

深水海底油水分离的关键技术分析

丁 艺 陈家庆

(北京石油化工学院 机械工程学院 北京 大兴 102617)

摘 要 采用海底油水分离系统不仅能够减轻立管压力、降低举升动力消耗,而且降低了井口背压,进而可以提高采收率。在阐述深水海底油水分离技术所面临挑战的基础上,跟踪国外在该领域的最新研究进展,详细介绍了静电预聚结、管式分离等适用于深水海底油水分离的最新技术,为国内相关人员自主研发深水海底油水分离技术提供了参考指导。

关键词 油水分离;三相重力分离器;静电预聚结器;管式分离器

中图分类号:TQ028.4

文献标识码:A

文章编号:1005-8265(2009)02-0010-06

由于陆上油田已进入开发的中后期,国内原油产量的增量主要依靠海洋石油,而已探明世界石油储量的80%以上位于水深500 m的深水区,为此必须加大海洋油气资源的勘探开发力度^[1]。在海底油田开发规划设计阶段,油水分离问题往往处于次要地位,但随着开采进入中后期,油井产出液中的含水量持续上升,油水分离问题就被提升到了一个新高度。采用海底油水分离系统,将油井产出液中的大部分水在海底井口附近分离出来,不仅能够大大减轻立管中的静压、降低举升动力消耗,而且降低了井口背压、进而可以提高采收率。因此,开发能应用于深水海底油水分离的新技术与新设备显得尤为重要。

在我国的油气集输工程领域,当前围绕油水分离所开展的研究工作主要结合地面常规重力分离技术,对于深水场合涉及到的一系列关键技术尚缺乏深刻认识和理解,而国外已经有在水下对油井采出液直接进行油水分离的成功案例^[2]。笔者将从深水海底油水分离面临的挑战与对策的2个方面进行阐述,以推动我国在该领域的技术发展进程。

1 深水海底油水分离面临的挑战

虽然目前海底油水分离技术在常规水深已得到成功应用,但把该技术应用到深水领域仍面临着巨大的挑战。主要原因在于,与常规水深相比较,深水环境下

油井产出液自身的特征与外部因素都发生了明显变化,当水深超过600 m时变化尤为显著。

1.1 油井产出液自身的特征变化对油水分离体系的影响

油水分离设备在深水甚至是超深水环境下工作时,油气特征对油水分离体系的影响主要表现在深水实际气液比低和海底油水分离压力高两个方面。

1.1.1 深水实际气液比低

油井采出液包括液相、气相和少量的砂及盐类,气液比是指油井采出液中溶解在液相里的气体与液体的比值。气液比的高低与压力的大小有关,压力越大,溶解在油相中的气体量越多,因此深水环境下的原始气液比较高。但是油井采出液在向上输送处理的过程中,随着压力的不断减小,从液相里释放出的气体量逐渐增多,导致深水环境下的实际气液比低于原始气液比^[3]。

1.1.2 海底油水分离压力高

从目前初步的研究结果来看,高压有助于提高油水分离效率^[4]。潜在的原因可能是压力越高,采出油中含有的液态烃的质量分数越低,增加了水相和油相之间的密度差。此外,轻态(气态)烃馏分在高压条件下容易被液化,与重态烃馏分混合后能减少液态烃相的总体密度,最终导致油相馏分密度降低。水油两相密度差的增加能减少后续重力沉降的油水分离时间,进而提高分离效率。

收稿日期 2009-02-19

基金项目 国家“十一五”863计划资源与环境技术领域2007年度专题课题(NO.2007AA06Z225)北京市属高等学校人才强教计划资助项目(CNO.PHR200906214)

作者简介 丁艺(1984-)男,硕士研究生,主要从事油水分离方面的研究工作。

1.2 外部环境条件对油水分离体系的影响

油水分离效率对外部环境的依赖性较强，在开发深水油田时，环境对分离体系的影响主要表现在压力和温度两方面。

1.2.1 较高的环境压力

随着水深增加，分离器壳体所承受的外压力不断增大，尤其是当水深超过 600~800 m 时，需要承受的外部压力达到 6 MPa（一般卧式电脱水器的设计压力在 0.4~1 MPa 之间），必须增加分离器的壁厚。表 1 列出了直径为 Φ2.8 m 卧式分离器在不同水深时所用碳钢板材的厚度^[5]。

表 1 卧式分离器在不同水深时的厚度
(弹性模量为 2×10^5 MPa)

水深/m	外压力/ MPa	安全系数	临界压力/ MPa	壁厚/mm
200	2	3.5	7	70
500	5	3.5	17.5	95
800	8	3.5	28	110
1 200	12	3.5	42	130
1 500	15	3.5	52.5	140
2 000	20	3.5	70	150
3 000	30	3.5	105	175

从表 1 中可以看出，深度增加，分离器的壁厚及重量必然相应增大，例如直径为 Φ2.8 m 的卧式分离器在 500 m 水深时需要使用厚为 95 mm 的碳钢板材来卷制，当该分离器的长度为 10 m 时，其重量大约为 68 t；同样材料、直径及长度的分离器，在 1500 m 水深时需要使用厚为 140 mm 的碳钢板材来卷制，其重量约为 100 t。除了使得重量显著增加外，壁厚的增加还给油水分离器的加工、焊接、热处理及水下安装带来了很大困难。

1.2.2 较低的环境温度

研究结果表明，温度对开发油层中重质油分离的影响很明显，因为当温度高时，重质油的黏度降低，有利于油水分离，能提高分离效率，而当温度低时情况则截然相反，对油水分离产生负面影响。深水海底温度一般保持在 2~4℃，在海底对采出液进行预加热又比较困难，所以较低的环境温度对海底油水分离的效率是一个巨大挑战。

此外，产出水中含有游离气，游离气与水在高压、低温条件下接触很容易形成水合物^[6]。水合物的危害主要表现为堵塞出油管线和阀门，降低输油管线的输送

能力，严重时可使管线的当量直径全部堵死，甚至停产，管线堵塞后处理较为困难^[7]。图 1 所示为珠江口盆地水合物的形成曲线，曲线上边是水合物的形成区，即当温压条件处于曲线上侧时，水合物就有可能形成^[8]。

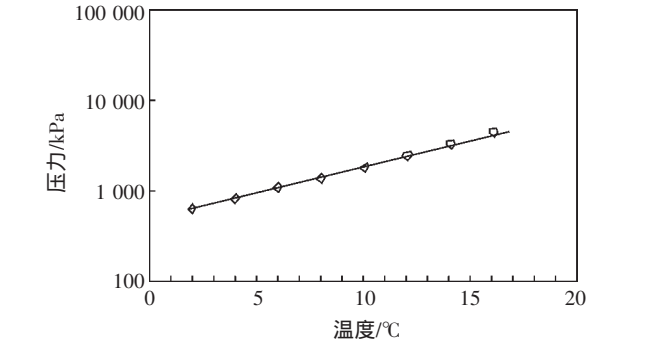


图 1 水合物形成曲线图

2 深水海底油水分离的新技术

为了满足深水油田开发的需要，有必要在风险允许的前提下对海底油水分离技术进行根本性变革。为此，国外海洋石油大国近几年来纷纷投入巨资进行这方面的研究开发和工程应用，目前成功运行的里程碑式海底油水分离系统有：①Troll C 油田的海底分离与回注系统(SUBSIS)；②Tordis 油田的海底分离、增压和注水系统(SSBIS)，这两个项目的海底油水分离模块是基于重力沉降原理的常规卧式分离器^[9,10]。此外，法国道达尔(TOTAL)公司在安哥拉开发的 Pazflor 油田所用的油水分离装置是世界上第三个在建海底分离系统，计划于 2011 年开始安装，但其主要偏重于海底气液分离。从目前海底油水分离工程实践及国外的研究情况来看，适用于深水海底油水分离的技术主要有以下几种。

2.1 基于常规重力分离器的结构改进

2.1.1 SUBSI 系统所用的海底油水分离器

SUBSIS 项目于 2002 年 8 月正常运行，系统工作水深 340 m，所用海底油水分离器为长 11.8 m、直径 Φ2.8 m 的常规卧式重力分离器，其额定工作压力 16 MPa，最大绝对压力 18 MPa，设计处理量为 417 m³/h，整个容器与周围的海水采取隔热措施，如图 2 所示。为了适应水下作业，该分离器在出入口布置、液位探测系统、容器内底部除砂等方面进行了改进。

分离器入口布置一个蜗形腔室用来分离气体并降低采出液流入时的动量，出口安装了一个堰板和一个附属挡板用来储存油相，堰板高度与分离器内水位探

测器的最大高度相同。容器顶部的人孔作为 2 个液位探测系统(核子探测系统和电感探测系统)的接入孔,在每个探测系统顶部垂直安装 20 多个传感器(传感器间距 100 mm)。液位探测系统用来监测油水两相的界面和乳化层,核子液位监测系统还能监测气油两相的界面。除砂系统是由安装在分离器底部的两组管道组成,一组用来冲刷沉积在分离器底部的砂粒,另一组用来排放含砂粒的水分子。

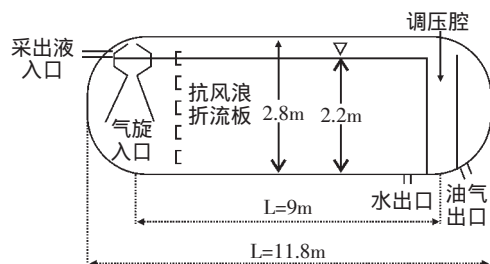


图 2 Troll C 油田用油水分离器结构示意图

2.1.2 SSBI 系统所用的海底分离器

Tordis 油田由 StatoilHydro 公司于 1994 年开发,为了提高油田的采收率,StatoilHydro 公司对油井采出液在海底实施水分离,并于 2005 年 10 月与 FMC Technologies 签约建造水下分离系统(TIORA),该系统包括管道在线汇合(PILM)、海底分离、增压和注水站(SSBI)、高压电源、控制系统和水处理用 Xmax 树。SSBI 站于 2007 年 7 月被运送到 StatoilHydro 公司,2007 年 8 月被安装在 Tordis 油田,系统工作水深 200 m,2007 年秋季,StatoilHydro、FMC 和其他供应商对 SSBI 站进行了调试,迄今仍在正常运行,分离出来的水回注到 Utsira 地层,分离出来的油和气输送到 Gullfaks C 平台^[11]。

早在 2004 年,FMC 公司便开始研究适用于海底的紧凑型分离器,随后又对小规模(1:4.5)与全规模分离器的设计、建造、测试进行了资格认证,测试时在分离器上增加了一些喷嘴和玻璃孔以便于观察。小规模分离器的测试工作首先在挪威 StatoilHydro 公司位于 Porsgrunn 的研发中心进行,随后又在 CDS 测试设备对结果进行了验证,全规模分离器则安装在 Norne 油田进行测试^[12]。

SSBI 站中所用的海底油水分离器与认证时的结构相同,其工作原理如图 3 所示,该分离器长 17 m、直径为 $\Phi 2.1$ m,总重约 80 t,而相同处理能力的常规卧式分离器总重约为 150 t。分离器中的入口旋流器将油井产出物中的大部分气体分离出来,并通过气体旁路

管线送出分离器外,从而减小了分离器的尺寸^[13]。内部的分流板可以避免采出液堵塞分离器。底部的冲刷系统能够冲走油井产出物中流出的沉积在罐底的砂粒,防止形成砂层。分离器中还安装有液位检测计来监测水、油、气三相之间的界面。

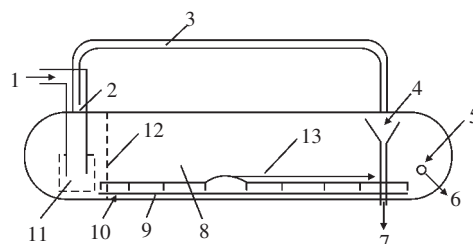


图 3 Tordis 油田带有除砂系统的分离器结构示意图

- 1-油井产出物入口 2-入口旋流器 3-气体旁路管线;
4-油气出口 5-出水口 6-通往除砂装置的含砂水;
7-通往水面的油气 8-油/水/砂沉降分离区 9-供水管线;
10-底部砂粒转移区;11-液体分布组件;
12-大口径分流板;13-排砂装置;

2.2 采用静电预聚结技术提高重力沉降速度

根据 Stokes 公式可知,油水分离时水颗粒的沉降速度与其自身粒径的平方成正比。静电聚结的目的就是通过电场作用将连续原油相中的分散相小水颗粒聚结成较大粒径的水颗粒,从而提高沉降速度,减少所需的沉降时间,提高分离效率。目前较为典型的适合海底用静电预聚结设备主要有紧凑型静电聚结器(Compact Electrostatic Coalescer, CEC)、容器内置式静电聚结器(Vessel Internal Electrostatic Coalescer, VIEC)和低含水率聚结器(LOW WATER Content Coalescer, LOWACC)等。

2.2.1 CEC

1999 年 8 月 1 日~2002 年 1 月 30 日,在挪威政府 DEMO 2000 计划的支持下,Kvaerner Process Systems (KPS)公司以 StatoilHydro 开发 Fram & Gjøa 海底油田的需要为目标,实施了名为“紧凑型静电聚结器海底化”的项目,以便将其结合到水下油水分离系统中进行原油脱水^[14]。该项目的主要目的是研制开发一套用于海底原油脱水的 CEC 装置,并进行一些资质认证工作。取得的成果包括:设计的海底 CEC 装置可以安装在标准 API 导索架上独立回收,其尺寸为 $L \times W \times H = 2.586 \text{ m} \times 2.586 \text{ m} \times 5.164 \text{ m}$,包括框架在内的模块总重约为 20 t;采用了海底高压电缆穿舱接入系统向油水混合物施加强电场;采用了海底液位感应器来探测内部的气/液界面位置。2001 年左右,在 StatoilHydro 公司

研究中心的多相流循环管道上对 CEC 装置的脱水性能进行了测试,操作压力和运行温度模拟 Gjøa 海底油田的实际情况,所用原油全部来自北海海域的各油田现场,重度范围为 19~39°API,测试结果表明,在对不同重度和含水率的原油进行的测试中,出口处油相中的含水率都低于 0.5%,达到了规定的标准。

2006 年,StatoilHydro、Petrobras 以及 AKS 公司共同合作在多相流循环流道上对重质原油进行了撬装式 CEC 海底模块的三相分离测试工作,流体中的气相含量<40%,并考虑了将 CEC 应用于海底油水分离系统的可能性。2007 年 2 月底,KPS 公司在多相流循环流道上完成了 CEC 的最后测试工作,为解决水下油水分离系统的原油脱水问题奠定了坚实的技术基础。

2.2.2 VIEC 和 LOWACC

为了开发适合水深 3 000 m 的海底处理系统设备,Vetco Aibel 公司发起了 Nuddeep 项目,主要包括 NuComp、NuFlow、NuTrols 和 NuProc 四个子项目,其中 NuProc 旨在开发第二代海底油水分离设备。该公司研制的油水分离设备为内置静电聚结组件的卧式细长圆柱状压力容器,内部串联组合 VIEC 和 LOWACC,所用 VIEC 组件的尺寸为 $L \times W \times H = 450 \text{ mm} \times 450 \text{ mm} \times 190 \text{ mm}^{[15]}$ 。该分离器总长 5.2 m,直径为 $\Phi 0.63 \text{ m}$,设计处理能力为 10 000 BOPD。分离器外部材料由双相不锈钢组成,内部包含所需的仪器仪表(如温度表、压力表、流量计等)和控制阀,并设计取样点分析不同阶段水颗粒的聚结特性^[16]。为了更好的适应海底操作条件,设计压力为 10 MPa(水深 1 000 m),设计温度为 125°C。在分离器的入口有一个低动量分流器,在 VIEC 组件的上游和下游各有一个双层穿孔板,从而把分离器分成入口、VIEC 和 LOWACC 等三个腔;在分离器的出口区安装一个密度分析仪^[17]。

2005 年,在 Norsk Hydro 多相流高压分离测试装置上安装了一台 NuProc™ 实验用分离器,含水率、水力停留时间和气液比都与实际油田的参数一致,以尽可能在接近真实近海操作条件下测试 NuProc™ 油水分离器的性能,工艺流程如图 4 所示。对 17°API 重质油的测试结果表明,粘度为 80 MPa·s 的重质油在停留时间为 4 min 时,分离器出油口的含水量低于 5%,而出水口的油脂总含量低于 200 ppm(高压试验中,80°C 下的含油量为 40 ppm、65°C 下的含油量为 80 ppm),分离效果令人满意。对 29°API 轻质油在温度为 65°C、

压力为 1.5MPa 的条件下的测试结果表明:当分离器入口处的含水率为 11%时,经过 VIEC 聚结后含水率降到 3.3%,再经过 LOWACC 聚结后出口口含水率降到 0.34%,聚结效率从 27%提高到 97%,对轻质油的分离效果很好。

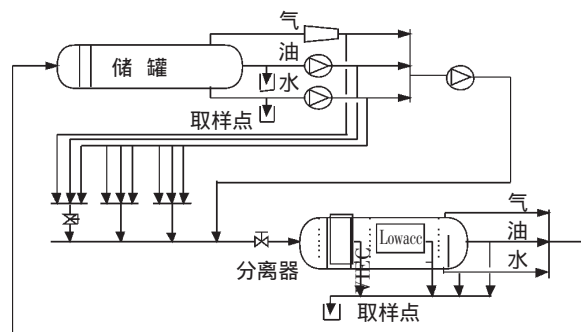


图 4 多相流循环流道工艺流程图

2.3 管式分离系统

2.3.1 基本原理及结构

StatoilHydro 公司研发的管式分离器是一种新的紧凑型重力分离器,其设计理念主要基于以下四点:通过减小分离器的直径,降低了水颗粒的沉降距离和相应所需的沉降时间;通过增大水相的界面区域,减小了界面水力负荷;通过增大油水乳化层上所受的剪切力,加速了乳化层的分解,使得管式分离系统能分离更为稳定的乳化液和高粘度的采出液;通过增大轴向平均流速(约 1.0 m/s),使油井产出液处于湍流流态,提高了油水分离效率。

工程实践中管式分离系统的结构如图 5 所示,由入口“Gas Harp”、管式分离器、出口区域三部分组成^[18]。入口“Gas Harp”结构只能分离油井采出液中的游离气,而溶解气则随着液体进入管式分离器,分离出来的气体通过旁路管线直接进入管式分离系统的出口区域,“Gas Harp”结构还能抑制段塞的形成使得进入管式分离器的采出液平稳,“Gas Harp”是由 5 个垂直管与一个气体旁路管线组成,垂直管上端与气体旁路管

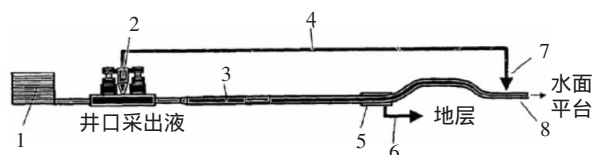


图 5 工程实践中管式分离系统的结构示意图

- 1—电源 2—入口“Gas Harp”结构 3—管式分离器;
- 4—气体旁路管线 5—引流装置 6—水相出口;
- 7—气相出口 8—油相出口

线连接,下端与管式分离系统连接。管式分离器由细长结构的圆柱管组成,主要分离油水两相,其直径根据所设计的流速来确定,分离效率通过调节长度/直径的比来改变。出口区域把分离出来的水回注到地层,油气混合物则通过管线输送到水面平台,在出口区域还安装一些仪表,如压力表、温度计、液位探测系统等。

2.3.2 前期测试

StatoilHydro 公司在位于 Porsgrunn 的研究中心对管式分离系统模型在高压循环流道上的性能进行了测试,主要目的是检验管式分离系统的效率和功能,定义出水口的最大含油量为 1 000 ppm,出油口的最大含水量为 10%。测试用乳化液的含水率在 70%~90%之间,气液比的范围是 0~4,不添加破乳剂。测试结果表明,油相出口的含水率低于 4%,水相出口的含油量低于 600 ppm,均符合产品规格要求;在段塞流和泡状流的流态下,管式系统分离效果较好,乳化液在管式分离系统中的流态对出水口水质不会产生负面影响,若泡状流态下水相的含油量较低,可能引起气浮现象。

StatoilHydro 公司还使用 Marlim 油田开采的原油(20°API)对管式分离系统的分离效果进行了测试,结果表明管式分离系统的性能要优于常规重力分离器^[19]。此外,Norsk Hydro 公司在其研究中心建立了 1 套管式分离系统的现场模拟装置以进行资质认证工作,对典型油水乳化液的分离效果在参考文献^[2]中有详细的阐述。

3 结论

(1)采用海底油水分离系统不仅能够减轻立管压力,不需对水面生产处理设施进行扩容改造,还能降低井口背压进而提高采收率,有着广阔的发展前景。该技术在 Troll C 油田和 Tordis 油田已经得到了成功的应用,国内这方面的研究尚处空白,需要引起相关从业人员的重视。

(2)SUBSIS 项目和 SSBIS 项目的海底油水分离器仍然是基于重力的卧式分离器,在结构上没有太大的改进。KPS 公司和 Vetco Aibel 公司对静电聚结技术的海底化应用进行了大量的研究,测试结果表明,使用静电聚结技术可以提高油水分离效率。

(3)管式分离系统是一种在海底有广阔发展前景的三相分离器,StatoilHydro 公司结合 Troll B 油田的实际参数对该系统的海底化应用进行了相关研究,取得了良好的效果,为管式分离系统的工程化应用奠定了坚实

的基础。

参考文献:

- [1] 陈家庆. 海洋油气开发中的水下生产系统 (一)[J]. 石油机械, 2007,35(5):54-58.
- [2] 陈家庆. 海洋油气开发中的水下生产系统 (二)[J]. 石油机械, 2007,35(9):150-156.
- [3] 赵永胜, 张善严, 朱楠. 喇、萨、杏油田生产气油比变化规律[J]. 大庆石油地质与开发,1998,17(1):22-26.
- [4] Jarle Michaelsen. Innovative Technology for Ultradeepwater Gravity-Based Separators[C]. OTC 15175, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5-8 May 2003.
- [5] 陈国恒. 化工机械基础[M]. 北京: 化学工业出版社,2006.
- [6] B. Bringedal, T.Ingebretsen, K. Haugen. Subsea Separation and Reinjection of Produced Water[C]. OTC 10967, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 3-6 May 1999.
- [7] 张存, 付宗委. 输气管线水合物的形成与预防[J]. 油气田地面工程,2008,27(9):24-24.
- [8] 陈多福,姚伯初,赵振华,等. 珠江口和琼东南盆地天然气水合物形成和稳定分布的地球化学边界条件及其分布区[J]. 海洋地质与第四纪地质,2001,21(4):37-42.
- [9] Terje Horn, William Bakke, Gunnar Eriksen. Experience in operating World's first Subsea Separation and Water Injection Station at Troll Oil Field in the North Sea [C]. OTC 15172, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5-8 May 2003.
- [10] R. Fantoft, T. Hendriks, J. Elde. Technology Qualification for the Tordis Subsea Separation, Boosting, and Injection System [C]. OTC 17981, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 1-4 May 2006.
- [11] Gro Mogseth. Functional Verification of the Worlds First Full Subsea Separation System — TIORA [C]. OTC 19328, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5-8 May 2008.
- [12] Rune Fantoft, Toine Hendriks, Robert Chin. Compact subsea separation system with integrated sand handling [C]. OTC 16421, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 3-6 May 2004.
- [13] Ann Christin Gjerdsseth, Audun Faanes, Rune Ramberg. The Tordis IOR Project[C]. OTC 18749, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 30 April-3 May 2007.
- [14] 陈家庆, 常俊英, 王晓轩, 等. 原油脱水用紧凑型静电预聚结技术(一)[J]. 石油机械,2008,36(12):75-80.

- [15] Bjørn Erik Kvilesjø, Jarle Michaelsen and Pål Jahre Nilsen. Subsea separation process qualified for heavy oils(17°API)[C]. Presented at the Deep Offshore Technology Conference and Exhibition, Vitoria, Espirito Santo, Brazil, November 8–10, 2005.
- [16] T.A. Fjeldly, E.B. Hansen, P.J. Nilsen. Novel Coalescer Technology in First-Stage Separator Enables One-Stage Separation and Heavy-Oil Separation [C]. OTC 18278, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 1–4 May 2006.
- [17] Anne Margrethe mosland, Pål Jahre Nilsen, Bjørn Erik Kvilesjø. VIEC (Vessel Internal Electrostatic Coalescer)—A proven technology for enhancing heavy oil separation and improving produced water quality[C]. Advances in Multiphase Separation and Multiphase Pumping Technologies Conference, Aberdeen, United Kingdom, 1–2 Sep 2005.
- [18] Svein Ivar Sagatun, Per Gramme, Gunnar Hannibal Lie, Olav Johan Horgen, Marit Storvik, Torbjørn Ruud. The Pipe Separator: Simulations and Experimental Results [C]. OTC 19389, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5–8 May 2008.
- [19] Mauro Euphemio, Roberto Oliveira, Giovani Nunes, Carlos Capela, Leonardo Ferreira, Petrobras. Subsea Oil/Water Separation of Heavy Oil: Overview of the Main Challenges for the Marlim Field—Campos Basin [C]. OTC 18914, presented at the Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 30 April–3 May 2007.

The Analysis of Critical Technique on Subsea Oil–water Separation

DING Yi, CHEN Jia-qing

(School of Mechanical Engineering, Beijing Institute of Petrochemical Technology, Beijing 102617, China)

Abstract : Subsea oil–water separation system can not only reduce riser pressure, lower lifting power consumption but also can reduce wellhead pressure, thus improving oil recovery. On the basis of describing the challenges of subsea oil–water separation technology in deepwater, this paper introduced the latest technologies suitable for subsea oil–water separation combining with recent development abroad in this area, such as electrostatic pre-coalescence, pipe separation. All these information can be referred as guidance for the domestic relevant staff developing independently subsea oil–water separation technology in deepwater.

Key words : oil–water separation ,three phase Gravity Separator ,Electrostatic pre-coalescer ,pipe separator

敬告广大作者

请来稿时附上作者简介,联系电话,通讯地址,

并在关键词下面加上中图分类号!