【环境与能源 / Environment and Energy】

致密岩心带压渗吸的影响因素实验研究

江 昀¹, 许国庆², 石 阳¹, 曾星航², 王天一¹

1) 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2) 中国石化石油工程技术研究院, 北京 100101

摘 要: 为研究不同因素对于带压渗吸效果影响, 结合低场核磁共振技术, 开展 5 MPa 压差(基质外部流体压力与孔隙压力之差)作用下的致密砂岩带压渗吸实验, 研究边界条件、初始含水饱和度、层理方向和矿化度等因素对带压渗吸的影响。结果表明, 接触面积越大, 渗吸置换效率(也称采收率)越高; 初始含水饱和度越高, 渗吸置换效率越低; 沿垂直层理方向钻取的岩心样品渗吸置换效率高于平行层理方向岩心样品; 矿化度越高, 渗透压差越大, 渗吸置换效率越低。研究结果为深入探讨带压渗吸作用, 提高致密砂岩油藏采收率的内在机理提供参考。

关键词: 油气藏开发; 致密砂岩; 带压渗吸; 低场核磁共振技术; 渗吸置换效率; 边界条件; 初始含水饱和度; 层理方向; 矿化度; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE355

文献标志码: A

doi: 10.3724/SP.J.1249.2020.05497

Experimental study on influencing factors for forced imbibition in tight sandstone cores

JIANG Yun¹, XU Guoqing², SHI Yang¹, ZENG Xinghang², and WANG Tianyi¹

1) Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Petro China, Beijing 100083, P. R. China

2) SINOPEC Research Institute of Petroleum Engineering, Beijing 100101, P. R. China

Abstract: As to study the effect of different factors on forced imbibition (FI) in tight sandstone, FI experiments under 5 MPa pressure difference (the difference between hydraulic fluid pressure and original pore pressure) were conducted in combination with low-field nuclear magnetic resonance (LF-NMR) technology. The effects of boundary conditions, initial water saturation, bedding plane (BP) direction and fluid salinity on FI were systematically investigated. The results showed that the oil recovery (OR) was higher for cores with bigger contact area, higher initial water saturation would result in lower OR. Cores with perpendicular BP direction had higher OR than that with parallel BP direction. Less water was imbibed into cores as the salinity increased, which resulted in lower OR. The results provide reference for understanding mechanism of OR improvement in tight sandstone reservoirs, which originated from FI.

Key words: oil and gas field development; tight sandstone; forced imbibition; low-field nuclear magnetic resonance (LF-NMR) technology; oil recovery; boundary condition; initial water saturation; bedding direction; salinity; Ordos basin

致密油作为一种非常规能源, 开发潜力巨大, 已成为中国重要的接替能源。由于致密油储层具有

低孔、低渗和动用难度大等特点, 必须依靠大规模水平井多段压裂技术^[1-3]才能实现有效开发。大规

Received: 2019-09-23; Accepted: 2019-12-06

Foundation: National Science and Technology Major Project of China (2016ZX05046-004)

Corresponding author: Senior engineer SHI Yang. E-mail: shy312@petrochina.com.cn

Citation: JIANG Yun, XU Guoqing, SHI Yang, et al. Experimental study on influencing factors for forced imbibition in tight sandstone cores [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2020, 37(5): 497-506. (in Chinese)

<http://journal.szu.edu.cn>

模压裂液注入地层后,会造成大量液体滞留,降低产能。但是, GHANBARI 等^[4-5]研究发现,较低的返排率有利于提高油井初期产能; HABIBI 等^[6-11]也证实,利用自发渗吸(主要为逆向渗吸)作用进行油水置换是一种提高致密储层和页岩储层采收率的重要技术手段。因此,体积压裂后闷井一段时间,能充分发挥渗吸置换作用,有利于提高致密油产能。事实上,闷井过程中发生的渗吸置换通常在压差(基质外部流体压力与孔隙压力之差)作用下进行,而渗吸置换物理模拟通常在常压下进行(即自发渗吸)。JIANG 等^[9]研究了压差作用下的渗吸置换过程(即带压渗吸),但仅考虑了压力对渗吸作用的影响,未考虑其他因素对带压渗吸过程的影响。

目前,自发渗吸理论模型可分为两类,一类是由 WASHBURN 等^[12]提出的基于 Hagen-Posieuille 方程建立的毛细管模型(活塞式水驱油);另一类是基于分流量方程建立的连续介质模型(非活塞式水驱油),包括同向和逆向渗吸模型解析解以及任意润湿性条件下的解析解^[13-14]。自发渗吸理论模型的另一种表达形式是无因次时间模型,考虑到影响渗吸作用的参数较多,通常将实验数据归一化处理,以便将岩心尺度实验结果应用到油藏尺度。MATTAX 等^[15]提出适用于裂缝性水湿油藏渗吸采油的无因次时间标度模型,建立了岩心尺度与油藏尺度转化的关系式。在此基础上,众多学者开展了大量自发渗吸物理模拟实验,并对该模型进行了修正。其中,应用最广的无因次时间模型是 MA 等^[16-17]提出的考虑润湿相流体黏度影响的模型。MASON 等^[18-24]基于理论模型,分析了边界条件、重力、迂曲度、初始含水饱和度和表面活性剂等因素对自发渗吸的影响。目前业界研究重点在于渗吸置换效率(或渗吸速率,也称采收率)与渗吸时间的关系,原因是渗吸置换量的计量一般使用体积法或称重法,无法评价不同尺度孔隙空间内的油水饱和度变化,低场核磁共振^[25-26](low-field nuclear magnetic resonance, LF-NMR)测试技术是定量评价微观流体宏观统计规律的技术手段,对于研究多尺度孔隙流体分布规律非常有效。

目前针对渗吸规律影响因素的研究均围绕自发渗吸开展,尚未见到有关边界条件、初始含水饱和度和重力等因素对带压渗吸影响的报道。本研究基于 JIANG 等^[9]研究成果,开展 5 MPa 压差作用下的带压渗吸实验,以 LF-NMR 技术为评价手段,对致密岩心样品多尺度孔隙内渗吸置换规律进行定量分

析,研究边界条件、初始含水饱和度、层理方向和矿化度对渗吸置换效果的影响。

1 实验样品

1.1 岩心样品

致密砂岩样品(取心深度为 2 070 ~ 2 180 m,直径为 2.54 cm,长度为 4.28 ~ 5.54 cm)取自中国鄂尔多斯盆地延长组主力开发层系长 632,该井段为三角洲前缘-前三角洲沉积环境,岩性以细粒长石岩屑砂岩和粗粉砂岩为主。全岩矿物组成成分主要为 $w(\text{石英}) = 26.8\% \sim 33.9\%$ 和 $w(\text{长石}) = 39.4\% \sim 55.3\%$ 。黏土矿物组成成分主要为 $w(\text{伊利石}) = 25.2\% \sim 48.3\%$ 和 $w(\text{伊利石/蒙脱石混层}) = 42.5\% \sim 60.5\%$ 。岩心样品润湿性主要表现为强水湿。

岩心样品物性参数如表 1。将岩心样品分为 5 组。其中,第 1 组(A12)岩心样品实验结果作为其他组实验结果的参照。其余 4 组岩心样品分别用于不同因素下的带压渗吸实验,包括边界条件(A21、A22 和 A23)、初始含水饱和度(A24、A25 和 A26)、层理方向(A27 和 A28)和矿化度(A29 和 A30)。不同边界条件的岩心样品实物可扫描论文末页右下角二维码查看图 S1。

表 1 岩心样品物性参数

Table 1 Petrol-physical properties of tight core samples

影响因素类别	因素编号	$10^3 \times$ 渗透率/ μm^2	孔隙度/%	影响因素描述
常规测试	A12	0.030	10.76	所有面开启,质量分数为 2% 的 KCl 氙水溶液
	A21	0.037	11.05	单面开启
边界条件	A22	0.077	11.54	两面开启
	A23	0.042	9.56	两端封闭
初始含	A24	0.019	9.17	$S_{wi} = 34\%$
水饱和度	A25	0.059	11.01	$S_{wi} = 42\%$
(S_{wi})	A26	0.038	10.85	$S_{wi} = 54\%$
层理方向	A27	0.034	8.62	平行层理方向
	A28	0.099	13.56	垂直层理方向
矿化度	A29	0.034	9.71	质量分数为 5% 的 KCl 氙水溶液
	A30	0.019	9.19	质量分数为 10% 的 KCl 氙水溶液

在进行带压渗吸实验前, 岩心样品(用于评价初始含水饱和度影响因素的样品除外)需进行预处理: ① 洗油(溶剂抽提法, 30 d), 烘干(105 ℃ 密闭烘箱, 48 h); ② 气测孔隙度(氦气孔隙度仪法)和渗透率(脉冲衰减法); ③ 抽真空 48 h 后, 在 20 MPa 压力下使用航空煤油饱和 5 d; ④ 静置 48 h.

为研究初始含水饱和度对带压渗吸影响, 岩心样品按照以下步骤构造不同含水饱和度 S_w : ① 抽真空 48 h 后, 在 20 MPa 恒压下, 在质量分数为 2% 的 KCl 氘水溶液中浸泡 48 h; ② 取出岩心, 使用称重法确定岩心孔隙体积; ③ 用油水动态驱替法, 以 0.5 MPa 恒压差持续注入 3 号航空煤油, 连续驱替岩心样品 24 ~ 96 h, 取出后静置 48 h, 再测定岩心样品 T_2 谱, 确定含水饱和度; ④ 根据岩心孔隙内煤油质量与 T_2 谱累积信号幅值换算公式^[9], 确定含水饱和度为

$$S_w = 1 - \frac{(\sum A_i - \sum A_j) \times K_m \times \rho_w}{\rho_o \times (m_b - m_a)} \times 100\% \quad (1)$$

其中, $\sum A_i$ 和 $\sum A_j$ 分别为饱和水岩心样品驱替前和驱替后测定的 T_2 谱累积信号幅值; m_b 和 m_a 分别为岩心样品饱和水前与饱和水后的质量(单位: g); K_m 为煤油质量与 T_2 谱累积信号幅值拟合得到的曲线的斜率(单位: g/a. u.); ρ_w 为质量分数分别为 2%、5% 和 10% 的 KCl 氘水溶液密度(单位: g/cm³); ρ_o 为 3 号航空煤油密度(单位: g/cm³).

1.2 流体样品和密封材料

流体样品(表 2)选用质量分数分别为 2%、5% 和 10% 的 KCl 氘水溶液和 3 号航空煤油.

表 2 流体样品物性参数 (20 ℃, 1.01 × 10⁵ Pa)

Table 2 Physicochemical properties of experimental fluids (20 ℃, 1.01 × 10⁵ Pa)

流体类型	密度/ (g·cm ⁻³)	黏度/ (mPa·s)	界面张力/ (mN·m ⁻¹)
3 号航空煤油	0.83	2.53	26.82
质量分数为 2% 的 KCl 氘水溶液	1.11	1.25	72.75
质量分数为 5% 的 KCl 氘水溶液	1.15	1.35	73.58
质量分数为 10% 的 KCl 氘水溶液	1.20	1.85	75.21

构造不同边界条件的密封材料分别为不影响核磁共振测试信号的全氟乙烯丙烯共聚物材质的热缩管(厚度为 0.2 mm, 密封岩心样品侧面)、圆形薄

片(厚度为 2 mm, 密封岩心样品端面)和少量环氧树脂(型号: EPONTM Resin 828).

2 实验方法

2.1 LF-NMR 测试

使用 MesoMR-060H-HTHP-I 低场核磁共振分析仪(磁场强度为 0.5 T)测定岩心核磁信号, 测试采用 CPMG(Carr, Purcell, Meiboom 和 Gill)脉冲序列, 主要参数包括: 回波时间为 300 μs, 间隔时间为 3 000 ms, 回波数为 8 000 个, 使用联合迭代重建技术(simultaneous iterative reconstruction technique, SIRT)反演算法得到 T_2 谱.

在均匀分布磁场中, 不考虑扩散弛豫和自由弛豫影响(相比表面弛豫的影响可忽略), 则弛豫时间 T_2 (单位: ms)与孔隙半径 R (单位: cm)关系为

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} = \rho \frac{C}{R} \quad (2)$$

其中, ρ 为表面弛豫率(单位: μm/s); S 为岩心表面积(单位: cm²); V 为孔隙体积(单位: cm³); $C = 1, 2$ 和 3, 分别用于平板模型、毛细管束模型和球状模型, 本研究选用毛细管束模型, 即 $C = 2$.

2.2 带压渗吸实验

将岩心样品置于如图 1 的带压渗吸实验装置内, 模拟 5 MPa 压差作用下的渗吸置换过程. 实验步骤为: ① 使用低场核磁共振分析仪测试岩心样品初始状态 T_2 谱; ② 将岩心样品分别浸入 100 mL 质量分数为 2%、5% 和 10% 的 KCl 氘水溶液, 将溶液置于活塞式中间容器, 并打开容器上游和下游阀门; ③ 开启上游和下游的二通阀, 通过美国 Teledyne ISCO 公司高压高精度柱塞泵(信号 260D), 以 10 mL/min 的恒定流速向容器底部持续注入蒸馏水, 直到上游的二通阀出液后, 关闭该二通阀; ④ ISCO 高压高精度柱塞泵切换至恒压工作模式, 保持中间容器内压力为 5 MPa(默认孔隙压力为 0, 容器内流体压力即为压差); ⑤ 在设定时刻取出岩心样品, 用棉纱擦干岩心表面后, 测定岩心样品的 T_2 谱; ⑥ 重复步骤② ~ ⑤, 并持续测定 25 d, 直到实验结束; ⑦ 将不同时间下测定的 T_2 谱累积信号幅值与煤油质量进行换算, 计算渗吸置换效率为

$$R_{oil} = \frac{m_0 - m_i}{m_0} \times 100\% \quad (3)$$

其中, m_0 为在带压渗吸实验前岩心样品孔隙内煤油

质量(单位: g); m_i 为带压渗吸实验过程中, 第 i 次测定的岩心样品孔隙内煤油质量(单位: g).

图 1 带压渗吸实验装置示意图

Fig. 1 Schematic of experimental device for forced imbibition

3 结果与讨论

为研究不同因素对带压渗吸效果的影响, 将饱和和油岩心样品 A12 带压渗吸实验结果作为参考, 与不同影响因素带压渗吸实验结果进行对比.

3.1 孔隙内油相分布规律

T_2 谱用于定量表征致密岩心样品不同尺度孔隙空间内油相渗吸置换规律, 可有效反映孔隙内流体分布特征. 图 2 是 5 组饱和油岩心样品进行带压渗吸实验前的 T_2 谱. 由图 2 可见, 质量分数为 95.94% ~ 98.12% 的油分布在纳米孔 ($0.1 \text{ ms} \leq T_2 \leq 100 \text{ ms}$) 内. 其中, 纳米微孔 ($0.1 \text{ ms} \leq T_2 < 1 \text{ ms}$)、纳米中孔 ($1 \text{ ms} \leq T_2 < 10 \text{ ms}$) 和纳米大孔 ($10 \text{ ms} \leq T_2 \leq 100 \text{ ms}$) 内含油质量分数分别为 31.43%、37.85% 和 26.58%. 纳米孔是主要储集空间, 带压渗吸实验将对这部分孔隙内发生的渗吸置换过程进行重点探讨.

图 2 岩心样品 T_2 谱及孔隙内油相分布比例

Fig. 2 (Color online) Overall T_2 spectra and oil distribution in pores of core samples

3.2 边界条件

图 3 为 4 种不同边界条件下测定的 T_2 谱. 由图 3 可见, 所有 T_2 谱均呈现双峰特征, 临界曲线 (T_2

(a) A12 (所有面开启)

(b) A21 (单面开启)

(c) A22 (两面开启)

(d) A23 (两端封闭)

图 3 不同边界条件岩心样品 T_2 谱

Fig. 3 (Color online) T_2 spectrum for different boundary conditions

谱累积积分面积减少量小于3%时的曲线)对应时间均为7 d. 但因边界条件不同, 渗吸置换差异显著, 当实验时间 $t = 25$ d 时, 4种边界条件下对应的 R_{oi} 分别为 50.13%、12.54%、13.62% 和 23.29%. 实验结果进一步表明, 接触面积越大, R_{oi} 越高.

图4为致密砂岩样品不同尺度孔隙空间内油相分布统计结果, 带压渗吸实验前后孔隙内油相比率的差值即渗吸置换作用析出的油量. 由图4可见, 渗吸置换过程主要发生在纳米微孔内, 尤其对于两端封闭情况(纳米微孔内油相质量分数降低

13.32%), 然而, 对于单面开启和两面开启的岩心样品而言, 纳米微孔内渗吸置换效率较低, 分别为 6.36% 和 4.54%.

为将实验结果归一化, 分别使用未考虑压力影响的 MASON 自发渗吸无因次时间模型^[17]和考虑压力影响的修正模型^[9]对实验数据进行拟合, 结果如图5. 其中, t_0 为无因次时间. 由图5可见, 在渗吸初期, MASON 自发渗吸模型难以拟合实验结果, 数据点发散, 修正模型对实验结果拟合程度则较好; 到了渗吸中后期, 两模型均能较好地拟合实验数据. 可见, 修正模型可有效拟合带压渗吸实验结果.

图4 不同边界条件岩心样品的带压渗吸前后的纳米孔内油相比例

Fig. 4 (Color online) Oil distribution in nano-pores before and after forced imbibition for different boundary condition

图5 带压渗吸置换效率随无因次时间变化关系曲线

Fig. 5 (Color online) Oil recovery as a function of dimensionless time for forced imbibition

3.3 初始含水饱和度

在非常规储层中, 岩心初始含水饱和度较高, 岩心内部处于油水两相共存状态^[27]. 然而, 现有自发渗吸物理模拟实验对初始含水饱和度的影响考虑较少, 造成自发渗吸置换效率实验结果偏高. 为研究初始含水饱和度对带压渗吸的影响, 使用初始含水饱和度分别为 34%、42% 和 54% 的岩心样品开展带压实验, 结果如图6. 由图6可见, T_2 谱随时间变化曲线差异较小, 临界曲线不明显, 说明渗

吸置换效率较低 ($\leq 15\%$). 这是由于强水湿岩心样品在初期饱和水过程中, 较小的孔道因毛管力作用, 大部分被水相占据, 后期采用油驱水的方式营造不同含水饱和度环境, 在不改变岩心润湿性情况下, 较小孔隙中油相饱和度比完全饱和油岩心样品更低. 又因渗吸置换过程主要体现在对较小孔隙中的油水置换(图7), 则含水饱和度越高, 越不利于渗吸置换过程. 因此可以推断, 在裂缝区域较远的储层, 由于其含水饱和度较高, 在带压渗吸条件下,

图 6 不同初始含水饱和度岩心样品 T_2 谱测试结果Fig. 6 (Color online) T_2 spectrum for different initial water saturation samples

图 7 不同初始含水饱和度岩心样品带压渗吸前后纳米孔内油相比例

Fig. 7 (Color online) Oil distribution in nano-pores before and after forced imbibition for different initial water saturation samples

采收率会更低。

3.4 层理方向

图 8 是平行层理方向和垂直层理方向岩心样品 T_2 谱随时间变化曲线。由图 8 可见, 两方向岩心样品的 T_2 谱差异不明显, 临界曲线对应的时间均为 5 d, 纳米微孔、纳米中孔和纳米大孔中油相均动用, 没有明显差异 (图 9)。相比基质岩心样品 A12

(图 3 (a)), 最终渗吸置换效率较低, 说明层理发育的致密岩心样品不利于渗吸置换过程。

垂直层理方向岩心样品的 R_{oil} 值 (31.15%) 略高于平行层理方向岩心样品的 R_{oil} 值 (21.96%)。原因在于, 层理相对基质而言是高渗流通道, 岩心沿着平行层理方向钻取时, 流体易沿着层理间流动, 受到的渗流阻力较小, 不利于渗吸置换过程。

图 8 不同层理方向岩心样品的 T_2 谱Fig. 8 (Color online) T_2 spectrum for different bedding directions

图9 不同层理方向岩心样品带压渗吸前后的纳米孔内油相比例

Fig. 9 (Color online) Oil distribution in nano-pores before and after forced imbibition for different bedding directions

3.5 矿化度

HALUSZCZA 等^[28]指出, 致密储层压后返排过程中, 返排液矿化度可高达 151 g/L, 而滑溜水的矿化度一般低于 1 g/L. 因此, 会造成压后闷井过程中, 致密储层中原始地层水矿化度与注入的低矿化度压裂液形成化学势差, 影响渗吸置换效果. 选取 3 块岩心样品 (A12、A29 和 A30), 分别以质量分数为 2%、5% 和 10% 的 KCl 胍水溶液作为渗吸流体进行测试, 对比不同矿化度溶液对带压自发渗吸效果影响. 结果表明, T_2 谱随时间变化关系曲线 (图 10) 差异明显, 矿化度较低时, 纳米微孔中的油更易被置换 (图 11), 随着矿化度的增加, 3 种类型孔隙空间内油相的渗吸置换量差异不大.

上述现象可从化学势角度进行解释, 致密油储层中原始地层水的矿化度较高, 与注入的低矿化度压裂液形成化学势差, 因此除毛管力外, 由矿化度造成的化学势差也是一种驱动力, 则有

$$\frac{\mu_w^f - \mu_w^m}{V_w} = p_w^f - p_w^m + \lambda \frac{R\theta}{V_w} \ln \frac{x_f}{x_m} \quad (4)$$

其中, μ_w^f 和 μ_w^m 分别为基质中压裂液和原始地层水化学势; V_w 为水相摩尔体积; p_w^f 和 p_w^m 分别为裂缝和基质内孔隙压力; x_f 和 x_m 分别为压裂液和原始地层水中水分子摩尔分数; R 为气体常数; θ 为绝对温度; λ 为膜效率, 与黏土相关. 对于同矿化度水溶液, 水分子摩尔分数可通过分析溶液中的矿物浓度计得.

式(4)表明, 在致密油储层渗吸过程中, 驱动液体的作用力不仅与毛细管力有关, 还与地层水和压裂液之间的水相摩尔分数之差 (即渗透压差) 相关. 由于进入岩心 A29 中的液体是质量分数为 5% 的 KCl 胍水溶液, 其矿化度与岩心内原始矿化度之差大于 A30 岩心中质量分数为 10% KCl 胍水溶液与岩心内原始矿化度之差. 因此, 岩心 A29 测定的 $\lambda \frac{R\theta}{V_w} \ln \frac{x_f}{x_m}$ 值更大, 即受到化学势的驱动更大. 因此, 溶液矿化度越高, 越不利于渗吸置换.

图10 不同流体矿化度下岩心样品的 T_2 谱Fig. 10 (Color online) T_2 spectrum for samples with different salinity

图 11 不同流体矿化度带压渗吸前后纳米孔内油相比例

Fig. 11 (Color online) Oil distribution in nano-pores before and after forced imbibition for samples with different salinity

3.6 带压渗吸置换效率

带压渗吸置换效率随时间变化关系曲线(图 12)可划分为两个阶段,即置换效率快速上升阶段和稳定阶段.渗吸初期,致密岩心样品吸水量迅速增加,渗吸置换的油量及相应渗吸置换效率均快速上升;之后,吸水量逐渐趋于饱和,渗吸置换过程逐渐达到平衡状态,渗吸置换效率逐渐趋于稳定.

带压渗吸置换效率在不同影响因素下差异显著:① 对于所有面开启、单面开启、两面开启和两端封闭 4 种边界条件,最终渗吸置换效率分别为 57.27%、12.54%、13.62% 和 23.29%,临界时间

均为 7 d(图 12(a));② 随初始含水饱和度增加(分别为 34%、42% 和 55%),最终渗吸置换效率逐渐降低(分别为 14.49%、11.59% 和 8.53%),均低于完全饱和油岩心样品 A12(所有面开启),且临界时间分别为 7、5 和 3 d(图 12(b));③ 垂直层理方向和平行层理方向岩心样品最终渗吸置换效率差异显著,分别为 31.15% 和 21.96%,但均低于无层理发育岩心样品 A12(所有面开启),但层理方向对临界时间无明显影响(图 12(c));④ 随着矿化度增加(质量分数分别为 2%、5% 和 10% 的 KCl 汽水溶液),最终渗吸置换效率(图 12

图 12 不同影响因素下渗吸置换效率随时间变化关系曲线

Fig. 12 (Color online) Oil recovery as a function of imbibition time for different influencing factors

(d)) 随之降低 (分别为 50.13%、32.67% 和 23.16%), 但临界时间随矿化度的增加而变短, 分别为 7、5 和 3 d.

结 论

基于 LF-NMR, 开展不同因素影响下的致密岩心带压渗吸实验, 分析不同边界条件、初始含水饱和度、层理方向和矿化度对带压渗吸效果影响, 根据实验结果, 可知:

1) 纳米孔 ($0.1 \text{ ms} \leq T_2 \leq 100 \text{ ms}$) 是致密岩心样品主要储集空间, 质量分数为 95.94% ~ 98.12% 的油分布在纳米孔内, 且纳米孔可细分为 3 类, 即纳米微孔 ($0.1 \text{ ms} \leq T_2 < 1 \text{ ms}$)、纳米中孔 ($1 \text{ ms} \leq T_2 < 10 \text{ ms}$) 和纳米大孔 ($10 \text{ ms} \leq T_2 \leq 100 \text{ ms}$);

2) 渗吸接触面积越大, 初始含水饱和度越低, 矿化度越低, 最终渗吸置换效率越高, 沿垂直层理方向钻取的岩心样品渗吸置换效率高于平行层理方向岩心样品, 但均低于无层理发育岩心样品.

3) 使用修正的带压渗吸无因次时间模型, 可将不同边界条件下致密岩心带压渗吸实验结果进行无因次处理.

基金项目: 国家科技重大专项资助项目 (2016ZX05046-004)

作者简介: 江 昀 (1990—), 中国石油勘探开发研究院工程师、博士. 研究方向: 储层改造. E-mail: jiangyun119@petrochina.com.cn

引 文: 江 昀, 许国庆, 石 阳, 等. 致密岩心带压渗吸的影响因素实验研究[J]. 深圳大学学报理工版, 2020, 37(5): 497-506.

参考文献 / References:

- [1] HOLDITCH, S A, TSCHIRHART N. Optimal stimulation treatments in tight gas sands [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, USA: Society of Petroleum Engineers, 2005: 96104.
- [2] 杨 华, 付金华. 超低渗透油藏勘探理论与技术 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2012.
YANG Hua, FU Jinhua. Exploration theory and technology for ultra-low permeability reservoirs [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2012. (in Chinese)
- [3] 杨 智, 邹才能, 吴松涛, 等. 含油气致密储层纳米级孔隙特征及意义[J]. 深圳大学学报理工版, 2015, 32(3): 257-265.
YANG Zhi, ZOU Caineng, WU Songtao, et al. Characteristics of nano-sized pore-throat in unconventional
- tight reservoir rocks and its scientific value [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2015, 32(3): 257-265. (in Chinese)
- [4] GHANBARI E, DEHGHANPOUR H. The fate of fracturing water: a field and simulation study [J]. Fuel, 2016, 163: 282-294.
- [5] GHANBARI E, ABBASI M A, DEHGHANPOUR H, et al. Flowback volumetric and chemical analysis for evaluating load recovery and its impact on early-time production [C]// SPE Unconventional Resources Conference. Calgary, Canada: Society of Petroleum Engineers, 2013: 167165.
- [6] HABIBI A, BINAZADEH M, DEHGHANPOUR H, et al. Advances in understanding wettability of tight oil formations [C]// SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, USA: Society of Petroleum Engineers, 2015: 175157.
- [7] CARPENTER C. Impact of liquid loading in hydraulic fractures on well productivity [J]. Journal of Petroleum Technology, 2013, 65(11): 162-165.
- [8] AKBARABADI M, SARAJI S, PIRI M., et al. Nano-scale experimental investigation of in-situ wettability and spontaneous imbibition in ultra-tight reservoir rocks [J]. Advances in Water Resources, 2017, 107: 160-179.
- [9] JIANG Yun, SHI Yang, XU Guoqing, et al. Experimental study on spontaneous imbibition under forced pressure in tight sandstone cores based on low-field nuclear magnetic resonance measurements [J]. Energy & Fuels, 2018, 32(3): 3152-3162.
- [10] 李 帅, 丁云宏, 刘广峰, 等. 致密储层体积改造润湿反转提高采收率的研究[J]. 深圳大学学报理工版, 2017, 34(1): 98-104.
LI Shuai, DING Yunhong, LIU Guangfeng, et al. Enhancing oil recovery by wettability alteration during fracturing in tight reservoirs [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2017, 34(1): 98-104. (in Chinese)
- [11] 党海龙, 肖前华, 高瑞民, 等. 延长油田长 7 致密油储层 CO_2 驱替特征[J]. 深圳大学学报理工版, 2019, 36(3): 298-303.
DANG Hailong, XIAO Qianhua, GAO Ruimin, et al. Characteristics of CO_2 displacement for Chang 7 tight reservoir in Yanchang oilfield [J]. Journal of Shenzhen University Science and Engineering, 2019, 36(3): 298-303. (in Chinese)
- [12] WASHBURN E W. The dynamics of capillary flow [J]. Physical Review A, 1921, 17(3): 273-283.
- [13] 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 and Engineering*, 2013, 101: 44-61.
- [14] MCWHORTER D B, SUNADA D K. Exact integral solutions for two-phase flow [J]. *Water Resources Research*, 1990, 26(3): 399-413.
- [15] 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.
- [16] MA Shouxiang, MORROW N R., ZHANG Xiaoyun. Generalized scaling of spontaneous imbibition data for strongly water-wet systems [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1997, 18(3/4): 165-178.
- [17] 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 and Engineering*, 2010, 72(1/2), 195-205.
- [18] ZHANG Xiaoyun, MORROW N R, MA Shouxiang. Experimental verification of a modified scaling group for spontaneous imbibition [J]. *Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering*, 1996, 11(4), 280-285.
- [19] MIRZAEI-PAIAMAN A. Analysis of counter-current spontaneous imbibition in presence of resistive gravity forces: displacement characteristics and scaling [J]. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 2015, 12(Suppl. C): 68-86.
- [20] CAI Jianchao, PERFECT E, CHENG Chulin, et al. Generalized modeling of spontaneous imbibition based on hagen-poiseuille flow in tortuous capillaries with variably shaped apertures [J]. *Langmuir*, 2014, 30(18): 5142-5151.
- [21] NASRALLA R A, BATAWEEL M A, NASR-EL-DIN H A. Investigation of wettability alteration and oil-recovery improvement by low-salinity water in sandstone rock [J]. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2013, 52(2): 144-154.
- [22] LI Kewen, CHOW K, HORNE R N. Effect of initial water saturation on spontaneous water imbibition [C]// SPE Western Regional/AAPG Pacific Section Joint Meeting. Anchorage, AK, 2002: 76727.
- [23] FINI M F, RIAHI S, BAHRAMIAN A. Experimental and QSPR studies on the effect of ionic surfactants on *n*-decane-water interfacial tension [J]. *Journal of Surfactants and Detergents*, 2012, 15(4): 477-484.
- [24] ADIBHATLA B, MOHANTY K K. Parametric analysis of surfactant-aided imbibition in fractured carbonates [J]. *Journal of Colloid and Interface Science*, 2008, 317(2): 513-522.
- [25] TINNI A, ODUSINA E, SULUCARNAIN I, et al. Nuclear-magnetic-resonance response of brine, oil, and methane in organic-rich shales [J]. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2015, 18(3): 400-406.
- [26] MENG Mianmo, GE Hongkui, JI Wenming, et al. Monitor the process of shale spontaneous imbibition in co-current and counter-current displacing gas by using low field nuclear magnetic resonance method [J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, 27(1): 336-345.
- [27] BENNION D B, THOMAS F B. Formation damage issues impacting the productivity of low permeability, low initial water saturation gas producing formations [J]. *Journal of Energy Resources Technology*, 2005, 127(3): 240-247.
- [28] HALUSZCZAK L O, Rose A W, KUMP L R, et al. Geochemical evaluation of flowback brine from Marcellus gas wells in Pennsylvania, USA [J]. *Applied Geochemistry*, 2013, 28(3): 55-61.

【中文责编：英 子；英文责编：天 澜】