

杏子川超低渗储层孔喉特征对水驱油影响规律与机制研究

党海龙^{1,2,3}, 姜汉桥^{1*}, 王小锋^{2,3}, 赵习森^{2,3}, 崔鹏兴^{2,3}, 侯玢池^{2,3}

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 陕西延长石油(集团)有限责任公司研究院, 西安 710075

3 陕西省特低渗透油气勘探开发工程技术研究中心, 西安 710075

* 通信作者, jhqf@163.com

收稿日期: 2020-03-02

国家自然科学基金项目“多段压裂水平井示踪剂单井吞吐运移机理及缝网识别方法”(51674271)、陕西省科技统筹创新工程计划项目《延长难采储量有效动用开发技术研究》(2016KTCL01-12) 联合资助

摘要 针对杏子川超低渗储层孔喉结构复杂, 尺寸细小, 微观非均质性强, 导致注水开发效果差这一问题, 开展了核磁共振测试下水驱油实验, 研究了相同注入体积倍数下不同物性参数的岩芯样品T2弛豫时间的变化, 根据核磁共振的基本原理, 较大孔隙对应的T2弛豫时间较长, 较小孔隙对应的T2弛豫时间较短, T2弛豫时间谱在油层物理上的含义为岩芯中不同大小的孔隙占总孔隙的比例, 结合油层物理球形孔隙及毛管束模型, 对实验所得T2弛豫时间和试验样品孔隙半径进行了转换, 得到岩芯样品孔隙半径分布及水驱后含油饱和度的变化, 实验结果表明: #1、#2和#3号样品在4.0 PV时的驱替效率分别为62.09%、57.41%和72.85%, 其中#3号样品的物性参数明显不如#1号样品, 但是#3号样品的驱油效率却最高, 剩余油饱和度最低。因此对于超低渗储层, 并不是孔隙度、渗透率越高, 驱替效率越高, 岩石的孔隙度、渗透率和驱油效率不存在正相关关系; 在核磁共振水驱实验的基础上, 结合恒速压汞实验, 开展特低渗储层微观孔喉特征参数分析, 研究平均孔隙半径、平均孔喉比、平均喉道半径等孔喉特征参数对水驱油规律的影响, 实验结果表明: 三块试验样品的平均孔隙半径大小最大相差小于3%, 因此平均孔隙半径不是影响驱油效率的主要微观参数。驱油效率主要受平均喉道半径、平均孔喉比这两个微观参数综合影响, 因为整个岩石孔隙网络的互相连通是依靠喉道贯穿完成的, 喉道对渗透率起主要的控制作用, 它是表征储层渗流能力的最重要参数, 对于亲水油藏, 毛管力为动力, 平均喉道半径越小, 小喉道所占的比例越大, 毛管力的动力作用更强, 渗吸作用越明显, 对驱油效率的贡献越大; 孔喉比是表征储层非均质性的主要微观参数, 平均孔喉比越大, 非均质性越强, 储层渗流阻力越大, 驱油效率越低。因此, 对于超低渗储层, 认识清楚储层孔喉特征参数分布, 发挥渗吸与驱替协同作用, 调整注水参数, 降低非均质性对渗流场的影响, 是进一步提高水驱开发效果的关键。

关键词 恒速压汞; 孔喉特征; 核磁共振; 水驱油特征; 平均喉道半径

The influence of pore throat characteristics of the Xingzichuan ultra-low permeability reservoir on water flooding mechanisms

DANG Hailong^{1,2,3}, JIANG Hanqiao¹, WANG Xiaofeng^{2,3}, ZHAO Xisen^{2,3}, CUI Pengxing^{2,3}, Hou Binchi^{2,3}

引用格式: 党海龙, 姜汉桥, 王小锋, 赵习森, 崔鹏兴, 侯玢池. 杏子川超低渗储层孔喉特征对水驱油影响规律与机制研究. 石油科学通报, 2020, 04: 541-548

DANG Hailong, JIANG Hanqiao, WANG Xiaofeng, ZHAO Xisen, CUI Pengxing, Hou Binchi. The influence of pore throat characteristics of the Xingzichuan ultra-low permeability reservoir on water flooding mechanisms. Petroleum Science Bulletin, 2020, 04: 541-548. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.047

1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

2 Research Institute, Shaanxi Yanchang Petroleum (Group) Co. Ltd, Xi'an 710075, China

3 Shanxi Research Center for Exploration and Development Engineering Technology of Extra low Permeability Oil and Gas, Xi'an 710075, China

Abstract The pore throat structure of the Xingzichuan ultra-low permeability reservoir is complex, the size is small, and the micro-heterogeneity is strong, which leads to poor water injection. In order to solve this problem, water flooding experiments were carried out using nuclear magnetic resonance (NMR), and the variation of T2 relaxation time of core samples with different physical parameters under the same injection volume multiple. The T2 relaxation time corresponding to long and small pores is relatively short. The physical meaning of the T2 relaxation time spectrum in reservoir physics is the proportion of pores with different sizes in the total pores in the core. Combining with the physical spherical pore and capillary bundle model, the T2 relaxation time obtained from the experiment is converted to the half diameter of pores in the test sample, and the pore radius distribution of the core sample and the change of oil saturation after water flooding are obtained. The experimental results show that: the displacement efficiency of No.1, No.2 and No.3 samples at 4.0 PV are 62.1%, 57.4% and 72.8%, respectively. Among them, the displacement efficiency of the No.3 sample is the highest and the remaining oil saturation is the lowest. Therefore, for ultra-low permeability reservoirs, it is not that the higher the porosity and permeability, the higher the displacement efficiency, and there is no positive correlation between the porosity, permeability and oil displacement efficiency of rocks; on the basis of the nuclear magnetic resonance water drive experiment, combined with constant velocity mercury injection. The micro-pore throat characteristic parameters of an ultra-low permeability reservoir are analyzed, and the average pore radius, average pore throat ratio and average throat radius are studied. The experimental results show that the maximum difference of the average pore radius of three test samples is less than 3%, so the average pore radius is not the main micro parameter affecting oil displacement efficiency. The oil displacement efficiency is mainly affected by the average throat radius and average pore throat ratio. For hydrophilic reservoirs, capillary force is the driving force. The smaller the average throat radius is, the larger the proportion of small throats is. The dynamic effect of capillary force is stronger, the imbibition effect is more obvious, and the higher the oil displacement efficiency, the larger the average pore throat ratio is, the stronger the heterogeneity is, the greater the seepage resistance of reservoir is, and the lower the oil displacement efficiency is. Therefore, for ultra-low permeability reservoirs, the key to further improve the effect of water drive development is to understand the distribution of pore throat characteristic parameters, optimize the synergistic effect of imbibition and displacement, adjust water injection parameters and reduce the influence of heterogeneity on the seepage field.

Keywords constant rate mercury injection; pore throat characteristics; nuclear magnetic resonance; water flooding characteristics; average throat radius

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2020.04.047

0 引言

杏子川油区地处鄂尔多斯盆地陕北斜坡中部,主力油层长6是典型的超低渗储层,其孔隙喉道尺寸细小且小孔喉所占孔隙体积比例大,呈现出微观非均质性强的特点,极大地影响了该区域的注水开发效果,因此开展孔喉特征对水驱规律及机制的研究十分必要。

王香增^[1]等人针对延长油田的裂缝性特低渗储层进行了动态渗吸实验,发现裂缝性特低渗油藏存在渗吸作用,特低渗油藏开发时不可忽略渗吸作用的影响,周俊杰^[2]针对延长油田长8储层进行了水驱油实验发现水驱油特征受孔隙结构的影响,驱油效率与储层物性、孔喉半径有较好的正相关关系,韩进^[3]、李俊健^[4]、黎盼^[5]进行的砂岩模型微观水驱油实验研究发现剩余油分布形态主要受微观储层物性、润湿性、油水黏度比及其非均质性的影响。赵丁丁^[6]发现喉道半

径大小与分布对水驱效果及渗流通道有决定性作用。核磁共振技术可以通过T2谱直接定量获取孔喉中的流体分布,已经在油气田开发研究中有所应用^[7,8],也是研究储层孔喉特征重要技术手段之一。但是目前利用核磁共振与恒速压汞开展孔喉特征对水驱规律的研究较少,基于此,本研究开展了恒速压汞及核磁共振水驱油实验,深入分析了孔喉特征对特低渗储层水驱油效率的影响。

1 核磁共振水驱油实验

1.1 样品准备及实验设计

根据杏子川地区长6储层和长4+5储层30块岩芯的物性测试结果,气测渗透率分布区间为0.052~0.805 mD,平均气测渗透率为0.28 mD;孔隙度

分布区间为 9.8%~17.7%，平均孔隙度为 13.65%。

本研究按不同渗透率大小选取代表性实验样品三块，这三块样品每块再制作 2 个样品分别用于开展核磁共振驱替实验和恒速压汞实验，其中核磁共振驱替实验样品编号分别为 #1、#2、#3，对应用于恒速压汞实验样品编号分别为 #1'、#2'、#3'。本研究设计核磁共振条件下的水驱油模拟实验采用驱替速度均为 0.01 mL/min，累计驱替倍数为 4.0 PV，所采用饱和和润湿相为蒸馏水，但在核磁驱替时采用质量浓度为 6.0%、矿化度为 2.5×10^5 mg/L 的氯化锰($MnCl_2$)的水溶液，所采用非润湿相为白油(常温下黏度为 45.20 mPa·s)。核磁共振驱替实验样品基础物性及驱替速度和注入倍数如表 1 所示。

1.2 实验原理及装置

低场核磁共振的原理是利用油、水中的氢原子在外加磁场的作用下获得能量激发而产生信号，在撤去外加磁场后，信号便开始衰减，这种现象被称作弛豫现象，它包括横向弛豫现象和纵向弛豫现象，一般只记录横向弛豫，并且其信号强度的大小与样品内含氢原子的流体所处的孔隙空间大小成正比。利用这一特性，就可以分析在驱替过程中不同大小孔隙中的微观驱替现象。将弛豫信号反演就可以得到 T2 谱，它反映了不同弛豫时间流体所占的比例，T2 谱上弛豫时间较长的部分对应于样品中相对较大孔隙中的流体，T2 谱上弛豫时间较短的部分对应于样品中相对较小孔隙中的流体^[9-12]。

恒速压汞实验技术是分析储层岩石微观孔喉结构特征的常用技术之一。通过恒速压汞实验可以得到准确的孔隙、喉道大小及分布、孔喉比大小，它可以提供孔隙和喉道的毛细管压力曲线，非常适用于孔隙和喉道性质差别较大的特低、超低渗透储层，能较好地反映储层流体渗流过程中的动态孔喉特征^[13-18]。

1.3 实验步骤

对上述三块岩样进行水驱油模拟实验，在进行实验前使用 6% 的 $MnCl_2$ 溶液饱和样品，因为 $MnCl_2$ 溶

于水后会电离出 Mn^{2+} 离子，并与水分子直接作用减弱水分子中的氢原子弛豫时间，从而屏蔽样品中水对核磁共振实验的影响^[19]。同时为了尽可能减少样品存放时间对弛豫时间的影响^[8]，样品在饱和原油后立即进行驱替实验。具体实验步骤如下：

(1) 将标准油样放入磁体腔内，调整核磁共振仪器参数，进行中心频率校正，确定脉宽、中心频率等参数；

(2) 岩芯抽真空后加压饱和蒸馏水，放置仪器中进行核磁共振 T2 测试，并反演出 T2 弛豫时间谱；

(3) 用矿化度为 2.5×10^5 mg/L 的 $MnCl_2$ 溶液驱替岩芯中的蒸馏水并进行核磁共振 T2 测试，观察是否能检测到信号；

(4) 注入原油以 0.01 mL/min 流速驱替岩样孔隙中的 $MnCl_2$ 溶液，建立束缚水饱和度条件，然后再进行核磁共振 T2 测试，记录 T2 谱；

(5) 再注入矿化度为 2.5×10^5 mg/L 的 $MnCl_2$ 溶液以 0.01 mL/min 速度进行水驱油实验。累积注入倍数为 4.0 PV，同时进行不同注入倍数条件下剩余油饱和度及分布状态的核磁共振 T2 谱测试。

1.4 不同注入倍数水驱油 T2 谱

利用核磁共振测得样品 #1、#2 和 #3 在不同驱替倍数(0.4~4.0 PV)条件下的 T2 谱的变化幅度，见图 1。由图 1(a)、(b)和(c)可以看出，#1 和 #2 号样品 T2 值呈双峰分布，#3 号样品 T2 值单峰正态分布，孔渗大小和单峰双峰分布没有直接关系；水驱油过程中，三块样品的 T2 值随着注入 PV 数的增大，均表现出早期 T2 值的信号频率下降幅度大，随着驱替倍数的增加，T2 值的下降幅度呈现出逐渐减少的趋势；#3 号样品与 #2 号样品物性接近，与 #1 号样品相比孔渗性差，但是 #3 号样品的 T2 值整体下降幅度最大。

1.5 水驱油驱替效率分析

根据国内学者提出的弛豫时间分布与孔隙半径分布的转化关系^[14-15]，可以将核磁共振实验测得的 T2 谱转化为孔隙半径分布。

表 1 核磁共振驱替实验样品基础物性及实验信息表

Table 1 Basic physical properties and experimental information of NMR displacement test samples

样品编号	孔隙度 /%	渗透率 /mD	驱替速度 / (mL/min)	注入倍数 /PV
#1	15.1	0.805	0.01	4.0
#2	11.0	0.174	0.01	4.0
#3	9.8	0.228	0.01	4.0

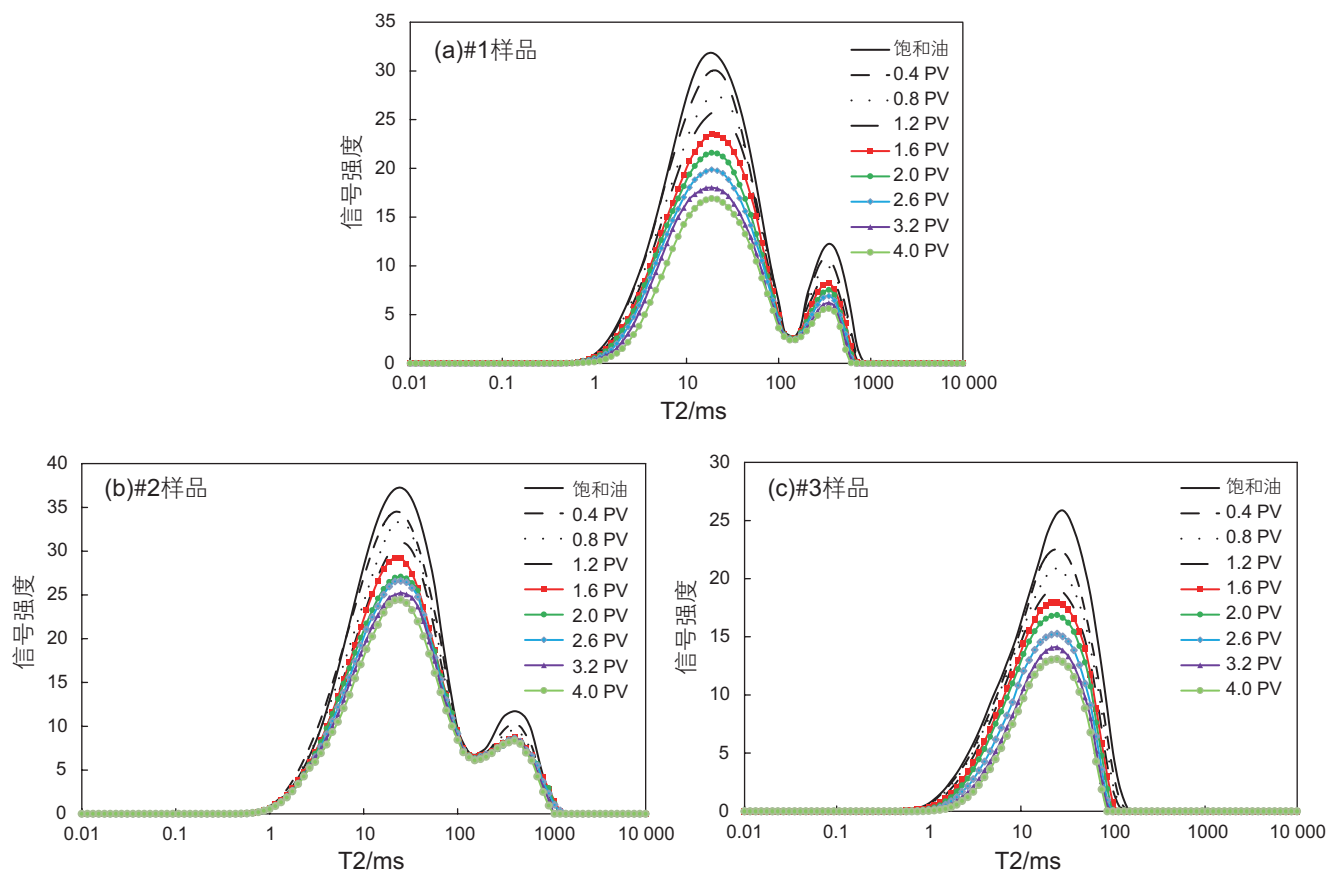


图1 三块岩芯在不同驱替倍数条件下的水驱油 T2 谱

Fig. 1 T2 spectrum of water drive oil under different displacement volumes

根据孔隙大小的划分标准进行划分,可以得到微米孔($>1\ \mu\text{m}$)、亚微米孔($0.1\sim 1\ \mu\text{m}$)、纳米孔($<0.1\ \mu\text{m}$)三个大类,还可进行细分成21个亚类;再结合T2谱的峰面积,使用积分的方法,可以获得孔隙中所含注入流体体积,得到不同注入PV数条件下的不同孔隙中的剩余油体积占总孔隙体积的百分比。经转换, #1、#2和#3样品在不同驱替PV倍数条件下的剩余油孔隙分布直方图如图2(a)、(b)和(c)所示。从剩余油分布直方图中可以看出,各样品中的剩余油在孔隙中呈近似正态分布,并且峰值主要分布在半径为 $1\sim 2.5\ \mu\text{m}$ 孔隙中。这一部分孔隙中的油在驱替过程被采出的最快,相对采收率也最高,说明这一级别的孔隙是样品中的主要连通孔隙。水驱油过程中,首先沿主要连通孔隙流动,其中的油被驱替出来。通过T2谱及直方图可以看出, $1\sim 4\ \mu\text{m}$ 的孔隙中的油含量减小的最快,而样品中部分较大孔隙则含油量下降缓慢,说明这部分孔隙没有被有效波及到,并且在水持续流动形成水锁后很大一部分油便残留在这部分孔隙中,采收率变低,与中高渗储层的水驱油特征有所不同^[6]。

图3分别绘制了三个样品在不同驱替倍数条件下

的含油饱和度和驱替效率曲线。由图3可知,在注入体积达4 PV时, #1、#2和#3号样品的含油饱和度分别为:50.83%、33.83%和20.94%。定义驱替效率为当前含油饱和度和初始含油饱和度的差值占初始含油饱和度的比例, #1、#2和#3号样品在4.0PV时的驱替效率分别为62.09%、57.41%和72.85%,其中#3号样品的物性参数明显不如#1号样品,但是#3号样品的驱油效率却最高,剩余油饱和度最低。因此对于超低渗储层,并不是孔隙度、渗透率越高,驱替效率越高,岩石的孔隙度、渗透率和驱油效率不存在正相关关系。

2 微观孔喉结构特征分析

3块岩样的恒速压汞实验结果,包括毛管压力曲线和孔喉半径分布曲线如图4(a)、(b)和(c)所示,此外,这3个样品的主要微观孔喉结构特征参数,包括孔喉比、中值半径、平均孔隙半径、主流喉道半径、分选系数、歪度等微观孔喉结构特征参数列于表2。

结合上文核磁共振实验水驱油实验在不同驱替PV数条件下剩余油饱和度和驱油效率的变化趋势可以看

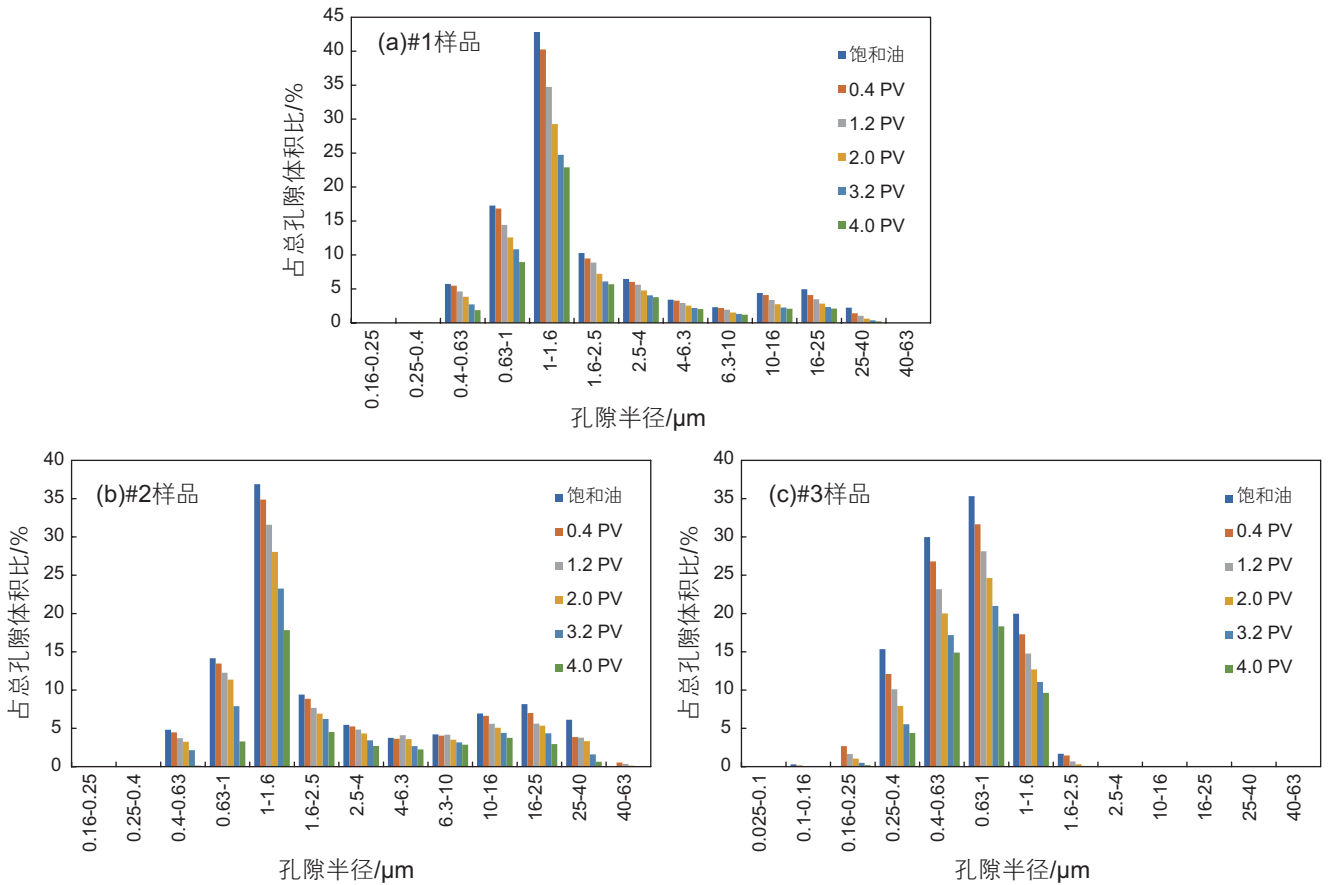


图 2 不同驱替倍数条件下剩余油分布直方图

Fig. 2 Histogram of remaining oil distribution under different displacement times

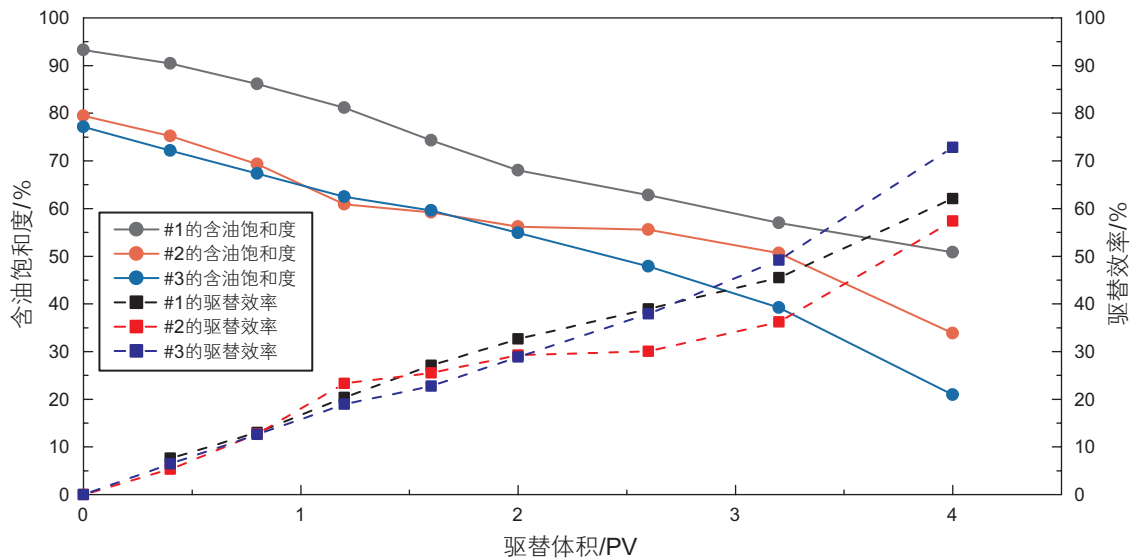


图 3 含油饱和度和驱替效率随驱替倍数关系

Fig. 3 Relationship between oil saturation and displacement efficiency of samples under different displacement times

出, #3 号(#3'号)样品的基础孔、渗透性能较低, 但驱油效率最高; 平均孔隙半径不是影响驱油效率的主要微观参数, 驱油效率主要受平均喉道半径、平均孔

喉比这两个微观参数综合影响。因为平均喉道半径是表征储层渗流能力的最重要参数, 对于亲水油藏, 平均喉道半径越小, 小喉道所占的比例越大, 毛管力更

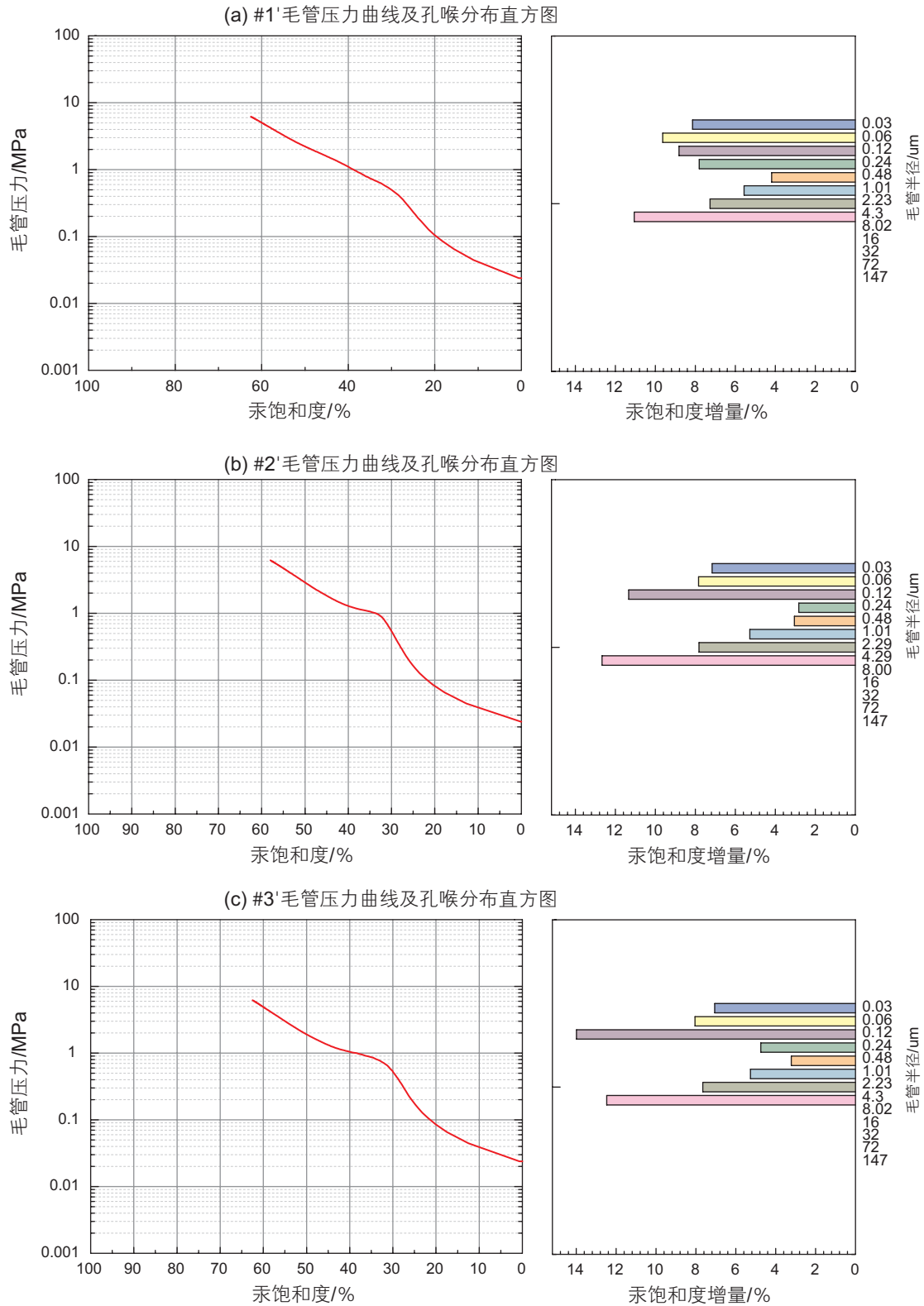


图4 压汞毛管压力曲线和孔喉分布直方图

Fig. 4 Capillary pressure curve and pore throat distribution histogram of mercury injection

强, 渗吸作用越明显, 对驱油效率的贡献越大; 平均孔喉比是表征储层非均质性的主要微观参数, 平均孔喉比越大, 非均质性越强, 储层渗流阻力越大, 驱油

效率越低。#3号岩芯平均喉道半径(1.217 μm)最小, 平均孔喉比中等, 驱替过程中小喉道比例大, 渗吸作用强, 储层非均质性较弱, 因而在渗吸驱替双重作用

表 2 恒速压汞实验主要微观孔喉结构特征参数

Table 2 The characteristic parameters of pore – throat structure in constant – speed mercury injection experiment

样品 编号	孔隙度 /%	渗透率 /mD	平均孔隙 半径/ μm	平均喉道 半径/ μm	平均孔喉比	中值半径 / μm	中值压力 /atm	相对分选 系数
#1'	15.1	0.805	174.616	1.570	168.635	0.424	17.1248	0.305
#2'	11.0	0.174	179.328	1.801	159.843	0.254	28.5122	0.317
#3'	9.80	0.228	177.005	1.217	145.430	0.384	18.8744	0.304
样品 编号	孔隙度 /%	渗透率 /mD	歪度	主流喉道半径 / μm	剩余油 饱和度 /%	束缚水 饱和度 /%	阈值压力 /psi	阈压喉道 半径 / μm
#1'	15.1	0.805	0.495	4.306	30.38	28.52	11.421	9.333
#2'	11.0	0.174	0.462	4.293	32.19	22.01	44.208	2.411
#3'	9.80	0.228	0.453	0.123	23.55	27.52	42.209	2.526

下, 剩余油饱和度最低。而#2号(#2'号)样品虽然平均喉道半径最大, 但是平均孔喉比也最大, 非均质性最强, 渗流能力最弱, 同时由于平均喉道半径也最小, 毛管渗吸作用也最弱, 因而#2号的驱油效率最低, 剩余油饱和度最大。可见在超低渗储层当中, 由于平均喉道半径小, 渗吸作用起到了不可忽视的作用。在作者^[21]前期关于杏子川长6超低渗储层的渗吸研究中, 渗透率为 0.228×10^{-3} , 0.287×10^{-3} 和 $0.352 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的三块岩芯, 在温度 50°C 当含油饱和度在0.20~0.35之间时, 其渗吸驱油效率可达0.50~0.75, 进一步佐证了渗吸对提高采收率的贡献。由此可见, 认识储层孔喉特征参数分布, 最大发挥渗吸和驱替协同作用, 降低微观非均质性的影响是提高驱油效率的关键。

3 结论与展望

1) 本研究对杏子川油区三块不同渗透率的超低渗

储层样品开展了核磁共振条件下的水驱油实验, 结果发现基础孔渗性能较低的样品最终驱油效率反而较高, 对于超低渗储层, 孔隙度、渗透率和驱油效率不存在正相关关系。

2) 结合恒速压汞实验结果发现, 平均孔隙半径不是影响驱油效率的主要微观参数, 驱油效率主要受平均喉道半径、平均孔喉比这两个微观参数综合影响。平均喉道半径是表征储层渗流能力的最重要参数, 对于亲水油藏, 毛管力为动力, 平均喉道半径越小, 小喉道所占的比例越大, 毛管力的动力作用更强, 渗吸作用越明显, 对驱油效率的贡献越大; 平均孔喉比是表征储层非均质性的主要微观参数, 平均孔喉比越大, 非均质性越强, 储层渗流阻力越大, 驱油效率越低。

3) 对于超低渗亲水储层来说, 认识清楚储层孔喉特征, 利用和发挥渗吸和驱替协同作用, 设计合理的注采速度、注采压力、注采周期, 降低储层非均质的影响, 对于进一步提高注水开发效果具有重要意义。

参考文献

- [1] 王香增, 党海龙, 高涛. 延长油田特低渗油藏适度温和注水方法与应用[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(06): 1026–1034. [WANG X Z, DANG H L, GAO T. Method of moderate water injection and its application in ultra-low permeability oil reservoirs of Yanchang Oilfield, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(06): 1026–1034.]
- [2] 周俊杰. 延长油田坪北区长8储层孔隙结构特征及其对水驱油微观特征的影响[J]. 大庆石油地质与开发, 2017, 36(05): 68–75. [ZHOU J. Characteristics of the pore-throat structures and their influences on the atermflooded oil micro-features or chang 8 reservoir in pingbei block of yanchang oilfield[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2017, 36(05): 68–75.]
- [3] 韩进, 孙卫, 白云云, 张茜, 樊秀江. 基于真实砂岩微观水驱油实验的低渗透储层流体渗流特征及驱油效率影响因素研究: 以姬塬油田王盘山长6储层为例[J]. 地质科技情报, 2018, 37(06): 89–95. [HAN J, SUN W, BAI Y Y, et al. Fluid seepage characteristics of low permeability reservoir based on the real sandstone microscopic water flooding experiment: taking the chang 6 reservoir in wangpanshan as an example[J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(06): 89–95.]
- [4] 李俊键, 刘洋, 高亚军, 成宝洋, 孟凡乐, 徐怀民. 微观孔喉结构非均质性对剩余油分布形态的影响[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(06): 1043–1052. [LI J J, LIU Y, GAO Y J, et al. Effects of microscopic pore structure heterogeneity on the distribution and morphol-

- ogy of remaining oil[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(06): 1043–1052.]
- [5] 黎盼, 孙卫, 王震, 黄何鑫, 折文旭. 鄂尔多斯盆地西峰油田长 8₁ 储层微观孔隙结构特征及其对水驱油特征的影响[J]. *现代地质*, 2018, 32(06): 1194–1202. [LI P, SUN W, WANG Z, et al. Features of microscopic pore structure and their influence on oil displacement efficiency in Chang 8₁ Reservoir of Xifeng Oilfield Ordos Basin[J]. *Geoscience*, 2018, 32(06): 1194–1202.]
- [6] 赵丁丁, 孙卫, 杜堃, 等. 特低—超低渗透砂岩储层微观水驱油特征及影响因素: 以鄂尔多斯盆地马岭油田长 8₁ 储层为例[J]. *地质科技情报*, 2019, 38(03): 157–164. [ZHAO D D, SUN W, et al. Microscopic water flood in characteristics of extra-ultra low permeability sandstone reservoir and its influence factors: A case from the Chang 8₁, Reservoir in Maling Oil field in Ordos Basin[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2019, 38(03): 157–164.]
- [7] MITCHELL M, GLADDEN L F, CHANDRASEKERA T C, FORDHAM E J. Low-field permanent magnets for industrial process and quality control[J]. *Progress in Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, 2014, 76.
- [8] 杨正明, 张英芝, 郝明强, 等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. *石油学报*.2006, 27(2): 64–67. [YANG Z M, ZHANG Y Z, HAO M Q, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(2): 64–67.]
- [9] 高辉, 解伟, 杨建鹏, 等. 基于恒速压汞技术的特低—超低渗透砂岩储层微观孔喉特征[J]. *石油实验地质*.2011, (2): 206–211. [GAO H, XIE W, YANG J P, et al. Pore throat characteristics of extra-ultra low permeability sandstone reservoir based on constant-rate mercury penetration technique. *PETROLEUM GEOLOGY & EXPERIMENT*, 2011, 33(2): 206–211.]
- [10] 孙军昌, 杨正明, 刘学伟, 等. 核磁共振技术在油气储层润湿性评价中的应用综述[J]. *科技导报*.2012, (27): 65–71. [SUN J C, YANG Z M, LIU X W, et al. Reservoir wettability evaluation using Nuclear Magnetic Resonance Technology[J]. *Science and technology guide*, 2012, 30(27): 65–71.]
- [11] 姚艳斌, 刘大锰. 基于核磁共振弛豫谱的煤储层岩石物理与流体表征[J]. *煤炭科学技术*, 2016, 44(06): 14–22. [YAO Y B, LIU D M. Petrophysics and fluid properties characterizations of coalbed methane reservoir by using NMR relaxation time analysis[J]. *Coal Science and Technology*, 2016, 44(06): 14–22.]
- [12] 王振华, 陈刚, 李书恒, 等. 核磁共振岩芯实验分析在低孔渗储层评价中的应用[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(06): 773–779. [WANG Z H, CHEN G, LI S H, et al. Application of NMR core experimental analysis in evaluation of low-porosity and low-permeability sandstone reservoirs[J]. *PETROLEUM GEOLOGY & EXPERIMENT*, 2014, 36(6): 773–779.]
- [13] 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: 自然科学版*.2010, (2): 69–72. [WANG X W, YANG Z M, LI H T, et al. Study on pore structure of low permeability reservoir by NMR[J]. *Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)*, 2010, (2): 69–72.]
- [14] 何雨丹, 毛志强, 肖立志, 等. 核磁共振 T₂ 分布评价岩石孔径分布的改进方法[J]. *地球物理学报*.2005, 48(2): 373–378. [HE Y D, MAO Z Q, XIAO L Z, et al. An improved method of using NMR T₂ distribution to evaluate pore size distribution[J]. *Chinese Journal Of Geophysics*, 2005, 48(2): 373–378.]
- [15] 张新旺, 郭和坤, 沈瑞, 李海波. 基于核磁共振技术水驱油剩余油分布评价[J]. *实验室研究与探索*, 2017, 36(09): 17–21. [ZHANG X W, GUO H K, SHEN R, LI H B. Microscopic experimental study on water displacement oil based on nuclear magnetic resonance technology[J]. *Research and Exploration in Laboratory*, 2017, 36(09): 17–21.]
- [16] 郝明强, 刘先贵, 胡永乐, 等. 微裂缝性特低渗透油藏储层特征研究[J]. *石油学报*.2007, (5): 93–98. [HAO M Q, LIU X G, HU Y L, et al. Reservoir characteristics of micro-fractured ultra-low permeability reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(5): 93–98.]
- [17] 于俊波, 郭殿军, 王新强. 基于恒速压汞技术的低渗透储层物性特征[J]. *大庆石油学院学报*.2006, (2): 22–25. [YU J B, GUO D J, WANG X Q. Study of microscopic behaviors of low permeable reservoir through constant velocity mercury injection technique[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*.2006, (2): 22–25.]
- [18] 王志战, 许小琼, 周宝洁. 孔隙流体核磁共振弛豫特征及油水层识别方法[J]. *油气地质与采收率*.2011, (2): 41–44. [WANG Z Z, XU X Q, ZHOU B J. Nuclear magnetic resonance relaxation characteristics of pore fluid and method for identification of oil and water layers [J]. *Petroleum Geology and Recovery Efficiency*.2011, (2): 41–44.]
- [19] 肖立志. 核磁共振成像测井与岩石核磁共振及其应用[M]. 北京: 科学出版社, 1998. [XIAO L Z Nuclear magnetic resonance imaging logging and rock nuclear magnetic resonance and its application[M]. Beijing: Science Press, 1998.]
- [20] 蔡建超, 郁伯铭. 多孔介质自发渗吸研究进展[J]. *力学进展*, 2012, 42(6): 735–754. [CAI J C, YU B M. Advance in studies of spontaneous imbibition in porous media, *Advance in Mechanics*, 2012, 42(6): 735–754.]
- [21] 党海龙, 姜汉桥, 王小锋, 等. 延长油田低渗油藏长 6 储层高温高压条件下裂缝对渗吸效率的影响[J]. *石油与天然气化工*, 2020, 49(2): 87–92. [DANG H L JIANG H Q, WANG X F, et al. The effect of fractures on the imbibition efficiency under high-temperature and high-pressure condition in Chang 6 reservoir of Yanchang Oilfield[J]. *Petroleum and Natural Gas Chemical Industry*, 2020, 49 (2): 87–92.]