

**ΑΝΩΤΑΤΟ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΟ ΕΚΠΑΙΔΕΥΤΙΚΟ  
ΙΔΡΥΜΑ (ΑΤΕΙ) ΠΕΙΡΑΙΑ**

**ΣΧΟΛΗ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΚΩΝ ΕΦΑΡΜΟΓΩΝ**

**ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΙΑΣ**



**ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΤΟΥ  
ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ (LNG),  
ΜΕ ΤΗ ΜΕΘΟΔΟ ΤΩΝ ΠΟΛΛΑΠΛΩΝ  
ΣΥΜΠΥΚΝΩΣΕΩΝ**

**Κος Νάζος Αντώνιος**

**Νικόλαος Καρακατσάνης (ΑΜ:36668)**

**Νικόλαος Τσομπάνης (ΑΜ:36779)**

**Πειραιάς, Φεβρουάριος 2016**

**PIRAEUS UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES**

**DEPARTMENT OF ENGINEERING**



**ENERGY ANALYSIS OF LIQUEFIED NATURAL  
GAS (LNG), BY THE METHOD OF MULTIPLE  
CONCENTRATIONS**

**BY**

**Nickolas Karakatsanis (AM:36668)**

**Nickolas Tsompanis (AM:36779)**

**Mr Nazos Antony**

**Piraeus, Greece, february 2016**

*Στις οικογένειες μας που μας στηρίζουν σε κάθε επιλογή μας...*

## **Ευχαριστίες**

Θα θέλαμε να εκφράσουμε τις ευχαριστίες μας στον επιβλέποντα της πτυχιακής μας εργασίας τον κ. Νάζο Αντώνιο, Μηχανολόγος Μηχανικός Τ.Ε, καθηγητή εφαρμογών τμήματος μηχανολογίας Ενεργειακού Τομέα ΤΕΙ Πειραιά, τόσο για την ευχάριστη συνεργασία όσο και για τις πολύτιμες γνώσεις που μας πρόσφερε σε εκπαιδευτικό επίπεδο.

# **Ενεργειακή Ανάλυση του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG), με τη Μέθοδο των Πολλαπλών Συμπυκνώσεων**

**Λέξεις κλειδιά:** υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG), μέθοδο των πολλαπλών συμπυκνώσεων, ενεργειακό φυσικό πόρο, μέθοδοι ψύξης, οικονομοτεχνική μελέτη

## **Περίληψη**

Ο σκοπός αυτής της εργασίας είναι η ενεργειακή ανάλυση του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) με τη μέθοδο των πολλαπλών συμπυκνώσεων. Επίσης, διερευνάται αν η επένδυση μιας τέτοιας εγκατάστασης είναι επικερδής κάνοντας παρουσίαση της τεχνοοικονομικής ανάλυσης του έργου LNG BRASS που πραγματοποιήθηκε στη Νιγηρία το 2010.

Αρχικά, γίνεται αναφορά στις βασικές αρχές των φυσικών και των χημικών ιδιοτήτων μιας και το φυσικό αέριο αποτελεί ένα - αν όχι το σημαντικότερο ενεργειακό φυσικό πόρο για την κάλυψη των σύγχρονων ενεργειακών αναγκών της γης. Έπειτα, περιγράφονται αναλυτικά οι τεχνικές και τα στάδια της επεξεργασίας στα φρεάτια, οι εγκαταστάσεις που έχουν ως βασικό σκοπό την απομάκρυνση ρύπων καθώς και η βασική αρχή της υγροποίησης του φυσικού αερίου (LNG).

Σημείο αναφοράς, αποτελούν οι τρόποι μεταφοράς του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) και οι εγκαταστάσεις της παραλαβής και αποθήκευσης. Επιπλέον, μεγάλη σημασία δίνεται στο τρόπο υγροποίησης που περιγράφεται μέσα από τις διάφορες ενεργειακές μεθόδους διάφορων εταιρειών, συμπεριλαμβανομένου και των θεμάτων ασφαλείας

Στη συνέχεια, περιγράφονται οι διάφορες μέθοδοι ψύξης, όπως η διαδεδομένη C3-MR (Mixed Refrigerant) με τα αποτελέσματα της ενεργειακής ανάλυσης των θερμοδυναμικών της μεγεθών, η μέθοδος κατά NicheLNG, η PRICO-Single Mixed Refrigerant, του διπλού αζώτου (Double Nitrogen) και τέλος πραγματοποιείται σύγκριση της πιο εφικτής μεθόδου.

Τέλος, γίνεται παρουσίαση μιας οικονομοτεχνικής μελέτης του έργου BRASS LNG στη Νιγηρία με στόχο τη σύγκριση των αποδοτικότερων οικονομικών δεικτών, όπως η καθαρά παρούσα αξία (NPV), ο εσωτερικός δείκτης απόδοσης (IRR), λαμβάνοντας υπόψη τις κοινοπραξίες (JVs) και τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής (PCSs) που παρουσιάζει ευνοϊκότερους οικονομικούς δείκτες.

# **Energy Analysis of Liquefied Natural Gas (LNG), by the method of Multiple Concentrations**

**Keywords:** Liquefied natural gas (LNG), method of multiple concentrations, energy natural resource, cooling methods, feasibility study

## **Abstract**

The purpose of this thesis is the energy analysis of the liquefied natural gas (LNG) by the method of multiple concentrations. It also investigated whether the investment of such an installation is profitable by making a presentation of the project's economic analysis LNG BRASS held in Nigeria in 2010.

Initially, reference is made to the basic principles of the physical and chemical properties and a natural gas is one - if not the most important energy natural resource to meet current energy needs of the world. Then, follows the detailed description of the techniques and stages of processing the wells, the facilities whose primary purpose is removing contaminants and the basic principle of liquefaction of natural gas (LNG).

A benchmark are the modes of transport of liquefied natural gas (LNG) facilities and the reception/storage. In addition, great importance is given to the way of liquefaction described through the various methods of various energy companies, including safety issues.

Moreover, the various cooling methods described as widespread C3-MR (Mixed Refrigerant) with their results of the energy analysis of the thermodynamic of sizes, the method in NicheLNG the PRICO-Single Mixed Refrigerant, the double oxide (Double Nitrogen) and the comparison of the most feasible method.

Finally, we present an economic and technical study of the project BRASS LNG in Nigeria in order to compare the most efficient economic indicators such as net present

value (NPV), the internal rate of return (IRR), whereas joint ventures (JVs) and the allocation of production costs (PCSs) that presents favorable economic indicators.



## Κατάλογος Πινάκων

|   |    |
|---|----|
| Πίνακας 1.1: Όρια περιεκτικότητας συστατικών του φυσικού αερίου.....  | 16 |
| Πίνακας 1.2: Φυσικές ιδιότητες των συστατικών του φυσικού αερίου σε κανονικές συνθήκες (ΚΣ).....  | 18 |
| Πίνακας 1.3: Θερμογόνοι δυνάμεις των συστατικών του φυσικού αερίου σε κανονικές συνθήκες (ΚΣ).....  | 22 |
| Πίνακας 2.1: Σύσταση φυσικών αερίων.....  | 23 |
| Πίνακας 3.1: Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα μεταφοράς του φυσικού αερίου μέσω του δικτύου αγωγών και μέσω ης Ναυτιλίας.....  | 38 |
| Πίνακας 5.1: Συνθήκες Τροφοδοσίας.....  | 61 |
| Πίνακας 5.2: Τυπική σύσταση της σύνθεσης του LNG λαμβάνοντας υπόψη και άλλες παραδοχές.....   | 62 |
| Πίνακας 5.3: Πίνακας Απόδοσης του εκτονωτή του LNG.....   | 68 |
| Πίνακας 5.4: Απόδοση και κατανάλωση έργου για τη διεργασία NicheLNG.....  | 76 |
| Πίνακας 5.5: Ελάχιστο έργο υγροποίησης για την τροφοδοσία της πίεσης του αερίου.....  | 77 |
| Πίνακας 6.1: Μεταβολή της NPV με τη τιμή του LNG του έργου BRASS για κοινοπραξίες της τιμής του φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/ MscF, για ρυθμό έκπτωσης της τάξης του 15%.....   | 82 |
| Πίνακας 6.2: Μεταβολή της NPV με ρυθμό έκπτωσης 15% για το έργο BRASS LNG για τιμή της κοινοπραξίας του φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/ MscF και για τιμή του LNG στα 5,4 δολάρια /MMBtu.....                                 | 83 |
| Πίνακας 6.3: Ανάλυση του κέρδους της NPV για την αξιολόγηση του έργου BRASS LNG των κοινοπραξιών ως προς την τιμή του φυσικού αερίου στα 5.4 δολάρια/MscF, την τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια/MMBtu για ρυθμό έκπτωσης 15%..... | 84 |

|  |    |
|--|----|
| Πίνακας 6.4: Μεταβολή της NPV με ρυθμό έκπτωσης 15% για το έργο BRASS LNG για τιμή του καταμερισμού του κόστους παραγωγής του φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/ MscF.....  | 85 |
| Πίνακας 6.5: Μεταβολή της NPV με ρυθμό έκπτωσης για το έργο BRASS LNG για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής (PCSs) για τιμή του Φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/MscF και για τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια/ MMBtu..... | 86 |
| Πίνακας 6.6: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών του έργου BRASS LNG τόσο για τις κοινοπραξίες (JVs) όσο και για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής (PCSs).....  | 87 |

## Κατάλογος Σχημάτων

|   |    |
|---|----|
| Σχήμα 1.1: Συντελεστής συμπιεστότητας φυσικών αερίων ως προς την ψευδοανηγμένη πίεση και τη θερμοκρασία.....                              | 13 |
| Σχήμα 1.2: Απεικόνιση του διαγράμματος φάσεων ενός συστήματος υδρογονανθράκων με σταθερή σύσταση.....                                     | 21 |
| Σχήμα 2.1: Διαδικασία επεξεργασίας του φυσικού αερίου.....  | 26 |
| Σχήμα 2.2: Ολοκληρωμένο διάγραμμα φρέατος του όξινου αερίου.....  | 29 |
| Σχήμα 2.3: Διάγραμμα ροής του διαλύτη που παρεμποδίζει τον διαχωρισμό του θείου.....  | 30 |
| Σχήμα 2.4: Διάγραμμα περιγραφής της διαδικασίας της κρυογενικής αφυδάτωσης.....   | 31 |
| Σχήμα 2.5: Αφυδάτωση με γλυκόλη.....  | 32 |
| Σχήμα 2.6: Σημεία δρόσου του φυσικού αερίου συναρτήσει της θερμοκρασίας (αερίου) επαφής με τα διαλύματα νερού –τριαιθυλενο- γλυκόλης..... | 33 |
| Σχήμα 2.7: Απομάκρυνση των υδρογονανθράκων με προσρόφηση- αναγέννηση.....   | 34 |
| Σχήμα 2.8: Διάγραμμα φάσεων του φυσικού αερίου με βαρύτερους υδρογονάνθρακες και καθαρό μεθάνιο.....                                      | 35 |
| Σχήμα 2.9: Διάγραμμα της μονάδας της ανάκτησης των βαρύτερων υδρογονανθράκων.....   | 35 |
| Σχήμα 3.1: Σφαιρική δεξαμενή δεξαμενοπλοίου.....  | 41 |
| Σχήμα 3.2: Τμήματα της δεξαμενής πλοίου με μεμβράνη.....  | 42 |
| Σχήμα 3.3: Εγκατάσταση παραλαβής του LNG.....   | 44 |
| Σχήμα 4.1: Καμπύλες ψύξης/ θέρμανσης.....   | 49 |
| Σχήμα 4.2: Διάταξη της μεθόδου MCR.....   | 51 |
| Σχήμα 4.3: Διάγραμμα ροής της κλιμακωτής μεθόδου Phillips.....  | 52 |

|  |    |
|--|----|
| Σχήμα 4.4: Διάταξη ροής της μεθόδου Black and Veatch.....  | 53 |
| Σχήμα 4.5: Διάγραμμα ροής της μεθόδου Statoil/Linde.....   | 54 |
| Σχήμα 4.6: Διάταξη της μεθόδου MR της εταιρείας Shell.....   | 55 |
| Σχήμα 5.1: Ο σταθμός LNG με τη διεργασία υγροποίησης C3-MR.....  | 58 |
| Σχήμα 5.2: Διάγραμμα του κύκλου προπανίου.....   | 58 |
| Σχήμα 5.3: Διάγραμμα του μικτού κύκλου ψύξης.....  | 59 |
| Σχήμα 5.4: Η επίδραση της θερμοκρασίας εισόδου στην ειδική ισχύ σε διαφορετικές τιμές της πίεσης.....  | 63 |
| Σχήμα 5.5: Η επίδραση της πίεσης του φυσικού αερίου στην ειδική ισχύ για δεδομένη θερμοκρασία των 30 ° C.....  | 64 |
| Σχήμα 5.6: Η επίδραση της πίεσης του LNG στην ειδική ισχύ για διαφορετικές θερμοκρασίες παροχής του LNG.....   | 65 |
| Σχήμα 5.7: Η επίδραση της πίεσης εισόδου στην παραγωγή του LNG σε δεδομένη θερμοκρασία 30 °C.....  | 65 |
| Σχήμα 5.8: Θερμοκρασία - Εντροπία του φυσικού αερίου με την επιφάνεια που δείχνει την απορριπτόμενη θερμότητα (Q) και το ιδεατό έργο της διεργασίας υγροποίησης C3-MR (W)..... | 66 |
| Σχήμα 5.9: Διάγραμμα λειτουργίας της διεργασίας NicheLNG.....  | 67 |
| Σχήμα 5.10: Διάγραμμα λειτουργίας της διεργασίας του απλού ψυκτικού μέσου ανάμιξης.....  | 68 |
| Σχήμα 5.11a : Η προτεινόμενη λύση της Statoil.....   | 70 |
| Σχήμα 5.11b : Η προτεινόμενη λύση της BHP Billiton.....  | 70 |
| Σχήμα 5.12: Διάγραμμα Θερμοκρασίας-Ενθαλπίας του NG με διαδοχικές ψύξεις.....  | 72 |
| Σχήμα 5.13: Διάγραμμα Πίεσης –Θερμοκρασίας που απεικονίζει την διαδρομή του NG.....  | 73 |

|  |    |
|--|----|
| Σχήμα 5.14: Διάγραμμα Πίεσης – Θερμοκρασίας που απεικονίζει τη διαδρομή του αζώτου.....  | 74 |
| Σχήμα 5.15: Κατανομή της Θερμοκρασίας στον εναλλάκτη θερμότητας.....   | 74 |
| Σχήμα 5.16: Μεταβολή του ειδικού έργου με την συνολική εξεργειακή απόδοση για αυξανόμενες τιμές της πίεσης.....  | 75 |
| Σχήμα 6.1: Ροή εσόδων της κοινής συμφωνίας των κοινοπραξιών (Joint Operating Agreements).....  | 80 |
| Σχήμα 6.2: Ροή εσόδων του καταμερισμού του καταμερισμού των συμβολαίων της παραγωγής ( Production Sharing Contracts, PSCs).....  | 81 |
| Σχήμα 6.3: Η NPV του έργου BRASS LNG ως προς τη τιμή του LNG (τιμή της τάξεως των 4.5 δολαρίων/MscF).....  | 82 |
| Σχήμα 6.4: NPV ως προς τον ρυθμό έκπτωσης του έργου BRASS LNG για την εταιρεία, τους συμβολαιογράφους και για τη κυβέρνηση στην τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια /MMBtu.....   | 83 |
| Σχήμα 6.5: NPV ως προς τη τιμή του LNG (στα 4.5 δολάρια / MscF η τιμή της πρώτης ύλης του φυσικού αερίου) για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής.....   | 85 |
| Σχήμα 6.6: NPV ως προς τον ρυθμό έκπτωσης του έργου του σταθμού BRASS LNG, για την εταιρεία, τους συμβαλλόμενους (contractors) και τη κυβέρνηση , για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής, για τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια/MMBtu..... | 86 |

## **Κατάλογος Εικόνων**

|   |    |
|---|----|
| Εικόνα 3.1: Χάρτης δικτύου αγωγών στον Ελλαδικό χώρο..... | 39 |
| Εικόνα 3.2: Δεξαμενόπλοιο μεταφοράς LNG.....              | 40 |
| Εικόνα 3.3: Δεξαμενή μηδενικών απωλειών LNG.....          | 46 |
| Εικόνα 3.4: Διάταξη αεριοποιητή θαλάσσης.....             | 47 |
| Εικόνα 3.5: Διάταξη εμβαπτισμένου αεριοποιητή καύσης..... | 48 |

# Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup>

## Εισαγωγή στο Φυσικό αέριο - Βασικά χαρακτηριστικά του Φυσικού Αερίου

### 1.1 Εισαγωγή

Το Φυσικό αέριο είναι μίγμα αερίων υδρογονανθράκων που είναι συνδυασμένο με υγρούς υδρογονάνθρακες (συμπυκνώματα ελαφρών υδρογονανθράκων και αργού πετρελαίου) και δημιουργήθηκε κατά τη διάρκεια διαφόρων εποχών της ιστορίας του πλανήτη, ενώ η ανάκτηση του γίνεται μέσω των φρεατίων που εξορύσσονται σε υπόγειους ταμιευτήρες. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι η ετήσια παγκόσμια παραγωγή ανέρχεται σε  $2.8 * 10^{12} \text{ m}^3$ , ενώ τα αποθέματα του είναι της τάξης των  $180 * 10^{12} \text{ m}^3$ . [1]

### 1.2 Σύσταση

Το φυσικό αέριο αποτελείται από μεθάνιο, αιθάνιο, προπάνιο και βουτάνιο, ενώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι περιλαμβάνει και μικρότερες ποσότητες βαρύτερων υδρογονανθράκων καθώς και κυμαινόμενες ποσότητες μη αερίων υδρογονανθράκων, όπως το άζωτο, διοξείδιο του άνθρακα και το υδρόθειο. Τα τυπικά όρια της διακύμανσης των συστατικών του φυσικού αερίου απεικονίζονται στον παρακάτω πίνακα. ( Πίνακας 1.1)

| Συστατικό                             | Μοριακό κλάσμα |
|---------------------------------------|----------------|
| Υδρογονάνθρακες                       |                |
| Μεθάνιο                               | 0.75-0.99      |
| Αιθάνιο                               | 0.01-0.15      |
| Προπάνιο                              | 0.01-0.10      |
| κ-Βουτάνιο                            | 0.00-0.02      |
| Ισοβουτάνιο                           | 0.00-0.01      |
| κ-Πεντάνιο                            | 0.00- 0.01     |
| Ισοπεντάνιο                           | 0.00–0.01      |
| Εξάνιο                                | 0.00-0.01      |
| Επτάνιο και βαρύτεροι υδρογονάνθρακες | 0.00–0.001     |
| Μη Υδρογονάνθρακες                    |                |
| Άζωτο                                 | 0.00- 0.15     |
| Διοξείδιο του Άνθρακα                 | 0.00-0.30      |
| Υδρόθειο                              | 0.00-0.30      |
| Ήλιο                                  | 0.00-0.05      |

*Πίνακας 1.1: Όρια περιεκτικότητας συστατικών του φυσικού αερίου [1]*



Το φυσικό αέριο όταν εξορύσσεται είναι σε όξινη μορφή, περιέχοντας σημαντικές ποσότητες υδρόθειου και διοξειδίου του αζώτου, το οποίο είναι ανεπιθύμητο σε μεγάλες ποσότητες μιας και η μεταφορά του γίνεται πιο δαπανηρή, μειώνοντας τη θερμογόνο δύναμη και μπορεί να έχει διαβρωτική δράση σε ορισμένες συνθήκες. Το υδρόθειο με τη σειρά του λόγω της υψηλής του τοξικότητας παρουσιάζει συγκέντρωση κάτω από 3 ppm και σε συνδυασμό με νερό είναι διαβρωτικό, ενώ κατά τη καύση του παράγεται διοξείδιο του θείου, που παρουσιάζει επίσης τοξική και διαβρωτική συμπεριφορά. Στη περίπτωση που το φυσικό αέριο περιέχει βαρείς υδρογονάνθρακες σε συγκεντρώσεις υψηλότερες (rich or wet gas) από αυτές του Πίνακα 1.1, τότε τα συστατικά αυτά μπορεί να συμπυκνωθούν σε χαμηλές θερμοκρασίες και υψηλές πιέσεις για να σταματήσουν τη μεταφορά του φυσικού αερίου. [1]

### 1.3 Φυσικές ιδιότητες του Φυσικού αερίου

Το μοριακό βάρος του μίγματος του φυσικού αερίου  $M_\alpha$  είναι ίσο με το άθροισμα των επιμέρους μοριακών κλασμάτων  $y_i$  επί το μοριακό βάρος του κάθε συστατικού  $M_i$  όπως περιγράφεται από την παρακάτω εξίσωση

$$M_\alpha = \sum y_i * M_i \quad (1.1)$$

Μια άλλη σημαντική ιδιότητα είναι ο μοριακός όγκος που είναι ο όγκος που καταλαμβάνει ένα ιδανικό αέριο και εξαρτάται από την θερμοκρασία, την πίεση, και τον αριθμό των μορίων που βρίσκονται στο χώρο και δεν είναι εξαρτώμενη από το είδος των μορίων σε ΚΣ. ( $T = 273.15 \text{ K}$ ,  $p = 0.101325 \text{ MPa}$ ) Η πυκνότητα ενός μίγματος αερίων για διαφορετικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας προσδιορίζεται από την λεγόμενη καταστατική εξίσωση :

$$p * V = z * n * R * T \quad (1.2),$$

όπου  $z$  : είναι ο συντελεστής συμπίεστικότητας,  $n$  : ο αριθμός των mole,  $R$  : η παγκόσμια σταθερά των αερίων,  $T$  : θερμοκρασία του αερίου,  $p$  : είναι η πίεση του αερίου. Η πυκνότητα του αερίου  $\rho$  δίνεται από τη σχέση  $\rho = M/V$  και επιλύοντας την (1.2) ως προς  $V$  και αντικαθιστώντας στην παραπάνω σχέση έχουμε τα εξής :

$$\rho = \frac{p * M}{z * R * T} \quad (1.3)$$

όπου  $V$  και  $n$  θ έχει αντικατασταθεί από την  $V = z * n * R * \frac{T}{p}$  και επομένως η τελική μορφή της έκφρασης της πυκνότητας είναι η:

$$\rho = \frac{n * M}{V} \quad (1.4)$$

Η σχετική πυκνότητα  $d$  του αερίου είναι μια άλλη σημαντική παράμετρος και είναι ο λόγος της πυκνότητας του αερίου ως προς την πυκνότητα του αέρα σε ΚΣ:

$$d = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{air}}$$

(1.5)

Στη περίπτωση αερίου μίγματος η σχετική πυκνότητα είναι το πηλίκο του μοριακού βάρους του μίγματος προς το μοριακό βάρος του αέρα (28.963):

$$d = \frac{M_a}{28.963} \quad (1.6)$$

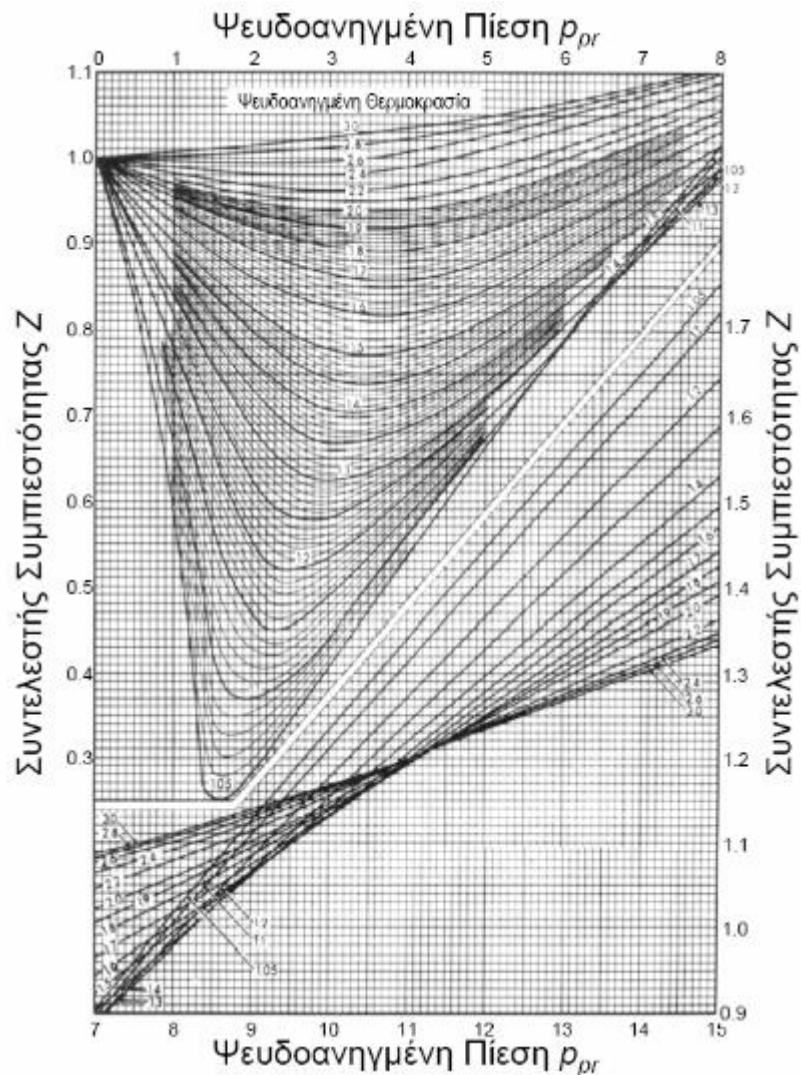
Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται διάφορες τιμές διαφόρων συστατικών του μίγματος του αερίου σε ΚΣ. [1]

| Συστατικό             | Μοριακό Βάρος $M$ | Μοριακός Όγκος $V$   | Πυκνότητα $\rho$  | Σχετική Πυκνότητα $d$ |
|-----------------------|-------------------|----------------------|-------------------|-----------------------|
|                       | kg/kmol           | m <sup>3</sup> /kmol | kg/m <sup>3</sup> | (Αέρας = 1)           |
| Μεθάνιο               | 16.043            | 22.360               | 0.7175            | 0.5549                |
| Αιθάνιο               | 30.069            | 22.191               | 1.355             | 1.048                 |
| Προπάνιο              | 44.096            | 21.928               | 2.011             | 1.555                 |
| κ-Βουτάνιο            | 58.123            | 21.461               | 2.708             | 2.094                 |
| Ισοβουτάνιο           | 58.123            | 21.550               | 2.697             | 2.086                 |
| κ-Πεντάνιο            | 72.150 *          | 20.90 *              | 3.452 *           | 2.670 *               |
| Ισοπεντάνιο           | 72.150 *          | 21.06 *              | 3.426 *           | 2.650 *               |
| κ-Εξάνιο              | 86.177 *          | 20.10 *              | 4.29 *            | 3.315 *               |
| κ-Επτάνιο             | 100.203 *         | 18.3 *               | 5.48 *            | 4.235 *               |
| Άζωτο                 | 28.0134           | 22.403               | 1.2504            | 0.9671                |
| Διοξείδιο του Άνθρακα | 44.0098           | 22.261               | 1.9770            | 1.5290                |
| Υδροθείο              | 34.076            | 22.192               | 1.5355            | 1.1875                |
| Ήλιο                  | 4.0026            | 22.426               | 0.17848           | 0.1380                |

\* Υγρό σε κανονικές συνθήκες.

Πίνακας 1.2: Φυσικές ιδιότητες των συστατικών του φυσικού αερίου σε κανονικές συνθήκες (ΚΣ) [1]

Η συνεκτικότητα (ιξώδες) του ιδανικού αερίου αυξάνει με την αύξηση της θερμοκρασίας και είναι ανεξάρτητο της πίεσης αν και οι αέριοι υδρογονάνθρακες



παρουσιάζουν παρόμοια συμπεριφορά με αυτή των υγρών και το ιξώδες τους αυξάνει με την αύξηση της πίεσης και μειώνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας για μέσα ή και υψηλά πεδία τιμών των πιέσεων. Η συμπιεστότητα των πραγματικών αερίων ( $z$ ) είναι άλλη μια σημαντική παράμετρος μιας και σε υψηλές πιέσεις οι ελκτικές ή ακόμη και οι απωστικές δυνάμεις των μορίων των αερίων λαμβάνουν χώρα ο ένας και τα μόρια καταλαμβάνουν συγκεκριμένους όγκους. Στο παρακάτω σχήμα (1.1) δίνεται μια συσχέτιση ανάμεσα στους συντελεστές συμπιεστότητας και τις καμπύλες των ψευδοανηγμένων πιέσεων και θερμοκρασιών για το μεθάνιο και φυσικά αέρια σε συνθήκες έως **56 MPa** και **121 °C**. [1]

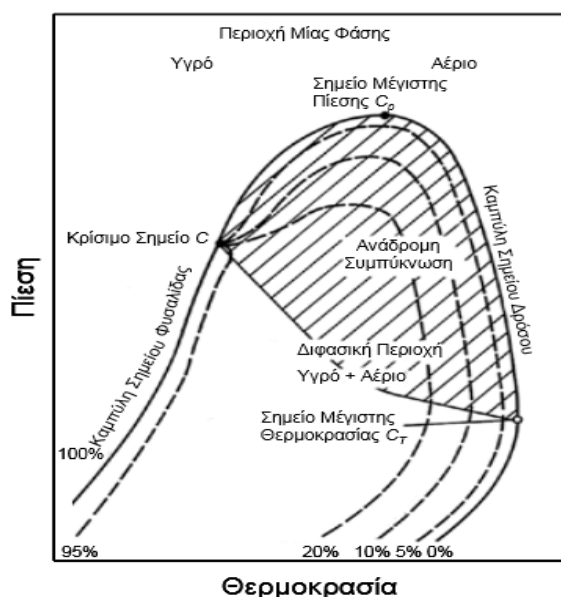
Σχήμα 1.1: Συντελεστής συμπιεστότητας φυσικών αερίων ως προς την ψευδοανηγμένη πίεση και τη θερμοκρασία [1]

Η εξίσωση *virial* περιγράφει την μαθηματική εξάρτηση ανάμεσα στον συντελεστή συμπιεστότητας  $z$  και την πυκνότητα του μίγματος του αερίου  $\rho_m$  και για το σκοπό αυτό η Ευρωπαϊκή Ομάδα Έρευνας Αερίου (European Gas Research Group, GERG) και το Ινστιτούτο Van der Waals στο Άμστερνταμ της Ολλανδίας ανέπτυξαν την παρακάτω εξίσωση *virial* για τον προσδιορισμό των συντελεστών της συμπιεστότητας των μιγμάτων των αερίων :

$$z = 1 + B(T) * \rho_M + C(T) * \rho_M^2 \quad (1.7)$$

όπου  $\rho_M$ : είναι η μοριακή πυκνότητα του μίγματος,  $\rho_m = \frac{1}{V_M}$ ,  $B$  και  $C$  είναι ο δεύτερος και ο τρίτος συντελεστής της εξίσωσης *virial*, που εξαρτώνται από την θερμοκρασία και τη σύσταση του αερίου και εξίσωση αυτή είναι σε θέση να προσδιορίσει τους συντελεστές συμπιεστότητας στη περιοχή των  $0$  και  $12 \text{ MPa}$ , παρουσιάζοντας απόκλιση  $< 0.1 \%$  από τα πειραματικά δεδομένα. Στο διάγραμμα φάσεων (Σχήμα 1.2) απεικονίζονται οι αλλαγές της κάθε φάσης με τη πίεση και τη θερμοκρασία για δεδομένη σύσταση, διαχωρίζοντας τις περιοχές της υγρής ή της αέριας φάσης ή μόνο τις περιοχές της ισορροπίας. Η διφασική περιοχή περιλαμβάνει την καμπύλη των σημείων της φυσαλίδας από την αριστερή πλευρά έως το κρίσιμο σημείο  $C$  και από εκεί μέχρι την μέσω των σημείων της μέγιστης πίεσης  $C_p$  και της μέγιστης θερμοκρασίας  $C_T$ , από την καμπύλη των σημείων δρόσου. Στο κρίσιμο σημείο  $C$  (σύνδεση των καμπυλών φυσαλίδας και δρόσου) όλες οι ιδιότητες της υγρής και της αέριας φάσης παραμένουν ίδιες με αποτέλεσμα τόσο η κρίσιμη πίεση  $p_c$  όσο και η θερμοκρασία  $T_c$  να είναι κρίσιμες τιμές του αερίου μίγματος. Το σημείο της μέγιστης πίεσης  $C_p$  είναι σε γενικές γραμμές η μέγιστη πίεση συνύπαρξης των δυο φάσεων σε ισορροπία και βρίσκεται δεξιά του κρίσιμου σημείου  $C$ , ενώ το σημείο της μέγιστης θερμοκρασίας  $C_T$ , αντιστοιχεί στη μέγιστη θερμοκρασία συνύπαρξης τόσο της υγρής όσο και της αέριας φάσης σε ισορροπία. Η όλη διαδικασία του διαγράμματος φάσεων είναι η συμπύκνωση των βαρύτερων υδρογονανθράκων. Οι δε διακεκομμένες γραμμές του σχήματος (1.2) είναι γραμμές περιεκτικότητας και αναφέρονται σαν ποσοστιαίες γραμμές περιεκτικότητας του υγρού και αρχίζουν από το κρίσιμο σημείο  $C$  και τέμνονται από τη γραμμή που ενώνει το σημείο  $C$  με το σημείο της μέγιστης θερμοκρασίας  $C_T$  και διαχωρίζεται σε

δυο περιοχές. Στη πρώτη χαμηλή περιοχή το αέριο μίγμα συμπεριφέρεται σε σταθερή θερμοκρασία με αποτέλεσμα η περιεκτικότητα του υγρού στο αέριο μίγμα να αυξάνει με την αύξηση της πίεσης. Στη περίπτωση που το διφασικό μίγμα προσεγγίζει τη γραμμή C-CT τότε η περιεκτικότητα του αέριου μίγματος σε υγρό αυξάνει με την μείωση της πίεσης όπως και στην περιοχή ανάμεσα στη κρίσιμη και τη μέγιστη πίεση, όπου η περιεκτικότητα σε υγρό αυξάνει με τη πτώση της πίεσης ακόμη και όταν η θερμοκρασία αυξάνει. Το φαινόμενο αυτό είναι η ανάδρομη συμπύκνωση και μπορεί να επηρεάσει τη μεταφορά του φυσικού αερίου μέσω των αγωγών μιας και σχηματίζονται έμβολα υγρού στη περίπτωση που δεν γίνει κατάλληλη απομάκρυνση των βαρύτερων υδρογονανθράκων.



Σχήμα 1.2: Απεικόνιση του διαγράμματος φάσεων ενός συστήματος υδρογονανθράκων με σταθερή σύσταση [1]

## 1.4 Ιδιότητες της Καύσης

Ένα βασικό μέγεθος που πρέπει να λάβουμε υπόψη είναι η θερμογόνος δύναμη του φυσικού αερίου και είναι η θερμότητα που εκλύεται από κατά τη πλήρη καύση του αφυδατωμένου φυσικού αερίου με το οξυγόνο σε συνθήκες πίεσης 0.101325 MPa και χωρίζεται στην ανωτέρα θερμογόνος δύναμη (GHV) στην οποία τα παραγόμενο νερό κατά τη διεργασία της καύσης συμπυκνώνεται σε υγρή μορφή, ενώ στη κατωτέρα θερμογόνος δύναμη (NHV), το παραγόμενο νερό παραμένει σε αέρια

φάση. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι η διαφορά ανάμεσα τους είναι η λανθάνουσα θερμότητα (ενθαλπία) που απαιτείται για την συμπύκνωση του νερού και εκφράζεται σε MJ/m<sup>2</sup>. Η θερμογόνος δύναμη των αερίων μιγμάτων προσδιορίζεται από τη μοριακή σύσταση και τις επιμέρους θερμογόνες δυνάμεις τους από την παρακάτω σχέση:

$$HV = \sum y_i HV_i \quad (1.8)$$

όπου  $y_i$ : είναι το μοριακό κλάσμα του επιμέρους συστατικού  $i$ ,  $HV_i$ : είναι η ανώτερη θερμογόνος δύναμη του συστατικού  $i$  και στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται οι θερμογόνες δυνάμεις των συστατικών του φυσικού αερίου.

| Συστατικό   | Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη (MJ/m <sup>3</sup> ) | Κατώτερη Θερμογόνος Δύναμη (MJ/m <sup>3</sup> ) |
|-------------|--|---|
| Μεθάνιο     | 39.819   | 35.883  |
| Αιθάνιο     | 70.293   | 64.345  |
| Προπάνιο    | 101.242  | 93.215  |
| κ-Βουτάνιο  | 134.061  | 123.810   |
| Ισοβουτάνιο | 133.119  | 122.910   |
| κ-Πεντάνιο  | 169.19 *                                       | 156.56 *  |
| Ισοπεντάνιο | 167.53 *                                       | 154.99 *  |
| κ-Εξάνιο    | 208.70 *                                       | 193.38 *  |
| κ-Επτάνιο   | 265.22 *                                       | 245.99 *  |
| Υδρογόλιο   | 25.336   | 23.353  |

\* Υγρό σε κανονικές συνθήκες.

Πίνακας 1.3: Θερμογόνοι δυνάμεις των συστατικών του φυσικού αερίου σε κανονικές συνθήκες (ΚΣ) [1]

Μια άλλη σημαντικά παράμετρος που σχετίζονται με τις προδιαγραφές του φυσικού αερίου είναι ο δείκτης Wobbe (Wobbe index) και δίδεται από τη σχέση :

$$W_{G,N} = \frac{HV_{G,N}}{\sqrt{d}} \quad (1.9)$$

Όπου  $HV_{G,N}$ : είναι η ανώτερη και η κατώτερη θερμογόνος δύναμη και  $d$ : είναι η σχετική πυκνότητα του φυσικού αερίου. Συγκεκριμένοι τύποι του φυσικού αερίου αναμιγνύονται πριν τη κατανάλωση, ή είναι σε θέση να λειτουργούν ξεχωριστά δίκτυα αγωγών με διαφορετικά φυσικά αέρια, για διαφορετικές τιμές του δείκτη Wobbe. [1]

# Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup>

## Επεξεργασία του Φυσικού Αερίου

### 2.1 Εισαγωγή

Το φυσικό αέριο παράγεται όπως είναι γνωστό στο φρέαρ, παρουσιάζοντας ιδιαίτερη ποικιλία στη σύνθεση του, για διάφορες εφαρμογές όπως παρουσιάζει ο Πίνακας 2.1.

| Πηγή                                      | CH <sub>4</sub> ,<br>% κ.ό. | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ,<br>% κ.ό. | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> ,<br>% κ.ό. | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> ,<br>% κ.ό. | C <sub>5</sub> +,<br>% κ.ό.         | N <sub>2</sub> ,<br>% κ.ό. | CO <sub>2</sub> ,<br>% κ.ό. | H <sub>2</sub> S,<br>% κ.ό. | S<br>Στοιχειακό,<br>g/m <sup>3</sup> | S<br>Οργανικό,<br>ppm | He,<br>% κ.ό. | Hg,<br>mg/m <sup>3</sup> |
|---|-----------------------------|---|---|--|-------------------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|-----------------------|---------------|--------------------------|
| Ολλανδία,<br>Groningen <sup>a</sup>       | 81                          | 2.8                                       | 0.4                                       | 0.2  | 0.1                                 | 14.3                       | 0.9                         |                             |                                      |                       | 0.03          | 0.002                    |
| Νορβηγία, Ekofisk <sup>b</sup>            | 85                          | 8.4                                       | 2.9                                       | 1.0  | 0.15                                | 0.4                        | 2                           | 10 ppm                      |                                      | 1                     |               |                          |
| Γερμανία,<br>Söhlingen <sup>c</sup>       | 85                          | 1.5                                       | 0.07                                      | 0.03                                       | 2 g/m <sup>2</sup> C <sub>3</sub> + | 12.5                       | 0.5                         |                             |                                      |                       | 0.03          | 1-5                      |
| Ινδονησία, Arun <sup>d</sup>              | 75                          | 5.5                                       | 2.3                                       | 1.1  | 0.75                                | 0.3                        | 15                          | 100 ppm                     |                                      |                       |               | 0.2                      |
| ΗΠΑ, Panhandle,<br>Texas <sup>e</sup>     | 73.2                        | 6.1                                       | 3.2                                       | 1.6  | 0.6                                 | 14.3                       | 0.3                         |                             |                                      |                       | 0.7           |                          |
| Γερμανία, Wustrow <sup>f</sup>            | 43                          | 0.6                                       |   | 0.1  |                                     | 56                         | 0.3                         |                             |                                      |                       | 0.04          |                          |
| Γερμανία, Süd-<br>Oldenburg <sup>g</sup>  | 77                          | 0.1                                       |   |  |                                     | 7                          | 8                           | 8                           | 0.5-3                                | 200                   |               |                          |
| Πρώην Σοβ.<br>Ενωση, Tenguzi <sup>h</sup> | 42                          | 8.5                                       | 5.2                                       | 3.3  | 22                                  | 0.8                        | 2.6                         | 16                          |                                      | 1000                  |               |                          |
| Καναδάς,<br>Bearberry <sup>i</sup>        | 4                           |   |   |  |                                     | 1                          | 5                           | 90                          | 80                                   |                       |               |                          |

<sup>a</sup> Καθαρό φυσικό αέριο, χαμηλής θερμογόνου δύναμης, που χρειάζεται ρύθμιση του σημείου όρους του νερού.

<sup>b</sup> Φυσικό αέριο υψηλής θερμογόνου δύναμης, μετατροπή H<sub>2</sub>S σε COS με μοριακά κόσκινα.

<sup>c</sup> Απομάκρυνση υδραργύρου, διαχωρισμός C<sub>3</sub> και βαρύτερων υδρογονανθράκων με προσρόφηση σε χαμηλή θερμοκρασία.

<sup>d</sup> Υγροποίηση, διαχωρισμός συμπυκνωμάτων, απομάκρυνση CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S-Hg.

<sup>e</sup> Παραγωγή ηλίου.

<sup>f</sup> Διαχωρισμός αζώτου, απομάκρυνση CO<sub>2</sub>.

<sup>g</sup> Οξινό αέριο, χρήση διαλύτη θείου, απορρόφηση H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, παραγωγή θείου.

<sup>h</sup> Απομάκρυνση συμπυκνωμάτων, LPG, ανάκτηση θείου, απομάκρυνση οργανικών ενώσεων θείου.

<sup>i</sup> Πολύ οξινό αέριο, μόνο για παραγωγή θείου.

Πίνακας 2.1: Σύσταση φυσικών αερίων [1]

Το βασικό συστατικό του φυσικού αερίου είναι το μεθάνιο και εκτός αυτού περιέχει διάφορα ποσά ακαθαρσιών που δημιουργούν σε διάφορα προβλήματα κατά τη παραγωγή και τη μεταφορά του όπως :

- Νερό που σε μορφή συμπυκνωμένη σχηματίζει στερεές ένυδρες ουσίες με υδρογονάνθρακες ή ακόμη και υδρόθειο με αποτέλεσμα να οδηγεί σε σχηματισμό υγρών σε σωληνώσεις που οδηγούν ακόμη και σε διάβρωση.
- Βαρύτερους υδρογονάνθρακες και στην περίπτωση που το φυσικό αέριο περιέχει υψηλότερες συγκεντρώσεις C<sub>2</sub> και βαρύτερους υδρογονάνθρακες τότε ανακτάται τόσο σε υγρή (LPG), όσο και σε αέρια μορφή. Στη περίπτωση

που εμφανίζουν χαμηλές τιμές συγκέντρωσης (βαρύτεροι υδρογονάνθρακες), το φαινόμενο της ανάδρομης συγκέντρωσης λαμβάνει χώρα.

- Υδρόθειο που σε συνδυασμό με νερό επιταχύνει το μηχανισμό της διάβρωσης στους αγωγούς και η απομάκρυνση του γίνεται αποκλειστικά στις κεντρικές εγκαταστάσεις της επεξεργασίας.
- Διοξειδίο του άνθρακα που μαζί με νερό προκαλεί διάβρωση (corrosion pitting) σε χάλυβες χαμηλής περιεκτικότητας σε άνθρακα και σε άλλα μέταλλα.
- Θείο, που τα αέρια που περιέχουν υδρόθειο, περιέχουν επίσης και θείο σε αέρια μορφή. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι στον Καναδά, στην Γερμανία και στις ΗΠΑ περιέχεται σε υψηλές ποσότητες, ώστε ανάλογα με τη πίεση, τη θερμοκρασία και τη σύνθεση του να μπορεί να διαχωρίζεται και να φράζεται ο αγωγός.
- Υδράργυρος που περιέχεται σε μεγάλες συγκεντρώσεις ( $\text{mg/m}^3$ ) και ο κύριος όγκος του είναι σε στοιχειακή μορφή. Επίσης προκαλεί διάβρωση στους αγωγούς και στα εξαρτήματα, όπως αντίστοιχη φθορά σε εναλλάκτες θερμότητας κρυογενικών εγκαταστάσεων και σε μετρητικά συστήματα, βανών ελέγχου.
- Επιπρόσθετα συστατικά όπως το αδαμαντάνιο (adamantine) και το διαμαντάνιο (diamantine) που είναι κυκλικοί υδρογονάνθρακες, στην πολιτεία της Alabama των Η.Π.Α, που τείνουν να εξαχνωθούν και αφαιρούνται με έγχυση υγρών υδρογονανθράκων.

Μερικά αέρια περιέχουν επίσης υψηλά ποσοστά αζώτου που διαχωρίζεται με τέτοιο τρόπο ώστε το αέριο να πωληθεί με κατάλληλη θερμογόνο δύναμη. [1]



## **2.2 Βασικοί στόχοι της επεξεργασίας του φυσικού αερίου**

Οι βασικοί στόχοι της επεξεργασίας του φυσικού αερίου σχετίζονται με:

1. Την ικανοποίηση των κριτηρίων ποιότητας
2. Την ανάκτηση των παραπροϊόντων

Η επεξεργασία του φυσικού αερίου πραγματοποιείται άμεσα στο φρέαρ μιας και το αέριο δε μπορεί να μεταφερθεί στις εγκαταστάσεις επεξεργασίας με αγωγό χωρίς κίνδυνο. Για την αποφυγή της διάβρωσης, το όξινο νερό υφίσταται αφυδάτωση έτσι ώστε το ελεύθερο νερό να μην συμπυκνώνεται καθοδόν. Τόσο η ανάκτηση του θείου, όσο και ο διαχωρισμός του αζώτου, του διοξειδίου του άνθρακα, πραγματοποιούνται σε κεντρικές εγκαταστάσεις με την τροφοδότηση των ρευμάτων των διάφορων φρεάτων. [1]

## **2.3 Φρεάτια και εγκαταστάσεις του φυσικού αερίου**

Οι εγκαταστάσεις των φρεατίων του φυσικού αερίου ικανοποιούν τους παρακάτω σκοπούς:

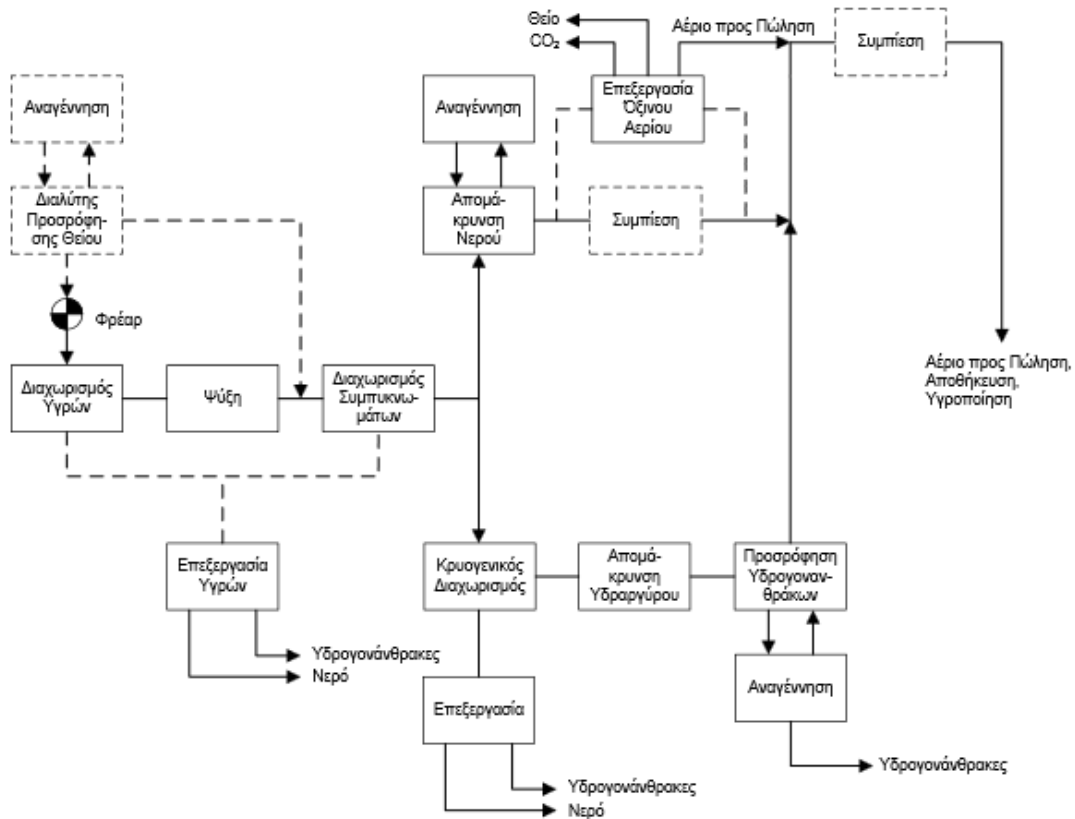
- την μη προβληματική ροή του φυσικού αερίου στους αγωγούς παραγωγής και στον αντίστοιχο εξοπλισμό της επιφάνειας
- τον διαχωρισμό ή και την επεξεργασία των συμπαραγομένων υγρών
- την επίτευξη της επιθυμητής ποιότητας της τροφοδοσίας του δικτύου των αγωγών διανομής
- την προστασία των αγωγών παραγωγής συμπεριλαμβανομένου των εγκαταστάσεων του πεδίου από τη διάβρωση.

Ο μεν τύπος των εγκαταστάσεων καθορίζονται από τις παρακάτω παραμέτρους :

- τον τύπο και τη συγκέντρωση των συνοδευτικών συστατικών εντός του αερίου
- τη συμπεριφορά που παρουσιάζει το αέριο κατά τη μεταφορά μέσω του αγωγού

- τις προδιαγραφές τις αγορές

Το βασικό διάγραμμα της ροής των σημαντικότερων βημάτων για την επεξεργασία του φυσικού αερίου παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.1.



Σχήμα 2.1: Διαδικασία επεξεργασίας του φυσικού αερίου [1]

\_\_\_\_\_ Περίπτωση αερίου δίχως όξινα συστατικά

- - - - - Περίπτωση αερίου που εμπεριέχει όξινα συστατικά

Για την αποτροπή της εναπόθεσης του θείου που μπορεί να εμφανιστεί σε διάφορα φρεάτια του όξινου αερίου, δημιουργούνται διαλύτες στον αγωγό παραγωγής. Οι αναστολείς της διάβρωσης προστίθενται με τον ίδιο τρόπο και στην επιφάνεια πραγματοποιείται διαχωρισμός των συμπυκνωμένων υγρών. Στη συνέχεια μετά την εκτόνωση και τη ψύξη στις συνθήκες των αγωγών συλλογής πραγματοποιείται επιπλέον διαχωρισμός του συμπυκνώματος το οποίο ανάλογα με τις συνθήκες μπορεί να υποστεί επιπλέον επεξεργασία (διαχωρισμό των φάσεων, σταθεροποίηση ή και απογύμνωση). Στη περίπτωση του διαχωρισμού μεγάλων ποσοτήτων νερού ή πρόσθεσης υγρών για την αναστολή της διαδικασίας της διάβρωσης κατά τη διάρκεια

της παραγωγής όξινου αερίου μπορεί να απελευθερωθεί υδρόθειο κατά τη διάρκεια μείωσης της πίεσης. Οι εκπομπές αυτές ελαχιστοποιούνται απογυμνώνοντας το υγρό σε συνθήκες υψηλής πίεσης ή επανασυμπιέζοντας το ήδη εκτονωμένο αέριο. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι για την απευθείας τροφοδότηση του αγωγού χωρίς όξινα συστατικά, το όξινο αέριο υφίσταται επεξεργασία στις κεντρικές εγκαταστάσεις για διαφορετικά πεδία του αερίου. Όταν η πίεση του στο φρέαρ της παραγωγής είναι χαμηλή τότε πραγματοποιείται εγκατάσταση των συμπιεστών στα ανάντη δίκτυα των σωληνώσεων. Στη περίπτωση των υγρών αερίων θα πρέπει να γίνεται μείωση των σημείων δρόσου και των υδρογονανθράκων, ενώ με την έγχυση των αναστολέων σχηματισμού των υδριτών (γλυκόλες), οι υδρατμοί και οι βαρύτεροι υδρογονάνθρακες συμπυκνώνονται με τη μείωση της θερμοκρασίας. [1]

## **2.4 Στάδια επεξεργασίας κατά την παραγωγή**

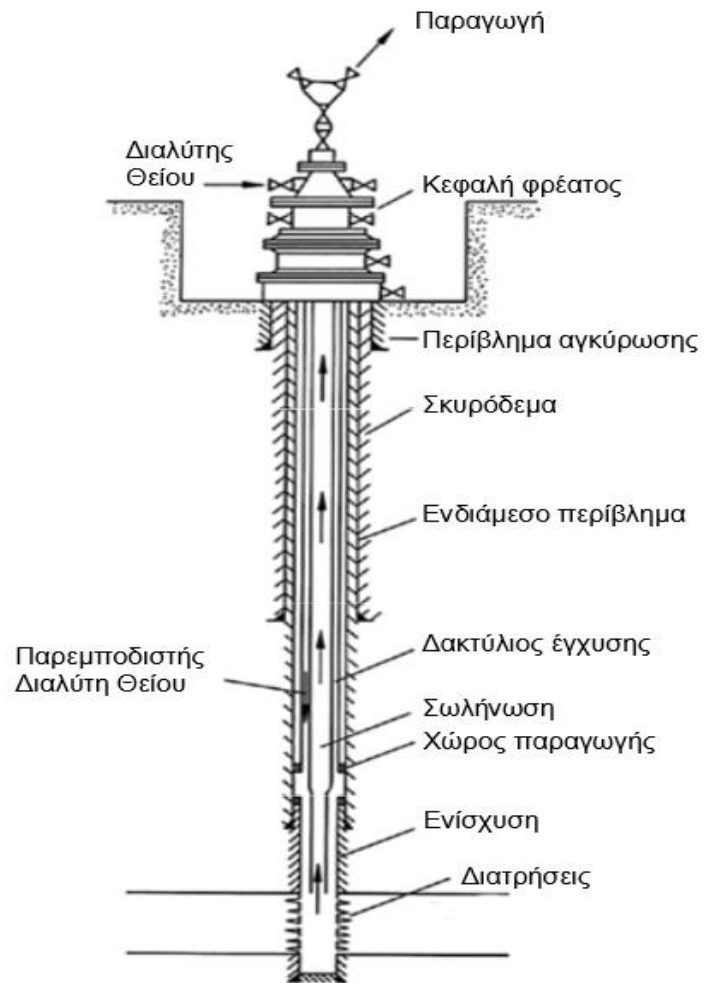
Κατά την διάρκεια επεξεργασίας κατά την παραγωγή είναι πολύ σημαντική η απομάκρυνση του θείου μιας και το αέριο που το απορροφάει εξαρτάται από την πίεση, την θερμοκρασία και την χημική του σύνθεση. Θα πρέπει όμως να σημειωθεί ότι τόσο η ψύξη όσο και η πτώση της πίεσης ελαχιστοποιούν τη διαλυτότητα του θείου, οδηγώντας στον διαχωρισμό του, με αποτέλεσμα σε χαμηλές θερμοκρασίες να πραγματοποιείται στερεοποίηση και φράξιμο του αγωγού. Επομένως τα προβλήματα αυτά αντιμετωπίζονται με τη έγχυση κατάλληλων διαλυτών στον εξοπλισμό παραγωγής για την αφαίρεση του θείου με τις παρακάτω διεργασίες :

**1. Διεργασία των Πολυσουλφιδίων** κατά την οποία γίνεται προσθήκη υδατικών διαλυμάτων αμμωνίας ή ακόμη και μονοαιθυλίνης, όπου το θείο διαλύεται παρουσία υδρόθειου και διαχωρίζεται στην επιφάνεια σε ένα διαχωριστή υγρών. Μέσω αυτής της διεργασίας πραγματοποιείται μια μόνο ενιαία υγρή φάση, ενώ για αέρια με υψηλή περιεκτικότητα σε διοξείδιο του άνθρακα η παραπάνω διεργασία γίνεται υπό ορισμένες συνθήκες. Συγκεκριμένα τα αλκαλικά μέσα δεν είναι σε θέση να διαλύσουν το υδρόθειο ικανοποιητικά για το αντίστοιχο σχηματισμό του πολυσουλφιδίου.

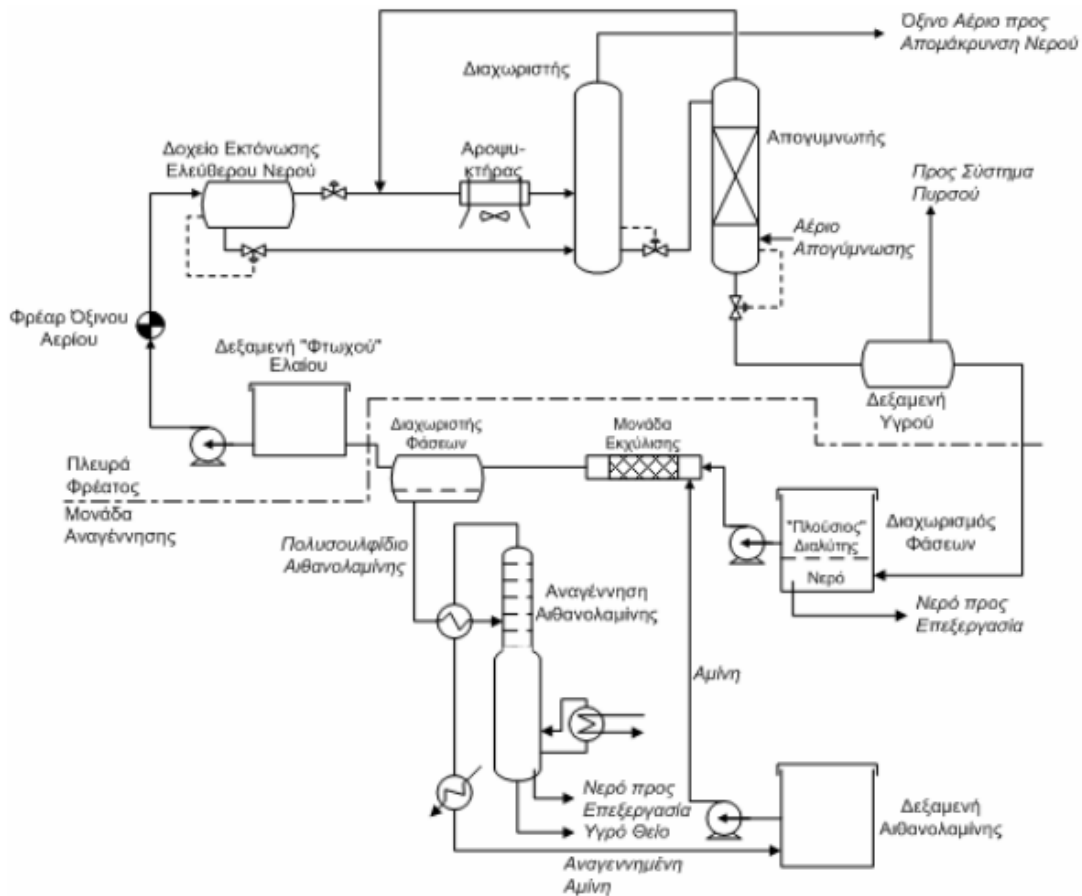
**2. Διεργασία με τη χρήση των φυσικών διαλυτών, όπου κατά την επεξεργασία του όξινου αερίου, το θείο διαλύεται με τη χρήση κατάλληλων υδρογονανθράκων, παρουσιάζοντας τις παρακάτω ιδιότητες:**

- τη μη αντίδραση με το σχηματιζόμενο νερό
- τη δημιουργία σταθερότητας, υπό τις συνθήκες του κοιτάσματος
- τη μη αντίδραση τους με το θείο
- την παρουσία υψηλής διαλυτικής ικανότητας σε θείο
- χαμηλή τάση ατμών
- χαμηλές διαβρωτικές ιδιότητες

Στην κατηγορία των φυσικών διαλυτών εντάσσονται τα κυλινδρέλαια καθώς και μίγματα τους λόγω της υψηλής διαλυτικής τους ικανότητας σε θείου. Μια τυπική ομόκεντρη σωλήνωση παραγωγής του όξινου αερίου απεικονίζεται στο παρακάτω Σχήμα (2.2) στα οποία διαλύτης αντλείται στο φρέαρ, μέσω του εξωτερικού αγωγού επιστρέφοντας στην κεφαλή του φρέατος με το παραγόμενο ρεύμα αερίου, ενώ στο παρακάτω Σχήμα (2.3) το φρέαρ του όξινου αερίου που εγχέει τον διαλύτη με τις απαραίτητες εγκαταστάσεις της επεξεργασίας της αποθείωσης.



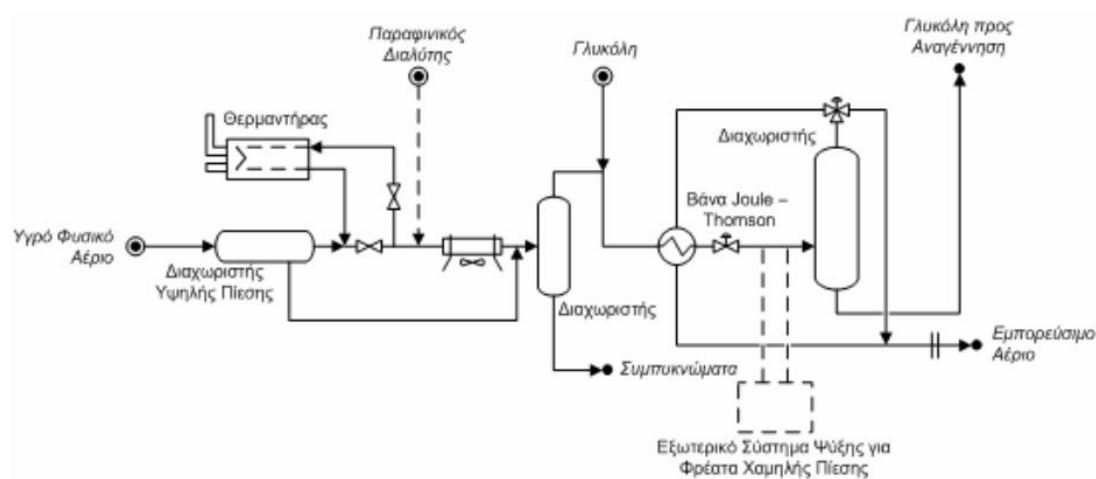
Σχήμα 2.2: Ολοκληρωμένο διάγραμμα φρέατος του όξινου αέριου [1]



Σχήμα 2.3: Διάγραμμα ροής του διαλύτη που παρεμποδίζει τον διαχωρισμό του θείου [1]

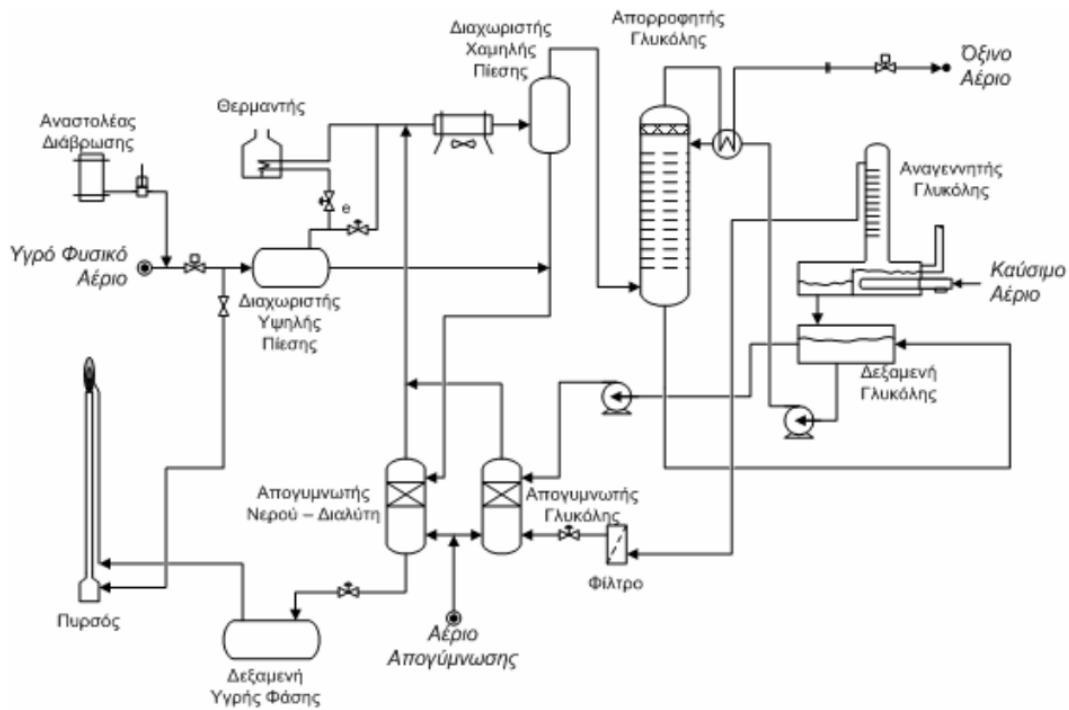
Στην περίπτωση ύπαρξης υδραργύρου σε κοιτάσματα φυσικού αερίου η αφαίρεση του γίνεται σε ειδικές εγκαταστάσεις από τα  $5 \text{ mg/m}^3$  σε λιγότερο από  $10 \mu\text{g/m}^3$ . Ένα σημαντικό μέρος του υδραργύρου έχει ήδη αφαιρεθεί κατά τον διαχωρισμό της χαμηλής θερμοκρασίας (LTS) στη μονάδα αφυδάτωσης στο φρέαρ, ενώ επίπεδα συγκέντρωσης υδραργύρου κάτω των  $5 \mu\text{g/m}^3$  λαμβάνουν χώρα σε αντιδραστήρες χημορρόφησης σταθερής κλίνης εντός της οποίας νερό ή υδρογονάνθρακες αφαιρούν τον υδράργυρο. [1] θα πρέπει να σημειωθεί ότι το φυσικό αέριο αφυδατώνεται κοντά στα φρεάτια του αερίου για λόγους ασφαλείας, για την αποφυγή του σχηματισμού των υδριτών αερίου στους αγωγούς υψηλής πίεσης, ελαχιστοποιώντας τα προβλήματα κατά τη μεταφορά των υγρών στο σύστημα. Εξαιτίας της παρουσίας διοξειδίου του άνθρακα, υδρόθειου και χλωριδίων, η διάβρωση ελαχιστοποιείται με τη μείωση της περιεκτικότητας σε νερό. Στους βαρύτερους υδρογονάνθρακες για τη μείωση της περιεκτικότητας υιοθετήθηκε η κρυογενική αφυδάτωση του φυσικού

αερίου (Σχήμα 2.4) στην οποία το υγρό αέριο ψύχεται μέχρις ότου τα προς αφαίρεση συστατικά διαχωριστούν λόγω της συμπύκνωσης και για τα σκοπό αυτό προστίθενται μεθανόλη και γλυκόλη. Η θερμοκρασία μειώνεται επιτυγχάνεται μέσω της εκτόνωσης Joule-Thomson και η διαδρομή αυτή πραγματοποιείται κατά τη πρώτη φάση της παραγωγής στα φρεάτια της υψηλής πίεσης.



Σχήμα 2.4: Διάγραμμα περιγραφής της διαδικασίας της κρυογενικής αφυδάτωσης [1]

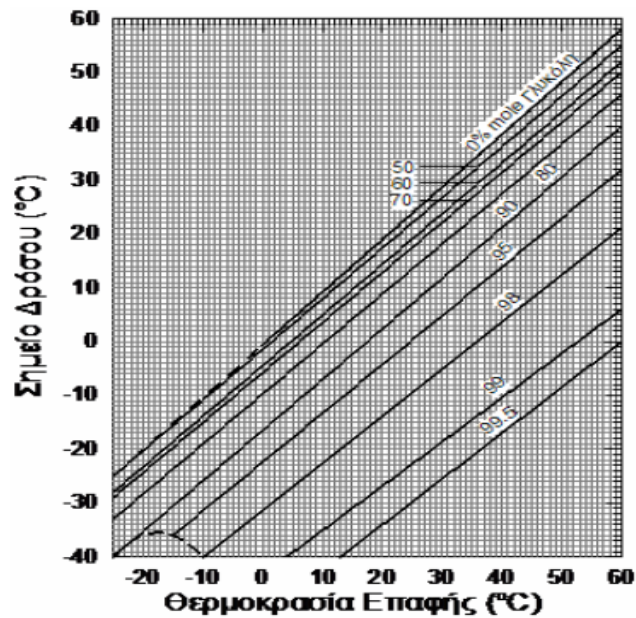
Η διαδικασία της αφυδάτωσης λαμβάνει χώρα με τις διαδικασίες απορρόφησης, χρησιμοποιώντας τριαθυλενο- γλυκόλη (TEG) σε σχέση με τις άλλες γλυκόλες λόγω της υψηλής ικανότητας απορρόφησης σε υδρατμούς, της χαμηλής τάσης των ατμών της και της υψηλής θερμικής σταθερότητας της, όπως απεικονίζεται στο παρακάτω Σχήμα (2.5). Στον απορροφητή θα πρέπει να σημειωθεί ότι τόσο η γλυκόλη όσο και το φυσικό αέριο έρχονται σε επαφή κατά αντιρροή για πιέσεις λειτουργίας από 2-10 MPa. Στο στάδιο της αναγέννησης η κορεσμένη σε νερό γλυκόλη θερμαίνεται στους 200°C. Οι ενεργειακές απαιτήσεις μειώνονται με εκτενή εναλλαγή της θερμότητας ανάμεσα στη κορεσμένη και την αναγεννημένη γλυκόλη σε σπειροειδείς σωλήνες στο δοχείο αποθήκευσης και στην κορυφή της στήλης αναγέννησης. Μετά τη θερμική αναγέννηση η παραμένουσα περιεκτικότητα της γλυκόλης σε νερό μπορεί να μειωθεί με απογύμνωση με ξηρό αέριο που διέρχεται μέσω του δοχείου αποθήκευσης πριν την αύξηση εκρόφησης των υδρατμών στη ζώνη της απόσταξης. Τα σημεία δρόσου της ισορροπίας του μίγματος νερού-τριαθυλενο-γλυκόλης του φυσικού αερίου συναρτήσει της θερμοκρασίας δείχνονται στο Σχήμα 2.6.



Σχήμα 2.5: Αφυδάτωση με γλυκόλη [1]

Η διαδικασία της αφυδάτωσης διατηρείται, ελέγχοντας το ρυθμό της κυκλοφορίας της γλυκόλης, της θερμοκρασίας αναγέννησης και της παροχής του αερίου απογύμνωσης. Ο εμπλουτισμός της γλυκόλης με υδρογονάνθρακες περιορίζεται με τη χρήση των skimmers (κατάλληλων ξέστρων), ενώ τα προϊόντα υποβάθμισης είναι το αποτέλεσμα της εισόδου του οξυγόνου, της θερμικής αποσύνθεσης από το φρέαρ κάνουν τη γλυκόλη διαβρωτική. Ο μεν έλεγχος της διάβρωσης πραγματοποιείται με προσθήκη αναστολέων που αυξάνουν το pH. Η γλυκόλη φιλτράρεται με ενεργό άνθρακα και ο χρόνος λειτουργίας της γλυκόλης είναι και για πολλά χρόνια.

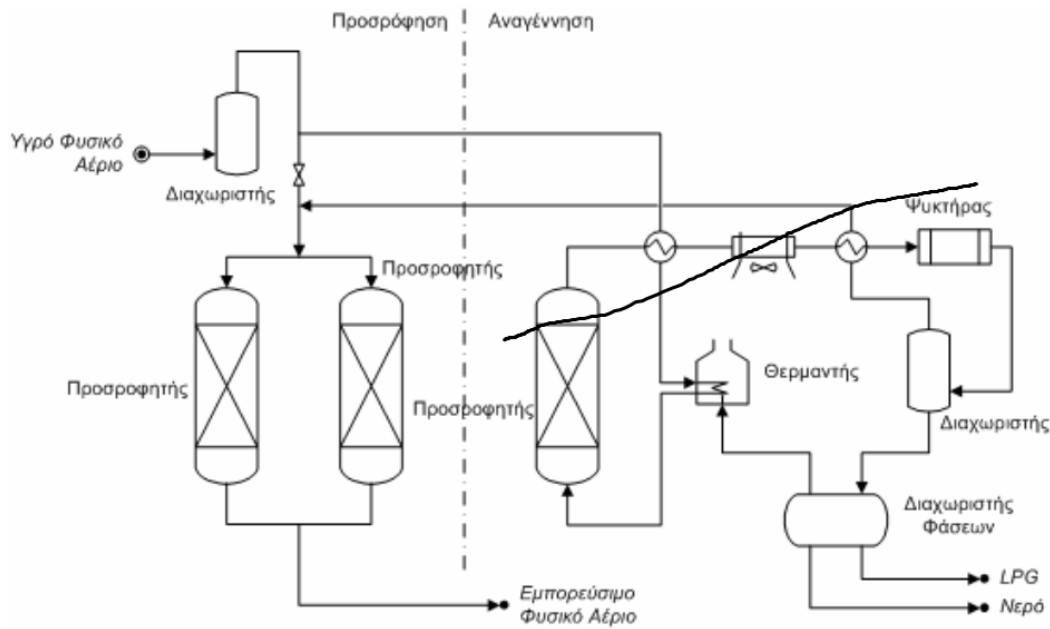




Σχήμα 2.6: Σημεία δρόσου του φυσικού αερίου συναρτήσει της θερμοκρασίας (αερίου) επαφής με τα διαλύματα νερού –τριοιθιλενο- γλυκόλης [1]

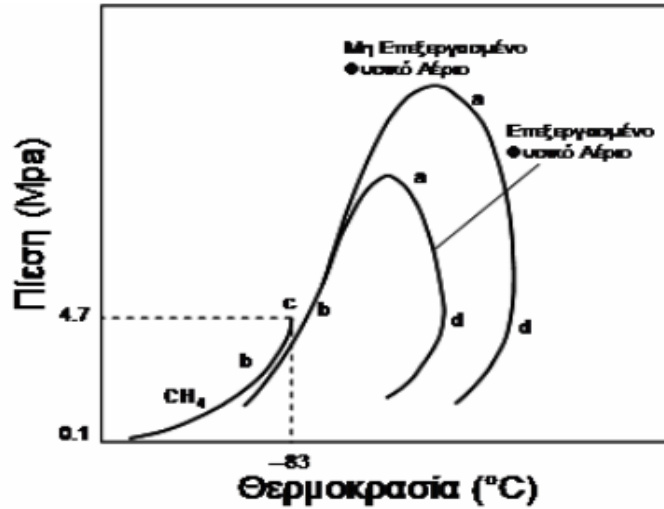
Κατά την διαδικασία της αφυδάτωσης με προσρόφηση, το αέριο έρχεται σε επαφή με μοριακά κόσκινα, silica gel. Στις εγκαταστάσεις προσρόφησης τα σημεία δρόσου είναι κάτω των  $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ , που είναι απαραίτητο για τις κρυογενικές εγκαταστάσεις και τις αντίστοιχες του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στην οποία τα ίχνη νερού και διοξειδίου του άνθρακα οδηγούν σε φράξιμο λόγω του σχηματισμού του πάγου. Για τη διαδικασία της αναγέννησης είναι περίπου 5% ως αέριο καθαρισμού και λαμβάνεται από τη κύρια ροή του αερίου και τροφοδοτείται μέσω του κορεσμένου προσροφητή στη πίεση εγκατάστασης για θερμοκρασία  $200\text{-}330\text{ }^{\circ}\text{C}$ , όπως απεικονίζει το Σχήμα 2.7. Οι αφαιρούμενοι υδρατμοί από τον καθαρισμό της σταθερής κλίνης συμπυκνώνονται, έτσι ώστε το αέριο του καθαρισμού να ανακυκλώνεται. Οι μονάδες αυτές είναι οικονομικά ακριβότερες ως προς τις μονάδες αφυδάτωσης που περιγράφηκαν παραπάνω, αλλά χρησιμοποιούνται όταν εκτός από απλή αφαίρεση νερού απαιτείται ρύθμιση σε ένα σημείο δρόσου των υδρογονανθράκων και είναι απαραίτητη η απομάκρυνση του διοξειδίου του άνθρακα. Η διάρκεια της ζωής τους εξαρτάται από το ποσό των ακαθαρσιών και χρησιμοποιούνται σε υπεράκτιες

εγκαταστάσεις.

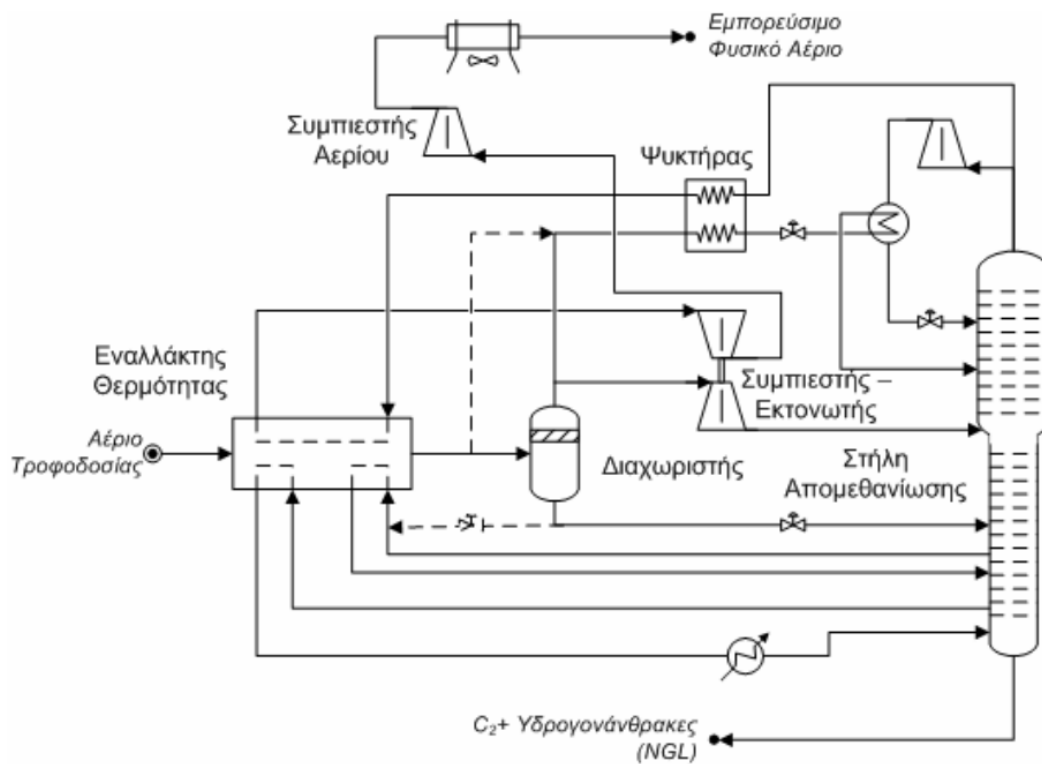


Σχήμα 2.7: Απομάκρυνση των υδρογονανθράκων με προσρόφηση- αναγέννηση [1]

Η απομάκρυνση των συμπυκνωμάτων των υδρογονανθράκων στους αγωγούς μεγάλων αποστάσεων και στις σωληνώσεις της χαμηλής πίεσης των συστημάτων διανομής είναι αναγκαία μιας και τα συμπυκνώματα είναι σε θέση να προκαλέσουν εμβολές υγρού, κατά τη διάρκεια των μεταβλητών φορτίων, επηρεάζοντας αρνητικά τις πλαστικές σωληνώσεις και τα εξαρτήματα στους μετρητές. Επομένως εκτός του σημείου δρόσου του νερού, λαμβάνεται επίσης και το σημείο δρόσου των υδρογονανθράκων και η συμπύκνωση τους αποφεύγεται στη θερμοκρασία του περιβάλλοντος και υπό τις χαρακτηριστικές πιέσεις των συστημάτων μεταφοράς από 10-100 MPa. Στο Σχήμα 2.8 απεικονίζονται οι γραμμές του σημείου δρόσου του επεξεργασμένου και του μη επεξεργασμένου φυσικού αερίου, όπως και η καμπύλη της τάσης των ατμών του καθαρού μεθανίου, ενώ στο Σχήμα 2.9 απεικονίζεται το διάγραμμα ανάκτησης των υδρογονανθράκων, με συνδυασμό των ψυκτικών κύκλων για τη βελτιστοποίηση της ανάκτησης των βαρύτερων συστατικών, τα λεγόμενα συμπυκνώματα του φυσικού αερίου. (NGL) [1] Η υγροποίηση του φυσικού αερίου σε μεγάλη κλίμακα πραγματοποιείται μέσω της μεθόδου των διαδοχικών κύκλων συμπύκνωσης- εξάτμισης ( κύκλος Pictec) που θα αναφερθεί αναλυτικότερα σε άλλη παράγραφο. [3]



Σχήμα 2.8: Διάγραμμα φάσεων του φυσικού αερίου με βαρύτερους υδρογονάνθρακες και καθαρό μεθάνιο, α) Καμπύλη του σημείου δρόσου, β) Καμπύλη του σημείου βρασμού, γ) Κρίσιμο σημείο, δ) Κρίσιμο ενδόθερμο σημείο [1]



Σχήμα 2.9: Διάγραμμα της μονάδας της ανάκτησης των βαρύτερων υδρογονανθράκων [1]

## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup>

### Μεταφορά –Αποθήκευση του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG)

#### 3.1 Εισαγωγή

Η υγροποίηση του φυσικού αερίου είναι μια διαδικασία που λαμβάνει χώρα εξαιτίας της σημαντικής μείωσης του όγκου έως και 600 φορές από την αέρια στην υγρή μορφή. Η μεν μεταφορά του (LNG) από τις πηγές παραγωγής στις πηγές κατανάλωσης απαιτεί μεγάλα δίκτυα αγωγών, ενώ η δε αποθήκευση του προϋποθέτει μεγάλα σπήλαια ή μεγάλες δεξαμενές. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι το LNG ανήκει στην κατηγορία των ελαφρών υγροποιημένων αερίων που αποτελείται από τα υγρά του φυσικού αερίου (NGL από λίγο προπάνιο και αιθάνιο) καθώς και από τα υγροποιημένα αέρια του πετρελαίου (LPG, κυρίως προπάνιο και βουτάνιο). Ο κύκλος του LNG αποτελείται από τα παρακάτω 5 στάδια:

- Σεισμικές έρευνες
- Εξόρυξη και παραγωγή
- Θαλάσσια γεώτρηση (Offshore)
- Κινητή μονάδα της θαλάσσιας γεώτρησης
- Γεώτρηση σε συνθήκες ανοιχτής θάλασσας. ( Vessel ‘‘CHIKYU’’ (Deep-sea)
- Υγροποίηση
- Μεταφορά από το σημείο της υγροποίησης ως τον τελικό προορισμό
- Παραλαβή, αποθήκευση και διαδικασία της αεριοποίησης. [6]

Στις παρακάτω παραγράφους θα επεκταθούμε σε θέματα στους τρόπους μεταφοράς - αποθήκευσης και αεριοποίησης του LNG.

### 3.2 Τρόποι Μεταφοράς του Φυσικού αερίου (LNG)

Κατά τη μεταφορά του φυσικού αερίου από τους αγωγούς του δικτύου αναπτύχθηκαν από την αντίστοιχη βιομηχανία διάφορες τεχνικές εκκαθάρισης τα τελευταία χρόνια και οι βασικότερες εκ των οποίων είναι οι παρακάτω: [2]

- Ευθύ εγκατάσταση του αέρα με αέριο καύσης ή και αντίστροφα.
- Αδρανής εκκαθάριση με ολική γέμιση του αδρανούς αερίου.
- Αδρανής καθαρισμός χρησιμοποιώντας ένα γυμνοσάλιαγκα για τον διαχωρισμό των μέσων που εναλλάσσονται.

Η επιλογή της κάθε μια διαδικασίας ή και συνδυασμού τους εξαρτάται από τον φυσικό σχηματισμό και από τον συνδυασμό των μεγεθών των σωληνώσεων καθώς επίσης και από τις φυσικές τοπικά συνθήκες. Η μεταφορά του φυσικού αερίου γίνεται με δυο τρόπους :

- Μέσω του δικτύου αγωγών
- Με ειδικά πλοία μεταφοράς

Ο τρόπος μεταφοράς επηρεάζεται και από άλλους παράγοντες σχετιζόμενους με οικονομικές παραμέτρους, ενεργειακές καθώς επίσης και από γεωπολιτικούς παραμέτρους. Το μεν δίκτυο αγωγών χρησιμοποιείται κυρίως σε χερσαίες τοποθεσίες, ενώ στο δε θαλάσσιο δίκτυο η διανομή του LNG γίνεται υποθαλάσσια και μεταφέρεται στο κεντρικό σημείο διανομής. Στον παρακάτω πίνακα απεικονίζονται τόσο τα πλεονεκτήματα όσο και τα μειονεκτήματα της μεταφοράς του φυσικού αερίου μέσω χερσαίου δικτύου αγωγών και με θαλάσσιο τρόπο.

| Δίκτυο Αγωγών   |                                      | Ναυτιλία                              |   |
|---|--------------------------------------|---------------------------------------|---|
| Πλεονεκτήματα   | Μειονεκτήματα                        | Πλεονεκτήματα                         | Μειονεκτήματα                             |
| Ασφάλεια  | Κίνδυνος διαρροής                    | Προσβασιμότητα                        | Περιβαλλοντικοί κίνδυνοι                  |
| Ταχύτητα  | Κόστος χρήσης                        | Δεν ανήκει μόνο σε ένα/μία άτομο/χώρα | Κόστος λιμανιού                           |
| Απόδοση   | Ανήκει σε ένα/μία άτομο / χώρα       | Μεγάλη δυναμικότητα                   | Τρομοκρατία / Πειρατεία                   |
| Φιλικό απέναντι στο περιβάλλον                        | Μόνιμη θέση                          |                                       | Ανακατασκευή σύμφωνα με νέους κανονισμούς |
| Συνεισφορά στο ΑΕΠ                                    | Μόνιμη (σχετικά χαμηλή) δυναμικότητα |                                       | Εξάρτηση από τράπεζες και οικονομία       |
| Δεν επηρεάζεται από τον καιρό                         |                                      |                                       |   |
| Αύξηση της τιμής του πετρελαίου -> μείωση του κόστους |                                      |                                       |   |

Πίνακας 3.1: Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα μεταφοράς του φυσικού αερίου μέσω του δικτύου αγωγών και μέσω της Ναυτιλίας [3]

Για τα Ελληνικά δεδομένα ο κεντρικός αγωγός μεταφοράς ξεκινάει από τα σύνορα Ελλάδας –Βουλγαρίας έως το Πάτημα της Ελευσίνας, τους κλάδους μεταφοράς της υψηλής πίεσης που συνδέουν τις διάφορες περιοχές της χώρας με τον κεντρικό αγωγό, συμπεριλαμβανομένου και την εγκατάσταση του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στη νήσο Ρεβυθούσα. [4] Στη συνέχεια εισάγεται μέσω των τριών Σημείων Εισόδου, το Σιδηρόκαστρο, τους κήπους Έβρου και την Αγία Τριάδα και απαρτίζεται από:

- Δυο δεξαμενές αποθήκευσης με συνολική χωρητικότητα 135.000 m<sup>3</sup> (LNG) όπου τα 126.500 m<sup>3</sup> είναι αντλήσιμα.
- Διατάξεις αεριοποίησης (LNG) συνολικής παροχής 1000 m<sup>3</sup>/hr.
- Δίδυμο υποθαλάσσιο αγωγό με συνολικό μήκος 600 m και διάμετρο 2" που συνδέει τον τερματικό σταθμό με το ΕΣΜΦΑ (Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς του Φυσικού Αερίου)

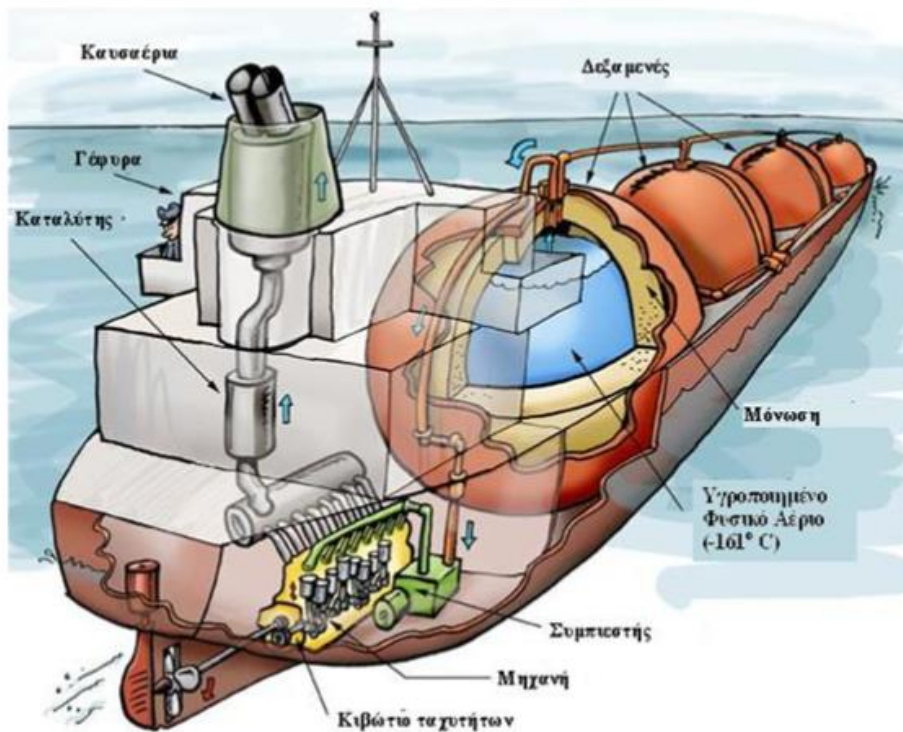
- Διάφορες εγκαταστάσεις εκφόρτωσης πλοίων συνολικού μήκους 290 m, στα οποία το βύθισμα δεν υπερβαίνει τη διαφορά 12.7 m- 10% \* βυθίσματος πλοίου για ελλιμενισμό, απόστασης ανάμεσα στην καρίνα και το βυθό ενός μέτρου.

Η πίεση μεταφοράς του κεντρικού αγωγού του φυσικού αερίου είναι της τάξης των 70 bar συνολικού μήκους 512 km και ξεκινά από τα Ελληνοβουλγαρικά σύνορα και καταλήγει στην Αθήνα, διαμέτρου 36 ιντσών στα πρώτα 100 km που μειώνεται στις 30 ίντσες. Ο χάρτης του δικτύου αγωγών στον Ελλαδικό χώρο απεικονίζεται στη παρακάτω εικόνα. [5]



Εικόνα 3.1: Χάρτης δικτύου αγωγών στον Ελλαδικό χώρο [5]

Τα δεξαμενόπλοια (πλοία) που μεταφέρουν το (LNG) έχουν μήκος έως και 300 m, 46 m πλάτος και ελάχιστο βάθος υδάτων 12 m σε συνθήκες πλήρους φόρτωσης και θα πρέπει να σημειωθεί ότι τη συγκεκριμένη περίοδο υπάρχουν περισσότερα από 155 πλοία που μεταφέρουν πάνω από 120 εκ. τόνους LNG ετησίως. Στην παρακάτω εικόνα απεικονίζεται ένα δεξαμενόπλοιο μεταφοράς LNG με τα μέρη που απαρτίζεται.

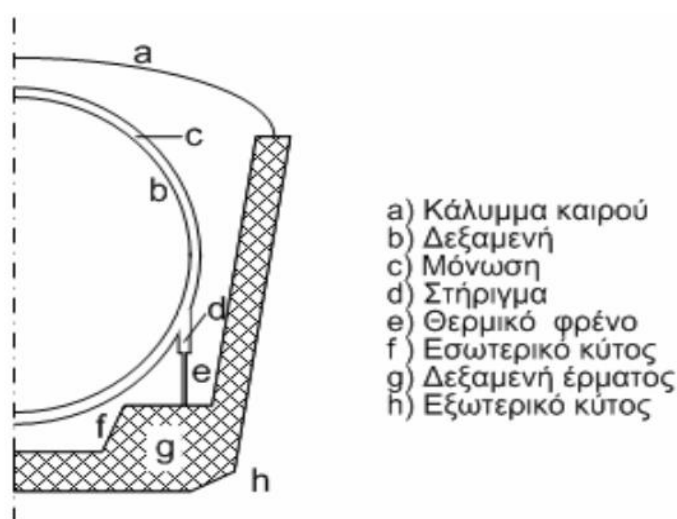


Εικόνα 3.2: Δεξαμενόπλοιο μεταφοράς LNG [6]



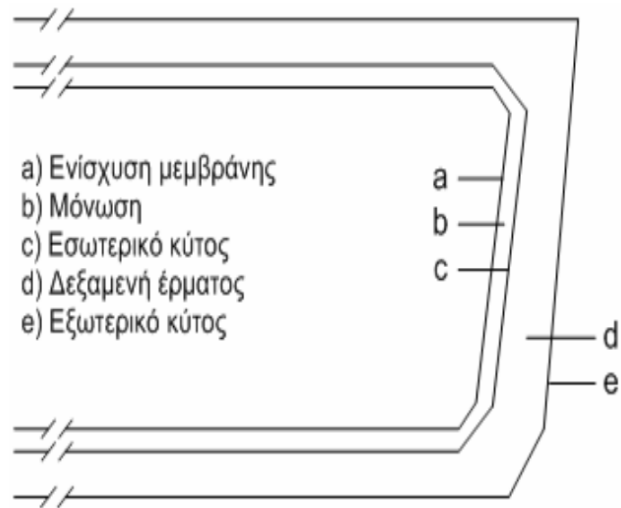
Επιπλέον, θα γίνει αναφορά στους διαφόρους τύπους δεξαμενών που χωρίζονται στις παρακάτω τρεις κατηγορίες :

1. Οι μη σταθερές σφαιρικές δεξαμενές που υποστηρίζονται σε κυλινδρικά στηρίγματα όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.1, βάση του οποίου κάθε δεξαμενή είναι μονωμένη και τοποθετημένη ανάμεσα στα διαφράγματα σε ένα χωριστό μέρος του σκάφους, που καλύπτονται με αδρανές αέριο άζωτο, για την ανίχνευση διαρροής του LNG.



Σχήμα 3.1: Σφαιρική δεξαμενή δεξαμενοπλοίου. [7]

2. Οι δεξαμενές με μεμβράνες, όπου εφαρμόζονται στο κύτος του σκάφους, τη μόνωση και τη δευτερογενή φραγή, όπως απεικονίζει το Σχήμα 3.2. Η μεμβράνη με τη σειρά της εγκαθίσταται πάνω από την επιφάνεια της μόνωσης και αποτελείται από Invar ( χάλυβα με υψηλή περιεκτικότητα σε μέταλλα με εξαιρετικό χαμηλό συντελεστή θερμικής διαστολής) ή από μια δομή τύπου “βάφλας” (από νικελιούχο χάλυβα) που επιτρέπει τη δισδιάστατη μεταφορά θερμότητας, διατηρώντας την επαφή με τη φέρουσα μόνωση. Ένα από τα βασικά τους χαρακτηριστικά είναι ότι διαθέτουν επίπεδη γέφυρα κορυφής με χαμηλό κέντρο βάρους ως προς τις αντίστοιχες σφαιρικές.

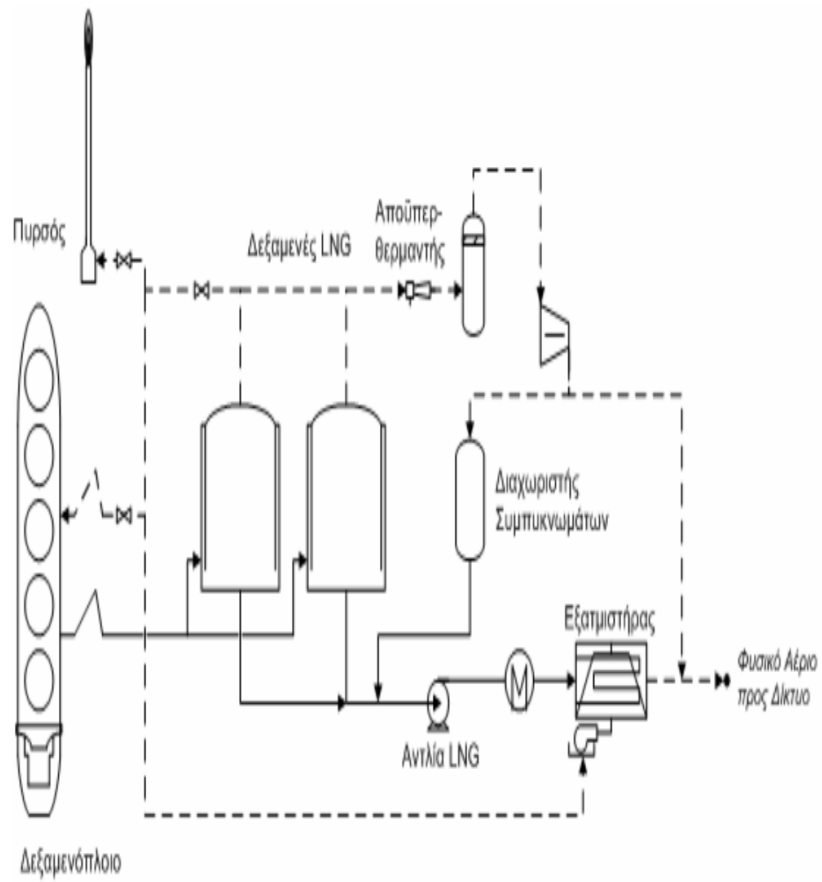


Σχήμα 3.2: Τμήματα της δεξαμενής πλοίου με μεμβράνη [7]

3. Μια άλλη κατηγορία είναι ο τύπος της μη μόνιμης πρισματικής δεξαμενής, που λόγω της υψηλού κόστους με εξαίρεση δυο μικρά Ιαπωνικά σκάφη δεν υιοθετείται στο εμπόριο. [7]

### 3.3 Εγκαταστάσεις παραλαβής του LNG

Οι εγκαταστάσεις παραλαβής του LNG παραλαμβάνουν τις ποσότητες LNG, που αποστέλλονται από τις εγκαταστάσεις υγροποίησης του φυσικού αερίου, περιλαμβάνοντας τις απαραίτητες λιμενικές εγκαταστάσεις, τις σωληνώσεις μεταφοράς, τις αποθήκες και όλο τον απαραίτητο εξοπλισμό εξάτμισης-συμπίεσης του φυσικού αερίου πριν την αποστολή του στον κεντρικό αγωγό, όπως απεικονίζει η εγκατάσταση του παρακάτω Σχήματος. (3.3) Οι γραμμές μεταφοράς του LNG διατηρώντας τη χαμηλή θερμοκρασία με ανακυκλοφορία της ποσότητας του LNG από τις δεξαμενές αποθήκευσης, απάγοντας τη θερμότητα που εισέρχεται από το περιβάλλον στις γραμμές μεταφοράς. Η μεν αέρια φάση που εξατμίζεται σε εντός της δεξαμενής είναι σε ισορροπία με την δε υγρή και η σχετική περίσσεια οδηγείται από τον απουπερθεμαντή στο συμπιεστή, όπου συμπιέζεται και αγωγό που συνδέεται με τον κεντρικό. Η εξάτμιση του LNG πραγματοποιείται σε εναλλάκτες θερμότητας, με χαμηλό κόστος λειτουργίας και υψηλό κόστος εγκατάστασης και λειτουργούν με νερό θαλάσσης καθώς και σε εξατμιστήρες στους οποίους καίγεται το αέριο μέρος από τις δεξαμενές αποθήκευσης και από την παραγόμενη θερμότητα το ρευστό θερμαίνεται. [7]



Σχήμα 3.3: Εγκατάσταση παραλαβής του LNG [7]

————— Υγρή φάση  
 - - - - - Αέρια φάση

### 3.4 Αποθήκευση του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG)

Η αποθήκευση του LNG πραγματοποιείται σε δεξαμενές που επηρεάζονται από διάφορους παράγοντες ,αλλά είναι σημαντικότερο να υφίσταται η επάρκεια του χώρου μιας πρέπει να δέχεται το/την :

1. Φορτίο που είναι σχεδιασμένο για το τερματικό σταθμό να είναι τέτοιο, ώστε το πλοίο να μην παραμένει στο λιμάνι περισσότερο από ότι χρειάζεται.
2. Απαραίτητη ποσότητα του LNG έτσι ώστε να μην υπάρχουν προβλήματα στην λειτουργία του σταθμού παραγωγής μέχρι την άφιξη του επόμενου φορτίου.
3. Αποφυγή της αύξησης της θερμοκρασίας στη δεξαμενή του καυσίμου και της διαφυγής του αερίου.

Η χωρητικότητα του πλοίου που μεταφέρει το LNG και η δεξαμενή αποθήκευσης συνδέονται με την παρακάτω μαθηματική σχέση:

$$Y = X+B \quad (3.1)$$

‘Οπου:

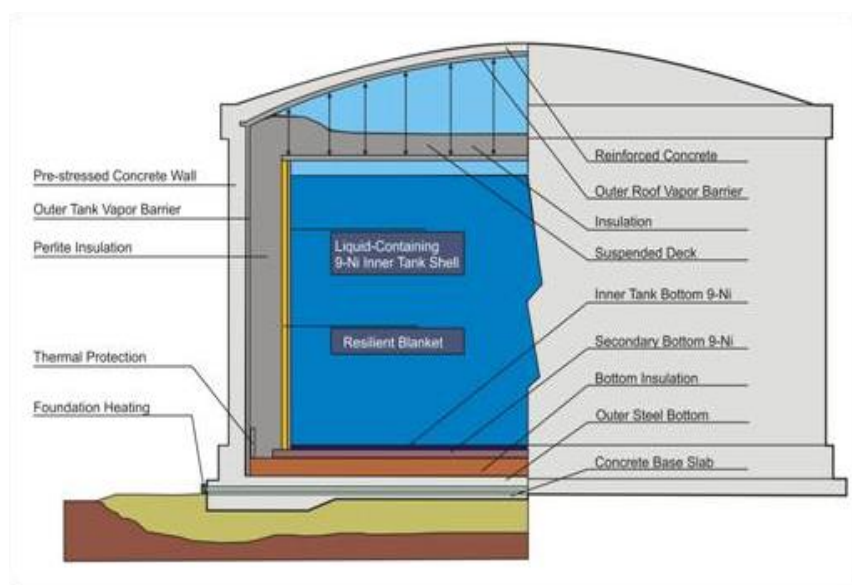
Y: είναι ο συνολικός όγκος της δεξαμενής αποθήκευσης σε m<sup>3</sup>

X: είναι ο συνολικός όγκος φορτίου του LNG σε m<sup>3</sup>

B: είναι ο μέγιστος δυνατός όγκος του ρυθμιστικού αποθέματος σε m<sup>3</sup>.

Το ρυθμιστικό απόθεμα της δεξαμενής είναι ισοδύναμο με 4 ημέρες κατανάλωσης και αντιστοιχεί σε πιθανή διακύμανση 48 ωρών για συμβατική παράδοση του επόμενου φορτίου για 2 ημέρες, εξαιτίας πιθανής κακοκαιρίας. Η ευελιξία στο χρόνο παράδοσης υπάρχει για την αποφυγή των σχετικών κυρώσεων στις περιπτώσεις καθυστέρησης παράδοσης. Ένας σημαντικός παράγοντας που πρέπει να ληφθεί υπόψη είναι η απόσταση και η ταχύτητα που αναπτύσσουν τα πλοία σε αυτές τις περιπτώσεις είναι της τάξης των 18-19 κόμβων. Το LNG σε γενικές γραμμές είναι κρυογενικής προέλευσης και αποθηκεύεται σε δυο τύπους δεξαμενής αποθήκευσης

τη διπλή και την δεξαμενή των μηδενικών απωλειών (full containment tank) που απεικονίζεται στην παρακάτω Εικόνα (3.3) και αποτελείται από μια εσωτερική δεξαμενή που αποτρέπει τις μεταβολές της θερμοκρασίας, κατασκευασμένη από σίδηρο με 9% περιεκτικότητα σε νικέλιο, η μεν οροφή της είναι κατασκευασμένη από χάλυβα, ενώ η δε δεύτερη δεξαμενή και η οροφή αποτελείται από προεντεταμένο σκυρόδεμα. [7]

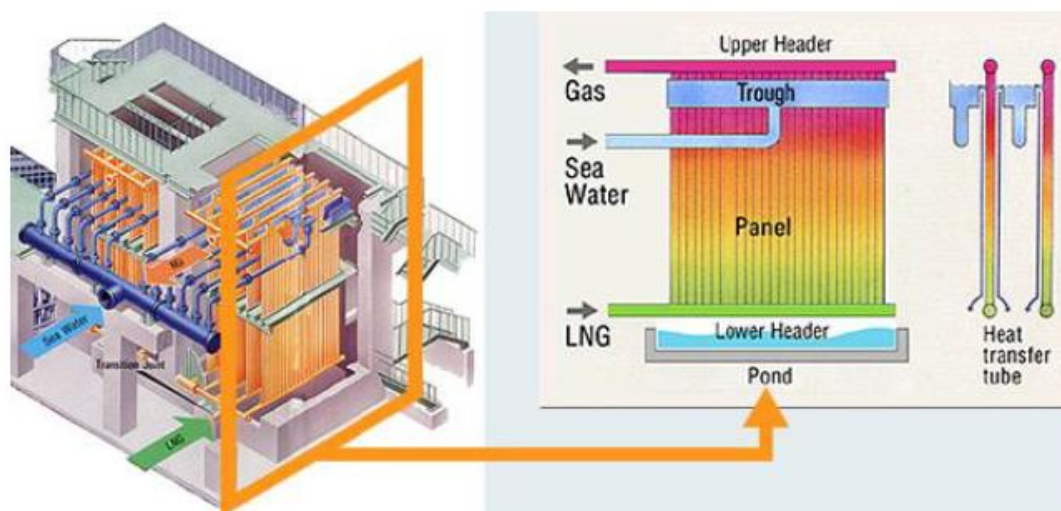


Εικόνα 3.3: Δεξαμενή μηδενικών απωλειών LNG [8]

### 3.5 Αεριοποίηση του LNG

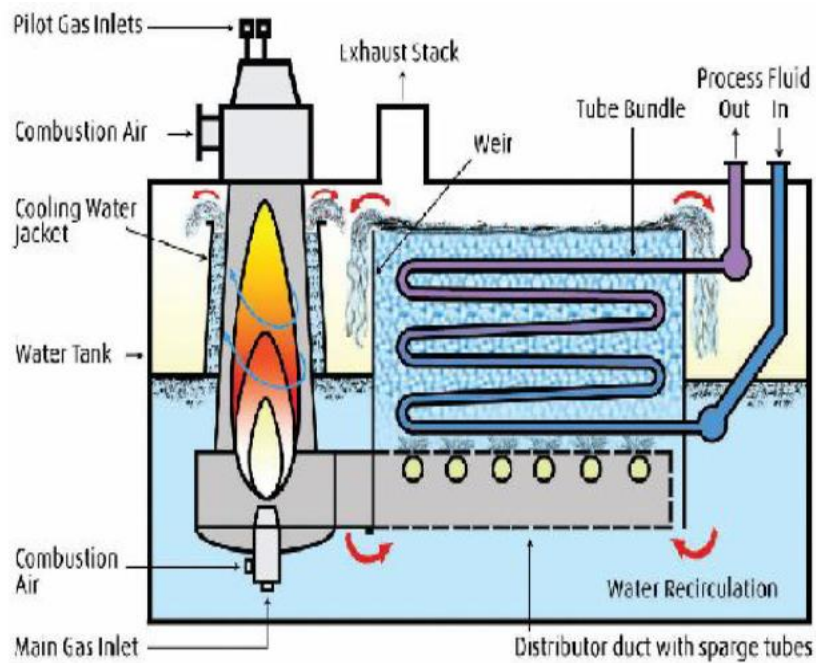
Η αεριοποίηση του LNG πραγματοποιείται είτε με τη βοήθεια των αεριοποιητών θαλάσσης (Open Rack Vaporisers, OPV), όπου χρησιμοποιούνται μεγάλες ποσότητες θαλασσινού νερού για την αύξηση της θερμοκρασίας του LNG για την αεριοποίηση του ή ποσότητες μίγματος γλυκόλης με νερό για την ίδια διαδικασία. Μια άλλη μέθοδος είναι με τους εμβαπτισμένους αεριοποιητές καύσης (Submerged Combustion Vaporizers, SCV) στους οποίους ένα μέρος του LNG παίζει το ρόλο του καυσίμου για την αύξηση της θερμοκρασίας του νερού ή του αέρα και την κατ' επέκταση αεριοποίηση του. Για περισσότερες πληροφορίες για τις μεθόδους αυτές ο αναγνώστης μπορεί να ανατρέξει στη βιβλιογραφία. Από τις μεθόδους αυτές η πιο

διαδεδομένη είναι η ORV λόγω του χαμηλότερου κόστους σε σχέση με τις άλλες και απεικονίζεται στη Εικόνα 3.4. [9]



Εικόνα 3.4: Διάταξη αεριοποιητή θαλάσσης. [9]

Ο αεριοποιητής θαλάσσης (Εικόνα 3.5) αποτελείται από σειρές σωλήνων σε μορφή πλαισίων (panel) με ανοδική πορεία εντός των σωλήνων και υπάρχουν εγκατεστημένα περύγια. (εναλλάκτες θερμότητας) Το νερό της θάλασσας εισέρχεται έξω από τους σωλήνες και ψύχεται δημιουργώντας πάγο στην επιφάνεια των σωλήνων και στη βάση τους. Η ποσότητα του πάγου εξαρτάται από τη θερμοκρασία του θαλασσινού νερού που χρησιμοποιείται και από την ποσότητα. Η διαφορά θερμοκρασίας ανάμεσα στην εκροή από την θάλασσα και την επιστροφή σε αυτή είναι της τάξης των 10-15 °C και μία τέτοια μείωση θερμοκρασίας μπορεί να έχει σημαντικές επιπτώσεις στην θαλάσσια ζωή στη περιοχή κοντά όπου γίνεται η εισροή. Άρα για το σκοπό αυτό οι τοπικές αρχές εξετάζουν το κατά πόσο αυτή η αύξηση της θερμοκρασίας του θαλασσινού νερού είναι αποδεκτή μιας και μείωση του ορίου θα οδηγήσει στην ανάγκη μεγαλύτερων ποσοτήτων θαλασσινού νερού, άρα σε μεγαλύτερο κόστος. Οι αεριοποιητές θαλάσσης είναι σχεδιασμένοι και κατασκευάζονται από τις Ιαπωνικές εταιρείες Kobe Steel και Sumitomo. [10]



Εικόνα 3.5: Διάταξη εμβαπτισμένου αεριοποιητή καύσης [10]

Επίσης, θα πρέπει να σημειωθεί ότι το θέμα της ασφάλειας κατά τη μεταφορά-αποθήκευση του LNG είναι μια πολύ σημαντική παράμετρος που λαμβάνεται υπόψη μιας και η τεχνολογία επεξεργασίας του είναι φιλική προς το περιβάλλον και ικανοποιούνται τόσο οι Ελληνικές, όσο και οι Ευρωπαϊκές προδιαγραφές κατά γράμμα. Στο επόμενο κεφάλαιο θα γίνει η ενεργειακή ανάλυση διάφορων μεθόδων υγροποίησης του φυσικού αερίου (LNG).

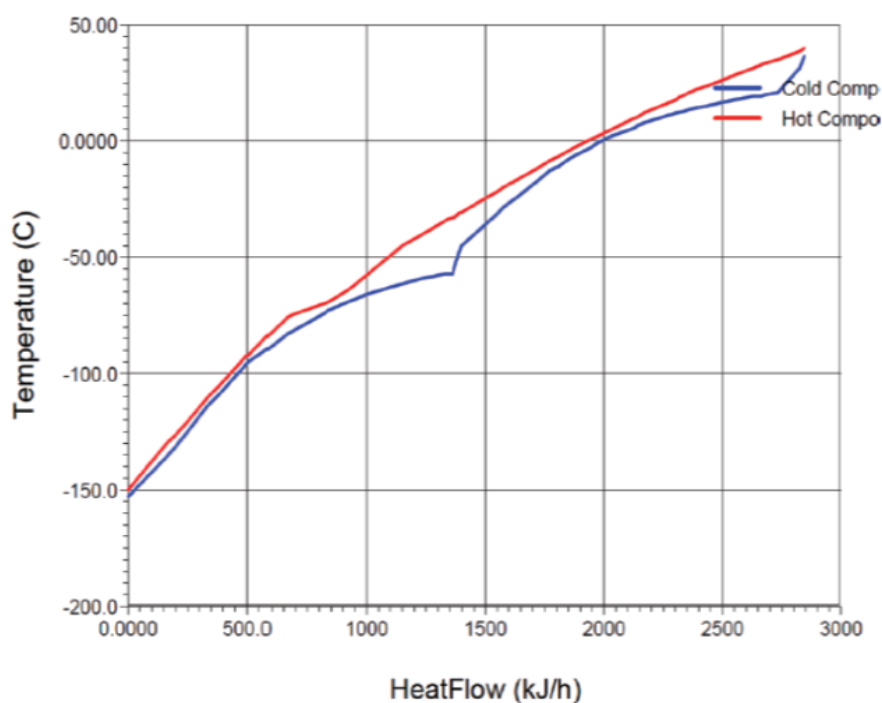


## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup>

### Ενεργειακές μέθοδοι ανάλυσης του LNG

#### 4.1 Εισαγωγή

Η μέθοδος της υγροποίησης είναι σημαντική και οι βασικές αρχές ψύξης πραγματοποιούνται με τη χρήση των αντίστοιχων ψυκτικών, που περιλαμβάνουν την μέγιστη προσέγγιση των καμπυλών ψύξης/ θέρμανσης τόσο του ΦΑ όσο και του ψυκτικού, με αποτέλεσμα την αποδοτικότερη θερμοδυναμική διαδικασία με την λιγότερη παραγόμενη δυνατή ενέργεια ανά μονάδα LNG, που βρίσκει εφαρμογή σε όλη την διαδικασία υγροποίησης, όπως απεικονίζει το Σχήμα 4.1.



Σχήμα 4.1: Καμπύλες ψύξης/ θέρμανσης [11]

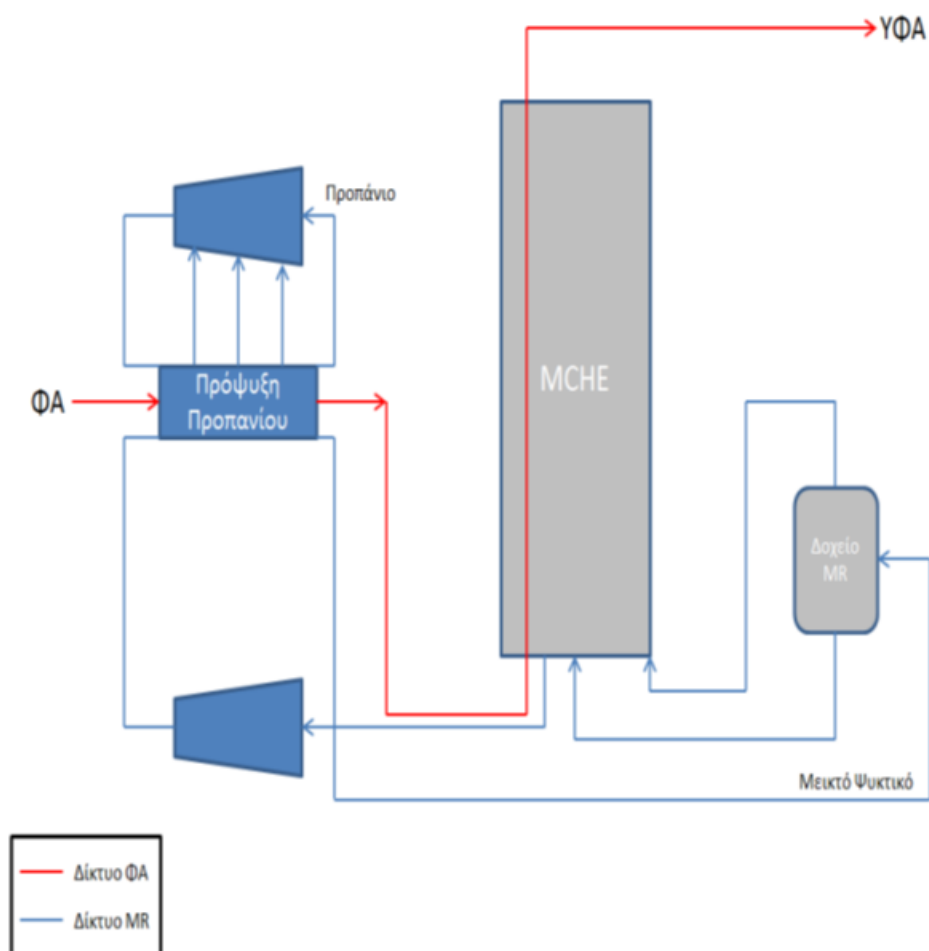
Παρόλα αυτά ο τρόπος επίτευξης της καλύτερης δυνατής ενεργειακής απόδοσης όπως και εξοπλισμός συντελούν στην αποτελεσματικότητα, στη λειτουργικότητα, αξιοπιστία και το κόστος της μονάδας. Ο εξοπλισμός με τη σειρά του περιλαμβάνει τους συμπιεστές για τη κυκλοφορία των ψυκτικών μέσων και τους εναλλάκτες

θερμότητας για την ψύξη/υγροποίηση καθώς και για την ανταλλαγή θερμότητας ανάμεσα στα ψυκτικά μέσα. Οι καμπύλες θερμότητας προσεγγίζουν η μια την άλλη, ελαχιστοποιώντας την θερμοκρασιακή διαφορά ανάμεσα στο υπό ψύξη ΦΑ και στα ρεύματα του ψυκτικού μέσου. Αυτό επιτυγχάνεται χρησιμοποιώντας περισσότερα του ενός ψυκτικά μέσα για τη κάλυψη του φάσματος της θερμοκρασίας και με τη χρήση του ψυκτικού μέσου σε διαφορετικά επίπεδα πίεσης και για την αποτελεσματικότερη ψύξη τα επίπεδα αυτά είναι της τάξης των 40-55 bar. Ο τύπος των εναλλακτών θερμότητας που χρησιμοποιούνται είναι με πλάκες και με πτερύγια (Plate Fin Heat Exchangers, PFHE) και οι σπειροειδείς (Spiral Wound Heat Exchangers, SWHE) και παρουσιάζουν μεγάλη επιφάνεια συναλλαγής, πολλαπλών διαδρομών για την επίτευξη μικρών θερμοκρασιακών διαφορών κατά μήκος της επιφάνειας συναλλαγής. [11]

## 4.2 Βασικές μέθοδοι υγροποίησης του ΦΑ (LNG)

Η βασική μέθοδος που χρησιμοποιείται είναι του προψυχθέντος προπανίου και του μεικτού ψυκτικού (Propane Pre-cooled Mixed Refrigerant Process, MCR), όπου είναι η βασική μονάδα που χρησιμοποιείται σε όλο τον κόσμο και περιλαμβάνει δυο κύκλους ψύξης. Ο κύκλος της πρόψυξης περιλαμβάνει το προπάνιο, ενώ της υγροποίησης-ψύξης χρησιμοποιεί ένα μίκτο ψυκτικό (Mixed Refrigerant, MR) που είναι η σύνθεση του αζώτου, μεθάνιο και προπάνιο. Ο κύκλος της πρόψυξης χρησιμοποιεί προπάνιο σε τρία με τέσσερα επίπεδα πίεσης, ενώ το ΦΑ ψύχεται έως τους  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ , ενώ ψύχει-υγροποιεί μερικώς το ψυκτικό μέσο, μέσω των εναλλακτών θερμότητας που είναι προπάνιο και βράζεται – εξατμίζεται σε δεξαμενή, με τα ρεύματα να ρέουν σε βυθισμένους σωλήνες. Στον κύκλο MR πραγματοποιείται διαχωρισμός του υγροποιημένου ψυκτικού σε ρεύματα ατμού και υγρού για τη ψύξη-υγροποίηση του ΦΑ στους  $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$  και ανάμεσα στους  $-150^{\circ}\text{C}$  με  $-160^{\circ}\text{C}$  που λαμβάνει χώρα στον κύριο κρυογενικό εναλλάκτη θερμότητας (Main Cryogenic Heat Exchanger, MCHE) που αποτελείται από 2-3 δέσμες σωλήνων, όπου το ΦΑ και το ψυκτικό μέσο εισέρχονται στο κάτω μέρος των σωλήνων με φορά προς τα πάνω υπό πίεση. Το ψυκτικό μέσο (MR) με τη σειρά του διέρχεται στην κορυφή (ψυχρή δέσμη σωλήνων), όπου στην συνέχεια υγροποιείται, ψύχεται και εκτονώνεται ενός

μιας βαλβίδας, όπου μετά αναμιγνύεται με το υγρό MR για τη ψύξη του στις κατώτερες δέσμες σωλήνων. Στη συνέχεια λαμβάνει χώρα συμπίεση του εξατμιζόμενου MR από τον πυθμένα του MCHE στα 45-48 bar. Το μίγμα επίσης ψύχεται και εν μέρει υγροποιείται με νερό ή αέρα και ανακυκλώνεται στον MCHE.



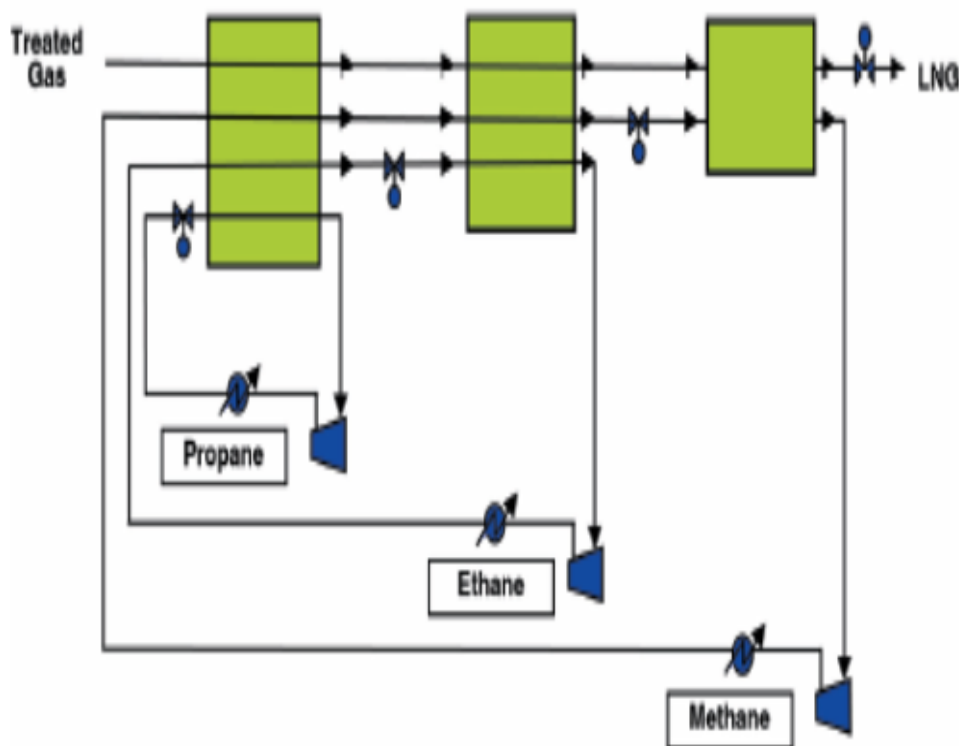
Σχήμα 4.2: Διάταξη της μεθόδου MCR [11]

Στη συνέχεια δίνεται περιγραφή της κλιμακωτής μεθόδου Phillips.

### 4.3 Κλιμακωτή μέθοδος υγροποίησης Phillips

Σύμφωνα με τη μέθοδο αυτή η ψύξη και η υγροποίηση πραγματοποιείται με τη χρήση τριών καθαρών ψυκτικών που περιέχει το προπάνιο, το αιθυλένιο και το μεθάνιο σε 2 ή και 3 επίπεδα πίεσης. Οι διεργασίες που λαμβάνουν χώρα γίνονται σε

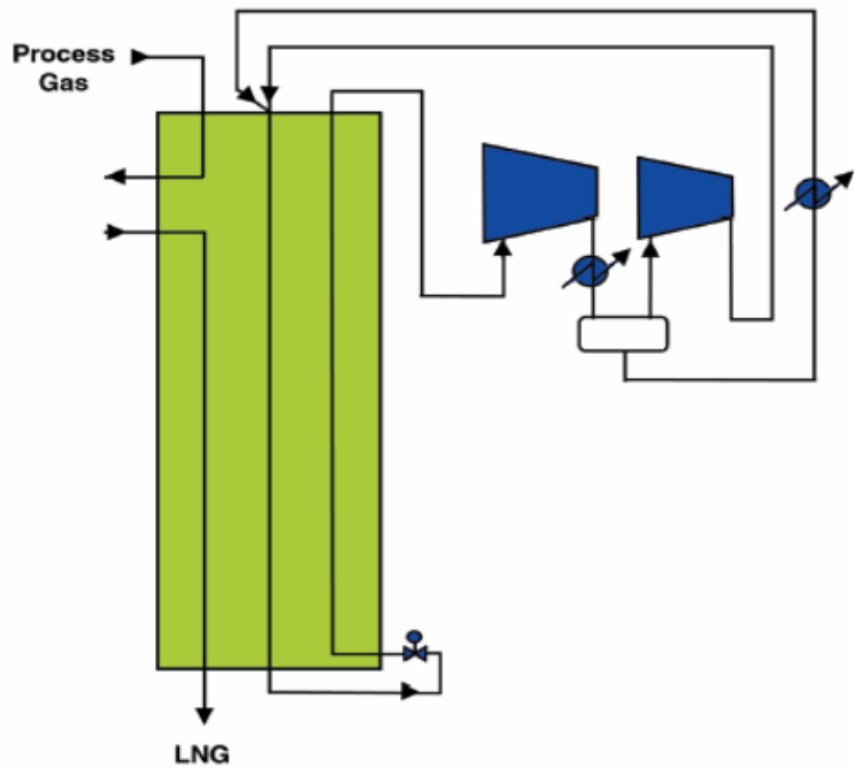
μια σειρά από εναλλάκτες θερμότητας PFHE, κατασκευασμένες από κράμα ορείχαλκου- αλουμίνιου σε κάθετη διάταξη, η αντίστοιχη πρόψυξη λαμβάνει χώρα σε εναλλάκτη τύπου πυρήνα σε βραστήρα, ενώ τα αντίστοιχα ψυκτικά μέσα κυκλοφορούν με τη χρήση φυγοκεντρικών συμπιεστών και το διάγραμμα ροής απεικονίζεται στο Σχήμα 4.3. [12]



Σχήμα 4.3: Διάγραμμα ροής της κλιμακωτής μεθόδου Phillips [12]

### 4.3.1 Μέθοδος Black and Veatch

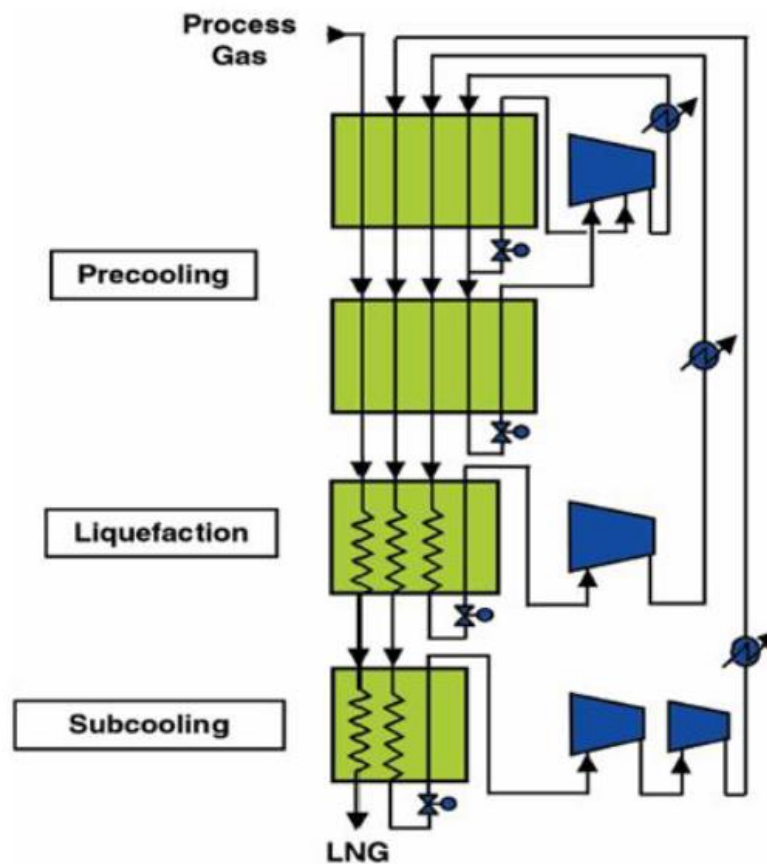
Σύμφωνα με αυτή τη μέθοδο το ψυκτικό μέσο αποτελείται από άζωτο, μεθάνιο αιθάνιο, προπάνιο και ισο-πεντάνιο, ενώ ο μηχανισμός της ψύξης και της υγροποίησης λαμβάνει χώρα σε διαφορετικά επίπεδα πίεσης με τη χρήση των αντίστοιχων εναλλακτών θερμότητας PHFE. Το ψυκτικό μέσο με τη σειρά του συμπιέζεται και ρέει μέσω της ενιαίας γραμμής παραγωγής όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 4.4



Σχήμα 4.4: Διάταξη ροής της μεθόδου Black and Veatch [12]

### 4.3.2 Κλιμακωτή μέθοδος της Statoil /Linde

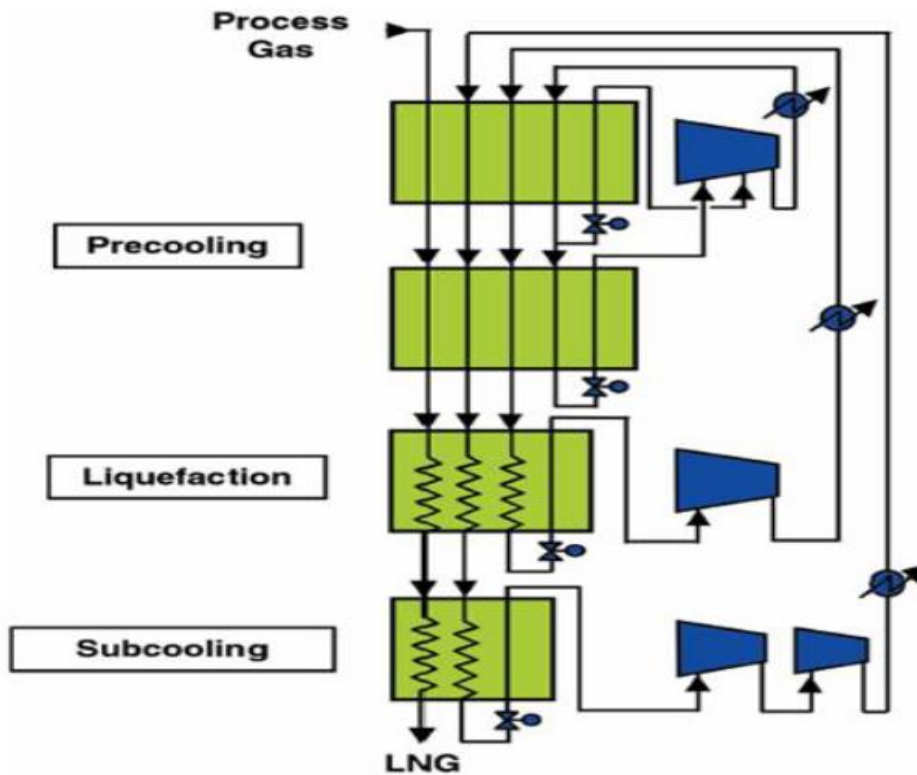
Είναι η προτεινόμενη μέθοδος από την εταιρεία Statoil στην οποία χρησιμοποιούνται 3 ψυκτικά μέσα για τη διαδικασία της ψύξης- υγροποίησης, στην οποία το πρώτο ψυκτικό μέσο χρησιμοποιείται για τη διαδικασία της πρόψυξης εντός των εναλλακτών PFHE, ενώ τα άλλα δυο για τη διαδικασία της ψύξης- υγροποίησης εντός του εναλλάκτη SWHE που κατασκευάστηκε από την εταιρεία Linde. Τα βασικά συστατικά των ψυκτικών μέσων είναι από μεθάνιο, αιθάνιο προπάνιο και άζωτο. Το διάγραμμα ροής του κύκλου αυτού απεικονίζεται στο παρακάτω Σχήμα 4.5.



Σχήμα 4.5: Διάγραμμα ροής της μεθόδου Statoil/Linde [12]

### 4.3.3 Μέθοδος MR (Mixed Refrigerant) της εταιρείας Shell

Η μέθοδος αυτή είναι παρόμοια με τη μέθοδο MCR όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.6, όπου ο κύκλος πρόψυξης λαμβάνει χώρα με ψυκτικό μέσο από αιθάνιο και προπάνιο, στην οποία η πρόψυξη και η υγροποίηση διεξάγεται σε εναλλάκτες SWHE και παρέχονται από την εταιρεία Linde. [12]



Σχήμα 4.6: Διάταξη της μεθόδου MR της εταιρείας Shell [12]

#### 4.4 Θέματα Ασφάλειας του LNG

Όλες οι εταιρείες διαχείρισης των πλοίων μεταφορά του LNG ακολουθούν τα αυστηρά κριτήρια των κανονισμών ασφαλείας. Οι κίνδυνοι που παρουσιάζει το LNG σχετίζονται με το γεγονός ότι είναι εύφλεκτο μιας και είναι ρευστό χαμηλής θερμοκρασίας και μπορεί να δημιουργήσει πυκνά νέφη ατμών που προκαλούν με τη σειρά τους ασφυξία. Το πρόβλημα αυτό δεν υφίσταται όταν τόσο οι δεξαμενές αποθήκευσης όσο και οι αγωγοί μεταφοράς του δεν παρουσιάζουν προβλήματα διαρροής. Η ύπαρξη όμως εκτενών συστημάτων για την ανίχνευση διαρροών αερίου, καπνού και πυρκαγιών είναι απαραίτητη και στη περίπτωση διαρροής του LNG, εμφανίζεται πυρκαγιά, που μπορεί να αποφευχθεί στη περίπτωση που η εγκατάσταση είναι πλήρως επανδρωμένη. Οι βασικότεροι κανονισμοί που πρέπει να ληφθούν υπόψη είναι οι παρακάτω : [13]

- SOLAS (Safety Of Line At Sea)
- Η σημαία του κράτους του πλοίου και οι σχετικοί κανονισμοί που τη διέπουν
- Οι ανάγκες των τοπικών αρχών
- Οι γενικότερες απαιτήσεις των ναυλωτών.

Το σύστημα της ασφαλούς διαχείρισης περιλαμβάνει τις αυξημένες απαιτήσεις των αντίστοιχων εγχειριδίων οδηγών και τα πολυάριθμα έντυπα για τη κάθε περίπτωση ξεχωριστά και θα πρέπει να σημειωθεί ότι συνεχιζόμενη εκπαίδευση- ενημέρωση του πληρώματος το πλοίου από εξειδικευμένο προσωπικό είναι πολύ σημαντική για το θέμα της ασφάλειας. [13]



## **Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup>**

### **Θερμοδυναμική ανάλυση του LNG με τη χρήση διαφόρων μεθόδων ψύξης.**

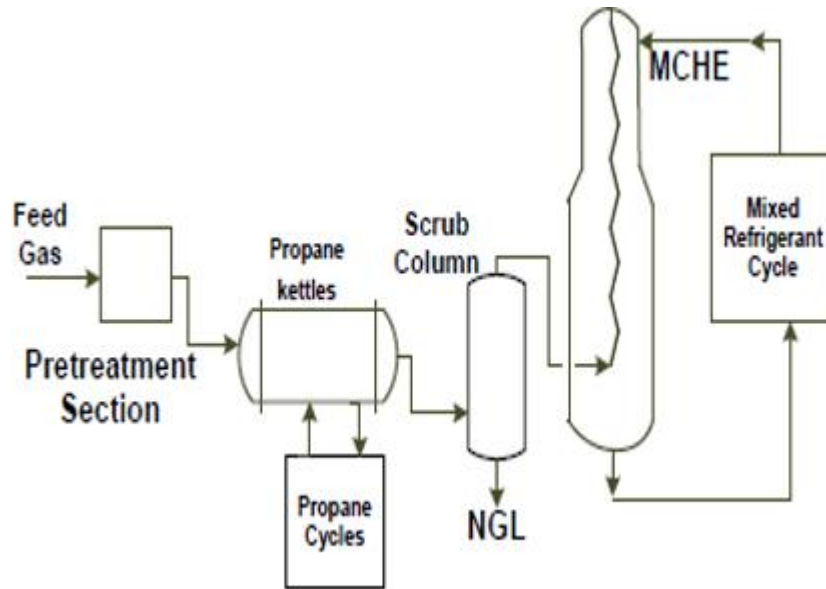
#### **5.1 Εισαγωγή**

Η διαδικασία της υγροποίησης του φυσικού αερίου βασίζεται στην αρχή της ψύξης που εφαρμόζει τον θερμοδυναμικό κύκλο ψύξης κατά τον οποίο λαμβάνουν χώρα διαδοχικές εκτονώσεις και συμπιέσεις για τη μεταφορά θερμότητας. [14] Η τεχνολογία του σταθμού του φυσικού αερίου (LNG) αποτελείται από μεγάλα ψυγεία που χρησιμοποιούν ψυκτικά μέσα όπως το προπάνιο ή αναλογία ψυκτικών μέσων (μίγμα μεθανίου, αιθανίου, προπανίου και αζώτου). [15] Η βασική τεχνολογία υγροποίησης του φυσικού αερίου περιλαμβάνει την μέθοδο προανάμιξης προπανίου του ψυκτικού κύκλου (C3-MR) αδειοδοτημένη από την APCI (Air Products and Chemicals INC). [16] Στην επόμενη παράγραφο γίνεται εκτενής περιγραφή της μελέτης περίπτωσης υγροποίησης του NG με τη μέθοδο (C3-MR).

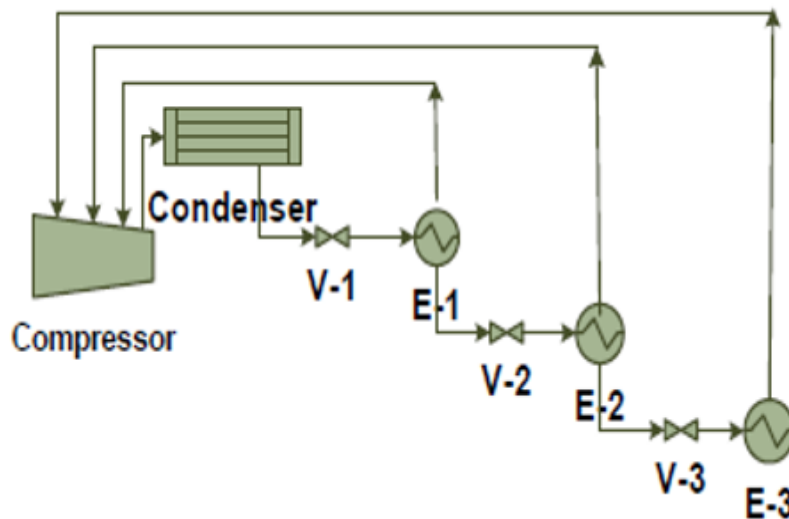
#### **5.2 Θερμοδυναμική ανάλυση του LNG με τη χρήση της μεθόδου C3-MR**

Η συγκεκριμένη μονάδα εγκαταστάθηκε στην περιοχή Timor-Leste της Ινδονησίας και η διεργασία απεικονίζεται στο Σχήμα 5.1 στην οποία το φυσικό αέριο καθαρίζεται και ξηραίνεται σε ένα τμήμα προεργασίας για την απόρριψη του CO<sub>2</sub>, του H<sub>2</sub>O και του Hg. Το προεπεξεργασμένο αέριο τότε ‘‘βράζεται’’ στους -30 °C και μετά υποψύχεται στους -161 °C στον βασικό κρυογενικό εναλλάκτη θερμότητας (MCHE, Main Cryogenic Heat Exchanger), εναλλάσσοντας θερμότητα με το ατμοποιημένο ψυκτικό μίγμα. Το LNG τότε στέλνεται μέσω του διαστολέα (expander) στην δεξαμενή αποθήκευσης. (storage tank) Οι δυο κύκλοι ψύξης της διεργασίας (C3-MR) είναι ο κύκλος του προπάνιο, όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 5.2, ενώ ο κύκλος του μίγματος του ψυκτικού μέσου απεικονίζεται στο Σχήμα 5.3. Ο

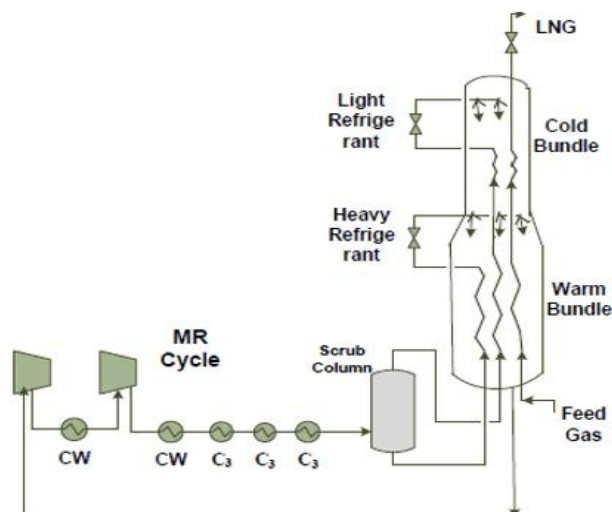
κύκλος του προπανίου προψύχει το φυσικό αέριο και υγροποιεί μερικώς το μίγμα του ψυκτικού μέσου και μετά παρέχει την απαιτούμενη ψύξη στο MCHE, ενώ η παραγόμενη ισχύς διανέμεται μέσω των αεριοστροβίλων (Gas Turbines) και των βοηθητικών κινητήρων (motors). [17]



Σχήμα 5.1: Ο σταθμός LNG με τη διεργασία υγροποίησης C3-MR [18]



Σχήμα 5.2: Διάγραμμα του κύκλου προπανίου [18]



Σχήμα 5.3: Διάγραμμα του μικτού κύκλου ψύξης [18]

Η εξεργειακή ανάλυση (exergy analysis) συνδυάζει τόσο τον πρώτο όσο και τον δεύτερο θερμοδυναμικό νόμο και εφαρμόζεται στην διεργασία για την υγροποίηση του LNG υπό τις παρακάτω συνθήκες:

- Η χημική σύνθεση του τροφοδοτημένου ρεύματος αερίου ( feed gas stream) είναι η ίδια με τη σύνθεση του ρεύματος του LNG.
- Δεν λαμβάνει χώρα scrubbing κατά την υγροποίηση του LNG.
- Ο ρυθμός παραγωγής του LNG είναι ο ίδιος με το παρεχόμενο αέριο τροφοδότησης στον βασικό εναλλάκτη θερμότητας.

Λαμβάνοντας υπόψη τις μεταβολές της κινητικής και της δυναμικής ενέργειας, η ειδική ροή της εξέργειας ( $X$ ) του φυσικού αερίου στη κάθε κατάσταση δίνεται από την παρακάτω σχέση :

$$X = (H - H_0) - (T - T_0) \quad (5.1)$$

Το απαιτούμενο αντιστρεπτό (reversible) έργο κατά ( $W_{reversible}$ ) δίνεται από την παρακάτω εξίσωση για την εξεργειακή κατάσταση ανάμεσα στις δυο καταστάσεις 1,2.

$$W_{reversible} = X_2 - X_1 = h_2 - h_1 - T_0 (S - S_0) \quad (5.2)$$

όπου οι δείκτες 1,2 αντιπροσωπεύουν την αρχική κατάσταση του φυσικού αερίου (NG) στον εναλλάκτη θερμότητας και την τελική κατάσταση του LNG από τους

βασικούς εναλλάκτες. Ο αντιστρεπτός συντελεστής απόδοσης (Coefficient of Performance, COP<sub>rev</sub>) για την δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$COP_{reversible} = \frac{Q}{W_{input}} \quad (5.3)$$

όπου  $W_{input}$  είναι το καθαρό έργο εισόδου (input) στον κύκλο σε KW.

Από τον ενεργειακό ισολογισμό της ροής του φυσικού αερίου, μέσω των εναλλακτών θερμότητας το καθήκον ψύξης  $Q$  (refrigeration duty) εκφράζεται από την παρακάτω σχέση:

$$Q = h_1 + h_2 \quad (5.4)$$

Το ειδικό έργο ( $W_{specific}$ , *Specific Work*) είναι το απαιτούμενο έργο για την παράγωγη της μονάδας της μάζας του LNG και είναι ο λόγος του παραγόμενου έργου που καταναλώνεται από τους συμπιεστές του ψυκτικού μέσου (compressor refrigerants) προς το ποσό του παραγόμενου έργου του LNG:

$$W_{specific} = \frac{W_{com}}{m_{LNG}} \quad (5.5)$$

όπου  $W_{com}$  είναι η ολική ισχύς των συμπιεστών ψύξης (KW) και  $m_{LNG}$  είναι η παροχή μάζας του LNG (tn/hr). Το έργο εισόδου του συμπιεστή  $W_{com}$  δίνεται από τη σχέση :

$$W_{com} = W_{PR} + W_{MR} + HM_{PR} + HM_{MR} \quad (5.6)$$

όπου  $W_{PR}$ : είναι το παραγόμενο έργο εισόδου από το προπάνιο,  $W_{MR}$ : είναι του παραγόμενο έργο του ψυκτικού μέσου ανάμιξης,  $HM_{PR}$ : η διανεμημένη ισχύς του συμπιεστή προπανίου υποβοηθούμενη από τον κινητήρα,  $HM_{MR}$ : η αντίστοιχη ισχύς του ψυκτικού μέσου ανάμιξης υποβοηθούμενο από τον κινητήρα. Η παροχή μάζας του LNG εκφράζεται από τη σχέση :

$$m_{LNG} = \text{molar flow rate of LNG (MMSCFD)} * \text{Gross Heating Value (GHV)} \left( \frac{BTU}{SCF} \right) \quad (5.7)$$

$$\text{και } \frac{BTU}{SCF} = y_i * GHV_i \quad (5.8)$$

όπου  $y_i$ : είναι το κλάσμα του αριθμού των moles της σύνθεσης του φυσικού αερίου.

[18]

### 5.3 Λειτουργικά δεδομένα/ Τεχνικές Επίλυσης

Η σύνθεση του φυσικού αερίου στην προκειμένη περίπτωση απεικονίζονται στον παρακάτω Πίνακα 5.1 και τα δεδομένα είναι από την μελέτη αναφοράς από τον σταθμό LNG στην περιοχή Timor-Leste της Ινδονησίας. [19]

| Component | NG Composition (%) |
|-----------|--------------------|
| C1        | 84.1560            |
| C2        | 4.8823             |
| C3        | 2.1352             |
| iC4       | 0.5328             |
| nC4       | 0.7583             |
| iC5       | 0.0400             |
| CO2       | 4.4531             |
| H2O       | 0.0000             |
| N2        | 3.0423             |

Πίνακας 5.1: Συνθήκες Τροφοδοσίας [20]

Οι συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας στην περιοχή του Beaco-Timor-LNG είναι της τάξης των 1-3 °C και 66 -76 bar, αντίστοιχα. Η αναμενόμενη θερμοκρασία άφιξης είναι μεταξύ των 1-3 °C μιας και η ελάχιστη θερμοκρασία του νερού στο βαθύτατο μέρος του αυλακιού είναι της τάξης των 3 °C. Η ροή του αερίου στις συγκεκριμένες συνθήκες είναι της τάξης των 900 MMSCFD (Million Metric Cubic Feet per day, εκατομμυρίων κυβικών ποδιών ανά ημέρα). Θα πρέπει να σημειωθεί ότι στην προκειμένη περίπτωση τόσο η θερμοκρασία όσο και η πίεση είναι της τάξης των 30°C και 40 bar (εισόδου στην μονάδα υγροποίησης) και κατά τη διάρκεια της προσομοίωσης η μεταβαλλόμενη θερμοκρασία και πίεση είναι της τάξης των 10-50°C και 20-60 bar. Σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα ο σταθμός LNG συντίθεται αρχικά από μεθάνιο (methane), αιθάνιο (ethane), προπάνιο, (propane), βουτάνιο (butane) και βαρύτερους υδρογονάνθρακες (heavier hydrocarbons), ενώ και συστατικά των μη υδρογοναθράκων όπως το άζωτο (nitrogen), το διοξείδιο του

άνθρακα (carbon dioxide), υδροθείο (hydrogen sulphide) και υδράργυρος (mercury) είναι στον παραπάνω πίνακα. [20] Τυπικές τιμές της σύστασης του αερίου τροφοδοσίας που εισέρχονται στην μονάδα απεικονίζονται στον Πίνακα 5.2.

| Property                         | Condition    | Comments   |
|----------------------------------|--------------|--|
| NG temperature                   | 30(°C)       | Close to ambient temperature                                       |
| NG pressure                      | 40 (bar)     | Pressure of NG pipe line   |
| NG flow rate                     | 450 (mmscfd) | Large-scale simulation   |
| NG composition (%mole fraction)  |              |  |
|                                  | C1           | 90   |
|                                  | C2           | 7.32   |
|                                  | C3           | 0.35   |
|                                  | iC4          | 0.00075  |
|                                  | nC4          | 0.0001   |
|                                  | iC5          | 0.04   |
|                                  | N2           | 2.3  |
|                                  | CO2          | 0.0005   |
| Compressors adiabatic efficiency | 0.75         | Compressor adiabatic Efficiency range typically between 70 and 80% |

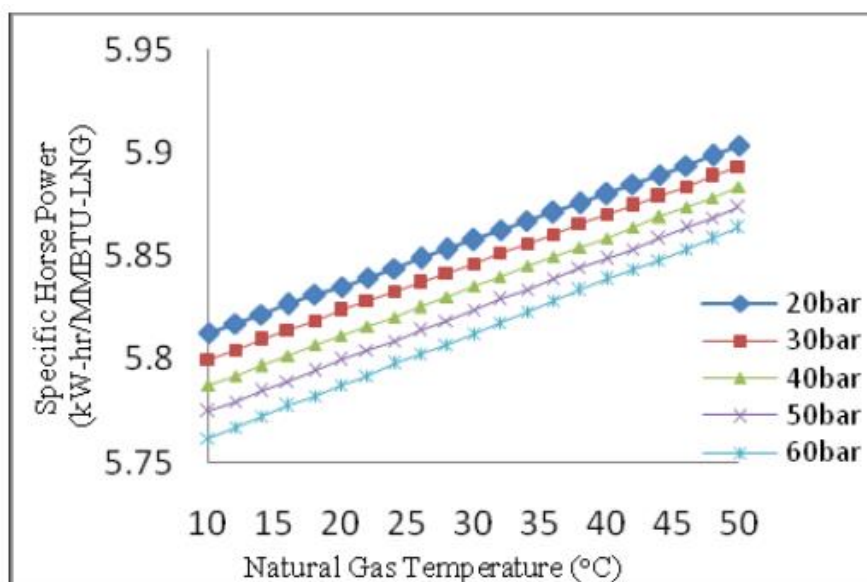
Πίνακας 5.2: Τυπική σύσταση της σύνθεσης του LNG λαμβάνοντας υπόψη και άλλες παραδοχές [18]

Το λογισμικό προσομοίωσης είναι η βάση της καταστατικής εξίσωσης Peng-Robinson, [21] που χρησιμοποιήθηκε για τον προσδιορισμό της ειδικής ισχύς (εξίσωση 5.5) και της παροχής μάζας του LNG (εξίσωση 5.7) εισάγοντας την σύνθεση και τις απαιτούμενες πιέσεις και θερμοκρασίες. [18]

### 5.3.1 Αποτελέσματα της προσομοίωσης

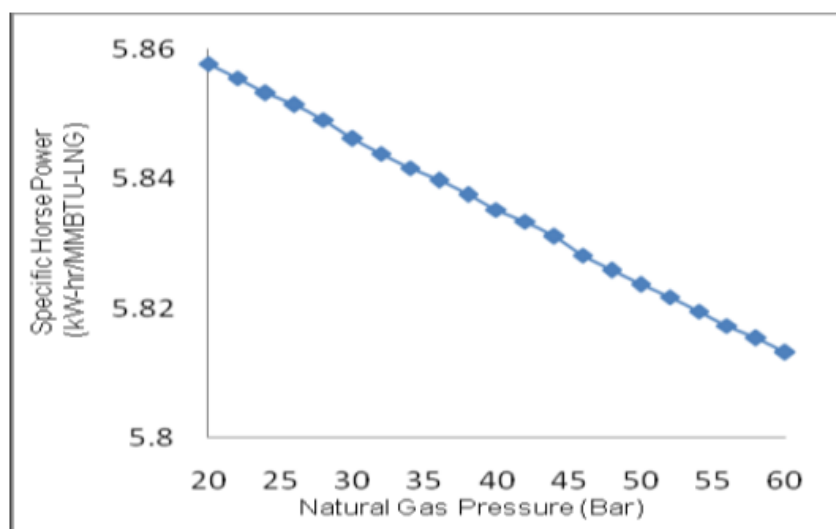
Το παρακάτω Σχήμα 5.4 δείχνει την επίδραση της θερμοκρασίας του φυσικού αερίου στην ειδική ισχύ η οποία αυξάνεται γραμμικά όπως η θερμοκρασία της σύστασης του φυσικού αερίου αυξάνει. Θεωρώντας ότι η πίεση και ότι η θερμοκρασία αναφοράς είναι στα 40 bar και στους 30 °C η ειδική ισχύς μειώνεται από τα 5.84 στα 5.79 kWh/MMBTU-LNG δηλαδή της τάξης του 0.82% , ενώ στην περίπτωση που η θερμοκρασία της παροχής του φυσικού αερίου αυξάνει από τους 30 °C στους 50 °C η ειδική ισχύς αυξάνει από τα 5.84 στα 5.88 kWh/MMBTU-LNG δηλαδή μια αύξηση της τάξης του 0.83 %. Θα πρέπει να τονιστεί η επίδραση της θερμοκρασίας του φυσικού αερίου στην ειδική ισχύ σε διαφορετικές τιμές της πίεσης (20, 30, 40, 50 και 60 bar) απεικονίζεται στο Σχήμα 5.4.

Λαμβάνοντας ως σημείο αναφοράς τις συνθήκες προσομοίωσης του εναλλάκτη LNG (30° C, 40 bar) είναι αντιληπτό ότι καθώς η θερμοκρασία μειώνεται από τους 30 στους 10°C, η ειδική ισχύς μειώνεται με τη σειρά της, ενώ όταν η θερμοκρασία παροχής του LNG αυξάνει από τους 30° C στους 50° C, η ειδική ισχύς αυξάνει με τη σειρά της.



Σχήμα 5.4: Η επίδραση της θερμοκρασίας εισόδου στην ειδική ισχύ σε διαφορετικές τιμές της πίεσης [18]

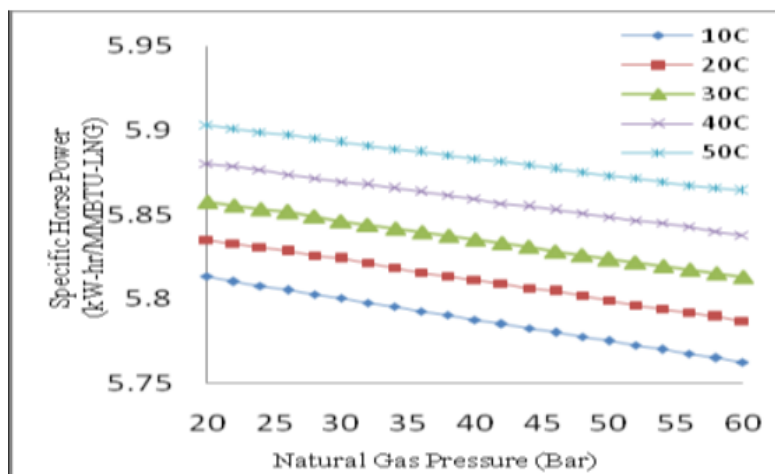
Η επίδραση της πίεσης του φυσικού αερίου στην ειδική ισχύ για θερμοκρασία παροχής του φυσικού αερίου στους 30 ° C απεικονίζεται στο Σχήμα 5.5 στο οποίο η ειδική ισχύς μειώνεται γραμμικά όταν η θερμοκρασία εισόδου του φυσικού αερίου αυξάνεται. Στην περίπτωση που η πίεση του φυσικού αερίου μειώνεται από τα 40 στα 20 bar, η ειδική ισχύς αυξάνει από τα 5.83 στα 5.86 kWh/MMBTU-LNG που έχει σαν αποτέλεσμα την αύξηση κατά 0.39%, ενώ όταν η πίεση με τη σειρά της από τα 40 στα 60 bar η ειδική ισχύς μειώνεται από τα 5.83 στα 5.81 kWh/MMBTU-LNG, δηλαδή μια μείωση της τάξης του 0.37 %.



Σχήμα 5.5: Η επίδραση της πίεσης του φυσικού αερίου στην ειδική ισχύ για δεδομένη θερμοκρασία των 30 ° C [18]

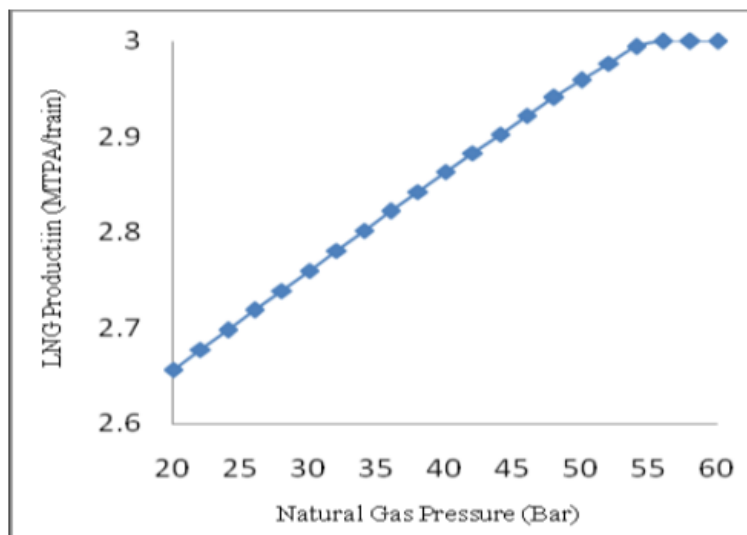
Η επίδραση της πίεσης του φυσικού αερίου στην ειδική ισχύ για διαφορετικές θερμοκρασίες παροχής του LNG απεικονίζονται στο Σχήμα 5.6 και όταν η πίεση μειώνεται από τα 40 στα 20 bar, η ειδική ισχύς αυξάνεται και όταν η πίεση παροχής αυξάνει από τα 40 στα 60 bar η ειδική ισχύς μειώνεται. Στην περίπτωση που το LNG παρέχεται σε υψηλότερη θερμοκρασία, η ειδική ισχύς είναι υψηλότερη (για τους 50° C) και όταν παρέχεται σε χαμηλή θερμοκρασία, η ειδική ισχύς είναι χαμηλή ( για τους 10 °C).





Σχήμα 5.6: Η επίδραση της πίεσης του LNG στην ειδική ισχύ για διαφορετικές θερμοκρασίες παροχής του LNG.

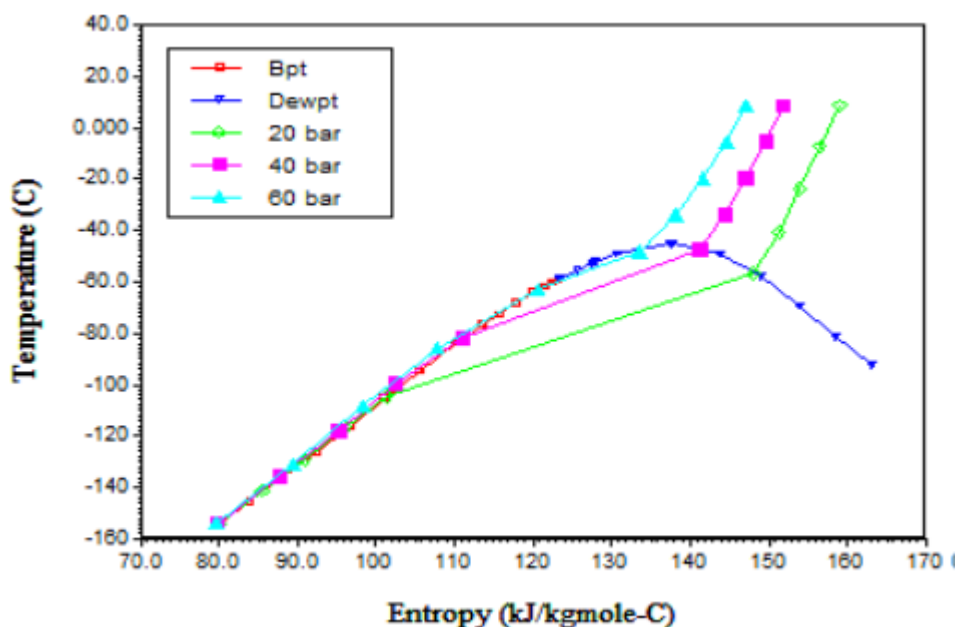
Στο Σχήμα 5.7 απεικονίζεται η παραγωγή του LNG ως προς την πίεση παροχής τροφοδοσίας του LNG του οποίου ο ρυθμός παραγωγής αυξάνεται με την πίεση τροφοδοσίας με μειωμένο ρυθμό. Επίσης για πτώση πίεσης από τα 40 στα 20 bar η παροχή του LNG μειώνεται από τα 2.86 στα 2.66 MTPA (Million tons per annum) /train (μείωση κατά 7.22 %) ενώ όταν η πίεση του LNG αυξάνεται από τα 40 στα 60 bar ο αντίστοιχος ρυθμός παραγωγής του LNG αυξάνεται από 2.86 στα 3 MTPA (Millions tons per annum)/train. (αύξηση κατά 4.78%)



Σχήμα 5.7: Η επίδραση της πίεσης εισόδου στην παραγωγή του LNG σε δεδομένη θερμοκρασία 30 °C[18]

Η επεξήγηση των προηγούμενων σχημάτων (5.4-5.7) γίνεται μέσω μιας αναλυτικής θερμοδυναμικής ανάλυσης που απεικονίζεται στο διάγραμμα T-S

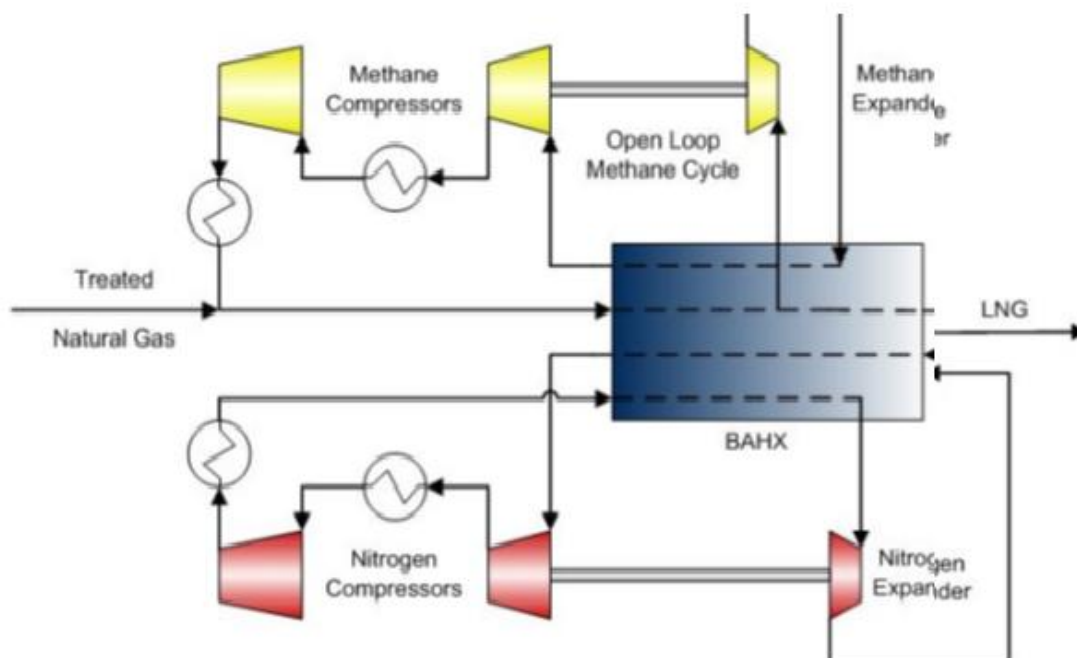
(Θερμοκρασίας –Εντροπίας) του Σχήματος 5.8, όπου φαίνονται οι γραμμές σταθερής πίεσης της διεργασίας C3-MR. Θεωρώντας πίεση αναφοράς τα 40 bar, το γράφημα απεικονίζει την πτώση πίεσης από τα 40 στα 20 bar η ειδική ισχύς αυξάνεται από τα 5.83 στα 5.86 kWh/MMBTU-LNG. (Σχήματα 5.5-5.6) Η αύξηση της ειδικής ισχύος λαμβάνει χώρα λόγω του έργου του συμπιεστή στο Σχήμα 5.8 (Επιφάνεια W) και υπάρχει μερική αύξηση στο ποσό θερμότητας που μετακινείται από το LNG. (Επιφάνεια Q) Επιπλέον αύξηση της πίεσης τροφοδοσίας έχει σαν αποτέλεσμα την αύξηση της παραγωγής του LNG (Σχήμα 5.7) μιας και σε υψηλότερες πιέσεις το τροφοδοτικό αέριο υγροποιείται σε υψηλότερες θερμοκρασίες (σε χαμηλότερες ενθαλπίες συμπύκνωσης ) και σε λιγότερη ψυκτική ικανότητα που είναι πιο αποδοτικό. Αύξηση της θερμοκρασίας τροφοδοσίας έχει σαν αποτέλεσμα την αύξηση της ειδικής ισχύς (Σχήμα 5.4) μιας και σε υψηλότερες θερμοκρασίες το έργο τροφοδοσίας στον ψυκτικό κύκλο αυξάνεται και το έργο του συμπιεστή (Επιφάνεια W) αυξάνεται επίσης και οδηγεί κατ'έκταση σε υψηλότερη ειδική ισχύ. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι είναι απαραίτητη η υγροποίηση του NG στις μεγαλύτερη δυνατή πίεση και στη χαμηλότερη θερμοκρασία έτσι ώστε το παραγόμενο έργο να εξοικονομείται και το θερμικό φορτίο να μειώνεται. [22]



Σχήμα 5.8: Θερμοκρασία - Εντροπία του φυσικού αερίου με την επιφάνεια που δείχνει την απορριπτόμενη θερμότητα (Q) και το ιδεατό έργο της διεργασίας υγροποίησης C3-MR (W) [22]

Μια άλλη ενεργειακή μέθοδος LNG που θα αναλυθεί είναι η κατά Niche που βασίζεται στον κύκλο του μεθανίου (NG) και στον ψυκτικό κύκλο του αζώτου,

ανοιχτού και κλειστού κύκλου. Η μέθοδος αυτή παρουσιάζει το πλεονέκτημα της λειτουργίας σε υψηλές πιέσεις που έχει σαν αποτέλεσμα στη χρήση μικρότερων σωλήνων και βαλβίδων από τις διεργασίες σε ατμοσφαιρικές συνθήκες. Το διάγραμμα λειτουργίας της μεθόδου απεικονίζεται στο Σχήμα 5.9 που περιλαμβάνει δυο εκτονωμένα οδηγούμενους συμπιεστές, δυο συμπιεστές και έναν εναλλάκτη θερμότητας και το ανοιχτό κύκλωμα αποσπά το προς εκτόνωση NG και επανεισάγεται στον εναλλάκτη, που αποτελεί τον κύκλο Claude. Επιπλέον ένας κλειστός κύκλος αζώτου ψύχεται στην ίδια θερμοκρασιακή αναλογία αλλά πρώτα φροντίζει την υπόψυξη. Η ειδική ενεργειακή κατανάλωση είναι της τάξης των 16.5 kW /tn LNG / day (0.396 kWh/kg LNG). [24] Μια σχετικά χαμηλή ενεργειακή κατανάλωση συγκρίνεται με άλλες διεργασίες βασισμένες σε καθαρά ψυκτικά μέσα όπως εκφράζονται στον πίνακα 5.3.



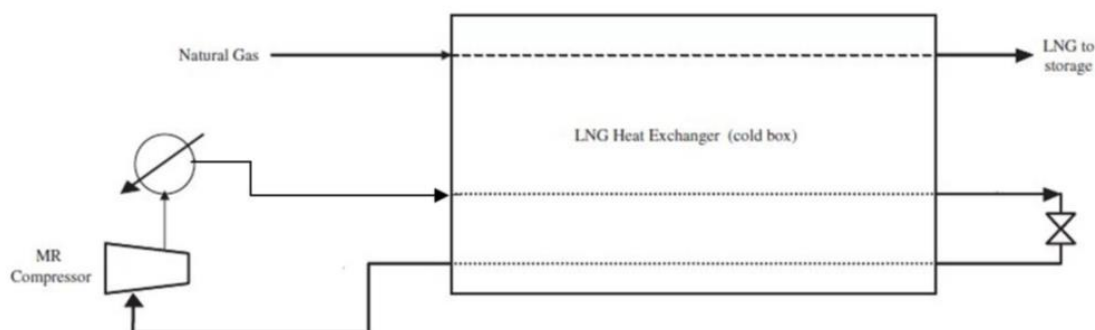
Σχήμα 5.9: Διάγραμμα λειτουργίας της διεργασίας NicheLNG [23]

| Plant                          | Liquefaction Process                   | Status           | Licensor      | Efficiency | Relative |
|--------------------------------|--|------------------|---------------|------------|----------|
|                                |  |                  |               | kW*day/ton | Power    |
| OMAN LNG, Trains 1,2 ( 1)      | C3 Precooled MR                        | Operational      | APCI          | 12.2       | 100%     |
| Wildwood LNG Plant ( 2)        | Single N <sub>2</sub> expander, closed | Operational      | CFS           | 40.5       | 332%     |
| LNG Jamal BOG Reliquefier ( 3) | Single Expander, N <sub>2</sub>        | Built, des. Cap. | -             | 37.8       | 310%     |
| Kryopak EXP-Typical ( 4)       | Single expander, process fluid         | Operational??    | KryoPak, Inc. | 20.4       | 167%     |
| Predicted / Patented ( 5)      | Dual Expander C1 / N <sub>2</sub>      | Simulated        | ABB           | 16.5       | 135%     |
| Predicted / Patented ( 5)      | C3 - Dual Expander C1 / N <sub>2</sub> | Simulated        | ABB           | 13.5       | 111%     |

Πίνακας 5.3: Πίνακας Απόδοσης του εκτονοτή του LNG [23]

### 5.3.2 Η διεργασία PRICO –Single Mixed Refrigerant

Μια άλλη σημαντική διεργασία είναι η επονομαζόμενη PRICO (Single Mixed Refrigerant) η απλού ψυκτικού μέσου ανάμιξης με χαμηλό κόστος εξοπλισμού μιας και περιλαμβάνει ένα εναλλάκτη θερμότητας (heat exchanger) με ψυκτικό μέσο ανάμιξης που αποτελείται από μεθάνιο (methane), αιθάνιο (ethane), προπάνιο (propane), πεντάνιο (pentane) και άζωτο (nitrogen). Η σύνθεση του βασίζεται στα αντίστοιχα σημεία βρασμού (boiling points) των συστατικών για την αντιστοίχιση της καμπύλης του ψυκτικού μέσου ανάμιξης με την καμπύλη ψύξης του φυσικού αερίου και οι κοντινότερες καμπύλες αυξάνουν την απόδοση του συστήματος. Η αρχή λειτουργίας του συστήματος απεικονίζεται στο παρακάτω Σχήμα (5.10).



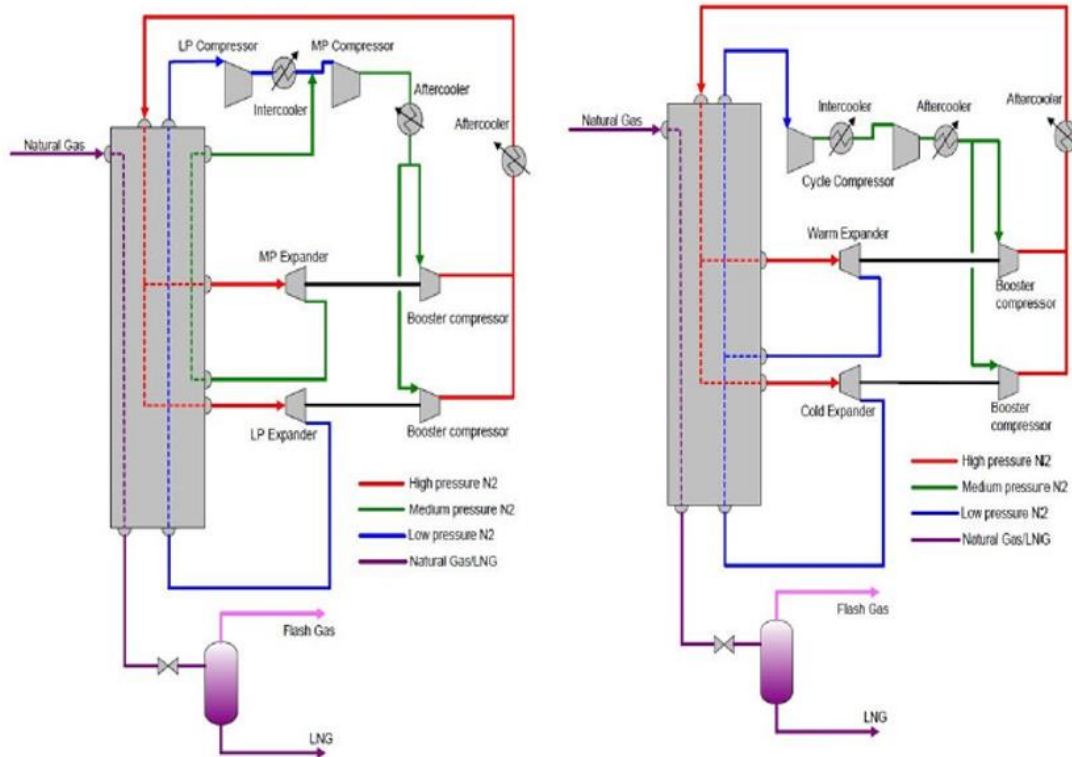
Σχήμα 5.10: Διάγραμμα λειτουργίας της διεργασίας του απλού ψυκτικού μέσου ανάμιξης [25]

Σύμφωνα με το παραπάνω Σχήμα (5.10), το απλό μέσο ανάμιξης που περιέχει διαφορετικά αέρια συμπιέζεται μέσω ενός συμπιεστή και η πίεση αποφόρτισης θα πρέπει να είναι επαρκώς υψηλή για να αποδώσει αρκετή ψυκτική ικανότητα μετά την εκτόνωση και το ψυκτικό μέσο ανάμιξης ρέει στον εναλλάκτη σε ζεστή μορφή. (hot stream) Αφήνοντας τον εναλλάκτη θερμότητας σε κρύα μορφή, το ψυκτικό μέσο υφίσταται πτώση πίεσης μέσω μιας ισενθαλπιακής βαλβίδας εκτόνωσης. (isenthalpic expansion valve) Η ροή του ψυκτικού μέσου είναι σε υγρή μορφή και επανεισάγεται στον εναλλάκτη θερμότητας (heat exchanger) σαν υγρό ρευστό και η μετάδοση θερμότητας των δυο ρευμάτων του ζεστού αέρα, το φυσικό αέριο και το ψυκτικό μέσο ανάμιξης εξατμίζει την υγρή μορφή σε μια ευρεία θερμοκρασιακή αναλογία (wide temperature range) και η πίεση ανακτάται μέσω του μηχανισμού συμπίεσης. (compression) [24] Βελτίωση της παραπάνω μεθόδου είναι με τη χρήση ψυκτικού μέσου από διπλό άζωτο. (Dual nitrogen refrigerant)

### **5.3.3 Μέθοδος του ψυκτικού μέσου του διπλού αζώτου (Dual nitrogen refrigerant )**

Η μέθοδος αυτή παρουσιάζει μερικά πλεονεκτήματα ως προς την προηγούμενη μιας και είναι ευκολότερο να μοντελοποιηθεί και να λειτουργήσει, επειδή το διπλό άζωτο είναι πάντα σε αέρια μορφή και λόγω των αδρανειακών του ιδιοτήτων η διεργασία είναι ασφαλέστερη. Η εγκατάσταση των δυο αυτών διαφορετικών διεργασιών με τις διαφορετικές προδιαγραφές λειτουργούν σε υψηλά επίπεδα πίεσης και αντιστοιχούν σε δυο διαφορετικούς κύκλους ψύξης. Η βασική διαφορά που παρουσιάζουν είναι στην εξωτερική πίεση των εκτονωτών (expanders) που επηρεάζει το μέγεθος, λόγω του όγκου αναρρόφησης και της πολυπλοκότητας της διεργασίας αυτής. Στο παρακάτω Σχήμα (5.11 a,b) απεικονίζονται η προτεινόμενη λύση τόσο της εταιρείας Statoil όσο και της εταιρείας BHP Billiton. Στην περίπτωση της Statoil απεικονίζεται η πτώση πίεσης σε δυο επίπεδα και ένα μεγάλο ποσό του ψυκτικού μέσου ρέει μέσω του μεσαίου εκτονωτή πίεσης και είναι σε θέση να καλύψει τις διαδικασίες της πρόψυξης (precooling) και της υγροποίησης (liquefaction). Ο ατμός της χαμηλής πίεσης καλύπτει την υπόψυξη (subcooling) και το υπόλοιπο της διαδικασίας πρόψυξης (precooling) και υγροποίησης (liquefaction). Η διεργασία αυτή

περιορίζεται στους θερμοκρασιακούς διαχωρισμούς ανάμεσα στα στάδια της ψύξης και στον βαθμό συμπίεσης του συμπιεστή. Στο Σχήμα 5.11b, οι εκτονωτές παρουσιάζουν την ίδια πτώση πίεσης και τα δυο κρύα ρεύματα συναντώνται και ρέουν όπως το ένα κρύο ρεύμα μέσω του εναλλάκτη θερμότητας (heat exchanger) από τον διαχωρισμό της πρόψυξης (precooling) της διαδικασίας υγροποίησης (liquefaction). [26]



Σχήμα 5.11a : Η προτεινόμενη λύση της της BHP Billiton [24]

Σχήμα 5.11b : Η προτεινόμενη λύση Statoil [24]

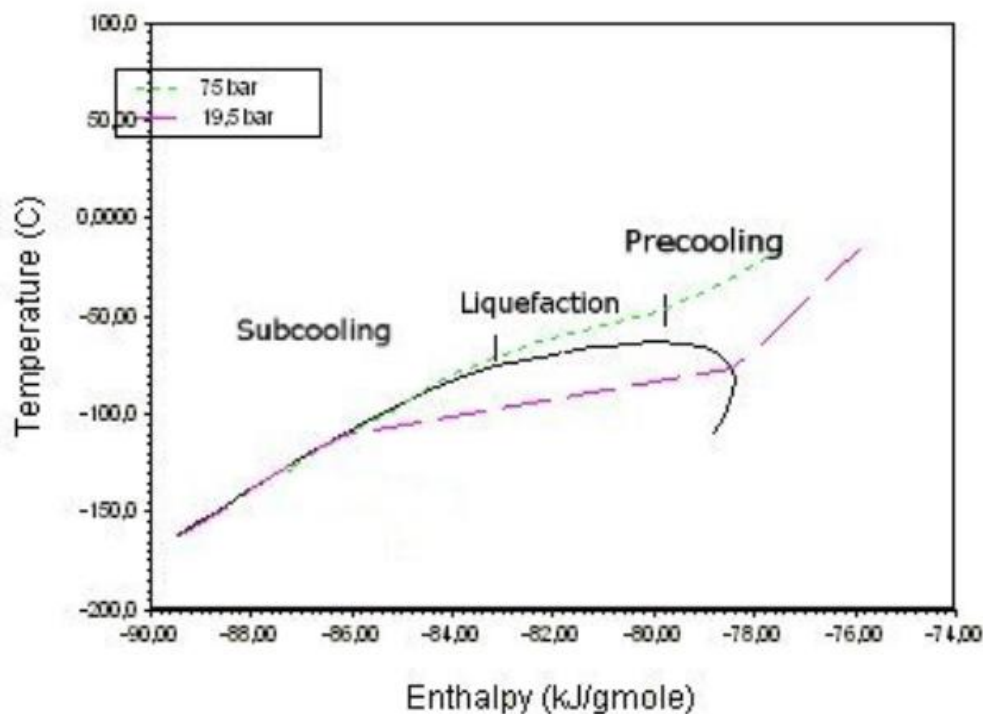
### 5.3.4 Σύγκριση των συμβατικών με τις διεργασίες εκτόνωσης της υγροποίησης

Ο βαθμός απόδοσης των διεργασιών του ψυκτικού κύκλου ανάμιξης (mixed refrigerant processes) παρουσιάζουν μεγαλύτερη απόδοση από τις διεργασίες του καθαρού ψυκτικού εκτονωτή (pure refrigerant expander) μιας και οι διεργασίες αυτές παρουσιάζουν χαμηλότερη απόδοση και περισσότερα οφέλη στην περίπτωση

παραγωγής σε υπεράκτιο περιβάλλον (offshore environment). Οι παράγοντες που επηρεάζουν τα κριτήρια επιλογής σε αυτή τη περίπτωση είναι οι εξής: [24]

- ✓ **Συμπαγής:** Οι μικτοί κύκλοι ανάμιξης απαιτούν μεγαλύτερη χωρητικότητα αποθήκευσης με αποτέλεσμα ο μεγάλος ρυθμός ροής αυξάνει τόσο την επιφάνεια όσο και το βάρος, οι εναλλάκτες θερμότητας και ο εξοπλισμός πρέπει να είναι σε θέση να λειτουργήσουν με διφασικές ροές. Τα αέρια ψυκτικά μέσα, όπως το άζωτο (nitrogen) είναι συμπαγής και δεν υφίστανται αποθήκευση του ψυκτικού μέσου και λειτουργούν σε υψηλές πιέσεις. Παρόλο που ρυθμοί ροής του ψυκτικού κύκλου μειώνονται, η απαιτούμενη μετάδοση θερμότητας ίσως να μην μειώνεται μιας και ο συντελεστής μετάδοσης της θερμότητας είναι αρκετά μικρός, ενώ και η χρήση μη εύφλεκτου ψυκτικού επίσης θα μειώσει την επιφάνεια για λόγους ασφαλείας.
  
- ✓ **Ασφάλεια:** Της προηγούμενης γενιάς οι σταθμοί LNG λειτουργούσαν με τη χρήση εύφλεκτων ψυκτικών μέσων που αν και παρουσιάζουν καλό συντελεστή ασφάλειας, στην περίπτωση χρήσης τους σε πλοία με περιορισμένη επιφάνεια παρέχουν αυστηρότερα θέματα ασφαλείας. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι η διεργασία του εκτονωτή με ψυκτικό μέσο το άζωτο, παρουσιάζει υψηλότερη συμφοή ασφάλεια μιας και είναι αδρανειακό αέριο.
  
- ✓ **Λειτουργία:** Οι μικτής ροής διεργασίες (mixed refrigerant process) παρουσιάζουν πιο σύνθετη λειτουργία εξαιτίας της σύνθεσης του ψυκτικού μέσου και του υψηλού κόστους του εξοπλισμού. Παρουσιάζει επίσης μεγαλύτερο χρόνο έναρξης (longer start-up time) καθώς και απαιτήσεις ‘‘φωτοβολίδας’’.
  
- ✓ **Απόδοση:** Τα ρευστά σε γενικές γραμμές μέσω της εξάτμισης πρέπει να ελκύουν θερμότητα υπό συνθήκες σταθερής πίεσης και η αλλαγή της κατάστασης αυτής χαρακτηρίζει μια τυπική σύνθετη διαδικασία της διεργασίας του ψυκτικού. Μια ανάμιξη των ρευστών με διαφορετικά σημεία βρασμού (boiling points) που ρέουν μέσω του εναλλάκτη θερμότητας εξατμίζει τα κρύο ρεύμα του ρευστού. Επομένως όπως απεικονίζει το Σχήμα 5.12 η καμπύλη του φυσικού αερίου δεν παρουσιάζει γραμμικό προφίλ και με σωστή σύνθεση των αερίων στο ψυκτικό

μέσο, η κατανομή της θερμοκρασίας είναι μορφής που γλιστράει (gliding temperature). Η διεργασία της εκτόνωσης είναι σε αέρια μορφή και η μετάδοση θερμότητας δεν έχει όφελος από την διαδικασία της εκτόνωσης και για καθαρά αέρια η ειδική θερμότητα είναι σχεδόν σταθερή, άρα η μεταβολή του ρυθμού ροής της ψύξης είναι απαραίτητη για να αποζημιώσει το μη- γραμμικό προφίλ της θερμοκρασίας του NG. [24]



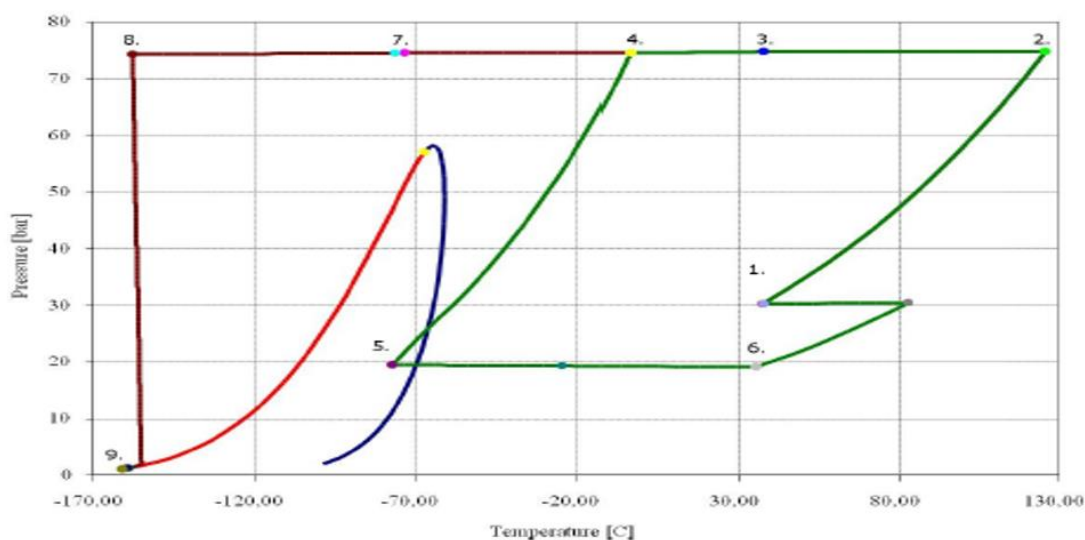
Σχήμα 5.12: Διάγραμμα Θερμοκρασίας-Ενθαλπίας του NG με διαδοχικές ψύξεις [24]

## 5.4 Αποτελέσματα της ενεργειακής ανάλυσης της μεθόδου NicheLNG

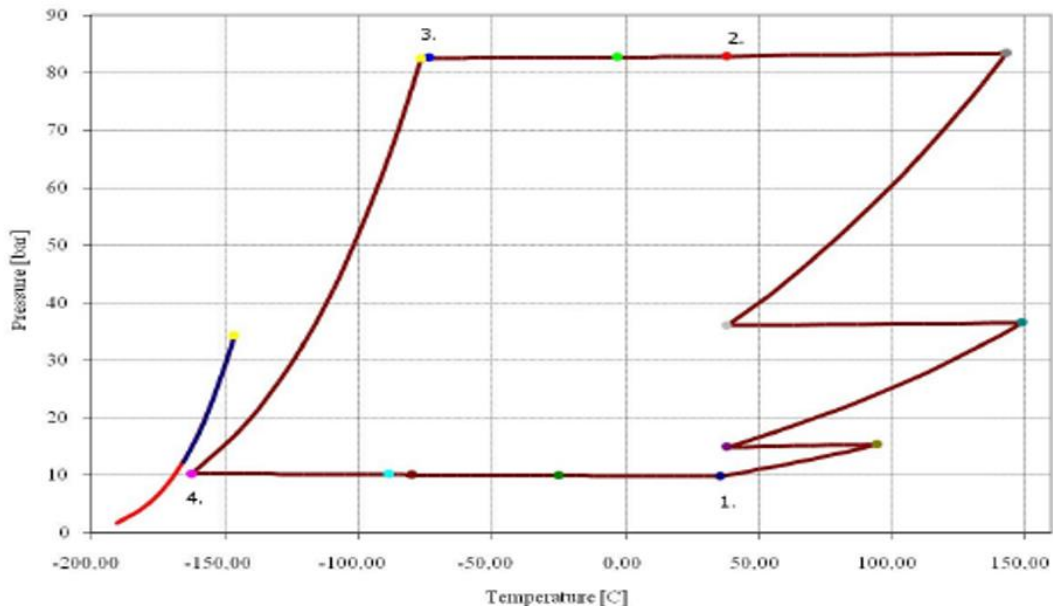
Στο παρακάτω διάγραμμα πίεσης-θερμοκρασίας (5.13), το αναμεμιγμένο NG με το αέριο τροφοδοσίας συμπιέζεται σε μια τιμή της πίεσης άνω της πίεσης (1-2). Στη συνέχεια ο μεταψύκτης, (aftercooler) χρησιμοποιώντας νερό σαν ψυκτικό μέσο θα προκαλέσει πτώση της θερμοκρασίας (2-3). Το NG με τη σειρά του εισέρχεται στον βασικό εναλλάκτη θερμότητας LNG σαν “καυτό” ρεύμα και στη συνέχεια ψύχεται ως προς την χαμηλή πίεση του NG και του ρεύματος του αζώτου (3-4).



Πριν τη περαιτέρω ψύξη ένα ποσό καυτού ρεύματος NG αφαιρείται από τον εναλλάκτη θερμότητας (heat exchanger) και στέλνεται στον εκτονωτή (expander) και η πίεση του αφαιρούμενου NG εκτονώνεται σε ένα στρόβιλο (turbine) και μαζί με το ρεύμα του αζώτου μετακινείται από το πεπιεσμένο (pressurized) ρεύμα του NG (5-6). Από την έξοδο του εναλλάκτη θερμότητας (heat exchanger), το NG ρέει στον συμπιεστή (compressor), τοποθετημένο στον ίδιο άξονα με αυτόν του εκτονωτή. Η παραγόμενη ενέργεια με τη σειρά της αξιοποιείται συμπιέζοντας το NG και αποφόρτιση (discharge) από τον συμπιεστή λαμβάνει χώρα, ψύχεται από τον μεταψύκτη (6-1). Το παραμένον NG που θα υγροποιηθεί έχει τον ίδιο ρυθμό ροής όπως το αέριο τροφοδοσίας ψύχεται περαιτέρω (4-8). Η ασκούμενη πίεση κατά μήκος της βαλβίδας (valve) έχει σαν αποτέλεσμα την εισαγωγή του NG στην διφασική περιοχή (two phase region) και παράγει ένα μίγμα αερίου αστραπή και LNG (8-9). Για την απόκτηση της απαιτούμενης θερμοκρασίας του NG (κατάσταση 8), το άζωτο χρησιμοποιείται σαν δεύτερο ψυκτικό μέσο σε μια κλειστή διαδρομή. Το ζεστό ρεύμα αζώτου μετά τον εναλλάκτη συμπιέζεται ακολουθούμενο από ένα μεταψύκτη (aftercooler) και στη συνέχεια συμπιέζεται από ένα συμπιεστή με ένα μεταψύκτη (aftercooler) (1-2) όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 5.14. Στη συνέχεια ρέει σαν ένα ζεστό ρεύμα μέσω ενός εναλλάκτη θερμότητας (heat exchanger) και ψύχεται από το μίγμα κρύου ρεύματος NG και αζώτου (2-3). Το υψηλής πίεσης ρεύμα αζώτου εκτονώνεται μέσω ενός στρόβιλου (turbine) παράγοντας έργο (3-4). Στη συνέχεια το άζωτο θερμαίνεται μέσω του εναλλάκτη θερμότητας (heat exchanger) (μεταβολή 4-1).

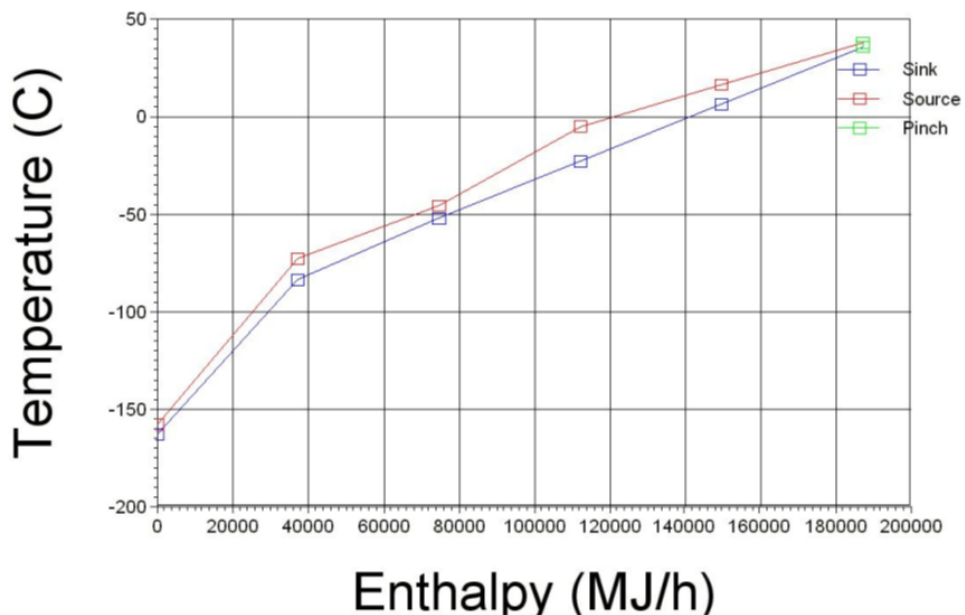


Σχήμα 5.13: Διάγραμμα Πίεσης –Θερμοκρασίας που απεικονίζει την διαδρομή του NG [23]



Σχήμα 5.14: Διάγραμμα Πίεσης – Θερμοκρασίας που απεικονίζει τη διαδρομή του αζώτου [23]

Στο παρακάτω Σχήμα 5.15, απεικονίζεται η μεταβολή της θερμοκρασίας-ενθαλπίας, στην οποία το σημείο διακοπής (pinch point) είναι στο τέλος της ζεστής διαδρομής. Η κρύα σύνθετη καμπύλη με θερμοκρασία διαχωρισμού στους  $-85\text{ }^{\circ}\text{C}$  παρουσιάζει γραμμική κατανομή σε δυο διαστήματα.

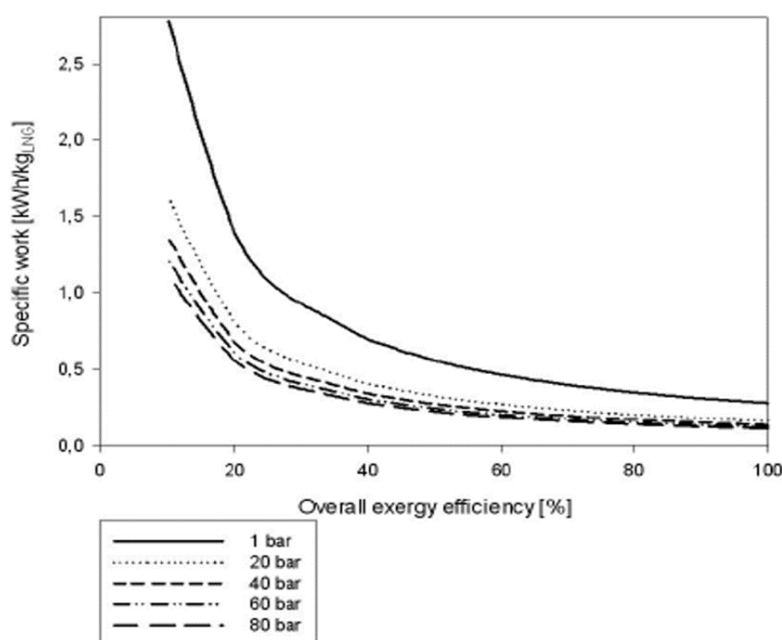


Σχήμα 5.15: Κατανομή της Θερμοκρασίας στον εναλλάκτη θερμότητας [26]

## 5.5 Εξεργειακή ανάλυση της διεργασίας NicheLNG

Η εξεργειακή ανάλυση εκφράζεται σε όρους απόδοσης, που είναι συνάρτηση του ελάχιστου έργου υγροποίησης και του πραγματικού έργου του συμπιεστή και οι αντίστοιχοι υπολογισμοί είναι το αποτέλεσμα των προσομοιώσεων των τιμών της εντροπίας και της ενθαλπίας από το λογισμικό HYSYS. [27] Από τη στιγμή που η εξέργεια εξαρτάται από την πίεση, τη θερμοκρασία, τις ατμοσφαιρικές συνθήκες, η αρχική κατάσταση επηρεάζει την απόδοση. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι το τροφοδοτικό αέριο παρουσιάζει σχετικά υψηλή τιμή εξέργειας, που θα επηρεάσει την εξεργειακή απόδοση και την ειδική κατανάλωση ισχύος. Επομένως στο Σχήμα 5.16 απεικονίζεται το ελάχιστο έργο (εξεργειακή απόδοση 100%) για την υγροποίηση του NG σε ατμοσφαιρική πίεση (1 bar) έχει τιμή 0,278 kWh/ Kg LNG. Όπως επίσης στο παρακάτω Σχήμα συμπεριλαμβάνεται το ρευστό τροφοδοσίας σε υψηλότερες πιέσεις.

Το εξεργειακό περιεχόμενο αυξάνει με την αυξάνει με την υψηλότερη πίεση και μειώνει το ειδικό έργο στη δεδομένη γενική εξεργειακή απόδοση και όταν η απόδοση της διαδικασίας NicheLNG συγκρίνεται με άλλες διεργασίες υγροποίησης θα πρέπει οι συνθήκες λειτουργίας να είναι ομοιόμορφες. [26]



Σχήμα 5.16: Μεταβολή του ειδικού έργου με την συνολική εξεργειακή απόδοση για αυξανόμενες τιμές της πίεσης [26]

Η μετάβαση από τις καμπύλες του συμπιεστή έχουν σαν αποτέλεσμα στην μείωση της εξωτερικής πίεσης από τον οδηγούμενο εκτονωτή (expander) και για τη λήψη της πίεσης του αερίου τροφοδοσίας από τον ανοιχτό κύκλο του μεθανίου είχε σαν αποτέλεσμα την εγκατάσταση ενός επιπλέον συμπιεστή για την αύξηση της πίεσης για να λάβει τιμή ίση με αυτή του αερίου τροφοδοσίας. Η εξεργειακή απόδοση με βάση το παραπάνω σχήμα είναι αντίστοιχη των τιμών του ειδικού έργου όπως απεικονίζεται στον Πίνακα 5.4.

|                             |                             |
|-----------------------------|-----------------------------|
| Compressors                 |                             |
| Feed Comp.                  | 23866,7 kW                  |
| NG Comp.                    | 1313,5 kW                   |
| N2 Comp.                    | 22654,4 kW                  |
| Total                       | 47834,7 kW                  |
|                             |                             |
| Min. power for liquefaction | 53658122 kJ/h<br>14905,0 kW |
|                             |                             |
| Exergy efficiency           | 31,2 %                      |
|                             |                             |
| Specific work               | 0,490 kWh/kg_LNG            |

Πίνακας 5.4: Απόδοση και κατανάλωση έργου για τη διεργασία NicheLNG [26]

Ένας τρόπος για τον προσδιορισμό της ποιότητας της διεργασίας υγροποίησης σχετίζεται με την σύγκριση του με το ελάχιστο θεωρητικό έργο υγροποίησης (Theoretical Minimum Liquefaction Work) και ο Πίνακας 5.5 εκφράζει το απαραίτητα ελάχιστο έργο για τις αντίστοιχες πιέσεις.

| Feed gas pressure [bar] | Min. liq. work [kWh/kg LNG] |
|-------------------------|-----------------------------|
| 1                       | 0,278                       |
| 20                      | 0,161                       |
| 40                      | 0,136                       |
| 60                      | 0,121                       |
| 75                      | 0,113                       |
| 80                      | 0,111                       |

Πίνακας 5.5: Ελάχιστο έργο υγροποίησης για την τροφοδοσία της πίεσης του αερίου [26]

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup>

### Τεχνοοικονομική μελέτη εγκατάστασης του LNG

#### 6.1 Εισαγωγή

Στο κεφάλαιο αυτό, θα γίνει παρουσίαση της τεχνοοικονομικής ανάλυσης του έργου LNG BRASS που πραγματοποιήθηκε στη Νιγηρία το 2010 λαμβάνοντας υπόψη τις κοινοπραξίες (Joint Ventures, JVs) καθώς επίσης και τα συμβόλαια καταμερισμού της παραγωγής (Production Sharing Contracts, PSCs). Τα διάφορα μεγέθη για την τεχνοοικονομική αξιολόγηση το παρόντος έργου (BRASS) είναι η καθαρά παρούσα αξία (Net Present Value, NPV), το ελάχιστο αποδοτικό κόστος της τιμής του LNG (Minimum Cost- Effective LNG price), τον ρυθμό της εσωτερικής απόδοσης (Internal Return Rate, IRR), τον δείκτη κέρδους (Profitability Index, PI), την απόδοση της επένδυσης (Return On Investment, ROI) και τον παράγοντα R ( R-Factor). Ο στόχος του παρόντος έργου (BRASS) είναι η παραγωγή 10 εκατομμυρίων τόνων/ετησίως LNG. Θα πρέπει να σημειωθεί ότι οι κοινοπραξίες (Joint Ventures) κυριαρχούν στον βιομηχανικό τομέα του πετρελαίου-αερίου της Νιγηρίας σε ποσοστό 90%. [28]

#### 6.2 Περιγραφή της Τεχνολογίας LNG

Η σύνθεση του LNG αποτελείται από μεθάνιο (CH<sub>4</sub>) και λιγότερο από 0.1 % πεντανίου (pentane) και βαρύτερου υδρογονάνθρακα (heavier hydrocarbon). [29] Το αέριο που εξέρχεται από τις δεξαμενές (reservoirs) συμπεριφέρεται ως κάτωθι :

- Στην αρχή λαμβάνει χώρα απομάκρυνση των οξειδίων του αερίου (acid gases) για την αποφυγή της ψύξης τόσο του διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) όσο και του υδρόθειου (H<sub>2</sub>S) στα πρώτα στάδια της διεργασίας υγροποίησης.

- Στην συνέχεια γίνεται αφυδάτωση (Dehydration) για την απομάκρυνση του νερού από το αέριο για την αποφυγή της δημιουργίας ιδρώσης στις σωληνώσεις ( pipelines) και στα σκάφη (vessels).
- Μετακίνηση του υδραργύρου (mercury) μιας και η παρουσία του προκαλεί διάβρωση στους εναλλάκτες θερμότητας από αλουμίνιο (aluminum heat exchangers) κατά τη διάρκεια της υγροποίησης. [29]

### **6.3 Το έργο LNG BRASS**

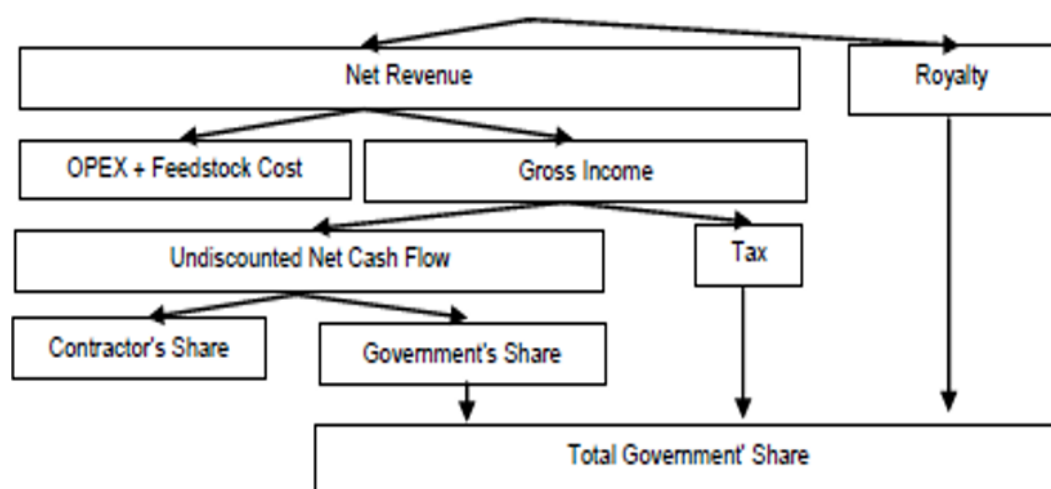
Το 2006 οι τέσσερις μέτοχοι (shareholders) της εταιρείας BRASS LIMITED LNG υπέγραψαν την συμφωνία του έργου LNG BRASS και συμφώνησαν με το τρόπο πραγματοποίησης του έργου της κατασκευής και λειτουργίας των 2 LNG σταθμών στην πόλη BRASS της πολιτείας Bayelsa και στην μεταφορά του LNG στην αγορά της Ατλαντικής λεκάνης. Στη συνέχεια θα μεταφερθεί τόσο στην Αμερική όσο και στο Μεξικό, και αναμένεται να παράγει 10 εκατομμύρια τόνους LNG στα 20 έτη του χρόνου ζωής του, ενώ το συνολικό κόστος του έργου ανέρχεται στα 8,5 εκατομμύρια δολάρια.

#### **6.3.1 Οικονομική μοντελοποίηση των φορολογικών καθεστώτων (Fiscal regimes)**

Για την αξιολόγηση των οικονομικών δεικτών των δεικτών τα ετήσια ακαθάριστα έσοδα (annual gross revenues) αναπαράγονται συναρτήσει της τιμής πώλησης του προϊόντος. Θα πρέπει επίσης να ληφθούν υπόψη όροι όπως τα δικαιώματα, (royalties) οι συναρτήσεις κόστους (objective functions), ο φόρος εισοδήματος ( income tax), πριν την μη προεξοφλημένη ροή ρευστού ( undiscounted cash flow) για τις εταιρείες και τις κυβερνήσεις. Στη συνέχεια αναλύεται η καθαρά παρούσα αξία (net present value, NPV) για τον προσδιορισμό της ελάχιστης τιμής πώλησης του κόστους του προϊόντος (cost-effective product sale price) και των αντίστοιχων οικονομικών δεικτών. Επίσης οι οικονομικοί δείκτες (economic indices) στην ειδική τιμή του

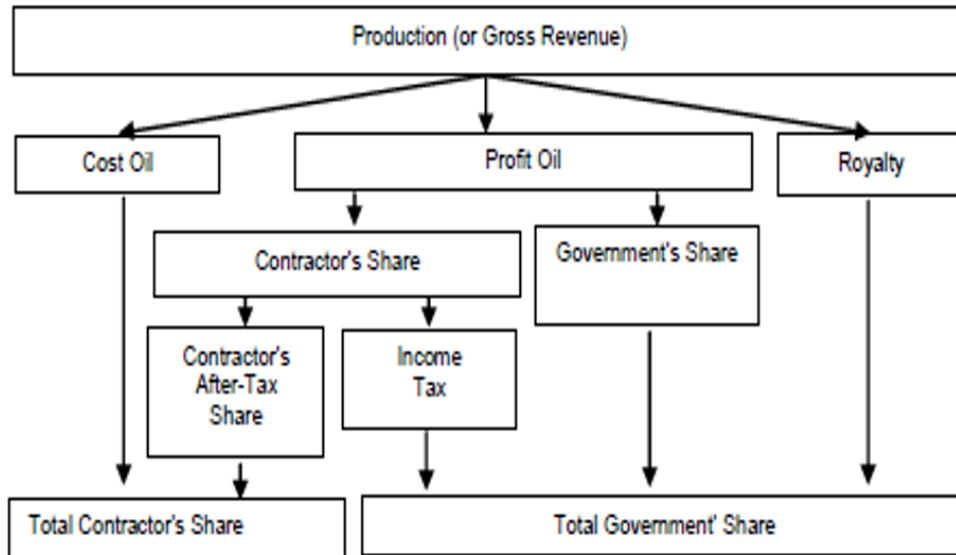
προϊόντος αξιολογούνται. Η ροή των εισόδων τόσο για τις κοινοπραξίες όσο και για τις συμβάσεις επιμερισμού της παραγωγής απεικονίζονται στα Σχήματα 6.1, 6.2. Οι παράμετροι παραγωγής για τη συγκεκριμένη έρευνα είναι οι κάτωθι :

- 20 έτη ζωής του σταθμού
- 15 % ενδιαφέρον/ ρυθμός έκπτωσης στο έργο
- Ο σταθμός είναι σε λειτουργία 330 ημέρες ετησίως για το έργο BRASS LNG.
- Η ανάλυση των λειτουργικών δαπανών ανά έτος (OPEX), το κόστος δαπανών των πρώτων υλών (Feedstock cost) και τα ετήσια έσοδα (Annual revenue) θεωρούνται ότι είναι ομοιόμορφα κατανεμημένα στη συνολική διάρκεια ζωής των σταθμών.
- Στις κοινοπραξίες (Joint Ventures), το 12.5% ανήκει στα ακαθάριστα έσοδα (gross revenue), ενώ το 30% στον φόρο του ακαθάριστου εισοδήματος.
- Στα συμβόλαια καταμερισμού της παραγωγής (PSCs), το 10% των δικαιωμάτων ανήκει στο κόστος του πετρελαίου, το 50% στον καταμερισμό της κυβέρνησης, το 50% στον καταμερισμό του κέρδους του συμβολαιογράφου και ένα 50% στον φόρο εισοδήματος του καταμερισμού των συμβολαιογράφων.
- Οι δαπάνες του κεφαλαίου (CAPEX) των 8.5 εκατομμυρίων δολαρίων του έργου BRASS LNG είναι ομοιόμορφα κατανεμημένα για την περίοδο κατασκευής των τεσσάρων ετών.



Σχήμα 6.1: Ροή εισόδων της κοινής συμφωνίας των κοινοπραξιών (Joint Operating Agreements) [28]





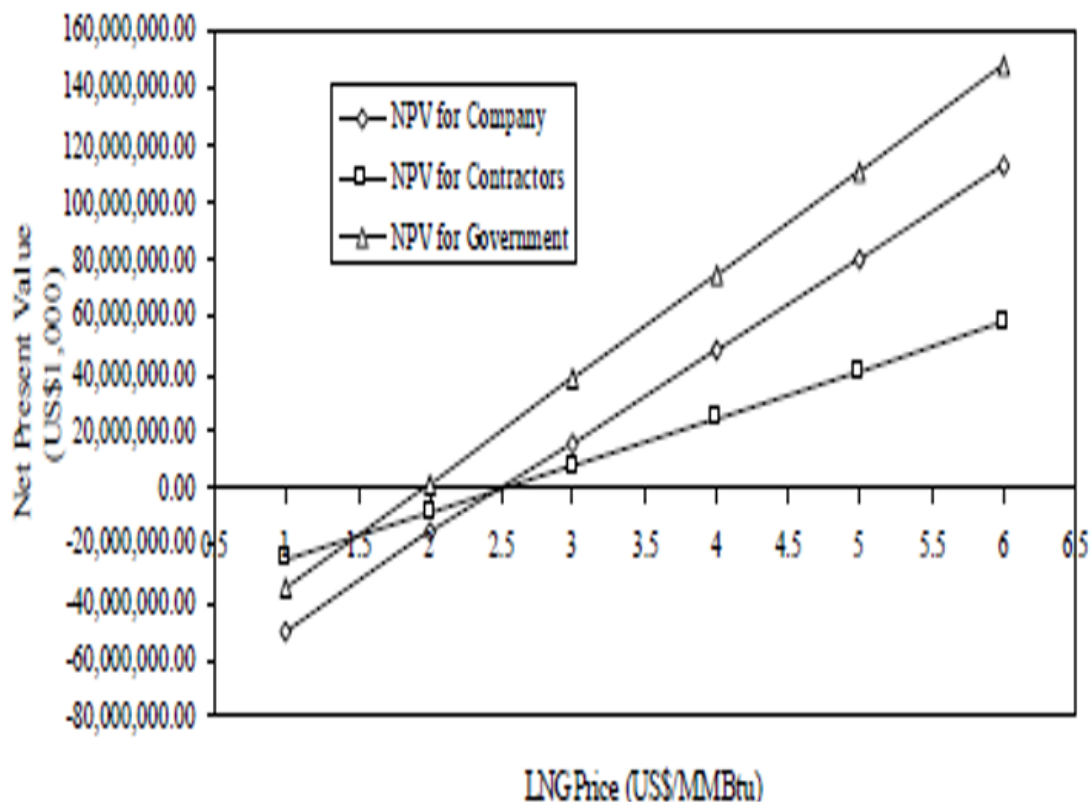
Σχήμα 6.2: Ροή εσόδων του καταμερισμού του καταμερισμού των συμβολαίων της παραγωγής ( *Production Sharing Contracts, PSCs*) [28]

## 6.4 Συζήτηση αποτελεσμάτων

Η καθαρά παρούσα αξία (Net Present Value) για τον προσδιορισμό της ελάχιστης τιμής απόδοσης του κόστους (Minimum Cost-Effective) του έργου BRASS LNG για έκπτωση 15 % των κοινοπραξιών (Joint Ventures) για διαφορετικές τιμές του LNG εντός του εύρους τιμών από 1.00 δολάριο/ MMBtu έως 6 δολάρια /MMBtu απεικονίζεται στον Πίνακα 6.1 και στο Σχήμα 6.3. Στην περίπτωση μας, η ελάχιστη τιμή απόδοσης της τιμής του LNG (για NPV = 0) έχει επιλεγεί ως η ελάχιστη, ενώ η επαναλαμβανόμενη τιμή της ελάχιστης τιμής απόδοσης του κόστους για ρυθμό έκπτωσης 15% αξιολογήθηκε στα 2,54 δολάρια / MMBtu.

| LNG Price (US\$/MMBtu)           | 1.0            | 2.0            | 3.0           | 4.0           | 5.0            | 6.0            |
|----------------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| Annual Gross Revenue (US\$1,000) | 8,962,687.82   | 17,475,375.65  | 25,988,063.47 | 34,500,751.29 | 43,013,439.12  | 51,526,126.94  |
| NPV for Company (US\$1,000)      | -50,106,348.48 | -15,302,847.05 | 15,166,226.71 | 47,802,514.28 | 80,438,801.84  | 112,975,089.40 |
| NPV for Contractors (US\$1,000)  | -25,554,237.71 | -8,909,731.05  | 7,734,775.59  | 24,379,282.23 | 41,023,788.96  | 57,668,295.64  |
| NPV for Government (US\$1,000)   | -35,370,723.49 | 1,268,379.48   | 37,907,607.64 | 74,546,835.74 | 111,186,063.96 | 147,825,292.08 |

Πίνακας 6.1: Μεταβολή της NPV με τη τιμή του LNG του έργου BRASS για κοινοπραξίες της τιμής του φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/MscF, για ρυθμό έκπτωσης της τάξης του 15% [28]



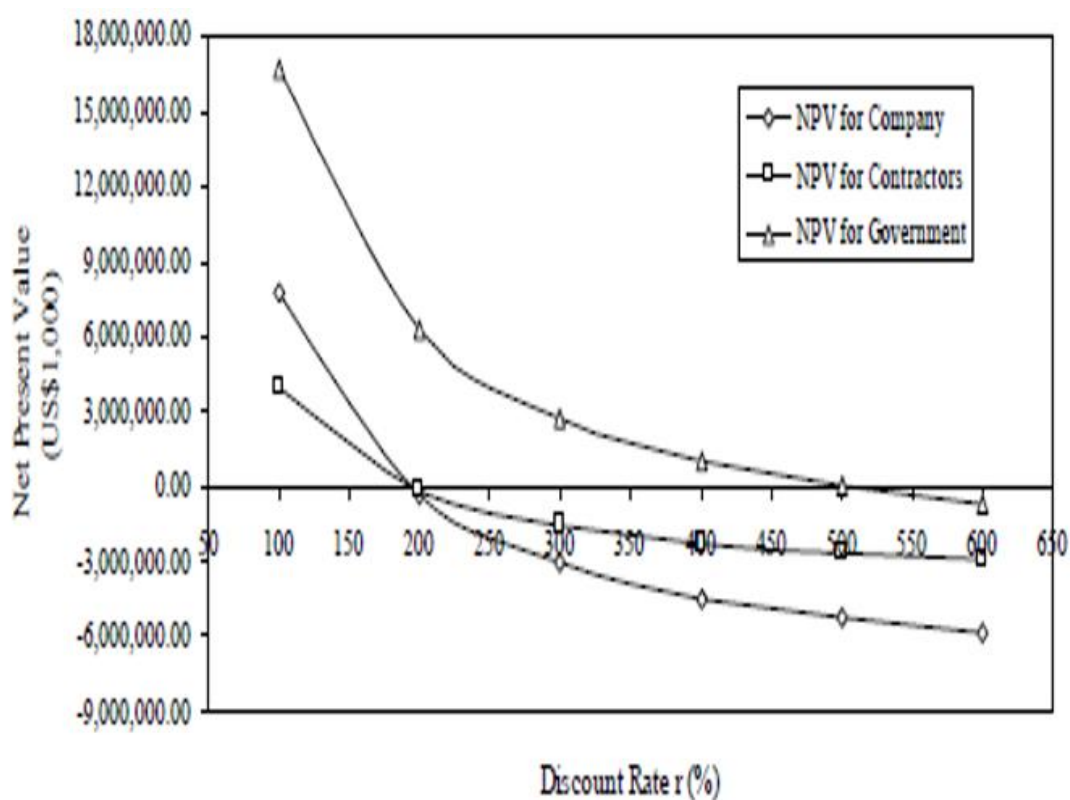
Σχήμα 6.3: Η NPV του έργου BRASS LNG ως προς τη τιμή του LNG (τιμή της τάξεως των 4.5 δολαρίων/MscF) [28]

Για τον προσδιορισμό του δείκτη εσωτερικής απόδοσης (Internal Rate Return, IRR), για μια τιμή του LNG στα 5,40 δολάρια/MMBtu της κοινοπραξίας, στον Πίνακα 6.2 και στο Σχήμα 6.4 απεικονίζονται τα οφέλη της NPV σε διαφορετικούς

ρυθμούς έκπτωσης της τάξης του 100 % και του 600%, στους οποίους οι τιμές του IRR προσδιορίζονται. Οι επαναλαμβανόμενες τιμές των IRR τόσο για την εταιρεία, τους συμβολαιογράφους και για την κυβέρνηση είναι 191,68%, 191,68% και 498,68%.

| Discount Rate (%)                | 100           | 200           | 300           | 400           | 500           | 600           |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Annual Gross Revenue (US\$1,000) | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 |
| NPV for Company (US\$1,000)      | 7,794,586.73  | -352,698.84   | -3,068,465.92 | -4,426,349.44 | -5,241,079.54 | -5,784,232.95 |
| NPV for Contractors (US\$1,000)  | 3,975,239.23  | -180,298.62   | -1,564,917.61 | -2,257,438.21 | -2,672,950.56 | -2,949,958.80 |
| NPV for Government (US\$1,000)   | 16,605,050.57 | 6,220,035.19  | 2,758,356.79  | 1,027,517.57  | -10,985.93    | -703,321.61   |

Πίνακας 6.2: Μεταβολή της NPV με ρυθμό έκπτωσης 15% για το έργο BRASS LNG για τιμή της κοινοπραξίας του φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/MscF και για τιμή του LNG στα 5,4 δολάρια /MMBtu [28]



Σχήμα 6.4: NPV ως προς τον ρυθμό έκπτωσης του έργου BRASS LNG για την εταιρεία, τους συμβολαιογράφους και για τη κυβέρνηση στην τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια /MMBtu [28]

Η τιμή της καθαρής παρούσας αξίας της τιμή του LNG εκτιμάται στα 5.4 δολάρια/MMBtu για ρυθμό έκπτωσης του 15% όπως απεικονίζεται στον Πίνακα 6.3.

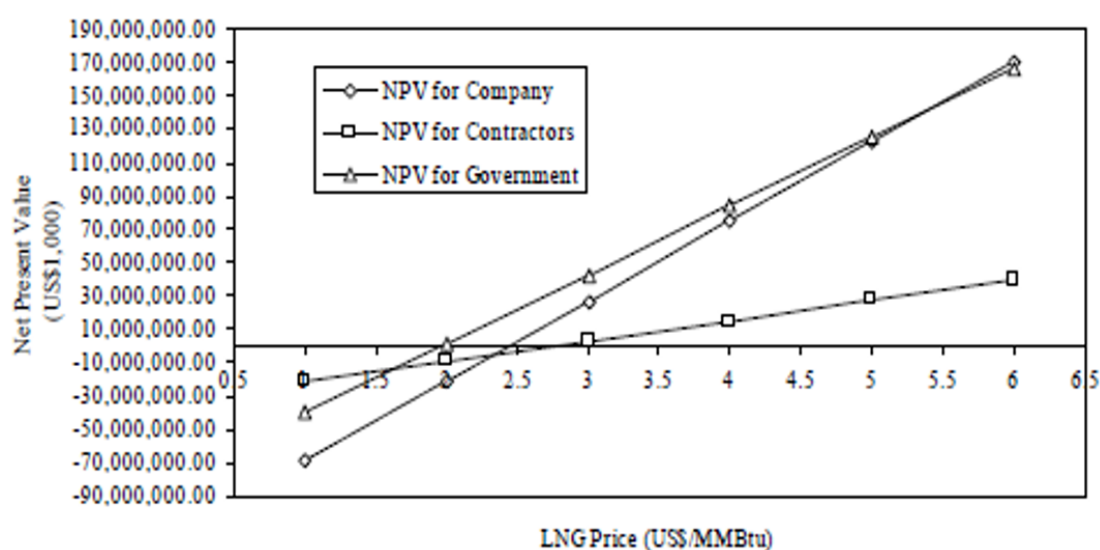
| Year | CAPEX<br>(US\$1,000) | Annual<br>Gross<br>Revenue<br>(US\$1,000) | 12.5%<br>Royalty<br>(US\$1,000) | Net Revenue<br>(US\$1,000) | OPEX<br>(US\$1,000) | Feedstock<br>Cost<br>(US\$1,000) | Gross Income<br>(Profit)<br>(US\$1,000) | 50% Tax<br>(US\$1,000) | Undiscounted<br>Net Cash Flow<br>for Company<br>(US\$1,000) | Undiscounted<br>Cash Flow for<br>Contractors<br>(51%)<br>(US\$1,000) | Undiscounted<br>Net Cash Flow<br>for Government<br>(US\$1,000) | Discount<br>Factor | Discounted<br>Net Cash Flow<br>for Company<br>(US\$1,000) | Discounted<br>Cash Flow for<br>Contractors<br>(US\$1,000) | Discounted Net<br>Cash Flow for<br>Government<br>(US\$1,000) |
|------|----------------------|---|---------------------------------|----------------------------|---------------------|----------------------------------|---|------------------------|---|--|--|--------------------|---|---|--|
| 0    | 8,500,000.00         | 0   | 0                               | 0                          | 0                   | 0                                | 0                                       | 0                      | -8,500,000.00   | -4,335,000.00  | -4,165,000.00  | 1.0000             | -8,500,000.00   | -4,335,000.00   | -4,165,000.00  |
| 1    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.8696             | 14,169,219.37   | 7,216,301.88  | 13,060,830.76  |
| 2    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.7561             | 10,321,080.55   | 6,283,740.76  | 15,705,157.18  |
| 3    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.6575             | 10,713,965.50   | 5,464,122.40  | 13,656,659.42  |
| 4    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.5718             | 9,316,491.74  | 4,751,430.78  | 11,876,355.15  |
| 5    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.4972             | 8,101,287.16  | 4,131,661.55  | 10,326,595.78  |
| 6    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.4325             | 7,044,606.25  | 3,592,749.18  | 8,979,474.59   |
| 7    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.3759             | 6,125,744.55  | 3,124,129.72  | 7,808,258.77   |
| 8    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.3266             | 5,326,734.59  | 2,716,654.54  | 6,789,772.85   |
| 9    | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.2843             | 4,631,942.95  | 2,362,290.90  | 5,904,150.30   |
| 10   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.2472             | 4,027,776.48  | 2,024,166.00  | 5,134,043.74   |
| 11   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.2149             | 3,502,414.33  | 1,786,231.31  | 4,464,265.86   |
| 12   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.1869             | 3,045,577.65  | 1,555,241.61  | 3,982,074.66   |
| 13   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.1625             | 2,643,228.41  | 1,350,647.49  | 3,575,717.10   |
| 14   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.1413             | 2,302,894.27  | 1,174,476.08  | 3,235,406.17   |
| 15   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.1229             | 2,002,516.76  | 1,021,283.55  | 2,952,527.11   |
| 16   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.1069             | 1,741,318.92  | 888,072.65  | 2,719,588.79   |
| 17   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.0929             | 1,514,190.37  | 772,237.09  | 2,500,877.21   |
| 18   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.0808             | 1,316,687.27  | 671,510.51  | 2,278,258.01   |
| 19   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.0703             | 1,144,845.46  | 585,822.18  | 2,059,415.66   |
| 20   | 0                    | 46,418,514.24                             | 5,802,314.28                    | 40,616,199.96              | 15,322,838.08       | 2,015,358.65                     | 23,278,003.25                           | 6,985,400.97           | 16,294,602.28   | 8,310,247.16   | 20,770,070.37  | 0.0611             | 995,604.74  | 507,759.42  | 1,869,057.09   |
|      |                      |   |                                 |                            |                     |                                  |   |                        |   |  |  | NPV =              | 89,493,316.81   | 47,681,588.61   | 125,841,755.20   |

Πίνακας 6.3: Ανάλυση του κέρδους της NPV για την αξιολόγηση του έργου BRASS LNG των κοινοπραξιών ως προς την τιμή του φυσικού αερίου στα 5.4 δολάρια/MscF, την τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια/MMBtu για ρυθμό έκπτωσης 15% [28]

Η τιμή του κέρδους της NPV του έργου BRASS για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής (PSCs) για ρυθμό έκπτωσης στο 15% για διαφορετικές τιμές του LNG από 1 δολάριο/MMBtu έως 6 δολάρια/ MBBtu, για τον προσδιορισμό της ελάχιστης τιμής απόδοσης του LNG απεικονίζεται τόσο στον Πίνακα 6.3 όσο και στο Σχήμα 6.5, όπου η επαναλαμβανόμενη τιμή της ελάχιστης τιμής απόδοσης του LNG για ρυθμό έκπτωσης του 15% είναι στα 2.76 δολάρια/ MMBtu.

| LNG Price (US\$/MMBtu)           | 1.0            | 2.0            | 3.0           | 4.0           | 5.0            | 6.0            |
|----------------------------------|----------------|----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| Annual Gross Revenue (US\$1,000) | 8,962,687.82   | 17,475,375.65  | 25,988,063.47 | 34,500,751.29 | 43,013,439.12  | 51,526,126.94  |
| NPV for Company (US\$1,000)      | -69,195,345.63 | -21,239,984.25 | 26,715,377.00 | 74,670,738.33 | 122,626,099.73 | 170,581,461.05 |
| NPV for Contractors (US\$1,000)  | 21,013,620.53  | -9,024,780.13  | 2,964,060.09  | 14,952,900.39 | 26,941,740.77  | 38,930,581.09  |
| NPV for Government (US\$1,000)   | -39,911,465.89 | 1,383,428.68   | 42,678,323.10 | 83,973,217.57 | 125,268,112.07 | 166,563,006.54 |

Πίνακας 6.4: Μεταβολή της NPV με ρυθμό έκπτωσης 15% για το έργο BRASS LNG για τιμή του καταμερισμού του κόστους παραγωγής του φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/MscF [28]

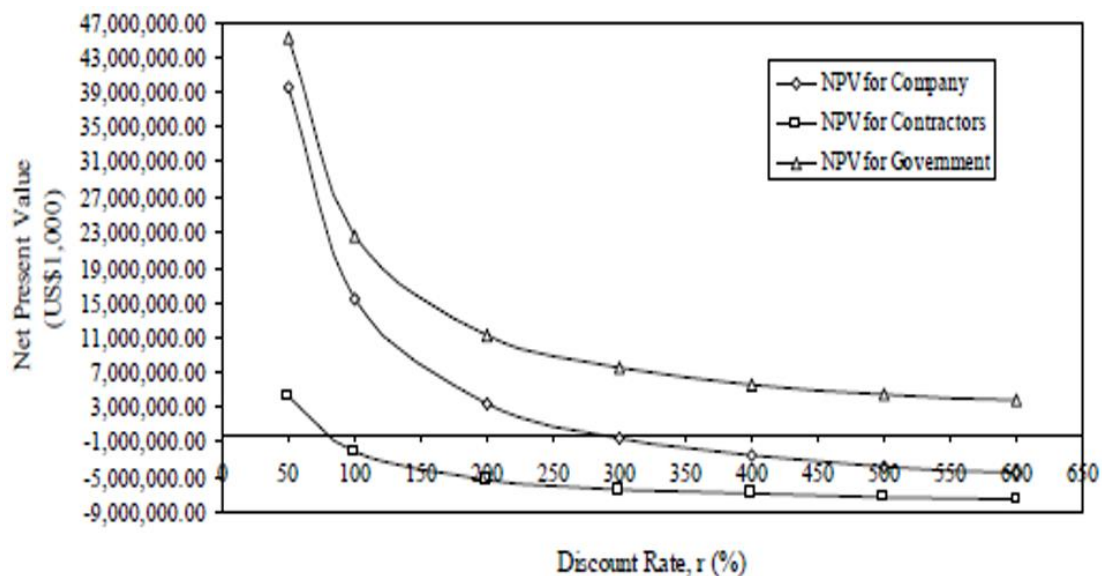


Σχήμα 6.5: NPV ως προς τη τιμή του LNG (στα 4.5 δολάρια / MscF η τιμή της πρώτης ύλης του φυσικού αερίου) για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής [28]

Επίσης, για τον προσδιορισμό των τιμών IRR του έργου BRASS LNG του καταμερισμού του κόστους παραγωγής (PCSs), για τη τιμή του LNG της τάξης των 5.4 δολαρίων/MMBtu, έλαβε χώρα ανάλυση του κέρδους NPV σε διαφορετικούς ρυθμούς έκπτωσης από 50% έως 600%, όπως απεικονίζεται στον Πίνακα 6.5 και στο Σχήμα 6.6.

| Discount Rate (%)                | 50            | 100           | 200           | 300           | 400           | 500           | 600           |
|----------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Annual Gross Revenue (US\$1,000) | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 | 46,418,514.24 |
| NPV for Company (US\$1,000)      | 39,512,489.14 | 15,513,443.19 | 3,506,733.04  | -495,511.30   | -2,496,633.50 | -3,697,306.79 | -4,497,755.65 |
| NPV for Contractors (US\$1,000)  | 4,352,866.66  | -2,071,639.62 | -5,285,816.75 | -6,357,211.16 | -6,892,908.37 | -7,214,326.70 | -7,428,605.58 |
| NPV for Government (US\$1,000)   | 45,290,277.84 | 22,651,929.39 | 11,325,975.49 | 7,550,650.32  | 5,662,987.74  | 4,530,390.21  | 3,775,325.15  |

Πίνακας 6.5: Μεταβολή της NPV με ρυθμό έκπτωσης για το έργο BRASS LNG για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής (PCSs) για τιμή του Φυσικού αερίου στα 4.5 δολάρια/MscF και για τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια/MMBtu [28]



Σχήμα 6.6: NPV ως προς τον ρυθμό έκπτωσης του έργου του σταθμού BRASS LNG, για την εταιρεία, τους συμβαλλόμενους (contractors) και τη κυβέρνηση, για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής, για τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια/MMBtu [28]

Οι επαναλαμβανόμενες τιμές του IRR της εταιρείας και των contractors είναι 285.51% και 75.62%, ενώ το έργο είναι ουσιαστικό για τη κυβέρνηση σε αναντιστοιχία με το ρυθμό έκπτωσης. [28]

Στον παρακάτω Πίνακα (6.6) γίνεται σύγκριση των δεικτών κέρδους (economic profitability) του έργου BRASS LNG, ανάμεσα στις κοινοπραξίες (joint ventures) και τον καταμερισμό της παραγωγής των προϊόντων (PCSs), όπου οι ελάχιστες τιμές απόδοσης του κόστους του έργου BRASS LNG για τις μεν κοινοπραξίες (joint ventures) είναι 2.54 δολάρια/MMBtu και για τα δε PCSs είναι 2.76 δολάρια/ MMBtu. Επίσης για τη τιμή του LNG στα 5.4 δολάρια/ MMBtu οι τιμές του IRR για την κυβέρνηση, τους συμβαλλόμενους και τη κυβέρνηση για τις κοινοπραξίες είναι 191.68%, 191.68% και 498.68%, ενώ οι αντίστοιχες τιμές των IRR για τον καταμερισμό παραγωγής των προϊόντων (PCSs) λαμβάνοντας υπόψη ότι η κυβέρνηση δεν έχει όριο, είναι 282.51% και 75.62%. Το γενικό συμπέρασμα για το έργο BRASS LNG είναι ότι το PCSs ανήκει σε ευνοϊκότερες φορολογικά πεδία ως προς τις κοινοπραξίες JVs.

| Brass LNG Project   |  |  |   |  |  |  |   |
|---|--|--|---|--|--|--|---|
| Joint Ventures  |  |  |   | Production Sharing Contracts   |  |  |   |
| At Minimum Cost-Effective LNG Price of US\$2.54/MMBtu                 |  | At LNG Price of US\$5.40/MMBtu   |   | At Minimum Cost-Effective LNG Price of US\$2.76/MMBtu                |  | At LNG Price of US\$5.40/MMBtu   |   |
| Internal Return Rate (IRR)  |  | Internal Return Rate (IRR)   |   | Internal Return Rate (IRR)   |  | Internal Return Rate (IRR)   |   |
| Internal Return Rate  | Company: 15.32%<br>Contractors: 15.32%<br>Government: 96.73% | Internal Return Rate   | Company: 191.68%<br>Contractors: 191.68%<br>Government: 498.68% | Internal Return Rate   | Company: 44.52%<br>Contractors: 15.18%<br>Government: No Limit | Internal Return Rate   | Company: 282.51%<br>Contractors: 75.62%<br>Government: No Limit |
| Profitability Index = 1.018   |  | Profitability Index = 11.999   |   | Profitability Index = 2.789  |  | Profitability Index = 17.683   |   |
| Annualized ROI = 0.1626 or 16.26%,<br>20-Year ROI = 3.2529 or 325.29% |  | Annualized ROI = 1.917 or 191.70%,<br>20-Year ROI = 38.34 or 3,834.00% |   | Annualized ROI = 0.4456 or 44.56%,<br>20-Year ROI = 8.912 or 891.20% |  | Annualized ROI = 2.8251 or 282.51%,<br>20-Year ROI = 56.502 or 5,650.20% |   |
| R-factor = 1.087  |  | R-factor = 2.286   |   | R-factor = 1.213   |  | R-factor = 2.352   |   |

Πίνακας 6.6: Σύγκριση των οικονομικών δεικτών του έργου BRASS LNG τόσο για τις κοινοπραξίες (JVs) όσο και για τον καταμερισμό του κόστους παραγωγής (PCSs) [28]

# Κεφάλαιο 7<sup>ο</sup>

## Συμπεράσματα

Στην πτυχιακή εργασία γίνεται ανάλυση του ορισμού του φυσικού αερίου (LNG), των βασικών χαρακτηριστικών του, των ιδιοτήτων του ως φυσικός πόρος καθώς και οι ιδιότητες καύσης του. Επίσης, έγινε παρουσίαση του τρόπου επεξεργασίας του φυσικού αερίου (LNG), με εκτενής αναφορά στα στάδια επεξεργασίας κατά την παραγωγή.

Επιπλέον, η μεταφορά του φυσικού αερίου (LNG), γίνεται κυρίως με δύο τρόπους, είτε μέσω του δικτύου αγωγών είτε με ειδικά πλοία μεταφοράς. Ταυτόχρονα, και οι δύο τρόποι εμφανίζουν πλεονεκτήματα αλλά και μειονεκτήματα. Παρατηρείται, ότι επηρεάζεται και από άλλους παράγοντες (οικονομικούς, ενεργειακούς, γεωπολιτικούς). Σημαντικό ρόλο, αποτελεί το γεγονός ότι το φυσικό αέριο (LNG), ανήκει στην κατηγορία των ελαφρών υδροποιημένων αερίων που αποτελείται από τα υγρά του φυσικού αερίου (NGL, από λίγο προπάνιο και αιθάνιο) καθώς και από τα υδροποιημένα αέρια του πετρελαίου (LPG, κυρίως προπάνιο και βουτάνιο). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, ο κύκλος ζωής του φυσικού αερίου (LNG) να αποτελείται από πέντε στάδια.

Ακόμα, είναι σημαντικό πέρα από την επιλογή μιας βασικής μεθόδου υδροποίησης του φυσικού αερίου (LNG) να προσεχθεί και ο τρόπος επίτευξης της καλύτερης δυνατής ενεργειακής απόδοσης όπως και ο αξιόπιστος εξοπλισμός που συντελούν στην αποτελεσματικότητα, στη λειτουργικότητα, στην εγκυρότητα αλλά και στο κόστος της μονάδας. Παράλληλα, παρουσιάστηκε η θερμοδυναμική ανάλυση του κύκλου υδροποίησης του φυσικού αερίου (LNG) χρησιμοποιώντας τη κλασσική μέθοδο C3-MR (Ψυκτικού κύκλου ανάμιξης), όπως και κάποιων άλλων μεθόδων προτεινόμενων από εταιρίες που εξάγουν έγκυρα και αξιόπιστα αποτελέσματα.

Επιπροσθέτως, καταβλήθηκε μεγάλη προσπάθεια για την απλούστερη παρουσίαση των μεθόδων αυτών μιας και είναι οι πιο διαδεδομένες παγκοσμίως μέχρι και σήμερα. Παρόλα αυτά, πιστεύεται ότι με τις σύγχρονες τεχνολογικές εξελίξεις θα βελτιωθούν ακόμη περισσότερο καθώς η ζήτηση για φυσικό αέριο αυξάνεται συνεχώς μιας και αποτελεί ένα από τους βασικότερους φυσικούς πόρους διεθνώς.



Τέλος, πραγματοποιήθηκε οικονομοτεχνική μελέτη μιας τυπικής εγκατάστασης, με κριτήριο τους δύο σημαντικότερους οικονομικούς δείκτες που είναι ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (IRR) και η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), ανάμεσα στις κοινοπραξίες (Joint Ventures) και στον καταμερισμό του κόστους παραγωγής (PCSs). Επομένως, το φυσικό αέριο (LNG) είναι μια επένδυση η οποία προσφέρεται για το μέλλον σε οποιοσδήποτε ιδιώτη θέλει να ασχοληθεί με εναλλακτικούς τρόπους ενέργειας, προσφέροντας παράλληλα λύση στο ενεργειακό πρόβλημα της Ελλάδας.

## Βιβλιογραφία

[1] Καρώνης Δ., Λόης Ε., Ζαννίκος Φ., ‘‘ Σημειώσεις μαθήματος Τεχνολογίας Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου μέρους Α, Σχολή Χημικών Μηχανικών Ε.Μ.Π, [http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/news\\_files/webdoc\\_23\\_2\\_6\\_2014.pdf](http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/news_files/webdoc_23_2_6_2014.pdf).

[2] American Gas Association ‘‘ PURGING PRICIPLES AND PRACTICE ’’, 3<sup>rd</sup> Edition, Catalog No. XK0101, Copyright © 2001, Registered by the American Gas Association, Printed in the United States of America. <ftp://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/001/aga.purging.2001.pdf>.

[3] Σοφός Ο.Α ., ‘‘ Εισαγωγή του Φυσικού Αερίου στην Ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης ’’, ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ, ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΟΡΥΚΤΩΝ ΠΟΡΩΝ, ΦΕΒΡΟΥΑΡΙΟΣ 2013.

[http://www.hydrocarbons.tuc.gr/Store\\_files/theses/%CE%94%CE%B9%CF%80%CE%BB%CF%89%CE%BC%CE%B1%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AE%20%CE%95%CF%81%CE%B3%CE%B1%CF%83%CE%AF%CE%B1%20%CE%9F%CF%81%CE%AD%CF%83%CF%84%CE%B7%CF%82\\_%CE%91\\_%CE%A3%CE%BF%CF%86%CF%8C%CF%82.pdf](http://www.hydrocarbons.tuc.gr/Store_files/theses/%CE%94%CE%B9%CF%80%CE%BB%CF%89%CE%BC%CE%B1%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AE%20%CE%95%CF%81%CE%B3%CE%B1%CF%83%CE%AF%CE%B1%20%CE%9F%CF%81%CE%AD%CF%83%CF%84%CE%B7%CF%82_%CE%91_%CE%A3%CE%BF%CF%86%CF%8C%CF%82.pdf).

[4] <http://www.desfa.gr/default.asp?pid=216&la=1>.

[5] [http://www.desfa.gr/files/DESFA\\_GREECE.jpg](http://www.desfa.gr/files/DESFA_GREECE.jpg).

[6] Γρομπανόπουλος Σ., ‘‘Το LNG ως Ευρωπαϊκή Στρατηγική Επένδυση’’ Διπλωματική Εργασία , Πανεπιστήμιο Μακεδονίας, Τμήμα Διεθνών και Ευρωπαϊκών Σπουδών, Π.Μ.Σ Στις Ευρωπαϊκές Πολιτικές Νεολαίας, Θεσσαλονίκη 2013. <https://dspace.lib.uom.gr/bitstream/2159/15651/6/GrompanopoulosStratisMsc2013.pdf>.

[7] Καρώνης Δ., Λόης Ε., Ζαννίκος Φ., ‘‘ Σημειώσεις μαθήματος Τεχνολογίας Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου μέρους Β, Σχολή Χημικών Μηχανικών Ε.Μ.Π, [http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/news\\_files/webdoc\\_24\\_2\\_6\\_2014.pdf](http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/news_files/webdoc_24_2_6_2014.pdf).

[8][http://www.epd.gov.hk/eia/register/report/eiareport/eia\\_1252006/html/eiareport/Part1/Sec1\\_3\\_v2\\_files/image006.jpg](http://www.epd.gov.hk/eia/register/report/eiareport/eia_1252006/html/eiareport/Part1/Sec1_3_v2_files/image006.jpg).

[9] [http://www.epd.gov.hk/eia/register/report/eiareport/eia\\_1252006/html/eiareport/Part1/Sec1\\_3\\_v2\\_files/image006.jpg](http://www.epd.gov.hk/eia/register/report/eiareport/eia_1252006/html/eiareport/Part1/Sec1_3_v2_files/image006.jpg).

[10] <http://www.tokyo-gas.co.jp/Ingtech/orv/index.html>.

[11] <http://www.naturalgas.org/Ing/Ing.asp>.

[12] Adaeze E.V., “ A COMPARATIVE STUDY OF PHILLIPS OPTIMIZED CASCADE AND APCI PROPANE PRE-COOLED MIXED REFRIGERANT LNG LIQUEFACTION PROCESS ” ., MATRIC NUMBER: 080409015, PETROLEUM AND GAS ENGINEERING, UNIVERSITY OF LAGOS, AKOKA. <http://hydrocarbons21.com/assets/paper/file/Ing-liquefaction-apci-propane-pre-cooled-mixed-refrigerant-comparison-phillips-cascade.pdf>.

[13] ΧΑΤΖΑΤΟΓΛΟΥ Α., ‘‘LNG CARRIERS- ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΔΙΑΧΕΙΡΗΣΗ ΤΟΥΣ ΚΑΙ ΔΙΑΦΟΡΕΣ ΣΕ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ ΔΕΞΑΜΕΝΟΠΛΟΙΑ’’ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ, ΤΜΗΜΑ ΝΑΥΤΙΛΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ, ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΟ ΣΤΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑ. ΣΕΠΤΕΜΒΡΙΟΣ 2008.

<http://digilib.lib.unipi.gr/dspace/bitstream/unipi/3119/1/Chatzatoglou%20-%20Merikas.pdf>.

[14] Wordu A.A, “Functional Thermodynamics Model Equations for Simulation of Compression-Liquefaction Process of Natural Gas Plant,” *Transnational Journal of Science and Technology*, vol. 3, no. 3, 2013.

[15] Morosuk T.G, “Advanced Exergetic Analysis of a Refrigeration System for Liquefaction of Natural Gas,” *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, pp. 1-17, 2010.

[16] Bosma.P and Nagelwort R.K, “Liquefaction Technology: Developments through History,” *Proceedings of the first Annual Gas Processing Symposium*, Doha, Qatar, pp. 1-13, 2009.

[17] Brandt D.E and Wesorick R.R , “GE Gas Turbine Design Philosophy,” *GE Industrial and Power Systems Schenectady*, NY, GER-3434D, 1994.

[18] Pereira C., Handaya S., Sutrasno ., ‘‘ Thermodynamic Analysis for Liquefaction of Natural Gas Using the C3-MR Refrigeration Process ‘‘ ., *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, Vol. 5, No. 1, , pp:1-6, February 2014.

- [19] *Conceptualization and Cost Estimation for LNG Plant in Timor-Leste*, GS Engineering & Construction, KBC Advance Technology Pte Ltd, February 2010.
- [20] Jenny .Z, Tariq.S, Tony.T, and Foster.W, *Handling LNG feed Gas Variation*, 2012.
- [21] <http://web.iitd.ac.in/~pmvs/courses/mel140/EOS-vapor.pdf>.
- [22] Agrawal M.J. A.R, *Dual Mixed Refrigerant Cycle for Gas Liquefaction*, Patent, filed December 9, 1998 with application No.09/208, vol. 562, 1998.
- [23] “*HLNG FPSO – NTNU.ppt*”, Project presentation of Høegh LNG FPSO.
- [24] Barclay M. & Denton N. “*Selecting offshore LNG processes*”, Article presented in LNG Journal, October 2005.
- [25] Remelje C.W., Hoadley A.F.A., “*An exergy analysis of small-scale liquefied natural gas (LNG) liquefaction process*”, Energy Journal, Volume 31, Issue 12, September 2006 Pages 2005- 2019.
- [26] Eckhardt O ., “ *Evaluation of Natural Gas Liquefaction Processes for Floating Applications Offshore* ” Master Thesis, Faculty of Engineering Science and Technology Department of Energy and Process Technology, Autumn 2009.
- [27] <http://www.aspentech.com/hysys/>.
- [28] Alawode A.J., Omisakin O.A., “ *Economic Profitabilty Studies of Liquefied Natural Gas Project under Joint Ventures and Production Sharing Contracts* ” ., The Pacific Journal of Science and Technology, Volume 11, Number1. May 2010 (Spring), <http://www.akamaiuniversity.us/PJST.htm>.
- [29] Shukri, T., “ *LNG Technology Selection* ”. *Hydrocarbon Engineering*, 2004.