

中一加科技交流资料

编号:8889-2

高温下稠油/水的界面张力

中国石油天然气总公司
石油勘探开发科学研究院
一九九一年十一月

北京

PDG

054188



概 要 TE31/039

这篇文章所报告的界面张力结果是检验在注蒸汽工艺中使用商品发泡表面活性剂增加原油采收率效益的研究工作的一部分。要降低残余油饱和度并使泡沫形成或提高他们的性能,需要在温度升高时获得较低的界面张力。

在高达 200℃ 的温度下测定了一系列重油/水的界面张力,并研究了旋转速度、表面活性剂类型和浓度,NaCl 和 CaCl_2 浓度和温度对界面张力的作用,结果如下:

重油类型和 PH 值(在含有表面活性剂情况下)对界面张力的影响很小。

界面张力是随表面活性剂类型、温度,NaCl 和 CaCl_2 浓度而改变的。

在高温时获得较低的界面张力(0.1mN/m)是较难的,在一定 NaCl 浓度下,提高温度会导致界面张力增加。相比之下,在很小的 CaCl_2 浓度范围内,界面张力随温度升高而降低。

油/水界面双亲性的变化是由于某些试验观察的原因。

当达到 200℃ 的温度下操作时,需要改进传统的旋转张力仪。

测定重油样品时需要用重水代替水,以便保持油水间足够的密度差。

为了保证测定准确,特别注意不要使用稠油滴滞后旋转的管子。



200397720



高温下稠油/水的界面张力

E. Eddy Isaacs

J. Darol Maunder

摘 要

用旋滴方法测定了温度升至 200°C 时一系列稠油的油/水界面张力。研究了旋转速度, 表面活性剂类型及浓度, NaCl 和 CaCl_2 浓度及温度对界面张力的影响, 重油类型和 PH 值 (含表面活性剂) 对界面张力影响很小, 然而界面张力强度取决于活性剂类型、温度、NaCl 和 CaCl_2 浓度, 高温下难以得到较低的界面张力 (0.1 mN/m)。

在一定 NaCl 浓度下, 随着温度增加界面张力也增大, 相反地, 在 CaCl_2 浓度很小的范围内, 界面张力是随温度升高而降低, 油水界面双亲性的变化是由于一些试验观察的原因。因为原油饱和度降低的范围依赖于界面张力, 所以这些界面张力数据可以用来评价在热采过程中应用活性剂和泡沫降低残余油饱和度的能力。

一、前 言

应用表面活性剂降低油水界面张力, 这是被认为从部分枯竭的常规油层强化采油的一种较好方法[1]。在注蒸汽从地层开采稠油的过程中, 表面活性剂的主要作用是稳定泡沫与蒸汽或非凝析气的形成, 使蒸汽从枯竭油层改变方向, 从而改善了油层的波及性能[2]。泡沫技术主要关键是在驱扫带中残余油对泡沫的形成和分布的不利影响[3-6]。在许多稠油油层中除通过注蒸汽降低残余油饱和度外, 蒸汽-泡沫技术的应用也是必不可少的。然而, 稠油饱和度降低的程度是随油水间的界面张力而定[7-9]。这样, 表面活性发泡剂能通过蒸汽温度下能降低界面张力而改善自身的性能。因此, 界面张力的数据以及对影响油水界面张力特性因素的了解有助于为应用表面活性剂和泡沫开采稠油制定合理的开发注入方案。

已广泛地研究了含有纯表面活性剂和商品表面活性剂混合物系统的界面张力特性。在试验范围比较窄的条件下, 可以获得非常低的界面张力 ($< 0.01 \text{ mN/m}$)。puig 等人[10, 11], Frances 等[12]和 Hall[13]已证明很低的界面张力不是由于油水界面单分子层吸附而是由于活性剂富集相或液-晶层薄膜产生的。图 1 表示油水界面层形成的微观结构 (参见 Winsor 工作[14])。这样, 最低张力是与活性剂浓度、含盐度和温度有关的微观结构变化的结果。然而 Chan 和 shan[15], shinoda 等[16]及最近 Areyard 等[17]认为最低界面张力值不是相变化的结果, 而是由于表面活性剂在油水界面的分布及在胶束与油水界面中表面活性剂的离解程度。

原油(相对纯碳氢化合物而言)和水溶性活性剂相间的界面张力与温度的关系还没有开展广泛的研究。Burkowsky 和 Marx[18]观察到原油与某些活性剂组成在 50~80℃ 温度时界面张力最低值,而其他一些活性剂组成的界面张力不受温度的影响。Handy 等[19]指出在不同 NaCl 浓度条件下,加利福尼亚原油和水溶性石油磺酸盐表面活性剂间的界面张力与温度(25~180℃)基本无关。而纯碳氢化合物或矿物油和同样的表面活性剂体系,当温度超过 120℃ 时界面张力突然下降[20]。在与浊点相对应的温度下,非离子型表面活性剂与原油体系界面张力急剧减少[19]。

Isaacs 和 Smolek[21]观察到 Athabasca 沥青/盐水磺酸盐表面活性剂系统能获得低的界面张力,可能与油水间形成表面活性剂薄膜有关,但温度升高时能防碍活性剂厚膜的产生。Babu 等人[22]指出温度对界面张力影响不太。然而,轻质油(39°API)可获得的界面张力值大约是 0.02mN/m。大约比重质油(14°API)用同样组分的水溶性表面活性剂所观测的界面张力低一个数量级。对于纯烃相和室温来说,界面张力性能主要取决于油相[15、23]。一般来说,原油体系界面张力值比相应的纯烃界面张力值高。

在这篇文章中,用旋滴方法在温度高达 200℃ 时测定了一系列稠油的界面张力。然而用这种方法或任何其他滴型方法不能取得可靠的数据。因为重油和水之间的密度差小,而且有着随着温度增加而降低的趋势。这个问题可以用重水代替水来克服,这早已有过报导[5、8、21]。文章中报告并讨论了表面活性剂类型及浓度,单价和双价阳离子及 PH 值对降低界面张力的影响。

二、实验描述

脱水原油样品的来源:用工业热水方法萃取的(Suncor 公司)Mcmurray 油层的 Athabasca 油砂;用产出液溶剂萃取的 Alberta 和平河的 Bluesky—Bullhead 油层;通过岩心溶剂萃取的 Alberta 冷湖的 Clearwater 油层及中国新疆克拉玛依油层。原油的物理化学综合性能,其中包括化学成分,密度—温度关系和粘度—温度关系,见表 1。

所用的几种表面活性剂及它们的特性列于表 2。NaCl 和 CaCl₂ 是 Fisher 试剂级的,重水是 Aldrich 金色标签。用 Wilhelmy 平皿张力仪在 23℃ 下测定的表面张力为 70.4mN/m。

三、设备和流程

原油/水界面张力是用 Alberta 研究院建立的旋转张力仪测定的,它可在高温下测定[21]。高温操作的主要困难是对轴承的磨损;由于使用了 RHP Canada 公司的精密轴承(NO. R8/15),在实验中起润滑作用克服了磨损问题。转轴嵌进用于加热旋滴管中的样品铅块中,可在操作中润滑轴承。

密度是用装有 OMA512 和 DMA601PH 外蓄电池的 Paar DMA60 测定仪测定的。在 50~150℃ 范围内的值是由测定数值内插的(3—5 个点);高于 150℃ 的值是外插的,且精确度小。在最小密度差下(0.05g/cm³),测定界面张力误差将达到 10%,这在稠油样品测定的重复度内(见下面)。

除另有说明外,所测量的界面张力值是用重水作为水相的。虽然水和重水的物理性质相近,但研究已表明几种表面活性剂的临界胶束浓度(CMC)[24]和胶束聚集数[25]在重水中比水中高。非离子表面活性剂聚集数没有明显差别[26],但浊点在重水中比水中低[27]。因为 $O-D\cdots O$ 连接比 $O-H\cdots H$ 的连接力强,造成胶束内互相作用的差异[26、27]。试验结果证明 D_2O 和 H_2O 所测量的数值差别很小[21],预计界面张力性能变化趋势也相同。

水相的制备是用电磁搅拌将表面活性剂分散到重水或地层水中,然后在溶液中加入 $NaCl$ 或 $CaCl_2$,或 $NaOH$ 试溶于重水中的 HCl 再稀释到所要求的浓度,所有浓度指的室温时表面活性剂的有效浓度。

将 2—5 μ L 的油滴加到含有水相的内径为 0.4cm 的毛细管内,粘度较高的稠油稍加热容易加入毛细管内。然后管子用致密的硅橡胶隔膜板密封,把毛细管插进张力仪的旋转轴内后再用聚四氟乙烯螺旋杆压住隔膜板,用这种方法温度升高到 200 $^{\circ}C$ 进液体没有什么损失。

为了使高粘度稠油加入管内,建议毛管内径由 0.2cm 改用 0.4cm 的。图 2 是用两个尺寸管子测量的旋转速度, n -丁醇/去离子水界面张力的影响。虚线部分表示是对内径 0.2cm 管子测定的 15 个数据的最佳拟合,这部分的界面张力平均值为 1.76mN/m(标准误差为 0.02),界面张力的范围是 1.73~1.80mN/m,转速范围 4,050 到 13,460 转/分。这些数值与文献[28、29]相符。内径 0.4cm 管子的界面张力转速大约在 800 转/分是良好的,以后随着转速的增加而界面张力逐渐增加。

显然,用大直径管子在高频率时,液滴变化滞后于转速度的变化,使界面张力明显增加。试验中用粘度高的油作为油相,在液滴直径比较小张力较低的系统里,液滴滞后会更严重,造成更高的视张力。例如,图 3 表示在确定 Clearwater 沥青/盐水表面活性剂视张力时,旋转速度选择的重要性。一般情况下,对于重油张力低于 1mN/m,转速低于 6000 转/分较理想的。张力越低,最佳速度也越低,但仍保持长度和直径比大约是 4。由于重油和重水间的密度差小,当转数大大低于 4000 转/分时,会发生由于浮力作用造成的张力降低,正如关于 n -J 醇/水和碱/水系统的报告[28、29]。

所有测定都是在水和油相事先没有平衡的情况下完成的。报告的数据都是在一定温度下达到稳态后至少 1 小时所获得的。为了计算界面张力,使用了 Manning 等人所叙述的公式[31]。Alberta 重油与含有表面活性剂(LTS-18)的界面张力与温度的关系,三个重复实验结果如图 4 所示。三个重复试验的界面张力最低点基本上相近,都是在 75 $^{\circ}C$ 。然而,其中一组测量的视张力值与另外二组测定值差别较大,这是由于方法的重复性造成的(大约 6%)。这种误差很可能是重油样品不均匀,因为重油含有胶质以及所选用的每滴油滴的化学组份不同。

用旋滴法测量的 Athabasca 沥青和重水的界面张力也发现了由于使用化学性质不稳定物质时测定遇到的这种缺点[31]。用几滴沥青测量的界面张力值在 5—20mN/m 范围内,当用纯水和油系统测量的界面张力准确度为 0.05mN/m。

四、结果与讨论

1. NaCl 浓度的影响

盐水中表面活性剂的存在对原油—水溶性表面活性剂间张力的影响是很大的,尤其是温度升高时[5,21]。图 5 说明了表面活性剂浓度固定(2g/l)和温度 100℃时,NaCl 浓度对 Athabasca 沥青/重水界面张力的影响决定于活性剂的类型,对 Enordet C₁₆₋₁₈的情况,含盐量对界面张力稍有点影响,随着 NaCl 浓度增加界面张力几乎是线性的降低。界面张力数值的特性和范围与十二烷基磺酸钠纯缔合胶体相似。界面张力的降低是因为离子环境的改变(增加 NaCl 浓度)而引起胶束聚集数目、形状和颗粒的大小造成的,但不包括相的改变(见图 1)。

与 Enordet C₁₆₋₁₈相比,TRS10-80 和 Sun Tech IV 所显示的界面张力最低值要小 2—3 个数量级(图 4)。TRS10-80 和 Sun Tech IV 两种活性剂最低张力值的 NaCl 浓度及减少程度是不同的。当 NaCl 浓度高于达到最低界面张力浓度时,表面活性剂的沉淀产生了不均匀状态并无法测量。与此相反 Enordet C₁₆₋₁₈是耐盐水的,数据可测量到 160g/l 氯化钠。

在 27℃时 n-辛烷/水系统中,TRS10-80 已表明形成了表面活性剂富集的第三相,即一层液晶薄膜(见图 1),NaCl 浓度在 15g/l 时,界面张力急速下降至 5×10^{-4} mN/m 的最低值[13]。同样,TRS10-80 和 Sun TechIV 的沥青/水张力特性与界面上的单分子层无关(同 Enordet 情况),而可认为是油和水间表面活性剂富集的第三相。重油与纯 n-烷烃相比最低界面张力值较高。这可能是因为原油中的天然表面活性剂多少阻止了表面活性剂富集相的形成。这个设想需要进行验证,但是,它的作用与加入十二烷基磺酸钠的效果不同(不会形成液晶),可以部分的溶解 TRS10-80 或 Aerosol OT 在烷烃/盐水界面形成的第三相。

2) 温度的影响

在没有表面活性剂的情况下,Athabasca[21]克拉玛依[5]和其它重油[32]的界面张力已明显与温度没有或根本没有关系。对含有表面活性剂的系统,图 6 中举的例子说明温度对含有 O 和 10g/l NaCl 的 Sun TechIV 溶液中 Athabasca, Clearwater 和 Peace 河沥青的界面张力的影响,三种沥青的界面张力性能非常相似,在温度固定时,由于盐的存在界面张力可以减少一到二个数量级,所看到的界面张力随温度急剧增加。在没有加 NaCl 的表面活性剂溶液中,所观察到的界面张力值是接近的[21]。

初步看来,张力—温度的特性,可解释为在等于或低于临界胶束浓度时的表面活性剂浓度所测得的那样,在临界胶束浓度下,单分子复盖层形成。因为阴离子活性剂的临界胶束浓度随着温度而增加[17,33]。所以,表面复盖减少导致张力降低。然而,不会形成表面活性剂富集薄膜的 Enordet C₁₆₋₁₈(2g/l)活性剂与 NaCl 溶液(0—160g/l;数据列于表 3)的温度性能很不相同。温度对张力没有很大的影响。Clearwater 样品在活性剂浓度较高时(5g/l)所测量的数据(表 4)与图 6 中用 Sun TechIV (2g/l)所测定的数据结果是相似的。活性剂浓度较高时在温度低于 100℃界面张力值可降低 2—3 倍,但温度在 150℃和 200℃时张力值没有明显差别。显然 Sun TechIV 与三种沥青在低温时所观察到的界面张力同温度关系与液晶相一致。而高温时它们的形成受到阻碍,如文献[5,21]所述。要在高温时得到低的界面张力需要提高表面活性剂或电解液的浓度。

3) PH 值的影响

Mehdizadeh 和 Handy[34]测定了温度达到 180℃时重油和硷液的界面张力,他们观察到张力是随着温度的升高而增加,可是,高温时的开采效果与低温时的效果相差不大,显然是由于高温时容易乳化而抵制了张力增加。

据我们所知,在添加剂存在的情况下,PH 值和温度作用的数据还没有报导。图 7 中 Athabasca 沥青同含有 Sun TechIV (2g/L)重水的 PH 关系数据,它们是在离子浓度为 10^{-2} M (用 HCl、NaOH 和 NaCl 调整),温度为 50℃和 150℃时测量的。100℃时的数据(没有明确说明)是在 50 和 100℃之间,虚线部分是 50℃时没有加表面活性剂和不保持离子强度,这些数据,已发表[21]。与没有加表面活性剂的情况下相比,温度在 100 和 150℃时,PH 在 2—12 范围内对界面张力基本上是没有影响。50℃时 PH 在 2—9 范围内对界面张力也影响不大,张力最低值 PH 大约在 11 左右。然而在一定的 PH 值下,界面张力随温度增加而增加。这些结果表明活性剂优先吸附在油/水界面上,并在高 PH 时阻碍了天然表面活性剂在界面上的形成和/或吸附。需要进一步来验证在较低界面张力范围的结果,并研究硷性活性剂技术应用的可行性。

4) Ca^{+2} 的影响

许多地层的原生水中含有大量的二价离子(主要是 Ca^{+2})。在低温硷驱时,由于二价离子的存在使张力猛增[35、36]。Kumar 等[37]也发现 Ca^{+2} 和 Mg^{+2} 离子也不利于磺酸盐表面活性剂系统的界面张力。在高温下二价离子的影响还没有进行详细的研究。

图 8 150℃是两种原油(Karamy 和 Clearwater)在 SunTechIV (5g/l)和 NaCl (10g/l)溶液中时 Ca^{+2} 对界面张力的影响。两种原油的界面张力值相似,随着浓度的不同张力降低到 8 倍多,两种油的最低张力值是 CaCl_2 浓度分别为 0.05 和 0.5g/l,两个最低点的出现是 Ca^{+2} 存在的特征。图 9 是温度 100℃ CaCl_2 与 NaCl (根据离子强度绘制)对原油和 Sun TechIV 溶液(2g/l)界面张力影响的比较。在浓度大约相同时 CaCl_2 这条线上的最小值与图 8 中的曲线一样。

由 Celik 和 Somasundaran[38]发表的文章指出,二价(和三价)阳离子与磺酸盐表面活性剂相互作用会生成沉淀,随着浓度的升高沉淀物又溶解,沉淀再溶解现象对于一价离子不存在。当表面活性剂浓度高于与首次出现张力最低值对应的浓度时,就会观察到旋滴管中出现了某些表面活性剂沉淀物,在更高浓度时再溶解现象是否出现还不清楚。与 NaCl 相比, CaCl_2 在离子强度较低时会使界面张力降低。另一方面,NaCl 在离子强度高达 20g/l 时才能产生较低的界面张力。

Karamay 原油与 Sun TechIV (5g/l)和 NaCl (10g/l)溶液在不同 CaCl_2 浓度时界面张力—温度关系曲线如图 10 所示。从图中可看到当 Ca^{+2} 浓度为 0, 0.025 和 0.1g/l 时,界面张力随着温度增加而增加。在这些浓度下,高于 150℃时的界面张力值基本上一样。温度低于 100℃时,由于 Ca^{+2} 的作用阻碍了表面活性剂富集相的形成,使界面张力增加。这对轻油/盐水界面张力(从大约 10^{-3} 增加到大约 10^{-1})的不利影响与 Kumar 等人[37]所做的工作是一

致的。

Ca^{+2} 为 0.5g/l 时的界面张力—温度关系与较低浓度相比(图 10), 界面张力随温度增加而减少。降低范围比不加表面活性剂(约 10mN/m, 180°C)大约低 3 个数量级。如图 11 所示 Karamay 原油地层水加 Sun TechIV 的界面张力—温度关系基本上相同。这种解释并不奇怪, 因为地层水中含有大量的二价阳离子(0.25g/l)和一些单价阳离子(2g/l)。因为界面张力随温度升高而降低的机理需要进一步解释, 所以残余油饱和度降低, 对于在蒸汽温度下将泡沫用于油藏起着决定性的作用。

六、结 论

这篇文章中报告的界面张力结果是检验在注蒸汽过程中应用商品表面活性发泡剂提高原油采收率的应用效果。要降低残余油饱和度及使泡沫形成或增强它们的作用需要在高温下能获得低界面张力。

为了能在温度升高至 200°C 时操作, 需要改进普通旋滴张力仪。用重油样品测量时要求用重水代替水, 以便保持油水间的密度差, 为了使测量准确, 必须格外小心以保证重油滴不要滞后于张力仪中的旋转毛细管。而且, 用不稳定的化学物质进行重复性测量可能会受到油滴非均匀性阻碍。

在 Sun TechIV 表面活性剂存在时, PH 值对 Athabasca/盐水系统的界面张力影响很小或基本上没有什么作用。但是, 在一定 PH 值下, 界面张力是随着温度(50—100°C)而增加的。

从这些结果相比较, 实际上界面张力特性与重油的类型无关。界面张力强度取决于表面活性剂类型、温度、NaCl 和 CaCl_2 的浓度。油水界面亲水亲油结构的变化会受到这些变量的影响, 并可解释为是某些实验观察的结果。

高温时很难获得较低的界面张力($<0.1\text{mN/m}$), 在一定 NaCl 浓度下, 界面张力随着温度(25—200°C)增加而增加, 反之, 含有大量的 CaCl_2 (0.2 和 0.5g/l)时, 界面张力是随着温度的增加而减少。因此, 考虑到所给定的油层温度范围和水的化学性质的影响, 在设计表面活性剂和泡沫提高采收率工艺过程中是很重要的。

译者: 张静容

校者: 刘尚奇

复校: 范从武

表 1 重油的物理化学性质

测 量	温度 ℃	Athabasca	Peace River	Clearwater	克拉玛依
重度,°API	15	8.9	7.5	10.4	19.7
密度,Kg/dm ³	50	0.989	0.994	0.976	0.912
	100	0.958	0.961	0.946	0.876
	150	0.927	0.927	0.916	0.841
	200	0.897	0.899		
粘度 mpa.s	50	3350	9136	3172	367
	60	1700	3578	—	—
	100	—	137	133	31
元素分析					
碳		83.3	82.9	84.3	85.6
氢		10.6	10.7	10.8	12.5
氮		0.4	0.4	0.4	0.6
氧		—	0.6	1.1	1.2
硫		4.8	5.8	4.4	0.1
组份分析					
饱和度		24.6	17.0	20.1	48.0
芳香族		26.2	20.4	11.4	11.5
极性 1		32.5	45.8	16.5	9.2
极性 2		32.5	45.8	7.1	1.2
极性 3		32.5	45.8	23.1	18.9
沥青		14.7	18.4	16.6	2.0
酸值 KOHmg/g		3.6	3.6	1.4	5.0

表 2 表面活性剂的性质

表面活性剂	类型	来源	%活性	当量重量
Chaser SD1000		chevron	42	—
EnordetC ₁₈₋₁₈	α -烯烴磺酸盐	shell	30	356
Enordet LTS-18	烷基芳基磺酸盐	shell	12	457
Sun Tech IV	烷基芳基磺酸盐	sun	15	418
TRS10-80	石油磺酸盐	witco	85	420

Athabasca 沥青/重水加 EnordetC₁₈₋₁₈
(2g/l)系统界面张力值与 NaCl 浓度与温度的关系

NaCl 浓度, g/L	界面张力, mN/m		
	50℃	100℃	150℃
0	4.5	6.7	3.5
1.25	2.8	4.0	3.3
2.5	2.1	3.0	3.1
5.0	1.9	2.7	2.7
10.0	1.4	2.0	2.2
20.0	0.66	1.3	1.6
40.0	0.44	0.63	0.86
80.0	0.33	0.42	0.49
100.0	0.21	0.26	0.37
120.0	0.23	0.22	0.22
140.0	0.21	0.21	0.21
160.0	0.17	0.13	0.13

表 4 Clear water 沥青/重水加 Sun TechIV
系统界面张力值与表面活性剂、NaCl 浓度和温度的关系

温度℃	氯化钠浓度, g/l	界面张力, mN/m	
		2g/l 表面活性剂	5g/l 表面活性剂
25	0	—	0.33
50	0	2.1	0.45
75	0	—	0.75
100	0	3.8	0.95
125	0	—	2.6
150	0	5.3	4.3
200	0	5.9	—
25	10	—	0.04
50	10	0.07	0.07
75	10	—	0.10
100	10	0.25	0.14
125	10	—	0.25
150	10	0.44	0.33
200	10	0.28	0.49

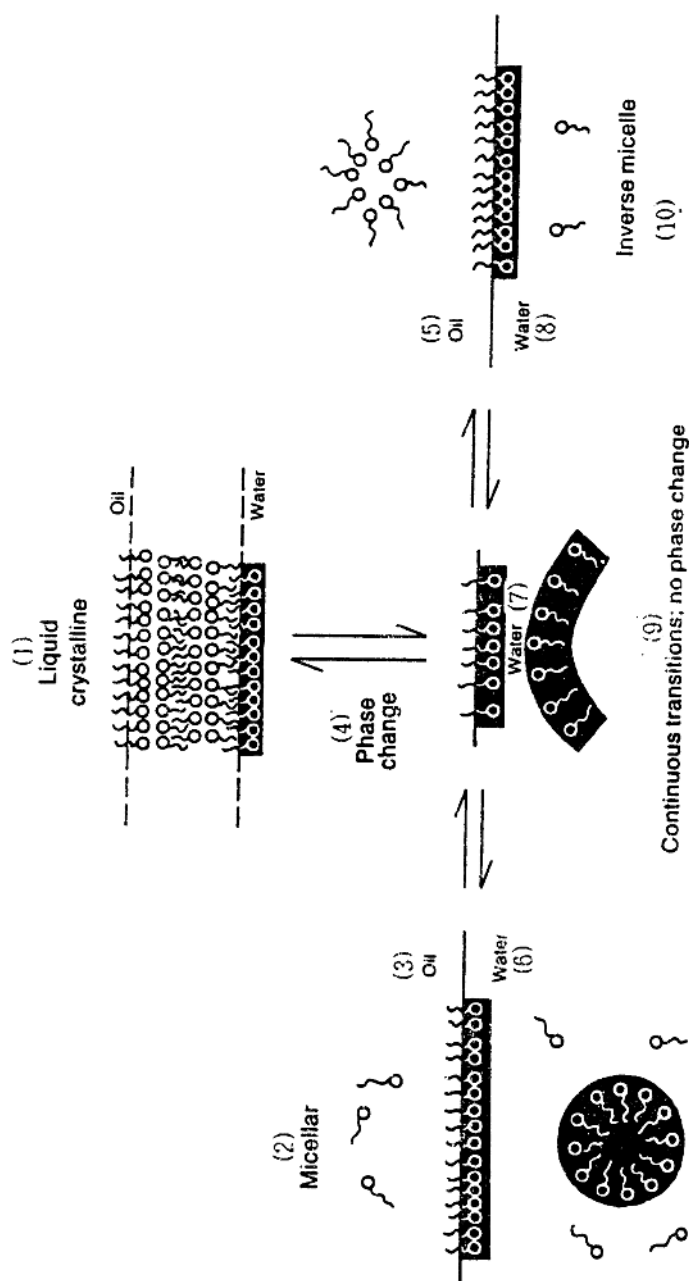


图 1 油/水界面上双亲性微观结构变化示意图

1. 液体结晶; 2. 胶粒; 3. 油; 4. 相变化; 5. 油; 6. 水; 7. 水; 8. 水; 9. 连续转变, 没有相变化;
10. 反向胶束

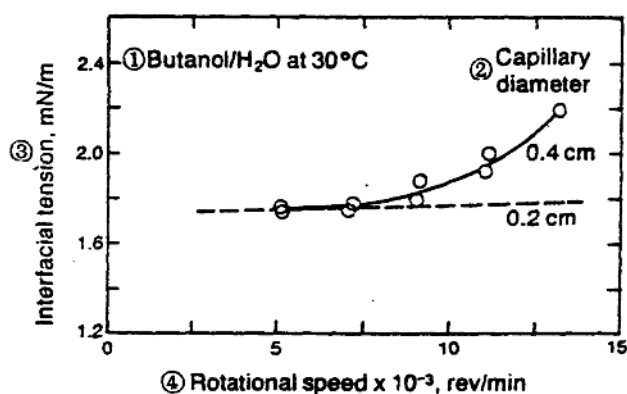


图2 30℃时旋转速度对n-丁醇/水体系界面张力的影响

1. 丁醇/水 30℃; 2. 毛管直径; 3. 界面张力, mN/m; 4. 旋转速度 $\times 10^{-3}$, 转/分

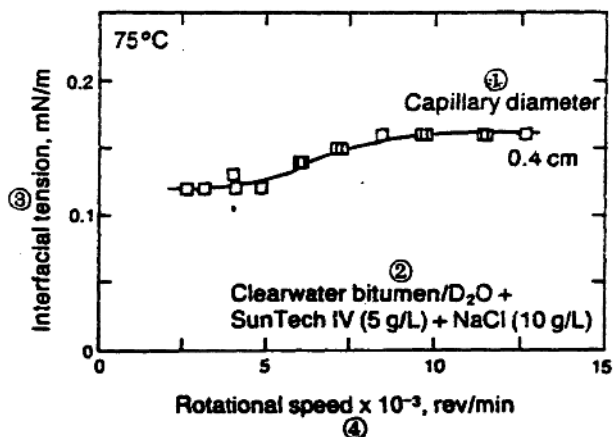


图3 75℃时旋转速度对 Clearwater/重水加 Sun TechIV (5g/l) 与 NaCl(10g/l)系统的界面张力的影响

1. 毛管直径; 2. Clearwater 沥青/重水加 Sun TechIV (5g/l)加 NaCl(10g/l) 3. 界面张力, mN/m; 4. 旋转速度 $\times 10^{-3}$ 转/分

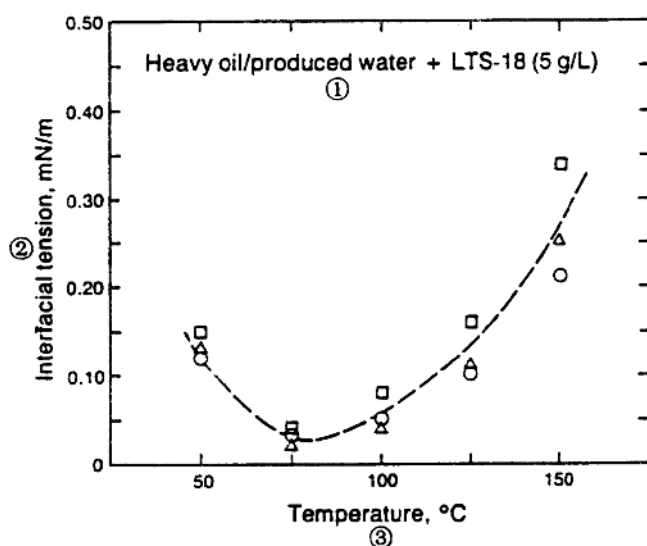


图4 温度对 Alberta 重水与含 LTS-18 表面活性剂的产出水界面张力的影响。这些数据是在相同条件下三个不同的重复试验得出的

1. 重油/地层水加 LTS-18(5g/l); 2. 界面张力, mN/m; 3. 温度 °C

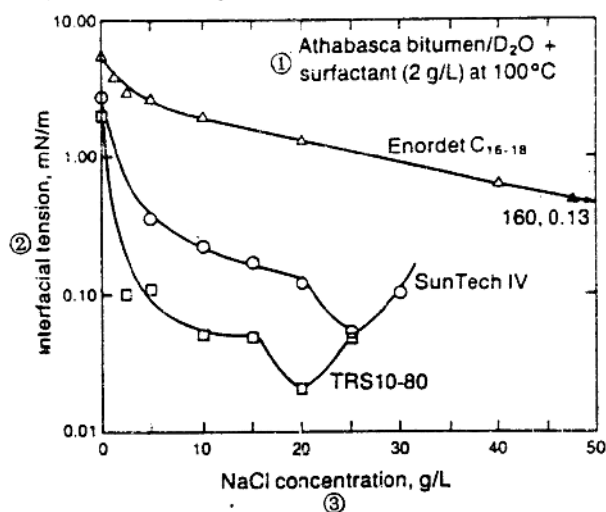


图5 NaCl 浓度对 Athabasca 沥青/重水与 EnordetC₁₆₋₁₈, Sun TechIV 和 TRS10-80 界面张力的影响。EnordetC₁₆₋₁₈黑三角处的数据是 NaCl 浓度增加到 160g/l 测定的

1. Athabasca 沥青/重水加表面活性剂(2g/l)100°C 2. 界面张力, mN/m; 3. NaCl 浓度, g/l

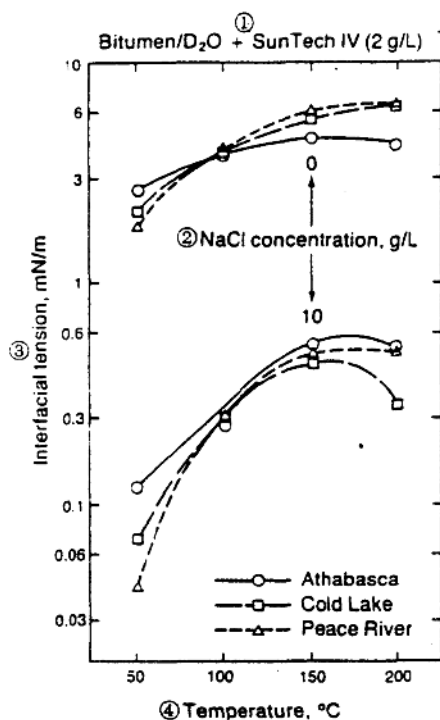


图 6 温度和 NaCl 浓度对 Athabasca 冷湖和 Peace 河
沥青/重水 系统界面张力的影响

1. 沥青/重水 + Sun Tech IV (2g/l) 2. NaCl 浓度 g/l; 3. 界面张力, mN/m; 4. 温度 °C

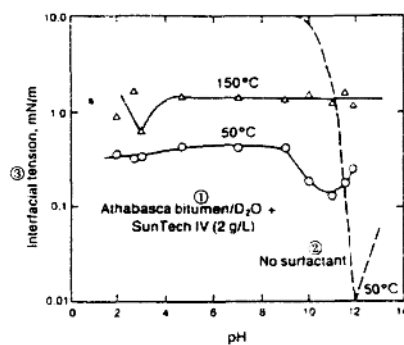


图 7 在离子浓度为 $10^{-2}M$ 条件下, 作为 PH 值和温度函数的
Athabasca 沥青和含有 Sun Tech IV (2g/l) 重水的界面张力变化, 虚线
部分数据是 50°C 时不含表面活性剂或盐水测量的, 参看文献[21]

1. Athabasca 沥青/重水 + Sun Tech IV (2g/l); 2. 没有表面活性剂; 3. 界面张力, mN/m

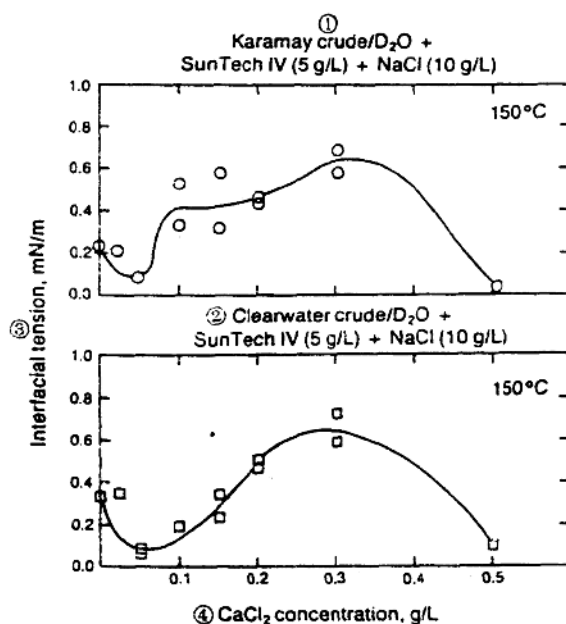


图8 150°C时, CaCl₂ 浓度对克拉玛依和 Clearwater 原油/重水 + Sun TechIV + NaCl 体系的界面张力的影响

1. 克拉玛依原油/重水 + Sun TechIV (5g/l) + NaCl (10g/l)
2. Clearwater 原油/重水 + Sun TechIV (5g/l) + NaCl (10g/l)
3. 界面张力, mN/m; 4. CaCl₂ 浓度, g/l

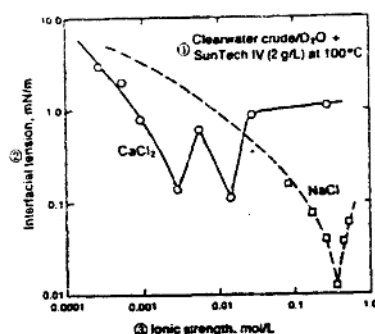


图9 离子强度(用 CaCl₂ 和 NaCl 调节)对 Clearwater 原油/重水和 Sun TechIV 系统界面张力的影响

1. Clearwater 原油/重水 + Sun Tech IV (2g/l) 100°C
2. 界面张力, mN/m; 3. 离子强度, mol/l

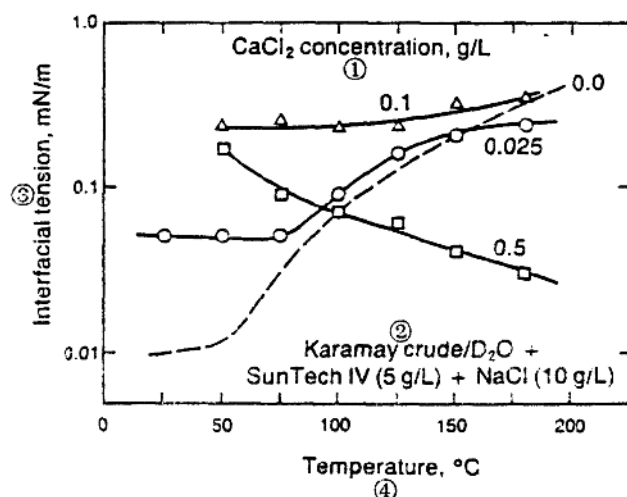


图 10 CaCl_2 浓度和温度对克拉玛依原油/重水 + Sun Tech IV (5g/l) + NaCl (10g/l) 系统的界面张力的影响。
虚线部分没有加 CaCl_2 (参看[5])

1. CaCl_2 浓度, g/l; 2. 克拉玛依原油/重水 + Sun Tech IV (5g/l) + NaCl (10g/l)
3. 界面张力, mN/m; 4. 温度 $^{\circ}\text{C}$

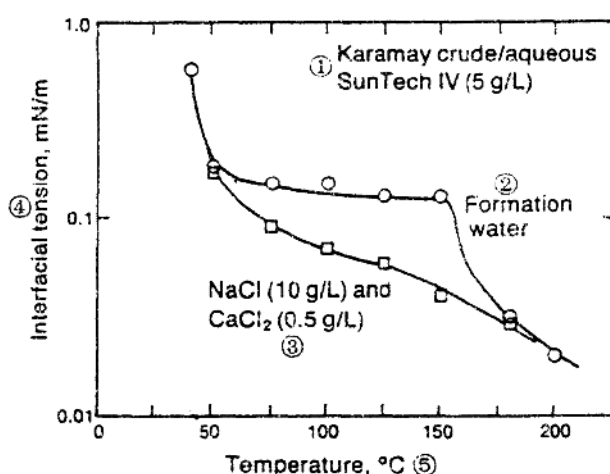


图 11 温度对克拉玛依原油与地层水及人工盐水界面张力的影响

1. 克拉玛依原油/水溶性 Sun Tech IV (5g/l); 2. 地层水; 3. NaCl (10g/l) 和 CaCl_2 (0.5g/l); 4. 界面张力, mN/m; 5. 温度 $^{\circ}\text{C}$