

文章编号:1009-9603(2023)03-0087-07

DOI:10.13673/j.pgre.202212014

# 低渗透-致密砂岩油藏水相启动压力梯度 实验测试方法

刘新菊<sup>1,2</sup>,刘同敬<sup>3</sup>,陈建文<sup>2</sup>,赵乐坤<sup>1</sup>,张涛<sup>2</sup>,刘睿<sup>1</sup>,姚约东<sup>1</sup>

(1.中国石油大学(北京),北京 102249; 2.中国石油长庆油田分公司,陕西 西安 710021;

3.中国石油大学(北京)克拉玛依校区,新疆 克拉玛依 834000)

**摘要:**低渗透-致密砂岩油藏普遍存在较高的启动压力梯度,会对CO<sub>2</sub>驱开发方案设计产生一定影响。常用的启动压力梯度测试方法存在测试结果不准确或者测试时间较长等局限性,为提高实验效率和测试准确性,提出一种针对低渗透-致密砂岩油藏的水相启动压力梯度实验测试方法。通过前期观测液滴冒头时机和后期建立多级稳定驱替的方法,实现在一个驱替过程中同时测得最小启动压力梯度和拟启动压力梯度。该方法测试周期短,实验现象易观测,测试精度较高。应用该方法对油田实际岩心样本进行测试,得到最小启动压力、最小启动压力梯度、拟启动压力梯度的测试结果,建立了适用于目标区域的水相最小启动压力梯度预测模型。

**关键词:**低渗透-致密砂岩油藏;室内实验;启动压力;最小启动压力梯度;拟启动压力梯度

中图分类号:TE348

文献标识码:A

## An experimental method for testing water-phase starting pressure gradient of low-permeability/tight sandstone reservoirs

LIU Xinju<sup>1,2</sup>, LIU Tongjing<sup>3</sup>, CHEN Jianwen<sup>2</sup>, ZHAO Lekun<sup>1</sup>, ZHANG Tao<sup>2</sup>, LIU Rui<sup>1</sup>, YAO Yuedong<sup>1</sup>

(1.China University of Petroleum-Beijing, Beijing City, 102249, China; 2.Changqing Oilfield Branch, CNPC, Xi'an City, Shaanxi Province, 710021, China; 3.China University of Petroleum-Beijing at Karamay, Karamay, Xinjiang, 834000, China)

**Abstract:** Low-permeability/tight sandstone reservoirs generally have a high starting pressure gradient, which will have a certain influence on the CO<sub>2</sub> flooding development scheme design. The commonly used methods for testing the starting pressure gradient have the limitations of inaccurate test results or long test time. In order to improve the experimental efficiency and test accuracy, an experimental method for testing the water-phase starting pressure gradient of low-permeability/tight sandstone reservoirs was proposed. By the method for observing the timing of droplet emergence in the early stage and establishing a multi-stage stable displacement in the later stage, the minimum starting pressure gradient and the pseudo starting pressure gradient were measured simultaneously in a displacement experiment. This method has the advantages of a short test period, easy observation of experimental phenomena, and high test accuracy. The method was applied to test the core samples from an actual oilfield, and the test results of the minimum starting pressure, the minimum starting pressure gradient, and the pseudo starting pressure gradient were obtained. A prediction model for the minimum starting pressure gradient of the water phase was also established for the target area.

**Key words:** low-permeability/tight sandstone reservoirs; laboratory experiment; starting pressure; minimum starting pressure gradient; pseudo starting pressure gradient

CO<sub>2</sub>驱是低渗透-致密油藏提高采收率、实现CO<sub>2</sub>减排与资源化综合利用的有效技术之一<sup>[1-3]</sup>,但

由于储层物性差、孔隙结构复杂,使得该类油藏的渗流规律基本不符合达西定律<sup>[4-5]</sup>。其原因为流体在渗

收稿日期:2022-12-14。

作者简介:刘新菊(1972—),女,山东栖霞人,高级工程师,在读博士研究生,从事低渗油气田开发与提高采收率研究工作。E-mail:lxj2\_cq@petrochina.com.cn。

通信作者:刘同敬(1972—),男,山东东营人,副研究员,博导。E-mail:ltjcup@cup.edu.cn。

基金项目:国家重点研发计划项目“CO<sub>2</sub>驱油技术及地质封存安全监测”(2018YFB0605500)。

流过程中不仅受剪切应力的作用,还受管壁摩擦阻力的影响,从而形成“边界层”<sup>[6]</sup>。在孔喉毛细管力所导致的贾敏效应以及流体渗流过程中受到的强边界层效应的共同作用下,低渗透-致密砂岩油藏普遍存在较高的启动压力梯度<sup>[7-9]</sup>。研究CO<sub>2</sub>驱非达西渗流理论以及数值模拟优化时,均需考虑启动压力梯度的影响<sup>[10-11]</sup>。鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长6—7储层,为典型低渗透-致密砂岩油藏<sup>[12-13]</sup>,储层平均孔隙度为10.4%,储层平均渗透率仅为0.23 mD。实际开发过程中不能忽略启动压力梯度对开发方案设计产生的影响,因此有必要开展低渗透-致密砂岩油藏启动压力梯度实验研究,为该类油藏合理开发提供理论依据和技术支持。

截止到2022年,已有的启动压力梯度实验测试方法大致可分为3类:以压差-流量法为代表的稳态法<sup>[14-15]</sup>、以气泡法为代表的非稳态方法<sup>[16-17]</sup>、以恒定压差法为代表的毛细管平衡法<sup>[18-20]</sup>。但这3类方法在低渗透-致密砂岩测试过程中均存在一定局限性。压差-流量法能够测得低渗透-致密砂岩的启动压力梯度,但需要以微小流量实现多级稳定驱替,实验过程漫长且测得的结果往往偏大。气泡法能够测得最小启动压力梯度,但气泡的敏感度较高,很难准确观测到气泡移动的瞬间,测试结果极易产生误差。恒定压差法虽然准确性比前两类方法高,但由于测试过程需要岩心两端达到平衡状态,导致测试过程较长<sup>[21-22]</sup>。因此,需要一种更高效、更先进的低渗透-致密砂岩油藏启动压力梯度实验测试方法,以解决现有实验方法的局限性。

为此,笔者提出了一种针对低渗透-致密砂岩油藏的水相启动压力梯度实验测试方法,相对于其他启动压力梯度测试方法,该方法更准确、更高效。一方面,该方法的实验现象极易观测,测试结果不易产生误差。另一方面,该方法不需要达到多级流量的稳定驱替状态,极大缩短了最小启动压力梯度的测试时间;同时由于该方法后续结合了稳态法的驱替流程,因此可以在一个驱替过程中同时实现最小启动压力梯度和拟启动压力梯度的测试,从而大大缩短了实验时间,提高了实验效率。

## 1 实验原理与特征

### 1.1 实验原理

实验测试前将岩心及两端管线中饱和地层水,然后通过微流量泵在入口端以微小流量驱替,使岩心两端建立驱替压差。当岩心两端的驱替压差克服流动阻力达到有效驱替压差后,岩心内流体发生流动。由于岩心及管线中充满流体,因此岩心内的流

体从静止到开始流动的瞬间,能够观测到管线出口端即有液滴冒头的现象(图1)。因此,出液前一刻对应的压力梯度,即为岩心内流体能够流动的最小启动压力梯度(图2)。



图1 液滴初冒头形态

Fig.1 Initial appearance of droplet

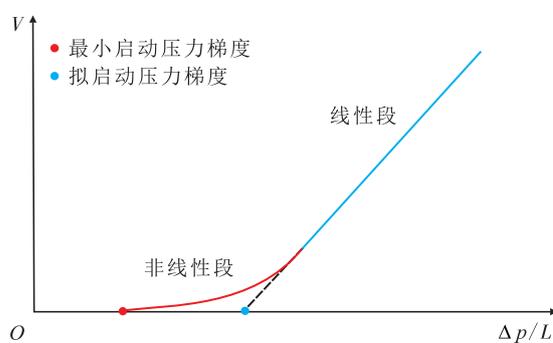


图2 典型非达西渗流压力梯度曲线示意

Fig.2 Schematic diagram of pressure gradient curve of typical non-Darcy flow

观测到液滴冒头的现象后,结合稳态法驱替流程建立多级流量稳定驱替。通过测定不同驱替压差下的流量,使得岩心内的流体完成由非线性渗流过渡到线性渗流的完整过程。其中,前期曲线部分为非线性渗流阶段,后期直线部分为线性渗流阶段,且线性渗流阶段直线部分的延长线与压力梯度所在横轴的交点即为拟启动压力梯度。

### 1.2 实验特征

低渗透-致密砂岩油藏启动压力梯度实验测试方法的特征主要表现为:①观测对象为管线出口端的液滴,实验现象易观测,因此测量精度较高。②实验流程简便易操作,测试最小启动压力梯度时不需要达到稳态,因此测量时间大大缩短。③测得最小启动压力梯度后实验不停,继续在入口端以多级微小流量进行稳态驱替,以完成稳态法驱替过程,简化了实验流程。④该方法结合了非稳态的液滴法与稳态的压差-流量法,能够实现岩心内流体由非线性渗流过渡到线性渗流的完整渗流过程,并在一个驱替过程中同时得到最小启动压力梯度和拟启动压力梯度的测试结果,缩短了实验时间,提高了实验效率。

实验过程中由非线性渗流过渡到线性渗流的实验测试,是通过观测液滴在初冒头后的液滴形态特

征来实现的。根据液滴的形态和大小,将液滴初冒头后的变化特征分为4种类型:当液滴明显冒头时,记作1/4滴(图3a);当液滴呈现小半月形时,记作1/2滴(图3b);当液滴呈现饱满状态时,记作3/4滴(图3c);当液滴将滴落时,视为完整的一滴液(图3d)。这种测试结果记录方式有助于在微流量实验条件

下,提高实验结果的完整性及准确性。

## 2 实验器材与方法

### 2.1 实验器材

实验设备 主要包括恒温箱、恒速恒压泵、六通

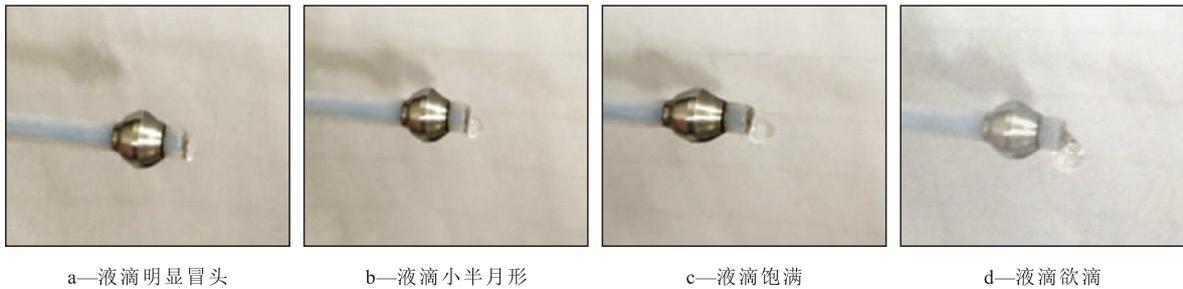


图3 不同类型液滴形态

Fig.3 Droplet appearance of different types

阀、压力传感器、活塞容器、岩心夹持器、秒表、手摇泵、吸水球、管线和量筒等(图4)。恒温箱的温控范围为30~150℃;恒速恒压泵可自行设定泵压与注入速度,泵速控制在0~50 mL/min(精确度为0.01 mL/min),泵压控制在0~50 MPa(精确度为0.01 MPa);压力传感器量程为0~5.5 MPa;岩心夹持器适合长度为50~610 mm、直径为25 mm的岩心。

实验材料 实验前配制地层水矿化度约为5 000 mg/L,同时测定岩心的干重、长度、直径、气测渗透率和孔隙度等岩心基本参数。实验材料由现场提供的7根长度约为5 cm、直径约为2.5 cm的岩心(取自于鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长6—7储层)构成。岩心均为特低渗透粉砂岩,岩心编号为1~7。由于实验使用的是特低渗透岩心,因此测定岩心孔隙度时,对岩心进行抽真空的时间应不低于6 h。

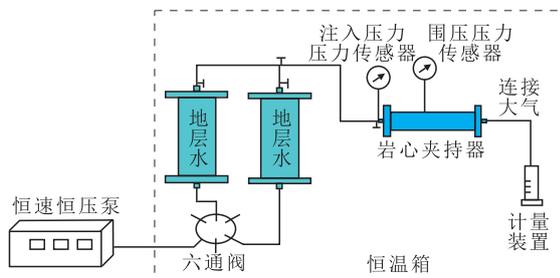


图4 实验装置示意

Fig.4 Schematic diagram of experimental device

### 2.2 实验步骤

实验步骤包括:①测试前连接好实验设备,并提前7~12 h放入温度设定为65℃的恒温箱中。②岩心放入岩心夹持器内加6 MPa围压,开泵,对压力传

感器的进、出口两端排空,并注意保持出口管线充满水。③将出口管线引出恒温箱,注意出口管线应与岩心夹持器平行,恒温箱的门在后续实验过程中不可随意打开。④将入口管线和出口管线分别插入水中,擦去出口端最开始凸出的水珠,待出口端不再有液滴凸出且压力显示为0时,表示整个装置内部压力已经稳定。⑤设定初始泵速为0.01 mL/min,并开始计时。⑥观察出口端的液滴变化及形态,若出口端在2~3 h内出液,则实时记录测试时间和压力;若出口端在2~3 h内不出液,则将泵速调为0.03 mL/min,待出口端在2~3 h内出液后再实时记录测试时间和压力。⑦当步骤⑥出现压力平稳、压力与出口流量的背离、压力异常(下降等)、出口流量稳定但不小于泵速、时间大于2 h等状况时,则需改变泵速,再次观察出口端的液滴变化及形态,实时记录测试时间和压力。改变泵速时,按照0.03,0.06,0.12,0.24 mL/min的顺序依次进行。⑧当压力将要超过传感器量程时,立即回测0.06 mL/min或中值泵速,观察出口端的液滴变化及形态,实时记录测试时间和压力。⑨对实验数据进行处理和分析。

## 3 实验结果与分析

### 3.1 实验结果

以5号岩心的原始实验记录数据为例,说明实验测试数据的处理和分析方法。因原始实验记录数据量较大,仅筛选关键点的原始数据进行说明(表1)。

由5号岩心的原始实验记录数据(表1)可以看

表1 5号岩心的原始实验记录数据  
Table1 Original experimental record data (core No. 5)

测试时间/s	产液速度/( $\text{cm}^3 \cdot \text{s}^{-1}$ )	测试压力/MPa	压力梯度/( $\text{MPa} \cdot \text{cm}^{-1}$ )	备注
0	0	0.002 2	0.000 4	无
6 840	0	0.018 7	0.003 7	最小启动压力梯度
6 929	$1.010\ 56 \times 10^{-6}$	0.019 3	0.003 8	液滴初冒头
7 141	$1.085\ 07 \times 10^{-6}$	0.021 5	0.004 3	液滴明显冒头
7 326	$2.149\ 38 \times 10^{-6}$	0.022 6	0.004 5	液滴小半月形
7 849	$4.761\ 38 \times 10^{-6}$	0.027 5	0.005 5	液滴饱满
8 243	$1.344\ 46 \times 10^{-5}$	0.032 5	0.006 4	液滴欲滴
8 385	$1.429\ 55 \times 10^{-5}$	0.033 6	0.006 7	第1滴滴落
13 825	$2.816\ 7 \times 10^{-5}$	0.187 0	0.037 1	第5滴滴落
20 992	0.000 49	0.766 2	0.152 1	第80滴滴落
29 078	0.004 93	5.274 5	1.047 1	第650滴滴落
33 337	0.001 73	1.942 2	0.385 6	第1 005滴滴落

出:①由于低渗透-致密砂岩岩心存在启动压力,因此测试开始后较长一段时间内,无液体产出。此时产液速度为0,但测试压力并不为0,只是数值较小。②实验进行到115.5 min(6 929 s)时,出口端出现液滴初冒头现象。表明岩心内的流体克服了最小启动压力,从静止状态向运动状态过渡。液滴初冒头前记录的测试压力即为5号岩心的最小启动压力。③从液滴初冒头(6 929 s)到第1滴滴液形成并滴落(8 385 s),共用时约24 min(1 429 s)。表明岩心内的流体虽然克服最小启动压力后开始流动,但流动速度非常缓慢,测试压力也较小,属于非达西渗流压力梯度曲线非线性段的前期。④从第1滴滴落(8 385 s)算起到第5滴滴落(13 825 s),产液速度和测试压力依然较小,共用时约91 min(5 467 s),平均每滴落1滴用时约23 min。表明此时岩心内流体的流动速度依然非常缓慢,相较于第1滴滴落所用时间无较大变化,仍属于非达西渗流压力梯度曲线非线性段的前期。⑤从第5滴滴落(13 825 s)算起到第80滴滴落(20 992 s),产液速度和测试压力明显增大,共用时约119 min(7 167 s),平均每滴落1滴用时约1.6 min。表明此时岩心内流体的流动速度加快且参与流动的流体增多,相较于前5滴滴落所用时间明显缩短,液滴滴落速度提高到前5滴平均滴落速度的14倍,属于非达西渗流压力梯度曲线非线性段的中后期。⑥从第80滴滴落(20 992 s)算起到第650滴滴落(29 078 s),产液速度和测试压力快速增大,共用时约135 min(8 086 s),平均每滴落1滴用时约14 s。表明此时岩心内流体的流动速度更快且参与流动的流体更多,液滴滴落速度提高到前5滴平均滴落速度的98.5倍,属于非达西渗流压力梯度曲线的线性段。该线性段延长线与横坐标轴相交的点,即为5号岩心的拟启动压力梯度。⑦从650滴

滴落(29 078 s)算起至实验结束(第1 005滴滴落,33 337 s),共用时约71 min(4 259 s),平均每滴落1滴用时约12 s。此时由于测试压力超过传感器量程,将泵速调整为0.06 mL/min进行回测,回测阶段产液速度和测试压力均快速同步下降。⑧整个实验总用时9.26 h(33 337 s),相较于常规启动压力测试方法,测试时间大大缩短。其中,约1.9 h(6 929 s)观测到出口端有液滴初冒头现象,从而得到5号岩心的最小启动压力梯度。最后,在实验不停止的情况下,又用时约7.4 h完成后续拟启动压力梯度的测试。

根据实验测试数据,绘制5号岩心的非达西渗流压力梯度曲线(图5),得到5号岩心的最小启动压力梯度为0.003 713 MPa/cm,拟启动压力梯度为0.047 MPa/cm。

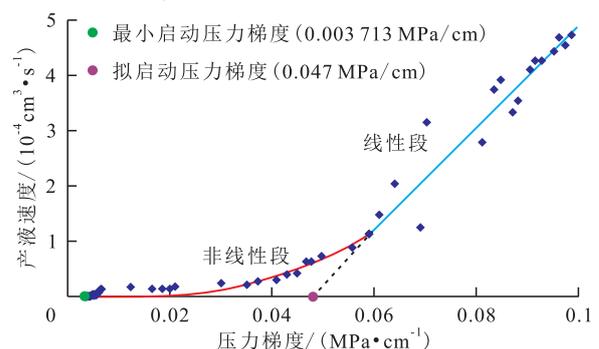


图5 5号岩心非达西渗流压力梯度曲线

Fig.5 Schematic diagram of pressure gradient curve of non-Darcy flow (core No. 5)

### 3.2 结果分析

对鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长6—7储层7块岩心进行了启动压力梯度测试,其中5块岩心测试出了最小启动压力,另外2块岩心由于最小启动压力超出测试条件(压力传感器量程为0~5.5 MPa),未能得到最小启动压力及最小启动压力梯度的测试数据(表2)。

表2 实验测试结果  
Table2 Experimental test results

岩心编号	岩心长度/cm	岩心直径/cm	气测渗透率/mD	孔隙度	最小启动压力/MPa	最小启动压力梯度/(MPa·cm <sup>-1</sup> )	拟启动压力梯度/(MPa·cm <sup>-1</sup> )
1	5.180	2.539	0.704	0.124	0.270	0.033 2	0.146
2*	5.064	2.527	0.531	0.157	>5.5		
3	5.079	2.544	0.108	0.078	4.400	0.866 2	2.005
4	5.086	2.527	0.983	0.162	0.133	0.026 2	0.124
5	5.037	2.533	1.407	0.176	0.187	0.003 7	0.047
6	5.149	2.529	0.579	0.119	0.150	0.029 3	0.135
7*	5.019	2.536	0.152	0.087	>5.5		
均值	5.088	2.534	0.638	0.129	1.028	0.192	0.491

注:\*表示未得到最小启动压力测试数据的岩心。

从表2中可以看出:①鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长6—7储层7块岩心样本的气测渗透率为0.1~1.5 mD,属于特低渗透(1~10 mD)、超低渗透(0.1~1 mD)储层。气测平均渗透率为0.638 mD,属于超低渗透储层的范畴。孔隙度为0.07~0.18,属于低孔隙度;平均孔隙度为0.129,属于差级孔隙度(0.1~0.15)。②7块岩心样本中,除2号和7号岩心由于最小启动压力超出测试条件以外,其余5块岩心均测出了最小启动压力、最小启动压力梯度和拟启动压力梯度。其中,平均最小启动压力为1.028 MPa,平均最小启动压力梯度为0.192 MPa/cm,平均拟启动压力梯度为0.491 MPa/cm。

鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长6—7储层的实际油层温度为48℃,原始地层压力为9.10 MPa,油田实际生产动态特征表现为启动压力大、启动压力梯度大和压力响应时间长。本次实验测试结果与油田实际生产动态特征相符,表明新建立的启动压力梯度实验测试方法是可靠的。

从主要测试参数(孔隙度、最小启动压力、最小启动压力梯度、拟启动压力梯度)与气测渗透率之间的关系(图6)可以看出:鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长6—7储层的孔隙度随气测渗透率的增大呈线性增大的变化关系,最小启动压力、最小启动压力梯度、拟启动压力梯度与气测渗透率呈现为幂指数递减的变化关系。当气测渗透率小于0.5 mD时,最小启动压力梯度与拟启动压力梯度之间相差较大;当气测渗透率大于0.5 mD时,最小启动压力梯度与拟启动压力梯度之间相差较小。

当岩心出口端有液滴产出时,求解出岩心内流体实际流动的渗透率,即等效渗透率。以5号岩心为例,根据原始实验记录数据可计算得到等效渗透率随时间变化的关系曲线(图7)。从图7中可以看出:有效驱替建立前,由于在岩心入口端有能量积累,因此当岩心内流体突破岩心的最小启动压力开

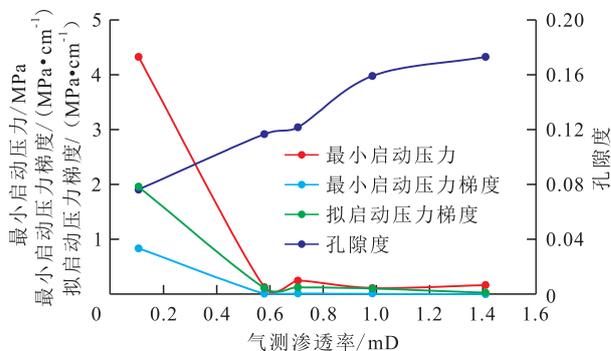


图6 主要测试参数与气测渗透率之间的关系  
Fig.6 Relationships between main test parameters and gas permeability

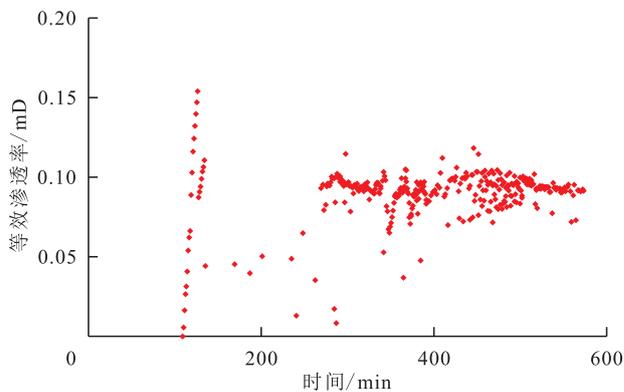


图7 5号岩心等效渗透率随时间变化的关系  
Fig.7 Relationship between equivalent permeability and test time (core No. 5)

始流动后,其等效渗透率在较短时间内快速增大。但此时岩心两端并未马上建立起稳定驱替,因此在流体流动前期,其等效渗透率较不稳定,表现为等效渗透率在较短时间内快速增大后又快速下降,这一阶段的驱替过程属于非达西渗流的非线性阶段。当驱替时长达到280 min后,岩心两端形成了稳定驱替,此时岩心液测等效渗透率逐渐稳定于0.098 mD左右。相较于该岩心的气测渗透率1.407 mD,其液测等效渗透率不足气测渗透率的10%。由此可见,

受气体滑脱效应影响气测渗透率偏大<sup>[23-24]</sup>,实际地层内流体的渗流能力更差。

从5块岩心实验的测试数据所绘制的最小启动压力梯度与气测渗透率的关系(图8)可以看出:最小启动压力梯度与岩心气测渗透率呈幂指数递减的负相关关系,即岩心的气测渗透率越小,最小启动压力梯度越大。其原因为当渗透率越小时,岩石的孔隙喉道越细,边界层效应越明显,导致流体的渗流阻力增大,从而最小启动压力梯度就越大。因此,低渗透-致密砂岩油藏在开发过程中需要考虑启动压力梯度的影响,采取合理措施、降低流体渗流阻力,从而达到降低启动压力梯度、提高开发效果的目的。

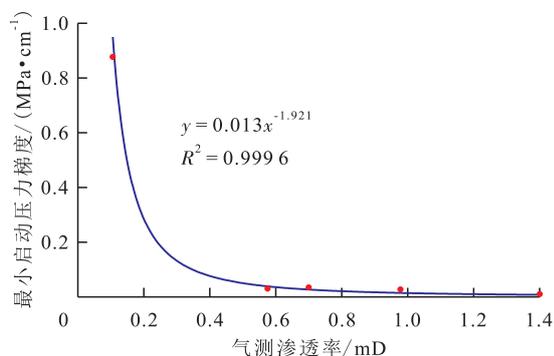


图8 5块岩心最小启动压力梯度与气测渗透率关系

Fig.8 Relationship between minimum starting pressure gradient and gas permeability of five cores

利用5块实测岩心的最小启动压力梯度与气测渗透率关系曲线,回归得到适用于鄂尔多斯盆地合水地区三叠系延长组长6—7储层的水相最小启动压力梯度预测式为:

$$G = 0.013K^{-1.921} \quad (1)$$

利用(1)式即可由储层平均渗透率计算得到目标地层对应的最小启动压力梯度。该预测模型有助于快速、准确预测目标区块的最小启动压力梯度,为指导后续CO<sub>2</sub>驱开发方案设计提供了理论依据和技术支持。

## 4 结论

提出了一种针对低渗透-致密砂岩油藏的水相启动压力梯度实验测试方法,该方法可实现在一个驱替过程中,同时测得最小启动压力梯度和拟启动压力梯度。相较于常规测试方法,该方法测量周期短、测量精度较高,实验效率高。该方法适用范围广,几乎适用于所有低渗透、特低渗透岩心的水相启动压力梯度测试,若经过简单改进,还能够用于低渗透-致密砂岩岩心的油水两相启动压力梯度测试,但较难精准测定气相启动压力梯度,因此不适用于气相启动压力梯度测试。

最小启动压力梯度反映了岩心内流体由静止到开始流动时岩心两端的最小有效压力梯度。测试结果表明,当气测渗透率小于0.5 mD时,最小启动压力梯度与拟启动压力梯度数值相差较大;反之,最小启动压力梯度与拟启动压力梯度数值相差较小。通过回归最小启动压力梯度与气测渗透率关系曲线,可以建立最小启动压力梯度预测模型,有助于快速、准确预测目标区块最小启动压力梯度,为指导后续CO<sub>2</sub>驱开发方案设计提供理论依据和技术支持。

### 符号解释

$G$ ——最小启动压力梯度,MPa/cm;

$K$ ——储层平均渗透率,mD;

$\Delta p/L$ ——压力梯度,MPa/cm;

$V$ ——产液速度,cm<sup>3</sup>/s。

### 参考文献

- [1] 李阳.低渗透油藏CO<sub>2</sub>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 CO<sub>2</sub> flooding enhanced oil recovery in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(1): 1-10.
- [2] 吴俊峰,刘宝忠,刘道杰,等.二氧化碳混相压裂吞吐实验[J].特种油气藏,2022,29(5):126-131.  
WU Junfeng, LIU Baozhong, LIU Daojie, et al. Test of CO<sub>2</sub> miscible fracturing and huff and puff [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2022, 29(5): 126-131.
- [3] 张海龙.CO<sub>2</sub>混相驱提高石油采收率实践与认识[J].大庆石油地质与开发,2020,39(2):114-119.  
ZHANG Hailong. Practice and understanding of enhancing the oil recovery by CO<sub>2</sub> miscible flooding [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2020, 39(2): 114-119.
- [4] 陈明强,任龙,李明,等.鄂尔多斯盆地长7超低渗透油藏渗流规律研究[J].断块油气田,2013,20(2):191-195.  
CHEN Mingqiang, REN Long, LI Ming, et al. Study on seepage law of Chang 7 ultra-low permeability reservoir in Ordos Basin [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2013, 20(2): 191-195.
- [5] 张梦飞,迟杰.低渗透油藏CO<sub>2</sub>驱非达西渗流理论模型研究[J].山东化工,2022,51(20):65-71.  
ZHANG Mengfei, CHI Jie. Research on the theoretical model of non-Darcy seepage of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoirs [J]. Shandong Chemical Industry, 2022, 51(20): 65-71.
- [6] 黄延章.低渗透油层渗流机理[M].北京:石油工业出版社,1998.  
HUANG Yanzhang. Percolation mechanism of low permeability reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.
- [7] 丁景辰,杨胜来,史云清,等.致密气藏动态启动压力梯度实验研究[J].油气地质与采收率,2017,24(5):64-69.  
DING Jingchen, YANG Shenglai, SHI Yunqing, et al. Experimental study on dynamic threshold pressure gradient of tight gas

- reservoir [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2017, 24(5): 64-69.
- [8] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1997.
- LI Daopin. Development of low permeability sandstone oil fields [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997.
- [9] 陈元千, 刘攀, 雷丹凤. 对启动压力梯度和压敏效应的反思、推导与评论[J]. *油气藏评价与开发*, 2021, 11(1): 7-13.
- CHEN Yuanqian, LIU Pan, LEI Danfeng. Rethink, derivation and review on the starting pressure gradient and pressure sensitivity effect [J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2021, 11(1): 7-13.
- [10] 姜瑞忠, 倪庆东, 张春光, 等. 基于应力敏感的稠油油藏变启动压力梯度渗流模型与数值模拟研究[J]. *油气地质与采收率*, 2021, 28(6): 54-62.
- JIANG Ruizhong, NI Qingdong, ZHANG Chunguang, et al. Research on seepage model and numerical simulation of variable starting pressure gradient for heavy oil reservoirs based on pressure sensitive effect [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*, 2021, 28(6): 54-62.
- [11] 郑晶晶. 低渗透油藏考虑启动压力梯度的CO<sub>2</sub>驱数值模拟方法研究[J]. *石油化工应用*, 2018, 37(7): 37-39, 44.
- ZHENG Jingjing. Numerical simulation of CO<sub>2</sub> flooding in low permeability reservoir considering starting pressure gradient [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2018, 37(7): 37-39, 44.
- [12] 王伟, 陈朝兵, 许爽, 等. 鄂尔多斯盆地延长组致密砂岩不同尺度孔喉分形特征及其控制因素[J]. *石油实验地质*, 2022, 44(1): 33-40.
- WANG Wei, CHEN Zhaobing, XU Shuang, et al. Fractal characteristics and its controlling factors of pore-throat with different scales in tight sandstones of the Yanchang Formation in the Ordos Basin [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(1): 33-40.
- [13] 冯张斌, 马福建, 陈波, 等. 鄂尔多斯盆地长7致密油地质工程一体化解决方案——针对科学布井和高效钻井[J]. *中国石油勘探*, 2020, 25(2): 155-168.
- FENG Zhangbin, MA Fujian, CHEN Bo, et al. Geology-engineering integration solution for tight oil exploration of Chang-7 member, Ordos Basin-focusing on scientific well spacing and efficient drilling [J]. *China Petroleum Exploration*, 2020, 25(2): 155-168.
- [14] 王雨, 祁丽莎, 张承洲, 等. 低渗透油藏启动压力梯度实验研究[J]. *石油化工应用*, 2013, 32(9): 56-60.
- WANG Yu, QI Lisha, ZHANG Chengzhou, et al. The experimental study of start-up pressure gradient of low permeability oil reservoirs [J]. *Petrochemical Industry Application*, 2013, 32(9): 56-60.
- [15] WANG Shuai, TAN Xianhong, ZHANG Shaohui, et al. Numerical simulation method and laboratory experiments of starting pressure gradient in tight sandstone oil reservoirs [R]. The SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference, Jakarta, Indonesia, 17-19, October, 2017.
- [16] 朱维耀, 田巍, 朱华银, 等. 致密岩心启动压力梯度实验研究[J]. *科学技术与工程*, 2015, 15(3): 79-83.
- ZHU Weiyao, TIAN Wei, ZHU Huayin, et al. Study on experiment of threshold pressure gradient for tight sandstone [J]. *Science Technology and Engineering*, 2015, 15(3): 79-83.
- [17] 黄亮, 石军太, 杨柳, 等. 低渗气藏启动压力梯度实验研究及分析[J]. *断块油气田*, 2016, 23(5): 610-614.
- HUANG Liang, SHI Juntai, YANG Liu, et al. Experimental research and analysis on threshold pressure gradient in low-permeability gas reservoir [J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2016, 23(5): 610-614.
- [18] 李永寿, 郑华, 鄢宇杰, 等. 超低渗透油藏启动压力梯度实验研究[J]. *新疆石油天然气*, 2012, 8(4): 81-84.
- LI Yongshou, ZHENG Hua, YAN Yujie, et al. An experimental study on starting pressure gradient in ultra-low permeability reservoirs [J]. *Xinjiang Oil & Gas*, 2012, 8(4): 81-84.
- [19] 房茂军, 盛舒遥, 段永刚, 等. 低渗透气藏启动压力梯度实验测试新方法[J]. *重庆科技学院学报: 自然科学版*, 2018, 20(6): 59-61.
- FANG Maojun, SHENG Shuyao, DUAN Yonggang, et al. A new method for experimental test of threshold pressure gradient in low-permeability gas reservoir [J]. *Journal of Chongqing University of Science and Technology: Natural Science Edition*, 2018, 20(6): 59-61.
- [20] 贾然, 史晓波, 于文, 等. 南堡凹陷低渗透油藏启动压力梯度模拟实验研究[J]. *录井工程*, 2021, 32(3): 119-123.
- JIA Ran, SHI Xiaobo, YU Wen, et al. Experimental study on starting pressure gradient simulation of low permeability reservoir in Nanpu Sag [J]. *Logging Engineering*, 2021, 32(3): 119-123.
- [21] 白慧芳, 施里宇, 张磊, 等. 鄂尔多斯盆地致密砂岩气藏启动压力梯度实验研究[J]. *非常规油气*, 2020, 7(3): 60-64, 54.
- BAI Huifang, SHI Liyu, ZHANG Lei, et al. The actuating pressure gradient experimental study of tight sandstone gas reservoir in Ordos Basin [J]. *Unconventional Oil & Gas*, 2020, 7(3): 60-64, 54.
- [22] 张宇. 超低渗岩心启动压力梯度实验测试方法比较[J]. *石化技术*, 2017, 24(5): 137-138.
- ZHANG Yu. Comparison for ultra-low permeability core start-up pressure gradient testing [J]. *Petrochemical Technology*, 2017, 24(5): 137-138.
- [23] 陈代珣. 渗流气体滑脱现象与渗透率变化的关系[J]. *力学学报*, 2002, 34(1): 96-100.
- CHEN Daixun. Gas slippage phenomenon and change of permeability gas flows in tight porous media [J]. *Acta Mechanica Sinica*, 2002, 34(1): 96-100.
- [24] 高树生, 胡志明, 刘华勋, 等. 不同岩性储层的微观孔隙特征[J]. *石油学报*, 2016, 37(2): 248-256.
- GAO Shusheng, HU Zhiming, LIU Huaxun, et al. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(2): 248-256.