

引用格式:汪周华,张鸿宇,张娟,等.气驱水与水驱气流体微观分布特征研究[J].油气地质与采收率,2025,32(2):163-169.
WANG Zhouhua, ZHANG Hongyu, ZHANG Juan, et al. Characterization of microscopic distribution of fluids during gas displacing water and water displacing gas[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2025, 32(2): 163-169.

气驱水与水驱气流体微观分布特征研究

汪周华¹, 张鸿宇¹, 张娟², 廖浩奇¹, 黄仕林^{1,3}

(1. 西南石油大学 油气藏地质及开发工程全国重点实验室, 四川 成都 610500; 2. 中国石油西南油气田分公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610095; 3. 中国石化西南油气分公司 勘探开发研究院, 四川 成都 610041)

摘要:气水相渗测试是描述有水气藏储层渗流过程的常用方法,但不同测试方法和不同类型岩心的相渗测试结果均存在较大差异。为了加深对气水渗流过程中的流体微观分布特征及渗流机理的认识,以四川盆地YB气田为研究对象,利用核磁共振技术定量描述气水两相在相渗测试前后的微观分布,并结合前人利用可视化模型得到的气水两相渗流机理对分布结果进行解释。结果表明:2种测试方法相比,水驱气与气驱水过程中微米级($>1\ \mu\text{m}$)孔隙驱替程度基本一致,但水驱气过程中亚微米级($0.1\sim 1\ \mu\text{m}$)与纳米级($<0.1\ \mu\text{m}$)孔隙驱替程度相对较高,而气驱水过程中亚微米级与纳米级孔隙内水相大部分未被动用。裂缝型与孔隙型岩心相比,裂缝型岩心微米级孔隙驱替程度相对较低,而亚微米级与纳米级孔隙驱替程度则相对较高。2种测试方法下流体微观分布的差异主要是由于孔隙内部毛管力的作用形式不同,而2类岩心存在差异的原因是其主要渗流通道不同。

关键词:气水两相渗流;核磁共振;微观分布特征;渗流机理;相渗曲线

文章编号:1009-9603(2025)02-0163-07

DOI: 10.13673/j.pgre.202310019

中图分类号:TE312

文献标识码:A

Characterization of microscopic distribution of fluids during gas displacing water and water displacing gas

WANG Zhouhua¹, ZHANG Hongyu¹, ZHANG Juan², LIAO Haoqi¹, HUANG Shilin^{1,3}

(1. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu City, Sichuan Province, 610500, China; 2. Exploration and Development Research Institute of PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu City, Sichuan Province, 610095, China; 3. Exploration and Development Research Institute of SINOPEC Southwest Oil and Gas Branch, Chengdu City, Sichuan Province, 610041, China)

Abstract: Gas-water relative permeability measurement is a common method to describe the flow process in gas reservoirs with water. However, the results of relative permeability measurements vary significantly between different test methods and types of cores. To deepen the understanding of the microscopic distribution characteristics of fluid and flow mechanism during the gas-water flow process, this paper took YB Gas Field in Sichuan Basin as the research object and used nuclear magnetic resonance (NMR) technology to quantitatively describe the microscopic distribution of the two phases before and after relative permeability test. The distribution results were explained based on the gas-water two-phase flow mechanism obtained by the previous researchers with the visualization model. The results showed that the displacement efficiencies of micron-scale ($>1\ \mu\text{m}$) pores during the water displacing gas and gas displacing water are basically the same with the two test methods, but the displacement efficiency in submicron-scale ($0.1\sim 1\ \mu\text{m}$) and nanoscale ($<0.1\ \mu\text{m}$) pores during water displacing gas is relatively higher. Moreover, the water in the submicron-scale and nanoscale pores is not mainly produced during the gas displacing water. For fractured and porous cores, the displacement efficiencies in micron-scale pores of fractured cores are relatively low, while the displacement efficiencies in submicron-scale and na-

收稿日期:2023-10-18。

作者简介:汪周华(1979—),男,湖北公安人,教授,博士,从事气田与凝析气田开发、注气提高采收率技术及非常规油气开发等方面的研究工作。E-mail: wangzhouhua@126.com。

noscale pores are relatively high. The difference in the microscopic distribution of fluids with the two test methods is mainly caused by the different capillary forces inside the pores, while the difference between the two types of cores is primarily due to the difference in their main flow channels.

Key words: gas-water two-phase flow; NMR; microscopic distribution characteristics; flow mechanism; relative permeability curve

对于有水气藏而言,气水相渗测试是获得储层气水饱和度分布的重要手段,同时也是气藏产能评价及数值模拟过程中相渗参数确定的重要基础。气水相渗测试有气驱水和水驱气2种方法,相较于水驱气相渗测试,气驱水相渗曲线的两相渗流区较窄且水相端点值偏大^[1]。不同类型岩心在相同方法下的测试结果同样存在差异,与孔隙型岩心相比,裂缝型岩心束缚水饱和度与残余气饱和度偏大,相渗曲线的斜率偏大且两相区饱和度范围较窄^[2-4]。不同测试方法和岩心类型相渗测试结果的差异反映出它们渗流特征和渗流机理的不同,针对其开展研究对有水气藏相渗测试方法的选择和气藏的高效开发具有重要意义。目前针对气水两相微观分布特征与渗流机理的物理研究方法主要分为可视化模型和核磁共振技术2类。

可视化模型能够直观反映模型中的气水动态流动特征,在研究气水两相渗流机理的过程中起到重要作用^[5]。2002年周克明等首次提出利用激光刻蚀技术研制模拟岩心内部结构的可视化物理模型,并采用其开展水驱气相渗实验,研究水驱气渗流机理及封闭气的形成方式^[6]。随后众多学者在此基础上对实验进行改进,借助可视化模型开展气水两相渗流机理的研究^[7-10]。目前气水两相渗流机理研究的结论较为一致,普遍认为水驱气与气驱水过程中均存在由绕流、卡断和孔隙盲端等因素导致的封闭气或封闭水,并且气驱水过程还存在残留于孔道壁面的束缚水膜。不同类型岩心的主要渗流通道不同,孔隙型岩心以渗透率较高的大孔隙为主,而裂缝型岩心以裂缝为主,因此绕流现象对两者的影响存在较大差异,最终导致2类岩心的渗流特征不同^[11-14]。目前通过可视化模型所直观反映的气水两相渗流机理已较为完善,但其无法完全还原储层岩心的内部结构及性质,且难以定量描述驱替过程前后气水两相的微观分布。

核磁共振技术被广泛应用于描述岩心孔隙结构和岩心驱替过程中的流体微观分布^[15-20]。核磁共振测试过程使用储层岩心,能够较为真实地反映气水两相渗流过程,并且还可以定量描述相渗测试前后气水两相的微观分布。前人结合核磁共振技术与相渗测试实验,通过对比不同大小孔隙内流体在

各相渗测试下的驱替效果,分别对油水、油气两相流体微观渗流特征进行了描述^[21-23],但目前针对气水两相渗流特征的研究较少。同时核磁共振技术无法直观反映气水两相动态流动过程,难以分析气水两相渗流机理。核磁共振技术与可视化模型各有优劣,以四川盆地YB气田为研究对象,将利用核磁共振技术测得的气水两相微观分布与前人利用可视化模型得到的气水两相渗流机理相结合,对气水渗流过程的流体微观分布特征及渗流机理进行综合研究。

1 实验准备

1.1 实验仪器

核磁共振实验采用 AniMR-150 型岩心核磁共振成像分析系统。仪器磁体类型为永磁体,磁场强度为 (0.3 ± 0.05) T,主频率为12.8 MHz。气水相渗测试实验采用美国岩心公司的103型气水相对渗透率测定仪。

1.2 实验岩心及流体

采用YB气田储层的1块裂缝型岩心和1块孔隙型岩心作为实验样品,裂缝型与孔隙型岩心的长度分别为5.04和3.96 cm,直径分别为2.49和2.52 cm,孔隙度分别为8.98%与8.62%,渗透率分别为2.02和0.673 mD。参照油藏岩石润湿性测定方法^[24],在常温下测定岩心的接触角,裂缝型与孔隙型岩心的接触角分别为65.57°和63.23°,均为水湿岩心。

依据YB气田H井的水质分析报告配制气水互驱相渗实验的水样,其总矿化度为42 639 mg/L,水型为NaHCO₃型,阳离子K⁺+Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺质量浓度分别为15 090.72、963.46和48.70 mg/L,阴离子Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻质量浓度分别为23 070.15、201.92、3 264.57 mg/L。采用纯度为99%的N₂作为实验气样。

2 实验步骤

核磁共振实验流程参照岩样核磁共振参数实验室测量规范^[25],相渗测试实验流程参照岩石中两

相流体相对渗透率测定方法^[26]中的非稳态气水相对渗透率曲线测试方法。实验条件均为常温常压,具体实验步骤如下:首先对抽真空饱和水的岩心进行核磁共振(NMR)扫描,记录核磁共振 T_2 谱;随后依次对气驱水相渗实验后、建立束缚水饱和度后(用烘干的方法直至达到储层束缚水饱和度)和水驱气相渗实验后的岩心进行第二、三、四次 NMR 扫描,并分别记录核磁共振 T_2 谱。

3 实验结果与分析

3.1 相渗测试结果对比

气驱水过程裂缝型与孔隙型岩心两相区饱和度分别为 48.52% 与 51.85%,水驱气过程裂缝型与孔隙型岩心两相区饱和度分别为 52.40% 与 58.64%(表 1)。

由图 1 可以看出,相同类型岩心的 2 种测试方法相比,气驱水测得的相渗曲线整体偏右且两相区饱和度范围偏窄。水驱气过程的两相区饱和度均大于气驱水过程的,表明水驱气对岩心的整体驱替程度相对较高,也更接近 YB 气田储层实际情况。同时气驱水相渗测试建立的残余水饱和度远大于通过烘干法建立的储层束缚水饱和度。相同测试

方法下 2 类岩心相比,裂缝型岩心的相渗曲线两相区饱和度范围偏窄且曲线斜率较大。裂缝型岩心在气驱水与水驱气过程的两相区饱和度均相对较小,表明其整体驱替程度相对较低。

3.2 气驱水流体微观分布特征

核磁共振机理表明,弛豫时间与喉道半径成正比,因此可以将弛豫时间转换成喉道半径^[27]:

$$r = \frac{0.735T_2}{C}$$

式中: r 为喉道半径, μm ; T_2 为核磁共振弛豫时间, ms ; C 为转换系数, $\text{ms}/\mu\text{m}$, 取值为 $24.5 \text{ ms}/\mu\text{m}$ 时核磁共振弛豫时间谱与常规压汞曲线拟合较好。

将岩心孔隙分为微米级 ($>1 \mu\text{m}$)、亚微米级 ($0.1 \sim 1 \mu\text{m}$) 和纳米级 ($<0.1 \mu\text{m}$)。裂缝型和孔隙型岩心微米级孔隙中水相的动用程度分别为 56.42% 和 66.24%,亚微米级孔隙中水相的动用程度分别为 20.54% 和 14.77%,纳米级孔隙中水相的动用程度分别为 24.40% 和 16.28%(表 2)。根据核磁测试的实验结果,结合前人通过可视化模型得到的认识,对流体微观分布特征的渗流机理展开分析。

对比同类岩心不同级别孔隙水相动用程度发现:微米级孔隙内水相均被较大程度的动用,而亚微米级孔隙与纳米级孔隙内水相大部分未被动用。分析认为,水湿岩心在气驱水过程中,施加的驱替

表 1 相渗测试的主要指标
Table1 Main indexes of relative permeability test

测试方法	岩心类型	驱替前含水饱和度/%	驱替后含水饱和度/%	两相区饱和度/%	驱替压差/MPa
气驱水	裂缝型	100	51.48	48.52	0.55
	孔隙型	100	48.15	51.85	0.62
水驱气	裂缝型	20.09	72.49	52.40	1.38
	孔隙型	20.83	79.47	58.64	2.76

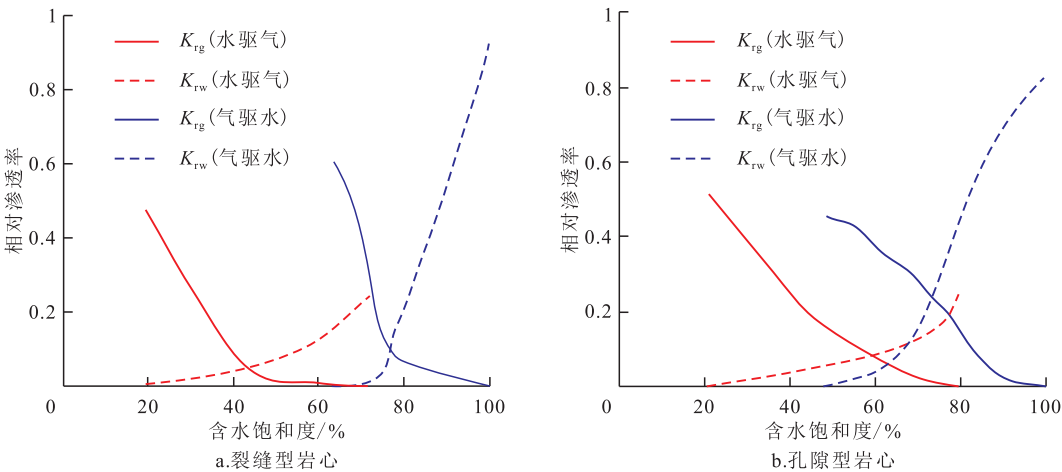


图 1 气驱水与水驱气的相渗曲线

Fig.1 Relative permeability curves of gas displacing water and water displacing gas

表2 不同级别孔隙水相动用程度(气驱水)
Table2 Water production percentages in pores at different levels (during gas displacing water) %

岩心类型	微米级孔隙			亚微米级孔隙			纳米级孔隙		
	驱替前饱和度	驱替后饱和度	动用程度	驱替前饱和度	驱替后饱和度	动用程度	驱替前饱和度	驱替后饱和度	动用程度
裂缝型	77.16	33.63	56.42	15.09	11.99	20.54	7.76	5.86	24.40
孔隙型	71.74	24.22	66.24	18.37	15.67	14.77	9.89	8.28	16.28

压力为主要动力。驱替过程中气相在驱替压力作用下会优先进入具有高渗流能力的大孔隙,而较小孔隙的渗流能力低且受到的毛管阻力大,导致气相在其中渗流速度非常慢。当气相沿着较大孔隙快速突破岩心出口端后,较小孔隙中的大部分水相便被封闭起来,也就是因绕流现象而产生的封闭水,同时较小孔隙中较大的毛管阻力也使得其孔隙内部表面上的束缚水膜加厚。

结合气驱水前后岩心的含水饱和度与 T_2 谱,得到2类岩心气驱水前后不同级别孔隙的水相饱和度(水相体积占岩心总孔隙体积的比重)分布(图2)。可以发现,部分孔隙气驱水后的水相饱和度比饱和水时还大(图2a),前人针对气驱水核磁共振的研究中同样出现过类似情况^[28-29]。分析认为该部分孔隙的连通性不好,水相难以动用;同时由于岩心水湿和驱替压差的存在,其他孔隙中被动用的水相可能会被压缩进入这部分孔隙,导致其信号幅度增强,使得气驱水后的水相饱和度比饱和水状态略高。

裂缝型岩心的微米级孔隙水相动用程度相对较低,而亚微米级与纳米级孔隙水相动用程度则相对较高。分析认为,具有更高渗流能力的裂缝代替微米级孔隙成为裂缝型岩心的主要渗流通道,绕流

现象使得一部分渗流能力相对较差的微米级孔隙中产生封闭水,导致微米级孔隙整体水相动用程度降低。同时裂缝沟通了部分亚微米级和纳米级孔隙,提高了其水相动用程度,使得裂缝型岩心不同级别孔隙水相动用程度之间的差异减小。

3.3 水驱气流体微观分布特征

由水驱气过程不同级别孔隙水相增加程度(各级别孔隙在水驱气前后水相饱和度变化占对应级别孔隙水驱气后水相饱和度的比重)(表3)可见,裂缝型和孔隙型岩心微米级孔隙水相增加程度分别为80.44%和84.70%,亚微米级孔隙的分别为56.45%和56.44%,纳米级孔隙的分别为50.07%和40.33%。

2类岩心各级别孔隙水相饱和度均明显增加(图3),且不同级别孔隙水相增加程度随孔隙级别的增大而增大。分析认为,在水驱气相渗测试的驱替压差下,施加的驱替压力仍为主要动力。在水动力的作用下,水相优先进入渗流能力较强的大孔隙中,并且先于小孔隙中的水相在岩心出口端突破,同样导致较小孔隙中产生因绕流作用形成的封闭水。然而在水驱气过程中孔径较小的亚微米级与纳米级孔隙中存在着较大的毛管力,此时的毛管力

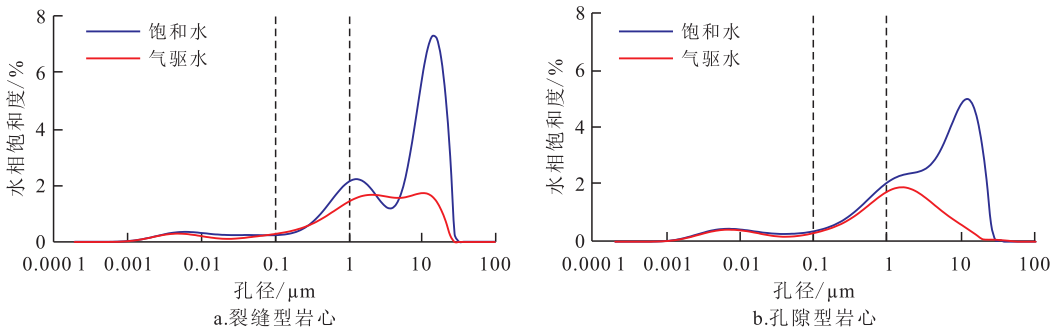


图2 不同类型岩心水相饱和度微观分布(气驱水)
Fig.2 Microscopic distribution of water phase saturation in different types of cores (during gas displacing water)

表3 不同级别孔隙水相增加程度(水驱气)
Table3 Increased percentages of water phase saturation in pores at different levels (during water displacing gas) %

岩心类型	微米级孔隙			亚微米级孔隙			纳米级孔隙		
	驱替前饱和度	驱替后饱和度	增加程度	驱替前饱和度	驱替后饱和度	增加程度	驱替前饱和度	驱替后饱和度	增加程度
裂缝型	9.77	49.93	80.44	6.42	14.74	56.45	3.91	7.82	50.07
孔隙型	8.29	54.20	84.70	6.86	15.75	56.44	5.68	9.51	40.33

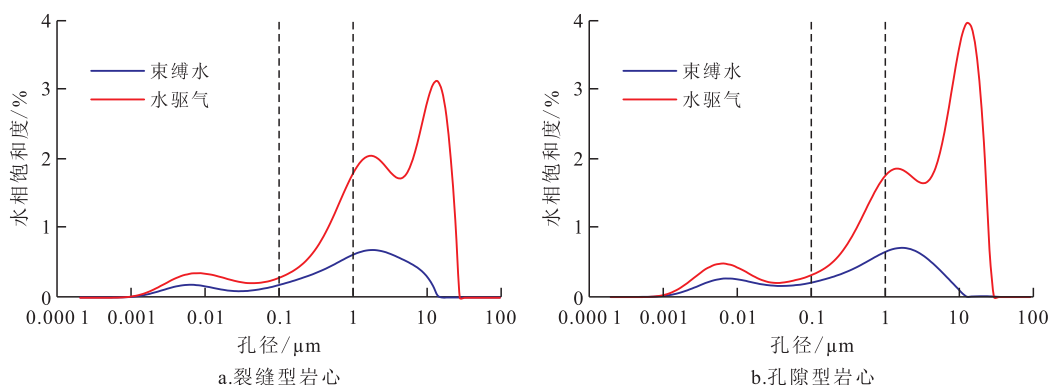


图3 不同类型岩心水相饱和度微观分布(水驱气)

Fig.3 Microscopic distribution of water phase saturation in different cores (during water displacing gas)

是以动力的形式出现,其能够加快水相在其中的渗流速度,有效减少因绕流现象产生的封闭气。

裂缝型岩心微米级孔隙的水相增加程度相对较低,而亚微米级和纳米级孔隙的水相增加程度则相对较高。与气驱水过程相同,具有更高渗流能力的裂缝代替微米级孔隙成为裂缝型岩心的主要渗流通道,绕流现象使得一部分渗流能力相对较差的微米级孔隙中产生封闭气。同时裂缝沟通了部分亚微米级与纳米级孔隙,提高了其水相动用程度。

3.4 气驱水与水驱气流体微观分布差异

通过对比气驱水与水驱气各级别孔隙水相饱和度(水相体积占岩心总孔隙体积的比重)变化情况(图4),研究2种相渗测试方法下岩心内部流体微观分布的差异。水驱气与气驱水对微米级孔隙水相可动饱和度的贡献基本一致,但水驱气对亚微米级与纳米级孔隙水相可动饱和度的贡献相对较大。分析认为,毛管力在水湿岩心气驱水与水驱气过程中分别表现为阻力和动力,孔径较大的孔隙受毛管力作用的影响相对较弱,因此2种测试方法下微米级孔隙水相饱和度变化基本一致。而孔径较小的

孔隙受毛管力作用的影响相对较强,因此2种测试方法整体水相饱和度变化的差异主要体现在亚微米级与纳米级孔隙。气驱水过程中的毛管阻力使得较小孔隙内部表面上的束缚水膜加厚,并且降低气相在其中的渗流速度,进而加剧了绕流现象。而水驱气过程中的毛管动力则增加了较小孔隙中水相的渗流速度,减轻了绕流现象,提高了对较小孔隙水相可动饱和度的贡献。

由于气驱水相渗测试对亚微米级与纳米级孔隙内部水相的驱替效果较差,使得气驱水过程岩心整体驱替程度偏低,进而导致通过气驱水建立的束缚水饱和度小于实际储层束缚水饱和度,因此气驱水相渗测试对YB气田开发过程两相渗流特征的代表性较差。

4 结论

(1)气驱水测得的相渗曲线整体偏右且两相区饱和度范围偏窄。对比2类岩心在相同方法下的相渗测试结果发现,裂缝型岩心的相渗曲线两相区饱

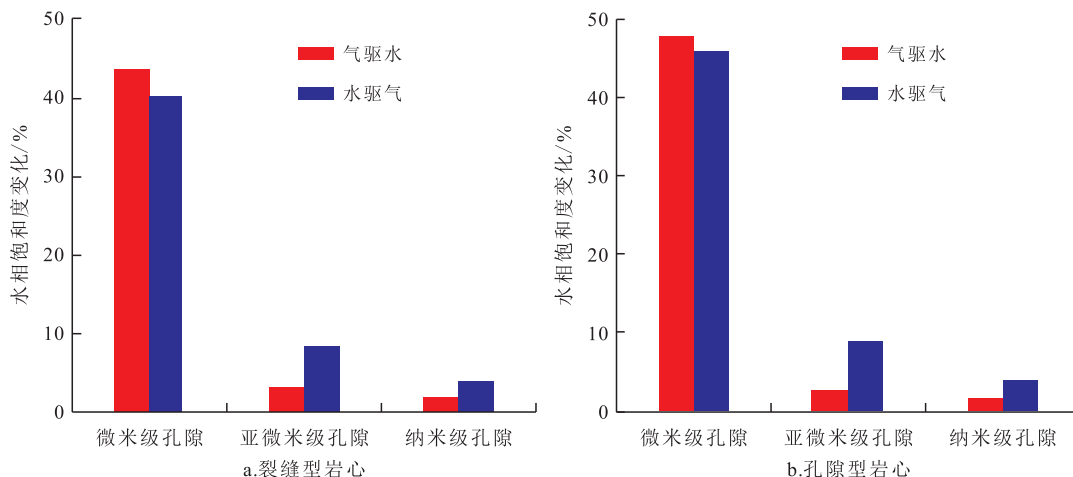


图4 气驱水与水驱气各级别孔隙水相饱和度变化对比

Fig.4 Comparison of water phase saturation in pores at all levels during gas displacing water and water displacing gas

和度范围偏窄且曲线斜率较大。

(2) 2类岩心的NMR实验结果对比发现,裂缝型岩心的微米级孔隙驱替程度相对较低,而亚微米级与纳米级孔隙的驱替程度则相对较高,且裂缝型岩心不同级别孔隙驱替程度之间的差异相对较小。

(3) 2种测试方法的NMR实验结果对比发现,两者对微米级孔隙水相可动饱和度的贡献基本一致,但水驱气对亚微米级与纳米级孔隙水相可动饱和度的贡献相对较大。且水驱气过程中各级别孔隙水饱和度均有明显程度的增加,而气驱水过程中亚微米级与纳米级孔隙内水相大部分未被动用。

(4) 2种测试方法下流体微观分布差异主要是由于孔隙内部毛管力的作用形式不同,而2类岩心的差异则主要是由于岩心主要渗流通道不同。依据可视化模型得到的气水两相渗流机理能够很好解释气水相渗测试的NMR实验结果,同时也验证了使用可视化模型得到的气水两相渗流机理的可靠性。

参考文献

- [1] 黄仕林,杨博文,张娟,等.元坝气田不同类型储层气水两相渗流特征[J].油气地质与采收率,2022,29(4):122-127.
HUANG Shilin, YANG Bowen, ZHANG Juan, et al. Study on gas-water two-phase flow characteristics in different types of reservoirs of Yuanba gas field [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2022, 29(4): 122-127.
- [2] 蒋光迹,郭平,邓兴梁,等.裂缝-孔隙型碳酸盐岩储层相渗曲线测试方法对比研究[C].成都:2009年油气藏地质及开发工程国家重点实验室第五次国际学术会议,2009.
JIANG Guangji, GUO Ping, DENG Xingliang, et al. Comparative study on testing methods for relative permeability curves of fractured porous carbonate reservoirs [C]. Chengdu: The Fifth International Academic Conference of the State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Development Engineering, 2009.
- [3] 李程辉,李熙喆,高树生,等.碳酸盐岩储集层气水两相渗流实验与气井流入动态曲线——以高石梯—磨溪区块龙王庙组和灯影组为例[J].石油勘探与开发,2017,44(6):930-938.
LI Chenghui, LI Xizhe, GAO Shusheng, et al. Experiment on gas-water two-phase seepage and inflow performance curves of gas wells in carbonate reservoirs: a case study of Longwangmiao Formation and Dengying Formation in Gaoshiti-Moxi block, Sichuan Basin, SW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(6): 930-938.
- [4] CHEN Chih-Ying, HORNE Roland N, FOURAR Mostafa. Experimental study of liquid-gas flow structure effects on relative permeabilities in a fracture [J]. Water Resources Research, 2004, 40(8): w08301.
- [5] 张杰,李熙喆,高树生,等.致密砂岩气藏产水机理及其对渗流能力的影响[J].天然气地球科学,2019,30(10):1 519-1 530.
ZHANG Jie, LI Xizhe, GAO Shusheng, et al. Water production mechanism of tight sandstone gas reservoir and its influence on percolation capacity [J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(10): 1 519-1 530.
- [6] 周克明,李宁,张清秀,等.气水两相渗流及封闭气的形成机理实验研究[J].天然气工业,2002,22(Z1):122-125.
ZHOU Keming, LI Ning, ZHANG Qingxiu, et al. Experimental research on gas-water two phase flow and confined gas formation mechanism [J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(Z1): 122-125.
- [7] 鄢友军,陈俊宇,郭静姝,等.龙岗地区储层微观颗粒模型气水两相渗流可视化实验及分析[J].天然气工业,2012,32(1):64-66.
YAN Youjun, CHEN Junyu, GUO Jingshu, et al. A visualized experiment on gas-water two-phase seepage through oolitic reservoirs in the Longgang Gas Field, Sichuan Basin [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(1): 64-66.
- [8] 吴建发,郭建春,赵金洲.裂缝性地层气水两相渗流机理研究[J].天然气工业,2004,24(11):85-87.
WU Jianfa, GUO Jianchun, ZHAO Jinzhou. Study on gas/water two-phase percolation mechanism for fractured formations [J]. Natural Gas Industry, 2004, 24(11): 85-87.
- [9] 吴丰,姚聪,丛林林,等.岩石气水两相渗流的玻璃刻蚀驱替实验与有限元数值模拟对比[J].岩性油气藏,2019,31(4):121-132.
WU Feng, YAO Cong, CONG Linlin, et al. Comparison of glass etching displacement experiment and finite element numerical simulation for gas-water two-phase seepage in rocks [J]. Lithological Reservoir, 2019, 31(4): 121-132.
- [10] 李骞,杨雨,彭先.四川盆地有水气藏水侵机理及治水对策研究[C].中国石油学会天然气专业委员会.2018年全国天然气学术年会论文集(02气藏开发),2018:28-37.
LI Qian, YANG Yu, PENG Xian. Research on water invasion mechanism and water control countermeasures of water-bearing gas reservoirs in Sichuan Basin [C]. Natural Gas Professional Committee of China Petroleum Society. Proceedings of the 2018 National Natural Gas Academic Annual Conference (02 Gas Reservoir Development), 2018: 28-37.
- [11] 王璐,杨胜来,彭先,等.缝洞型碳酸盐岩气藏多类型储层内水的赋存特征可视化实验[J].石油学报,2018,39(6):686-696.
WANG Lu, YANG Shenglai, PENG Xian, et al. Visual experiments on the occurrence characteristics of multi-type reservoir water in fracture-cavity carbonate gas reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(6): 686-696.
- [12] 李登伟,张烈辉,周克明,等.可视化微观孔隙模型中气水两相渗流机理[J].中国石油大学学报:自然科学版,2008,32(3):80-83.
LI Dengwei, ZHANG Liehui, ZHOU Keming, et al. Gas-water two-phase flow mechanism in visual microscopic pore model [J]. Journal of China University of Petroleum: Natural Science Edition, 2008, 32(3): 80-83.

- [13] 李玉城. 苏里格气田中北部致密储层孔隙尺度下气水渗流规律研究[J]. 非常规油气, 2022, 9(5): 69-78.
LI Yucheng. Gas-water percolation law of tight sandstone reservoirs with different pore types in the middle and northern Sulige Gasfield [J]. Unconventional Oil & Gas, 2022, 9(5): 69-78.
- [14] 马云峰, 赵建国, 孙龙, 等. 应力作用下气藏水体微观赋存特征及渗流规律——以鄂尔多斯盆地神木气田二叠系盒8段致密储层为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(3): 466-473.
MA Yunfeng, ZHAO Jianguo, SUN Long, et al. Microscopic occurrence characteristics and seepage law of water bodies in gas reservoir under stress: a case study of tight reservoirs in the eighth member of Permian Shihezi Formation, Shenmu Gas Field, Ordos Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2023, 45(3): 466-473.
- [15] 卢振东, 刘成林, 臧起彪, 等. 高压压汞与核磁共振技术在致密储层孔隙结构分析中的应用: 以鄂尔多斯盆地合水地区为例[J]. 地质科技通报, 2022, 41(3): 300-310.
LU Zhendong, LIU Chenglin, ZANG Qibiao, et al. Application of high pressure mercury injection and nuclear magnetic resonance in analysis of the pore structure of dense sandstone: a case study of the Heshui area, Ordos Basin [J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2022, 41(3): 300-310.
- [16] ELSAYED Mahmoud, ISAH Abubakar, HIBA Moaz, et al. A review on the applications of nuclear magnetic resonance (NMR) in the oil and gas industry: laboratory and field-scale measurements [J]. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2022, 12(10): 2 747-2 784.
- [17] MOHNKE O. Jointly deriving NMR surface relaxivity and pore size distributions by NMR relaxation experiments on partially desaturated rocks [J]. Water Resources Research, 2014, 50(6): 5 309-5 321.
- [18] CHEN Pengyu, LIU Huiqing, ZHAO Hailong, et al. Microscopic characteristics of water invasion and residual gas distribution in carbonate gas reservoirs [J]. Energy Science & Engineering, 2021, 9(11): 2 151-2 164.
- [19] 李昊远, 庞强, 魏克颖, 等. 致密砂岩储层孔隙结构分形特征对气水渗流规律的影响——以苏里格气田东南部桃2区块山1段为例[J]. 断块油气田, 2023, 30(2): 177-185.
LI Haoyuan, PANG Qiang, WEI Keying, et al. Influence of pore structure fractal features of tight sandstone reservoir on gas-water seepage law: a case study of Shan 1 Member in Tao 2 block of southeastern Sulige Gas Field [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2023, 30(2): 177-185.
- [20] 毛伟, 贾红兵, 杜朋举. 核磁共振技术在油水两相渗流特征研究中的应用[J]. 特种油气藏, 2011, 18(6): 103-105, 129.
MAO Wei, JIA Hongbing, DU Pengju. Application of NMR in the study of oil/water two phase flow [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2011, 18(6): 103-105, 129.
- [21] 邓瑞健. 核磁共振技术在水驱油实验中的应用[J]. 断块油气田, 2002, 9(4): 33-37.
DENG Ruijian. Application of nuclear magnetic resonance imaging technology in water driving oil experiment [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2002, 9(4): 33-37.
- [22] 王学武, 杨正明, 时宇, 等. 核磁共振研究低渗透砂岩油水两相渗流规律[J]. 科技导报, 2009, 27(15): 56-58.
WANG Xuewu, YANG Zhengming, SHI Yu, et al. Experimental study of water-oil two-phase fluid flow in low permeability reservoir by nuclear magnetic resonance [J]. Science & Technology Review, 2009, 27(15): 56-58.
- [23] 戴仪心, 郭和坤, 李海波, 等. 致密油储层气驱油核磁共振实验研究[J]. 中国科技论文, 2020, 15(1): 105-111.
DAI Yixin, GUO Hekun, LI Haibo, et al. NMR experimental study of gas flooding of tight oil reservoir [J]. China Sciencepaper, 2020, 15(1): 105-111.
- [24] 曲岩涛, 王建, 李奋, 等. 油藏岩石润湿性测定方法: SY/T 5153—2007 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2007.
QU Yantao, WANG Jian, LI Fen, et al. Test method of reservoir rock wettability: SY/T 5153-2007 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2007.
- [25] 陈守军, 孙宝佃, 杜环虹, 等. 岩样核磁共振参数实验室测量规范: SY/T 6490—2007 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2008.
CHEN Shoujun, SUN Baodian, DU Huanhong, et al. Specification for normalization measurement of core NMR parameter in laboratory: SY/T 6490-2007 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2008.
- [26] 张祖波, 罗曼莉, 洪颖, 等. 岩石中两相流体相对渗透率测定方法: GB/T 28912—2012 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2013.
ZHANG Zubo, LUO Manli, HONG Ying. Test method for two phase relative permeability in rock: GB/T 28912-2012 [S]. Beijing: China Standards Press, 2013.
- [27] 运华云, 赵文杰, 刘兵开, 等. 利用 T_2 分布进行岩石孔隙结构研究[J]. 测井技术, 2002, 26(1): 18-21.
YUN Huayun, ZHAO Wenjie, LIU Bingkai, et al. Researching rock pore structure with T_2 distribution [J]. Well Logging Technology, 2002, 26(1): 18-21.
- [28] 张硕. 低渗透油藏 CO_2 气驱渗流机理核磁共振研究[J]. 深圳大学学报: 理工版, 2009, 26(3): 228-233.
ZHANG Shuo. NMR study on porous flow mechanisms in low permeability reservoirs with CO_2 flooding [J]. Journal of Shenzhen University: Science and Engineering Edition, 2009, 26(3): 228-233.
- [29] 戴仪心, 郭和坤, 李海波, 等. 裂缝型致密油藏气水交替采油机理定量研究[J]. 科学技术与工程, 2020, 20(25): 10 248-10 254.
DAI Yixin, GUO Hekun, LI Haibo, et al. Quantitative study on the mechanism of water alternating gas production in fractured tight reservoir [J]. Science Technology and Engineering, 2020, 20(25): 10 248-10 254.