

文章编号:1000-4092(2012)01-001-05

泥页岩稳定性评价中人工模拟岩样的制备*

邱正松,张世锋,黄维安,杨世超,钟汉毅,王富伟

(中国石油大学(华东)石油工程学院,山东 青岛 266555)

摘要:改进了泥页岩稳定指数(*SSI*)评价实验方法中人工模拟实验岩样的制备方法。使用 B28 井岩粉制备岩样,优选 *SSI* 实验模拟岩样制备条件为:10.5 MPa 下压制浆液,得到含水量 14.03% 的岩样模拟上部高含水量地层;10.5 MPa 下压制风干岩粉,得到含水量 1.91% 的岩样模拟深部低含水量地层。优选 *SSI* 实验条件为:在 65℃ 试液中浸泡 8 h 后,测定岩样的 *SSI* 值。扫描电镜(SEM)微结构分析表明,两种方法制备的岩样与实际泥页岩的微观孔隙尺度相近,高含水量模拟岩样的含水量与浅部实际地层泥页岩含水量(12%~14%)相近,低含水量模拟岩样的含水量与深部实际地层泥页岩含水量(2%~3%)相近。改进的 *SSI* 评价方法相对误差为 2.91%,平行性较好,可有效评价防塌剂和防塌体系对泥岩地层的防塌效果及作用机理。图 8 表 5 参 7

关键词:泥页岩稳定指数(*SSI*);防塌钻井液;人工模拟岩样;含水量;制备

中图分类号:TE254;TU411 **文献标识码:**A

如何保持复杂地层井壁稳定是一个世界性难题,国内外学者研发了多种防塌剂。防塌剂评价方法中简单常用的是泥页岩水化分散和膨胀实验^[1],但两者无法模拟井下实际作用状况,存在一定的局限性。泥页岩稳定指数(*SSI*)评价方法将泥页岩水化膨胀性与部分力学性质相结合,有综合评价效果,相对较全面、可靠。在国外,美国白劳德石油公司采用的泥页岩稳定性指数法、前苏联的泥页岩综合性稳定性指数法最具代表性^[1]。它们分别使用 Pierre 页岩^[2]、Glen Rose 页岩^[3,4],在 6.9 MPa 压力下压制 2 h 获得人工岩样。欲针对性的模拟不同泥页岩地层,人工模拟岩样的制备条件有待改进。国内学者早期曾简化应用该方法^[5],但目前我国缺乏公认的、代表性强的泥页岩标准实验岩样,简单引进国外的泥页岩综合性稳定性指数法受到很大制约。本文针对人工模拟实验岩样制备的关键技术问题,基于模拟岩性类型、微观结构以及地层流体等,尽可能用实际泥岩样品和模拟地层水,通过扫描电镜及含水量检测等,探索了模拟岩样的制备方法,以便能更有效地模拟评价防塌剂和防塌体系对实际泥岩地层的防塌效果及作用机理。

1 实验部分

1.1 实验材料

KCl、NaCl,分析试剂;聚丙烯酰胺钾盐 KPAM,大港油田集团油田化学公司;两性离子聚合物 FA367,卫辉市同达化工公司;水玻璃,柏科(天津)硅化物有限公司;聚胺 JA,石大科技创新公司;室内合成的新型铝基防塌剂 HA-Al(腐植酸-铝);自来水(清水)。

SSI 实验岩样为 B28 井泥页岩岩粉,矿物含量:石英 32%、钾长石 8%、斜长石 12%、方解石 8%、白云石 7%、黏土矿物 33%;黏土矿物中各类矿物含量:高岭石 5%、绿泥石 3%、伊利石 18%、伊/蒙间层 74%,间层比 65%。岩样的阳离子交换容量为 300 mmol/kg,比表面积 116.79 m²/g,清水膨胀率 23.21%,清水回收率 1.64%。用 S-4800 冷场扫描电镜(日本日立公司)分析 B28 井泥页岩组构(图 1),该井岩样的微孔尺寸范围为 0.3~1.1 μm,微缝尺寸范围为 1.0~5.0 μm。

* 收稿日期:2011-05-12;修改日期:2011-06-23。

作者简介:邱正松(1964-),男,副院长,教授,博士生导师,中国石油大学(北京)油气井工程专业博士(2001),从事油气井化学工程领域研究,通讯地址:266580 青岛经济技术开发区长江西路 66 号中国石油大学(华东)石油工程学院,电话:0532-86981705, E-mail:qiuzs63@sina.com。

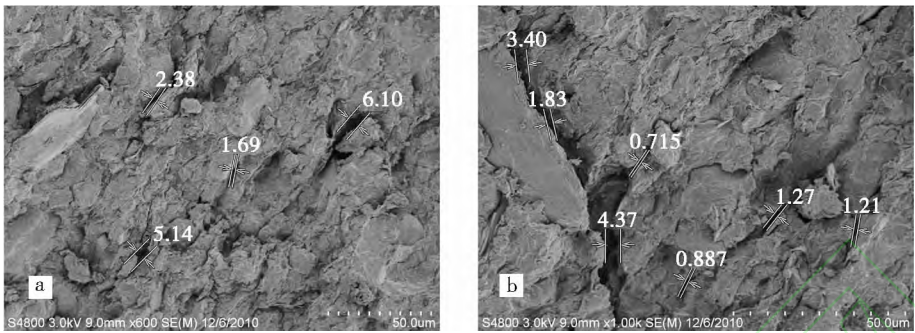


图1 B28 井岩样微孔(a)、微孔及微裂缝(b)SEM 图
图中数值单位:μm

1.2 实验设备

研制的高含水量岩样制备装置见图2。使用柱塞压滤浆液,滤液经滤网、导流槽流出,岩样成型。针入度仪,美国白劳德公司;搅拌机;YLJ600 型压力机,青岛海通达专用仪器厂;S-4800 冷场扫描电镜,日本日立公司;JHTP 新型智能膨胀仪,荆州市现代石油科技发展有限公司。

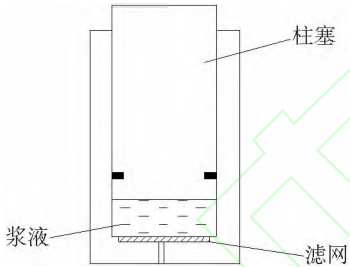


图2 高含水量岩样制备装置示意图

1.3 实验方法

(1)高含水量人工岩样制备 将实验泥岩粉过100 目筛、烘干,按质量比 7:3 与 3.3% NaCl 溶液搅拌混合得到湿岩样(浆);将湿岩样置于盛有恒定水活度溶液的干燥器中充分水化 16 h;称取 150 g 湿岩样放入压样器中,在一定压力下压制 2 h 成型;将成型样品取出装配到滚动罐内的岩心模具中压实 3 min,施加压力应高于成型压力 2.0 MPa;用针入度仪测定组装岩样浸泡前的针入度 HI ;将 350 mL 试液装入滚动罐中,将滚动罐的上盖拧紧密封,使组装岩样浸入试液中,热滚动或静置热浸泡一定时间,卸下上盖,测定浸泡后岩样的针入度 HF 。

(2)低含水量模拟岩样制备 将实验泥岩粉过100 目筛,风干或烘干后,称取 90 g 装入滚动罐内的岩心模具中,用专用柱塞加压压制 2 h 成型。用针入度仪测定组装岩样浸泡前的针入度 HI ;将 350 mL 试液装入滚动罐中,将滚动罐的上盖拧紧密封,使组

装岩样浸入试液中,热滚动或静置热浸泡一定时间,卸下上盖,测定浸泡后岩样的针入度 HF 。

泥页岩综合性稳定性指数 SSI 按式(1)计算^[2, 4]。

$$SSI = 100 - 2(HF - HI) - 4D \tag{1}$$

其中, HI —浸泡前针入度,mm; HF —浸泡后针入度,mm; D —使用针入度仪测量的膨胀或侵蚀量,mm。

2 结果与讨论

2.1 高含水量人工岩样 SSI 实验条件

2.1.1 SSI 实验条件优选

不同地层泥岩样的水化分散程度不同,制得的人工岩样特征也有所差异。岩样与试液的作用方式,对 SSI 实验岩样形态和硬度均有较大影响。在较低压力下压制的人工模拟岩样压实程度低,实验稳定性相对较差,可作为 SSI 实验条件优选的基础岩样。因此,选择在 3.5 MPa 压力下压制岩样,考察其在清水中的热稳定性,对 SSI 实验基本条件进行优选,结果见表1。人工压制岩样在清水中滚动 16 h 后,剥蚀严重,表面过度软化;在清水中静置浸泡 16 h 后,表面不规则,硬度变化超出针入度仪测试量程;65℃ 在清水中静置 8 h 后,表面较规则,针入度测试可行。因此,选用人工岩样在 65℃ 试液中静置浸泡8 h 作为高含水量岩样 SSI 测定实验的基本条件。

表1 人工岩样在不同作用方式下的 SSI 值*

实验条件	岩样膨胀量/mm	针入度增加/mm	SSI /mm
滚动 16 h	剥蚀严重	触底	无法表征
浸泡 16 h	1.75	超出量程	无法表征
浸泡 8 h	1.72	11.12	8.96

* 实验温度 65℃

2.1.2 平行性验证

3.5 MPa 压力下压制的人工岩样在 0.2% KPAM 试液中静置热浸泡 8 h 后的 *SSI* 值见表 2。由表可见,两次实验的 *SSI* 值相差很小,相对误差 <5%,平行性较好。

表 2 人工岩样在 0.2% KPAM 试液中热浸泡 8 h 平行实验的 *SSI* 值

(HF-HI)/mm	D/mm	SSI/mm	相对误差/%
10.94	4.66	59.48	2.91
12.86	4.54	56.12	2.91

2.1.3 岩样制备压力优选

饱和水黏土受压时,首先排出的是大孔隙中的“自由”水,而后主要是渗透吸收水,最后是吸附-结合水。当压应力 $\sigma > 2.94$ MPa 时,可轻松地排除大孔隙中的水,之后开始压出渗透吸收水。在相当大的压力下($\sigma > 9.8$ MPa),扩散层被除掉,黏土吸附

结合水的结构水化层开始被破坏和排除。此时,最靠近颗粒表面的几层水,即接近于黏土“最大吸着含水量”的水在数十兆帕压力下也不能被压除,而单层水甚至是在上百兆帕下亦压不出^[6]。为了考察不同含水量或含水状态岩样的稳定性,初选 3.5、10.5、15.5 MPa 作为岩样压制压力。

(1) 压力对人工岩样孔隙结构的影响

用 S-4800 冷场扫描电镜测定人工岩样孔隙、裂缝尺寸,分析微观孔隙结构。由图 2 可见,岩粉浆液在 3.5、10.5、15.5 MPa 压力下压滤得到的岩样孔隙尺寸范围为 1.99 ~ 5.05、1.28 ~ 15.2、2.89 ~ 9.59 μm 。压力由 3.5 MPa 增至 10.5 MPa 时,岩样孔隙尺寸略有增大;压力由 10.5 MPa 增至 15.5 MPa 时,岩样孔隙尺寸趋于相近。岩样制备压力的增加对孔隙尺寸的影响较小。

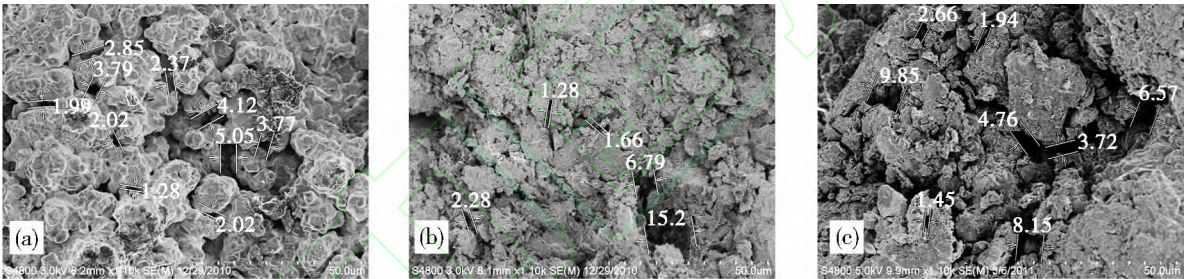


图 2 3.5(a)、10.5(b)、15.5(c) MPa 压力下压制岩样的 SEM 图
图中数值单位: μm

(2) 压力对岩样含水量的影响

不同深度地层的含水量差异较大,模拟岩样的含水量应尽量与实际地层一致。沉积成岩及后生成岩作用带中的所有岩层不论其成分如何,均可划为 4 个阶段。第一段(I)深度由表层至 250 ~ 300 m,早期沉积成岩作用阶段,沉积物的含水量明显下降。含水云母-高岭土黏土的含水量降至约 20%,而含蒙脱土混层矿物的降至约 28%。第二段(II)250 ~ 300 到 550 ~ 600 m 的深度范围内,岩层恢复压实(压力 > 9.8 MPa),水很快被排除,使黏土含水量减至 12% ~ 14%,而黏土失去 9% ~ 13% 水后很难再压密。第三段深度超过 1100 m, $T > 60^\circ\text{C}$,大部分结合水转化为自由水,岩石中所剩的结合水就更接近于假定的“单层”水,基本上近似于置换离子(Na^+ 和 Ca^{2+})的水化水。当温度超过 80 ~ 90 $^\circ\text{C}$,黏土岩进入了脱水的最后阶段(IV),又有一部分吸附-结合水(主要为 Na^+ 的水化水)转化为自由水。晚后生成岩中,亚带顶部岩石含水量不超过 2% ~ 3%,泥

质岩中只含有一种形式的吸附-结合水,即可在 200 $^\circ\text{C}$ 左右时排出的 Ca^{2+} 水化水^[6]。
用压滤浆液制取模拟岩样,粉碎后在 250 $^\circ\text{C}$ 下烘干至质量恒定,测定烘干前后的质量变化,计算含水量(水分质量/烘干前岩样质量 $\times 100\%$)。3.5、10.5、15.5 MPa 压力下制得岩样的含水量分别为 16.54%、14.03%、13.41%。其中,10.5、15.5 MPa 压力下制得岩样的含水量与 250 ~ 300 到 550 ~ 600 m 深度范围内的泥页岩含水量相近,均为 12% ~ 14%。

(3) 岩样制备压力对 *SSI* 值的影响

3.5、10.5、15.5 MPa 压力下用压滤浆液制取模拟岩样,测定其在 0.2% KPAM 和 3% JA 试液中的 *SSI* 值。由表 3 可知,0.2% KPAM 试液中岩样的 *SSI* 值随制备压力的增加而增加,压力由 10.5 MPa 增至 15.5 MPa 时,*SSI* 值趋于稳定。在 3% JA 试液中,3.5 MPa 下制备的岩样全部分散,表明 JA 对此压实状态下的岩样无抑制分散性能;10.5 MPa 下制

备岩样的 *SSI* 值为 60.5,抑制性大幅提高;压力增大至 15.5 MPa 时,*SSI* 值略有增加,趋于稳定。可见,3.5 MPa 下制得岩样的 *SSI* 值较低,10.5 MPa 下的 *SSI* 值与 15.5 MPa 下的相近。

表 3 不同压力下所制岩样在 KPAM 和 JA 试液中的 *SSI* 值

制备压力 /MPa	<i>SSI</i> /mm	
	0.2% KPAM	3% JA
3.5	57.80	全部分散
10.5	65.82	60.50
15.5	68.76	63.68

基于压力对人工岩样孔隙结构、含水量及 *SSI* 值的影响,尽量保证岩样含水量与地层一致,10.5、15.5 MPa 为较优压制压力,后续实验中选择 10.5 MPa 为最优压制压力。

2.1.4 岩样制备温度优选

10.5 MPa 下压制岩样的含水量随温度变化很小^[6]。为了实验操作的简易性,选择室温为岩样制备温度。

2.2 低含水量人工岩样 *SSI* 实验条件

高含水量岩样制备条件及与试液作用方式为:在室温、10.5 MPa 下,用压滤浆液制取人工模拟岩样,65℃ 在试液中浸泡 8 h 后测定 *SSI* 值。为了减小

实验条件差异带来的误差及简化实验操作,高、低含水量岩样的制备条件及与试液的作用方式应尽量一致。国内学者曾将风干岩粉压制岩样在 65℃ 试液中滚动 8 h 后测定 *SSI* 值^[5],说明热滚条件下,低含水量岩样具有较高的硬度,*SSI* 值测定的平行性较好,而静置热浸泡 8 h 后的 *SSI* 实验稳定性应更好。因此,确定低含水量岩样 *SSI* 实验条件为:室温、10.5 MPa 下压制岩粉制取模拟岩样,在 65℃ 试液中静置浸泡 8 h,测定 *SSI* 值。

为了模拟不同深度地层、含水量不同的泥页岩,使用含水量不同的岩粉制备模拟岩样。风干岩粉的制备:将岩块砸碎磨细,过 100 目筛,置于自封袋中保存;过 100 目烘干岩粉的制备:将岩块砸碎磨细,过 100 目筛,105℃ 烘干 4 h,置于干燥器中保存。将上述岩粉在 250℃ 烘干至质量恒定,测定烘干前后的质量变化,计算含水量(水分质量/烘干前岩样质量×100%)。风干岩粉和烘干岩粉的含水量分别为 1.91%、0.36%。其中,风干岩粉制备的岩样含水量与脱水第四阶段的黏土岩含水量相近,均为 2%~3%^[6]。

2.2.1 岩粉含水量对孔隙结构的影响

由图 3 可知,风干岩粉和烘干岩粉在 10.5 MPa 下制得岩样的孔径范围为 0.9~2.1 μm 和 0.5~1.5 μm,两种低含水量岩样尺寸相近。

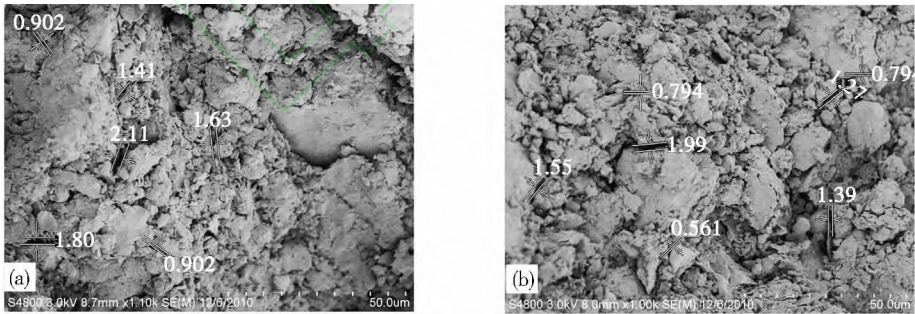


图 3 1.91% (a)、0.36% (b) 含水量岩粉压制岩样的 SEM 图
图中数值单位:μm

2.2.2 岩粉含水量对 *SSI* 值的影响

不同含水量岩粉制得岩样在试液中的 *SSI* 值见表 4。由表可见,0.2% KPAM 试液中,风干岩粉制得岩样的 *SSI* 值较烘干岩粉大;而在 3% JA、3% NaCl 和 3% KCl 试液中的 *SSI* 值各自相近或全部分散。综合考虑不同含水量岩粉制得岩样对地层的模拟程度和对孔隙尺寸及 *SSI* 值的影响,优选风干岩粉压制低含水量岩样。

表 4 不同含水量岩样在试液中的 *SSI* 值

试液	岩粉含水量/%	(<i>HF-HI</i>)/mm	<i>D</i> /mm	<i>SSI</i> /mm
0.2% KPAM	1.91	5.63	3.54	74.58
	0.36	13.09	6.78	46.70
3% JA	1.91	1.91	0.82	92.90
	0.36	2.49	1.76	87.98
3% NaCl	1.91			全部分散
	0.36			全部分散
3% KCl	1.91			全部分散
	0.36			全部分散

2.3 SSI 适用性分析

目前防塌剂的防塌机理主要有^[1]:K⁺、NH₄⁺ 镶嵌作用;正电荷及高价正电荷对双电层的压缩作用;高分子聚合物的包被作用;沥青类、醇类充填作用;硅酸盐类封固型防塌。各类中较常用的防塌剂主要有 KCl、NaCl、KPAM、FA367、水玻璃等,还有几种新型的防塌剂,包括交换吸附抑制剂 JA^[7]、室内合成的新型铝基防塌剂 HA-Al 等。将 B28 井岩粉过 100 目筛后,105℃ 烘干,用 JHTP 新型智能膨胀仪测定岩粉的膨胀率,评价防塌剂的水化膨胀抑制性;通过水化分散实验测定 B28 井 6~10 目岩屑的回收率,评价防塌剂的水化分散抑制性;用优化后的 SSI 值测定方法评价防塌剂对高、低含水量岩样的稳定性,结果见表 5。

表 5 B28 井岩样水化膨胀率、分散回收率及 SSI 值*

试液	膨胀率/%	回收率/%	SSI/mm	
			高含水	低含水
清水	23.21	1.64		
3% KCl	15.79	18.20	96.80	全部分散
3% NaCl	15.62	5.43	全部分散	全部分散
0.2% KPAM	17.73	64.47	65.82	74.58
1.5% HA-Al	12.87	0.64	73.00	57.26
3% JA	20.71	33.77	60.50	92.90
0.2% FA367	16.29	12.33		
3% 水玻璃	21.32	8.57		

* 高、低含水量岩样的含水量分别为 14.03%、1.91%。

由水化膨胀实验结果可以看出,HA-Al 的膨胀率最小,为 12.87%,水化膨胀抑制性良好,KCl、NaCl、KPAM、JA、FA367、水玻璃抑制效果较差;水化分散实验结果表明,KPAM 的回收率最大,为 64.47%,分散抑制性优良,KCl、JA 的分散抑制性较好,而 HA-Al 的回收率为 0.64%,抑制性较差。两种评价方法反应了不同抑制剂的抑制效果,差别较大,不能综合反应防塌剂的页岩稳定性。

由 SSI 实验现象和结果可知,0.2% KPAM 试液中,岩样发生水化膨胀,高、低含水量岩样的 SSI 值分别为 65.82、74.58 mm,差别较小,表明 KPAM 对高、低含水量页岩均有一定的稳定作用,且低含水量岩样与试液作用后,底部干燥,说明水分未进入岩样底部,可以证实 KPAM 吸附封堵阻缓水分扩散的作用机理。1.5% HA-Al 试液中,高含水量岩样水化膨胀,低含水量岩样水化分散,高、低含水量岩样的 SSI 值分别为 73.00、57.26 mm,表明 HA-Al 对两者

均有一定的稳定作用,但更适用于稳定高含水量泥页岩;而低含水量岩样与试液作用后,底部仍较干燥,水分几乎未进入岩样底部,说明 HA-Al 的页岩稳定机理为通过吸附封堵阻缓水分扩散来稳定岩样。3% JA 试液中,高、低含水量岩样的 SSI 值分别为 60.5、92.9 mm,差别较大,说明低含水量岩样在 JA 试液中的稳定性较高,而高含水量岩样的稳定性较差。3% KCl 试液中,高含水量岩样的 SSI 值为 96.8 mm,而低含水量岩样全部分散,KCl 对高含水量岩样的稳定作用较好,但不能用于稳定低含水量岩样;3% NaCl 试液中,岩样全部水化分散,说明 NaCl 对高、低含水量页岩岩样的稳定作用差。因此,SSI 实验可以评价不同类型处理剂对不同深度地层页岩的稳定作用,综合评价处理剂对井壁的稳定性以及定性研究防塌剂的防塌机理。

根据 SSI 评价结果,针对 B28 井泥页岩地层,提出的井壁稳定对策为:用 KPAM 或腐植酸-铝阻缓水分的扩散;浅部地层用无机盐 KCl 作为抑制剂,深部地层用 JA 作为抑制剂。

3 结论

(1)使用 B28 井岩粉制备岩样,优选 SSI 实验模拟岩样制备条件为:10.5 MPa 下压制浆液,得到含水量 14.03% 的岩样模拟上部高含水量地层;10.5 MPa 下压制风干岩粉,得到含水量 1.91% 的岩样模拟深部低含水量地层;SSI 实验条件为:65℃ 下,在试液中浸泡 8 h 后,测定岩样的 SSI 值。优化后的 SSI 实验平行性良好。

(2)SSI 实验可以评价不同类型处理剂对不同深度地层页岩的稳定性能,是处理剂稳定井壁的综合评价指标。

(3)B28 井泥页岩地层井壁稳定对策:用 KPAM 或腐植酸-铝阻缓水分的扩散;浅部地层用无机盐 KCl 作为抑制剂,深部地层用 JA 作为抑制剂。

参考文献:

[1] 张高波,吴锰.防塌剂的防塌机理及对应的评价方法[J].钻井液与完井液,1999,16(1):33,34.

[2] Mondshine T C. A new potassium based mud system[Z]. SPE 4516-MS, 1973: 7, 8.

[3] Dobson J W, Harrison J C, Hale A H. Laboratory development and field application of a novel water-based drill-in fluid for geopressured horizontal wells[Z]. SPE 64112-PA, 2000: 108, 109.

(下转第 32 页。to be continued on p. 32)

Study on Delayed Gelating Silicate-Based Plugging Agent

DU Hui¹, FENG Zhi-Qiang², KONG Ying¹, HOU Ying-Fei¹, YANG Jin-Rong¹, PU Chun-Sheng¹

(1. State Key Laboratory of Heavy Oil Processing in China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266555, P R of China; 2. Gudao Oil Production Plant, Shengli Oilfield Branch Company, Sinopec, Dongying, Shandong 257231, P R of China)

Abstract: A delayed gelating silicate-based plugging agent was developed by sodium silicate, methyl sodium silicate, phosphoric acid and slow-release acid(A acid) with oilfield wastewater for high permeability oilfield in Gudao. Effects of each composition's proportion on the performance of plugging agent were investigated under atmospheric pressure and 60℃ which simulated the temperature of formation. It was shown that methyl sodium silicate improved the performance of silicic acid gel, such as the strength and elastic properties. A acid released H^+ slowly to achieve the objective of delayed gel forming. The gelation time decreased with increasing amounts of sodium silicate and A acid, and increased with increasing amount of methyl sodium silicate. The maximum value obtained when the dosage of phosphoric acid was of 0.3 mL. While the total volume of plugging agent was of 100 mL mixed with 10 mL sodium silicate, 5 mL methyl sodium silicate, 0.3 mL phosphoric acid, 20 mL A acid and 64.7 mL oilfield wastewater, the gel with good strength formed and the longest gelation time was of 13.5 hrs.

Keywords: delayed gelation; plugging agent; sodium silicate; methyl sodium silicate; slow-release acid; Gudao oil fields

(上接第5页。continued from p. 5)

[4] 张孝华,罗兴树. 现代泥浆实验技术[M]. 山东东营:石油大学出版社,1999:46, 47.

[5] 邱正松. 不同阴离子钾盐抑制页岩水化作用的实验研究[J]. 石油钻探技术,1999,27(2):26, 27.

[6] 李生林. 土中结合水译文集[M]. 北京:地质出版社,1982:6-11/28, 29/49, 50.

[7] 钟汉毅,邱正松,黄维安,等. 聚胺水基钻井液特性实验评价[J]. 油田化学,2010,27(2):122, 123

Artificial Shale Sample Preparation Method in Shale Stability Index (SSI) Evaluation Test

QIU Zheng-Song, ZHANG Shi-Feng, HUANG Wei-An, YANG Shi-Chao, ZHONG Han-Yi, WANG Fu-Wei

(School of Petroleum Engineering, China University of Petroleum, Qingdao, Shandong 266555, P R of China)

Abstract: Artificial shale sample preparation method in shale stability index (SSI) evaluation test was improved. With shale powder in B28 well, the optimum preparation condition of shale sample in SSI test was obtained. The slug was suppressed under 10.5 MPa to get shale sample with 14.03% water content which simulated the formation of high water content, and dry shale powder was suppressed under 10.5 MPa to get shale sample with 1.91% water content which simulated rock samples with low moisture content of deep formation. The optimum experiment conditions of SSI test was established: immersing in test solution at 65 ℃ for 8 h and then measuring SSI value of the shale sample. The results of scanning electron microscopy (SEM) micro-structural analysis showed that the micro-pore scales of shale samples in the two preparation method were similar to that of actual rock shale. Water content of high water content shale sample was similar to that of actual shallow shale formations which was of 12%—14%. Water content of low water content shale sample was similar to that of actual deep shale formations which was of 2%—3%. Relative error of the improved SSI evaluation method was of 2.91% which showed good parallel of the method. The improved method could effectively evaluate anti-collapse effects of anti-sloughing agents and anti-collapse systems and help understand mechanisms.

Keywords: shale stability index (SSI); anti-sloughing drilling fluid; artificial shale sample; water content; preparation