

文章编号: 1000-0747(2019)04-0739-07

DOI: 10.11698/PED.2019.04.12

致密储集层渗吸影响因素分析与渗吸作用效果评价

杨正明^{1,2}, 刘学伟^{1,2}, 李海波^{1,2}, 雷启鸿³, 骆雨田^{1,2}, 王向阳²(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007;
3. 中国石油长庆油田公司勘探开发研究院, 西安 710018)**基金项目:** 国家科技重大专项“超低渗油藏物理模拟方法与渗流机理”(2017ZX05013-001); 中国石油天然气集团有限公司重大基础科技攻关课题“致密油藏物理模拟方法与开采机理研究”(2018B-4907)

摘要: 为了探索如何有效发挥裂缝与基质之间的渗吸作用、提高致密储集层开发效果, 采用高压大模型物理模拟系统和核磁共振等技术, 建立了不同尺度岩心渗吸物理模拟实验方法, 研究了致密储集层渗吸过程的影响因素, 并构建了水驱油时渗吸作用的定量评价方法。研究表明: 逆向渗吸过程中, 渗透率越低, 油滴析出越晚, 渗吸平衡时间越长, 采出程度越低; 裂缝可有效扩大致密基质与水接触的渗吸面积和渗吸前缘的范围, 减小油排出的阻力, 提高渗吸速度和采出程度; 岩石越亲水, 岩样的渗吸速度和采出程度越高。顺向渗吸过程中, 渗透率越低, 渗吸作用越明显; 驱替采出程度与渗透率呈正相关, 而渗吸采出程度与渗透率呈负相关。注水吞吐的渗吸距离要大于单纯的逆向渗吸距离, 渗透率和注入倍数越大, 渗吸距离越大。致密储集层大规模体积压裂与改变储集层润湿性、注水吞吐相结合有利于提高致密储集层的渗吸效果。图9表2参23

关键词: 致密储集层; 物理模拟; 核磁共振; 渗吸作用; 影响因素; 作用距离

中图分类号: TE345

文献标识码: A

Analysis on the influencing factors of imbibition and the effect evaluation of imbibition in tight reservoirs

YANG Zhengming^{1,2}, LIU Xuewei^{1,2}, LI Haibo^{1,2}, LEI Qihong³, LUO Yutian^{1,2}, WANG Xiangyang²

(1. Research Institute of Petroleum Exploration & Development, PetroChina, Beijing 100083, China; 2. Institute of Porous Flow & Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China; 3. Exploration and Development Research Institute of Changqing Oilfield Company, PetroChina, Xi'an 710018, China)

Abstract: To exert the imbibition between cracks and matrix effectively and enhance the development effect of tight oil reservoirs, a physical simulation method for imbibition in different scales of cores is developed by combining a high-pressure large-model physical simulation system and nuclear magnetic resonance technology (NMR) to investigate the influencing factors of imbibition process in tight reservoirs, and construct a quantitative evaluation method for the imbibition in water flooding. The results show that in the process of counter-current imbibition, the lower the permeability, the later the oil droplet precipitation, the longer the imbibition equilibrium time, and the lower the recovery degree. Fractures can effectively expand the area of imbibition and the front edge of imbibition in the contact between the dense matrix and water, reduce the resistance of oil discharge, and improve the imbibition speed and the degree of recovery. The more hydrophilic the rock, the higher the imbibition rate and imbibition recovery of tight rocks. In the process of co-current imbibition, the lower the permeability, the more obvious the imbibition, and the displacement recovery is positively correlated with permeability, while the imbibition recovery is negatively correlated with the permeability. It also shows that the imbibition distance of the cyclic water injection is greater than that of the counter-current imbibition, and the higher the permeability and the injection multiple, the longer the imbibition distance. The combination of large-scale volume fracturing with changing reservoir wettability and cyclic water injection is conducive to improving the imbibition ability of tight reservoirs.

Key words: tight reservoir; physical simulation; nuclear magnetic resonance; imbibition; influencing factor; imbibition distance

引用: 杨正明, 刘学伟, 李海波, 等. 致密储集层渗吸影响因素分析与渗吸作用效果评价[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(4): 739-745.

YANG Zhengming, LIU Xuewei, LI Haibo, et al. Analysis on the influencing factors of imbibition and the effect evaluation of imbibition in tight reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(4): 739-745.

0 引言

致密油作为全球非常规石油勘探开发的亮点领域,已成为中国各大油区增储上产的重要接替资源^[1-2]。美国能源信息署在 2013 年预测全球致密油可采储量为 473×10^8 t, 预计到 2035 年致密油产量将占原油总产量的 45%^[3]。中国致密油资源丰富, 初步预测中国陆上主要盆地致密油分布面积达 50×10^4 km², 地质资源量大约为 200×10^8 t, 技术可采资源量为 $(20\sim 25)\times 10^8$ t^[4]。目前, 虽然利用水平井和体积压裂改造技术实现了致密油的初期规模动用, 但致密储集层整体采出程度低于 10%, 急需研发新技术来有效开发致密储集层资源^[5-8]。长庆、大庆和吉林等油田开展了致密油注水吞吐矿场试验, 取得了一些进展, 同时也暴露出一些问题, 这些问题的解决有赖于对致密储集层渗吸机理的深入了解。致密储集层微裂缝发育, 通常通过大规模体积压裂措施提高产能, 使得孔隙、微裂缝、人工裂缝形成的网络系统更为复杂, 同时裂缝与基质间渗流能力差异巨大, 注入水极易沿裂缝发生水窜, 导致基质内富集大量剩余油, 注水开发效果差。如何有效发挥裂缝与基质之间的渗吸作用, 提高基质内原油的动用程度, 已成为提高致密储集层开发效果的重要问题^[9-13]。

渗吸是通过毛细管力作用由润湿相置换非润湿相的过程, 国内外许多学者进行了相关研究。1952 年, Brownscombe 等^[14]提出渗吸作用有利于油田提高原油产量, 随后国内外多位学者^[15-20]对多孔介质自发渗吸过程进行了系统研究, 分析了各种因素对自发渗吸的影响, 并建立了相应的渗吸模型。但这些研究很多基于裂缝性油藏, 甚少研究致密储集层, 且对驱替过程中的渗吸作用及渗吸距离的研究涉及较少。

本文利用高压大模型物理模拟系统和核磁共振等技术^[21], 建立不同尺度岩心渗吸物理模拟实验方法, 分析渗透率、裂缝和润湿性对致密岩心渗吸效果的影响, 研究驱替和渗吸作用的大小及渗吸作用的传播距离, 揭示致密储集层渗吸机理, 探索致密储集层高效开发的基础理论。

1 致密储集层逆向渗吸影响因素

逆向渗吸是指吸入方向和排出方向完全相反的一种渗吸现象。在注水吞吐过程中, 逆向渗吸在致密储集层裂缝和基质的物质传输中起重要作用。选用如表 1 所示的岩心, 利用渗吸物理模拟实验系统, 研究渗透率、裂缝和润湿性对致密岩心逆向渗吸效果的影响。

表 1 实验岩心基础物性参数

影响因素	岩心编号	长度/cm	直径/cm	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙度	润湿性
渗透率	1	7.08	2.50	0.21	0.095	弱亲水
	2	7.23	2.50	1.52	0.138	弱亲水
	3	7.16	2.50	8.16	0.168	弱亲水
裂缝	4	6.95	2.50	0.22	0.098	弱亲水
	5	6.95	2.50	0.22	0.010	弱亲水
润湿性	6	7.12	2.50	0.26	0.101	强亲水
	7	7.12	2.50	0.26	0.102	弱亲水
	8	7.12	2.50	0.26	0.099	中性
	9	7.12	2.50	0.26	0.101	强亲油

1.1 渗透率

选取空气渗透率为 $0.21\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, $1.52\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 和 $8.16\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的 3 块岩心(表 1 中的 1 号、2 号、3 号岩心)开展实验。步骤为: ①将岩心外表和一个端面用聚四氟乙烯材料密封, 只保留岩心一个端面与外界相连通; ②岩心抽真空后饱和原油样品, 置于实验系统中, 保证岩心与外界相连通的一端接触水, 但岩心中不产生压力梯度; ③通过毛细管力吸入水置换原油, 并从进水端采出, 采出的油由蠕动泵导入油水分离器, 记录采油量。

实验结果如图 1 所示, 其中渗吸采出程度为渗吸采出油量占原始总饱和油量的百分比。可以看出: 岩心在逆向渗吸过程中, 渗透率越低, 渗吸平衡时间越长, 采出程度越低, 且油滴析出较晚; 随着渗透率的增大, 渗吸速度、渗吸采出程度均同步提高。

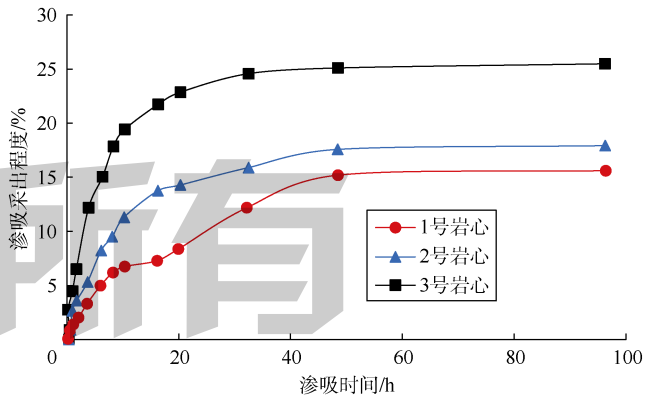


图 1 不同渗透率岩心渗吸效果对比

逆向渗吸的这种现象是由油藏的物理性质-力学机理控制的。逆向渗吸包含两个过程: ①水吸入过程, 该过程主要取决于毛细管力的大小, 在润湿性不变的情况下, 毛细管半径越小, 渗透率越小, 毛细管力越大, 水渗入的距离越大; ②油排出过程, 该过程中, 油排出的阻力有单相油的启动压力和油水两相流阻

力。这些力与渗透率有直接关系，即渗透率越大，阻力越小，越有利于油的排出，因而岩心的渗透率越大，逆向渗吸采出程度越高。

1.2 裂缝

为了分析裂缝对岩心渗吸效果的影响，选取表 1 中的 4 号、5 号岩心（基质空气渗透率均为 $0.22\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ），将其中一块沿轴线切成两部分，随后将两部分拼合起来构造一条人工裂缝（见图 2），代表裂缝性岩心，另一块代表基质岩心开展渗吸对比实验。

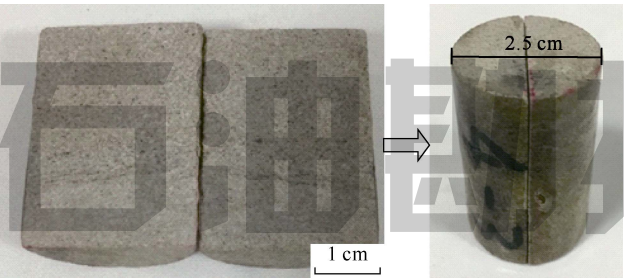


图 2 岩心人工制造裂缝示意图

裂缝的存在不仅扩大了致密基质与水接触的渗吸面积和渗吸前缘的范围，而且还减小了油排出的阻力，提高了渗吸速度和采出程度（见图 3）。因此，对致密储集层进行大规模体积压裂改造和注水吞吐，利用逆向渗吸的吸水排油机理，可提高渗吸排油速度和采出程度，改善开发效果。

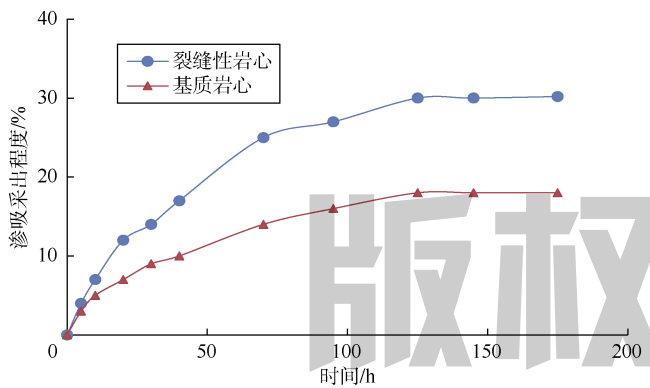


图 3 裂缝性岩心和基质岩心渗吸效果对比

1.3 润湿性

选择表 1 中的 6—9 号 4 块基质岩心进行逆向渗吸实验，其空气渗透率均为 $0.26\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ，但具有不同润湿性（强亲水、弱亲水、中性和强亲油）。测试结果如表 2 所示，可以看出：强亲水岩心的逆向渗吸驱油效率最高，为 19.12%；强亲油岩心的逆向渗吸驱油效率最低，为 2.82%，比强亲水岩心的驱油效率低

表 2 不同润湿性岩心的渗吸驱油效果

润湿性	渗吸驱油效率/%	润湿性	渗吸驱油效率/%
强亲水	19.12	中性	11.57
弱亲水	15.23	强亲油	2.82

16.30%。因此，致密储集层的注水吞吐开发，可以通过改变储集层润湿性来提高开发效果。

2 水驱油时渗吸作用的定量评价方法

亲水油藏水驱油过程中，毛细管力是渗吸的主要动力，水驱油微观图像^[22]证实毛细管力主要排驱大孔道壁面附近和小孔道内的原油，而驱替压力主要驱动大孔道中部的原油，如何定量评价渗吸作用的大小，目前未见相关文献。因此，本文结合核磁共振图谱和水驱油物理模拟实验，构建水驱油时渗吸作用大小的定量评价方法。

核磁共振图谱中的横向弛豫时间（ T_2 ）是流体传递能量大小的特征参数，在小孔道和大孔道壁面处的流体 T_2 值小，而在大孔道中部的流体 T_2 值大，可以用一个 T_2 截止值把核磁共振图谱分开^[21]，左边部分表示小孔道和大孔道壁面处的流体信号，右边部分表示大孔道中部的流体信号。选取岩心进行驱油实验，并测试饱和水、束缚水、水驱油结束等状态下的核磁共振信号，作出相应的核磁共振图谱（见图 4），计算渗吸采出量和驱替采出量，进而定量评价渗吸和驱替作用的大小。

实验步骤：①将烘干的岩心抽真空饱和水，完成第 1 次核磁共振图谱测试，得到整个岩心的流体分布（饱和水状态）；②将饱和水的岩心用去氢模拟油（核磁共振中没有信号）驱替，建立束缚水饱和度，完成第 2 次核磁共振图谱（饱和油后束缚水状态）测试，第 1 次和第 2 次所得两条核磁测试曲线所包围的面积为饱和油的分布状态；③再用水驱替模拟油至不产油，得到残余油饱和度场，完成第 3 次核磁共振图谱（水驱油最终状态）测试。由实验过程可知，第 3 次和第 2 次核磁共振图谱的差值即为采出油（图 4 中黄色和蓝色部分面积之和）， T_2 截止值的右边为大孔道中部采出的流体，是通过驱替作用采出的； T_2 截止值的左边为小孔道和大孔道壁面处采出的流体，是通过渗吸作用采出的，可见通过核磁共振图谱可定量评价驱替采出程度和渗吸采出程度。

根据上述方法，测试了长庆油田长 7 致密储集层 32 块岩心的水驱油核磁共振图谱（见图 5），其中渗透率大于 $1.0\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的岩心 2 块（ $0.3\sim1.0\times10^{-3}\mu\text{m}^2$

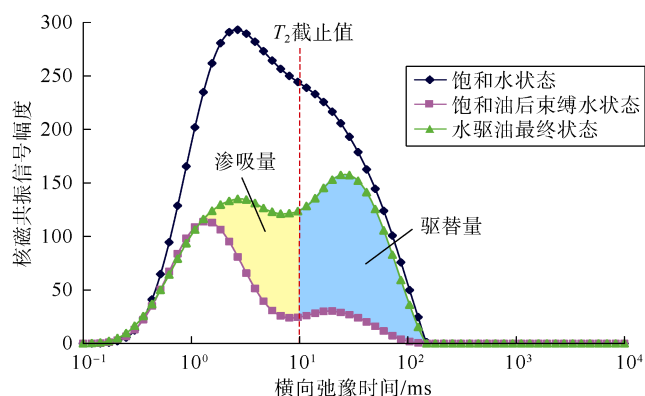


图4 水驱油时渗吸作用定量评价原理示意图

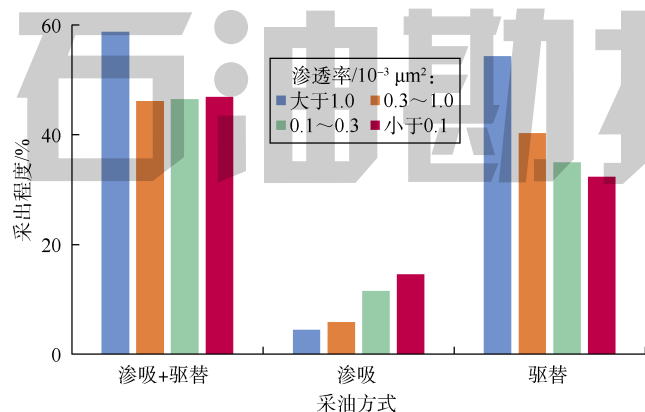


图5 不同渗透率岩心渗吸和驱替采出程度变化规律

的岩心4块, $(0.1 \sim 0.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心11块, 小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的岩心15块。从图中可以看出, 驱替采出程度随渗透率的降低而降低, 渗吸采出程度随渗透率的降低而增大, 说明水驱油条件下, 渗透率越低, 渗吸作用越明显。

应该指出的是, 水驱油条件下的渗吸是顺向渗吸, 而不是注水吞吐条件下的逆向渗吸。顺向渗吸的作用主要表现为水的渗入能力, 即渗透率越小, 毛细管半径越小, 毛细管力越大, 渗吸作用越强, 渗吸采出程度越高。

3 渗吸作用的传播距离

渗吸作用传播的距离是反映渗吸作用强弱的一个重要参数。本文采用自主研发的高压大模型实验系统^[23]设计了2个高压大模型物理模拟实验: ①高压大模型注水吞吐实验, 实验系统由注入系统(Quizix 驱替泵)、采集系统(调速型蠕动泵和油水分离计量装置)、监测系统(压力传感器)和封装好的露头岩样4部分组成(见图6), 按照“注—闷—采”的流程进行实验。即首先开启裂缝端的6号和12号阀门, 注入地层水(注

入压力20 MPa)模拟地下注水补充地层能量过程; 然后关闭6号和12号阀门, 在恒定压力下放置15 h模拟地下闷井流体渗吸置换过程; 最后再开启6号和12号阀门模拟地下采油过程; ②高压大模型逆向渗吸实验, 采用图6所示的实验系统, 设计注入速度0.5 mL/min, 从6号阀门不断注水, 由12号阀门不断采出。其中连接6号和12号阀门的裂缝为无限导流能力裂缝, 两个阀门之间无渗流阻力, 确保了逆向渗吸实验中水在裂缝面上只发生逆向渗吸。

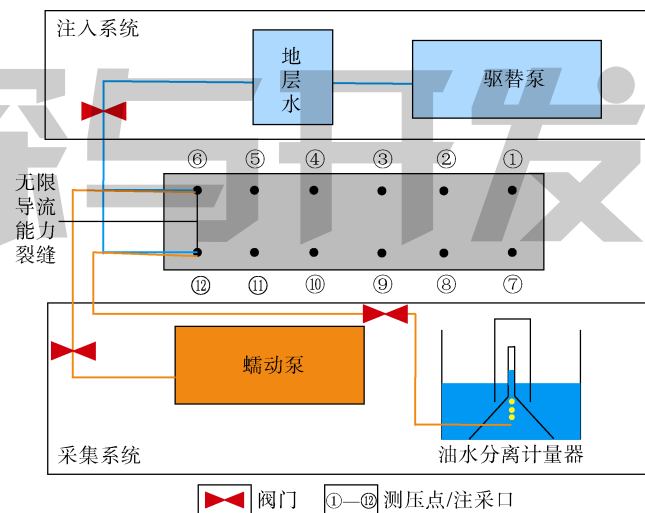


图6 大模型注水吞吐实验系统

测试渗吸距离的原理: 通过对比高压大模型注水吞吐和逆向渗吸实验前、后模型压力场的变化规律, 判断注水吞吐过程中注入水波及距离和逆向渗吸过程中的渗吸作用距离。

选择空气渗透率(约为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 十分相近的2块的露头岩样(尺寸40 cm×10 cm×2.7 cm)分别进行逆向渗吸和注水吞吐实验。露头岩样渗透率低, 体积大, 常规抽真空饱和流体的方法难以满足实验要求, 为解决该瓶颈问题, 根据文献[19]研发了大模型多点抽真空饱和流体的方法: ①在大模型的①—⑤注采口抽真空, 保证该处处于真空状态; ②从注采口⑥—⑫饱和水(50 mg/mL的标准盐水, 避免注入淡水对岩样的伤害); ③当露头岩样整体真空度恢复到大气压力时, 测试各个方向的电阻率, 确保模型完全饱和水; ④将饱和水的露头岩样放置到高压大模型夹持器内进行饱和油(真空泵油和煤油按一定的比例配制黏度为1.48 mPa·s的模拟油), 即先采用排状注采方式饱和模拟油, 然后在交叉注采口再进行饱和; ⑤测试各个方向的电阻率变化, 确保模型达到地层原始含油饱和度

状态。

实验步骤为：①采用模拟油从大模型无裂缝端驱替，记录模型不同时刻各测点的压力变化；②分别进行注水吞吐（3 个轮次，周期注入量为 5 mL）和逆向渗吸实验；③用模拟油从大模型无裂缝端再次驱替岩样，记录模型不同时刻各测点的压力变化。

图 7 为渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的露头岩样逆向渗吸实验中渗吸前、后模型各测点的压力变化，可以看出：①模型在逆向渗吸实验前，各测点压力随驱替时间的延长而逐渐上升，驱替至 4 000 s 时，各测点的压力基本稳定，说明模型内部阻力梯度一定，体现了模型单相渗流规律；②模型在逆向渗吸实验后，用模拟

油驱替时，各测点的压力随时间的延长先上升后降落，再趋于平行。这种现象是因为模型在逆向渗吸的作用下，水进入基质，形成油水两相过渡带，而未被水波及的区域依然只有油相，从而导致两个区域的渗流阻力不同。各测点在时间为 3 100 s 时，压力达到最大值。对比实验前后的压力数值，可以看出逆向渗吸实验后，驱替压力明显上升。除裂缝端的测点外，其他 5 个测点渗吸后的压力要比渗吸前的压力高 0.7~2.0 MPa，表明逆向渗吸以后，存在两相区，渗流阻力增大。

注水吞吐实验前后各测点的压力曲线与逆向渗吸实验一样，注水吞吐后的驱替压力要大于注水吞吐前的驱替压力。

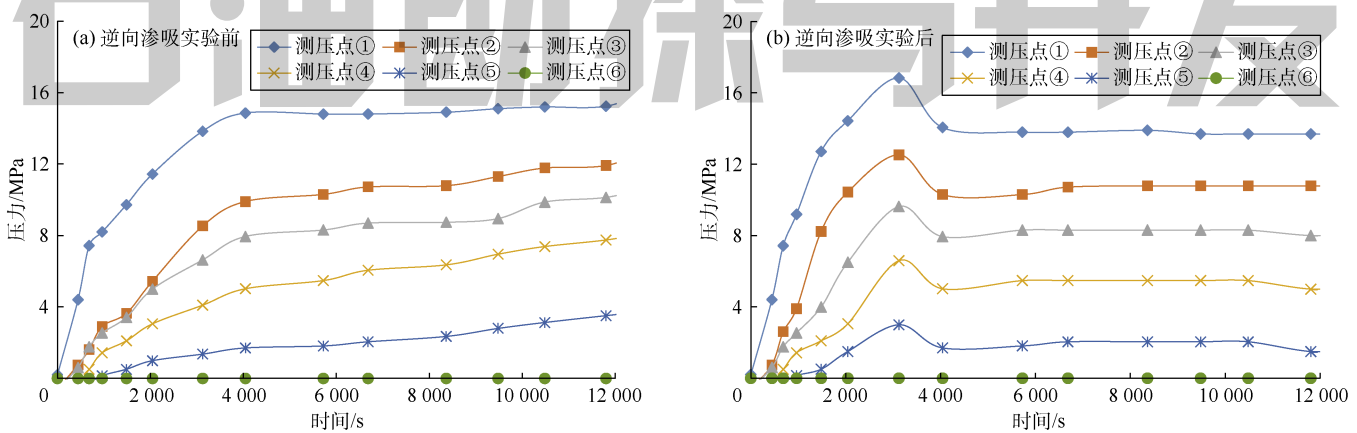


图 7 渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的露头岩样逆向渗吸前后反向驱替压力随时间的变化关系

通过对比注水吞吐和逆向渗吸实验前后渗流压力随距离的变化规律发现，当曲线中压力出现拐点时，该点所对应的距离即为注水吞吐和逆向渗吸过程中水的波及距离（见图 8）。可以看出：注水吞吐的渗吸距离为 22.8 cm，逆向渗吸的渗吸距离为 7.6 cm。注水吞吐的渗吸距离要大于逆向渗吸的渗吸距离，主要原因

是因为在注水吞吐过程中，“吞”的阶段有一部分水在压力（压差）作用下，挤入基质，“吐”的阶段有一部分油依靠基质与裂缝间压差的“驱动”采出，所以采出的油不能全部视为“渗吸”的贡献，其波及距离也不完全是“渗吸”的作用，而是压差与渗吸共同作用的结果，水相可进入更深的基质前缘。

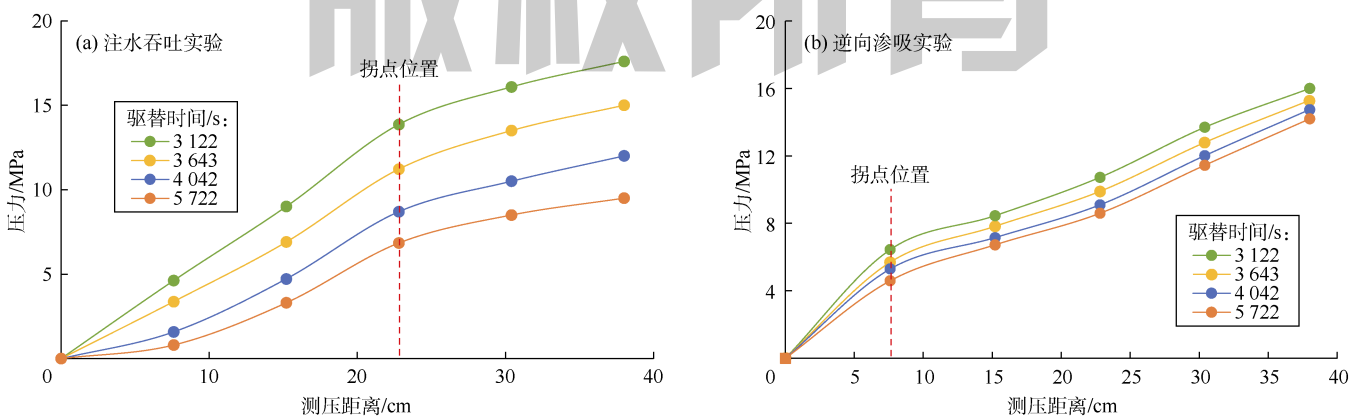


图 8 渗透率为 $0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的露头岩样注水吞吐和逆向渗吸实验中驱替压力随距离的变化关系

按照上述实验方法,注水吞吐过程中,注入水体积增加 1 倍时,测得的渗吸距离为 40.0 cm,说明致密储集层开采过程中,注入体积越大,渗吸距离也越大。

采用相同的实验方法,对渗透率为 $2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的露头岩样进行实验,测得注水吞吐的渗吸距离为 30.4 cm,逆向渗吸的渗吸距离为 10.0 cm (见图 9),结果表明,低渗储集层渗透率越大,渗吸距离越大。

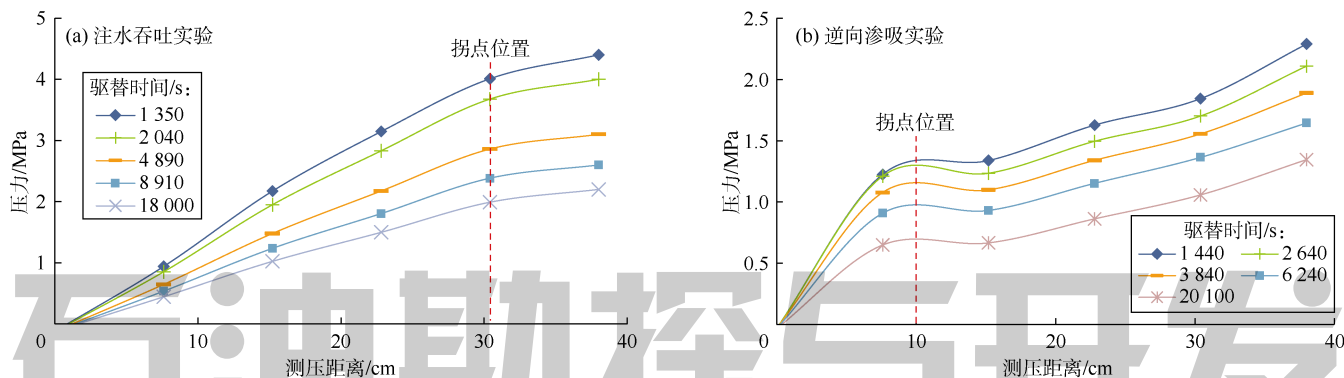


图 9 渗透率为 $2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的露头岩样注水吞吐和逆向渗吸实验中驱替压力随距离的变化关系

4 结论

逆向渗吸过程中,渗透率越低,油滴析出越晚,渗吸平衡时间越长,采出程度越低;裂缝可有效扩大致密基质与水接触的渗吸面积和渗吸前缘的范围,减小油排出的阻力,提高渗吸速度和采出程度;岩石越亲水,岩样的渗吸速度和采出程度越高。

顺向渗吸过程中,渗透率越低,渗吸作用越明显;驱替采出程度与渗透率呈正相关,而渗吸采出程度与渗透率呈负相关。

注水吞吐的渗吸距离要大于单纯的逆向渗吸距离,渗透率和注入倍数越大,渗吸距离越大。致密储集层大规模体积压裂与改变储集层润湿性、注水吞吐相结合有利于提高致密储集层的渗吸效果。

参考文献:

- [1] 邹才能, 张国生, 杨智, 等. 非常规油气概念、特征、潜力及技术[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(4): 385-399, 454.
ZOU Caineng, ZHANG Guosheng, YANG Zhi, et al. Geological concepts, characteristics, resource potential and key techniques of unconventional hydrocarbon: On unconventional petroleum geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(4): 385-399, 454.
- [2] 贾承造, 邹才能, 李建忠, 等. 中国致密油评价标准、主要类型、基本特征及资源前景[J]. 石油学报, 2012, 33(3): 343-350.
JIA Chengzao, ZOU Caineng, LI Jianzhong, et al. Assessment criteria, main types, basic features and resource prospects of the tight oil in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(3): 343-350.
- [3] U. S. Energy Information Administration. Status and outlook for shale gas and tight oil development in the U. S.[R]. Washington D C:

Energy Information Administration, 2013.

- [4] 邹才能, 朱如凯, 白斌, 等. 致密油与页岩油内涵、特征、潜力及挑战[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(1): 3-17.
ZOU Caineng, ZHU Rukai, BAI Bin, et al. Significance, geologic characteristics, resource potential and future challenges of tight oil and shale oil[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2015, 34(1): 3-17.
- [5] 梁涛, 常毓文, 郭晓飞, 等. 巴肯致密油藏单井产能参数影响程度排序[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(3): 357-362.
LIANG Tao, CHANG Yuwen, GUO Xiaofei, et al. Influence factors of single well's productivity in the Bakken tight oil reservoir[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(3): 357-362.
- [6] 林森虎, 邹才能, 袁选俊, 等. 美国致密油开发现状及启示[J]. 岩性油气藏, 2011, 23(4): 25-30.
LIN Senhu, ZOU Caineng, YUAN Xuanjun, et al. Status quo of tight oil exploitation in the United States and its implication[J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23(4): 25-30.
- [7] 吴奇, 胥云, 王晓泉, 等. 非常规油气藏体积改造技术: 内涵、优化设计与实现[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(3): 352-358.
WU Qi, XU Yun, WANG Xiaoquan, et al. Volume fracturing technology of unconventional reservoirs: Connotation, optimization design and implementation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(3): 352-358.
- [8] 邹才能, 丁云宏, 卢拥军, 等. “人工油气藏”理论、技术及实践[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(1): 144-154.
ZOU Caineng, DING Yunhong, LU Yongjun, et al. Concept, technology and practice of “man-made reservoirs” development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(1): 144-154.
- [9] 王香增, 任来义, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地致密油的定义[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(1): 2-5.
WANG Xiangzeng, REN Laiyi, HE Yonghong, et al. Definition of tight oil in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(1): 2-5.
- [10] AUSTAD T, STANDNES D C. Spontaneous imbibition of water into

- oil-wet carbonates[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2003, 39(3): 363-376.
- [11] 韦青, 李治平, 王香增, 等. 裂缝性致密砂岩储层渗吸机理及影响因素: 以鄂尔多斯盆地吴起地区长 8 储层为例[J]. 油气地质与采收率, 2016, 23(4): 102-107.
- WEI Qing, LI Zhiping, WANG Xiangzeng, et al. Mechanism and influence factors of imbibition in fractured tight sandstone reservoir: An example from Chang 8 reservoir of Wuqi area in Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2016, 23(4): 102-107.
- [12] DING M, KWANZAS A, LASTOCKIN D. Evaluation of gas saturation during water imbibition experiments[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 2006, 45(10): 29-35.
- [13] HØGNESEN E J, STANDNES D C, AUSTAD T. Experimental and numerical investigation of high temperature imbibition into preferential oil-wet chalk[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2006, 53(1): 100-112.
- [14] BROWNSCOMBE E R, DYES A B. Water-imbibition displacement: A possibility for the spraberry[J]. Drill & Prod. Prac. API, 1952, 7(5): 383-390.
- [15] BOURBIAUX B J, KALAYDJIAN F J. Experimental study of cocurrent and countercurrent flows in natural porous media[J]. SPE Reservoir Engineering, 1990, 5(3): 361-368.
- [16] POOLADI-DARVISH M, FIROOZABADI A. Experiments and modelling of water injection in water-wet fractured porous media[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, 39(3): 31-42.
- [17] 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 Jianchao, YU Boming. Advances in studies of spontaneous imbibition in porous media[J]. Advances in Mechanics, 2012, 42(6): 735-754.
- [18] GAUTAM P S, MOHANTY K K. Role of fracture flow in matrix-fracture transfer[R]. SPE 77336, 2002.
- [19] GRAUE A, FERN M, MOE R W, et al. Water mixing during waterflood oil recovery: The effect of initial water saturation[J]. SPE Journal, 2012, 17(1): 43-52.
- [20] 王敬, 刘慧卿, 夏静, 等. 裂缝性油藏渗吸采油机理数值模拟[J]. 石油勘探与开发, 2017, 44(5): 761-770.
- WANG Jing, LIU Huiqing, XIA Jing, et al. Mechanism simulation of oil displacement by imbibition in fractured reservoirs[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017, 44(5): 761-770.
- [21] 杨正明, 郭和坤, 刘学伟, 等. 特低-超低渗透油气藏特色实验技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2012: 135-155.
- YANG Zhengming, GUO Hekun, LIU Xuewei, et al. Characteristic experimental technology of an extra-ultra low permeability reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012: 135-155.
- [22] 郭尚平, 黄延章, 周娟, 等. 物理化学渗流微观机理[M]. 北京: 科学出版社, 1990: 8-18.
- GUO Shangpin, HUANG Yanzhang, ZHOU Juan, et al. Microscopic mechanism of physical and chemical seepage[M]. Beijing: Science Press, 1990: 8-18.
- [23] 杨正明, 张仲宏, 刘学伟, 等. 低渗/致密油藏分段压裂水平井渗流特征的物理模拟及数值模拟[J]. 石油学报, 2014, 35(1): 85-92.
- YANG Zhengming, ZHANG Zhonghong, LIU Xuewei, et al. Physical and numerical simulation of porous flow pattern in multi-stage fractured horizontal wells in low permeability/tight oil reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(1): 85-92.

第一作者简介: 杨正明 (1969-), 男, 江苏盐城人, 博士, 中国石油勘探开发研究院教授级高级工程师, 主要从事低渗/致密油气田物理模拟、渗流理论和三次采油方面的研究工作。地址: 河北省廊坊市 44#, 中国石油勘探开发研究院渗流流体力学研究所, 邮政编码: 065007。E-mail: yzhm69@petrochina.com.cn

收稿日期: 2018-06-04 修回日期: 2019-02-19

(编辑 唐俊伟)

《石油勘探与开发》2019 年第 5 期部分文章预告

- 鄂尔多斯盆地中新元古界—下古生界天然气成藏地质条件及勘探新领域.....杜金虎, 李相博, 包洪平, 等
- 鄂尔多斯盆地寒武纪断裂特征及其对沉积储集层的控制.....魏国齐, 朱秋影, 杨威, 等
- 长宁页岩气开发区地震的构造地质背景.....何登发, 鲁人齐, 黄涵宇, 等
- 基于孔隙结构参数的相控渗透率地震预测方法.....甘利灯, 王晓钧, 罗贤哲, 等
- 湖泊滨岸砂坝沉积砂泥空间配置关系及其地质意义.....商晓飞, 段太忠, 侯加根, 等
- 歧口凹陷滨海断鼻断-砂组合模式与油气成藏.....周立宏, 韩国猛, 董越崎, 等
- 纳米驱油剂扩大水驱波及体积机理.....雷群, 罗健辉, 彭宝亮, 等
- 复杂多孔介质主流通道定量判识标准的建立与应用.....李熙喆, 卢德唐, 罗瑞兰, 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.....于馥玮, 姜汉桥, 范桢, 等
- 适应中国主要气田的高效泡排剂系列研发及应用.....熊春明, 曹光强, 张建军, 等
- 致密油藏高效缝网改造与提高采收率一体化技术.....周福建, 梁天博, 苏航, 等