

# 低渗透裂缝性油藏自发渗吸渗流作用

许建红,马丽丽

(中国石油大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院,黑龙江 大庆 163712)

**摘要:** 裂缝和基质中流体渗吸作用是低渗透裂缝性油藏注水开采依据的重要机理。通过自发渗吸实验研究低渗透裂缝性油藏在不同渗透率级别下岩心的渗吸驱油机理,结果表明,该类油藏的油层渗吸体系因毛细管力较高,其渗吸过程为毛细管力支配下的逆向渗吸,毛细管力在吸渗过程中可作为驱油的动力;渗吸早期产油量高,约50 h后产油量明显降低,最后基本不产油。低渗透裂缝性油藏岩心自发渗吸采出程度平均为12%,其自发渗吸采出程度随渗透率的增大而增大,当渗透率大于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,自发渗吸采出程度的增加并不明显,孔隙结构越好越有利于自发渗吸作用发生。由于岩心和油藏储层尺寸存在差异,因此对实验结果进行等比例关系处理,使实验值可以用来预测实际油田开发指标。

**关键词:** 低渗透裂缝性油藏 渗吸驱油 毛细管力 自发渗吸采出程度 等比例关系

中国分类号: TE312

文献标识码: A

文章编号: 1009-9603(2015)03-0111-04

## Spontaneous imbibition in fractured low permeability reservoir

Xu Jianhong, Ma Lili

(Research Institute of Exploration and Development of Daqing Oilfield Co., Ltd., Daqing City, Heilongjiang Province, 163712, China)

**Abstract:** Imbibition function of fluid in the fracture and matrix is a very important mechanism in low permeability reservoir during water flooding. The oil displacement process of different low permeability cores was studied by imbibition experiment. The result shows that the imbibition process in this type of oil reservoir is an inverse imbibition controlled by higher capillary force in the system, and the capillary force is helpful to the displacement process in imbibition. The imbibition production mainly occurs in the early imbibition process, and becomes fewer and fewer after 50 h in the later period, and there is almost no production in the final period. Mostly, the imbibition oil recovery of the fractured low permeability reservoir is 12% in average and increases with the permeability. But when the permeability is more than  $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , the imbibition oil recovery has few increases. Better pore structure is favorable to spontaneous imbibition. Calculated by isometric method, the experimental result may be applied to forecasting the actual oilfield development for various cores and reservoirs.

**Key words:** fractured low permeability reservoir; imbibition oil displacement; capillary force; degree of reserve recovery by spontaneous imbibition; isometric relationship

低渗透裂缝性油藏中水驱油的主要机理是自发渗吸促使裂缝中的水吸入基质而进行采油<sup>[1]</sup>。低渗透裂缝性油藏的油层常常为水湿油层,充分发挥毛细管力渗吸作用在一定条件下可成为开采这类油层的一种有效方式。低渗透裂缝性油藏油层渗流过程既存在启动压力梯度,又常伴随有天然裂缝,

构成复杂的渗流体系。国外从20世纪60年代开始研究渗吸渗流机理,主要包括自发渗吸油水两相渗流、毛细管力作用及渗吸影响因素等方面<sup>[1-5]</sup>。中国计秉玉等利用室内实验并结合油藏工程方法研究了渗吸渗流机理及渗吸作用的影响因素<sup>[6-8]</sup>;张芝英等建立了自发渗吸数学模型<sup>[9-12]</sup>。但这些研究并没

收稿日期:2015-03-12。

作者简介:许建红(1978—),男,甘肃定西人,工程师,博士,从事油气藏工程研究。联系电话:15846956092,E-mail:xujhmail@petrochina.com.cn。

基金项目:国家科技重大专项“提高稠油蒸汽驱效率技术”(2011ZX05012-003)。

有形成大量成熟的采油技术,只是处于实验室和理论探索阶段。笔者在岩心分析及自发渗吸实验结果分析的基础上,研究并分析渗吸产油量、渗流采出程度及其与储层物性的关系,对渗吸法采油适用的地质条件和开发指标变化特征有了新的认识。

## 1 渗吸渗流中力的作用

当低渗透裂缝性油藏中的油、气、水渗流时,在岩石—原油、岩石—原油—气—水系统中的界面现象起着较大作用。可以认为,原油采收率和相渗透率的变化特点等主要取决于渗流系统中的界面现象,界面现象中力的作用主要有表面分子力和毛细管力<sup>[1]</sup>。

在亲水的多孔介质中,水驱油的动力可表示为

$$F_w = \frac{\Delta p}{L} + F_{c1} + F_{c2} \quad (1)$$

其中

$$F_{c1} = \sigma \frac{\cos \theta}{r} \quad (2)$$

$$F_{c2} = \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (3)$$

式中:  $F_w$  为亲水多孔介质中水驱油的动力, MPa;  $\Delta p$  为驱替压差, MPa;  $L$  为驱替距离, m;  $F_{c1}$  为束缚水的剥蚀力, MPa;  $F_{c2}$  为界面收缩力, MPa/m;  $\sigma$  为界面张力, mN/m<sup>2</sup>;  $\theta$  为油、气、水3相接触角, (°);  $r$  为毛细管半径, m;  $r_1, r_2$  分别为曲率半径, m。

在亲油的多孔介质中,水驱油的动力可表示为

$$F_o = \frac{\Delta p}{L} + \sigma \frac{\cos \theta}{r} + \sigma \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \quad (4)$$

式中:  $F_o$  为亲油多孔介质中水驱油的动力, MPa。

当驱动压力梯度趋向于0时,强亲水介质中  $\theta$  趋向于0°,即渗吸条件下

$$F_{c1} \approx \frac{\sigma}{r} \quad (5)$$

$$F_w \approx 3 \frac{\sigma}{r} \quad (6)$$

当驱动压力梯度趋向于0,强亲油介质中  $\theta$  趋向于180°,即渗吸条件下

$$F_o \approx -4 \frac{\sigma}{r} \quad (7)$$

## 2 自发渗吸渗流实验

### 2.1 实验器材与流程

实验方法是参照中国石油天然气行业标准SY/T 5336—2006<sup>[13]</sup>设计的。实验仪器采用的是高温高

压孔渗仪CMS-300。对所选岩心(表1)用体积比为1:3的酒精和苯在索氏抽提器抽提7 d,当从虹吸管流出的溶液无色透明后,取出岩样,等待岩心中的有机溶剂挥发后,在105 °C的条件下,在恒温箱内烘干48 h。

表1 实验岩心基本参数

Table1 Basic parameters of core experiment				
岩心编号	岩心长度/mm	岩心直径/mm	孔隙度,%	渗透率/ 10 <sup>-3</sup> μm <sup>2</sup>
1-1	74.93	24.81	14.48	2.36
1-2	71.25	24.71	13.72	5.75
1-3	74.25	25.41	9.26	0.11
2-3	61.44	24.85	7.21	0.33
2-4	61.68	25.24	7.30	0.24
2-5	58.73	24.63	7.46	0.30
3-2	52.21	25.21	10.93	0.12
3-3	52.97	24.61	6.50	0.28
3-5	47.76	25.32	8.01	0.28
4-1	73.50	24.99	10.06	0.44
4-2	73.41	24.99	9.97	0.37
4-3	70.06	24.99	9.50	0.25
4-4	70.73	25.14	11.30	0.70
4-5	68.45	25.13	11.28	4.16
5-1	68.73	25.08	10.16	0.27
CN5-1	73.37	24.93	13.89	4.35
CN5-2	76.05	24.91	13.70	3.78
CN6-3	78.21	24.83	13.46	3.05

实验流程主要为:①将原油脱水,并加入煤油配制模拟油,使其粘度接近地下原油粘度;②将岩心清洗7 d,烘干,称重,并用氮气测其气测渗透率;③将岩心抽真空饱和地层水,然后放入岩心夹持器,形成束缚水,并饱和油;④将饱和油的岩心放入装有地层水的烧杯,进行自发渗吸实验,按时记录析出的产油量(图1)。

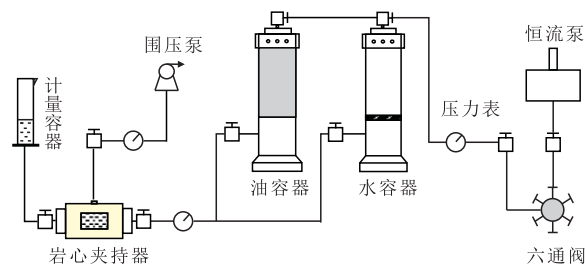


图1 自发渗吸实验形成束缚水并饱和油的流程

Fig.1 Flow chart of irreducible water and saturated oil of the spontaneous imbibition experiment

### 2.2 实验结果

实验结果表明,渗吸产油主要发生在渗吸早期,后期渗吸产油量越来越少,到最后几乎不产油(图2)。与实际的低渗透裂缝性油藏油井在早期产油量极高,但稳产时间短、产油量下降快相吻合。

自发渗吸采出程度最高能达到16%,最小在3%以上(图3),产油量和采出程度不仅与岩心物性及非均质性有关,而且与岩心和地层水的接触面积有关。

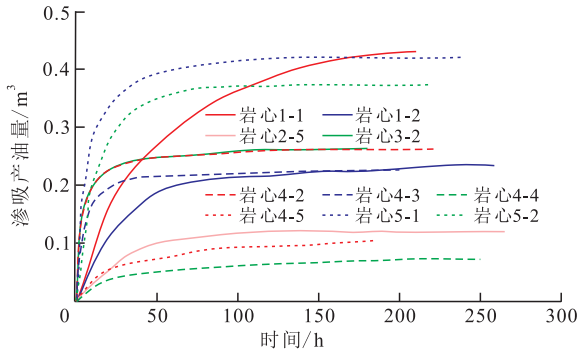


图2 岩心渗吸产油量与时间的关系

Fig.2 Relationship between core imbibition oil production and time

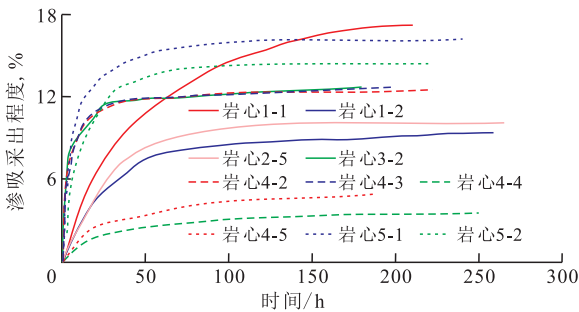


图3 岩心渗吸采出程度与时间的关系

Fig.3 Relationship between core imbibition recovery and time

### 3 自发渗吸等比例关系

用于毛细管力渗吸采收率的计算有扩散、等比例关系、经验和物质平衡等4类方程,其中等比例关系方程的提出是为了使实验室的实验值可以用来预测油田实际开发指标。常用的比例关系方程是Mattax和Kyte,无因次时间可表示为

$$t_D = t \sqrt{\frac{K}{\phi}} \times \frac{\sigma}{\mu_w L_c^2} \quad (8)$$

式中:  $t_D$  为无因次时间;  $t$  为时间, h;  $K$  为气测渗透率,  $10^{-3} \mu\text{m}^2$ ;  $\phi$  为孔隙度, %;  $\mu_w$  为水的粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ;  $L_c$  为实验室岩心或油藏储层岩块的特征长度, 是基质岩块体积与其渗吸表面积之比, m。

在考虑原油粘度、基质岩石、渗透率、孔隙度、接触角和表面张力等参数的情况下, Bokserman 建立的比例关系方程为

$$t_D = t \sqrt{\frac{K}{\phi}} \times \frac{\sigma \cos \theta}{\mu_w L_c^2} \quad (9)$$

考虑到实验室和油藏体系中润湿相的粘度不同, 利用混合比例关系得到一个更好的等比例关系

方程为

$$t_D = t \sqrt{\frac{K}{\phi}} \times \frac{\sigma \cos \theta}{\sqrt{\mu_w \mu_{nw}} L_c^2} \quad (10)$$

式中:  $\mu_{nw}$  为非润湿相粘度,  $\text{mPa}\cdot\text{s}$ 。

将实验数据代入式(10), 计算得到岩心渗吸采出程度与无因次时间的关系曲线(图4)。通过将时间按比例关系无因次化, 该曲线可间接预测和评价任意尺寸的裂缝性油藏实际渗吸采油量、采油速度以及渗吸采出程度, 提高了渗吸实验和模型的实际应用能力。

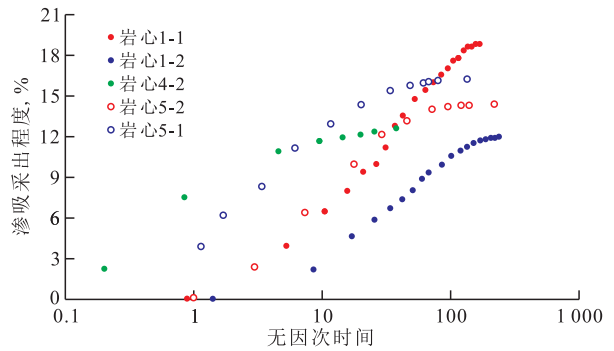


图4 岩心渗吸采出程度与无因次时间的关系

Fig.4 Relationship between core imbibition recovery and dimensionless time

### 4 储层渗透率及孔喉结构对自发渗吸的影响

孔隙度和渗透率是最常用来表征储层物性的参数, 但是渗透率仅表示渗流速度, 因此需要考虑多孔渗流介质的微观孔喉结构特征。将理想岩石渗流毛管半径假设为实际渗流通道半径, 简称拟渗流孔喉半径<sup>[12]</sup>, 分析渗透率和拟渗流孔喉半径对自发渗吸采出程度的影响(图5, 图6)可知, 渗吸采出程度随渗透率的增大而增大, 但当渗透率大于  $2 \times 10^3 \mu\text{m}^2$  时, 渗吸采出程度增加不明显, 渗透率为  $0.5 \times 10^{-3} \sim 2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  的储层更有利于渗吸渗流。自

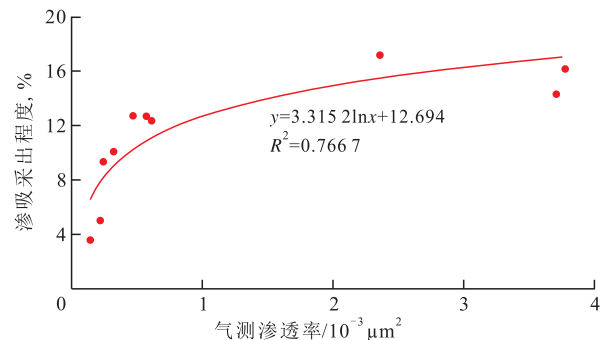


图5 岩心渗透率与渗吸采出程度的关系

Fig.5 Relationship between permeability and degree of reserve recovery of core

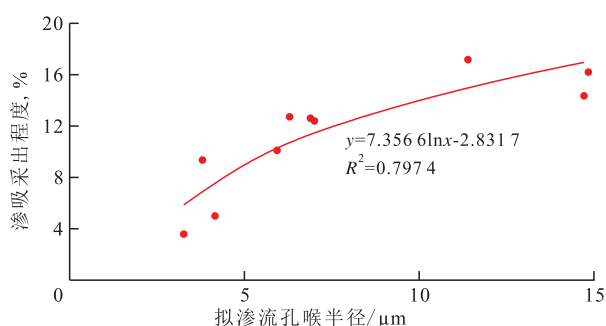


图6 岩心拟渗流孔喉半径与渗吸采出程度的关系

Fig.6 Relationship between quasi flow pore throat radius and imbibition recovery of core

发渗吸采出程度与拟渗流孔喉半径有较好的相关性(图6),储层孔隙结构越好,越有利于渗吸作用。

由于实验条件以及岩心尺度与油藏尺度差异的限制,渗吸产油量和采出程度不能直接反映真实油藏的产油量和采出程度,通常要将时间按比例关系无因次化,才可利用实验室实验结果间接预测油田实际开发指标。油田开发过程中,应该充分发挥渗吸作用,通过压裂改造,提高油层与注入水的接触面积,提高渗吸速度,从而提高油井产油量。

## 5 结束语

通过以上理论和室内实验研究结果表明,渗吸法采油只适合于水湿的裂缝性储层,油水粘度比越小、基质的毛细管力越大,低渗透裂缝性油藏渗吸法采油的效果越好。对于低渗透裂缝性油藏,用渗吸法采油的适当时间是开发早期;对于基质渗透率与裂缝渗透率比值较高的油藏是开发中晚期。油田开发中,应该充分发挥渗吸作用,通过压裂改造,提高油层与注入水的接触面积,提高渗吸速度;也可采用周期注水或水井转油井等方式,增强渗吸水动力,充分发挥毛细管力的渗吸作用,从而提高油井产量。

### 参考文献:

[1] Van Golf-racht T D. 裂缝性油藏工程基础[M].陈钟祥,金玲年,秦同洛,译.北京:石油工业出版社,1989:45-120.  
Van Golf-racht T D. The foundation of fractured reservoir engineering[M].Chen Zhongxiang, Jin Lingnian, Qin Tongluo, trans. Beijing: Petroleum Industry Press, 1989:45-120.

[2] Murat Cil, John C R & S, Mark A Miller, et al. An examination of countercurrent capillary imbibition recovery from single matrix-blocks and recovery predictions by analytical matrix/fracture transfer functions[R].SPE 49005, 1998.

[3] Du J, Wong R C K. Stress-induced permeability anisotropy in fractured reservoir[R].SPE 79019, 2002.

[4] 李爱芬,凡田友,赵琳.裂缝性油藏低渗透岩心自发渗吸实验研究[J].油气地质与采收率,2011,18(5):67-69,77.  
Li Aifen, Fan Tianyou, Zhao Lin. Experimental study of spontaneous imbibition in low permeability core, fractured reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2011, 18(5): 67-69, 77.

[5] 彭昱强,郭尚平,韩冬.表面活性剂对中性砂岩渗吸的影响[J].油气地质与采收率,2010,17(4):48-51.  
Peng Yuqiang, Guo Shangping, Han Dong. Imbibition behavior of brine with and without surfactant in neutral-wet sandstone[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 48-51.

[6] 计秉玉,陈剑,周锡生,等.裂缝性低渗透油层渗吸作用的数学模型[J].清华大学学报:自然科学版,2002,42(6):711-713.  
Ji Bingyu, Chen Jian, Zhou Xisheng, et al. Mathematical model of imbibition in fractured low permeability reservoirs[J]. Journal of Tsinghua University: Science and Technology, 2002, 42(6): 711-713.

[7] 朱维耀,鞠岩,赵明,等.低渗透裂缝性砂岩油藏多孔介质渗吸机理研究[J].石油学报,2002,23(6):56-59.  
Zhu Weiyao, Ju Yan, Zhao Ming, et al. Spontaneous imbibition mechanism of flow through porous media of low permeability fractured sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(6): 56-59.

[8] 李士奎,刘卫东,张海琴,等.低渗透油藏自发渗吸驱油实验研究[J].石油学报,2007,28(2):109-112.  
Li Shikui, Liu Weidong, Zhang Haiqin, et al. Experimental study of spontaneous imbibition in low-permeability reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2007, 28(2): 109-112.

[9] 张芝英.特低渗透油藏开发技术研究[M].北京:石油工业出版社,2004:3-20.  
Zhang Zhiying. Study on ultra low permeability reservoir development technology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 3-20.

[10] 袁士义,宋新民.裂缝性油藏开发技术[M].北京:石油工业出版社,2004:240-260.  
Yuan Shiyi, Song Xinmin. The development technology for fractured reservoir[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 240-260.

[11] 李南,程林松,陈泓全,等.超低渗透油藏注水方式研究[J].油气地质与采收率,2012,19(4):78-80.  
Li Nan, Cheng Linsong, Chen Hongquan, et al. Study on water injection in ultra low permeability reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2012, 19(4): 78-80.

[12] 秦积舜,李爱芬.油层物理学[M].北京:石油大学出版社,1998:12-45.  
Qin Jishun, Li Aifen. Reservoir physics[M]. Beijing: Petroleum University Press, 1998: 12-45.

[13] 曲岩涛,戴志坚,李桂梅,等.SY/T 5336—2006岩心分析方法[S].北京:石油工业出版社,2006.  
Qu Yantao, Dai Zhijian, Li Guimei, et al. SY/T 5336-2006 Practices for core analysis[S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2006.