

致密储层孔隙介质内石油运移的物理模拟试验

查明¹, 苏阳¹, 曲江秀¹, 丁修建¹, 朱玉双²

(1. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 山东青岛 266580;

2. 西北大学大陆动力学国家重点实验室, 陕西西安 710069)

摘要:通过真实砂岩微观模型油驱水试验,结合铸体薄片、微米 CT 等图像分析,对不同驱替压力条件下致密油运移过程及其影响因素进行研究。结果表明:低驱替压力下石油在孔隙间的运移呈“跳跃式”,单个跳跃性事件表现为石油突破喉道、充填孔隙和发生卡断,跳跃式事件多次重复发生使油水界面不断向前推移;在运移方向上无统一油水界面,其推进速度存在差异,石油优先选择充填连通大孔隙,发育优势运移路径,石油主要呈孤立状和多孔状分布;高驱替压力下优势运移路径发生分叉与合并,石油主要呈网络状分布;石油运移主要受局部毛细管力(与孔隙结构有关)控制,外界驱替压力为石油运移提供必要的动力。

关键词:致密储层;石油运移;真实砂岩微观模型;微观孔隙介质

中图分类号:TE 122.1

文献标志码:A

引用格式:查明,苏阳,曲江秀,等.致密储层孔隙介质内石油运移的物理模拟试验[J].中国石油大学学报(自然科学版),2019,43(5):1-10.

ZHA Ming, SU Yang, QU Jiangxiu, et al. Physical simulation experiment of oil migration in porous media of tight reservoir [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2019, 43(5): 1-10.

Physical simulation experiment of oil migration in porous media of tight reservoir

ZHA Ming¹, SU Yang¹, QU Jiangxiu¹, DING Xiujian¹, ZHU Yushuang²

(1. School of Geosciences in China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China;

2. State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069, China)

Abstract:Experiments of oil displacing water in authentic sandstone micro-models were conducted under various injection pressures, aiming to visualize the process of oil migration in tight reservoirs. Factors controlling the oil migration process in tight reservoirs were elucidated in combination with thin sections and micro-CT image analyses. The results suggest that oil migration in the porous media shows an obvious jump pattern at low injection pressure. The jump event occurs with breaking through throat, filling pore body and occurring snap-off. Multiple and repeated jump events result in the movement of the oil-water interface. However, there is no uniform oil-water interface, and the displacing rate of water by oil varies in the direction of migration. Oil preferentially enters into the connected large pores, forming the dominant migration path. As a result, the majority of oil clusters are isolated in single pores or distribute in several connected pores. The divergence and convergence of these migration paths result in these isolated oil clusters converging slowly into continuous phases under high injection pressure, and oil clusters present as the mesh network. The oil migration pattern in the porous media is dominantly controlled by local capillary pressure, which is associated with the pore structure. Meanwhile, the external driving force provides necessary energy supply for oil migration.

收稿日期:2019-07-14

基金项目:国家重点基础研究发展计划“973”项目(2014CB239005);致密油气地质与勘探创新引智计划(B16045);国家青年科学基金项目(41702143);山东省自然科学基金项目(ZR2016DL06)

作者简介:查明(1958-),男,教授,博士,博士生导师,研究方向为油气成藏机理、油气分布规律及评价。E-mail:mzha@upc.edu.cn。

通信作者:苏阳(1991-),女,博士,研究方向为油气成藏机理与分布规律。E-mail:suyangupc@163.com。

Keywords: tight reservoir; oil migration; authentic sandstone micro-model; micro porous media

油气运移由于其复杂性一直是石油地质研究中的薄弱环节,物理模拟试验在油气运移机制研究中具有重要作用和意义^[1-5]。油气在储层中的运移方式受储层孔喉结构控制,真实砂岩微观模型保留了岩心的孔隙结构特征、岩石表面物理性质及大部分的填隙物,能够记录驱替过程中流体在二维孔隙网络中的运移方式、运移路径、分布特征及渗流规律^[6-7]。目前真实砂岩微观模型主要应用在低渗透储层微观非均质性^[8-9]、微观渗流特征及驱油效率等方面^[10-11],对致密储层孔隙介质内油驱水过程鲜有报道。笔者利用真实砂岩微观模型,开展不同驱替压力条件下油驱水试验,对致密储层中石油的运移过程及主控因素进行研究,旨在丰富致密油运聚机制。

1 地质背景

吉木萨尔凹陷位于准噶尔盆地西南缘,是中国西

部重要的非常规油气资源富集区^[12-13]。凹陷南、北、西三面边界均为断裂,吉木萨尔断裂为北边界,与沙奇凸起毗邻,老庄湾断裂和西地断裂为西边界,紧邻北三台凸起,三台断裂为南边界,而东边沉积地层逐渐尖灭于古西凸起,面积约为1300 km²(图1)。吉木萨尔凹陷经历了多次构造抬升与沉降,受周边边界断裂和石炭系基底构造格局的控制,形成了一西断东超的箕状凹陷^[14]。研究区中二叠统芦草沟组是一套细粒混合沉积岩,岩石组分多样,岩石类型复杂^[15-16]。储集层主要分布于芦草沟组一段二层组(P₂l₁²)和二段二层组(P₂l₂²)内的“甜点段”,气测孔隙度主要分布在6.09%~25.79%,气测渗透率以小于1×10⁻³ μm²为主,气测孔隙度和渗透率相关性较差,属于典型的致密储层^[17]。油源对比结果表明“甜点段”原油来源于紧邻烃源岩,烃源岩与储集层紧密接触,这种配置组合对石油的运聚十分有利^[18-19]。

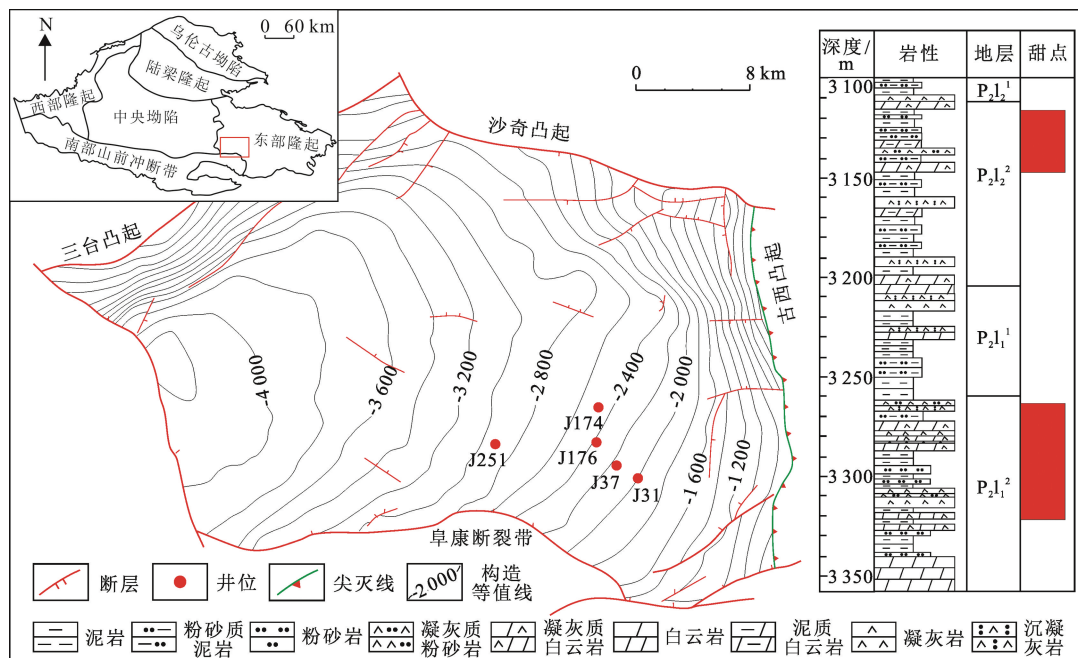


图1 吉木萨尔凹陷区域位置与芦草沟组岩性综合柱状图

Fig.1 Location of Jimsar sag and lithological histogram of Lucaogou formation

2 试验样品与试验方法

2.1 试验装置

油水驱替试验系统包括真实砂岩模型、抽真空系统、加压系统、显微观察系统和图像采集系统^[8,20]。首先对岩心进行抽提和烘干预处理,经切片和磨平后固定在两片透明玻璃间,制作真实砂岩微观孔隙模型。该微观模型直径约为2.5 cm,厚度

约为0.06 cm,最大承受压力0.25 MPa,耐温200℃。利用抽真空压力泵将模型抽真空,以减少试验过程中气体对试验结果造成的误差。利用氮气瓶对模型施加驱替压力,数字压力仪控制压力大小。通过显微镜和图像采集系统组成的可视化界面,观察流体在实际储层岩石孔隙空间的流动特征^[9,20],对油水驱替过程、压力等重要信息进行记录和采集(图2)。

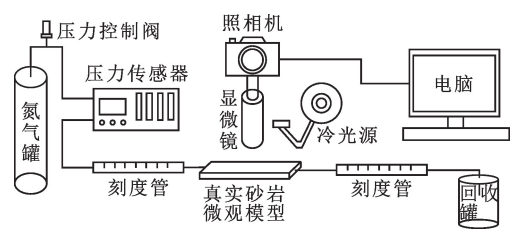


图 2 真实砂岩微观模型示意图

Fig.2 Schematic diagram of authentic sandstone micro-model

2.2 试验条件与参数

试验样品来自于芦苇沟组甜点段,孔隙度为 11.26%,渗透率为 $0.012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。地层水型主要为 NaHCO_3 型,矿化度平均为 12 g/L,根据地层水中各离子的平均浓度配置试验用水,为便于观察,配制时加入少量甲基兰,使水呈现蓝色。试验用油为模拟油,黏度约为 $8.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ (20°C),为便于观察,试验用油中加入少量油溶红,使油呈现红色。

2.3 试验方法

首先利用抽真空压力泵对模型抽真空,随后将模型一端封闭(图 2),试验用水依靠抽真空时产生的低压由另一端进入模型。保持模型出水端封闭,进水端与刻度管相连,使刻度管中的试验用水在压力差下进入模型至饱和。在模型充分饱和水后,将模型置于显微镜工作台,利用图像采集系统对模型全视域及局部视域进行录像和拍照。随后在进水端

接装有试验用油的刻度管(最小刻度为 0.2 mL),并通过压力系统对模型施加压力,开展油驱水试验。试验过程中不断加大压力,在记录压力的同时实时观测试验进程,直至模型内波及面积不再扩大且模型两端进出油量相等时结束试验。

3 结果分析

3.1 孔隙结构特征

选取样品的岩石类型为含凝灰质粉砂岩,主要由石英、长石、白云石等矿物组成,粉砂级长英质矿物与火山碎屑组分混积,其中陆源碎屑组分约占 80%,火山碎屑组分约占 15%,碳酸盐组分约占 5%。凝灰质、钾长石等不稳定组分易发生溶蚀,形成了大量粒间、粒内溶孔,局部发育铸模孔,孔喉形状多不规则(图 3)。样品的气测孔隙度为 11.26%,渗透率为 $0.012 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,根据镜下鉴定及微米 CT 二维切片分析,其面孔率主要分布在 9.20% ~ 16.30%,平均为 12.33%。孔喉半径呈双峰式分布,具有微纳米孔喉共存的特点,其中孔隙半径多小于 $5 \mu\text{m}$,半径大于 $10 \mu\text{m}$ 的孔隙对总孔隙体积贡献度大于 90%(图 4(a))。由微米 CT 数字岩心孔隙网络模型可知,样品孔喉连通性较好,连片状孔隙发育,孔隙连通率大于 70%,配位数主要分布在 1 ~ 10,最大配位数为 25(图 4(b))。

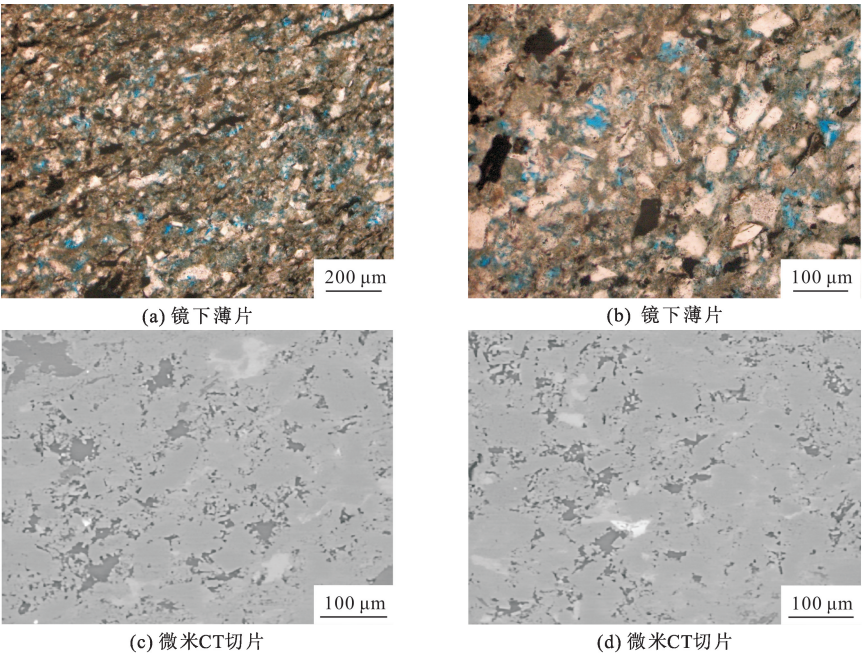


图 3 芦苇沟组致密储层孔隙结构特征

Fig.3 Pore structure characteristics of tight reservoirs in Lucaogou Formation

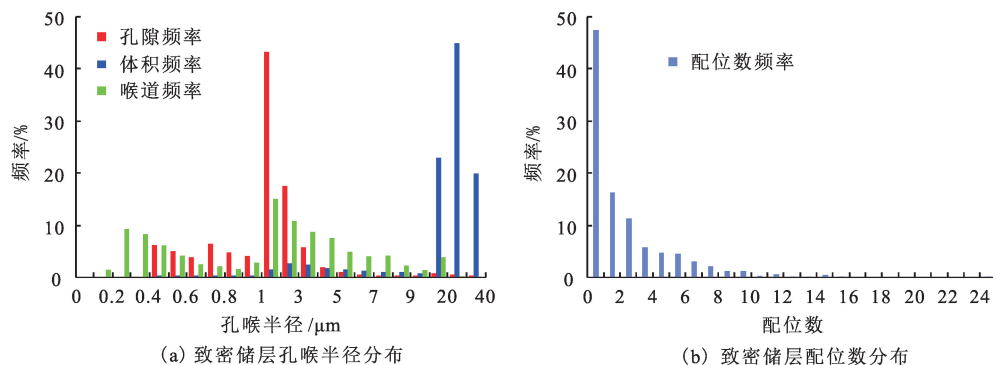


图4 芦草沟组致密储层孔喉半径及配位数分布

Fig. 4 Pore throat size and coordination number distribution of tight reservoir in Lucaogou Formation

3.2 模型含油饱和度变化特征

真实砂岩微观模型油驱水过程代表在一定驱替压力条件下石油在储层中的运聚过程,实现储层孔隙和喉道内石油运移过程及分布特征的可视化。通过对比模型全视域及局部图像,分析二维运移方向上石油的推进方式及含油饱和度变化特征^[21],探讨孔隙介质中石油的运移过程^[7,22]。

由图5模型中油水分布特征可知,由于微观孔隙结构的差异,在孔隙结构差、渗透率低的区域进水(油)很少甚至不进水(油),表明储层微观孔隙结构对石油运移具有重要的控制作用。在持续油源供给和驱替压力不断增大的条件下,在孔隙结构好、渗透率高的区域,模型含油性良好,含油饱和度可高达75%(图5)。

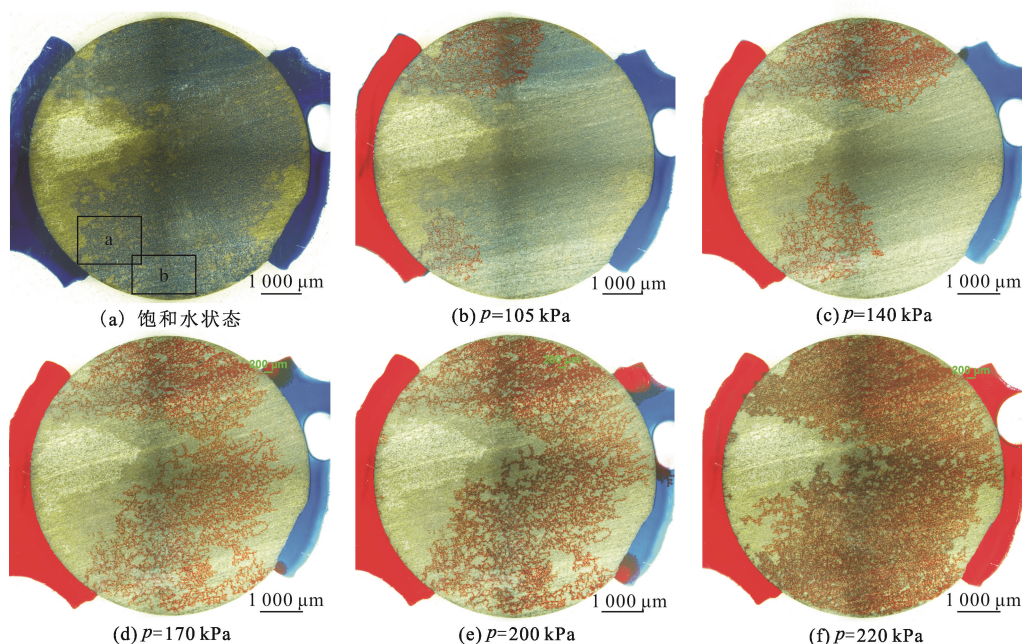


图5 真实砂岩微观模型含油饱和度变化特征

Fig. 5 Changes of oil saturation of authentic sandstone micro-model

3.3 石油运移特征

通过观察不同时刻不同压力条件下模型油驱水过程,认为石油运移过程具有以下特征:石油在孔隙间呈跳跃式前进、发育优势运移路径、石油沿优势运移路径向四周运移;由同一局部视域在不同压力条件下的油水分布特征可知,在驱替压力较低条件下,石油主要沿着储层中孔隙半径较大且连通性较

好的粒间孔隙网络前行,在石油运移方向上油驱水速度存在差异,跳跃式运移现象明显,发育优势运移路径,储层含油饱和度低(图6(a)、(b)和图7(a)、(b));驱替压力增大导致石油逐渐进入储层中的微孔隙,孤立状或多孔状油珠逐渐与后续油柱汇合,在网状运移路径上形成连续油柱,储层含油饱和度增加(图6(c)、(d)和图7(c)、(d))。

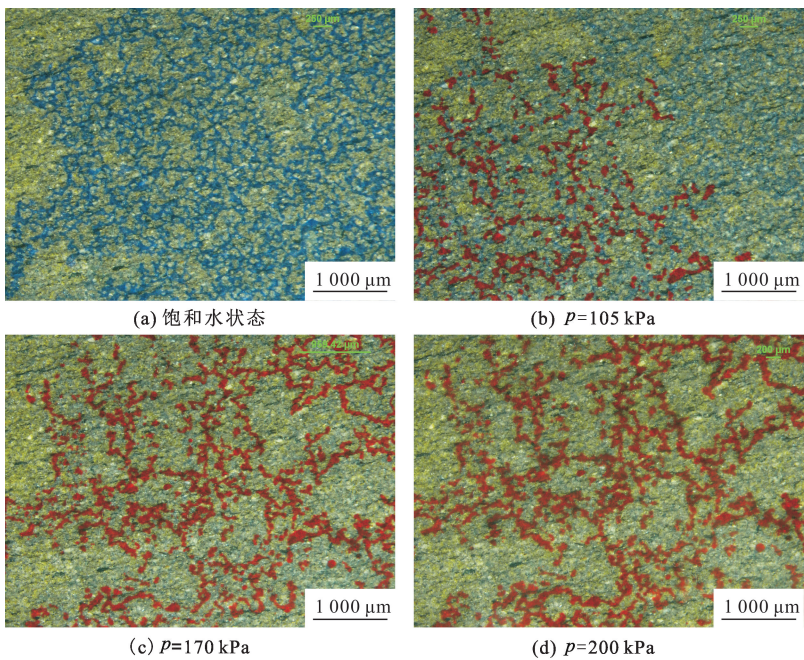


图 6 真实砂岩微观模型局部视域(区域 a)
Fig. 6 Partial view of authentic sandstone micro-model(area a)

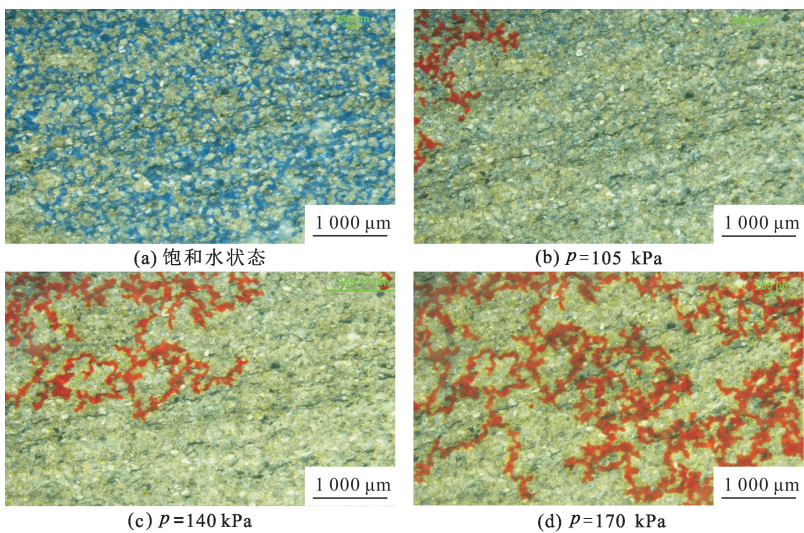


图 7 真实砂岩微观模型局部视域(区域 b)
Fig. 7 Partial view of authentic sandstone micro-model(area b)

在 $p=105\text{ kPa}$ 压力条件下对模型中不同时刻油水分布进行实时记录发现,石油在孔隙间的移动呈跳跃式,跳跃式运移过程表现为石油突破喉道、充注孔隙并发生卡断,石油呈孤立状分布在单个孔隙中,或呈多孔状分布在相连通的多个孔隙中(图 8)。跳跃式运移的速度很快,通常石油从一个孔隙运移至紧邻孔隙中仅需要几毫秒,具有瞬时性。在油驱水试验初期,在初始压力条件下($p=105\text{ kPa}$),石油进入储层孔隙后,优先选择毛细管阻力最小的孔喉进入,油珠多分布在孔隙中央,后续石油不断进入孔隙,油珠体积逐渐增大,

并为下一次“跳跃”事件积攒能量和物质条件。随着充注时间的推移,分布在优势运移路径上的孤立油珠逐渐合并,形成多孔状或网络状油簇。在外界驱替压力不变的情况下,油驱水过程中发生的跳跃式运移现象说明石油在微观孔隙中的流动受局部毛细管力控制,而且由于储层孔隙结构的强非均质性,这种现象在运移过程中多次出现。外界驱替压力较低时,储层孔隙充满程度较低,石油易沿着孔径较大的孔喉形成优势运移路径,优势运移路径上孔隙充满程度较高(图 8)。

在增大驱替压力(如 170 kPa)后,储层喉道处

卡断现象发生的频率变低,石油主要以连续相发生流动。石油可沿一条或多条路径同时向前推进,若某一条运移路径前方孔喉半径变小,因油水界面处毛细管压差不足以克服喉道的临界毛细管力,石油暂时停止沿该路径向前运移(图 9(a)、(b)),外界压力驱使石油不断进入储层,油水界面前缘压力的

聚集使得石油突破喉道,继续向前移动(图 9(c)、(d))。这些运移路径在向前推移过程中形成多个分支,分支交叉合并使得石油的运移路径迂回曲折,呈网状式分布(图 9(d)),继续增大驱替压力,石油主要沿已形成的路径网络运移至周边孔隙中,提高储层整体的含油饱和度(图 6(d))。

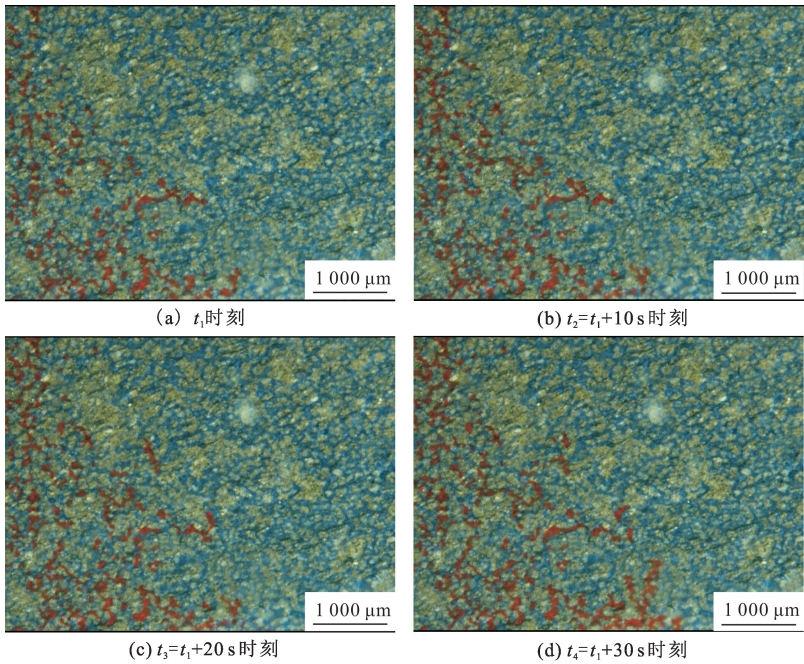


图 8 压力 $p=105$ kPa 条件下不同时刻真实砂岩微观模型中油水分布

Fig. 8 Oil and water distribution of authentic sandstone micro-model at different moments under pressure of 105 kPa

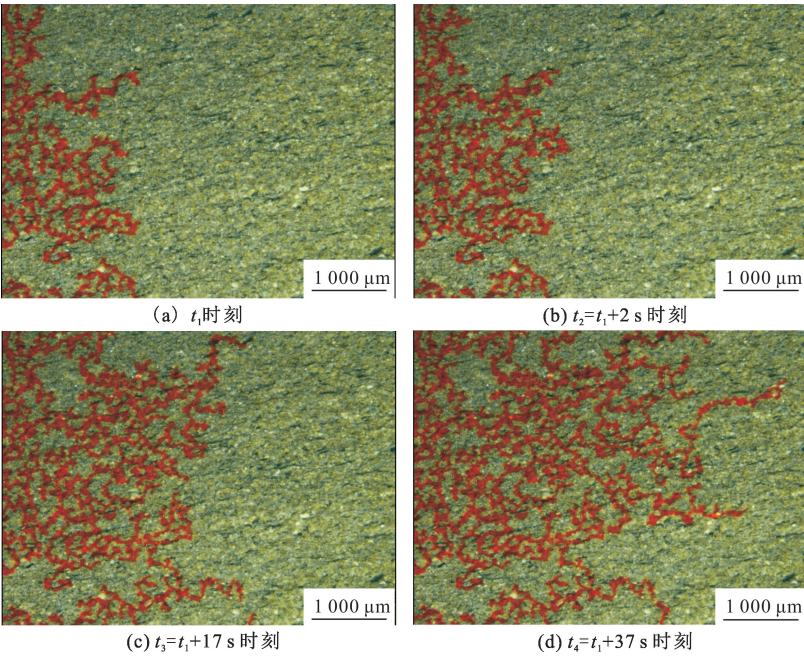


图 9 压力 $p=170$ kPa 条件下不同时刻真实砂岩微观模型中油水分布

Fig. 9 Oil and water distribution of authentic sandstone micro-model at different moments under pressure of 170 kPa

4 讨 论

4.1 石油流动机制

孔隙介质中两相流体流动受多种因素影响,如流体物理性质、界面张力、孔隙结构、岩石润湿性及孔隙表面粗糙程度等^[23-24]。Lenormand R 等^[23]认为毛细管数和黏度比是影响二维微观模型中两相流驱替过程的两个最为重要的因素,根据毛细管数和黏度比图版将流体驱替方式划分为稳定驱替、黏性指进和毛细管指进^[23]。若毛细管数很小时(一般小于 10^{-6}),孔隙介质中流体流动主要受控于毛细管力,孔隙尺度表面张力不稳定导致流体驱替过程变得不连续,且流体向模型的各个方向发生移动,流体流动机制为毛细管指进。

芦苇沟组致密储层中石油的流动机制为“毛细管指进”,孔隙介质中石油的流动主要受毛细管力控制,其典型特征为“逾渗式”侵入,表现为非润湿性流体(即石油)按照连通孔喉的大小次序先后进入孔隙,优先进入大孔喉。石油在流动时表现为不连续的突破式流动,正如真实砂岩微观模型中油水界面前缘处石油发生跳跃式运移。石油空间分布特征表明油水界面前缘的移动不仅仅与充注方向一致,在局部还与充注方向相反,即石油从大孔隙中向四周小孔隙中发生移动,这也说明石油运移主要受局部流体动力学控制。

根据毛细管指进与“逾渗式”侵入的概念模式,随着石油注入孔隙过程的推进,不连续的非润湿相(石油)团簇逐渐汇合并至连续的非润湿相主体中^[25]。在芦苇沟组致密储层中,随着驱替压力的不断增大,石油不断向已充注孔隙的周边连通孔隙中运移,由低压力条件下相互独立的小油簇逐渐形成连通的大油簇(图 6、8)。在石油运移过程中,外界驱替压力可转换成能量从岩心入口端不断向油水接触界面方向传递,在石油运移状态达到准静态平衡时,可认为外界驱替压力与油水界面前缘毛细管压差大致相同,外界驱替压力不断增大导致孔隙中油水界面前缘毛细管压差逐渐增大,根据 Young-Laplace 方程,石油会优先驱替与岩心入口端相连通大孔中的地层水,随后缓慢驱替连通小孔中的地层水,储层整体含油性随着驱替压力的增大而增大(图 5)。

由于石油在孔隙中的流动受局部毛细管力控制,根据 Young-Laplace 方程,毛细管力与界面张力呈正相关,与孔喉有效半径呈负相关。在油水界面前缘抵达狭窄喉道时,油水界面前缘处毛细管压差会有一个持续增加的过程,直至两相流体间的毛细管压差大于喉道临界毛细管力,油水界面会迅速穿过喉道进入邻近孔隙中,发生跳跃式运移(图 10 (a)、(b)),此时由于油水界面前缘曲率减小,非润湿相的毛细管力骤然降低。

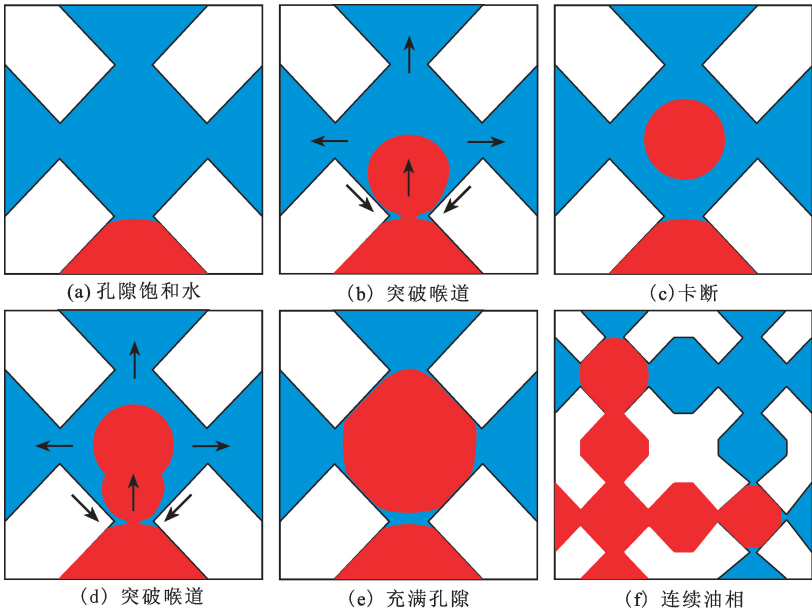


图 10 孔隙介质中流体充注次序示意图

Fig. 10 Schematic diagram of sequence of fluid filling porous media

根据能量守恒原则,油水界面前缘部分与主体分离引起的能量不平衡势必会导致孔喉中流体的重

新分布,喉道重新被水占据,界面前缘油滴与主体分离,即发生卡断,分离后的油滴充填孔隙的中间部

分,形成不连续油簇(图10(c))。喉道处的油水界面前缘继续累积能量,直至下一次卡断事件发生,石油不断充填孔隙(图10(d)~(f)),为进入下一个喉道做准备,因此孔隙中石油的运移具有瞬时性和阶段性。真实砂岩微观模型试验结果表明石油运移过程中存在的“瞬时”现象在很短的时间和很小的尺度上就可发生,其对石油连续性分布及孔隙占有率影响较大。

4.2 石油运移过程的主控因素

根据真实砂岩微观模型试验分析结果,致密油的运移过程主要受孔隙结构和外界驱替压力的控制。孔隙结构,尤其是局部孔隙几何结构,对流体流动机制具有明显的控制作用。根据几何形态学定义将孔隙空间划分为孔隙和喉道,真实砂岩微观模型试验结果表明石油跳跃式运移既可发生在单孔中也可发生在多个相连通的孔隙中(图6、8),后者的发生可能是协同式的,包含多个单孔(几何形态学孔隙),这种跳跃式运移主要受孔喉结构控制,多发生在孔喉比较小的区域(图8)。致密储层孔隙结构具有很强的非均质性(图3、5),其孔喉尺寸分布范围较广(图4),在油驱水过程中,非润湿相(油相)穿过狭窄孔隙喉道时需要克服较高的临界毛细管力,正是由于狭窄喉道的“限流”作用导致油水前缘在运移过程中发生跳跃式运移。而且狭窄喉道极不均匀地分布在储层中,受狭窄喉道控制,非润湿相呈孤立状或多孔状极不均匀地分布在孔隙系统中(图8)。

在孔隙结构一定的情况下,外界施加的驱替压力和局部压力场以特定方式影响石油运移过程。在石油运移过程中常发生跳跃性事件,油水界面前缘发生跳跃的过程会引起油水界面附近局部应力场的不稳定,这种局部压力场的变化反过来也会影响孔隙尺度非稳定事件发生的数量和次序。在一次跳跃性事件中,油水界面具有的弹性能转化为充填孔隙的动能,受惯性力和黏性力影响,动能最终被损耗掉,油珠会停止运动,充填在孔隙中(图8),同时喉道处油水界面毛细管压差(局部)的不断积累为下一次跳跃性事件的发生做准备;而外界施加的驱替压力可决定单位横截面积在单位时间内发生跳跃性事件的数量^[26],影响岩心中石油的运移方式。在低压条件下,石油驱替孔隙中的地层水多以快速不可逆的方式(跳跃式)进行,因跳跃事件的发生将损耗大部分能量,所以石油运移范围小;而增大压力后,跳跃性事件发生的频率变缓,石油缓慢充填孔喉

驱替地层水,运移范围变大(图6~8)。在准静态条件下,认为外界驱替压力是局部油水毛细管压差的最大值,控制着油水界面所能突破的最小孔喉半径。另外油水驱替过程中孔隙的充填过程不仅受控于孔隙自身的结构特征,还受邻近孔隙网络中流体分布特征的影响,即油水界面处“缓冲”的石油体积是否足以触发下一次局部流体重新分配的发生。由于快速孔隙充填事件的发生将消耗系统能量,外界施加持续不断的驱替压力会提供持续的油源补给,进而能够增大油水界面的毛细管压差,提高喉道处油相对于水相的竞争能力,控制油水相对渗透率变化,有利于孔隙介质中油驱水过程的进行。

5 结 论

(1) 芦草沟组岩性为含凝灰质粉砂岩的致密储层中溶孔发育,微纳米孔喉共存,孔喉连通性较好,但孔隙结构非均质性较强,导致真实砂岩微观模型中油水分布的不均一性,孔隙发育,渗透率高的区域,含油性好,整体上含油饱和度可高达75%。

(2) 低驱替压力条件下石油运移呈明显“跳跃式”,石油优先选择孔隙半径较大且连通性较好的粒间孔隙网络向前推进,发育优势运移路径,石油呈孤立状分布在孔隙中央,或呈多孔状分布。“跳跃式”运移具有瞬时性,且在运移过程中多次发生,整体上储层含油饱和度低。驱替压力增大使得孤立状分布的油簇逐渐发生合并,发育多条运移路径,油水界面前缘仍呈现跳跃式移动,运移路径发生交叉合并,石油沿优势运移路径向四周运移。

(3) 芦草沟组致密储层中石油的流动机制为“毛细管指进”,石油运移过程主要受控于孔隙结构和外界驱替压力。油驱水过程中“跳跃式”运移会消耗系统能量,外界施加的压力可为“跳跃式”运移提供能量和物质补给,增大油水界面的毛细管压差,不断突破孔径较小的喉道,扩大石油的分布范围。

参考文献:

- [1] 侯平,周波,罗晓容. 石油二次运移路径的模式分析[J]. 中国科学(地球科学),2004,34(增1):162-168.
HOU Ping, ZHOU Bo, LUO Xiaorong. Pattern analysis of secondary oil migration path[J]. Science China: Earth Sciences, 2004,34(sup1):162-168.
- [2] 曾熾辉,金之钧,王伟华. 油气二次运移和聚集实验模拟研究现状与发展[J]. 石油大学学报(自然科学版),1997,21(5):94-97.
ZENG Jianhui, JIN Zhijun, WANG Weihua. Status and

- advances of the studies on the experimental simulation of secondary hydrocarbon migration and accumulation[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 1997,21(5):94-97.
- [3] 公言杰,柳少波,姜林,等. 油气二次运移可视化物理模拟实验技术研究进展[J]. 断块油气田,2014,21(4):458-462.
- GONG Yanjie, LIU Shaobo, JIANG Lin, et al. Research progress in visual physical simulation experiment technology of secondary hydrocarbon migration[J]. Fault-block Oil & Gas Field, 2014,21(4):458-462.
- [4] 苗盛,张发强,李铁军,等. 核磁共振成像技术在油气运移路径观察与分析中的应用[J]. 石油学报,2004,25(3):44-47.
- MIAO Sheng, ZHANG Faqiang, LI Tiejun, et al. Application of NMR imaging technique to quantitative observation and analysis on hydrocarbon migration pathway[J]. Acta Petrolei Sinica, 2004,25(3):44-47.
- [5] 周波,侯平,王为民,等. 核磁共振成像技术分析油运移过程中含油饱和度[J]. 石油勘探与开发,2005,32(6):78-81.
- ZHOU Bo, HOU Ping, WANG Weimin, et al. Oil saturation analysis in migration pathways with NMR imaging technique[J]. Petroleum Exploration and Development, 2005,32(6):78-81.
- [6] 孔令荣,曲志浩,万发宝,等. 砂岩微观孔隙模型两相驱替实验[J]. 石油勘探与开发,1991,4:79-85.
- KONG Lingrong, QU Zhihao, WAN Fabao, et al. Experiments of two fluid phase displacement in sandstone micromodels[J]. Petroleum Exploration and Development, 1991,4:79-85.
- [7] 张立宽,王震亮,曲志浩,等. 砂岩孔隙介质内天然气运移的微观物理模拟实验研究[J]. 地质学报,2007,81(4):539-544.
- ZHANG Likuan, WANG Zhenliang, QU Zhihao, et al. Physical simulation experiment of gas migration in sandstone porous media[J]. Acta Geologica Sinica, 2007,81(4):539-544.
- [8] 刘林玉,王震亮,高潮. 真实砂岩微观模型在鄂尔多斯盆地涇川地区长8砂岩微观非均质性研究中的应用[J]. 地学前缘,2008,15(1):80-84.
- LIU Linyu, WANG Zhenliang, GAO Chao. Applying authentic sandstone micromodel to the study of microanisotropy of Chang 8 sandstone in Jingchuan area of Ordos basin[J]. Earth Science Frontiers, 2008, 15(1): 80-84.
- [9] 陈杰,周鼎武. 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层微观非均质性的试验分析[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2010,34(4):13-18.
- CHEN Jie, ZHOU Dingwu. Experimental analysis on micro-anisotropy of Chang 8 reservoir in Heshui area, Ordos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2010,34(4):13-18.
- [10] 韩进,孙卫,白云云,等. 基于真实砂岩微观水驱油实验的低渗透储层流体渗流特征及驱油效率影响因素研究:以姬塬油田王盘山长6储层为例[J]. 地质科技情报,2018,37(6):89-95.
- HAN Jin, SUN Wei, BAI Yunyun, et al. Fluid seepage characteristics of low permeability reservoir based on the real sandstone microscopic water flooding experiment: taking the Chang 6 reservoir in Wangpanshan as an example[J]. Geological Science and Technology Information, 2018,37(6):89-95.
- [11] 宋广寿,高辉,高静乐,等. 西峰油田长8储层微观孔隙结构非均质性与渗流机理实验[J]. 吉林大学学报(地球科学版),2009,39(1):53-59.
- SONG Guangshou, GAO Hui, GAO Jingle, et al. Experimental of microscopic pore structure heterogeneity and flow mechanism of Chang 8 reservoir in Xifeng Oil Field[J]. Journal of Jilin University (Earth Science Edition), 2009,39(1):53-59.
- [12] 曲长胜,邱隆伟,操应长,等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组烃源岩有机岩石学特征及其赋存状态[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2017,41(2):30-38.
- QU Changsheng, QIU Longwei, CAO Yingchang, et al. Organic petrology characteristics and occurrence of source rocks in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2017,41(2):30-38.
- [13] QIU Zhen, ZOU Caineng, DONG Dazhong, et al. Petroleum system assessment of conventional-unconventional oil in the Jimusar sag, Junggar basin, Northwest China [J]. Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, 2016,16:53-61.
- [14] 方世虎,徐怀民,宋岩,等. 准噶尔盆地东部吉木萨尔凹陷复合含油气系统特征及其演化[J]. 地球学报,2005,26(3):259-264.
- FANG Shihu, XU Huaimin, SONG Yan, et al. Characteristics and evolution of the composite petroleum system in Jimsar Depression, Eastern Junggar Basin[J]. Acta Geoscientia Sinica, 2005,26(3):259-264.
- [15] 张少敏,操应长,朱如凯,等. 湖相细粒混合沉积岩岩石类型划分:以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 地学前缘,2018,25(4):198-209.
- ZHANG Shaomin, CAO Yingchang, ZHU Rukai, et al. Lithofacies classification of fine-grained mixed sedimentary rocks in the Permian Lucaogou Formation, Jimsar

- sag, Junggar Basin[J]. *Earth Science Frontiers*, 2018, 25(4):198-209.
- [16] 蒯克来, 操应长, 朱如凯, 等. 吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组致密油储层岩石类型及特征[J]. *石油学报*, 2015, 36(12):1495-1507.
- XI Kelai, CAO Yingchang, ZHU Rukai, et al. Rock types and characteristics of tight oil reservoir in Permian Lucaogou Formation, Jimsar sag[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2015, 36(12):1495-1507.
- [17] 查明, 苏阳, 高长海, 等. 致密储层储集空间特征及影响因素: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *中国矿业大学学报*, 2017, 46(1):85-95.
- ZHA Ming, SU Yang, GAO Changhai, et al. Tight reservoir space characteristics and controlling factors: an example from Permian Lucaogou Formation in Jimsar sag, Junggar basin, northwest China[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017, 46(1):85-95.
- [18] 邱振, 施振生, 董大忠, 等. 致密油源储特征与聚集机理: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2016, 43(6):928-939.
- QIU Zhen, SHI Zhensheng, DONG Dazhong, et al. Geological characteristics of source rock and reservoir of tight oil and its accumulation mechanism: a case study of Permian Lucaogou Formation in Jimusar sag, Junggar Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, 43(6):928-939.
- [19] CAO Zhe, LIU Guangdi, XIANG Baoli, et al. Geochemical characteristics of crude oil from a tight oil reservoir in the Lucaogou Formation, Jimusar sag, Junggar Basin[J]. *AAPG Bulletin*, 2017, 101(1):39-72.
- [20] 张雪婷. 鄂尔多斯盆地张家山—耿湾长8储层孔隙结构与渗流特征研究[D]. 西安: 西北大学, 2012.
- ZHANG Xueting. Pore structure and flowing characteristics of Chang 8 reservoir in Zhangjiashan-Gengwan area, Ordos Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2012.
- [21] 张浩. 阿尔凹陷腾一段储层微观孔隙结构与渗流特征研究[D]. 西安: 西北大学, 2017.
- ZHANG Hao. Research of micro-pore structure and seepage characteristics of Et₁ in A'ER sag of Erlian Basin[D]. Xi'an: Northwest University, 2017.
- [22] 高辉. 特低渗透砂岩储层微观孔隙结构与渗流机理研究[D]. 西安: 西北大学, 2009.
- GAO Hui. Research on micro-pore structure and micro-flow mechanism of ultra low permeability sandstone reservoir[D]. Xi'an: Northwest University, 2009.
- [23] LENORMAND R, TOUBOUL E, ZARCON C. Numerical models and experiments on immiscible displacements in porous media[J]. *Journal of Fluid Mechanics*, 1988, 189:165-187.
- [24] ZHANG C, OOSTROM M, WIETSMA TW, et al. Influence of viscous and capillary forces on immiscible fluid displacement: pore-scale experimental study in a water-wet micromodel demonstrating viscous and capillary fingering[J]. *Energy Fuels*, 2011, 25(8):3493-3505.
- [25] HERRING A, GILBY F, LI Z, et al. Observations of nonwetting phase snap-off during drainage[J]. *Advances in Water Resources*, 2018, 121:32-43.
- [26] BERG S, OTT H, KLAPP SA, et al. Real-time 3D imaging of Haines Jumps in porous media flow[J]. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America*, 2013, 110(10):3755-3759.

(编辑 徐会永)