文章编号:1000-4092(2021)02-273-06

长岩心CO_2非混相驱中注气速率对重力超覆的影响*

赵凤兰[1,2],宋黎光[3],冯海如[4],王 强[1,2]

(1.中国石油大学(北京)石油工程学院,北京 102249;2.石油工程教育部重点实验室,北京 102249;3.中国石油冀东油田分公司,河北 唐山 063000;4.海洋工程股份有限公司,天津 300451)

摘要:针对室内难以模拟真实油气运移中重力超覆的问题,课题组自主研制了一种二维高温高压气驱超覆物理模型,通过上下层产出流体差异对超覆程度进行表征,开展不同注气速率下长岩心CO_2非混相驱实验,利用岩心上、下层气体突破时采收率比值、最终采收率及岩心剖面剩余油分布等评价重力超覆程度,并分析注气速率对重力超覆的影响机理。研究结果表明,以0.1 mL/min的低注入速率注入时,岩心下层几乎不产油,上层采收率所占比重高达97.5%,岩心整体波及效率低,最终采收率仅为49.49%,重力超覆严重;注气速率逐渐增加至1 mL/min,岩心上层采收率所占比重由97.5%逐渐降至50.9%,最终采收率高达60.26%,岩心剖面剩余油随注气速率增加而减少,重力超覆减弱。随注气速率的增加,CO_2水平黏性力增大,对油气密度差引起的垂向重力抑制作用增强,重力超覆减弱,岩心整体波及效率得到改善。实验结果可为低渗油藏CO_2驱注气参数优化提供理论依据。图11表1参15

关键词:长岩心;CO_2非混相驱;注气速率;重力超覆

中图分类号:TE357.7 **文献标识码**:A **DOI**:10.19346/j.cnki.1000-4092.2021.02.015

0 前言

随着常规油田开发进入中后期,非常规油气资源的勘探开发力度增加。低渗透油藏作为一种非常规油气资源,由于储层渗透率较低,水驱开发难度较大,存在注入压力大,驱油效率低的问题。气驱由于注入性好,存在多种驱油机理而对低渗油藏开发具有很好的适应性[1-3]。CO_2驱是一种能实现减缓温室效应和提高原油采收率双重效益的气驱开发方式,将CO_2注入油藏后,CO_2溶解在原油中,在溶解降黏、原油膨胀、降低界面张力、溶解气驱等驱油机理作用下[4],波及区域内原油可被高效采出。若原油性质较好,地层压力较高,CO_2与原油达到混相状态,油气互溶后界面张力接近0,理论驱油效率接近100%,但实现混相驱的条件苛刻,比较容易实现的近混相驱也可达到很高的采收率,具有较高的经济效益[5-6]。国外的气源充足,因此CO_2驱发展迅速。国内缺少气源及相应的运输管线,CO_2驱的应用较少,但也开展了CO_2对我国部分油田的适应性研究,取得了可观的开发效果[7-9]。国内外CO_2驱的应用表明,波及效率较低是制约CO_2驱开发效果的主要因素,气驱波及效率低将滞留大量剩余油在低渗孔隙内,降低原油采收率[10-11]。当油藏厚度较大时,注入气与原油因存在密度差异而形成重力超覆,会降低注入气对油藏纵向波及效率,使大量剩余油滞留在油藏下部,降低CO_2驱开发效果。因此,有必要开展有关重力超覆的相关研究以改善CO_2驱波及效率。

* **收稿日期**:2020-02-12;**修回日期**:2020-09-18。

基金项目:十三五国家科技重大专项课题“低渗-致密油藏高效提高采收率技术”(项目编号2017ZX05009-004),中石油战略合作科技专项“注气提高单井产量技术研究”(项目编号ZLZX2020-02-04-04)。

作者简介:赵凤兰(1973—),女,副教授,中国石油大学(北京)油气井工程专业博士(2003),从事提高采收率与化学采油相关的科研和教学工作,通讯地址:102249 中国石油大学(北京)石油工程学院,E-mail:zhfl@cup.edu.cn。宋黎光(1995—),男,中国石油大学(北京)石油与天然气工程专业硕士(2020),本文通讯联系人,从事油气田开发相关工作,通讯地址:063000 河北省唐山市路北区,E-mail:s18341329948@163.com。

重力超覆的研究多采用数值模拟方法，室内实验方面目前仅有少量常温常压条件下的可视化模型定性实验结果。杜勇等[12]通过可视化模型及受力分析得出，气驱开发中仅靠油气密度差引起的浮力难以使气泡运移至油藏上部，在没有驱替力的情况下重力超覆难以形成。Araktingi 等[13]利用数值模拟研究不同黏性力及重力综合作用下驱替前缘发展变化规律，研究表明黏性力与重力比值达到的最高值时的驱替效果最好。Jamshidnezhad 等[14]对气水交替注入时的重力分异进行了研究，注气速率增大会减缓气水重力分异程度。本文设计了可模拟油藏高温高压条件下油气运移并能实现对重力超覆定量表征的二维高温高压气驱超覆物理模型，室内研究了注气速率对CO_2非混相驱重力超覆程度的影响，以期为CO_2驱开发过程中尽可能抑制和减缓改善超覆程度提供理论依据。

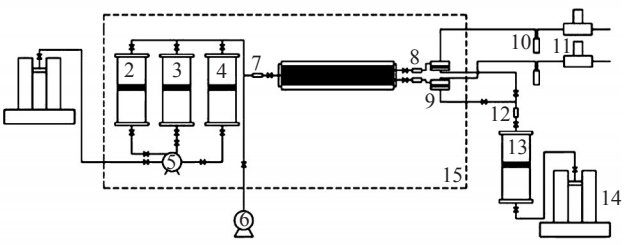
1 实验部分

1.1 材料与仪器

实验用油为胜利油田某低渗区块脱气原油，实验温度（60℃）下的密度和黏度分别为0.788 g/cm^{3}和1.24 mPa·s（60℃，7.34 s^{-1}），实验温度下与CO_2的最小混相压力约为18 MPa。实验岩心为由露头砂人工压制的尺寸为60×8×2（cm）的方形均质低渗岩心；实验用水为胜利油田某低渗区块模拟地层水，矿化度72597 mg/L，主要离子质量浓度（单位mg/L）为：$Na^+ + K^+$ 25736、$Ca^{2+} + Mg^{2+}$ 2252、Cl^- 42961、HCO_3^- 1179、SO_4^{2-} 469，$CaCl_2$水型；实验用气为纯度99.9%的CO_2，密度0.2858 g/cm^3，黏度0.025 mPa·s。

实验设备包括注入系统、岩心夹持器、产出系统及压力数据采集系统，主要包括ISCO-100DX恒压恒速泵、高温高压活塞中间容器、高温高压驱气驱超覆岩心夹持器、两个与上下层产出端相连的回压阀、两套气液分流计量装置、两个气体流量计（Brokhorst）、KDHW-Ⅱ型自控恒温箱、压力传感器及压力数据采集模块、管线若干。实验装置及实验流程如图1所示。

为模拟油藏条件油气运移情况下的气驱超覆，根据气驱超覆产生条件及形成气驱超覆时的产出流体特征，设计可模拟油藏条件下油气运移并能体现气驱超覆的二维高温高压物理模型，示意图见图2。该模型为一种可装载长度和厚度较大的岩心的岩心夹持器，岩心夹持器上下两个产出端用于分层采集产出流体。为了能体现CO_2驱中的超覆现象，将岩心尺寸设计为60×8×2（cm），岩心的长度、厚度的增大有利于气驱超覆的形成和发展，宽度的减小则为了减小水平黏性指进对气驱超覆的影响。



1—恒压恒速泵；2—模拟地层水；3—原油；4—CO_2；5—六通阀；7—入口压力传感器；8—出口压力传感器；9—出口回压阀；10—气液分离装置；11—气体流量计；12—回压压力传感器；13—自来水；14—恒压恒速泵；15—自控恒温箱。

图1 实验装置流程图



图2 气驱超覆物理模型

1.2 实验方法

驱替实验方法与一般CO_2驱替实验相似，需要注意的是，为了提高岩心含油饱和度，饱和油过程时岩心水平放置，进行CO_2驱时，岩心竖直放置，同时对岩心上下层产出流体进行分别计量，表征不同注气速率的气驱超覆程度，进而分析注气速率对CO_2驱超覆的影响。

具体实验步骤如下：

（1）驱替前准备：测量岩心外观尺寸，以满足岩心夹持器要求，计算岩心视体积，干燥岩心24 h以上；打磨岩心表面至平整光滑，岩心表面涂环氧树脂防腐层，干燥岩心至防腐层固化；岩心放置在夹持器内，加围压至5 MPa，并用真空泵将岩心抽真空4 h以上；利用手摇泵对岩心饱和模拟地层水，计量岩心孔隙体积；对饱和模拟地层水后的岩心进行水测渗透率，水测渗透率时产出端均打开，通过注入速率和岩心两端压差计算岩心渗透率；将岩心放置在60 ℃恒温箱内升温至围压稳定，并翻转岩心夹持器使岩心水平放置，以低流速（0.05 mL/min）对岩心进行饱和油至岩心产出端不再出水为止，通过产出

流体及注入油量计量饱和油量，计算岩心含油饱和度；将饱和原油后的岩心在60 ℃恒温箱内老化24 h以上以模拟地层条件。

（2）CO_2驱替实验：翻转岩心夹持器，以不同流速（0.1、0.3、0.5、1 mL/min）将CO_2以恒定流速由注入端注入岩心（岩心参数见表1）内；调整与夹持器上下层产出端相连的回压阀的压力约10 MPa，并打开岩心上下层产出端，驱替至某一产出端生产气油比大于3000 m^3/m^3时结束驱替；记录实验过程中岩心产出端上下层产油量、产气量，计算岩心上下层的采收率大小并表征气驱超覆程度。

表1　各组实验岩心参数

实验序号	注气速率/（mL·min^{-1}）	渗透率/（10^{-3} μm^2）	孔隙体积/mL	孔隙度/%	饱和油体积/mL	含油饱和度/%
1#	0.1	10.0	145	15.1	82.0	56.6
2#	0.3	9.5	125	12.5	86.8	69.4
3#	0.5	6.2	120	12.5	76.2	63.5
4#	1.0	12.5	149	15.5	91.5	61.4

2　结果与讨论

2.1　不同注气速率下的生产动态及超覆程度分析

不同注入速率下，上下层采收率和累计产气量随CO_2注入量的变化见图3。但注入速率为0.1 mL/min时（图3(a)），岩心上层先产油，采收率随CO_2注入量的增加不断增加，CO_2注入量达0.244 PV时，岩心下层才开始产油，采收率缓慢增加，表明CO_2优先波及岩心上层，对岩心下层的波及体积小，形成严重的重力超覆；CO_2注入量达0.458 PV时，重力舌进到达上层产出端，产气量逐渐增加，受上层产气影响，下层波及效率进一步降低，采收率不再增加，见气时上下层采收率分别为40.61%和0.73%。重力超覆影响下CO_2对岩心下层的波及效率较低；由于重力舌进较为严重，气体突破后，不利流度比增大，岩心上层油气同产时间较短，生产气油比很快达到经济极限，岩心最终采收率仅为49.49%，岩心整体驱替效果较差。实验中下层基本不产油，这与油藏实际开发不符，原因可能是上下层产出端的出口回压阀误差较大，限制了岩心下层流体的产出，为了统一实验条件，后续注气速率实验采用本组实验相同回压阀。

CO_2注入速率增至0.3 mL/min时((图3(b))，与注气速率0.1 mL/min时相比，岩心下层采收率明显增加，虽然岩心上层仍先产油，但岩心上、下层很快达到共同生产状态。这表明注气速率增至0.3 mL/min后，CO_2对岩心下层的波及效率有所增加。但是，岩心上层采收率的增加幅度高于岩心下层的，

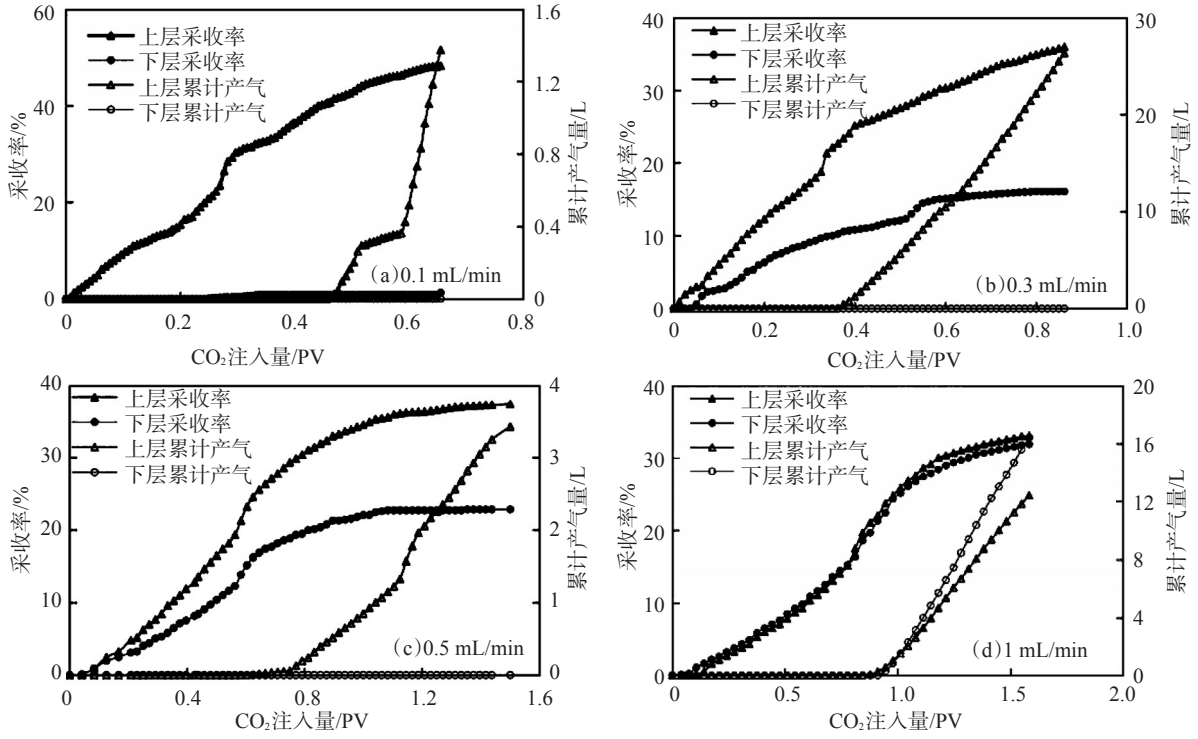


图3　不同注入速率下上下层采收率及累计产气量随CO_2注入量变化曲线

且随着CO_2注入量的增加两者差值逐渐增大，说明仍存在明显的重力超覆。CO_2注入量达到0.35 PV时，重力舌进到达上层产出端，上层采收率增加速率下降，下层采收率由于上层见气，波及效率进一步降低而更加缓慢增加。见气时岩心上下层采收率分别为22.1%和10%。CO_2对岩心下层波及体积增加，见气后，CO_2对岩心下层剩余油仍有波及，且上层油气同产时间较长，在上层生产气油比达经济极限后，上下层采收率分别为35.95%和16.15%，最终采收率为52%。注气速率增大后，CO_2对岩心整体波及效率改善，整体采收率得到提高，但重力超覆仍然明显。

CO_2注入速率增至0.5 mL/min时((图3(c))，岩心上下层同时产油，采收率稳定增加；随着CO_2注入量的增加，上下层采收率差值逐渐增大，说明有气驱超覆产生，但岩心上下层采收率差异较小。CO_2注入量达到0.58 PV左右时上层见气，受不利流度比影响，岩心上下层采收率增加幅度均降低，上层产气量逐渐增加，见气时上下层采收率分别为21.3%和13.9%，下层采收率进一步增加，与上层采收率差距减小。当CO_2注入量增至1.5 PV时，上层生产气油比逐渐达到经济极限，油气同产时间较长。驱替结束时上下层采收率分别为37.4%和22.86%，总采收率高达60.26%。注气速率增至0.5 mL/min时，上下层波及效率差异减小，岩心整体波及效率增大，原油采收率高。

CO_2注入速率增至1 mL/min时((图3(d))，上下层岩心可能存在微弱非均质性，岩心下层先产油，随后上层也很快产油，上下层采收率同步增加，两者采收率差异极小，说明油气运移过程中几乎不存在重力超覆。CO_2注入量达0.81 PV左右时上层见气，CO_2注入量达0.9 PV左右时下层也见气，上下层见气间隔较短，气驱前缘存在微弱的重力舌进，见气时上下层采收率分别为17.5%和16.4%。上层采收率略高于下层采收率，且下层采收率相比注气速率为0.5 mL/min时有所提高。由于见气时间较长，岩心整体波及效率较高，见气时总采收率达33.9%。见气后，受微弱非均质性影响，下层产气量略高于上层，而上下层采收率增加幅度相近，表明重力超覆程度微弱，驱替近似活塞驱替。上下层油气同产时间相对较长，驱替结束时上下层采收率分别为33.1%和31.9%，最终采收率高达65%。在较大注气速率下，重力超覆微弱，CO_2对岩心近似活塞驱替，整体波及效率进一步提高。

不同注入速率下，上下层采收率所占比重随CO_2注入量的变化如图4所示。上下层采收率所占比重可直观反映重力超覆程度。注气速率为0.1 mL/min时，岩心上层采收率所占比重在95%以上，而岩心下层采收率所占比重不足5%；注气速率为0.3 mL/min时，上下层采收率所占比重分别为68.8%和31.2%，上层采收率是下层采收率的两倍以上，但相比注气速率为0.1 mL/min时有所降低；注气速率增至0.5 mL/min时，见气时上下层采收率所占比重分别为60.5%和39.5%，下层采收率所占比重相比注气速率0.3 mL/min时有所增加；注气速率增至1 mL/min，随着CO_2注入量的增加，上下层采收率所占比重接近，见气时两者分别为51.6%和48.4%。岩心上下层采收率所占比重分布表明，随注气速率的增大，重力超覆得到有效抑制，气驱前缘稳定推进，岩心整体采收率逐渐提高。

2.2 注气速率对重力超覆影响机理分析

注气速率分别为0.1、0.3、0.5和1 mL/min时，见气时下层采收率分别为0、10.02%、13.90%和16.39%，见气时上层采收率所占比重分别为100%、68.8%、60.5%和51.6%，这说明增大注气速率可以提高见气前CO_2对岩心下层的波及效率，使见气时上层采收率所占比重下降。注气速率分别为0.1、0.3、0.5和1 mL/min时，最终采收率分别49.4%、52.1%、60.26%和65%，其中上层采收率所占比重分别为97.54%、69.03%、63.07%和50.92%，这说明随着注气速率的增大，最终采收率增大，且上层采收率所比重下降。CO_2对岩心上层的波及效率没有明显变化，但对下层的波及效率逐渐增大，下层剩余油被CO_2波及后产出，整体采收率增大。不同注气速率下的实验采收率结果表明，增大注气速率会减弱重力超覆程度，扩大气驱波及体积，CO_2对岩心下层的波及效率得到改善，最终采收率增大。

不同注气速率(0.1、0.5、1 mL/min)下驱油实验后的岩心剖面如图5所示。注气速率为0.1 mL/min时，驱替后岩心的后端剖面剩余油分布较多，主要集中在岩心下层，岩心上层受CO_2波及剩余油分布

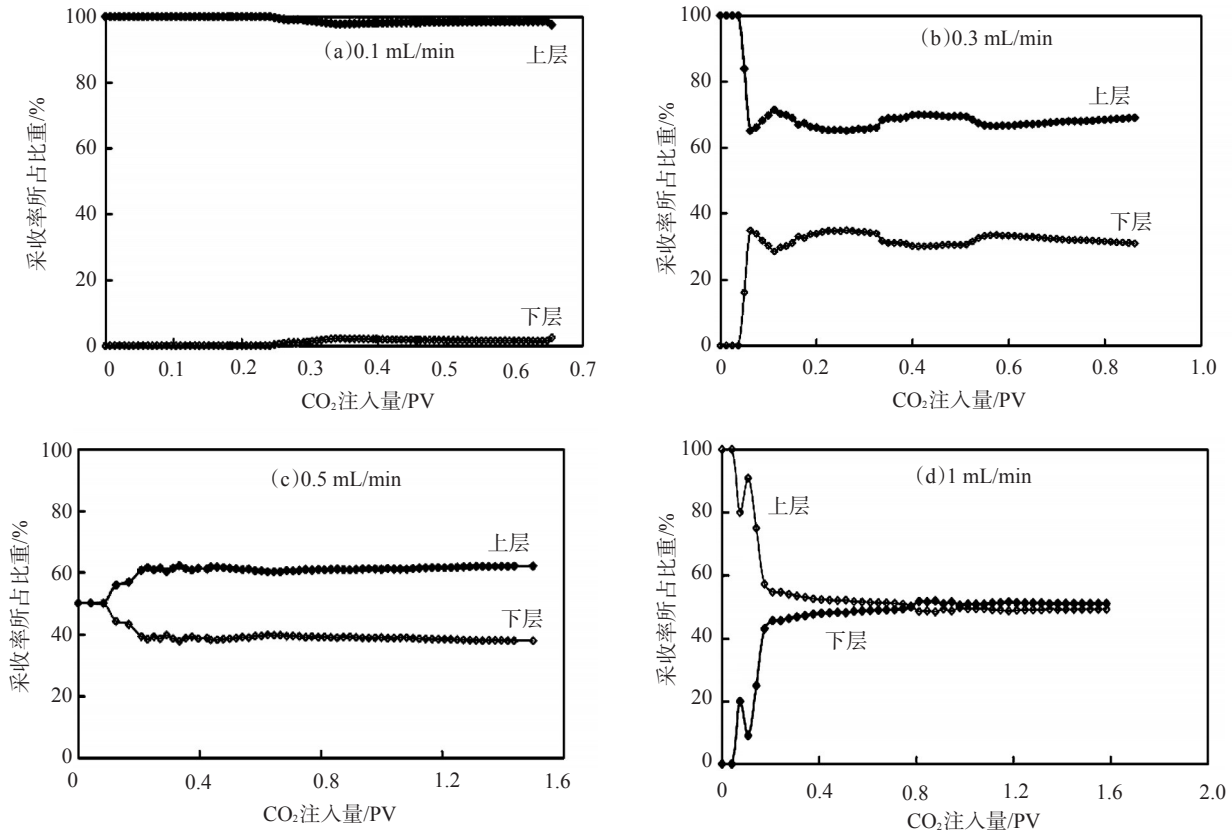


图4　不同注入速率下上下层采收率所占比重随 CO_2 注入量变化曲线

较少，驱替剖面较为清晰，说明重力超覆严重。注气速率增至 0.5 mL/min 时，岩心后端剩余油量减少，岩心前端驱替剖面清晰可见，重力超覆程度减弱，CO_2 对岩心下层的波及效率有所增加。注气速率增至 1 mL/min 时，岩心上下层的剩余油分布情况相似，岩心驱替剖面较为清晰，在靠近岩心产出端部位上下层均有部分剩余油，表明在驱替过程中存在一定的微观黏性指进，指进绕过上下层部分剩余油而使这部分剩余油滞留在孔隙内。

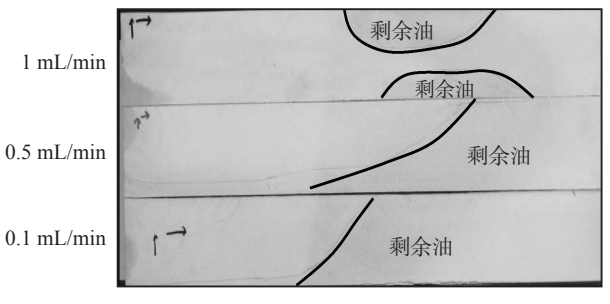


图5　不同注气速率下驱替实验后的岩心剖面

可用公式(3)描述黏性力与重力的综合作用程度[18]：

$$R_{v/g}=\frac{\mu\mu_o L}{kg\Delta\rho H} \tag{1}$$

$$\mu=\frac{v}{60H\phi} \tag{2}$$

$$R_{v/g}=\frac{v\mu_o L}{60\phi kg\Delta\rho H^2} \tag{3}$$

其中，$R_{v/g}$ —黏性力与重力作用效果比值；μ_o —CO_2 黏度，mPa·s；μ —注气线速率，cm/s；L—油气运移长度，cm；K—岩心渗透率，cm^2；g—重力加速率，m/s^2；$\Delta\rho$ —油气密度差，g/cm^3；H—油藏厚度，cm；v —注气速率，cm^3/min，ϕ —孔隙度，%。

随着注气速率 v 的增大，$R_{v/g}$ 值逐渐增加，即黏性力对重力的比值增加。黏性力作用方向为驱替方向，而重力作用方向垂直黏性力方向，黏性力增加后，促使油气混合带趋于沿驱替方向运移，对重力作用引起的重力超覆具有一定的抑制作用，表现为重力超覆的减弱，CO_2 对岩心整体波及效率得到改善，提高 CO_2 非混相驱的原油采收率。但注气速率不宜过大，否则会造成黏性力大于重力时指进就会发展形成，同样也会降低 CO_2 对岩心的波及效率，

因而只有选择合适的注气速率，使驱替黏性力与油气密度差引起的重力相互平衡，才能获得最佳的开发效果。

3 结论

设计的气驱超覆物理模型可实现高温高压油藏条件模拟，满足油气运移过程中气驱超覆的模拟，并根据岩心上下层产出流体差异对超覆程度进行定量表证。

在低注气速率（0.1 mL/min）下，非混相驱时油气密度差异较大，黏性力作用效果微弱，重力超覆容易形成和发展，造成上层采收率远大于下层，岩心整体采收率较低，开发效果差。

油气密度差及油气黏度比值一定时，形成的重力舌进大小一定，注气速率的增加将增强黏性力，对重力的抑制作用增强，重力超覆的形成和发展受到限制，驱替剖面得到改善，岩心下层采收率和岩心整体采收率逐渐增加。

通过重力超覆随注气速率的变化规律可知，存在一个最佳注气速率使黏性力与重力相平衡，气驱波及体积最大，因此现场在注气方案设计优化中应考虑重力与黏性力的综合作用关系，选择合适的注气速率以尽可能减小重力超覆的影响。

参考文献：

[1] 王伟，赵永攀，江绍静，等. 鄂尔多斯盆地特低渗油藏CO_2非混相驱实验研究[J]. 西安石油大学学报（自然科学版），2017，32(6)：87-92.

[2] 杨红，吴志伟，余华贵，等. 低渗油藏水驱后CO_2潜力评价及注采方式优选[J]. 石油与天然气化工，2015，44(3)：89-93.

[3] JI B，LYV C，WANG R，et al. Theoretical advances and applications of CO_2 flooding for low permeability reservoirs[C]// World Petroleum Congress. Moscow，June 15-19，2014.

[4] YONGMAO H，ZENGGUI W，BINSHAN J，et al. Laboratory investigation of CO_2 flooding[C]// Society of Petroleum Engineers Nigeria Annual International Conference and Exhibition. Abuja，Nigeria，Aug 2-4，2004.

[5] 吴忠宝，甘俊奇，曾倩. 低渗透油藏二氧化碳混相驱油机理数值模拟[J]. 油气地质与采收率，2012，19(3)：67-70.

[6] 郭平，徐阳，牛保伦，等. 胜利油田高89区块低渗油藏CO_2近混相驱替机理研究[J]. 特种油气藏，2012，19(2)：104-106.

[7] 廖长霖，廖新维，赵晓亮，等. 低渗透油藏二氧化碳驱油及埋存可行性研究：以新疆油田八区克上组油藏为例[J]. 油气地质与采收率，2013，20(5)：79-80.

[8] 娄毅，杨胜来，章星，等. 低渗透油藏二氧化碳混相驱超前注气实验研究：以吉林油田黑79区块为例[J]. 油气地质与采收率，2012，19(5)：78-80.

[9] 杜朝锋，武平仓，邵创国，等. 长庆油田特低渗透油藏二氧化碳驱提高采收率室内评价[J]. 油气地质与采收率，2010，17(4)：63-64.

[10] 李承龙. 特低渗透油藏二氧化碳驱气窜影响因素及规律[J]. 特种油气藏，2018，25(3)：82-86.

[11] CASTEEL J F，DJABBARAH N F. Sweep improvement in CO_2 flooding by use of foaming agents[J]. SPE Res Eng，1988，3(4)：1186-1192.

[12] 杜勇，隋清国，滕学伟，等. CO_2气体在油藏中的超覆作用机理实验研究[J]. 石油地质与工程，2015，29(1)：140-142.

[13] ARAKTINGI U G，ORR F M. Viscous fingering，gravity segregation，and reservoir heterogeneity in miscible displacements in vertical cross sections[C]// SPE/DOE Seventh Symposium on Enhanced Oil Recovery. Tulsa，Oklahoma，Apr 22-25，1990.

[14] JAMSHIDNEZHAD M. Gravity segregation in gas improved oil recovery of tilted reservoirs[C]// EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition. Amsterdam，Jun 8-11，2009.

[15] HAN J J，LEE M，LEE W. Effect of gravity segregation on CO_2 sequestration and oil production during CO_2 flooding[J]. Appl Energ，2016，161：85-91.

Effect of Gas Injection Rate on Gravity Segregation during CO_2 Long Cores Immiscible Flooding

ZHAO Fenglan[1,2]，SONG Liguang[3]，FENG Hairu[4]，WANG Qiang[1,2]

(*1. College of Petroleum Engineering，China University of Petroleum (Beijing)，Beijing 102249，P R of China；2. Key Laboratory of Petroleum Engineering (Ministry of Education)，Beijing 102249，P R of China；3. Jidong Oilfield Branch Company，PetroChina，Tangshan，Hebei 063000，P R of China；4. Offshore Oil Engineering Company Ltd，Tianjin 300451，P R of China*)

Abstract: Aimed at the problem that it is difficult to simulate the gravity segregation in real reservoir condition by indoor experiments，the gravity segregation physical model in high temperature and high-pressure gas flooding that can stimulated the gravity segregation under reservoir conditions was developed independently. the gravity segregation physical model in high temperature and high pressure gas flooding that can stimulated the gravity segregation under reservoir conditions was developed and gravity segregation was characterized by the produced fluid difference of upper and lower layers，CO_2 immiscible flooding using

（下转第295页。to be continued on p.295）

［J］. 材料工程，2000(3):42-48.
［9］ 李福志，张晓健，吕木坚. 用 ^{17}O 核磁共振研究液态水的团簇结构［J］. 环境科学学报，2004，24(1)：6-9.
［10］ 杨正明，姜汉桥，周荣学，等. 用核磁共振技术测量低渗含水气藏中的束缚水饱和度［J］. 石油钻采工艺，2008，30(3)：56-59.
［11］ 雷群，罗健辉，彭宝亮，等. 纳米驱油剂扩大水驱波及体积机理［J］. 石油勘探与开发，2019(5):1-6.

Performance of Nanometer Intelligent Oil Displacement Agent

WU Guodong[1,2], MARYAMGUL · Anwar[1,2], PAN Jingjun[1,2], DENG Weibing[1,2], ZHANG Jingchun[1,2], ZHANG Fengjuan[1,2], WANG Muqun[1], ZHAI Huaijian[1]

(*1. Research Institute of Engineering and Technology, Xinjiang Oilfield Branch Company, PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, P R of China; 2. Key Laboratory of Nano Chemistry (KLNC), CNPC, Beijing 100083, P R of China*))

Abstract: According to the development demand of low-permeability reservoir in Xinjiang oilfield, the performance evaluation of nano displacement agent iNanoW1.0 was studied by conventional measurements of the surface/interfacial tension, wettability, clay expansion and core displacement experiment. The results showed that the surface/interfacial tension and wettability of nano displacement agent iNanoW1.0 were similar to that of water. The capillary rising height experiment showed that, iNanoW1.0 could reduce the interaction between water molecules and reduce the starting pressure. iNanoW1.0 could improve the anti-swelling effect of clay swelling inbibitor, which was helpful for the development of water sensitive reservoir. Core experiments showed that the nano oil displacement agent iNanoW1.0 could realize the permeability of water in low permeability core, while water without nano oil displacement agent could not pass through the core.

Keywords: *nano*; *oil displacement agent*; *low permeability*; *evaluation method*; *water flooding*; *fracturing*

(上接第278页。continued from p.278)

long cores was conducted to study gravity segregation at different injection rates, the gravity segregation degree was evaluated through oil recovery proportion at upper and lower layers of core when gas breakthrough, final recovery and core displacement profiles, and the mechanism that how gas injection rate affected gravity segregation was also analyzed. The results showed that, the gravity segregation was serious that oil recovery of lower layer was nearly zero and oil recovery of top reached up to 97.5% when gas injection rate was at low value of 0.1 mL/min, resulting in the whole sweep efficiency of core was so poor that final oil recovery was only 49.49%. The oil recovery proportion of upper layer reduced to 50.9% as gas injection rate increased from 0.1 mL/min to 1 mL/min, and the final oil recovery even reached up to 60.26%. The residual oil of core displacement profiles decreased since gas injection rate increased, indicated that the gravity segregation degree got weaken. With increasing gas injection rate, CO_2 level viscous force increased, the suppression of vertical gravity caused by oil-gas density difference was enhanced, the core sweep efficiency was improved as gravity segregation declined. Experimental results can provide theoretical basis for optimization of CO_2 flooding gas injection parameters in low permeability reservoirs.

Keywords: *long core*; *CO_2 immiscible flooding*; *gas injection rate*; *gravity segregation*

(上接第283页。continued from p.283)

appeared to be water wetting characteristic by low salinity water flooding. The core was flooded by the simulated formation water with a salinity of 130000 mg/L until the water cut was 98%, and then 2 PV of low salinity water with the salinity of 2784 mg/L was injected, and then 2 PV of nitrogen and foaming agent solution of 0.1% mass fraction was injected alternately in which the volume flow ratio of the gas/foaming agent solution was 1∶1. The maximum plugging pressure of foam flooding was 0.242 MPa. Enhanced oil recovery by up to 14.20% was observed with foam flooding after low salinity water flooding compared to water flooding. Low-salinity water flooding and foam flooding could have a synergistic effect. The subsequent foam flooding process after low-salinity water flooding generated stable foam, which improved the foam's plugging ability in porous media, thereby greatly improving oil recovery. As the acidic contents of crude oil and the salinity of injected water decreased, the rock would be more hydrophilic and had better foam flooding performance.

Keywords: *low salinity water*; *wettability*; *foam flooding*; *recovery*