

# 新型水基聚合醇钻井液性能评价

刘天乐 蒋国盛 涂运中 宁伏龙 张 凌

(中国地质大学(武汉)岩土钻掘与防护教育部工程研究中心,湖北 武汉 430074)

**摘要:**由于原位天然气水合物极度不稳定,在钻探和取心过程中易发生分解,进而导致一系列意想不到的钻井事故。因此,在水合物地层钻井首先要防止水合物大量分解,而要达到此目的,科学合理地选择钻井液则是重要举措之一。针对海底天然气水合物地层及其钻井的特性,给出了钻进海底天然气水合物地层时钻井液体系的设计原则,根据此原则在充分考虑现有常用聚合醇钻井液体系特点的基础上,设计了一种适合海底天然气水合物地层钻井的新型聚合醇钻井液,并对其页岩水化抑制性、低温流变性和水合物生成抑制性(动态和静态)进行了评价。结果表明,该钻井液体系能够有效抑制页岩水化分解和防止水合物在循环管路内重新生成,且在低温条件下具有良好的流变性能,能够有效保持井壁稳定,清洁和冷却孔底,是一种比较适合海底天然气水合物地层钻探的钻井液体系。

**关键词:**天然气;水合物;海上钻井;聚合物钻井液;抑制剂;钻井液性能

**中图分类号:**TE254<sup>+</sup>.1 **文献标识码:**A **文章编号:**1001-0890(2006)06-0026-05

天然气水合物作为一种潜力巨大的洁净新能源,日益受到全世界的重视。对其进行科学的、卓有成效的研究,不仅对解决能源危机意义重大,还关乎全球碳循环、气候变化、古海洋以及海洋地质灾害等方面的研究情况,并有可能产生广泛而深远的影响<sup>[1]</sup>。

目前,钻孔取样技术是天然气水合物勘探方法中最直接、最有说服力的方法<sup>[1-2]</sup>。由于原位天然气水合物极度不稳定,在钻探和取心过程中因压力或温度的变化容易发生水合物分解,导致取样失真、井壁失稳<sup>[3]</sup>、通道阻塞、井涌甚至井喷等事故的发生。因此,要想成功实施钻井,首先要研制能够有效控制井内温度和压力的钻井液,而要实现这一目标,关键就在于对钻井液的性能进行合理评价和分析<sup>[4]</sup>。笔者根据水合物地层钻井的基本特点,通过分析现场资料和室内试验数据,给出了能有效抑制水合物分解和再生、保证井内安全的聚合醇钻井液体系设计原则,并对根据该原则所设计的聚合醇钻井液进行了性能评价。

## 1 钻井液体系的设计原则

根据海洋天然气水合物赋存地层及水合物自身特点,采用聚合醇钻井液体系,其设计原则为:

1) 采用海水配浆。在海上钻井时,淡水供应成

本高,因而大都使用海水配浆。海水的矿化度一般为33~37 g/L<sup>[5-6]</sup>,室内试验用水的总矿化度取35 g/L,其配方为水+3.0% NaCl+0.2% MgCl<sub>2</sub>+0.2% CaCl<sub>2</sub>。

2) 钻井液密度控制。为保持井壁稳定和水合物稳定,需要较高的钻井液密度,但海底沉积地层破裂压力较低,因此钻井液的密度又不能太高。根据海底水合物地层钻井的实际情况,经过计算,通常将钻井液的密度控制在1.05~1.20 kg/L<sup>[7]</sup>。

3) 钻井液应具有很强的页岩水化抑制性和水合物抑制性。聚合醇钻井液具有很强的水化和水合物抑制性能,能够有效封堵孔隙,阻止滤液进入地层。此外,加入少量动力学抑制剂(LDHI)能够有效抑制循环管路内水合物的再生<sup>[8]</sup>,且安全无毒,不会对海洋环境造成破坏<sup>[9]</sup>。

收稿日期:2009-04-10;改回日期:2009-09-23

基金项目:国家高技术研究发展计划(“863”计划)项目“海底天然气水合物地层钻井液工艺技术研究”(编号:2006AA09Z316)和中国地质大学(武汉)研究生学术探索与创新基金项目“海底天然气水合物地层钻井液聚合醇钻井液工艺研究”(编号:CUGYJS0803)部分内容

作者简介:刘天乐(1984—),男,辽宁庄河人,2007年毕业于中国地质大学(武汉)地质工程专业,在读博士研究生,主要从事天然气水合物勘探与开发方面的研究。

联系电话:(027)67883176

4) 钻井液应具有良好的低温流变性。由于海洋水合物赋存于低温、高压的环境下,因此,钻井液在使用前应先进行低温冷却,使其与海底水合物地层的温度相近,但不能出现流动不畅甚至凝固等现象。

## 2 试验设备及方法

### 2.1 试验设备及工作原理

采用常规的钻井液性能测试装置和自行研制的天然气水合物综合模拟试验系统(如图 1 所示),对设计的聚合醇钻井液体系的水化抑制性、低温流变性和水合物生成抑制性进行测试和分析。

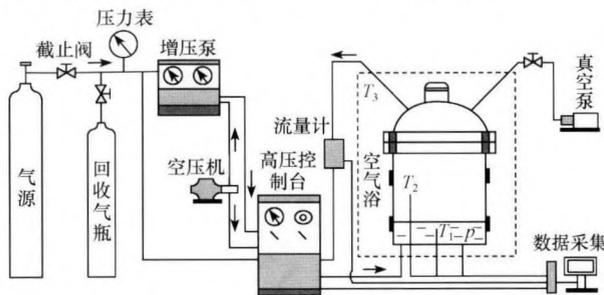


图 1 水合物合成及微钻试验系统示意

天然气水合物综合模拟试验系统能够测试水合物的再生抑制性。其工作原理主要是通过连续测量水合物生成时反应釜内温度和压力的变化来判断水合物的生成情况。由于水合物的生成是一个放热反应,同时需要消耗部分甲烷气体,将导致反应釜内温度升高、压力降低,据此可以判断是否有水合物生成。

### 2.2 试验方法

首先,采用 ZNS 失水仪、ZNN-D6 型旋转黏度计、比重计等常规仪器,对聚合醇钻井液的常规性能进行评价。其次,对聚合醇钻井液进行水合物相态平衡点测试;然后,将聚合醇钻井液注入高压反应釜中,通入甲烷气体,在 4 °C 的环境中静置 20 h,观察反应釜内温度和压力的变化情况,测试不同压力条件下的水合物生成抑制情况。最后,在磁力搅拌作用下,测试钻井液在 4 °C、18 MPa 条件下的水合物生成(动态)抑制能力。

## 3 试验结果及分析

钻井液采用模拟海水配制(模拟海水的矿化度为 35 g/L)。为保证钻井液在海底低温条件下具有

良好的流动性,加入 NaCl 降低钻井液的冰点<sup>[10-11]</sup>。其他添加剂包括降滤失剂 LV-PAC、SMP-2,水合物抑制剂聚乙烯吡咯烷酮 PVP(K90)和 pH 值调节剂 NaOH。PVP 是一种动力学水合物抑制剂,与传统的热力学抑制剂相比,具有用量少、经济、环保等优点<sup>[12-13]</sup>。

根据国内外研究成果<sup>[14-15]</sup>及反复试验的结果,确定聚合醇钻井液配方为 3.0% 膨润土 + 0.3% Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> + 10.0% 聚乙二醇 + 20.0% NaCl + 4.0% SMP-2 + 1.0% LV-PAC + 1.0% PVP(K90) + 0.5% NaOH。

### 3.1 抑制性

抑制性评价是钻井液性能评价的一个重要方面,通常有两种评价方法:一是抑制分散性(滚动回收)试验;二是抑制膨胀试验<sup>[15]</sup>。笔者采用泥页岩膨胀试验来评价钻井液的抑制性,结果见表 1。

表 1 泥页岩膨胀试验结果

液体类型	线膨胀率, %							
	2 h	4 h	6 h	8 h	10 h	12 h	14 h	16 h
清水	6.8	14.3	27.7	33.5	36.7	39.0	39.8	40.5
聚合醇钻井液	3.2	6.8	8.5	9.7	11.5	12.9	13.5	13.8

从表 1 可以看出,在相同条件下,聚合醇钻井液抑制页岩膨胀的能力非常明显。其中,2 h 线膨胀率仅为 3.2%,与清水相比降低了 52.94%;而试验结束时(16 h)的线膨胀率仅为 13.8%,与清水相比降低了 65.93%。待试验进行到 12 h 时,页岩的线膨胀率开始变化缓慢。由此可见,该钻井液体系能显著降低泥页岩的水化膨胀量,可以有效防止泥页岩地层因水化而造成的井壁失稳。

### 3.2 低温流变性

海洋深水钻井时,钻井液的循环温度约为 0~6 °C<sup>[7]</sup>。在低温条件下,钻井液的基本流变特性表现为表观黏度、塑性黏度、静切力和动切力均增大,有使钻井液向凝聚方向转化的趋势,易使钻井液中的黏土、岩屑等固相颗粒产生固结沉降。因此,需要加入无机盐和聚合物进行处理,以较好地保持钻井液的流动性<sup>[10]</sup>。根据海洋深水钻井温度条件,笔者考察了钻井液在 5 种不同温度下的流变性,试验结果见表 2。

表 2 聚合醇钻井液在不同温度下的流变性

温度/ ℃	密度/ kg · L <sup>-1</sup>	静切力/ Pa	塑性黏度/ mPa · s	动切力/ Pa	API 滤失/ mL
15	1.15	2.0/2.5	18	8.5	5.5
68	1.15	2.0/2.5	20	8.9	5.5
0	1.16	2.5/3.0	21	9.2	5.5
-4	1.16	2.5/3.0	22	9.7	5.7
-8	1.16	2.5/3.0	25	10.2	5.8

从表 2 可看出:在低温条件下,钻井液的表现黏度、塑性黏度和切力都有增大的趋势,但变化不大,都在可接受的范围内;钻井液动塑比较高,有利于携带岩屑,清洁钻头和钻孔;API 滤失量虽然也有随温度降低而增大的趋势,但是变化非常小。因此,所配制的聚合醇钻井液在低温条件下具有良好的流变性。

### 3.3 水合物相态点测试

#### 3.3.1 试验装置校验

试验前,首先采用“甲烷+纯水”作为试验装置校验的参考体系,在温度 273.7~286.2 K、压力 2.73~10.12 MPa 范围内测定甲烷水合物在纯水中的生成压力,共观测了 11 个数据点,并将测试结果和文献上所报导前人的试验数据进行了比较(见图 2)。从图 2 可以看出,应用该系统所进行的试验是比较准确可靠的。

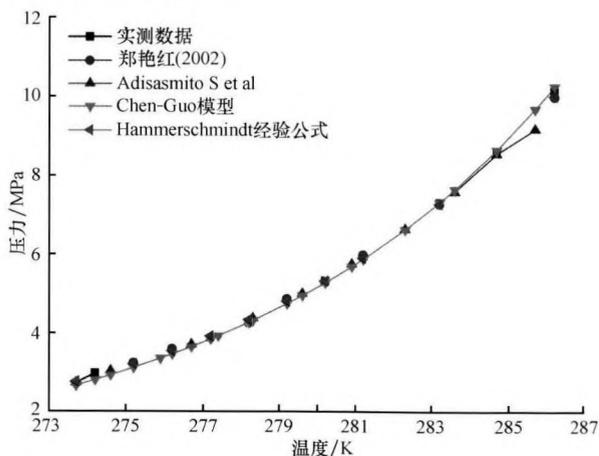


图 2 实测数据与文献数据的对比

#### 3.3.2 聚合醇钻井液中的甲烷水合物相平衡测试

在试验装置校验之后,先向反应釜中注入 1 500 mL 聚合醇钻井液,然后通入甲烷气体并利用气体增压控制装置来调节反应釜内的压力。

由于反应釜带有有机玻璃可视窗,故可采用恒压直接观察法进行水合物动态生成抑制试验,即通过视窗直接观察反应釜内水合物的生成与分解。在

高于预期的水合物生成温度下,向装有水的反应釜中通入甲烷气体并加压至工作压力。然后,将反应釜密闭、搅拌、冷却,直至观察到水合物生成。由于水合物生成过程中会在亚稳态下保持相当长一段时间,因此,要使水合物尽快生成,反应釜内的温度需降到远低于预期平衡温度。一旦水合物生成,就慢慢升温(升温速度约 0.4 K/h),待釜内仅存微量水合物时停止升温,并静置 5 h。观察数据采集系统的温度和压力曲线变化情况,若保持恒定,且釜内仍有微量水合物存在,则此时的温度和压力即为水合物生成的条件,试验结果见图 3。

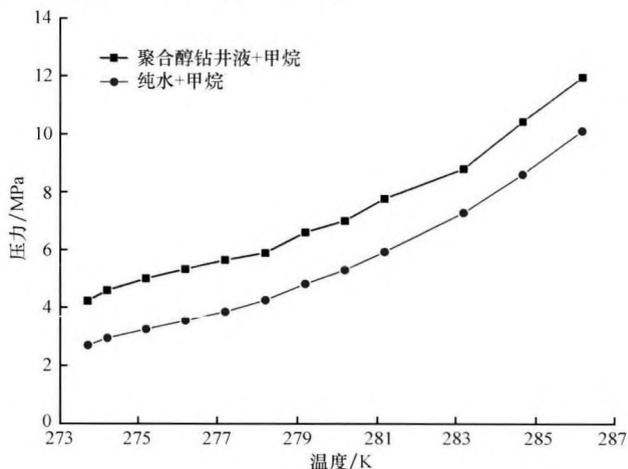


图 3 甲烷水合物在聚合醇钻井液中的生成条件

从图 3 可以看出,当温度处于 273.7~286.2 K 范围内时,聚合醇钻井液中甲烷水合物的生成压力为 4.25~11.96 MPa,而在纯水中为 2.73~10.12 MPa,这充分表明了聚合醇钻井液体系能够明显改变甲烷水合物的生成条件,使甲烷水合物的生成条件更加苛刻,从而有效抑制甲烷水合物的生成。

### 3.4 抑制水合物再生试验

由于钻井液抑制水合物的能力主要来自动力学抑制剂 PVP(K90),为便于说明问题,在相同的试验条件(温度、压力和持续时间)下,分别进行了静态抑制和动态抑制对比试验。

#### 3.4.1 水合物生成静态抑制试验

试验压力分别为 13 MPa(模拟 1 300 m 水深)和 18 MPa(模拟 1 800 m 水深),温度为 4 °C,保温观察 20 h。观察发现,在加入了抑制剂 PVP 的钻井液中,20 h 内反应釜内的温度和压力无明显变化,而在无抑制剂 PVP 的钻井液中,出现压力明显下降、温度显著上升的现象,表明钻井液中有水合物生成。

由图 4 可见,未加入动力学抑制剂时,在反应

过程中,系统压力的降低非常明显,而且可以看到温度曲线有非常明显的局部陡升现象。在试验开始时,由于甲烷气体溶解于钻井液中,出现了压力缓慢降低的现象。当反应釜内压力为 18 MPa 时,反应进行到 200 min 时开始出现微小温度升高现象,而反应进行到 900 min 时,明显可以看到“温度尖峰”和压力降低,说明水合物生成速度非常快,而反应进行到 1 000 min 左右时,反应基本结束;当反应釜内压力为 13 MPa 时,反应进行到 1 100 min 时,水合物生成较快,温度也出现了明显的“尖

峰”。与此相反,在加入 1.0% 的抑制剂 PVP 后,系统压力在反应过程中变化非常小,可以解释为由于少量甲烷气体溶解于钻井液中,而且温度的变化也非常平稳,说明反应釜内无水合物生成。试验结束后打开反应釜,发现每组钻井液配方对水合物生成的抑制性能具有非常明显的差异,更直观地验证了抑制剂 PVP(K90) 具有非常好的水合物生成抑制能力,同时也说明该聚合醇钻井液体系在低温、高压的环境下,能够非常有效地抑制水合物的生成。

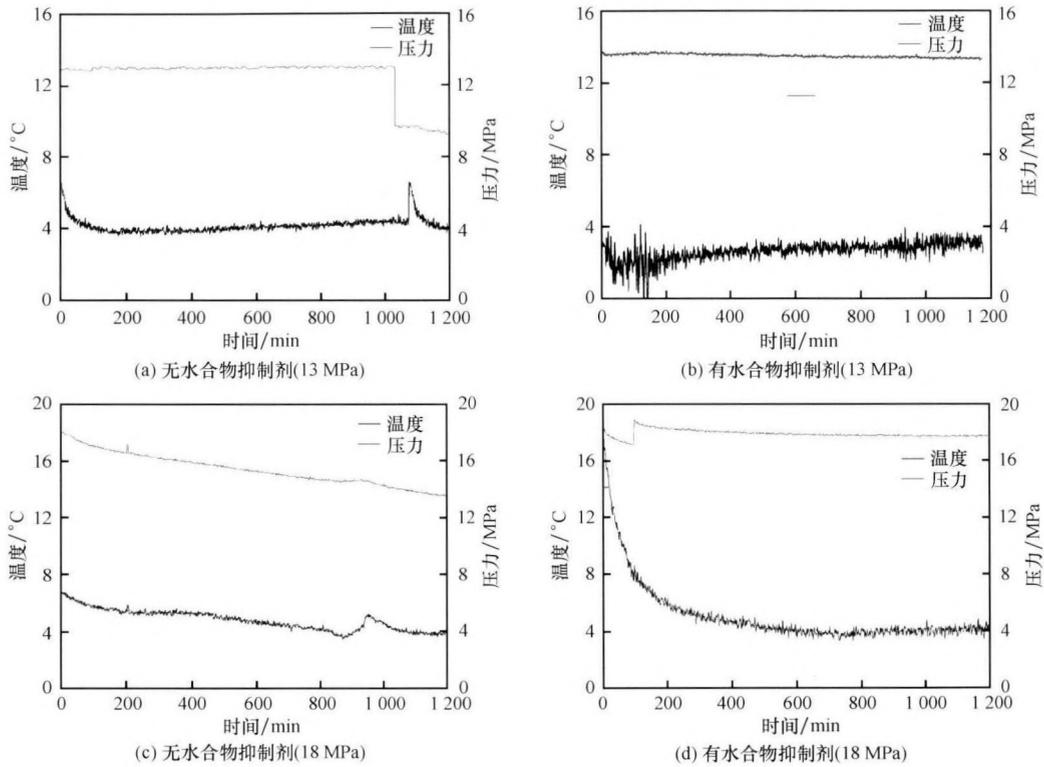


图 4 加入与未加入水合物抑制剂 PVP 聚合醇钻井液的温度和压力比较

### 3.4.2 水合物生成动态抑制试验

在 4 °C 温度下,向反应釜中通入甲烷气体,分别增压至 13 和 18 MPa。利用自行研制的由环绕

线圈和放置于反应釜中的搅拌子构成的磁力搅拌系统,对反应釜内的聚合醇钻井液进行全程搅拌。开启数据采集系统,恒温反应 20 h。试验结果见图 5。

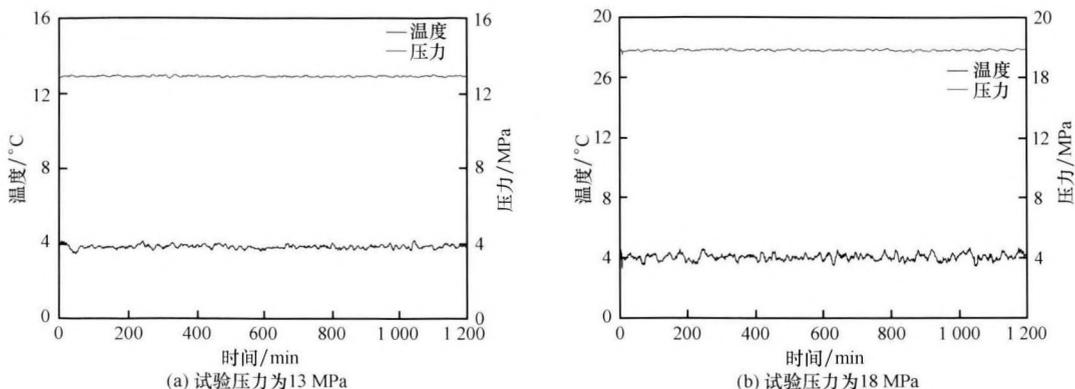


图 5 水合物生成动态抑制试验

从图5可以看出,在试验过程中,反应釜内的温度和压力曲线比较平稳,几乎没有发生变化,说明钻井液在搅拌状态下对甲烷水合物的生成同样具有良好的抑制作用。

## 4 结论与建议

1) 聚合醇钻井液在低温环境下不仅具有良好的常规性能,还具有优良的水合物抑制性,能够较好地满足水合物地层钻井对井壁稳定、清洁井眼以及防止水合物分解及再生的要求。

2) 在海洋天然气水合物地层钻井时,建议保持略高的钻井液循环速度,既可使钻井液快速带走钻头部位切削地层所产生的热量,又可加速低温钻井液的更新,还可利用钻杆外部的深层低温海水辅助降低钻井液的温度,从而有利于控制水合物地层温度的升高,保持水合物的稳定。

3) 建议深入研究聚合醇钻井液与天然气水合物的微观作用机理,继续优化聚合醇钻井液的各项性能,使其能够更好地服务于海洋水合物地层钻井。

## 参 考 文 献

- [1] 蒋国盛,王达,汤凤林,等.天然气水合物的勘探与开发[M].湖北武汉:中国地质大学出版社,2002:1-3,6-9.
- [2] 宁伏龙,蒋国盛,张凌,等.影响含天然气水合物地层井壁稳定的关键因素分析[J].石油钻探技术,2008,36(3):59-61.
- [3] 吴华,邹德永,于守平.海域天然气水合物的形成及其对钻井工

程的影响[J].石油钻探技术,2007,35(3):91-93.

- [4] 邱存家,陈礼仪,朱宗培.天然气水合物钻探中钻井液的使用[J].探矿工程,2002,36(4):36-37.
- [5] Tan C P, Clennell M B, Tohidi B, et al. Managing wellbore instability risk in gas-hydrate bearing sediments[R]. SPE 92960, 2005.
- [6] 郭琨.海洋手册[M].北京:海洋出版社,1984:122-123,185.
- [7] Rodger P M. Simulation of surface melting and inhibition in clathrate hydrates; the 8th international symposium on molecular recognition and inclusion, Ottawa, Canada, July 31-August 5, 1994[C].
- [8] 王书森,吴明,王国付,等.管内天然气水合物抑制剂的应用研究[J].油气储运,2006,25(2):43-46,52.
- [9] 鄢捷年.钻井液工艺学[M].山东东营:石油大学出版社,2001:176-177.
- [10] Cohen J H, Williams T E, Kadaster A G, et al. Hydrate core drilling tests[M]. Houston: Maurer Technology Inc, 2002: 45-46.
- [11] 孙涛,陈礼仪,邱存家,等.天然气水合物勘探低温钻井液体系与性能研究[J].天然气工业,2004,24(2):61-63.
- [12] 宁伏龙,吴翔,张凌,等.天然气水合物地层钻井时水基钻井液性能实验研究[J].天然气工业,2006,26(1):52-55.
- [13] 唐翠萍,杜建伟,梁德青,等.天然气水合物新型动力学抑制剂抑制性能研究[J].西安交通大学学报,2008,42(3):333-336,367.
- [14] George D S, Hyndman R D. The challenge of deep ocean drilling for natural gas hydrate[J]. Geoscience Canada, 2001, 28(4):179-186.
- [15] 司贤群,吕振华.聚合醇防塌钻井液体系的室内评价与应用[J].石油钻探技术,2001,29(3):45-46.

[审稿 任韶然]

## Lab Tests on A Novel Water-Based Polyglycol Drilling Fluid

Liu Tianle Jiang Guosheng Tu Yunzhong Ning Fulong Zhang Ling

(MOE Engineering Research Center of Rock-Soil Drilling & Excavation and Protection, China University of Geology, Wuhan, Hubei, 430074, China)

**Abstract:** In situ hydrate is unstable and dissociates easily during drilling or coring which may result in a series of drilling accidents. Therefore, it is important to prevent hydrate dissociation during gas hydrate drilling, and a properly designed drilling fluid is one of the most important measures. Considering the properties of hydrate formation, the designing principle of drilling fluid was provided. Based on this, a new polyalcohol drilling fluid for oceanic hydrate formations was formulated. The performance of this drilling fluid was evaluated by shale hydration inhibiting test, low-temperature rheological property test, and gas hydrate formation inhibiting experiment (both static and dynamic). The results show that the developed drilling fluid system has good rheological property, can maintain the wellbore stability, can clean and cool the bottom hole, which is a very good drilling fluid for oceanic hydrate formations.

**Key words:** natural gas; hydrate; offshore drilling; polymer drilling fluid; inhibitor; drilling fluid property