

基于核磁共振孔隙划分的致密油藏自发渗吸原油可动性研究

李 腾, 高 辉, 王美强, 冯永兵, 王 琛, 程志林

STUDY ON MOVABILITY OF SPONTANEOUS IMBIBITION OIL RECOVERY FROM TIGHT RESERVOIRS BASED ON NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE PORE CLASSIFICATION METHOD

Li Teng, Gao Hui, Wang Meiqiang, Feng Yongbing, Wang Chen, and Cheng Zhilin

在线阅读 View online: <https://doi.org/10.6052/0459-1879-22-566>

您可能感兴趣的其他文章

Articles you may be interested in

致密砂岩逆向渗吸作用距离实验研究

EXPERIMENTAL RESEARCH ON QUANTIFICATION OF COUNTERCURRENT IMBIBITION DISTANCE FOR TIGHT SANDSTONE

力学学报. 2021, 53(9): 2603–2611

基于核磁共振技术的非均质岩心中泡沫动态稳定性评价方法及应用

EVALUATION METHOD AND APPLICATION OF FOAM DYNAMIC STABILITY IN HETEROGENEOUS CORES BASED ON NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE TECHNOLOGY

力学学报. 2021, 53(8): 2205–2213

致密油藏动态裂缝扩展机理及应用

DYNAMIC FRACTURE PROPAGATION MECHANISM AND APPLICATION IN TIGHT OIL RESERVOIR

力学学报. 2021, 53(8): 2141–2155

煤系页岩瓦斯吸附解吸迟滞效应核磁共振谱实验研究

EXPERIMENT OF ADSORPTION-DESORPTION HYSTERESIS OF GAS IN COAL SHALE BY USING NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE SPECTRUMS

力学学报. 2021, 53(8): 2193–2204

基于XFEM-MBEM的嵌入式离散裂缝模型流固耦合数值模拟方法

NUMERICAL SIMULATION FOR COUPLING FLOW AND GEOMECHANICS IN EMBEDDED DISCRETE FRACTURE MODEL BASED ON XFEM-MBEM

力学学报. 2021, 53(12): 3413–3424

一种基于超声共振谱的低 Q 值材料共振频率提取方法

A RESONANCE FREQUENCY EXTRACTION METHOD FROM LOW Q -FACTOR MATERIALS BASED ON RESONANT ULTRASOUND SPECTROSCOPY

力学学报. 2019, 51(5): 1500–1506



关注微信公众号，获得更多资讯信息

基于核磁共振孔隙划分的致密油藏自发渗吸原油 可动性研究¹⁾

李 腾^{*,†,**} 高 辉^{*,†,**,2)} 王美强^{††} 冯永兵^{***} 王 琛^{*,†,**} 程志林^{*,†,**}

^{*} (西安石油大学石油工程学院, 西安 710065)

[†] (西安石油大学西部低渗-特低渗油藏开发与治理教育部工程研究中心, 西安 710065)

^{**} (西安市致密油 (页岩油) 开发重点实验室, 西安 710065)

^{††} (中国石油天然气股份有限公司玉门油田分公司工程技术研究院, 甘肃酒泉 735019)

^{***} (中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司天然气评价项目部, 甘肃庆阳 745002)

摘要 自发渗吸驱油是致密油藏提高采收率的有效手段, 但不同的孔隙划分方法会导致原油可动性精细定量表征存在差异性. 基于此, 以鄂尔多斯盆地延长组致密油藏为研究对象, 开展了四种典型致密岩心的自发渗吸驱油实验, 利用基于核磁共振分形理论的流体分布孔隙精细划分方法, 区分了致密砂岩岩心孔隙类型, 明确了不同类型岩心孔隙结构对原油可动性和自发渗吸驱油速率的控制特征. 研究结果表明不同类型岩心自发渗吸模拟油动用程度介于 22.07%~33.26%, 核磁共振 T_2 谱双峰型岩心自发渗吸模拟油动用程度高于单峰型岩心; 不同类型致密砂岩岩心中流体分布孔隙可初步划分出 P1 和 P2 两种类型, P1 类型孔隙则可进一步划分出 P1-1、P1-2 和 P1-3 三种亚类型孔隙; 致密砂岩岩心中 P1 和 P2 类孔隙中模拟油均有不同程度的动用, P1 类孔隙作为致密岩心中主要孔隙, 尤其是 P1 类孔隙中 P1-2 和 P1-3 类孔隙的数量决定了自发渗吸模拟油动用程度; P1-1、P1-2 和 P1-3 类孔隙结构差异性对自发渗吸模拟油动用程度起决定性作用, 较小尺寸孔径孔隙较大的孔隙结构差异性不仅提升了自发渗吸模拟油动用程度, 而且提升了自发渗吸驱油速率; 流体可动性指数较高的 P1-2 和 P1-3 类孔隙的致密砂岩岩心表现出较高的模拟油动用程度.

关键词 致密油藏, 自发渗吸, 孔隙划分, 原油动用程度, 核磁共振

中图分类号: P631 文献标识码: A doi: 10.6052/0459-1879-22-566

STUDY ON MOVABILITY OF SPONTANEOUS IMBIBITION OIL RECOVERY FROM TIGHT RESERVOIRS BASED ON NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE PORE CLASSIFICATION METHOD¹⁾

Li Teng^{*,†,**} Gao Hui^{*,†,**,2)} Wang Meiqiang^{††} Feng Yongbing^{***} Wang Chen^{*,†,**} Cheng Zhilin^{*,†,**}

^{*} (School of Petroleum Engineering, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

[†] (Engineering Research Center of Development and Management for Low to Ultra-Low Permeability Oil & Gas Reservoirs in West China of

2022-11-29 收稿, 2023-02-08 录用, 2023-02-09 网络版发表.

1) 国家自然科学基金(52174030, 52204044), 陕西省重点研发计划(2022GY-137), 陕西省教育厅青年创新团队建设科研计划(21JP095)和陕西高校青年创新团队 (非常规油气储层微观物理与流体渗流表征) 资助项目.

2) 通讯作者: 高辉, 教授, 主要研究方向为孔隙结构表征与流体渗流、CO₂ 驱油与埋存. E-mail: gh@xsyu.edu.cn

引用格式: 李腾, 高辉, 王美强, 冯永兵, 王琛, 程志林. 基于核磁共振孔隙划分的致密油藏自发渗吸原油可动性研究. 力学学报, 2023, 55(3): 643-655

Li Teng, Gao Hui, Wang Meiqiang, Feng Yongbing, Wang Chen, Cheng Zhilin. Study on movability of spontaneous imbibition oil recovery from tight reservoirs based on nuclear magnetic resonance pore classification method. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2023, 55(3): 643-655

Ministry of Education, Xi'an Shiyou University, Xi'an 710065, China)

** (Xi'an Key Laboratory of Tight Oil (Shale Oil) Development, Xi'an 710065, China)

†† (Institute of Engineering Technology, PetroChina Yumen Oilfield Company, Jiuquan 735019, Gansu, China)

*** (Natural Gas Evaluation Project Department, PetroChina Changqing Oilfield Company, Qingyang 745002, Gansu, China)

Abstract Spontaneous imbibition is an effective method to improve the oil displacement in tight sandstone reservoirs, while the various pore classification methods may lead to variability in the refined quantitative characterization of oil movability. In this study, four typical tight sandstone cores were used to launch the spontaneous imbibition oil displacement experiments in the tight sandstone reservoir of the Yanchang Formation in Ordos Basin. With the refined pore classification method for fluid distribution pores based on nuclear magnetic resonance (NMR) fractal theory, the pore types in tight sandstone cores were distinguished, and the influence of different types of pore structures on oil mobility and spontaneous imbibition displacement rates were clarified. The results show that the oil producing degree of spontaneous imbibition in different types of cores ranges from 22.07% to 33.26%, and the oil producing degree of spontaneous imbibition in NMR T_2 spectra of bimodal cores is higher than that of unimodal core. With the NMR pore classification method, the fluid distribution pores in the typical tight sandstone cores were initially divided into P1 and P2 types, and the P1 type pores could be further classified into P1-1, P1-2 and P1-3 types. It features various spontaneous imbibition oil displacement in P1 and P2 types pores. As the dominant pore type in tight sandstone cores, the ratio of P1-2 and P1-3 type pores in P1 pores would finally determine the spontaneous imbibition oil displacement recovery in tight sandstone cores. The pore structure differences among P1-1, P1-2 and P1-3 pores play a decisive role in the spontaneous imbibition oil displacement recovery. The significance pore structure differences for pores with smaller apertures not only enhance the spontaneous imbibition oil displacement recovery, but also improve the rates of spontaneous imbibition oil displacement recovery. The tight sandstone cores of P1-2 and P1-3 pores with higher fluid mobility index show higher spontaneous imbibition oil displacement recovery.

Key words tight reservoirs, spontaneous imbibition, pore classification, oil movability, nuclear magnetic resonance

引言

致密油藏是非常规油气领域研究的热点和难点,致密油藏储层纳米级孔隙发育,孔喉结构复杂,微观非均质性强^[1].对致密油藏储层中孔隙进行精细划分,明确不同尺度纳米级孔隙中地质流体的可动性和动用程度,对于提升致密油藏采收率至关重要^[2].

致密油藏中存在的大量纳米级孔喉使得储层毛细管力作用极强,毛细管力作用下,润湿相流体能够置换非润湿相流体,使得致密油藏发生自发渗吸现象^[3-6],孔隙的大小分布和连通性等微观孔喉结构决定了致密砂岩储层的流体渗流特征^[1,7],充分发挥致密油藏的渗吸驱油已成为提高致密油藏采收率的有效方式^[8-9].毛细管模型常被用于分析自发渗吸过程中的流体渗流能力^[10].致密油藏自发渗吸作用不仅发生在岩石表面,对岩石内部孔喉中的原油亦有一定的动用.蔡建超等^[11]基于储层岩石孔隙结构分形特征,建立了低渗油藏多孔介质渗吸系数分形模型,讨论了孔隙分形维、孔隙度、水饱和度、孔隙直径、孔隙形状因子、流体黏度、表面张力和接触角对渗吸能力的影响^[12-13].Xia等^[14]在渗吸实验中发

现孔隙度、分形维和渗吸液黏度是影响渗吸作用的主要因素.孔隙的数量、复杂性和连通性对渗吸质量起着至关重要的作用,孔隙连通性越差,渗吸采收率越低^[15-16],较好的微孔连通性对渗吸采收率贡献明显^[17].Gao等^[18]发现压裂过程中压裂液对致密油藏存在一定的渗吸驱油作用,渗吸时间越长,致密油藏中产油数量越多,致密油藏中不同尺度孔隙的原油动用程度与压裂液的矿化度、界面张力及原油黏度呈负相关关系.基质型致密油藏小孔中原油的动用是自发渗吸作用持续发生的关键^[19-20],基质-裂缝型致密油藏中裂缝的存在能够有效提升渗吸采收率,且随着渗透率和孔隙度的增加,小孔隙和大孔隙之间的渗吸效率差异明显减小^[21-23].程志林等^[24]基于核磁共振技术发现渗吸过程中微孔是渗吸采油的主要贡献者,渗吸过程的卡断效应导致水相难以进入中孔.江昀等^[25]开展了致密岩心带压渗吸驱油实验,发现高含水饱和度、平行层理取芯方向、高矿化度和高渗透压差下渗吸置换效率较低.

核磁共振技术作为一种无损测量技术,在表征致密储层孔缝分布、孔隙度、渗透率、孔隙润湿性、流体可动性和孔隙流体分布方面具有独特的优

势^[26-29], 在油气领域得到了广泛的应用. Gao 等^[30]采用压汞和核磁共振联合测试分析的方法, 将核磁共振横向弛豫时间转换为孔隙半径, 较好地确定了核磁共振横向弛豫时间 T_2 与孔喉半径的定量关系. 核磁共振 T_2 分布的短峰量对应了致密油藏中的小孔隙, 在孔隙半径转换基础之上, 进一步可将致密油藏中的孔隙分为微米级大孔 ($> 10\text{ }\mu\text{m}$)、微米级微孔 ($1\text{ }\mu\text{m} \sim 10\text{ }\mu\text{m}$)、亚微米孔 ($0.1\text{ }\mu\text{m} \sim 1\text{ }\mu\text{m}$) 和纳米孔 ($< 0.1\text{ }\mu\text{m}$), 亚微米孔是可动流体的主要贡献者^[31]. Peng 等^[32]以 30 ms, 90 ms 和 200 ms 为界将碎屑灰岩的孔隙结构分为了微孔段、小孔段、中孔段和大孔段; Wang 等^[33]则基于孔隙流体的流动性, 将致密油藏岩心中的孔隙分为完全不能流动孔、部分流动孔、完全流动孔. Dai 等^[34]选取 T_2 谱上的 4 个特征点, 将孔隙分为了纳米孔、小孔、中孔和大孔. Li 等^[35]基于核磁共振分形方法, 将致密岩心中的可动流体孔划分出了 P1, P2, P3 和 P4 四种不同的孔隙类型.

前人在自发渗吸影响因素以及基于核磁共振孔隙划分方面做了大量的工作, 但不同的孔隙划分方法可能会对致密油藏自发渗吸驱油特征产生差异性认识. 基于此, 本次研究针对鄂尔多斯盆地延长组油藏四种典型岩心开展了自发渗吸驱油实验, 结合基于核磁共振分形理论的流体分布孔隙划分方法, 区分致密砂岩岩心孔隙类型, 明确不同类型孔隙中原油可动性对自发渗吸驱油的影响, 以期为致密油藏自发渗吸驱油特征提供理论支撑.

1 实验样品和实验方法

1.1 实验样品

本次研究用实验样品采集自鄂尔多斯盆地延长组. 延长组目的储层岩石类型为长石砂岩, 黏土矿物以叶片状绿泥石发育为主, 含有一定数量的毛发状伊利石, 少见高岭石和伊蒙混层. 储层孔隙度介于 6.03% ~ 12.18%, 平均值为 9.71%; 渗透率介于 $1 \times 10^{-5}\text{ }\mu\text{m}^2 \sim 1.24 \times 10^{-3}\text{ }\mu\text{m}^2$ 之间, 平均值为 $2.5 \times 10^{-4}\text{ }\mu\text{m}^2$. 目的油藏储层孔、渗物性参数变化幅度较大, 表现出较强的非均质性. 目的储层岩心排驱压力介于 0.09 ~ 7.29 MPa, 平均值为 1.24 MPa, 平均孔喉半径介于 0.04 ~ 1.80 μm , 平均值为 0.59 μm , 整体表现为较高的排驱压力和较小的孔喉半径. 目的储层岩心接触角平均值为 37°, 具有较好的亲水性, 为自发渗吸驱油奠定了良好的条件. 本次研究用四种典型岩心基础物性测试结果见表 1.

表 1 四种典型岩心物性参数表
Table 1 Reservoir properties parameters of four tight sandstone cores

Parameters of properties	Types of cores			
	I	II	III	IV
porosity/%	12.18	10.93	11.22	9.39
permeability/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	1.27	0.68	0.27	0.09
replacement pressure/MPa	0.43	0.74	1.17	1.91
median radius/ μm	0.32	0.18	0.13	0.11
median pressure/MPa	2.30	4.19	5.09	6.54
sorting factor	2.69	1.81	2.22	1.72
mercury saturation/%	88.63	92.43	85.39	89.64
efficiency of Mercury withdrawal/%	27.48	42.67	17.36	42.15

1.2 实验流程

岩心自发渗吸驱油实验基于 PQ001 型台式核磁共振分析仪展开, 该核磁共振仪采用磁场强度为 $0.28 \pm 0.03\text{ T}$ 的永磁体, 射频脉冲频率范围为 1 MHz ~ 30 MHz, 射频频率控制精度为 0.1 Hz, 探头线圈直径为 25 mm, 可以完成最小长度为 25 mm 的小直径岩心核磁共振 T_2 谱测试. 基于核磁共振的自发渗吸驱油测试流程如下.

(1) 将制作的符合中华人民共和国国家标准 GB/T 29172—2012《岩心分析方法》的小直径岩心置于 DY-IV 型洗油仪中, 采用苯: 酒精 = 1: 3 的流体介质开展为期 10 d 的深度洗油. 将洗油后岩心置于 80 °C 干燥箱中烘干 48 h, 测量并记录干燥岩心质量.

(2) 采用稳态法测量岩心渗透率, 随后将岩心置于 NM-V 真空加压饱和装置中饱和模拟地层水, 24 h 后对饱和模拟地层水岩心进行称重, 采用称重法计算岩心孔隙度.

(3) 将饱和模拟地层水岩心置于岩心夹持器中, 以 0.10 mL/min 的驱替速率向岩心中注入浓度为 30 000 mg/L 的锰水, 待出口端出液量达到 4 ~ 5 PV 时可认为岩心中模拟地层水被完全驱替, 高浓度锰水可以有效屏蔽地层水中的氢信号, 为后期利用核磁共振评价自发渗吸驱油奠定基础.

(4) 采用 0.10 mL/min 的驱替速率, 向饱和锰水岩心注入黏度为 4.31 mPa·s 的模拟油, 直至出液量达到 4 ~ 5 PV, 构建岩心原始油水分布状态, 并开展饱和模拟油岩心核磁共振 T_2 谱扫描.

(5) 将饱和模拟油岩心置于盛有自发渗吸液的中间容器中, 设置实验温度为 45 °C, 分别在自发渗吸发生 24 h, 48 h, 72 h, 96 h 和 120 h 时开展不同自

发渗吸时间下的核磁共振 T_2 谱扫描。

1.3 基于核磁共振的孔隙分形

当含有磁性核的物质浸入磁场时,可以激发核磁共振弛豫,低场核磁共振测试中的弛豫时间包括岩石颗粒的表面弛豫时间、流体自身弛豫时间和分子扩散弛豫时间三部分^[36-37]。岩石颗粒的表面弛豫时间可以近似表征多孔介质的横向弛豫时间^[38],且表面弛豫常发生在流固界面,其与多孔介质的孔隙结构密切相关。表面弛豫时间与孔隙半径间关系可采用式 (1) 进行表征^[35]

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho \left(\frac{S}{V} \right)_{\text{pore}} = \frac{c}{r} \quad (1)$$

式中, T_{2S} 为表面弛豫时间, ms; ρ 为颗粒表面松弛率; r 为孔隙半径, μm ; c 为与孔隙有关的参数, 无量纲。

由式 (1) 可知, 利用核磁共振曲线的横向弛豫时间可近似地表征多孔介质的孔隙尺寸大小。

分形几何学理论能够有效评价复杂多孔介质的不规则程度和图形的自相似特征^[39]。基于分形几何原理, 孔径大于 r 的孔隙数量可采用式 (2) 进行表征^[35]

$$N_r = \int_r^{r_{\max}} f(r) dr = Ar^{-D} \quad (2)$$

式中, N_r 是孔径大于 r 的孔隙数; r 是孔隙的半径, μm ; $r_{\max}$ 是最大孔隙半径, μm ; A 是分形因子; $f(r)$ 是孔隙半径的密度函数, %; D 是分形维数。

那么, 半径小于 r 的孔隙累积体积可采用式 (3) 进行表征^[35]

$$V_r = \int_{r_s}^r f(r) Ar^3 dr = A''(r^{3-D} - r_{\min}^{3-D}) \quad (3)$$

式中, V_r 是半径小于 r 的孔隙的累积体积, cm^3 ; A'' 是一个比例常数; $r_{\min}$ 是最小孔隙半径。

基于式 (3), 致密砂岩中孔隙半径小于 r 的孔隙累积体积分数可采用式 (4) 进行表征^[35]

$$S_v = \frac{V_r}{V_t} = \frac{r^{3-D} - r_{\min}^{3-D}}{r_{\max}^{3-D} - r_{\min}^{3-D}} \quad (4)$$

式中, S_v 是半径小于 r 的孔隙的累积体积分数, %。

致密砂岩中 $r_{\min}$ 通常远小于 $r_{\max}$, 对式 (4) 进行简化可得^[35]

$$S_v = \left(\frac{r}{r_{\max}} \right)^{3-D} \quad (5)$$

结合式 (1), 对式 (5) 进行求对数可得式 (6)^[35, 40-41]

$$\lg S_v = (3-D) \lg T_2 + (D-3) \lg T_{2\max} \quad (6)$$

式中, $T_{2\max}$ 为最大横向弛豫时间, ms。

2 实验结果与讨论

2.1 不同类型岩心自发渗吸驱油特征

2.1.1 不同类型岩心饱和模拟油核磁共振 T_2 谱特征

典型岩心饱和模拟油后核磁共振 T_2 谱呈单峰和双峰两种不同形态, I 型、II 型和 IV 型岩心饱和模拟油核磁共振 T_2 谱表现为双峰形态, 而 III 型岩心饱和模拟油核磁共振 T_2 谱表现为单峰形态 (图 1)。饱和模拟油岩心不同的核磁共振 T_2 谱反映岩心内部复杂的孔隙结构特征, 而不同的孔隙结构特征对自发渗吸驱油特征具有一定的控制作用。自发渗吸驱油过程中, 岩心不同尺度孔隙中模拟油均有动用 (图 2), 整体表现为核磁共振 T_2 谱的持续下降, 但核磁共振 T_2 谱右峰形态有一定的波动, 这与不同类型致密砂岩岩心的孔隙结构以及自发渗吸过程中模拟油动态分布有关。

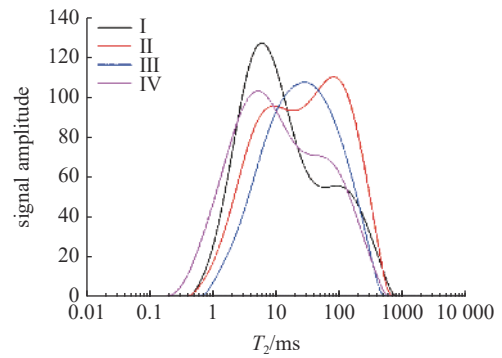


图 1 岩心饱和模拟油核磁共振 T_2 谱图

Fig. 1 The NMR T_2 spectra of tight sandstone cores with saturated oil

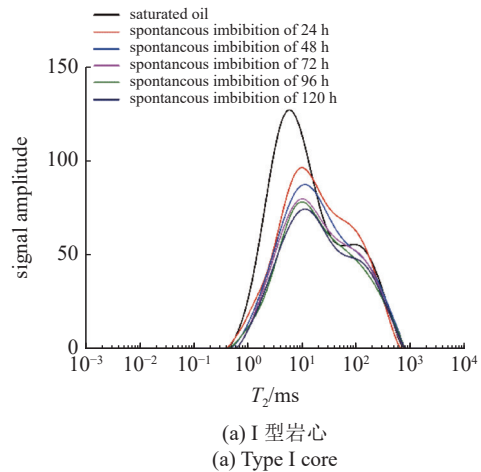
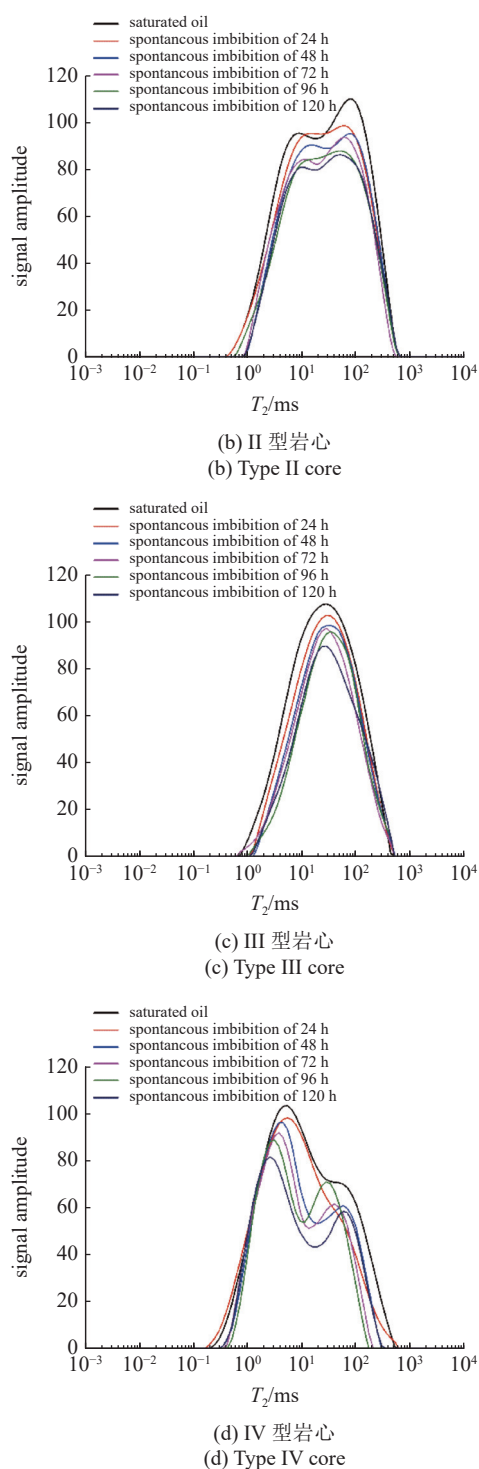


图 2 不同类型岩心自发渗吸驱油核磁共振 T_2 谱图

Fig. 2 The NMR T_2 spectra of spontaneous imbibition oil displacement for different tight sandstone cores

图 2 不同类型岩心自发渗吸驱油核磁共振 T_2 谱图 (续)Fig. 2 The NMR T_2 spectra of spontaneous imbibition oil displacement for different tight sandstone cores (continued)

2.1.2 不同类型岩心自发渗吸模拟油可动性差异特征

自发渗吸过程中对岩心进行实时称重, 能够较好地表征自发渗吸驱油不同阶段岩心中原油的动用程度. 但是, 自发渗吸驱油过程中部分原油附着在岩心表面, 且自发渗吸不同阶段渗吸液进入岩心的数量

存在一定差异性, 二者耦合作用下导致采用称重法计算岩心自发渗吸驱油效率存在一定的误差. 基于此, 本次研究采用基于核磁共振 T_2 谱峰形面积差异性变化的方法定量表征自发渗吸不同阶段模拟油的动用程度, 模拟油动用程度采用式 (7) 进行定量表征

$$\eta = (S_o - S_i) / S_o \times 100\% \quad (7)$$

式中, η 为模拟油动用程度; S_o 为饱和模拟油条件下核磁共振 T_2 谱峰形面积, 无量纲; S_i 为自发渗吸时间 i 下核磁共振 T_2 谱峰形面积, 无量纲.

不同类型致密砂岩岩心自发渗吸模拟油动用程度随自发渗吸时间呈持续增加的趋势 (图 3). 120 h 后核磁共振 T_2 谱双峰型岩心模拟油动用程度介于 22.07% ~ 33.26%, I 型岩心自发渗吸模拟油动用程度最高, II 型岩心自发渗吸模拟油动用程度最低, IV 型岩心模拟油动用程度介于 I 型和 II 型岩心之间. 核磁共振 T_2 谱单峰型 (III 型) 岩心模拟油动用程度达到了 25.46%.

岩心自发渗吸驱油过程模拟油动用程度整体上可分为三个阶段, 快速渗吸阶段、缓慢渗吸阶段和稳定渗吸阶段. 快速渗吸阶段, 不同类型岩心中模拟油动用程度呈近似线性增加, 表现为岩心中模拟油的快速排出, 该阶段持续时间约 72 h. 随着岩心中模拟油的快速排出, 岩心润湿性发生改变, 不同类型岩心自发渗吸模拟油动用程度增量减缓, 进入缓慢渗吸阶段. 缓慢渗吸阶段持续时间较短, 随后岩心中模拟油动用程度逐步平稳或仅表现为小幅度增加, 岩心自发渗吸驱油趋于结束, 岩心自发渗吸进入稳定渗吸阶段 (图 3). 不同类型岩心自发渗吸驱油缓慢渗吸阶段和稳定渗吸阶段驱油特征较为一致, 但在快速渗吸阶段, 不同类型岩心中模拟油动用程度存在一定差异性.

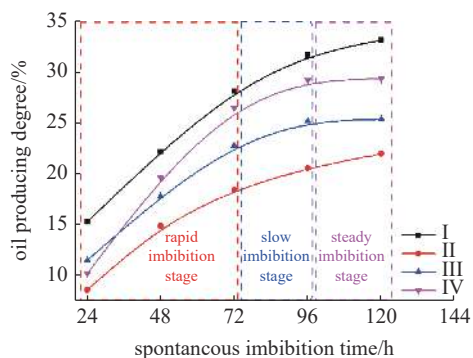


图 3 四种类型岩心自发渗吸模拟油动用程度对比

Fig. 3 Comparison of oil producing degree at various spontaneous imbibition oil displacement stage of four types sandstone cores

III 型岩心饱和模拟油核磁共振 T_2 谱呈单峰形态, 相较于其他三类岩心具有相对较好的孔隙分布特征, 但 III 型岩心模拟油动用程度却并未表现出较好的动用程度和驱油速率, 这表明模拟油可动性不仅与岩心整体孔隙分布特征有关, 还受岩心中模拟油赋存的孔隙分布特征及孔隙结构特征的影响。

2.2 基于核磁共振分形理论的流体分布孔隙精细划分

多孔介质具有分形特征^[11-12], 利用分形维可以定量表征不同尺度孔隙的差异性。基于式 (6), 不同横向弛豫时间下的孔隙分形维可利用式 (8) 进行表征^[35]

$$\lg S_{vi} = (3 - D_i) \lg T_{2i} + (D_i - 3) \lg T_{2\max} \quad (8)$$

式中, S_{vi} 为小于横向弛豫时间 T_{2i} 下的累积信号幅度百分比, %; D_i 为横向弛豫时间 T_{2i} 下的分形维, 无量纲。

以基于式 (8) 获取的孔隙分形维 $D_i = 2$ 为临界点所对应的 T_2 值为界限, 可初步将不同类型岩心中饱和模拟油分布孔隙划分为 P1 和 P2 两种不同类型的孔隙 (图 4)。P1 类孔隙尺寸较小, 流体流动受毛细管力作用影响显著, 该类孔隙为强毛细管力束缚孔隙; P2 类孔隙尺寸较 P1 类孔隙大, 流体流动受毛细管力束缚作用较弱, 为弱毛细管力束缚孔隙。

进一步地, P1 和 P2 类孔隙自身不仅具有一定的自相似性, 同时也具有一定的差异性。基于式 (8), 可以获取不同横向弛豫时间下 $\lg S_{vi}$ 和 $\lg T_{2i}$ 的相关系数 R_i^2 。 R_i^2 反映同类孔隙内部的差异性, R_i^2 的突变点可以作为反映同类孔隙差异性的突变点, 进而实现孔隙精细划分, 该突变点可采用式 (9) 进行区分^[35]

$$R^{2'} = \frac{R_{i+1}^2 - R_i^2}{R_i^2} \quad (9)$$

式中, R_i^2 为横向弛豫时间 T_{2i} 下的 $\lg T_{2i}$ 与 $\lg S_{vi}$ 相关系数; R_{i+1}^2 为横向弛豫时间 T_{2i+1} 下的 $\lg T_{2i+1}$ 与 $\lg S_{vi+1}$ 相关系数。

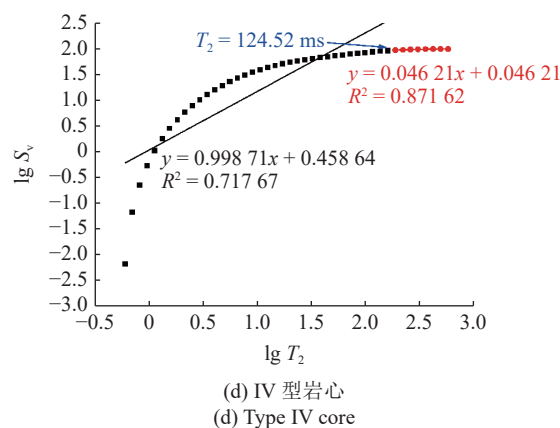
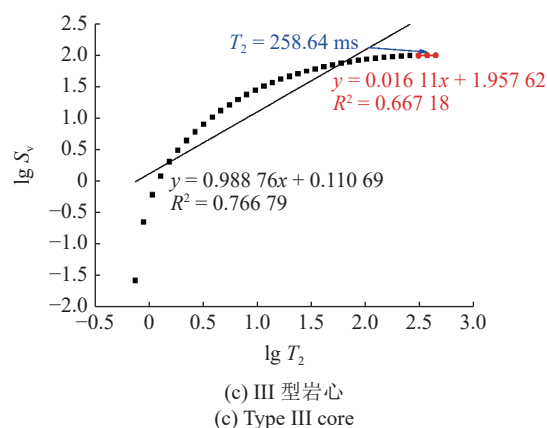
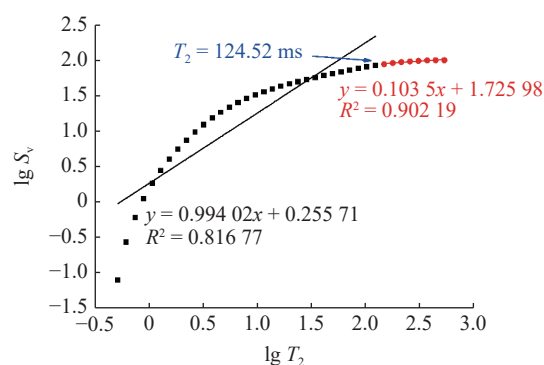
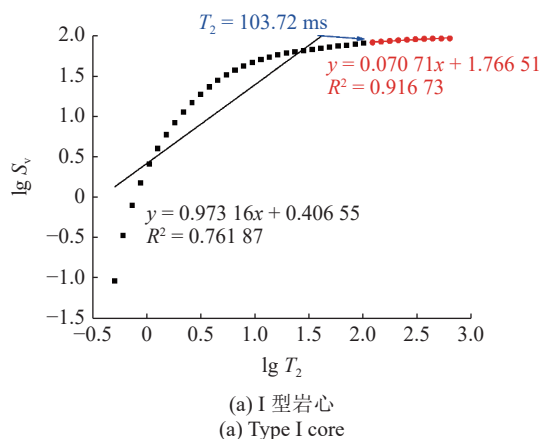


图 4 不同类型岩心饱和模拟油分布孔隙类型初步划分

Fig. 4 The preliminary classification of pores for the distribution of oil in the various types of tight sandstone cores

基于式 (9) 对不同类型岩心的孔隙结构进行了精细划分, 综合考虑四类不同岩心 $R^{2'}$ 随横向弛豫时间的变化趋势, 以 $R^{2'}$ 变化的最小值和最大值作为突变点, P1 类孔隙可进一步被划分为 P1-1、P1-2 和 P1-3 三种不同类型的孔隙, 而 P2 类孔隙差异性较小 (图 5)。不同类型岩心中 P1 类孔隙比例较高, 而 P2 类孔隙比例较小。II 型岩心中 P2 类孔隙比例可达 16.04%, 而 III 型岩心中该类孔隙比例最少, 仅为 1.58%。P1 类孔隙中不同类型孔隙比例亦有一定的差异性, 核磁共振 T_2 谱为双峰型态的 I 型、II 型和 IV 型岩心中

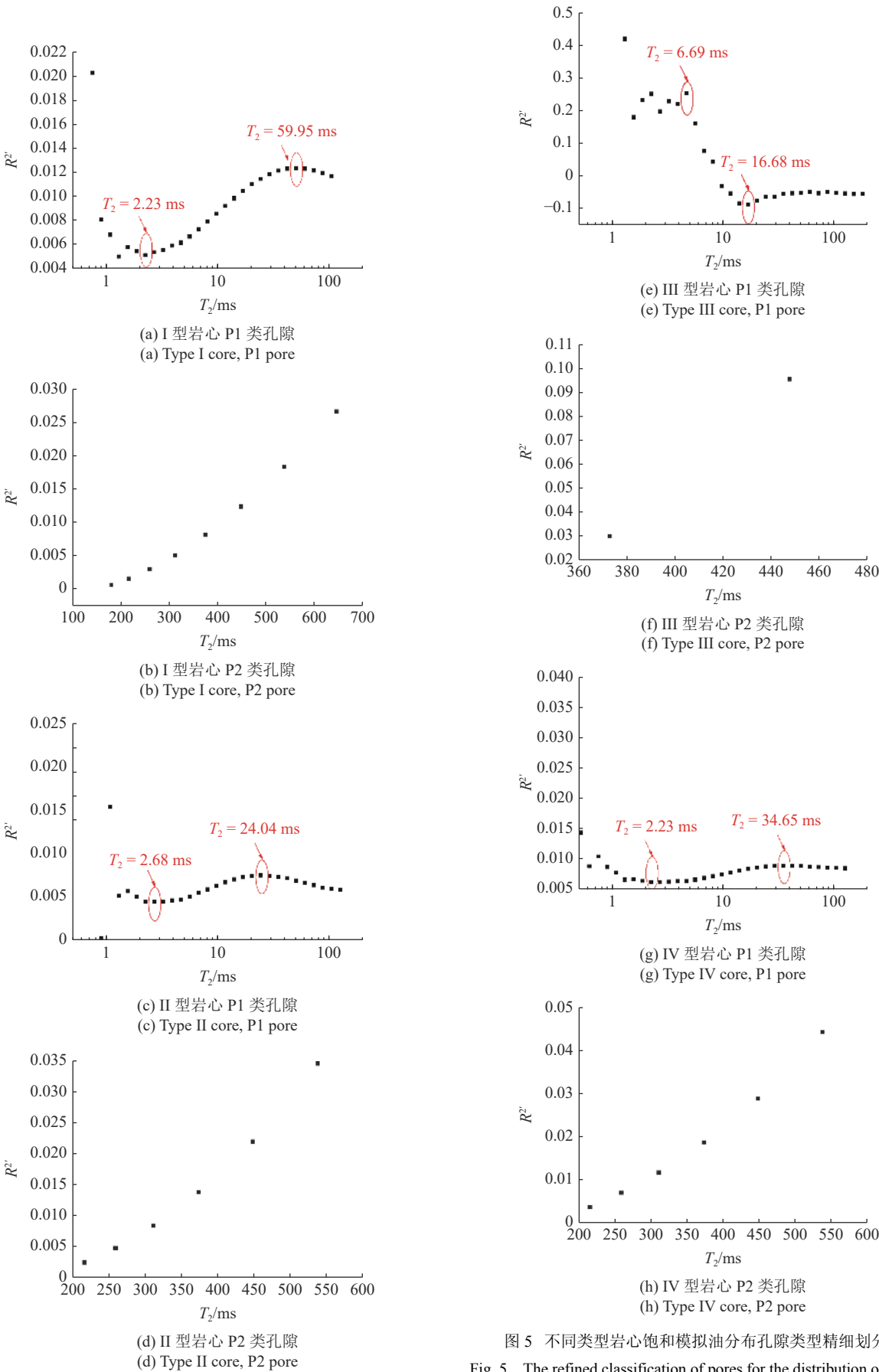


图 5 不同类型岩心饱和模拟油分布孔隙类型精细划分
Fig. 5 The refined classification of pores for the distribution of oil in the various types of tight sandstone cores

P1-2 类孔隙比例较高, 而核磁共振 T_2 谱单峰型态的 III 型岩心中 P1-3 类孔隙比例较高 (图 6 和表 2).

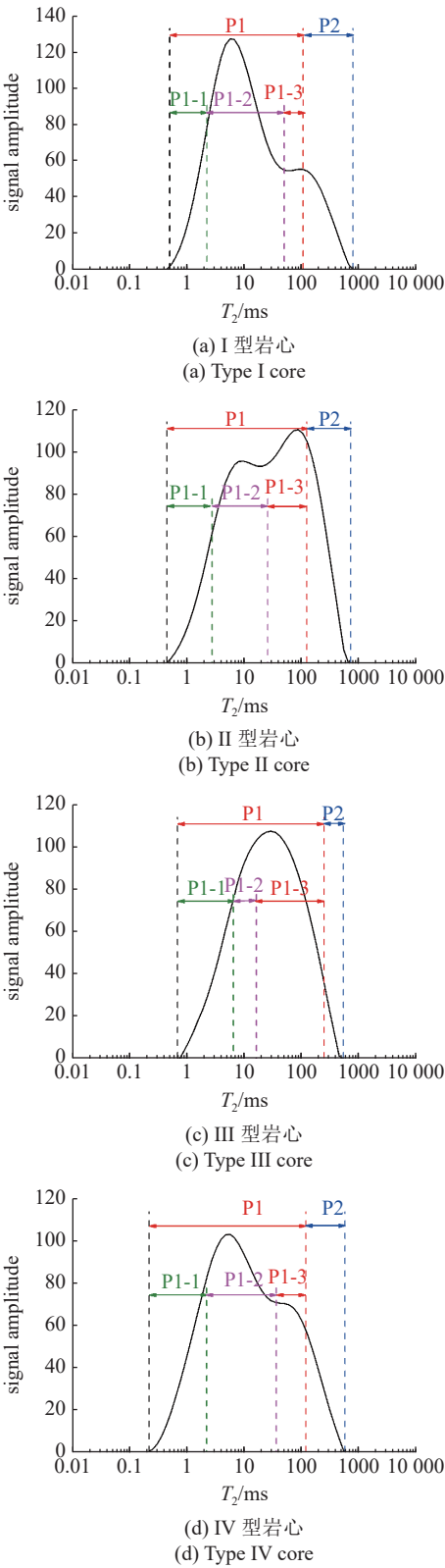


图 6 不同类型岩心不同类型孔隙精细划分

Fig. 6 The refined classification in various types of pores for different tight sandstone cores

表 2 不同类型岩心中不同孔隙体积比例

Table 2 The ratio of pore volumes for various types of pores in tight sandstone cores

Ratio of pores/%	Types of cores			
	I	II	III	IV
P1	86.87	83.96	98.42	92.18
P2	13.13	16.04	1.58	7.82
P1-1	12.34	9.60	19.80	19.34
P1-2	65.58	39.71	21.63	54.13
P1-3	8.96	34.65	56.99	18.71

2.3 不同类型孔隙模拟油动用特征

P1 类孔隙作为不同类型岩心中孔隙的主体, P1 类孔隙中模拟油动用程度整体表现为稳定上升, 尤其是在快速渗吸阶段. 随着自发渗吸的持续进行, 该类孔隙中模拟油的动用程度趋于稳定 (图 7). P2 类孔隙中模拟油动用程度较为波动, 这可能与 P1 类孔隙中模拟油的排出进入该类型孔隙有关. 此

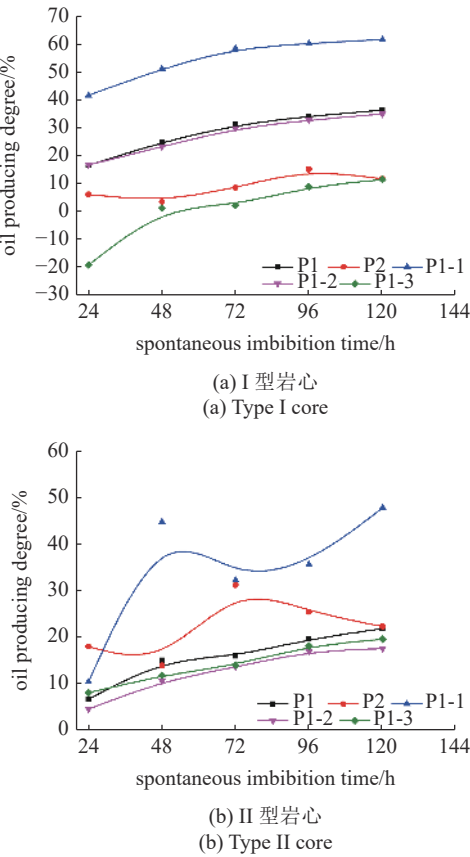


图 7 不同类型岩心不同类型孔隙模拟油动用程度

Fig. 7 The oil producing degree in various types of pores for different tight sandstone cores

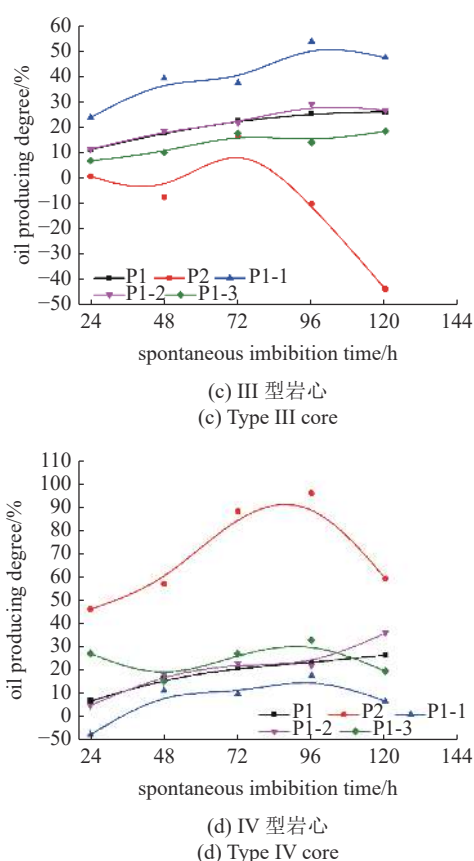


图 7 不同类型岩心不同类型孔隙模拟油动用程度 (续)

Fig. 7 The oil producing degree in various types of pores for different tight sandstone cores (continued)

外, I 型、II 型和 III 型岩心中 P1-1 和 P1-2 类孔隙中模拟油动用程度高, 而 IV 型岩心中 P1-3 类岩心中模拟油动用程度高。尽管 II 型和 III 型岩心中 P1-1 和 P1-2 类孔隙中模拟油动用程度高, 但两类岩心中 P1-1 和 P1-2 类孔隙比例较低 (表 2), 这也导致了 II 型和 III 型岩心自发渗吸模拟油动用程度较低。

2.4 岩心孔隙结构对模拟油可动性的影响

2.4.1 孔隙结构复杂性对模拟油可动性的影响

毛细管力是致密岩心发生自发渗吸驱油的主要动力, 而毛细管力与岩心孔隙结构密切相关。致密砂岩岩心较好的孔隙结构不仅有利于岩心自发渗吸的快速发生, 流体也能够有效进入岩心内部, 进一步加快致密砂岩岩心自发渗吸原油可动性。在此, 以致密砂岩岩心中不同类型孔隙核磁共振 T_2 谱对应的峰形面积标准偏差来表征岩心中不同类型孔隙间的孔隙结构复杂性。

P1 和 P2 类孔隙是基于核磁共振分形理论流体分布孔隙划分的两大类孔隙, P1 和 P2 类孔隙之间

的差异性可代表致密砂岩岩心孔隙结构的整体差异性, P1 和 P2 类孔隙整体差异性与模拟油动用程度相关性较差 (图 8)。P1 类孔隙是不同类型岩心中主要发育的孔隙类型, 且该类孔隙体积比例较高 (表 2), 导致较少发育的 P2 类孔隙对模拟油可动性贡献不明显。对 P1 类型孔隙中 P1-1、P1-2 和 P1-3 三种类型孔隙的孔隙结构差异性定量表征表明, P1 类孔隙内部差异性与模拟油可动性之间具有良好的相关性 ($R^2 = 0.64571$) (图 8), P1 类孔隙自身非均质性是导致不同类型致密砂岩岩心模拟油可动性的关键。在对 P1 类孔隙进一步精细划分的基础之上, 定量表征了 P1-1、P1-2、P1-3 和 P2 类孔隙的整体差异性与模拟油可动性之间的线性关系, 基于孔隙精细划分的孔隙整体差异性与模拟油动用程度相关系数达到了 0.76393 (图 8), 这也表明采用基于核磁共振分形理论流体分布孔隙划分的孔隙结构差异性表征能够更为有效地评价不同类型致密砂岩自发渗吸模拟油可动性。

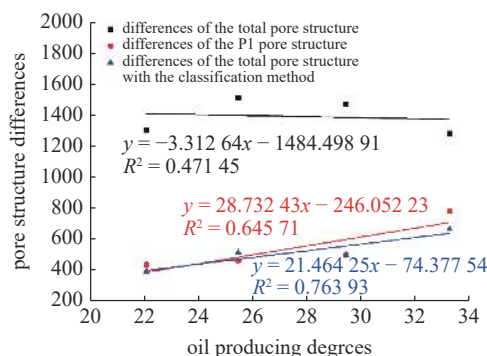


图 8 致密砂岩岩心孔隙结构差异性对原油可动性的影响

Fig. 8 The influence of pore structure on the oil producing degree in tight sandstone cores

2.4.2 流体可动性指数对模拟油可动性的影响

致密砂岩岩心中不同类型孔隙比例与模拟油动用程度关系表明, P1-2 类孔隙比例与模拟油动用程度间呈正相关关系, 而 P1-3 类孔隙比例与模拟油动用程度间呈负相关关系, 不同类型岩心中 P1-2 和 P1-3 类孔隙的发育数量对岩心中模拟油动用程度影响最为显著 (图 9)。P1-2 类孔隙是 I 型、II 型和 IV 型岩心中的主要孔隙类型, 其在以 P1-3 类孔隙发育的 III 型岩心中也有一定程度的发育。致密砂岩岩心中 P1-2 类孔隙自身在自发渗吸作用中对模拟油动用程度有一定的贡献, 同时 P1-2 类孔隙在 P1-1 和 P1-3 两类孔隙中的桥梁作用也进一步提升了

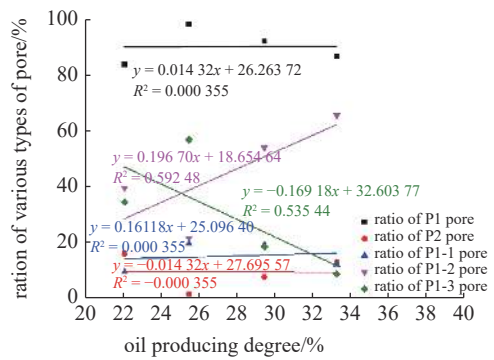


图 9 致密砂岩岩心不同类型孔隙比例对模拟油可动性的影响
Fig. 9 The influence of pore volume ratios on the oil producing degree in the tight sandstone cores

P1 类孔隙中模拟油的动用程度。
致密砂岩岩心原油动用程度是岩心中不同类型孔隙数量以及该类型孔隙原油动用程度耦合作用的结果,采用单一参数表征岩心原油可动性具有一定的片面性(图 7 和图 9)。本次研究提出采用流体可动性指数对原油可动性进行表征,流体可动性指数为某一类型孔隙的比例与该孔隙流体可动性的乘积,流体可动性指数可采用式(10)进行表征。流体可动性指数不仅反映某类孔隙的比例,同时可以反映该类孔隙对原油可动性整体的贡献程度

$$C_m = R_p \eta_p$$

(10)

式中, C_m 为孔隙的流体可动性指数,无量纲; R_p 为某一类型孔隙比例,无量纲; η_p 为该类孔隙原油动用程度,无量纲。

对于 I 型、II 型和 IV 型岩心, P1-2 类孔隙是模拟油分布的主要孔隙空间,而 III 型岩心中 P1-3 类孔隙是模拟油的主要分布空间,四类岩心模拟油主要分布空间的流体可动性指数与模拟油可动性之间具有极好的相关性 ($R^2 = 0.95799$)(图 10),这也表明

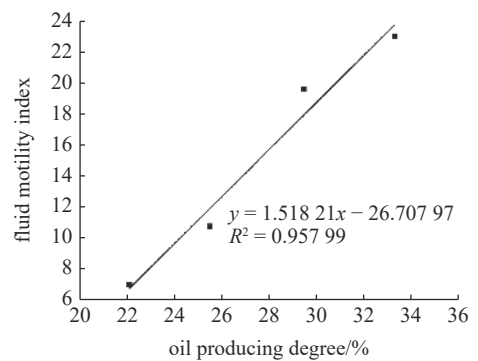


图 10 致密砂岩岩心孔隙流体可动性指数与模拟油可动性关系
Fig. 10 The relationship between fluid motility index and oil producing degree for the tight sandstone cores

流体可动性指数在表征致密砂岩岩心原油可动性方面的有效性。

2.4.3 孔隙结构复杂性对渗吸驱油速率的影响

孔隙结构复杂性不仅影响致密砂岩岩心中原油动用程度,对致密砂岩岩心自发渗吸驱油速率也有一定的影响。基于划分的不同自发渗吸阶段,采用不同渗吸阶段自发渗吸时间与模拟油动用程度间的斜率表征不同渗吸阶段驱油速率(表 3)。结合孔隙整体差异性、P1 类孔隙内部差异性和基于孔隙精细划分的孔隙整体差异性参数,分别对自发渗吸驱油快速渗吸阶段、缓慢渗吸阶段和稳定渗吸阶段渗吸驱油速率进行了表征。

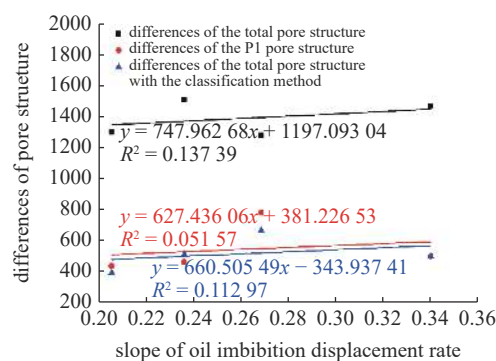
快速渗吸阶段,致密砂岩岩心自发渗吸驱油速率与岩心孔隙整体差异性呈正相关(图 11),但岩心中较高发育的 P1-3 和 P2 类孔隙数量不利于自发渗吸驱油速率的提高(图 12)。不同类型岩心中自发渗吸驱油速率与岩心毛细管力密切相关,岩心中较小尺寸孔隙通常表现为更大的毛细管力。相较于 II 型和 III 型岩心中 P1-2 类孔隙的相对不发育,核磁共振 T_2 谱双峰型的 I 型和 IV 型岩心中 P1-2 类具有更小尺寸孔径的孔隙表现出较强的自发渗吸驱动力,由此带来了快速渗吸阶段 I 型和 IV 型岩心较高的模拟油动用程度和自发渗吸驱油速率(表 2 和表 3)。

在缓慢渗吸阶段,致密砂岩岩心自发渗吸驱油速率与 P1 类孔隙自身差异性密切相关(图 11),即强毛细管束缚力孔隙发育的岩心在缓慢渗吸段表现为较快的自发渗吸驱油速率,尤其是 P1-2 类孔隙的发育对致密砂岩岩心缓慢渗吸段驱油速率的维持最为显著(图 12)。核磁共振 T_2 谱双峰型的 I 型和 IV 型岩心中 P1-2 类孔隙最为发育,在该阶段相较核磁共振 T_2 谱单峰型的 III 型岩心和核磁共振 T_2 谱双峰型的 II 型岩心表现出更好的自发渗吸驱油速率(表 2 和表 3)。

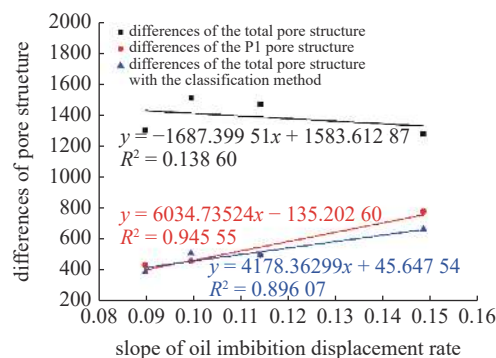
表 3 岩心自发渗吸不同阶段驱油速度斜率

Table 3 The slope of oil displacement rates at various spontaneous imbibition stages of tight sandstone cores

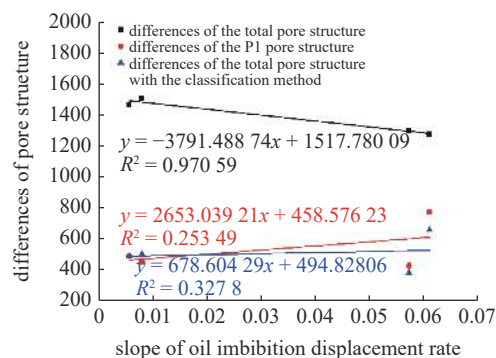
Stages	Types of cores			
	I	II	III	IV
rapid imbibition	0.26821	0.20516	0.23576	0.33968
slow imbibition	0.14836	0.08969	0.09936	0.11394
steady imbibition	0.06089	0.05714	0.00786	0.00553



(a) 快速渗吸阶段
(a) Rapid imbibition stage



(b) 缓慢渗吸阶段
(b) Slow absorption stage

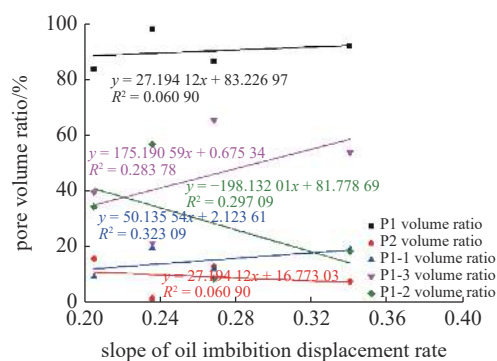


(c) 稳定渗吸阶段
(c) Stable imbibition stage

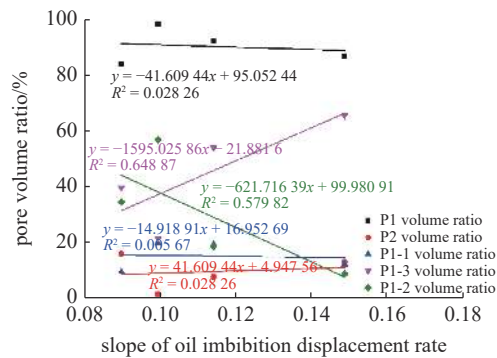
图 11 致密砂岩岩心孔隙结构复杂性与不同渗吸阶段渗吸速率斜率关系

Fig. 11 The relationship between the pore structure complexity and slope of spontaneous imbibition oil displacement rates at various stages for the tight sandstone cores

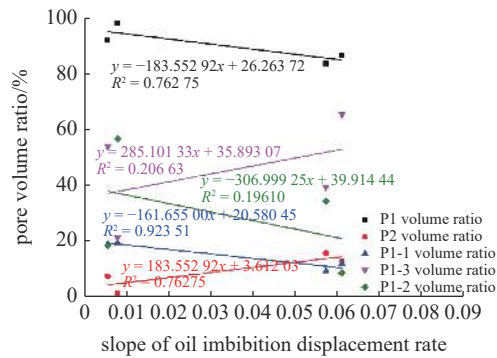
进入稳定渗吸阶段, 较小的整体孔隙结构差异性以及较大的 P1 类孔隙结构差异性有利于稳定渗吸阶段的持续发生 (图 11). 稳定渗吸阶段, 核磁共振 T_2 谱双峰型的 I 型岩心孔隙结构整体差异性更小、P1 类孔隙结构差异性更大, 其仍表现为较高的模拟油动用程度和较高的自发渗吸驱油速率; 核磁共振 T_2 谱双峰型的 II 型岩心中分布数量相近的 P1-2 和 P1-3 类孔隙为稳定渗吸阶段模拟油动用程度的



(a) 快速渗吸阶段
(a) Rapid imbibition stage



(b) 缓慢渗吸阶段
(b) Slow absorption stage



(c) 稳定渗吸阶段
(c) Stable imbibition stage

图 12 致密砂岩岩心孔隙比例与不同渗吸阶段渗吸速率斜率关系

Fig. 12 The relationship between the pore volume ratio and slope of spontaneous imbibition oil displacement rates at various stages for the tight sandstone cores

提高和自发渗吸速率的维持提供了支撑; 核磁共振 T_2 谱单峰型的 III 型和核磁共振 T_2 谱双峰型的 II 型岩心则分别受限于较差的孔隙结构和较少发育的 P1-3 类岩心, 导致其在稳定渗吸阶段模拟油动用程度的增加和渗吸驱油速率较低 (表 3).

3 结论

(1) 不同类型致密砂岩岩心在自发渗吸驱油过

程中核磁共振 T_2 谱表现为整体下降的趋势,核磁共振 T_2 谱双峰型岩心最大模拟油动用程度达到 33.26%,单峰型岩心模拟油动用程度达到 25.46%。

(2) 基于核磁共振分形理论的流体分布孔隙精细划分方法,致密砂岩岩心中的孔隙被划分为 P1 和 P2 两种类型,P1 类孔隙可进一步地被划分为 P1-1、P1-2 和 P1-3 三种不同类型孔隙。核磁共振 T_2 谱双峰型岩心中 P1-2 类孔隙是主要的孔隙类型,而单峰型岩心中 P1-3 类孔隙是主要孔隙类型。

(3) 孔隙结构复杂性以及不同类型孔隙比例不仅影响致密砂岩岩心自发渗吸模拟油动用程度,而且对自发渗吸驱油速率也有一定的影响。P1 类孔隙内部差异性对自发渗吸模拟油动用程度和驱油速率影响显著,尤其是 P1 类孔隙中 P1-2 类孔隙的发育,这与 P1 类孔隙自身毛细管束缚力作用较强相关。

(4) 流体可动性指数对于评价不同类型岩心中原油可动性具有较好的效果,核磁共振 T_2 谱双峰型岩心 P1-2 类孔隙流体可动性指数和单峰型 P1-3 类孔隙流体可动性指数与致密砂岩岩心自发渗吸原油动用程度具有良好的正相关性。

参 考 文 献

- 刘广峰,王连鹤,孙仲博等.致密砂岩储层孔喉结构研究进展. *石油科学通报*, 2022, 7(3): 406-419 (Liu Guangfeng, Wang Lianhe, Sun Zhongbo, et al. Research progress of pore-throat structure in tight sandstone formation. *Petroleum Science Bulletin*, 2022, 7(3): 406-419 (in Chinese))
- 吴志宇,高占武,麻书玮等.鄂尔多斯盆地长 7 段页岩油渗吸驱油现象初探. *天然气地球科学*, 2021, 32(12): 1874-1879 (Wu Zhiyu, Gao Zhanwu, Ma Shuwei, et al. Preliminary study on imbibition and oil displacement of Chang 7 shale oil in Ordos Basin. *Natural Gas Geoscience*, 2021, 32(12): 1874-1879 (in Chinese))
- 桓冠仁.论双重介质两相驱替机理. *石油勘探与开发*, 1982, 9(1): 48-65 (Heng Guanren. A discussion of the mechanism of the displacement of oil by water in a medium with double porosity. *Petroleum Exploration and Development*, 1982, 9(1): 48-65 (in Chinese))
- 蔡建超.多孔介质自发渗吸关键问题与思考. *计算物理*, 2021, 38(5): 505-512 (Cai Jianchao. Some key issues and thoughts on spontaneous imbibition in porous media. *Chinese Journal of Computational Physics*, 2021, 38(5): 505-512 (in Chinese))
- 肖立晓,侯吉瑞,闻宇晨等.耐高温微乳液体系在特低渗-致密储集层中的渗吸机理. *石油勘探与开发*, 2022, 49(6): 1-11 (Xiao Lixiao, Hou Jirui, Wen Yuchen, et al. Imbibition mechanisms of high temperature resistant microemulsion system in ultra-low permeability and tight reservoir. *Petroleum Exploration and Development*, 2022, 49(6): 1-11 (in Chinese))
- 江昀,许国庆,石阳等.致密岩心带压渗吸规律实验研究. *石油实验地质*, 2021, 43(1): 144-153 (Jiang Yun, Xu Guoqing, Shi Yang, et al. Forced imbibition in tight sandstone cores. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(1): 144-153 (in Chinese))
- 汪勇,孙业恒,梁栋等.基于数字岩心与格子 Boltzmann 方法的致密砂岩自发渗吸模拟研究. *石油科学通报*, 2020, 5(4): 458-466 (Wang Yong, Sun Yeheng, Liang Dong, et al. Spontaneous imbibition simulation of tight sandstone based on digital rock and lattice Boltzmann method. *Petroleum Science Bulletin*, 2020, 5(4): 458-466 (in Chinese))
- 朱维耀,鞠岩,赵明等.低渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究. *石油学报*, 2002, 23(6): 56-59 (Zhu Weiyou, Ju Yan, Zhao Ming, et al. Spontaneous imbibition mechanism of flow through porous media and water flooding in low-permeability fractured sandstone reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(6): 56-59 (in Chinese))
- 李士奎,刘卫东,张海琴等.低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究. *石油学报*, 2007, 28(2): 109-112 (Li Shikui, Liu Weidong, Zhang Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir. *Acta Petrolei Sinica*, 2007, 28(2): 109-112 (in Chinese))
- 周小航,陈冬霞,夏宇轩等.鄂尔多斯盆地陇东地区长 7 段页岩油储层自发渗吸特征及影响因素. *地球科学*, 2022, 47(8): 3045-3055 (Zhou Xiaohang, Chen Dongxia, Xia Yuxuan, et al. Spontaneous imbibition characteristics and influencing factors of Chang 7 shale oil reservoirs in Longdong Area, Ordos Basin. *Earth Science*, 2022, 47(8): 3045-3055 (in Chinese))
- 蔡建超,赵春明,谭吕等.低渗储层多孔介质渗吸系数的分形分析. *地质科技情报*, 2011, 30(5): 54-59 (Cai Jianchao, Zhao Chunming, Tan Lü, et al. Fractal analysis on imbibition coefficient in porous media of low permeability reservoir. *Geological Science and Technology Information*, 2011, 30(5): 54-59 (in Chinese))
- 蔡建超,郭士礼,游利军等.裂缝-孔隙型双重介质油藏渗吸机理的分形分析. *物理学报*, 2013, 62(1): 014701 (Cai Jianchao, Guo Sili, You Lijun, et al. Fractal analysis of spontaneous imbibition mechanism in fractured-porous dual media reservoir. *Acta Physica Sinica*, 2013, 62(1): 014701 (in Chinese))
- 王付勇,曾繁超,赵久玉.低渗透/致密油藏驱替-渗吸数学模型及其应用. *石油学报*, 2020, 41(11): 1396-1405 (Wang Fuyong, Zeng Fanchao, Zhao Jiuyu. A mathematical model of displacement and imbibition of low-permeability/tight reservoirs and its application. *Acta Petrolei Sinica*, 2020, 41(11): 1396-1405 (in Chinese))
- Xia Y, Tian Z, Xu S, et al. Effects of microstructural and petrophysical properties on spontaneous imbibition in tight sandstone reservoirs. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2021, 96: 104225
- 谷潇雨,蒲春生,黄海等.渗透率对致密砂岩储集层渗吸采油的微观影响机制. *石油勘探与开发*, 2017, 44(6): 948-954 (Gu Xiaoyu, Pu Chunsheng, Huang Hai, et al. Micro-influencing mechanism of permeability on spontaneous imbibition recovery for tight sandstone reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 2017, 44(6): 948-954 (in Chinese))
- Guo J, Li M, Chen C, et al. Experimental investigation of spontaneous imbibition in tight sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, 193: 107395
- Guo X, Semnani A, Ekekeh DG, et al. Experimental study of spontaneous imbibition for oil recovery in tight sandstone cores under high pressure high temperature with low field nuclear magnetic resonance. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, 201: 108366

- 18 Gao H, Wang Y, Xie Y, et al. Imbibition and oil recovery mechanism of fracturing fluids in tight sandstone reservoirs. *ACS Omega*, 2021, 6(3): 1991-2000
- 19 许长福, 刘红现, 钱根宝等. 克拉玛依砾岩储集层微观水驱油机理. *石油勘探与开发*, 2011, 38(6): 725-732 (Xu Changfu, Liu Hongxian, Qian Genbao, et al. Microcosmic mechanisms of water-oil displacement in conglomerate reservoirs in Karamay Oilfield, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2011, 38(6): 725-732 (in Chinese))
- 20 王香增, 赵习森, 党海龙等. 基于核磁共振的致密油藏自发渗吸及驱替特征研究. *地球物理学进展*, 2020, 35(5): 1870-1877 (Wang Xiangzeng, Zhao Xisen, Dang Hailong, et al. Research on the characteristics of spontaneous imbibition and displacement of the tight reservoir with the NMR method. *Progress in Geophysics*, 2020, 35(5): 1870-1877 (in Chinese))
- 21 徐晖, 党庆涛, 秦积舜等. 裂缝性油藏水驱油渗吸理论及数学模型. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2009, 33(3): 99-102, 107 (Xu Hui, Dang Qingtao, Qin Jishui, et al. Water flooding imbibition theory and mathematical model. *Journal of China University of Petroleum*, 2009, 33(3): 99-102, 107 (in Chinese))
- 22 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. *石油勘探与开发*, 2018, 45(6): 1026-1034 (Wang Xiangzeng, Dang Hailong, Gao Tao, et al. Method of moderate water injection and its application in ultra-low permeability oil reservoirs of Yanchang Oilfield, NW China. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(6): 1026-1034 (in Chinese))
- 23 Wang C, Gao H, Qi Y, et al. Investigation on the mechanisms of spontaneous imbibition at high pressures for tight oil recovery. *ACS Omega*, 2020, 5(22): 12727-12734
- 24 程志林, 王庆, 宁正福等. 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, 3(3): 272-283 (Cheng Zhilin, Wang Qing, Ning Zhengfu, et al. Effect of boundary conditions on spontaneous imbibition in oil-water and gas-water systems for tight sandstone using NMR. *Petroleum Science Bulletin*, 2018, 3(3): 272-283 (in Chinese))
- 25 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. *深圳大学学报理工版*, 2020, 37(5): 497-506 (Jiang Yun, Xu Guoqing, Shi Yang, et al. Experimental study on influencing factors for forced imbibition in tight sandstone cores. *Journal of Shenzhen University Science and Engineering*, 2020, 37(5): 497-506 (in Chinese))
- 26 陈瑶, 张宫, 郑国庆等. T_2 - P_c 二维核磁共振岩心测试技术与应用. *石油实验地质*, 2021, 43(3): 549-551 (Chen Yao, Zhang Gong, Zheng Guoqing, et al. Core testing technology with T_2 - P_c two-dimensional nuclear magnetic resonance and its application. *Petroleum Geology & Experiment*, 2021, 43(3): 549-551 (in Chinese))
- 27 孙中良, 李志明, 申宝剑等. 核磁共振技术在页岩油气储层评价中的应用. *石油实验地质*, 2022, 44(5): 930-940 (Sun Zhongliang, Li Zhiming, Shen Baojian, et al. NMR technology in reservoir evaluation for shale oil and gas. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(5): 930-940 (in Chinese))
- 28 余玥, 孙一迪, 高睿等. 基于 T_2 截止值确定致密岩心表面弛豫率. *石油实验地质*, 2022, 44(3): 342-349 (Yu Yue, Sun Yidi, Gao Rui, et al. Determination of surface relaxivity for tight sandstone cores based on T_2 cut-off value. *Petroleum Geology & Experiment*, 2022, 44(3): 342-349 (in Chinese))
- 29 曹志锋, 蔺敬旗, 郑以华等. 基于核磁测井的超压砾岩油层渗透率计算方法——以准噶尔盆地玛湖凹陷二叠系上乌尔禾组为例. *海相油气地质*, 2022, 44(5): 930-940 (Cao Zhifeng, Lin Jingqi, Zheng Yihua, et al. Permeability calculation method of overpressure conglomerate reservoir based on NMR logging: taking the Permian Upper Wuerhe Formation in Mahu sag of Junggar Basin as an example. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2022, 44(5): 930-940 (in Chinese))
- 30 Gao H, Li H. Determination of movable fluid percentage and movable fluid porosity in ultra-low permeability sandstone using nuclear magnetic resonance (NMR) technique. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, 133: 258-267
- 31 Hu Y, Guo Y, Shangguan J, et al. Fractal characteristics and model applicability for pores in tight gas sandstone reservoirs: a case study of the Upper Paleozoic in Ordos Basin. *Energy & Fuels*, 2020, 34(12): 16059-16072
- 32 Peng Y, Zhou C, Fan Y, et al. A new permeability calculation method using nuclear magnetic resonance logging based on pore sizes: A case study on bioclastic limestone reservoirs in the A oilfield of the Mid-Ease. *Petroleum Exploration and Development*, 2018, 45(1): 183-192
- 33 Wang F, Zeng F, Wang L, et al. Fractal analysis of tight sandstone petrophysical properties in unconventional oil reservoirs with NMR and rate-controlled porosimetry. *Energy & Fuels*, 2021, 35(5): 3753-3765
- 34 Dai C, Cheng R, Sun X, et al. Oil migration in nanometer to micrometer sized pores of tight oil sandstone during dynamic surfactant imbibition with online NMR. *Fuel*, 2019, 245: 544-553
- 35 Li T, Gao H, Wang C, et al. Oil utilization degree at various pore sizes via different displacement methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2022, 12(8): 2271-2287
- 36 Kenyon WE, Day PI, Straley C, et al. A three part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones. *SPE Formation Evaluation*, 1988, 3(3): 622-636
- 37 Howard JJ, Kenyon WE, Straley C. Proton-magnetic resonance and pore-size variations in reservoir sandstones. *SPE Formation Evaluation*, 1993, 8(3): 194-200
- 38 Guo R, Kantzas A. Assessing the water uptake of Alberta coal and the impact of CO_2 injection with low-field NMR. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(7): 40-46
- 39 Pfeifer P, Avnir D. Chemistry in noninteger dimensions between two and three: I. Fractal theory of Heterogeneous surfaces. *The Journal of Chemical Physics*, 1983, 79(7): 3558-3565
- 40 Al-Mahrooqi SH, Grattoni CA, Moss AK, et al. An investigation of the effect of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2003, 39(3-4): 389-398
- 41 Shao X, Pang X, Li H, et al. Fractal analysis of pore network in tight gas sandstone using NMR method: a case study from the Ordos Basin. *Energy & Fuels*, 2017, 31(10): 10358-10368