文章编号:1000-4092(2022)03-444-05

# 致密油藏孔隙结构对纳米流体驱油效果的影响*

许康宁[1,2],丁 彬[3,4],吴 伟[5],耿向飞[3,4],华树常[5],陈明贵[1,2],石祺瑶[1,2]

(1. 长江大学石油工程学院,湖北 武汉 430100;2. 油气钻采工程湖北省重点实验室,湖北 武汉 430100;3. 中国石油勘探开发研究院,北京 100083;4. 中国石油天然气集团有限公司油田化学重点实验室,北京 100083;5. 中国石油吉林油田分公司,吉林 松原 138099)

**摘要**:吉林低渗-致密储层"孔小、喉更小",原油储层流度低,导致水驱效果较差。采用一种核-壳结构的纳米流体增渗驱油体系,通过岩心驱油实验评价纳米流体增渗驱油体系对致密岩心的驱油效率,通过岩心核磁共振测试以及CT扫描重点研究致密油藏孔隙结构对纳米流体驱油效果的影响。研究结果表明:纳米流体增渗驱油体系可降低致密岩心驱油实验的注入压力,最大降幅为46.2%;当致密储层孔隙结构较好时,驱油效果明显,最高提升30.21%。纳米流体增渗驱油体系对分布在平均孔隙半径大于1 μm的原油驱油效果显著。岩心CT扫描研究发现,致密岩心的平均孔喉半径、有效连通孔隙占比以及孔隙配位数均会对纳米流体增渗驱油体系注入压力及驱油效率造成影响,其中平均孔喉半径和有效连通孔隙占比影响更大。

**关键词**:致密油藏;核磁共振;CT扫描;数字岩心;表面活性剂

**文献标识码**:A DOI:10.19346/j.cnki.1000-4092.2022.03.011

**中图分类号**:TE357 开放科学(资源服务)标识码(OSID):

吉林致密储层原油的平均流动度小于0.2×10$^{-3}$ μm$^2$/(mPa·s),流动性与超重油相似,属于低流动性原油;岩心的平均渗透率为0.63×10$^{-3}$ μm$^2$,平均孔隙度为11.97%,平均孔喉半径为0.26 μm,为典型的超低渗透储层[1]。开采过程中存在一系列问题,如油藏原油流动性差、注水启动压力高、有效连通性差以及注水效率低等。近年来,针对致密油藏,国内外积极研究注水、注表面活性剂吞吐等能量补充与提高采收率的方法。LIANG等[2]和冯程等[3]研究发现,目前液体体系均为水相体系,主要通过毛细管力产生的渗吸作用来补充地层能量,然而致密油藏的润湿性复杂,且大部分为油湿状态或偏油湿状态,因此驱油体系无法进入这些区域,难以有效发挥渗吸作用。何建平[4]和廖子涵等[5]研究发现,线性植物胶、滑溜水等水相体系的水动力学半径均为微米级,远大于致密油藏平均孔喉半径,水相体系无法有效进入基质孔隙,导致基质与裂缝连通能力差,因此增加了持续补充地层能量的难度。于馥玮等[6]研究发现,一些表面活性剂具有润湿反转的能力,但需要注入大量的表面活性剂,作用周期长,导致现场实施费用高、难度大。现有的部分表面活性剂易与原油发生乳化或反相乳化作用,形成"水包油"或"油包水"乳状液,增大原油颗粒尺寸,加大了原油在致密油藏中的运移难度[7]。

针对吉林低渗-致密储层存在的问题,采用丁彬等[8]研究的一种以二苯醚类水溶性(双子)表面活性

* 收稿日期:2022-03-02;修回日期:2022-04-15。

基金项目:海洋石油开发国家重点实验室"基于时温等效原理的驱油用聚合物流变性研究"(项目编号CCL2021RCPS0514KQN)。

作者简介:许康宁(1995—),男,长江大学石油工程专业在读硕士研究生(2020—),研究方向为提高采收率,通讯地址:430100 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号长江大学石油工程学院,E-mail:1352399479@qq.com。陈明贵(1982—)男,副教授,本文通讯联系人,西南石油大学应用化学专业博士(2011),从事油田化学和提高采收率方面的科研工作,通讯地址:430100 湖北省武汉市蔡甸区大学路111号长江大学石油工程学院,E-mail:cmgswpi@126.com。

剂为外壳、以$C_{10}$—$C_{14}$直链烃类油溶性原油解缔合剂为内核的核-壳结构纳米流体增渗驱油体系，该体系具有以下5大特征与机理[8]：①“小尺寸液”特征与扩大微纳米孔喉基质波及体积机理；②“小尺寸油”特征与提高微纳米孔喉基质原油渗流能力机理；③高表界面活性特征与提高洗油效率机理；④双相润湿特征与有效发挥毛细作用机理；⑤破乳降黏特征与改善原油流动性机理。本文通过岩心驱油实验考察了纳米流体增渗体系对致密岩心的驱油效率，通过岩心核磁共振测试以及CT扫描重点研究致密油藏孔隙结构对纳米流体驱油效果的影响。为吉林油田致密储层高效注水开发和提高采收率提供重要支撑。

# 1　实验部分

## 1.1　材料与仪器

纳米流体增渗驱油体系，中国石油勘探开发院；实验所用模拟油是由吉林油藏地面脱气原油和柴油按体积比2∶1配制而成；驱油实验所用岩心均为天然岩心，来自吉林油田大45、民23和乾125区块；实验所用模拟地层水，矿化度为7677.7 mg/L，在1 L的氘水中加入0.12 g $CaCl_2$、0.02 g $MgCl_2$、0.71 g $Na_2SO_4$、2.95 g $Na_2CO_3$、1.89 g $NaHCO_3$、1.96 g NaCl配制而成；氘水，中国石油勘探开发院。

AP1010型高精度恒速泵，上海三为科学仪器有限公司；岩心夹持器、高压围压泵、中间容器，江苏海安石油科研仪器有限公司；精密压力表（量程为10.0 MPa，0.25级），上海自动化仪表股份有限公司；Micro MR02-050v型核磁共振致密岩心分析仪，上海纽迈分析仪器股份有限公司；GE V Tome XS180 & 240型微纳米双射线CT，英华检测（上海）有限公司。

## 1.2　实验方法

（1）岩心驱油实验

①将岩心在烘箱干燥12 h后称重，抽真空4 h，待岩心抽空完毕，浸泡到柴油中24 h以上；②在油藏温度（95 ℃）下，将岩心放入夹持器中，在围压5 MPa下，低速（0.01 mL/min）油驱10 PV以上至原油完全饱和，岩心称重并做核磁共振测试；③以0.05 mL/min的流速进行水驱，直至采出液含水率98%以上，每隔10 min记录驱替压力和采出液量，计算采出液含水率和累计产油量，水驱结束后对岩心做核磁共振测试；④以0.05 mL/min的流速注入质量分数为0.6 %的纳米流体增渗驱油体系，直至采出液含水98%以上，每隔10 min记录驱替压力和采出液量，计算采出液含水率和累计产油量，纳米流体增渗驱油体系驱结束对岩心进行核磁共振测试。

（2）岩心核磁共振测试

将核磁共振和岩心驱替实验相结合，分别得到岩心饱和油、水驱及纳米流体增渗驱油体系驱后残余油状态下的$T_2$谱。由于普通油、水中都含有氢核，核磁共振实验中无法区分油水信号，使用氘水配制模拟地层水和质量分数为0.6%的纳米流体增渗驱油体系，评价纳米流体增渗驱油体系的驱油效果。岩心核磁共振主要参数：回波间隔为0.2 ms，等待时间为10 000 ms，回波个数为6000。

（3）岩心CT扫描

用直径2 mm钻头钻取岩心样本，再将样品放置在CT扫描仪的载物台上调节扫描参数进行CT扫描；由于射束硬化会造成伪影，因此在重建三维数字模型前先降低伪影。使用专门的数据处理软件Avizo对重建好的三维数字模型进行数据分析处理。

# 2　结果与讨论

## 2.1　岩心驱油实验分析

3块岩心的基本参数见表1，纳米流体增渗驱油体系的注入压力与采收变化曲线见图1。驱油实验结果也见表1。由表1可知，D2岩心经过纳米流体增渗驱油体系驱后，采收增幅最大，为30.21%；而F10、H7岩心经过纳米流体增渗驱油体系驱后的采收率增幅不明显，分别仅为2.25%和4.26%。与水驱相比，3块岩心驱替压力均有所降低，其中D2和F10岩心的降幅显著，分别是44.5%和46.2%，H7岩心的降幅较小，仅为7.1%。实验说明，纳米流体增渗驱油体系可降低致密岩心驱油的注入压力，扩大基质波及体积，对于致密岩心，纳米流体增渗驱油体系的驱油效果与岩心渗透率并不直接相关。

由图1可知，H7岩心纳米流体增渗驱油体系驱的注入压力明显大于D2、F10岩心的，最终稳定在

表1 岩心驱油实验结果

| 岩心编号 | 直径/cm | 长度/cm | 孔隙度/% | 渗透率/($10^{-3}$ μm$^2$) | 采收率增幅/% | 驱替压力降幅/% |
|---|---|---|---|---|---|---|
| D2 | 2.49 | 5.88 | 15.45 | 0.20 | 30.21 | 44.5 |
| F10 | 2.48 | 5.64 | 16.48 | 1.58 | 2.25 | 46.2 |
| H7 | 2.48 | 5.74 | 11.22 | 0.26 | 4.26 | 7.1 |

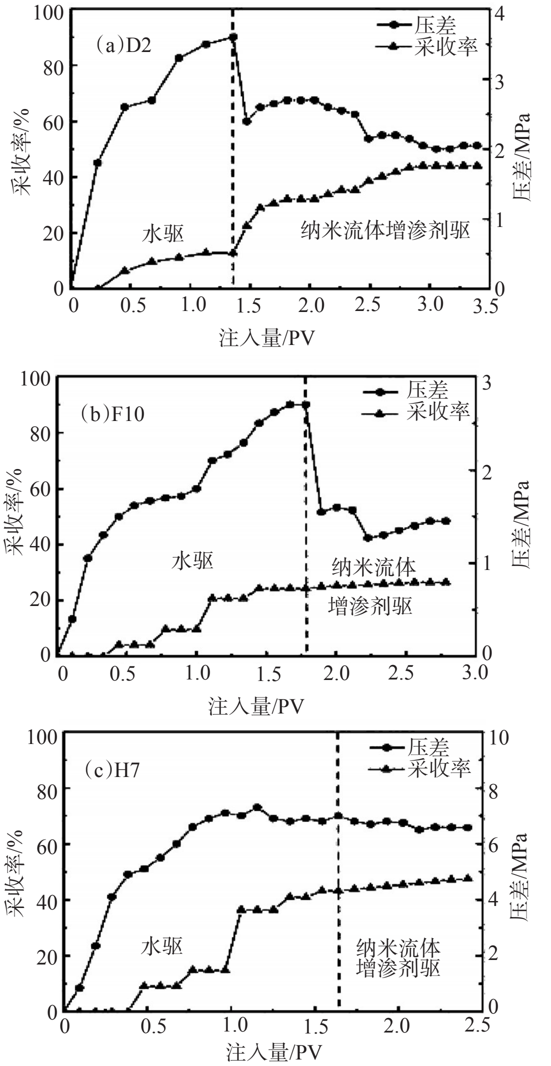


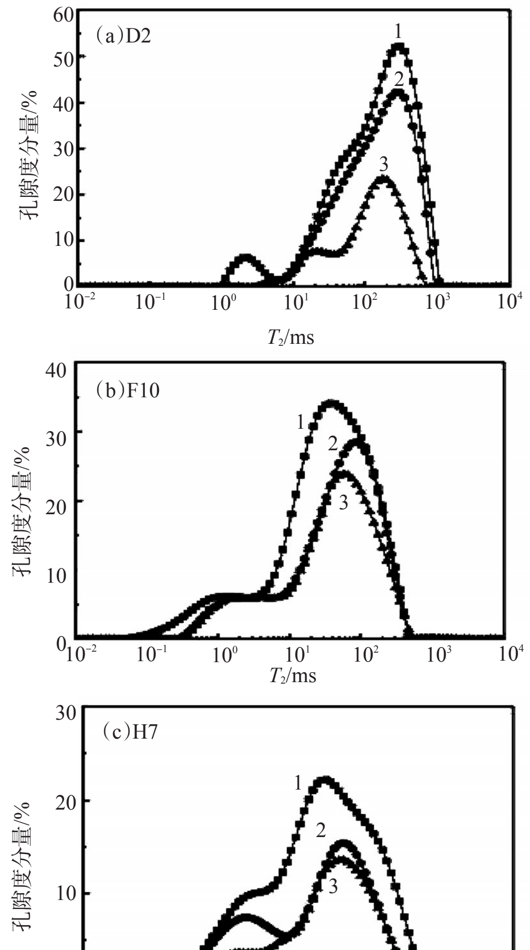

图1 3个致密岩心驱替过程中采收率和压差随注入量的变化

6.5 MPa，而且水驱注入压力同样远远高于D2和F10；D2、F10岩心在水驱与纳米流体增渗驱油体系驱两个阶段的压差相差不大，但是采收程度明显不同。分析认为，3块岩心的内部孔隙结构可能存在差异，从而影响纳米流体增渗驱油体系注入压力与驱油效率。

## 2.2 岩心核磁共振分析

岩心核磁共振测试主要监测岩心孔隙内部流体中的氢原子核，利用氢原子核与磁场之间的强烈共振特性，确定孔隙中流体的核磁共振信号强弱及弛豫时间$T_2$的长短，从而得到致密岩心孔隙内部的流体分布。孔隙大小和氢核的弛豫时间成反比，弛豫时间$T_2$越大，受壁面作用力越小，所反映的孔隙尺寸越大[9-10]。岩心$T_2$谱的孔径可分为4种类型：纳米微孔（0.1 ms≤$T_2$＜1 ms）、纳米中孔（1 ms≤$T_2$＜10 ms），小孔隙（10 ms≤$T_2$＜100 ms）和大孔隙（100 ms≤$T_2$＜1000 ms）[11]。弛豫时间$T_2$为10 ms对应岩心的平均孔隙半径为0.1 μm，弛豫时间$T_2$为100 ms对应岩心的平均孔隙半径为1 μm，在$T_2$谱分布图上每段弛豫时间与曲线所围成的面积与总面积之比即为这种类型孔径的占比。

图2为D2、F10、H7岩心饱和油、水驱及纳米流体增渗驱油体系驱后残余油状态下的$T_2$谱图。由

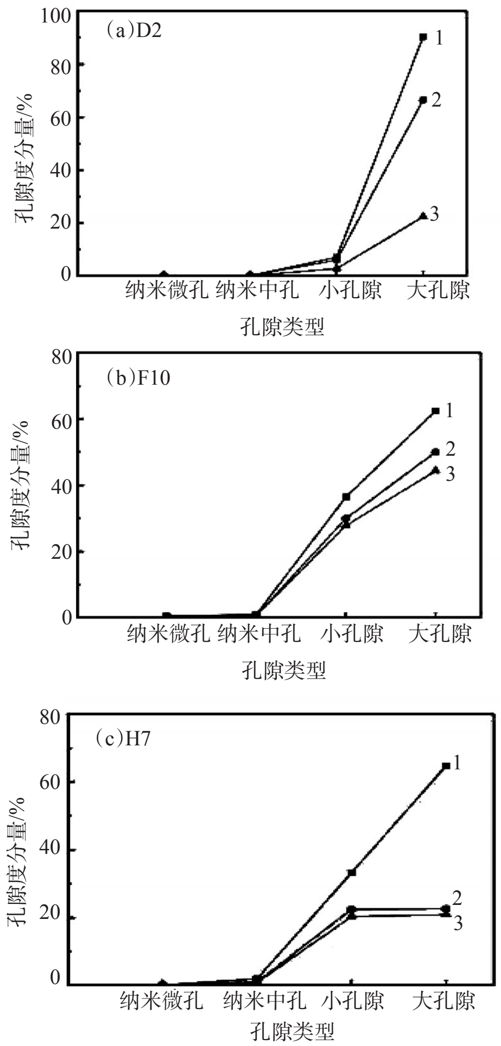



1—饱和油；2—水驱；3—纳米流体增渗剂驱。

图2 3个致密岩心不同驱替阶段后残余油状态下的$T_2$谱图

图2可知，水驱与纳米流体增渗油体系驱后曲线面积差即为驱油体系采收部分，依次为29.2%、2.3%和4.3%，与驱油实验所得结果基本一致。3块岩心的$T_2$谱分布呈现双峰形态，反映出储层的非均质性，表明该类储层孔隙结构较复杂，存在两种或者更多的孔隙结构类型。通过$T_2$谱波峰分布可知，D2岩心的波峰相对靠右，说明该岩心较大孔隙占比较高，而H7岩心的波峰明显左移，说明此岩心纳米孔隙占比更多，孔隙结构更差，因此导致H7岩心的注入压力更高，进而对采收效率产生影响。

D2、F10、H7岩心饱和油、水驱及纳米流体增渗驱油体系驱后残余油不同大小孔隙中的含油分量见图3。由图3可知，在水驱之前，D2岩心中的模拟油有90.33%分布在大孔隙中，明显高于其他两块；而在F10和H7岩心中，小孔隙也分布较多的油，含油分量分别为36.4%和33.2%。纳米流体增渗驱油体系驱后，仅有大孔隙中油被驱替出来，D2岩心中大孔隙含油分量变化最明显，降幅为44.2%。致密岩心的非均质性强、孔隙结构复杂，导致驱油体系较难驱替平均孔隙半径在1 μm以下孔隙中的油，因此残余油量较高。



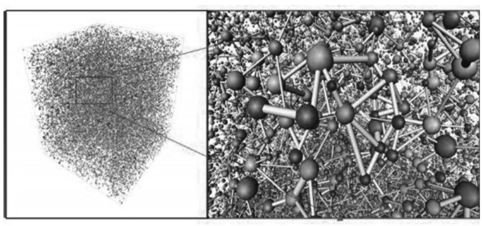

1—饱和油；2—水驱；3—纳米流体增渗剂驱。

图3　3个岩心不同驱替阶段后残余油不同孔隙中含油分量

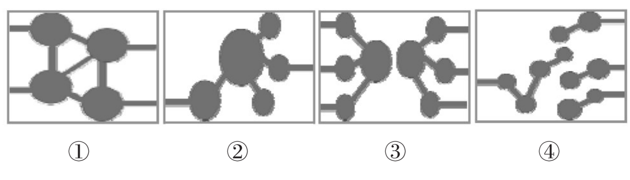
### 2.3　岩心CT扫描分析

CT扫描仪内X射线管产生的X射线束可从多个方向沿着选定断面进行照射，测定透过断面的X射线量可计算该层面单位体积的吸收系数，这些吸收系数构成的数字矩阵经高速计算机数模转换可在屏幕上显示出来或拍成照片[12]。通过软件重建岩心内部孔隙及流体的横、纵切面图像，对岩心内油、气、水三相流体动态饱和度沿程分布和频率分布进行定量表征[13]。

采用微纳米CT对岩心进行孔隙连通性微观结构分析与模拟。对每个体素点连通方式进行分析，连通方式分为3种："面对面"，"线对线"以及"点对点"，模拟油藏实际以最大连通方式"点对点"进行连通性分析，从岩心入口端每个像素进行"点对点"分析，通过占比确定连通孔隙度。岩心孔隙网络局部特征示意见图4(a)。通过软件模拟，可将岩心孔隙连通方式近似简化为如图4(b)连通结构。



(a)孔隙网络局部特征



①　②　③　④

(b)孔隙连通结构

图4　岩心孔隙网络局部特征(a)和岩心孔隙连通结构(b)

基于CT扫描技术，在2.5 μm扫描分辨率下，构建数字岩心。通过测试得到，D2、F10和H7岩心的

平均孔喉半径分别为0.508、0.260、0.041 μm。由此可知，D2岩心的孔隙结构相对最好，F10岩心的次之，H7岩心的最差。D2、F10和H7岩心的孔隙空间占比依次为5.13%、5.15%、4.38%。这3块岩心的孔隙度差别不大，但岩心有效连通孔隙占比依次是3.48%、3.70%、2.48%，差别较大。由此可知，H7岩心的孔隙空间中约一半为死孔隙或无效连通孔隙如图4(b)中③和④，加之平均孔喉半径很小，导致驱油压差偏高，大量死孔隙无法被驱替，采收效率低。

孔隙配位数指每个孔道所连通的喉道数[14-15]。孔隙配位数越大，说明孔隙系统越复杂，流体渗流的通道越弯曲，渗流能力越差。D2、F10、H7岩心的孔隙配位数见图5。由图5可知，D2岩心的配位数51%分布在3～5，F10岩心的配位数59%分布在1～2，H7岩心的配位数53%分布在1～2，所以从配位数上讲，D2岩心的孔隙系统较复杂，存在更多复合连通(图4(b)①)，而F10岩心中存在较多单一连通(图4(b)②)。虽然H7中配位数较低，但由于无效连通过多、平均孔喉半径小，导致注入压力高，纳米流体增渗驱油体系驱油效果差。

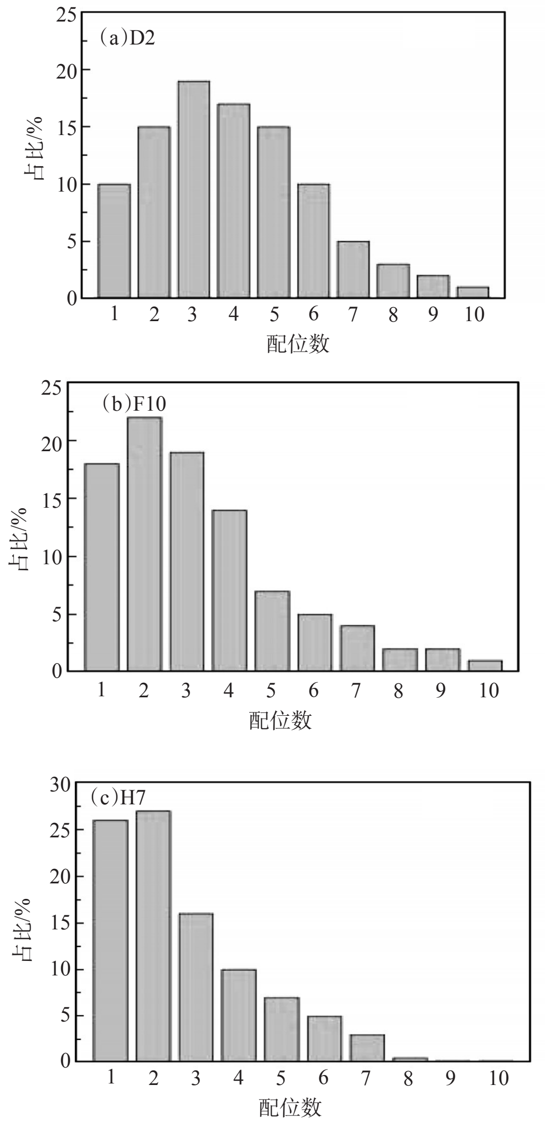


图5　3个岩心的孔隙配位数分布

## 3　结论

纳米流体增渗驱油体系可降低致密岩心驱油实验的注入压力，最大降幅46.2%；当致密储层孔隙结构较好时，驱油效果明显，最高提升30.21%。

纳米流体增渗驱油体系对分布在平均孔隙半径大于1 μm的原油驱油效果显著。

致密岩心的平均孔喉半径、有效连通孔隙占比以及孔隙配位数均会对纳米流体增渗驱油体系注入压力及驱油效率造成影响，其中平均孔喉半径和有效连通孔隙占比影响更大。

**参考文献：**

[1]　杨满平，任宝生，贾玉梅. 低流度油藏分类及开发特征研究[J]. 特种油气藏，2006，13(4)：48-50.

[2]　LIANG T B，LI Q G，LIANG X Y，et al. Evaluation of liquid nanofluid as fracturing fluid additive on enhanced oil recovery from low-permeability reservoirs[J]. J Petrol Sci Eng，2018，168(9)：390-399.

[3]　冯程，石玉江，郝建飞，等. 低渗透复杂润湿性储集层核磁共振特征[J]. 石油勘探与开发，2017，44(2)：252-257.

[4]　何建平. 高取代度羧甲基瓜尔胶溶液的微观结构及流变性能[J]. 化学研究与应用，2019，31(3)：550-554.

[5]　廖子涵，陈馥，卜涛，等. 水包水乳液减阻剂的减阻机理研究[J]. 石油化工，2019，48(7)：724-730.

[6]　于馥玮，姜汉桥，范桢，等. 油湿多孔介质中Winsor Ⅰ型表面活性剂体系特征及渗吸机理[J]. 石油勘探与开发，2019，46(4)：950-958.

[7]　魏兵，刘江，张翔，等. 致密油藏提高采收率方法与理论研究进展[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，2021，43(1)：91-102.

[8]　丁彬，熊春明，耿向飞，等. 致密油纳米流体增渗驱油体系特征及提高采收率机理[J]. 石油勘探与开发，2020，47(04)：756-764.

[9]　任晓霞. 致密储层微观孔隙结构对渗流规律的影响研究[D]. 青岛：中国石油大学(华东)，2016.

[10]　王学武，杨正明，李海波，等. 核磁共振研究低渗透储层孔隙结构方法[J]. 西南石油大学学报，2010，32(2)：69-72.

[11]　XU G Q，HAN Y J，JIANG Y et al. T1 reducing residual oil

(下转第454页。to be continued on p.454)

of carbon dioxide in heavy oil was experimentally determined as a function of temperature, pressure and the content of solubilizer 1, 2-dimethoxyethane. The solubility parameters of carbon dioxide under different conditions were calculated by molecular dynamics simulations. The radical distribution functions of carbon dioxide and solubilizer were calculated. It was found that lower temperature, higher pressure and greater content of solubilizer are favorite to the dissolution of carbon dioxide, in accordance with that found in experiments. It is the strong attraction between carbon dioxide and 1, 2-dimethoxyethane molecules that led to the solubilization of carbon dioxide in heavy oil. The results provide a theoretical direction to development of solubilizers of carbon dioxide in heavy oil. Those small organic molecules rich in ether groups are potential solubilizers of carbon dioxide.

**Keywords:** *carbon dioxide*; *solubilizer*; *1,2-dimethoxyethane*; *solubility parameter*; *radial distribution function*

(上接第448页。continued from p. 448)

saturation: underlying mechanism of imbibition in oil recovery enhancement of tight reservoir[J]. SPE J, 2021, 26(4): 2340-2351.

[12] 洪泰，罗健辉，丁彬，等. 三种可视化技术在驱油剂评价中的适应性[J]. 油田化学，2017，34(1)：179-183.

[13] 高建，韩冬，王家禄，等. 应用CT成像技术研究岩心水驱含油饱和度分布特征[J]. 新疆石油地质，2009，30(2)：269-271.

[14] 童强. 鄂尔多斯盆地某地区长8、长6储层微观孔喉尺度及分选性研究[J]. 石化技术，2017,24(3):164.

[15] LU C H, JIANG H Q, YOU C C, et al. Characterization of microscopic pore-throat structure of tight oil reservoir: a case study of C2 and C7 Section in Ordos Basin[C]// International Conference on Ecological Resources, Energy, Construction, Transportation and Materials. Shanghai, China, 2020: 351-357.

## Influence of Pore Structure of Tight Reservoir on Oil Displacement Effect of Nano Fluid

XU Kangning[1,2], DING bin[3,4], WU Wei[5], GEN xiangfei[3,4], HUA Shuchang[5], CHEN Minggui[1,2], SHI Qiyao[1,2]

(*1. College of Petroleum Engineering, Yangtze University, Wuhan, Hubei 430100, P R of China; 2. Hubei Provincial Key Laboratory of Oil and Gas Drilling and Production Engineering, Wuhan, Hubei 430100, P R of China; 3. China Petroleum Exploration and Development Research Institute, Beijing 100083, P R of China; 4. Oilfield Chemistry Key Laboratory, China National Petroleum Corporation, Beijing 100083, P R of China; 5. Jilin Oilfield Branch Company, PetroChina, Songyuan, Jilin 138099, P R of China*)

**Abstract:** Due to small pores, smaller throat, and lower mobility of crude oil in Jilin low permeability tight reservoir, water drive effect is poor. A nano fluid enhanced permeability and oil displacement (NFEPOD) system was adopted, and through the core oil displacement experiment the oil displacement efficiency of the NFEPOD system on the tight core was investigated, through the core nuclear magnetic resonance test and CT scanning, the influence of the pore structure of the tight reservoir on the oil displacement effect of nano fluid was focused on. The results showed that the NFEPOD system could reduce the injection pressure of tight core oil displacement experiment, with a maximum decrease of 46.2%. When the pore structure of tight reservoir was good, the oil displacement effect was obvious, with a maximum increase of 30.21%. The NFEPOD system could remarkably enhanced oil recovery when the crude oil was distributed in pore throat with an average pore radius greater than 1 μm. CT scanning of cores showed that the average pore throat radius, effective connected pore ratio and pore coordination number of tight cores would affect the injection pressure and oil displacement efficiency of the NFEPOD system, the average pore throat radius and the proportion of effectively connected pores had a greater impact.

**Keywords:** *tight reservoir*; *nuclear magnetic resonance*; *CT scan*; *digital rock*; *surfactant*