘度随压力的增加而增大,随油藏温度的升高而降低。油藏温度越高,粘度随压力升高的幅度越小,当油藏温度达到200℃时,超稠油粘度随压力增加而升高的幅度较小<sup>[26]</sup>。当油藏温度为200℃、压力为4MPa时,脱气超稠油粘度降低到147mPa·s。

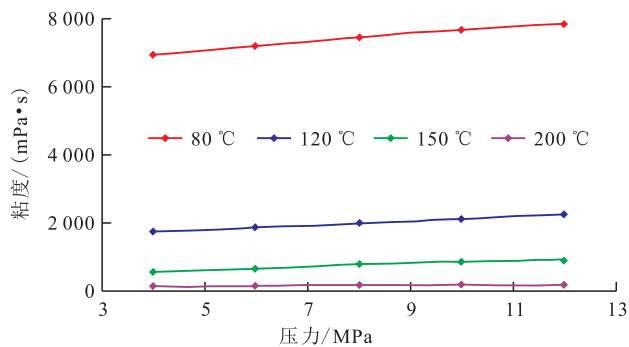


图6 脱气超稠油粘度与压力的关系  
Fig.6 Relationship between the viscosity of degassed super heavy oil and pressure

从图7可以看出,低温条件下,饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油粘度随油藏温度、压力的增加均降低。当温度达到200℃时,超稠油粘度基本不再随压力的改变而变化。当油藏温度为200℃、压力为4MPa时,饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油粘度为42mPa·s。在压力为8MPa的条件下,80℃时降粘率为90%,200℃时降粘率为82%。油藏温度越高,超稠油粘度降幅越小。饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油粘度随压力变化不同于脱气原油<sup>[27]</sup>,分析其原因主要是:超稠油油藏溶解CO<sub>2</sub>后,

CO<sub>2</sub>降低了超稠油密度,对超稠油有稀释作用,从而降低了超稠油粘度<sup>[28-29]</sup>;虽然压力增加能增大超稠油粘度,但是当压力升高时,CO<sub>2</sub>在超稠油中的溶解度也同时加大,从而对超稠油起到降粘作用。

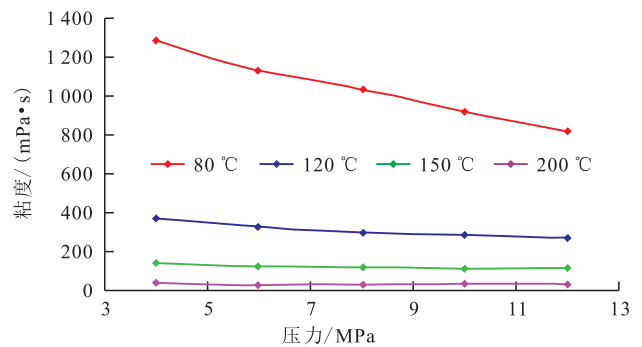


图7 饱和CO<sub>2</sub>后超稠油粘度与压力的关系

Fig.7 Relationship between the pressure and viscosity of super heavy oil saturated with CO<sub>2</sub>

## 3 数值模拟研究

为了充分研究油藏温度为200℃时超稠油油藏注入CO<sub>2</sub>后的开采效果,利用加拿大数值模拟商业软件CMG对CO<sub>2</sub>在超稠油油藏中的溶解特性和超稠油的开采效果进行了模拟。构建了采用双水平井技术对超稠油油藏开采的模型。基本模拟参数主要包括:油藏原始压力为7.00MPa,平均渗透率为0.10D,周期注入CO<sub>2</sub>为3000m<sup>3</sup>,周期注入热蒸汽为7000m<sup>3</sup>,水平井段长度为200m。

数值模拟结果(图8)表明:油藏温度为200℃时,CO<sub>2</sub>在超稠油油藏中易溶解,由于重力分异作用,CO<sub>2</sub>在超稠油油藏顶部大量聚集,CO<sub>2</sub>体积分数最高可达60%。在顶部聚集的CO<sub>2</sub>形成一个隔层,对于降低蒸汽腔热损失和稠油油藏原油粘度有很大的作用,同时,膨胀的CO<sub>2</sub>可以补充稠油开采过程

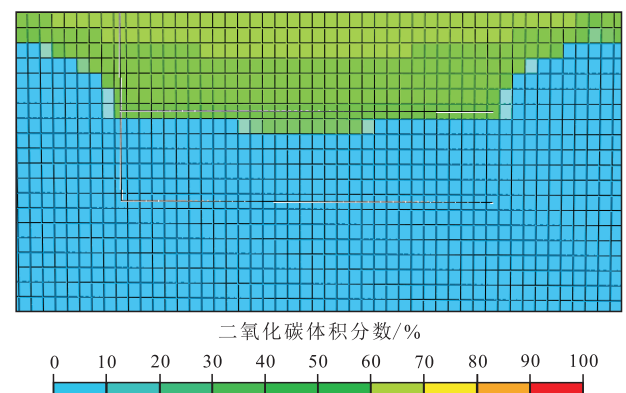


图8 注入CO<sub>2</sub>10a后超稠油油藏中CO<sub>2</sub>体积分数纵向分布  
Fig.8 Longitudinal distribution of volume fraction of CO<sub>2</sub> in super heavy oil reservoir after 10 years of CO<sub>2</sub> injection

中的能量消耗,进而大幅度提高超稠油油藏采收率<sup>[30-33]</sup>。同时,使用软件CMG对油藏温度为200℃时注入CO<sub>2</sub> 10 a后的超稠油油藏开采效果进行了数值模拟。模拟结果(图9)表明:在水平井上部和下部的采出程度较高,水平井周围剩余油饱和度最低可以达到20%;水平井横向延伸方向的采出程度较低。

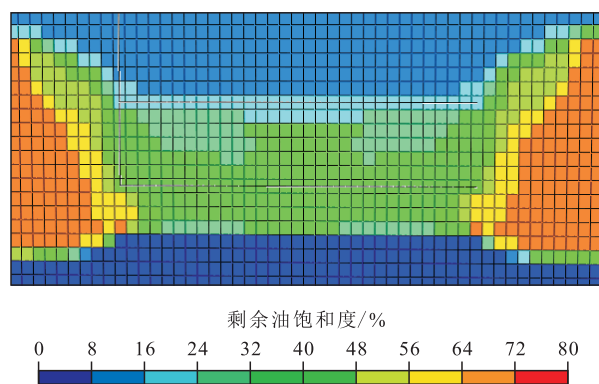


图9 注入CO<sub>2</sub>开采10 a后剩余油饱和度纵向分布

Fig.9 Longitudinal distribution of remaining oil saturation after 10 years of CO<sub>2</sub> injection

## 4 结论

在油藏温度为200℃时,CO<sub>2</sub>在超稠油中的溶解度相对较低,饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油密度基本不随压力的变化而变化。饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油粘度实现了在低压条件下的有效降低,而且油藏温度为200℃时饱和CO<sub>2</sub>后的超稠油粘度基本不再随压力的变化而变化,有利于实现超稠油的稳定开采。通过软件CMG的数值模拟表明,油藏温度为200℃条件下,二氧化碳在油藏中扩散效果良好,油藏采收率高,可以实现对超稠油油藏进行较为理想的开发。

### 参考文献:

- [1] Byramjee R J. Heavy crudes and bitumen categorized to help assess resources, techniques [J]. Oil & Gas Journal, 1982, 81 (27): 78-82.
- [2] Lu C, Liu H, Zhao W, et al. Experimental investigation of in-situ emulsion formation to improve viscous-oil recovery in steam-injection process assisted by viscosity reducer [J]. SPE Journal, 2016, 22(1): 130-136.
- [3] Liu P, Zheng H, Wu G. Experimental study and application of steam flooding for horizontal well in ultraheavy oil reservoirs [J]. Journal of Energy Resources Technology, 2017, 139(1): 1-9.
- [4] 于连东. 世界稠油资源的分布及其开采技术的现状与展望[J]. 特种油气藏, 2001, 8(2): 98-103.  
Yu Liandong. Distribution of world heavy oil reserves and its recovery technologies and future [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2001, 8(2): 98-103.
- [5] Butler R M, Stephens D J. The gravity drainage of steam-heated heavy oil to parallel horizontal wells [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1981, 20(2): 36.
- [6] Butler R. The steam and gas push (SAGP) [J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, 38(3): 54-61.
- [7] 李向良. 温度和注入压力对二氧化碳驱油效果的影响规律实验[J]. 油气地质与采收率, 2015, 22(1): 84-87, 92.  
Li Xiangliang. Experimental study on the effect of temperature and injection pressure on CO<sub>2</sub> flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 84-87, 92.
- [8] 王增林, 张民, 杨勇, 等. 稠油热化学驱过程中影响因素及其交互作用对采收率的影响[J]. 油气地质与采收率, 2017, 24(1): 64-68.  
Wang Zenglin, Zhang Min, Yang Yong, et al. Effect of influencing factors and their interaction on thermo-chemical recovery of heavy oil [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(1): 64-68.
- [9] 张运军, 沈德煌, 高永荣, 等. 二氧化碳气体辅助SAGD物理模拟实验[J]. 石油学报, 2014, 35(6): 1 147-1 152.  
Zhang Yunjun, Shen Dehuang, Gao Yongrong, et al. Physical simulation experiments on CO<sub>2</sub> injection technology during steam assisted gravity drainage process [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(6): 1 147-1 152.
- [10] 李颀, 王果寿, 周卓明. 松辽盆地长岭断陷无机成因CO<sub>2</sub>气成藏条件分析[J]. 石油实验地质, 2015, 37(4): 439-444.  
Li Kuang, Wang Guoshou, Zhou Zhuoming. Inorganic carbon dioxide gas reservoir formation in Changling Fault Depression, Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(4): 439-444.
- [11] 王建俊, 鞠斌山, 陈常红, 等. 超稠油FAST-SAGD技术影响因素分析[J]. 特种油气藏, 2016, 23(2): 89-92.  
Wang Jianjun, Ju Binshan, Chen Changhong, et al. FAST-SAGD application and its influencing factors in super heavy oil reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2016, 23(2): 89-92.
- [12] Sohrabi M, Jamiolahmady M, Quraini A A. Heavy oil recovery by liquid CO<sub>2</sub>/water injection [R]. SPE 107163, 2007: 1-8.
- [13] 陶磊, 李兆敏, 张凯, 等. 二氧化碳辅助蒸汽吞吐开采超稠油机理——以王庄油田郑411西区为例[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(1): 51-54.  
Tao Lei, Li Zhaomin, Zhang Kai, et al. Study on the mechanism of CO<sub>2</sub>-assisted steam puff and huff in ultra-heavy oil reservoirs-taking west area of Zheng411, Wangzhuang Oilfield as an example [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2009, 16(1): 51-54.
- [14] 欧阳传湘, 杜晓霞. 超稠油物性及其与CO<sub>2</sub>相互作用机理研究[J]. 钻采工艺, 2010, 33(4): 90-93.  
Ouyang Chuanxiang, Du Xiaoxia. Physical property of super-heavy oil and the mechanism analysis of the interaction with CO<sub>2</sub> [J]. Drilling & Production Technology, 2010, 33(4): 90-93.
- [15] 李兆敏, 孙晓娜, 鹿腾, 等. 二氧化碳在毛8块稠油油藏热采中的作用机理[J]. 特种油气藏, 2013, 20(5): 122-124.  
Li Zhaomin, Sun Xiaona, Lu Teng, et al. Study on CO<sub>2</sub> mechanism

- in heavy oil thermal recovery for the Mao8 block[J].*Special Oil & Gas Reservoirs*, 2013, 20(5): 122-124.
- [16] 黄伟强,赵莉微,郑爱萍,等.CMG软件应用于稠油油藏的全油藏数值模拟[C]//油藏地质建模与数值模拟技术应用研讨会.北京:中国石油学会,2007.  
Huang Weiqiang,Zhao Lijing,Deng Aiping, et al.Numerical simulation of CMG software applied to heavy oil reservoirs [C]//Reservoir geological modeling and numerical simulation technology application.Beijing:China Petroleum Society,2007.
- [17] 蒲万芬,孙波帅,李一波,等.塔河缝洞型超稠油油藏二氧化碳驱实验研究[J].*特种油气藏*,2016,23(4):123-126.  
Pu Wanfen,Sun Boshuai,Li Yibo, et al.CO<sub>2</sub> flooding experiment of super-heavy oil reservoir in Tahe oilfield[J].*Special Oil & Gas Reservoirs*, 2016, 23(4): 123-126.
- [18] Liu P, Li W, Hao M, et al.Quantitative evaluation of factors affecting foamy oil recovery in the development of heavy hydrocarbon reservoirs[J].*International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(35): 15 624-15 631.
- [19] 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].*中国石油大学学报:自然科学版*,2008,32(5):92-96.  
Li Zhaomin,Tao Lei,Zhang Kai, et al.Experiment on CO<sub>2</sub> dissolubility in ultra-heavy oil[J].*Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences*, 2008, 32(5): 92-96.
- [20] 孙仁远,战永平,张元法,等.CO<sub>2</sub>在稠油中的溶解性能实验研究[C]//CO<sub>2</sub>减排控制技术与资源化利用研讨会论文集.上海:中国环境科学学会,2009:5.  
Sun Renyuan,Zhan Yongping,Zhang Yuanfa, et al.Experimental research on CO<sub>2</sub> dissolubility in heavy oil[C]//Symposium on control technology and resource utilization of carbon dioxide emission reduction.Shanghai: Chinese Society for Environmental Sciences, 2009: 5.
- [21] 王伟,高强,桂霞,等.二氧化碳在稠油中溶解度的测定与模型预测[J].*化工学报*,2016,67(2):442-447.  
Wang Wei,Gao Qiang,Gui Xia, et al.Determination and model prediction of solubilities of CO<sub>2</sub> in heavy oil under high pressure [J].*CIESC Journal*, 2016, 67(2): 442-447.
- [22] 李亮.CO<sub>2</sub>在孤岛稠油中的溶解性质分析[J].*大庆石油地质与开发*,2017,36(1):134-137.  
Li Liang.Analysis of the dissolution property of the CO<sub>2</sub> in Gudao heavy oil[J].*Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(1): 134-137.
- [23] 李雁鸿,吴永彬,赵法军,等.溶剂蒸气萃取脱沥青的影响因素实验[J].*石油学报*,2014,35(5):935-940.  
Li Yanhong,Wu Yongbin,Zhao Fajun, et al.Influence factors experiment of deasphalting in solvent vapor extraction [J].*Acta Petrolei Sinica*, 2014, 35(5): 935-940.
- [24] 范泓澈,黄志龙,袁剑,等.高温高压条件下甲烷和二氧化碳溶解度试验[J].*中国石油大学学报:自然科学版*,2011,35(2):6-11.  
Fan Hongche,Huang Zhilong,Yuan Jian, et al.Experiment on solubility of CH<sub>4</sub> and CO<sub>2</sub> at high temperature and high pressure [J].*Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences*, 2011, 35(2): 6-11.
- [25] 周桂君.稠油密度测定中存在的问题的探讨[J].*工业计量*, 2008, 18(5): 55-57.  
Zhou Guijun.Discussion on the problems existing in the determination of density of heavy oil [J].*Industrial Measurement*, 2008, 18(5): 55-57.
- [26] 康志勇,张勇.辽河油区计算稠油粘度通用方程[J].*特种油气藏*,2005,12(6):101-102.  
Kang Zhiyong,Zhang Yong.General expression of heavy oil viscosity [J].*Special Oil & Gas Reservoirs*, 2005, 12(6): 101-102.
- [27] 张龙力,王善堂,杨国华,等.稠油二氧化碳降粘的化学机制研究[J].*石油化工高等学校学报*,2011,24(2):1-5.  
Zhang Longli,Wang Shantang,Yang Guohua, et al.The chemical mechanism of heavy oil viscosity reduction in carbon dioxide flooding [J].*Journal of Petrochemical Universities*, 2011, 24(2): 1-5.
- [28] 崔盈贤,张健,唐晓东,等.稠油氧化降粘微乳催化剂的研制与性能评价[J].*油气地质与采收率*,2015,22(2):107-111.  
Cui Yingxian,Zhang Jian,Tang Xiaodong, et al.Preparation and evaluation of microemulsion catalyst using oxidative viscosity reduction for heavy oil [J].*Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 107-111.
- [29] 王传飞,吴光焕,韦涛,等.薄层特超稠油油藏氮气与降粘剂联合蒸汽辅助重力泄油物理模拟实验[J].*油气地质与采收率*, 2017, 24(1): 80-85.  
Wang Chuanfei,Wu Guanghuan,Wei Tao, et al.Physical simulation experiment of nitrogen gas and dissolve solvent aided SAGD for thin formation and extra-super heavy oil reservoir [J].*Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(1): 80-85.
- [30] 徐振华,刘鹏程,张胜飞,等.稠油油藏溶剂辅助蒸汽重力泄油启动物理实验和数值模拟研究[J].*油气地质与采收率*,2017, 24(3):110-115.  
Xu Zhenhua,Liu Pengcheng,Zhang Shengfei, et al.Physical experiment and numerical simulation study for start-up of ES-SAGD in heavy oil reservoir [J].*Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(3): 110-115.
- [31] 王厚东,闫伟,孙金,等.稠油热采并注热过程数值模拟与参数优选[J].*中国海上油气*,2016,28(5):104-109.  
Wang Houdong,Yan Wei,Sun Jin, et al.Numerical simulation and parameter optimization for heat injecting progress of heavy oil thermal recovery wells [J].*China Offshore Oil and Gas*, 2016, 28(5): 104-109.
- [32] 李文会,刘鹏程,吴永彬,等.稠油油藏泡沫油渗流数学模型的建立[J].*油气地质与采收率*,2016,23(2):108-114.  
Li Wenhui,Liu Pengcheng,Wu Yongbin, et al.A mathematical model for foamy-oil flow in heavy oil reservoirs [J].*Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2016, 23(2): 108-114.
- [33] 佟琳,张国军,康爱红.不同助排方式改善蒸汽吞吐效果实验及数值模拟[J].*油气地质与采收率*,2015,22(2):93-97.  
Tong Lin,Zhang Guojun,Kang Aihong.Experiment of steam stimulation effect improved by different assisted methods and its numerical simulation [J].*Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2015, 22(2): 93-97.