

基于 NMR 技术研究边界条件对致密砂岩油水、气水系统渗吸的影响

程志林^{1,2}, 王庆^{1,2*}, 宁正福^{1,2}, 李铭琪^{1,2}, 齐荣荣^{1,2}, 余雄飞^{1,2}

1 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

2 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

* 通信作者, wq2012@cup.edu.cn

收稿日期: 2018-01-15

国家自然科学基金“基于CT扫描及数字岩心的致密油多尺度渗吸机理研究”(51504265)、国家自然科学基金“基于数字岩心的致密油纳米—亚微米尺度储层特征及微观渗流规律研究”(51474222)、中国石油大学(北京)优秀青年教师研究项目“基于非介入可视化技术的致密油藏渗吸机理研究”(2462015YQ0223)联合资助

摘要 致密油气藏是一种潜力巨大的替代能源, 水平井压裂技术广泛地应用于非常规油气资源的开发中, 压裂液流体自发渗吸是致密储层采油的重要机理。基于NMR技术研究了致密砂岩油水及气水系统自发渗吸特征及规律, 通过 T_2 谱反映了岩石孔隙空间内油水、气水运移特征以及不同边界条件对渗吸采收率的影响, 结果表明: 致密砂岩微观孔隙结构具有多尺度分布特征, 主要以微孔和小孔为主; 渗吸开始后, 微孔中的白油会优先被水置换出来, 通过较小的孔隙流出, 渗吸采油主要来自微孔的贡献; 气水渗吸时卡断效应使得水相难以进入较大的中孔。边界条件对油水系统岩石渗吸速度和最终采收率影响显著, 岩石表面与水接触面积越大, 渗吸速度越快, 采收率也越高。对气水系统而言, 边界条件的影响主要体现在渗吸速度上, 对最终的渗吸采收率影响不大。在油藏岩石润湿性不改变的条件下, 传统的无因次标度模型能够较好的标度致密砂岩油水和气水渗吸数据, 预测渗吸采收率是合理的。

关键词 致密砂岩; 自发渗吸; NMR; 边界条件; 标度模型

0 引言

伴随着日益严峻的能源危机以及非常规油气资源勘探的不断深入, 致密油气藏已成为重要的替代能源^[1-2]。水平井压裂技术已经广泛地应用于非常规油气资源的开发当中^[3], 大量的压裂液被注入地层中, 研究发现压裂液的返排率低(少于30%)^[4], 压裂液的滞留造成了储层损害, 流体依靠自发渗吸进入储层是造成这一现象的主要原因^[5]。另一方面, 当压裂液进入

储层后, 岩石孔隙中的油气能够被置换出来, 因此自发渗吸对致密储层而言, 也是一种重要的提高油气采收率方法^[6-7]。

自发渗吸是指在多孔介质中润湿相流体依靠毛管力作用置换出非润湿相流体的过程^[8-9]。根据渗吸过程中湿相流体和非湿相流体流动方向, 可以将渗吸过程分为正向渗吸和逆向渗吸。由于储层经压裂改造后岩石被裂缝中的压裂液包围, 这种情况下流体一般发生逆向渗吸, 而正向渗吸发生几率较小, 因此过去的研

引用格式: 程志林, 王庆, 宁正福, 李铭琪, 齐荣荣, 余雄飞. 基于NMR技术研究边界条件对致密砂岩油水、气水系统渗吸的影响. 石油科学通报, 2018, 03: 272-283

CHENG Zhilin, WANG Qing, NING Zhengfu, LI Mingqi, QI Rongrong, YU Xiongfei. Effect of boundary conditions on spontaneous imbibition in oil-water and gas-water systems for tight sandstone using NMR. Petroleum Science Bulletin, 2018, 03: 272-283. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2018.03.025

究重点主要集中在多孔介质逆向渗吸^[10-11]。

自发渗吸取决于多孔介质的性质、流体类型以及流固之间相互作用。影响因素包括岩石孔隙度、渗透率、孔隙结构、岩样的形状和大小、边界条件、流体黏度、初始含水饱和度、润湿性条件和相渗等, 渗吸的表征是一个复杂的过程^[12]。Zhou 等^[13]研究了在不同润湿状态和不同初始含水饱和度条件下, Berea 砂岩自发渗吸和水驱实验中采收率的变化特征。发现随着老化时间的增加, 由于残余油饱和度的降低, 水驱采收率得到了提高。而渗吸采油大幅度的下降, 最终采收率总体上呈现下降的趋势。Li 和 Horne 等^[14]基于渗吸前缘活塞式推进假设, 同时考虑了重力作用和流体相渗提出了一个标度模型, 并用实验验证了模型的合理性。Standnes^[15]通过实验系统地研究了正向和逆向渗吸条件下, 边界条件和样品形状对渗吸的影响。边界条件包括全部开启(AFO)、两端开启(TEO)、两端封闭(TEC)和一端开启(OEO)边界条件等。研究结果表明: 标度模型无法应用于不规则形状的岩石, 岩石与湿相流体接触面积对渗吸速度影响较大而对采收率影响不大。由于只有在样品较高的情况下, 重力对渗吸的影响才能得以体现, 室内渗吸实验实施较为困难, Mirzaei-Paiaman^[16]通过数值模拟研究了重力对裂缝性储层岩石逆向渗吸的影响, 并基于检视性分析提出了一个新的标度模型。Meng 等^[17-18]利用填充玻璃珠和石英砂结构分别研究了湿相和非湿相黏度对渗吸采收率的影响, 发现在相同边界条件下, 湿相黏度对于渗吸采收率影响较小; 而随着非湿相流体黏度的增大, 油相流体在均质性较差的石英砂结构滞留严重, 渗吸采收率逐渐降低; 而均质性较好的玻璃珠结构, 非湿相黏度对采收率影响不大。

过去的研究对于常规储层岩石强水湿渗吸特征认识的较为全面, 提出的标度模型得到了广泛的应用。而对岩石在混合润湿及油湿条件下流体渗吸特征目前的认识还远远不够, 非常规油气储层以页岩为例, 由于其骨架既有机质也有无机质矿物, 有机质部分表现出疏水性而无机质为亲水性, 因而页岩往往呈现出混合润湿的特点^[19], 传统强水湿渗吸理论将不再适用于这类储层。Dutta 等^[20]基于 CT 技术对比了致密砂岩和中高渗砂岩气水渗吸特点, 发现致密砂岩极低的渗透率会对渗吸产生抑制作用, 其孔隙结构的非均质性特征造成了不均匀气水驱替前缘, 渗吸进入岩样的水包括黏土矿物中的束缚水和孔隙空间的自由水。Lai 等^[21]研究了不同种类岩石在不同渗吸流体介质条件下的渗吸规律, 并分析了岩石孔隙结构、润湿性及温度对渗

吸采收率的影响。Lin 等^[22]通过 NMR(核磁共振)实验研究了页岩气渗吸过程中, 不同位置含水饱和度随时间的变化关系, 定性地分析了渗吸前缘长度与黏土含量和矿化度的关系。Dehghanpour 等^[23]通过一系列实验详细地研究了页岩气水和油气渗吸特点, 发现黏土的吸水膨胀以及产生的诱导裂缝造成了过量吸水现象。Yang 等^[24]基于实验方法研究了三种致密储层岩石渗吸特征, 发现岩石吸水量与黏土含量成正相关。此外, 通过岩石吸水量与时间的关系, 评价了岩石孔隙结构的连通性。Sun 等^[25]研究了动态渗吸条件下, 致密油砂岩孔隙内油水运移特征。

需要说明的是, 近些年关于非常规储层岩石渗吸特征的认识, 主要集中在气水渗吸系统, 关于致密储层岩石油水渗吸系统的研究仍不充分。本文基于 NMR 技术系统地研究了在不同影响因素下致密砂岩油水渗吸特征, 并用气水渗吸实验与之进行对比分析。文章首先介绍了实验所用的样品信息及实验方法, 之后分析了渗吸过程中, 油水和气水运移特征及不同边界条件下致密砂岩渗吸特点。此外, 也探讨了标度模型在致密砂岩流体渗吸条件下的适用性。

1 实验样品及方法

1.1 实验材料

本文实验所用岩样来自鄂尔多斯盆地长 8 组储层的露头岩心, 经钻取并打磨加工成圆柱体, 直径在 2.5 cm 左右, 长度约为 5.0 cm。岩心孔隙度的测量利用气测法, 气体介质选用氦气。渗透率通过气测并经克氏修正得到, 基本物性数据见表 1。

此外, XRD(X 射线衍射技术)用来分析岩石矿物成分及其相对含量, 见表 2。可以发现致密砂岩矿物成分以石英、钾长石、斜长石及黏土矿物为主, 总量近 70%。黏土矿物(占 19.5%)主要以高岭石为主, 含有少量的伊利石和伊蒙混层。Dehghanpour 等^[23, 26]发现页岩具有强烈的吸水性, 诱发了微裂缝的扩展, 岩石吸水量与黏土含量成正比关系。Yang 等^[24]通过对比致密砂岩和泥页岩的渗吸实验, 进一步发现造成黏土水化膨胀的主要矿物为蒙脱石和伊蒙混层。本文采用的致密砂岩黏土矿物以高岭石为主, 属于非膨胀型矿物且不易水化^[27], 因此黏土矿物对渗吸的影响较小。

对于油水系统, NMR 实验只需要获取油中氢离子的信息, 通过配置质量分数为 40%的 $MnCl_2$ 溶液作为湿相流体(DIWm)^[28]可以将水中的氢离子信号屏

表1 实验所用岩石样品和流体信息

Table 1 Properties of rock samples and fluids for experiments

渗吸系统	样品编号	非湿相	湿相	界面张力 σ /(mN/m)	高度 /cm	直径 /cm	孔隙度 /%	渗透率 / $10^{-3}\mu\text{m}^2$	边界条件	含油饱和度 /%	N_B^{-1}
油水系统	L2	5#白油	DIWm	22.88	5.081	2.524	12.55	0.5	AFO	95.32	624.9
	L4	5#白油	DIWm	22.88	5.077	2.527	12.24	0.37	LEC	95.66	717.9
	L5	5#白油	DIWm	22.88	5.093	2.556	12.23	0.5	TEO	94.97	615.4
	L11	5#白油	DIWm	22.88	5.044	2.542	12.01	0.45	TEC	96.01	649.1
气水系统	B6	空气	DIW	72	5.023	2.498	12.18	0.48	AFO	--	843.4
	B8	空气	DIW	72	5.016	2.502	12.08	0.47	TEO	--	850
	B9	空气	DIW	72	5.025	2.535	11.98	0.47	LEC	--	845
	C5	空气	DIW	72	5.164	2.521	12.24	0.48	TEC	--	822.4

表2 XRD矿物分析结果

Table 2 Results of XRD mineralogy analysis

样品编号	相对丰度/%			矿物种类及含量/%						
	伊蒙混层	伊利石	高岭石	黏土矿物	铁白云石	白云石	方解石	斜长石	钾长石	石英
L	9	15	76	19.5	7.1	3.6	3.6	15.6	11.3	39.3

蔽掉,测得其密度为 1.32 g/cm^3 ,品氏黏度计测得其黏度为 $2.47\text{ mPa}\cdot\text{s}$;5#标准白油作为非湿相流体,密度为 0.85 g/cm^3 ,黏度为 $7.97\text{ mPa}\cdot\text{s}$;气水系统中非湿相为空气,湿相流体为去离子水(DIW),其密度为 1.0 g/cm^3 ,黏度为 $1.1\text{ mPa}\cdot\text{s}$,以上流体黏度和密度的测量均在常压室温 25°C 下完成。此外,采用聚四氟乙烯分散液封堵岩石不同部位以构造不同渗吸边界条件。

1.2 实验原理及设备

低场NMR技术目前已广泛应用于石油工程领域,如核磁测井^[29-30]、岩石孔径分布^[31]、岩石表面润湿性测定^[32-33]及非常规储层岩石油水、气水渗吸特征研究^[21-22, 25, 34]等。当核磁共振 T_2 谱以表面弛豫为主时,横向弛豫时间的大小可以反映岩石孔隙大小,弛豫时间越长,孔径越大;信号强度反映了H质子的数量,与孔隙内流体体积成正比关系,详细原理介绍见文献^[28, 30]。

本文所用实验仪器为MesoMR23-60H-I中尺寸核磁共振分析仪,该设备兼具核磁共振波谱与成像技术,共振频率 23.408 MHz ,磁体强度 0.55 T ,线圈直径为 32 mm ,磁体温度为 32°C 。回波时间TE设为 0.2 ms ,这样较小的孔隙的信号将不会丢失^[35]。

由于 MnCl_2 溶液消除了渗吸过程中来自水的H质子信号, T_2 谱只体现了孔隙中白油的H质子信号,与横轴所围面积反映了岩心内部剩余油量,由此可以计算不同时间段渗吸采收率,计算公式为:

$$E = \frac{S_0 - S_1}{S_0} \times 100\% \quad (1)$$

上式中, E 为采收率, S_0 和 S_1 分别表示初始条件下和不同渗吸时刻 T_2 谱与横轴所围面积。

气水系统实验时,如果仍采用 T_2 谱面积计算采收率,首先需要采取加压饱和的方式将水注入岩样后,测得其完全饱和和水时的 T_2 谱,之后再将岩样烘干消除水分;对于致密岩样而言,部分束缚水可能难以消除,对气水渗吸造成一定影响,因此气水实验采用称重法计量不同时间段进入岩样的水体积,除以孔隙体积即可求得采收率。

1.3 实验步骤

1.3.1 油水系统渗吸实验

(1) 从露头砂岩上钻取直径约为 2.5 cm 、长约 5.0 cm 的岩心,放置在恒温箱里 105°C 下烘干 48 h ,测量孔隙度和渗透率。

(2) 在恒温条件下分别对岩心饱和5#白油,饱和压力 25 MPa ,饱和时间为 48 h 。根据岩样饱和前后质量,计算得到含油饱和度,结果见表1。将聚四氟乙烯分散液均匀涂抹于岩样特定渗吸面并静置 48 h ,构造AFO、LEC、TEO和TEC边界条件。

(3) 配制质量分数为40%的 MnCl_2 渗吸液,分别倒入标有岩心编号的容器中备用。

(4) 将各岩样放置在试管中,并放入核磁共振分析仪内,记录初始核磁共振 T_2 谱。

(5) 将岩心分别用绳悬挂浸入对应编号的容器中, 保证岩心所有表面与溶液充分接触, 见图 1。分别记录岩样开始渗吸的时间, 在特定的时间点取出岩样, 测得其核磁共振 T_2 谱, 之后再放入对应容器内, 继续渗吸实验直至完成全部测试点。本文选取的时间间隔分别为 0.5 h、3 h、6 h、19 h、43 h、73 h 和 120 h 时, 120 h 时各岩样 T_2 谱基本不再变化, 认为渗吸已结束。

1.3.2 气水系统渗吸实验

气水实验操作步骤与油水系统类似, 需要在不同时刻将样品取出记录其 T_2 谱并进行称重, 然后迅速放入容器中, 设定的时间点分别为 0 h、1 h、3 h、6 h、20 h、26 h、47 h、72 h、84 h、120 h, 此时各样品质量几乎不再变化。

2 实验结果分析与讨论

本部分基于 NMR T_2 谱实验结果, 分析了致密砂岩油水和气水渗吸系统中流体运移特征。此外也讨论了边界条件对致密砂岩渗吸的影响和标度模型的应用。

2.1 致密砂岩自发渗吸流体运移特征

2.1.1 油水系统

由于 $MnCl_2$ 溶液消除了水中 H 质子信号, 测得的 T_2 谱反映了不同孔隙内剩余油的分布情况。在 T_2 谱以表面弛豫为主时, 弛豫时间与岩石孔径大小存在对应关系^[30, 36], 根据 Gao 等^[37]和 Lai 等^[21]的研究结果, 将岩样 T_2 谱弛豫时间分为四个区间, 分别对应不同孔隙类型, 见表 3。

致密砂岩微观孔隙结构具有多尺度分布特征, 主要以纳微米孔隙为主^[38-39], 图 2 为 4 个样品渗吸过



图 1 致密砂岩渗吸实验

Fig. 1 Imbibition experiment of tight sandstone

表 3 T_2 弛豫时间与不同孔隙类型对应关系

Table 3 Relationship between relaxation time and different types of pores

T_2 弛豫时间/ms	孔隙类型
≤ 1	微孔
1~10	小孔
10~100	中孔
100~1000	大孔

程中不同时间段 T_2 数据半对数分布图, 弛豫时间从 0.01 ms 到 1000 ms 均有分布, 符合致密砂岩孔隙结构特征, 各个样品分别对应不同的渗吸边界条件, 见表 1。从图中可以看出, 初始时刻时岩心饱和白油, 各样品 T_2 谱呈现出一致的分布特征, 大体上存在三个波峰 (见 L4 样标注)。左峰处于 0.01~8 ms 之间, 分布面积占总体分布的 66.7%; 中峰处于 10~200 ms 之间, 约占总体分布的 33%; 200 ms 之后存在第三个峰, 占总体分布的 0.3% 左右, 几乎可以忽略不计, 根据表 3 可知, L 样中的大孔隙数目极少, 主要以微孔和小孔为主 (67% 左右)。

随着渗吸的进行, 岩石孔隙中的白油不断被 $MnCl_2$ 溶液置换出去, T_2 谱信号幅度不断下降, 其与横轴包围面积不断减小。从图 2 可以看出, 除 L5 外, 其余岩样的 T_2 谱均由原来的多峰分布逐渐演变为单峰分布。由于 L5 样渗吸边界条件的设置, 造成其采收率较低, T_2 曲线在渗吸过程中变化不明显。以 L2 样不同时间 T_2 谱为例, 左峰下降较快, 而中峰下降幅度较小, 左峰主要代表微小孔隙中含油量的变化, 说明渗吸采油主要源自微小孔隙的贡献。毛管力大小不仅与流体类型有关, 也取决于岩石孔隙结构^[40-41]。孔径越小, 毛管力越大, 因此水会优先被吸入更小的孔隙中。Yang 等^[24]认为小的孔隙虽然有着较大的毛管力, 但孔隙壁面的粗糙度、水膜厚度、纳米孔隙边界层厚度等可能不利于流体运移^[42], 即渗吸速度与有效毛管力有关。由图 2 中 (a) 可知, 微孔和小孔中渗吸阻力与毛管力相比相对较小, 依然是毛管力主导渗吸。中峰主要体现了中孔的渗吸贡献, 由于其孔径较大, 毛管力较小, 因此渗吸速度相对较慢, 波峰不断下降直至消失, 最终 T_2 谱呈现单峰分布, 从图中可以看出非湿相主要滞留在小孔中。此外, 直观上看中孔 (10~100 ms) 渗吸采油速度甚至大于小孔 (1~10 ms), 这是由于渗吸开始后, 水会优先进入微孔隙, 微孔与小孔和中孔隙之间通过细小的喉道进行连接, 考虑到致密砂岩表面亲水, 较大孔隙表面部分被水相占据, 而水相中 H 质子

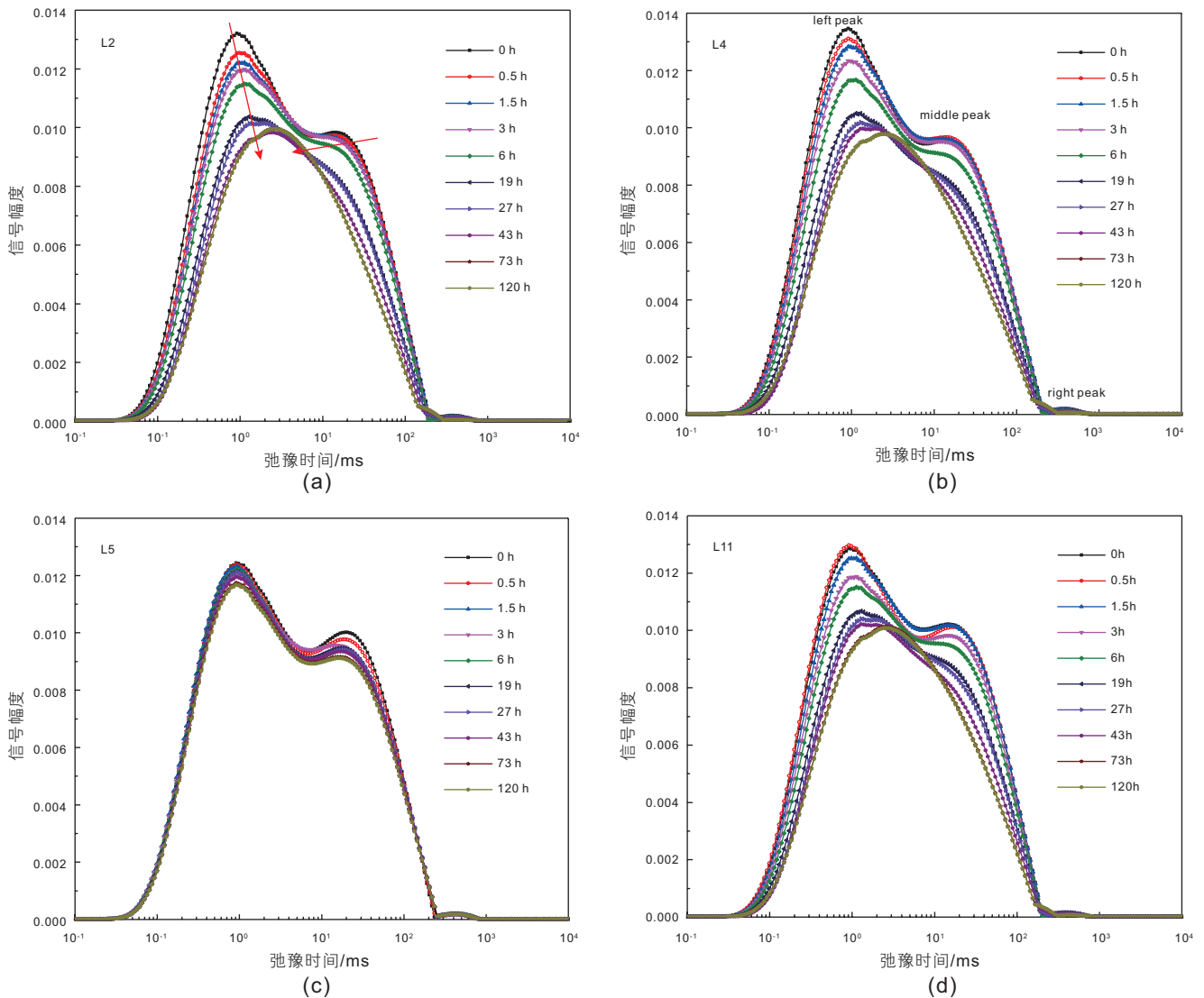


图2 不同样品油水渗吸过程中 T_2 谱的分布变化情况

Fig. 2 Variation of T_2 spectrum of different samples in different stages of imbibition experiments, (a), (b), (c) and (d) represent that for sample L2, L4, L5 and L11 respectively

被 Mn^{2+} 屏蔽, 间接影响了油相流体的表面弛豫, 造成中孔被识别小孔, 因此渗吸结束后 T_2 谱是以小孔为主的单峰分布。

Liang 等^[30]以卤水、煤油和绝缘油为实验流体, 发现当岩心内部油水共存时, 致密和常规岩样中流体依然以表面弛豫为主; 而中低渗岩样中, 流体表面弛豫时间小于体积弛豫, 此时油相流体的体积弛豫不可忽略, T_2 谱呈现出明显的双峰特征。图3为本文渗吸实验所用白油和去离子水的体积弛豫曲线, 其中去离子水作为参照, 可以看出白油的体积弛豫是在 200~300 ms; 而渗吸末期 T_2 谱峰值对应的弛豫时间是在 1~5 ms, 显然渗吸过程中核磁 T_2 谱主要以白油的表面弛豫为主。

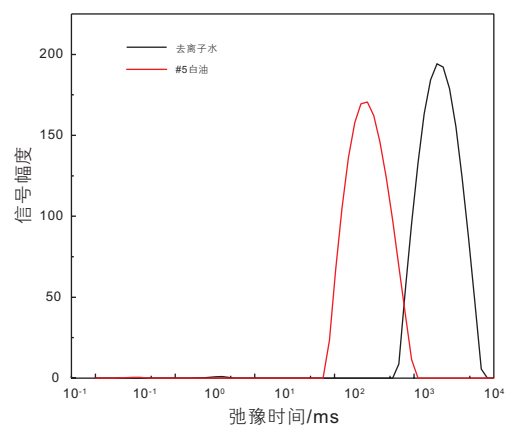


图3 白油和去离子水的体积弛豫

Fig. 3 The bulk relaxation T_2 distributions of white oil and deionized water

2.1.2 气水系统

气水系统不同时间 T_2 谱分布见图 4。气水渗吸实验类似于油水渗吸前岩心饱和油的过程，随着水不断渗吸进入岩样，水中 H 质子信号幅度不断增大， T_2 谱与横轴所围面积不断增大。四个样品除 B8 外， T_2 谱分布特点相同；以 B6 为例，初始时刻岩心内部只有微弱的 H 质子信号，主要来自黏土水或含结晶水的矿物， T_2 谱呈双峰分布，右峰位于 100~1000 ms，与油水渗吸实验类似，可以忽略不计；左峰位于微孔区间，微孔隙有着更强的毛细力，因此水更容易进入。渗吸早期左峰增长速度较快，之后速度逐渐变慢，主要因为水不断进入岩心，毛细力作用逐渐被削弱，而右峰几乎没有变化。B8 样 T_2 谱信号幅度增长速度明显慢于

其他岩样，是由于岩样的主要渗吸通道被封闭，渗吸速度变慢所致。

与油水系统最大不同在于直至渗吸结束，气水系统 T_2 谱始终是以微孔为主的单峰分布，而油水系统出现了以中孔为主的中峰，原因在于油水渗吸初始状态是通过加压饱和方式实现的，白油靠外力被驱替进入孔隙，饱和度均在 95% 左右，见表 1。而水是依靠毛细力自发渗吸进入岩样中，岩石内部实际上是由复杂的孔隙网络组成，湿相与非湿相流体在不同孔隙中流动，如图 5 所示。NWP 和 WP 分别代表非湿相和湿相，由于孔径不同小孔隙中毛细力较大，WP 在较小孔隙中流速较快，见图 (a) 所示，小孔隙中的湿相流体比较大孔隙中流体提前到达相连的喉道处，进入较

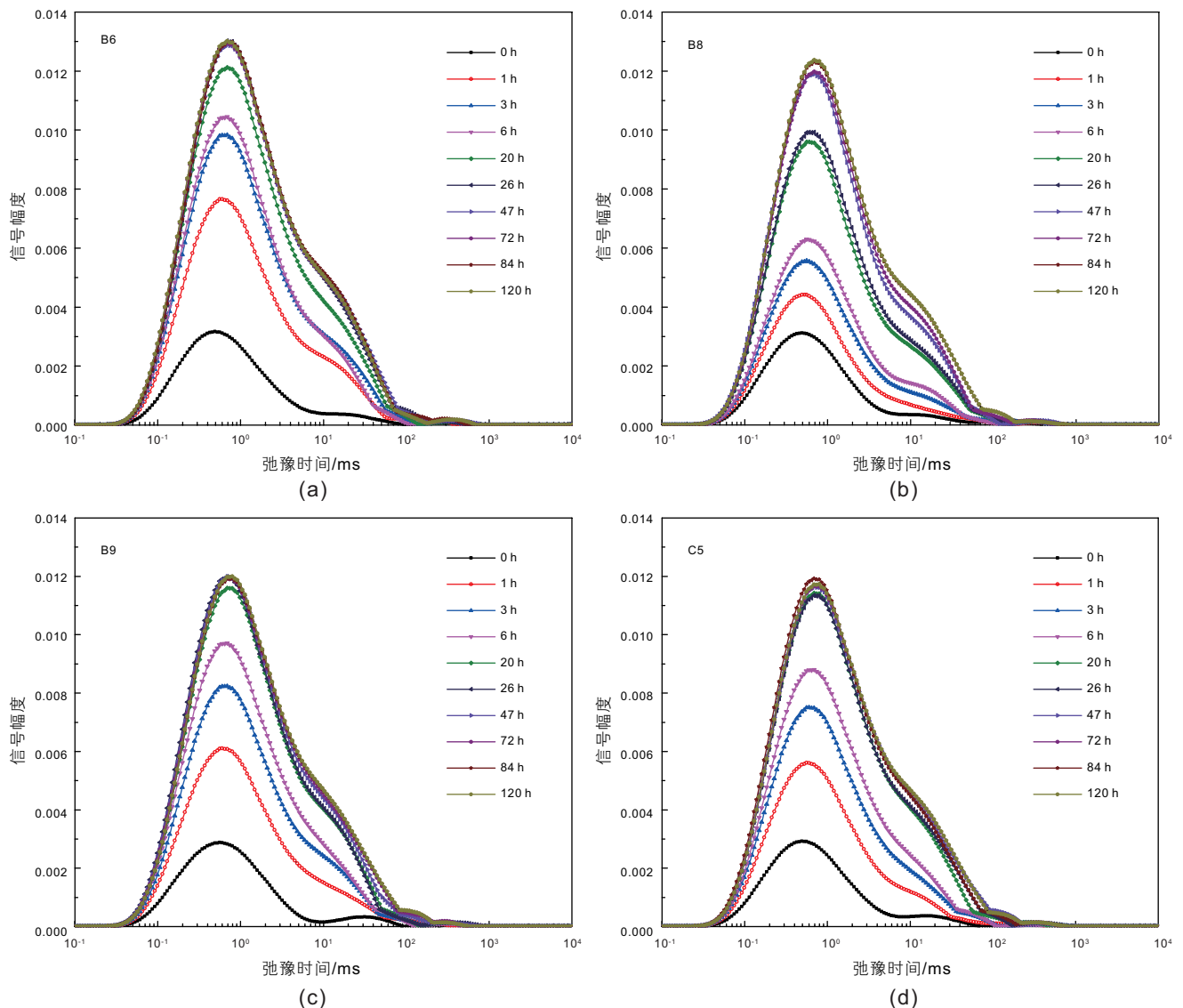


图 4 不同样品气水渗吸过程中 T_2 谱的分布变化情况

Fig. 4 Variation of T_2 spectrum of different samples under imbibition conditions

大孔隙后非湿相卡断在孔隙中^[17, 43], 见图 5(b)。对于气水渗吸而言, 气泡会滞留在较大孔隙中, 因此这部分孔隙的信号在 T_2 谱上未形成波峰。

2.2 边界条件对渗吸采收率的影响

由以上分析可知, 边界条件对渗吸采油的速度和最终采收率都有重要的影响。本节通过 NMR 技术研究边界条件对致密砂岩渗吸的影响, 各样品采收率与渗吸时间关系见图 6。

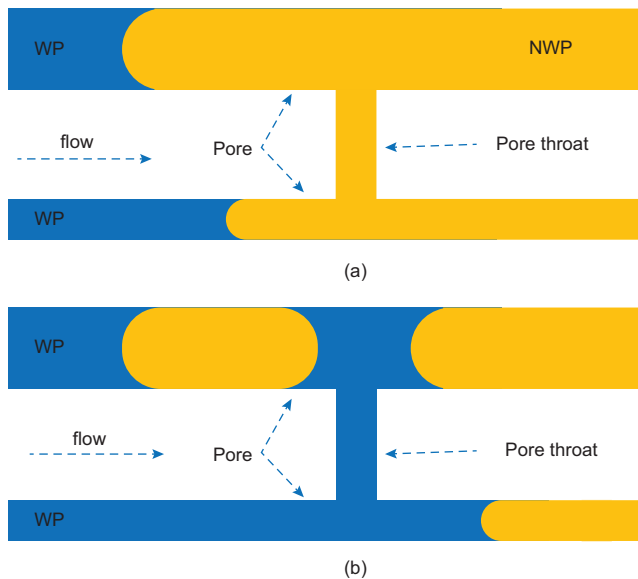


图 5 较大孔隙中非湿相卡断示意图
Fig. 5 Snap-off of NWP in larger pores

从图 6 可以看出, 对于同一渗吸系统不同边界条件下渗吸初期采油速度较快, 随着渗吸的不断进行, 流体间的黏滞力作用愈加显著, 毛管力逐渐减小, 渗吸速度逐渐减慢。AFO 条件下, 岩石有着最快的渗吸速度和采收率, 其次是 LEC 和 TEO, TEC 最慢, 采收率最低。图 2 中, 不同时间 L5 样 T_2 谱没有明显的变化, 这是由于岩石整个侧面都被封堵, 而岩石侧面是渗吸采油的主要作用通道, 端面渗吸贡献较小。然而, 传统观点认为如果实验采用的多孔介质和流体一致, 那么边界条件只影响渗吸的速度, 而对最终采收率几乎没有影响^[15, 44-45]。近年来, 一些学者^[21, 46-47]发现边界条件不仅影响渗吸采油的速度, 对采收率也有重要的影响, 但是却没有给出合理的解释。本文得到了与之相似的结论, 从图 6 可以明显看出, L5 样渗吸速度和最终采收率均低于其他样品。造成这一异常的原因, 主要是由于常规中高渗岩样均质性较好, 其渗透率和相对渗透率没有明显的方向性, 因此在岩样与湿相流体接触面积较小时 (TEO 边界条件), 其渗吸速度显著降低, 但是采收率与其他边界条件差别不大。而致密岩样一般孔渗远低于常规储层岩样, 孔隙结构复杂且具有各向异性的特点, 也就是说其渗透率、相渗和毛管力曲线等常常具有方向性。由于 L5 样为 TEO 边界条件, 渗吸模式为一维线性流, 而其他边界条件主要以径向流为主, L5 采收率低的原因主要是轴向上岩石物性差于径向方向, 造成了 TEO 边界下渗吸采收率远低于其他条件。

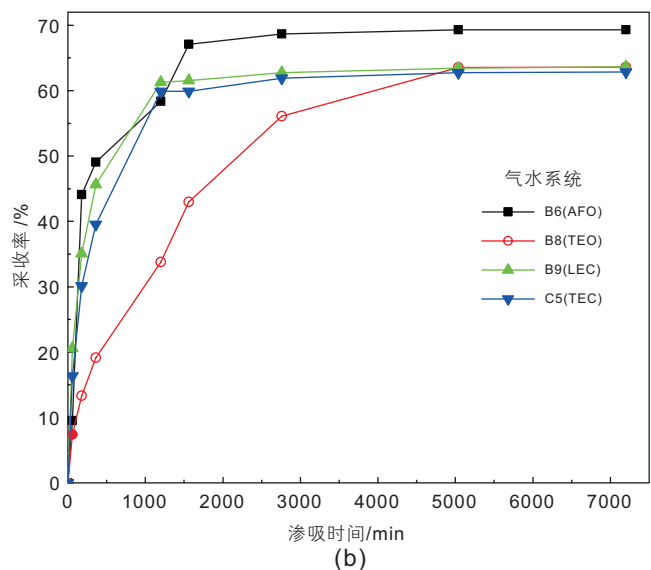
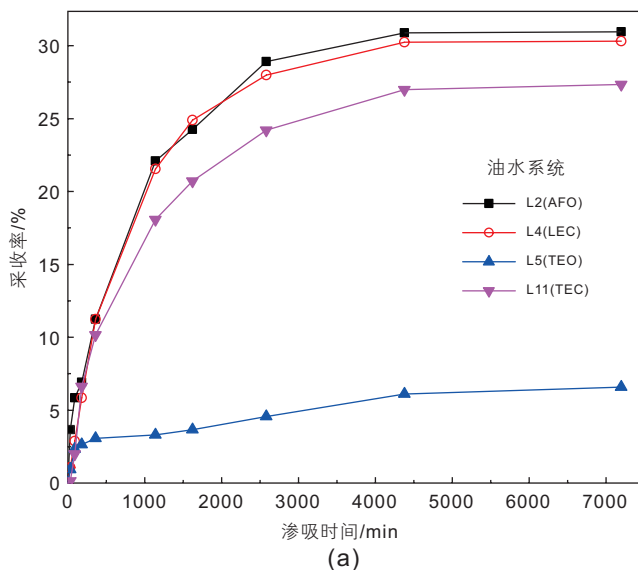


图 6 致密砂岩渗吸采收率与时间关系

Fig. 6 Recovery versus imbibition time under different boundary conditions

B8 样的边界条件与 L5 均为侧面封闭, 从图 4 可以看出其渗吸速度最慢。气水系统跟油水系统区别在于, 不同边界条件下最终采收率大致相当, 最大采收率(B6)与最小采收率(C5)相差仅 9.3%, 远低于油水系统(L2 与 L5)的 78.7%。造成这一问题的主要原因是: 多孔介质渗吸过程由多种作用力共同主导, 不考虑流体与矿物化学反应, 毛细力为渗吸过程的主要动力; 随着湿相流体逐渐进入孔隙中, 毛细力作用逐渐减弱, 湿相与非湿相流体之间黏滞力作用显著增大, 削弱了毛细管渗吸作用, 因此渗吸速度减慢。与此同时, 湿相流体饱和度只有达到一定程度时, 才具有可观的流动能力。而非湿相流体随着渗吸的进行流动能力不断下降, 不利于渗吸采油。渗吸过程中各种因素相互竞争、相互制约, 对气水渗吸而言, 流体之间的黏滞力、流度的变化及岩石各向异性造成的渗流阻力不足以对毛细管力造成太大影响, 因此不同边界条件下最终采收率变化不大。

2.3 渗吸实验数据的标度

渗吸标度模型用来分析渗吸数据, 对于预测油藏渗吸产油量有着非常重要的参考价值。如果标度模型能够将更多的因素考虑进去, 那么将有更高的预测精度以及更广的适用范围。过去几十年中, 许多学者基于毛细管扩散方程和达西定律来建立无因次标度模型^[10-11, 16, 48-52]。其中最早的是由 Mattax 和 KYTE^[51]提出的标度模型, 见式(2), 该模型有着严格的使用条件, 适用性较差。Ma 等^[48]对该模型进行了修正, 考虑了不同边界条件下的特征长度, 同时也考虑了非湿相流体的黏度, 见式(3)。当两种流体黏度比较大时, 黏度项通过几何平均处理将带来较大误差, Mason 等^[52]对此进行了修正并用大量的实验数据验证了该模型的合理性, 见式(4)。值得一提的是, 虽然 Schmid 和 Geiger^[11]提出了一个广适性的解析解标度模型用来研究水湿和混合润湿性油藏渗吸特征, 但模型相对复杂需要迭代求解, 此外模型还需要相渗曲线和毛细力曲线, 这些参数对于致密储层岩石来说都难以通过实验获取。本文采用式(4)对渗吸数据进行标度分析。

$$t_{D, MK} = \sqrt{\frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w} \frac{1}{L^2} t} \quad (2)$$

$$t_{D, MZM} = \sqrt{\frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\sqrt{\mu_w \mu_{nw}}} \frac{1}{L_c^2} t} \quad (3)$$

$$t_{D, MFMR} = \frac{2}{L_c^2} \sqrt{\frac{K}{\phi} \frac{\sigma}{\mu_w + \sqrt{\mu_w \mu_{nw}}} t} \quad (4)$$

$$L_c^2 = \frac{V_b}{\sum_{i=1}^n \frac{A_i}{l_i}} \quad (5)$$

由于各式包含物理量基本一致, 现统一对上面各式进行说明, σ 为油水界面张力, N/m; K 为岩石渗透率, m^2 ; ϕ 为孔隙度; L 为样品高度, m; μ_w 和 μ_{nw} 分别为湿相和非湿相流体黏度, Pa·s; t 为时间, s; L_c 为特征长度, m; V_b 为岩样体积, m^3 ; A_i 为第*i*个渗吸面的面积, m^2 ; l_i 为第*i*个渗吸面到不流动边界的距离, m。

Schechter^[53]定义了无量纲数 N_B^{-1} , 即毛细力与重力作用的比值来衡量重力对于渗吸的影响, 该值大于 5 时, 重力作用可以忽略。从表 1 计算结果来看, 各样品 N_B^{-1} 均大于 5, 因此本文采用的标度模型忽略重力作用是合理的。

$$N_B^{-1} = C \frac{\sigma \sqrt{\phi / K}}{\Delta \rho g L} \quad (6)$$

式中, C 一般取为 0.4; $\Delta \rho$ 为湿相与非湿相密度差, kg/m^3 ; g 为重力加速度, m/s^2 , 其余参数与上述定义一致。

为了更好地说明标度渗吸数据的必要性, 作出未标度前各岩样渗吸数据随时间变化的曲线, 见图 7。标度渗吸数据时, 不同边界条件下特征长度采用式(5)进行计算, 然后将岩石与流体基本参数(见表 1)分别代入式(4), 可以得到不同样品采收率随着无因次时间 t_D 的关系曲线, 最终结果见图 8。

从图 7 可以直观看出油水和气水系统不同边界条

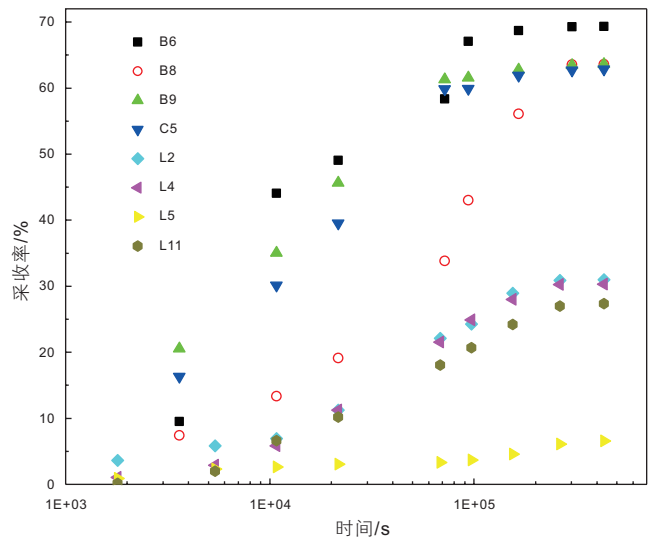


图 7 渗吸采收率与时间关系
Fig. 7 Recovery from imbibition versus time

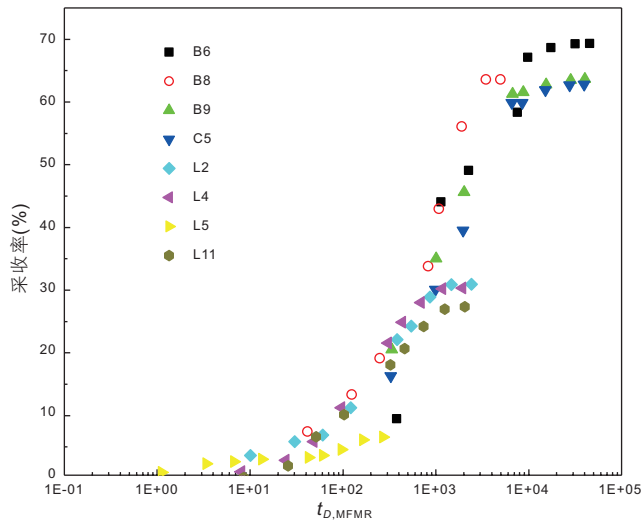


图8 渗吸采收率与无因次时间关系

Fig. 8 Imbibition data plotted with dimensionless time

件下, 岩石渗吸速度及渗吸采收率的变化情况, 但整体数据非常分散。图8为基于式(4)进行标度之后的结果, 可以看出数据的离散性得到了显著的改善, 各样品渗吸数据点趋向于一条曲线。考虑到岩样黏土水化较弱且各样品润湿性一致, 采用Mason等^[52]提出的模型来标度渗吸数据是合理的, 侧面反映出基于达西定律来预测致密储层渗吸采收率在一定程度上是可以接受的。L5的偏离是由于在TEO边界条件下, 特征长度是基于岩心两端均匀采油的假设来计算的, 而实际实验中由于岩样两端面孔隙大小的不同会造成毛管回压不同, 两端面采油并不是对称的^[54], 因此渗吸数据的标度出现了较大的偏差。此外, 致密岩样各向异性

导致TEO边界条件下的岩石渗透率与其他边界条件下的渗透率差异也会导致标度的偏差。

3 结论

本文基于NMR技术研究了致密砂岩自发渗吸过程中, 孔隙内流体运移特征及不同边界条件对于渗吸的影响, 主要取得以下认识:

(1) NMR T_2 谱能够反映饱和和流体岩样内部孔隙大小及分布, 致密砂岩微观孔隙结构具有多尺度分布特征, 主要以微孔和小孔为主, 对应的 T_2 弛豫时间小于10 ms。

(2) 渗吸开始后, 微孔中的白油会优先被水置换出来, 通过较小的孔隙流出。渗吸结束时, 岩样 T_2 谱演变为以小孔为主的单一波峰, 说明非湿相主要滞留在小孔中。这是因为岩石表面的亲水性, 造成中孔表面部分被水占据, 影响了油相的表面弛豫, 被NMR检测为小孔所致, 致密砂岩渗吸采油主要来自于微孔的贡献。而气水渗吸系统, 由于卡断效应, 水相难以进入较大的孔隙中。

(3) 边界条件对致密砂岩油水系统渗吸速度和最终采收率影响显著, 岩石表面与水接触面积越大, 渗吸速度越快, 采收率也最高。对气水系统而言, 边界条件的影响体现在渗吸速度上, 对最终的渗吸采收率影响不大。

(4) 由于本文致密砂岩黏土水化作用微弱且各岩样润湿性相同, 传统的无因次标度模型能够较好的标度油水和气水渗吸数据, 标度模型预测此类储层渗吸采收率是合理的。

参考文献

- [1] WU G G, FANG H, HAN Z, et al. Growth features of measured oil initially in place & gas initially in place during the 12th Five-Year Plan and its outlook for the 13th Five-Year Plan in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(9): 1145–1151.
- [2] KUUSKRAA V, STEVENS S H, MOODHE K D. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States[M]. US Energy Information Administration, US Department of Energy, 2013b.
- [3] NOVLESKY A, KUMAR A, MERKLE S. Shale gas modeling workflow: from microseismic to simulation: A Horn River case study[J]. SPE-148710-MS, 2011.
- [4] MAKKANOV K, HABIBI A, DEHGHANPOUR H, et al. Liquid uptake of gas shales: A workflow to estimate water loss during shut-in periods after fracturing operations[J]. Journal of Unconventional Oil & Gas Resources, 2014, 7(7): 22–32.
- [5] BAHRAMI H, REZAAE R, CLENNELL B. Water blocking damage in hydraulically fractured tight sand gas reservoirs: an example from Perth Basin, Western Australia[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2012, s 88–89(2): 100–106.
- [6] WANG D, SERIGHT R S, ZHANG J. Wettability survey in bakken shale with surfactant-formulation imbibition[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2012, 15(6): 695–705.
- [7] KATHEL P, MOHANTY K K. Wettability alteration in a tight oil reservoir[J]. Energy & Fuels, 2013, 27(11): 6460–6468.
- [8] AKIN S, SCHEMBRE J M, BHAT S K, et al. Spontaneous imbibition characteristics of diatomite[J]. Journal of Petroleum Science &

- Engineering, 2000, 25(3-4): 149-165.
- [9] MORROW N R, MASON G. Recovery of oil by spontaneous imbibition[J]. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*, 2001, 6(4): 321-337.
- [10] MIRZAEIPAAMAN A, MASIHI M. Scaling equations for oil/gas recovery from fractured porous media by counter-current spontaneous imbibition: From development to application[J]. *Energy & Fuels*, 2013, 27(8): 4662-4676.
- [11] SCHMID K S, GEIGER S. Universal scaling of spontaneous imbibition for arbitrary petrophysical properties: Water-wet and mixed-wet states and Handy's conjecture[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2013, 101: 44-61.
- [12] LI K, HORNE R. An analytical scaling method for spontaneous imbibition in gas/water/rock systems[J]. *SPE Journal*, 2004, 9(9): 322-329.
- [13] ZHOU X, MORROW N R, et al. Interrelationship of wettability, initial water saturation, aging time, and oil recovery by spontaneous imbibition and waterflooding[J]. *SPE Journal*, 2000, 5(2): 199-207.
- [14] LI K, HORNE R N. Generalized scaling approach for spontaneous imbibition: an analytical model[J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2006, 9(3): 251-258.
- [15] STANDNES D C. Experimental study of the impact of boundary conditions on oil recovery by co-current and counter-current spontaneous imbibition[J]. *Energy & Fuels*, 2004, 18(1): 271-282.
- [16] MIRZAEI-PAIAMAN A. Analysis of counter-current spontaneous imbibition in presence of resistive gravity forces: Displacement characteristics and scaling[J]. *Journal of Unconventional Oil & Gas Resources*, 2015, 12(671): 68-86.
- [17] MENG Q, LIU H, WANG J. Entrapment of the non-wetting phase during co-current spontaneous imbibition[J]. *Energy & Fuels*, 2015, 29(2): 686-694.
- [18] MENG Q, LIU H, WANG J, et al. Effect of wetting-phase viscosity on cocurrent spontaneous imbibition[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(2): 835-843.
- [19] XU M, DEHGHANPOUR H. Advances in understanding wettability of gas shales[J]. *Energy & Fuels*, 2014, 28(7): 4362-4375.
- [20] DUTTA R, LEE C H, ODUMABO S, et al. Quantification of fracturing fluid migration due to spontaneous imbibition in fractured tight formations[M]. *Society of Petroleum Engineers*, 2012.
- [21] LAI F, LI Z, WEI Q, et al. Experimental investigation of spontaneous imbibition in a tight reservoir with nuclear magnetic resonance testing[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(11): 8932-8940.
- [22] LIN H, ZHANG S C, WANG F, et al. Experimental investigation on imbibition-front progression in shale based on nuclear magnetic resonance[J]. *Energy & Fuels*, 2016, 30(11): 9097-9105.
- [23] DEHGHANPOUR H, ZUBAIR H A, CHHABRA A, et al. Liquid intake of organic shales[J]. *Energy & Fuels*, 2012, 26(9): 5750-5758.
- [24] YANG L, GE H, SHI X, et al. The effect of microstructure and rock mineralogy on water imbibition characteristics in tight reservoirs[J]. *Journal of Natural Gas Science & Engineering*, 2016, 34: 1461-1471.
- [25] SUN Y, DAI C, FANG Y, et al. Imaging of oil/water migration in tight sand with nuclear magnetic resonance and microscope during dynamic surfactant imbibition[C]. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, 2017.
- [26] DEHGHANPOUR H, LAN Q, SAEED Y, et al. Spontaneous imbibition of brine and oil in gas shales: effect of water adsorption and resulting microfractures[J]. *Energy & Fuels*, 2013, 27(6): 3039-3049.
- [27] 杨胜来, 魏俊之. 油层物理学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015. [YANG S L, WEI J Z. *Fundamentals of petrophysics*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015.]
- [28] LIANG B, JIANG H, LI J, et al. Investigation of oil saturation development behind spontaneous imbibition front using nuclear magnetic resonance T2[J]. *Energy & Fuels*, 2017, 31(1): 473-481.
- [29] ESLAMI M, KADKHODAIE-ILKHCHI A, SHARGHI Y, et al. Construction of synthetic capillary pressure curves from the joint use of NMR log data and conventional well logs[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2013, 111(11): 50-58.
- [30] XIAO L, MAO Z, LI J, et al. Effect of hydrocarbon on evaluating formation pore structure using nuclear magnetic resonance (NMR) logging[J]. *Fuel*, 2018, 216: 199-207.
- [31] MAI A, KANTZAS A. Porosity distributions in carbonate reservoirs using low-field NMR[J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2007, 46(7): 30-36.
- [32] AL-MAHROOQI S H, GRATTONI C A, MUGGERIDGE A H, et al. Pore-scale modelling of NMR relaxation for the characterization of wettability[J]. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 2006, 52(1-4): 172-186.
- [33] ARTEM B, BEN C, ROSSEN S, et al. Experimental investigations of the wettability of clays and shales[J]. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2009, 114(B7): 1-11.
- [34] CHENG Z, WANG Q, NING Z, et al. Experimental investigation of countercurrent spontaneous imbibition in tight sandstone using nuclear magnetic resonance[J]. *Energy & Fuels*, 2018, 32(6): 6507-6517.
- [35] MIROTCNIK K D, ALLSOPP K, KANTZAS A, et al. Low-field NMR method for bitumen sands characterization: a new approach[J].

- Spe Reservoir Evaluation & Engineering, 2001, 4(2): 88–96.
- [36] GAO H, LI H. Determination of movable fluid percentage and movable fluid porosity in ultra-low permeability sandstone using nuclear magnetic resonance (NMR) technique[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2015, 133: 258–267.
- [37] GAO S S, H Z, LIU H X, YE L Y, AN W G. Microscopic pore characteristics of different lithological reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2016, 37(2): 248–256.
- [38] ZOU C, YANG Z, TAO S, et al. Nano-hydrocarbon and the accumulation in coexisting source and reservoir[J]. Petroleum Exploration & Development, 2012, 39(1): 15–32.
- [39] ZOU C, ZHU R, BAI B, et al. First discovery of nano-pore throat in oil and gas reservoir in China and its scientific value[J]. Acta Petrologica Sinica, 2011, 27(6): 1857–1864.
- [40] JACKSON M D, VALVATNE P H, BLUNT M J. Prediction of wettability variation and its impact on flow using pore- to reservoir-scale simulations[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2003, 39(3–4): 231–246.
- [41] VALVATNE P H, BLUNT M J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media[J]. Water Resources Research, 2004, 40(7): 187–187.
- [42] YANG R, GUO X, YI J, et al. Spontaneous imbibition of three leading shale formations in the middle yangtze platform, South China[J]. Energy & Fuels, 2017, 31(7): 6903–6916.
- [43] UNSAL E, MASON G, RUTH D W, et al. Co- and counter-current spontaneous imbibition into groups of capillary tubes with lateral connections permitting cross-flow[J]. Journal of Colloid and Interface Science, 2007, 315(1): 200–209.
- [44] BABADAGLI T. Scaling of co-current and counter-current capillary imbibition for surfactant and polymer injection in naturally fractured reservoirs[C]. SPE/AAPG Western Regional Meeting, 2000, 6 (4) : 465–478.
- [45] YILDIZ H O, GOKMEN M, CESUR Y. Effect of shape factor, characteristic length, and boundary conditions on spontaneous imbibition[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2006, 53(3): 158–170.
- [46] HAMIDPOUR E, MIRZAEI-PAIAMAN A, MASIHI M, et al. Experimental study of some important factors on nonwetting phase recovery by cocurrent spontaneous imbibition[J]. Journal of Natural Gas Science & Engineering, 2015, 27: 1213–1228.
- [47] MIRZAEI-PAIAMAN A, KORD S, HAMIDPOUR E, et al. Scaling one-and multi-dimensional co-current spontaneous imbibition processes in fractured reservoirs[J]. Fuel, 2017, 196: 458–472.
- [48] MA S, ZHANG X, MORROW N, et al. Characterization of wettability from spontaneous imbibition measurements[J]. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999, 38(13): 56–73.
- [49] TAVASSOLI Z, ZIMMERMAN R W, BLUNT M J. Analysis of counter-current imbibition with gravity in weakly water-wet systems[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2005, 48(1): 94–104.
- [50] FISCHER H, MORROW N R. Scaling of oil recovery by spontaneous imbibition for wide variation in aqueous phase viscosity with glycerol as the viscosifying agent[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2006, 52(1–4): 35–53.
- [51] MATTAX C C, KYTE J R. Imbibition oil recovery from fractured, water-drive reservoir[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1962, 2(2): 177–184.
- [52] MASON G, FISCHER H, MORROW N R, et al. Correlation for the effect of fluid viscosities on counter-current spontaneous imbibition[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 2010, 72(1): 195–205.
- [53] SCHECHTER D S, ZHOU D, JR F M O. Low IFT drainage and imbibition[J]. Journal of Petroleum Science & Engineering, 1994, 11(4): 283–300.
- [54] MENG Q, LIU H, WANG J, et al. Asymmetry characteristics of oil production by spontaneous imbibition from cores with two ends open[J]. Transport in Porous Media, 2016, 113(3): 735–751.

Effect of boundary conditions on spontaneous imbibition in oil-water and gas-water systems for tight sandstone using NMR

CHENG Zhilin^{1,2}, WANG Qing^{1,2}, NING Zhengfu^{1,2}, LI Mingqi^{1,2}, QI Rongrong^{1,2}, YU Xiongfei^{1,2}

1 State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China
2 School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China

Abstract With the rising energy demand in the world, tight reservoirs have been seen as potential alternative resources. Such

tight formations are generally exploited with multistage hydraulic fracturing technology and fracturing fluids imbibed into rocks by spontaneous imbibition is an important mechanism of oil production. Based on NMR technique, the characteristics of spontaneous imbibition in oil-water and gas-water system for tight sandstones were studied. T_2 spectra obtained from these samples were used to reflect the migration patterns of fluid in different pores under various imbibition conditions. In addition, the influences of boundary conditions on imbibition recovery were also explained via T_2 spectra. The results show that tight sandstone exhibits multiscale pore structure, which is mainly dominated by micropores and small mesopores. Once the imbibition process begins, white oil in micropores will be preferentially displaced by water and flow out through interconnected smaller pores due to the larger capillary pressure. Majority of the production by imbibition can be attributed to the contribution of micropores. For the gas-water system, however, water could not enter mesopores readily if only driven by capillary pressure owing to the snap-off effect of NWP. The boundary conditions pose a significant effect on imbibition rate and ultimate recovery for oil-water system, increasing the areas available for water imbibition helps to maintain a high imbibition rate and recovery. As for gas-water system, boundary conditions exert little effects on final recovery but remarkable impacts on the imbibition rates. The traditional scaling equations can be used to scale the imbibition data for both oil-water and gas-water systems to some extent, and predict the recovery by imbibition if the wettability of rock medium remains unchanged.

Keywords tight sandstone; spontaneous imbibition; NMR; boundary condition; scaling group

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.01.025

(编辑 付娟娟)