

新型抑制性钻井液的研究

张 琰, 陈 铸

(石油大学, 北京 102200)

[摘 要] 近期研制成功了一种新型以甲基葡萄糖甙 (Methylglucoside, 简称 MEG) 为主剂的钻井液。该钻井液具有优异的页岩抑制性和储层保护特性, 并且对环境无污染, 在此详细介绍了 MEG 钻井液的研究结果, 并描述了 MEG 基液性能评价及验证半透膜存在的结果。

[关键词] 甲基葡萄糖甙 水基钻井液 页岩抑制剂 半透膜

[中图分类号] TE254 [文献标识码] A [文章编号] 0495-5331(2000)02-0080-05

1 MEG 钻井液研究结果简介

MEG 作为页岩抑制剂和润滑剂在国外已使用了多年, 但作为一种新型的钻井液体系只是近年来的事。最早关于 MEG 钻井液体系研究的文章发表在 1994 年 2 月在达拉斯举行的 IADC/SPE 钻井会议上^[1]。MEG 钻井液已在墨西哥湾强水敏页岩地层进行了现场应用并获得了成功, 该地区由于环境保护的原因限制油基钻井液的应用。MEG 钻井液的性能明显优于其他水基钻井液, 各种性能几乎可以与油基钻井液相比拟, 在 1995 年的 IADC/SPE 钻井会议上正式报导了现场应用情况。

从 1996 年以来, 石油大学(北京)就着手 MEG 钻井液体系的研究工作, 现已完成配方优化和各项性能的评价及现场应用配套技术的研究^[3,5]。室内研究结果表明, 该钻井液体系具有如下优点。

1) 强的页岩抑制性能

MEG 分子结构上有四个亲水的羟基。这些亲水的羟基可以吸附在井壁岩石和钻屑上, 如果在钻井液中 MEG 的加量足够的话, 则可在井壁上形成一层类似油包水钻井液那样的半透膜, 因此 MEG 钻井液又称为仿油性钻井液。并且这些亲水的羟基还可以以氢键的方式和水分子形成结合, 以减少钻井液中自由水的含量。MEG 仿油性钻井液中 MEG 的加量远比通常所用的处理剂为高, 现场应用给出的加量为 20%~30%。但用作页岩抑制剂时, 其加量较低, 仅为 2%~15%。

研究结果表明^[1,2]: MEG 钻井液的页岩脱水量虽不如油基钻井液, 但比 KCl 钻井液和甘油钻井液要高。现场应用结果表明, MEG 钻井液体系顺利通

过了墨西哥湾强水敏页岩地层, 其井眼稳定, 与邻井使用的水基钻井液体系相比没有出现井下复杂情况, 井眼规整, 降低了综合成本, 缩短了钻井周期。我们的室内研究结果表明, 优化出的 MEG 钻井液的页岩抑制性比所有对比试验用的水基钻井液都好^[3]。

2) 良好的润滑性能

MEG 具有良好的润滑性能, 国外 AMBAR 泥浆公司把 MEG 用作润滑剂, 其推荐加量为 2%。MEG 润滑剂已被录入“1995~1996 有利环境的钻井完井液目录手册”中, MEG 钻井液体系在没有加入其他润滑剂时润滑系数与油基钻井液相当, 国外研究者按 API RP-13B 润滑性能评价程序测得润滑系数为 0.06。该体系能减少高扭矩、压差卡钻等井下事故。迄今为止, MEG 体系已成功用于倾角为 60°的大斜度井、水平井中。在我们的试验研究中, 优化出的 MEG 钻井液的润滑性能比加入任何润滑剂的水基钻井液都好。

3) 良好的体系稳定性

MEG 钻井液体系中由于 MEG 的存在, 只需要加入少量的其他处理剂就能配制出性能稳定的钻井液, 配方简单, 后继钻井液性能易于维护, 并且体系能有效抵抗石膏、盐水、粘土、水泥的浸污。

4) 良好的储层保护特性

优化出的 MEG 钻井液对高、低渗透率储层都具有良好的保护作用, 这主要归于良好的页岩抑制型、优异的泥饼质量和低的滤液表面张力^[5]。

5) 其他优点

如环境可接受性、提高钻速, 能直接用海水配浆、滤失性能良好等。另外 MEG 钻井液的加重性能

[收稿日期] 1999-10-10; [修定日期] 1999-11-5; [责任编辑] 王 梅。

[基金项目] 中国石油天然气集团公司中青年创新基金资助项目。

良好,可以配制出悬浮稳定性良好的密度为 2.5 g/cm³ 的加重钻井液。

2 基液性能评价

MEG 母液为棕褐色粘稠液体,其有效物的浓度在 50 % ~ 70 % 之间,我们对原化工产品 MEG 母液进行了性能测试,并测试评价了 MEG 母液与不同比例的水混合后的基液性能。这样一方面是为了分析加入 MEG 后对基液性能的影响;另一方面是为制定 MEG 母液产品标准提供依据。

2.1 粘度与密度

实验测定了不同样号 MEG 母液的密度和粘度,不同样号 MEG 母液与不同比例水混合后的密度和粘度的测定结果如表 1 所示。

从表 1 可以看到:不同样品的 MEG 母液其密度有一定程度的变化,从 1.16 g/cm³ ~ 1.26 g/cm³,而 MEG 母液的密度主要与有效物(MEG)的浓度有关,而其浓度可以在制备时通过控制蒸馏时间和温度得以控制。同时可以发现,MEG 的粘度与密度(MEG 有效物)表现出一定的相关性,MEG 有效物浓度越高,粘度也就越高。

此外,虽然初始时 MEG 母液的粘度比较大,但它与 1/3 的水混合后,组成的基液粘度就急剧下降,平均约降为原来的 1/7。当它与 2/3 的水混合后,组成的基液粘度平均约降为原来的 1/16,基本变得接近水的粘度。

表 1 MEG 基液配比与粘度、密度关系

样号	基液组成	密度 (g/cm ³)	粘度数据	
			AV(MPa·s)	PV(MPa·s)
1 [#]	MEG 母液	1.21	34	33
	2/3MEG 母液 + 1/3 水	1.16	5.5	5.5
	1/3MEG 母液 + 2/3 水	1.08	2	1.5
2 [#]	MEG 母液	1.26	40	39
	2/3MEG 母液 + 1/3 水	1.17	6	6
	1/3MEG 母液 + 2/3 水	1.09	2.5	2
3 [#]	MEG 母液	1.16	21.5	21
	2/3MEG 母液 + 1/3 水	1.10	5	5
	1/3MEG 母液 + 2/3 水	1.05	1.5	1.5

进一步研究了在基液中加入处理剂如高聚物后粘度的变化情况。实验分别在上述 1[#] MEG 基液(1/3MEG 母液 + 2/3 水)和水中加入 0.3 % 的增粘剂 FA367,以对比粘度变化,实验结果如表 2 所示。从表 2 可以看到:MEG 基液加入聚合物后,粘度变化与水中加入聚合物基本一致,不影响聚合物性能的发挥。

因此,从上述结果可以认为,MEG 仿油性钻井液基液的粘度与密度与一般水基钻井液基液较为接

近。

表 2 MEG 基液对增粘剂 FA367 的敏感程度实验结果

配 方	初始粘度		加入增粘剂后的粘度	
	AV (MPa·s)	PV(MPa·s)	AV (MPa·s)	PV(MPa·s)
水 + 0.3 %FA367	1	1	8.5	8
(1 [#] 的 1/3MEG 母液 + 2/3 水) + 0.3 %FA367	2	1.5	10	10

2.2 MEG 母液与基液抑制性评价

用 3 种实验研究了 MEG 母液与基液的抑制性能。

2.2.1 小岩心浸泡实验

将 MEG 母液与海水按不同比例混合,并将 8 块干燥的小岩心分别置于海水、1/6MEG + 5/6 海水、2/6MEG + 4/6 海水、3/6MEG + 3/6 海水、4/6MEG + 2/6 海水、5/6MEG + 1/6 海水、MEG、海水 + 10 % KCl 混合液中浸泡 36 h,分别测定各湿岩心的含水量,并进行比较,结果如图 1 所示。

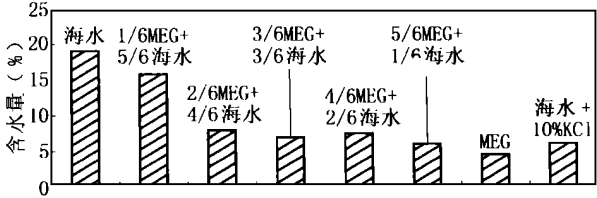


图 1 小岩心浸泡实验结果

由图 1 可以看出:MEG 与海水混合后的基液,随 MEG 含量的增加,岩心的含水量下降;当 MEG 的加量占整个基液的 1/3 时,含水量随 MEG 加量增加而下降的趋势趋于减缓;用含 1/2MEG + 1/2 海水混合液浸泡的岩心其含水量与海水 + 10 % KCl 浸泡的岩心基本相同。

2.2.2 岩屑回收率实验

将 MEG 母液与海水按不同比例混合,测定其岩屑回收率(一次回收率和二次回收率),并与海水、海水 + 5 % KCl、海水 + 10 % KCl 的岩屑回收率进行比较。结果如图 2 所示。

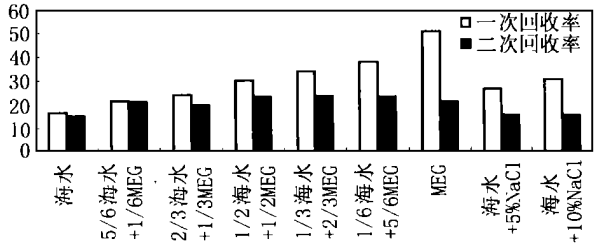


图 2 岩屑回收率实验结果

由图 2 可以看出:随着 MEG 母液与海水比例的增大,一次回收率逐渐升高,到 100 % MEG 母液时,一次回收率达到最高,与海水、海水 + 5 % KCl 和海

水 + 10 % KCl 相比,其一次回收率分别高 204 %、92 %和 67 %左右;海水、海水 + 5 % KCl 和海水 + 10 %KCl 的二次回收率基本相同,均为 15 %左右,不同比例的 MEG 母液和海水混合后的基液,其二次回收率变化不大,比海水、海水 + 5 % KCl 和海水 + 10 %KCl 的二次回收率高 33 %左右。这表明 MEG 钻井液基液在抑制岩屑水化分散方面的能力比较强,通过调节 MEG 的浓度,可使 MEG 钻井液基液的抑制性优于 KCl。

2.2.3 页岩膨胀实验

将 MEG 母液与海水按不同比例混合,测定其页岩膨胀率,结果如图 3 所示。

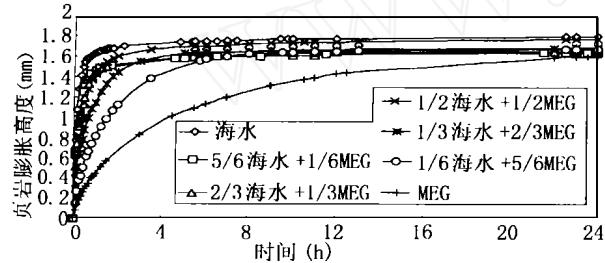


图 3 页岩膨胀实验评价结果

由图 3 可以看出:与海水相比,MEG 母液的页岩膨胀高度较小。就 MEG 基液本身来说,随着 MEG 母液含量的增加,24 h 后的页岩膨胀高度相差不大,但初始膨胀高度相差较大。这说明 MEG 具有抑制页岩膨胀的能力,而且,MEG 含量越高,初始页岩膨胀率越小。

以上实验均表明:MEG 钻井液基液具有较强的

抑制性能,通过调节 MEG 的浓度,可使其抑制性能优于 KCl,这是 MEG 体系最突出的特点之一。

2.3 MEG 作为单剂润滑性能评价

将 MEG 与其他润滑剂按推荐加量配成溶液,利用 E - P 极压润滑仪测定了 MEG 与其他常用润滑剂的润滑性能。实验结果如表 3 所示。

表 3 润滑性能测试结果

润滑剂类别	浓度 (%)	润滑系数
RH - 101	0.2	0.0612
MAGCO - LUBE	1.5	0.0612
无荧光润滑剂	1	0.0875
土耳其红油	0.6	0.0524
液体石蜡	0.2	0.0728
十二烷基磺酸钠	0.5	0.0583
油酸钠	0.2	0.0583
MEG	0.6	0.0758

由表 3 可以看出,所选用的 8 种润滑剂的润滑系数均在 0.09 以下。0.6 %的 MEG 的润滑系数为 0.0758,对比比组中润滑性最好的土耳其红油高出 44.5 %,比目前油田常用的润滑剂 RH - 101 高出 22.8 %,但它比专用于探井的无荧光润滑剂低 15.4 %,与液体石蜡的润滑性能相当。因此可以认为:MEG 本身以小剂量可以作为润滑剂使用,但作为单剂 MEG 并不是一种出色的润滑剂。需要说明的是:优化出的 MEG 仿油性钻井液其润滑性非常出色。

2.4 MEG 母液抗温性能

进行了 MEG 母液抗温性能的评价实验。首先测定常温下 MEG 母液的粘度(AV、PV),然后测定经过 100、130、140、150、16 h 热滚后的性能。实验结果如表 4 所示。

表 4 MEG 母液的抗温性能评价结果

样品及处理方法	AV (mPa · s)	PV (MPa · s)	说明	评价结果
MEG 母液常温	34	33	/	/
MEG 母液 100 ×16h 热滚后	32	31.5	/	性能未变
MEG 母液 130 ×16h 热滚后	35	35	/	性能未变
MEG 母液 140 ×16h 热滚后	37	36	/	性能未变
MEG 母液 150 ×16h 热滚后	62	57	有大的块状物出现	失去原有性能

从表 4 可以看出:MEG 母液经 100、130、140、16 h 热滚后,粘度和外观无明显变化;而经过 150、16 h 热滚后粘度有明显的变化,并且出现了大块的、由 MEG 氧化而来的碳化物。这表明 MEG 母液在有氧存在的条件下,抗温性在 140 左右,150 之内。这在正常情况下相当于井深 4700 m ~ 5000 m 左右的井底温度。由于在实际钻井条件井底氧气含量很少,据报导 MEG 母液的抗温性在氮气存在的条件下达到 350 ℉(177)左右^[1]。

从以上对 MEG 母液/基液评价结果表明:MEG 仿油性钻井液的基液是一种粘度、密度与水相当但略

比水大,抑制性和润滑性良好,抗温性在 140 左右的基液。这种基液已不同于水基钻井液中作为基液的水,它已具备并表现出了许多固有的优良性能,以此种仿油性基液为连续相而配成的仿油性钻井液,将会具有更加优异的性能。

3 验证 MEG 钻井液半透膜存在的试验研究

由于研究手段和设备的先进性,国外研究者^[1,4]在研究井壁稳定和泥页岩、钻井液的相互关系时,始终是将活度、半透膜存在与否、泥页岩含水量变化以及泥页岩强度等多方面因素联系在一起,作为一个体

系进行研究。

为了弄清目前室内配制的 MEG 仿油性钻井液是否存在半透膜,设计并组装了判断半透膜是否存在的简易试验装置。试验结果表明,该实验装置简单,虽不能象国外那样进行页岩和 MEG 仿油性钻井液相互作用的深入研究,但利用它来判断 MEG 钻井液是否能在岩心上形成半透膜是可行的。

3.1 试验原理与装置

基本原理如下:由纯水、盐水及岩心构成研究体系,如图 4 所示。将渗滤介质两侧装入蒸馏水和盐水,平衡后观察两边液位的变化。若平衡后两边液位同高,说明介质不存在半透膜,即介质可以让水通过,也可以让无机电解质通过;若平衡后盐水一侧液位高于纯水一侧液位,则说明介质存在半透膜。液位差的高低取决于半透膜的完善程度、盐水的种类和浓度。

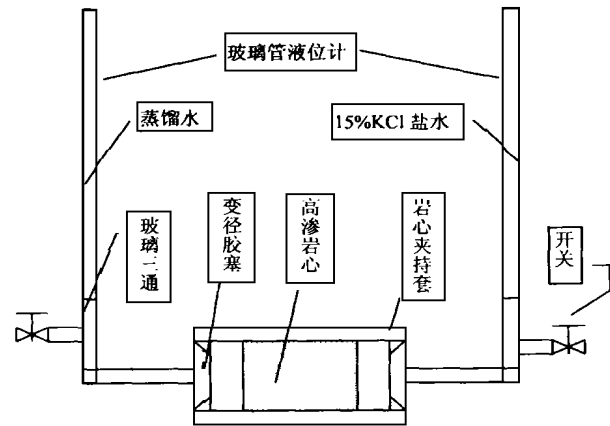


图 4 半透膜测试装置图示

该实验装置主要由岩心夹持套、渗透率较高的岩心(压制泥浆滤饼)、变径胶塞、玻璃三通、透明橡胶软管、细玻璃管(液位计)组成。开关起到排放气体和调节玻璃管液位的作用。左右玻璃管分别盛蒸馏水和盐水,用以观察液面的变化。

3.2 试验程序

试验准备

- 1)MEG 钻井液准备:实验选用了不同 MEG 加量的 MEG 钻井液。
- 2)岩心准备:作为渗滤介质的岩心选用了取自胜利油田的孔隙度 15 % ~ 20 %,渗透率 140 md ~ 329 md,平均孔喉尺寸 25 ±10 μm 的岩心,岩心直径为 25.4 mm。
- 3)试验盐水准备:玻璃管右侧盐水为 15 %KCl,通过查表,活度为 0.925。玻璃管左侧蒸馏水,活度 1.00。

试验程序

- 1)用标准盐水将岩心抽真空饱和 24 h。
- 2)取岩心放入岩心夹持套中。
- 3)将左右液位计中分别装入蒸馏水和 15 %KCl 盐水,用开关调节两边高度使之相同。并开始观察两边是否有液位的变化,从而确定高渗岩心是否有一定的膜效率。
- 4)用以 2/3MEG + 1/3 水,1/3MEG + 2/3 水,1/4MEG + 3/4 水为基液的 MEG 钻井液分别在 3 块岩心上压制滤饼,将带有 MEG 滤饼的岩心放入岩心夹持套中,密封住岩心外周和透明岩心夹持套之间缝隙。将左右液位计中分别装入蒸馏水和 15 %KCl 盐水,用开关调节两边高度使之相同。并开始观测两边是否有液位的变化,记录下结果。

3.3 试验结果及分析

在上述试验中,观察到仅用高渗岩心作为渗滤介质进行的试验,左边液位计中的蒸馏水和右边液位计中的 15 %KCl 盐水液位基本不变。这表明渗滤介质为非选择性渗透,不存在半透膜效应。

以 2/3MEG + 1/3 水,1/3MEG + 2/3 水,1/4MEG + 3/4 水为基液的 MEG 钻井液分别在 3 块岩心上压制出滤饼后进行的试验,均观察到不同程度的液位变化,右边盛 KCl 盐水的液位计液面较左边装蒸馏水的液位计液面高。试验结果如表 5 所示。

表 5 半透膜是否存在判断试验结果

实 验 类 别	试 验 现 象	水运移量(72 h)
岩 心	液位计两边液位同高	/
经含 2/3MEG 的 MEG 钻井液压制出滤饼后的岩心	右边盛 KCl 盐水的液位计液面较 左边装蒸馏水的液位计液面高	3.5ml (87.5mm)
经含 1/3MEG 的 MEG 钻井液压制出滤饼后的岩心		1.2ml (30.0mm)
经含 1/4MEG 的 MEG 钻井液压制出滤饼后的岩心		0.7ml (17.5mm)

试验结果表明,随着 MEG 加量的减少,72 h 水运移量也相应减少,当 MEG 加量占基液的 1/4 时,只有 0.7 ml 的水发生了运移。上述试验验证了

MEG 仿油性钻井液能够在岩心上形成半透膜的推测。因此通过调节 MEG 和无机盐的加量,可以控制钻井液和地层水的运移,从而提高井壁的稳定性的。

4 主要结论

1) MEG 基液具有作为钻井液基液所需要的密度、粘度以及良好的页岩抑制性和润滑性。

2) MEG 仿油性钻井液可以在岩心上形成具有半透膜作用的滤饼, 半透膜的完善程度和 MEG 的加量成正比。

3) 优化出的 MEG 钻井液具有良好的页岩抑制性和储层保护特性, 并且配方简单易调, 抗污染能力强, 是值得推广使用的一种新型抑制型水基钻井液。

[参考文献]

- [1] Simpson J P, et al. Environmentally acceptable water - based mud can prevent shale hydration and maintain borehole stability[M]. SPE/ IADC 27496, 1994.
- [2] Headley J A, et al. Environmental safe water - based drilling fluid to replace oil - based muds for shale stabilization[M]. SPE/ IADC 29404, 1995.
- [3] Zhang Y, et al. Investigation on formation damage control of the methylglucoside fluids[M]. SPE 39442, 1998.
- [4] Bourgoyne Jr A T, et al. Applied drilling engineering[J]. SPE Text-book Series, 1991(2).
- [5] 张琰, 陈铸. MEG 钻井液保护储层特性的实验研究[J]. 钻井液与完井液, 1998(5).

STUDY OF A NEW INHIBITED DRILLING FLUID

ZHANG Yan, CHEN Zhu

Abstract : Recently a new inhibited drilling fluid was developed, in which methylglucoside (MEG) is a primary component. The MEG drilling fluid has superior inhibition and formation damage prevention characteristic, and it is environmentally acceptable. In this paper, the investigation results of MEG drilling fluid were introduced, the MEG base fluid properties were evaluated and the experiments of semipermeable membrane existence around the wellbore were conducted.

Key words : Methylglucoside, Water - base drilling fluid, Shale inhibitor, Semipermeable membrane



第一作者简介:

张 琰(1956 年 -) 女。1982 年在河北地质学院探矿工程系毕业获学士学位, 1985 年在中国地质大学(北京)毕业获硕士学位, 1996 年在德国 Clausthal 工业大学毕业获博士学位。现任石油大学(北京)石油工程系副教授, 主要从事石油工程学科的科研和教学工作。

通讯地址: 北京市昌平区 石油大学石油工程系 邮政编码 102200