

◀ 油气开采 ▶

doi:10.3969/j.issn.1001-0890.2012.01.019

有机硅吸水膨胀型选择性堵水剂的合成与性能评价

谢水祥¹, 蒋官澄¹, 陈勉¹, 王崇先², 姜昆³, 李克华⁴

(1. 油气资源与探测国家重点实验室(中国石油大学(北京)), 北京 102249; 2. 中国石油吐哈油田分公司工程技术研究院, 新疆鄯善 838202; 3. 中国石油吐哈油田分公司井下技术作业公司, 新疆鄯善 838200; 4. 长江大学化学与环境工程学院, 湖北荆州 434023)

摘要:油井出水后会造成油井出砂、井底流压增大、自喷井停喷、井下设备被腐蚀,甚至造成严重的油井故障。国内外已研制开发的选择性堵水剂存在选择性不够理想、成本较高等不足,推广应用受到限制。采用水溶液聚合反应,在阳离子、阴离子及非离子单体的三元共聚物中引入有机硅活性官能团,合成了一种新型有机硅吸水膨胀型选择性堵水剂,其配方为:40 mL 水+6.2 g 丙烯酰胺+5.0 g 甲基硅酸+4.2 g 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸+1.0 g 四甲基氯化铵+0.03 g 硅偶联剂 GL-1+0.10 g 硅偶联剂 GL-2+0.025 g K₂S₂O₈+0.05 g NaHSO₃;合成条件是在 60 ℃下反应 8 h。性能评价试验结果表明:新型选择性堵水剂对油水具有很好的选堵性,堵水率在 95%以上,堵油率低于 10%;可选择封堵高渗透大孔道及出水层位,对低渗透油层损害小;具有较高的封堵强度,水的突破压力梯度大于 10 MPa/m,满足油井现场堵水作业的工程要求。

关键词:出水 有机硅化合物 选择性堵水剂 堵水率

中图分类号:TE254 文献标识码:A 文章编号:1001-0890(2012)01-0092-06

Development and Performance Evaluation of an Organic Silicon Water-Absorbing Expansion Selective Water Shutoff Agent

Xie Shuixiang¹, Jiang Guancheng¹, Chen Mian¹, Wang Chongxian², Jiang Kun³, Li Kehua⁴

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting (China University of Petroleum (Beijing)), Beijing, 102249, China; 2. Research Institute of Engineering Technology, Tuha Oilfield Branch Company, Shanshan, Xinjiang, 838202, China; 3. Downhole Technology Operation Company, Tuha Oilfield Branch Company, Shanshan, Xinjiang, 838200, China; 4. College of Chemical and Environmental Engineering, Yangtze University, Jingzhou, Hubei, 434023, China)

Abstract: Water production from oil wells would result in sand production, bottom-hole flowing pressure increase, flowing stop of the natural flowing well, underground equipments corrosion, and even more serious accidents of oil wells. The application of selective water shutoff agent developed worldwide is limited due to their undesirable selectivity and high cost. Organic silicon active functional groups were introduced into anionic, cationic and non-ionic monomer terpolymer through water solution polymerization reaction, a new organic silicon water-absorbing expansion selective water shutoff agent was developed. In the synthetic formula, it contains water 40 mL, acrylamide 6.2 g, methanesiliconic acid 5.0 g, 2-acrylamide-2-methyl propane sulfonic acid 4.2 g, tetramethylammonium chloride 1.0 g, organosilicon coupler GL-1 0.03 g, organosilicon coupler GL-2 0.10 g, K₂S₂O₈ 0.025 g, and NaHSO₃ 0.05 g. The synthetic condition was to react for 8 h under 60 ℃. Test results of the performance evaluation showed that: new selective water shutoff agent has good selective plugging ability for oil and water, water shutoff rate is more than 95% while oil shutoff rate is lower than 10%. It can selectively seal high penetration throats and water layers while have little damages to low permeability reservoirs. It also has high sealing strength, and its water breakthrough pressure gradient is more than 10 MPa/m, which meets the engineering requirements of water shutoff for oil well on-site.

Key words: producing water; organosilicon compound; selective water shutoff agent; water shutoff rate

进入注水开发后期的油田,由于地层的非均质性导致生产井含水急剧上升,产油量迅速下降,水处理工作量加大,油藏采出程度低甚至出现水淹井,生产成本显著提高,经济效益明显下降^[1-4]。目前,控制油井产水的主要方法是堵水,而在油井内采用的堵水方法分为机械和化学两大类。化学堵水^[5-8]因其适用性和堵水效果较好而被广泛采用,根据堵剂

收稿日期:2010-06-07;改回日期:2011-12-16。

作者简介:谢水祥(1978—),男,湖北黄冈人,2001年毕业于江汉石油学院化学工程与工艺专业,2004年获长江大学矿物学岩石学矿床学专业硕士学位,在读博士研究生,工程师,主要从事油田化学品、环保钻井液、废弃钻井液处理与资源化利用等方向的技术研究工作。

联系方式:(010)89732239,hbxsx168@126.com。

基金项目:国家科技重大专项子课题“复杂结构井储层损害评价与保护技术研究”(编号:2011ZX05009-005-03A)、国家杰出青年科学基金项目“多孔介质油气藏气湿性基础理论研究”(编号:50925414)的部分研究成果。

对油层和水层的堵塞效果分为非选择性堵水剂和选择性堵水剂。随着油田开发和环境保护要求的不断提高,选择性堵水剂在油田应用越来越广泛,国内外已研制开发的选择性堵水剂有油基水泥、有机硅树脂、酚醛树脂和泡沫类堵水剂^[9-13]。但是,这些选择性堵水剂存在一些不足,如选择性不够理想、成本较高,限制了其扩大应用,急需开发选择性好、成本低、原材料来源广的新型选择性堵水剂。为此,笔者通过优化设计聚合物分子结构,接枝了具有抗高温、抗盐性能的单体,选择了反应活性高,并能通过自身活性基团的反应使产物形成一种立体网状结构的偶联剂(有机硅偶联剂),在水溶液聚合的条件下,采用氧化还原引发剂进行阴离子、阳离子、非离子三种单体的交联聚合,合成了吸水膨胀性较好、封堵强度高、选择性优良的新型有机硅选择性堵水剂。

1 新型选择性堵水剂的合成

1.1 试剂与仪器

阴离子单体:甲基硅酸(化学纯)、2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸(AMPS, 化学纯);非离子单体:丙烯酰胺(AM, 化学纯);阳离子单体:四甲基氯化铵(工业级);硅偶联剂:GL-1(工业级)、GL-2(工业级);引发剂:过硫酸钾(K₂S₂O₈)、亚硫酸氢钠(NaHSO₃)。

仪器主要有三口烧瓶、恒温水浴锅、搅拌器、氮气瓶、温度计、秒表、部分玻璃仪器。

1.2 合成配方

通过试验分析了阴离子单体、非离子单体、阳离子单体、偶联剂、引发剂、合成温度及反应时间等因素对选择性堵水剂溶胀度的影响,并在此基础上确定了选择性堵水剂较优的合成配方和合成条件。合成配方:40 mL 水+6.2 g 丙烯酰胺+5.0 g 甲基硅酸+4.2 g 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸+1.0 g 四甲基氯化铵+0.03 g 硅偶联剂 GL-1+0.10 g 硅偶联剂 GL-2+0.025 g K₂S₂O₈+0.05 g NaHSO₃。合成条件是在60℃下反应8 h。

1.3 合成步骤

- 1) 在置于水浴锅中的三口烧瓶中加入40 mL 蒸馏水,同时通入氮气,排出烧瓶中的空气;
- 2) 开启搅拌器,边搅拌边加入6.2 g 丙烯酰胺,使其充分溶解;

- 3) 边搅拌边加入5.0 g 甲基硅酸,使其均匀混合;
- 4) 边搅拌边加入4.2 g 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸,使其充分溶解;
- 5) 边搅拌边加入1.0 g 四甲基氯化铵,使其均匀混合;
- 6) 边搅拌边加入0.03 g 有机硅偶联剂GL-1,使其均匀混合;
- 7) 边搅拌边加入0.10 g 有机硅偶联剂GL-2,使其均匀混合;
- 8) 将水浴锅中的水温升至60~70℃后,边搅拌边加入0.025 g K₂S₂O₈;
- 9) 快速加入0.05 g NaHSO₃,搅拌,使其充分溶解;
- 10) 保持水浴恒温,控制反应温度不高于70℃,10 min左右后开始聚合;
- 11) 继续保温静置反应8~10 h后,得到透明弹性产物;
- 12) 透明弹性产物经干燥后,可根据需要,粉碎成不同粒径的有机硅吸水膨胀型堵水剂。

2 性能评价方法

2.1 溶胀度

溶胀度的测定采用筛网滤法:将一定质量(m_1)的吸水膨胀型堵水剂加入到水溶液中,待其吸水饱和后,经12目筛网过滤,测其质量(m_2),利用下式计算溶胀度(Q):

$$Q = (m_2 - m_1) / m_1 \quad (1)$$

2.2 封堵率

封堵率是在岩心流动试验装置上按照《钻井液用桥接堵漏材料室内试验方法》SY/T 5840—2007中的封堵率测试步骤进行。将人造岩心或现场岩心装入岩心夹持器,用水饱和,测其水相渗透率(K_1),然后挤入一定体积的堵水剂,在恒温水浴(60℃)中养护一定时间后,取出岩心测定其水相渗透率(K_2)和突破压力梯度,由 K_1 和 K_2 计算堵水率。

3 试验结果与讨论

3.1 矿化度对溶胀度的影响

国内各油田的地层水类型不同,矿化度差别也

比较大。在注水开发过程中,水中离子矿化度对选择性堵水剂的性能(如溶胀度)影响较大,而选择性堵水剂在水中的溶胀度又影响堵水剂的堵水效果和封堵强度。溶胀度越大,堵水效果越高,封堵强度则越低。因此,在调剖堵水作业中,要求选择性堵水剂同时具有一定的溶胀度和较好的封堵强度。笔者在25 ℃下测试了新型选择性堵水剂在不同矿化度NaCl和CaCl₂水溶液中的溶胀度,结果见图1、图2。

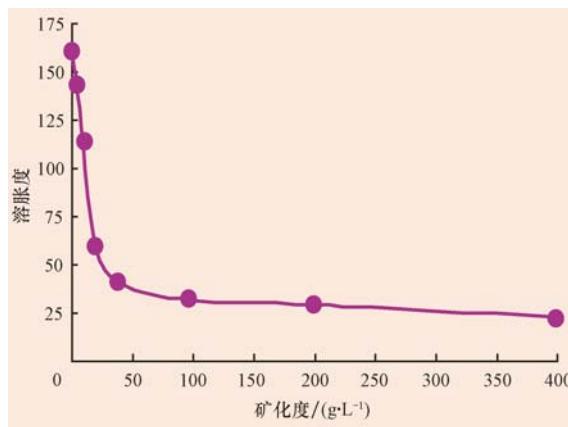


图1 选择性堵水剂在NaCl溶液中的溶胀度

Fig. 1 Swelling times of the selective water shutoff agent in NaCl solution

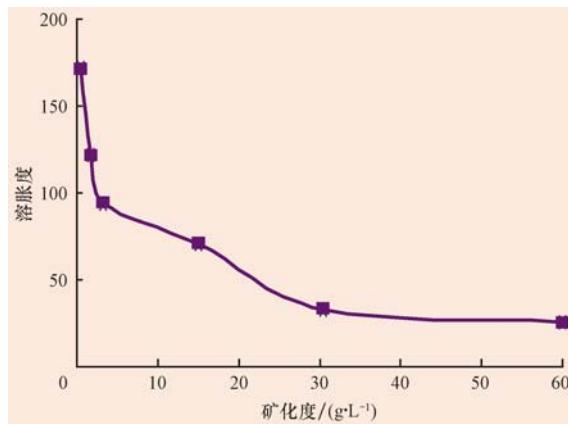


图2 选择性堵水剂在CaCl₂溶液中的溶胀度

Fig. 2 Swelling times of the selective water shutoff agent in CaCl₂ solution

从图1、图2可以看出,随着矿化度的增大,选择性堵水剂的溶胀度变小,但在矿化度400 g/L NaCl溶液和60 g/L CaCl₂溶液中,选择性堵水剂的溶胀度仍在20倍以上。同时,还发现,选择性堵水剂的溶胀度受矿化度的影响是可逆的,即选择性堵水剂在高矿化度水中浸泡后再放入低矿化度水中浸泡,溶胀度会增大;在低矿化度水中溶胀后再放入高矿化度水中,又会发生收缩。

3.2 温度对溶胀度的影响

笔者在不同温度下测试了新型选择性堵水剂在NaCl和CaCl₂溶液中的溶胀度,结果见表1、表2。

表1 不同温度下选择性堵水剂在NaCl溶液中的溶胀度

Table 1 Swelling times of selective water shutoff agent at different temperatures in NaCl solution

Na ⁺ 质量浓度/(mg·L ⁻¹)	溶胀度		
	25 ℃	50 ℃	80 ℃
5 000	112	145	173
10 000	58	67	72
20 000	40	51	56
50 000	31	39	44
100 000	29	37	42

表2 不同温度下选择性堵水剂在CaCl₂溶液中的溶胀度

Table 2 Swelling times of selective water shutoff agent at different temperatures in CaCl₂ solution

Ca ²⁺ 质量浓度/(mg·L ⁻¹)	溶胀度		
	25 ℃	50 ℃	80 ℃
100	172	160	155
500	120	122	116
1 000	94	98	82
5 000	71	69	74
10 000	33	30	28

从表1、表2可以看出,对于一价阳离子盐水介质,随着温度的升高,溶胀度增大,在阳离子质量浓度低时(<10 000 mg/L)尤为明显,而在二价阳离子盐水中,溶胀度受温度影响较小。我国油田地层水中主要为一价阳离子,二价阳离子的质量浓度一般小于5 000 mg/L,堵水剂的配制也一般在常温(25 ℃)下进行,注入地层后温度升高,可见合成的有机硅膨胀型选择性堵水剂有利于现场配制施工。

3.3 浸泡时间对溶胀度的影响

笔者在常温下测试了新型选择性堵水剂在0.5% NaCl溶液中溶胀度随浸泡时间的变化情况,结果见图3。从图3可以看出,随着浸泡时间的延长,选择性堵水剂的溶胀度增大,24 h以后,溶胀度变化逐渐趋缓。油田施工现场配制和施工100 m³堵水剂的时间为7~12 h,由此可看出堵水剂在注入过程中不会因膨胀过大影响施工,并且,注入堵水剂后关井0.5~1.0 d即可开井生产,缩短了施工周期,对生产几乎不造成影响。

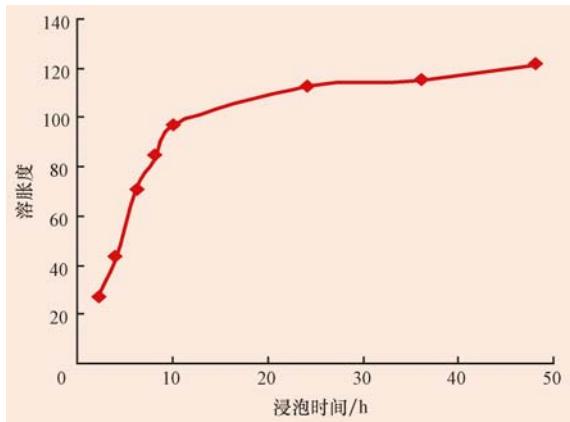


图3 选择性堵水剂浸泡不同时间的溶胀度

Fig. 3 Swelling times of selective water shutoff agent after different immersion time

3.4 酸碱度对溶胀度的影响

图4为新型选择性堵水剂在不同pH值溶液中的溶胀度。由图4可看出，堵水剂在强酸性溶液中基本上不膨胀，在弱酸性溶液中溶胀度明显增大，在碱性溶液中溶胀度与在中性溶液中相当，说明酸性介质对堵水剂的溶胀性影响大，可采用酸化解堵。

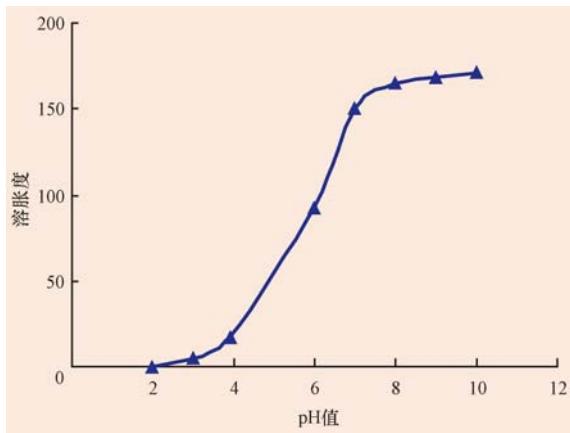


图4 选择性堵水剂在不同pH值溶液中的溶胀度

Fig. 4 Swelling times of selective water shutoff agent in solutions of different pH value

3.5 油介质对溶胀度的影响

有机硅吸水膨胀型堵水剂在油中不膨胀，在水中溶胀后放在油中又慢慢收缩，析出游离水，同时溶胀度急剧下降，说明该堵水剂对油水具有较强的选择性。

3.6 化学稳定性

称取2g堵水剂凝胶块放入0.5%盐酸中于100℃下蒸煮1周，凝胶块形完整，溶胀度变小，取

出后，放入碱性水中洗至中性，24 h后溶胀度增大，说明有机硅吸水膨胀型选择性堵水剂在酸性条件下是稳定的。

称取2g堵水剂凝胶块放入0.5%NaOH溶液中蒸煮1周，溶液明显变黏，凝胶块变稀散，说明有机硅吸水膨胀型堵水剂在碱性介质中会发生水解，并导致凝胶结构被破坏。

称取2g堵水剂凝胶块放入0.5%双氧水中或过硫酸钾溶液中，蒸煮1周，凝胶块变得不完整，说明氧化降解作用可使其凝胶结构受到破坏。

有机硅吸水膨胀型堵水剂凝胶块在室温下密封存放1a，其溶胀度基本不变。

3.7 封堵效果

3.7.1 堵水剂粒径大小与地层渗透率匹配关系

将合成的有机硅吸水膨胀型选择性堵水剂研磨成粒径分别为30, 60, 90和130 μm的粉末，应用不同渗透率的人造岩心分别进行岩心流动试验。驱替介质为1000 mg/L NaCl溶液，岩心为φ25 mm×60 mm人造砂岩岩心，堵水剂的质量分数为0.1%，堵水剂溶液挤入量为5倍孔隙体积，封堵时间16 h。试验结果见表3。

由表3可知：

1)对于空气渗透率0.8~15.0 D的人造岩心，采用粒径30~130 μm的选择性堵水剂，堵水率均达到95%以上。依此类推，渗透率更大的岩心，可选用更大粒径的堵水剂。

2)渗透率越低，突破压力梯度越高，封堵效果越好，堵后渗透率几乎降至零；随着渗透率增大，突破压力梯度明显降低，堵水率也降低。说明堵水剂选择进入孔隙性孔道中，堵水剂粒径小，大小孔道都能进入，封堵程度高。如果堵水剂粒径大，只能进入大孔道，对小孔道起不到封堵作用。

3.7.2 对高低渗透率地层的选择性

采用平行岩心试验装置，选择高低渗透率级差不同的岩心组，在相同的挤入压差下，考察了新型选择性堵水剂对高低渗透率岩心的选择封堵效果，试验结果见表4。由表4可知，随着渗透率级差增大，高渗透岩心的封堵效果变好。说明堵水剂优先进入高渗透地层，选择封堵高渗透大孔道，而对低渗透层的损害较小。因此，现场施工时，可不下封隔器，不动管柱和泵，直接从套管挤入选定性堵水剂，依靠堵水剂自身的选择性来封堵高渗透出水大孔道。

表 3 选择性堵水剂粒径大小与渗透率匹配关系

Table 3 Matching relationship between particle size and permeability of selective water shutoff agent

K_g/D	$\phi/\mu\text{m}$	p_1/MPa	K_1/D	$\Delta p/(\text{MPa} \cdot \text{m}^{-1})$	p_2/MPa	K_2/D	$\eta,\%$
0.886	30	0.46	0.291	15.70	0.98	0.000 17	99.9
3.762	60	0.30	1.276	3.30	0.86	0.000 37	99.9
15.044	90	0.01	6.660	0.83	0.17	0.225 00	96.6
13.199	130	0.20	6.336	0.96	0.03	0.363 00	94.3

注: K_g 为岩心空气渗透率; ϕ 为选择性堵水剂粒径; p_1 为挤入压力; K_1 为堵前水相渗透率; Δp 为突破压力梯度; p_2 为返排压力; K_2 为堵后水相渗透率; η 为堵水率。

表 4 选择性堵水剂对高低渗透岩心的封堵效果

Table 4 The shutoff effect in high/low permeability cores of selective water shutoff agent

渗透率级差	K_g/D	$\phi/\mu\text{m}$	p_1/MPa	V/mL	K_1/D	p_2/MPa	K_2/D	$\eta,\%$
2.0	0.844	30	0.70	26	0.200	0.30	0.0050	98
	0.422	30	0.70	25	0.097	0.30	0.000 5	99
6.5	1.163	80	0.02	12	0.065 1	0.14	0.000 6	99
	0.180	80	0.02	10	0.015 2	0.14	0.006 2	59
10.1	4.206	130	0.40	60	1.533	0.30	0.110 5	93
	0.415	130	0.40	30	0.225	0.30	0.082 1	63
16.5	13.199	130	0.20	85	6.336	0.03	0.363 0	94
	0.799	130	0.20	13	0.120	0.03	0.035 0	70
20.9	3.645	90	0.02	30	0.968	0.03	0.152 0	84
	0.174	90	0.02	13	0.018	0.03	0.018 0	0

注: K_g 为岩心空气渗透率; ϕ 为选择性堵水剂粒径; V 为堵水剂挤入体积; p_1 为挤入压力; K_1 为堵前水相渗透率; p_2 为返排压力; K_2 为堵后水相渗透率; η 为堵水率。

3.7.3 对油水的选择性

分别以煤油和 2% NaCl 溶液作为驱替介质, 测定了新型选择性堵水剂对油水的封堵效果, 并与大庆油田现场使用的相对分子质量 500 万的部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)作对比, 结果见表 5。试验条件: 25 °C, 堵水剂挤入量为 5 倍孔隙体积, 堵水剂溶液中堵水剂的质量分数为 0.1%。

从表 5 可以看出, 当用 2% NaCl 溶液作驱替液时, 堵水剂的堵水率在 95% 以上, 而堵油率低于 10%, 表现出良好的选择性, 而大庆油田现场用的相对分子质量 500 万 HPAM 的堵水率为 94.3%, 堵油率 10.9%, 说明合成的新型选择性堵水剂的堵水效果及选择性均优于部分水解聚丙烯酰胺(HPAM)。

表 5 选择性堵水剂对油水的封堵效果

Table 4 Plugging effect of the plugging agent on oil and water

K_{w1}/D	K_{w2}/D	$\eta_w,\%$	K_{o1}/D	K_{o2}/D	$\eta_o,\%$
0.186	0.005 0	97.3	0.162	0.147	9.6
0.280	0.008 1	97.1	0.244	0.221	9.6
0.675	0.001 4	99.8	0.587	0.531	9.5

注: K_{w1} 为堵前水的渗透率; K_{w2} 为堵后水的渗透率; η_w 为堵水率; K_{o1} 为堵前油的渗透率; K_{o2} 为堵后油的渗透率; η_o 为堵油率。

4 结 论

1) 新型选择性堵水剂的合成配方为: 蒸馏水 40 mL, 非离子单体丙烯酰胺 6.2 g, 阴离子单体甲基硅酸 5.0 g, 2-丙烯酰胺-2-甲基丙磺酸 4.2 g, 阳离子单体四甲基氯化铵 1.0 g, 硅偶联剂 GL-1 0.03 g, 硅偶联剂 GL-2 0.10 g, $\text{K}_2\text{S}_2\text{O}_8$ 0.025 g, NaHSO_3 0.05 g。合成条件为在 60 °C 下反应 8 h。

2) 新型选择性堵水剂粒径与地层渗透率存在一定匹配关系, 粒径会影响堵水剂的堵水效果。堵水剂会选择进入孔隙性孔道, 粒径越小, 封堵程度越高。同时, 该堵水剂还可选择性封堵高渗透大孔道及出水层位, 对低渗透油层损害小。

3) 新型选择性堵水剂对油水具有很好的选择性, 堵水率在 95% 以上, 而堵油率低于 10%。

参 考 文 献

References

- [1] 严曦, 岳湘安, 万新安. 有机—无机复合-1 凝胶调剖剂的研制[J]. 内蒙古石油化工, 2009, 20(8): 20-23.
Yan Xi, Yue Xiang'an, Wan Xin'an. Preparation for organic-inorganic composite gel profile control agent[J]. Inner Mong-

- lia Petrochemical Industry, 2009, 20(8): 20-23.
- [2] 王显光, 苏长明, 于培志, 等. 钻井用高分子冻胶堵水剂的室内研究[J]. 石油钻探技术, 2005, 37(3): 26-29.
Wang Xianguang, Su Changming, Yu Peizhi, et al. Laboratory study of macromolecule gelatin: an oil well water-plugging agent[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2005, 37(3): 26-29.
- [3] 罗宪波, 蒲万芬, 武海燕, 等. 新型裂缝性低渗透油藏堵水剂性能评价[J]. 石油钻采工艺, 2005, 27(2): 64-66.
Luo Xianbo, Pu Wanfen, Wu Haiyan. Performance evaluation of new water blocking agent in low permeability reservoir with fractures[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2005, 27(2): 64-66.
- [4] Bruton J R, Ivan C D, Heinz T J. Lost circulation control: evolving techniques and strategies to reduce downhole mud losses [R]. SPE 67735, 2001.
- [5] Summers L E, Allison J D. Method for plugging subterranean formations with siliceous gels: US, 4901797[P]. 1990-02-20.
- [6] Eoff L S, Szymanski M J. Well treatment fluid and methods for blocking permeability of a subterranean zone: US, 7128148[P]. 2006-10-31.
- [7] 何龙. 南海西部油田堵水技术研究[D]. 东营: 中国石油大学石油工程学院, 2009.
He Long. Research on water shutoff technology in the western zone of South China Sea oil field[D]. Dongying: China University of Petroleum, College of Petroleum Engineering, 2009.
- [8] 姜维东. Cr³⁺聚合物凝胶性能特征及其应用效果研究[D]. 大庆: 大庆石油学院石油工程学院, 2009.
Jiang Weidong. The property characteristics and its application effect study of Cr³⁺ polymer gel[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, College of Petroleum Engineering, 2009.
- [9] Stavland A, Andersen K I, Sandøy A B, et al. How to blocking a plugging gel system for bullhead selective water shutoff: from laboratory to field[R]. SPE 99729, 2006.
- [10] Eoff Larry S, Keener Krista L. Methods and compositions for cementing wells: US, 7063153[P]. 2006-06-20.
- [11] Horton R L, Prasek B, Growcock F B, et al. Prevention and treatment of lost circulation with cross-linked polymer material: US, 7098172[P]. 2006-08-29.
- [12] 冯兵, 赵仁宝, 李文魁, 等. 气井凝胶堵水剂配方优化及性能评价[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(2): 67-71.
Feng Bing, Zhao Renbao, Li Wenkui, et al. Formulation optimization and performance evaluation of water plugging reagent in gas wells[J]. Petroleum Drilling Techniques, 2010, 38(2): 67-71.
- [13] 穆海朋. 钻井中封堵漏层和水层的理论研究及新型堵剂的研制[D]. 东营: 中国石油大学石油工程学院, 2009.
Mu Haipeng. Theoretical study on plugging leakage zone & water zone in drilling and preparation of new plugging agent [D]. Dongying: China University of Petroleum, College of Petroleum Engineering, 2009.

关于稿件的几点要求

为了方便石油工程界的技术及管理人员投稿, 并进一步加快稿件处理速度, 缩短论文发表周期, 现对所投稿件提出几点要求, 请广大作者理解和支持。

1) 文章题目力求简洁、明了、切实。作者署名一般不超过 5 人, 其余人员可以附言形式注明。将文章题目、作者姓名及所在单位名称译成英文。

2) 摘要 300~500 字, 反映文章的主要论点和结论等, 并译成英文。

3) 初选 3~5 个关键词。

4) 正文一般不超过 8 000 字。要求: 主题突出, 层次清楚; 文字精炼, 语句通顺; 数据准确, 文责自负。公式符号应分清语种、大小写、上下角、正斜体, 易混淆的要注明, 建议使用公式编辑器。图表要有中英文的表名和图名。

5) 参考文献请按照国家标准《GB 7714—2005 参考文献著录格式》(该标准可以从网上下载)要求著录, 中文参考文献著录成中英文对照的形式。

6) 作者简介包括: 出生年份, 性别, 籍贯, 毕业(进修)时间及学校、专业, 主要经历、成就及现任职务。

7) 本刊编辑部严禁一稿两投、一稿多发, 一旦发现, 会影响投稿者的信誉, 将很难再在本刊刊发论文。

8) 请在文章最后注明联系人详细通讯地址、电话(包括手机)、电子信箱等信息。

9) 请从网上投稿, 本刊网站: <http://www.syzt.com.cn>; 联系电话: 010 - 84988356, 84988357, 84988317; 联系邮箱: syzt@vip.163.com。

10) 如果稿件内容为自然科学基金、“863”计划、“973”计划或其他省部级以上科研项目, 请务必在文章最后注明项目名称及编号。