

致密油微观充注动态过程及控制因素

黄文彪¹,詹卓琛¹,逯瑞敬²,高阳³,卢双舫¹,白振华⁴,杨亮⁵

[1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院,山东青岛266580; 2. 中国石油大庆油田有限责任公司第四采油厂,黑龙江大庆163511; 3. 中国石油新疆油田有限责任公司勘探开发研究院,新疆克拉玛依834000; 4. 中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院黑龙江大庆163712; 5. 中国石油吉林油田有限责任公司勘探开发研究院,吉林松原138000]

摘要:致密储层微观结构影响着原油在储层中的充注行为,制约着致密油的富集和分布规律。基于致密油充注模拟、恒速压汞、扫描电镜与核磁共振等实验,文章定量表征致密储层的原油充注行为和孔喉结构特征,剖析成岩作用、自生矿物生长形态以及孔喉结构特征对原油在致密储层中充注行为的影响。研究表明,原油充注过程可分为3个阶段:充注起始阶段、快速充注阶段和缓慢充注阶段,这是充注过程中驱替压力与毛管力的动平衡以及主要储集空间分布的结果。其中,快速充注阶段又存在两种增长模式,即持续增长模式和跳跃增长模式,这两种模式揭示了主流喉道半径分布特征的差异。通过分析发现,压实、胶结、溶蚀、自生矿物生长等成岩作用极大程度上影响着储集空间和喉道半径的尺寸和分布,决定了致密储层品质的优劣。故此,在油源充足的条件下,具备足够的驱动力和品质优良的储层,是致密油富集的关键,而开启的断层/微裂隙附近的砂体正是满足这些条件的有利区带。

关键词:恒速压汞;孔喉结构;成岩作用;致密油充注;致密储层

中图分类号:I22.2

文献标识码:A

Microscope dynamic process and controlling factors of oil charging in tight reservoir

Huang Wenbiao¹, Zhan Zhuochen¹, Lu Ruijing², Gao Yang³, Lu Shuangfang¹, Bai Zhenhua⁴, Yang Liang⁵

[1. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266580, China; 2. No. 4 Oil Production Plant of Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163511, China; 3. Research Institute of Petroleum Exploration and Development of Xinjiang Oilfield Company Ltd., PetroChina, Karamay, Xinjiang 834000, China; 4. Research Institute of Petroleum Exploration and Development of Daqing Oilfield Company Ltd., PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163712, China; 5. Research Institute of Petroleum Exploration and Development of Jilin Oilfield Company Ltd., PetroChina, Songyuan, Jilin 138000, China]

Abstract: The microstructure of tight reservoir affects the charging efficiency of crude oil, and restricts the abundance and distribution of tight oil. Based on experiments including the physical simulation of tight oil charging, stable rate mercury injection, Scanning Electron Microscopy (SEM) and nuclear magnetic resonance (NMR), the charging process of crude oil and structural characteristics of pore throats of the tight reservoir were quantitatively characterized, and the effects of diagenesis, authigenic mineral growth patterns and pore throat structural features on oil charging in tight reservoirs were discussed. The results show that the oil charging process can be divided into three stages: initial stage, rapid-increase stage and slow-increase stage. This is a result of the dynamic balance between displacement pressure and capillary pressure during the charging process and the distribution of main reservoir space. In detail, there are two increasing modes in the rapid-increase stage, namely, the sustained rapid-increase and rapid-increase by pulses. The two modes reveal the differences in the distribution characteristics of mainstream throat radii in these samples. It is found that diagenesis, including compaction, cementation, dissolution, and authigenic mineral growth, has greatly affected the size and distribution of reservoir space and throat radius, and determined the quality of tight reservoir. Therefore, under the condition of abundant oil source, the key to tight oil enrichment lies in the sufficient driving force and high-quality reservoir, and thus the sand bodies near the open faults/micro-fractures are concluded to be the favorable zones for hydrocarbon exploration.

Key words: rate-controlled injection mercury, pore-throat structure, diagenesis, tight oil charging, tight reservoir

收稿日期:2018-11-21; 修订日期:2019-08-02。

第一作者简介:黄文彪(1980—),男,副教授、硕士生导师,致密储层评价和非常规油气勘探。E-mail:huangwb@upc.edu.cn。

通讯作者简介:卢双舫(1962—),男,教授、博士生导师,油气地球化学与非常规油气勘探。E-mail:lushuangfang@qq.com。

基金项目:国家科技重大专项(2017ZX05070-001);中央高校自主创新科研计划项目(18CX02070A)。

油气的聚集成藏过程实质上就是储层中孔隙流体被油气驱替的过程。对于常规储层而言,油气在浮力和水动力的作用下向构造圈闭或岩性圈闭运移,并发生油-气-水重力分异^[1-5],这种运移和聚集方式业已被大量物理模拟实验剖析和证实^[6-8]。随着油气勘探的深入,低孔、低渗致密油气藏不断被发现,致密油气的充注机理及富集规律研究逐渐成为热点。

目前,国内外学者业更多关注致密储层孔喉结构^[9-10]、成岩作用^[11-12]、致密化成因^[13-14]、油气藏特征^[15-16]等方面研究。致密油气藏通常具有大面积连续分布、局部富集、无统一油-水或气-水界面等特征^[9,17],油气藏边界不受构造控制^[17-19]。这一切均表明致密油气与常规油气成藏机理存在显著差异。目前诸多学者针对致密气充注行为开展了大量模拟实验^[20-22],但针对致密油充注模拟实验鲜见报道。

为了更好地理解致密油的充注行为和控制因素,本次选取松辽盆地南部长岭凹陷泉四段致密砂岩样品,开展致密油充注模拟实验,揭示原油充注行为;并基于恒速压汞、镜下观察、核磁共振对孔喉尺寸和结构进行表征;分析成岩作用、自生矿物含量及生长形态对孔喉结构及原油充注行为的影响,以期对致密油藏形成、分布及富集规律的探寻提供指导。

1 致密油微观充注实验

1.1 实验装置和方法

本次采用分段式恒压法,以模拟油和模拟地层水为流动介质,在饱和模拟地层水状态下进行原油充注模拟实验,实验仪器为由美国 CoretestSystem 生产的岩心驱替实验装置,仪器型号 FDES-65Z,驱替装置安装在恒温箱中。实验装置分为注水系统、注油系统、岩心夹持装置以及流体计量系统四个部分(图 1),实验流程如下。

- 1) 制备致密砂岩岩心柱,洗油后进行孔、渗检测。
- 2) 将制备好的致密砂岩岩心安装到岩心夹持器中,检查装置的气密性,打开围压泵,使得在整个实验过程中环压一直高于驱动压力 2 MPa。
- 3) 打开注水系统的高压阀,关闭注油系统的高压阀,用水泵驱动模拟地层水对岩心中的空气进行驱替,直至夹持器出口端再无气体释放,使得岩心中充分饱和地层水。
- 4) 打开注油系统高压阀,进行模拟原油的充注,定时监测记录夹持器末端流出的油量和水量,进行数据整理与计算。直至岩心夹持器两端压差达到稳定状

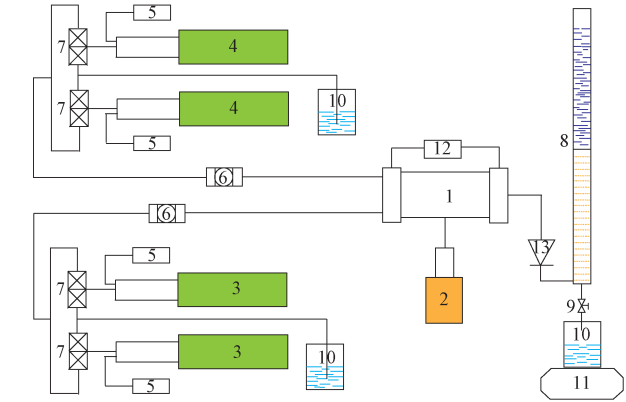


图 1 致密油充注实验仪器原理示意图

Fig. 1 The schematic diagram showing the mechanism of tight oil charging instrument

1—岩心夹持器;2—围压泵;3—水泵;4—油泵;5—压力传感器;6—过滤器;7—三通阀;8—油水分离器;9—两通阀;10—烧杯;11—天平;12—压差传感器;13—回压阀

态时停止充注,增大驱动压力,重复步骤 4 继续进行驱替充注。

1.2 实验环境及样品参数

为了使实验更加接近地质情况下的原油充注过程,根据松辽盆地南部泉四段的原油和地层水性质,配比粘度为 44 mPa·s、密度为 0.75 g/mL 的原油进行充注;样品饱含水,水型为 NaHCO₃ 型,密度为 1.02 g/mL;恒温箱温度恒定在 22 ℃。实验样品为松辽盆地南部 CP2 井(样品 I)和 R53-2 井(样品 II)泉四段致密砂岩,样品参数如表 1 所示。I 号样品开展了 5,6,8,9,12,15,18,21 和 25 MPa 9 个压力点下的致密油充注实验,累计时长 121.5 h。II 号样品充注压力分别为 8,10,12,13,15,18,21 和 25 MPa,累计时长 97.5 h。

1.3 致密油微观充注实验结果

- 1) 充注油量随驱替压力变化的动态特征
- 原油在充注过程中,油水界面处的驱替压力与毛细管阻力始终处于动平衡状态^[23]。随着驱替压力的

表 1 致密油充注实验岩心样品基本参数

Table 1 Basic parameters of the samples in tight oil charging experiments

样品号	深度/ m	层位	岩心 长度/ cm	岩心 直径/ cm	孔隙度/ %	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	孔隙 体积/ ml
I	2 183.45	K ₂ q ⁴	4.925	2.52	9.65	0.43	2.37
II	2 176.92	K ₂ q ⁴	4.970	2.52	7.05	0.11	1.75

增大,累积充注油量曲线整体上呈“S”型变化,据此,可将致密油的微观充注过程划分为3个阶段。

① 充注起始阶段:该阶段为驱替压力达到启动压力之前,此时驱替压力未能克服毛细管阻力,原油难以充注入样品,样品Ⅰ、Ⅱ的充注起始阶段分别为6 MPa和12 MPa之前(图2a,b)。

② 快速充注阶段:该阶段为驱替压力超过启动压力后,样品充注的原油量和充注率呈现出快速增长的过程,如样品Ⅰ在6~9 MPa以及样品Ⅱ在12 MPa的驱替压力下的充注过程均属于此阶段。不过,两块样品在快速充注阶段表现出不同的增长模式,样品Ⅰ在3个压力点下均呈现持续的快速充注,在充注油量与驱替压力关系图上呈现连续的快速增长过程(图2c);而样品Ⅱ仅在12 MPa的驱替压力下快速充注,在图2c中呈现跳跃式在增长。

③ 缓慢充注阶段:该阶段出现在快速充注过程之后,随着驱替压力的进一步增大,原油虽然能够克服更高的毛管阻力,进入尺寸更小的孔喉系统,但充注油量的增幅有限,如样品Ⅰ和样品Ⅱ分别在9 MPa和12 MPa之后(图2)。

整体上看,样品Ⅰ和样品Ⅱ的最终充注油量分别为1.61 mL和0.69 mL,对应最终充注率(程度)分别为68.1%和39.4%(图2),其中约82%的原油是在快速充注阶段被注入。在缓慢充注阶段,并非每一次增加压力,含油饱和度都有所增长,如样品Ⅰ在驱替压力从12 MPa升至15 MPa(图2a)、样品Ⅱ从18 MPa升至21 MPa时(图2b)均未观察到原油被充注进样品中。

2) 充注速度/流速随压力和时间的演变特征

当驱替压力达到启动压力后,样品中的流体开始流动,原油开始充注。随着驱替压力的增大,流体的平均流速整体上呈增加趋势(图2a,b)。然而,在局部压力点下,流体的平均流速呈小幅度降低。对比平均流速与累积注油量关系发现,在平均流速增加时,岩心内的注油量有可能增多,但也有可能无变化(如样品Ⅰ从12 MPa升至15 MPa);但当平均流速降低时,均显示有原油注入,累积注油量增多(图2a,b)。

当驱替压力突破某一级别喉道后,原油才开始注入相应喉道控制的孔喉系统中。事实上,由某一尺寸喉道控制的孔喉系统内的渗流通道依然较为复杂,既存在较易流动的相对顺直的通道,也存在曲折的不易流动的通道。在压力不变的情况下,原油优先沿着相对顺直的通道进入储集空间,其充注速度较快,随后沿着曲折的通道充注,充注速度逐渐下降。当该孔喉系

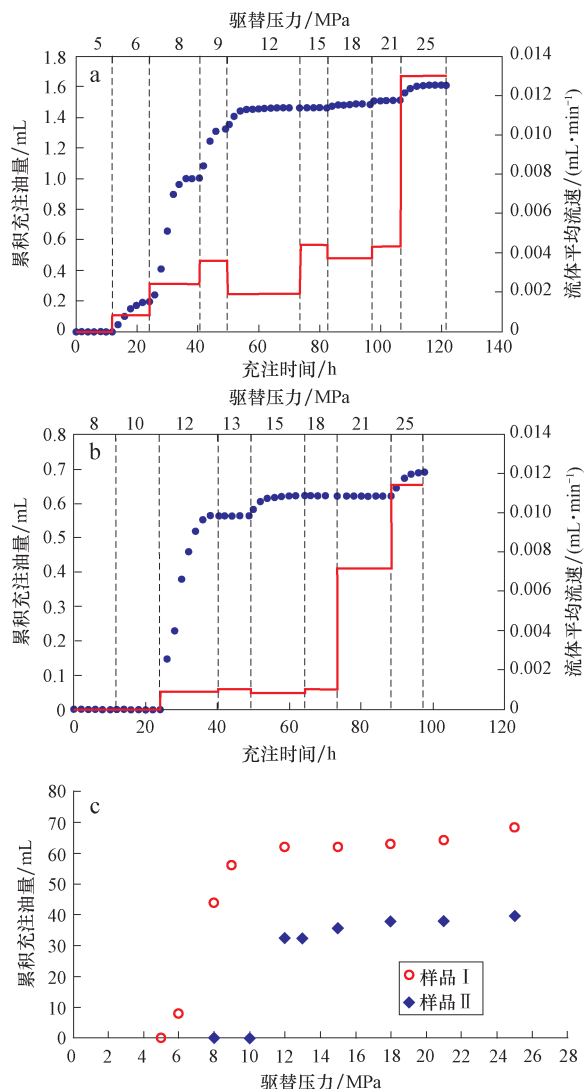


图2 致密油充注特征

Fig. 2 Characteristics of tight oil charging

a,b. 分别为样品Ⅰ和样品Ⅱ的累积充注油量、平均流速随充注压力和充注时间变化特征;c. 两块样品含油饱和度随充注压力变化特征。

统内的储集空间被注满后,原油停止充注,累积注油量保持不变。故此,在同一驱替压力下,随着充注时间的延长,原油的瞬时充注速度(累积充注油量-充注时间曲线的斜率)呈现从高速逐渐降低直至为零(图2a,b)。

2 恒速压汞实验和孔喉结构特征

2.1 孔隙和喉道进汞特征

原油微观充注模拟实验很难区分孔隙和喉道的充注行为。然而恒速压汞能够弥补这一缺陷,故此借助恒速压汞实验便成为揭示孔隙和喉道微观充注过程的

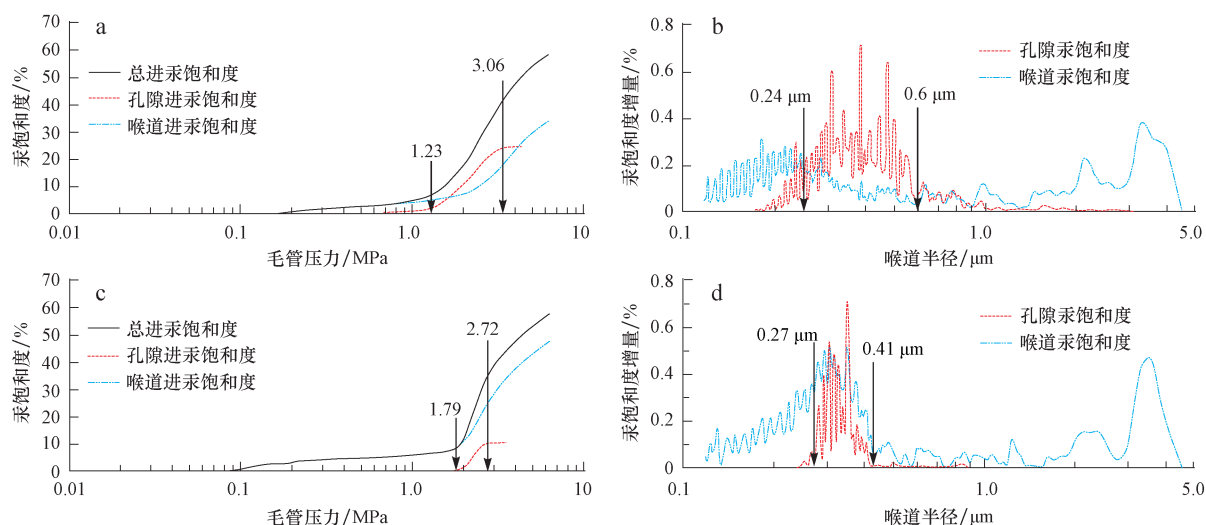


图3 两块样品的恒速压汞曲线

Fig. 3 The stable rate mercury injection curves of two samples

a, c. 分别为样品 I 和样品 II 的累积汞饱和度曲线; b, d. 分别为样品 I 和样品 II 在孔隙和喉道的进汞饱和度增量
(图中 I, II, III 分别代表了早期喉道控制阶段、孔喉控制阶段和晚期喉道控制阶段。)

有效手段^[24]。在压汞过程中,较大喉道以及与之连通的孔隙首先被充注,随后充注次一级尺寸喉道以及与之连通的孔隙^[25],这一过程事实上也揭示了原油充注的路径及动态过程。根据孔隙和喉道的进汞特征,将压汞过程可以划分为3个阶段。

压汞早期,由于进汞压力较小,仅较大尺寸的孔喉系统中进入少量的汞(图3)。如样品 I,毛管压力小于1.23 MPa时的累积汞饱和度仅为6.2%(图3a),对应的喉道半径大于0.6 μm(图3b)。样品 II 在毛管压力小于1.79 MPa(喉道半径大于0.41 μm)时累积汞饱和度仅为8.4%(图3b)。压汞早期喉道的进汞体积多于孔隙的进汞体系(图3),说明了此阶段喉道为主要储集空间。因此,该阶段定义为早期喉道控制阶段。

随着毛管压力的持续增加(毛管压力从1.23 MPa升至3.06 MPa,图3a),样品 I 在喉道半径介于0.24 ~ 0.60 μm范围内的进汞量迅速增加(图3b)。同样,样品 II 在喉道半径介于0.18 ~ 0.25 μm(毛管压力介于3.0 ~ 4.1 MPa)的范围内进汞量也迅速增加(图3b)。在此阶段,虽然孔隙和喉道均进入大量的汞,但两块样品的孔隙和喉道进汞量存在显著差异。样品 I 的孔隙进汞量远多于喉道,然而样品 II 的孔隙进汞量少于喉道(图3b, d)。此阶段的进汞量超过总进汞量的半数以上,孔隙和喉道均为主要的储集空间。故此,此阶段被定义为孔-喉控制阶段。

随着压汞实验的持续进行,当样品 I 和样品 II 的毛管压力分别超过3.06 MPa和2.72 MPa(图3a, c)、

相应的喉道半径小于0.24 μm和0.27 μm(图3b, d)时,汞的进入量显著减少。此阶段的进汞主要由喉道贡献,孔隙的进汞量非常少、甚至没有。故此,此阶段可定义为晚期喉道控制阶段。

2.2 孔隙和喉道结构及尺寸分布

虽然两块样品孔径分布无明显差异(孔径主要分布在100 ~ 250 μm),但样品 I 比样品 II 含有更多的孔隙(图4a),导致样品 I 具有更高的孔隙度(两块岩心样品尺寸相当)。此外,两块样品的喉道半径分布显示样品 I 的分布范围远宽于样品 II(样品 I: 0.2 ~ 1.0 μm, 样品 II: 0.2 ~ 0.5 μm, 图4b)。这也反映在孔喉比中,表现为样品 II 的孔喉比比样品 I 更集中(图4c)。如同孔隙的数量,样品 II 的喉道数量也远少于样品 I(图4b)。因此,根据孔喉的尺寸和数量,样品的储集性能和渗流能力均明显差于样品 I。

3 成岩作用及束缚水饱和度特征

胶结和压实是孔隙空间遭受破坏的两个主导因素。铸体薄片和扫描电镜照片揭示样品 II 的胶结和压实作用明显强于样品 I(图5)。样品 I 中的颗粒间接接触关系为点-线接触,粒间孔相对发育;而样品 II 为线-缝合接触,粒间孔发育程度较低(图5a, b, d, e)。增加孔隙度的另一个成岩作用是骨架颗粒的溶蚀作用(如长石和其他不稳定矿物,图5c, f)。溶蚀孔在两块样品中均占主导地位,其中粒间和粒内溶孔在样品 I

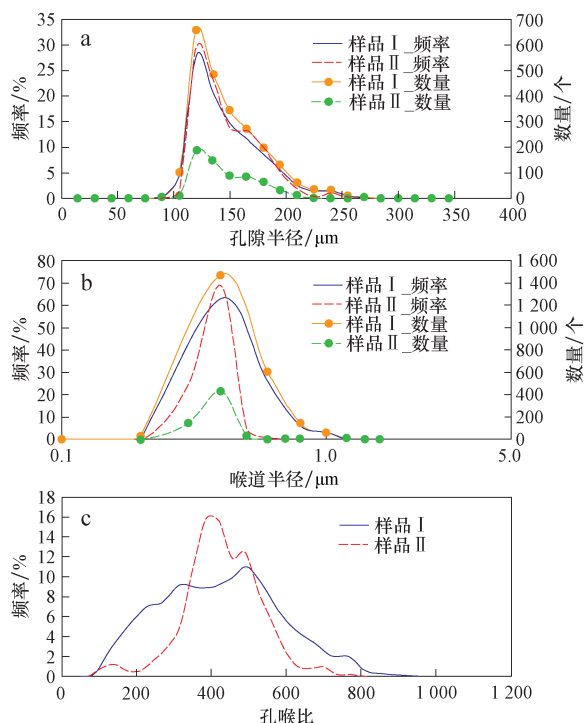


图4 致密储层孔喉参数分布特征

Fig. 4 Distribution characteristics of the pore-throat parameters in tight reservoirs

a. 两块样品孔隙半径数量及分布频率; b. 两块样品喉道半径数量及分布频率; c. 两块样品的孔喉比分布

中普遍发育(图5a), 样品Ⅱ中溶蚀孔虽然也能发现, 但分布并不均匀, 且孔隙间的连通性较差(图5d)。据

统计, 研究区泉四段溶蚀作用引起的孔隙度增加1.5%~10%, 平均为6%^[26]。

两块样品孔隙内的自生矿物及粘土生长形态也存在显著差异。可以观察到, 样品Ⅱ孔隙中自生矿物(如方解石、石英、粘土等)的含量明显高于样品Ⅰ(图6)。此外, 样品Ⅰ中粘土矿物(伊/蒙混层和绿泥石)以孔衬形式附着在孔壁表面(图6b, c); 样品Ⅱ中的粘土矿物(伊利石和绿泥石)含量明显增多, 基本充填了整个孔隙, 以孔桥形式生长在孔隙内(图6d—f)。Neasham (1997)提出储层的物性随着自生粘土矿物在孔隙中的产状不同, 按分散质点型、薄膜(孔衬)型、搭桥型依次降低^[27]。

核磁共振(NMR)不仅可以揭示储层特征参数, 还是区分储层内流体性质的重要方法^[28]。通过厘定适当的 T_2 截止值($T_{2, \text{cutoff}}$), T_2 谱图可被划分为束缚流体(BW)和自由流体(FW)两部分^[29]。 T_2 谱图揭示样品Ⅰ的 T_2 截止值为37.84 ms, 束缚水饱和度为68%; 样品Ⅱ的 T_2 截止值为8.91 ms, 对应的束缚水饱和度为85%(图7)。在砂岩中, 通常以 $T_2 = 3$ ms作为粘土束缚水(CBW)和毛管束缚水(CPW)的分界线^[30]。当 $T_2 < 3$ ms时, 孔隙内基本为粘土束缚水; 当 $3 \text{ ms} < T_2 < T_{2, \text{cutoff}}$ 时, 主要为毛管束缚水。从而可知, 样品Ⅰ中粘土束缚水饱和度为26%, 样品Ⅱ中的粘土束缚水饱和度高达65%。

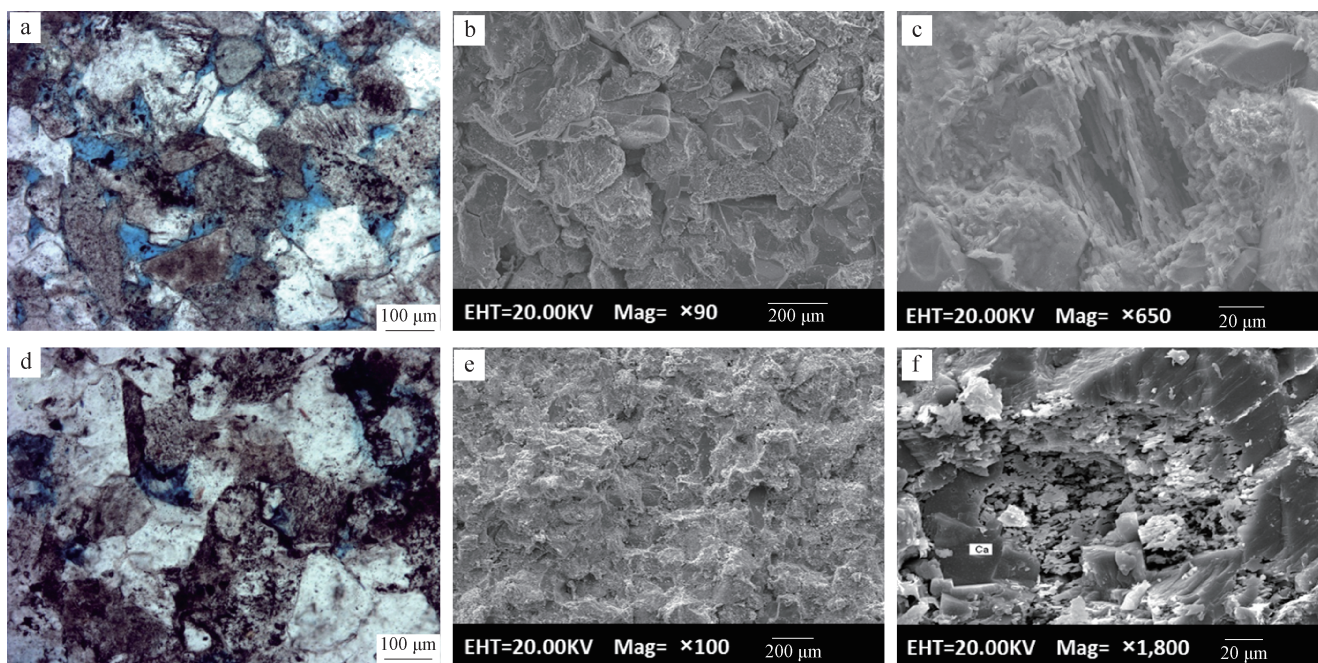


图5 两块样品的铸体薄片和SEM镜下照片

Fig. 5 Photographs of the casting thin sections and SEM of two samples

a—c. 来自样品Ⅰ, CP2井, 埋深2 183.45 m, 颗粒呈线接触, 以粒间和粒内溶蚀孔为主, 其次为原生粒间孔; d—f. 源自样品Ⅱ, R53-2井, 埋深2 176.92 m, 颗粒间呈线-缝合接触, 粒间和粒内溶蚀孔不均匀分布, 孔隙连通性差, 长石部分被溶蚀

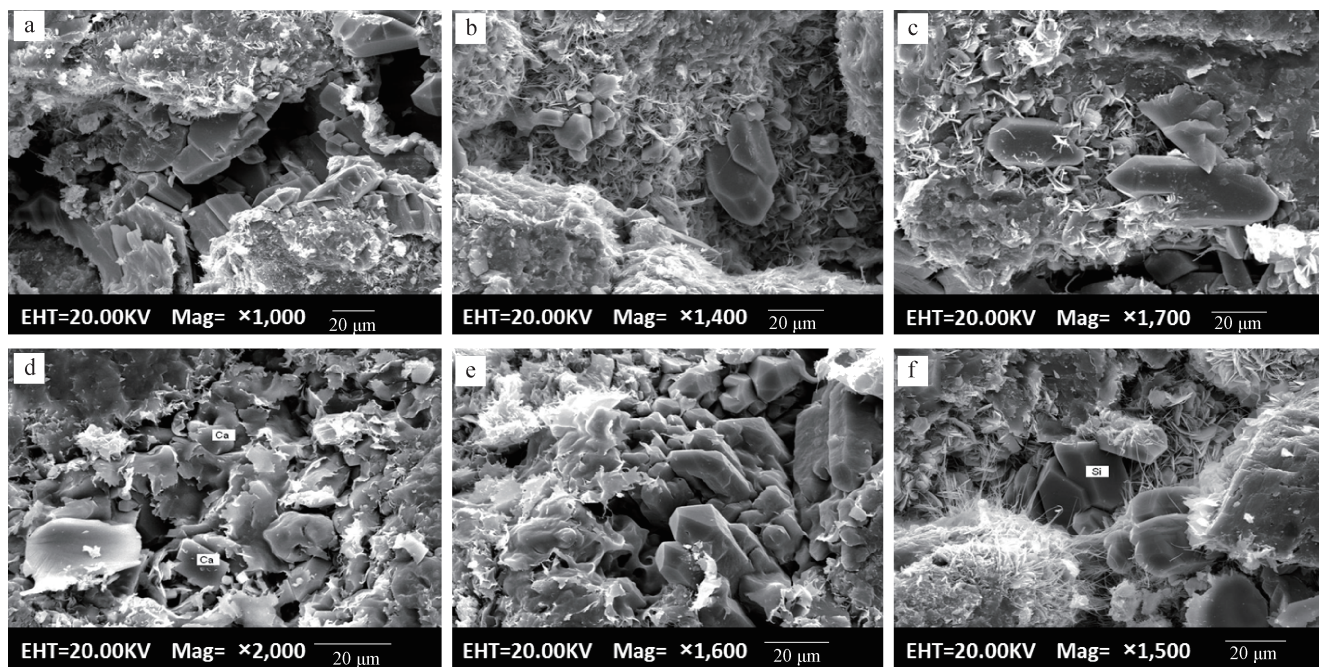
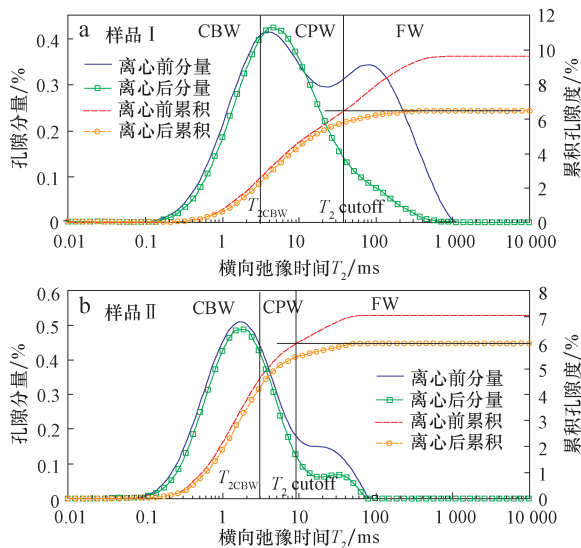


图6 两块样品扫描电镜下照片

Fig. 6 Photographs of SEM of two samples

a—c. 源自样品 I, CP2 井, 埋深 2 183.45 m; d—f. 源自样品 II, R53-2 井, 埋深 2 176.92 m; a. 孔隙被次生石英充填, 孔壁被伊/蒙混层覆盖; b. 石英次生加大、孔壁被伊/蒙混层和绿泥石覆盖; c. 石英次生加大、绿泥石附着在孔壁; d. 孔隙被粒间方解石、伊/蒙混层和少量伊利石充填; e. 孔隙被次生石英和伊/蒙混层充填; f. 孔隙被次生石英、绿泥石和伊利石充填

图7 两块致密样品基于核磁共振实验的 T_2 谱Fig. 7 The nuclear magnetic T_2 spectrums of two tight sandstone of two tight samples

4 讨论

4.1 孔喉尺寸及结构对致密油微观充注过程的影响

致密储层孔喉结构具有较强的非均质性, 控制着致密油的充注行为^[26]。两块样品具有相同的孔隙尺

寸和不同的喉道半径(图 4a, b), 样品 I 的喉道半径和分布范围均大于样品 II (图 4b)。在微观充注过程中, 原油依次突破不同尺寸的孔喉系统, 导致喉道半径分布较宽的致密储层内的充注油量/饱和度随驱替压力的增大呈持续型快速增长(如样品 I)。然而对于喉道半径小且集中分布的致密储层(如样品 II), 所需的启动压力较大, 且当驱动压力突破主体储集空间的毛管力后, 充注油量/饱和度呈跳跃式快速增长。由此可见, 在原油微观充注过程中, 喉道尺寸和分布范围对于充注油量的增长模式有着显著的控制作用。

值得注意的是, 当主要储集空间充注完后, 即使充注压力进一步增加, 致密储层内的充注油量增加依然有限。恒速压汞实验也观察到, 在孔-喉控制阶段之后, 喉道成为主要储集空间, 孔隙中的进汞量也极为有限。由大尺寸喉道连通的孔喉系统更易成为有效的储集空间^[9,31], 但在晚期喉道控制阶段, 喉道尺寸较小, 使得与其连通的孔隙有效性大幅度降低。储层的最终充注油量取决于孔隙度大小以及孔隙间的连通性^[23], 即使总孔隙大小相同, 细喉道发育的样品无效孔占比会明显增多。样品 I 和样品 II 的孔隙度比约为 1.37, 然而两块样品的最终含油饱和度比值为 1.73, 这也进一步证实样品 II 的孔隙间连通性更差, 导致更

多的无效孔隙。

4.2 成岩作用对致密油微观充注过程的影响

事实上,致密储层成岩作用的演化结果主要体现在孔喉尺寸及结构上。较强的压实和胶结作用不仅降低了孔喉尺寸,而且还使得孔喉结构变得更加复杂。根据颗粒间的接触关系可知,样品Ⅱ的压实和胶结作用明显强于样品Ⅰ(图5a,d),致使样品Ⅰ孔隙之间的连通性优于样品Ⅱ。恒速压汞揭示样品Ⅰ主要喉道尺寸大、分布范围宽,而样品Ⅱ喉道半径较小、分布集中。这就造成了样品Ⅱ的突破压力要高于样品Ⅰ,且样品Ⅰ和样品Ⅱ的含油饱和度分别呈现为持续型和跳跃型快速增长。

幸运的是,溶蚀在一定程度上起到增孔作用^[32],而且溶蚀作用的发育也揭示了储层具有较高的渗流能力。不稳定矿物、酸性流体以及开放通顺的流体通道是溶蚀作用形成的先决条件^[33-34]。较强的压实和胶结作用导致致密储层内流体通道的损失,限制了酸性流体的流动和溶蚀孔的发育,正如样品Ⅱ中的溶蚀孔零星分布(图5d)。此外,酸性流体的浓度也是影响溶蚀孔发育程度的重要因素。松辽盆地青一段有机质生成的有机酸沿断层或微裂隙向下运移至泉四段致密储层中^[35],故此在断层或微裂隙附近的酸性流体浓度高于远离断层或微裂隙的区域。业已证明,在断层或微裂隙附近的储层中次生孔隙发育程度明显强于远离断层或微裂隙的储层^[35-36]。溶蚀孔隙越多,不仅意味着致密储层的储集空间越大,而且预示着孔隙间的连通性越好。这有助于原油保持一个持续且快速的充注过程,也使得致密储层达到更高的含油量或含油饱和度。

4.3 自生矿物对致密油微观充注过程的影响

扫描电镜照片揭示样品Ⅱ中的自生矿物(如石英、方解石、粘土等)含量要明显高于样品Ⅰ,而且两个样品中的粘土矿物生长形态也从孔衬型向孔桥型转变(图6)。相比于孔衬型粘土矿物,孔桥型粘土矿物在孔隙中呈纤维状或交错板状生长,将粒间孔分割成若干个更加微小的孔隙,并形成更为复杂、弯曲的渗流通道,极大地阻碍了流体的自由流动^[37]。这也是样品Ⅱ具有较高的突破压力和较低渗透率的另一个原因。随着孔桥型自生矿物对孔隙的进一步分割,在矿物晶体之间形成大量的微孔,从而增大了毛管束缚水的含量。此外,表面带负电荷的粘土颗粒吸引水溶液中的正离子,与极性水分子结合,形成粘土束缚水^[38]。NMR实验也证实样品Ⅱ中的粘土束缚水饱和度远高于样品Ⅰ(分别为

65%和26%)。孔隙中束缚水的广泛分布促使了储层内有效储集空间进一步缩小,导致在原油充注实验中样品Ⅱ的含油量和含油饱和度远低于样品Ⅰ。

值得注意的是,其他自生矿物,如石英和方解石,也对致密砂岩的储集性能也有着显著的影响。这些矿物对喉道的影响比对孔隙的影响弱^[39],致使对渗透率的影响比对孔隙度的影响小。可以观察到,样品Ⅱ中粒间孔自生矿物的充填满整个粒间孔(图6d,e),这造成了样品Ⅱ在原油充注实验中的油量和含油饱和度远低于样品Ⅰ(图2)。而且由于大量的粒间孔演变成与喉道尺寸相当的晶间孔,使得这些晶间孔的进汞特征与喉道相似,造成样品Ⅱ中的喉道进汞饱和度占比大幅增加(图3b)。

5 结论

1) 致密油充注行为受到驱替压力和孔喉结构特征制约。随着驱替压力的增大,原油充注过程存在滞留、快速增长和缓慢增长3个阶段,且由于孔喉尺寸和结构的差异,快速充注阶段呈持续或跳跃型快速增长模式。

2) 借助恒速压汞实验,可有效表征孔隙和喉道的充注特征。按孔喉的进汞特征,压汞过程被划分为早期喉道控制阶段、孔-喉控制阶段和晚期喉道控制阶段,分别对应于原油充注实验的3个充注阶段,其中孔-喉控制阶段展现了主体储集空间孔喉的进汞特征,在原油充注实验中表现为油饱和度快速增长模式。

3) 主体储集空间中,喉道半径分布范围较宽且连续分布的致密储层呈现为持续型快速增长模式,喉道分布相对集中的致密储层通常呈现为跳跃型快速增长模式。最终含油饱和度受驱替压力、有效储集空间大小以及孔隙连通性的制约,故此,在油源充足的条件下,探寻高驱替压力和优质储层发育区是致密油勘探的首要任务。

4) 成岩作用对原油充注行为的影响归因于对储层内孔喉尺寸及结构的影响。压实、胶结、自生矿物及其生长形态对致密储层的储集性能和渗流能力产生负面影响,溶蚀作用是整体致密背景下储层品质改善的关键因素。故此,与生烃源岩沟通的断层和微裂隙附近,由于超压高、酸性流体浓度强、流体盐度低、原油充足,是致密油富集的有利区带。

参 考 文 献

- [1] Hubbert M K. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condi-

- tions[J]. AAPG Bulletin, 1953, 37(8): 1954–2026.
- [2] Smith D A. Theoretical considerations of sealing and non-sealing faults[J]. AAPG Bulletin, 1966, 50(2): 363–374.
- [3] Schowalter T T. Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(5): 723–760.
- [4] England W A, Marchenzie A S, Mann D M, et al. The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface[J]. Journal of Geological Society, 1987, 144(2): 327–347.
- [5] 罗晓容. 油气运聚动力学研究进展及存在问题[J]. 天然气地球科学, 2003, 14(5): 337–346.
- Luo Xiaorong. Review of hydrocarbon migration and accumulation dynamics[J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(5): 337–346.
- [6] Dembichi H J, Anderson M J. Secondary migration of oil: experiments supporting efficient movement of separate, buoyant oil phase along limited conduits[J]. Association of American Petroleum Geologist Bulletin, 1989, 73(8): 1018–1021.
- [7] Catalan L, Fu X W, Chatzis I, et al. An experimental study of secondary oil migration[J]. Association of American Petroleum Geologist Bulletin, 1992, 76(4): 638–650.
- [8] Thomas M M, Clouse J A. Scaled physical model of second oil migration[J]. Association of American Petroleum Geologist Bulletin, 1995, 79(1): 19–29.
- [9] Nelson P H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones and shales[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(3): 329–340.
- [10] Clarkson C R, Freeman M, He L, et al. Characterization of tight gas reservoir pore structure using USANS/SANS and gas adsorption analysis[J]. Fuel, 2012, 95: 371–385.
- [11] Fracasso M A, Dutton S P, Finley R J. Depositional systems and diagenesis of Travis Peak tight gas sandstone reservoirs, Sabine Uplift Area, Texas[J]. Society of Petroleum Engineers, 1988, 3(1): 105–115.
- [12] Higgs K E, Zwingmann H, Reyes A G, et al. Diagenesis, porosity evolution, and petroleum emplacement in tight gas reservoirs, Taranaki Basin, New Zealand[J]. Journal of Sedimentary Research, 2007, 77(12): 1003–1025.
- [13] 胡志鹏, 胡望水, 李相明, 等. 大安北地区扶余油层储层致密化原因[J]. 石油天然气学报, 2014, 36(5): 44–47.
- Hu Zhipeng, Hu Wangshui, Li Xiangming, et al. The causes of densification in Northern Da'an area of Fuyu Reservoir[J]. Oil & Gas Technology, 2014, 5: 44–47.
- [14] Fan C Y, Song Y, Jang Z X, et al. Characteristics and formation mechanisms of tight sandstone reservoirs in the Huahai Depression, Jiuquan Basin[J]. Acta Geologica Sinica (English Edition), 2015, 89(S): 27–28.
- [15] Spencer C W. Geology aspects of tight gas reservoirs in the Rocky Mountain Region[J]. Society of Petroleum Technology, 1985, 37(8): 1308–1314.
- [16] Law B E, Curtis J B. Introduction to unconventional petroleum systems[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86: 1851–1852.
- [17] Yurewicz D A, Bohacz K M, Kendall J. Controls on gas and water distribution, Mesaverde basin-centered gas play, Piceance Basin, Colorado[J]. AAPG Hedberg Series, 2008, 3: 105–136.
- [18] Sonneberg S A, Pramudito A. Petroleum geology of the giant Elm Coulee field, Williston Basin[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(9): 1127–1153.
- [19] Nordeng S H. The Bakken petroleum system: An example of a continuous petroleum accumulation[J]. North Dakota Department of Mineral Resources Newsletter, 2009, 36(1): 19–22.
- [20] 马新华, 王涛, 庞雄奇, 等. 深盆地高孔渗富气区块成因机理物理模拟实验与解析[J]. 石油实验地质, 2004, 26(4): 383–388.
- Ma Xinhua, Wang Tao, Pang Xiongqi, et al. Physical simulation experiment and explanation of gas accumulation mechanism in the deep basin gas accumulation region and its high-permeability sand block[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2004, 26(4): 383–388.
- [21] 姜福杰, 庞雄奇, 姜振学, 等. 致密砂岩气藏成藏过程的物理模拟实验[J]. 地质论评, 2007, 53(6): 844–849.
- Jiang Fujie, Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, et al. Physical simulation experiment of gas charging in tight sandstone[J]. Geological Review, 2007, 53(6): 843–849.
- [22] 孙耀庭. 淮北凹陷天然气充注实验分析[J]. 石油地质与工程, 2014, 28(1): 100–102.
- Sun Yaoting. Experimental analysis of gas filling in Weibei sag[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(1): 100–102.
- [23] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 致密储集层原油充注物理模拟—以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦苇沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 219–227.
- Zhen Min, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, et al. Physical modeling of oil charging in tight reservoirs: A case study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 219–227.
- [24] Yuan H H, Swanson B F. Resolving pore space characteristics by rate-controlled porosimetry[C]. SPE Formation Evaluation, 1986, 4(1): 17–24.
- [25] Pierre D. Essentials of reservoir engineering[M]. In Editions Technip, 2007, pp. 28.
- [26] Hao G L, Shan X L, Liu W Z, et al. Quantitative research of diagenesis: its effect on pore evolution of the Fuyu oil reservoir in the north Qijia region[J]. Mining Science and Technology, 2010, 20(5): 770–777.
- [27] Neasham J W. The morphology of dispersed clay in sandstone reservoirs and its effect on sandstone shaliness, pore space and fluid flow properties[C]//SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1977, SPE-6858, 1–8.
- [28] Mehana M, Elmonier I. Shale characteristics impact on Nuclear Magnetic Resonance (NMR) fluid typing methods and correlations[J]. Petroleum, 2016, 2(2): 138–147.
- [29] Freedman R, Heaton N. Fluid characterization using Nuclear Magnetic Resonance logging[J]. Petrophysics, 2004, 45(3): 241–250.
- [30] Dong X, Sun J M, Li J, et al. Experimental research of shale gas electrical properties by NMR and the combination of imbibition and drainage[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2015, 12: 610–619.
- [31] Byrnes A P. Reservoir characteristics of low-permeability sandstones in the Rocky Mountains[J]. The Mountain Geologist, 1996, 34(1): 39–51.