

裂缝性低渗透油藏不同含水阶段剩余油动用比例研究

房雨佳, 杨二龙, 殷代印

(东北石油大学, 黑龙江 大庆 163318)

摘要:为探究裂缝对低渗透油藏驱油效果的影响,通过采用玻璃模型微观驱油实验、微观解剖实验和天然岩心驱油实验,研究水驱开发过程中不同含水阶段裂缝性油层驱油效果,进而得到在裂缝的作用下各类剩余油的动用状况。结果表明,随着含水率的增加,簇状剩余油饱和度降低,幅度较大,膜状、盲端状、油滴状和柱状类剩余油饱和度增大;有裂缝模型剩余油饱和度高于无裂缝模型,驱替液在裂缝中窜流,降低波及体积;模型渗透率增大,簇状剩余油饱和度增加,其他类型剩余油饱和度降低。微观解剖实验表明:剩余油分布变化规律与光刻玻璃模型大体一致,从而证明制作的光刻玻璃模型的可靠性。从人造岩心水驱油实验看出,低渗透岩心水驱规律曲线呈现“S”型,裂缝岩心比无裂缝岩心见水早,裂缝和基质渗透率比值(k_f/k_m)越大,无水采收率越小。

关键词:水驱曲线;低渗透油藏;驱油效果;微观剩余油;裂缝;剩余油饱和度

中图分类号:TE357

文献标识码:A

Study on utilization ratio of remaining oil in fractured low permeability reservoirs at different water cut stages

FANG Yujia, YANG Erlong, YIN Daiyin

(Northeast Petroleum University, Daqing, Heilongjiang 163318, China)

Abstract: In order to explore the effect of fractures on oil displacement in low permeability reservoirs, the oil displacement effect of fractured reservoirs in different water cut stages was studied by a series experiments on glass model micro-oil displacement, micro core dissection and natural core oil displacement, and then the utilization status of various remaining oil under the action of fractures was obtained. The results showed that the saturation of cluster residual oil decreased with the increase of water cut, while the saturation of film, blind end, droplet and column residual oil increased. The residual oil saturation of the fractured models were higher than that of the non-fractured ones, the displacement fluid was channeling in the fractures, and the swept volume was reduced. When the model permeability increased, the cluster residual oil saturation increased, but the other types of residual saturation decreased. The distribution and variation rules of residual oil in micro core dissection experiments were generally consistent with that of the photolithographic glass model, thus proving the reliability of the photolithographic glass model. Seen from the core water flooding experiment, the water flooding law curve of low permeability core was an “S” curve. Water breaks through earlier in the fractured cores than that in the non-fracture ones. And the larger the permeability ratio of fracture to matrix (k_f/k_m) was, the smaller the anhydrous recovery would be.

Key words: water flooding curve, low permeability, oil displacement effect, microscopic residual oil, fracture, residual oil saturation

低渗透油藏在我国总探明储量中所占的比例越来越大,因此,深入研究低渗透储层的孔隙结构与流体渗流特征,对于提高低渗透油藏的采收率具有重

要的意义和价值^[1-8]。低渗透油层仍有大量剩余油滞留地下,急需开展剩余油分布状况研究^[9-12]。黄迎松等^[13]通过改变注入速度对束缚型和油膜型剩余油动

收稿日期:2018-11-20。

第一作者简介:房雨佳(1992—),女,在读博士研究生,从事提高油气采收率理论与技术研究。通讯地址:黑龙江省大庆市东北石油大学石油工程学院,邮政编码:163318。E-mail: xiaofangzi_101@163.com

基金项目:国家自然科学基金“考虑孔隙变形的致密油储层基质—裂缝系统渗流机理研究”(51574085);黑龙江省自然科学基金“富含有机质变形介质页岩气储层流体渗流机理研究”(E2016008)。

用程度的驱油实验,得出结论:增大注入速度可以明显提高剩余油采收率。郭粉转等^[14]通过数值模拟研究水平缝发育对油藏注水开发的影响,得出结论:裂缝周围油井出现水窜,水驱开发效果较差。刘彦子等^[15]通过进行裂缝油藏可视化驱油实验,得出结论:由于裂缝非均质性的特征,剩余油形成机理有所差别。裂缝的存在对注水开发过程产生重要的影响,很少有学者能够具体研究不同含水条件下裂缝对剩余油分布的影响。通过从微尺度角度进行驱油实验,对比在水驱油时无裂缝和有裂缝模型剩余油的形成和转变,可以看出裂缝的存在对孔隙结构中各类剩余油的影响程度,为低渗透裂缝性油层进一步提高采收率提供理论指导。

1 实验设计

1.1 实验准备

1) 实验岩心:人造均质长岩心6块,其中3块采用人工造缝技术使其产生裂缝,另3块无裂缝;大庆全直径无裂缝和有裂缝天然岩心,岩心直径为2.5 cm。

2) 光刻玻璃模型。对大庆油田进行取心($6\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $16\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $45\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$),将岩石的孔隙结构印在玻璃板上,从而得到更接近实际油层的光刻玻璃模型。其尺寸为40 mm×40 mm,制造的模型分为无裂缝和有裂缝,获取天然无缝岩心的孔隙结构照片,利用光化学刻蚀工艺,得到无缝光刻玻璃模型,将无缝岩心人工压出裂缝,拍摄孔隙结构照片,进而得到有裂缝光刻玻璃模型(图1)。

3) 实验用油。实验用油是来自大庆某厂脱气原油和煤油按一定比例配置而成的模拟油,45℃下模拟油黏度为10 mPa·s。

4) 实验用水。矿化度为6 778 mg/L的模拟地层水,用于在模型中造束缚水;矿化度为508 mg/L的盐

水,用于进行微观水驱油实验。

1.2 实验步骤

光刻玻璃模型驱油实验:①光刻玻璃模型抽真空后饱和油;②以恒速(0.2 mL/h)水驱油,当采出液含水率分别达到30%、50%、70%、90%和100%时,实时录取模型内剩余油的形态和分布状况;③对图像进行处理,分别计算不同含水阶段的驱油效率。

岩心驱油实验:①将岩心抽真空并饱和人工合成盐水;②岩心饱和油,在45℃的恒温条件下用模拟油驱水至模型出口不出水为止;③用恒速恒压泵以恒定的驱替速度对岩心进行水驱,计量不同阶段的产液量和产油量。

岩心微观解剖驱油实验:①准备3种渗透率分别为 $6\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $16\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $45\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的天然岩心,每种渗透率各选5块岩心(来自同一全直径岩心以保证孔隙结构相近),分别用恒速恒压泵以相同的恒定驱替速度对岩心进行水驱油实验。当岩心含水率分别达到30%、50%、70%、90%和100%时,停止驱替,并将岩心折断,获取天然岩心的自然断面;②将自然断面上的不同位置在荧光显微镜下拍摄多张照片;③应用景深扩展软件,获得合成照片;④计算岩心孔隙中不同类型剩余油所占比例,绘制出含剩余油孔隙比例与含水率的关系曲线;⑤更换其他渗透率岩心,重复以上操作。

2 实验结果与分析

2.1 不同含水阶段剩余油分布状况

根据图像识别方法,应用上述实验结果计算常规水驱条件下各种类型剩余油饱和度,不同渗透率级别光刻玻璃模型剩余油饱和度随含水率变化情况见表1和表2。

可以看出,随着含水率的增加,驱油效率逐渐增加,增幅减小;随着渗透率的增大,驱油效率逐渐增加,增幅减缓。对于渗透率为 $6\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $16\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $45\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的光刻玻璃模型,无裂缝模型驱油效率分别为38.120%、49.350%和57.260%,残余油饱和度分别为38.366%、32.923%和29.063%;有裂缝模型驱油效率略低,分别为33.250%、45.820%和53.690%,残余油饱和度略高,分别为41.385%、35.217%和31.491%,与无裂缝模型相比,驱油效率

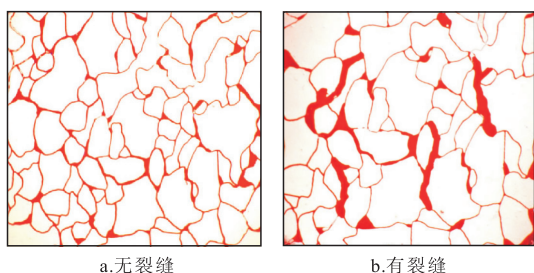


图1 玻璃刻蚀模型饱和油

Fig. 1 Saturated oil of glass etching model

表1 不同含水阶段各类剩余油分布特征(常规水驱无裂缝)
Table 1 Distribution characteristics of various types of residual oil in different water cut period
(Conventional water flooding without fractures)

渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	含水阶段	剩余油类型										合计 剩余油 饱和度, %	驱油 效率, %
		簇状		柱状		油滴状		膜状		盲端状			
		饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %		
6	含水率 30 %	38.843	75.210	3.760	7.280	3.558	6.890	2.546	4.930	2.939	5.690	51.646	16.700
	含水率 50 %	30.456	61.556	5.066	10.240	7.231	14.616	2.740	5.538	3.983	8.050	49.476	20.200
	含水率 70 %	26.419	56.664	5.865	12.580	7.461	16.003	2.763	5.926	4.115	8.827	46.624	24.800
	含水率 90 %	20.961	50.012	6.153	14.682	7.653	18.260	2.853	6.806	4.292	10.240	41.912	32.400
	含水率 100 %	17.004	44.320	6.261	16.320	7.876	20.530	2.908	7.580	4.316	11.250	38.366	38.120
16	含水率 30 %	38.595	79.274	2.936	6.030	2.829	5.810	2.023	4.156	2.303	4.730	48.685	25.100
	含水率 50 %	31.829	69.261	4.010	8.726	5.512	11.994	2.091	4.550	2.513	5.469	45.955	29.300
	含水率 70 %	27.530	65.060	4.361	10.307	5.685	13.436	2.101	4.965	2.638	6.233	42.315	34.900
	含水率 90 %	21.962	58.863	4.552	12.200	5.877	15.753	2.112	5.660	2.807	7.524	37.310	42.600
	含水率 100 %	17.077	51.870	4.711	14.310	5.943	18.050	2.124	6.450	3.068	9.320	32.923	49.350
45	含水率 30 %	39.029	82.703	2.605	5.520	2.015	4.270	1.405	2.977	2.138	4.530	47.192	30.600
	含水率 50 %	33.655	76.852	3.232	7.380	3.222	7.358	1.459	3.332	2.224	5.079	43.792	35.600
	含水率 70 %	29.113	72.936	3.390	8.492	3.582	8.974	1.490	3.733	2.342	5.866	39.916	41.300
	含水率 90 %	23.023	67.046	3.513	10.230	3.836	11.172	1.530	4.455	2.437	7.097	34.340	49.500
	含水率 100 %	17.188	59.140	3.656	12.580	4.092	14.080	1.587	5.460	2.540	8.740	29.063	57.260

表2 不同含水阶段各类剩余油分布特征(常规水驱有裂缝)
Table 2 Distribution characteristics of various types of residual oil in different water cut period
(Conventional water flooding with fractures)

渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	含水阶段	剩余油类型										合计 剩余油 饱和度,%	驱油 效率, %
		簇状		柱状		油滴状		膜状		盲端状			
		饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %	饱和 度,%	比例, %		
6	含水率 30 %	41.059	79.120	2.896	5.580	3.415	6.580	2.356	4.540	2.169	4.180	51.894	16.310
	含水率 50 %	31.360	62.600	4.439	8.860	7.860	15.690	2.495	4.980	3.943	7.870	50.096	19.220
	含水率 70 %	27.524	58.260	5.367	11.360	7.427	15.720	2.707	5.730	4.219	8.930	47.244	23.810
	含水率 90 %	22.604	52.030	5.969	13.740	7.798	17.950	2.776	6.390	4.297	9.890	43.443	29.930
	含水率 100 %	19.885	48.050	6.415	15.500	7.867	19.010	2.905	7.020	4.312	10.420	41.385	33.250
16	含水率 30 %	40.098	80.535	2.425	4.870	3.259	6.546	2.011	4.039	1.997	4.010	49.790	23.400
	含水率 50 %	32.875	69.762	3.836	8.140	5.273	11.190	2.161	4.585	2.980	6.324	47.125	27.500
	含水率 70 %	28.393	65.489	4.434	10.226	5.355	12.351	2.164	4.991	3.010	6.943	43.355	33.300
	含水率 90 %	23.494	60.747	4.586	11.857	5.399	13.959	2.167	5.602	3.030	7.835	38.675	40.500
	含水率 100 %	19.957	56.670	4.606	13.080	5.438	15.440	2.173	6.170	3.043	8.640	35.217	45.820
45	含水率 30 %	41.748	84.682	1.992	4.040	2.051	4.160	1.350	2.738	2.159	4.380	49.300	27.500
	含水率 50 %	35.429	78.231	3.010	6.646	3.070	6.778	1.434	3.166	2.345	5.179	45.288	33.100
	含水率 70 %	29.616	73.570	3.122	7.756	3.604	8.952	1.485	3.688	2.429	6.033	39.916	40.800
	含水率 90 %	24.180	68.806	3.172	9.027	3.749	10.667	1.528	4.347	2.514	7.152	35.142	48.320
	含水率 100 %	20.330	64.560	3.187	10.120	3.851	12.230	1.587	5.040	2.535	8.050	31.491	53.690

分别降低了4.87、3.53和3.57个百分点,残余油饱和度分别提高了3.019、2.294和2.428个百分点。这是由于有裂缝光刻玻璃模型注入方向与裂缝方向一致,驱替液首先在裂缝中窜流,水驱后,裂缝中残余油饱和度低,基质中残余油饱和度高,无裂缝模型孔隙和喉道之间相差较小,可以减缓优势通道的形成,有裂缝模型驱油效率低于相同渗透率级别的无裂缝光刻玻璃模型。

从各类剩余油分布来看,对于相同渗透率级别的光刻玻璃模型,在含水率30%时,剩余油类型均以簇状剩余油为主。随着开发的持续进行,含水率逐渐增高,簇状剩余油比例降低,柱状剩余油比例增高,而油滴状、膜状和盲端状剩余油虽有增高,但增高幅度有限。这是由于低渗透油藏渗流阻力大,流速慢,容易形成簇状剩余油,继续注入驱替液。当运移到某一喉道中时,受驱替压差的作用,簇状剩余油含量逐渐降低或分解成其他剩余油,即簇状剩余油饱和度降低,其他类型剩余油饱和度升高。对比不同渗透率模型不同含水条件下采出程度可以看出,渗透率越大,相同含水率的条件下采出程度越大,含水率越高,阶段采出程度越大。

水驱过程中,模型出口端未出水时,水主要沿孔隙较大、阻力较小的通道突进,在平面上反映出几个指状的“水道”。水道的前沿几乎不连通,但后缘连通,指状水流在出口端汇合,较快形成突破。此时,模型中的原油采收程度很高,波及面积增大。模型采出端见水后,原油的采出速度放缓,模型中的剩余

油分布也发生缓慢的变化。随着采出端含水率的增加,模型中剩余油的类型和分布状况也会相应变化。低渗透油藏裂缝在油藏注水开发中具有明显的双重作用:一方面可以提高注水井吸水能力,弥补渗透率天然不足;另一方面容易形成水窜,使采油井过早见水和水淹,而离裂缝较远的孔隙中剩余油富集。通过研究不同含水阶段剩余油的分布,可以得到驱替液沿着裂缝窜流的程度,进一步采取有效措施改善水驱优势通道现象。

2.2 微观解剖实验剩余油分布

实验采用大庆低渗透天然无裂缝和有裂缝岩心,渗透率分别为 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,每一渗透率岩心无裂缝和有裂缝岩心各5块,通过实验可以得到不同含水率下不同类型剩余油比例(图2—图4)。

由图2—图4可以看出,渗透率分别为 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时无裂缝模型,驱油效率分别为36.310%、45.257%和54.050%,有裂缝岩心驱油效率分别为31.160%、42.394%和49.159%。相比同渗透率级别的无裂缝模型,驱替效果略差,与光刻玻璃模型相比,剩余油分布变化规律大体一致。

随着开发阶段的不断进行,水驱采出程度逐渐增大,残余油饱和度降低。主要原因是随着注入水不断驱替,大部分连片的簇状型剩余油开始动用,簇状型剩余油转化为其他类型剩余油,其他类型剩余油所占比例增大,渗透率越低,孔喉结构越复杂,剩

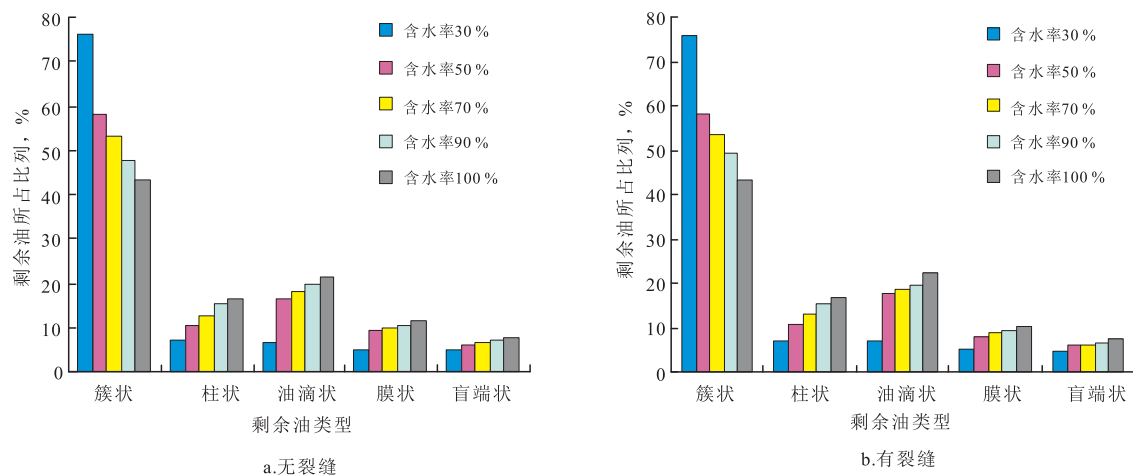


图2 渗透率为 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心不同含水阶段各类剩余油分布比例

Fig. 2 Distribution ratio of various types of residual oil in different watercut period when the permeability is $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

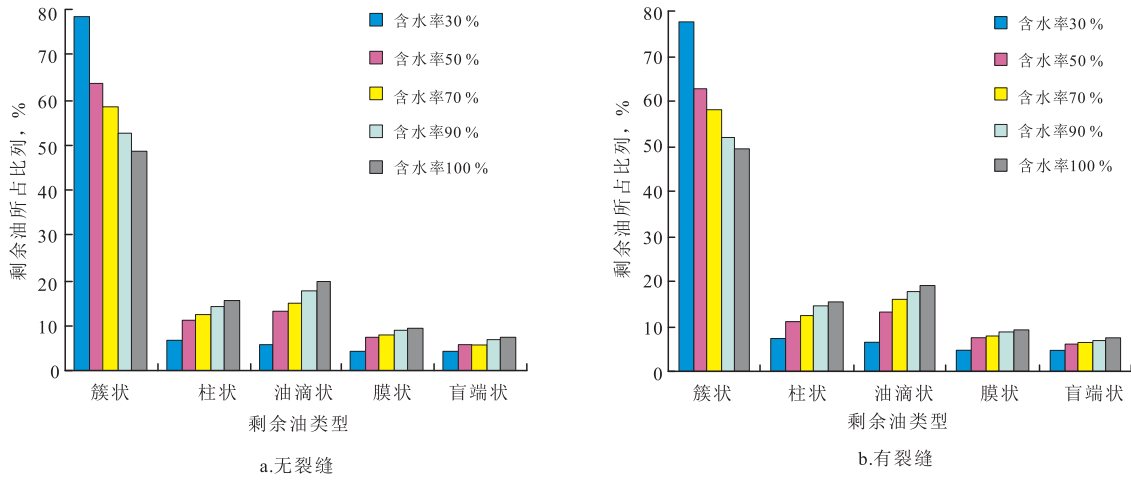


图3 渗透率为 $16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心不同含水阶段各类剩余油分布比例

Fig. 3 Distribution ratio of various types of residual oil in different watercut period when the permeability is $16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

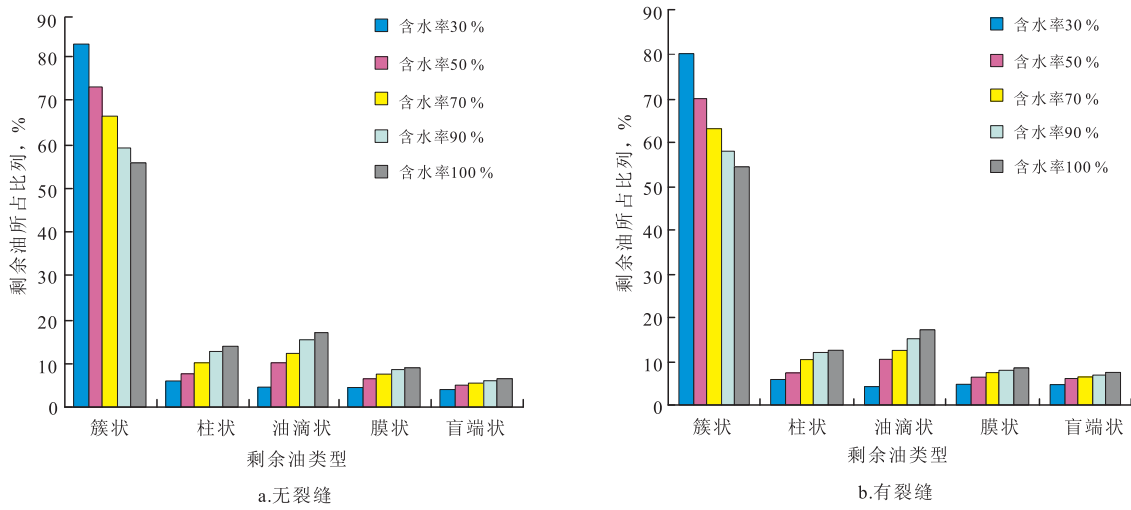


图4 渗透率为 $45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心不同含水阶段各类剩余油分布比例

Fig. 4 Distribution ratio of various types of residual oil in different watercut period when the permeability is $45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

余油的卡断现象越严重,剩余油分布越零散。

2.3 不同渗透率级别岩心不同含水阶段采收率变化情况

本实验选取了6块岩心,其中3块利用人工造缝技术使其产生裂缝,另3块无裂缝,岩心基础参数如表3所示。用黏度为 $10 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 的模拟油进行实验,研究了相同原油黏度下不同渗透率岩心的水驱油规律特征。不同渗透率无裂缝岩心的水驱油规律特征见图5。

对于无裂缝模型,渗透率从 $6.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 增大到 $46.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,无水采收率增大;从 12% 增加到 17.92%,随着含水率的增加,驱油效率逐渐增加。从

图5中可以看出曲线整体呈“S”型:含水率介于 0%~20% 时,水驱规律曲线加速上升,曲线上凹,渗透率越小,上升速度越快;含水率介于 20%~60% 时,

表3 实验岩心基础数据
Table 3 Basic data of experimental core

岩心编号	基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	裂缝渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	岩心长度/ cm	岩心半径/ cm	孔隙度, %
1-1	6.82		7.74	2.5	15.35
L-1	6.82	36.43	7.66	2.5	17.54
1-2	16.54		7.75	2.5	17.75
L-2	16.54	99.15	7.43	2.5	20.76
1-3	46.12		8.21	2.5	20.39
L-3	46.12	230.73	8.19	2.5	24.34

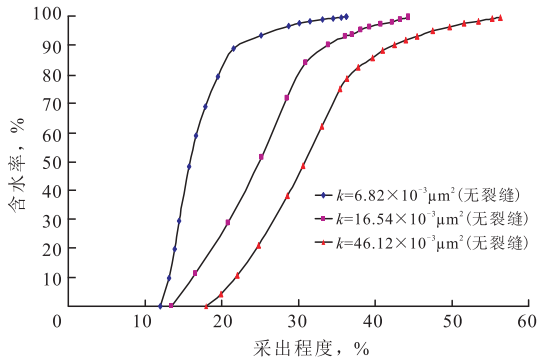


图5 各岩心含水率与采出程度关系曲线

Fig. 5 Relation between watercut ratio and recovery degree of each core

水驱规律曲线近似直线上升;含水率介于60%~90%时,水驱规律曲线上凸,上升速度变缓;对于所有渗透率级别的岩心,含水率介于90%~100%时,曲线上升都很慢,最终趋于水平,达到最终采收率。

从图6中可以看出,对于基质渗透率相同的岩心,有裂缝的岩心比无裂缝的岩心驱油效率低,见水时间早。且随着渗透率的增加,有裂缝模型无水采收率增大,这是因为随着渗透率的增加,裂缝模型中基质和裂缝之间的差异降低,波及面积增大,无水采收率对应就越大。从表4可以得出,当渗透率分别为 $6.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $16.54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 和 $46.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,有裂缝岩心比无裂缝岩心的采收率分别低4.15%、1.72%和0.78%。

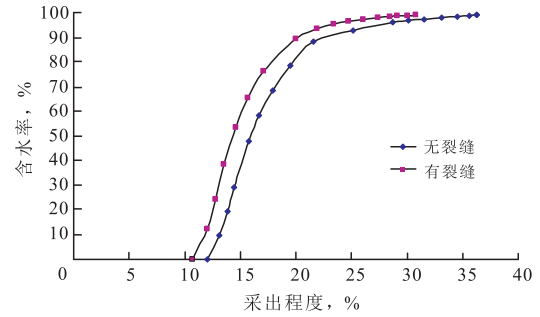
表4 岩心测试结果

Table 4 Test results of cores

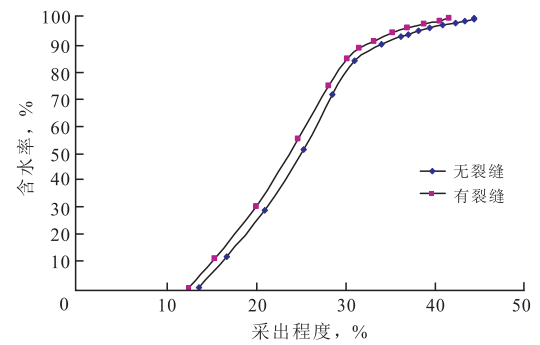
岩心编号	基质渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	裂缝形态	无水采收率, %	最终驱油效率, %	采收率差值, %
1-1	6.82	无缝	12.00	36.25	4.15
L-1	6.82	有缝	10.69	30.79	
1-2	16.54	无缝	13.47	44.30	1.72
L-2	16.54	有缝	12.34	41.45	
1-3	46.12	无缝	17.92	56.29	0.78
L-3	46.12	有缝	17.17	54.76	

2.4 裂缝渗透率对含水率的数值模拟研究

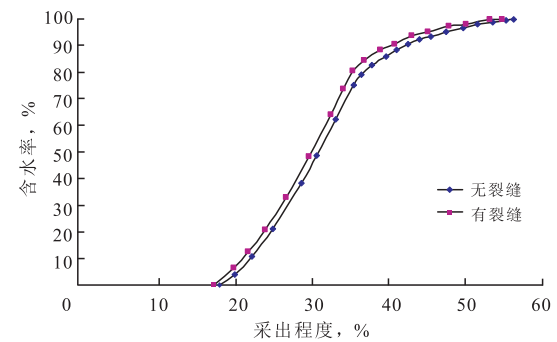
为研究双重介质模型裂缝渗透率对含水率的影响,建立双重介质理想模型,对不同裂缝参数对应的含水率进行模拟研究。应用ECLIPSE软件建立双重介质理想模型,模型采用九点法布井。将基质系统和裂缝系统剖分成2套网格,纵向上2个沉积单元,



a. 渗透率(k)= $6.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$



b. 渗透率(k)= $16.54 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$



c. 渗透率(k)= $46.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$

图6 不同渗透率裂缝性岩心含水率与采出程度关系曲线
Fig. 6 Relation between watercut ratio and recovery degree of fractured core with different permeability

划分成4个模拟层,前2个模拟层是基质系统,后2个模拟层是裂缝系统。设计基质和裂缝渗透率比分别为1、5和8,从而研究裂缝渗透率对含水率的影响。

根据计算结果(图7),当油藏存在裂缝时,见水时间明显提前,且裂缝渗透率越大,见水时间越快,当裂缝渗透率增大到一定程度以后,见水时间相差间隔逐渐变短。在中低含水期(含水率小于50%),影响油田含水率的主要因素是裂缝含水饱和度,裂缝渗透率越大,水淹程度越高,含水上升速度越快,含水率越高;油田进入中高含水期后,影响油田含水

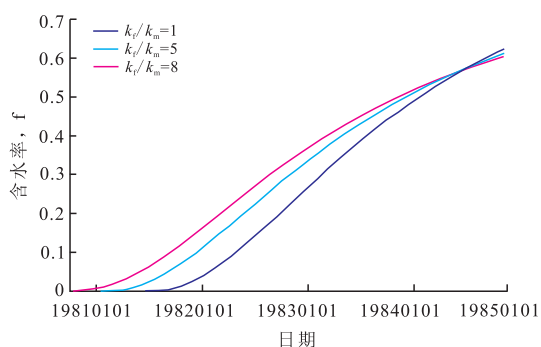


图7 不同裂缝和基质渗透率比值(k_f/k_m)开发过程中含水率变化曲线

Fig. 7 Variation of watercut ratio with different permeability ratio of fracture to matrix (k_f/k_m) in the process of development

的主要因素逐渐转变为基质含水饱和度,裂缝渗透率低,中低含水期基质动用程度高,后期含水上快,裂缝渗透率高,中低含水期基质动用程度低,后期含水上慢,因此,含水率曲线出现交叉。

3 结论

1) 对于相同渗透率级别的光刻玻璃模型,在含水率30%时,剩余油类型均以簇状剩余油为主,随着含水率的增大,簇状剩余油饱和度降低,其他类型剩余油饱和度升高,有裂缝模型随含水率剩余油分布变化规律与无裂缝模型一致。随着驱替的进行,微观解剖实验剩余油分布变化规律与光刻玻璃模型大体一致。

2) 对于玻璃模型,当渗透率分别为 $6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $16 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、 $45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,与无裂缝模型相比,有裂缝模型驱油效率分别降低了4.87、3.53和3.57个百分点。残余油饱和度分别提高了3.019、2.294和2.428个百分点。

3) 当油藏存在裂缝时,见水时间明显提前,且

裂缝渗透率越大,见水时间越快。当裂缝渗透率增大到一定程度以后,见水时间相差间隔逐渐变短。

参考文献

- [1] 王成俊,洪玲,高瑞民,等.低渗透油藏提高采收率技术现状与挑战[J].非常规油气,2018,5(3):102-108.
- [2] 殷代印,项俊辉,房雨佳.低渗透油藏微乳液驱微观剩余油驱替机理研究[J].特种油气藏,2017,24(5):136-140.
- [3] 殷代印,房雨佳,辛勇亮.低渗透油藏改变驱替方向微观机理研究[J].特种油气藏,2017,24(3):59-63.
- [4] 李馨悦,吕栋梁,唐海.低渗透油藏五点井网产水规律研究[J].油气藏评价与开发,2016,6(6):21-26.
- [5] 陶帅,郝永卯,周杰,等.透镜体低渗透岩性油藏合理井网井距研究[J].岩性油气藏,2018,30(5):116-123.
- [6] 李爱芬,何冰清,雷启鸿,等.界面张力对低渗亲水储层自发渗吸的影响[J].中国石油大学学报(自然科学版),2018,42(4):67-74.
- [7] 王平美,罗健辉,林远平,等.低渗透裂缝型油田长效智能深部调驱技术[J].油田化学,2018,35(2):252-256.
- [8] 李晓骁,任晓娟,罗向荣.低渗透致密砂岩储层孔隙结构对渗吸特征的影响[J].油气地质与采收率,2018,25(4):115-120.
- [9] 王东琪,殷代印,周亚洲.特低渗透微裂缝发育油藏综合相渗曲线计算方法[J].油气藏评价与开发,2017,7(5):20-25.
- [10] 谢坤,韩大伟,卢祥国,等.高温低渗透油藏表面活性剂裂缝动态渗吸研究[J].油气藏评价与开发,2017,7(3):39-43.
- [11] 彭缓缓,王文环,吕文峰,等.考虑动态裂缝的特低渗透油藏渗流模型[J].断块油气田,2016,23(5):630-633.
- [12] 王建民,张三,杜伟,等.低幅度构造对特低渗透油藏油气水富集及开发动态的控制效应[J].石油勘探与开发,2019,46(4):728-738.
- [13] 黄迎松.水驱速度对束缚型和油膜型剩余油动用的影响理论及实验[J].大庆石油地质与开发,2018,37(2):56-61.
- [14] 郭粉转,刘滨,荆冠军,等.水平缝发育低-超低渗透油藏注水开发特征[J].特种油气藏,2018,25(1):108-111.
- [15] 刘彦子,孙雷,潘毅,等.裂缝性油藏微观水驱油渗流机理可视化研究[J].油气藏评价与开发,2012,2(5):28-31.

(编辑 黄颖)