

人造岩心与天然岩心孔隙结构差异及 对驱油剂渗流特性的影响

韩大伟¹, 卢祥国¹, 王婷婷^{1*}, 肖 龙²

(1.东北石油大学 提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江 大庆 163318;

2.中国石油大庆油田有限责任公司 第一采油厂, 黑龙江 大庆 163001)

摘要:为进一步了解驱油剂在人造岩心和天然岩心中的渗流特性及差异,以高分子材料学、物理化学和油藏工程等理论指导,以仪器检测、化学分析和物理模拟等为技术手段,以大庆油田萨中开发区储层岩心和驱油剂为研究对象,开展人造岩心和天然岩心孔隙结构测试及驱油剂渗流特性实验研究。结果表明,在渗透率相近的条件下,与天然岩心相比,天然岩心孔隙结构复杂,分选较差,孔喉大小不一,连通性较差,非均质性较强。低渗透人造岩心与高渗透人造岩心孔隙结构差异主要为孔喉半径的差异。当聚合物溶液、聚合物/表面活性剂二元复合体系、强碱三元复合体系和弱碱三元复合体系在岩心中流动达到稳定时,天然岩心与天然岩心阻力系数之比平均值分别为1.69, 1.73, 1.78和1.65,表明在渗透率相同或相近的条件下,与天然岩心相比,驱油剂在天然岩心中滞留量较大,渗流阻力较大,注入压力较高,但压力仍趋于稳定,不会发生堵塞。

关键词:人造岩心 天然岩心 孔隙结构 驱油剂 渗流特性 物理模拟 机理分析

中图分类号:TE357.43

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2016)04-0082-06

Difference of pore structure between artificial cores and natural cores and its influence on the seepage characteristics of oil displacement agent

Han Dawei¹, Lu Xiangguo¹, Wang Tingting¹, Xiao Long²

(1. The Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Educational Ministry, Northeast Petroleum University,

Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2. No.1 Oil Production Plant, Daqing Oilfield

Company, PetroChina, Daqing City, Heilongjiang Province, 163001, China)

Abstracts: In order to further understand the seepage characteristics and differences of oil displacement agent in artificial cores and natural cores, pore structure of the artificial cores and natural cores and its effect on the seepage characteristics of oil displacement agent were tested in Sazhong reservoirs of Daqing oilfield by means of test, chemical analysis and physical simulation theoretically guided by polymer materials science, physical chemistry and reservoir engineering. The results show that the natural cores have the features of more complicated pore structure, poorer sorting system, worse connectivity, stronger heterogeneity and different pore-throat size compared with the artificial cores. The main difference of pore structure between low permeability and high permeability artificial cores is the pore-throat radius. When the flow of polymer solution, polymer/surfactant binary compound system, strong base ternary compound system and weak base ternary compound system gets stable, the average ratio of resistance coefficient of the natural cores to that of the artificial cores is 1.69, 1.73, 1.78 and 1.65 respectively, which indicates that the natural cores have larger hold-up volume of oil displacement agent,

收稿日期:2016-04-25。

作者简介:韩大伟(1970—),男,黑龙江大庆人,在读博士研究生,从事提高采收率技术研究。联系电话:(0459)6503406, E-mail:handawei@petrochina.com。

*通讯作者:王婷婷(1992—),女,黑龙江齐齐哈尔人,在读硕士研究生。联系电话:(0459)6503406, E-mail:wangtingting0527@163.com。
基金项目:国家科技重大专项“大型油气田及煤层气开发”子课题“深部液流转向技术油藏适应性研究”(2011ZX05010-003)。

greater seepage resistance and higher injection pressure but the pressure value still tends to be stable and plugging will not occur in the natural cores compared with the artificial cores.

Key words: artificial cores; natural cores; pore structure; oil displacement agent; seepage characteristics; physical simulation; mechanism analysis

在油田三次采油技术开发实践中,对驱油剂驱油效果评价均依据岩心流动实验^[1-5]。目前,由于天然岩心来源和规格尺寸的限制,中国各石油院校和研究院所进行岩心实验时除少数采用天然岩心外,绝大多数使用人造岩心。常用人造岩心制作方法包括石英砂充填、磷酸铝石英烧结和石英砂环氧树脂胶结等^[6-8]。从人造岩心孔隙结构与天然岩心的相似性、岩心制作工艺难易程度和岩心参数重复性等方面来看,石英砂环氧树脂胶结压制岩心具有一定优势,因而被广泛应用于聚合物溶液、聚合物/表面活性剂二元复合体系和碱/表面活性剂/聚合物三元复合体系等驱油剂性能评价工作中^[9-14]。尽管如此,但人造岩心毕竟不同于天然岩心,两者之间孔隙结构和表面性质差异及其对评价结果的影响程度一直是科技人员十分关心的问题^[15-19]。文献[11]选取渗透率约为0.3和0.8 μm^2 的天然岩心、人造岩心和贝雷岩心进行了压汞实验,对比分析了不同类型岩心的孔隙和喉道特点,并进行了复合驱油实验。结果表明,与天然岩心相比,人造岩心孔隙分布集中,结构单一,复合驱采收率值较高。为进一步了解驱油剂在人造岩心和天然岩心中的渗流特性及其差异,以高分子材料学、物理化学和油藏工程等理论指导,以仪器检测、化学分析和物理模拟等为技术手段,以大庆油田萨中开发区储层岩心和驱油剂为研究对象,开展了人造岩心和天然岩心孔隙结构测试及驱油剂渗流特性实验研究,以期为人造岩心取代天然岩心进行驱油剂渗透率极限测试实验提供决策依据^[20-21]。

1 实验条件及方法

1.1 实验材料

岩心包括天然岩心和人造岩心^[17-18],其直径为2.5 cm,长度为9 cm。天然岩心取自大庆油田萨中开发区,经甲苯抽提洗油之后烘干,测定渗透率,选取与该渗透率值相近的实验室自制人造岩心,用于对比实验。

聚合物为大庆炼化公司生产的部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)干粉,固含量为90%。表面活性剂包括大连戴维斯公司(DWS)生产的非离子型表面

活性剂、大庆东昊公司生产的重烷基苯石油磺酸盐(有效含量为50%)和大庆炼化公司生产的石油磺酸盐,其有效含量分别为40%,50%和40%。碱为NaOH和 Na_2CO_3 ,有效含量分别为96.0%和99.8%。实验用水为大庆油田采油一厂萨中地区注入污水,实验前用孔径为0.45 μm 的滤膜过滤。

1.2 实验方法

孔隙结构测试 采用TRQ/Y2002型氮孔隙度测定仪,检测岩心毛管压力、孔喉分布峰位、孔喉分布频率和渗透率贡献率等参数变化。

渗流特性对比 采用岩心驱替实验装置,测试驱油剂渗流特性即阻力系数和残余阻力系数。该装置主要包括平流泵、压力传感器、岩心夹持器、手摇泵和中间容器等。除平流泵和手摇泵外,其他部分置于45 $^{\circ}\text{C}$ 的恒温箱内。实验步骤为:①将岩心抽空,饱和地层水,注模拟水,记录压力;②注4~5倍孔隙体积的驱油剂,记录压力;③注4~5倍孔隙体积的后续水,记录压力。

上述实验过程注入速度为0.3 mL/min,压力记录间隔为30 min。

1.3 实验方案

1.3.1 孔隙结构测试

天然岩心渗透率分别为 127×10^{-3} , 323×10^{-3} , 518×10^{-3} 和 995×10^{-3} μm^2 ;人造岩心渗透率分别为 55×10^{-3} , 126×10^{-3} , 215×10^{-3} , 328×10^{-3} , 515×10^{-3} , 984×10^{-3} , $1\ 386\times 10^{-3}$, $2\ 312\times 10^{-3}$, $3\ 462\times 10^{-3}$ 和 $5\ 023\times 10^{-3}$ μm^2 。

1.3.2 渗流特性对比

聚合物溶液 聚合物相对分子质量分别为 400×10^4 , 800×10^4 , $1\ 200\times 10^4$, $1\ 900\times 10^4$ 和 $2\ 500\times 10^4$,质量浓度为1 000 mg/L。聚合物溶液采用清水配制聚合物母液,污水稀释成目的液。实验岩心包括天然岩心和人造岩心,天然岩心渗透率分别为 125×10^{-3} , 180×10^{-3} , 226×10^{-3} , 296×10^{-3} 和 416×10^{-3} μm^2 ;人造岩心渗透率分别为 123×10^{-3} , 182×10^{-3} , 222×10^{-3} , 302×10^{-3} 和 420×10^{-3} μm^2 。

聚合物/表面活性剂二元复合体系 聚合物相对分子质量分别为 400×10^4 , 800×10^4 , $1\ 200\times 10^4$, $1\ 900\times 10^4$ 和 $2\ 500\times 10^4$,表面活性剂为非离子型表面活性剂。聚合物/表面活性剂二元复合体系由质量

浓度为1 000 mg/L的聚合物和质量浓度为3 000 mg/L的表面活性剂组成,采用清水配制聚合物母液,污水稀释成目的液。实验岩心包括天然岩心和人造岩心,天然岩心渗透率分别为 161×10^{-3} , 236×10^{-3} , 356×10^{-3} , 427×10^{-3} 和 572×10^{-3} μm^2 ;人造岩心渗透率分别为 162×10^{-3} , 230×10^{-3} , 360×10^{-3} , 430×10^{-3} 和 570×10^{-3} μm^2 。

碱/表面活性剂/聚合物三元复合体系 碱为NaOH和 Na_2CO_3 ,聚合物相对分子质量分别为 400×10^4 , 800×10^4 , $1\ 200\times 10^4$, $1\ 900\times 10^4$ 和 $2\ 500\times 10^4$,表面活性剂为重烷基苯石油磺酸盐和石油磺酸盐。碱/表面活性剂/聚合物三元复合体系由质量浓度为12 000 mg/L的碱、质量浓度为3 000 mg/L的表面活性剂和质量浓度为1 000 mg/L的聚合物组成,采用清水配制聚合物母液,污水稀释成目的液。实验岩心包括天然岩心和人造岩心,在强碱三元复合体系中,天然岩心渗透率分别为 131×10^{-3} , 190×10^{-3} , 235×10^{-3} , 330×10^{-3} 和 534×10^{-3} μm^2 ;人造岩心渗透率分别为 130×10^{-3} , 190×10^{-3} , 231×10^{-3} , 335×10^{-3} 和 537×10^{-3} μm^2 ;在弱碱三元复合体系中,天然岩心渗透率分别为 108×10^{-3} , 212×10^{-3} 和 327×10^{-3} μm^2 ;人造岩心渗透

率分别为 110×10^{-3} , 215×10^{-3} 和 330×10^{-3} μm^2 。

2 岩心孔隙结构及影响因素

2.1 岩心类型的影响

压汞测试结果 对天然岩心和人造岩心进行压汞测试,由测试结果(表1)可以看出,在渗透率相近的条件下,天然岩心与人造岩心在孔隙结构方面存在差异,主要表现在:①孔喉半径。与人造岩心相比,天然岩心饱和度中值压力较大(即饱和度中值半径较小),平均孔喉半径较小。②孔喉分布特征。人造岩心分选较好,孔喉均匀且较大。天然岩心分选较差,粗歪度,表明其中孔喉大小不一,非均质性较强。③孔喉连通性。人造岩心和天然岩心最大进汞饱和度相近,但人造岩心退汞效率较大,表明其连通性较好。

综上所述,在渗透率相近的条件下,与人造岩心相比,天然岩心孔隙结构复杂,分选较差,孔喉分布不均匀且连通性较差,非均质性较强。

毛管压力曲线 从人造岩心与天然岩心进汞饱和度与毛管压力对比曲线(图1)可以看出,在较

表1 不同岩心类型的压汞测试结果

Table1 Mercury-injection test data of cores of different types

岩心类型	渗透率/ 10^{-3} μm^2	孔隙度,%	排驱压力/MPa	饱和度中值压力/MPa	分选系数	歪度	最大进汞饱和度,%	退汞效率,%	平均孔喉半径/ μm
天然	127	19.7	0.107	0.314	2.67	0.85	79.18	2.76	2.71
	323	24.6	0.082	0.177	2.70	0.83	80.71	0.92	4.62
	518	25.4	0.063	0.126	2.58	0.80	83.55	0.35	6.22
	995	27.2	0.048	0.097	2.56	0.80	90.81	1.07	8.17
人造	126	18.8	0.097	0.219	0.17	0.25	75.26	24.70	3.25
	328	24.0	0.063	0.134	0.62	0.56	86.31	24.41	5.32
	515	24.7	0.055	0.097	0.36	0.26	84.89	19.10	7.16
	984	26.8	0.044	0.074	0.53	0.16	88.72	20.29	9.12

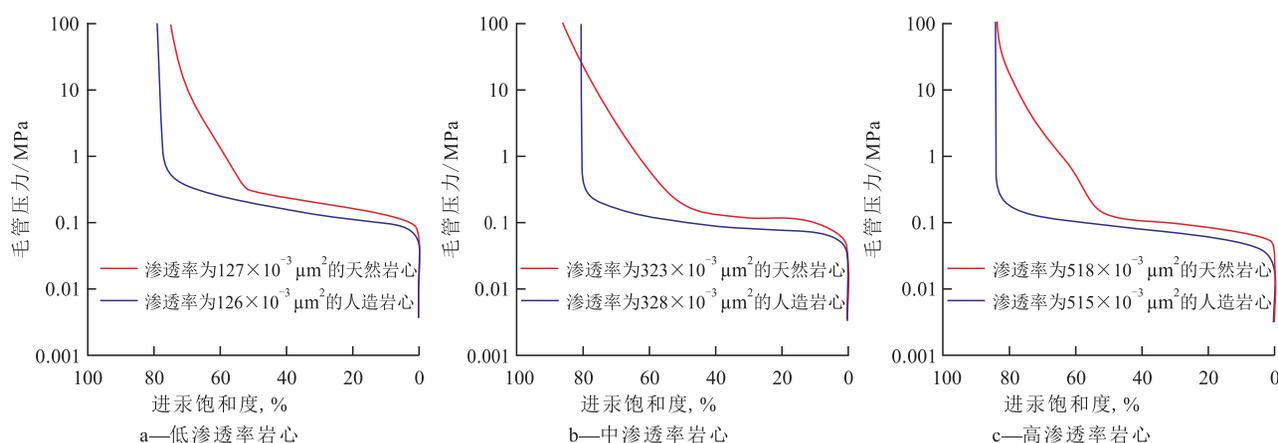


图1 人造岩心和天然岩心毛管压力与进汞饱和度的关系

Fig.1 Relationship between capillary pressure and mercury saturation of artificial cores and natural cores

低进汞饱和度 (< 50%)条件下,人造岩心和天然岩心毛管压力几乎相等。在较高进汞饱和度条件下,人造岩心与天然岩心毛管压力差异较大。由此可见,人造岩心中孔喉半径分布相对均匀。从孔喉半

径与渗透率贡献率对比曲线(图2)可以看出,人造岩心孔喉半径分布较集中,而天然岩心孔喉半径分布较分散,表明人造岩心孔喉均匀,天然岩心则存在不同大小的孔喉,非均质性较强。

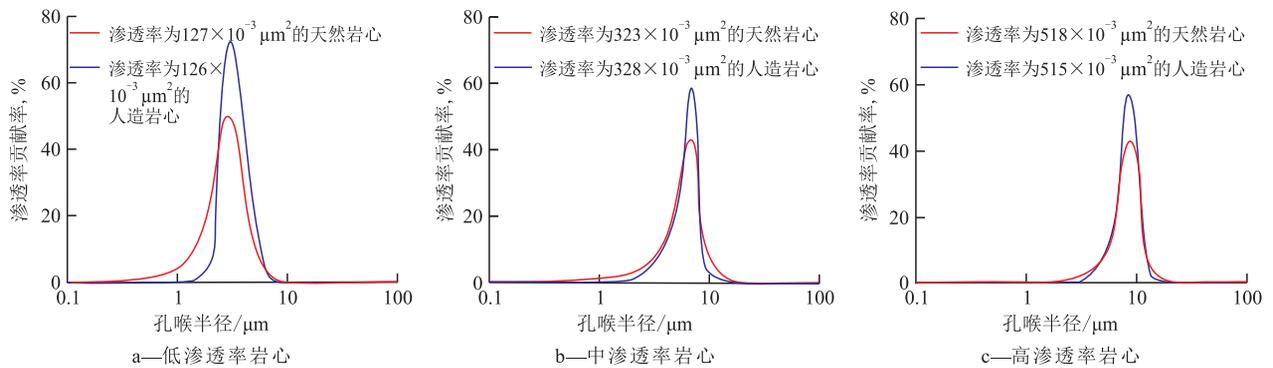


图2 人造岩心和天然岩心孔喉半径与渗透率贡献率的关系

Fig.2 Relationship between pore-throat radius and permeability contribution ratio of artificial cores and natural cores

2.2 渗透率的影响

压汞测试结果 由人造岩心压汞测试结果(表2)可以看出,人造岩心分选系数好,孔喉均匀,连通性较好。随岩心渗透率增大,孔隙度增大,排驱压力和饱和度中值压力下降,退汞效率降低,平均孔

喉半径增加。低渗透人造岩心与高渗透人造岩心孔隙结构差异主要为孔喉半径的差异。

毛管压力曲线 由人造岩心进汞饱和度与毛管压力对比曲线(图3)可以看出,毛管压力曲线与渗透率密切相关。随渗透率增加,毛管压力减小。

表2 不同渗透率人造岩心压汞测试结果

Table2 Mercury-injection test data of artificial cores with different permeabilities

序号	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度, %	排驱压力/ MPa	饱和度中值 压力/MPa	分选 系数	歪度	最大进汞 饱和度, %	退汞效 率, %	平均喉道 半径/ μm
1	55	15.4	0.138	0.421	0.59	0.24	77.85	7.98	1.87
2	215	23.2	0.085	0.156	0.25	0.33	82.37	2.45	4.51
3	1 386	28.2	0.039	0.064	0.46	0.34	91.91	0.28	11.30
4	2 312	29.3	0.031	0.048	0.46	0.20	97.07	0.53	13.69
5	3 462	30.5	0.028	0.041	0.46	0.38	94.49	0.43	17.50
6	5 023	32.7	0.022	0.033	0.43	0.25	95.60	0.33	21.95

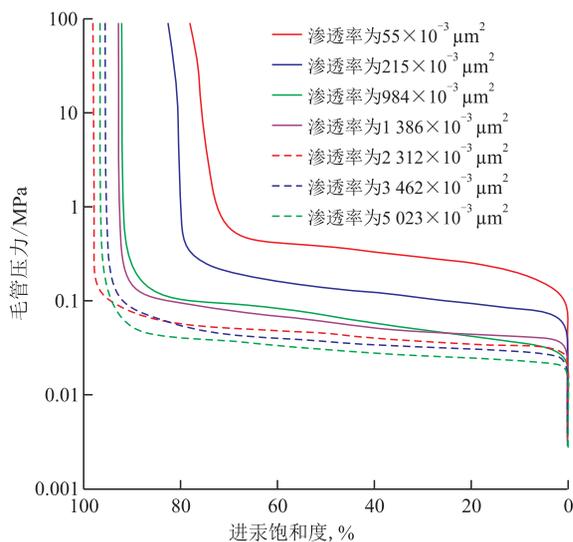


图3 人造岩心毛管压力与进汞饱和度的关系

Fig.3 Relationship between capillary pressure and mercury saturation of artificial cores

表明随岩心渗透率增大,排驱压力、饱和度中值压力下降,孔喉半径增加。

3 岩心类型对驱油剂渗流特性的影响

3.1 聚合物溶液

从聚合物溶液阻力系数和残余阻力系数测试结果(表3)可以看出,在岩心渗透率相近的条件下,天然岩心与人造岩心阻力系数之比为1.65~1.75,平均为1.69,表明与人造岩心相比,天然岩心中聚合物溶液注入压力较高,压力稳定。

3.2 聚合物/表面活性剂二元复合体系

从聚合物/表面活性剂二元复合体系阻力系数和残余阻力系数测试结果(表4)可以看出,在岩心

表3 聚合物溶液阻力系数和残余阻力系数
Table3 Resistance coefficient and residual resistance coefficient of polymer solution

聚合物相对分子质量/ 10^4	粘度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	岩心类型	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	阻力系数	残余阻力系数	阻力系数之比
400	3.2	天然	125	7.0	3.5	1.75
		人造	123	4.0	2.0	
800	7.9	天然	180	10.9	5.6	1.73
		人造	182	6.3	3.1	
1 200	11.3	天然	226	12.7	5.9	1.67
		人造	222	7.6	3.7	
1 900	12.1	天然	296	17.3	8.2	1.66
		人造	302	10.4	5.0	
2 500	17.8	天然	416	13.7	5.5	1.65
		人造	420	8.3	3.3	

表4 聚合物/表面活性剂二元复合体系阻力系数和残余阻力系数
Table4 Resistance coefficient and residual resistance coefficient of polymer/surfactant compound system

聚合物相对分子质量/ 10^4	粘度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	岩心类型	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	阻力系数	残余阻力系数	阻力系数之比
400	3.5	天然	161	9.5	4.8	1.76
		人造	162	5.4	2.9	
800	8.6	天然	236	14.1	6.7	1.74
		人造	230	8.1	4.0	
1 200	12.5	天然	356	18.4	8.6	1.77
		人造	360	10.4	5.2	
1 900	14.3	天然	427	16.8	8.2	1.71
		人造	430	9.8	5.0	
2 500	18.6	天然	572	14.6	7.5	1.68
		人造	570	8.7	4.6	

渗透率相近的条件下,天然岩心与人造岩心阻力系数之比为1.68~1.77,平均为1.73,表明与人造岩心相比,天然岩心的阻力系数和残余阻力系数较大,天然岩心中聚合物/表面活性剂二元复合体系滞留量较大。

3.3 碱/表面活性剂/聚合物三元复合体系

从碱/表面活性剂/聚合物三元复合体系阻力系数和残余阻力系数测试结果(表5)可以看出,在渗透率相近的条件下,与人造岩心相比,天然岩心的阻力系数和残余阻力系数较大,表明碱/表面活性剂/聚合物三元复合体系在天然岩心中的滞留量较大,渗流阻力较大,注入压力较高。强碱三元复合体系的阻力系数之比为1.72~1.85,平均为1.78;弱碱三元复合体系的阻力系数之比为1.63~1.67,平

表5 碱/表面活性剂/聚合物三元复合体系阻力系数和残余阻力系数
Table5 Resistance coefficient and residual resistance coefficient of ASP system

三元复合体系	聚合物相对分子质量/ 10^4	粘度/ $(\text{mPa}\cdot\text{s})$	岩心类型	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	阻力系数	残余阻力系数	阻力系数之比	
强碱	400	2.5	天然	131	23.9	10.0	1.80	
			人造	130	13.3	6.4		
	800	3.6	天然	190	33.2	14.8	1.76	
			人造	190	18.9	9.5		
	1 200	5.8	天然	235	38.6	17.5	1.85	
			人造	231	20.9	10.6		
	1 900	7.2	天然	330	45.2	23.4	1.78	
			人造	335	25.4	13.8		
	2 500	8.1	天然	534	40.3	25.0	1.72	
			人造	537	23.4	14.3		
	弱碱	400	2.6	天然	108	7.0	3.9	1.67
				人造	110	4.2	2.3	
1 200		5.9	天然	212	11.9	6.6	1.63	
			人造	215	7.3	3.8		
2 500		8.5	天然	327	13.6	7.7	1.64	
			人造	330	8.3	4.6		

均为1.65,表明与弱碱三元复合体系相比,强碱三元复合体系滞留量较大。

4 结论

与人造岩心相比,天然岩心孔隙结构复杂,分选较差,孔喉大小不一且连通性较差,非均质性较强。当聚合物溶液、聚合物/表面活性剂二元复合体系、强碱三元复合体系和弱碱三元复合体系在岩心中流动达到稳定时,天然岩心与人造岩心阻力系数之比的平均值分别为1.69,1.73,1.78和1.65,表明在渗透率相同或相近的条件下,与人造岩心相比,驱油剂在天然岩心中滞留量较大,渗流阻力较大,注入压力较高,但压力值仍趋于稳定,不会发生堵塞。

参考文献:

- [1] 沈平平,袁士义,邓宝荣,等.非均质油藏化学驱波及效率和驱替效率的作用[J].石油学报,2004,25(5):54-59.
Shen Pingping, Yuan Shiyi, Deng Baorong, et al. Effects of oil displacement efficiency and conformance efficiency of chemical flooding in heterogeneous reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2004, 25(5): 54-59.
- [2] 曹嫣妮,刘冬青,王善堂,等.中深层稠油油藏化学辅助蒸汽驱三维物理模拟与应用[J].石油学报,2014,35(4):90-96.
Cao Yanbin, Liu Dongqing, Wang Shantang, et al. Three-dimensional physical simulation and application of chemistry assistant steam flooding on middle and deep heavy oil reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(4): 90-96.

- [3] 王德民,王刚,夏惠芬,等.天然岩心化学驱采收率机理的一些认识[J].西南石油大学学报:自然科学版,2011,33(2):1-11.
Wang Demin, Wang Gang, Xia Huifen, et al. Chemical flooding recovery mechanism of natural cores[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2011, 33(2): 1-11.
- [4] 朱友益,侯庆锋,简国庆,等.化学复合驱技术研究与应用现状及发展趋势[J].石油勘探与开发,2013,40(1):90-96.
Zhu Youyi, Hou Qingfeng, Jian Guoqing, et al. Current development and application of chemical combination flooding technique [J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(1): 90-96.
- [5] 丁保东,张贵才,葛际江,等.普通稠油化学驱的研究进展[J].西安石油大学学报:自然科学版,2011,26(3):52-58.
Ding Baodong, Zhang Guicai, Ge Jijiang, et al. Research progress in the chemical flooding of conventional heavy oil [J]. Journal of Xi'an Shiyou University: Natural Science Edition, 2011, 26(3): 52-58.
- [6] 徐洪波,刘莉,李建阁.大庆油田砂岩人造岩心制作方法[J].科学技术与工程,2011,11(30):7344-7348.
Xu Hongbo, Liu Li, Li Jiange. The manufacturing methods of artificial sandstone core in Daqing Oilfield [J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(30): 7344-7348.
- [7] 于宝,宋延杰,贾国彦,等.混合泥质砂岩人造岩心的设计和制作[J].大庆石油学院学报,2006,30(4):88-90.
Yu Bao, Song Yanjie, Jia Guoyan, et al. Design and making of synthetic cores for laminated and dispersed shaly sands [J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2006, 30(4): 88-90.
- [8] 李芳芳,杨胜来,高旺来,等.大尺寸石英砂环氧树脂胶结人造岩心制备技术研究及应用[J].科学技术与工程,2013,13(3):685-688.
Li Fangfang, Yang Shenglai, Gao Wanglai, et al. The manufacturing methods of large size heterogeneity artificial cores [J]. Science Technology and Engineering, 2013, 13(3): 685-688.
- [9] 王德民,程杰成,吴军政,等.聚合物驱油技术在大庆油田的应用[J].石油学报,2005,26(1):74-78.
Wang Demin, Cheng Jiecheng, Wu Junzheng, et al. Application of polymer flooding technology in Daqing Oilfield [J]. Acta Petrolei Sinica, 2005, 26(1): 74-78.
- [10] 王荣健,薛宝庆,卢祥国,等.聚/表二元复合体系配方优选及其驱油效果评价[J].油田化学,2015,32(1):108-113.
Wang Rongjian, Xue Baoqing, Lu Xiangguo, et al. Formulation optimization of SP binary complex system and its oil displacement effect assessment [J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(1): 108-113.
- [11] 王克亮,袁圆,伊鹏,等.贝雷岩心孔隙结构特点及其驱替特征[J].大庆石油地质与开发,2015,34(3):143-146.
Wang Keliang, Yuan Yuan, Yi Peng, et al. Pore structure and displacement characteristics of Berea core [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(3): 143-146.
- [12] 熊春明,唐孝芬.国内外堵水调剖技术最新进展及发展趋势[J].石油勘探与开发,2007,33(1):83-88.
Xiong Chunming, Tang Xiaofen. Technologies of water shut-off and profile control: An overview [J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 33(1): 83-88.
- [13] 谢玉银,侯吉瑞,张建忠,等.基于低质量浓度表面活性剂的复合驱效果评价[J].油气地质与采收率,2014,21(1):74-77.
Xie Yuyin, Hou Jirui, Zhang Jianzhong, et al. Evaluation of low-concentration surfactant system for chemical flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(1): 74-77.
- [14] 赵琳,王增林,吴雄军,等.表面活性剂对超低渗透油藏渗流特征的影响[J].油气地质与采收率,2014,21(6):72-75.
Zhao Lin, Wang Zenglin, Wu Xiongjun, et al. Effect of surfactant on seepage characteristics of ultra-low permeability reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2014, 21(6): 72-75.
- [15] 卢祥国,宋合龙,王景盛,等.石英砂环氧树脂胶结非均质模型制作方法:中国,ZL200510063665.8[P].2005-09-07.
Lu Xiangguo, Song Helong, Wang Jingsheng, et al. Heterogeneous model making method by quartz sand epoxy resin cementation: China, ZL200510063665.8 [P]. 2005-09-07.
- [16] 卢祥国,高振环,闫文华,等.人造岩心渗透率影响因素试验研究[J].大庆石油地质与开发,1994,13(4):53-55.
Lu Xiangguo, Gao Zhenhuan, Yan Wenhua, et al. Experimental study of factors influencing permeability of artificial core [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 1994, 13(4): 53-55.
- [17] 何金钢,宋考平,康少东,等.大庆油区强碱三元复合驱后储层孔喉结构变化[J].油气地质与采收率,2015,22(4):97-102.
He Jingang, Song Kaoping, Kang Shaodong, et al. Reservoir pore-throat structure changes after strong base ASP flooding in Daqing oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(4): 97-102.
- [18] 赵晓东,刘晓,张博明,等.南堡3号构造中深层中低渗透层微观孔喉特征[J].特种油气藏,2015,22(5):28-32.
Zhao Xiaodong, Liu Xiao, Zhang Boming, et al. Microscopic pore-throat structure characterization of medium-deep and medium-low permeability reservoirs in Nanpu Structure3 [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2015, 22(5): 28-32.
- [19] 胡勇,郭长敏,徐轩,等.砂岩气藏岩石孔喉结构及渗流特征[J].石油实验地质,2015,37(3):390-393.
Hu Yong, Guo Changmin, Xu Xuan, et al. Pore throat structure and flow characteristics of sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2015, 37(3): 390-393.
- [20] 谢坤,李强,苑盛旺,等.疏水缔合聚合物与渤海储层非均质性适应性研究[J].油田化学,2015,32(1):102-107.
Xie Kun, Li Qiang, Yuan Shengwang, et al. Adaptation between the hydrophobically associating polymer and Bohai reservoir heterogeneity [J]. Oilfield Chemistry, 2015, 32(1): 102-107.
- [21] 姜晓磊,王荣健,卢祥国,等.聚合物相对分子质量与油藏储层适应性研究[J].油田化学,2014,31(2):269-273.
Jiang Xiaolei, Wang Rongjian, Lu Xiangguo, et al. Experimental study on the reservoir adaptability of polymer molecular weight [J]. Oilfield Chemistry, 2014, 31(2): 269-273.