

消泡剂 X60L 对油井水泥净浆物理力学性能及微观结构影响的实验研究

谷怀蒙¹, 郑少军^{1,2,3}, 刘天乐^{1,4*}, 徐浩¹, 万涛¹, 代天¹, 蒋国盛^{1,4}

(1. 中国地质大学(武汉)工程学院非常规固井与特种加固实验室, 湖北武汉 430074; 2. 自然资源部复杂条件钻采技术重点实验室, 吉林长春 130026; 3. 金石钻探(唐山)股份有限公司, 河北唐山 064000; 4. 岩土钻掘与防护教育部工程研究中心, 湖北武汉 430074)

摘要: 固井水泥浆制备过程中, 超高的拌浆速度容易引入气泡, 导致水泥浆难以配制到正确密度, 进而会对浆体性能和水泥环的密封完整性产生不利影响。本文以脂类消泡剂 X60L 为例, 探究不同掺量的 X60L 消泡剂 (0%、0.5%、1%、1.5%) 对油井水泥抗压强度的影响。结合热重分析、X 射线衍射分析、X 射线计算机断层扫描测试和扫描电子显微镜测试, 掌握水泥浆微观结构变化规律, 明确消泡剂对水泥浆的作用机制。研究表明, 水泥石的抗压强度呈现先增加后降低的趋势, 而孔隙率则呈现先降低后增加的趋势。当消泡剂掺量为 0.5% 时, 水泥石具有最低的孔隙率和最高的抗压强度。水泥石孔隙率越大, 抗压强度越小, 抗压强度和孔隙率呈明显负相关, 且符合 Schiller 函数 ($R^2=0.98$)。消泡剂的掺入并不会改变油井水泥的矿物成分和水化产物, 消泡剂主要通过降低气泡的表面张力, 使气泡难以维持从而破碎。但随着消泡剂掺量的增加, 过多的消泡剂反而会阻碍水与水泥的接触, 抑制水泥水化, 并引入“消泡剂孔”, 使得水泥石的孔隙率增大, 抗压强度减小。

关键词: 固井水泥浆; 气泡; 消泡剂; 微观结构; 抗压强度; 孔隙率

中图分类号: P634; TE256 文献标识码: A 文章编号: 2096-9686(2025)04-0037-09

Experimental study about the effect of defoamer X60L on the physical and mechanical properties and microstructure of net slurry of oil well cement

GU Huaimeng¹, ZHENG Shaojun^{1,2,3}, LIU Tianle^{1,4*}, XU Hao¹, WAN Tao¹, DAI Tian¹, JIANG Guosheng^{1,4}

(1. Laboratory of Unconventional Cementing and Special Reinforcement, Faculty of Engineering, China University of Geosciences, Wuhan Hubei 430074, China; 2. Key Laboratory of Drilling and Exploitation Technology in Complex Conditions, Ministry of Natural Resources, Changchun Jilin 130026, China; 3. Jinshi Drilling (Tangshan) Co., Ltd., Tangshan Hebei 064000, China; 4. Engineering Research Centre for Geotechnical Drilling and Protection, Ministry of Education, Wuhan Hubei 430074, China)

Abstract: In the process of cementing mud slurry preparation, ultra-high mixing speed tends to introduce air bubbles,

收稿日期: 2024-09-24; 修回日期: 2025-01-26 DOI: 10.12143/j.ztgc.2025.04.005

基金项目: 国家自然科学基金项目“水合物分解对深水固井水泥环孔隙特征与力学性质的影响机制研究”(编号: 42072343); 国家重点研发计划“城市燃气泄漏后甲烷一体化处置关键技术装备研究”(编号: 2022YFC3004804); 国家高层次人才特殊支持计划(编号: 107-KZ23Z20016); 中央高校基本科研业务费专项资金(中国地质大学)优秀青年团队项目“深水天然气水合物地层安全高效固井关键技术”(编号: 107-G132352304); 自然资源部复杂条件钻采技术重点实验室开放基金项目“定向先导孔偏斜率计算及工艺优化”(编号: FZJS23024)

第一作者: 谷怀蒙, 男, 汉族, 1999年生, 硕士研究生, 地质工程专业, 研究方向为非常规地层固井理论与技术, 湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号, ghm123@cug.edu.cn。

通信作者: 刘天乐, 男, 汉族, 1984年生, 教授, 地质工程专业, 博士, 主要从事非常规固井与特种加固技术、深水油气资源勘探与开发等方面的研究工作, 湖北省武汉市洪山区鲁磨路388号, 430074, liutianle@cug.edu.cn。

引用格式: 谷怀蒙, 郑少军, 刘天乐, 等. 消泡剂 X60L 对油井水泥净浆物理力学性能及微观结构影响的实验研究[J]. 钻探工程, 2025, 52(4): 37-45.

GU Huaimeng, ZHENG Shaojun, LIU Tianle, et al. Experimental study about the effect of defoamer X60L on the physical and mechanical properties and microstructure of net slurry of oil well cement[J]. Drilling Engineering, 2025, 52(4): 37-45.

resulting in difficulties in formulating the cement slurry to the correct density, which in turn can adversely affect the slurry properties and the sealing integrity of the cement ring. In this paper, we take the lipid-based defoamer X60L as an example to investigate the effects of different dosages of X60L defoamer (0%, 0.5%, 1%, and 1.5%) on the compressive strength of oil well cement. Combined with thermogravimetric analysis, X-ray diffraction analysis, X-ray micro-computed tomography test and scanning electron microscope test, the changing law of microstructure of cement slurry can be grasped and the mechanism of defoamer's action on cement slurry can be clarified. The research results show that the compressive strength of cement stone shows a trend of increasing first and then decreasing, while the porosity shows a trend of decreasing first and then increasing. The cement stone has the lowest porosity and the highest compressive strength when the defoamer dosage is 0.5%. The larger the porosity of cement stone, the smaller the compressive strength, and the compressive strength and porosity were obviously negatively correlated and conformed to the Schiller's Function ($R^2=0.98$). The incorporation of defoamer does not change the mineral composition and hydration products of oil well cement, and it mainly reduces the surface tension of the bubbles to makes it difficult to maintain the bubbles and thus break them. However, with the increase of defoamer dosage, too much defoamer will hinder the contact between water and cement, inhibit the hydration of cement, and introduce the "defoamer holes", which will lead to the increases of the cement stone porosity and the decreases of the compressive strength.

Key words: cementing slurry; air bubbles; defoamer; microstructure; compressive strength; porosity

0 引言

固井是联系油井钻完井过程的关键环节,固井水泥环的性能直接关系到井口封堵效果和固井质量,决定建井成败^[1-2]。水泥环质量与水泥石的机械强度密切相关^[3],而水泥环内部孔隙和裂缝发育情况则是影响水泥石机械强度的关键因素^[4-5]。

制备油井水泥浆时的搅拌速度、降失水剂和分散剂等外加剂的用量、养护龄期等制备工艺对固井水泥浆的孔隙结构有显著影响。水泥浆在较高搅拌速度下,会将空气引入到固井水泥浆中,形成气泡,这些气泡会在固井水泥浆固化后发展成孔隙,这些孔隙的存在会在水泥石受力时产生应力集中效应,产生微裂纹。随着微裂纹的进一步发展,就会导致水泥石在低应力下断裂,进而影响固井水泥环的密封性能^[6]。因此减少水泥浆中的气泡对确保水泥环的质量至关重要^[7]。

消泡剂作为一种重要的液体掺合剂,被广泛应用于水泥体系中,以消除气泡,从而优化水泥浆的孔隙结构,提升水泥浆的力学性能和耐久性^[8]。消泡剂的作用机理主要有两个方面:(1)使泡沫表面部分张力变小;(2)破坏气泡膜的弹性使气泡破坏。

常用消泡剂通常可分为4种类型:脂肪类及脂肪醇类、聚醚类、有机硅类、聚醚改性有机硅类^[9]。其中,脂肪类及脂肪醇类消泡剂主要包括硬脂酸乙二醇酯、失水山梨醇单月桂酸酯、二硬脂酰乙二胺、二棕榈酰乙二胺等,其应用范围极广,涵盖固井完井、造纸、纸浆、染色、建筑涂料和发酵等多个行

业^[10]。由于其化学性质和兼容性,脂肪类及脂肪醇类消泡剂能够在多种介质中有效破泡。聚醚类消泡剂主要包括乙二醇与丙二醇嵌段共聚物(Pluronic)、甘油聚醚脂肪酸酯类消泡剂(GPES)等^[11-12],这些聚合物分为分子链末端亲水性和疏水性两种。此类消泡剂特别适用于低温体系和石油开采中的消泡需求。有机硅类消泡剂因其具有较低的表面张力、较差的溶解性,但同时具有高活性、低挥发性和化学惰性、且对人体无害而著称,因而被广泛应用于固井行业、工业消泡以及食品和药品加工^[13-14]。常见的有机硅消泡剂包括聚二甲基硅氧烷^[15]。聚醚改性有机硅类消泡剂结合了聚醚和有机硅的优点^[16],主要用于工业生产、油田开采和污水处理中的泡沫控制^[17]。改性的聚硅氧烷通过降低其在油中的溶解性和增强在水中的溶解性,实现了更高效的泡沫控制效果。这些消泡剂在不同的应用领域各有其独特的优势^[18]。

上述4类消泡剂中,在固井领域应用最为广泛当属脂肪类及脂肪醇类消泡剂。然而,目前有关此类消泡剂对固井水泥浆水化进程的影响及不同掺量消泡剂对油井水泥物理力学性能和微观结构的作用机制尚未得到充分研究。因此,本文探究了不同掺量的脂肪类及脂肪醇类消泡剂X60L对油井水泥物理力学性能、水化产物和水化进程的影响及对微观结构的作用机理。首先,对不同X60L掺量(0%、0.5%、1%和1.5%)的水泥浆的力学性能进行对比分析。然后,采用热重分析仪(Thermogravimetric

analysis, TGA)和X射线衍射仪(X-ray diffraction analysis, XRD)分析了水泥浆的水化产物。同时,结合X射线计算机断层扫描(X-ray micro-computed tomography, Micro-CT)和扫描电子显微镜(Scanning electron microscope, SEM)表征了水泥浆体系的孔隙发育情况和微观形貌特征,并明确了不同掺量X60L对水泥浆性能的差异及其作用机理。研究有助于厘清不同掺量脂肪类消泡剂对油井水泥物理力学性能和微观结构的作用机制,同时可为X60L最优掺量的确定和固井水泥浆配方优化设计提供参考。

1 实验材料与方法

1.1 实验材料

实验使用的油井水泥为中国山东特种水泥有限公司生产的G级油井水泥。水泥的粒度分布如图1所示。通过XRF测试得到油井水泥的主要成分如表1所示。除G级油井水泥外,实验还用到分散剂F45L、降失水剂G86L和消泡剂X60L。实验用水为去离子水。

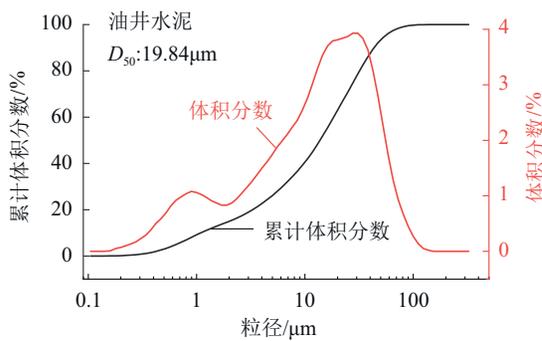


图1 油井水泥的粒度分布

Fig.1 Particle size distribution of oil well cement

表1 油井水泥的矿物成分

Table 1 Mineral composition of oil well cement

名称	含量/%
CaO	62.73
SiO ₂	21.57
Al ₂ O ₃	3.93
Fe ₂ O ₃	4.75
MgO	2.33
K ₂ O	0.68
SO ₃	2.94
Na ₂ O	0.25

1.2 水泥浆制备

实验所用水泥浆配方如表2所示。水泥浆水灰比为GB《油井水泥》推荐用水量0.44。水泥浆的制备过程参考《油井水泥试验方法》(GB/T 19139—2012)。待水泥浆制备好后,浇筑15个50.8×50.8×50.8 mm的立方体块,分别在常温下水养1、3、7、28、100 d。同时浇筑4个Ø25 mm、高度为125 mm的圆柱样,养护28 d后用于CT表征分析。

表2 水泥浆配方

Table 2 Cement slurry formulations

配方名称	组 分				水灰比
	GOC/%	G86L/%	F45L/%	X60L/%	
0%X60L	100	3	1	0	0.44
0.5%X60L	100	3	1	0.5	0.44
1%X60L	100	3	1	1	0.44
1.5%X60L	100	3	1	1.5	0.44

1.3 实验分析方法

1.3.1 抗压强度测试

采用济南星火试验机有限公司的ZCYA-W300C型微机控制抗压抗折试验机进行抗压测试。测量过程中选择加载速度为0.6 mm/s,每组样品测试3次并取平均值^[19]。

1.3.2 TGA测试

采用TGA判定水泥材料中化学成分^[20],在精度为0.1 μg的Mettler Toledo TGA 2(SF)量热计上以10 °C/min的加热速率和50 ml/min吹扫速率的氮气环境下进行,升温区间为30~1000 °C。

1.3.3 XRD测试

使用配备有Cu-Kα(λ=1.5406 Å)源的Rigaku SmartLab SE X射线衍射仪进行样品XRD分析。设置为:2θ角为5°~75°,步长为0.02°。

1.3.4 CT测试

使用天津三英精密仪器有限公司的nanoVoxel-3000型Micro-CT测试扫描养护时间为28 d的样品,样品在130 kV电压和76 mA电流下,选用1440帧进行360°旋转扫描测试,图像分辨率为25 μm^[21-22]。

1.3.5 SEM测试

用ZEISS EVO 10型号的扫描电镜对消泡剂加量为0、1%和1.5%,养护时间为28 d的样品片进行SEM测试。测试时的电压为10 kV。

2 结果与讨论

2.1 抗压强度

不同消泡剂加量条件下水泥石在1、3、7、28和100 d的抗压强度如图2所示。由图2可知,随消泡剂掺量的增加,水泥石在不同龄期的抗压强度均呈现先增加后降低的现象。当消泡剂掺量为0.5%时,水泥浆的抗压强度达到最大值43.43 MPa,相比于未加消泡剂组的水泥石抗压强度提升了1.9 MPa。说明在采用X60L作为消泡剂制备油井水泥时,消泡剂的掺量并不是越高越好,在0.5%掺量时对抗压强度有一定促进作用,当消泡剂掺量 $>0.5\%$ 时对水泥石的抗压强度均是负面影响。

分析认为,当X60L消泡剂少量掺入时,X60L可以使水泥浆中的气泡破裂,使得水泥石结构更加致密,从而增强其抗压强度。然而,当消泡剂过量掺入时,X60L的负面影响被放大。0.5%加量的消泡剂已经满足了水泥浆体系中的消泡需求,过多的消泡剂除了给水泥浆体系带来了更多的气泡,并且还占据了部分水泥与水接触的空间。随着水泥水化的进行,被X60L占据的部分未参与水化,而是残存在水泥浆中,形成“消泡剂孔”,导致水泥石中的孔隙增多,水泥石力学性能下降^[23]。

由图可知,随养护龄期的增加,水泥石抗压强

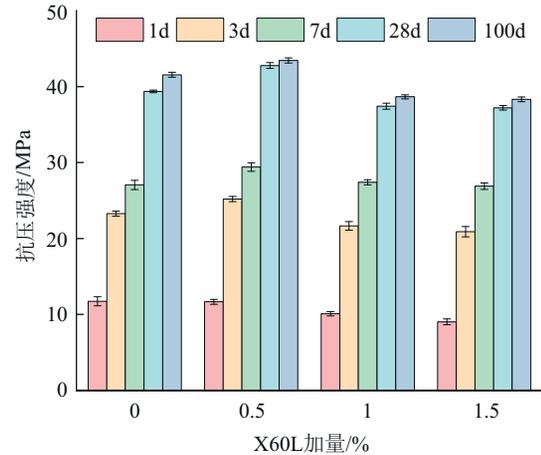


图2 不同消泡剂加量水泥石的抗压强度

Fig.2 Compressive strength of cement stones with different defoamer additions

度逐渐增大。早期强度发展迅速,后期28~100 d强度整体增长趋势较小。这表明在较长的养护过程中,消泡剂会对水泥石的抗压强度产生不利影响,因此需要严格把控消泡剂的掺量,从而保证水泥石的长期力学性能以及耐久性。

2.2 TGA分析

热重分析可用于半定量主要水合产物,图3显示部分水泥样品的TGA曲线。

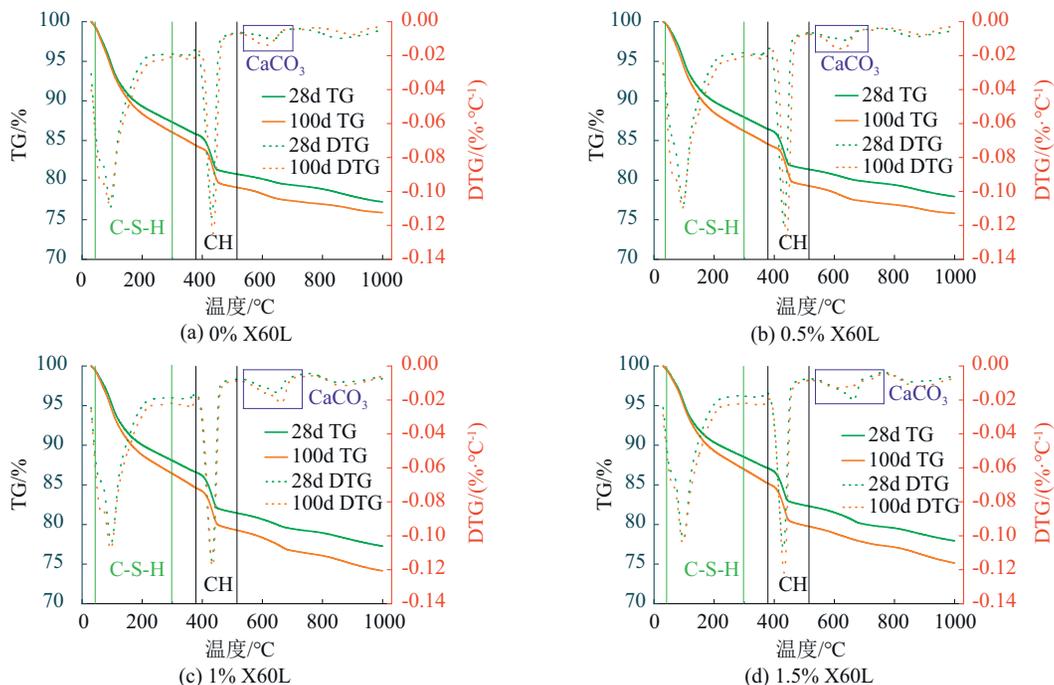


图3 水泥石 TG 与 DTG 分析

Fig.3 Plot of TG and DTG analyses of cement stone

其中养护 28 d 的样品和养护 100 d 的样品曲线变化趋势相同。曲线中有明显的 3 个峰。50~160℃ 的失重峰是 C-S-H 凝胶、从基质中的孔和凝胶层蒸发的游离水以及 AFt 分解(70℃);370~510℃ 范围内观察到的质量损失是 CH 相脱水的结果;550~730℃ 范围内观察到的质量损失为碳酸钙分解成氧化钙和二氧化碳,二氧化碳逸出从而减少的质量。

由氢氧化钙和碳酸钙的 2 个失重峰计算出样品中本身含有的 CH 的总量得出图 4。在图中可以观察到,每一组的 CH 含量都随着养护龄期的增加而增加。这说明在水泥石养护 28 d 后并没有水化完全,水化过程持续到 100 d 甚至更长时间。在 X60L 加量为 0.5% 时,水泥石中的气泡减少,水泥与水接触面积更大,水化程度大于未加 X60L 组。但是,当 X60L 加量继续增加到 1% 和 1.5% 时,由于 X60L 过量,在水泥石中产生了“消泡剂孔”。使得水泥与水的接触面积减小,水化程度降低。因此,加量 0.5% 的 X60L 的水泥石样品 28 和 100 d 的 CH 含量都是最多的。在上述的抗压强度实验结果中,0.5% 加量的 X60L 的强度最高,这与本次测试结果相符合。

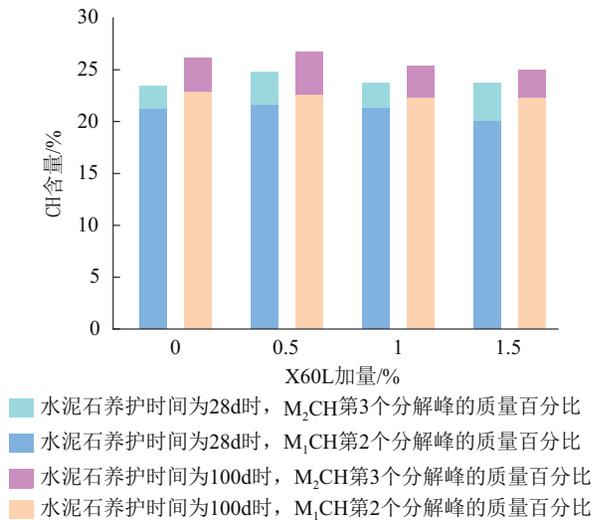


图 4 水泥石中的 CH 含量
Fig.4 CH content in cement stone

从 TGA 与 DTG 的测试结果可以看出,消泡剂的引入并不会直接使得水泥体系中为水泥石提供主要强度的成分 C-S-H 凝胶和氢氧化钙增多。消泡剂能够提升水泥石强度的主要原因就是降低水泥浆内液体与气体之间的表面张力,减少了水泥石中的气泡的形成,并且由于液体与气体之间的表面

张力变小,降低了气泡的稳定性,使其更容易被破坏和消除。在消泡剂加量适当的情况下,即 0.5% 以下时,几乎不会影响水泥的正常水化过程。但是消泡剂这种物质的加入,会使得水泥与水分子的接触概率与接触面积变小,随着消泡剂加量的增加,这种负面影响变大。

2.3 XRD 分析

水泥常温养护的水化产物主要有 C-S-H 凝胶、CH 等。采用 XRD 分析样品中存在的物相,结果如图 5。发现每组样品均可以看到明显的 CH 衍射峰。当消泡剂加量在 0 到 0.5% 之间时,XRD 测得的水泥中的主要衍射峰(Ca(OH)₂、Ca₂SiO₄、AFt),以及每个衍射峰的强度几乎没有什么差别,印证了前文所说的在消泡剂的加量在 0.5% 以下时,消泡剂的引入并不会对水泥浆体系的水泥水化造成很大的影响。并且在 XRD 衍射分析中,9°~35° 的 2Theta 范围内可以看到 AFt 物质的存在,因此在 TG 分析中难以将 C-S-H 凝胶单独分离出来。在图中可观察到 X60L 加量为 0.5% 的水泥石的 CH 的峰最为明显,即说明 X60L 在此加量下的水泥石的 CH 量最高。这与 TGA 的结果相符合。XRD 结果显示在水泥中加入不同量的 X60L,并不会生成新的水泥水化产物。

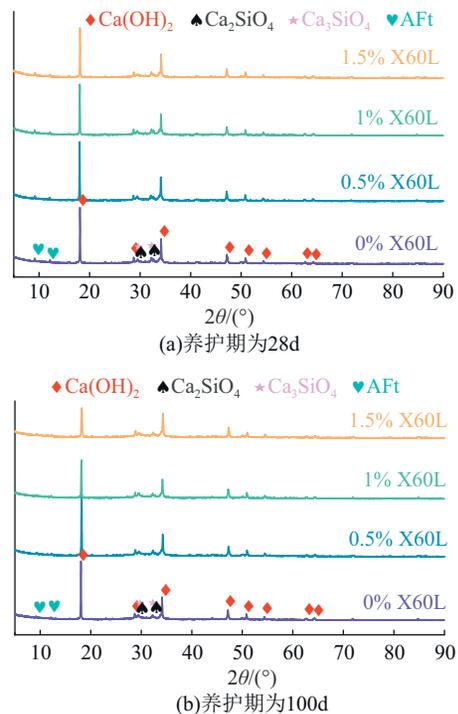


图 5 水泥 XRD 衍射分析
Fig.5 XRD diffraction analyses of cement

2.4 Micro-CT分析

CT扫描重建后从其内部不同位置截取3个的 $500 \times 500 \times 500$ 体素立方体,所有结果均取平均值。图6为不同加量消泡剂的CT孔隙阈值切片以及水泥孔隙的立体分布图,其中蓝色物质代表的是水泥块中的孔隙,灰色部分代表的是水泥石。图6显示随着X60L加量的增加,水泥样品中的孔隙先减少后增加,在0.5%加量时水泥的孔隙率最小,平均孔隙率为4.636%,相比于未加消泡剂组的孔隙率降低了一半左右。消泡剂加量为1%和1.5%孔隙数量明显增多。这些增加的孔隙就是过多的消泡剂引入的气泡以及消泡剂在水泥体系中残存下来形成的“消泡剂孔”。“消泡剂孔”包括在水泥浆中加入消泡剂X60L时所引入的气泡以及消泡剂残存在水泥浆中所占据的体积。

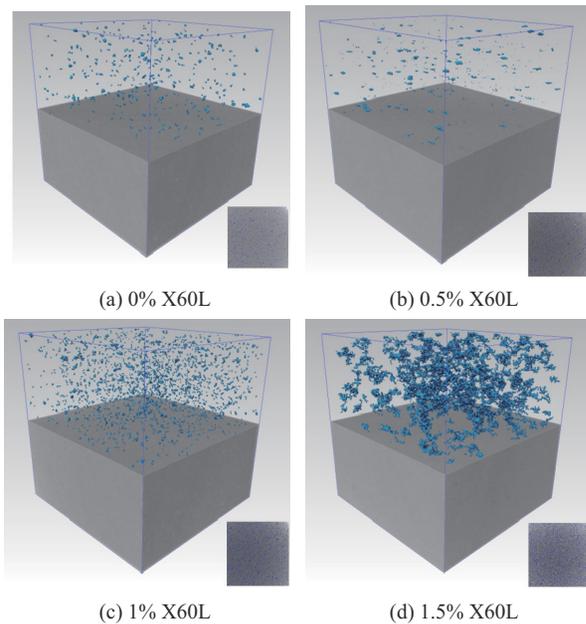


图6 CT孔隙阈值切片及CT孔隙
Fig.6 CT pore threshold slice and CT pore

图7为不同加量消泡剂所截取的 $500 \times 500 \times 500$ 体素立方体的逐层面孔隙率。从图7中可以看出,消泡剂加量为1.5%时,水泥浆的沉降稳定性最差,孔隙率最大且波动最大。而在此1.5%加量以下的水泥浆的沉降稳定性良好,而且消泡剂X60L加量为0.5%的水泥石的逐层孔隙率比其他消泡剂X60L加量的水泥石的逐层孔隙率的变化幅度小,说明在合适的消泡剂X60L加量下,可以改善水泥

石的孔径分布,使得水泥石的孔隙分布更加规律。CT测试结果与前面的抗压强度测试结果以及热重分析和XRD测试结果相印证,说明0.5%的消泡剂消泡效果最好,且可以有效降低水泥石的孔隙率。

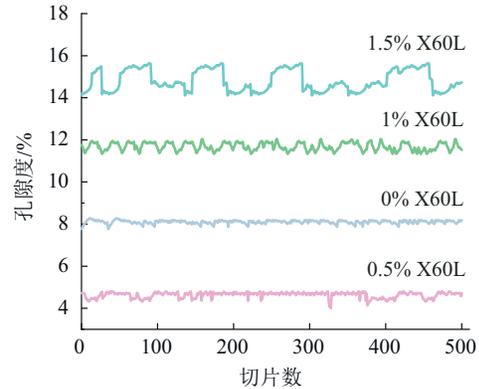


图7 水泥石逐层孔隙率

Fig.7 Layer-by-layer porosity of the cement stone

2.5 水泥石抗压强度与孔隙率的关系

水泥石的抗压强度和毛细孔隙率呈负相关。目前最常用的抗压强度和孔隙率的拟合方法有3种,分别为Ryshkewitch函数、Schiller函数^[24-25]和一次线性函数(式1~3)。本研究中,使用以上3种函数分别拟合抗压强度和孔隙率之间的关系,结果如图8所示。

Ryshkewitch函数:

$$y = ae^{-bx} \quad (1)$$

Schiller函数:

$$y = a \ln(b/x) \quad (2)$$

一次线性函数:

$$y = ax + b \quad (3)$$

式中: y ——水泥石的抗压强度,MPa; x ——水泥石的毛细孔隙率,%; a 、 b ——拟合参数。

图8表明水泥石的抗压强度与水泥石的孔隙率呈负相关。从3种函数的拟合结果来看,一次线性函数和Ryshkewitch函数的拟合结果相似,但Schiller函数更贴切于水泥石的抗压强度和水泥石孔隙率之间的关系,其拟合结果的 R^2 值最接近于1。不论早期的水泥石抗压强度,还是养护时间为100d的水泥石抗压强度均与28d水泥石的孔隙率呈负相关,如图8(e),其中养护时间为7d的水泥石抗压强度与养护时间为28d的水泥石的孔隙率的3种拟合结果均最差, R^2 值均在0.8以下,如图8(c)。由图

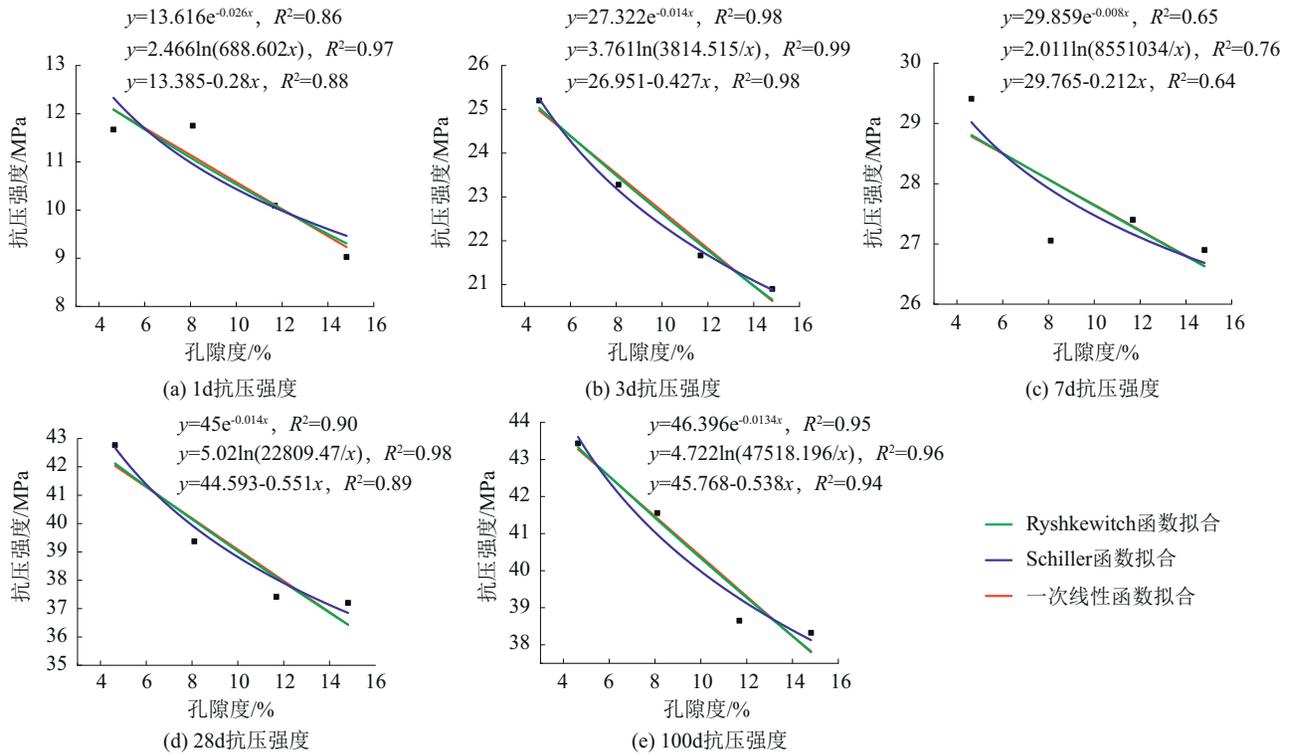


图 8 一次线性函数、Ryshkewitch 函数和 Schiller 函数拟合抗压强度和孔隙率之间的关系

Fig.8 Relationship between compressive strength and porosity fitted by primary linear, Ryshkewitch and Schiller functions

可得,长期养护的水泥石孔隙率与其早期以及长期的力学强度之间仍存在着负相关关系。

2.6 SEM 分析

图 9 为未添加消泡剂组(a和b)、消泡效果最优的消泡剂加量 0.5% 组(c和d)和消泡剂加量 1.5% 组(e和f)对比情况。在图 9 中(a)、(c)和(e)的对比中,可以明显观察到随消泡剂加量的增加,水泥石的孔隙率先降低,消泡剂加量为 0.5% 时,消泡效果达到最好,水泥石孔隙率最小。之后消泡剂加量再增加时,水泥石的孔隙率不减反增,孔径更大的“消泡剂孔”出现。从直接微观角度证明了水泥石的孔隙率随消泡剂加量的关系,这与前面的水泥石力学性能测试结果和 CT 扫描的测试结果一致。图 9 中的(b)、(d)和(f)的放大倍数为 2000,可以更为细致地观察水泥石表面形貌,在这三者的对比中可以看到,三者的表面均为 C-S-H 凝胶^[26],且可以看出三者的形貌相近,这说明在水泥石中引入消泡剂 X60L 并不会改变水泥石的水化产物,消泡剂 X60L 并不会参与油井水泥的水化过程,只对水泥浆中的气泡起作用。这一点与热重分析的测试结果相对应。但是可以发现在消泡剂 X60L 加量为 0.5% 时,

观察到的水泥石的表面的 C-S-H 凝胶微观形貌排列更为致密,消泡剂 X60L 加量为 1.5% 时,C-S-H 凝胶的微观形貌排列更为松散,孔隙以及堆积更为明显。

3 结论与展望

本文通过室内试验深入研究了不同消泡剂掺量对水泥净浆性能的影响规律。实验结果表明,消泡剂的不同掺量显著影响了水泥的力学性能、热学特性、化学结构和晶体结构。适量的消泡剂掺入可以提高水泥的抗压强度和热稳定性,但过量掺入可能导致性能下降。本文的主要创新性和结论如下:

(1) 从 TG 和 XRD 结果来看,在水泥中加入 X60L 并不会产生新的水化产物,但却可以降低气泡的表面张力,使气泡难以维持从而破碎减小,使水泥的微观结构更为致密,进而表现出更好的力学性能。

(2) 过多的 X60L 反而会降低水泥石的力学性能。随着 X60L 掺量的增加,X60L 占据了部分水的位置,减少了水与水泥的接触面积,从而阻碍了水泥的水化,并引入了新的气泡——消泡剂孔,使得

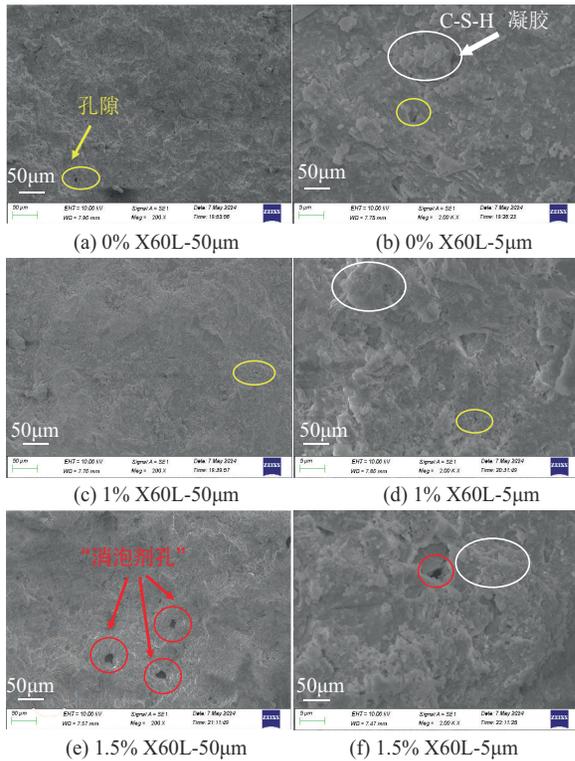


图9 不同加量消泡剂水泥浆的表面微观形貌

Fig.9 Surface microscopic morphology of cement paste with different dosages of defoamer

水泥石的孔隙率增大。

(3) SEM的测试结果说明在消泡剂X60L加量为0.5%时,观察到的水泥石的表面的C-S-H凝胶微观形貌排列比其他消泡剂X60L加量更为致密。说明消泡剂X60L的引入虽然不会改变油井水泥的水化产物,但会影响其水化产物的堆积致密程度。

(4) 1、3、7、28和100 d的水泥石抗压强度与水泥石的孔隙率均呈负相关。其中7 d的水泥石抗压强度与28 d水泥石孔隙率的拟合结果最差, R^2 值均 <0.8 。3种函数中的Schiller函数的拟合结果最好, R^2 值依次为0.97、0.99、0.76、0.98和0.96。

(5) 目前针对于消泡剂对水泥浆性能的影响的研究主要停留在强度和流动性方面。对于不同加量消泡剂如何通过影响水泥浆的孔隙度和微观结构,进而优化水泥浆的致密度和强度,并未有研究。并且本文揭示了不同加量消泡剂对水泥石长期力学性能和水泥石的微观结构与孔隙的影响规律。可为后续优化油井水泥配方、研究水泥石的长期耐久性和提高水泥性能具有重要指导意义。后期可进一步探索不同类型消泡剂对水泥净浆及复合水

泥浆和含不同数量和大小的气泡的水泥浆性能的影响规律。

参考文献(References):

- 郑杜建,陈宇豪,邹传元,等.塔里木盆地深井超深井分级固井新技术与应用[J].钻采工艺,2023,46(5):29-34.
ZHENG Dujian, CHEN Yuhao, ZOU Chuanyuan, et al. New technology of stage cementing and its application in Permian in Tarim Basin[J]. Drilling & Production Technology, 2023, 46(5):29-34.
- 曾义金.中国石化深层超深层油气井固井技术新进展与发展建议[J].石油钻探技术,2023,51(4):66-73.
ZENG Yijin. Novel advancements and development suggestions of cementing technologies for deep and ultra-deep wells of sinopec[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2023, 51(4):66-73.
- 杨伟.川南区块页岩气井压稳防漏固井技术研究[J].钻探工程,2023,50(5):153-158.
YANG Wei. Research on pressure stabilization and anti-leakage cementing technology of shale gas in southern Sichuan Block[J]. Drilling Engineering, 2023, 50(5):153-158.
- 刘天乐,郑少军,王韧,等.固井水泥浆侵入对近井壁水合物稳定的不利影响[J].石油学报,2018,39(8):937-946.
LIU Tianle, ZHENG Shaojun, WANG Ren, et al. Negative effect of cementing slurry invasion on gas hydrate stability around borehole wall[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(8):937-946.
- 郑少军,刘天乐,高鹏,等.固井水泥石孔隙结构演变及力学强度发展规律[J].材料导报,2021,35(12):12092-12098.
ZHENG Shaojun, LIU Tianle, GAO Peng, et al. Pore structure evolution and strength development of set cement[J]. Materials Reports, 2021, 35(12):12092-12098.
- 李忠庆,李传武,朱达江.利用环空压力测试数据评价高温高压气井固井水泥环的密封完整性[J].钻探工程,2021,48(6):15-21.
LI Zhongqing, LI Chuanwu, ZHU Dajiang. Cement integrity evaluation of HTHP gas wells based on annulus pressure diagnosis test[J]. Drilling Engineering, 2021, 48(6):15-21.
- 席岩,李军,陶谦,等.循环载荷作用下微环隙的产生及演变[J].断块油气田,2020,27(4):522-527.
XI Yan, LI Jun, TAO Qian, et al. Emergence and evolution of micro-annulus under cyclic loading[J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2020, 27(4):522-527.
- Łaźniewska-Piekarczyk B. The influence of chemical admixtures on cement hydration and mixture properties of very high performance self-compacting concrete[J]. Construction and Building Materials, 2013, 49:643-662.
- 姜蔚蔚,张金生,李丽华,等.油井水泥聚醚酯消泡剂的研究[J].应用化工,2013,42(6):1118-1120,1134.
JIANG Weiwei, ZHANG Jinsheng, LI Lihua, et al. Research of oil well cement polyether ester defoamer[J]. Applied Chemical Industry, 2013, 42(6):1118-1120,1134.
- 于正浪,郭睿,季振青,等.高级脂肪醇类消泡剂主单体的合成及应用[J].化工进展,2009,28(12):2210-2213.
YU Zhenglang, GUO Rui, JI Zhenqing, et al. Preparation and

- application of the main monomer for high fatty alcohol defoamer [J]. *Chemical Industry and Engineering Progress*, 2009, 28(12):2210-2213.
- [11] Qiao M, Wu J Z, Gao N X, et al. Preparation and properties of different polyether-type defoamers for concrete [J]. *Materials*, 2022, 15(21):7492.
- [12] Fink J K. *Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids (2nd Edition)* [M]. Waltham: Gulf Professional Pub, 2015.
- [13] Sithole B, Watanabe C. Using Py-GC/MS to detect and measure silicone defoamers in pulp fibres and mill deposits [J]. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 2013, 103:8-16.
- [14] Storozhenko P A, Levento I Y, Mazaeva V G, et al. A study of the defoaming properties of dry silicone compositions [J]. *Polymer Science, Series D*, 2022, 15(2):249-254.
- [15] 赵辉, 崔广文. 聚二甲基硅氧烷对煤泥浮选泡沫的强制消泡研究 [J]. *洁净煤技术*, 2021, 27(6):212-217.
ZHAO Hui, CUI Guangwen. Compulsory defoaming of coal flotation froth by polydimethylsiloxane [J]. *Clean Coal Technology*, 2021, 27(6):212-217.
- [16] 刘杨, 单珍, 曹添. 脂肪醇乳液消泡剂的制备及性能研究 [J]. *中国造纸*, 2018, 37(8):19-23.
LIU Yang, SHAN Zhen, CAO Tian. Development of fatty alcohol emulsion defoamer [J]. *China Pulp & Paper*, 2018, 37(8):19-23.
- [17] 刘运钰, 杨伦, 季永新. 有机硅基RAFT试剂制备聚醚改性有机硅消泡剂 [J]. *精细化工*, 2024, 41(5):1043-1049.
LIU Yunyu, YANG Lun, JI Yongxin. Preparation of polyether modified organosilicon defoamer by organosilicon-based RAFT reagent [J]. *Fine Chemicals*, 2024, 41(5):1043-1049.
- [18] 朱天一, 李茂, 程亮, 等. 消泡剂的分类及其特点概述 [J]. *润滑油*, 2017, 32(6):23-25.
ZHU Tianyi, LI Mao, CHENG Liang, et al. Types and characteristics introduction of antifoaming agent [J]. *Lubricating Oil*, 2017, 32(6):23-25.
- [19] Lavrov A, Torster M. *Physics and Mechanics of Primary Well Cementing* [M]. Cham: Springer, 2016.
- [20] Gu J, Huang J, Hao H Y. Influence of mud cake solidification agents on thickening time of oil well cement and its solution [J]. *Construction and Building Materials*, 2017, 153:327-336.
- [21] 胡灿, 杜军, 万勇, 等. CaCl₂与BaCl₂复配对水泥浆抗负温劣化和硫酸盐侵蚀的试验研究 [J]. *安全与环境工程*, 2024, 31(1):96-106, 115.
HU Can, DU Jun, WAN Yong, et al. Experimental study on negative temperature deterioration and sulfate attack resistance of cement slurry by compounding CaCl₂ and BaCl₂ [J]. *Safety and Environmental Engineering*, 2024, 31(1):96-106, 115.
- [22] 郑少军. 深水高固相低密度固井水泥浆设计与性能研究 [D]. 北京: 中国地质大学(北京), 2022.
ZHENG Shaojun. Design and performance research of low-density cement slurry with high solid volume fraction in deepwater [D]. Beijing: China University of Geosciences, 2022.
- [23] 郑少军, 王凯伦, 刘思雨, 等. 基于紧密堆积理论的低密度固井水泥浆设计 [J]. *钻探工程*, 2021, 48(3):94-100.
ZHENG Shaojun, WANG Kailun, LIU Siyu, et al. Design of low density cementing slurry based on close packing theory [J]. *Drilling Engineering*, 2021, 48(3):94-100.
- [24] Pandey S P, Sharma R L. The influence of mineral additives on the strength and porosity of OPC mortar [J]. *Cement and Concrete Research*, 2000, 30(1):19-23.
- [25] Kearsley E P, Wainwright P J. The effect of porosity on the strength of foamed concrete [J]. *Cement and Concrete Research*, 2002, 32(2):233-239.
- [26] 刘驰, 郭君渊, 杨晓杰, 等. DEIPA和C-S-H-PCEs复掺对水泥-粉煤灰体系早期性能的影响 [J]. *建筑材料学报*, 2024, 27(9):789-795.
LIU Chi, GUO Junyuan, YANG Xiaojie, et al. Effects of DEIPA and C-S-H-PCEs on early properties of cement-fly ash systems [J]. *Journal of Building Materials*, 2024, 27(9):789-795.

(编辑 王文)