

# 风城陆相稠油油砂亲水性及润湿性机理研究

林伯韬<sup>1</sup>, 史璨<sup>1</sup>, 于光哲<sup>2\*</sup>, 金衍<sup>1</sup>

1 中国石油大学(北京)石油工程学院, 北京 102249

2 美国德克萨斯大学奥斯汀分校化学工程系, 奥斯汀 78712

\* 通信作者, guangzhe\_yu@163.com

收稿日期: 2017-06-21

国家青年科学基金“超稠油SAGD开采陆相含泥岩夹层油砂扩容机理及渗流评价研究”(No.51404281)资助

**摘要** 风城陆相稠油藏原油黏度高, 通常采取挤液预处理储层改造结合SAGD方式开采。为了理解注入液和冷凝液在油藏中的运移规律, 需要掌握该油砂的亲水和润湿机理。本文选取风城油砂样品, 通过X射线衍射、环境扫描电镜、接触角和核磁共振系列实验, 研究处于不同压差和酸碱度环境下的样品的亲水性与润湿性。研究发现风城油砂发育疏松结构, 沥青作为砂粒彼此间的胶结物存在而不呈现“油包砂”的结构形式; 风城油砂倾向于亲水, 饱和盐水在岩心中以水膜和孔隙水两种形式存在; 增大饱和压差或饱和盐水的酸碱度均会造成水膜变厚和孔隙水体积增加。综合分析可知, 风城油砂亲水且水润湿, 加大注入压差可更高效地将汽液注入地层, 且添加化学用剂不会损害储层的可注性。

**关键词** 陆相; 油砂; 亲水性; 润湿性

## 0 引言

蒸汽吞吐(cyclic steam injection)、蒸汽驱(steam drive)、蒸汽辅助重力泄油(Steam Assisted Gravity Drainage, 简称SAGD)及火驱(in-situ combustion)为国内外开采非固结砂岩储层中的稠油及超稠油的主要技术<sup>[1-5]</sup>; 前三者(蒸汽吞吐、蒸汽驱及SAGD)皆为以蒸汽为注入媒介的热采技术, 已在多个国家如加拿大、俄罗斯、委内瑞拉、哈萨克斯坦及中国得到广泛应用<sup>[3]</sup>。

新疆风城油田的稠油/超稠油油藏具有陆相沉积、夹层发育、渗透率低、非均质性强的特点, 造成注汽阶段能耗高、产出液处理压力大、见产周期长、注采比高、油气比低(相对加拿大阿尔伯塔地区油砂)等一系列工程问题。目前, 风城油田规模采用SAGD水平井挤液预处理储层改造技术(亦称“微压裂”)<sup>[6-8]</sup>来解决

预热周期长这一问题。该技术通过对SAGD井施加一定的井口压力(0.5~3 MPa)及排量(0~300 L/min)、逐级挤注20°C~70°C前期SAGD工程产出液, 力求形成包裹注采井的均匀高渗、带微裂缝的扩容带, 从而建立注采井水力、热力连通性, 进而缩短预热周期; 同时增强凝析液对流作用以提高传热效率, 改善后续循环预热和注汽生产效果<sup>[6-8]</sup>。另一方面, 在蒸汽吞吐、蒸汽驱及SAGD注汽阶段, 蒸汽冷凝成液体释放潜热加热原油, 在压差作用下通过油砂基质中的水充填孔隙渗流并驱动降黏后的稠油运移。为了深入了解储层改造时的注入液和注汽生产时的蒸汽冷凝液在稠油油藏中的运移规律, 从而更好地做好地质力学及油藏模拟分析工作, 首先有必要研究水在油砂基质中的润湿机制。

稠油的沥青质含量随着细粒成分(直径小于75 μm, 主要为黏土)含量的增加而减小<sup>[6-7]</sup>。若油砂

引用格式: 林伯韬, 史璨, 于光哲, 金衍. 风城陆相稠油油砂亲水性及润湿性机理研究. 石油科学通报, 2017, 03: 355-363

LIN Botao, SHI Can, YU Guangzhe, JIN Yan. Wettability and hydrophilicity of Fengcheng terrestrial oil sand. Petroleum Science Bulletin, 2017, 03: 355-363. doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.033

颗粒为亲水性,则毛细管力驱动外界水进入油砂基质润湿砂粒并在其表面形成水膜。在一般认识规律中,水湿性油砂中的渗流更容易被水基的驱油过程所主导,但这一结论由于不同油藏的黏度、酸碱度的区别而仍存在争议<sup>[9-11]</sup>。需要注意的是亲水性与润湿性有所区别。亲水性指砂粒矿物本身固有的极性基团分子对水分子的吸引能力,而润湿性指与砂粒直接接触的液体的性质。如纯石英颗粒虽然亲水,但若浸润于油中则为油润湿<sup>[9]</sup>。因此在下面的讨论中,亲水性或亲油性简称“亲水”、“亲油”,而润湿性则描述成“水润湿”、“油润湿”。

Sobol等人<sup>[12]</sup>通过核磁共振实验发现油砂内部存在两种分布类型的水:相邻砂粒间桥接形成的摆动环状的水与砂粒和黏土颗粒表层的水膜;该发现与Takamura的理论<sup>[13]</sup>研究结论一致,即油砂在地质成岩时,稠油侵入充填水的砂粒对水进行不相溶的体积替代从而形成上述类型的水。然而,Zajic等人<sup>[8,14]</sup>通过透射电镜研究油砂结构发现水相以乳化的状态分散于沥青质中,但未能确定其是否分布于砂粒或黏土颗粒表面。

如果水能在固体颗粒(油砂及黏土颗粒)表面形成水膜,且其厚度小于50 nm,则薄水膜的稳定性受范德华分子间吸引力和扩散双电层排斥力这两种微观作用力的相互制约;若其厚度大于50 nm,则厚水膜的稳定性由重力和毛细管力综合作用所决定<sup>[9]</sup>。本文选取新疆风城陆相稠油油砂样品,通过XRD矿物组分分析、环境扫描电镜实验、接触角测试和核磁共振实验,研究不同压差和酸碱度下的风城油砂的亲水性与润湿性,力求为油砂储层改造和热采中的微观渗流机理提供部分理论解释。

## 1 风城油砂矿物组成及微观结构

加拿大的阿尔伯特是世界上油砂资源含量最丰富的地区之一,其中最具代表性的是Athabasca油砂。该油砂主要由沥青,水,石英砂和黏土构成,倾向于亲水且水润湿<sup>[9]</sup>。

实验所用的岩心取自新疆克拉玛依风城油田重1井。该井位于齐古组 $J_3q^2$ 砂层组,油藏埋深170~500 m,沉积厚度平均50 m,胶结类型以孔隙式为主且结构疏松。对岩心进行全岩XRD矿物定量分析,得到其矿物组成比例为:石英34.9%,长石20.3%,白云石6.3%,方解石1.6%,硬石膏1.3%,石膏0.3%,黄铁矿1.4%,菱铁矿3.2%,伊蒙混层

1.5%,伊利石9.8%,高岭石8.3%,绿泥石11.1%。该油砂蒙脱石或伊蒙混层含量低,表明水敏性弱;且相对加拿大Athabasca油砂而言,其级配较差,细粒含量较高<sup>[6-7]</sup>。单从矿物组分而言,相对高的石英含量表明风城油砂砂粒倾向于亲水。

对样品进行环境扫描电镜(ESEM)实验可得其微观结构如图1所示。由图可见砂粒分散镶嵌于沥青和黏土的混合基质中,且表面覆盖黏土片层。砂粒主要矿物成分为石英和长石,直径为50~180  $\mu\text{m}$ ,彼此不接触或接触点少,呈现松散的微观结构。

## 2 风城油砂接触角与核磁共振实验

本文共对6块岩心样品从事了核磁共振及接触角实验,样品列表如表1所示。考虑到油砂的疏松性质,根据土力学土工取样方法,采用自制的薄壁取心筒与取心圆柱对油砂样品进行片刀切削取样,取心装置如图2所示。实验过程共取6块25 mm×50 mm油砂岩心样品,编号1~6。首先,采用核磁共振实验分析所选样品的润湿性。核磁共振实验使用SPEC-023核磁共振(NMR)谱仪,采用CPMG脉冲序列。该仪器的磁场主频为9.38 MHz,90度脉冲宽度为13.10  $\mu\text{s}$ ,180度脉冲宽度为26.20  $\mu\text{s}$ ,测量等待时间为3 000 ms,回波间隔为350  $\mu\text{m}$ 。使用数值较小的回波间隔可以减小扩散在测量横向弛豫时间中的影响。

首先对6块未经处理的原始岩心从事核磁共振实

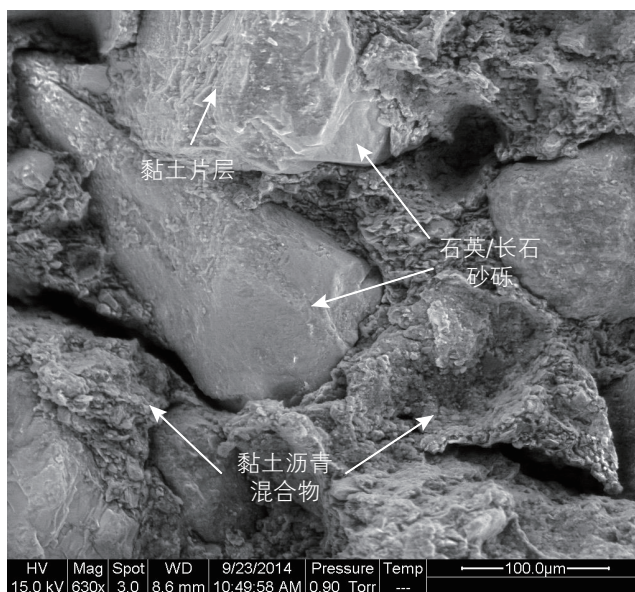


图1 风城油砂环境扫描电镜微结构图

Fig. 1 ESEM image of the microfabric of Fengcheng oil sand

验, 获取  $T_2$  谱。之后将 6 块岩心分为两组进行下一步实验: 1、2、3 号岩心用于不同压差环境下的盐水饱和实验; 4、5、6 号岩心用于不同 pH 环境下的盐水饱和实验; 其中 4、5、6 号岩心每隔 24 小时过滤更新一次等 pH 值溶液。基于现场 SAGD 产出液的化学分析结果, 饱和所用盐水基液采用 5 000 ppm HCl 和 NaOH 配置成的不同 pH 值的 NaCl 溶液。饱和结束后, 对 6 个样品再次进行核磁共振实验测量, 获取对应的  $T_2$  谱。其次, 对 6 个样品进行了接触角实验以分析风城油砂在不同环境条件下的亲水性。接触角实验使用 KRUSS-DSA25 接触角测量仪。实验温度维持在 21.2 °C, 采用座滴法测量样品接触角。

核磁共振实验检测法对岩心中的含氢流体信号异常敏感, 这是因为氢的磁旋比很高, 可在强磁环境下产生很强的信号, 从而易被核磁共振仪器探测到。含氢流体信号可以反映微小孔隙甚至砂粒表面水膜的信号, 是一种有效而准确的润湿性测量方法。一维核磁共振实验可以得到两种不同的弛豫时间谱图:  $T_1$ (纵向

弛豫时间)和  $T_2$ (横向弛豫时间)谱图。Al-Mahrooqi 等人<sup>[16]</sup>使用核磁共振实验研究两种砂岩的润湿性时对比了获取的  $T_1$  和  $T_2$  弛豫时间谱, 发现两者波峰特征基本相同, 而  $T_1$  谱的测量耗时较长。由于  $T_2$  谱测量高效省时, 本文基于  $T_2$  谱结果研究油砂的润湿性。质子的弛豫  $T_2$  受表面弛豫  $T_{2,surface}$ 、体积弛豫  $T_{2,bulk}$  和扩散弛豫  $T_{2,diffusion}$  的影响, 之间的关系为<sup>[15]</sup>

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2,surface}} + \frac{1}{T_{2,bulk}} + \frac{1}{T_{2,diffusion}} \quad (1)$$

润湿相流体在单个孔隙中的表面弛豫速率可写成<sup>[15]</sup>

$$\frac{1}{T_{2,surface}} = \frac{\rho_2 S}{V} \quad (2)$$

其中  $\rho_2$  代表表面弛豫率,  $S$  为孔隙表面积,  $V$  为孔隙中流体体积。

上述情况可以推广到两种流体情形, 对单个孔隙来说, 可以写成

$$\frac{1}{T_{2,w}} = \frac{1}{T_{2,bulk,w}} + \rho_w \frac{A_w}{VS_w} \quad (3)$$

$$\frac{1}{T_{2,o}} = \frac{1}{T_{2,bulk,o}} + \rho_o \frac{A_o}{VS_o} \quad (4)$$

其中下标 w、o 分别代表水和油,  $A_w$  和  $A_o$  分别指水润湿表面和油润湿表面的面积,  $S_w$  和  $S_o$  分别指孔隙中水的饱和度和油的饱和度。

特别要指出的是, 油砂与砂岩存在较大区别, 因为油砂中的沥青质并非存在于岩石骨架所构成的孔隙和吼道中, 而是以胶结物的形式存在于油砂基质中。因此, 在实验中无法对油砂岩心进行洗油处理(样品洗油后成分散状砂粒), 进而无法设计盐水饱和以及油饱和的两组对比实验分析样品的润湿性。为了应用核磁共振方法研究油砂的润湿性, 同时考虑现场施工中油砂的润湿性受到注液压力差和化学用剂的影响。实验中通过改变饱和和盐水的压差和酸碱度的方法来进行研究。



图 2 薄壁取心筒和取心圆柱  
Fig. 2 Thin-wall coring cylinder and coring column

表 1 实验样品列表  
Table 1 List of the test specimens

样品编号	原始状态	饱和状态			接触角/°
		压差/MPa	pH 值	浸泡时间/小时	
1	√	0	7	48	75.5
2	√	1	7	48	60.7
3	√	2	7	48	51.0
4	√	0	3	72	65.6
5	√	0	7	72	67.8
6	√	0	11	72	71.7

### 3 实验结果及讨论

#### 3.1 接触角实验结果及讨论

接触角实验结果如表1所示,可知所有样品的接触角均小于 $90^\circ$ ,表明该油砂在不同的压差和pH值条件下皆表现为亲水。XRD矿物组分分析结果表明风城油砂颗粒的水性矿物如石英和长石颗粒含量较多,亦说明其倾于亲水。

#### 3.2 核磁共振实验结果及讨论

核磁共振实验得到6块岩心饱和前后的 $T_2$ 谱,若需进一步分析其润湿性还需要获取样品中的沥青的体积弛豫值。Zhang等人<sup>[17]</sup>建立了原油黏度与弛豫时间 $T_2$ 之间的函数模型为

$$T_{2,M} = \frac{1200}{\eta^{0.9}} \quad (5)$$

其中, $T_{2,M}$ 表示 $T_2$ 体积弛豫时间分布的几何平均值。 $\eta$ 表示黏度,单位为cP。实验所用的岩心所在地区稠油的黏度均大于20 000 cP,依据该模型可计算稠油的体积弛豫约为0.1 ms。Bryan等人<sup>[18]</sup>指出,黏度很大的稠油在NMR实验中通常表现为体积弛豫;如果砂粒表面存在水膜,则水膜的弛豫信号会小于孔隙水的弛豫信号值并接近稠油的信号。未饱和的原始样品的 $T_2$ 谱如图3所示。

由图3可知,所有样品的 $T_2$ 谱均呈现单峰形态(1 000~10 000 ms处曲线为信号噪声),原始弛豫时

间均集中在1 ms附近,而根据式(5)计算得稠油的体积弛豫约为0.1 ms。Yang等人<sup>[19]</sup>发现,使用普通的CPMG序列测量弛豫时间时,小于回波间隔时间( $T_E$ )的弛豫时间信号难以测取。由于稠油的体积弛豫时间为0.1 ms,实验测得的信号中应当不包括重质油的信号而对应于其它流体的信号。图3中反映的流体最可能为样品中的水膜的信号,因为水膜的信号值很小,非常接近于稠油的体积弛豫时间。同时可观察到图3中不同 $T_2$ 谱的幅度和对应曲线的包络面积不同;而这两个值则代表了岩心中流体的含量。这说明不同样品初始的含水饱和度有所不同。

对饱和后的样品再次进行核磁共振实验,获取 $T_2$ 谱如图4所示。盐水饱和处理后的岩心的 $T_2$ 谱曲线均呈现明显的双峰。对于1号样品, $T_2$ 弛豫时间谱的第一个峰约集中在5 ms左右,第二个峰的弛豫时间则远大于第一个峰并且两个峰之间存在一明显界限。对于1号样品,相比其原始状态下的 $T_2$ 弛豫时间谱(图3),第一个峰的位置发生一向右的偏移,尽管这个偏移的弛豫时间依然集中在10 ms以下。该现象说明这部分对应流体的 $T_2$ 弛豫时间整体增大。由公式(3)可知,当单个孔隙中水的饱和度增加时,水的弛豫时间会相应的增大,表明样品在饱和盐水之后,水的体积增加体现为水膜厚度增加。同时对比图3和图4可见,样品1饱和后,第一个峰的包络面积增加,说明第一个峰的信号包含了饱和盐水的信号,并且盐水在砂粒表面形成了新的水膜。根据Bryan的理论<sup>[18]</sup>,使信号发生这个小幅度偏移的原因最可能是水膜含量的增加。在饱和过程中,盐水渗入砂粒之间或者砂粒和沥青之

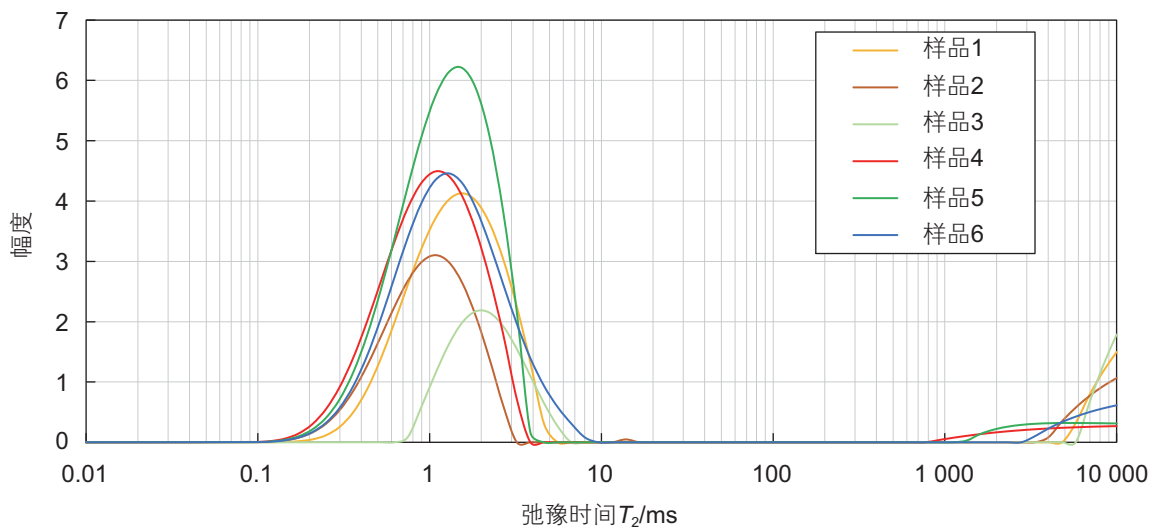


图3 岩心在原始状态下的核磁共振 $T_2$ 谱

Fig. 3 NMR  $T_2$  spectra of the specimens at the original state

间的微孔隙，从而在砂粒表面形成了吸附于砂粒的水膜；水能在浸泡环境下进入毛细管级孔道中，说明了水在该体系中最有可能是润湿相。此时毛管压力对盐水是一个驱动力，在毛管压力的驱动下，水可以进入孔隙直径较小的微孔隙，并且在颗粒表面附着形成水膜。从图 4 还可看出，第二个峰的弛豫时间明显大于第一个峰。这部分信号反映的是粒间孔隙中的水信号，且信号集中在 100~1 000 ms 之间；该值仍远远小于水的体积弛豫时间 3 000 ms，由此可以推断吸附水膜之外的孔隙水在岩心仍然受到表面弛豫的影响，也就是说这部分水是和砂粒直接接触的。从这一现象可知，稠油并不是将整个砂粒包裹住形成“油包砂”的模型，而是作为胶结物连接邻近砂粒；基质中依然存在原生粒间孔隙。其余样品盐水饱和前后的  $T_2$  弛豫时间谱所反映的规律与样品 1 基本一致。

为了研究不同饱和和压差对盐水在岩心中分布的影响，将 1~3 号样品在不同压差的环境中饱和。3 块样品饱和和盐水前后的  $T_2$  谱见图 5~图 7。从图 5~图 7 可

见，随着压差增大，饱和后样品的  $T_2$  谱曲线向更大的  $T_2$  值方向偏移。为了描述饱和和前后水膜体积的变化量，计算不同压差饱和和前后弛豫时间谱的包络面积如表 2 所列。从表 2 中可见，随着饱和压差增大，水膜信号弛豫时间谱的包络面积也在增加，同时在 1 MPa 和 2 MPa 饱和和压差条件下水膜体积的增加值差别很小。这部分增加的水膜体积可能由原有的水膜增厚或者新的水膜形成导致。在压差较低的情况下，在某些孔隙处的毛管压力依然大于水流动的阻力；只有提高压差才能使水进入这部分孔隙中。

此外，饱和和样品  $T_2$  谱的第二个峰的包络面积也随压差增大，说明了孔隙水体积的增加；同时两个峰之间的分界线也逐渐减弱，说明随着吸附水膜的增厚，吸附水受到的表面弛豫影响逐渐减少。 $T_2$  谱中第二个峰是孔隙水的信号，这部分孔隙属于超毛细管孔隙，水在其中的流动不受毛细管力的影响。随着压差增大，盐水在流动过程中逐渐克服黏滞力、摩擦力等流动阻力，进入更小的孔隙中。对比图 5~图 7，可知

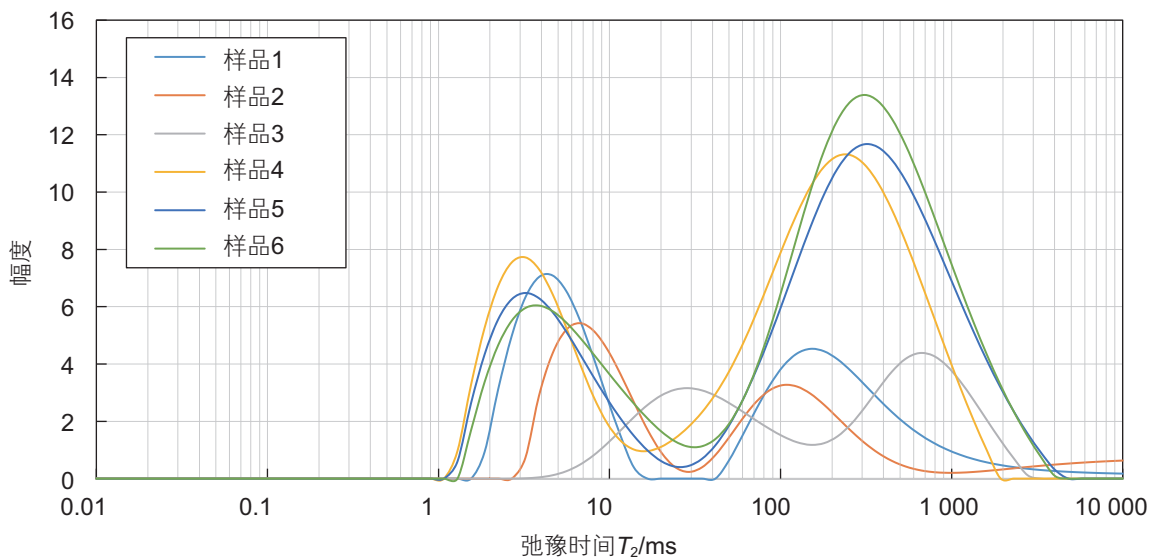


图 4 饱和和盐水后岩心的核磁共振  $T_2$  谱  
 Fig. 4 NMR  $T_2$  spectra of the samples saturated with saline

表 2  $T_2$  弛豫时间谱包络面积  
 Table 2 Enveloped area of  $T_2$  peaks

样品编号	样品饱和状态	原始未饱和和样品的 $T_2$ 谱包络面积	饱和和第一个峰的包络面积	包络面积增加值
1	0 MPa	10.97	42.92	36.95
2	1 MPa	5.05	58.43	53.38
3	2 MPa	6.37	61.84	55.47
4	pH=3	8.94	50.04	44.10
5	pH=7	15.05	56.28	42.23
6	pH=11	12.95	78.21	65.26

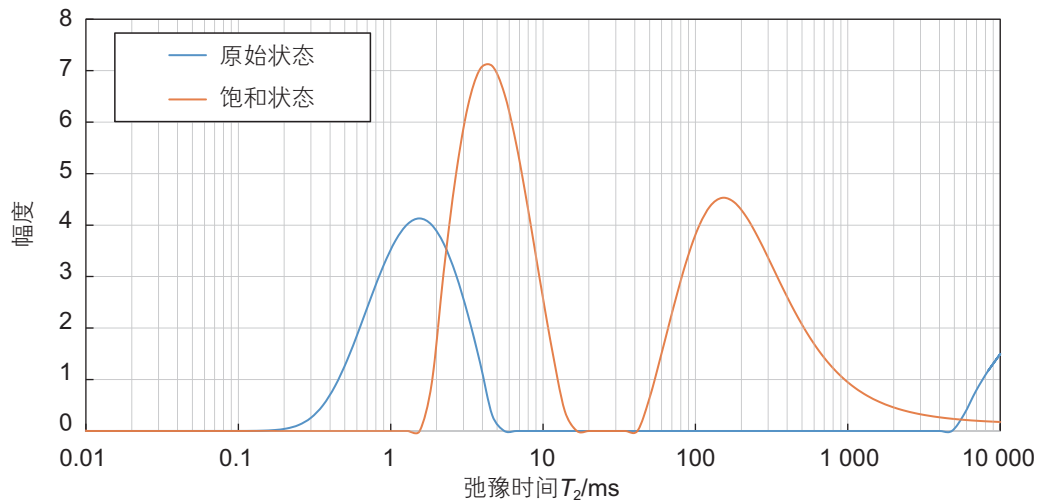


图5 样品1饱和盐水前后的核磁共振  $T_2$  谱

Fig. 5 NMR  $T_2$  spectra of specimen 1 before and after saline saturation

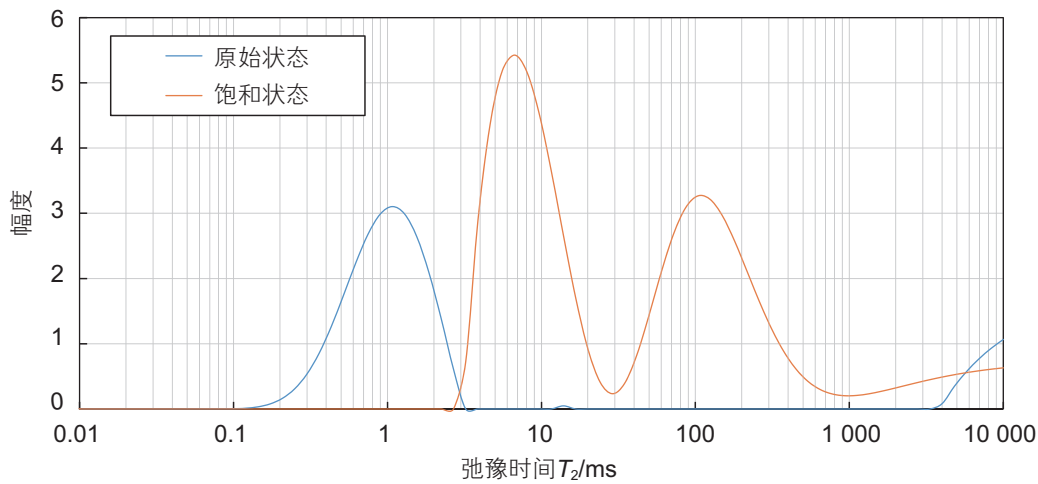


图6 样品2饱和盐水前后的核磁共振  $T_2$  谱

Fig. 6 NMR  $T_2$  spectra of specimen 2 before and after saline saturation

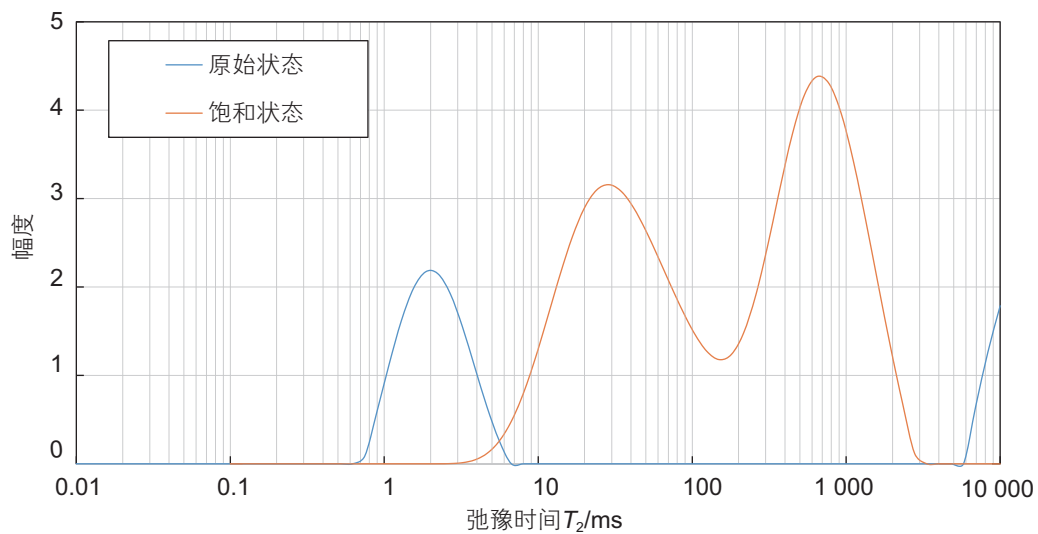


图7 样品3饱和盐水前后的核磁共振  $T_2$  谱

Fig. 7 NMR  $T_2$  spectra of specimen 3 before and after saline saturation

随着压差增大,更多的饱和盐水进入小孔隙中,促使表面的吸附水膜进一步增厚。在 2 MPa 的压差下,第二峰的峰位也向  $T_2$  更高值的方向移动,表明进入样品的水占据了更大的空间,甚至开始撑开砂粒之间的原生缝隙。

进一步地,本文研究了饱和水的酸碱度对样品润湿程度的影响。对比饱和与原始样品的  $T_2$  谱如图 8~图 10 所示。从图 8~图 10 可见,饱和盐水样品的  $T_2$  谱的第一个峰与原始状态下的  $T_2$  谱相比亦朝更高  $T_2$  值的方向发生偏移。对比观察前后包络面积的变化(表 2)可知,压差对水膜发育的影响大于 pH 值的影响。在 pH=3 和 pH=11 的饱和环境下,  $T_2$  谱第一个峰的包络

面积的增加值大于 pH=7 的环境下的增加值,这说明酸性和碱性环境均对水膜的形成均有正面影响,但是碱性环境下水膜体积的增加幅度较高。

Czarnecki 等人<sup>[9]</sup>发现在碱性环境下,水更容易在油砂砂粒表面形成稳定的水膜,这可以解释强碱环境下水膜体积增加的原因;而认为在酸性环境下其水润湿性大为减弱,甚至可能转为油润湿。本研究样品在强酸环境下水膜体积仍增加的原因推测如下:该地区油砂中的长石和方解石含量较高,强酸性盐水对砂粒表面附着物有一定的溶蚀作用,减少了水膜发育的阻碍物。强酸环境下水膜体积增加的原因仍待深入研究。同时对比图 5~图 7 和图 8~图 10 可见,随着 pH 值的

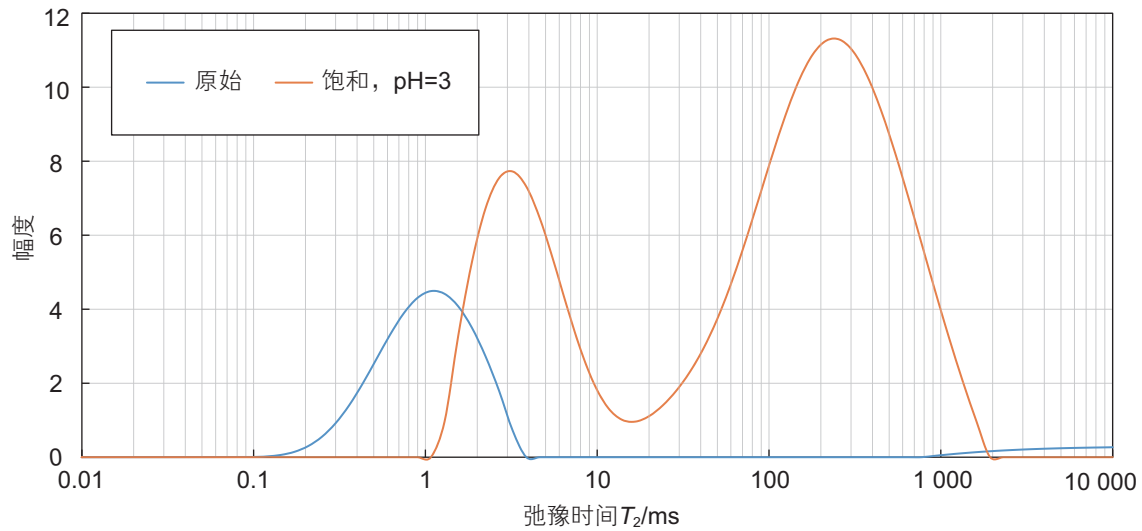


图 8 样品 4 饱和盐水前后的核磁共振  $T_2$  谱

Fig. 8 NMR  $T_2$  spectra of specimen 4 before and after saline saturation

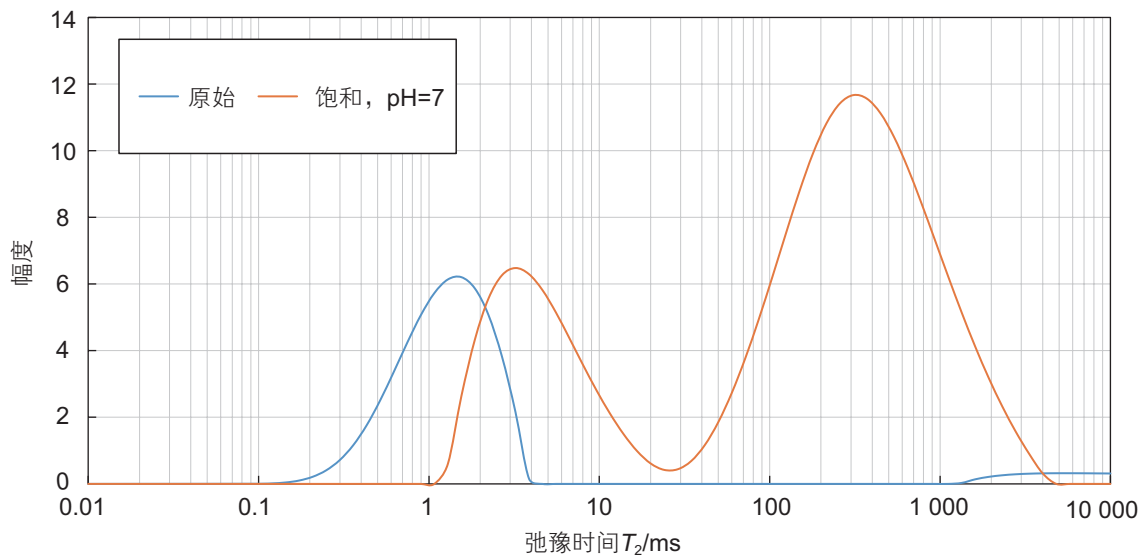


图 9 样品 5 饱和盐水前后的核磁共振  $T_2$  谱

Fig. 9 NMR  $T_2$  spectra of specimen 5 before and after saline saturation

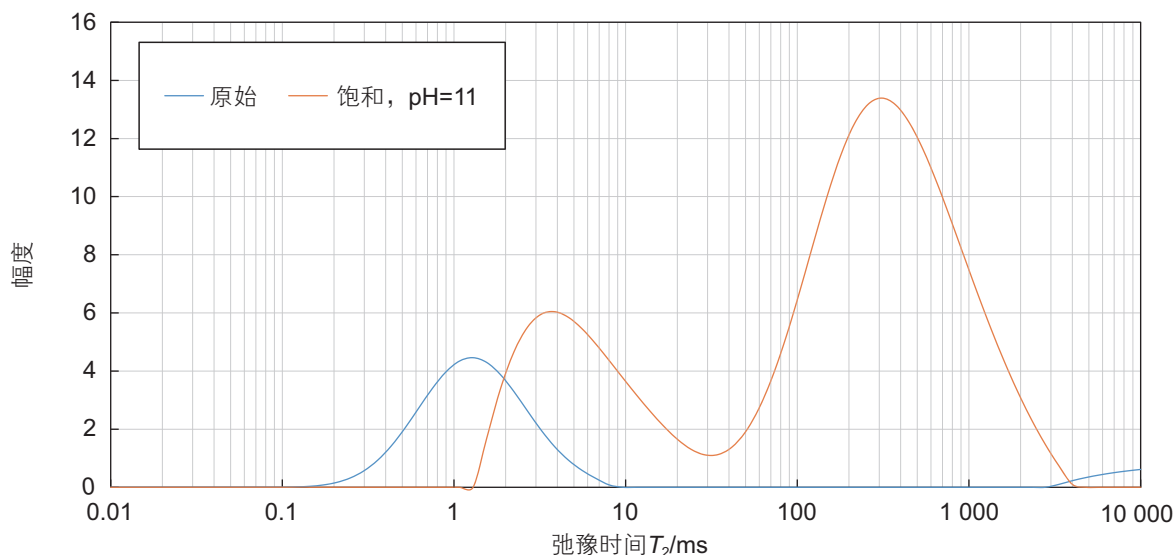


图 10 样品 6 饱和盐水前后的核磁共振  $T_2$  谱

Fig. 10 NMR  $T_2$  spectra of specimen 6 before and after saline saturation

增加,  $T_2$  谱第二个峰的包络面积也有一定增加, 但是相比于压差作用来说其增加幅度不明显。

#### 4 结论

通过对风城油砂颗粒进行矿物分析, 发现其石英、长石含量相对较高, 且油砂样品的接触角均小于  $90^\circ$ , 表明风城油砂倾向于亲水。从扫描电镜图像中观察到其砂粒之间不接触或接触点少, 呈现松散的微观结构。沥青和砂粒之间不呈现“油包砂”的模式, 而是前者与黏土混合构成后者的胶结桥梁。

饱和盐水前后的核磁共振实验说明盐水对于岩心来说为润湿相。盐水在岩心中有两种存在形式: 一种是以水膜的形式存在于砂粒表面, 一种以孔隙水的形

式存在于粒间孔隙和喉道之中。随着饱和压差的增加, 砂粒表面的水膜体积也随之增加: 一方面盐水渗流进入砂粒之间或者颗粒和沥青之间的微孔隙形成水膜, 另一方面岩心样品中原本存在的水膜也会在毛细管力作用下变厚。同时可知饱和盐水不仅仅存在于大孔隙中, 也存在于微小孔隙中。使用酸性和碱性的盐水饱和岩心均有利于砂粒表面水膜的形成; 在碱性环境下, 水更容易在砂粒表面形成稳定的水膜。

综上所述, 与加拿大阿尔伯特塔油砂一样, 风城陆相油砂同为亲水且水润湿, 不同之处在于风城油砂在酸性条件下亦呈现水润湿性加强的性状(相对中性条件)。在现场挤液及热采施工中, 加大井筒与地层压差可更有效地将汽液注入地层, 且添加化学用剂不会损害储层的可注性。

#### 参考文献

- [1] COLLINS P M. Geomechanical effects on the SAGD process[C]. International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Canada, November 1-3, 2005, SPE/PS-CIM/CHOA 97905.
- [2] COLLINS P M. Geomechanical effects on the SAGD Process[J]. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2007, 10(4):367-375.
- [3] 吴霞. 蒸汽辅助重力泄油技术研究进展[J]. 特种油气藏, 2007, 14(1): 7-10.[WU X. Progress of steam assisted gravity drainage [J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2007, 14(1): 7-10.]
- [4] 林晶, 宋朝晖, 罗煜恒, 等. SAGD水平井钻井技术[J]. 新疆石油天然气, 2009, 5(3): 56-68.[LIN J, SONG C H, LUO Y H, et al. SAGD horizontal drilling technology [J]. Xinjiang Shi You Tian Ran Qi, 2009, 5(3): 56-68.]
- [5] 陈森, 窦升军, 游红娟, 等. 双水平井SAGD循环预热技术及现场应用[J]. 新疆石油天然气, 2012, 8(增刊), 6-10.[CHEN S, DOU S J, YOU H J, et al. Application of sand recycle preheating technology to bilateral horizontal well [J]. Xinjiang Shi You Tian Ran Qi (Supplement), 2012, 8: 6-10.]
- [6] 林伯韬, 陈森, 潘竟军, 等. 风城陆相超稠油油砂微压裂扩容机理研究[J]. 石油钻采工艺, 2016, 38(3): 359-364+408.[LIN B T, CHEN S, PAN J J, et al. Experimental study on dilation mechanism of micro-fracturing in continental ultra-heavy oil sand reservoir,



- Fengcheng oilfield [J]. *Oil Drilling & Production Technology*, 2016, 38 (3): 359–364+ 408.]
- [7] LIN B T, JIN Y, PANG H W, et al. Experimental investigation on dilation mechanism of land facies Karamay oil sand reservoirs under water injection [J]. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2016, 49 (4): 1425–1439.
- [8] LIN B, JIN Y, CHEN S L. A criterion for evaluating the efficiency of water injection in oil sand reservoirs [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, 149: 322–330.
- [9] CZARNECKI J, RADOEV B, SCHRAMM L L, et al. On the nature of Athabasca oil sands [J]. *Advances in Colloid and Interface Science*, 2005, 114–115: 53–60.
- [10] HUPKA J, MILLER J D, CORTEZ A. Importance of bitumen viscosity in the hot water processing of domestic tar sands [J]. *Min. Eng.*, 1983, 35: 1635–1641.
- [11] YANG Y J, BUKKA K, MILLER J D. Selection and evaluation of diluents in the modified hot water process [J]. *Energy Process*, 1989, 82: 14–21.
- [12] SOBOL W T, SCHREINER L J, MILJKOVIC L, et al. NMR line shape relaxation correlation analysis of bitumen and oil sands [J]. *Fuel*, 1985, 64: 583–590.
- [13] TAKAMURA K. Microscopic structure of Athabasca oil sand [J]. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 1982, 60: 538–545.
- [14] ZAJIC J E, COUPER D G, MARSHALL J A, et al. Microstructure of Athabasca bituminous sand by freeze-fracture preparation and transmission electron microscopy [J]. *Fuel*, 1981, 60: 619–623.
- [15] ODUSINA E O, SONDERGELD C, CHANDRA S R. An NMR study of shale wettability [C]. *Canadian Unconventional Resources Conference*, Calgary, Canada, Nov 15–17. 2011, CSUG/SPE 147371.
- [16] AI-MAHROOQI S H, GRATTONI C A, MOSS A K, et al. An investigation of the effect of wettability on NMR characteristics of sandstone rock and fluid systems [J]. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 39: 389–398.
- [17] ZHANG Y, HIRASAKI G J, HOUSE W V, et al. Oil and gas NMR properties: The light and heavy ends [C]. *the 43rd SPWLA Annual Logging Symposium*, Oiso, Japan, June 2–5, 2002.
- [18] BRYAN J L, MAI A T, HUM F M, et al. Oil and water content measurements in bitumen ore and froth samples using low-field NMR [C]. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium/International Conference on Horizontal Well Technology*, Calgary, Canada., Nov 1–3, 2005.
- [19] YANG Z, HIRASAKI G J. NMR measurement of bitumen at different temperatures [J]. *Journal of Magnetic Resonance*, 2008, 192: 280–293.

## Wettability and hydrophilicity of Fengcheng terrestrial oil sand

LIN Botao<sup>1</sup>, SHI Can<sup>1</sup>, YU Guangzhe<sup>2</sup>, JIN Yan<sup>1</sup>

*1 College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum-Beijing, Beijing 102249, China*

*2 McKetta Department of Chemical Engineering, University of Texas at Austin, Austin 78712, USA*

**Abstract** The terrestrial oil sand reservoirs in Fengcheng are characterized by their high viscosity and micro fracturing stimulation followed by SAGD has been commonly implemented. In order to understand how the injected fluid and the steam condensate infiltrate the reservoirs, the wetting and hydrophilic mechanisms of the oil sand must be interpreted. To this end, this study investigated oil sand sampled from Fengcheng for its wettability and hydrophilicity under various pressure gradients and acidities, through a series of laboratory studies including XRD, ESEM, contact angle and NMR tests. It was found that the oil sand develops a loosely packed microfabric, with bitumen forming the cementing agent between sand grains rather than wrapping the grains. The oil sand tends to be water-wet, with the wetting saline existing as both a water film and pore water in the matrix. Either increasing the pressure gradient or acidity/alkalinity is able to thicken the water film or increase the pore water amount. In summary, the Fengcheng oil sand is water wet and hydrophilic. An increase in the injection pressure gradient can bring in more steam or water into a reservoir, while adding chemical ingredients will not cause harm to the injectivity of the reservoir.

**Keywords** terrestrial; oil sand; wettability; hydrophilicity

doi: 10.3969/j.issn.2096-1693.2017.03.033