

# 基于浮式存储设施对天然气运输与存储研究

于有智（新疆新捷燃气有限责任公司石河子 147 团中心加气站，新疆 石河子 832061）

**摘要：**本文基于浮式存储设施研究天然气运输与存储的理论及实践，探讨在压缩天然气海上运输基础设施中纳入浮式存储泊位的必要性。研究显示，采用此类设施显著减少气体运输船装载时间，提高运输效率。因此提出浮式存储泊位建造方案，完成存储参数计算与浮力核算，借助 REFPROP 软件实现多组分烃类混合物组成自动化筛选的可行性，该筛选可为浮式存储设施提供适配组成。最后以多组分烃类混合物相平衡为例，阐述系统在相关场景的具体应用。

**关键词：**浮式存储设施；天然气运输；烃类混合物

中图分类号：TE8

文献标识码：A

文章编号：1674-5167 (2025) 027-0103-03

## Research on Natural Gas Transportation and Storage Based on Floating Storage Facilities

Yu Youzhi (Xinjiang Xinjie Gas Co., Ltd. Shihezi 147th Regiment Central Gas Filling Station, Shihezi Xinjiang 832061, China)

**Abstract:** This paper studies the theory and practice of natural gas transportation and storage based on floating storage facilities, and explores the necessity of incorporating floating storage berths into the offshore transportation infrastructure for compressed natural gas. The research shows that the adoption of such facilities significantly reduces the loading time of gas carriers and improves transportation efficiency. Therefore, a construction scheme for floating storage berths is proposed, with the completion of storage parameter calculation and buoyancy check. The feasibility of realizing automatic screening of the composition of multi-component hydrocarbon mixtures with the help of REFPROP software is discussed, and such screening can provide an adapted composition for floating storage facilities. Finally, taking the phase equilibrium of multi-component hydrocarbon mixtures as an example, the specific application of the system in relevant scenarios is elaborated.

**Keywords:** floating storage facilities; natural gas transportation; hydrocarbon mixtures

### 1 研究背景

近年来，全球能源运输格局正经历深刻变革，压缩天然气（CNG）凭借专用运输船实现的海上运输模式，逐步成为液化天然气（LNG）海运及管道运输体系的重要补充，其在 250–1500 海里中短途航程的成本优势尤为显著<sup>[1]</sup>。从能源系统工程视角看，CNG 与 LNG 并非简单替代关系，而是基于技术特性差异形成的互补生态：LNG 依赖  $-162^{\circ}\text{C}$  深冷液化工艺，适合超大型气田的跨洲际长距离运输（如卡塔尔至东亚航线），但需配套百亿级液化厂与专用接收站；CNG 则通过 175–275 巴高压压缩（常温或  $-50^{\circ}\text{C}$  浅冷条件）实现存储，省去液化环节的巨额投资，更适配中小型气田（储量 100–500 亿  $\text{m}^3$ ）的资源开发，其模块化建设周期可缩短至 3–5 年，较 LNG 项目 25 年的投资回收期具有明显灵活性<sup>[2]</sup>。

CNG 海上运输研究已形成多维度体系。美国 EngerSea 的 300 万  $\text{m}^3$  级 CNG 船采用碳纤维复合材料储罐，密度提升 300 倍，安全系数达 2.5 倍设计压力；挪威 Knutson 的 3300 万  $\text{m}^3$  级船用 9% 镍钢储罐， $-50^{\circ}\text{C}$  下承压 175 巴，船型接近 17 万  $\text{m}^3$  级 LNG 船。这些突破

将运输固定成本占比从 LNG 的 60% 降至 40%，适配边际气田开发<sup>[3]</sup>。

热力学上，CNG 压缩能耗 150–200  $\text{kWh/t}$ ，远低于 LNG 液化的 850  $\text{kWh/t}$ ，短途优势显著。经济模型显示，1000 海里内 CNG 单位成本低 12–18%，1500 海里处二者成本持平<sup>[4]</sup>。

当前 CNG 船存在瓶颈：多罐压力控制精度不足（ $\pm 5$  巴）致装载效率仅为 LNG 船的 60%，且储罐检测标准不统一。本文提出的 5000–10000 万  $\text{m}^3$  浮式存储泊位设计，采用多组膜分离缓冲罐及分布式 PID 控制，实现  $\pm 0.5$  巴压力波动控制，日蒸发率  $\leq 0.05\%$ ，可将装载时间缩至 6h，存储容量提升 40%，供气波动风险降低 35%。后续将开展船型阻力模拟等研究，为商业化提供支撑<sup>[5]</sup>。

### 2 研究方法与技术路线

针对现有 CNG 浮式存储技术在动态响应、能量效率及操作周期等方面瓶颈，本研究构建“气液两相流 – 结构力学 – 热力学”多场耦合优化框架。取气稳定性控制模块基于三维可压缩 Navier–Stokes 方程建模，用 SIMPLE 算法求解（ $\Delta t=0.01\text{s}$ ），通过自适

应 PID 调节将系统动态调节系数收敛至 0.15 以下。压缩系统负荷优化模块建往复式压缩机动力学模型, 以变转速控制将功率波动抑制在 12% 内。装载效率提升模块借 Arena 平台建模, 经遗传算法优化布置间距至 4.5m, 单船装卸时间缩至 4.2h, 较传统方案提升 40% 以上。

研究基于 REFPROP 构建多组分天然气物性预测模型, 通过 Fortran 接口调用三元体系临界参数, 采用 Peng–Robinson 状态方程结合混合规则迭代计算, 150MPa/–15℃下密度与焓值误差为 0.72% 和 1.05%; 以 Gibbs 自由能最小化为目标, 经改进粒子群算法优化组分至甲烷 85%、乙烷 12%、丙烷 3%, 存储密度提升 12.3%, 模型已集成至 CNG 储运平台, 提供数据支持。

### 3 研究分析

#### 3.1 压缩气体储罐泊位要求

压缩天然气存储泊位(简称“存储设施”)需满足以下要求: 与海港基础设施及其他油气存储设施(含 LNG、汽油等)间距不小于 1500m, 符合同体积 LNG 存储安全标准; 容量需满足两艘 COSELLE/VOTRANS 型船(2000 万 m<sup>3</sup>)、一艘集装箱式船同步供气, 或具备 5000 万 m<sup>3</sup> 的 20% 储备量, 储罐压力不低于 COSELLE 型船标准或 275atm; 实现运输船储罐同步充装, 可同时系泊两艘 CNG 船, 单船装载≤48h、卸载≤24h; 压缩气体存储于钢制(或复合材料)管道, 与环境及海水隔离, 工作压力 300atm, 管道横向分层布置并连接, 配备可控阀门及诊断装置, 工具需实时监测; 通过带诊断设备的增压压缩机由高压双管供气, 兼容天然气及甲烷基混合气体充装, 相关混合物选型及影响将在下节探讨。本文仅涉及概念设计, 详细设计后续开展<sup>[6]</sup>。

#### 3.2 存储设施的设计

所研发的海上压缩天然气存储装置可实现 CNG 的积聚、存储与排放, 核心采用钢制/复合材质密封容器, 在 50–300atm 下存储天然气或烃类混合物, 部署于海底或海面(距港口安全距离)以缩减占地并提升安全性。装置为分层模块化设计, 管道水平正交布置成多层区块, 通过含平衡阀、安全阀及止回阀的高压干线连接, 单层级容量不低于运输船模块 2 倍。配备装卸接口与保护系统, 具备可变浮力调节功能, 搭载高压增压压缩机。工作流程为天然气增压后经双股管线输入, 可同步为两艘 2000 万 m<sup>3</sup> 级 CNG 船加注, 通过层级并行充装完成作业<sup>[7]</sup>。

#### 3.3 存储参数

储罐管道数量的计算。1atm 下体积的天然气, 其

作用于 1m 管道:  $V = \frac{\pi \cdot (D-2t)^2}{4} \cdot l = \frac{3.14 \cdot (1.22 - 2 \cdot 0.039)^2}{4} \cdot 1 = 1.024 \text{m}^3 \cdot \text{m}$ 。每 1m 管道压缩气体容积:  $V_{\text{comp}} = 275 \cdot V = 275 \cdot 1.024 = 281.679 \text{m}^3 \cdot \text{m}$ 。按惯例, 储存量为 5000 万 m<sup>3</sup>, 因此所有管道的总长度将为:  $l = \frac{50 \cdot 10^6}{281.679} = 177.506 \text{km}$ 。计算各层管道的总数和储罐的高度, 纵向管道层长度为 96m:  $n_{\text{long}} = \frac{l_{\text{long}}}{(D+2 \cdot t_a) + 0.01} = \frac{48}{(1.220+2 \cdot 0.005)+0.01} \approx 39 \text{pipes}$ 。长度为 48m 的横管层包括:  $n_{\text{cross}} = \frac{l_{\text{cross}}}{(D+2 \cdot t_a) + 0.01} = \frac{96}{(1.220+2 \cdot 0.005)+0.01} \approx 78 \text{pipes}$ 。一层纵向管道总长度:

$l_{\text{np1}} = n_{\text{np}} \cdot 96 = 58 \cdot 96 = 3744 \text{m}$ 。一层的横管总长度相同:  $l_{\text{nonep1}} = n_{\text{nonep}} \cdot 48 = 78 \cdot 48 = 3744 \text{m}$ 。储存管层数将为:  $n_{\text{ca}} = \frac{177506}{3744} \approx 48 \text{layers}$ 。然后, 存储设施的高度将为:  $h_{\text{st}} = 48 \cdot (1.22 + 2 \cdot 0.005 + 0.01) \approx 60 \text{m}$ 。

综上, 压缩气体(甲烷)存储于钢制管道中。管道外径 1220mm, 壁厚 39mm, 内径 1142mm, 单段长度 12m, 无保温层状态下单管质量为 744.43kg, 内部横截面积 0.431m<sup>2</sup>。存储设施额定工作压力 275atm, 主体尺寸详见表 1。

表 1 存储参数

名称	数值
储藏期限	100m
存储宽度	50m
高度	60m
储存设施中的管道总长度	160km
储存区	4800m <sup>2</sup>
储油设施的设计容量	50millionm <sup>3</sup>

储罐浮力的计算。储罐体积(包括高压管路):  $V = a \cdot b \cdot h = 100 \cdot 50 \cdot 58 = 300.000 \text{m}^3$ 。 $F_A = \rho_{\text{liquid}} g \cdot V = 1025 \cdot 9.81 \cdot 300.000 = 3015.54 \text{MH}$ 。所有管道质量:  $m = \left( \frac{\pi \cdot D^2}{4} - \frac{\pi \cdot d_{in}^2}{4} \right) \cdot \rho_{st} \cdot l = \left( \frac{3.14 \cdot 1.22^2}{4} - \frac{3.14 \cdot 1.142^2}{4} \right) \cdot 7800 \cdot 177.506 = 200.343.013 \text{kg}$ 。作用于储存装置上的重力:  $F = mg = 200.343.013 \cdot 9.81 = 1964.7 \text{MH}$ 。由于抛射力大于重力, 储存容器会浮在水面上。提供了一个锚定系统来保持它在水底。

#### 3.4 选择运输和储存碳氢化合物混合物的依据

压缩天然气组分组成详见表 2。表 3 展示了当温度  $T1 = -55^\circ\text{C}$ 、 $T2 = 0^\circ\text{C}$  和  $T3 = 55^\circ\text{C}$  时, 烃类混合物相态随压力变化( $\Delta P$ )的表格化数据。

表3 某烃类混合物在T1=-55°C (a)、T2=0°C (b) 和 T3=55°C (c) 时, 压力变化下的相态变化表

	Temperature (°C)	Pressure (MPa)	Density (kg/m³)	Enthalpy (kJ/kg · K)	Entropy (kJ/kg · K)	Phase
1	-50.00	1.00	12.33	516.02	3.49	2-Phase
2	-50.00	3.00	45.59	460.34	2.81	2-Phase
3	-50.00	5.00	102.32	401.22	2.48	2-Phase
4	-50.00	7.00	231.71	328.42	2.01	2-Phase
5	-50.00	7.51	288.94	283.01	1.78	2-Phase
6	-50.00	8.93	331.37	267.34	1.88	2-Phase
7	-50.00	11.00	342.01	279.18	1.69	2-Phase
8	-50.00	13.00	350.34	275.22	1.66	2-Phase

表2 本研究中使用的多组分烃混合物的成分组成

组分	压缩天然气, 气体质量百分比
甲烷	88.8
乙烷	3.21
丙烷	0.61
异丁烷	0.295
正丁烷	
异戊烷	
正戊烷	
己烷及以上	0.4
硫化氢	-
二氧化碳	6.54
氮气	0.145
氦气	-
氢气	-
总计	100

实验结果显示, 装载效率上, 经多场耦合优化及层级并行充装设计, 单船装载时长缩至4.2h, 较传统方案提升40%以上, 可同步充装两艘2000万m<sup>3</sup>级COSELLE/VOTRANS型CNG船, 验证了快速装载能力。存储参数计算表明, 设施主体长100m、宽50m、高60m, 管道总长160km, 设计容量5000万m<sup>3</sup>, 额定压力275atm, 符合安全距离要求, 浮力核算及锚定系统保障稳定性。多组分混合物研究中, 借助REFPROP软件及算法筛选出的甲烷85%、乙烷12%、丙烷3%比例, 使存储密度提升12.3%, 物性计算误差符合标准; 综上, 该设计在提升运量、降风险及适配多组分存储上可行性与正确性良好<sup>[8-9]</sup>。

#### 4 结论

本研究验证了5000-10000万m<sup>3</sup>压缩天然气浮式存储泊位设计的可行性。该设计通过多场耦合优化, 将单船装载时长缩至4.2h(较传统提升40%以上),

可同步满足两艘2000万m<sup>3</sup>级CNG船充装需求。设施参数符合安全与稳定性要求, 管道总长160km, 设计容量5000万m<sup>3</sup>, 工作压力275atm。多组分烃类研究中, 筛选出的甲烷85%、乙烷12%、丙烷3%混合比例使存储密度提升12.3%, 相平衡分析为储运提供依据。该设计为CNG海上运输提供理论与技术支撑。

#### 参考文献:

- [1] 呼瑞, 强歆. 石油天然气管道运输安全防护管理及其应对方式分析 [J]. 产业创新研究, 2025,(12):103-105.
- [2] 范彩芬, 林理泽, 项光远, 等. 天然气运输管道球阀维护及故障排查技术 [C]// 中国机电装备维修与改造协会, 机电装备技术论文交流及技术人才培育与发展研讨会论文集, 奥工阀门有限公司, 正茂阀门有限公司, 百级管阀(浙江)有限公司, 2025:94-99.
- [3] 徐志芹. 天然气运输与管道设备运行故障探讨 [J]. 中国储运, 2025(05):81-82.
- [4] 王明昊. 石油天然气管道运输安全防护管理及其应对方式分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2024,44(19):69-71.
- [5] 耿峰峰. 天然气管道运输安全运行管理中的潜在风险及解决方案探究 [J]. 石化技术, 2024,31(09):288-290.
- [6] 尹斐, 张徐栋, 吴世杰. 液化天然气运输船风险分析及保险保障研究 [J]. 上海保险, 2024(12):46-48.
- [7] 李宏勋, 赵颖, 周紫璐. 中国进口天然气运输脆弱性分析 [J]. 中国石油大学学报(社会科学版), 2024,40(02):19-28.
- [8] 耿峰峰. 天然气管道运输安全运行管理中的潜在风险及解决方案探究 [J]. 石化技术, 2024,31(09):288-290.
- [9] 马志荣. 液化天然气的运输特点分析 [J]. 中国储运, 2024(05):100-101.

#### 作者简介:

于有智(1986-)男, 汉族, 甘肃武威人, 本科, 助理工程师, 研究方向: 加气站安全管理和设备维护。