

引用格式:裴秀玲,李嘉琪,马旭飞,等.大庆厚油层内各结构单元分流率变化特征实验研究[J].油气藏评价与开发,2023,13(2):233-239.
PEI Xiuling, LI Jiaqi, MA Xufei, et al. Experimental study on change characteristics of fractional flow rate of each structural unit in thick oil reservoir of Daqing Oilfield[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2023, 13(2): 233-239.
DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2023.02.012

大庆厚油层内各结构单元分流率变化特征实验研究

裴秀玲¹,李嘉琪¹,马旭飞¹,张爱祥¹,张蕾蕾¹,卢祥国²,何欣²

(1. 中国石油大庆油田第六采油厂,黑龙江大庆 163114;
2. 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)

摘要:为提高层内非均质储层各结构单元注采端分流率规律的认识,针对大庆喇嘛甸油田厚油层多段多韵律特征,通过“分注分采”岩心构建了层内非均质油藏模型,利用物理模拟实验分别研究了渗透率级差及注入速度对于水驱分流率变化规律的影响。结果表明,在水驱到0.4 PV时,分流率曲线出现“拐点”。在注入端,0.4 PV前,注入水主要进入高渗层;0.4 PV后,中低渗透层吸液量增加。对于正韵律储层,随渗透率级差增加,中低渗透层波及体积减少,采收率减小;随平均渗透率增加,中低渗透层波及体积增加,水驱采收率增加。对于复合韵律储层,正反复合韵律大于反反复合韵律的采收率数值。在注入端,当注入速度为0.6 mL/min时,随注入PV数增大,高渗透层分流率增加,中低渗透层则减小。当注入速度分别为0.9 mL/min和1.2 mL/min时,随注入PV数增大,高渗透层分流率呈现“先增后降”,中低渗透层则呈“先降后增”趋势。随注入速度增加,中低渗透层采收率及其占总采收率百分比逐渐提高。研究结果对于加深层内非均质油层内注采端分流率机理认识具有一定的指导意义。

关键词:厚油层;水驱;注采端分流率;影响因素;机理分析;层内非均质;大庆油田
中图分类号:TE357 **文献标识码:**A

Experimental study on change characteristics of fractional flow rate of each structural unit in thick oil reservoir of Daqing Oilfield

PEI Xiuling¹, LI Jiaqi¹, MA Xufei¹, ZHANG Aixiang¹, ZHANG Leilei¹, LU Xiangguo², HE Xin²

(1. No. 6 Oil Production Plant of Daqing Oilfield, PetroChina, Daqing, Heilongjiang 163114, China; 2. Key Laboratory of Improving Oil and Gas Recovery, Ministry of Education, Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China)

Abstract: In order to improve the understanding of the fractional rate law of injection and production ends in each structural unit of intraformational heterogeneous reservoir, aiming at the multi section and multi rhythm characteristics of thick oil layer in Lamadian Oilfield, Daqing, a model of intraformational heterogeneous reservoir is constructed by the “separate injection and separate production” core, and the effects of permeability gradient and injection speed on the fractional rate change law of water flooding are studied by physical simulation experiment. The results show that when water flooding reaches 0.4 PV, there is an inflection point in the flow rate curve. At the injection end, before 0.4 PV the injected water mainly enters into the high permeability layer, and after 0.4 PV, the liquid absorption of the middle and low permeability layer increases. For the positive rhythm reservoir, with the increase of permeability gradient, the swept volume of medium low permeability layer decreases and the recovery factor decreases; With the increase of the average permeability, the swept volume of the low and medium permeability layer increases, and the water flooding recovery increases. For the compound rhythm reservoir, the positive and negative compound rhythm is greater than the

收稿日期:2021-09-17。

第一作者简介:裴秀玲(1972—),女,硕士,高级工程师,主要从事油田开发研究工作。地址:黑龙江省大庆市开发区东北石油大学石油工程学院,邮政编码:163318。E-mail:a18045976256@163.com

通信作者简介:何欣(1995—),女,在读博士研究生,主要从事提高采收率方面研究。地址:黑龙江省大庆市开发区东北石油大学石油工程学院,邮政编码:163318。E-mail:2517490697@qq.com

基金项目:国家自然科学基金面上项目“抗盐型聚合物油藏适应性及其改进方法基础研究”(51574086);中国石油大庆油田重点科技攻关项目“太18-38井区注聚体系筛选及参数优化研究”(DQYT-0506003-2020-JS-323)。

negative compound rhythm. When the injection rate is 0.6 mL/min at the injection end of heterogeneous core, with the increase of number of pore volumes (PV), the fractional flow rate of high permeability layer increases, while that of low permeability layer decreases. When the injection rate is 0.9 mL/min and 1.2 mL/min, with the increase of number of pore volumes (PV), the fractional flow rate of high permeability layer increases first and then decreases, while that of low permeability layer decreases first and then increases. With the increase of injection rate, the recovery rate and its percentage in the total recovery rate of low and medium permeability layers increase gradually. The research results have a certain guiding significance for the understanding of the mechanism of the split ratio at both ends of the injection and production in the deep heterogeneous reservoir.

Keywords: thick oil layer; water drive; fractional flow rate of injection and production ends; influencing factors; mechanism analysis; intra-layer heterogeneity; Daqing Oilfield

大庆喇嘛甸油田厚油层以多段多韵律特征为主^[1-2],利用取心井资料确定单期河道厚层内发育结构单元数量和结构单元渗透率组合类型。在厚层数值模拟过程中,必须明确各结构单元注采量和注采分流特征,据此为量化各结构单元剩余潜力提供依据。

目前,喇嘛甸油田数值模拟建模中对于厚层内各结构单元注采分流特征描述已具有相应的研究成果,但实验结果相对理论化。为进一步提高数值模拟结果的应用程度,专家学者们结合物理模拟实验结果,为修正完善数值模拟结果提供相应实验参考,并且已在物理模拟非均质储层分流率方面取得大量成果。在层间非均质性方面,毕永强等^[3-8]通过并联均质胶结岩心构建了非均质油藏模型,利用物理模拟驱油实验分别研究了不同渗透率和渗透率级差条件下的菌体调剖驱油效果。陈明贵等^[9]通过双管并联岩心物理模拟实验研究了渗透率级差、注聚质量浓度、注聚时机对渤海稠油油藏早期注聚剖面返转的影响规律,比较了提高采收率效果的影响。何金钢等^[10]采用并联岩心组合方式确定了不同渗透率级差岩心的注入能力和分流能力特征。李昀龙等^[11]利用3层非均质并联岩心聚合物驱实验,总结了双层并联模型剖面返转特征,研究了非均质程度对剖面返转的影响,给出了多层非均质储层聚合物驱开发建议。刘义刚等^[12]运用并联岩心驱替实验,从驱替过程和驱油效果两方面探讨了交替注入增油机理。在层内非均质性方面,鲍文博等^[13]以渤海油藏地质和流体为模拟对象,建立层内非均质岩心“分注分采”的实验方法,评价了复合体系的增油效果。吕春阳等^[14]利用3层非均质岩心模拟高渗透强非均质性油藏,进行单独泡沫驱和调剖后泡沫驱。目前业内技术人员通常利用并联岩心实验来测试层间非均质油

藏内各结构单元注采量,利用“分注分采”岩心研究层内非均质油藏厚油层内各结构单元注采量及变化特征,但对于水驱阶段注采端分流率描述还不够细化。为满足数值模拟建模中对厚层内各结构单元注采分流特征描述技术需求,以大庆喇嘛甸油田厚油层地质特征为模拟对象,采用具有“分注分采”功能岩心测试方法,开展了厚油层内各结构单元分流率变化特征实验研究。

1 实验部分

1.1 实验原理

对于非均质岩心,在注入压力相同的情况下,由于渗流阻力变化,不同渗透层的前部吸液量、中部窜流量和后部出液量变化幅度不同,进而引起各渗透层之间注入端和采出端分流率不同,其中后部出液量与前部吸液量之差大小为中部窜流量,正负为中部窜流方向。同样,注采平衡时,通过对比不同层某端分流率大小,能够得到渗流阻力的变化情况。同层分流率差值能够得到多孔介质内不同渗透层和流体在储层内运移方向的变化。例如,两层非均质内流体流动方向分为高渗层平流、低渗层平流、高渗层流向低渗层和低渗层流向高渗层。分流率差值公式如下:

$$\Delta f = f_{\text{Export}} - f_{\text{Entrance}} \quad (1)$$

$$\Delta f_{\text{H}} = \Delta f_{\text{M}} + \Delta f_{\text{L}} \quad (2)$$

式(1)一式(2)中: Δf 为分流率差值; f_{Export} 为出口端分流率; f_{Entrance} 为入口端分流率; Δf_{H} 为高渗层分流率差值; Δf_{M} 为中渗层分流率差值; Δf_{L} 为低渗层分流率差值。

通过对比分析同层位注采端分流率的差值,能够得到该层位是否存在层间绕流现象,当注入端分

流率大于采出端分流率时,说明注入流体并未被完全从该层采出,而有部分流体进入了其他层位;注入端分流率小于采出端分流率时,采出端多余的液量为其他层位的流体,证明流体在储层内发生了液流转向或是剖面反转。通常渗透率级差能够反映储层的非均质性,注入速度能够代表流体对储层的冲刷能力,而不同层与层之间的非均质性强弱决定着液流转向效果及剖面反转的发生时机。提高对渗透率级差和注入速度与分流率关系的认识对于油藏提高采收率具有重要理论和实际价值。

1.2 材料和仪器

1) 实验材料

实验用水为大庆喇嘛甸油田注入水,总矿化度 4 012.7 mg/L。实验用油为大庆喇嘛甸油田采出油与轻烃混合而成,45 °C时黏度为 10 mPa·s。实验岩心为具备“分注分采”功能层内非均质岩心^[15-16],岩心包括高中低或上中下3个渗透层,依据目标油藏取心和测井资料确定厚油层内各小层渗透率值(表1)。

2) 仪器设备

实验仪器设备主要包括平流泵、压力传感器、注入液和采出液计量仪等,除平流泵外其他设备置于45 °C恒温箱内。小层吸液和采液量计量装置结构示意图见图1。

表1 岩心渗透率设计
Table 1 Core permeability design

岩心部位	渗透率($10^{-3} \mu\text{m}^2$)		
	岩心 I (级差5)	岩心 II (级差8)	岩心 III (级差20)
上部	200	100	30
中部	500	400	300
下部	1 000	800	600

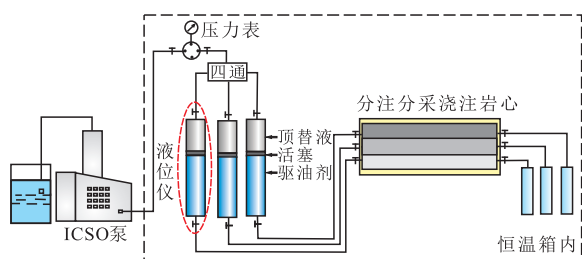


图1 小层吸液和采液量计量装置结构示意图
Fig. 1 Small layer liquid absorption and liquid extraction volume metering device

1.3 实验方法

在具备“分注分采”功能层内非均质岩心上开展水驱,通过计量注入端和采出端各小层吸液量和采液量,计算分流率和采收率,据此研究储层非均质性和注入速度对采收率和分流率的影响。测试步骤如下:①岩心抽空饱和地层水,测定孔隙体积和孔隙度;②岩心注模拟地层水,测定不同注入速度下各小层分流率,并记录注入压力;③岩心饱和油,计算含油饱和度;④岩心水驱,直到含水98%。

定期记录注入压力和收集采出液,计算岩心采收率和含水率,计算小层分流率,绘制岩心注入压力、含水率和采收率与PV数关系曲线,绘制小层分流率与注入孔隙体积倍数关系曲线,据此探讨厚油层各小层交渗作用对分流率和采收率的影响和作用机制。

1.4 方案设计

1) 渗透率级差对厚油层内各小层分流率的影响

对岩心 I、岩心 II 和岩心 III 均以 0.9 mL/min 的注入速度开展驱油实验,收集注入端和采出端各小层液量,确定各小层分流率与 PV 数关系以及注入压力、含水率和采收率与 PV 数关系。

2) 注入速度对厚油层内各小层分流率的影响

对岩心 I、岩心 II 和岩心 III 分别以 0.6, 0.9, 1.2 mL/min 的注入速度开展驱油实验,收集注入端和采出端各小层液量,确定各小层分流率与 PV 数关系以及注入压力、含水率和采收率与 PV 数关系。

2 结果与讨论

2.1 渗透率级差对采收率和分流率的影响

在具备“分注分采”功能层内非均质岩心上以 0.9 mL/min 注入速度开展驱油实验。

对于岩心 I、岩心 II 和岩心 III 正韵律储层来说,随渗透率级差增加,中低渗透层波及体积减少,采收率减小,开发效果变差,级差从 5 到 20 采收率降低 6.69%(表2)。机理分析(表3)认为,随注入量增加,岩心尤其是高渗透层采油量增多,含油饱和度降低,渗流阻力减小。尽管高渗透层注入压力下降,但由于其渗流阻力降幅更大,因而吸液量增加,采收率增

幅降低。各渗透层采收率从大小顺序为高渗层、中渗层和低渗层。进一步分析发现,水驱中后期(0.4 PV后)尽管各小层采收率都在增加,但高渗层阶段采出程度占总采收率比值呈下降趋势,中低渗层则小幅度增加;0.4 PV时高渗层已在岩心内形成优势通道,高渗层采出程度已经处于较高水平(14%~18%),因而后续开发潜能不足,高渗层在水驱中后期阶段采收率占总采收率比值呈下降趋势。

相比于渗透率级差为20的岩心,当渗透率级差为5和8时,水驱至0.4 PV,分流率曲线出现“拐点”,对此分析可知,注入端分流率“拐点”与高渗层、中渗层渗流阻力降低幅度有关(表3)。水驱过程中,随注

入PV数增加,高渗透层渗流阻力降低幅度大于中低渗透层渗流阻力降低幅度,因此,高渗层注入端分流率逐渐增加。随采出程度增加,水相渗透率增加,过程中高渗层渗流阻力快速下降,直到在岩心内逐渐形成油水优势通道后渗流阻力变化幅度趋于稳定。分析岩心分流率与注入孔隙体积倍数关系(图2)可知,水驱中后期(0.4 PV后),随注入PV数进一步增加,中渗层中的剩余油逐渐被波及,中渗层渗流阻力变化幅度大于高渗层,因此,高渗层分流率逐渐降低。由于高渗透层采出程度和渗流阻力趋于稳定,而注入压力依然降低,导致高渗层吸液压力差下降。此时,中渗透层因采出程度增加,渗流阻力持续降低,因此,分流率增大。与中高渗透层相比较,低渗透层渗流阻力较高,分流率均在10%以下,实验过程中变化不大。在采出端,由于小层间绕流作用,致使高渗透层分流率增加,且绝对值也大于注入端。对于注入端,高渗层水驱结束时分流率略低于0.4 PV时的值,中渗层则相反。对于采出端,高渗层分流率增加,中渗层小幅降低,低渗层小幅减小。进一步分

表2 采收率实验数据
Table 2 Data on oil recovery experiments

岩心编号	平均渗透率 ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	含油饱和度(%)	采收率(%)
岩心 I (级差5)	566.67	70.14	31.88
岩心 II (级差8)	433.33	70.48	29.70
岩心 III (级差20)	310.00	68.00	25.19

表3 小层阶段采收率和采收率占比

Table 3 Recovery ratio and its proportion of different small layers at each stage

注入阶段	岩心编号	高渗层		中渗层		低渗层	
		采收率(%)	采收率占比(%)	采收率(%)	采收率占比(%)	采收率(%)	采收率占比(%)
0~0.4 PV	岩心 I	14.19	64.62	5.81	26.46	1.96	8.92
	岩心 II	17.40	74.31	4.39	18.76	1.62	6.93
	岩心 III	15.38	73.73	4.90	23.50	0.58	20.87
0.4 PV 至水驱结束	岩心 I	17.36	54.45	10.20	31.99	4.32	13.56
	岩心 II	20.78	69.97	6.42	21.62	2.50	8.42
	岩心 III	17.21	68.32	7.02	27.86	0.96	25.19

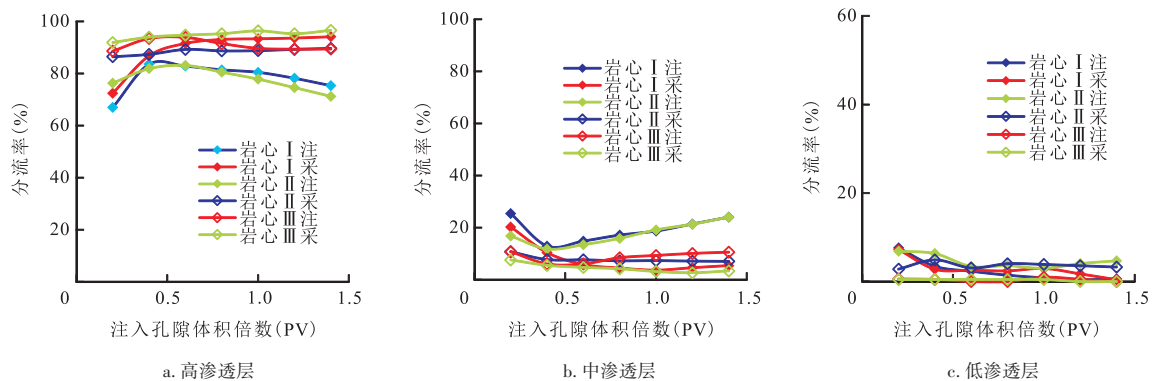


图2 岩心分流率与注入孔隙体积倍数关系

Fig. 2 Relations between core fractional flow rate and pore volume

析发现,随水驱PV数增加,中高渗层注采端分流率差异增大(图3)。

2.2 注入速度对采收率和小层分流率的影响

在具备“分注分采”功能层内非均质岩心 I 上开展驱油实验,注入速度分别为0.6,0.9,1.2 mL/min。

随注入速度增加,注入压力升高,吸水压差增大,波及体积增加,水驱采收率提高(表4)。机理分析(表5)认为,随注入速度增加,渗流阻力增加,注入压力增大,各个吸液层吸液压差增加,吸液量增多,最终达到扩大波及体积和提高采收率的目的。注入速度对各小层采收率及其占总采收率百分比存在影

响,其中,中低渗层尤为明显。随注入速度增加,中低渗层采收率及其占总采收率百分比逐渐提高。分析认为,注入速度提高增加了注入压力,从而提高中低渗层吸液压差,中低渗层吸液量增加,扩大波及体积效果明显,开采效果也变好。

随注入速度增加,储层一定时间内进液量增多,渗流阻力增大(图4)。当注入速度为0.6 mL/min时,随注入PV数增加,高渗层分流率增加,中低渗透层分流率减小。随注入速度增加和注入PV数增加,当流速为0.9 mL/min时,中高渗透层分流率在0.4 PV处出现“拐点”。随高渗层油水优势通道增加和渗流阻力降低,中低渗透层吸液量和分流率持续减小。进一步分析发现,当注入速度较高时(0.9 mL/min和1.2 mL/min),随注入PV数增加,高渗透层分流率呈现“先增加后减小”趋势,中渗透层分流率呈现“先减小后增加”趋势。机理分析认为,当注入速度较高时,在水驱初期和中期阶段(0~0.4 PV),随注入PV数增加,高渗透层因油水优势通道增加而造成渗流阻力降低,并且渗流阻力降低速度要高于水驱动力

表4 采收率实验数据
Table 4 EOR experimental data

岩心编号	注入速度(mL/min)	采收率(%)
岩心 I	0.6	29.53
	0.9	31.89
	1.2	33.11

表5 各阶段小层采收率和采收率占比
Table 5 Recovery ratio and its proportion of a small layer at each stage

岩心编号	注入阶段	注入速度 (mL/min)	高渗透层		中渗透层		低渗透层	
			采收率(%)	采收率占比(%)	采收率(%)	采收率占比(%)	采收率(%)	采收率占比(%)
岩心 I	0~0.4 PV	0.6	15.00	66.77	5.20	23.15	2.27	10.09
		0.9	14.19	64.62	5.81	26.46	1.96	8.92
		1.2	16.76	56.88	8.31	28.21	4.39	14.91
	0.4 PV至 水驱结束	0.6	17.93	60.72	7.73	26.19	3.87	13.09
		0.9	17.36	54.45	10.20	31.99	4.32	13.56
		1.2	16.89	51.02	10.20	30.82	6.01	18.16

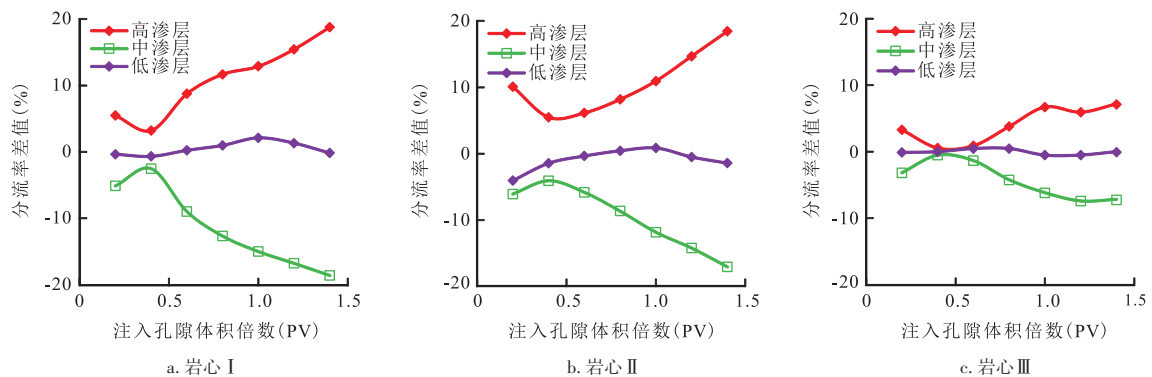


图3 岩心分流率差值与注入孔隙体积倍数关系

Fig. 3 Relations between core fractional flow rate difference and pore volume

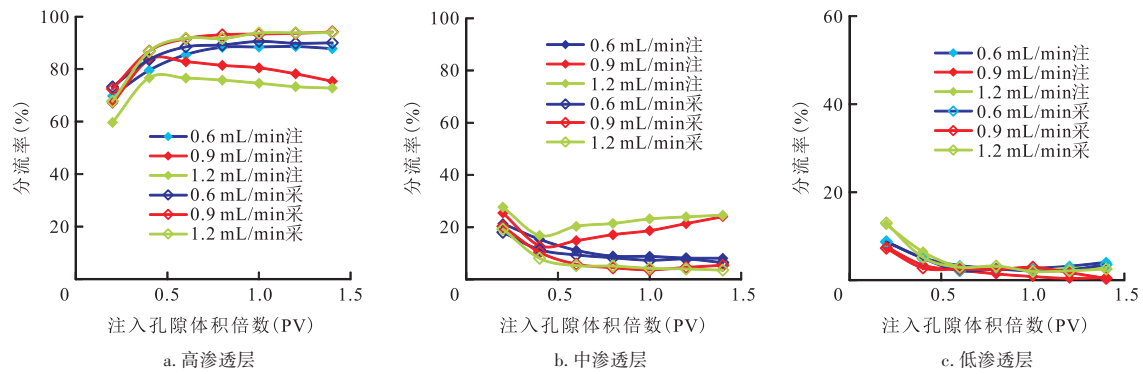


图4 不同注入速度下分流率与注入孔隙体积倍数关系

Fig. 4 Relations between fractional rate and pore volume under different injection rate

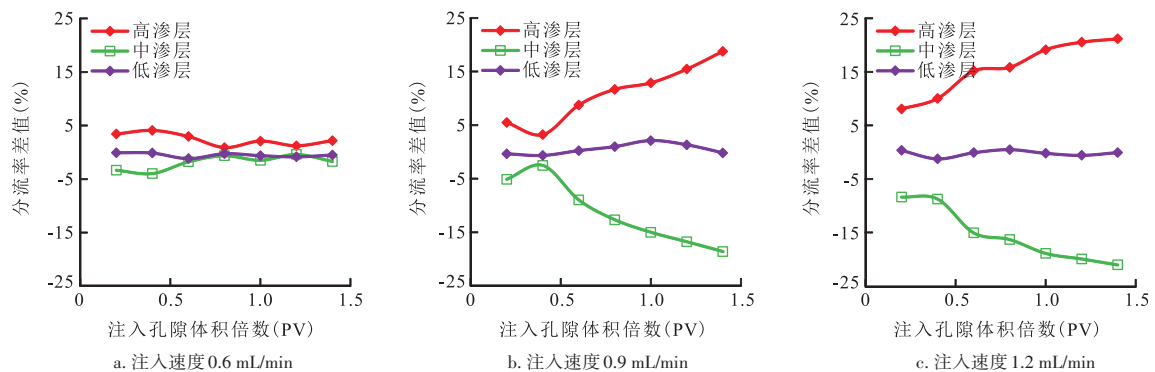


图5 不同渗透层分流率差值与注入孔隙体积倍数关系

Fig. 5 Relations between fractional rate difference and pore volume in layers with different permeability

降低速度,因而吸液量即分流率表现为逐渐增加,与此同时中低渗透层分流率表现为逐渐减小。在水驱中后期阶段(大于0.4 PV),随注入PV数增加,高渗透层渗流阻力降低速度要低于水驱动力降低速度,因而分流率表现为逐渐减小,中低渗透层分流率则表现为逐渐增加,其中,中渗透层尤为明显。与注入端相比较,采出端高渗透层分流率逐渐升高,且差值绝对值较大,中低渗透层分流率逐渐减小,且差值绝对值较小(图5)。当岩心渗透率一定时,随注入速度增加,注采端分流率差值变化幅度增加,层间流体交替现象增强。当渗流速度为0.6 mL/min时,中低渗透层主要发生分流现象,流体主要进入高渗透层,在中低渗透层中滞留量较少。当渗流速度为0.9 mL/min时,注入0.4 PV后,低渗透层发生液流汇集,即中高渗透层流体的液流转向进入到低渗透层中,进而扩大了波及体积。当渗流速度为1.2 mL/min时,低渗透层内汇集和并入现象

都有发生,即窜流发生频繁,但窜流量及窜流幅度较小。

3 结论

1) 在水驱到0.4 PV时,分流率曲线出现“拐点”,在注入端,水驱初始阶段(0~0.4 PV)注入水主要进入高渗透层。水驱中后期(0.4 PV后),高渗透层采出程度和渗流阻力趋于稳定,中低渗透层开始吸液。在采出端,由于小层间绕流作用,致使高渗透层分流率增加,且绝对值也大于注入端。

2) 对于正韵律储层来说,随渗透率级差增加,中低渗透层波及体积减少,采收率减小,开发效果变差。对于复合韵律储层来说,正反复合韵律大于反正复合韵律的采收率数值。

3) 在层内非均质岩心注入端,当注入速度较低

(0.6 mL/min)时,随注入PV数增大,高渗透层分流率增加,中低渗透层则减小。当注入速度较高(0.9, 1.2 mL/min)时,随注入PV数增大,高渗透层分流率呈现“先增后降”,中低渗透层则“先降后增”趋势,中渗透层变化尤为明显。随注入速度增加,中低渗透层采收率及其占总采收率百分比逐渐提高。

参考文献

- [1] 孙玉龙,郎立术,马清明,等.电阻法测定多孔介质含水饱和度可行性研究[J].石油天然气学报,2012,34(2):110-113.
SUN Yulong, LANG Lishu, MA Qingming, et al. The feasibility of determining water saturation in porous media by using electrical resistivity[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2012, 34(2): 110-113.
- [2] 张娜,元福卿,魏翠华,等.普通稠油油藏聚合物驱提高采收率研究与实践——以孤岛油田B21单元为例[J].油气地质与采收率,2021,28(6):101-106.
ZHANG Na, YUAN Fuqing, WEI Cuihua, et al. Research and practice of enhanced oil recovery by polymer flooding in ordinary heavy oil reservoirs: Taking Block B21, Gudao Oilfield as an example[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(6): 101-106.
- [3] 毕永强,高煜婷,王春友,等.渗透率对菌体调剖驱油效果的影响[J].断块油气田,2020,27(4):493-497.
BI Yongqiang, GAO Yuting, WANG Chunyou, et al. Effect of permeability on profile control and oil displacement by bacteria [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(4): 493-497.
- [4] 李义,刘平德,张松.表面活性聚合物驱油剂的合成及性能研究[J].石油与天然气化工,2021,50(6):81-86.
LI Yi, LIU Pingde, ZHANG Song. Study of preparation and properties of surface-active polymers for oil displacement agent [J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2021, 50(6): 81-86.
- [5] 高清春,汪志明,李小龙,等.抗温耐盐滑溜水压裂液用聚合物合成研究[J].石油与天然气化工,2020,49(2):80-86.
GAO Qingchun, WANG Zhiming, LI Xiaolong, et al. Study on polymer synthesis of temperature-resistant and salt-resistant slick water fracturing fluids[J]. Chemical Engineering of Oil & Gas, 2020, 49(1): 80-86.
- [6] 兰玉波,杨清彦,李斌会.聚合物驱波及系数和驱油效率实验研究[J].石油学报,2006,27(1):64-68.
LAN Yubo, YANG Qingyan, LI Binhui, et al. Experimental research on sweep efficiency and oil-displacement efficiency of polymer flooding[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(1): 64-68.
- [7] 徐辉,宋敏,孙秀芝,等.新型耐特高温抗水解型聚合物驱油性能[J].油气地质与采收率,2021,28(4):101-106.
XU Hui, SONG Min, SUN Xiuzhi, et al. Study on oil displacement performance of a new type of polymer with ultra-high temperature and hydrolysis resistance[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(4): 101-106.
- [8] 舒政,齐勇,程飞豹,等.海上油田聚合物超重力速溶技术研究[J].油气地质与采收率,2021,28(3):142-146.
SHU Zheng, QI Yong, CHENG Feibao, et al. Research on high-gravity instant dissolving technology of polymers in offshore oilfields[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(3): 142-146.
- [9] 陈明贵,杨光,石鑫,等.渤海稠油油田早期注聚剖面反转规律及控制方法研究[J].油田化学,2017,34(2):278-284.
CHEN Minggui, YANG Guang, SHI Xin, et al. Laboratory study of profile reversion in early stage polymer injection for heavy oil recovery in China Bohai Bay[J]. Oilfield Chemistry, 2017, 34(2): 278-284.
- [10] 何金钢,宋考平,袁琳,等.岩心渗透率级差对泡沫分流量的影响[J].大庆石油地质与开发,2015,34(5):117-122.
HE Jingang, SONG Kaoping, YUAN Lin, et al. Influences of the core permeability differential on the fractional flow of the foam [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(5): 117-122.
- [11] 李昀龙,牛瑞,游仁宗,等.多层非均质储层聚合物驱剖面反转特征实验[J].断块油气田,2020,27(6):794-798.
LI Junlong, NIU Rui, YOU Renzong, et al. Experiment of polymer flooding profile inversion characteristics in commingled heterogeneous reservoirs[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(6): 794-798.
- [12] 刘义刚,张云宝,谢坤,等. Cr³⁺聚合物凝胶与水交替注入调驱作用机理——以渤海LD10-1油田为例[J].断块油气田,2017,24(2):251-254.
LIU Yigang, ZHANG Yunbao, XIE Kun, et al. Profile control and flooding effect of alternative injection of Cr³⁺ polymer gel and water and its mechanism: taking Bohai LD10-1 Oilfield as an example[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2017, 24(2): 251-254.
- [13] 鲍文博,卢祥国,刘义刚,等.微球/高效驱油剂复合驱油体系增油效果及作用机理[J].石油化工,2019,48(8):843-849.
BAO Wenbo, LU Xiangguo, LIU Yigang, et al. Oil increasing effect and mechanism of polymer microspheres/high efficiency oil displacement agent composite flooding system[J]. Petrochemical Technology, 2019, 48(8): 843-849.
- [14] 吕春阳,赵凤兰,侯吉瑞,等.泡沫驱前调剖提高采收率室内实验[J].油气地质与采收率,2015,22(5):69-73.
LYU Chunyang, ZHAO Fenglan, HOU Jirui, et al. Laboratory experiment of EOR through profile control before foam flooding [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(5): 69-73.
- [15] 卢祥国,刘义刚,曹伟佳,等.实现分注分采的层内非均质岩心的制作方法及其实验方法:CN107389396B[P].2020-09-01.
LU Xiangguo, LIU Yigang, CAO Weijia, et al. Production method and experimental method of in layer heterogeneous core for separate injection and production: CN107389396B[P]. 2020-09-01.
- [16] 卢祥国,张可,姜维东,等.一种人造非均质岩心饱和水的实验方法:CN101074913[P].2007-11-21.
LU Xiangguo, ZHANG Ke, JIANG Weidong, et al. An experimental method for saturated water in artificial heterogeneous core: CN 101074913[P]. 2007-11-21.

(编辑 尹淑容)