

## 渤海油田大尺寸优势通道封堵剂性能评价

王婷婷<sup>1</sup>, 卢祥国<sup>1</sup>, 陈阳<sup>1</sup>, 潘赫<sup>1</sup>, 张云宝<sup>2</sup>, 夏欢<sup>2</sup>

(1.东北石油大学提高油气采收率教育部重点实验室, 黑龙江大庆 163318;

2.中海石油(中国)有限公司天津分公司研究院, 天津 300450)

**摘要:**与陆上油田相比,渤海油田在储层地质特征、注采参数和完井方式等方面存在较大差异。为解决渤海油田注入液窜流技术难题,以渤海油田储层和流体为实验平台,开展封堵剂组成筛选和性能评价实验研究。结果表明,封堵剂是由主剂与增粘剂、固化剂和缓凝剂等组成的灰黑色致密固体,具有较高的抗压强度和较低的渗透性,是一种大尺寸优势通道封堵材料。封堵剂溶剂水总矿化度与固化时间相关性不大,但溶剂水中的 $\text{CO}_3^{2-}$ 和 $\text{HCO}_3^-$ 有益于延缓固化时间。从技术经济角度考虑,主剂质量分数不低于30%,缓凝剂质量分数为0.05%~0.1%。通过调节缓凝剂用量,可以满足矿场施工时间要求。当封堵剂组成为质量分数为5%的增粘剂+质量分数为0.15%的固化剂+质量分数为0.1%的缓凝剂+质量分数为30%的主剂时,其固化时间约为20 h。

**关键词:**大尺寸优势通道 固化时间 封堵剂 性能评价 渤海油田

中图分类号:TE345

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2017)06-0103-05

## Performance evaluation of plugging agent for large-size preferential channels in Bohai Oilfield

Wang Tingting<sup>1</sup>, Lu Xiangguo<sup>1</sup>, Chen Yang<sup>1</sup>, Pan He<sup>1</sup>, Zhang Yunbao<sup>2</sup>, Xia Huan<sup>2</sup>

(1.Key Laboratory of Enhanced Oil and Gas Recovery of Educational Ministry, Northeast Petroleum

University, Daqing City, Heilongjiang Province, 163318, China; 2.Research Institute, Tianjin

Branch Company, CNOOC China Ltd., Tianjin City, 300450, China)

**Abstracts:** Compared with the onshore oilfield, Bohai Oilfield has great differences in reservoir geological characteristics, injection-production parameters and completion methods. In order to solve the technical problem of the fluid channeling in Bohai Oilfield, the experimental study on the composition selection and performance evaluation of the plugging agent was carried out based on the reservoir characteristics and fluid properties in Bohai Oilfield. The results show that the plugging agent is a dark gray compact solid, which consists of main agent, curing agent, thickener and retarder. It is a kind of plugging agents for large-size preferential channels which have the characteristics of high compressive strength and low permeability. Little correlation between total mineralization degree of the solvent and curing time, however, the  $\text{CO}_3^{2-}$  and  $\text{HCO}_3^-$  in the solvent are beneficial to prolong the curing time. From the technical and economic point of view, the mass fraction of main agents is no less than 30% and the mass fraction of retarder ranges from 0.05% to 0.1%. Construction time can meet the requirements by adjusting the the mass fraction of the retarder. When the formula of the plugging agent is made up of "thickener 5% + curing agent 0.15% + retarder 0.1% + main agent 30%", the curing time is about 20 h.

**Key words:** large-size preferential channels; curing time; plugging agent; performance evaluation; Bohai Oilfield

中国渤海油田具有储层厚度大、渗透率高、非均质性严重、岩石胶结强度低和单井注采强度大等

特点,开采难度极大<sup>[1-7]</sup>。随着开采时间的增加,注采井优势通道对注聚合物或注水开发效果的影响

收稿日期:2017-07-17。

作者简介:王婷婷(1992—),女,黑龙江拜泉人,在读硕士研究生,从事提高油气采收率研究。联系电话:(0459)6503406, E-mail:wangtingting0527@163.com。

基金项目:国家科技重大专项“渤海双高油田多级窜流堵调驱一体化技术研究及示范”(2016ZX05058-003-010),中海石油(中国)有限公司天津分公司重点攻关课题“无机复合地质聚合物凝胶堵调堵技术及其配套方法研究”(CCL2016TJTJLST0676)。

日渐严重,已成为制约油田高效开发的技术难题之一。近年来,中国陆上油田在优势通道治理研究和矿场实践方面已取得丰硕成果,形成了以聚合物体膨颗粒、淀粉-丙烯腈凝胶和复合离子聚合物凝胶调剖堵水等为代表的大尺寸优势通道治理技术,取得了良好的增油降水效果。与陆上油田相比,渤海油田在储层地质特征、注采参数和完井方式等方面存在较大差异,主要表现在:①渤海油田储层岩石胶结强度极低(取心岩心必须冷冻保存,否则,常温下一块岩心不久就会变成一堆油砂);②单井注采强度较大(水井日注入量少则几百方,多则上千方),水流冲刷作用较强,极易破坏岩心结构,形成大尺寸优势通道;③为防止储层结构破坏后井筒出砂,海上稠油油田油水井都采取优质筛管完井方式(网孔直径为70目)。因此,陆上油田广泛应用的颗粒类封堵剂因筛管直径小而无法使用,凝胶类封堵

剂则因封堵强度低和费用高而无法满足大尺寸优势通道封堵技术经济指标要求。为解决渤海油田注采井间窜流技术难题,以渤海油田储层和流体为实验对象,开展封堵剂性能评价和配方优选研究,以期后续矿场试验提供重要决策依据<sup>[8-14]</sup>。

## 1 实验条件

### 1.1 实验材料及方法

封堵剂由主剂与增粘剂、固化剂和缓凝剂组成,其中主剂主要成分为超细粉煤灰和钢渣混合物,粒径大于300目,增粘剂为无机增粘剂,固化剂为NaOH,缓凝剂为复合缓凝剂。

实验用水为清水、QHD32-6及SZ36-1油田注入水和海水,水质分析结果见表1。

配制不同质量分数的封堵剂,记录其固化时

表1 实验用水水质分析结果  
Table1 Water quality analysis results

水型	离子质量浓度							总矿化度
	K <sup>+</sup> +Na <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	
清水	231.9	12	4.9	106.4	57.6	15.3	389	817.1
QHD32-6油田注入水	921.7	75.1	7.5	737.5	12.6	61.6	1 077.7	2 893.7
SZ36-1油田注入水	2 758.3	627.7	249.4	6 313.3	91.4	0	166.5	10 206.6
海水	10 943	443	65	17 325	281	0	527	29 584

间,并且测试其抗压性能及耐酸、耐盐性能。

### 1.2 仪器设备

用于封堵剂配制和储存的仪器设备包括HJ-6型多头磁力搅拌器、电子天平、烧杯、试管和HW-III A型恒温箱,封堵剂抗压强度测试采用WSM-200KN压力试验机,封堵剂元素组成和微观结构测试采用美国FEI公司Quanta450场发射环境扫描电镜。

## 2 封堵剂性能影响因素

### 2.1 主剂质量分数

对固化时间的影响 在增粘剂质量分数为5%、固化剂质量分数为0.15%和缓凝剂质量分数为0.1%的条件下,当主剂质量分数分别为5%、10%、15%和30%时,封堵剂固化时间分别为240、35、27和20 h,由此可见,随主剂质量分数增加,封堵剂固化时间减少。当主剂质量分数为5%时,封堵剂样品即使放置10 d也未完全固化,轻轻摇动样品就变成细小块状。机理分析认为,由于主剂中含有大量硅酸钠和偏铝酸钠,硅酸钠与氢氧化钙反应生成硅

酸钙,而偏铝酸钠与氢氧化钙反应生成铝酸钙。主剂质量分数越低,可参与反应的硅酸钠质量分数越低,分子间碰撞几率越低,从而导致反应时间变长。

对抗压强度的影响 由主剂质量分数对封堵剂抗压强度影响的实验结果(图1)可以看出,主剂质量分数为30%时封堵剂抗压强度最优;进一步分析可知,当主剂质量分数为10%和15%时,封堵剂破裂压力相差不大,但在达到破裂压力之前,在相同

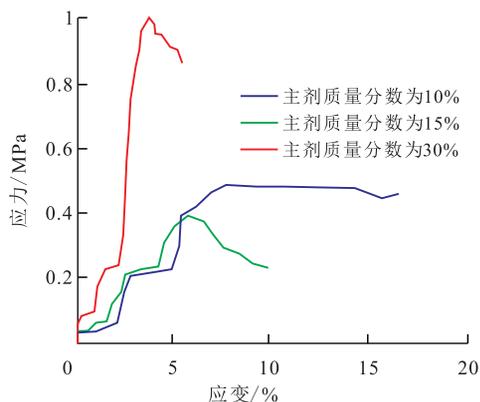


图1 主剂质量分数对应力-应变关系的影响  
Fig.1 Influence of mass fractions of main agent on stress-strain relationship

抗压强度下,主剂质量分数为15%时封堵剂形变量更小,抗压能力更优。

对土酸酸溶性的影响 由主剂质量分数对封堵剂样品土酸酸溶性影响实验结果(表2)可见,主

表2 不同主剂质量分数下封堵剂失重率

Table2 Weight loss rate of plugging agent under various mass fractions of main agent %

主剂	土酸酸	封 堵 剂 失 重 率				
		溶蚀时 间为1 h	溶蚀时 间为2 h	溶蚀时 间为3 h	溶蚀时 间为4 h	溶蚀时 间为5 h
10	5	64	82.38	87.35	95.6	99.97
	7	71.27	88.53	94.56	99.73	100
	13	81.99	90.62	98.07	100	100
15	5	59.37	77.54	85.36	93.57	99.91
	7	68.29	83.78	89.77	99.57	100
	13	74.63	85.93	96.31	100	100
30	5	56.36	73.67	84.21	92.89	99.87
	7	60.34	75.88	86.57	99.13	100
	13	61.65	79.67	89.6	100	100

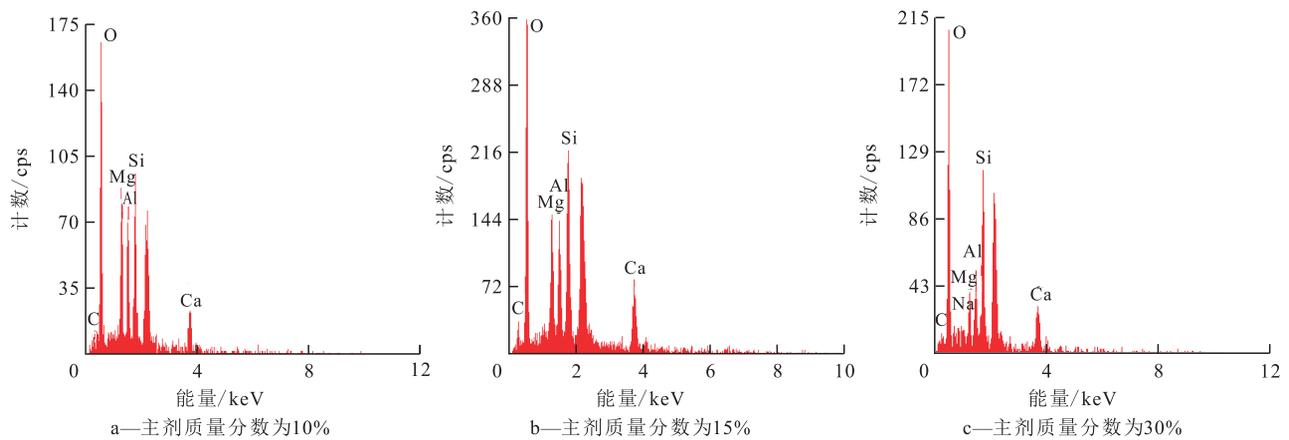


图2 封堵剂能谱

Fig.2 Energy spectrum of plugging agent

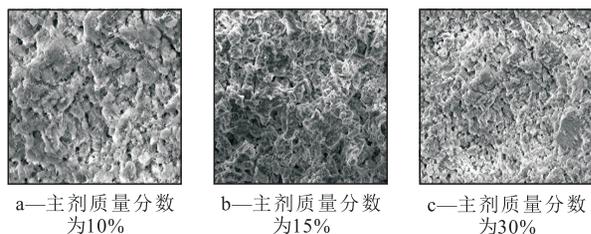


图3 封堵剂微观孔隙结构(放大600倍)

Fig.3 Microscopic pore structure of plugging agent (magnification is 600 times)

和114 h,由此可见,随缓凝剂质量分数增加,封堵剂固化时间逐渐延长。机理分析表明,缓凝剂会吸附于水化产物表面<sup>[15-16]</sup>,吸附层可以阻碍水化产物与水接触,从而降低水化产物水化速度,进而达到延缓固化时间的目的。

对抗压强度的影响 由缓凝剂质量分数对封

堵剂质量分数愈高,封堵剂失重率愈小;土酸酸液质量分数愈高,封堵剂失重率愈大。当土酸与封堵剂间溶蚀时间达到4 h时,封堵剂失重率超过92%,5 h时封堵剂失重率超过99%,几乎完全溶解。

对元素组成和微观孔隙结构的影响 由主剂质量分数对封堵剂元素组成影响的能谱图(图2)可以看出,封堵剂中主要组成元素为Si, Al和O,主剂质量分数变化对元素质量分数存在一定影响,但差异并不明显。由封堵剂微观孔隙结构(图3)可以看出,随主剂质量分数增加,封堵剂孔隙尺寸变小,致密程度提高。

从固化时间、抗压强度和土酸酸溶性等方面考虑,封堵剂主剂质量分数不应低于30%。

### 2.2 缓凝剂质量分数

对固化时间的影响 在主剂质量分数为30%、增粘剂质量分数为5%和固化剂质量分数为0.15%的条件下,当缓凝剂质量分数分别为0.05%,0.1%,0.15%和0.4%时,封堵剂固化时间分别为16,20,29

堵剂抗压强度影响的实验结果(图4)可见,随缓凝剂质量分数增加,抗压强度增大,但差异并不大。

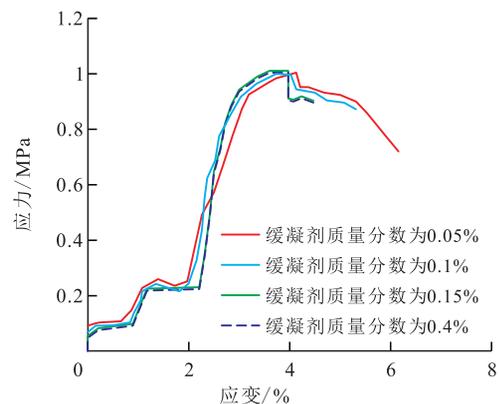


图4 缓凝剂质量分数对应力-应变关系的影响

Fig.4 Effect of mass fractions of retarder on stress-strain relationship

对土酸酸溶性的影响 由缓凝剂质量分数对封堵剂失重率影响的实验结果(表3)可以看出,随缓凝剂质量分数增加,封堵剂失重率变小。机理分析表明,由于缓凝剂对水泥浆液相中的 $\text{Ca}^{2+}$ 和 $\text{Al}^{3+}$ 等具有很强的螯合作用,螯合作用可以降低液相中 $\text{Ca}^{2+}$ 和 $\text{Al}^{3+}$ 的质量分数,因此,随缓凝剂质量分数增加, $\text{Ca}^{2+}$ 和 $\text{Al}^{3+}$ 质量分数降低,从而使封堵剂中填充的金属离子减少,封堵剂酸蚀速度降低。

表3 不同缓凝剂质量分数下封堵剂失重率  
Table3 Weight loss rate of plugging agent under various mass fractions of retard %

缓凝剂 质量 分数	土酸酸 液质量 分数	封 堵 剂 失 重 率				
		溶蚀时 间为1 h	溶蚀时 间为2 h	溶蚀时 间为3 h	溶蚀时 间为4 h	溶蚀时 间为5 h
0.05	5	61.39	76.62	88.74	95.08	99.25
	7	65.37	74.9	90.22	99.05	100
	13	77.92	84.71	94.35	100	100
0.1	5	58.16	74.95	85.61	94.58	97.36
	7	63.65	73.17	87.53	98.47	100
	13	73.73	82.29	93.7	100	100
0.15	5	55.98	73.25	82.77	93.74	94.02
	7	59.29	72.71	85.9	97.45	100
	13	69.57	80.22	92.39	100	100
0.4	5	50.61	69.67	79.43	85.74	91.57
	7	57.01	68.33	80.83	93.67	99.97
	13	65.42	77.9	89.69	98.03	100

从固化时间、抗压强度和土酸酸溶性等方面考虑,推荐封堵剂缓凝剂质量分数为0.05%~0.1%。

### 2.3 溶剂水矿化度

在封堵剂组成为质量分数为5%的增粘剂+质量分数为0.5%的固化剂+质量分数为0.1%的缓凝剂+质量分数为30%的主剂条件下,分别用清水、QHD32-6油田注入水、SZ36-1油田注入水和海水配制封堵剂,其固化时间分别为5.5, 12, 5和5.2 h。由此可见,在4种水中,QHD32-6油田注入水配制封堵剂的固化时间较长,清水、SZ36-1油田注入水和海水配制封堵剂的固化时间较短。机理分析表明,溶剂水矿化度对封堵剂固化时间影响不大,但溶剂水离子组成对封堵剂固化时间存在较大影响。当溶剂水中碱性离子( $\text{CO}_3^{2-}$ 和 $\text{HCO}_3^-$ )含量较高时,碱性离子水解产生的 $\text{OH}^-$ 数目较多,溶液碱性较强,有利于增强缓凝剂与主剂反应形成络合物的稳定性,进而延缓固化时间<sup>[17]</sup>。

对封堵剂固体进行取心,岩心直径为2.5 cm,岩心长度为10 cm,将岩心放入夹持器中进行水驱实验,驱替压差达到0.6 MPa时岩心出口端仍不出

液。由此可见,封堵剂样品渗透性极差,具有良好的封堵性能。

## 3 结论

封堵剂是由主剂与增粘剂、固化剂和缓凝剂组成的灰黑色致密固体,具有较高的抗压强度和较低的渗透性,是一种适用于大尺寸优势通道的封堵材料;封堵剂溶剂水总矿化度与固化时间相关性不大,但溶剂水中的 $\text{CO}_3^{2-}$ 和 $\text{HCO}_3^-$ 有益于减小封堵剂固化速度即延缓固化时间;从技术经济角度考虑,主剂质量分数不低于30%,缓凝剂质量分数为0.05%~0.1%。通过调节缓凝剂质量分数,可以满足矿场施工时间要求。若封堵剂组成为质量分数为5%的增粘剂+质量分数为0.15%的固化剂+质量分数为0.1%的缓凝剂+质量分数为30%的主剂,其固化时间约为20 h。

### 参考文献:

- [1] 郭太现,苏彦春.渤海油田稠油油藏开发现状和技术发展方向[J].中国海上油气,2013,25(4):26-30,35.  
Guo Taixian, Su Yanchun. Current status and technical development direction in heavy oil reservoir development in Bohai oilfields[J]. China Offshore Oil and Gas, 2013, 25(4): 26-30, 35.
- [2] 邓景夫,吴晓慧,王刚,等.绥中油田各项措施增油效果劈分方法[J].油气地质与采收率,2017,24(2):107-110.  
Deng Jingfu, Wu Xiaohui, Wang Gang, et al. Splitting method of incremental oil effect by composite measures in Suizhong oilfield [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2017, 24(2): 107-110.
- [3] 李欣,闫伟鹏,崔周旗,等.渤海湾盆地潜山油气藏勘探潜力与方向[J].石油实验地质,2012,34(2):140-144.  
Li Xin, Yan Weipeng, Cui Zhouqi, et al. Prospecting potential and targets of buried-hill oil and gas reservoirs in Bohai Bay Basin [J]. Petroleum Geology & Experiment, 2012, 34(2): 140-144.
- [4] 姜维东,张健,何宏,等.渤海油田深部调驱体系研制及调驱参数优化[J].东北石油大学学报,2013,37(3):74-79.  
Jiang Weidong, Zhang Jian, He Hong, et al. Development and parameter optimization of in-depth profile control and oil displacement agent for Bohai Oilfield [J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2013, 37(3): 74-79.
- [5] 田仲强,黄敏,田荣恩,等.胜利油田稠油开采技术现状[J].特种油气藏,2001,8(4):52-55.  
Tian Zhongqiang, Huang Min, Tian Rongen, et al. Current status of heavy oil recovery techniques in Shengli oilfield [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2001, 8(4): 52-55.
- [6] 姜维东,张健,唐晓东.渤海油田驱油用聚合物线团尺寸与岩石孔喉配伍性研究[J].油田化学,2012,29(4):446-451.  
Jiang Weidong, Zhang Jian, Tang Xiaodong. Compatibility of clew

- dimension of flooding polymer and rock pore throat in Bohai oil-field[J].Oilfield Chemistry,2012,29(4):446-451.
- [7] 陈红伟,冯其红,张先敏,等.考虑优势通道发育的层状水驱油藏开发指标预测方法[J].油气地质与采收率,2017,24(4):72-77.  
Chen Hongwei, Feng Qihong, Zhang Xianmin, et al.A method of development index prediction for multi-layer waterflooding reservoir with preferential flow path[J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency,2017,24(4):72-77.
- [8] 金发扬,蒲万芬,任兆刚,等.稠油水驱降粘开采新技术实验研究[J].特种油气藏,2005,12(6):95-97.  
Jin Fayang, Pu Wanfen, Ren Zhaogang, et al.Experimental study of viscosity reduction by water flooding for heavy oil [J].Special Oil & Gas Reservoirs,2005,12(6):95-97.
- [9] 谢晓庆,冯国智,刘立伟,等.海上油田聚合物驱后提高采收率技术[J].油气地质与采收率,2015,22(1):93-97.  
Xie Xiaoqing, Feng Guozhi, Liu Liwei, et al.Study on enhanced oil recovery technology after polymer flooding in offshore oilfield [J].Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2015, 22(1): 93-97.
- [10] 刘东,李云鹏,张凤义,等.弱凝胶提高海上稠油油田采收率影响因素分析[J].特种油气藏,2013,20(2):72-74.  
Liu Dong, Li Yunpeng, Zhang Fengyi, et al.Analyses of the factors affecting EOR of offshore heavy oilfields with weak gel [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2013, 20(2): 72-74.
- [11] 唐孝芬,刘玉章,向问陶,等.渤海SZ36-1油藏深部调剖剂研究与应用[J].石油勘探与开发,2005,32(6):109-112.  
Tang Xiaofen, Liu Yuzhang, Xiang Wentao, et al.Study and application of deep profile controlling agent in the SZ36-1 Oilfield, Bohai Bay basin[J].Petroleum Exploration and Development, 2005, 32(6):109-112.
- [12] Yu Qin, Lu Xiangguo, Liu Jinxiang, et al.Rheological properties of poly(ethylene glycol)/poly(acrylamide-co-cellulose) semi-interpenetrating networks gel [J].Journal of Dispersion Science and Technology, 2015, 36(6): 838-844.
- [13] 李雪,卢祥国,周彦霞,等.渤海NB35-2油田“调驱+热采”提高采收率技术[J].大庆石油地质与开发,2015,34(2):130-134.  
Li Xue, Lu Xiangguo, Zhou Yanxia, et al.EOR technique by “profile control and thermal flooding” for Bohai NB35-2 Oilfield [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2015, 34(2):130-134.
- [14] Xie Kun, Lu Xiangguo, Li Qiang, et al.Analysis of reservoir applicability of hydrophobically associating polymer [J].SPE Journal, 2016, 21(1):1-9.
- [15] 张云升,孙伟,林玮,等.用环境扫描电镜原位定量追踪K-PSDS型地聚合物混凝土界面区的水化过程[J].硅酸盐学报,2003,31(8):806-810.  
Zhang Yunsheng, Sun Wei, Lin Wei, et al.In situ quantitatively tracking the hydration process of interfacial transition zone between coarse aggregate and K-PSDS geopolymer matrix with ESEM [J].Journal of the Chinese Ceramic Society, 2003, 31(8): 806-810.
- [16] 陈明凤,杜勇,彭家惠,等.缓凝剂在磷石膏水化进程中的影响[J].重庆大学学报,2010,33(11):77-83.  
Chen Mingfeng, Du Yong, Peng Jiahui, et al.The influence of retarders in the hydration process of phosphogypsum [J].Journal of Chongqing University, 2010, 33(11):77-83.
- [17] 卢祥国,谢坤,曹豹,等.Cr<sup>3+</sup>聚合物凝胶成胶效果及其影响因素[J].中国石油大学学报:自然科学版,2015,39(3):170-176.  
Lu Xiangguo, Xie Kun, Cao Bao, et al.Study on gelling effect of Cr<sup>3+</sup> polymer gel and its influence factors [J].Journal of China University of Petroleum: Edition of Natural Sciences, 2015, 39(3): 170-176.

编辑 刘北羿