

砂岩模型两相驱替实验中油层润湿性的判断

朱玉双, 曲志浩, 孔令荣, 陈 蓉, 李劲峰

(西北大学地质系, 陕西西安 710069)

摘要: 在砂岩模型两相驱替实验过程中, 判断油层润湿性应注意以下问题: (1) 应注意砂岩模型及实验流体的可靠性, 充分考虑模型制作过程中各种因素及实验流体真实程度对润湿性的影响; (2) 应保证润湿性判断方法的正确性。在利用水驱油方式及水驱油之后的油水分布状态判断岩石润湿性时, 应综合其他方法进行判断; 利用孔道中油水弯液面判断润湿性时, 应同时观察大小孔道的弯液面, 并防止润湿滞后的影响; 在利用油水两相自吸量的比较判断润湿性时, 应在孔隙空间内部流体状态相似下进行。

关键词: 润湿性; 测定方法; 砂岩模型

第一作者简介: 朱玉双, 女, 30岁, 讲师(硕士), 石油地质

中图分类号: P618.13

文献标识码: A

油层的润湿性是储油气岩石表面的重要物理性质, 是控制孔隙中油(气)水分布的重要因素, 与地层石油采收率密切相关。由于它的复杂性和非均质性, 给准确测定增添了复杂程度。油层润湿性测定的方法很多, 应用较广泛的是润湿接触角法和毛细管法^[1]。随着真实砂岩孔隙模型的出现, 产生了在砂岩模型两相驱替实验中判断油层润湿性的办法。这种办法简单、方便, 所得结论可信度较高, 在实验过程中便可以完成, 而无须专门进行测定, 但在具体应用中应注意以下几个问题。

1 砂岩模型及实验流体的可靠性

1.1 砂岩模型

砂岩模型是将取回的岩芯经抽提、烘干、切片、磨平等工序之后, 夹在优质玻璃之间制作而成。模型尺寸为 2.5 cm × 2.5 cm 左右, 承受压力能力为 0.2 MPa, 耐温能力 200 °C, 加压耐温能力 100 °C 左右。这种砂岩模型与其他孔隙模型(如玻璃腐蚀模型、光刻模型)相比, 其最大优点是真实性, 即这种模型的孔隙结构是真实的。所以利用这种模型进行两相渗流实验, 使研究结果的可信度大大提高。但在砂岩模型实验中判断岩石润湿性时, 应考虑到砂岩模型在制作过程中, 可能对润湿性产生的影响。

岩石的润湿性是非常敏感的, 它不但受岩石矿物成分和流体组分的影响, 还受岩石表面粗糙度, 甚至岩石表面的洁净度的影响。模型制作中须进行抽提, 抽提中常用的溶剂是苯或四氯化碳和酒精的混合液, 这些溶剂物质在抽提过程中与岩石表面相接触, 抽提烘干之后, 可能有部分溶剂分子驻留在岩石表面, 这势必会对岩石的润湿性有所影响。岩芯抽提之后的切片、磨平基本上较完整的保留了原岩芯的孔隙结构及胶结物; 但有时也会损失一些胶结物, 从而使一些岩石颗粒表面的矿物成分及颗粒表面的粗糙度发生改变, 进而影响了润湿性。矿物成分的改变有时会完全改变岩石颗粒表面的润湿性^[1], 使原来为亲水(亲油)岩石变为亲油(亲水)岩石。颗粒表面的粗糙度也可以影响岩石的润湿性, 据 Wenzel 方程可知^[2]

$$r = \frac{A'}{A} = \frac{\cos \theta'}{\cos \theta} \quad (1)$$

式中 r 为粗糙因素; A , θ 为理想光滑固体表面的表面积及润湿接触角; A' , θ' 为粗化后固体表面的表面积及润湿接触角。从式(1)看出:

$$A' > A \Rightarrow r > 1 \Rightarrow \cos \theta' > \cos \theta \quad (2)$$

由式(2)可得, 当 $\theta > 90^\circ$ 时, 则 $\theta' > \theta > 90^\circ$; 当 $\theta < 90^\circ$ 时, 则 $\theta' < \theta < 90^\circ$ 。这说明, 岩石表面的粗糙度影响了岩石的润湿性, 但未从根本上改变岩石的润湿性, 岩石表面的粗化只是亲水岩石的亲水性增强, 同样使亲油岩石的亲油性增强。模型制作的最

后一步是将载着岩石薄片的载玻片盖上盖玻片,岩石与玻璃之间以胶粘合。当胶量控制不好时,玻璃片的挤压使有些胶会被挤入了岩石的内孔隙表面。这些胶是极性的,对岩石表面的润湿性会产生很大的影响,可以使亲油岩石表面,完全表现为亲水,甚至强亲水。原因是同性相吸,极(非极)性物质容易吸引极(非极)性物质,水是极性很强的物质,原油组分中除氧、氮、硫的烃类化合物为极性的外,其他烃类组分都是非极性的,故水易与胶相吸,使岩石颗粒表面表现为亲水的特征。

1.2 实验流体

在砂岩模型油水两相渗流实验中,使用的油有时是原油,有时是变压器油加煤油配制而成的模拟油;实验用的水一般是实际的地层水及注入水。为了实验便于观察,往往在水中加入少量甲基兰,油中加入少量的油溶红。在实验中,若须测定岩石润湿性,最好采用真实的地层原油、地层水及注入水,并且在油、水中不加入其他物质。因为,油层岩石是亲水还是亲油,是油、水、岩石三者之间的界面张力相互抗争的结果,油、水成分发生改变,将使三者之间的界面张力也发生改变,从而影响了岩石的润湿性,甚至会完全改变岩石的润湿性^[1]。所以在砂岩模型实验中,判断岩石润湿性时,应注意实验流体的真实性,否则将影响判断结果的准确性。

2 判断方法的正确性

在砂岩模型的实验中,我们主要利用水驱油的方式、油水分布特征、小孔道中弯液面的形状及油水自吸量来推测岩石的润湿性。

2.1 水驱油的方式

水驱油的方式有活塞式及非活塞式。活塞式驱油,就是水在孔道中均匀地像活塞一样前进,驱油比较彻底;非活塞式驱油,水在孔道边缘或孔道中央的前进速度较快,易形成残余油,驱油不彻底。水驱油的方式与多种因素有关^[3],如润湿性、孔道的形状及大小、注入速度(注入压力)等。研究表明^[3],孔道越不规则,越易发生非活塞式水驱油,孔隙越小,越易发生活塞式驱油;岩石亲水性越强,越易发生非活塞式水驱油,增加注水压力可以减少非活塞式水驱油。从而看出,影响水驱油方式的因素很多,并非单一因素——润湿性。所以在利用水驱油方式来推断润湿性时,应充分考虑其他因素对水驱油方式的影响。例如,我们在进行某油田长6、

长2油层岩石润湿性判断时,长6油层模型水驱油方式以活塞式为主,长2油层模型水驱油方式以非活塞式为主;但以此我们并不能肯定长6油层亲水性较长2油层弱,因为长6与长2油层的孔隙喉道粗细不同,孔道越细小,越易发生活塞式水驱油,故还应综合其他方法进行判断。

2.2 水驱油之后的油水分布状态

在砂岩模型实验中,常以水驱油之后孔隙中油、水的分布情况来推测岩石的润湿性。一般认为,在亲水系统中,残余油大部分分布于大孔隙和孔隙中央,水则分布于小孔隙、孔隙边缘及孔隙角隅;亲油系统的油水分布则与之相反。这种看法的依据是:(1)在亲水孔道,水驱油过程中,毛细管力是其动力,孔道越小,这一动力越大,水易向小孔道流动,油将残留在大的孔道中。孔隙角隅中毛细管力大,在油驱水时阻力也就大,不能被油驱替出来而形成束缚水。(2)亲水孔道易发生非活塞式水驱油,水在孔道两侧前进速度较快,易在大孔隙中央形成残余油。上述依据的问题在于:(1)在模型实验中有三个过程,首先是抽真空饱和水,然后进行加压油驱水,最后才进行的是加压水驱油。在抽真空饱和水时,基本上大小孔道均被水占据,在加压进行油驱水或水驱油,驱替相的走向是大孔道还是走小孔道,是所加外力与毛细管力相互抗衡的结果,并不单受毛细管力的控制。无论岩石的润湿性如何,当所加外力明显大于毛细管力时,驱替相的走向将是大的孔道。这时在细小孔道及孔隙角隅中的水可能仍然是饱和水时进入的地层水,即束缚水,而不是水驱油时才进入的注入水。油驱水及水驱油过程中,当外力均明显大于孔道的毛细管力时,无论润湿情况如何,均将产生如图1所示的油水变化,这时再用1、2、3孔道中的油水分布情况来推测润湿性将产生错误的结论。(2)由于岩石的润

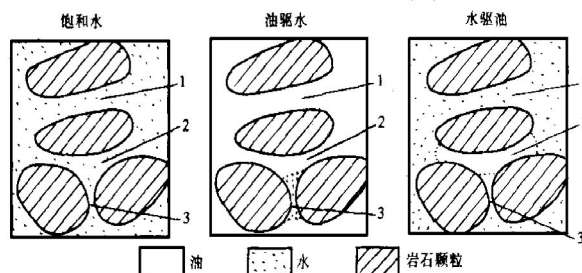


图1 在两相驱替中孔隙空间油水分布变化图

Fig. 1 Changes of oil and water distribution in pore spaces in two-phase displacement experiment

湿性是非均质, 即使小小的岩芯薄片模型, 其内部的各个孔道的润湿性也不一样, 何况孔道的粗细也非固定不变, 在外力作用的两相驱替, 并不完全是在润湿性的控制之下进行。所以利用油水在孔道中的分布情况, 判断岩石润湿性时除应注意上述这些问题外, 还应利用其他办法进行综合判断。

2.3 小孔道中油水弯液面的形状

实验时还经常用小孔道中油水弯液面的形状来判断岩石润湿性, 即弯液面凹向水岩石亲水, 反之则亲油; 若弯液面近平直, 则岩石为中性润湿。利用这一办法判断岩石润湿性时, 应注意两个问题: (1) 应在不加压力的情况下进行观察弯液面的形态。因为在压力的作用下会产生润湿滞后现象, 影响了判断结果的正确性, 有时会与真实的结果完全相反。如图2所

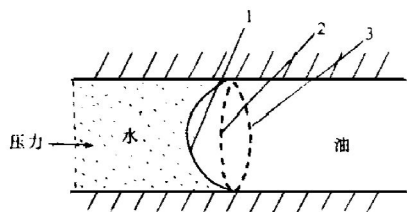


图2 油水界面受压变形

Fig. 2 Interface changes of oil and water on press

示, 假设岩石是亲水的, 在未加外力时, 弯液面静止状态如1号界面; 在加外力进行水驱油时, 弯液面会受压变形, 形成2或3号界面。由受压变形的2号弯液面判断岩石润湿性为弱亲水至中性, 由受压变形的3号弯液面判断岩石润湿性为亲油, 均与岩石的实际润湿性不相符。所以, 利用油水相接触的弯液面判断润湿性时, 应在没有任何外力的情况下进行, 包括模型内部不存在残留的余压, 即在油水两相加压驱替实验之后, 应将模型放置一段时间, 待模型内的余压完全释放之后, 再依照油水弯液面的形状来判断岩石的润湿性, 方可消除润湿滞后现象的影响。(2) 应同时观察大小孔道中油水弯液面的形状。油层的润湿性是非均质的, 当油气未进入孔隙空间时, 一直被水占据的细小孔道及孔隙角隅保持亲水状态; 而其余的一些大孔道当油气进入后, 有可能改变其润湿性, 亲水性减弱, 甚至完全变为亲油。因而只观察小孔道处的油水弯液面形态是不全面的, 应同时观察大孔道的弯液面。可将油、水、岩石三相接触点的位置放大, 进行显

微观察, 即可获取大孔道的润湿状况。

2.4 油水两相自吸量的比较

岩石内部既有亲水孔道, 又有亲油孔道。对于亲水孔道, 毛细管力是水进入的动力, 水可自动的吸入; 对于亲油孔道, 毛细管力是油进入的动力, 油可自动的吸入。吸入法即以此为依据, 将饱和油(水)的样品, 进行水(油)自吸, 最后比较吸水量与吸油量, 判断岩石润湿性。若吸油量大于吸水量则岩样亲油; 否则, 岩样亲水。若吸油量与吸水量相近, 则岩样为中性。在砂岩模型两相驱替实验中, 可以利用相同的办法进行油、水自吸量的测定, 然后判断岩样润湿性。但要注意进行油自吸及水自吸之前模型内部应保持相似状态, 方可以油、水自吸量判断岩石润湿性, 否则油、水自吸量会受孔隙空间内部流体状态的影响。砂岩模型的两相驱替实验过程是饱和水→油驱水→水驱油。若水自吸在一次水驱油之后进行, 则油自吸不应在一次油驱水之后进行, 而应在二次(再一次)油驱水之后进行, 这样才能保证油、水自吸是在孔隙空间内部流体状态相似下进行。油水自吸量的多少, 主要受孔隙空间内部亲水、亲油孔道多少的影响。另外, 油、水自吸量的测定也应保证模型内部无余压, 否则将影响自吸量的测定。解决办法亦应在一次水驱油及二次油驱水之后, 将模型放置一段时间, 待余压释放后, 再进行油、水自吸量的测定。

综上所述, 在砂岩模型两相驱替实验中判断油层润湿性时, 应注意(1) 保证砂岩模型及实验流体的可靠性;(2) 判断方法的准确性。只有这样, 才能准确地得出油层的润湿性。

参 考 文 献

- 1 罗贻潭. 油层物理[M]. 北京: 地质出版社, 1985. 145~ 146
- 2 赵国玺. 表面活性剂物理化学[M]. 北京: 北京大学出版社, 1991. 352~ 353
- 3 曲志浩, 孙卫, 倪方天, 等. 风化店油田火山岩油藏微观模型自吸水驱油研究[J]. 石油学报, 1992, 13(3): 52~ 61

DETERMINATION OF OIL RESERVOIR WETTABILITY IN TWO-PHASE DISPLACEMENT EXPERIMENT OF SANDROCK MODEL

Zhu Yushuang Qu Zhihao Kong Lingrong Chen Rong Li Jinfeng

(*Geological Department, Northwest University, Xian, Shanxi*)

Abstract: The reservoir's wettability can be determined in the displacement experiment of oil and water with the natural sandstone micromodels. A lot of information is used in the experiment. Some details should be noticed: 1. the reliability of the natural sandstone micromodels and the experimental fluid should be noticed, and various factors that may probably effect the reservoir's wettability should be considered in making the model; 2. the wettability determining methods should be correct. When using the distribution state of oil and gas to determine reservoir wettability in displacing oil by water or after the displacement, other methods should be synthesized; when using the interface of oil and water to determine reservoir wettability, the interface in thick and thin pore passages should be observed together, and the affection of wettability hysteresis should be avoided; when using the automatic suction quantity of oil and water to determine reservoir's wettability, it should be carried out under the similar fluid state in pore space.

Key Words: wettability; determining method; sandrock model

(上接第 219 页)

PLASTIC DEFORMATION AND OIL-GAS TRAPS OF CARBONIFEROUS SALT BODY IN NORTHERN TARIM BASIN

Zhou Jiangyu¹, Lin Zhongmin², Zhou Linfang³, Luo Chuanrong³, Wang Xiepei⁴, Xiao Zhaohui³

(*1. Guangzhou Institute of Geochemistry, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou; 2. Northwest Bureau of Petroleum Geology, CNSPC, Urumqi; 3. Research Institute of Petroleum Exploration, CNSPC, Jingzhou, Hubei; 4. Institute of Earth Resources, China University of Geosciences, Wuhan*)

Abstract: On the analysis of tectonic-depositional setting, the Carboniferous salt-bearing set in North Tarim Basin mainly formed in the hot and dry evaporating lagoon environment of beach intertidal zone controlled by sea level changes with the thickness of 80~ 221 m. Under the influence of regional tectogenesis, the salt body underwent three times of plastic fluxion in geological history. The first time was in the late stage of Early Permian, the salt flowed 2~ 2.8 km southwards; the second time was in Late Triassic-Early Jurassic, the salt flowed 1~ 2.8 km southwards again; the third time was in the end of Tertiary, the salt turned to flow northwards for 0.5~ 1.2 km. The salt flow resulted in several kinds of structural traps mainly including salt ridge anticline, salt dome and salt edge syncline. It has been proved by facts that the salt ridges are major oil and gas-bearing structures while the rest two kinds should also be taken into considerable account.

Key Words: salt body; plastic fluxion; trap; Carboniferous; Tarim