

深水气田复合药剂水合物抑制性能评价及应用

王佳伟 宋吉锋 田中原 周玉霞 范瑞彬

中海油海南能源有限公司 海南海口 570100

摘 要: 深水气田水下管输系统具有高压低温、强换热、多相复杂混输的环境特点,同时水下系统复杂度高,由于药剂注入的脐带缆资源受限,在实际生产过程中,会采用水合物抑制剂、深水缓蚀剂等药剂混合后通过一条管线注入水下生产系统的方式预防水合物的生成。通过水合物生成模拟实验评价复合药剂在复杂的油气水三相混输过程中水合物抑制性能,绘制水合物生成曲线,明确深水缓蚀剂对乙二醇抑制性的协同正向作用,指导现场复合药剂加注策略,保障深水气田生产过程流动安全。

关键词: 水合物抑制性能、深水复合药剂、水合物生成曲线、乙二醇

深水气田水下生产集输系统具有低温、高压、强换热的特点,在天然气中携带的水在高压条件下形成水合物,使管内流体流通面积减小,产生显著节流效应,不仅影响正常输送,更易在节流位置生成水合物持续聚集,直至堵塞管道造成严重的生产事故和经济损失。国内外深水油气田发生过多起水堵事件。气田具有水下生产系统复杂度高,海底管线数量多,用于药剂注入的脐带缆资源受限,在实际生产过程中,采用水合物抑制剂、深水缓蚀剂等复合药剂方式通过一

条管线注入水下生产系统。基于现场取样进行,通过模拟现场工况条件,评价复合药剂水合物生成曲线,明确在生产过程中缓蚀剂和氯离子对乙二醇抑制性的影响,指导现场药剂加注策略制定。

1 实验部分

1.1 实验材料和设备

(1) 气井井流体气样配置

根据现场井流体组分数据(如表1)进行实验气体配制。

表1 气体流体组分(%)

组分	N2	CO2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+
含量	0.50	0.28	89.63	4.90	1.52	0.35	0.37	0.17	0.13	0.66	1.49

(2) 水样组成

气田未见水,水样主要为凝析水,组分如表2所示。

组分	Na+	K+	Mg2+	Ca2+	Cl-	CO32-	SO42-	NO3-
离子含量(mg/L)	82.71	436.34	41.66	24.36	25.01	n. a.	18.60	11.41

(3) 实验设备

水合物生成实验采用高压可视化水合物生成实时观测装置(图1),主要包括变体积高压反应釜、可视化观察窗、高低温交变试验箱、高压驱替泵、温度压力测量系统,条件测试范围 0MPa~20MPa,温度 -10℃~100℃。

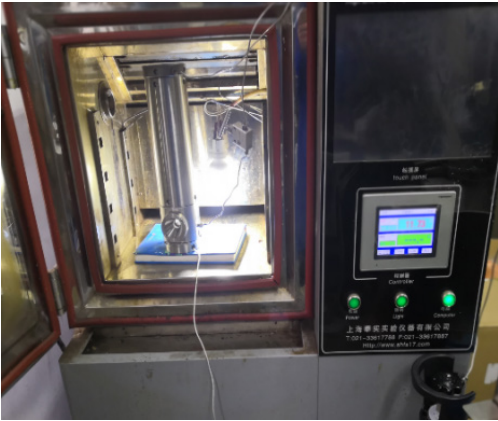
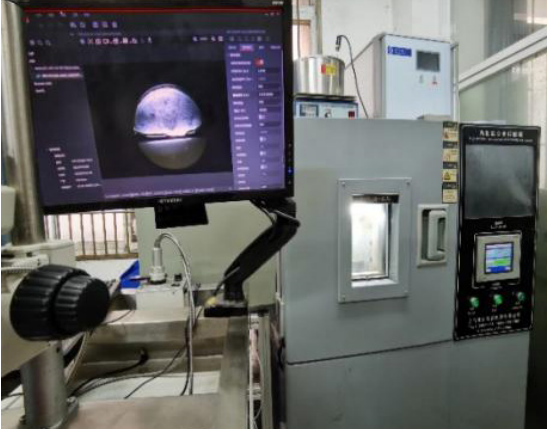


图1 高压可视化水合物生成实时观测装置

1.2 实验流程

(1) 水合物生成曲线研究

实验条件: 2~5℃、10~14MPa, 将试样放入气体水

合物抑制剂性能评价装置，测试水合物生成点，绘制水合物生成曲线。

(2) 缓蚀剂 / 离子对乙二醇抑制性能的影响

2 实验结果

2.1 水合物相平衡实验结果

实验方法采用定温收压法：实现设定好实验温度，实验过程中保证实验温度不变，通过不断改变反应釜内的实验压力观察反应釜内是否有水合物生成。若在某一压力条件下生成了水合物，则降低反应釜中的压力，观察水合物是否溶解。从而得到相平衡压力。

根据水合物相平衡实验方案开展水合物相平衡实验，总共开展七组实验，如表 3 所示，

表 3 水合物相平衡实验结果

序号	实验溶液	实验温度 (°C)	相平衡温度 (°C)	相平衡压力 (MPa)
1	20% 乙二醇	2	2	6.3

表 4 不同乙二醇浓度下水合物相平衡曲线

0wt. %MEG		20wt. %MEG		30wt. %MEG		40wt. %MEG	
温度 (°C)	压力 (bara)	温度 (°C)	压力 (bara)	温度 (°C)	压力 (bara)	温度 (°C)	压力 (bara)
-5	3	-5	45	-5	70	-5	100
5	7	2	63	2	91	-2	113
8	18	10	115	6	130	4	160
14	40	15	190	10	175	10	280
18	80	20	360	17	370	13	370
23	160	23	500	20	500	16.5	500
27	300	/	/	/	/	/	/
30	500	/	/	/	/	/	/
53wt. %MEG		63wt. %MEG		73wt. %MEG			
温度 (°C)	压力 (bara)	温度 (°C)	压力 (bara)	温度 (°C)	压力 (bara)		
-7.3	141	-16.2	142	-28	100		
-2	175	-13	156	-25.1	129		
2	230	-10	175	-20	200		
5	300	-5	225	-16	300		
10	450	3	390	-13	400		
11	500	6	500	-10	500		

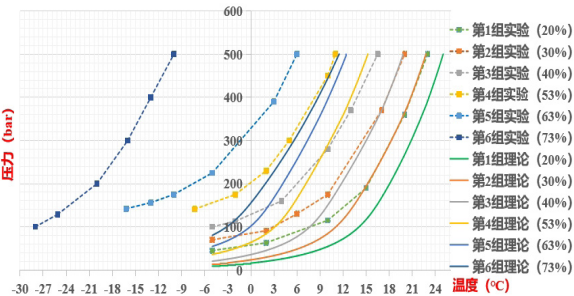


图 2 不同乙二醇浓度下的水合物生成曲线

2.2 缓蚀剂对乙二醇抑制性能的影响

通过单因素变量开展深水缓蚀剂对乙二醇抑制性能的研究。使用现场库存乙二醇（90wt.%）和蒸馏水

2	40% 乙二醇	0	0.5	13.1
3	30% 乙二醇	2	2	9.1
4	40% 乙二醇	-2	-2	11.3
		0	0	13.9
5	53% 乙二醇	-8	-7.3	14.1
6	63% 乙二醇	-17	-16.2	13.6

2.2 不同乙二醇浓度下水合物相平衡曲线

根据乙二醇水合物生成实验结果如表 4 所示，拟合得到不同乙二醇浓度下的水合物生成曲线，如图 2 所示。

①乙二醇浓度越大，水合物生成曲线越向左偏移，水合物生成风险越低。

②同一温度下，乙二醇浓度越大，水合物生成压力越大，水合物越难生成。

③ 2.87℃，13MPa 生产条件下，乙二醇 53% 以上，无水合物生成风险。

配置乙二醇浓度为 30wt.% 的实验溶液，分别进行两次水合物相平衡实验。

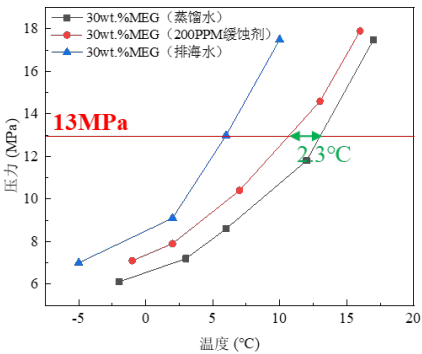


图 3 缓蚀剂对乙二醇抑制性能实验结果

由图 3 可以发现，加入缓蚀剂后的水合物相平衡曲线较不加入缓蚀剂水合物相平衡曲线整体向左移动。在相同水合物相平衡压力（13MPa）条件下，缓蚀剂使水合物相平衡温度降低了 2.3℃。由此可判断出缓蚀剂对乙二醇的抑制性能起正向作用，即缓蚀剂会抑制水合物的生成。

2.3 氯离子对乙二醇抑制性能的影响

使用现场库存乙二醇（90wt.%）和蒸馏水配置乙二醇浓度为 30wt.% 的实验溶液；使用现场库存乙二醇（90wt.%）和矿化水配置乙二醇浓度为 30wt.% 的实验溶液。分两次进行水合物相平衡实验。

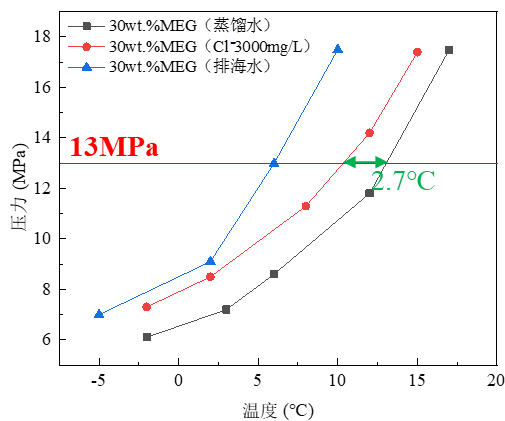


图 4 离子对乙二醇抑制性能实验结果

由图 4 可以发现，由矿化度水配置的乙二醇溶液的水合物相平衡曲线整体向左移动，在相同水合物相平衡压力（13MPa）条件下，离子使水合物相平衡温度降低了 2.7℃。由此可以判断出离子对乙二醇的抑制性能起正向作用，即离子会抑制水合物的生成。

2.4 水合物生成曲线在深水气田应用

针对深水气田复杂管网如图 5 所示，采用 OLGA 建立一体化管流模型，将混合药剂得到的水合物生成曲线嵌入 OLGA 模型。通过分析水下生产系统管道水合物体积分数相对于管道截面的总体积，可以判断出水下生产系统在生产过程中各管道易发生水合物堵塞的

具体位置，为防治水下生产系统管道发生水合物堵塞事故提供指导。

分析 OLGA 模拟结果和数据，在水下生产系统各管道里高程图上做出不同模拟时间下水合物体积分数最高值及其具体位置。

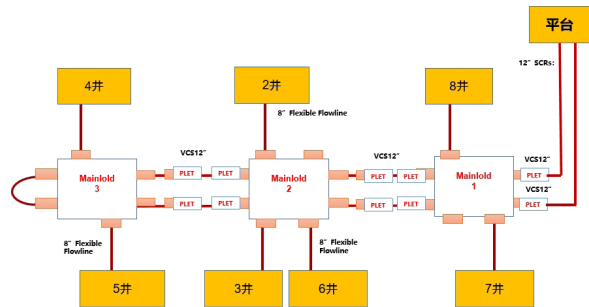


图 5 某深水气田水下管网结构示意图

通过模拟不同乙二醇浓度下水下生产系统的水合物生成情况，进而得出水下生产系统水合物抑制剂注入红线。当乙二醇浓度注入浓度达到 40wt.% 时，水下生产系统无水合物生成，由此可以判断出当水下生产系统的乙二醇浓度超过 40wt.% 时水下生产系统无水合物生成，水合物生成堵塞管道事故不会发生，水下生产系统可安全运行。

根据现场实际情况，为确保深水气田水下生成系统不会生成水合物，故现场实际操作时应给有水合物抑制剂注入安全余量，所以建议现场在注入水合物抑制剂时应保证深水气田水下生成系统抑制剂浓度在 53wt.% 以上。现场往深水气田水下生产系统注入水合物抑制剂时一般为现场库存乙二醇样（90wt.%），乙二醇回收装置 MRU 处理后乙二醇样的乙二醇浓度为 85.3wt.%-90wt.%。因此针对不同注入浓度，计算每口单井乙二醇最低注入量，如表 5、6 所示。根据最低注入量，指导现场乙二醇注入，保障生产过程无水合物生成。

表 5 各井口最低注入量（库存乙二醇样 90wt.%）

井口编号	最低注入量(浓度 40wt. %)(m3/d)	最低注入量(浓度 53wt. %)(m3/d)	最低注入量(浓度 60wt. %)(m3/d)
2 井	3. 51	6. 28	8. 77
3 井	5. 15	9. 23	12. 88
4 井	5. 02	8. 98	12. 54
5 井	7. 46	13. 35	18. 63
6 井	2. 34	4. 18	5. 83

井口编号	最低注入量(浓度 40wt. %)(m3/d)	最低注入量(浓度 53wt. %)(m3/d)	最低注入量(浓度 60wt. %)(m3/d)
7 井	2. 72	4. 86	6. 78
8 井	2. 44	4. 37	6. 1

表 6 各井口最低注入量 (MRU 处理后乙二醇样 85. 3wt. %)

井口编号	最低注入量(浓度 40wt. %)(m3/d)	最低注入量(浓度 53wt. %)(m3/d)	最低注入量(浓度 60wt. %)(m3/d)
2 井	3. 87	7. 19	10. 39
3 井	5. 69	10. 57	15. 27
4 井	5. 54	10. 29	14. 86
5 井	8. 23	15. 29	22. 09
6 井	2. 58	4. 79	6. 92
7 井	3	5. 57	8. 04
8 井	2. 7	5. 01	7. 23

3 结论

(1) 水合物相平衡曲线理论值和现场实验结果值差异大, 理论模型精度差, 无法用于现场乙二醇抑制剂效果分析, 开展水合物相平衡实验用于提高预测精度是必要的。

(2) 在现场工况 2. 87℃、13MPa 生产条件下, 38wt. % 浓度是现场条件水合物生成临界点, 考虑 5℃裕量 (−2. 13℃) 条件乙二醇临界浓度为 43wt. %。

(3) 缓蚀剂和氯离子对水合物生成起抑制作用, 离子抑制作用最大, 缓蚀剂次之。构建了复合药剂水合物生成曲线, 并在水下生产系统管网 OLGA 一体化模型中应用, 根据最低乙二醇浓度位置判断各单井注入最低乙二醇量。实现深水气田的平稳生产。

参考文献:

[1] 周振维. 超深水气田开发水合物生成及解堵实践 [J]. 化工管理, 2025, 15(5): 183-186

[2] 刘建仪, 张婧, 张广东, 等. 新型天然气水合物动力学抑制剂评价及应用 [J]. 天然气工业, 2011, 31(1): 65-68

[3] 王军, 周晓红, 陈宏举, 等. 深水气田气井开井时瞬态流动条件下节流阀下游温度传播模拟分析——以番禺某深水气田为例 [J]. 中国海上油气, 2011, 23(2): 122-125

[4] 郭艳利, 孙宝江, 高永海, 等. 深水混输管道停输再启动水合物生成风险 [J]. 油气储运, 2017, 36(11): 1276-1283

[5] 宫敬, 史博会, 陈玉川, 等. 含天然气水合

物的海底多相管输及其堵塞风险管控 [J]. 天然气工业, 2020, 40(12): 133-142

[6] 段瑞溪, 李文庆, 王康. 深水气田集输管道水合物堵塞防治技术 [J]. 石化技术, 2015(22): 166-167

[7] 罗吉. 浅析油气集输工艺流程优化措施 [J]. 化学工程与装备, 2021(12): 32-33

[8] 梁金莺, 张秀玲. 天然气水合物抑制剂注入量计算方法比较 [J]. 中国石油和化工, 2012(5): 37-38

作者简介: 王佳伟 (1985-), 女, 汉, 浙江省杭州市, 硕士研究生, 高级工程师, 研究方向: 深水流动保障。

课题名称及编号: 国家重点研发计划“深远海水下油气田多相流智能生产安全保障集输”, 2022YFC2806205。