

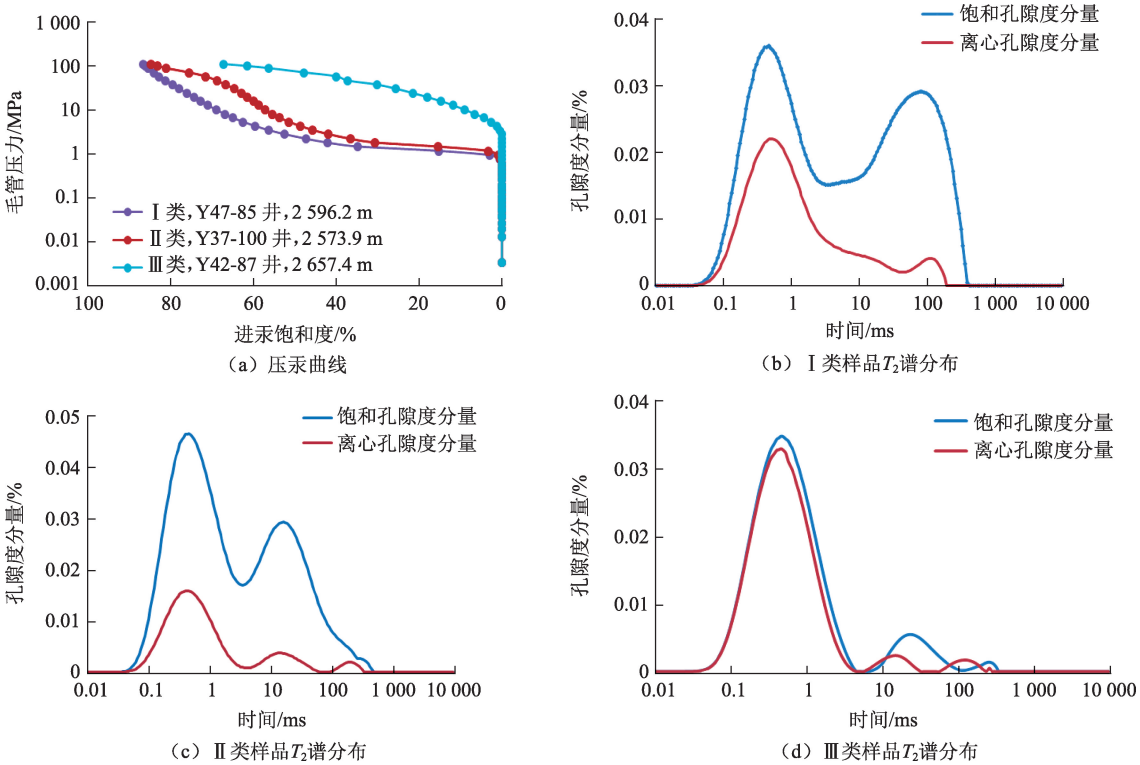


图 3 不同类型储层典型样品的压汞曲线和核磁共振 T_2 谱分布

Fig. 3 Mercury injection curves and NMR T_2 spectra of typical samples under different reservoir types

3 水驱油特征及影响因素

3.1 真实砂岩微观模型制备

选取姬塬油田长 8 储层不同类型孔隙结构的储层进行取样,取样的岩心多选自于水下分流河道,部分选自水下天然堤微相。将岩心模型样品进行洗油、烘干、切片、磨片等工序后粘结在两块有机玻璃板之间,制作成微观模型。模型尺寸为 25.5 mm×

25.5 mm×0.7 mm,最大承压为 0.5 MPa,最高试验温度为 80 ℃。本次试验共制作长 8 储层微观岩心模型 11 块,通过引入模糊综合评判法(原理及方法参见文献[16]~[18]),对 11 块模型的孔隙结构进行评价并分类,孔隙度为 4.59%~9.23%,渗透率为(0.06~0.51)×10⁻³ μm²,可动流体饱和度为 9.7%~75.7%,可动流体孔隙度为 1.2%~8.5%,具体参数及分类如表 2 所示。

表 2 真实砂岩微观模型水驱油试验结果

Table 2 Results of water-flooding experiments with real sandstone micromodels

储层类型	井号	岩心编号	渗透率/ 10 ⁻³ μm ²	孔隙度/%	可动流体饱和度/%	可动流体孔隙度/%	无水期			最终期		
							驱油效率/%	平均驱油效率/%	驱替类型	驱油效率/%	平均驱油效率/%	驱替类型
I 类	Y40-88	5	0.43	7.58	75.7	8.5	24.23	22.54	均匀	55.32	49.28	均匀
	Y47-85	20	0.35	7.35	68.5	7.6	20.86		网状	43.25		均匀
	Y37-100	1	0.28	9.21	57.3	3.8	18.56		树枝状	36.57		网状
II 类	Y33-92	2	0.16	8.72	56.2	2.9	22.03	17.85	网状	33.77	35.63	网状
	Y22-109	11	0.21	6.53	52.8	4.1	20.56		网状	36.67		均匀
	Y60-84	12	0.11	7.23	60.5	4.3	16.00		树枝状	38.61		网状
	Y48-87	34	0.09	5.59	46.8	3.3	14.51		树枝状	32.28		树枝状
	Y21-96	15	0.18	5.22	49.4	3.2	15.44		树枝状	36.29		网状
III 类	Y34-85	28	0.09	4.59	31.3	1.8	15.73	12.69	树枝状	28.18	24.17	树枝状
	Y42-87	36	0.12	6.37	9.7	1.2	13.33		蛇状	23.54		树枝状
	Y35-98	13	0.06	4.61	13.5	1.6	9.00		蛇状	20.78		树枝状
平均			0.19	6.64	47.43	3.85	17.29				34.99	

3.2 试验样品及步骤

试验中所用模拟油为地面脱气原油与煤油按1:1比例配制而成,黏度为 $2.5 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。所用注入水为根据实际地层水分析资料配制的等矿化度的模拟地层水,矿化度为 2700 mg/L ,黏度为 $0.98 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。为了便于观测,在模拟油中加入少量油溶红,在模拟地层水中加入少量甲基蓝。

试验步骤:①模型抽真空后饱和模拟地层水,计算每块模型的孔隙体积;②测量饱和水状态下模型的渗透率,每块模型测量3次取平均值;③全视域和局部视域扫描饱和水后的模型,确定模型的原始含水饱和度;④油驱水(即饱和油过程)至每块模型采出端不出水为止,对每块模型进行全视域和局部视域扫描、拍照,统计原始含水饱和度;⑤水驱油试验,先逐渐加压确定模型水驱油时的启动压力,然后开始注水驱替,统计模型在不同注入倍数和不同压力下的残余油饱和度,驱替过程中对每块模型进行全视域和局部视域扫描、拍照。

3.3 试验结果分析

通过对3种不同类型的储层分别开展真实岩心微观水驱试验,可以获得I、II、III类储层所对应的驱油效率(表2),11块微观模型最终平均驱油效率为34.99%,且随着储层孔隙结构的变差,驱油效率逐渐降低。通过观察注水过程中水驱油的驱替类型,可以分为均匀驱替(图4(a))、网状驱替(图4(b))、树枝状驱替(图4(c))和蛇状驱替(图4(d))4类^[18-19],4种驱替类型对应的驱油效果依次变差。

3.3.1 I类储层水驱油特征

I类储层水驱油试验中包含2块砂岩模型。此类储层在无水期的平均驱油效率为22.54%,驱替类型以均匀驱替和网状驱替为主;最终期的平均驱油效率为49.28%,驱替类型以均匀驱替为主。在水注入过程中水相会在较小压力下均匀进入各个孔隙和喉道中驱替原油,驱替前缘几乎平行推进,无明显高渗通道,注水波及面积逐渐增大,驱替效率高。由于此类储层物性较好,孔喉半径大,水相会从孔隙中部进入,进而向四周挤压、排走原油,残余油主要以油膜的形式附着在孔喉表面(图4(a))。

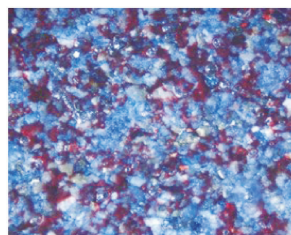
3.3.2 II类储层水驱油特征

II类储层水驱油试验中包含6块砂岩模型。此类储层在无水期的平均驱油效率为17.85%,驱替类型包含了网状驱替和树枝状驱替;由于孔喉结构相对复杂,大小孔喉交错分布,水相会优先选择进入大孔隙和阻力相对小的喉道中,出现指进现象。最终期的平均驱油效率为35.63%,驱替类型则包括

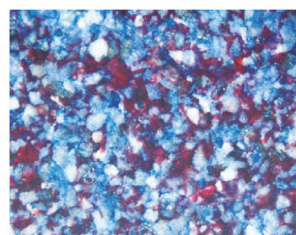
均匀驱替、网状驱替和树枝状驱替;因为在驱替后期,随着注水压力的不断升高,水相能够进入原来一些阻力较大的小孔喉,逐渐形成了网状渗流通道,而孔喉连通性较好的模型到后期则能形成均匀驱替。由于此类储层孔喉结构及分布特征较为复杂,导致大小孔喉中的驱替速度存在差异,如果大孔喉中的驱替速度快于小孔喉,则会出现小孔喉中驱出的油被大孔喉中的水捕捉,形成水锁现象^[19-21]。如果小孔喉中的驱替速度快于大孔喉,则会出现大孔喉中的油被小孔喉中的水分割包围,形成油滴。残余油类型主要为水锁型(图4(b))和油滴型(图4(c))。

3.3.3 III类储层水驱油特征

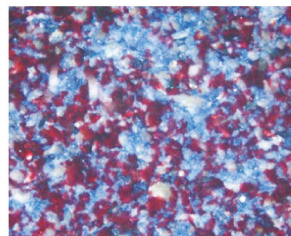
III类储层水驱油试验中包含3块砂岩模型。此类储层在无水期的平均驱油效率为12.69%,驱替类型以树枝状驱替和蛇状驱替为主,由于储层物性和连通性差,水在高压下只能进入少数孔喉,呈现出单向指进现象,注水波及面积分散。最终期的平均驱油效率仅为24.17%,远低于I、II类储层;驱替类型主要为树枝状驱替。由于此类储层孔喉半径小,且孔喉堵塞率较高,导致注水波及面积窄,易于形成连片状残余油(图4(d))。



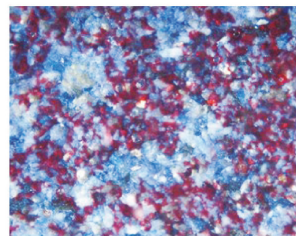
(a) 均匀驱替,油膜状残余油,
Y40-88井,2 637.4 m,5号样品



(b) 网状驱替,水锁型残余油,
Y33-92井,2 712.5 m,2号样品



(c) 树枝状驱替,油滴状残余油,
Y48-87井,2 633.7 m,34号样品



(d) 蛇状驱替,连片状残余油,
Y42-87井,2 657.4 m,36号样品

图4 姬源油田长8储层水驱油驱替类型和残余油分布
(红色为油、蓝色为水)

Fig. 4 Displacement type and residual oil distribution
of Chang 8 reservoir in Jiyuan Oilfield
(red for oil, blue for water)

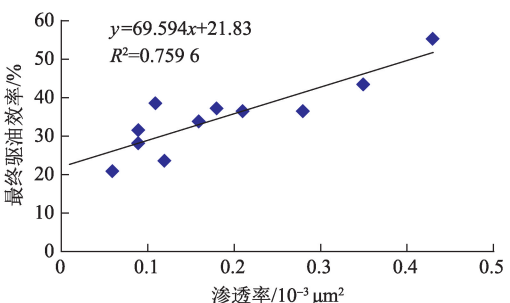
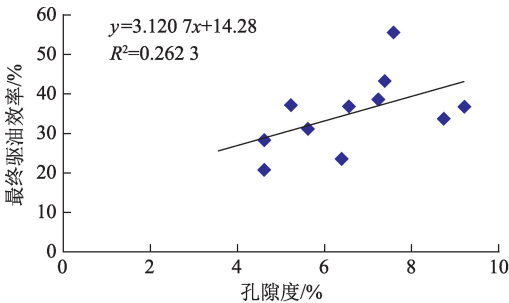
3.4 驱油效率的影响因素

3.4.1 储层物性

驱油效率与孔隙度、渗透率的关系如图5所示。由图5可知,最终驱替效率与孔隙度的相关性较差,

而与渗透率的相关性较好。这因为某些孔隙度大的储层会出现死孔隙或连通孔隙的微小孔喉被黏土矿

物阻挡和堵塞的现象,导致连通性变差,驱油效率低下,而渗透率则是表征喉道粗细、连通率的主要参数。



(a) 最终驱油效率与孔隙度的关系 (b) 最终驱油效率与渗透率的关系

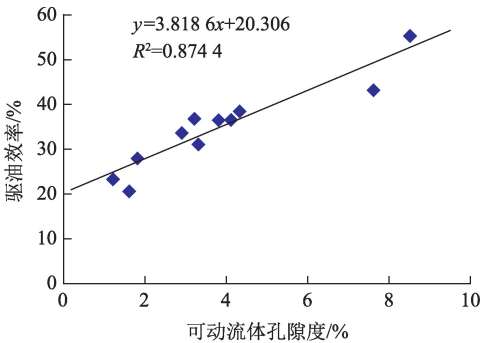
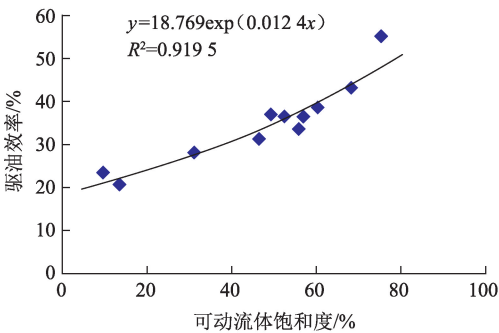
图 5 驱油效率与孔隙度、渗透率的关系

Fig. 5 Relationship between oil displacement efficiency and porosity, permeability

3. 4. 2 可动流体参数

可动流体参数能反映整个孔隙空间中可动流体量及孔喉的相对大小,尤其是固体表面对流体的束缚作用,也是孔隙结构对流体渗流阻力的一种体现方式^[22-24]。驱油效率与可动流体参数的关系如图 6 所示。由图 6 可知,驱油效率与可动流体饱和度和

可动流体有效孔隙度的相关性较好,相关系数 R^2 超过 0.8。说明可动流体参数越高,孔喉的连通性越好,有效储集空间越大,可动用原油比例越高。因此相比于孔隙度和渗透率,可动流体参数更能反映出致密储层的物性好坏及其渗流特征。



(a) 驱油效率与可动流体饱和度的关系 (b) 驱油效率与可动流体孔隙度的关系

图 6 驱油效率与可动流体参数的关系

Fig. 6 Relationship between oil displacement efficiency and mobile fluid parameters

3. 4. 3 黏土矿物

典型岩样 X-射线衍射黏土矿物分析结果见表 3。由表 3 可知,黏土矿物绝对含量的不断增大会导致最终驱油效率明显降低,这是因为黏土矿物的存在容易增大岩石颗粒的比表面,使孔喉表面变得粗糙,增大孔壁与原油间的作用力,造成注水压力升高,原油不易从孔壁剥离。此外,由于孔隙、喉道被黏土矿物填充,容易减小孔隙空间或堵塞喉道,进一步造成水驱油效率降低。目标储层中绿泥石的赋存状态包括 2 种类型^[25-26],一种以孔隙衬边方式产出的黏土膜,一种作为填隙物充填于孔隙中间。以 Y35-98 井 13 号为例岩样中黏土矿物绝对含量为

13.7%,其中绿泥石相对含量达到 64.6%,根据扫描电镜图像显示颗粒表面大量赋存有叶片状绿泥石。Y34-85 井 28 号岩样中黏土矿物绝对含量为 11.2%,伊利石相对含量为 28.18%,绿泥石相对含量为 39.8%,绿泥石大量填充在颗粒之间,长石表面也赋存有大量的片状伊利石。此外,由于含铁矿物溶蚀生成的铁、镁离子为高岭石转化为绿泥石提供了必要的物质条件,生成的针叶状绿泥石会填充、分割孔隙,减小孔隙储集空间和喉道半径,降低孔隙间的连通性,甚至会堵塞孔喉,形成死孔隙或死喉道,进而导致 13 号和 28 号岩样的微观驱油效率仅为 20.78% 和 28.18%。

表 3 典型岩样 X-射线衍射黏土矿物分析结果

Table 3 Experimental results of analysis of clay minerals by X diffraction of typical core samples

储层 分类	井号	岩心 编号	驱油效率/ %	黏土矿物相对含量/%				伊/蒙 混层比	黏土矿物 绝对含量/%
				伊利石	伊/蒙混层	高岭石	绿泥石		
Ⅰ类	Y40-88	5	55.32	46.3	19.6	—	34.1	5	3.8
	Y47-85	20	43.25	24.2	6.9	32.2	36.7	4	2.7
Ⅱ类	Y37-100	1	36.57	22.0	10.5	25.2	42.3	5	4.5
	Y33-92	2	33.77	23.1	4.4	44.2	28.3	5	8.4
	Y22-109	11	36.67	27.4	10.6	27.4	34.6	8	6.8
	Y60-84	12	38.61	31.5	15.7	—	52.8	8	6.6
	Y48-87	34	31.28	33.3	7.8	20.7	38.2	5	9.7
	Y21-96	15	36.92	22.4	11.7	19.6	46.3	6	8.1
	Y34-85	28	28.18	23.7	4.6	31.9	39.8	8	11.2
Ⅲ类	Y42-87	36	23.54	19.2	5.2	—	75.6	5	9.3
	Y35-98	13	20.78	14.8	5.5	15.1	64.6	8	13.7
平均			34.99	26.2	9.3	27.0	44.8	6.1	7.7

3.4.4 注水体积倍数

根据 11 块样品微观驱替结果可知,所有模型在无水期的平均驱油效率为 17.29%。当采出端见水后继续注水 $1V_p$ (V_p 为孔隙体积)后测得所有模型的中期平均驱油效率为 30.47%。然后继续注水至采出端不出油为止,所有模型的最终平均驱油效率为 34.99%。由此可知,注水体积倍数与驱油效率成正比,但随着注水体积倍数的增大,驱油效率增加幅度却不断降低。这说明驱油效率上升较快的时间为无水采油期和见水初期,而越到驱替后期,驱油效率增长速度越慢。这是因为模型采出端见水后,后续注入的水会沿着原有的渗流通道继续流动,不会进入渗流阻力较高的孔喉,出现无效水循环现象,导致驱替效率不变。

4 结 论

(1)姬塬油田长 8 储层岩石类型主要为细—中粒岩屑质长石砂岩和长石砂岩,主要碎屑组分由石英、长石、岩屑构成,填隙物含量较少,砂岩成熟度较低,属于低能量、近物源环境的产物;储集空间以粒间孔和长石溶孔为主,喉道类型以弯片状喉道为主。

(2)引入模糊综合评判法建立研究区长 8 储层孔隙结构分类评价标准,将目标储层划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ3 种类型,其对应的储集性能和渗流能力依次降低,其中Ⅱ类储层是后续勘探开发的重点类型。

(3)姬塬油田长 8 储层中的Ⅰ类储层驱油效率最高,以均匀和网状驱替为主,残余油以油膜型为主;Ⅱ类储层驱油效率次之,以网状和树枝状驱替为主,残余油以水锁型和油滴型为主;Ⅲ类储层驱油效率最差,以蛇状驱替为主,水驱后易于形成连片状残

余油分布。

(4)姬塬油田长 8 储层的驱油效率与渗透率、可动流体参数的相关性较好,与孔隙度相关性较差;可动流体参数更能反映出致密储层的物性好坏及其渗流特征。黏土矿物易于充填孔隙、堵塞喉道,造成孔喉连通性变差;注水倍数对驱油效率的影响随着含水率的上升而减弱。

参考文献:

[1] 李忠兴,屈雪峰,刘万涛,等.鄂尔多斯盆地长 7 段致密油合理开发方式探讨[J].石油勘探与开发,2015,42(2):217-225.

LI Zhongxing, QU Xuefeng, LIU Wantao, et al. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 member tight oil in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(2): 217-225.

[2] 杨华,李士祥,刘显阳.鄂尔多斯盆地致密油、页岩油特征及资源潜力[J].石油学报,2013,34(1):1-11.

YANG Hua, LI Shixiang, LIU Xianyang. Characteristics and resource prospects of tight oil and shale oil in Ordos Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(1): 1-11.

[3] 屈雪峰,雷启鸿,高武彬,等.鄂尔多斯盆地长 7 致密油储层岩心渗吸试验[J].中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(2):102-109.

QU Xuefeng, LEI Qihong, GAO Wubin, et al. Experimental study on imbibition of Chang 7 tight oil cores in Erdos Basin[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2018, 42(2): 102-109.

[4] 黄兴,李天太,王香增,等.致密砂岩油藏可动流体分布特征及影响因素:以鄂尔多斯盆地姬塬油田长 8 油层组为例[J].石油学报,2019,40(5):557-567.

HUANG Xing, LI Tiantai, WANG Xiangzeng, et al. Dis-

- tribution characteristics and its influence factors of movable fluid in tight sandstone reservoir: a case study from Chang 8 oil layer of Yanchang Formation in Jiyuan Oilfield, Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2019, 40 (5): 557-567.
- [5] 尤源,牛小兵,冯胜斌,等.鄂尔多斯盆地延长组7致密油储层微观孔隙特征研究[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2014, 38(6): 18-23.
- YOU Yuan, NIU Xiaobing, FENG Shengbin, et al. Study of pore features in Chang 7 tight oil reservoir, Yanchang layer, Ordos Basin [J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2014, 38(6): 18-23.
- [6] HUANG X, LI T, GAO H, et al. Comparison of SO_2 with CO_2 for enhancing shale-hydrocarbon recovery using low-field nuclear magnetic resonance [J]. *Fuel*, 2019, 245: 563-569.
- [7] 张茜,任大忠,任强燕,等.鄂尔多斯盆地姬塬油田长6储层微观孔隙结构特征及其对水驱油特征的影响[J]. *西北大学学报(自然科学版)*, 2015, 45(2): 284-295.
- ZHANG Qian, REN Dazhong, REN Qiangyan, et al. The feature of the microscopic pore structure and its influence on oil displacement efficiency in Chang 6 reservoir in Jiyuan Oilfield of Ordos Basin [J]. *Journal of Northwest University (Natural Science Edition)*, 2015, 45(2): 284-295.
- [8] 张帆,孙卫,张茜,等.电子显微镜在油田开发中的应用:以板桥合水地区长6储层为例[J]. *电子显微学报*, 2017, 36(4): 358-369.
- ZHANG Fan, SUN Wei, ZHANG Qian, et al. The application of electron microscope in the oilfield development: in the case of chang-6 reservoir in Ban Qiao-He Shui area [J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2017, 36(4): 358-369.
- [9] 白云云,孙卫,韩进.鄂尔多斯盆地华庆油田长6储层水驱油特征及主控因素研究[J]. *电子显微学报*, 2018, 37(4): 348-359.
- BAI Yunyun, SUN Wei, HAN Jin. Study on the characteristics of water displacing oil and main controlling factors in Chang 6 reservoir in Huaqing Oilfield of Ordos Basin [J]. *Journal of Chinese Electron Microscopy Society*, 2018, 37(4): 348-359.
- [10] 全洪慧,朱玉双,张洪军,等.储层孔隙结构与水驱油微观渗流特征:以安塞油田王窑区长6油层组为例[J]. *石油与天然气地质*, 2011, 32(54): 952-964.
- QUAN Honghui, ZHU Yushuang, ZHANG Hongjun, et al. Reservoir pore structure and micro-flow characteristics of waterflooding: a case study from Chang-6 reservoir of Wangyao block in Ansai Oilfield [J]. *Oil & Gas Geology*, 2011, 32(54): 952-964.
- [11] 周俊杰.延长油田坪北区长8储层孔隙结构特征及其对水驱油微观特征的影响[J]. *大庆石油地质与开发*, 2017, 36(5): 68-79.
- ZHOU Junjie. Characteristics of the pore-throat structures and their influences on the waterflooded oil micro-features for Chang 8 reservoir in Pingbei block of Yanchang Oilfield [J]. *Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing*, 2017, 36(5): 68-79.
- [12] 喻建,杨孝,李斌,等.致密油储层可动流体饱和度计算法:以合水地区长7致密油储层为例[J]. *石油实验地质*, 2014, 36(6): 767-772.
- YU Jian, YANG Xiao, LI Bin, et al. A method of determining movable fluid saturation of tight oil reservoirs in seventh member of Yanchang Formation in Heshui area [J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2014, 36(6): 767-772.
- [13] 高辉,程媛,王小军,等.基于核磁共振驱替技术的超低渗透砂岩水驱油微观机理实验[J]. *地球物理学进展*, 2015, 30(5): 2157-2163.
- GAO Hui, CHEN Yuan, WANG Xiaojun, et al. Experiment of microscopic water displacement mechanism based on NMR displacement technology in ultra-low permeability sandstone [J]. *Progress in Geophysics*, 2015, 30(5): 2157-2163.
- [14] 代全齐,罗群,张晨,等.基于核磁共振新参数的致密油砂岩储层孔隙结构特征:以鄂尔多斯盆地延长组7段为例[J]. *石油学报*, 2016, 37(7): 887-897.
- DAI Quanqi, LUO Qun, ZHANG Chen, et al. Pore structure characteristics of tight-oil sandstone reservoir based on a new parameter measured by NMR experiment: a case study of seven Member in Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016, 37(7): 887-897.
- [15] HUANG X, LI A, LI X, et al. Influence of typical core minerals on tight oil recovery during CO_2 flooding using NMR technique [J]. *Energy & Fuels*, 2019, 33(8): 7147-7154.
- [16] 熊钰,孙良田,孙雷,等.基于模糊层次分析法的注 CO_2 混相驱候选油藏综合评价方法[J]. *石油学报*, 2002, 23(6): 60-62.
- XIONG Yu, SUN Liangtian, SUN Lei, et al. A new integrative evaluation way for candidate of carbon dioxide miscible flooding reservoirs based on fuzzy analytical hierarchy process [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(6): 60-62.

- [17] 胡伟,杨胜来,李斯鸣,等. 基于多层次模糊综合评价的剩余油分布研究方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2015,37(4):22-29.
HU Wei, YANG Shenglai, LI Siming, et al. Application of multi level fuzzy comprehensive evaluation method in the research of remaining oil distribution in Xing 6 district [J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2015,37(4):22-29.
- [18] 雷怀彦,龚承林,官宝聪. 注 CO₂ 混相驱油藏筛选新方法[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2008,32(1):72-76.
LEI Huaiyan, GONG Chenglin, GUAN Baocong. New screening method for reservoir by CO₂ injection miscible flooding [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2008,32(1):72-76.
- [19] 王伟,朱玉双,陈大友,等. 低渗透油藏微观渗流特征及影响因素研究:以鄂尔多斯盆地姬塬地区长 6 油层组为例[J]. 地质科技情报,2015,34(2):159-167.
WANG Wei, ZHU Yushuang, CHEN Dayou, et al. Micro-flow characteristics and influencing factors of low permeability reservoir: a case study of Chang 6 reservoir of Jiuyan area in Ordos Basin[J]. Geological Science and Technology Information,2015,34(2):159-167.
- [20] 郭彦如,刘俊榜,杨华,等. 鄂尔多斯盆地延长组低渗透致密岩性油藏成藏机理[J]. 石油勘探与开发,2012,39(4):417-425.
GUO Yanru, LIU Junbang, YANG Hua, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of low permeable tight lithologic oil reservoirs in the Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012,39(4):417-425.
- [21] 王瑞飞,孙卫. 特低渗透砂岩微观模型水驱油实验影响驱油效率因素[J]. 石油实验地质,2010,32(1):93-97.
WANG Ruifei, SUN Wei. Main controls for oil displacement efficiency by the micromodel water flooding experiment in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2010,32(1):93-97.
- [22] 胡伟,吕成远,王锐,等. 水驱油藏注 CO₂ 非混相驱油机理及剩余油分布特征[J]. 油气地质与采收率,2017,24(5):99-105.
HU Wei, LÜ Chengyuan, WANG Rui, et al. Mechanism of CO₂ immiscible flooding and distribution of remaining oil in water drive oil reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017,24(5):99-105.
- [23] 郑可,徐怀民,陈建文,等. 低渗储层可动流体核磁共振研究[J]. 现代地质,2013,27(3):710-718.
ZHENG Ke, XU Huaimin, CHEN Jianwen, et al. Movable fluid study of low permeability reservoir with nuclear magnetic resonance technology [J]. Geoscience, 2013,27(3):710-718.
- [24] 任颖惠,吴珂,何康宁,等. 核磁共振技术在研究超低渗-致密油储层可动流体中的应用:以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组为例[J]. 矿物岩石,2017,37(1):103-110.
REN Yinghui, WU Ke, HE Kangning, et al. Application of NMR technique to movable fluid of ultra-low permeability and tight reservoir: a case study on the Yanchang formation in Longdong area, Ordos Basin [J]. Journal of Mineralogy and Petrology, 2017,37(1):103-110.
- [25] 周晓峰,王建国,兰朝利,等. 鄂尔多斯盆地延长组绿泥石膜的形成机制[J]. 中国石油大学学报(自然科学版),2016,40(4):20-28.
ZHOU Xiaofeng, WANG Jianguo, LAN Chaoli, et al. Forming mechanisms of chlorite films in Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2016,40(4):20-28.
- [26] 黄成刚,袁剑英,曹正林,等. 咸化湖盆碎屑岩储层中铁白云石的溶蚀作用模拟实验研究[J]. 石油实验地质,2014,36(5):650-655.
HUANG Chenggang, YUAN Jianying, CAO Zhenglin, et al. Simulation experiment for ankerite dissolution in elastic reservoir of saline lacustrine basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014,36(5):650-655.

(编辑 李志芬)

致密碳酸盐岩油藏纳米微乳相渗调节作用机制

齐 宁¹, 李振亮¹, 翟恒来¹, 梁 冲², 李艺恬¹, 王一伟¹, 潘 林¹

(1. 中国石油大学(华东)石油工程学院, 山东青岛 266580; 2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院, 河北廊坊 065007)

摘要:对致密油藏进行相渗调节,可有效启动基质,改善油水渗流状况。纳米材料由于具有比表面积大、尺寸小等优点,可作为相渗调节剂。以分散纳米 SiO₂ 的柴油为油相制备纳米级相渗调节剂,并对其进行性能评价。结果表明:纳米相渗调节剂为粒径中值 4.351 nm 的 O/W 型纳米微乳液,可稳定存在 3 个月;不同质量分数相渗调节剂粒径中值为 3~7 nm;油水间界面张力为 0.5~5 mN/m,在碳酸盐岩压片上的平均接触角为 40°~75°;经纳米相渗调节剂处理后岩石表面均匀平滑,且被纳米吸附膜包覆;经纳米相渗调节剂处理后岩石油相相对渗透率下降幅度小于 20%,水相相对渗透率下降幅度大于 60%。

关键词:纳米 SiO₂; O/W 纳米乳液; 结构表征; 相对渗透率; 调节机制

中图分类号:TE 344 **文献标志码:**A

引用格式:齐宁,李振亮,翟恒来,等.致密碳酸盐岩油藏纳米微乳相渗调节作用机制[J].中国石油大学学报(自然科学版),2020,44(1):89-95.

QI Ning, LI Zhenliang, ZHAI Henglai, et al. Relative permeability regulation mechanisms of nano-microemulsion in tight oil and gas reservoirs[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2020, 44(1): 89-95.

Relative permeability regulation mechanisms of nano-microemulsion in tight oil and gas reservoirs

QI Ning¹, LI Zhenliang¹, ZHAI Henglai¹, LIANG Chong², LI Yitian¹, WANG Yiwei¹, PAN Lin¹

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

2. Langfang Branch of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Langfang 065007, China)

Abstract: Application of relative permeability modifiers in tight oil reservoirs can effectively mobilize oil in rock matrix and improve the flow behavior of oil and water. Nano-fluid can be used to improve the oil and water relative permeability due to its large surface area, volume, quantum size effect. In this paper, nano-scale relative permeability modifiers formulated with diesel oil and dispersed nano-SiO₂ particles were prepared, and their structure and properties were characterized and evaluated. The experimental results show that the nano-scale percolation agent can be stable for 3 months, which is of an O/W type nano-microemulsion with a particle size of 4.351 nm. The median particle size of different mass fraction relative permeability modifiers ranges from 3 to 7 nm. The interfacial tension of oil and water is between 0.5–5 mN/m, and the average contact angle on carbonate rock tablets is between 40° and 75°. SEM testing shows that the rock surface treated by the nano-scale relative permeability modifiers became uniform and smooth, and it can be coated by nano-adsorbent films. The decrease of oil relative permeability in carbonate core is below 20%, but the decrease of water relative permeability is over 60% after the treatment by the nano-scale relative permeability modifiers.

Keywords: nano-SiO₂; O/W nano-emulsion; structural characterization; relative permeability; adjustment mechanism

致密油藏注水开发易沿高渗通道发生水窜现象,致使低渗区域剩余油难以启动。相对渗透率调

节剂(相渗调节剂,RPM)通过增加高渗通道水流阻力,进而改善油水相渗透率,实现低渗—特低渗油藏

的高效开发^[1-2]。目前,常规相渗调节剂多为尺寸较大的聚合物溶液,难以适应致密油藏低孔低渗的特点^[3-4]。纳米流体作为一种新型的相渗调节体系,因其粒径小,可进入油藏中的微小孔隙或裂缝,从而有效改善油水相渗透率^[5-9]。Ding等^[10]使用扫描电镜认识到纳米颗粒通过吸附作用改变岩石润湿性,但对纳米颗粒是否可应用于地层进而改善地层岩石表面性质未做研究;罗明良等^[11]制备了用于气井压裂控水的功能性纳米流体,顾春元等^[12]也研制了用于水井增注的纳米SiO₂体系,但两种体系能否用于油井有待于进一步研究。由于纳米SiO₂微粒大多呈刚性,分散介质大多以油基为主,稳定分散困难,且对其在多孔介质中的吸附、润湿等与控水效果之间的相关性等方面的研究较少,鲜有纳米SiO₂作为相渗调节剂实现低渗透碳酸盐岩油藏控水的相关报道^[13-14]。笔者以纳米SiO₂为主要材料,并将其分散于O/W微乳液中,制备得到纳米级相渗调节剂(nano-RPM)^[15-16],研究不同质量分数下纳米微乳体系(界)面性能、吸附及润湿性能,借助驱替试验模型进一步揭示纳米相渗调节剂的作用机制。

1 试验

1.1 试验仪器

BSA423S精密电子天平,赛多利斯(北京)有限公司;KQ-600B型超声波清洗机,昆山市超声仪器有限公司;MY-P13-2S磁力搅拌器,上海梅颖浦仪器仪表制造有限公司;NEXUS型傅里叶红外光谱仪,美国尼高力公司;马尔文纳米粒度仪,英国马尔文仪器有限公司;QBZY系列全自动表面张力仪,上海方瑞有限公司;JCY系列动态/静态接触角仪,TX-550A界面张力测试仪,上海中晨数字技术设备有限公司;800型电动离心机,江苏金坛市金城国胜试验仪器厂;数显恒温水浴锅,岩心压制装置,上海力孚汀工具有限公司;101-2A电热鼓风干燥箱,武汉亚华电炉有限公司;岩心驱替装置,海安石油科研仪器有限公司;SHB-Ⅲ循环水式多用真空泵,郑州长城科工贸有限公司。

1.2 试验材料

疏水纳米二氧化硅,一种基于亲水性气相纳米二氧化硅经DDS(二甲基二氯硅烷)后处理得到的疏水气相法二氧化硅,其疏水基团为Si-(CH₃)₂,德国赛中国有限公司;苏丹Ⅲ、煤油、异丁醇、无水乙醇、Span 80、Tween 80、丙酮、NaCl、盐酸,AR,国药集团化学试剂有限公司;碳酸盐岩石粉末,新疆露头

(CaCO₃:75%);0#柴油,中国石油化工集团公司;去离子水,实验室自制。

1.3 试验方法

1.3.1 纳米相渗调节剂的制备及表征

室温下将均匀溶解有纳米SiO₂乳化剂的柴油超声分散30 min,随后滴加异丁醇和一定pH的NaCl水溶液,高速搅拌10 min后超声波分散30 min,得到O/W纳米相渗调节剂。固定柴油与去离子水质量比1:2。利用纳米粒度分析仪分析粒径及分布状态,并通过静置与在3000 r/min下离心45 min对比评价其稳定性。

1.3.2 不同质量分数纳米相渗调节剂性能

(1)利用纳米粒度仪测定不同质量分数纳米相渗调节剂颗粒粒径中值,表面张力仪测试其表面张力,界面张力仪测试调节剂油水间的界面张力。

(2)测试不同质量分数调节剂在碳酸盐岩粉体压片上的接触角,制作压片时需保持应力均匀,接触角的测试参考石油行业标准SY/T5153-2007《油藏岩石润湿性测定方法》^[17]。

1.3.3 岩心驱替试验

利用碳酸盐岩岩石粉末制备标准岩心,进行岩心驱替试验。

(1)采用单相岩心流动试验,通过水(油)驱Ⅰ、反注调节剂Ⅱ和后续水(油)驱Ⅲ3个阶段两端压差、绝对渗透率及残余阻力系数变化分析调节剂对单相流体影响。

(2)通过两相岩心流动试验,利用非稳态法测定调节剂处理岩心前后油水相相对渗透率变化,分析两相流动情况下调节剂对其相对渗透率的影响。

岩心驱替试验的方法参照石油行业标准SY/T5336-2006《岩心分析方法》^[18]和SY/T 5345-2007《岩石中两相相对渗透率测定方法》^[19]。

2 结果讨论

2.1 纳米相渗调节剂的制备及表征

2.1.1 相渗调节剂粒径分布

纳米相渗调节剂粒径分布如图1所示。调节剂粒径中值为4.351 nm,呈单一峰值,粒径分布均匀,无纳米SiO₂团聚现象。

2.1.2 稳定性

通过对相渗调节剂进行稳定性测试可知,相渗调节剂在3000 r/min的离心力场作用下45 min仍可保持稳定状态,无分层现象发生,说明该微乳液可在常温下长期储存,并且经测试,该乳液可稳定存在

3 个月不发生分层;当 pH 小于 5 时,该乳液发生分层现象;当 pH 为 6~8 时,该乳液保持稳定状态,说明低 pH 条件下不利于其稳定性,且对该微乳液进行稀释时仍保持稳定,因此在使用过程中要使用清水进行地层预冲洗,防止纳米 SiO₂ 团聚堵塞地层;在 60 ℃ 条件下可稳定存在 7 d,超过 70 ℃ 后稳定性变差,有少量分层。

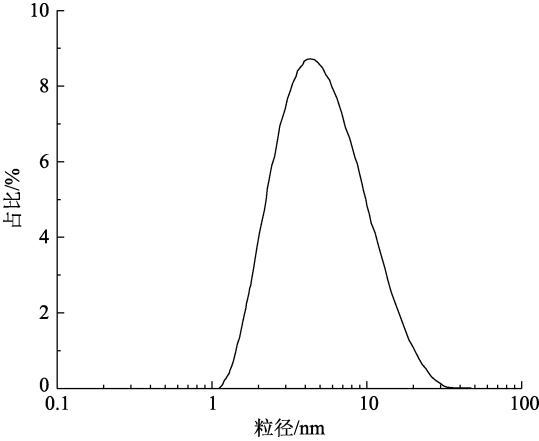


图 1 纳米相渗调节剂粒径分布

Fig. 1 Particle size distribution of nano-scale relative permeability modifiers

2.2 不同质量分数纳米相渗调节剂性能

2.2.1 粒度分布

疏水纳米 SiO₂ 油基分散液粒径分布如图 2 所示,纳米 SiO₂ 用有机溶剂作为分散相,纳米 SiO₂ 极易团聚,此时团聚粒径一般大于 1 000 nm 且分布不均匀。将其制备成纳米 SiO₂ 微乳液时,其粒径分布如图 3 所示。纳米乳液相渗调节剂中颗粒粒径中值为 3~7 nm,能够很好地避免纳米 SiO₂ 团聚问题。

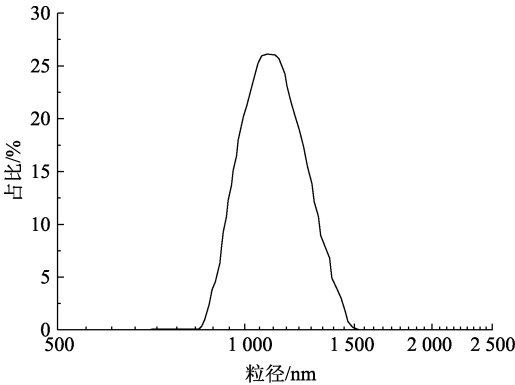


图 2 疏水纳米 SiO₂ 油基分散液粒径分布

Fig. 2 Particle size distribution of hydrophobic nano-SiO₂ oil-based dispersions

2.2.2 界面性能

不同质量分数纳米相渗调节剂油水界面张力曲线如图 4 所示。由图 4 可知,调节剂油水之间的界

面张力介于 0.5~5 mN/m。当纳米 SiO₂ 质量分数高于 5% 时,界面张力随纳米 SiO₂ 质量分数增加逐渐增大。纳米 SiO₂ 质量分数升高,界面膜纳米 SiO₂ 含量增加使空间位阻增大,表面活性剂与纳米 SiO₂ 发生竞争吸附,油水界面表面活性剂含量降低;另一方面,过量的纳米 SiO₂ 与表面活性剂发生吸附,使表面活性剂由于纳米 SiO₂ 作用远离相界面,从而降低界面张力。

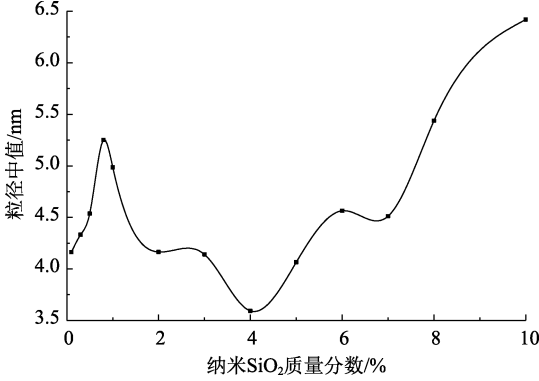


图 3 不同质量分数纳米相渗调节剂粒径中值分布

Fig. 3 Median distribution of particle size of different mass fraction of nano-scale relative permeability modifiers

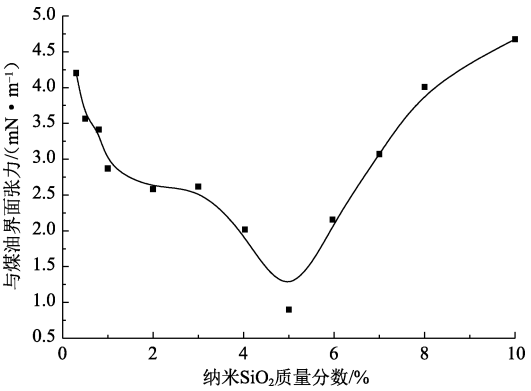


图 4 不同质量分数纳米相渗调节剂油水界面张力曲线

Fig. 4 Interfacial tension curve of oil and water with different mass fraction of nano-scale relative permeability modifiers

2.2.3 润湿性能

不同质量分数纳米相渗调节剂与压片的接触角曲线及示意图如图 5、6 所示。由图 5 和图 6 可知,水滴与碳酸盐岩粉体压片的平均接触角为 119.17°,表明碳酸盐岩粉体可为油相润湿;相渗调节剂与压片的平均接触角在 40°~75°,说明调节剂可润湿碳酸盐岩粉体。随着纳米 SiO₂ 质量分数的增加,接触角先减小后增大再减小。纳米 SiO₂ 质量分数较少时其有利于调节 O/W 乳液结构,质量分数增加时会逐渐分散到油相中,随后逐渐分散在水