

水合物地层低温钻井液对井底岩石表层强度影响

刘天乐^{1,2}, 蒋国盛^{1,2}, 宁伏龙^{1,2}, 张 凌^{1,2},
CHIXOTKIN V F^{1,2}, 王 韧^{1,2}, 王 瑜³

(1. 岩土钻掘与防护教育部工程中心, 湖北武汉 430074; 2. 中国地质大学工程学院, 湖北武汉 430074;
3. 中国地质大学工程技术学院, 北京 100083)

摘要:由于天然气水合物仅在高压低温条件下稳定存在, 为了保持水合物稳定, 在钻井过程中宜采用低温钻井液, 而在低温条件下钻井液能否对井底岩石表层起到软化作用, 对于提高机械钻速具有重要意义。在分析钻井液对井底岩石表层软化作用机制的基础上, 较系统地建立低温钻井液软化井底岩石表层定量评价方法, 以清水为对比浆液, 通过试验将 6 种水合物地层模拟钻井液(分别含有质量分数为 0.1% 的表面活性剂和有机盐处理剂)在低温条件下对薄片砂岩试样的软化效果进行对比。结果表明:相比于两种有机盐处理剂, 含表面活性剂的 4 种模拟钻井液在低温条件下对岩样软化效果更好, 有利于提高岩石破碎效率和机械钻速; 4 种含表面活性剂钻井液中, 含十二烷基硫酸钠(SDS)钻井液对岩样的软化效果最好。

关键词:天然气水合物地层; 低温钻井液; 岩石表层强度; 砂岩试样; 软化

中图分类号:TE 254.1 **文献标志码:**A

引用格式:刘天乐, 蒋国盛, 宁伏龙, 等. 水合物地层低温钻井液对井底岩石表层强度影响[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2015, 39(4):147-153.

LIU Tianle, JIANG Guosheng, NING Fulong, et al. Influence of low temperature drilling fluid on strength of downhole rock surface[J]. Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science), 2015, 39(4):147-153.

Influence of low temperature drilling fluid on strength of downhole rock surface

LIU Tianle^{1,2}, JIANG Guosheng^{1,2}, NING Fulong^{1,2}, ZHANG Ling^{1,2},
CHIXOTKIN V F^{1,2}, WANG Ren^{1,2}, WANG Yu³

(1. *Geotechnical Drilling and Excavation and Protection of Ministry of Education Engineering Research Center, Wuhan 430074, China;*
2. *Engineering Faculty in China University of Geosciences, Wuhan 430074, China;*
3. *Engineering and Technology Faculty in China University of Geosciences, Beijing 100083, China*)

Abstract: Nature gas hydrate is stable only under conditions of high pressure and low temperature. During the process of drilling low temperature, drilling fluid should be used to maintain the hydrate stability. At low temperature whether drilling fluid can play a role in softening the surface of downhole rock is very important for improving drilling speed. This paper analyzes the softening mechanism of drilling fluid for the surface of downhole rock and established the corresponding relationship functions and evaluation method, which is able to provide theoretical and technical support for improving drilling fluid performance and drilling efficiency during drilling in low temperature formations, such as gas hydrate bearing sediments. On the

收稿日期:2014-12-06

基金项目:国家自然科学基金项目(40974071, 5127417); 湖北省自然科学基金项目(2012FFA047); 中国地质大学(武汉)学校项目(CUGL140819)

作者简介:刘天乐(1984-), 男, 讲师, 博士, 研究方向为含天然气水合物地层、多年冻土区等低温条件钻井与固井工艺技术。E-mail: Liutianle2008@163.com。

通讯作者:CHIXOTKIN V F(1956-), 男, 教授, 博士生导师, 俄罗斯自然科学院院士, 研究方向为固体矿勘探、多年冻土区与极地钻进等工艺与技术以及石油天然气地层增产技术。E-mail:274485559@qq.com。

basis, the softening effect of drilling fluid for thin sandstone samples through comparative experiments of six simulation drilling fluids (with the amount of 0.1% wt of common surfactants and organic salts) for drilling in gas hydrate bearing sediments with pure water at low temperature was studied. Experimental results show that the experimental drilling fluids with surfactants at low temperature have good softening effect for used rock samples and are conducive to reduce the strength of downhole rock surface, increase rock breaking efficiency and drilling speed. The drilling fluid with sodium dodecyl sulfate (SDS) has the best softening effect among the four drilling fluids with surfactants.

Keywords: gas hydrate bearing formation; low temperature drilling fluid; rock surface strength; sandstone samples; softening effect

天然气水合物作为一种资源潜力巨大的清洁能源,受到了世界上多个国家的青睐^[1-4]。目前所取得的研究成果主要来自于海域天然气水合物的调查与评价,而陆域冻土区天然气水合物的研究相对较少^[5-6]。在冻土区含天然气水合物地层的钻探取样仅在美国、日本等先进国家取得过阶段性的试验成果。中国目前在此领域仍处于起步阶段,很多技术问题还有待于解决^[5]。在含水合物冻土层钻井过程中,钻井液温度对井壁附近冻土层以及赋存于其中的水合物的稳定性有很大影响。如果钻井液温度过高,在钻进和取心过程中,会使井壁附近冻土层中的冰融化,造成井眼扩大甚至井壁垮塌。钻遇含水合物冻土层时,不仅井壁附近冻土层会融化,持续传热还会导致近井壁地层中水合物的分解并不断向远离井壁的方向引起连锁分解,会导致井涌、井喷、井壁迅速垮塌等钻井事故。由此可见,采用低温钻井液在含水合物冻土层钻井显得尤为重要^[1,5]。国内外学者^[6-17]研究了钻井液密度、接触角和电阻率等各单一指标对钻井液软化井底岩石效果的影响,但未建立各指标对钻井液软化井底岩石表层的综合影响。此外,针对钻井液软化井底岩石作用机理及其评价方法,尤其是在低温条件下,国内外相关研究报导很少。鉴于此,笔者建立基于密度、接触角和电阻率的钻井液软化井底岩石作用的关系函数和定量评价方法,并进行试验验证。

1 钻井液软化井底岩石表层作用机制

钻井过程中钻头由表层向内部逐层破碎井底岩石。在钻压、转速和钻头性状不变的情况下,井底岩石表层的破碎效果主要取决于岩石的力学性质、钻井液的成分及其性能。实践表明,在钻井过程中,由于钻头旋转磨蚀和震动冲击等作用,井底附近的岩石会产生微裂隙,而钻井液中固相颗粒能够阻碍这些微裂隙的闭合而降低岩石的界面能,对岩石的破碎产生有利影响^[9-10]。固相颗粒要随着钻井液进入微裂隙,需要一定的液柱压力。但是,如果液柱压力过大,会增大井底岩石表面的结构密实度并降低微

裂隙的发育程度,从而增大岩石界面能^[17],提高岩石破碎难度;如果液柱压力过小,又不利于维护井壁稳定。在钻井过程中为了改善岩石界面能应合理控制井内的液柱压力,即合理控制钻井液的密度^[7-15]。

鉴于钻井液与井底岩石之间存在界面能,钻井过程中降低井底岩石的界面能对于软化岩石表层、提高岩石破碎效率具有重要意义^[13]。由于通常使用的钻井液呈弱碱性(pH值介于7~8),对井底岩石的表面不存在酸化溶蚀作用^[14],因此可认为钻井液与井底岩石几乎不产生化学反应,即钻井液的弱碱性对岩石表层结构和表面强度几乎无影响。相关研究表明^[11-13],在钻井液温度较为稳定的情况下,井底岩石的界面能与其上覆钻井液的表接触角、电阻率和液柱压力存在一定的关系^[13,18],而液柱压力则取决于钻井液的密度。由此可见,井底岩石界面能的降低与钻井液的接触角、电阻率和密度存在函数关系:

$$\Delta E_p = f(\theta_p, R_p, \rho_p). \quad (1)$$

式中, ΔE_p 为岩石界面能降低值; θ_p 、 R_p 、 ρ_p 分别为钻井液接触角、电阻率和密度。

由Young方程(润湿方程,是界面化学基本方程之一)及其推导方程可知,岩石界面能与其上覆液体的接触角成反比关系。岩石界面能与其上覆液体的电阻率亦成反比关系,而与其上覆液体的密度成正比关系^[13]。

为了便于评价,需要选取一种参照浆液。由于水是最常见的流体,也是使用最早的钻井液,因此,试验中以纯水作为参照钻井液。由于岩石界面能与钻井液接触角和电阻率成反比,而与钻井液的密度成正比,因此,将钻井液的接触角和电阻率作分子,将钻井液的密度作分母,通过与纯水相比较引入无量纲的钻井液相对性能(K_p)来定量表征钻井液的综合性能。

$$K_p = \frac{K_1 + K_2}{2\rho_0}. \quad (2)$$

式中, K_p 、 K_1 、 K_2 和 ρ_0 分别为钻井液相对性能、钻井液相对接触角相对电阻率和相对密度。

钻井液的相对接触角、相对电阻率和相对密度可分别表示为

$$K_1 = \frac{\theta_B}{\theta_P}, K_2 = \frac{R_B}{R_P}, \rho_0 = \frac{\rho_B}{\rho_P} \quad (3)$$

式中, θ_B 、 R_B 和 ρ_B 分别为水的接触角, ($^\circ$); 电阻率, $\Omega \cdot m$; 密度, g/cm^3 。

由式(2)和(3)可知, 随着 θ_P 减小和 θ_B 增大, K_P 相应增大, 电阻率的变化规律亦是如此。但是, ρ_P 减小, ρ_0 增大, 而 K_P 却减小, 此即表明, 在钻井过程中不能为了盲目地追求降低钻井液的液柱压力而过分降低钻井液密度, 因为钻井液密度过小不利于保持井壁稳定, 使钻井液丧失了最重要的功能之一, 反而使其综合性能不够理想。

由于钻头破碎作用首先发生于岩石的表层, 且钻头的形状、性能和钻压在短时间内可视为固定不变, 破碎效果则直接取决于经钻井液浸泡后岩石表层的强度, 因此在试验室内采用经过钻井液浸泡后的薄片岩样来代替井底岩石的表层。根据钻井过程中钻头与井底岩石表层作用的特点, 通过静态抗压强度、动态抗压强度和显微硬度来表征薄片岩样的强度, 因此可以建立岩样综合强度(σ_n) 函数来评价薄片岩样强度的变化与其静态抗压强度、动态抗压强度和显微硬度的关系:

$$\sigma_n = f(\sigma_B, F_A, H_{TB}) \quad (4)$$

式中, σ_n 、 σ_B 、 F_A 和 H_{TB} 分别为岩样综合强度、岩样静态抗压强度、动态抗压强度和显微硬度, MPa。

由于式(4)是个概念性函数, 无法求得绝对值, 因此建立无量纲的岩样平均相对强度指数(K_n) 来表征岩样物理力学性质的变化:

$$K_n = \frac{1}{3} (\Delta\sigma_B + \Delta F_A + \Delta H_{TB}) \quad (5)$$

式中, K_n 、 $\Delta\sigma_B$ 、 ΔF_A 和 ΔH_{TB} 分别为岩样平均相对强度指数、岩样相对静态抗压强度、相对动态抗压强度和相对显微硬度。

$$\Delta\sigma_B = \frac{\sigma_B^P}{\sigma_B^B}, \Delta F_A = \frac{F_A^P}{F_A^B}, \Delta H_{TB} = \frac{H_{TB}^P}{H_{TB}^B} \quad (6)$$

式中, σ_B^P 、 σ_B^B 分别为岩样经钻井液、水浸泡后的静态抗压强度, MPa; F_A^P 、 F_A^B 分别为岩样经钻井液、水浸泡后的动态抗压强度, MPa; H_{TB}^P 、 H_{TB}^B 分别为岩样经钻井液、水浸泡后的显微硬度, MPa。

从方程(5)和(6)可以看出, 在钻井液中岩样的强度参数(σ_B^P 、 F_A^P 、 H_{TB}^P) 降低得越多, 岩样的平均相对强度指数 K_n 的下降幅度就越大, 表明岩样的强度降低得就越多, 即岩样越容易被破碎。很明显, 钻井

液综合性能越好(式(2)), 对岩石的软化效果就越好, 岩样的强度就越低(式(5)), 即 K_P 的值越大, K_n 的值越小, 破碎岩样越容易, 在钻井过程中则意味着钻头破碎井底表层岩石越容易。

为了将钻井液综合性能与表层岩石强度的变化有机地联系在一起, 定量评价钻井液对井底表层岩石软化的效果, 引入岩样相对软化系数 K_{EP} :

$$K_{EP} = K_P / K_n \quad (7)$$

通过式(7)可以看出, K_P 值越大, K_n 值越小, K_{EP} 值则越大, 即在钻井液浸泡环境中井底表层岩石越容易破碎, 对提高机械钻速越有利。

2 试 验

2.1 试验样品和材料

试验用岩石样品为天然砂岩。试验前, 将所取的砂岩样品用保鲜膜多层密封包裹, 以防止砂岩中的天然水流失。在试验室内将砂岩制备成 $4\text{ cm} \times 4\text{ cm} \times 1\text{ cm}$ 规格的试块, 之后对试块再次用保鲜膜进行密封包裹。密封的试块在试验过程中即用即拆, 不用不拆。以纯水作为参照标准, 采用配方为“纯水+5% 聚乙二醇+1% PVP(K90)”的聚合醇钻井液作为基浆, 向基浆中分别添加0.1% 常用表面活性剂和无机盐处理剂作为模拟钻井液, 进行对比试验研究。试验中所使用的模拟钻井液配方如下:

基浆+0.1% 十二烷基硫酸钠, 基浆+0.1% 线性烷基苯磺酸钠, 基浆+0.1% Antarox B 79R, 基浆+0.1% Mirapol Surf S210, 基浆+0.1% 甲酸钠, 基浆+0.1% 醋酸钾。

2.2 试验方法

结合国内外水合物钻井实践和前期研究, 将试验温度定为 $4\text{ }^\circ\text{C}$ [19-24]。试验时, 首先将纯水和模拟钻井液分别放置于恒温箱内冷却至 $4\text{ }^\circ\text{C}$, 待温度恒定后分别测试其电阻率、密度和液滴在砂岩试样表面的接触角, 然后继续将其放入恒温箱冷却至 $4\text{ }^\circ\text{C}$ 。待其温度达到 $4\text{ }^\circ\text{C}$, 继续恒温冷却 30 min, 然后将制备的砂岩试块拆掉密封膜后浸泡其中。在恒温箱内浸泡 1 h 后取出试块, 测试其静态抗压强度、动态抗压强度和显微硬度。

2.3 试验结果及其分析

2.3.1 钻井液电阻率和接触角

分别测定纯水和模拟钻井液在 $4\text{ }^\circ\text{C}$ 条件下的密度、电阻率以及在砂岩试样表面的接触角。由于6种处理剂在模拟钻井液中只占0.1% (质量分数), 对模拟钻井液的密度影响微乎其微, 因此测出的6

种模拟钻井液的密度均为 1.05 g/cm^3 。电阻率和接

触角测试结果如图 1 所示。

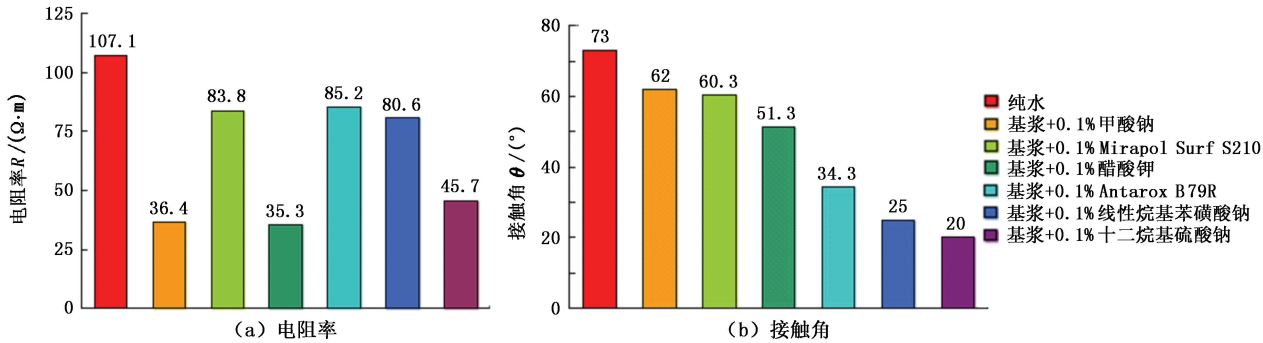


图 1 纯水和模拟钻井液的电阻率及接触角

Fig. 1 Resistivity and contact angle of pure water and simulation drilling fluids

由图 1(a) 可见, 含甲酸钠和醋酸钾的模拟钻井液电阻率最低, 其次为十二烷基硫酸钠, 而含 Mirapol Surf S210、Antarox B 79R 和线性烷基苯磺酸钠的模拟钻井液电阻率较大, 超过 $80\text{ }\Omega \cdot m$, 但是均明显小于纯水。根据前面分析可知, 溶液电阻率越低则越有利于岩石界面能的降低, 岩石表面的强度则越低, 对钻头破碎岩石越有利。由此可见, 在相同的基浆中, 甲酸钠、醋酸钾和十二烷基硫酸钠对岩石表面强度降低的作用要优于其他 3 种。

由图 1(b) 可见, 含 0.1% 十二烷基硫酸钠模拟钻井液的接触角最小, 其次为线性烷基苯磺酸钠, 再次为 Antarox B 79R。虽然纯水和模拟钻井液的接触角有所差别, 但是其值都没有超过 90° 。根据接触角的性质可知, 若液滴在岩石表面的接触角小于 90° , 则液体较易润湿岩石表层, 且在此范围内, 接触角越小, 润湿性越好, 即越容易软化岩石表层。由此可见, 模拟钻井液对砂岩试样表面的润湿性均优于水, 其中, 含十二烷基硫酸钠模拟钻井液对砂岩试样表面的湿润性最好。

2.3.2 钻井液相对性能指标

以纯水为参照, 计算模拟钻井液的相对接触角 K_1 、相对电阻率 K_2 、相对密度 ρ_0 以及相对性能指标 K_p 。计算结果如表 1 所示。

从表 1 中可以看出, 在基浆相同的情况下, 对 K_1 值影响最大的是十二烷基硫酸钠, 其次为线性烷基苯磺酸钠。这是因为, 与试验中所使用的其他表面活性剂和有机盐处理剂相比, 十二烷基硫酸钠的分子极性表面积更大, 更容易吸附岩石表面, 即接触角更小、润湿性更好; 同时, 在界面处还能形成更大的极性差。文献[13]也表明, 极性差能降低接触角、提高润湿性。对于 K_2 来说, 甲酸钠、醋酸钾和十二烷基硫酸钠的影响较大, 其中醋酸钾和甲酸钠的

作用要强于十二烷基硫酸钠, 但差别不很大, 这是由于盐类处理剂在水解作用下能够在溶液中形成电阻很小的碱性介质, 降低溶液的电阻率。综合来看, 对相同体系钻井液的相对性能指标 K_p 影响最大的是十二烷基硫酸钠, 换言之, 即十二烷基硫酸钠降低砂岩试样界面能的效果最好。

表 1 纯水和模拟钻井液的相对性能指标

Table 1 Relative performance index of pure water and drilling fluids

钻井液	K_1	K_2	ρ_0	K_p
纯水	1.00	1.00	1.00	1.00
0.1% 甲酸钠	1.18	2.94	1.05	1.96
0.1% Mirapol Surf S210	1.21	1.28	1.05	1.19
0.1% Antarox B 79R	2.13	1.26	1.05	1.61
0.1% 醋酸钾	1.42	3.03	1.05	2.12
0.1% 十二烷基硫酸钠	3.65	2.34	1.05	2.85
0.1% 线性烷基苯磺酸钠	2.92	1.33	1.05	2.02

2.3.3 岩样表面强度变化

分别测试经 $4\text{ }^\circ\text{C}$ 纯水和模拟钻井液浸泡后的砂岩试样的应力-应变曲线、显微硬度、静态抗压强度和动态抗压强度。试验结果如图 2、3 所示。

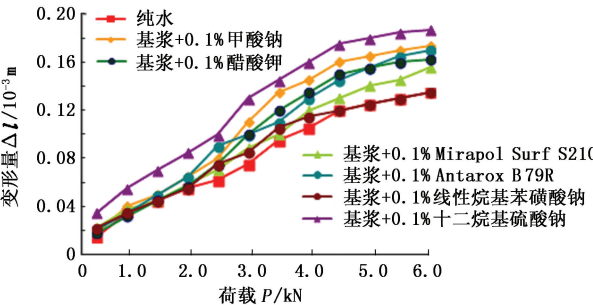


图 2 经纯水和模拟钻井液浸泡后的砂岩试样应力-应变曲线

Fig. 2 Stress-strain curve of sandstone samples after immersion in pure water and simulation drilling fluids

由图 2 可见, 在 $0 \sim 6\text{ kN}$ 的加载范围内, 尽管

经纯水和模拟钻井液浸泡后的岩样都产生了形变且变形量很小,但是存在较明显的差异。与纯水相比,经模拟钻井液浸泡后,砂岩试样的变形量均有所提高。在相同体系的模拟钻井液中,十二烷基硫酸钠对砂岩试样的软化效果最好,与纯水相比,经含有十

二烷基硫酸钠模拟钻井液浸泡后,砂岩试样的最大变形量提高了 38.5%,而甲酸钠和 Antarox B 79R 分别提高了 28.1% 和 25.9%,醋酸钾则为 20%,其他两种表面活性剂作用效果要略差一些。

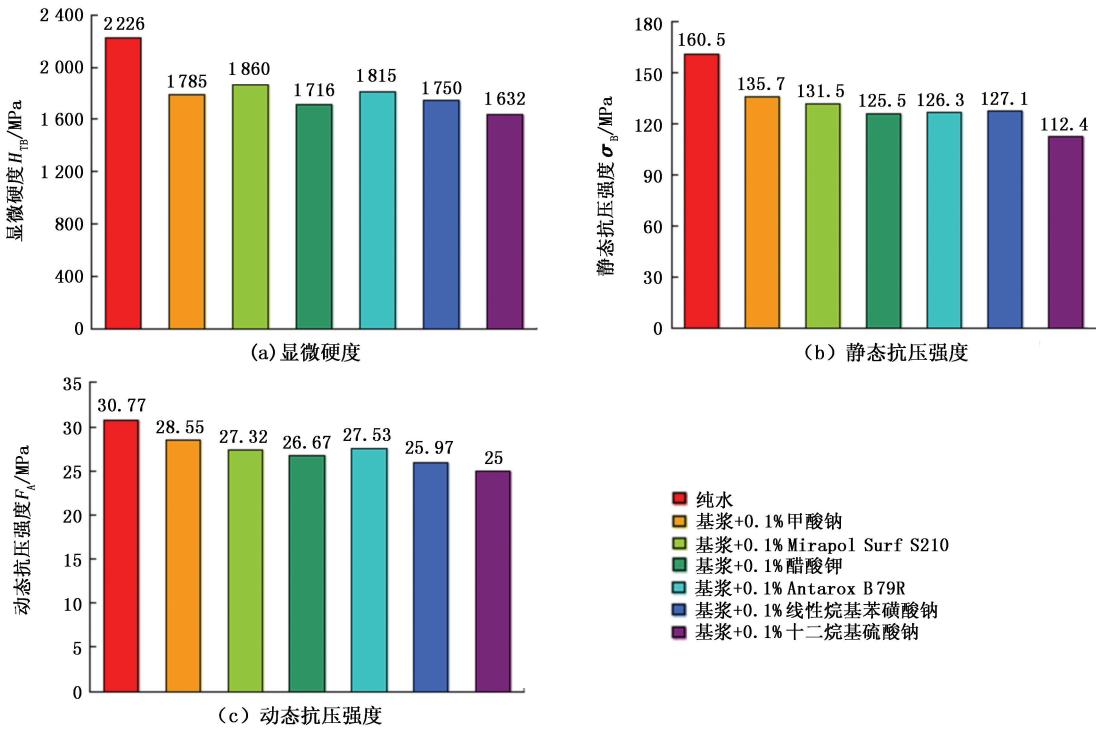


图 3 经纯水和模拟钻井液浸泡后的砂岩试样显微硬度、静态抗压强度及动态抗压强度

Fig. 3 Microhardness, static compressive strength and dynamic compressive strength of sandstone samples after immersion in pure water and simulation drilling fluids

由图 3(a)可见,与纯水相比,经模拟钻井液浸泡后的砂岩试样的显微硬度均显著降低。其中,在相同体系的模拟钻井液中,十二烷基硫酸钠的作用效果最好,与纯水相比,砂岩试样的显微硬度降低了 26.7%,而甲酸钠、醋酸钾和线性烷基苯磺酸钠的作用效果相当,分别为 19.8%、22.9% 和 21.4%,Mirapol Surf S210 和 Antarox B 79R 的作用效果则稍差一些,分别为 16.4% 和 18.5%。试验结果表明,相对于其他三种处理剂,醋酸钾、十二烷基硫酸钠和线性烷基苯磺酸钠能够在更大程度上影响砂岩试样的显微硬度,与 K_p 值相对应。由此可见,对于显微硬度来说, K_p 具有重要的影响。

由图 3(b)、(c)可见,与纯水相比,经模拟钻井液浸泡后,砂岩试样的静态抗压强度和动态抗压强度均降低,且变化趋势较为一致。在 6 种常用处理剂中,十二烷基硫酸钠、醋酸钾和线性烷基苯磺酸钠对砂岩试样抗压强度的影响要大于其他 3 种,但是差别不很大。其中,十二烷基硫酸钠作用效果最好,

使砂岩试样的静态抗压强度降低了 30.0%,动态抗压强度降低了 18.8%,而醋酸钾的分别为 22.1% 和 13.3%,线性烷基苯磺酸钠的则分别为 20.8% 和 15.6%,其试验结果再次与 K_p 值存在准确的对应关系。

由此可见, K_p 不仅对砂岩试样的显微硬度具有重要影响,对其静态抗压强度和动态抗压强度同样具有重要影响。同时,砂岩试样显微硬度、静态抗压强度和动态抗压强度的测试结果验证了前述理论分析和评价函数的合理性。

2.3.4 岩样相对强度指标

根据式(5)和(6)计算出岩样的相对静态抗压强度、相对动态抗压强度、相对显微硬度和平均相对强度指数,由于是相对指标,均为无量纲参数,单位均为 1。结果如表 2 所示。

由于 K_n 表征岩样的平均相对强度,故 K_n 值越小,岩样的综合强度越小,即岩样越容易被破碎。从表 2 中可以看出,经过模拟钻井液浸泡后,砂岩试样

的平均强度均小于 1(经纯水浸泡后的砂岩试样的平均相对强度值)。其中,含有十二烷基硫酸钠的模拟钻井液对砂岩试样平均相对强度指数影响最大,醋酸钾和线性烷基苯磺酸钠效果相当,比十二烷基硫酸钠略弱,而甲酸钠、Mirapol Surf S210 和 Antarox B 79R 则要差一些,但是相比于纯水还是使岩样的强度明显降低。由此可见, K_n 与 K_p 存在反比关系,即 K_p 值越大, K_n 值越小,且其反差越大说明钻井液对岩样的软化效果越好,在钻井过程中井底岩石的表层越容易被钻头破碎,从而再次印证了前面的理论分析。

表 2 经纯水和模拟钻井液浸泡后的砂岩试样相对强度指标

钻井液	相对静	相对动	相对	平均相
	态抗压	态抗压	显微	对强度
	强度 $\Delta\sigma_B$	强度 ΔF_A	硬度 ΔH_{TB}	指数 K_n
纯水	1.00	1.00	1.00	1.00
0.1% 甲酸钠	0.85	0.93	0.80	0.86
0.1% Mirapol Surf S210	0.82	0.89	0.84	0.85
0.1% Antarox B 79R	0.79	0.90	0.82	0.84
0.1% 醋酸钾	0.78	0.87	0.77	0.81
0.1% 十二烷基硫酸钠	0.70	0.81	0.81	0.77
0.1% 线性烷基苯磺酸钠	0.79	0.84	0.79	0.81

2.3.5 钻井液的岩样相对软化系数

根据式(7)计算出在 4 ℃ 条件下纯水和模拟钻井液的岩样相对软化系数 K_{EP} ,结果如表 3 所示。

表 3 纯水和模拟钻井液的砂岩试样相对软化系数
Table 3 Relative softening coefficient of sandstone samples in pure water and simulation drilling fluids

钻井液	钻井液 相对性 能指标 K_p	砂岩试样 平均相对 强度指数 K_n	砂岩试样 相对软化 系数 K_{EP}
纯水	1.00	1.00	1.00
0.1% 甲酸钠	1.96	0.86	2.28
0.1% Mirapol Surf S210	1.19	0.85	1.40
0.1% Antarox B 79R	1.61	0.84	1.92
0.1% 醋酸钾	2.12	0.81	2.62
0.1% 十二烷基硫酸钠	2.85	0.77	3.70
0.1% 线性烷基苯磺酸钠	2.02	0.81	2.49

由表 3 可见,相比于纯水,在低温条件下试验中所使用的模拟钻井液均能够显著提高岩样的软化效果,且钻井液性能越好,岩样的强度越低,其软化效果越好,定量地表现为岩样相对软化系数越大。

上述试验表明,与纯水相比,含常用表面活性剂和有机盐处理剂的模拟钻井液能够更好地软化井底岩石表层,有助于提高机械钻速。其中,在试验中所

使用的 6 种常用钻井液处理剂中,十二烷基硫酸钠的作用效果最好。

3 结 论

(1)建立的理论体系和评价方法具有一定的实用性,与纯水相比能够定量地反映不同体系钻井液对井底岩石表层强度影响的差异。

(2)在低温条件下,与水相比,经过含表面活性剂和有机盐处理剂的模拟钻井液浸泡后,岩样的强度显著降低,有助于提高碎岩效率。与试验中同等质量分数的其他处理剂相比,含十二烷基硫酸钠的模拟钻井液对岩样软化效果最好。由于十二烷基硫酸钠属于表面活性剂,今后在含水合物地层或冻土区等低温条件下钻井中,应进一步研究表面活性剂在低温钻井液中作用机理及其对钻井液性能的影响,以更合理地使用表面活性剂,提高钻井效率。

参考文献:

[1] 白玉湖,叶长明,李清平,等. 天然气水合物开采模型进展与展望[J]. 中国海上油气,2009,21(4):251-256. BAI Yuhu, YE Changming, LI Qingping, et al. Advances in exploitation models of gas hydrate and their prospects[J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21(4):251-256.

[2] 李洋辉,宋永臣,于锋,等. 围压对含水合物沉积物力学特性的影响[J]. 石油勘探与开发,2011,38(5):637-640. LI Yanghui, SONG Yongchen, YU Feng, et al. Effect of confining pressure on mechanical behavior of methane hydrate-bearing sediments[J]. Petroleum Exploration and Development, 2011,38(5):637-640.

[3] 宁伏龙,吴能友,李实,等. 基于常规测井方法估算原位水合物储集层力学参数[J]. 石油勘探与开发,2013,40(4):507-512. NING Fulong, WU Nengyou, LI Shi, et al. Estimation of in-situ mechanical properties of gas hydrate-bearing sediments by well logging[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013,40(4):507-512.

[4] KUTASOV I M, EPPELBAUM L V. Cementing of casing in hydrocarbon wells: the optimal time lapse to conduct a temperature log[J]. Oil Gas European Magazine,2013, 39(4):190-193.

[5] CAO D Y, LIU T J, WANG D, et al. Analysis of formation conditions of natural gas hydrate in Muli coalfield, Qinghai province [J]. Coal Geology of China, 2009,21(9):3-6.

- [6] MAKOGON Y F. Natural gas hydrates: a promising source of energy [J]. Nat Gas Sci Eng, 2010, 2: 49-59.
- [7] 李干佐, 徐军. 表面活性剂在油田中的应用及其作用原理[J]. 精细石油化工进展, 2004, 2: 1-6.
LI Ganzuo, XU Jun. Application and principle of surfactants in oil field [J]. Advances in Fine Petrochemicals, 2004, 2: 1-6.
- [8] 孟丽艳, 张希红, 张麒麟. 钻井液中表面活性剂的应用及室内研究[J]. 化学工业与工程技术, 2013, 34(5): 45-48.
MENG Liyan, ZHANG Xihong, ZHANG Qilin. Discussion on the influencing factors on the performance of surfactants used in drilling fluid [J]. Journal of Chemical Industry & Engineering, 2013, 34(5): 45-48.
- [9] JIANG Guosheng, LIU Tianle, NING Fulong, et al. Polyethylene glycol drilling fluid for drilling in marine gas hydrates-bearing sediments: an experimental study [J]. Energies, 2011, 4(1): 140-150.
- [10] ЛЕУШЕВА Е Л. Обзор результатов аналитических исследований повышения эффективности разрушения горных пород и перспективы применения ПАВ в бурении глубоких скважин: Northgeocoteh-2011: Материалы Конференции, Ухта, марта 6-18, 2011 [С]. Ухта: УГТУ, с2011.
- [11] НИКОЛАЕВ Н И, ЛЕУШЕВА Е Л. Результаты экспериментальных исследований эффективности реагентов-понижителей твердости пород в составе буровых растворов [J]. Ай Ди Эс Дриллинг, 2011 (3): 32-35.
- [12] КУСОВ Н Ф, ЭДЕЛЫШТЕЙН О А, ШОБОЛОВА Л П. Разрушение крепких горных пород с применением ПАВ [J]. Научн Тр, 1992, 212: 71-76.
- [13] РЕБИНДЕР П А, ШРЕЙНЕР Л А, ЖИГАЧ К Ф. Понижители твердости в бурении (физико-химический метод облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении [М]. Изд: АН СССР, 1994.
- [14] 鄢捷年. 钻井液工艺学 [M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2001.
- [15] CARDOSO J J F, SPINELLI L S, MONTEIRO V, et al. Influence of polymer and surfactant on the aprons characteristics: evaluation of fluid invasion controlling [J]. Express Polymer Letters, 2010, 4(8): 474-479.
- [16] GROWCOCK F. Enhanced wellbore stabilization and reservoir productivity with apron drilling fluid technology [M]. Houston: MASI Technologies LLC, 2005.
- [17] MAHMOUD S A, DARDIR M M. Synthesis and evaluation of a new cationic surfactant for oil-well drilling fluid [J]. J Surfact Deterg, 2011, 14: 123-130.
- [18] T Zhangxin, NORMAN R M. Variation in wetting behavior of mixed wet (ores resulting from probe oil solvency and exposure to synthetic oil-based mud emulsifiers) [J]. J Petroleum Sci Eng, 2006, 52: 149-160.
- [19] SLOAN E D. Fundamental principles and applications of natural gas hydrates [J]. Nature, 2003, 426: 353-359.
- [20] SLOAN E D. Introductory overview: hydrate knowledge development [J]. American Mineralogist, 2004, 89: 1155-1161.
- [21] ZATSEPINA O, BUFFETT B A. Experimental study of the stability of CO₂ hydrate [J]. Fluid Phase Equil, 2001, 192: 85-102.
- [22] UCHIDA T, EBINUMA T, ISHIZAKI T. Dissociation condition measurements of methane hydrate in confined small pores of porous glass [J]. J Phys Chem B, 1999, 103: 3659-3662.
- [23] TSUJI Y. Japan drills, logs gas hydrate wells in the Nankai Trough [J]. Oil & Gas Journal, 2005, 103 (34): 37-42.
- [24] TAN C P, CLENNELL M B, TOHIDI B. Managing wellbore instability risk in gas-hydrate bearing sediments [R]. SPE 92960, 2005.

(编辑 沈玉英)