鄂尔多斯盆地上三叠统延长组致密砂岩储层绿泥石对润湿性的影响

王忠楠^{1,2,3}, 罗晓容^{3*}, 刘可禹^{1,2,4†}, 范雨辰^{1,2}, 王香增⁵

1. 中国石油大学(华东)深层油气重点实验室, 青岛 266580;

2. 中国石油大学(华东)地球科学与技术学院, 青岛 266580;

3. 中国科学院地质与地球物理研究所油气资源研究重点实验室, 北京 100029;

4. 青岛海洋科学与技术试点国家实验室海洋矿产资源评价与探测技术功能实验室, 青岛 266071;

5. 陕西延长石油(集团)有限责任公司, 西安 710075

* 通讯作者, E-mail: luoxr@mail.iggcas.ac.cn

† 通讯作者, E-mail: liukeyu@upc.edu.cn

收稿日期: 2020-07-15; 收修改稿日期: 2021-01-07; 接受日期: 2021-01-20; 网络版发表日期: 2021-05-06

中国科学院战略性先导科技专项(A类)项目(编号: XDA14010202、XDA14010401)和国家自然科学基金项目(批准号: 41821002)资助

摘要 润湿性是储层的重要性质, 对提高采收率和油气运移研究至关重要. 岩石矿物组成影响储层的润湿性, 但对其具体作用仍没有明确认识. 文章以鄂尔多斯盆地延长组储层为例, 开展了储层岩石学特征和润湿性特征的综合研究, 分析了绿泥石对砂岩储层润湿性的影响作用. 结果表明, 延长组储层内绿泥石非常发育, 主要包括碎屑状绿泥石、绿泥石膜和黑云母转化的绿泥石; 其中绿泥石膜通常覆盖在孔隙周围, 构成孔隙表面的主要矿物. 储层受到原油的充注及改造作用后, 绿泥石在孔隙尺度具有水润湿和油润湿两类. 绿泥石是组成储层油润湿孔壁的主要矿物, 对岩石油润湿性的形成起重要作用. 在岩芯尺度, 受到岩石非均质性和含油性差异等影响, 孔隙周围绿泥石的含量与Amott-Harvey指数相关性较差.

关键词 润湿性, 绿泥石, 孔隙尺度, 岩芯尺度, 延长组, 鄂尔多斯盆地

1 引言

储层的润湿性特征强烈影响储层内油水分布、注水开发效率和原油采收率等(鄯捷年, 1998; Anderson, 1986a; Schembre等, 2006; Celauro等, 2014; Zhao等, 2016; Javaheri等, 2018; Zou等, 2018). 深入认识储层的润湿性特征对揭示致密油成藏机理和提高采收率研究非常重要(Jadhunandan和Morrow, 1995; 罗晓容等,

2010; Qi等, 2013; Deglint等, 2019). 普遍观点认为原始沉积砂岩储层为水润湿, 储层中除个别矿物表现出弱亲水或亲油特征外, 绝大部分常见矿物为强亲水特征(Anderson, 1986a, 1986b). 然而, 储层润湿性会通过原油-地层水-岩石相互作用而发生转变(Buckley等, 1997). 当储层经历原油充注后, 原油内极性组分和沥青质等会吸附或沉淀在矿物表面, 导致与孔隙接触的矿物润湿性发生转变(Buckley等, 1997; Liu等, 2003).

中文引用格式: 王忠楠, 罗晓容, 刘可禹, 范雨辰, 王香增. 2021. 鄂尔多斯盆地上三叠统延长组致密砂岩储层绿泥石对润湿性的影响. 中国科学: 地球科学, 51(7): 1123–1134, doi: [10.1360/N072020-0238](https://doi.org/10.1360/N072020-0238)

英文引用格式: Wang Z, Luo X, Liu K, Fan Y, Wang X. 2021. Impact of chlorites on the wettability of tight oil sandstone reservoirs in the Upper Triassic Yanchang Formation, Ordos Basin, China. Science China Earth Sciences, 64(6): 951–961, <https://doi.org/10.1007/s11430-020-9721-x>

原油的改造作用使岩石内不同位置或不同矿物的润湿特征存在差异(Brown和Fatt, 1956; Salathiel, 1973; Anderson, 1986a; Schmatz等, 2015), 岩石整体呈现出混合润湿性(Okasha等, 2004; Alhammadi等, 2017)。

储层岩石的矿物组成是影响岩石润湿性的重要因素(Barclay和Worden, 2000)。岩石内不同矿物表面对极性化合物的吸附作用不同, 因而可能具有不同的润湿性特征(计玲等, 2009; Xi等, 2019)。正常油田地层水条件下, 碳酸盐矿物表面比硅酸盐矿物更倾向于油润湿(Chilingar和Yen, 1983)。硅酸盐矿物中, 石英表面优先与水分子的氢键结合而表现为水润湿; 长石可能表现为混合的润湿特征(Stumm, 1992; Ehrenberg等, 1995), 或者受风化作用控制(Barclay和Worden, 2000)。黏土矿物由于化学成分、形态和物理结构的差异通常表现出不同的润湿性(Boneau和Clampitt, 1977; Barclay和Worden, 2000)。晶体小、分散状的高岭石倾向于水润湿, 而晶体大、书页状的高岭石可能是油润湿(Fassi-Fihri等, 1995)。伊利石通常表现为水润湿(Schmatz等, 2015)。富含铁的硅酸盐和碳酸盐矿物, 如蒙脱石、绿泥石、菱铁矿和铁白云石可能倾向于油润湿(Wang和Guidry, 1994; Boneau和Clampitt, 1977; Barclay和Worden, 2000)。

鄂尔多斯盆地延长组是典型的低渗-致密砂岩储层, 然而其初次采收率不足10%(付金华等, 2015)。因此, 迫切需要开发新的提高采收率(EOR)技术, 如注水开发或者注化合物开发等(付金华等, 2015; Luo等, 2018)。储层润湿性控制了油水驱替的机理和模式, 对储层润湿性的认识是制定有效EOR技术需要考虑的重要因素(Habibi等, 2015; Zhang等, 2020)。前人研究发现延长组不同地区和层段含油储层的润湿性差别很大, 从亲水变化到亲油(余烨等, 2009; 赵筱艳, 2010; 付金华等, 2015), 然而储层微观润湿性特征和矿物组成对润湿性的影响尚不清楚。研究区储层内发育大量的绿泥石矿物, 其对储层物性具有显著的影响(Wang等, 2017)。然而, 人们在绿泥石的润湿性特征及其对储层岩石润湿性的作用方面缺少明确的认识。

综合利用岩石学观察、X射线衍射技术(XRD)、配备自动矿物扫描系统(AMICS-Scan)的电子扫描显微镜(SEM)、Amott-Harvey指数测试和环境扫描电子显微镜(ESEM)技术分析了储层内绿泥石的特征和含量、岩石的宏观和微观润湿性, 评价绿泥石对储层润

湿性的影响。ESEM可以直接观测岩石孔壁的润湿性状态, 这为研究砂岩内矿物的微观润湿性提供了有效方法(Robin等, 1997, 1999)。AMICS-Scan技术实现了定量分析孔隙周围矿物的类型和含量, 有利于建立储层矿物组成和润湿性的直接关系。深入认识矿物组成, 尤其是绿泥石对储层润湿性的影响, 可以为预测不同润湿性储层的分布、开发有效EOR技术提供科学指导。

2 样品和方法

基于岩石孔隙度、渗透率、矿物组成和流体包裹体的综合分析, 从鄂尔多斯盆地东南部长6储层的125块岩石样品中挑选出8块物性相对好、矿物组成不同且含油的代表性样品(图1)。利用薄片通过点统计法鉴定了岩石矿物组成, 每个薄片统计200个点。利用Rigaku D/max 2500 X-射线衍射仪(Cu K α , 60kV, 100mA)开展了黏土矿物的XRD分析。利用AMICS-Scan技术定量统计了岩石孔隙与矿物接触的比例, 使用的设备为ZEISS Gemini 2 SEM, 实验在中国石油大学(华东)完成。AMICS-Scan扫描设定的最小X-ray面积为30 μm^2 , 每个EDX点分析的时间为40ms, 每个样品扫描范围约为5mm $\times$ 5mm。利用Nikon-80I双通道荧光显微镜开展了流体包裹体岩相学和荧光观察, 仪器的紫外发射波长为330~380nm。统计了岩石样品的含油包裹体指数(GOI), 方法参考Lisk等(2002), GOI值用来分析样品的含油性。

利用Amott-Harvey润湿指数方法测试了岩芯尺度润湿性(Salehi等, 2008)。实验中使用的模拟油是由中性煤油和长6油层组的脱气原油混合而成。室温和常压下模拟油的密度和黏度与油藏温度和压力条件下的原油性质一样, 分别为0.7729g cm $^{-3}$ 和3mPa $\cdot$ s。实验用水是标准盐水(NaCl:CaCl $_2$:MgCl $_2$ =7:0.6:0.4; SY/T 5153-2007), 矿化度与实际地层水的矿化度相似, 为23000mg L $^{-1}$ 。岩芯老化过程的具体参数参考Anderson (1986a), 时间为20d, 老化温度为研究区长6储层的平均温度(50 $^{\circ}$ C)。

利用Quanta 200F环境扫描电子显微镜分析了岩石孔隙周围矿物的润湿性, 实验是在北京大学完成, 环境扫描模式使用的电压为15~20kV。为了避免孔隙内原油对孔隙壁润湿性观察结果的影响, 对于环境

图 1 鄂尔多斯盆地构造示意图和研究区位置

扫描电子显微镜观察的含油岩石样品进行了洗油前处理, 即将具有新鲜断面的岩石样品先后用甲苯溶液和无水乙醇溶液进行多次清洗, 具体流程参考Ren等(2009)和雒和明等(2015)。

3 结果和讨论

3.1 储层基本特征

岩石学三角图显示研究的8个样品是典型的长石砂岩(图2a), 骨架颗粒中石英平均占35%、长石平均占56%、岩屑平均占9%。岩屑以变质岩岩屑为主, 黑云母含量比较高(图2b; 表1); 胶结物以绿泥石和碳酸盐矿物为主, 平均含量分别为2.2%和2.1%。石英胶结物、长石胶结物和杂基的平均含量分别为1.3%、1.2%和0.7%(表1)。黏土矿物XRD分析结果显示绿泥石和伊利石在所有样品中都发育, 伊蒙混层和高岭石仅在个别样品发育, 这些矿物占黏土矿物的比例分别为

65.0%、12.5%、17.1%和5.4%(表1)。

在紫外光下对岩石样品的荧光特征进行了观察, 结果显示岩石孔隙内发育大量荧光强的沥青(图3a)和不发荧光的固体沥青(图3b), 同时岩石颗粒内发育大量烃类包裹体(图3c)。岩石样品的GOI范围为8.1~29.7%, 平均值为18.8%(表2), 指示样品位于(古)油藏内(Lisk等, 2002)。

3.2 绿泥石基本特征

3.2.1 绿泥石的显微特征

岩石薄片和SEM观察显示岩石内含有绿泥石碎屑和自生绿泥石, 其中自生绿泥石包括膜状和黑云母转化的形式。绿泥石膜在岩石中最常见, 因此主要分析了绿泥石膜对岩石润湿性的影响。观察显示绿泥石矿物发育的岩石样品中绿泥石膜的厚度大, 而且连续性好(图3d~3g)。颗粒接触处可以见到绿泥石膜(图3d), 更多的则发育在粒间孔隙周围(图3e)或者溶蚀孔隙周

图 2 岩石学三角图(a)和岩屑三角图(b)

表 1 岩石样品碎屑颗粒含量、胶结物含量和黏土矿物含量统计表^{a)}

样品	碎屑矿物(%)			胶结物(%)				黏土矿物(%)			
	Q	F	L	Car	Al	Q	Chl	I/S	It	Kao	Chl
W1	28.0	45.0	9.0	1.5	0.5	1.0	5.0	n.d.	10.0	n.d.	90.0
W2	29.0	48.0	5.0	1.0	2.0	1.0	2.0	n.d.	16.0	n.d.	84.0
W3	31.0	42.5	5.5	2.5	0.5	0.5	1.0	n.d.	12.0	28.0	60.0
W4	26.5	47.0	8.5	2.5	1.5	0.5	1.0	n.d.	13.0	n.d.	87.0
W5	28.5	42.5	7.0	0.5	1.5	2.5	3.5	34.0	4.0	15.0	47.0
W6	27.5	44.5	6.5	2.0	1.0	0.5	1.5	39.0	8.0	n.d.	53.0
W7	23.5	47.5	6.5	4.5	1.5	1.0	2.5	36.0	24.0	n.d.	40.0
W8	29.5	38.5	6.5	2.5	1.0	3.5	1.0	28.0	13.0	n.d.	59.0

a) Q, 石英; F, 长石; L, 岩屑; Car, 碳酸盐胶结物; Al, 长石胶结物; Chl, 绿泥石; I/S, 伊蒙混层; It, 伊利石; Kao, 高岭石; n.d., 未检测到

围(图3f)。此外,一些绿泥石由孔隙边缘向内部生长,占据孔隙空间(图3g)。绿泥石较少的岩石样品,绿泥石膜厚度小且连续性差(图3h)。岩石中绿泥石膜没有覆盖的石英颗粒表面会生长微晶石英和石英加大边(图3h)。绿泥石碎屑通常具有规则的颗粒形状(图3i)。含油岩石内还发现滴状的油和固体沥青充填在孔隙中,并且其与孔隙周围的绿泥石接触(图3j~3k)。EDX能谱分析在部分绿泥石膜表面检测到碳元素(图3l)。

AMICS-Scan分析检测到岩石内发育碎屑状的绿泥石,同时还有形态为长条状或者云母膨胀、变形后挤占孔隙状的绿泥石,其可能是黑云母转化形成(De Ros等, 1994; Berger等, 2009)。此外,AMICS-Scan还识别出了覆盖在孔隙周围的膜状绿泥石,不同岩石样品

内绿泥石膜的发育程度存在差异。对于绿泥石含量低的岩石样品,孔隙主要与石英和长石接触,少量与绿泥石接触(图4a、4a')。然而,对于绿泥石含量高的岩石样品,孔隙与绿泥石表面接触的比例比较大(图4b、4b')。

3.2.2 孔隙周围绿泥石的定量研究

AMICS-Scan分析可以获得二维平面上岩石矿物的空间分布特征(图4a、4b)、矿物与矿物、矿物与孔隙的接触关系(Liu等, 2005)。在对样品孔隙周围矿物的比例进行统计后,发现6个样品孔隙周围的矿物主要为长石、石英和绿泥石,其余2个样品孔隙周围除以上述矿物为主外,云母(或伊利石)的比例也比较高(图5)。

图 3 岩石的显微特征

(a) 荧光强的烃类; (b) 孔隙内的沥青; (c) 油包裹体; (d) 颗粒接触处的绿泥石膜; (e) 粒间孔周围的绿泥石; (f) 溶蚀孔内的绿泥石; (g) 绿泥石占据孔隙空间; (h) 薄且不连续的绿泥石膜; (i) 绿泥石碎屑; (j) 绿泥石膜与油接触; (k) 绿泥石膜表面的固体沥青; (l) 绿泥石表面吸附有机质。HC, 烃类; I_{HC} , 烃包裹体; CR, 绿泥石膜; Q, 石英胶结物; Bio, 黑云母; Bit, 沥青; 白点指示EDX能谱位置

表 2 岩石样品的孔隙度、渗透率、GOI值和Amott-Harvey指数统计表^{a)}

样品	Φ (%)	K ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	GOI(%)	水驱油 自吸量/总量	油驱水 自吸量/总量	A-H指数	润湿性
W1	14.06	9.10	8.1	0.24	0.52	-0.28	弱亲油
W2	10.18	0.06	17.5	0.20	0.46	-0.26	弱亲油
W3	8.65	0.38	11.6	0.40	0.54	-0.14	弱亲油
W4	8.91	0.09	17.6	0.32	0.49	-0.18	弱亲油
W5	9.72	0.14	23.4	0.19	0.46	-0.27	弱亲油
W6	10.34	0.05	28.0	0.28	0.42	-0.13	弱亲油
W7	7.82	0.05	14.3	0.63	0.55	0.07	中性润湿
W8	8.43	0.09	29.7	0.26	0.44	-0.18	弱亲油

a) Φ , 孔隙度; K , 渗透率; GOI, 含油包裹体颗粒比例; A-H指数, Amott-Harvey指数

图 4 AMICS-Scan和BSE图像显示矿物和孔隙的空间分布特征

(a)、(a') W8; (b)、(b') W1. CR, 绿泥石膜; CF, 绿泥石碎屑; CB, 绿泥石化黑云母

图 5 8个典型样品孔隙周围矿物的比例统计图

W1~W6号样品孔隙周围长石、绿泥石和石英的比例范围分别为39.06~51.79%(平均值为44.62%)、14.54~35.56%(平均值为23.89%)和8.01~15.74%(平均值为13.11%)(图5)。对于W7和W8号样品, 这些矿物的比例分别为30.83~32.00%(平均值为31.42%)、9.28~16.34%(平均值为12.81%)和14.84~21.89%(平均值为18.37%), 云母(或伊利石)的比例为20.88~25.98%(平均值为23.43%)。其他矿物与孔隙接触的比例相对较小, 包括方解石、黄铁矿、磷灰石、白云石和少量无法识别的矿物。

3.3 绿泥石对润湿性的作用

储层岩石内各类矿物的表面对原油内极性化合物的吸附作用不同, 因而可能具有不同的润湿特征, 储层岩石表现为不同的润湿性(计玲等, 2009; Buckley等, 1997; Barclay和Worden, 2000)。绿泥石是鄂尔多斯盆地延长组储层的特征性矿物, 本文分析了其在孔隙尺度和岩芯尺度对储层岩石润湿性的影响。

3.3.1 孔隙尺度润湿性

在ESEM下观察了8个岩石样品孔隙周围矿物表面的冷凝水特征, 结果显示冷凝水形态主要包括滴状、低圆顶状和膜状(图6)。此外, 利用矿物表面形貌和SEM-EDX能谱分析了岩石孔隙表面的矿物类型和组成。综合矿物类型和冷凝水形态分析, 发现绿泥石表

面的冷凝水主要包括滴状和膜状。样品干燥状态时, 观察到绿泥石膜覆盖了大部分孔隙表面(图6a~6d)。ESEM样品仓的温度和压力参数调整到冷凝条件时, 滴状水和膜状水都在绿泥石表面冷凝(图6a'~6d'), 这指示岩石内存在油润湿绿泥石和水润湿绿泥石(Buckman, 2000; Bennett等, 2004; Al-Shafei和Okasha, 2009; Polson等, 2010)。然而, 石英和长石表面出现的冷凝水主要是低圆顶状和膜状(图6e、6f、6e'、6f'), 这些形状的冷凝水指示长石和石英表面总体为水润湿特征(Buckman, 2000; Bennett等, 2004; Al-Shafei和Okasha, 2009; Polson等, 2010)。

ESEM实验结果显示孔隙周围矿物在孔隙尺度具有不同的润湿性特征(图6)。长石和石英表面总体为水润湿, 然而绿泥石矿物既有油润湿的, 又有水润湿的。在W1、W2、W4、W6和W8这5个样品冷凝实验结果基础上, 随机选取246个具有不同润湿性的孔隙位置, 其中包括172个水润湿位置和74个油润湿位置。综合孔壁矿物表面形貌和EDX能谱, 分析了水润湿孔壁和油润湿孔壁的矿物组成。水润湿孔壁主要由长石组成, 其次为绿泥石和石英, 比例分别为57.6%、20.9%和14.0%。油润湿孔壁矿物绝大部分是绿泥石, 比例可以达到83.8%(图7)。这些统计结果表明绿泥石是构成岩石内部油润湿孔隙表面的主要矿物。前人研究也表明油藏砂岩内部的石英和长石通常是水润湿的, 而绿泥石在极性化合物的吸附或者催化氧化作用下会由水润

图6 孔隙周围矿物表面的冷凝水显微特征

dsw, 滴状水; fsw, 膜状水; ldsw, 低圆顶状水; Qo, 石英加大边; Qm, 微晶石英; Chl, 绿泥石; 白点指示EDX能谱位置

图7 油润湿孔壁和水润湿孔壁的矿物组成统计图

湿变为油润湿(Sayyoub等, 1990; Barclay和Worden, 2000). 因此, 长6油层组储层砂岩孔隙表面的绿泥石对储层油润湿性的形成至关重要, 这与人关于富铁矿物对润湿性影响作用研究获得的认识一致. 例如, Velazco等(2018)通过对三个不同油田样品的USBM和Amott测试, 认为富铁矿物的含量是样品油润湿性的主要控制因素. Boneau和Clampitt(1977)认为Burbank油藏岩石的油润湿特征是由孔隙表面覆盖的富铁的鲕绿泥石导致.

3.3.2 岩芯尺度润湿性

岩石样品的孔隙度范围在7.82~14.06%(平均为9.76%), 渗透率范围在 $0.05 \times 10^{-3} \sim 9.10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (平均为 $1.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), Amott-Harvey润湿指数在-0.28~0.07之间(表2). 根据油藏岩石润湿性测定的行业标准(SY/T 5153-2007; 表3), 7个样品为弱亲油, 1个样品为中性润湿. 油藏岩石在岩芯尺度的润湿性取决于孔隙尺度的润湿性特征, 例如, Alhammadi等(2017)分别从宏观和微观尺度表征了岩石表面和孔隙表面的接触角, 统计结果显示宏观接触角值与孔隙尺度接触角的平均值具有很好的一致性.

通过定量分析Amott-Harvey指数与孔隙周围绿泥石含量的关系, 进一步评价了绿泥石对岩芯尺度润湿性的影响. 首先, 基于ESEM和SEM-EDX综合分析结果, 将孔隙周围矿物分成油润湿和水润湿两类, 油润湿矿物包括绿泥石, 水润湿矿物包括长石和石英. 云母(或伊利石)是孔隙周围比例相对较高的另一种矿物, 综合前人认识将其分为水润湿一类(Lord和Buckley, 2002; Priest等, 2008). 随后, 建立了岩石润湿指数与孔隙周围绿泥石含量的关系, 结果显示二者相关性较差(图8). 我们分析认为岩芯尺度的润湿性除受矿物组成

表3 Amott-Harvey法润湿性分类表

类型		数值范围
强亲油		$-1.0 \leq I < -0.7$
亲油		$-0.7 \leq I < -0.3$
中间润湿	弱亲油	$-0.3 \leq I < -0.1$
	中性	$-0.1 \leq I \leq 0.1$
	弱亲水	$0.1 < I \leq 0.3$
亲水		$0.3 < I \leq 0.7$
强亲水		$0.7 < I \leq 1.0$

图8 润湿指数与孔隙周围绿泥石比例的关系

影响外, 还受岩石的非均质性、物性和含油性等因素影响. 当地下原油发生运移和聚集时, 由于岩石存在非均质性, 岩石内部只有部分孔隙经历了原油的充注(Luo等, 2007, 2008; Yan等, 2012; Cao等, 2016; Zeng等, 2017). 只有经历原油充注且与原油接触的绿泥石才可能转变为油润湿(Barclay和Worden, 2000), 没有经历原油充注且一直与孔隙水接触的绿泥石则仍保持水润湿特征. 此外, 即使孔隙周围绿泥石与原油接触, 其润湿性也可能不会发生转变, 这是由于储层初始沉积后矿物表面会覆盖一层水膜, 只有水膜破裂后, 极性化合物才能吸附到矿物表面并改变矿物润湿性(Hirasaki, 1991). 然而, 水膜发生破裂作用需要温度、压力、孔隙形状和地层水成分等满足一定条件, 这些条件限制了矿物润湿性的转变(Rao, 1999; Skauge等, 2007; Rahbar等, 2012). 研究区延长组储层的物性对含油性有控制作用(Wang等, 2020), 岩石的含油性会进一步影响原油与矿物的接触程度以及矿物润湿性的转变. 例如, W2、W3和W5样品孔隙周围的绿泥石含量相似(20~25%), 但是GOI值显示W2和W5样品的含油

性比W3样品好, 因此W2和W5样品比W3样品亲油性更强(图8)。同样地, W7和W6样品孔隙周围的绿泥石比例都在15~20%, 但是W7样品含油性差, 导致其水润湿性更强(图8)。W8样品的油润湿性比W6样品略强, 这是受到样品含油性和矿物组成的综合影响(图8)。

4 结论

(1) 鄂尔多斯盆地延长组砂岩内绿泥石发育, 包括绿泥石碎屑、绿泥石膜和黑云母转化的绿泥石, 其中绿泥石膜最常见。绿泥石膜通常覆盖在孔隙周围, 在富含绿泥石的岩石中构成孔隙周围的主要矿物。

(2) 在孔隙尺度, 砂岩储层内绿泥石具有水润湿和油润湿两类, 其是构成储层岩石油润湿孔壁的主要矿物, 对岩石油润湿性的形成非常重要。

(3) 在岩芯尺度, 由于受到岩石非均质性和含油性等影响, 孔隙周围绿泥石的比例与Amott-Harvey指数相关性差。

参考文献

- 付金华, 喻建, 徐黎明, 牛小兵, 冯胜斌, 王秀娟, 尤源, 李涛. 2015. 鄂尔多斯盆地致密油勘探开发新进展及规模富集开发主控因素. *中国石油勘探*, 20: 9-19
- 计玲, 陈科贵, 王刚, 程伟. 2009. 岩石润湿性机理研究. *西部探矿工程*, 21: 100-102
- 雒和明, 杨小平, 丁明山, 贾卫红, 张燕, 任嗣利. 2015. 印尼油砂性质分析及水基分离研究. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 30: 67-71
- 罗晓容, 张刘平, 杨华, 付金华, 喻建, 杨飏, 武明辉. 2010. 鄂尔多斯盆地陇东地区长81段低渗油藏成藏过程. *石油与天然气地质*, 31: 770-778
- 鄢捷年. 1998. 油藏岩石润湿性对注水过程中驱油效率的影响. *石油大学学报(自然科学版)*, 22: 43-46
- 余烨, 何文祥, 李建廷, 李剑齐, 张宝龙. 2009. 马岭油田北三区储层敏感性及润湿性分析. *特种油气藏*, 16: 78-80
- 中华人民共和国石油天然气行业标准SY/T 5153-2007. 2007. 油藏岩石润湿性测定方法. 北京: 石油工业出版社
- 赵筱艳. 2010. 西峰油田庆阳区储层润湿性及其对油田开发的影响. *科技情报开发与经济*, 20: 141-143
- Alhammadi A M, AlRatrout A, Singh K, Bijeljic B, Blunt M J. 2017. *In situ* characterization of mixed-wettability in a reservoir rock at subsurface conditions. *Sci Rep*, 7: 1-9

- Al-Shafei M A, Okasha T M. 2009. Wettability studies at the pore level of Saudi Aramco reservoirs. In: SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium. Al-Khobar: Society of Petroleum Engineers
- Anderson W G. 1986a. Wettability literature survey-Part 1: Rock/oil/brine interactions and the effects of core handling on wettability. *J Pet Tech*, 38: 1125-1144
- Anderson W G. 1986b. Wettability literature survey-Part 2: Wettability measurement. *J Pet Tech*, 38: 1246-1262
- Barclay S A, Worden R H. 2000. Effects of reservoir wettability on quartz cementation in oil fields. In: Worden R H, Morad S, eds. *Quartz Cementation in Sandstones*. Oxford: The International Association of Sedimentologists. 103-117
- Bennett B, Buckman J O, Bowler B F J, Larter S R. 2004. Wettability alteration in petroleum systems: The role of polar non-hydrocarbons. *Pet Geosci*, 10: 271-277
- Berger A, Gier S, Krois P. 2009. Porosity-preserving chlorite cements in shallow-marine volcanoclastic sandstones: Evidence from Cretaceous sandstones of the Sawan gas field, Pakistan. *AAPG Bull*, 93: 595-615
- Boneau D F, Clappitt R L. 1977. A surfactant system for the oil-wet sandstone of the North Burbank Unit. *J Pet Tech*, 29: 501-506
- Brown R J S, Fatt I. 1956. Measurements of fractional wettability of oil fields' rocks by the nuclear magnetic relaxation method. In: Fall Meeting of the Petroleum Branch of AIME. Los Angeles: Society of Petroleum Engineers
- Buckley J S, Liu Y, Xie X, Morrow N R. 1997. Asphaltenes and crude oil wetting—The effect of oil composition. *SPE J*, 2: 107-119
- Buckman J O. 2000. Wettability studies of petroleum reservoir rocks. ESEM Application Note, FEL/Phillips
- Cao Z, Liu G D, Zhan H B, Li C Z, You Y, Yang C Y, Jiang H. 2016. Pore structure characterization of Chang-7 tight sandstone using MICP combined with N2GA techniques and its geological control factors. *Sci Rep*, 6: 36919
- Celauo J G, Torrealba V A, Karpyn Z T, Klise K A, McKenna S A. 2014. Pore-scale multiphase flow experiments in bead packs of variable wettability. *Geofluids*, 14: 95-105
- Chilingar G V, Yen T F. 1983. Some notes on wettability and relative permeabilities of carbonate reservoir rocks, II. *Energ Sources*, 7: 67-75
- De Ros L F, Anjos S M C, Morad S. 1994. Authigenesis of amphibole and its relationship to the diagenetic evolution of Lower Cretaceous sandstones of the Potiguar rift basin, northeastern Brazil. *Sediment Geol*, 88: 253-266
- Deglint H J, Clarkson C R, Ghanizadeh A, DeBuhr C, Wood J M. 2019. Comparison of micro- and macro-wettability measurements and evaluation of micro-scale imbibition rates for unconventional

- reservoirs: Implications for modeling multi-phase flow at the micro-scale. *J Nat Gas Sci Eng*, 62: 38–67
- Ehrenberg S N, Skjevrak I, Gilje A E. 1995. Asphaltene-rich residues in sandstone reservoirs of Haltenbanken province, mid-Norwegian continental shelf. *Mar Pet Geol*, 12: 53–69
- Fassi-Fihri O, Robin M, Rosenberg E. 1995. Wettability studies at the pore level: A new approach by the use of cryo-scanning electron microscopy. *SPE Form Eval*, 10: 11–19
- Habibi A, Xu M X, Dehghanpour H, Bryan D, Uswak G. 2015. Understanding rock-fluid interactions in the Montney tight oil play. In: SPE/CSUR Unconventional Resources Conference. Alberta: Society of Petroleum Engineers
- Hirasaki G J. 1991. Wettability: Fundamentals and surface forces. *SPE Format Eval*, 6: 217–226
- Jadhunandan P P, Morrow N R. 1995. Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems. *SPE Reserv Eng*, 10: 40–46
- Javaheri A, Habibi A, Dehghanpour H, Wood J M. 2018. Imbibition oil recovery from tight rocks with dual-wettability behavior. *J Pet Sci Eng*, 167: 180–191
- Lisk M, O'Brien G W, Eadington P J. 2002. Quantitative evaluation of the oil-leg potential in the Oliver gas field, Timor Sea, Australia. *AAPG Bull*, 86: 1531–1542
- Liu K Y, Eadington P, Coghlan D. 2003. Fluorescence evidence of polar hydrocarbon interaction on mineral surfaces and implications to alteration of reservoir wettability. *J Pet Sci Eng*, 39: 275–285
- Liu Y H, Gupta R, Sharma A, Wall T, Butcher A, Miller G, Gottlieb P, French D. 2005. Mineral matter-organic matter association characterisation by QEMSCAN and applications in coal utilisation. *Fuel*, 84: 1259–1267
- Lord D L, Buckley J S. 2002. An AFM study of the morphological features that affect wetting at crude oil-water-mica interfaces. *Colloids Surf A-Physicochem Eng Aspects*, 206: 531–546
- Luo P, Li S, Knorr K D, Nakutnyy P. 2018. Underlying mechanisms of tight reservoir wettability and its alteration. In: SPE Improved Oil Recovery Conference. Tulsa: Society of Petroleum Engineers
- Luo X R, Yan J Z, Zhou B, Hou P, Wang W, Vasseur G. 2008. Quantitative estimates of oil losses during migration, part II: Measurement of the residual oil saturation in migration pathways. *J Pet Geol*, 31: 179–189
- Luo X R, Zhou B, Zhao S X, Zhang F Q, Vasseur G. 2007. Quantitative estimates of oil losses during migration, part I: The saturation of pathways in carrier beds. *J Pet Geol*, 30: 375–387
- Okasha T M, Funk J J, Al-Enezi S M, Al-Rashidi H N. 2004. Fifty years of wettability measurements in the Arab-d carbonate. In: International Symposium of the Society of Core Analysts. Abu Dhabi: Society of Core Analysts
- Polson E J, Buckman J O, Bowen D, Todd A C, Gow M M, Cuthbert S J. 2010. An environmental-scanning-electron-microscope investigation into the effect of biofilm on the wettability of quartz. *SPE J*, 15: 223–227
- Priest C, Stevens N, Sedev R, Skinner W, Ralston J. 2008. Inferring wettability of heterogeneous surfaces by ToF-SIMS. *J Colloid Interface Sci*, 320: 563–568
- Qi Z Y, Wang Y F, He H, Li D D, Xu X L. 2013. Wettability alteration of the quartz surface in the presence of metal cations. *Energy Fuels*, 27: 7354–7359
- Rahbar M, Roosta A, Ayatollahi S, Ghatee M H. 2012. Prediction of three-dimensional (3-D) adhesion maps, using the stability of the thin wetting film during the wettability alteration process. *Energy Fuels*, 26: 2182–2190
- Rao D N. 1999. Wettability effects in thermal recovery operations. *SPE Reser Eval Eng*, 2: 420–430
- Ren S, Dang-Vu T, Zhao H, Long J, Xu Z, Masliyah J. 2009. Effect of weathering on surface characteristics of solids and bitumen from oil sands. *Energy Fuels*, 23: 334–341
- Robin M, Combes R, Degreve F, Cuiec L. 1997. Wettability of porous media from environmental scanning electron microscopy: From model to reservoir rocks. In: International Symposium on Oilfield Chemistry. Houston: Society of Petroleum Engineers
- Robin M, Combes R, Rosenberg E. 1999. Cryo-SEM and ESEM: New techniques to investigate phase interactions within reservoir rocks. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: Society of Petroleum Engineers
- Salathiel R A. 1973. Oil recovery by surface film drainage in mixed-wettability rocks. *J Pet Tech*, 25: 1216–1224
- Salehi M, Johnson S J, Liang J T. 2008. Mechanistic study of wettability alteration using surfactants with applications in naturally fractured reservoirs. *Langmuir*, 24: 14099–14107
- Sayyoush M H, Dahab A S, Omar A E. 1990. Effect of clay content on wettability of sandstone reservoirs. *J Pet Sci Eng*, 4: 119–125
- Schembre J M, Tang G Q, Kovscek A R. 2006. Wettability alteration and oil recovery by water imbibition at elevated temperatures. *J Pet Sci Eng*, 52: 131–148
- Schmatz J, Urai J L, Berg S, Ott H. 2015. Nanoscale imaging of pore-scale fluid-fluid-solid contacts in sandstone. *Geophys Res Lett*, 42: 2189–2195
- Skauge A, Spildo K, Høiland L, Vik B. 2007. Theoretical and experimental evidence of different wettability classes. *J Pet Sci Eng*, 57: 321–333
- Stumm W. 1992. Chemistry of the Solid-Water Interface. New York: Wiley. 428

- Velazco M A, Bruce A, Ferris M, Reed J, Kandasamy R. 2018. The role of ferrous clays in the interpretation of wettability—A case study. In: Presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts Held in Trondheim, Norway, 27–30 August
- Wang Z N, Luo X R, Lei Y H, Zhang L K, Shi H, Lu J H, Cheng M, Liu N G, He Y H, Jiang T L. 2020. Impact of detrital composition and diagenesis on the heterogeneity and quality of low-permeability to tight sandstone reservoirs: An example of the Upper Triassic Yanchang Formation in Southeastern Ordos Basin. *J Pet Sci Eng*, 195: 107596
- Wang F H L, Guidry L J. 1994. Effect of oxidation-reduction condition on wettability alteration. *SPE Form Eval*, 9: 140–148
- Wang G W, Chang X C, Yin W, Li Y, Song T T. 2017. Impact of diagenesis on reservoir quality and heterogeneity of the Upper Triassic Chang 8 tight oil sandstones in the Zhenjing area, Ordos Basin, China. *Mar Pet Geol*, 83: 84–96
- Xi K L, Cao Y C, Liu K Y, Jahren J, Zhu R K, Yuan G H, Hellevang H. 2019. Authigenic minerals related to wettability and their impacts on oil accumulation in tight sandstone reservoirs: An example from the Lower Cretaceous Quantou Formation in the southern Songliao Basin, China. *J Asian Earth Sci*, 178: 173–192
- Yan J Z, Luo X R, Wang W M, Toussaint R, Schmittbuhl J, Vasseur G, Chen F, Yu A, Zhang L K. 2012. An experimental study of secondary oil migration in a three-dimensional tilted porous medium. *AAPG Bull*, 96: 773–788
- Zeng J H, Feng X, Feng S, Zhang Y C, Qiao J C, Yang Z F. 2017. Influence of tight sandstone micro-nano pore-throat structures on petroleum accumulation: Evidence from experimental simulation combining X-ray tomography. *J Nanosci Nanotechnol*, 17: 6459–6469
- Zhang Y N, Fang T M, Li R C, Yan Y G, Guo W Y, Zhang J. 2020. Molecular insight into the oil charging mechanism in tight reservoirs. *Chem Eng Sci*, 211: 115297
- Zhao B Z, MacMinn C W, Juanes R. 2016. Wettability control on multiphase flow in patterned microfluidics. *Proc Natl Acad Sci USA*, 113: 10251–10256
- Zou S M, Armstrong R T, Arns J Y, Arns C H, Hussain F. 2018. Experimental and theoretical evidence for increased ganglion dynamics during fractional flow in mixed-wet porous media. *Water Resour Res*, 54: 3277–3289

(责任编辑: 刘全有)