

塔里木盆地石炭系海相碎屑岩油藏微观剩余油形成机理与分布特征

孙廷彬¹, 林承焰², 王 玲¹

[1. 中国石油大学(北京)克拉玛依校区石油学院, 新疆 克拉玛依 834000; 2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东 青岛 266555]

摘要:为揭示塔里木盆地石炭系A油藏水驱开发末期剩余油潜力,综合利用水驱过程的CT扫描检测、高温高压条件下水驱后含油薄片观察和高温高压微观刻蚀模型水驱油实验3种实验手段,揭示了西部某A油藏石炭系底部的海相储层剩余油形成机理,明确了水驱开发末期的剩余油类型及潜力分布,并提出了三次采油建议。研究表明:受注入水剥离作用、突进分隔作用、绕流作用和捕获作用影响,剩余油分布呈现整体分散、局部斑块状富集的特点;剩余油类型可划分为孔喉充填型、孔内半充填型、孔壁油膜型、分散油滴型、喉道滞留型和角隅型6种。其中,水驱中水洗区域的孔内半充填型和分散油滴型剩余油,呈分散状,占65.4%,潜力最大;水驱未波及区域内的孔喉充填型剩余油,呈斑块状富集,占21.0%,潜力次之。建议用表面活性剂驱或天然气驱进行挖潜。

关键词:驱替实验,剩余油形成机理,微观剩余油分布,海相碎屑岩油藏,石炭系,塔里木盆地

中图分类号:TE327 文献标识码:A

Microscopic formation mechanisms and distribution patterns of remaining oil in the marine clastic reservoirs of the Carboniferous, Tarim Basin

Sun Tingbin¹, Lin Chengyan², Wang Ling¹

[1. China University of Petroleum (Beijing) at Karamay, Karamay, Xinjiang 834000, China; 2. School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao, Shandong 266555, China]

Abstract: Three experiments including CT scanning during flooding, post-flooding observation of oil-bearing thin sections under high temperature and pressure, and water flooding under high temperature and pressure by microscopic etching model, are utilized to disclose the formation mechanisms of remaining oil, their types and distribution at the end of water flooding in the marine A reservoir at the bottom of the Carboniferous system, western Tarim Basin, and strategies of enhanced oil recovery (EOR) are proposed. The results show that the remaining oil is in dispersed distribution as a whole and features patchy enrichment, due to the stripping, fingering, by-passing and capturing effects; accordingly, the remaining oil can be categorized into 6 types including pore throat filling, pore half-filling, oil film on pore walls, dispersed oil droplets, throat retention and pore corner retention. Among others, the pore half-filling type and dispersed oil droplet type in the flooded areas, account for 65.4 % of the total, the highest in production potential, followed by pore throat filling type in non-swept zones, which features patchy enrichment, accounting for 21 %, with lower production potential. In this regard, the surfactant or gas flooding is suggested to enhance oil recovery.

Key words: flooding experiment, formation mechanism of remaining oil, microscopic distribution of remaining oil, marine clastic reservoir, Carboniferous, Tarim Basin

随着国家油气勘探向深层和非常规领域快速迈进,油气产量有了新的增长点,深层油气的勘探是实现

收稿日期:2020-06-16;修订日期:2021-10-10。

第一作者简介:孙廷彬(1985—),男,博士、高级工程师,油藏描述和剩余油分布。E-mail:stbchina@126.com。

基金项目:中国石油大学(北京)克拉玛依校区科研启动基金资助项目(XQZX20210003);新疆维吾尔自治区自然科学基金资助项目(2021D01A200);国家科技重大专项(2017ZX05009-001)。

中国石油能源接替的重要领域^[1]。但是,目前老区油藏的产量仍然是油气产量的主体^[2]。因此,如何提高老区油藏采收率是油气地质研究的重要方向。塔里木盆地石炭系底部A油藏为一个典型的高温、高压砂岩油藏,目的层属于滨岸相沉积。油藏于1995年投入开发,目前采出程度达到52%,处于特高含水开发阶段。检查井分析结果以及油藏监测资料表明,油藏整体高水淹,仅在油藏顶部局部构造高点存在剩余油富集区,下一步拟采用三次采油方式进一步提高采收率,探索该类油藏的采收率极限。

取心井资料显示,塔里木盆地石炭系A油藏储层厚度在100 m左右,岩性为粉细砂岩,局部发育平行层理和交错层理,无明显隔夹层,是一套宏观上非常均质的砂质碎屑岩沉积体。分析认为,与东部陆相沉积成因的薄储层相比,该油层平面非均质性与层间非均质性较弱,而恰恰是这种弱的平面与层间非均质性凸显出微观非均质性是开发过程中剩余油形成与分布的重

要影响因素,如层理、粒度差异和孔隙结构差异等。为了证实该观点,作者拟通过调研,优选微观剩余油实验手段研究储层内部不同尺度的剩余油分布特征,揭示剩余油形成机理,明确潜力分布,并提出三次采油开发的建议。研究成果将对揭示滨岸相厚层碎屑岩储层的剩余油形成机理及分布具有一定的理论意义。同时,对研究区下一步提高采收率具有重要的指导意义。

1 油藏地质特征

A油藏位于塔里木盆地中央隆起带(图1),为一个底水背斜砂岩稀油油藏,构造面积为19.7 km²,原始地层压力42 MPa,地层温度110℃,地下原油粘度0.378 mPa·s,地层水矿化度11×10⁴ mg/L。目的层位于石炭系底部,顶界埋深3 540~3 700 m。砂岩层段厚度为50~170 m,部分井底部发育5~10 m的砂砾岩层,整体上略微呈现下细上粗的反旋回特征(图2),无

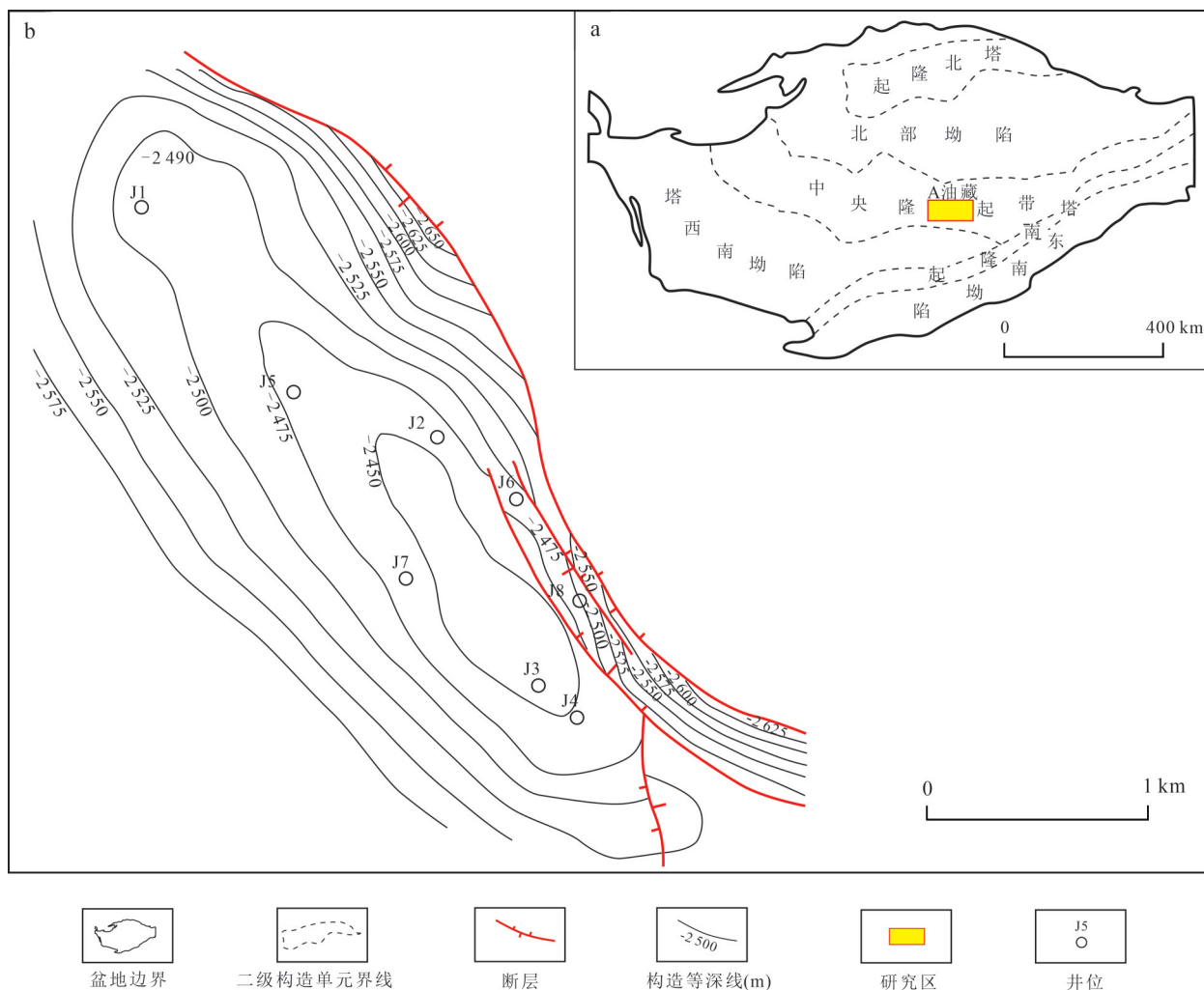


图1 塔里木盆地石炭系A油藏位置(a)和地质概况(b)

Fig. 1 Map of the location (a) and geological overview (b) of the Carboniferous A reservoir, Tarim Basin

明显夹层。层段下部为平行层理、斜层理细砂岩和粉砂岩,上部为发育块状层理为主的中砂岩和细砂岩。储层岩石颗粒以石英为主,含量介于75.0%~98.0%,岩屑平均占20.2%,长石含量平均9.3%。胶结物以泥质为主,局部发育1~10 mm的团块状钙质胶结。孔隙空间以原生粒间孔为主,次生孔隙主要为粒间溶蚀孔隙。平均孔隙度为17.5%,平均渗透率为 $265\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

压汞孔喉半径、渗透率以及铸体薄片图像综合分

类评价结果表明,储层微观孔隙结构可以划分为7种类型(表1),其中Ⅱz类孔隙结构比例最高。

2 剩余油研究实验方法

2.1 实验方法的选择

目前,能够进行微观剩余油形成机理和分布特征研究的实验手段主要有两大类。一类是柱状岩心的水

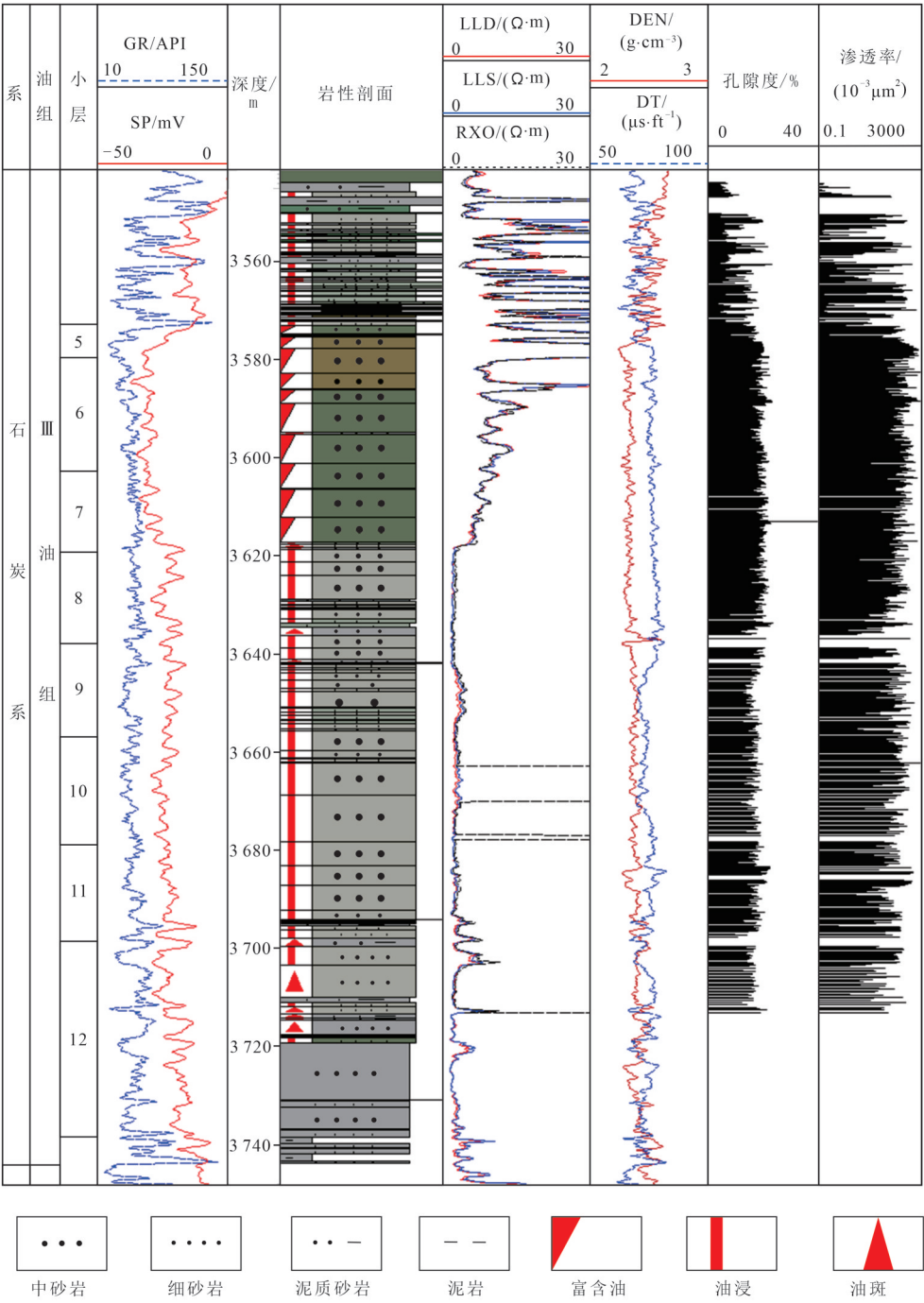


图2 塔里木盆地石炭系A油藏J3井地层综合图
Fig. 2 Stratigraphic column of the Carboniferous A reservoir in Well J3, Tarim Basin

表1 塔里木盆地石炭系A油藏微观孔隙结构类型

Table 1 Micropore texture types of the Carboniferous A reservoir, Tarim Basin

类型		毛管压力曲线参数		铸体薄片图像分析		类型占比/%	岩性
		孔喉半径/ μm	渗透率/ $(10^{-3} \mu\text{m}^2)$	孔隙直径/ μm	喉道直径/ μm		
I (粗喉)	I _g (高渗)	>10	>500	>95	>35.0	3.5	中砂岩
II (中喉)	II _g (高渗)	5~10	>500	75~95	28.0~35.0	17.0	细砂岩
	II _z (中渗)	5~10	50~500	67~75	25.0~28.0	37.6	细砂岩
	III _z (中渗)	1~5	50~500	64~67	23.5~25.0	28.9	细砂岩
III (细喉)	III _d (低渗)	1~5	10~50	58~64	20.5~23.5	9.6	粉砂岩
	III _{id} (特低渗)	1~5	1~10	48~58	17.5~20.5	1.9	粉砂岩
IV (微细喉)	IV _{id} (特低渗)	<1	1~10	<48	<17.5	1.3	粉砂岩

驱油实验,根据其观测手段又可进一步分为两种:①水驱过程的CT扫描检测实验方法,CT扫描技术应用在油气地质领域,为微观尺度的储层和剩余油研究提供了技术支撑^[3-4],利用不同驱替(PV)时刻的CT图像反映剩余油分布^[5-6];②水驱后含油薄片观察实验方法,将水驱油后的岩心制作成含油薄片,根据油的荧光特性,在荧光显微镜下观察剩余油分布^[7-8]。另一类是将显微镜下观察的典型孔隙结构图像等比例放大,刻蚀在玻璃上,并覆盖一层盖玻片,形成一个玻璃刻蚀模型,再进行水驱油实验。两类实验手段可以实现岩心尺度、多个孔隙和喉道组成的孔喉组合、单个孔隙或喉道3个级别的剩余油分布观测。

1) 水驱过程的CT扫描检测实验

该方法是在柱状岩心水驱油过程中,进行动态的CT扫描,检测不同驱替过程点的油水分布,其结果反应了岩心内纹层组级别甚至局部孔喉组(若干个孔隙与喉道组合)的剩余油分布特征。

2) 水驱后含油薄片观察实验

该方法是在柱状岩心水驱油实验后,将柱状岩心取出并制作成含油薄片,利用荧光显微镜观察孔隙内剩余油分布特征^[3-4],其结果可以反映单个孔隙、喉道以及孔壁细微的油水分布特征。目前中国实验室可以达到的具有可操作性的最高实验条件多为35~40 MPa和90~100℃,近似满足A油藏实际地下条件。

3) 微观刻蚀模型驱油实验

早在1971年,Donaldson等^[9]设计了一个平板填沙模型用于可视化的水驱油实验,后来逐渐发展成了微观刻蚀模型^[10]。该方法在20世纪90年代被引入中国^[11-13],2000年以后得到迅速发展^[14-15],在剩余油形成机理与三次采油机理研究中得到了广泛应用^[16-21]。目前中国石油大学(华东)的剩余油实验室可以达到30~40 MPa和90~100℃实验条件,近似满足A油藏地下温压条件。

本研究综合采用上述3种剩余油实验方法,具体思路为:利用水驱过程的CT扫描检测实验方法,分析岩心尺度水驱油特点,以及岩心内部剩余油差异分布。利用水驱后含油薄片观察实验方法以及微观刻蚀模型驱油实验观察高含水阶段孔隙级别的微观剩余油分布特征。利用微观刻蚀模型驱油实验,观察孔喉空间内水驱油特点,揭示微观孔喉空间内剩余油形成机理。

2.2 实验样品的选取及实验条件

1) 实验样品的选取

实验样品的选用考虑其对储层的代表性,以及实验条件下的可操作性两个条件。①水驱过程的CT扫描检测实验样品,以及水驱后含油薄片观察实验样品均为柱状岩心样品。样品经现场岩心观察钻取后,均采用铸体薄片图像分析方法进行了柱状岩心样品孔隙结构类型划分。I_g和II_g类岩心胶结程度差,岩心易碎,抗压能力差,未能实现完整的水驱油实验。II_z和III_z类柱状岩心胶结程度好,高温高压条件下实验可操作性好,且两类储层占比66.5%,具有很好的代表性,是本次实验的主要样品类型(表2)。III_d、III_{id}和IV_{id}类储层占比共计10.0%,在现场岩心中分布位置有限,不易进行取样,且考虑到中高渗油藏中的局部低渗及特低渗部分水驱波及程度有限,未列为实验对象。②微观刻蚀模型驱油实验样品涵盖了I_g—III_z共4种类型(表2)。同样考虑到中高渗油藏中的局部相对低渗及特低渗部分水驱波及程度有限,III_d、III_{id}和IV_{id}共3类储层未作为本次实验对象。具体的样品数量、相关参数及孔隙结构类型详见表2。

2) 实验条件

为了尽可能的满足油藏条件,实现近似油藏条件下水驱油过程,本次水驱过程的CT扫描检测实验选在中国石油勘探开发研究院进行,实验的温、压条件

分别为5.5 MPa和50 ℃,实验用油为实际井口原油加煤油按照地层原油粘度进行配比,驱替液为用蒸馏水按照实际地层水离子组成及矿化度进行配比。水驱后含油薄片观察实验在中国石油大学(北京)和中国石化胜利油田有限公司地质科学研究院进行,实验温、压条件分别为39~41 MPa和100 ℃,实验用油为实际井口原油加天然气按照地层原油粘度配比获得,驱替液与水驱过程的CT扫描检测实验所用的驱替液一致。微观水驱油实验选在中国石油大学(华东)剩余油实验室进行,实验温、压条件分别为30~35 MPa和100 ℃,考虑到可视化效果,实验用油选用煤油,驱替液为添加甲基蓝试剂的蒸馏水。各项实验的具体实验条件见表2。

3 剩余油分布特征

3.1 岩心尺度剩余油分布特征

本次实验在现场岩心观察所取得诸多柱状岩心中,通过铸体薄片图像分析手段对柱状岩心所属的孔隙结构类型进行了分析和孔隙结构类型划分。最后优选了样品CT-1和样品CT-2两块柱状岩心,分别属于Ⅱ_z和Ⅲ_z类储层(表2),是研究区两种最主要的类型,占66.55%,具有很好的代表性。

在岩心驱替CT扫描实验过程中,CT-1样品0.13 PV和0.22 PV的CT扫描图像显示,驱替液进入岩心后,整体向前推进,岩心的上部和下部均被波及,CT-2样

品0.10 PV的CT扫描图像也反映了相同的整体近似均匀驱替特征(图3)。虽然没有发生特别明显的绕流现象,但CT-1样品0.54 PV的驱替结果显示,驱替液波及后,岩心左下和右上各近似1/3的区域内具有明显的斑块状剩余油富集区,含油饱和度高,岩心左上到右下的连续区带内呈蓝绿色,含油饱和度低。同样,在CT-2样品驱替过程中0.30 PV和驱替完成后0.59 PV的图像中可以看到,样品中间的上部以及样品左下方均有明显的剩余油相对富集区,呈斑块状分布(图3)。

分析认为,岩心内剩余油整体分布呈现出明显的分区分带特点,可以划分3类区带:第一类为红色的原始饱和状态,剩余油饱和度超过70%,呈连片状分布,占剩余油总量的20%左右;第二类为蓝绿色的斑块状分布,油水混合,剩余油饱和度多在45%左右,占剩余油总量的57%;第三类为大孔道部分残余油相,呈蓝色,剩余油饱和度不足20%,占剩余油总量的22%。

3.2 孔喉尺度剩余油分布特征

水驱后含油薄片观察实验结果表明,剩余油总体特征与岩心驱替CT扫描实验结果相类似,在孔喉尺度上同样具有明显分区,本文将3个区带分别定义为弱水洗、中水洗和强水洗,各区域孔喉内部剩余油分布具有明显差异(图4)。

1) 弱水洗区域

岩石骨架颗粒粒度细且排列紧密,孔喉空间具有

表2 塔里木盆地石炭系A油藏剩余油研究实验方法及实验条件参数

Table 2 Parameter statistics for remaining oil experiments in the Carboniferous A reservoir, Tarim Basin

实验类型	样品及参数				实验条件		
	样品编号	岩性	渗透率/ (10 ⁻³ μm ²)	孔隙 结构	温度/℃	围压/ MPa	实验用油
水驱过程的CT扫描检测	CT-1	细砂岩	154.0(液测)	Ⅱ _z	50	5.5	用实际井口原油,按照地层原油粘度进行配比
	CT-2	细砂岩	65.6(液测)	Ⅲ _z			
水驱后含油薄片观察	SQY-1	细砂岩	144.9(气测)	Ⅱ _z	100	39.0~ 41.0	实际井口原油加天然气,按照地层原油粘度 配比
	SQY-2	细砂岩	471.8(气测)	Ⅱ _z			
	SQY-3	细砂岩	475.1(气测)	Ⅱ _z			
	SQY-4	细砂岩	279.0(气测)	Ⅱ _z			
	SQY-5	细砂岩	26.0(液测)	Ⅲ _z	100	39.0	
	FZ-1	—	—	I _g	100	30.0~ 35.0	煤油
微观刻蚀模型驱油	FZ-2	—	—	Ⅱ _g			
	FZ-3,FZ-4,FZ-5	—	—	Ⅱ _z			
	FZ-5,FZ-5	—	—	Ⅲ _z			

注:“—”表示微观刻蚀模型是利用镜下孔隙照片制作,故无岩性和渗透率直接测试数据。

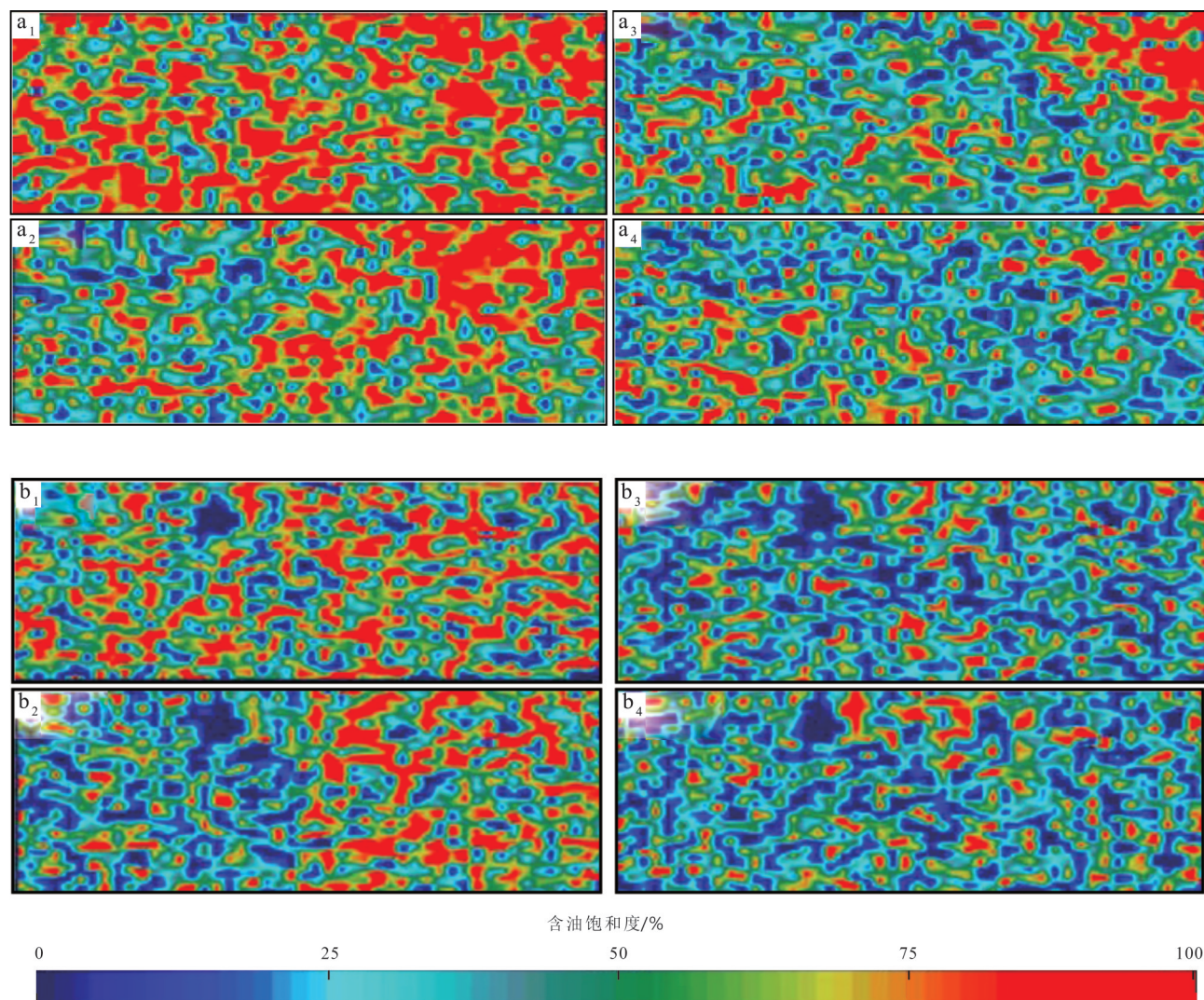


图3 塔里木盆地石炭系A油藏岩心CT扫描驱替实验结果

Fig. 3 Results of the CT scanned core flooding in the Carboniferous A reservoir, Tarim Basin

a_1 . 样品CT-1, 未发生驱替的原始状态(0 PV); a_2 . 样品CT-1, 驱替倍数为0.13 PV; a_3 . 样品CT-1, 驱替倍数为0.22 PV; a_4 . 样品CT-1, 驱替倍数为0.54 PV; b_1 . 样品CT-2, 未发生驱替的原始状态(0 PV); b_2 . 样品CT-2, 驱替倍数为0.10 PV; b_3 . 样品CT-2, 驱替倍数为0.30 PV; b_4 . 样品CT-2, 驱替倍数为0.59 PV

(图片为岩心不同部位的含油饱和度分布情况, 是利用CT仪器对驱替过程中岩心进行切片扫描得到的信号经过处理的结果。其中每张矩形图片的左侧为驱替进口端, 右侧为出口端。)

孔隙半径小、孔喉配位数小和连通性差的特点。喉道毛细管阻力大, 驱替液水驱波及效率低, 主要对应分布于岩心尺度中第一类片状富集区。另外在第二类斑块状剩余油富集区的注入剂未波及区域, 孔内剩余油多为饱和状态, 呈斑块状富集, 荧光下整体表现橙黄色和黄色。剩余油储量占总储量的20%。

2) 中水洗部位

岩石骨架颗粒粒度中等, 孔隙半径较小, 孔喉配位数较大且连通性较好。渗流过程中, 驱替液波及效率较高, 主要对应岩心尺度中第二类斑块状剩余油富集区的驱替液波及区域。剩余油饱和度多介于25%~

60%, 荧光下整体表现为黄-蓝相间。孔内剩余油呈半饱和状、乳状的分散油滴/油珠、油膜、孔隙角隅状和喉道内滞留形态, 分散状分布, 占剩余油总储量的57%。

3) 强水洗区域

岩石骨架颗粒粒度粗, 孔隙半径大, 孔喉配位数大且连通性好。由于毛细管阻力小, 渗流过程中, 驱替液波及效率高, 主要对应于分布于岩心尺度中第三类残余分布剩余油。剩余油饱和度不足20%, 荧光下整体表现绿色和蓝色, 孔内剩余油呈乳状的分散油滴/油珠、油膜和喉道内滞留形态, 占剩余油总储量的22%。

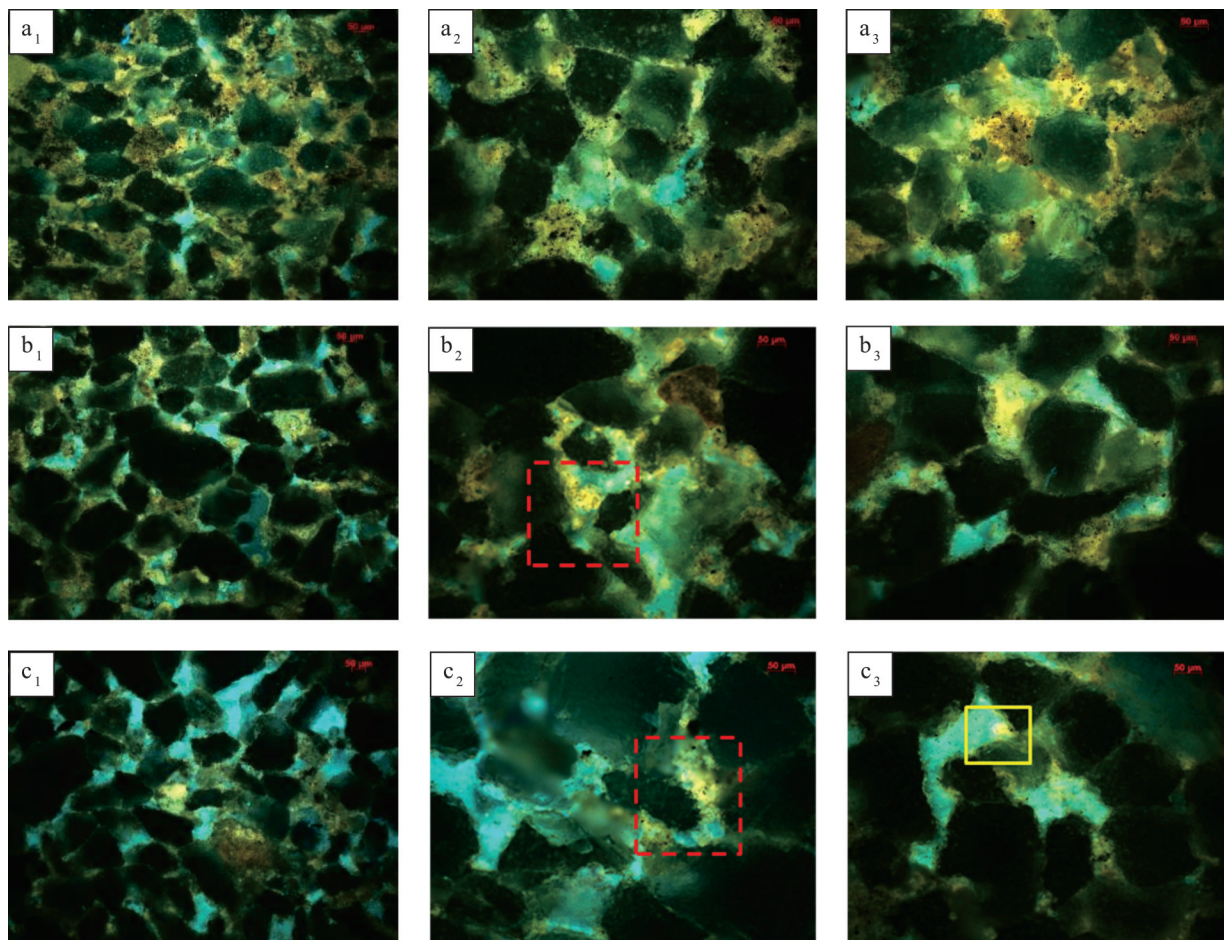


图4 塔里木盆地石炭系A油藏岩心剩余油分布荧光特征

Fig. 4 Fluorescence characteristics of remaining oil distribution in cores from the Carboniferous A reservoir, Tarim Basin
 a_1 . 弱水洗, 4×10倍视域; a_2, a_3 . 弱水洗, 10×10倍视域; b_1 . 中水洗, 4×10倍视域; b_2, b_3 . 中水洗, 10×10倍视域; c_1 . 强水洗, 4×10倍视域;
 c_2, c_3 . 强水洗, 10×10倍视域

(a_1 — c_3 的9个图片均为岩心驱替后制作的岩石薄片在荧光显微镜下的图像。其中黑色部分为颗粒, 黄色、橙色部分为孔隙中的油, 蓝色部分为孔隙内只有驱替液, 不含油。)

4 剩余油形成机理

上述剩余油分布研究结果表明, 在研究区目的层开发过程中, 储层岩心尺度的水驱油过程整体较为均匀, 岩心内部油、水两相渗流主要发生在孔隙结构相对较好的储层部分。因此, 本研究选择了Ⅰ_g—Ⅲ_g共4种孔隙结构模型, 进行了高温、高压的微观刻蚀模型驱油实验, 观察水驱油过程, 根据油水的相对流动现象, 从油相受力角度分析了剩余油形成机理, 并总结剩余油分布模式。结果表明, 研究区的剩余油形成机理及分布模式有以下6种(表3)。

1) 突进分隔作用与分散油滴型剩余油

当孔隙中的驱动力 p_1 远大于毛细管阻力($p_{c1}-p_{c2}$), 驱替速度 v_1 远大于驱替液连接水膜速度 v_2 , 驱替液从

孔隙中央迅速突破至喉道出口, 孔隙内油相被冲散, 形成分散油滴型剩余油。该类型剩余油为孔隙内小油滴和小油珠, 集合体呈油水混和液, 多分布在注水波及效率高的大孔隙中。该类剩余油量较大, 占10.1%。

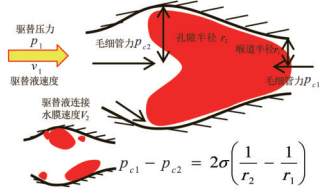
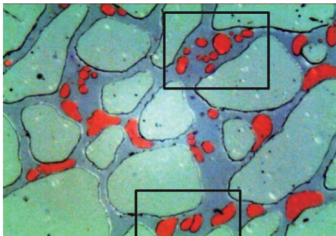
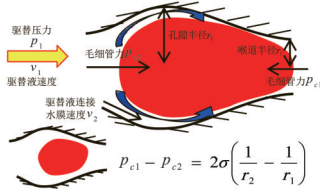
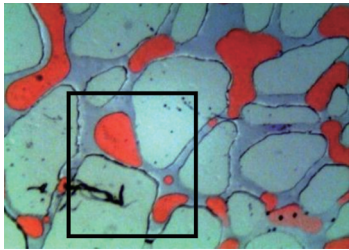
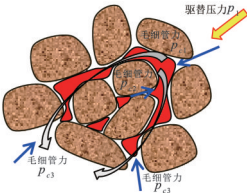
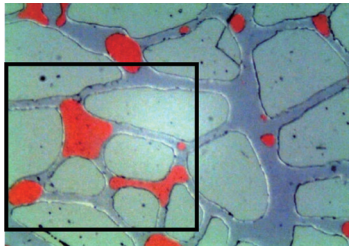
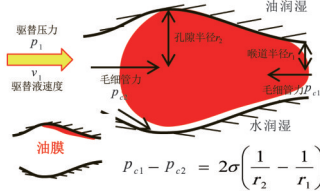
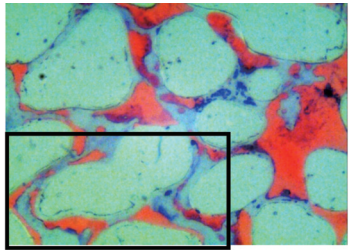
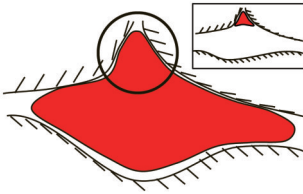
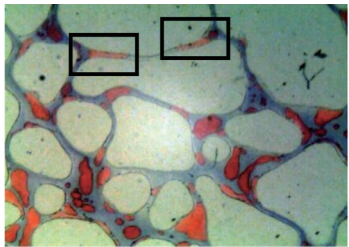
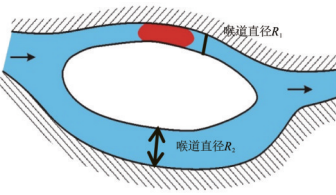
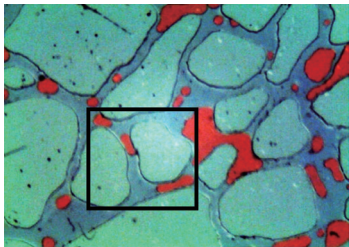
2) 剥离作用与孔内半充填型剩余油

当孔隙中驱动力 p_1 大于毛细管阻力($p_{c1}-p_{c2}$), 驱替速度 v_1 小于 v_2 , 驱替液优先连接水膜后首先沿两侧水膜推进。两侧驱替液到达出口喉道后, 随喉道处水膜厚度增加, 油相发生卡断, 滞留在孔隙中, 形成孔内半充填型剩余油。该类剩余油为孔内半饱和油状, 单体规模较大, 呈油滴、油斑及多种不规则形态, 集合体为分散状的油水混相。该类剩余油量最大, 占55.3%。

3) 绕流作用与孔喉充填型剩余油

表 3 塔里木盆地石炭系 A 油藏剩余油形成机理与分布模式特征

Table 3 Formation mechanisms and distribution patterns of remaining oil in the Carboniferous A reservoir, Tarim Basin

剩余油形成机理	驱替液波及效率	机理分析	分布模式	剩余油分布模式及特征	比例/%
突进分隔作用	波及效率高			孔内分散油珠分散分布	10.1
剥离作用	波及效率中等			孔内半饱和状分散分布	55.3
毛细管绕流作用	未波及/弱波及			孔内饱和状斑状和片状富集	21.0
油润湿捕获作用	波及效率高			孔内膜状零散分布	4.8
角隅捕获作用	波及效率高			孔内角状星点状分布	3.0
细喉道捕获作用	波及效率中等			喉道夹持油滴状星点状分布	3.8

局部孔隙中驱动动力 p_1 小于等于毛细管阻力($p_{c1}-p_{c2}$)的情况下,驱替液优先从喉道粗且毛细管阻力小的两侧大孔道流动。中部孔隙小、喉道细且毛细管阻力大,驱替液难以波及,而形成孔喉充填型剩余油,该作

用多发生在孔喉大小分布不均一的孔隙结构中,该类剩余油是指孔喉内的饱和油相,单体规模小,在单个孔隙中呈饱和状态,集合体呈斑状和片状的连续油相。该类剩余油量较大,占21%。

4) 孔壁油润湿捕获作用与孔壁油膜型剩余油

由于岩石内部不同部位矿物类型差异和粘土矿物附着等因素造成润湿差异性,导致微观上油润湿和水润湿共存。水驱油过程中,受到局部油润湿孔隙捕获作用影响,油相吸附在油润湿孔壁,呈薄膜状分布,形成孔壁薄膜型剩余油。该类剩余油量较小,占4.8%。

5) 孔隙角隅捕获作用与角隅型剩余油

驱替过程中,局部的边角远离孔内流体渗流主流线,驱替液发生绕流未波及,形成角隅型剩余油。该类剩余油位于孔隙边角,孤立状,单体规模小,多分布在中、大孔隙中,剩余油量最小,占3%。

6) 喉道捕获作用与喉道滞留型剩余油

分析认为,在粗-细喉道并联孔道内,粗喉道中毛细管力小,驱替液快速推进到达出口,而细喉道中毛细管力大,流速较慢,被卡断残留在细喉道中,形成喉道滞留型剩余油。该类剩余油的单体多为小油段或油珠状,分布在垂直或是近似垂直水流方向的喉道中。剩余油量小,仅占3.8%。

5 剩余油潜力及挖潜建议

上述研究成果表明,高含水期油藏内剩余油整体分散分布,局部剩余油呈片状和斑块状富集。剩余油潜力分为以下两种类型:一种是驱替液波及区域内,由于剥离作用和突进分隔作用形成的孔内半充填型和分散油滴型剩余油,呈油水混相,占63.4%;另一种为驱替液未波及或弱波及区域内的孔喉充填型剩余油,呈斑块状富集,占21.0%。

针对注水波及区内的孔内半充填型和分散油滴型剩余油,从技术角度讲可以考虑化学驱和气驱两类提高采收率方法。其中,化学驱方面,可以采取以提高洗油效率的表面活性剂驱。气驱方面,天然气驱目前正在塔里木盆地其他区块的相同层位中进行过先导试验,取得了一定的效果,因此,采用天然气驱方法提高油藏采收率具有一定的现场优势。

6 结论

1) 本研究所建立的水驱过程的CT扫描检测实验、水驱后含油薄片观察实验和高温高压微观刻蚀模

型驱替实验3种实验组合方法,可以很好地揭示高温、高压储层水驱剩余油形成机理,明确油藏特高含水期微观剩余油类型及潜力分布,对油藏二次开发末期转三次采油工作具有重要意义。

2) 受储层微观非均质性影响,均质段剩余油整体分散分布,局部呈片状、斑块状富集。微观上受剥离作用、突进分隔作用、绕流作用和捕获作用控制,微观剩余油发育孔喉充填型、孔内半充填型、孔壁油膜型、分散油滴型、喉道滞留型和角隅型6种模式。

3) 塔里木盆地石炭系A油藏存在两种剩余油潜力类型。一种是驱替液中水洗区域,剥离作用和突进分隔作用形成的孔内半充填型和分散油滴型剩余油,此类剩余油量最大,占65.4%,呈油水混相;另一种为驱替液未波及区域内的孔喉充填型剩余油,呈斑块状富集,比例较高,占21.0%。建议采用表活剂驱或天然气驱进行挖潜,进一步提高油藏采收率。

参 考 文 献

- [1] 马永生,黎茂稳,蔡勋育,等. 中国海相深层油气富集机理与勘探开发:研究现状、关键技术瓶颈与基础科学问题[J]. 石油与天然气地质,2020,41(4):655-672.
Ma Yongsheng, Li Maowen, Cai Xunyu, et al. Mechanisms and exploitation of deep marine petroleum accumulations in China: Advances, technological bottlenecks and basic scientific problems [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 655-672.
- [2] 计秉玉,王友启,张莉. 基于地质储量结构变化的采收率演变趋势[J]. 石油与天然气地质,2020,41(6):1257-1262.
Ji Bingyu, Wang Youqi, Zhang Li. Research on overall recovery rate variations of dynamically changing OOIP[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(6): 1257-1262.
- [3] 廉培庆,高文彬,汤翔,等. 基于CT扫描图像的碳酸盐岩油藏孔隙分类方法[J]. 石油与天然气地质,2020,41(4):852-861.
Lian Peiqing, Gao Wenbin, Tang Xiang, et al. Workflow for pore-type classification of carbonate reservoirs based on CT scanned images[J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 852-861.
- [4] 朱可丹,张友,林彤,等. 基于CT成像的白云岩储层孔喉非均质性分析——以塔东古城地区奥陶系GC601井鹰三段为例[J]. 石油与天然气地质,2020,41(4):862-873.
Zhu Kedan, Zhang You, Lin Tong, et al. Pore-throat heterogeneity in dolomite reservoirs based on CT imaging: A case study of the 3rd member of the Ordovician Yingshan Formation in Well GC601 in Gucheng area, eastern Tarim Basin [J]. Oil & Gas Geology, 2020, 41(4): 862-873.
- [5] 高建,韩冬,王家禄,等. 应用CT成像技术研究岩心水驱含油饱和度分布特征[J]. 新疆石油地质,2009,32(2):269-271.
Gao Jian, Han Dong, Wang Jialu, et al. Application of CT scanning image technique to study of oil saturation distribution in core displacement test [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2009, 32(2):

- 269-271.
- [6] 孙卫, 史成恩, 赵惊蛰, 等. X-CT 扫描成像技术在特低渗透储层微观孔隙结构及渗流机理研究中的应用——以西峰油田庄19井区长 8_2 储层为例[J]. 地质学报, 2006, 80(5): 775-779.
- Sun Wei, Shi Chengen, Zhao Jingzhe, et al. Application of X-CT scanned image technique in the research of micro-pore texture and percolation mechanism in ultra-permeable oil field ——Taking an example from Chang 8_2 Formation in the Xifeng oil field[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(5): 775-779.
- [7] 杨明杰, 高明阳, 高殿福, 等. 含油岩石的荧光特征研究[J]. 矿物岩石, 1998, 18(3): 106-111.
- Yang Mingjie, Gao Mingyang, Gao Dianfu, et al. The oily rock fluorescence characteristics [J]. Jmneral Petrol, 1998, 18(3): 106-111.
- [8] 马德华, 耿长喜, 赵斌. 朝阳沟油田荧光显微图像资料应用方法研究[J]. 录井工程, 2007, 18(3): 34-37.
- Ma Dehua, Geng Changxi, Zhao Bin. Study on the application method of fluorescence micro image data for Chaoyanggou Oilfield [J]. Logging Engineering, 2007, 18(3): 34-37.
- [9] Donaldson E C, Thomas R D. Microscopic observations of oil displacement in water-wet and oil-wet systems[J]. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1971, SPE 3555: 1-5.
- [10] Huh D G, Cochrane T D, Kovark F S. The effect of microscopic heterogeneity on CO_2 -foam mobility: Part I——Mechanistic Study [J]. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1989, SPE17359: 872-879.
- [11] 郭尚平, 黄延章, 马效武, 等. 多相系统渗流的微观实验研究[J]. 石油学报, 1984, 5(1): 59-65.
- Guo Shangping, Huang Yanzhang, Ma Xiaowu, et al. Microscopic researches on multiphase flow through porous media [J]. Acta Petrolei Sinica, 1984, 5(1): 59-65.
- [12] 朱义吾, 徐安新, 吕旭明, 等. 长庆油田延安组油层光刻显微孔隙模型水驱油研究[J]. 石油学报, 1989, 10(3): 40-46.
- Zhu Yiwu, Xu Anxin, Liu Yaoming, et al. Oil water displacement experiments in glass micromodels for Yanan reservoir rocks, Changqing Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 1989, 10(3): 40-46.
- [13] 唐国庆. 应用微观透明模型研究枣园油田孔二段油藏水驱残余油形成机理[J]. 石油勘探与开发, 1992, 19(5): 75-79.
- Tang Guoqing. A visible micro-model study of the mechanism of residual after flooding in K_2 , Zaoyuan Oilfield[J]. Petroleum Exploration and Development, 1992, 19(5): 75-79.
- [14] 石占中, 王志章, 纪友亮. 储层渗流特征及原油微观分布模式[J]. 油气地质与采收率, 2002, 9(6): 41-42, 61.
- Shi Zhanzhong, Wang Zhizhang, Ji Youliang. Reservoir seepage flow characteristic and the microscopic distribution pattern of crude oil[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2002, 9(6): 41-42, 61.
- [15] 李中锋, 何顺利, 杨文新, 等. 微观物理模拟水驱油实验及残余油分布分形特征研究[J]. 中国石油大学学报(自然科学版), 2006, 30(3): 67-76.
- Li Zhongfeng, He Shunli, Yang Wenxin, et al. Physical simulation experiment of water driving by micro-model and fractal features of residual oil distribution[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2006, 30(3): 67-76.
- [16] Sohrabi M, Henderson G D, Tehrani D H, et al. Visualisation of oil recovery by water alternating gas (WAG) injection using high pressure micromodels – oil-wet systems[J]. Society of Petroleum Engineers of AIME, 2001 SPE 63000: 1-7.
- [17] Shariatpanahi S F, Dastyari A, Bashukoo B, et al. Visualization experiments on immiscible gas and water injection by using 2D-fractured glass micromodels [J]. Society of Petroleum Engineers of AIME, 2005 SPE 93537: 2-9.
- [18] Crescent C, Rekdal A, Abraiz A, et al. A pore level study of MIOR displacement mechanisms in glass micromodels using rhodococcus sp. 094 [J]. Society of Petroleum Engineers of AIME, 2008, SPE 110134: 1-20.
- [19] 袁庆峰, 朱丽莉, 陆会民, 等. 水驱油田晚期开发特征及提高采收率主攻方向[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 34-40.
- Yuan Qingfeng, Zhu Lili, Lu Huimin, et al. Development characteristics and main tackled EOR research direction for the water-flooded oilfield at the late stage[J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 34-40.
- [20] 鲁瑞彬, 胡琳, 刘双琪, 等. 水驱油高倍驱替实验驱油效率计算新方法[J]. 断块油气田, 2019, 26(05): 601-604.
- Lu Ruibin, Hu Lin, Liu Shuangqi, et al. A new method for calculating oil displacement efficiency of high water flooding displacement experiment[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2019, 26(05): 601-604.
- [21] 赵国忠, 尹芝林, 匡铁, 等. 大庆油田水驱油藏模拟特色技术[J]. 大庆石油地质与开发, 2019, 38(5): 204-212.
- Zhao Guozhong, Yin Zhilin, Kuang Tie, et al. Characteristic simulating techniques of the water flooded reservoirs in Daqing Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2019, 38(5): 204-212.

(编辑 梁 慧)