

文章编号: 1000 - 7393 (2006) 02 - 0040 - 03

润湿性反转剂的微观渗流机理^{*}

王凤清^{1, 2} 姚同玉³ 李继山⁴

(1. 中国科学院力学研究所, 北京 100080; 2. 华北油田公司第二采油厂, 河北霸州 065709;
3. 中国石油大学石油工程学院, 山东东营 257061; 4. 中国科学院渗流流体力学研究所, 河北廊坊 065007)

摘要: 为了研究润湿性反转剂对渗流过程的影响, 对润湿性反转剂的微观渗流机理进行了研究。用接触角法和 Washburn 法测定了固体表面的接触角, 研究了润湿性反转剂对润湿性的影响; 用界面张力仪测定了润湿性反转剂的油水界面张力, 分析其降低油水界面张力的能力; 并用微观刻蚀模型驱油试验研究了润湿性反转剂的微观渗流机理。试验结果表明: 润湿性反转剂能改变表面的润湿性, 使亲油表面变为亲水表面; 润湿性反转剂有降低油水界面张力的能力, 能使油水界面张力降低至 10^{-1} mN/m; 润湿性反转剂使油膜剥离并形成油桥, 使润湿性反转。该研究说明油水界面张力和润湿性都影响油水渗流特征, 为进一步研究如何改善油水渗流过程奠定了基础。

关键词: 润湿性反转; 微观渗流; 油水界面张力; 微观模型; 接触角; 机理

中图分类号: TE311 **文献标识码:** A

润湿性不同, 油藏中的油水分布完全不同。由于油藏岩石的润湿性在很大程度上对孔隙中流体的分布起着控制作用, 因而必然在注水过程中对油水渗流过程产生影响^[1]。影响润湿性的因素很多, 如原油的性质和组分、水相的离子含量、pH 值、岩石矿物组成与性质、环境条件 (温度、压力、氧化还原等) 等, 条件改变, 润湿性改变^[2]。

评价润湿性的方法很多, 该研究应用动态接触角法和 Washburn 法测定了润湿性反转剂作用前后固体表面的润湿性。为了直观观察润湿性反转剂作用前后油水渗流动态的变化, 应用微观模型驱油试验进行了研究, 得出了一些有价值的结果。

1 润湿性反转剂对润湿性的影响

1.1 动态接触角法

应用动态接触角法可以测出化学剂处理前后固体表面润湿性的变化。用 DCA - 322 型动态接触角分析仪测定化学剂处理前后的动态接触角, 以研究化学剂对润湿性的影响。

试验中模拟亲油油藏, 用甲基硅油处理过的载玻片模拟亲油地层。将规格为 20 mm × 20 mm × 1

mm 的载玻片处理为亲油表面, 首先测定了此时载玻片与蒸馏水之间的接触角: 前进角 96.27°; 后退角 93.67°; 说明此处理方法可以将载玻片表面变为亲油表面。

而后用待测化学剂溶液处理, 再用 DCA - 322 型动态接触角分析仪测定动态接触角。表 1 和表 2 为测定结果, 当溶液浓度为 0 时, 各化学剂的前进角均为 92.98°; 后退角均为 90.39°。

表 1 化学剂处理后的载玻片与蒸馏水的前进角 (°)

化学剂	溶液浓度 / %				
	0.04	0.08	0.12	0.2	0.3
RS - 1	74.97	61.23	60.46	64.31	64.07
RS - 2	78.32	75.51	73.21	79.29	73.32
RS - 3	89.20	74.53	75.13	76.46	74.20
油湿性驱油剂	81.24	66.32	62.43	67.06	61.24
天津石油磺酸盐	83.40	72.45	73.46	74.09	73.40

结果表明, 这些化学剂均不同程度地改变了载玻片的润湿性。前进角与后退角的大小差别, 主要是因为固体表面有一定的粗糙度, 引起润湿滞后, 它们的变化规律具有一致性。前 5 种化学剂处理过的载玻片与水的接触角均低于不做任何处理的载玻

^{*}基金项目: 中国石油天然气集团公司项目 (No. 020132) 的部分研究成果。

作者简介: 王凤清, 1961 年生。1982 年毕业于华东石油学院采油工程专业, 中国科学院力学研究所在读博士, 主要从事油田开发的技术管理与研究工作, 高级工程师。电话: 010 - 69213579。

表 2 化学剂处理后的载玻片与蒸馏水的后退角 (°)

化学剂	溶液浓度 /%				
	0.04	0.08	0.12	0.2	0.3
RS - 1	70.25	54.32	52.22	53.09	55.25
RS - 2	76.25	69.42	67.33	68.06	66.25
RS - 3	78.62	70.24	67.24	71.91	72.62
油湿性驱油剂	71.46	53.12	54.33	56.89	55.46
天津石油磺酸盐	74.75	69.32	71.23	70.23	68.75

片与水的接触角。它们改变润湿性的能力差别不大,不同浓度溶液的润湿性反转能力不同,大的趋势是,在试验浓度范围内,浓度增大,润湿性向水湿方向的转变越强。这几种化学剂由亲水基和亲油基组成,因此当与亲油表面接触时,亲油基吸附于亲油表面,亲水基向外,使表面的亲油性减弱,向亲水方向改变。但从测定结果看并没有完全亲水,这可能是由于吸附时润湿性反转剂并不是简单的单层吸附,而是双层或多层的,因此朝外的基团既有亲水基,又有亲油基,宏观表现就是不完全亲水,但也可看出,润湿性的改变是可观的,这主要是因为它们具有容易吸附的分子结构。RS - 1、RS - 2、RS - 3是阳离子化合物,本身带有正电荷。由于玻璃表面一般带负电,因此阳离子化合物除了可以以亲油基团吸于表面外,还有电荷之间的静电引力作用,有利于吸附。笔者曾经测过该型阳离子化合物的吸附性能,结果证明静电引力确实存在而且不可忽略^[3]。

自来水处理过的载玻片与水的接触角小于未作处理时的接触角,但仍然大于 90°;说明自来水处理时可使甲基硅油的吸附有所减少,载玻片表面的亲油性减弱,但变化不大。

1.2 Washburn法

1921年 Washburn导出了液体在竖直毛细管中流动的动力学方程

$$h^2 = -\frac{\cos \theta}{2} \frac{r}{\eta} t \quad (1)$$

式中, h 为液体在毛细管中上升高度, cm; θ 为液体表面张力, mN/m; η 为接触角, °; η 为液体黏度, mPa·s; r 为毛细管半径, cm; t 为时间, s。

将多孔介质理想化为一束毛细管,当毛细管竖直时,理想情况下润湿相的爬升高度的平方 h^2 与时间 t 成正比。

将石英砂洗净、烘干,作为表面亲水性标准物质;将石英砂用氯硅烷处理后烘干,作为表面亲油性

标准物质。亲水和亲油颗粒样品为用同样方法处理的石英砂。用标准物质计算出 k 值,然后可以检测石英砂用不同溶液处理后润湿角的变化,从而定量测量化学剂溶液对砂岩表面润湿性的影响,这就是 Washburn法。

对于选定的石英砂, h^2 与 t 的线性关系良好,线性回归相关系数均大于 0.98。因此, Washburn法测定的结果是可靠的,表 3是测定结果。

表 3 Washburn法测定的化学剂接触角

化学剂	接触角 / (°)
未处理	96.27
自来水处理	92.98
0.2% RS - 1	64.77
0.2% RS - 2	79.29
0.2% RS - 3	79.42
0.2%油湿性驱油剂	54.22
0.2%石油磺酸盐	76.17

从表 3看出,未处理和自来水处理后的石英砂亲油性较强。用润湿性反转剂处理后的石英砂的接触角都在亲水范围,润湿性发生了很大的改变。这个结果与动态接触角的测定结果具有一致性。

因此,所研究的润湿性反转剂可以对亲油油藏的润湿性进行有效反转。

2 润湿性反转剂对油水界面张力的影响

低界面张力是一种重要的驱油机理,油水界面张力的降低意味着黏附功的减小,即油易从地层表面洗下来,从而提高洗油效率。因此界面张力就成为重要的驱油评价标准。以大庆油田采油五厂原油为油相,以大庆油田采油五厂注入水配制需要的溶液。原油在地层条件下的黏度为 6.7 mPa·s,地层温度 45℃。用 Texas - 500型界面张力仪测定,表 4为平衡界面张力的结果。

RS - 1、RS - 2、RS - 3降低界面张力的效果较好。油水界面张力随化学剂浓度的变化是非线性的,界面张力为 10^{-1} mN/m数量级。

3 润湿性反转剂的微观渗流机理

为了在孔隙水平研究润湿性反转剂作用后的油水渗流机理,利用光刻仿真模型进行了模拟驱替试验研究。该试验使用亲油模型,选用的化学剂为较

表 4 化学剂与原油之间的界面张力 10^{-1}mN/m

化学剂	化学剂溶液浓度 / %				
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
RS - 1	1.2	1.1	0.93	1.1	1.3
RS - 2	2.5	1.9	1.8	1.8	2.5
RS - 3	2.1	2.0	2.0	1.9	2.3
润湿性驱油剂	—	—	—	—	—
天津石油磺酸盐	—	—	—	—	—

注：一指界面张力太大，用 Texas - 500型界面张力仪无法测出。
有代表性的 0.2% RS - 1。试验流程：抽真空 饱和水 油驱水建立束缚水 水驱（至含水 98%） 化学剂驱。

图 1 中 a ~ d 为微观驱油过程中的几个典型瞬间。图 a 是水驱结束后注入润湿性反转剂初期，润湿性反转剂沿壁面流动，将油膜缓慢剥离，油膜渐渐变薄，此时主要体现了润湿性反转剂吸附于岩石表面的过程；图 b 显示出油膜变薄了的结果，而且发现油膜被剥离后，在孔道轴心处形成油丝或油带向前运移；随着驱替的进行，油膜渐渐变少，润湿性反转剂占据了孔道表面，岩石表面的润湿性逐渐改变，见图 c；d 为驱替结束后的图片，残余油呈柱状或珠状，说明岩石表面的润湿性已由亲油变为亲水或中性，达到了改变岩石表面润湿性的目的。

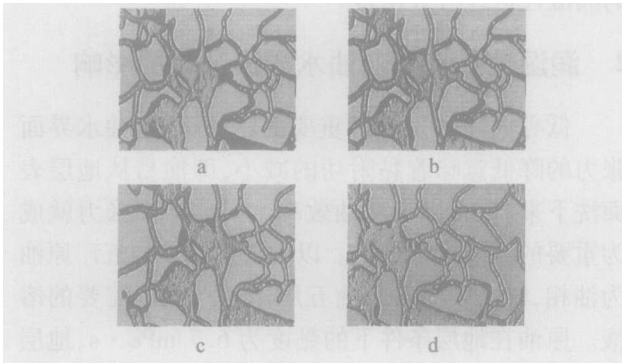


图 1 润湿性反转剂的驱油过程

试验直观反映了润湿性反转剂作用前后的油水渗流过程。注入润湿性反转剂之前，原油主要沿孔道壁面流动，注入水占据孔道轴心位置，原油逐渐被注入水驱替出来；随着原油越来越少，附着在孔道壁面的油膜越来越薄，其流动阻力也越来越大，至最后

剩余一层油膜附着在岩石壁上驱不出来，一些小孔道中的原油甚至没有被驱动。注入润湿性反转剂后，润湿性反转剂使油水界面张力减小，油膜变薄；而润湿性反转剂在孔道壁上的吸附，使壁面的亲油性逐渐变弱，油膜在壁面上吸附力减小，当驱替力足够大时，油膜就被剥离下来，而小孔道则会由于润湿性的改变而产生自动渗吸，驱替液进入小孔道中将原油驱替出来，剥离和驱替出来的原油在大孔道中流动时，在孔道的轴心处形成油桥，渗流阻力大大降低，如此不断作用，孔道壁面的亲水性变强，残余油逐渐被驱替出来。

4 结论

(1) 润湿性反转剂不仅降低油水界面张力，而且能改变岩石表面的润湿性，使亲油表面变为亲水表面，使油水在孔隙中的分布和渗流出现新的特点与现象，因此具有双重作用的润湿性反转剂必将是驱油剂的发展趋势。

(2) 润湿性制约着油水渗流过程，润湿性反转使油膜剥离并形成油桥，使小孔道发生渗吸驱油，使更多的残余油被驱替，因此，在提高采收率的化学驱油中，润湿性反转必然影响原油的采出程度，应该在筛选驱油剂的过程中增加润湿性参数。

(3) 尚没有研究界面张力和润湿性在驱油过程中各自发挥作用的程度，需要进一步研究两者在驱油中的地位。

参考文献：

[1] BRADFORD S A, et al Wettability effect on two - and three - fluid relative permeabilities [J]. J. of Contaminant Hydrology, 1997, 18 (1 - 2): 171 - 191.
[2] BUCKLEY J S Mechanics of wettability alteration by crude oil [C]. SPE 37 230
[3] 姚同玉, 赵福麟. 季铵盐型表面活性剂的吸附特性研究 [J]. 西安石油学院学报, 2003, 18 (1): 36 - 38

(收稿日期 2005-06-29)

(修改稿收到日期 2006-02-20)

编辑 景 暖]

cementing slurry density boundary should be 1.20-1.60 g/cm³, at the same time, the thick cement slurry should be under the low return rate, 0.5-0.8 m/s, in the cementing operation. The cement job quality qualification rate has reached 100% in the field application, which proves that this conclusion has been of certain applicability and be of directive meaning for coal-bed gas well cementation operation and design in future.

Key words: coal-bed gas; cementing; lost circulation; protection coal reservoir; slow flow displacement; shearing stress on the wall

LU Ai-ping, College of Petroleum and Natural Gas Engineering, China University of Petroleum, Changping 102249, Beijing, China

Microscopic porous flow mechanics of wetting alteration agents WANG Feng-qing, YAO Tong-yu, LI Ji-shan. ODPT, 2006, 28(2): 40-42

Abstract: In order to study the effect of wetting alteration agents to porous flow process, the microscopic porous flow mechanics was studied, contact angle of solid surface was measured by contact angle method and Washburn method, oil-water interfacial tension was measured by interfacial tensiometer, and the effect of the wetting alteration agents to the wettability of oil-wet surface was also studied. Finally, the porous flow mechanics of wetting alteration agents was studied by microscopic model. The experiments show that the wetting alteration agents can change surface wettability, also it can reduce oil-water interfacial tension to 10⁻¹ mN/m; and during the porous flow process, peeled off oil film, formed oil bridge and altered wettability. This study displays that both oil-water interfacial tension and wettability of rock surface influence the characteristics of porous flow, and it provides a good base for more study to improve porous flow of oil and water.

Key words: wetting alteration; micro porous flow mechanics; oil-water interfacial tension; microscopic model; contact angle

WANG Feng-qing^{1,2}, 1. Institute of Mechanics, Chinese Academy of Science, Beijing 100080, China; 2. No. 2 Oil Production Plant, Huabei Oilfield Company, Bazhou 474780, Hebei, China

Study on porous flow mechanics effected by slippage in Surge gas reservoir YAO Shang-lin, SHANG Gen-hua, SHAN Wen-wen, JIAO Xiao-hong. ODPT, 2006, 28(2): 43-45

Abstract: Based on percolation mechanism analysis of low permeability gas reservoirs, combined the effect of Klinkenberg, established non-linear percolation mathematical model. Measured coefficient of slippage, seepage index and seepage coefficient by experiment,

and compared calculated results with spot results and verified the effectiveness of this method. Slippage effect exists in porous media flow, especially when pressure, velocity or permeability, it is very obvious, also gas flow equation in porous media with a slippage effect was presented. This research has provided a strong technical support for the optimization of development plans and recovery schemes.

Key words: low permeability gas reservoir; seepage index; modified coefficient of slippage; seepage coefficient; permeability

YAO Shang-lin, Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Science, Langfang 065007, Hebei, China

Performance evaluation of a thermophilic MEOR strain ZHANG Han-shi, DUAN Chuan-hui, GAO Guang-jun, CHENG Hai-ying, WANG Jing, ZHANG Qian-qian. ODPT, 2006, 28(2): 46-48

Abstract: A thermophilic bacterium of NA-3 was isolated from produced fluid in Shengli oilfield, and identified that it was a member of *Bacillus* sp. The NA-3 is Gram-positive, rod-shaped in (0.5-0.8) μm × (1.4-2.5) μm, facultative anaerobe and motile. The optimum growth temperature is 70 °C, pH is 7.0, salinity resist is 10 g/L. NA-3 could reduce nutritive fluid surface tension from 72 mN/m to 34 mN/m, pH from 7.0 to 5.2. Experiment shows that NA-3 can enhance the oil recovery to 11-15 percent, and it has great potential application in microbial enhanced oil recovery.

Key words: microbe oil recovery; thermophilic; facultative anaerobe; performance evaluation; laboratory experiment

ZHANG Han-Shi, College of Chemistry and Chemical Engineering, Ocean University of China, Qingdao 266003, Shandong, China

Experiment of indigenous microbe oil displacement technology in S12 block GENG Xue-li. ODPT, 2006, 28(2): 49-51

Abstract: In view of exploitation and geology situation of S12 block, component of microbe and properties of fluid of reservoirs was studied, practicability of microbe oil displacement was identified. Nutritional formula to active microbe oil displacement was selected by laboratory experiment, and concentration of activator was simulated, test result shows that it can improve oil recovery over 9% after water flooding reservoir. Field test demonstrates that it can activate bacterium of reservoir after injecting selected nutritional formula, and generated subject which can improve oil recovery.

Key words: indigenous microbe; activate; oil displacement; technology; testing

GENG Xue-li, Production Technology and Research Institute, Shengli Oilfield Company, Dongying