

海上油气田开发水下分离增压技术的应用及经济效果分析

于利国（中石化石油工程设计有限公司，山东 东营 257026）

罗小明（中国石油大学（华东），山东 青岛 266580）

摘要：水下分离增压技术在处理多相流体混合物、防止气蚀和汽化、提高流体处理效率、保障水下生产系统流动安全等方面作用显著，对于中深水油气田的高效开发具有非常重要的作用。本文将从水下分离增压的理论出发，利用工程实例进行数值模拟，分析不同泵压、不同水深、不同含水率等因素对分离增压效果的影响，以期确定最佳工艺参数，达到最优增压 / 增程输送效果，从而指导现场经济高效生产。

关键词：水下分离增压；中深水油气田；流动安全；经济高效；降低平台投资

0 引言

中深水海域蕴藏着丰富的石油天然气资源，是油气增储上产的重要领域。然而中深水静水压力大，水温低^[1]、海底管道距离长，集输半径大，海底井口的回压大，这就会导致低压油气藏无法依靠储层自身压力举升输送油气、油气田开发中后期储层压力不足采收率下降、采出水含量过高等问题，一定程度影响了海上油气田的安全和经济有效的开发。

为了应对中深水油气田开发面临的挑战、增加油气采收率、延长油气田寿命，需要进行水下增压相关研究。由于水下分离增压技术在处理多相流体混合物、防止气蚀和汽化、提高流体处理效率、保障水下生产系统流动安全等方面作用显著^[2-3]。本文将从水下分离增压的理论出发，利用工程实例进行数值模拟，分析不同泵压、不同水深、不同含水率等因素对分离增压效果的影响，以期确定最佳工艺参数，指导现场生产。

1 水下分离增压技术概述

采用水下分离增压技术^[4-5]，先进行气液分离然后再增压输送，分离后的气液两相分别增压，然后两相混合或分开输送至海上生产平台。水下分离技术可以降低井口背压、提升储层压力，提升油气采收率和

流体输送效率，显著降低平台荷载与空间需求，大幅减少油气在管输过程中对水合物抑制剂、降凝剂等化学药剂的用量，减少水上采油投资和油气举升动力消耗。水下分离系统主要对比参数如表 1 所示。

2 数值模拟背景

2.1 油藏开发数据

以巴西某深油气田开发为研究背景，海水深度为 1650m~1900m，开发的井口数量为 15 口，每口生产井产量约为 8000bbl/d。

2.2 流体

原油的组分信息如表 2 所示。

表 2 油品的组分信息

组分	摩尔百分数	组分	摩尔百分数
N ₂	0.56	C ₉	0.64
CO ₂	3.55	C ₁₀	0.94
C ₁	44.34	C ₁₁	0.62
C ₂	5.48	C ₁₂	2.47
C ₃	3.7	C ₁₃	3.69
iC ₄	0.7	C ₁₄	2.62
nC ₄	1.65	C ₁₅	2.59
iC ₅	0.73	C ₁₆	3.3
nC ₅	0.87	C ₁₇	3.11
C ₆	0.83	C ₁₈	3.26
C ₇	0.73	C ₁₉	3.07
C ₈	0.56	C ₂₀	9.99

表 1 水下分离系统对比

油田	Marimba	Perdido	BC-10	Pazflor
公司	Petrobras	Shell	Shell	Total
时间	2001	2010	2009	2011
地点	巴西海	墨西哥湾	巴西海	几内亚湾
水深	395m	2450m	1780m	800m
面临挑战	低储层压力	低储层压力、重油	低储层压力、重油	低储层压力、水合物
分离方式	气液分离	气液分离	气液分离	气液分离
分离技术	螺旋通道旋流 + 沉箱	GLCC+ 沉箱	GLCC+ 沉箱	重力分离
结构尺寸	沉箱直径 30 英寸、高 72m	沉箱直径 35 英寸、高 330 英尺	沉箱直径 35 英寸、高 350 英尺	分离器直径 3.5m、长 9m
增压方式	电潜泵	电潜泵	电潜泵	混合泵

2.3 建立管线物理模型

使用 OLGA 软件自带的管线几何模型的创建功能进行物理模型的建立。入口端 Well Head 井口选用压力节点，出口端 Topsides 选用压力节点。

由井口至上部包括一段默认长 15km 的水平海底管道（可根据回接距离模拟要求设置不同值）、一段默认长 1500m 的竖立管（可根据水深模拟要求设置不同立管高度）和一段与上部处理设施相连的水平短管，短管长 100m。分离器长 24m，直径 4m，分离器的分离效率设置为 0.8。分离器位于立管底部，由两条出口管道分别输送气液两相。气相管道设为非单相。

2.4 边界条件设置

①管道参数设置：管道的材质为 X65，密度为 7850kg/m³，比热容为 500J/kg·℃，传导率为 50W/m·℃，钢管厚度为 0.009m。保温材料为聚丙烯，密度为 800kg/m³，热熔 1800J/kg·℃，导热系数 0.18，保温层厚度为 0.03m。管径 0.7m，管壁粗糙度 0.028mm。

②入口、出口设置：海底环境温度为 6℃，流体温度为 90℃，含水率为 10%（可根据模拟需要调整），气油比为 150Sm³/Sm³，井口压力设置为 40bara（可根据模拟需要调整）。上部出口温度为 20℃（估计温度值，真实温度值由计算结果决定），上部压力为 15bara。

③迭代设置：在选好监测变量之后还需要对迭代的具体参数进行赋值，ENDTIME 设置为 72h，MAXDT 设置为 20s，其余保持默认值。

3 数值模拟及分析

①模拟井口 60 bara、水深 1500m，不同泵压下液相出口管道的参数变化。当增压 20~60bar（含）时，其中泵压为 50~60bar 时，上部出口处油相和水相的标况累计体积随时间的增加而增大，即不存在回流现象，可以实现顺利输送；随着泵压的增大，段塞波动幅度越来越小，如表 3 所示。

表 3 不同泵压下出口处各相累计体积统计表

泵压 /bar	72h 标况累计体积 /m ³		
	气	油	水
20	5,096.26	32.98	-0.02
40	3,874.19	15.86	2.95
50	5,279,474.00	85180.09	9528.77
60	6,730,868.00	102,780.30	11,930.16

②模拟井口 60bara、增压 10bara，不同水深下液相出口管道的参数变化。当增压 10bar、水深处于 100~500m 时，各相的上部出口处累计体积均随时间的增加而持续增大，即说明各相均能顺利地由井口输送至上部，且流动稳定，在短时间内段塞情况即得到消除；当水深处于 1000~1500m 时，油相的出口累计体积随时间的增加逐渐降低，水相体积几乎不增加甚至降低，即油水无法顺利举升，达不到输送要求，且流率波动大，段塞现象持续如表 4 所示。

表 4 不同水深下出口处各相累计体积统计表

水深 /m	72h 标况累计体积 /m ³		
	气	油	水
100	5,458,225.00	214,108.30	24,333.33
300	4,380,561.00	152,620.41	17,744.04
500	3,735,366.00	110,074.00	12,588.76
1000	-2,248.66	-152.00	0.58
1500	4,537.99	-14.45	-0.41

③井口 60 bar、增压 60bar、水深 1500m，不同含水率下液相出口管道的参数变化。不同含水率情况下，随着含水率的增加，出口处油相与气相的标况累计体积逐渐降低，即油气输量越低，同时段塞波动情况愈发严重；由于含水率 0.7 的工况无法将流体顺利输送至上部，因此水相累计体积在含水率为 0.7 时出现骤减现象如表 5 所示。

表 5 不同含水率下出口处各相累计体积统计表

含水率	72h 标况累计体积 /m ³		
	气	油	水
0.1	6,730,868	102,780.30	11,930.16
0.3	4,672,478	69,733.25	28,826.05
0.5	2,588,289	37,132.29	35,833.58
0.7	22,620	249.21	74.50

4 应用及经济效益分析

水下分离增压系统的主要案例见表 6。

表6 水下分离系统对比

油田	Marimba	Perdido	BC-10	Pazflor
公司	Petrobras	Shell	Shell	Total
时间	2001	2010	2009	2011
地点	巴西海	墨西哥湾	巴西海	几内亚湾
水深	395m	2450m	1780m	800m
面临挑战	低储层压力	低储层压力、重油	低储层压力、重油	低储层压力、水合物
分离方式	气液分离	气液分离	气液分离	气液分离
分离技术	螺旋通道旋流+沉箱	GLCC+沉箱	GLCC+沉箱	重力分离
结构尺寸	沉箱直径30英寸、高72m	沉箱直径35英寸、高330英尺	沉箱直径35英寸、高350英尺	分离器直径3.5m、长9m
增压方式	电潜泵	电潜泵	电潜泵	混合泵

水下分离系统作为一种重要的水下工程技术，在海洋资源开发、环保处理等领域具有广泛的应用。水下分离系统能够直接在水下环境中运行，适应各种水深、水质和海底地形条件，无需在陆地上建设大型处理设施，从而节省了陆地资源；通过在水下直接进行分离处理，减少了流体在传输过程中的损失和污染，提高了处理效率，同时，水下分离系统通常具有紧凑的结构和高效的分离技术，能够快速完成分离任务；由于减少了传输距离和中间环节，水下分离系统通常具有较低的能耗和运营成本，此外，通过优化设计和材料选择，还可以进一步降低系统的制造成本；水下分离系统避免了在陆地上建设大型处理设施可能带来的环境破坏和污染问题，有助于保护陆地生态环境。

相同条件下，多相泵与单相泵所需的增压值相差不多，但是水下多相泵/压缩机的应用受制于扬程、流量、气液比等的限制，而分离器与单相泵的组合几乎能够应对所有工况因此适用性更广：

①水下分离器能够有效地实现气液分离及油水分离，降低了气、油、水三相混输时管道的摩阻，提高了输送效率；

②通过在水下完成分离工序，可以缩小采油平台甲板的面积和负荷，减少水上水处理设备的数量，降低平台的投资；

③与水下多相泵/压缩机相比，水下单相泵结构简单，维护方便，且价格相对低廉，其电压和功率适中，适用于多种应用场景。

水下分离系统的设计和制造需要考虑到水下环境的特殊性，如高压、低温、腐蚀等因素，因此技术难度较高，此外，系统的安装、调试和维护也需要专业的技术和设备支持；虽然水下分离系统具有降低能耗和成本的优点，但其初始投资成本通常较高。这主要是因为系统的研发、制造和安装都需要大量的资金和技术投入；由于水下分离系统位于水下，其运行维护相对复杂，需要定期进行检查、维修和更换部件，以确保系统的正常运行，同时，水下作业也面临着一定的安全风险和挑战。

5 结论

①水下分离增压后随单相泵泵压的增大，段塞波动幅度越来越小；随着水深的增加，流动不稳定现象加剧，段塞现象明显；随着含水率的增加，出口处油相与气相的标况累计体积逐渐降低，即油气输量越低，同时段塞波动情况愈发严重；

②水下分离增压系统在环境适应性、处理效率、能耗与成本等方面具有显著优点，但也存在技术难度高、投资成本大和运行维护复杂等缺点。在实际应用中，需要根据具体需求和条件进行综合评估，选择适合的水下分离系统方案。同时，加强技术研发和创新，提高系统的性能和可靠性，也是推动水下分离技术发展的重要方向。

参考文献：

- [1] 梅洛洛,洪详议,王盛山,薛骊阳,温家铭.深水多相分离技术研究进展[J].石油矿场机械,2015,44(5):11-16.
- [2] 韩云峰,马强,安维崢,洪毅,杨天宇.巴西水下分离系统设计技术进展[J].海洋工程装备与技术,2020,7(4):244-246.
- [3] JUGT, LITTELLHS, COOKTB, et al. Perdido development: subsea and flowline systems [J]. Journal of Petroleum Technology, 2010, 62 (8): 53-55.
- [4] 刘永飞,秦蕊,李清平,等.深水高产水气田水合物防控措施研究[J].海洋工程装备与技术,2018,5(3): 149-153.
- [5] 秦蕊,李清平,刘永飞,等.水下分离器设计的影响因素[J].中国海洋平台,2019,34(1):40-44.

作者简介：

于利国,男,汉族,硕士研究生,工程师,研究方向:海洋油气集输及储运;就职于中石化石油工程设计有限公司。