

引用格式:陈科,张旭东,何伟,等.河流相储层渗透率对水驱微观驱替效果的影响及挖潜方向研究[J].油气藏评价与开发,2021,11(5):694-702.

CHEN Ke, ZHANG Xudong, HE Wei, et al. Influence of micro displacement effect of permeability on water flooding and the direction of tapping potential of fluvial reservoir[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, 2021, 11(5):694-702.

DOI:10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.2021.05.005

河流相储层渗透率对水驱微观驱替效果的影响及挖潜方向研究

陈科¹,张旭东¹,何伟¹,尹超¹,唐磊¹,张虎²,叶仲斌²

(1. 中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司中海油实验中心(渤海),天津 300452;

2. 西南石油大学油气藏地质及开发工程国家重点实验室,四川 成都 610500)

摘要:海上河流相沉积储层地质条件十分复杂,注水开发过程中,不同渗透率储层吸水不同,剩余油分布分散,开发难度大。为指导各储层后期剩余油的挖潜方向,从微观孔喉尺度,采用压汞实验和微观水驱可视化实验,分别研究了不同渗透率储层的孔喉分布特征和微观渗流特征。结果表明,平均孔喉半径与渗透率有着良好的对数相关性关系,相关性系数为0.963 5,随着储层渗透率增加,平均孔喉半径逐渐增大;随着储层渗透率逐步增大,水驱微观指进现象的减少,逐渐向指状—网状—均匀驱替转变,各模型的波及系数和采收率均呈逐渐增大的趋势,连片状剩余油比例呈逐渐减小的趋势;当渗透率增大至 $2\ 228.7\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 时,波及系数和采收率均达到最大值,波及系数82.97%,采收率66.1%,连片状剩余油比例达到最小值45.82%;渗透率在 $(73.1\sim 1\ 005.2)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层后期应以提高驱替液黏度、提高波及系数作为挖潜主方向,渗透率在 $(1\ 005.2\sim 3\ 509.6)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层后期应以提高驱油效率作为挖潜主方向,渗透率在 $(3\ 509.6\sim 4\ 040.6)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层后期适宜以增加注水压力或封堵见水大孔道,使注入水改向,从而提高波及系数作为挖潜主方向。

关键词:河流相;渗透率;压汞;孔喉特征;微观水驱;剩余油

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Influence of micro displacement effect of permeability on water flooding and the direction of tapping potential of fluvial reservoir

CHEN Ke¹, ZHANG Xudong¹, HE Wei¹, YIN Chao¹, TANG Lei¹, ZHANG Hu², YE Zhongbin²

(1. CNOOC Experimental Center(Bohai), CNOOC EnerTech-Drilling & Production Co., Tianjin 300452, China; 2. State Key Laboratory of Oil and Gas Reservoir Geology and Exploitation, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China)

Abstract: The geological conditions of marine fluvial sedimentary reservoir are very complex. In the process of water flooding development, the remaining oil distribution is dispersed and it is difficult to develop due to different water absorption in the same permeability reservoir. In order to guide the exploration direction of remaining oil in the later stage of each reservoir, the pore throat distribution characteristics and micro percolation characteristics of different permeability reservoirs are studied based on the micro pore throat scale by the mercury injection experiment and micro water drive visualization experiment. The results show that there is a good logarithmic correlation between the average pore throat radius and permeability, and the correlation coefficient is 0.963 5. With the increase of the reservoir permeability, the mean pore throat radius increases gradually, whereas the micro fingering phenomenon of water drive is reduced, and the water flooding process is gradually changing to finger-network-uniform

收稿日期:2020-06-10。

第一作者简介:陈科(1988—),男,硕士,工程师,主要从事勘探开发实验研究。地址:天津市塘沽区闸北路3号勘探楼,邮政编码:300452。E-mail:chenke13@cnooc.com.cn

通信作者简介:张虎(1996—),男,在读硕士研究生,主要从事化学驱提高采收率研究。地址:四川省成都市新都区西南石油大学,邮政编码:610500。E-mail:TigerZ_0212@163.com

基金项目:国家科技重大专项“渤海油田高效开发示范工程”(2016ZX05058)。

displacement. Both the sweep efficiency and recovery efficiency of each model show an increasing tendency, and the proportion of continuous remaining oil is gradually decreasing. When the permeability increases to $2\ 228.7 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, both the sweep efficiency and recovery efficiency reach their maximum value, the former is 82.97%, the latter is 66.1%, and the proportion of continuous remaining oil reaches the minimum value of 45.82%. For the reservoirs with permeability of $(73.1 \sim 1\ 005.2) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, the main direction of potential tapping in the later period should be to increase the viscosity of displacement fluid and increase sweep. For reservoirs with permeability of $(1\ 005.2 \sim 3\ 509.6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, it turns to be improving oil displacement efficiency. For reservoirs with permeability of $(3\ 509.6 \sim 4\ 040.6) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, it is appropriate to increase water injection pressure or block large water breakthrough channels to change the direction of injected water, so as to improve the conformance as the main direction of the potential tapping.

Keywords: fluvial facies, permeability, mercury intrusion, pore throat characteristics, micro water flooding, remaining oil

河流相沉积储层的储量和产量在渤海区域都占有重要地位,实现此类油藏的高效开发,对于渤海油田增产、稳产意义重大^[1]。但河流相沉积储层地质条件十分复杂,横向变化快,纵向叠合差,储层非均质性严重,开发难度大,在注水开发过程中,由于不同渗透率储层吸水不同导致各储层平面、层间及层内3大矛盾突出,含水上升快,剩余油分布分散,水驱效果差^[2-3]。即便如此,海上河流相沉积储层剩余油储量仍然十分可观,有进一步提高原油采收率的空间^[4]。对于这类非均质储层,不同渗透率储层之间水驱渗流特征差异、剩余油分布差异以及后期剩余油的挖潜方向等都是亟待解决的问题^[5-7]。

目前众多学者针对不同油藏后期剩余油挖潜进行深入研究,但不同渗透率储层剩余油分布差异研究较少。黎盼^[8]认为渗透率对可动流体赋存特征影响较大,水驱油效率与渗透率的相关性要好于孔隙度,渗透率参数更能体现储层岩石的渗流特性。安然^[9]认为注水开发的过程中,渗透率高的油层微观孔隙半径较大,则其驱油需要克服的阻力较小,渗透率较低的油层,其微观孔隙半径较小,驱油所需克服的阻力较大。因此,在注水压力相同时,当低渗区域孔道驱油还未完成时,高渗区域已经完成驱油过程,吸水压差减小,压力不足以使注入水通过半径较小孔隙,使渗透率相对较低的储层孔道产生不出油或者出油速度很慢的现象。特别是对于非均质性强的储层,存在较多的这种变断面毛管,会产生叠加的贾敏效应,对生产造成严重不利的影响。

据此,该文从微观孔喉尺度,采用压汞实验和微观可视化实验,研究了不同渗透率储层的孔喉特征和微观水驱渗流特征,从而针对性地指导不同渗透率储层后期剩余油的挖潜方向。

1 实验部分

1.1 材料与仪器

实验用油:模拟油是由渤海油田脱水脱气原油与柴油按一定比例混合而成,黏度 $20 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ (油藏温度 $50\text{ }^\circ\text{C}$)。

实验用水:模拟渤海油田注入水,室内配制,矿化度为 $11\ 005 \text{ mg/L}$ 。

实验用岩样:渤海油田河流相沉积储层不同渗透率岩心,岩样参数见表1。

压汞实验仪器:全自动压汞仪(美国麦克仪器公司,最大承压为 228 MPa ,孔径测量范围为 $5 \text{ nm} \sim 360 \mu\text{m}$)。

微观驱替实验流程,实验室自制,组成为:氮气瓶(纯度 95%)、ISCO-260D双柱塞微量泵(美国ISCO公司,排量范围为 $0.001 \sim 107 \text{ mL/min}$,最大注入压力 50 MPa)、中间容器(江苏海安公司)、蔡司体视显微镜(德国马尔公司,放大倍率为 $4.7 \times \sim 1\ 312.5 \times$,

表1 实验样品参数统计

Table 1 Statistics of experimental sample parameters

岩样 编号	砂含量 (%)	泥含量 (%)	渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	孔隙度 (%)	平均孔喉半径 (μm)
1	43.6	17.8	73.1	45.10	4.300
2	29.5	20.4	137.8	29.89	7.460
3	56.0	13.0	304.4	52.06	7.270
4	34.4	18.2	625.0	30.50	14.240
5	45.0	18.6	1 005.2	48.63	15.030
6	81.5	6.0	2 228.7	42.50	19.444
7	80.1	5.8	3 509.6	52.06	20.010
8	83.2	5.6	4 040.6	55.43	22.150

配图像采集系统)、玻璃模型(自制,尺寸为30 mm×30 mm×2 mm,透明度好、光泽度高)、微观岩心夹持器(自制)。

1.2 实验方法

1.2.1 压汞实验^[10]

1) 选取不同渗透率河流相沉积储层的岩心样品,直径为2.5 cm,长度为6~10 cm。

2) 对岩心进行洗油、烘干等预处理后,进行渗透率、孔隙度等常规物性测试。

3) 将岩心抽真空后浸泡在汞液中,放入压汞设备,以低流速向岩心中注入汞。

4) 当压力达到约228 MPa时,按设定压力逐级退汞,直到压力降到大气压力,实验结束。

5) 实验的同时,通过数据采集设备记录实时监控和自动采集过程中压力的变化、注入汞体积等参数,实验结束后对数据进行后续处理。

1.2.2 微观驱替实验

1) 微观模型设计:依据研究区块目的层段岩心样品的铸体薄片,将不同图形的孔隙喉道与岩石颗粒区分开,依次按要求排列串联、提取骨架,将铸体薄片图形1:1制作成玻璃刻蚀模型,利用显影技术按照制作模型进行曝光刻蚀。

2) 检查微观驱替装置气密性以及微观夹持器模型的气密性。

3) 饱和油:分别以0.001,0.005,0.010 mL/min的速度进行交替注入,将模拟油注入非均质模型内进行饱和。

4) 水驱:以0.001 mL/min的速度恒速注入,将已经被甲基蓝染色的模拟地层水注入微观可视化模型内,并用显微镜、图像采集设备观察和记录整个驱替过程。

5) 提取实验过程中所拍摄实验图像,对图像进行分析处理,计算得出该驱替实验的波及系数和采收率等参数。

2 结果与分析

2.1 孔喉特征分析

河流的冲淤作用和河床地形地貌是影响河流相

储层渗透率变化的主要因素。河床沉积物的岩性、结构以及颗粒分选直接影响着其渗透性的大小,储层渗透率受到区域沉积相的干扰和影响,沿着河道方向储层的物性较好,容易形成水流通道,而与河道垂直的方向上,储层的物性较差,且变化较快,造成波及系数偏低。受河流相沉积特征的影响,存在着主体层位水窜严重、非主体层位动用程度低的问题。

从河流相沉积储层8块岩样孔喉半径分布范围曲线(图1)可知,1号、2号岩样孔喉分选性差,孔喉半径差异较大,不符合正态分布;3~8号岩样孔喉分布比较均匀,孔喉半径分布频率基本符合正态分布特征,分布范围大致接近,基本分布在0.05~50.00 μm,主要分布在10~50 μm;峰值分布频率大小差异较大,分布在15 μm左右。峰值左边的曲线比较陡峭,右边相对比较平缓^[11]。

通过对8块岩样孔喉半径进行加权平均,得出平均孔喉半径分布范围为4.30~22.15 μm。由平均孔喉半径和渗透率的相关关系可知(图2),其储集层平均孔喉半径与渗透率有着良好的对数相关性关系,相关性系数为0.963 5,随着渗透率数值的增加,平均孔喉半径逐渐增大^[12]。

2.2 微观水驱渗流特征

模拟高含水油藏水驱开发,对不同渗透率微观可视化模型分别水驱30 PV,观察分析驱替过程中水驱渗流特征以及驱替结束后剩余油分布、微观波及系数和采收率的差别,进一步分析不同渗透率储层后期剩余油的挖潜方向。

根据水驱过程中注入水的渗流规律以及微观剩余油的赋存状态,将不同渗透率模型按微观水驱特征划分为四类^[13]:

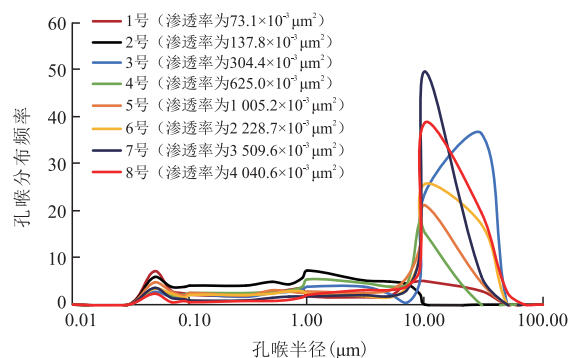


图1 孔喉半径分布范围曲线

Fig. 1 Radius distribution curve of pore throat

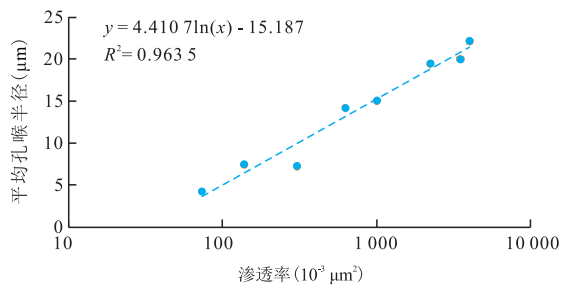
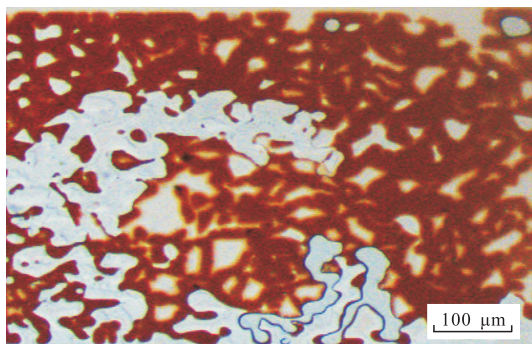


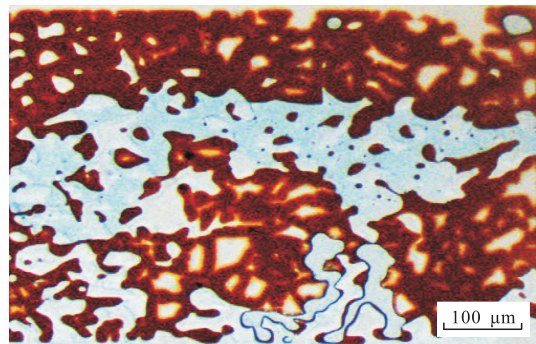
图2 平均孔喉半径—渗透率关系
Fig. 2 Relation between average pore throat radius and permeability

第一类:1号、2号模型(图3)偏向于垂直河道方向,受到侧向堆积的影响,其孔喉分布较复杂,由于局部泥质胶结严重,孔喉半径明显变小,在注水过程中,注入水无法克服较大的毛细管力进入更细小的孔喉中驱替原油,微观指进现象明显,水驱过程呈指状驱替,波及面积小,绕流及水窜现象明显,驱油效率低,剩余油大片富集,驱油效果最差。水驱结束后,1号模型波及系数为24.93%,采收率为21.0%;2号模型波及系数为56.57%,采收率为35.8%。

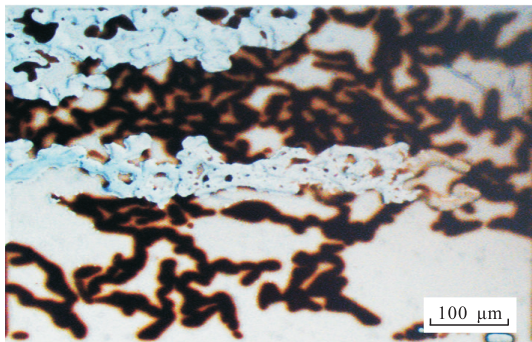
第二类:3号模型(图4)偏向于沿着河道方向的



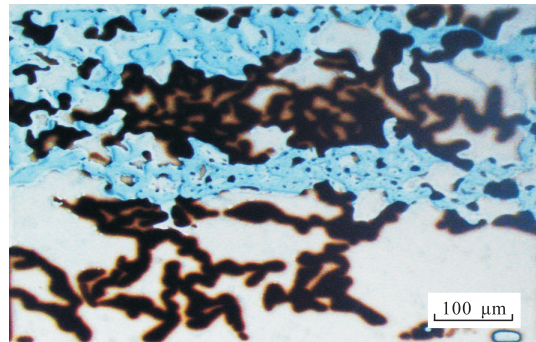
a.1号模型10 PV驱替倍数下油水分布



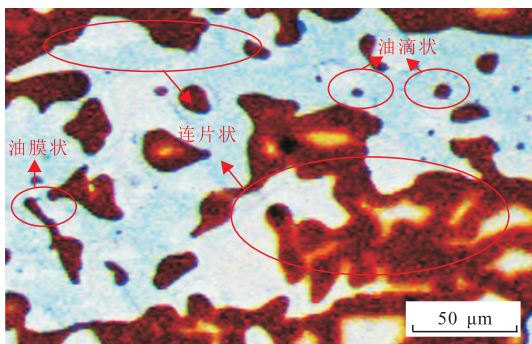
b.1号模型30 PV驱替倍数下油水分布



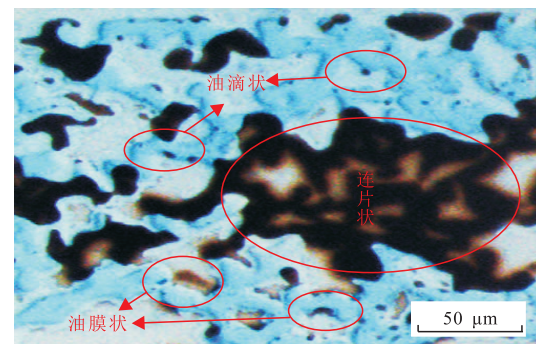
c.2号模型10 PV驱替倍数下油水分布



d.2号模型30 PV驱替倍数下油水分布



e.1号模型剩余油形态



f.2号模型剩余油形态

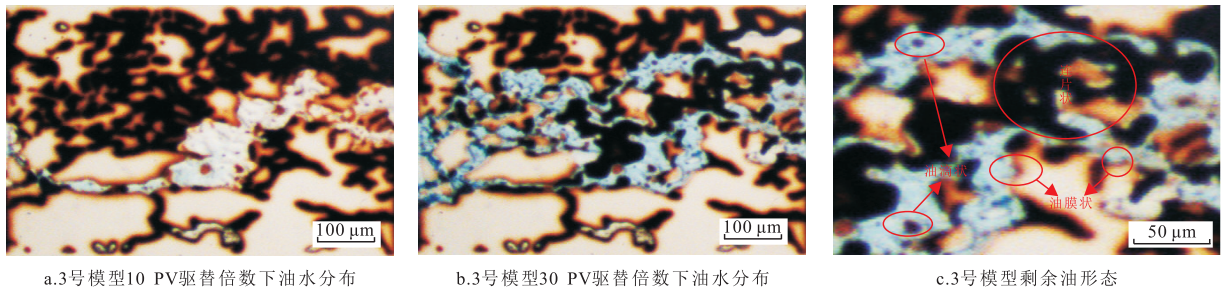
图3 1号、2号模型微观驱油实验

Fig. 3 Micro oil displacement experiment diagram of model-1 and model-2

尾端,其孔喉分布相较于垂直河道方向,相对均匀,然而受到微小颗粒沉积的影响,岩心的渗透性偏低。实验可见不同时刻水驱前缘曲线波动幅度大,形状不规则,水驱效果较差。模型见水前,水驱过程

呈指状驱替;见水后,随着驱替倍数增大,注入水驱动力增加,波及面积增大,水驱过程呈网状驱替。水驱结束后,波及系数为64.23%,采收率为38.9%。

第三类:4号、5号模型(图5)偏向于沿着河道方



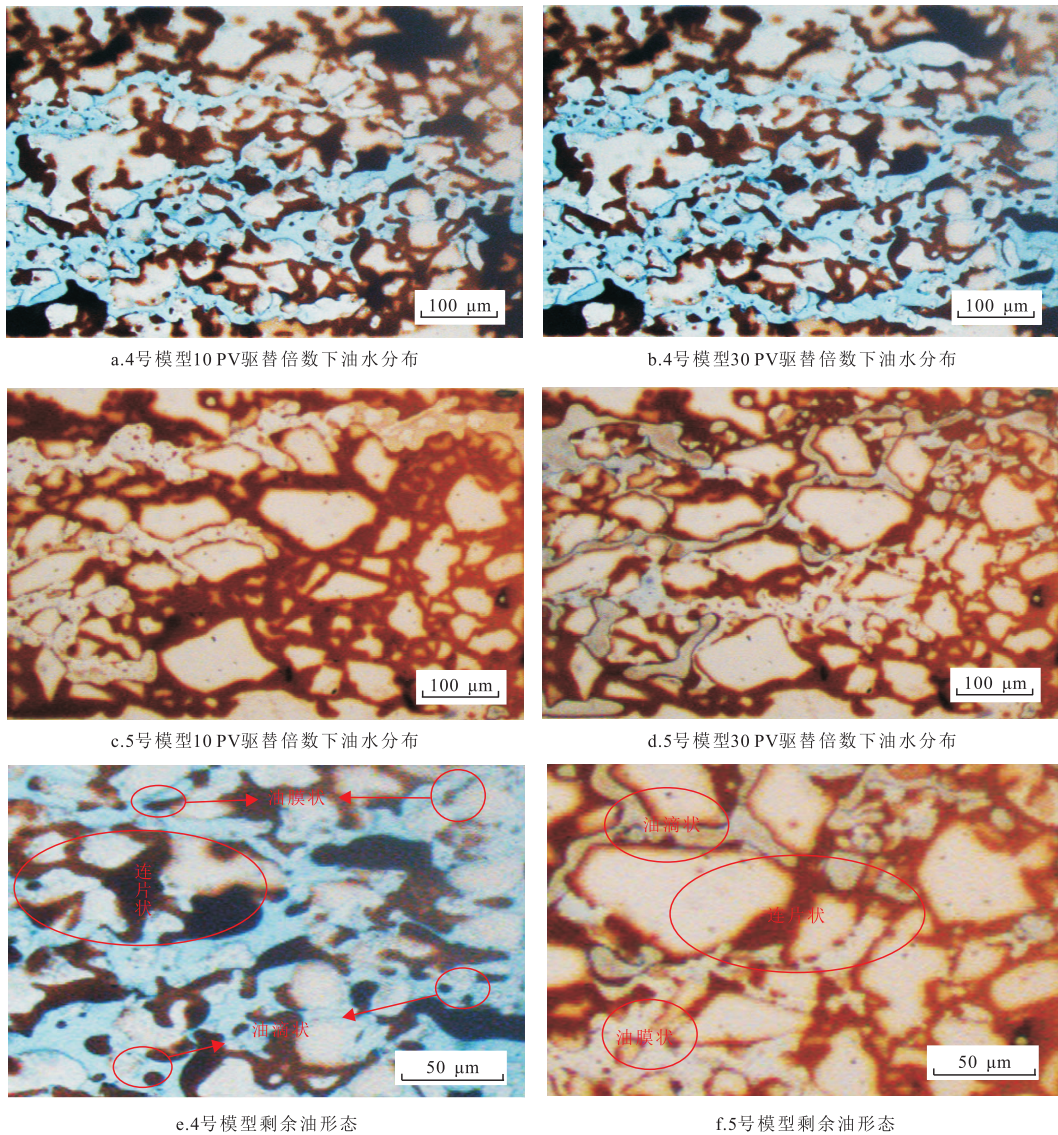
a.3号模型10 PV驱替倍数下油水分布

b.3号模型30 PV驱替倍数下油水分布

c.3号模型剩余油形态

图4 3号模型微观驱油实验

Fig. 4 Micro oil displacement experiment diagram of model-3



a.4号模型10 PV驱替倍数下油水分布

b.4号模型30 PV驱替倍数下油水分布

c.5号模型10 PV驱替倍数下油水分布

d.5号模型30 PV驱替倍数下油水分布

e.4号模型剩余油形态

f.5号模型剩余油形态

图5 4号、5号模型微观驱油实验

Fig. 5 Micro oil displacement experiment diagram of model-4 and model-5

向的中部,渗透性较好,孔径分布较为均匀。驱替过程中,注入水始终呈网状驱替,水驱前缘虽整体向模型右端出口推进,但小范围内水流通道易分叉、汇合,局部绕流现象明显。水驱结束后,4号模型波及系数为67.76%,采收率为44.9%;5号模型波及系数为82.28%,采收率为55.03%。

第四类:7号、8号模型(图6)偏向沿着河道方向的初始部分,孔径相对较大,具有很好的渗透性。驱替过程中,水驱前缘依次向模型右端出口推进,不同时刻水驱前缘基本与驱替方向垂直,呈均匀推进,注入水波及面积大、水驱效率高、剩余油含量低。水驱

结束后,7号模型波及系数为82.37%,采收率为63.7%;8号模型波及系数为79.4%,采收率为59.6%。

可见,受到河道冲淤影响,造成不同模型非均质性差异,具有不同的孔径分布,造成渗透性的变化。随着模型渗透率逐渐增大,注入水逐渐呈指状—网状—均匀驱替,波及系数和采收率均呈逐渐增大的趋势^[14-16]。

不同渗透率模型水驱油实验得到的剩余油微观分布模式主要有如下几种类型^[17-18]:连片状、油膜状、油滴状。

统计各模型下的波及系数、采收率、剩余油分布

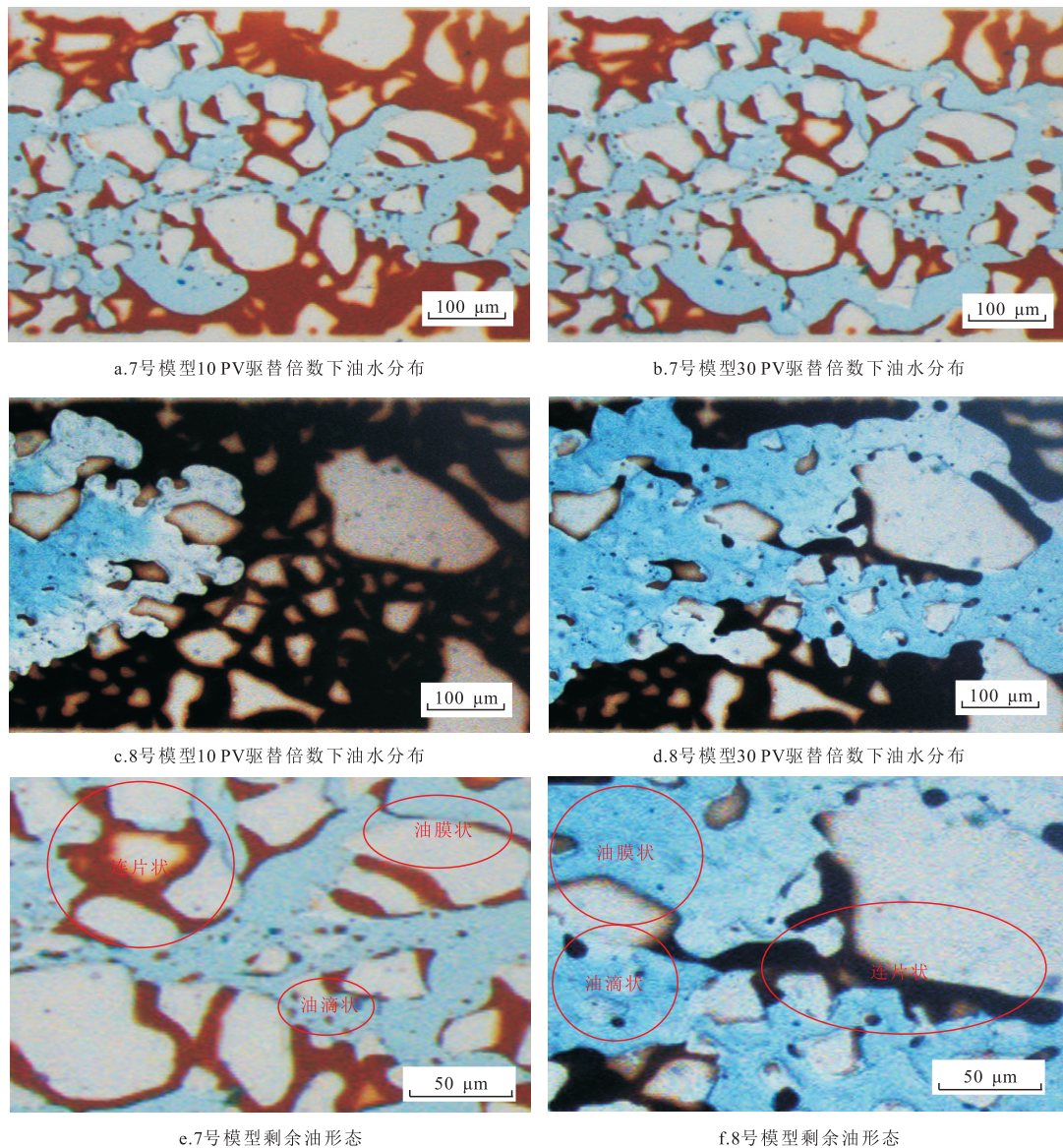


图6 7号、8号模型微观驱油实验

Fig.6 Micro oil displacement experiment diagram of model-7 and model-8

比例(图7、图8)。随着渗透率增大,各模型的波及系数和采收率均呈逐渐增大的趋势,连片状剩余油比例呈逐渐减小的趋势;当渗透率增大至 $2\ 228.7\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 时,波及系数和采收率均达到最大值,波及系数为82.97%,采收率为66.1%,连片状剩余油比例达到最小值,为45.82%;当渗透率大于 $2\ 228.7\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 时,随着渗透率增大,各模型的波及系数和采收率反而均呈逐渐减小的趋势,连片状剩余油比例逐渐增大。

分析认为主要是各模型的孔喉特征差异造成的。当渗透率较低时,平均孔喉半径较小,孔喉分选较差,大孔隙与小喉道连通,注入水的驱动力不足以克服小喉道产生的较大毛细管力,无法进入小孔喉中驱替原油,注入水优先沿阻力最小的大孔喉驱替原油并迅速突破至出口端,而绕过与它并联的中小孔隙、小喉道,大片油被剩余,形成大片未被波及的连片状剩余油。水驱过程为指状驱替,指进现象明显,波及面积小,驱替过程中容易造成卡段、绕流及水窜现象,导致驱油效率低,剩余油大片富集,连片状剩余油比例高。随着渗透率、平均孔喉半径逐渐

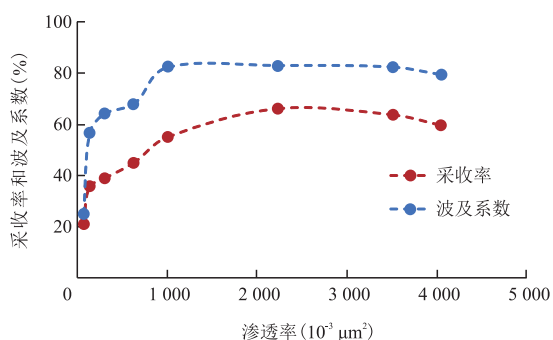


图7 渗透率—采收率和波及系数关系

Fig. 7 Relation between permeability/recovery and sweep efficiency

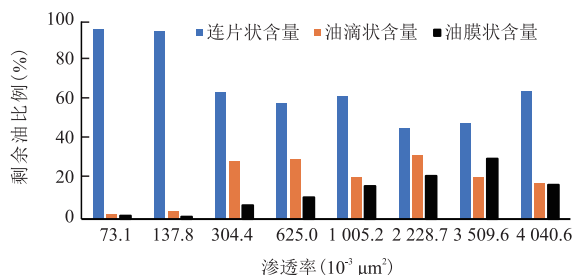


图8 不同渗透率模型剩余油比例

Fig. 8 Remaining oil ratio of different permeability models

增大,孔喉分选性逐渐变好,孔喉非均质性减弱,流体在喉道中受到渗流阻力变小,水可以进入到喉道中,水驱过程逐渐向指状—网状—均匀驱替转变,波及面积逐渐增大,连片状剩余油占比逐渐减少,油滴状、油膜状剩余油比例逐渐增多,采收率逐渐增大。当渗透率增大至一定范围后,随着平均孔喉半径增大,注入水驱动力逐渐减小,水驱过程虽为均匀驱替,但能量有限,波及面积有限,反而导致波及系数降低,未波及区域连片状剩余油含量增多,驱油效率降低^[19-20]。

2.3 剩余油挖潜方向研究

根据水驱渗流特征及剩余油分布特征,将不同渗透率河流相储层剩余油挖潜方向分成三类。

第一类为渗透率在 $(73.1 \sim 1\ 005.2) \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层。这类储集层平均孔喉半径较小,孔喉分选性较差,大孔隙与小喉道连通,水驱指进现象明显,形成大量连片状的剩余油,波及面积小,有足够的提高空间,后期应以提高驱替液黏度,提高波及系数作为挖潜主方向。

第二类为渗透率在 $(1\ 005.2 \sim 3\ 509.6) \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层。这类储集层平均孔喉半径较大,孔喉分选性较好,水驱波及面积大,波及区域中油滴状、油膜状剩余油比例较高,后期应以提高驱油效率作为挖潜主方向。

第三类为渗透率在 $(3\ 509.6 \sim 4\ 040.6) \times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层。这类储集层渗透率高、孔隙度高,注入水驱动力不足,能量有限,导致波及面积有限,剩余油连片状比例高。后期适宜以增加注水压力或封堵见水大孔道,使注入水改向,从而提高波及系数作为挖潜主方向^[21-22]。

采用真实岩心进行驱替实验研究,得到不同渗透率条件下的驱油效果,各类剩余油挖潜效果见表2。

表2 水驱结束后挖潜效果对比

Table 2 Comparison of potential tapping effects after water flooding

岩心编号	渗透率 ($10^{-3}\ \mu\text{m}^2$)	水驱采出程度 (%)	提高采出程度 (%)
1	530.5	42.30	13.80
2	1 299.5	50.36	14.25
3	3 556.0	56.48	12.71

第一类采用浓度1 200 mg/L的聚合物溶液SNF3640C(线性高分子聚合物),黏度44.6 mPa·s;第二类采用1 200 mg/L的聚合物SNF3640C+2 000 mg/L的HDS(α -烯烴磺酸盐类表面活性剂),组成二元复合体系,黏度45.8 mPa·s,界面张力为 5.7×10^{-3} mN/m;第三类采用2 000 mg/L的聚合物溶液SNF3640C,黏度151.1 mPa·s。

根据三类剩余油挖潜结果,采出程度提高效果均大于10%,表明挖潜方向基本符合要求。

第一类采用1 200 mg/L的SNF3640C溶液进行剩余油挖潜,提高波及面积,采出程度提高13.8%;第二类采用1 200 mg/L SNF3640C + 2 000 mg/L HDS,以提高驱油效率为主,采出程度提高14.25%;第三类采用2 000 mg/L的聚合物溶液SNF3640C,提高波及系数,采出程度提高12.71%。

3 结论

1) 根据压汞实验结果,河流相沉积储层平均孔隙半径与渗透率有着良好的对数相关性关系,相关性系数为0.963 5,伴随着渗透率数值的增加,平均孔隙半径也逐渐增大。

2) 根据微观水驱实验结果,随着储层渗透率逐渐增大,水驱过程逐渐向指状—网状—均匀驱替转变,各模型的波及系数和采收率均呈逐渐增大的趋势,连片状剩余油比例呈逐渐减小的趋势,当渗透率增大至 $2\ 228.7\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 时,波及系数和采收率均达到最大值,波及系数为82.9%,采收率为66.1%,连片状剩余油比例达到最小值,为45.82%;当渗透率大于 $2\ 228.7\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 时,随着渗透率增大,各模型的波及系数和采收率反而均呈逐渐减小的趋势,连片状剩余油比例逐渐增大。

3) 渗透率在 $(73.1\sim 1\ 005.2)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层后期应以提高驱替液黏度,提高波及系数作为挖潜主方向;渗透率在 $(1\ 005.2\sim 3\ 509.6)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层后期应以提高驱油效率作为挖潜主方向;渗透率在 $(3\ 509.6\sim 4\ 040.6)\times 10^{-3}\ \mu\text{m}^2$ 的储集层后期适宜以增加注水压力或封堵见水大孔道,使注入水改向,从而提高波及系数作为挖潜主方向。

参考文献

- [1] 陈凯,翟刚,姚为英,等.渤中区块河流相油藏高效开发模式总结与应用[J].石油化工应用,2017,36(8):19-23.
CHEN Kai, ZHAI Gang, YAO Weiyang, et al. High-efficient development pattern summary and application in fluvial facies reservoir of Bozhong Block[J]. Petrochemical Industry Application, 2017, 36(8): 19-23.
- [2] 石洪福,何逸凡,孙强,等.海上河流相稠油油藏选择性堵水研究[J].天然气与石油,2020,38(2):74-78.
SHI Hongfu, HE Yifan, SUN Qiang, et al. Research on selective water plugging in offshore fluvial heavy oil reservoir[J]. Natural Gas and Oil, 2020, 38(2): 74-78.
- [3] 王双龙,程奇,房娜,等.锦州南油田古近系辫状河三角洲前缘沉积特征及砂体叠置模式[J].石油地质与工程,2020,34(6):20-27.
WANG Shuanglong, CHENG Qi, FANG Na, et al. Sedimentary characteristics and sand body superimposition model of Paleogene braided river delta front in Jinzhou south oilfield[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(6): 20-27.
- [4] 李廷礼,刘彦成,于登飞,等.海上大型河流相稠油油田高含水期开发模式研究与实践[J].地质科技情报,2019,38(3):141-146.
LI Tingli, LIU Yancheng, YU Dengfei, et al. Innovation and practice of development mode in high water-cut stage of large offshore fluvial heavy oilfield[J]. Geological Science and Technology Information, 2019, 38(3): 141-146.
- [5] 申春生,胡治华,李林,等.中高含水期河流相砂体剩余油量预测新方法[J].地质科技情报,2018,37(5):49-53.
SHEN Chunsheng, HU Zhihua, LI Lin, et al. A new method of quantitative prediction of remaining oil in fluvial facies sandstone at medium-high water cut stage[J]. Geological Science and Technology Information, 2018, 37(5): 49-53.
- [6] 张运来,廖新武,胡勇,等.海上稠油油田高含水期开发模式研究[J].岩性油气藏,2018,30(4):120-126.
ZHANG Yunlai, LIAO Xinwu, HU Yong, et al. Development models for offshore heavy oil field in high water cut stage[J]. Lithologic Reservoirs, 2018, 30(4): 120-126.
- [7] 张伟,许家峰,耿站立,等.改善复杂河流相稠油油田水驱开发效果对策[J].当代化工,2016,45(11):2573-2576.
ZHANG Wei, XU Jiafeng, GENG Zhanli, et al. Countermeasures for improving water-flooding development effect of complex fluvial facies reservoirs[J]. Contemporary Chemical Industry, 2016, 45(11): 2573-2576.
- [8] 黎盼.低渗透砂岩储层微观孔隙结构表征及生产特征分析——以姬塬油田T井区长4+5、长6储层为例[D].西安:西北大学,2019.
LI Pan. Microscopic pore structure characterization and production characteristic analysis of low-permeability sandstone

- reservoir: A case study on Chang 4+5 and Chang 6 Reservoir of T Area in Jiyuan Oilfield[D]. Xi'an: Northwestern University, 2019.
- [9] 安然. 中高渗油藏特高含水期剩余油富集机制及开发对策[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2017.
- AN Ran. Study on remaining oil accumulation mechanism and development strategies of mid-high permeability reservoirs at extra-high water-cut stage[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2017.
- [10] 马婧, 李占东, 鲍楚慧. 基于恒速压汞的储层微观孔隙结构特征研究[J]. 河北工业科技, 2016, 33(2): 132-138.
- MA Jing, LI Zhandong, BAO Chuhui. Study of the microscopic pore structure characteristics of the reservoir under constant-rate mercury penetration[J]. Hebei Journal of Industrial Science and Technology, 2016, 33(2): 132-138.
- [11] 张鹏, 张金功, 赵谦平, 等. 恒速压汞技术在定边长7致密砂岩储层微观孔喉空间表征中的应用[J]. 西北大学学报(自然科学版), 2018, 48(3): 423-430.
- ZHANG Peng, ZHANG Jingong, ZHAO Qianping, et al. The application of constant-rate mercury penetration technology of Chang 7 tight sandstone reservoir pore-throat space representation in Dingbian Oildom[J]. Journal of Northwest University (Natural Science Edition), 2018, 48(3): 423-430.
- [12] 罗懿兰. 姬源油田铁边城地区长6储层典型成岩相微观孔喉特征分析[D]. 西安: 西北大学, 2018.
- LUO Yilan. Study on microscopic pore throat characteristics of typical diagenetic facies in Chang 6 Reservoir in Tiebiancheng area, Jiyuan Oilfield[D]. Xi'an: Northwest University, 2018.
- [13] 康永梅, 李明, 王联国, 等. 鄂尔多斯盆地演武油田S1区块延8油层组微观水驱渗流特征[J]. 油气地质与采收率, 2019, 26(5): 48-57.
- KANG Yongmei, LI Ming, WANG Lianguo, et al. Microscopic waterflooding percolation characteristics of Yan8 Formation in Block S1, Yanwu Oilfield, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2019, 26(5): 48-57.
- [14] 陈强. 华庆油田长63储层微观地质特征及剩余油分布研究[D]. 西安: 西北大学, 2016.
- CHEN Qiang. Research on the micro geological characteristics and remaining oil distribution of Chang 63 Reservoir in Hua Qing Oilfield[D]. Xi'an: Northwestern University, 2016.
- [15] 王惠娟. 基于纳米尺度的储层非均质性研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2011.
- WANG Huijuan. Study on reservoir heterogeneity based on nanoscale[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2011.
- [16] 陈敏. 水驱油藏微观渗流机理定量描述研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2017.
- CHEN Min. Quantitative description of microscopic seepage mechanism in water drive reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2017.
- [17] 何巧林, 关增武, 左小军, 等. 轮南2油田JIV油藏水驱实验及微观剩余油分布特征[J]. 新疆石油地质, 2017, 38(1): 81-84.
- HE Qiaolin, GUAN Zengwu, ZUO Xiaojun, et al. Waterflooding experiment and micro-distribution of remaining oil in JIV reservoir in Lunnan-2 Oilfield[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2017, 38(1): 81-84.
- [18] 张小静, 段秋红, 申乃敏, 等. 聚驱后油藏微观剩余油水驱启动方式及优化挖潜[J]. 石油地质与工程, 2020, 34(5): 63-68.
- ZHANG Xiaojing, DUAN QiuHong, SHEN Naimin, et al. Starting mode and tapping potential of micro remaining oil-water drive after polymer flooding[J]. Petroleum Geology & Engineering, 2020, 34(5): 63-68.
- [19] 李沛恒. 低渗微观非均质油藏水驱机理及油水分布研究[D]. 北京: 中国石油大学(北京), 2018.
- LI Peihuan. Water flooding mechanisms and oil water distribution flooding in low permeability micro homogeneous reservoirs[D]. Beijing: China University of Petroleum (Beijing), 2018.
- [20] 李俊键, 刘洋, 高亚军, 等. 微观孔喉结构非均质性对剩余油分布形态的影响[J]. 石油勘探与开发, 2018, 45(6): 1043-1052.
- LI Junjian, LIU Yang, GAO Yajun, et al. Effects of microscopic pore structure heterogeneity on the distribution and morphology of remaining oil[J]. Petroleum Exploration and Development, 2018, 45(6): 1043-1052.
- [21] 杨艳. 冀东油田高孔高渗油藏大孔道识别与封堵技术研究[D]. 青岛: 中国石油大学(华东), 2013.
- YANG Yan. Study on the thief zone identification and plugging technology of high porosity and high permeability reservoir in Jidong Oilfield[D]. Qingdao: China University of Petroleum (East China), 2013.
- [22] 曹新, 张文鹏, 于兆坤. 调剖调驱技术在非均质油气藏的应用[J]. 精细石油化工进展, 2018, 19(3): 36-38.
- CAO Xin, ZHANG Wenpeng, YU Zhaokun. Application of profile control and oil displacement technology in heterogeneous oil and gas reservoir[J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2018, 19(3): 36-38.

(编辑 常燕)