



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΗΣ ΕΡΕΥΝΑΣ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«Βελτιστοποίηση προγραμματισμού άντλησης φυσικού αερίου σε δίκτυο 10 πηγαδιών παραγωγής με χρήση μη γραμμικού αλγόριθμου στην περιοχή της Νοτιοανατολικής Μεσογείου και εξέταση εναλλακτικών μεθόδων άντλησης»

ΠΑΡΑΣΚΕΥΟΠΟΥΛΟΣ Γ. ΟΡΦΕΑΣ

ΧΡΙΣΤΟΦΗΣ Α. ΙΩΑΝΝΗΣ

Επιβλέπων: Αθανάσιος Τόλης

Αναπληρωτής Καθηγητής

ΑΘΗΝΑ, 2020

Ευχαριστήριο Σημείωμα

Θα θέλαμε να εκφράσουμε τις θερμές μας ευχαριστίες στον κ. Τόλη για τη στήριξη και την καθοδήγηση που μας παρείχε κατά την εκπόνηση της εργασίας καθώς και την άμεση ανταπόκριση για την επίλυση αποριών. Εκτιμούμε επίσης ιδιαίτερα τη διαλλακτικότητα του κ. Τόλη ως προς τις προτάσεις μας για την ορθότερη προσέγγιση του θέματος της διπλωματικής.

ΕΠΟΨΗ

Η υφαλοκρηπίδα της Νοτιοανατολικής Μεσογείου έχει κινήσει το ενδιαφέρον στη βιομηχανία των υδρογονανθράκων, καθώς έχουν ανακαλυφθεί σημαντικές ποσότητες φυσικού αερίου. Στόχος της παρούσας μελέτης είναι η διερεύνηση βιώσιμης επένδυσης μέσω βελτιστοποίησης στην εξόρυξη και πώληση φυσικού αερίου με δίκτυο 10 πηγαδιών παραγωγής στο εύφορο κοιτάσμα της Αφροδίτης που βρίσκεται στο Μπλοκ 12 στην ΑΟΖ της Κύπρου. Για την επίτευξη ικανοποιητικών αποτελεσμάτων, ο βέλτιστος συσχετισμός ρυθμών άντλησης και πιέσεων, βάσει της δυναμικής του αποθεματικού του κοιτάσματος, αποτελεί προϋπόθεση για την ορθή λήψη των αποφάσεων στον προγραμματισμό του έργου και στην επίτευξη καλύτερων οικονομικών αποτελεσμάτων.

Η μελέτη στηρίχθηκε σε ήδη υπάρχον μοντέλο βελτιστοποίησης το οποίο προσαρμόστηκε κατάλληλα στα δεδομένα του προβλήματός μας. Η άντληση έγκυρων δεδομένων για την περιοχή της Νοτιοανατολικής Μεσογείου ήταν μείζονος σημασίας ώστε να προκύψουν ρεαλιστικά αποτελέσματα ως προς την οικονομική βιωσιμότητα του έργου.

Χρησιμοποιείται μοντέλο βελτιστοποίησης για την περιγραφή του φαινομένου, το οποίο επιλύεται μέσω του περιβάλλοντος της Matlab και για την ακρίβεια με τη χρήση της συνάρτησης `fmincon`, η οποία συνιστά αλγόριθμο μη γραμμικού προγραμματισμού. Δημιουργήθηκαν 2 διαφορετικά σενάρια υποθετικού δικτύου 10 πηγαδιών παραγωγής. Το πρώτο σενάριο στηρίζεται στην παραγωγή μέσω φυσικής ροής του κοιτάσματος, ενώ στο δεύτερο σενάριο ενισχύεται η παραγωγή μειώνοντας την πτώση των ρυθμών άντλησης του κοιτάσματος, μέσω έγχυσης υγρού. Και στα 2 σενάρια έχουν ενταχθεί μια σειρά από περιορισμοί που έχουν να κάνουν με τους ρυθμούς άντλησης και τις πιέσεις που επικρατούν στα πηγάδια με στόχο την ακριβή προσέγγιση του ημερήσιου προγραμματισμού παραγωγής τους.

Στην παρούσα μελέτη εξάγονται συμπεράσματα ως προς το βέλτιστο μείγμα παραγωγής, τη σημασία της τιμής πώλησης στην αγορά, την αξία του διαχωρισμού σε τμήματα του χρονικού ορίζοντα παραγωγής, αλλά και τις διαφορές μεταξύ των 2 σεναρίων παραγωγής. Τα συμπεράσματα που προκύπτουν καταδεικνύουν την αναγκαία χρήση μοντέλου βελτιστοποίησης στον προγραμματισμό παραγωγής φυσικού αερίου και καθιστούν σαφή τον τρόπο με τον οποίο το παρόν μοντέλο μπορεί να αξιοποιηθεί προς μεγιστοποίηση του κέρδους από μια εταιρία παραγωγής και πώλησης φυσικού αερίου. Δείχνουν επίσης τη βελτίωση που μπορεί να επιτευχθεί στη συνολική παραγωγή, μέσω της ενίσχυσης με έγχυση υγρού.

Πίνακας περιεχομένων

1	Βιβλιογραφική Ανασκόπηση	21
1.1	Το φυσικό αέριο	21
1.1.1	Μη συμβατικές πηγές φυσικού αερίου	22
1.1.2	Φυσικό αέριο offshore (υπεράκτιο)	23
1.1.3	Παραγωγή	26
1.1.4	Ενισχυμένη παραγωγή (Water Injection)	27
1.1.5	Στάδια εξαγωγής και μεταφοράς-Εφοδιαστική Αλυσίδα	30
1.1.5.1	Εξερεύνηση, Εξόρυξη & Παραγωγή.....	30
1.1.5.2	Σύστημα μεταφοράς-Αγωγοί φυσικού αερίου.....	37
1.1.5.3	Αγωγοί φυσικού αερίου.....	37
1.1.6	Πίεση κεφαλής και πίεση κάτω μέρους πηγαδιών (WH & BH pressure).....	41
1.1.7	Ζήτηση	42
1.1.7.1	Οικιακή και εμπορική ζήτηση	45
1.1.7.2	Βιομηχανική ζήτηση.....	47
1.1.7.3	Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας	48
1.1.7.4	Ζήτηση στον τομέα μεταφορών	50
1.1.8	Τιμή φυσικού αερίου.....	52
1.1.9	Κόστος πηγαδιού, εξοπλισμού γεώτρησης.....	58
1.1.10	Κόστος εγκατάλειψης πηγαδιού και παροπλισμού εγκατάστασης φυσικού αερίου	59
1.1.11	CAPEX, OPEX.....	64
1.1.12	Προγραμματισμός και αποκλίσεις στην εκτίμηση κόστους των μεγάλων υπεράκτιων έργων φυσικού αερίου	72
1.2	Παραγωγή φυσικού αερίου στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο.....	81
1.2.1	Ιστορική Αναδρομή.....	81

1.2.2	Γεωπολιτικές σχέσεις Νοτιοανατολικής Μεσόγειου	83
1.2.2.1	EASTMED PIPELINE	86
1.2.3	Πεδίο εφαρμογής (Aphrodite field).....	88
1.2.4	Ανάπτυξη πεδίου εφαρμογής	89
1.2.4.1	1 ^ο Σενάριο.....	89
1.2.4.2	2 ^ο Σενάριο	90
1.2.4.3	Δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου.....	91
1.3	Βελτιστοποίηση	95
1.3.1	Εισαγωγή στη Βελτιστοποίηση-Βασικές έννοιες	95
1.3.1.1	Κατασκευή Μοντέλου.....	95
1.3.1.2	Προσδιορισμός του τύπου προβλήματος.....	96
1.3.1.3	Επιλογή λογισμικού	96
1.3.2	Τοπική και ολική βελτιστοποίηση.....	98
1.3.2.1	Ολικό Ελάχιστο.....	98
1.3.2.2	Τοπικό Ελάχιστο.....	98
1.3.3	Μη γραμμικός προγραμματισμός	99
1.3.3.1	NLP χωρίς περιορισμούς-Αλγόριθμοι επίλυσης	99
1.3.3.2	NLP με περιορισμούς-Αλγόριθμοι επίλυσης	100
1.3.4	Optimization toolbox Matlab	100
1.3.5	Η συνάρτηση fmincon της Matlab.....	101
1.3.6	Βελτιστοποίηση στον τομέα του φυσικού αερίου	103
1.3.6.1	Βελτιστοποίηση στον προγραμματισμό παραγωγής.....	104
1.3.6.2	Βελτιστοποίηση δικτύου αγωγών φυσικού αερίου.....	104
1.3.6.3	Βελτιστοποίηση κόστους αγοράς αερίου.....	105
1.3.6.4	Βελτιστοποίηση καταναλώσεων καυσίμου	105
1.3.6.5	Βελτιστοποίηση της αγοράς φυσικού αερίου.....	105

1.3.6.6	Βελτιστοποίηση στο ενεργειακό σύστημα συνδυάζοντας το σύστημα φυσικού αερίου και το σύστημα ηλεκτρισμού.....	106
1.3.6.7	Βελτιστοποίηση παραγωγής με water injection.....	106
1.4	Το πρόβλημα.....	106
2	Μαθηματικό μοντέλο.....	108
2.1	Πίνακας Συμβόλων.....	108
2.2	Εισαγωγή.....	109
2.3	Αντικειμενική συνάρτηση.....	110
2.3.1	Αντικειμενική συνάρτηση και περιορισμοί.....	110
2.3.2	Επεξήγηση περιορισμών.....	111
2.4	Μειονεκτήματα μοντέλου.....	111
3	Υπολογιστικό Μοντέλο.....	114
3.1	Εισαγωγή.....	114
3.2	Διάγραμμα ροής υπολογιστικού μοντέλου στη Matlab.....	115
3.2.1.1	Πλήθος μεταβλητών απόφασης.....	117
3.2.2	Θέσπιση άνω και κάτω ορίων μεταβλητών απόφασης.....	118
3.2.3	Επιλογή αρχικού σημείου συνάρτησης.....	118
3.2.4	Επιλογές βελτιστοποίησης.....	119
3.2.5	Εκλογή κι αρχικοποίηση ολικών μεταβλητών.....	119
3.2.6	Κόστη εγκατάστασης αγωγού φυσικού αερίου και δικτύου πηγαδιών.....	120
3.2.6.1	Κόστος εγκατάστασης αγωγού φυσικού αερίου (και για τα 2 σενάρια παραγωγής).....	120
3.2.6.2	Εγκατάσταση πηγαδιών παραγωγής (1 ^ο σενάριο).....	124
3.2.6.3	Εγκατάσταση πηγαδιών παραγωγής (2 ^ο Σενάριο).....	126
3.2.7	Κόστη εφαρμογής στο πεδίο (CAPEX, OPEX, DECOMMISSIONING).....	127
3.2.7.1	CAPEX.....	127

3.2.7.2	OPEX	128
3.2.8	Υπολογισμός συνολικών εξόδων δικτύου	129
3.2.8.1	1 ^ο Σενάριο.....	129
3.2.8.2	2 ^ο Σενάριο.....	130
3.2.9	Διαχωρισμός σε χρονικές περιόδους λειτουργίας δικτύου.....	130
3.2.9.1	1 ^ο Σενάριο.....	131
3.2.9.2	2 ^ο Σενάριο.....	132
3.2.10	Κλήση αντικειμενικής συνάρτησης και μη γραμμικών περιορισμών.....	133
3.2.11	Νέες τιμές στις ολικές μεταβλητές	133
3.2.12	Προσθήκη ημερήσιων εσόδων.....	133
3.2.13	Εμφάνιση αποτελεσμάτων	134
3.2.14	Ο αλγόριθμος.....	134
3.3	Δεδομένα υπολογιστικού μοντέλου.....	135
3.3.1	1 ^ο Σενάριο	135
3.3.2	2 ^ο Σενάριο	136
4	Αποτελέσματα	138
4.1	1 ^ο Σενάριο	139
4.1.1	Αποτελέσματα των ρυθμών άντλησης για 10 πηγάδια παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας.....	139
4.1.2	Αποτελέσματα των πιέσεων κεφαλής 10 πηγαδιών παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας.....	142
4.1.3	Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης.....	144
4.1.3.1	Συνολικά έξοδα επένδυσης.....	144
4.1.3.2	Πορεία επένδυσης.....	145
4.1.3.3	Ανάλυση ευαισθησίας.....	146
4.2	2 ^ο Σενάριο	149

4.2.1	Αποτελέσματα των ρυθμών άντλησης για 10 πηγάδια παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας (water injection)	149
4.2.2	Αποτελέσματα των πιέσεων κεφαλής 10 πηγαδιών παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας (water injection)	151
4.2.3	Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης.....	153
4.2.3.1	Συνολικά έξοδα επένδυσης.....	153
4.2.3.2	Πορεία επένδυσης	154
4.2.3.3	Ανάλυση ευαισθησίας.....	155
5	Συμπεράσματα	157
5.1	Συμπεράσματα ως προς το μαθηματικό μοντέλο.....	157
5.2	Συμπεράσματα ως προς τη μέθοδο βελτιστοποίησης.....	157
5.3	Συμπεράσματα ως προς τη φυσική σημασία των αποτελεσμάτων και σύγκριση των 2 σεναρίων	158
5.3.1	Σύγκριση των ρυθμών άντλησης	159
5.3.2	Οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης.....	161
6	Κατάλογος Βιβλιογραφικών Αναφορών	169

Σχήμα 1-1: Πηγές Φυσικού Αερίου.....	23
Σχήμα 1-2: Περιφερειακή κατανομή των συστημάτων μονάδων γεώτρησης (1995-2000).....	24
Σχήμα 1-3: η αναλογία των ρηχών (shallow) και των πιο βαθιών (deep) κοιτασμάτων ανά περιφερειακή ενότητα παγκοσμίως, μέχρι το 1999.....	25
Σχήμα 1-4: τεχνικά χαρακτηριστικά για τα 5 πηγάδια παραγωγής στο πεδίο Ταμάρ του Ισραήλ, μετά την εκκίνηση της παραγωγής.....	27
Σχήμα 1-5: Σχηματική απεικόνιση της ανάμιξης του πηγαδιού με τον υδροφορέα υψηλής πίεσης	28
Σχήμα 1-6: Διαγράμματα ρυθμού άντλησης/χρόνου(έτη) για τα σενάρια που εξετάστηκαν και για τις 2 μεθόδους ενίσχυσης της παραγωγής.....	29
Σχήμα 1-7: Σύγκριση semi-submersible και drillship σε βαθιά ύδατα.....	32
Σχήμα 1-8: Τεχνικές προδιαγραφές και γενικά χαρακτηριστικά submersible, jack-up, semi-submersible & drillship	34
Σχήμα 1-9: Η διαδρομή που ακολουθεί ο αγωγός Nord Stream.....	40
Σχήμα 1-10: Πιέσεις κεφαλής κι οπής σε πηγάδι στη Γερμανία.....	42
Σχήμα 1-11: Κατανάλωση φυσικού αερίου των EU27 (2005-2030)	43
Σχήμα 1-12: Παγκόσμια ζήτηση φυσικού αερίου ανά περιοχή.....	44
Σχήμα 1-13: Πρόβλεψη παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου	45
Σχήμα 1-14: Κατανάλωση φυσικού αερίου στον οικιακό τομέα	46
Σχήμα 1-15: Κατανάλωση ενέργειας στον εμπορικό τομέα	47
Σχήμα 1-16: Κατανάλωση φυσικού αερίου ανά κλάδο.....	48
Σχήμα 1-17: Πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά περιοχή.....	49
Σχήμα 1-18: Πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά είδος οχήματος	51
Σχήμα 1-19: Πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά μεταφορικό μέσο.....	52
Σχήμα 1-20: Παράγοντες επιρροής της τιμής του φυσικού αερίου στη Δυτική, Ανατολική & Κεντρική Ευρώπη και στο Ηνωμένο Βασίλειο.....	54

Σχήμα 1-21: Η κατάσταση από την ανάπτυξη των κόμβων φυσικού αερίου στην Ευρώπη	56
Σχήμα 1-22: Σύγκριση των χονδρικών τιμών πώλησης φυσικού αερίου σε παγκόσμιο επίπεδο .	57
Σχήμα 1-23: Διακύμανση της τιμής του φυσικού αερίου στους διάφορους εμπορικούς κόμβους	58
Σχήμα 1-24: Εναλλακτικές επιλογές στον παροπλισμό μιας εγκατάστασης φυσικού αερίου	61
Σχήμα 1-25: Κύκλος ζωής ενός έργου φυσικού αερίου	63
Σχήμα 1-26: Φάσμα λειτουργικού κόστους	67
Σχήμα 1-27: Κατηγορίες λειτουργικού κόστους και συχνότητας υπολογισμού του για υπεράκτια παραγωγή.....	69
Σχήμα 1-28: Ιεραρχική δομή τυπικών υπεράκτιων έργων φυσικού αερίου	74
Σχήμα 1-29: Γενικές φάσεις τυπικών υπεράκτιων έργων φυσικού αερίου.....	75
Σχήμα 1-30: Κύκλος ζωής ενός έργου υδρογονανθράκων: Προσδιορισμός υπερβάσεων κόστους	77
Σχήμα 1-31: Εννοιολογικό πλαίσιο για τις υπερβάσεις κόστους σε έργα υδρογονανθράκων.....	78
Σχήμα 1-32: Υπερβάσεις κόστους σε έργα υδρογονανθράκων	80
Σχήμα 1-33: Αποθέματα υδρογονανθράκων στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο	88
Σχήμα 1-34: Απόσταση του κοιτάσματος της Αφροδίτης από άλλα σημαντικά γειτονικά κοιτάσματα στην περιοχή της ΝΑ Μεσογείου.....	89
Σχήμα 1-35: Σεισμικός χάρτης της Ανατολικής Μεσογείου	92
Σχήμα 1-36: Χάρτης σεισμικών συχνοτήτων Κύπρου.....	92
Σχήμα 1-37: Διάταξη αγωγών φυσικού αερίου Τουρκίας	93
Σχήμα 1-38: Διάταξη αγωγών στην περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου	93
Σχήμα 1-39: Απεικόνιση στον χάρτη των τριών τμημάτων (segments) του αγωγού φυσικού αερίου που θα εγκαταστήσουμε	94
Σχήμα 3-1: Διάγραμμα ροής υπολογιστικού μοντέλου στη Matlab	117
Σχήμα 3-2: Διάγραμμα γρήγορης επιλογής διαμέτρου αγωγού βάσει ποσότητας φυσικού αερίου που μεταφέρει.....	121

Σχήμα 3-3: Υπολογισμοί βασισμένοι στην Ziff Energy Group για τη μεταφορά φυσικού αερίου με υποθαλάσσιους αγωγούς (Mackenzie, 2012).....	121
Σχήμα 3-4: Βασισμένος στις πληροφορίες και τις προβλέψεις που παρέχονται από το Oil and Gas Journal 2014 (Smith, 2014) και το εκτιμώμενο κόστος τόσο για χερσαίους όσο και για υποθαλάσσιους αγωγούς με βάση τα στοιχεία του 2013	122
Σχήμα 3-5: Υπολογισμοί με βάση τα δεδομένα που παρείχε η Gazprom (Frolov, 2012) όσον αφορά το μέσο κόστος κατασκευής τόσο υπεράκτιων όσο και χερσαίων αγωγών της εταιρίας	122
Σχήμα 3-6: Βασισμένο στις πληροφορίες που παρείχε η Turcas στην έκθεσή της το 2013 (Bryza M. J., 2012) σε σχέση με την εξαγωγή του φυσικού αερίου κατευθείαν από το δίκτυο πηγαδιών στην Τουρκία.....	122
Σχήμα 3-7: Βασισμένο σε έρευνα για την προμήθεια φυσικού αερίου στην Ευρώπη (MacDonald, 2010)	123
Σχήμα 3-8: Βασισμένο στην έκθεση του Πανεπιστημίου της Μασαχουσέτης (MIT) και του Ινστιτούτου Κύπρου (Paltsev, et al., 2013) για την εκμετάλλευση του φυσικού αερίου της Κύπρου	123
Σχήμα 3-9: Κόστη γεώτρησης συναρτήσει του κόστους ενοικίασης και του χρόνου γεώτρησης	125
Σχήμα 4-1: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1 ^ο Σενάριο) (1).....	139
Σχήμα 4-2: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1 ^ο Σενάριο) (2).....	140
Σχήμα 4-3: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1 ^ο Σενάριο) (3).....	140
Σχήμα 4-4: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1 ^ο Σενάριο) (4).....	141
Σχήμα 4-5: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (1 ^ο Σενάριο) (1)	142
Σχήμα 4-6: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (1 ^ο Σενάριο) (2)	143
Σχήμα 4-7: Πίεση κεφαλή ενός πηγαδιού / ημέρα λειτουργίας (1 ^ο Σενάριο).....	143
Σχήμα 4-8: Πορεία επένδυσης για 3 διαφορετικές τιμές πώλησης (1).....	145
Σχήμα 4-9: Συνεισφορά ρυθμών άντλησης ανά χρονική περίοδο της επένδυσης (1).....	146
Σχήμα 4-10: Ανάλυση ευαισθησίας για τις διάφορες τιμές πώλησης του φυσικού αερίου (1) ...	147
Σχήμα 4-11: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (2 ^ο Σενάριο) (1).....	149

Σχήμα 4-12: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (2 ^ο Σενάριο) (2).....	149
Σχήμα 4-13: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (2 ^ο Σενάριο) (3).....	150
Σχήμα 4-14: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2 ^ο Σενάριο) (1)	151
Σχήμα 4-15: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2 ^ο Σενάριο) (2)	151
Σχήμα 4-16: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2 ^ο Σενάριο) (3)	152
Σχήμα 4-17: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2 ^ο Σενάριο) (4)	152
Σχήμα 4-18: Πορεία επένδυσης για 3 διαφορετικές τιμές πώλησης (2).....	154
Σχήμα 4-19: Συνεισφορά ρυθμών άντλησης ανά χρονική περίοδο της επένδυσης (2).....	155
Σχήμα 4-20: Ανάλυση ευαισθησίας για τις διάφορες τιμές πώλησης του φυσικού αερίου (2) ...	155
Σχήμα 5-1: Προσδιορισμός συντελεστή ανάκτησης ανάλογα το βάθος του κοιτάσματος	159
Σχήμα 5-2: Ρυθμοί άντλησης για 1 πηγάδι φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας για τα 2 σενάρια παραγωγής.....	160
Σχήμα 5-3: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας για τα 2 σενάρια για όλο το χρονικό ορίζοντα της επένδυσης.....	160
Σχήμα 5-4: Σωρευμένη παραγωγή φυσικού αερίου και των 2 σεναρίων.....	161
Σχήμα 5-5: Υπολογισμός των συνολικών εσόδων προς τα συνολικά έξοδα της επένδυσης κατά τη διάρκεια των 25 χρόνων λειτουργίας της εγκατάστασης για τις διάφορες τιμές πώλησης (1 ^ο σενάριο)	162
Σχήμα 5-6: Υπολογισμός των συνολικών εσόδων προς τα συνολικά έξοδα της επένδυσης κατά τη διάρκεια των 25 χρόνων λειτουργίας της εγκατάστασης για τις διάφορες τιμές πώλησης (2 ^ο σενάριο)	163
Σχήμα 5-7: Δείκτης ROE σε περίοδο 25 ετών της επένδυσης (1 ^ο σενάριο).....	164
Σχήμα 5-8: Δείκτης ROE σε περίοδο 25 ετών της επένδυσης (2 ^ο σενάριο).....	164
Σχήμα 5-9: Ανάλυση και σύγκριση της ευαισθησίας των 2 σεναρίων βάσει της τιμής πώλησης του φυσικού αερίου.....	165
Σχήμα 5-10: Σύγκριση της πορείας επένδυσης σε βάθος 25ετίας για τα 2 σενάρια παραγωγής.....	166
Πίνακας 1-1: Βασικά ορίσματα συνάρτησης fmincon.....	101

Πίνακας 2-1: Πίνακας συμβόλων μαθηματικού μοντέλου	108
Πίνακας 3-1: Σύνοψη των 6 διαφορετικών σεναρίων εγκατάστασης φυσικού αγωγού στην Κύπρο	123
Πίνακας 3-2: Στάδια ολοκλήρωσης της εγκατάστασης ενός πηγαδιού παραγωγής	125
Πίνακας 3-3: Πτώση ρυθμών άντλησης ανά έτος λειτουργίας δικτύου.....	131
Πίνακας 3-4: Πτώση ρυθμών άντλησης ανά έτος λειτουργίας δικτύου.....	132
Πίνακας 3-5: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος 1 ^ο Σενάριο	135
Πίνακας 3-6: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος 2 ^ο Σενάριο	136
Πίνακας 4-1: Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης βάσει του ποσοστού της εταιρίας (1).....	148
Πίνακας 4-2: Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης βάσει του ποσοστού της εταιρίας (2).....	156

ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ

ΑΟΖ	Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
ΟΗΕ	Οργανισμός Ηνωμένων εθνών
ΟΟΣΑ	Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης
ΥΦΑ	Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο
b	Billion
bb	Billion Barrels
Bcf	Billion Cubic Feet
Bcm	Billion Cubic Meters
Btu	British Thermal Units
bwpd	Barrels of Water per Day
CAPEX	Capital Expenditures
CO2	Διοξείδιο του Άνθρακα
EIA	Energy Information Administration
EICL	Egypt, Israel, Cyprus & Lebanon
FPSO	Floating production storage and offloading
ft	Feet
IEA	International Energy Agency

IGB	Interconnector Greece Bulgaria
IRR	Internal Rate of Return
LNG	Liquified Natural Gas
LP	Linear Programming
M	Thousand
MM	Million
cf	Cubic Feet
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MINLP	Mixed Integer Non-Linear Programming
scf/d	Standard Cubic Feet per Day
MWh	Megawatt per Hour
NBP	National Balancing Point
NGL	Natural Gas Liquids
NLP	Nonlinear Programming
NPV	Net Present Value
OPEX	Operational Expenditures
OSPAR	Oslo/Paris Convention
P&A	Plug & Abandonment
ROE	Return on Equity
RSA	Revenue Sharing Agreement
SQP	Sequential Quadratic Programming
Tcf	Trillion Cubic Feet
TTF	Title Transfer Facility

UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea
---------------	---

1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

1.1 Το φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο είναι μια πηγή ορυκτής ενέργειας που σχηματίζεται βαθιά κάτω από την επιφάνεια της γης. Το φυσικό αέριο περιέχει πολλές διαφορετικές ενώσεις. Το μεγαλύτερο συστατικό του φυσικού αερίου είναι το μεθάνιο, μια ένωση με ένα άτομο άνθρακα και τέσσερα άτομα υδρογόνου (CH₄). Το φυσικό αέριο περιέχει επίσης μικρότερες ποσότητες υγρών φυσικού αερίου (NGL, τα οποία είναι επίσης υγρά αερίου υδρογονάνθρακα), και αέρια μη υδρογονάνθρακα, όπως διοξείδιο του άνθρακα και υδρατμούς. Χρησιμοποιούμε το φυσικό αέριο ως καύσιμο και για την κατασκευή υλικών και χημικών.

Εκατομμύρια έως εκατοντάδες εκατομμύρια χρόνια πριν και για μεγάλες χρονικές περιόδους, τα ερείπια φυτών και ζώων (όπως τα διάτομα) συσσωρεύτηκαν σε παχιά στρώματα στην επιφάνεια της γης και στους ωκεανούς, μερικές φορές αναμειγμένα με άμμο, λάσπη και ανθρακικό ασβέστιο. Με την πάροδο του χρόνου, αυτά τα στρώματα θάφτηκαν κάτω από άμμο, λάσπη και βράχια. Η πίεση και η θερμότητα άλλαξαν μέρος αυτού του πλούσιου σε άνθρακα και υδρογόνο υλικού, και μετέτρεψαν ένα μέρος του σε πετρέλαιο και ένα άλλο μέρος του σε φυσικό αέριο ([EIA, 2019a](#))

Το φυσικό αέριο μπορεί να μετρηθεί με διάφορους τρόπους. Ως αέριο, μπορεί να μετρηθεί με τον όγκο που καταλαμβάνει σε κανονικές θερμοκρασίες και πιέσεις, εκφραζόμενο συνήθως σε κυβικά πόδια. Οι εταιρείες παραγωγής και διανομής συνηθίζουν να μετρούν το φυσικό αέριο σε χιλιάδες κυβικά πόδια (Mscf), εκατομμύρια κυβικά πόδια (MMscf) ή τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια (Tcf). Ενώ η μέτρηση του βάσει όγκου είναι χρήσιμη, το φυσικό αέριο μπορεί επίσης να μετρηθεί με τη δυνητική ενεργειακή απόδοση. Όπως και άλλες μορφές ενέργειας, το φυσικό αέριο μετριέται και εκφράζεται συχνά σε βρετανικές θερμικές μονάδες (Btu). Ένα Btu είναι η ποσότητα φυσικού αερίου που παράγει αρκετή ενέργεια για να θερμάνει μία λίβρα νερού κατά ένα βαθμό, σε κανονική πίεση. Για να δοθεί μια ιδέα, ένα κυβικό πόδι (scf) φυσικού αερίου αντιστοιχεί σε περίπου 1,027 Btus. Όταν το φυσικό αέριο παραδίδεται σε μια κατοικία, μετριέται από το βοηθητικό πρόγραμμα φυσικού αερίου σε «therms» για σκοπούς χρέωσης. Ένα therm είναι ισοδύναμο με 100.000 Btu, ή λίγο περισσότερο από 97 κυβικά πόδια φυσικού αερίου ([Naturalgas.org, 2013](#)).

Το φυσικό αέριο βρίσκεται σε βαθιούς υπόγειους σχηματισμούς πετρωμάτων ή συνδέεται με άλλες δεξαμενές υδρογονανθράκων σε κοιτάσματα άνθρακα και ως συμπύκνωμα μεθανίου. Το

πετρέλαιο είναι ένας άλλο ορυκτό καύσιμο που βρίσκεται σε άμεση γειτνίαση με το φυσικό αέριο. Το μεγαλύτερο μέρος του φυσικού αερίου δημιουργήθηκε με την πάροδο του χρόνου με δύο μηχανισμούς και χωρίζεται σε βιογενές και θερμογόνο. Το βιογενές αέριο δημιουργείται από μεθανογενείς οργανισμούς σε έλη, βάλτους, χώρους υγειονομικής ταφής και ρηχά ιζήματα. Πιο βαθιά στη γη, σε μεγαλύτερη θερμοκρασία και πίεση, δημιουργείται θερμογενές αέριο από θαμμένο οργανικό υλικό ([EIA, 2019a](#)).

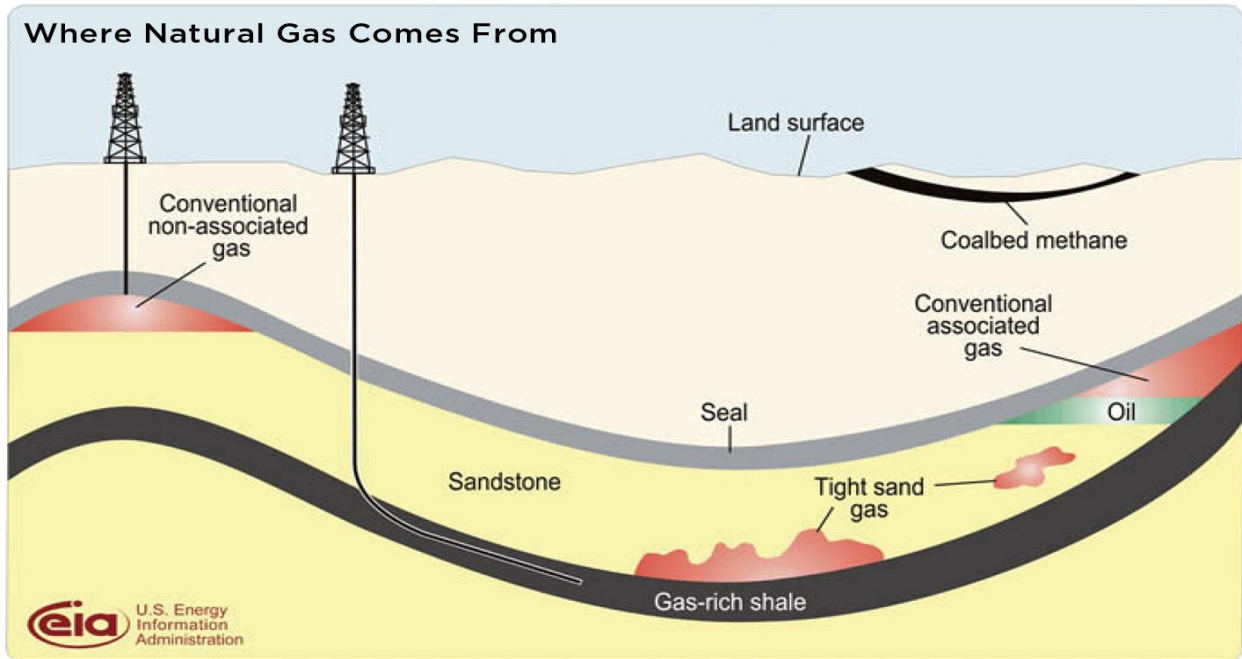
Το φυσικό αέριο αναφέρεται ως «συμβατικό» όταν μπορεί να εξαχθεί από τη Γη είτε μέσω φυσικής πίεσης ή με μηχανισμούς άντλησης. Αυτό αντιπύθεται στις μη συμβατικές πηγές αερίου όπως το φυσικό αέριο σχιστόλιθου, το συμπαγές αέριο και το μεθάνιο από κοιτάσματα άνθρακα, που απαιτούν νέες τεχνολογίες για να αξιοποιηθούν.

1.1.1 Μη συμβατικές πηγές φυσικού αερίου

Παρά τις δεκαετίες εξόρυξης και χρήσης, το εκτιμώμενο μέγεθος των αποθεμάτων φυσικού αερίου αυξήθηκε σταθερά από τη δεκαετία του '90, κυρίως λόγω της αυξημένης ικανότητας εξαγωγής αερίου από μη συμβατικά κοιτάσματα.

Το μη συμβατικό φυσικό αέριο, το οποίο περιλαμβάνει σχιστολιθικό φυσικό αέριο, συμπαγές αέριο, μεθάνιο από κοιτάσματα άνθρακα και υδρίτες μεθανίου (ένυδρο μεθάνιο), ήταν μέχρι πρόσφατα πιο δαπανηρό και δύσκολο να τεθεί προς εκμετάλλευση συγκριτικά με τα συμβατικά κοιτάσματα.

Τέτοιες πηγές θα μπορούσαν να βοηθήσουν στην εξάλειψη του αυξανόμενου χάσματος μεταξύ εγχώριας παραγωγής και κατανάλωσης σε πολλές χώρες, αλλά παρουσιάζουν μεγαλύτερες περιβαλλοντικές προκλήσεις στην αξιοποίησή τους.



Σχήμα 1-1: Πηγές Φυσικού Αερίου

Πηγή: ([Scientists, 2015](#))

1.1.2 Φυσικό αέριο offshore (υπεράκτιο)

Από το 1950 και μετά, με αυξανόμενο ρυθμό, η βιομηχανία υπεράκτιου φυσικού αερίου και πετρελαίου έχει εδραιώσει τη θέση της ως ο βασικός «παίκτης» στον τομέα της εκμετάλλευσης των θαλάσσιων ορυκτών. Η ακαδημαϊκή έρευνα έχει επικεντρωθεί σε δύο κομμάτια: από τη μία, στα θέματα πολιτικής και ασφάλειας που προκύπτουν, και από την άλλη, στην επίδραση των τιμών της ενέργειας στη δραστηριότητα της υπεράκτιας βιομηχανίας. Οι εργασίες για το πρώτο κομμάτι εστιάζουν στην ανάπτυξη φορολογικών καθεστώτων, στη χάραξη εθνικών στρατηγικών και στην επίλυση νομικών διαφορών, ενώ για το δεύτερο μελετάνε την κλίμακα των πόρων και τη σχέση μεταξύ των τιμών της ενέργειας και της ετοιμότητας της βιομηχανίας να συμμετάσχει σε έρευνα και εξόρυξη πόρων. Αυτό το οποίο δεν εξετάζεται ακόμα είναι το πόσο σημαντικό ρόλο παίζει η ανάπτυξη νέων τεχνολογιών στην περαιτέρω ανάπτυξη της βιομηχανίας υποθαλάσσιων κοιτασμάτων.

Η ιστορία και η γεωγραφία, των πρώτων υπεράκτιων πόρων πετρελαίου και φυσικού αερίου, είναι σαφώς καταγεγραμμένες. Οι πρώτες υπεράκτιες δραστηριότητες πραγματοποιήθηκαν στη Βενεζουέλα, στον Αραβικό Κόλπο και στη νότια Κασπία Θάλασσα. Ωστόσο, οι πρώτες μεγάλες εξορμήσεις στην ανοικτή θάλασσα αφορούν τον Κόλπο του Μεξικό. Την δραστηριότητα του

Κόλπου του Μεξικό ακολούθησε γρήγορα το ενδιαφέρον για το νότιο κομμάτι της Βόρειας Θάλασσας, όπου η παραγωγή άρχισε το 1967 και απέκτησε ισχυρή ώθηση από τις οικονομικές και πολιτικές προκλήσεις της πρώτης πετρελαϊκής κρίσης (1973-1974).

Στη σημερινή εποχή, από την κυριαρχία των κοιτασμάτων των ΗΠΑ και της Ευρώπης, η υπεράκτια βιομηχανία φυσικού αερίου και πετρελαίου έχει γίνει παγκόσμια. Το μέγεθος αυτής της ανάπτυξης γίνεται εύκολα αντιληπτό από τα στοιχεία που έχουμε για τη δραστηριότητα των γεωτρήσεων πηγαδιών φυσικού αερίου και πετρελαίου. Από τα μέσα της δεκαετίας του 1990 η βιομηχανία έχει εκμισθώσει πάνω από 300 συστήματα μονάδων γεώτρησης για την ανάπτυξη πηγαδιών εξερεύνησης και παραγωγής φυσικού αερίου και πετρελαίου σε όλο τον κόσμο. Χαρακτηριστικό είναι ότι σχεδόν τα μισά από αυτά έχουν αναπτυχθεί σε ύδατα γύρω από τη Μέση Ανατολή, την Αφρική, τη Λατινική Αμερική και την περιοχή Ασίας-Ειρηνικού.

Regional distribution of operational drilling rigs, 1995–2000^a

	1995 (%)	1996 (%)	1997 (%)	1998 (%)	1999 (%)	2000 (%)
North America	37	36	36	38	36	49
Europe	13	16	17	14	12	11
Middle East	7	9	7	8	9	6
Africa	8	9	9	8	9	4
Latin America	17	16	17	16	14	12
Asia Pacific	18	14	14	16	20	18
	100	100	100	100	100	100
Total rigs	327	350	395	412	347	292

Σχήμα 1-2: Περιφερειακή κατανομή των συστημάτων μονάδων γεώτρησης (1995-2000)

(Πηγή: [Pinder, 2001](#))

Εκτός από την παγκόσμια διάσταση που έχει πάρει η βιομηχανία, η πρόοδος που έχει γίνει στην κατανόηση της κατανομής και της κλίμακας των υπεράκτιων πόρων φυσικού αερίου και πετρελαίου στα πολύ βαθιά κοιτάσματα (deepwater) είναι σημαντική. Αν και η υπεράκτια εξερεύνηση ξεκίνησε για προφανείς οικονομικούς και επιχειρησιακούς λόγους στα πιο ρηχά ύδατα, στην ιστορία της βιομηχανίας ένα φαινόμενο που έπαιξε ρόλο στην μεγάλη προσπάθεια για τεχνολογική ανάπτυξη, ήταν η επέκταση της δραστηριότητας σε πιο βαθιές περιοχές. Τα δεδομένα που έχουμε από τη δραστηριότητα των γεωτρήσεων φανερώνουν αυτή την κατάσταση. Ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 1960 τα όρια βάθους για διερευνητικές γεωτρήσεις και παραγωγή έφταναν τα 100 και 300 μέτρα αντίστοιχα, από τις αρχές της δεκαετίας του 1990 διεξαγόntonταν έρευνες σε βάθη μεγαλύτερα από 2000 μέτρα και η παραγωγή έφτανε στα 1000

μέτρα. Έτσι ο όρος ultra-deerwater προστέθηκε στο «λεξικό» της βιομηχανίας. Τα βαθύτερα ύδατα απαιτούσαν καινοτόμες τεχνολογίες για την στήριξη της εξερεύνησης και της παραγωγής σε ακραίες συνθήκες διαφόρων τύπων. Το υψηλό κίνητρο που υπήρχε για επανεξέταση των καθιερωμένων περιοχών παραγωγής καταδεικνύει τους τεχνολογικούς περιορισμούς που επικρατούσαν στην αρχική περίοδο εξερεύνησης. ([Pinder, 2001](#))

Στον παρακάτω πίνακα παρατίθενται τα κοιτάσματα που είχαν ανακαλυφθεί μέχρι το 1999 σε ρηγά και πιο βαθιά ύδατα:

Relative importance of proven shallow- and deep-water oil and gas reserves, 1999^{a,b}

	Shallow water (mtoe) ^c	Deep water (mtoe) ^c	% deep water
West Africa	617.9	615.6	49.9
Southern and eastern Africa	176.5	0	0
North Africa	378.0	23.5	5.9
North America	343.1	513.7	59.9
Latin America	913.9	883.3	49.2
NWECS ^d	1668.8	545.8	24.6
Southern Europe	51.5	0	0
Eastern Europe	766.9	0	0
Middle East	4181.2	0	0
India	109.1	0	0
South-east Asia	989.6	184.3	15.7
East Asia	215.8	0	0
Australasia	816.6	41.1	4.8
Total	11,228.4	2807.4	20

Σχήμα 1-3: η αναλογία των ρηχών (shallow) και των πιο βαθιών (deep) κοιτασμάτων ανά περιφερειακή ενότητα παγκοσμίως, μέχρι το 1999

Πηγή: ([Pinder, 2001](#))

Είναι χαρακτηριστικό ότι στην περιοχή που μας ενδιαφέρει, στην ευρύτερη Νοτιοανατολική Μεσόγειο, μέχρι το 1980 δεν υπήρχε ιδιαίτερη ανάπτυξη στον τομέα της εξερεύνησης και εκμετάλλευσης υποθαλάσσιων κοιτασμάτων, και αν υπήρχε, αυτή ήταν μόνο σε ρηγά ύδατα. Σε επόμενη παράγραφο θα επικεντρωθούμε στην περιοχή αυτή, ξεκινώντας από το που ξεκίνησαν οι πρώτες εξερευνήσεις και το πως φτάσαμε η περιοχή αυτή να θεωρείται από τις πιο σημαντικές παγκοσμίως στον τομέα των υδρογονανθράκων. Γενικά, στην Ευρώπη η χώρα με την μεγαλύτερη παραγωγή υπεράκτιου φυσικού αερίου είναι η Νορβηγία κατέχοντας το 4,3% της παγκόσμιας παραγωγής, ενώ οι ΗΠΑ είναι η χώρα με την μεγαλύτερη παραγωγή στον κόσμο με ποσοστό 23,1% της παγκόσμιας παραγωγής, με τις Ρωσία, Ιράν και Κατάρ να ακολουθούν ([statista, 2020](#)).

1.1.3 Παραγωγή

Γενικά, υπάρχουν ελάχιστα διαθέσιμα στοιχεία στη βιβλιογραφία για την παραγωγή και τους ρυθμούς άντλησης των πηγαδιών υπεράκτιας ανάπτυξης κοιτασμάτων, καθώς οι εταιρίες δε δημοσιεύουν αυτά τα στοιχεία για λόγους εμπιστευτικότητας. Αυτό που γνωρίζουμε είναι πως όταν μιλάμε για υπεράκτια παραγωγή οι ρυθμοί άντλησης αυξάνονται σε σχέση με την παραγωγή στην ξηρά, ενώ όσο το βάθος των υδάτων αυξάνεται οι ρυθμοί άντλησης αυξάνονται γεωμετρικά. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα στην υπεράκτια παραγωγή φυσικού αερίου να έχουμε μικρότερο αριθμό πηγαδιών με πολύ μεγάλους ρυθμούς άντλησης. Χαρακτηριστικά, στο κοίτασμα Qatar North της RasGas Company Limited, η παραγωγή ξεκίνησε στα τέλη του 1980 και με την πάροδο του χρόνου και την ανάπτυξη της τεχνολογίας από τα μέσα της δεκαετίας του '90 τοποθετήθηκαν πηγάδια ικανά να αντλούν μέχρι και 200 MMscf/d (εκατομμύρια κυβικά πόδια την ημέρα). Τα πηγάδια αυτά, με βελτιστοποιημένη υψηλή πίεση και υψηλό ρυθμό άντλησης (HPHR: high pressure-high rate), έχουν διαστάσεις σωλήνωσης 7-5/8-in x 9-5/8-in και σχεδιάστηκαν για να μειώσουν τα λειτουργικά κόστη του έργου, αφού με την μεγάλη αύξηση των ρυθμών άντλησης σε κάθε πηγάδι η παραγωγή καλυπτόταν με μικρότερο αριθμό πηγαδιών ([Benesch, et al., 2007](#)). Επίσης, σε ένα άλλο υπεράκτιο πεδίο ανάπτυξης, στο κοίτασμα Cannonball του Τρινιντάντ, αρχικά ο στόχος ήταν σε ημερήσια βάση από 3 πηγάδια παραγωγής να αντλούνται 800 MMscf/d. Έπειτα από μελέτη που έγινε διαπιστώθηκε ότι καθένα από τα πηγάδια παραγωγής του πεδίου θα μπορούσαν να αντλούν το εκπληκτικό 300, 390, και 600 MMscf/d με διαστάσεις σωλήνωσης 7-in, 7^{5/8}-in, και 9^{5/8}-in αντίστοιχα. Το τελικό συμπέρασμα της μελέτης αυτής ήταν ότι κάθε πηγάδι θα μπορούσε να αντλεί με ρυθμούς της τάξης των 400 MMscf/d με ασφάλεια ([Healy et al., 2007](#)). Βλέπουμε λοιπόν την τεράστια διαφορά που υπάρχει με την παραγωγή στην ξηρά (onshore), όταν ο μέσος όρος που αντλεί ένα πηγάδι που βρίσκεται στην ξηρά στις ΗΠΑ είναι στα 132.5 Mscf/d (χιλιάδες κυβικά πόδια την ημέρα) ([EIA, 2017](#)).

Πηγαίνοντας τώρα στην περιοχή της Νοτιοανατολικής Μεσογείου και πιο συγκεκριμένα στο πεδίο Ταμάρ του Ισραήλ, που απέχει περίπου 10 χιλιόμετρα από το κοίτασμα της Αφροδίτης στην Κύπρο, έχουμε ένα πεδίο που βρίσκεται σε βάθος 1.678 μέτρων με απόθεμα 10 Tcf (τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια) και 5 πηγάδια παραγωγής που έχουν διαστάσεις σωληνώσεων 7-in, φτάνουν σε βάθος 4.562 μέτρων και έχουν ρυθμούς άντλησης που φτάνουν στα 250 MMscf/d.

Οι βασικές προδιαγραφές κατασκευής των 5 πηγαδιών παραγωγής ήταν:

- Χρόνος ζωής πηγαδιού : 25 χρόνια
- Στόχος παραγωγής : 250 MMscf/d

- Απαιτήση ελέγχου άμμου (απαραίτητη για πεδία με φαμμίτη)
- Ανεκτικά στη διάβρωση (με δεδομένες τυπικές υποθέσεις διάβρωσης)
- Συνεχής παρακολούθηση του πηγαδιού σε πραγματικό χρόνο

Κατατοπιστικό είναι το σχήμα που παρατίθεται και περιέχει αναλυτικά τους ρυθμούς άντλησης, την πίεση κεφαλής, την πίεση κάτω μέρους και άλλα τεχνικά χαρακτηριστικά για τα 5 πηγάδια παραγωγής στο Ταμάρ, αφότου ξεκίνησε η παραγωγή στο πεδίο και επιβεβαιώνει τις αρχικές εκτιμήσεις για το επίπεδο που θα φτάσει η παραγωγή σε κάθε πηγάδι.

Parameter	Units	T-2	T-3	T-4	T-5	T-6
Max Stable Gas Rate	MMscf/D	265.0	262.2	263.3	271.3	263.5
Condensate Yield	BC/MMscf	Comingled Average = 1.35				
Condensed Water Rate	BW/MMscf	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Flowing Wellhead Pressure	psig	6168	6371	6459	6349	6437
Flowing Down Hole Pressure	psia	7814	7924	7998	7936	***
Drawdown at Gauge	psi	340	238	179	212	***
Mechanical Skin	Unit less	+2	+0	+0	+0	***
Productivity Index at Gauge	MMscfd/psi	0.78	1.10	1.47	1.28	***

*** Note: T-6 down hole gauge not connected

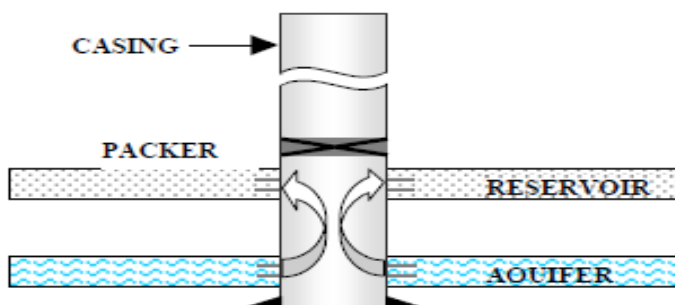
Σχήμα 1-4: τεχνικά χαρακτηριστικά για τα 5 πηγάδια παραγωγής στο πεδίο Ταμάρ του Ισραήλ, μετά την εκκίνηση της παραγωγής

Πηγή: ([Healy et al., 2013](#))

1.1.4 Ενισχυμένη παραγωγή (Water Injection)

Η άντληση φυσικού αερίου από ένα κοίτασμα φτάνει στο τέλος της όταν η πίεση που απαιτείται για την εξαγωγή φυσικού αερίου από το πηγάδι παραγωγής στην επιφάνεια, πέφτει κάτω από την ενδεικνυόμενη τιμή. Τότε μπορούν να υιοθετηθούν δευτερεύουσες μέθοδοι άντλησης φυσικού αερίου για να αυξήσουν την παραγωγή, εφόσον είναι οικονομικά βιώσιμες. Η πιο γνωστή από τις μεθόδους είναι η συμπίεση του φυσικού αερίου, αλλά υπάρχει και άλλη μία εφικτή μέθοδος, η οποία σπάνια χρησιμοποιείται καθώς δεν έχει εξεταστεί διεξοδικά και με την οποία θα ασχοληθούμε, η έγχυση υγρού. Η χρήση της, πολλές φορές, παρουσιάζει καλύτερα αποτελέσματα από τη μέθοδο της συμπίεσης του αερίου. Το υγρό «τραβάει» το φυσικό αέριο από το κοίτασμα πολύ αποτελεσματικά, κυρίως λόγω της ευνοϊκής κινητικότητας του αερίου χαμηλής πίεσης. Η σταδιακή άντληση εξαρτάται από την αρχική πίεση που επικρατεί στο πηγάδι και την πίεση εφαρμογής της έγχυσης υγρού. Η οικονομική απόδοση της μεθόδου της έγχυσης υγρού εξαρτάται από την ποσότητα του υγρού που απαιτείται, η οποία σίγουρα είναι μεγάλη λόγω της υψηλής συμπιεστότητας του αερίου. Η απαιτούμενη ποσότητα υγρού αυξάνεται δραματικά, όσο η πίεση που επικρατεί στο πηγάδι μειώνεται. Η αξιοποίηση των ποσοτήτων υγρού που

απορρίπτονται από το κοίτασμα ή από κοντινά κοιτάσματα στη διαδικασία της έγχυσης, θα ήταν ένα πολύ σημαντικό οικονομικό κίνητρο για τη χρήση της μεθόδου. Γενικά, η έγχυση υγρού δεν έχει σημαντικό κόστος, και ειδικά στην περίπτωση που γίνει ανάμιξη ενός μεγάλου υδροφορέα υψηλής πίεσης με το κάτω μέρος του πηγαδιού, το κόστος αυτό μπορεί να εξαλειφθεί. Η επιλογή αυτή θα χρειαστεί μία ειδική, αλλά απλή εργασία ολοκλήρωσης στο κάτω μέρος του πηγαδιού.



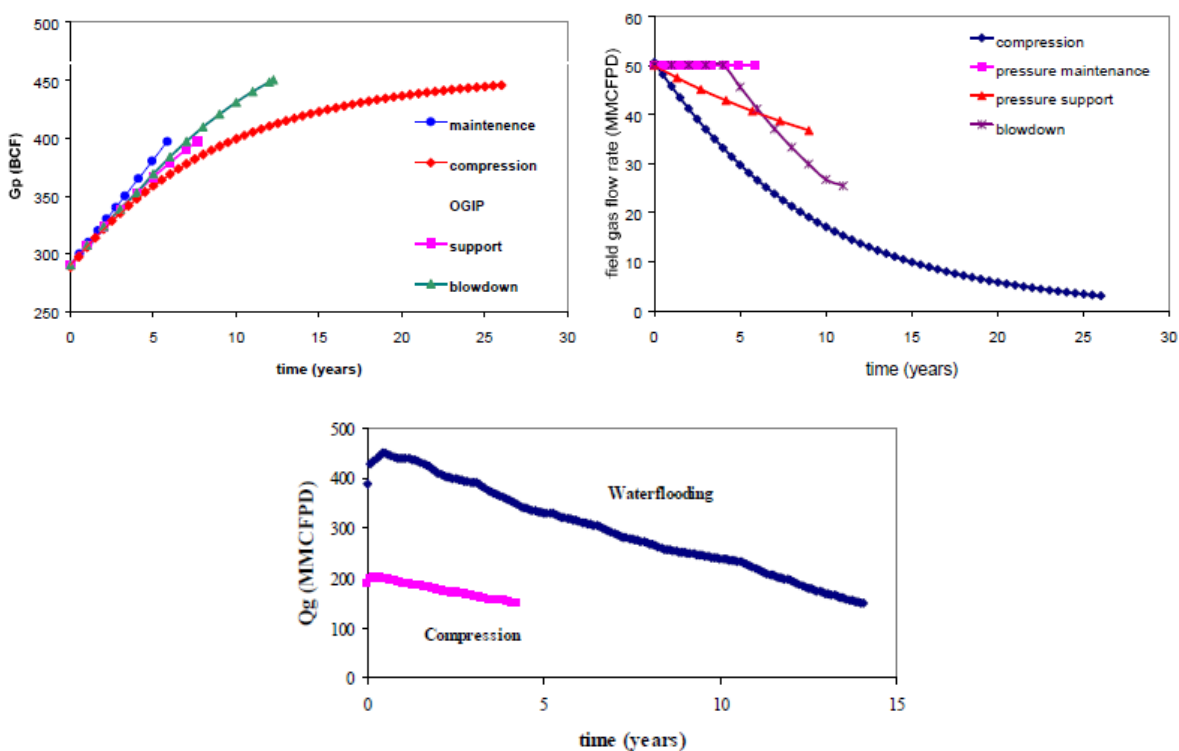
Σχήμα 1-5: Σχηματική απεικόνιση της ανάμιξης του πηγαδιού με τον υδροφορέα υψηλής πίεσης

Πηγή: ([Valjak et al., 2001](#))

Σύμφωνα με επιστημονική μελέτη ([Rambaran et al., 2018](#)), ενώ η συμπίεση του αερίου παρουσίασε σημαντικά μεγαλύτερη επιστροφή της επένδυσης που έγινε (δείκτης IRR), η έγχυση υγρού απέφερε παρόμοια κέρδη στην επένδυση. Αντίθετα με τη μέθοδο της συμπίεσης αερίου, στην οποία βελτιώνεται ο ρυθμός άντλησης μέσω της δυνατότητας παραγωγής φυσικού αερίου με χαμηλότερη πίεση κεφαλής, η μέθοδος της έγχυσης υγρού αυξάνει την πίεση, «γεμίζοντας» ουσιαστικά με υγρό τον κενό χώρο που έχει δημιουργηθεί στο πηγάδι ως αποτέλεσμα της διαδικασίας εξάντλησής του. Έτσι, η αποδοτικότητα της έγχυσης υγρού εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τον όγκο του υγρού που απαιτείται, από τη στιγμή που το αέριο έχει υψηλή συμπιεστότητα.

Η έγχυση υγρού έχει χρησιμοποιηθεί κυρίως σαν εναλλακτική μέθοδος άντλησης πετρελαίου, κυρίως λόγω του χαμηλού κόστους υλικών και των απλών διεργασιών από τις οποίες αποτελείται. Αντίθετα με το φυσικό αέριο, το πετρέλαιο έχει πολύ χαμηλή συμπιεστότητα κι έτσι το υγρό που εγχύεται στη δεξαμενή φυσικά, αντλεί με επιτυχία το πετρέλαιο από τους πόρους της δεξαμενής. Στην παραγωγή φυσικού αερίου η έγχυση υγρού αυξάνει την πίεση του πηγαδιού με την πάροδο του χρόνου, μέχρι να μπορέσει να γίνει άντληση στην κατάλληλη πίεση κεφαλής του πηγαδιού. Για παράδειγμα, το δίκτυο πηγαδιών Discorbis 1 στο κοίτασμα Duck Lake από το 1970 ως το 1981 ενισχύθηκε με έγχυση υγρού, με μέσο ρυθμό έγχυσης που έφτανε τα 33.000 βαρέλια την ημέρα (bwpd). Αποτέλεσμα αυτής της διαδικασίας ήταν η άντληση 25 δισεκατομμυρίων κυβικών

ποδιών (Bcf) επιπλέον, ή αλλιώς του 3,6% από το συνολικό απόθεμα του κοιτάσματος. Η άντληση αυτή θα μπορούσε να αυξηθεί από 5-16% (Cason, 1989) αν δεν υπήρχε καθυστερημένη εισροή υδροφορέων στο υγρό των πηγαδιών. Η πιθανότητα αύξησης του κέρδους με τη μέθοδο της έγχυσης υγρού εξετάστηκε (Valjak et al., 2001) στο πεδίο Live Oak της Λουιζιάνα και πιο συγκεκριμένα στο κοίτασμα Godchaux, ένα κοίτασμα στο οποίο είχε ήδη δοκιμαστεί η μέθοδος της συμπίεσης του αερίου μετά την αρχική παραγωγή. Αυτό έγινε μέσω προσομοίωσης διάφορων σεναρίων που δοκιμάστηκαν για την έγχυση υγρού και περιλάμβαναν τη διατήρηση της πίεσης, την ενίσχυση της πίεσης και τον συνδυασμό της ενίσχυσης της πίεσης μαζί με τη συμπίεση του αερίου. Η προσομοίωση με τη διατήρηση της πίεσης εμφάνισε 6.000.000\$ μεγαλύτερο καθαρό κέρδος από τη μέθοδο της συμπίεσης αερίου, με 7 από τα 11 πηγάδια να χρησιμοποιούνται σαν injectors, καθένας από τους οποίους είχε ρυθμό έγχυσης 10.500 bwpd. Όταν συνυπολογιζόταν η εξοικονόμηση από την απόρριψη μέρους του υγρού, το κέρδος για κάθε προσομοίωση αυξανόταν δραματικά στα \$65-100 εκατομμύρια, ξεπερνώντας κατά πολύ τη μέθοδο της συμπίεσης αερίου. Τα διαγράμματα που παρουσιάζονται παρακάτω είναι χαρακτηριστικά και δείχνουν τις διαφορές σε αριθμητικά αποτελέσματα των σεναρίων, καθώς και τη σύγκριση μεταξύ της μεθόδου της συμπίεσης του αερίου και της έγχυσης υγρού.



Σχήμα 1-6: Διαγράμματα ρυθμού άντλησης/χρόνου(έτη) για τα σενάρια που εξετάστηκαν και για τις 2 μεθόδους ενίσχυσης της παραγωγής

Πηγή: (Valjak et al., 2001)

1.1.5 Στάδια εξαγωγής και μεταφοράς-Εφοδιαστική Αλυσίδα

Τα ακόλουθα στάδια εμπλέκονται στη διαδικασία εξαγωγής του φυσικού αερίου από το έδαφος και την μεταφορά του στον τελικό του προορισμό ([Z.Ríos-Mercado & Sánchez, 2014](#)):

- Εξερεύνηση: Σε αυτό το στάδιο, αντιμετωπίζεται το ζήτημα του τρόπου με τον οποίο βρίσκεται το φυσικό αέριο και πώς οι εταιρείες αποφασίζουν πού θα τοποθετήσουν τα πηγάδια.
- Εξόρυξη: Αυτό το στάδιο ασχολείται με τη διαδικασία γεώτρησης και πώς οδηγείται το φυσικό αέριο από τις υπόγειες δεξαμενές του στην επιφάνεια.
- Παραγωγή: Σε αυτό το στάδιο συμβαίνει η επεξεργασία του φυσικού αερίου αφότου εξάγεται από το υπέδαφος.
- Μεταφορά: Το φυσικό αέριο μεταφέρεται από το εργοστάσιο μεταποίησης στις τοπικές εταιρείες διανομής μέσω ενός δικτύου αγωγών σε αυτό το στάδιο.
- Αποθήκευση: Αυτό το στάδιο αφορά την αποθήκευση φυσικού αερίου.
- Διανομή: Σε αυτό το στάδιο, το φυσικό αέριο παραδίδεται από τους μεγάλους αγωγούς στους τελικούς χρήστες.
- Μάρκετινγκ: Αυτό το στάδιο περιλαμβάνει τη δραστηριότητα αγοράς / πώλησης από τους εμπόρους φυσικού αερίου

1.1.5.1 Εξερεύνηση, Εξόρυξη & Παραγωγή

Ο κατάλληλος εξοπλισμός διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο για την αποδοτική εκτέλεση της παραγωγικής διαδικασίας κατά την εξόρυξη φυσικού αερίου και πρέπει να συνυπολογισθούν αρκετοί παράγοντες για την ορθή επιλογή του. Ειδικά στη συγκεκριμένη μελέτη που πρόκειται για υπεράκτια (offshore) εξόρυξη, πρέπει ο εξοπλισμός να μπορεί να ανταπεξέλθει συγχρόνως στα βάθη, τις καιρικές συνθήκες, να συνεισφέρει στην οικονομική βιωσιμότητα του project, και να καθιστά σχετικά ευέλικτη τη διαδικασία μεταφοράς του αερίου από το σημείο εξόρυξης στην κοντινότερη μονάδα επεξεργασίας που βρίσκεται στην ξηρά. Γενικά, τα πρότζεκτ υπεράκτιας παραγωγής φυσικού αερίου χωρίζονται σε 4 κατηγορίες σε ότι έχει να κάνει με το βάθος των υδάτων: ρηχά ύδατα (0-999 ft), ύδατα μεσαίου βάθους (1000-3999 ft), βαθιά ύδατα (4000-6999 ft) και πολύ βαθιά ύδατα (7000+ft). Όσο μεγαλώνει το βάθος τόσο πιο σύνθετη γίνεται η κατασκευή και οι ιδιότητες του κοιτάσματος που έχουν να κάνουν με τη θερμοκρασία, την πίεση

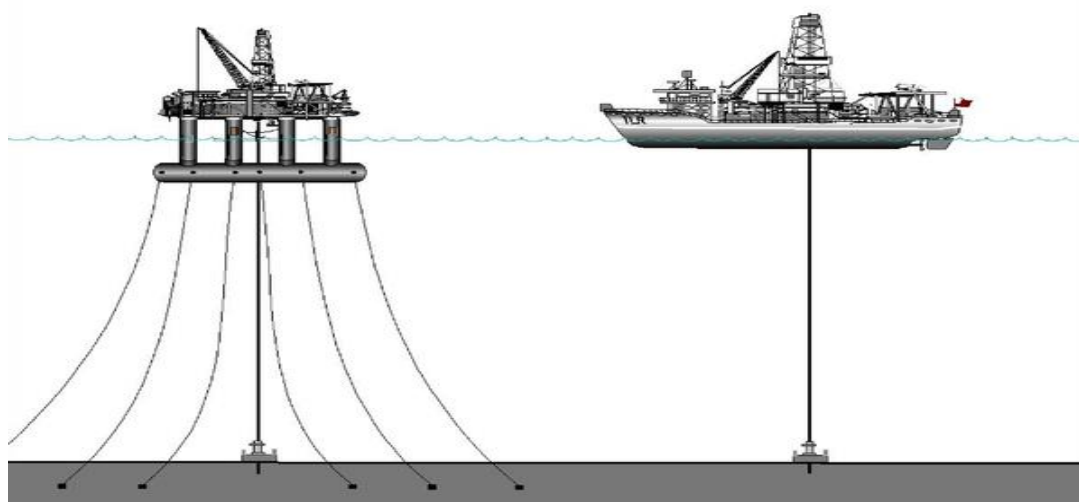
και άλλα χαρακτηριστικά. Οι απαιτήσεις της βιομηχανίας υπεράκτιας ανάπτυξης φυσικού αερίου οδήγησαν στην εμφάνιση δύο διαφορετικών τύπων συστημάτων γεώτρησης:

- τις κινητές μονάδες γεώτρησης και παραγωγής, για την ανάπτυξη πηγαδιών εξερεύνησης και παραγωγής σε πολυάριθμες τοποθεσίες (jack-up, semi-submersibles, drillships)
- τις σταθερές εγκαταστάσεις γεώτρησης και παραγωγής, σχεδιασμένες να παραμείνουν σε μια περιοχή καθ' όλη τη διάρκεια της παραγωγής (fixed platforms) ([Rui et al., 2017](#))

Μια μεγάλη επένδυση σε σταθερές εγκαταστάσεις γεώτρησης μπορεί να θεωρηθεί λογική όταν μιλάμε για εκμετάλλευση ενός πολύ μεγάλου κοιτάσματος, με την περίοδο απόσβεσης να υπολογίζεται σε μερικές δεκαετίες. Όσο μεγάλη και να είναι η τιμή πώλησης του αερίου, μια τέτοια επένδυση είναι λιγότερο προσιτή όσο το μέγεθος του κοιτάσματος μειώνεται, και εν τέλει μοιάζει αδύνατη. Ακόμα και για ένα κοιτάσμα μεγάλου μεγέθους, η χρήση σταθερών μονάδων γεώτρησης έχει πολλές δυσκολίες για βάθη που ξεπερνάνε τα 2500 μέτρα. Τα πρακτικά προβλήματα μηχανικής και τα ολοένα αυξανόμενα κόστη κατασκευής μεγάλων σταθερών κατασκευών είναι πολύ σημαντικά, πράγμα που οδήγησε στην ανάπτυξη αυτοματοποιημένων συστημάτων υποθαλάσσιας παραγωγής, ικανών να μεταφέρουν το φυσικό αέριο στη στεριά χωρίς τη βοήθεια άλλων υποδομών. Πέρα από τον οικονομικό παράγοντα, ένας άλλος λόγος που κάνει ιδιαίτερα τα πολύ βαθιά κοιτάσματα, είναι η αβεβαιότητα που υπάρχει σχετικά με την προσβασιμότητα και την κλίμακα των αποθεμάτων. Σε ότι έχει να κάνει με αυτόν τον παράγοντα, οι κινητές μονάδες γεώτρησης και παραγωγής προσφέρουν στις εταιρείες τη δυνατότητα της επανατοποθέτησης της εγκατάστασης σε μια διαφορετική περιοχή εάν οι έρευνες βρουν ένα κοιτάσμα αρκετά μικρότερο από τις αρχικές εκτιμήσεις, δηλαδή τους παρέχουν ασφάλεια όσον αφορά την επένδυσή τους.

Οι πρώτες γεωτρήσεις εξερεύνησης και παραγωγής γίνονταν με κάποια σχετικά απλά κινητά μηχανήματα, τα λεγόμενα jack-up. Αυτά αποτελούνταν από μια πλατφόρμα εργασίας, εξοπλισμένη με μία εξέδρα γεώτρησης, η οποία βρισκόταν στην επιφάνεια του νερού, αλλά στη συνέχεια ανέβαινε προς τα πάνω στη θέση εργασίας, για να κατεβούν τα πόδια της πλατφόρμας και να κάνουν επαφή με τον πυθμένα. Αν και θεωρούνται από τους καλύτερους εξοπλισμούς που διαθέτει η βιομηχανία, η χρήση τους περιορίζεται σε βάθη που δεν ξεπερνάνε τα 100 μέτρα. Η ολοένα αυξανόμενη δραστηριότητα στην υπεράκτια παραγωγή απαιτούσε διαφορετικές τεχνολογικές προσεγγίσεις που είχαν να κάνουν με την ευκολία κίνησης του συστήματος γεώτρησης. Η επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος κινητικότητας που χρησιμοποιήθηκε ευρέως στη βιομηχανία ήταν η ανάπτυξη των semi-submersible. Η εγκατάστασή τους γίνεται με καλώδια που καταλήγουν στον πυθμένα της θάλασσας, με αποτέλεσμα να υπόκεινται σε πολύ λιγότερους περιορισμούς βάρους από τα παραδοσιακά jack-up. Τα πρώτα semi-submersibles ήταν στην πραγματικότητα jack-up από τα οποία είχαν αφαιρεθεί τα πόδια, αλλά η συνεχόμενη

εξέλιξη τους οδήγησε σε μια πολύ πιο ανεπτυγμένη ποικιλία διαμόρφωσης. Παρά την ποικιλία αυτή τα semi-submersibles συνεχίζουν να δουλεύουν με κάποιες βασικές κοινές αρχές. Η πλατφόρμα εργασίας είναι τοποθετημένη σε πλωτήρες, οι οποίοι μπορούν να χαμηλώσουν κάτω από την επιφάνεια της θάλασσας ή να ανυψωθούν σε αυτή, με την προσθήκη ή αφαίρεση του στραγγαλιστικού πηνίου θαλάσσης. Βυθίζοντας τους πλωτήρες στην περιοχή εργασίας αφήνουμε μόνο την πλατφόρμα πάνω από το επίπεδο θαλάσσης (εξ ου κι ο όρος «ημι-υποβρύχιο» στα ελληνικά), ενισχύουμε τη σταθερότητα και περιορίζουμε την κάθετη κίνηση. Όταν η εργασία μας τελειώσει και οι πλωτήρες αρθούν από την περιοχή εργασίας και ανέβουν στην επιφάνεια της θάλασσας, η μονάδα γεώτρησης τραβιέται εύκολα από μια θέση σε μια άλλη. Με την ανάπτυξη και ανακάλυψη μεγαλύτερων κοιτασμάτων η αντίδραση της βιομηχανίας στις καινούριες προκλήσεις ήταν η περαιτέρω επένδυση σε προηγμένα semi-submersible. Πέρα από αυτά όμως εμφανίστηκε μια καινούρια μονάδα γεώτρησης, τα λεγόμενα drillships. Όπως και τα semi-submersibles, έχουν διάφορες διαμορφώσεις, αλλά ουσιαστικά είναι εξειδικευμένα πλωτά στο μέγεθος караβιού που το κάτω μέρος τους αποτελείται από ανοιχτά πηγάδια σε λειτουργία, μέσω των οποίων γίνεται η γεώτρηση. Το σημείο που τα drillships υπερτερούν έναντι των semi-submersibles είναι το βάθος μέχρι το οποίο μπορούν να φτάσουν. Την περίοδο του 1998-1999 τα drillships που κατασκευάστηκαν είχαν μέση τιμή βάθους γεώτρησης στα 2900 μέτρα, περίπου 20% μεγαλύτερη από τη μέση τιμή των semi-submersible που κατασκευάστηκαν την ίδια περίοδο. Αυτό το στατιστικό σε συνδυασμό με την ικανότητα τους για υψηλή παραγωγικότητα μέσω εξαιρετικά ταχείας επανατοποθέτησης σε νέες περιοχές, οδήγησαν στην ανάπτυξη μιας σχετικά ισχυρής αγοράς drillship.



Σχήμα 1-7: Σύγκριση semi-submersible και drillship σε βαθιά ύδατα

Πηγή: [\(Wikipedia, 2020\)](#)

Η αυξανόμενη δημοτικότητα των εγκαταστάσεων πλωτής παραγωγής, αποθήκευσης και εκφόρτωσης (FPSO: floating production, storage and offloading) φανερώνει ακόμη πιο καθαρά τη μειωμένη έμφαση στις σταθερές πλατφόρμες παραγωγής. Η ιδέα σχεδιασμού του FPSO βασίζεται σε ένα supertanker που είναι αγκυροβολημένο πάνω από το δίκτυο πηγαδιών και που έχει την ικανότητα να αποθηκεύσει αέριο έτοιμο για μεταφόρτωση σε δεξαμενόπλοια. Επειδή τα FPSO είναι αγκυροβολημένα σε μία τοποθεσία για μεγάλες περιόδους είναι υπό μία έννοια «σταθερές» εγκαταστάσεις. Όμως, ως δεξαμενόπλοια, πρέπει να διατηρούν την πλήρη ακτοπλοϊκή πιστοποίησή τους και, αν χρειαστεί, μπορούν να επανεγκατασταθούν πολύ γρήγορα σε νέες μονάδες παραγωγής. Από τα μέσα του 1970 η δυνατότητα χρησιμοποίησης supertanker που βρισκόταν εκτός λειτουργίας και έτσι ήταν μια πολύ οικονομική λύση, ενίσχυσε την τεχνολογία FPSO ως μια εναλλακτική λύση στις επενδύσεις μεγάλης κλίμακας που απαιτούνταν για σταθερές εγκαταστάσεις γεώτρησης και παραγωγής. Το πρώτο FPSO τέθηκε σε λειτουργία το 1977 στην περιοχή της Μεσογείου και είχε δυνατότητα παραγωγής, αποθήκευσης και εκφόρτωσης περίπου 1 εκατομμύριο τόνους τον χρόνο. Σε σύγκριση με την τότε περίοδο, το αντίστοιχο νούμερο το 2000 πλησίαζε τους 10 εκατομμύρια τόνους ετησίως, με στοιχεία που έχουμε από την Petrobras, για 8 πλοία στην υπεράκτια ζώνη της Βραζιλίας ([Pinder, 2001](#)).

Παρακάτω παρατίθεται ένα σχήμα που περιέχει αναλυτικά το βάθος εργασίας και γεώτρησης για τα jack-up, semi-submersible και drillship, τις δυναμικές τους ιδιότητες καθώς και στοιχεία για τις προδιαγραφές κόστους, κινητικότητας, σταθερότητας και ασφάλειας που πληρούν.

Category Characteristic		Floor Contact		Floating	
		Submersible	Jack-up	Drillship	Semi-submersible
Work depth (m)		5–30	10–160	30–500 (mooring) 6000 (dynamic positioning)	30–500 (mooring) 3000 (dynamic positioning)
Drilling depth (m) Seabed conditions		4500–9000 Clay, sand clay, small inclination seafloor	4500–12000 According to soil properties	6000–12000 All kinds of seabed, with attention paid to anchor hold power	6000–12000 Same as drillship
Safety margin	Wind speed (m/s)	70	70	60	70
	Current (kn)	4	4	4	4
	Wave height(m)	About 10–15 (according to different depths)	About 16 (except special designs)	18–30	18–30
Dynamic properties in waves	Insert piles	No problem	No problem	A little poor	Good
	Floating toward	Huge problem	Huge problem		
Mobility	Towing resistance	Very large	Very large	Small	Big
	Wave intensity	Problem	Foot vibration problems with large devices	No problem	No problem if draft is increased
	Movement speed	Very slow	Very slow	Fast (10–15kn)	Slow (fast if auxiliary propeller installed)
Stability of drilling operation		Good	Good	Poor (easy for wind and waves to influence)	Better
Positioning capability		Good (easy for soil properties of seabed to influence)	Good	Easy for wind and waves to influence, better with dynamic positioning	Better than drillship
Loading capacity (variable loads), t		About 3000	800–2500	Above 4000	About 2000
Cost (maximum), 1E4 dollars		-	>3200	>6000	>7000

Σχήμα 1-8: Τεχνικές προδιαγραφές και γενικά χαρακτηριστικά *submersible*, *jack-up*, *semi-submersible* & *drillship*

Πηγή: (Fang & Duan, 2014)

Αν η ανάπτυξη του πεδίου γίνεται με χρήση πλωτού συστήματος παραγωγής (FPSO), πρέπει να χρησιμοποιήσουμε ένα κατάλληλο κινητό σύστημα γεώτρησης ανάλογα με το βάθος των υδάτων. Όπως αναφέραμε και πιο πάνω η παραγωγή σε πολύ βαθιά ύδατα γίνεται κατά κύριο λόγο με τη χρήση *semi-submersible* και *drillship*. Με τη βοήθεια του Σχήματος 1-8 θα αναφέρουμε λίγο πιο αναλυτικά τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα της κάθε μονάδας ξεχωριστά:

- **semi-submersibles**

Έχουν πολύ καλή σταθερότητα και μπορούν να προσαρμοστούν σε δύσκολες συνθήκες των υδάτων. Μπορούν επίσης να μεταφερθούν ελεύθερα και με ευκολία όταν δουλεύουν στο τελικό βάθος γεώτρησης. Συνολικά, τα semi-submersibles συγκεντρώνουν μαζί τα πλεονεκτήματα των submersibles και των drillships.

Ένα από τα μειονεκτήματά τους είναι ότι έχουν μικρότερη ταχύτητα πρόωσης από τα drillship. Το κόστος κατασκευής τους είναι μεγάλο σε σχέση με τα jack-up (πάνω από \$100 εκατομμύρια) ενώ η ποσότητα που μπορούν να μεταφέρουν είναι περιορισμένη και πιο ευαίσθητη κατά τη φόρτωση.

- **Drillships**

Έχουν καλή κινητικότητα, υψηλή ταχύτητα πρόωσης και την ικανότητα να αντέξουν μεγάλο εύρος μεταβλητών φορτίων. Λόγω της μεγάλης επιφάνειας των υδάτων που δουλεύουμε, η επίδραση των μεταβλητών φορτίων (όπως σωλήνες τρυπανιού, σωλήνες χύτευσης, υγρά γεωτρήσεων, πρώτες ύλες, τσιμέντο, καύσιμο πετρελαίου, νερό κλπ.) στην εργασία είναι πολύ μικρή. Έχει μεγάλη χωρητικότητα αποθήκευσης, μπορεί να συντηρηθεί εύκολα και να δουλέψει σε μεγάλο βάθος εργασίας. Εάν χρησιμοποιεί ένα δυναμικό σύστημα εντοπισμού θέσης με έναν προωθητήρα που ελέγχεται από υπολογιστή, το βάθος εργασίας είναι απεριόριστο και μπορεί να φτάσει τα 6.000 μέτρα.

Ένα από τα μειονεκτήματα τους είναι ότι δεν έχουν γενικά πολύ καλή σταθερότητα. Επηρεάζονται επίσης πιο εύκολα από κύματα και ανέμους που επικρατούν στο χώρο των υδάτων με κίνδυνο η εργασία να γίνει λιγότερο αποδοτική. Έχουν περιορισμένο χώρο στο κατάστρωμα και, ειδικά στην περίπτωση που χρησιμοποιούν το δυναμικό σύστημα εντοπισμού θέσης, είναι πιο ακριβά.

❖ **Πηγάδια φυσικού αερίου**

Υπάρχουν πολλοί τρόποι για να ταξινομήσεις τα πηγάδια φυσικού αερίου. Ο πιο διαδεδομένος είναι ο διαχωρισμός τους σε πηγάδια εξερεύνησης, πηγάδια εκτίμησης και πηγάδια παραγωγής (ή ανάπτυξης). Τα πηγάδια που τοποθετούνται σε μια περιοχή με σκοπό να ψάξουν για τυχόν ύπαρξη κοιτασμάτων είναι τα πηγάδια εξερεύνησης, τα πηγάδια που τοποθετούνται για την ακριβή εκτίμηση του όγκου των κοιτασμάτων είναι τα πηγάδια εκτίμησης, ενώ τα πηγάδια που τοποθετούνται σε περιοχές που είναι ήδη γνωστή η ύπαρξη κοιτασμάτων με σκοπό την εξαγωγή τους είναι τα πηγάδια παραγωγής (ή ανάπτυξης). Το πρώτο πηγάδι εξερεύνησης σε μια περιοχή θα τρυπηθεί πολύ προσεκτικά επειδή οι γεωλογικοί σχηματισμοί δεν έχουν δοκιμαστεί και ο

κίνδυνος υπερπίεσης μπορεί να οδηγήσει σε έκρηξη, αλλά πιο μετά τα στρώματα όπου μπορεί να υπάρξει υπερπίεση είναι γνωστά, και η γεώτρηση μπορεί συχνά να προχωρήσει με ταχύτερο ρυθμό. Ο χρόνος και το κόστος για τη γεώτρηση ενός πηγαδιού παραγωγής αναμένεται να είναι μικρότερος από τα πηγάδια εξερεύνησης καθώς οι πληροφορίες που συλλέγονται κατά τη διάρκεια της εξερεύνησης εφαρμόζονται στις επόμενες γεωτρήσεις.

Υπάρχουν τέσσερις στρατηγικές απαιτήσεις για την γεώτρηση και την ολοκλήρωση των πηγαδιών ανάπτυξης και εξερεύνησης σε ένα πεδίο φυσικού αερίου:

- Κανένα ατύχημα, καμία βλάβη σε ανθρώπους και καμία ζημιά στο περιβάλλον
- Η άντληση του πεδίου φυσικού αερίου με το μικρότερο αριθμό πηγαδιών που μπορεί να γίνει
- Η βελτιστοποίηση του σχεδιασμού των πηγαδιών για τη μεγιστοποίηση της καθαράς παρούσας αξίας (NPV) των περιουσιακών στοιχείων
- Η διασφάλιση ότι θα καλυφθούν οι απαιτήσεις εξαγωγής αερίου που έχει θέσει η εταιρία στο συμβόλαιο ([Healy et al., 2009](#))

Για την επιλογή της κατάλληλης μονάδας γεώτρησης για την υπεράκτια παραγωγή πρέπει να εξετάσουμε τις προδιαγραφές της γεώτρησης: εάν το πηγάδι που θέλουμε να ανοίξουμε είναι πηγάδι εξερεύνησης, εκτίμησης ή παραγωγής, αλλά και τις μεθόδους που θα χρησιμοποιήσουμε για την ολοκλήρωση του πηγαδιού, οι οποίες εξαρτώνται από το αν θα εργαστούμε πάνω ή κάτω από την επιφάνεια του νερού. Άλλοι παράγοντες είναι:

- Οι περιβαλλοντικές συνθήκες που επικρατούν στη θάλασσα: το βάθος των υδάτων, τα κύματα, ο άνεμος, τα ρεύματα της θάλασσας κ.λπ., όπως και η απόσταση από την ξηρά
- Τεχνικά χαρακτηριστικά: αν η τεχνολογία που χρησιμοποιείται από τη μονάδα γεώτρησης καλύπτει τις προδιαγραφές ή όχι
- Οικονομικοί παράγοντες: περιλαμβάνεται το κόστος κατασκευής, την επένδυση του έργου ή την ενοικίαση και το κόστος εργασίας για τη γεώτρηση ([Fang & Duan, 2014](#))

Θα μιλήσουμε εκτενέστερα για αυτό το κομμάτι σε επόμενο κεφάλαιο, αλλά είναι σημαντικό να αναφέρουμε ότι αν και οι υπεράκτιες εγκαταστάσεις γεώτρησης και παραγωγής φυσικού αερίου είναι παρόμοιες με αυτές της ξηράς, οι κινητές τοποθεσίες, το υπεράκτιο περιβάλλον και οι ιδιόμορφες υλικοτεχνικές απαιτήσεις κάνουν τα υπεράκτια κόστη γεώτρησης πολύ υψηλότερα σε σχέση με τα κόστη για γεώτρηση στην ξηρά, σε παρόμοια βάθη πηγαδιών. Για παράδειγμα, το 2006 το μέσο πηγάδι που εγκαταστάθηκε στις ΗΠΑ σε υπεράκτια τοποθεσία ήταν σε διπλάσιο βάθος και κόστισε τέσσερις φορές περισσότερο από το μέσο πηγάδι που εγκαταστάθηκε στην ξηρά ([Kaiser, 2009](#)).

1.1.5.2 Σύστημα μεταφοράς-Αγωγοί φυσικού αερίου

Η αποδοτική και αποτελεσματική μετακίνηση του φυσικού αερίου από τις περιοχές παραγωγής προς τις περιοχές κατανάλωσης απαιτεί ένα εκτεταμένο και περίπλοκο σύστημα μεταφοράς. Στις περισσότερες περιπτώσεις, το φυσικό αέριο που παράγεται από ένα συγκεκριμένο πηγάδι θα πρέπει να ταξιδέψει σε μεγάλη απόσταση για να φτάσει στο σημείο χρήσης του. Το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου αποτελείται από ένα σύνθετο δίκτυο αγωγών, σχεδιασμένο να μεταφέρει γρήγορα κι αποδοτικά το φυσικό αέριο από την πηγή προέλευσής του, σε μονάδες επεξεργασίας και ύστερα σε περιοχές υψηλής ζήτησης. Η μεταφορά του φυσικού αερίου συνδέεται στενά με την αποθήκευση του: εάν το φυσικό αέριο που μεταφέρεται δεν απαιτείται να χρησιμοποιηθεί αμέσως, μπορεί να τοποθετηθεί σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης μέχρις ότου χρειαστεί ([Zheng et al., 2010](#)).

1.1.5.3 Αγωγοί φυσικού αερίου

Ο αγωγός φυσικού αερίου είναι μακράν ο ασφαλέστερος τρόπος για τη μεταφορά φυσικού αερίου με τις μικρότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις ([Rui et al., 2017](#)). Χρησιμοποιείται για τη μεταφορά φυσικού αερίου μεταξύ χωρών και την ανάπτυξη κοιτασμάτων φυσικού αερίου. Συνήθως σε παραθαλάσσιες εγκαταστάσεις χρησιμοποιείται για τη μεταφορά φυσικού αερίου στην ακτή. Ο κόλπος του Μεξικό διαθέτει τον μεγαλύτερο αριθμό εγκατεστημένων αγωγών στον κόσμο. Μεταξύ 1952-2016 το συνολικό μήκος των εγκατεστημένων αγωγών έφτανε τα 72.000 χιλιόμετρα ([Kaiser, 2017a](#)).

Ο σχεδιασμός του αγωγού διέπεται από τις προδιαγραφές της τοποθεσίας, της ροής και της εγκατάστασης του αγωγού και καθορίζεται από τους κανονισμούς της βιομηχανίας. Μετά την επιλογή της διαμέτρου του αγωγού βάσει των απαιτήσεων ροής ακολουθεί η επιλογή του πάχους τοιχώματος και η εξωτερική επένδυση του αγωγού. Το πάχος του τοιχώματος καθορίζεται από την πίεση λειτουργίας, την εξωτερική υδροστατική πίεση και τη σταθερότητα, που επιτυγχάνεται με την επιλογή επαρκούς βάρους του αγωγού. Το πάχος του τοιχώματος πρέπει να είναι αρκετό, ώστε να αποτρέπει:

- τον περιορισμό της εσωτερικής πίεσης (έκρηξη) κατά τη διάρκεια λειτουργίας του
- την κατάρρευση λόγω εξωτερικής πίεσης
- τον τοπικό λυγισμό λόγω κάμψης και εξωτερικής πίεσης ([Kaiser, 2017b](#))

Ο αγωγός και κατ' επέκταση το φυσικό αέριο μπορεί να καταλήγει και να αποθηκεύεται στις παρακάτω υποδομές:

- Σε πλωτή μονάδα παραγωγής (floating production unit)
- Σε σταθερή εγκατάσταση (fixed platform)
- Σε εγκατάσταση επί ξηράς (onshore facility) ([Yong & Qiang, 2019](#))

Στην υπεράκτια ανάπτυξη, οι αγωγοί που συνδέονται με τη μεταφορά φυσικού αερίου από μια εγκατάσταση μέχρι την ακτή ή μεταξύ χωρών, συνήθως αναφέρονται ως συστήματα εξαγωγής, αγωγοί πωλήσεων ή αγωγοί μεταφοράς, ενώ οι αγωγοί που συνδέονται με τη μεταφορά ακατέργαστων υγρών από ένα απομακρυσμένο υποθαλάσσιο πηγάδι ή εγκατάσταση σε μια εγκατάσταση υποδοχής ονομάζονται συστήματα συλλογής ([Kaiser, 2017a](#)).

Η υποθαλάσσια αρχιτεκτονική και η στρατηγική ανάπτυξης του κοιτάσματος καθορίζουν την ποσότητα και τον τύπο των αγωγών που χρησιμοποιούνται. Υπάρχουν πολλές παραλλαγές σύνθεσης και πολυπλοκότητας του κοιτάσματος, οι οποίες εξαρτώνται από τη φύση και την έκταση του κοιτάσματος και των υδρογονανθράκων, την στρατηγική και τον χρόνο ανάπτυξης, τη διαθέσιμη χωρητικότητα του συστήματος των αγωγών και άλλους παράγοντες.

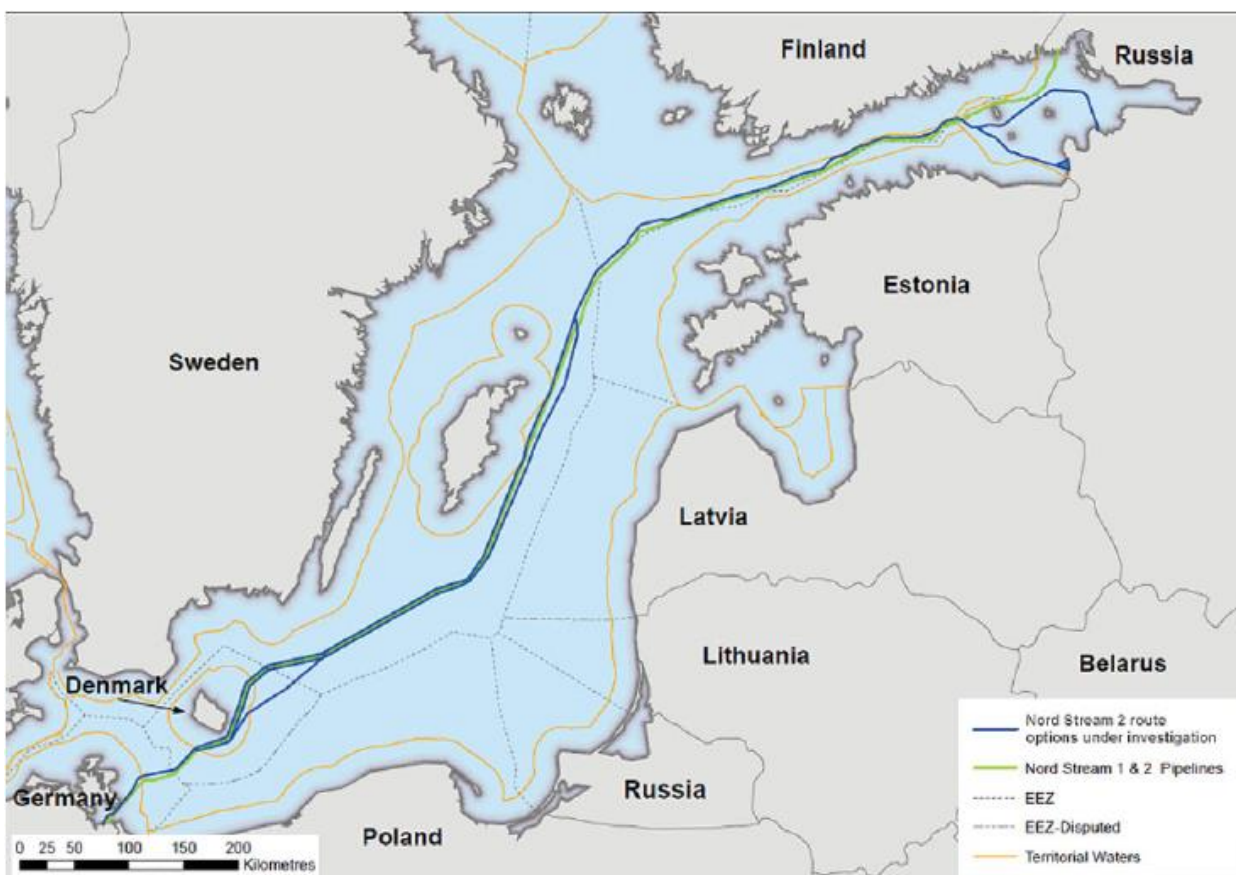
Υπάρχουν 3 είδη αγωγών:

- αγωγός άκαμπτου χάλυβα (rigid steel): κατασκευάζεται από χάλυβα άνθρακα ή κράμα χάλυβα υψηλής απόδοσης με επιπρόσθετες επενδύσεις που παρέχουν διάβρωση, προστασία και μόνωση, είναι ο πιο απλός και ο λιγότερο ακριβός από τους τρεις και θεωρείται ο πιο αξιόπιστος για μακροχρόνια χρήση
- εύκαμπτος αγωγός (flexible line): κατασκευάζεται χρησιμοποιώντας σύνθετα στρώματα από χαλύβδινο σύρμα και πολυμερή επένδυση τα οποία έχουν σαν αποτέλεσμα την ευελιξία του αγωγού, χρησιμοποιείται για μικρότερες διαμέτρους και μικρές αποστάσεις (η προτίμηση για τη χρήση ενός άκαμπτου ή εύκαμπτου σωλήνα ροής οδηγείται από τις απαιτήσεις σχεδιασμού, τους περιορισμούς εγκατάστασης, το κόστος, το χρονοδιάγραμμα ή άλλους παράγοντες)
- αγωγός με σωληνώσεις (pipe-in-pipe systems): κατασκευάζεται χρησιμοποιώντας 2 σωλήνες που χωρίζονται με μόνωση και είναι ο λιγότερο κοινός από τους τρεις, είναι σχετικά ακριβός λόγω της ύπαρξης δεύτερου σωλήνα και της πολυπλοκότητας της κατασκευής και χρησιμοποιείται για τη διατήρηση της θερμοκρασίας των υγρών ώστε να αποφευχθεί ο σχηματισμός ένυδρων σχηματισμών ή για να μειώσει την πτώση πίεσης μειώνοντας το ιξώδες του φυσικού αερίου.

Ο αγωγός φυσικού αερίου είναι μία πολύ απλή κατασκευή, στις πιο πολλές περιπτώσεις αποτελούμενη από χάλυβα, με αποκλειστικό σκοπό να μεταφέρει το αέριο από ένα σημείο σε ένα

άλλο. Οι περισσότεροι αγωγοί από χάλυβα έχουν τμήματα μήκους 12 μέτρων που αναφέρονται ως αρθρώσεις και τα οποία συνδέονται μέσω συγκόλλησης. Η άρθρωση είναι ίσια ενώ η οπή πρέπει να είναι στρογγυλή. Η διάμετρος και το πάχος του σωλήνα πρέπει να είναι σε θέση να αντέχουν όλες τις δυνάμεις που ασκούνται επάνω του κατά τη διάρκεια της εγκατάστασης και καθ' όλη τη διάρκεια της λειτουργίας του. Οι αγωγοί έχουν διάμετρο που κυμαίνεται από 7,6-137 cm με το πάχος του τοιχώματος να είναι 6-38 mm. Ο χάλυβας είναι συνήθως υψηλής αντοχής (350-500 MPa) και επιλέγεται για την αντοχή, την ολκιμότητα και τη σκληρότητα του αγωγού. Στη δεκαετία του 1950 οι διάμετροι και οι πιέσεις λειτουργίας των υποθαλάσσιων αγωγών φυσικού αερίου ήταν μικρότερες και πολλοί αγωγοί κατασκευάζονταν με σωλήνες χωρίς ραφή. Με την ανακάλυψη βαθύτερων και πιο απομακρυσμένων υδάτων, οι απαιτήσεις λειτουργίας έγιναν πιο αυστηρές. Οι διάμετροι και το πάχος των τοιχωμάτων έπρεπε να αυξηθούν, πράγμα που καθιστούσε αναγκαία την αλλαγή στις τεχνικές συγκόλλησης και τη σύνθεση του χάλυβα.

Η υπεράκτια παραγωγή σε πολύ βαθιά (deepwater) κοιτάσματα (με βάθος > 300 μέτρα) έχει ως αποτέλεσμα αγωγούς που υπόκεινται σε αυξημένες πιέσεις, χαμηλότερες θερμοκρασίες, ισχυρότερα ρεύματα, πιθανών μεγαλύτερους ρυθμούς άντλησης, μεγαλύτερα μήκη, δύσκολη τοπογράφηση και δυσκολότερη πρόσβαση για παρακολούθηση και επισκευή. Ο αγωγός Nord Stream είναι ο μεγαλύτερος υποθαλάσσιος αγωγός στον κόσμο με μήκος 1.225 χιλιόμετρα. Μεταφέρει φυσικό αέριο χρησιμοποιώντας 2 αγωγούς 48 ιντσών ξεκινώντας από το Βίμποργκ στη Ρωσία και καταλήγοντας στην ξηρά, στο Λούμπμιν της Γερμανίας, διασχίζοντας μέχρι να φτάσει εκεί τον κόλπο της Φινλανδίας και την Βαλτική. Το μέγιστο βάθος που φτάνει σε όλη αυτή τη διαδρομή είναι τα 210 μέτρα. Υπολογίζεται ότι η ποσότητα του χάλυβα που χρειάστηκε για την κατασκευή του είναι 240 φορές περισσότερη από την ποσότητα που χρειάστηκε για να φτιαχτεί ο πύργος του Άιφελ στο Παρίσι.



Σχήμα 1-9: Η διαδρομή που ακολουθεί ο αγωγός Nord Stream

Πηγή: ([Beckman, 2017](#))

Το μεγαλύτερο θαλάσσιο δίκτυο είναι αυτό του κοιτάσματος Ταμάρ στην Ανατολική Μεσόγειο, στο Ισραήλ, με μήκος 150 χιλιόμετρα και μέγιστο βάθος στα 1.678 μέτρα. Το αέριο είναι ευκολότερο να ρέει σε μεγαλύτερες αποστάσεις λόγω των ιδιοτήτων του υγρού (λιγότερο πυκνό, μικρότερες τριβές) και των πλεονεκτημάτων της συμπίεσης έναντι της άντλησης ([Kaiser, 2017a](#)).

Ο αγωγός φυσικού αερίου είναι μία κατασκευή με μεγάλα κόστη κεφαλαίου, αλλά αφού εγκατασταθεί τα κόστη συντήρησης και λειτουργίας είναι σχετικά μικρά. Οι αγωγοί θεωρούνται οι αρτηρίες της βιομηχανίας του φυσικού αερίου, αν και λιγότερο εντυπωσιακοί και ορατοί από τις εγκαταστάσεις και τα πλωτά συστήματα παραγωγής, παίζουν πολύ σημαντικό ρόλο στην ασφαλή και οικονομική ανάπτυξη των υπεράκτιων υδρογονανθράκων. Το κόστος εγκατάστασης του αγωγού αυξάνεται όσο αυξάνεται το βάθος των υδάτων που τοποθετείται. Η αλήθεια είναι ότι τα δεδομένα που υπάρχουν σχετικά με τα κόστη αγωγών από τις εταιρίες είναι σαφώς περιορισμένα και όχι ιδιαίτερα αναλυτικά. Σύμφωνα με δημοσιεύσεις της βιομηχανίας, από το 1995 ως το 2014 το μέσο κόστος εγκατάστασης ενός αγωγού φυσικού αερίου ήταν 1,9 εκατομμύρια \$/χιλιόμετρο.

Το πρότζεκτ για την εγκατάσταση ενός αγωγού συνήθως αποτελείται από τις παρακάτω δραστηριότητες:

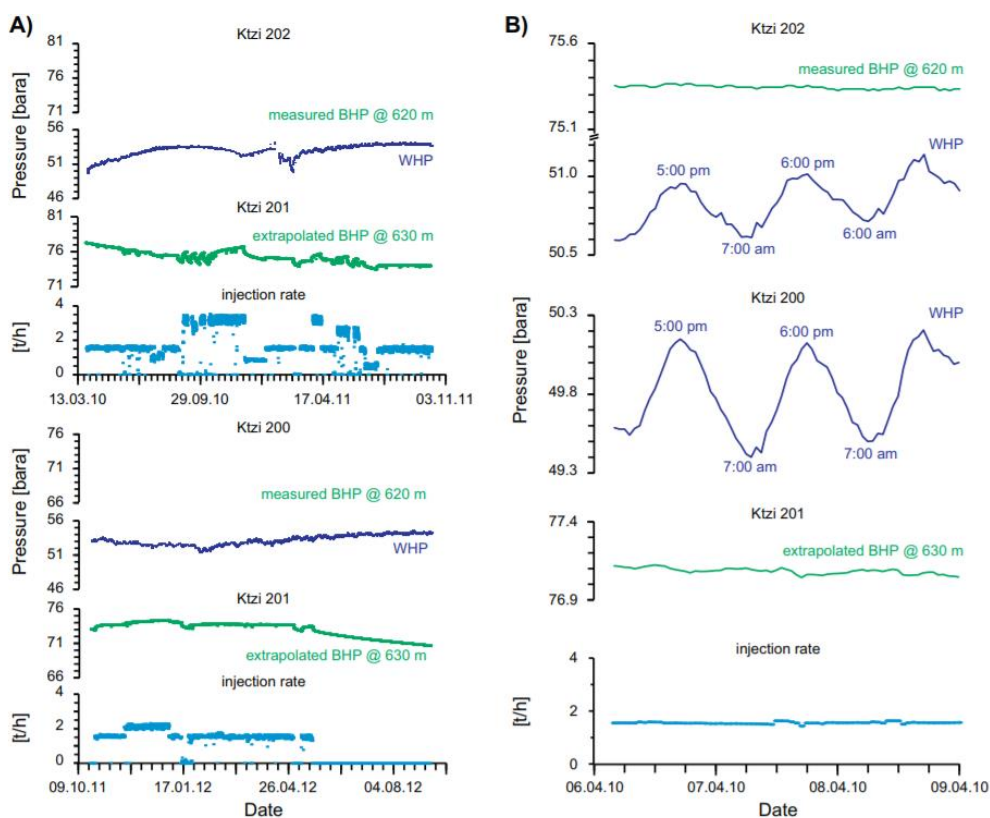
1. Συγκέντρωση και ανάλυση δεδομένων για τη διαδρομή που θα ακολουθήσει
2. Σχεδιασμός, μηχανική και προμήθεια αγωγών
3. Τοποθέτηση/απομάκρυνση του δοχείου διοχέτευσης και του βοηθητικού εξοπλισμού στο χώρο εργασίας
4. Τοποθέτηση του σωλήνα μεταξύ των υπεράκτιων πηγαδιών και της πλατφόρμας, και μεταξύ πλατφόρμας ή των άκρων του αγωγού
5. Εγκατάσταση των ανυψωτικών μηχανημάτων στις πλατφόρμες ή της υποθαλάσσιας συνδεσμολογίας στον αγωγό
6. Εγκατάσταση όλου του υποθαλάσσιου εξοπλισμού
7. Επίβλεψη, δοκιμή και προμήθεια ([Kaiser, 2017b](#))

1.1.6 Πίεση κεφαλής και πίεση κάτω μέρους πηγαδιών (WH & BH pressure)

Οι υπολογισμοί της πίεσης κεφαλής του φρεατίου και της πίεσης στο κάτω μέρος είναι ζωτικής σημασίας για τα έργα έγχυσης και εκμετάλλευσης αερίου, αντίστοιχα. Ωστόσο, η κατεύθυνση της ροής και η ρύθμιση του συστήματος συντεταγμένων του προβλήματος της έγχυσης πηγών διαφέρουν από εκείνες που υπάρχουν στην παραγωγή, γεγονός που οδηγεί σε αποκλίσεις στις εξισώσεις που τις διέπουν. Επιπλέον, αυτές οι εξισώσεις μπορούν να ενσωματωθούν και να λυθούν με διάφορους τρόπους. Ως αποτέλεσμα, οι μέθοδοι για την πρόβλεψη της πίεσης της κεφαλής και της οπής στο κάτω μέρος είναι πολύπλευρες και αυτό προκαλεί δυσκολίες στα προγράμματα υπολογισμού και σε πρακτικές εφαρμογές. Εκτός αυτού, οι περισσότερες από τις προηγούμενες μεθόδους χρειάζονταν επαναληπτικές διαδικασίες επίλυσης, καθιστώντας τη διαδικασία λύσης μακρά και αργή, και αγνοούσαν τον όρο την επιτάχυνσης στην εξίσωση της ορμής στην ισορροπία υγρών. Η μελέτη που αξιοποιήθηκε ([Liu et al., 2013](#)) στοχεύει να παρουσιάσει μια ενιαία φόρμουλα για τον υπολογισμό τόσο της πίεσης της κεφαλής στο πηγάδι όσο και της πίεσης στο κάτω μέρος του, η οποία να είναι εφαρμόσιμη τόσο στα φρεάτια έγχυσης όσο και στα φρεάτια παραγωγής, προερχόμενη από την εξίσωση πίεσης χωρίς να αγνοεί κανένα όρο και στην οποία θα εφαρμοστεί η μέθοδος πεπερασμένων διαφορών.

Με βάση αυτή τη μελέτη και τα στοιχεία που αναλύονται προέκυψε μια συσχέτιση μεταξύ της πίεσης κεφαλής και του ρυθμού άντλησης σε ένα πηγάδι, στοιχεία σημαντικά για τον υπολογισμό κάποιων γραμμικών συντελεστών στη συνέχεια της παρούσας εργασίας.

Με βάση μια άλλη έρευνα Γερμανών επιστημόνων ([Liebscher, et al., 2013](#)), που βασίστηκε σε δεδομένα που αντλήθηκαν από σημείο αποθήκευσης CO₂ στην περιοχή του Ketzin, στο ομοσπονδιακό κρατίδιο του Βρανδεμβούργου και όπως φαίνεται και στο ακόλουθο σχήμα, προέκυψε ότι η πίεση οπής σε ένα πηγάδι είναι περίπου 1,5 φορά από την πίεση κεφαλής. Το αποτέλεσμα κρίνεται φυσιολογικό με δεδομένο ότι μεταξύ των 2 σημείων, το υπάρχον φυσικό αέριο του φρέατος λόγω του βάρους του αυξάνει την πίεση όσο πιο χαμηλά βρισκόμαστε στο πηγάδι.



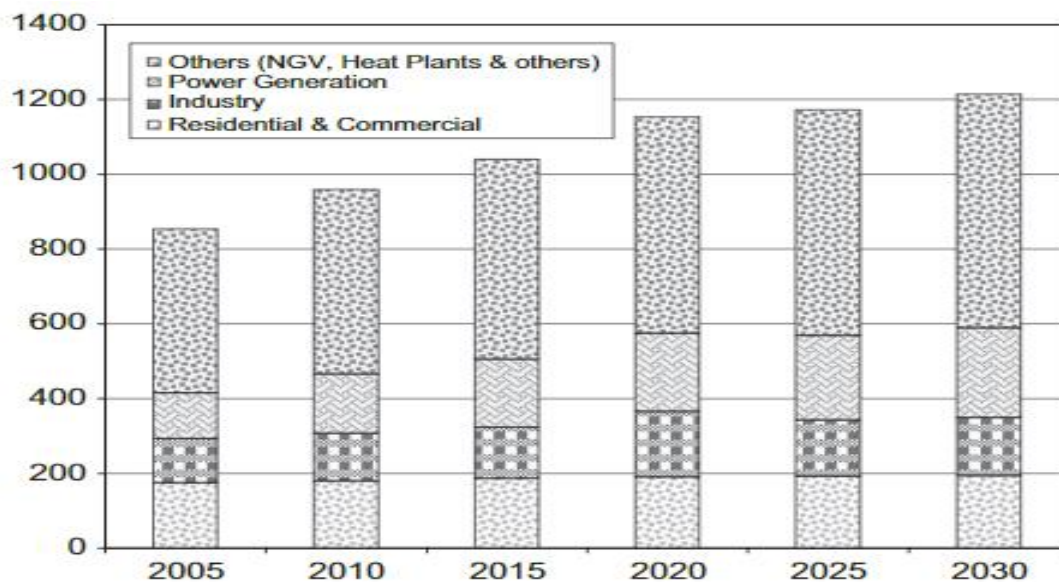
Σχήμα 1-10: Πιέσεις κεφαλής κι οπής σε πηγάδι στη Γερμανία

(Πηγή: ([Liebscher, et al., 2013](#)))

1.1.7 Ζήτηση

Το φυσικό αέριο θεωρείται από πολλούς ως βασική πηγή ενέργειας για το μέλλον. Η αφθονία του φυσικού αερίου, σε συνδυασμό με το ότι βρίσκεται σε αρμονία με το περιβάλλον, καθώς και οι πολλαπλές εφαρμογές του σε όλους τους τομείς, σημαίνουν ότι θα συνεχίσει να διαδραματίζει σημαντικό ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης ενέργειας σε πολλές χώρες. Ενώ βραχυπρόθεσμοι

παράγοντες μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά τη ζήτηση για φυσικό αέριο, είναι οι μακροπρόθεσμοι παράγοντες ζήτησης που αντικατοπτρίζουν τις βασικές τάσεις για τη χρήση φυσικού αερίου στο μέλλον. Προκειμένου να αναλυθούν οι παράγοντες που επηρεάζουν τη μακροπρόθεσμη ζήτηση για φυσικό αέριο, είναι πολύ επωφελές να εξεταστεί η ζήτηση φυσικού αερίου ανά τομέα. Σύμφωνα με τα διαθέσιμα δεδομένα, οι σημαντικότεροι τομείς είναι: η οικιακή και εμπορική ζήτηση, η βιομηχανική ζήτηση, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και η ζήτηση στον τομέα μεταφορών (Naturalgas.org, 2013).



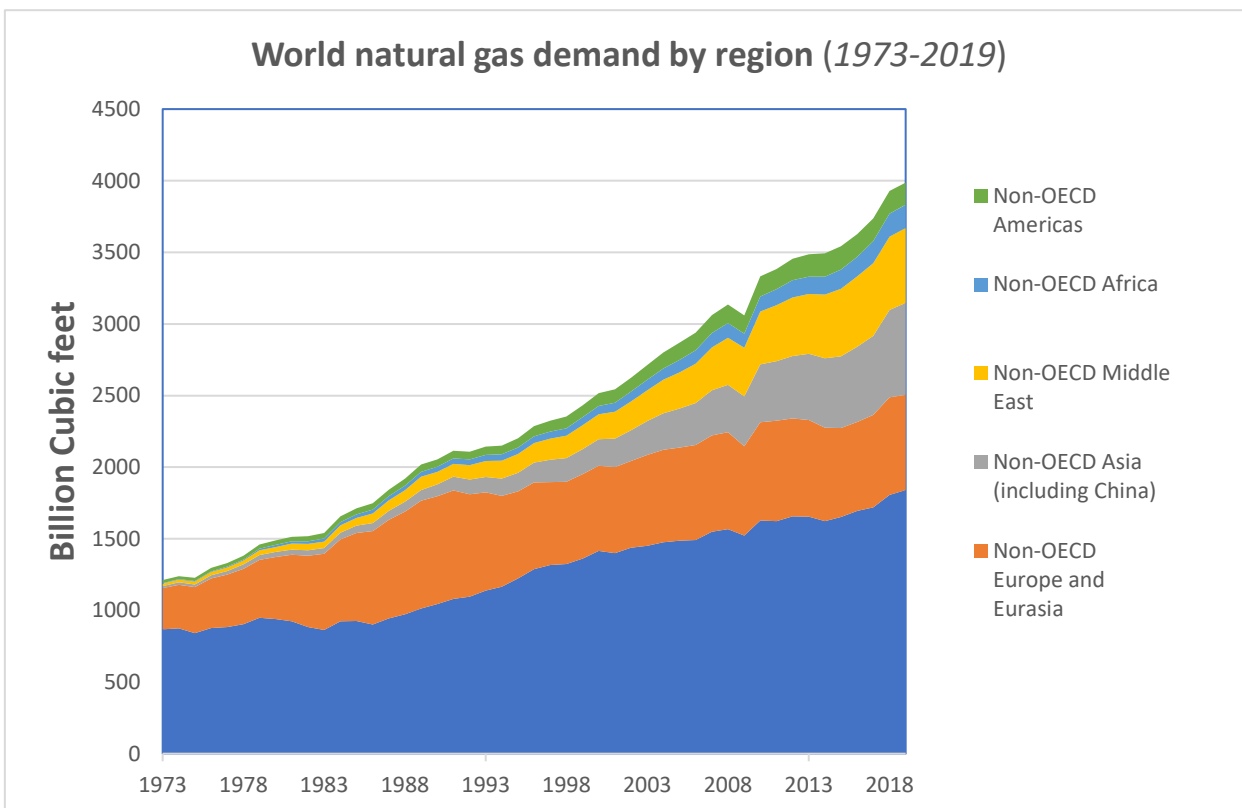
Σχήμα 1-11: Κατανάλωση φυσικού αερίου των EU27 (2005-2030)

Πηγή: ([Bilgin, 2009](#))

Το 2019, η παγκόσμια ζήτηση φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 1,5% σε σύγκριση με το 2018. Σε επίπεδο ΟΟΣΑ, η ζήτηση φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 1,9% το 2019, 34,5 Bcm περισσότερο από ό, τι το 2018. Αυτή η αύξηση οφείλεται στον ΟΟΣΑ Αμερικής (+22,3 Bcm) σε συνδυασμό με τον ΟΟΣΑ της Ευρώπης (+13,9 Bcm). Η αυξητική ζήτηση προήλθε κυρίως από τις Ηνωμένες Πολιτείες (+22,2 Bcm), τη Γερμανία (+6,7 Bcm) και την Αυστραλία (+6,7 Bcm), αλλά οι εν λόγω αντισταθμίστηκαν εν μέρει από τις μειώσεις που σημειώθηκαν στην Ιαπωνία (-5,6 Bcm), την Τουρκία (- 4,7 Bcm) και τη Νότιο Κορέα (-3,0 Bcm).

Ομοίως, η ζήτηση φυσικού αερίου σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ αυξήθηκε κατά 1,1%, δηλαδή υπήρξε αύξηση κατά 23,4 Bcm. Η αύξηση αυτή οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην αύξηση της ζήτησης κατά 24,1 Bcm που παρατηρήθηκε στην Κίνα το 2019, υποστηριζόμενη από την Ευρώπη και την Ευρασία εκτός ΟΟΣΑ, όπου το Τουρκμενιστάν σημείωσε αύξηση 23,3% (+6,1 Bcm). Διάφορες χώρες στην περιοχή της Μέσης Ανατολής εκτός ΟΟΣΑ συνέβαλαν επίσης σε σημαντικό βαθμό,

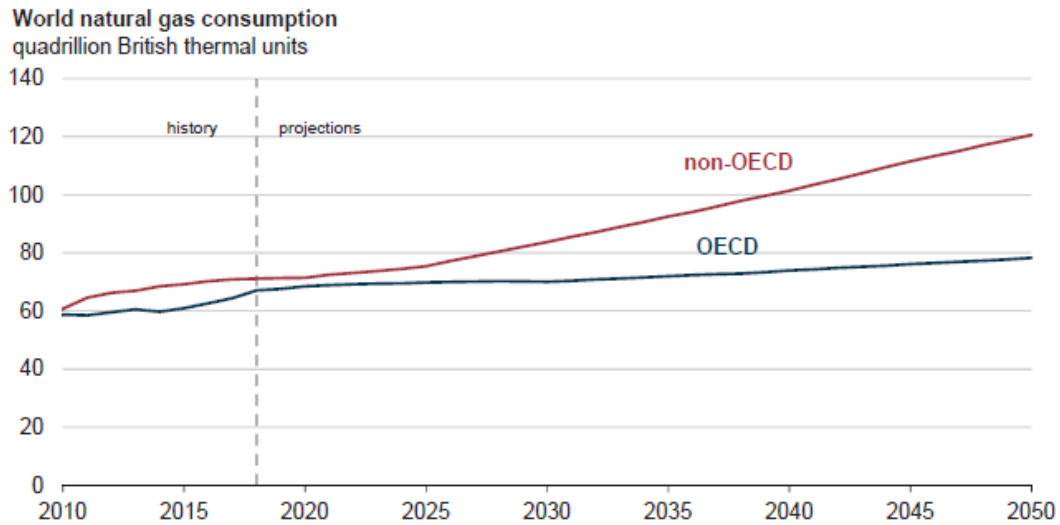
με βασικότερες το Ιράν (+3,8 Bcm), το Ιράκ (+3,4 Bcm), το Κουβέιτ (+2,5 Bcm) και το Μπαχρέιν (+2,0 Bcm).



Σχήμα 1-12: Παγκόσμια ζήτηση φυσικού αερίου ανά περιοχή

Πηγή: (IEA, 2020)

Όπως γίνεται αντιληπτό και από το παραπάνω σωρευτικό διάγραμμα κατανάλωσης φυσικού αερίου, σύμφωνα με τις προβλέψεις της EIA, η παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου αναμένεται να αυξηθεί τουλάχιστον 40% κατά την περίοδο 2018-2050.



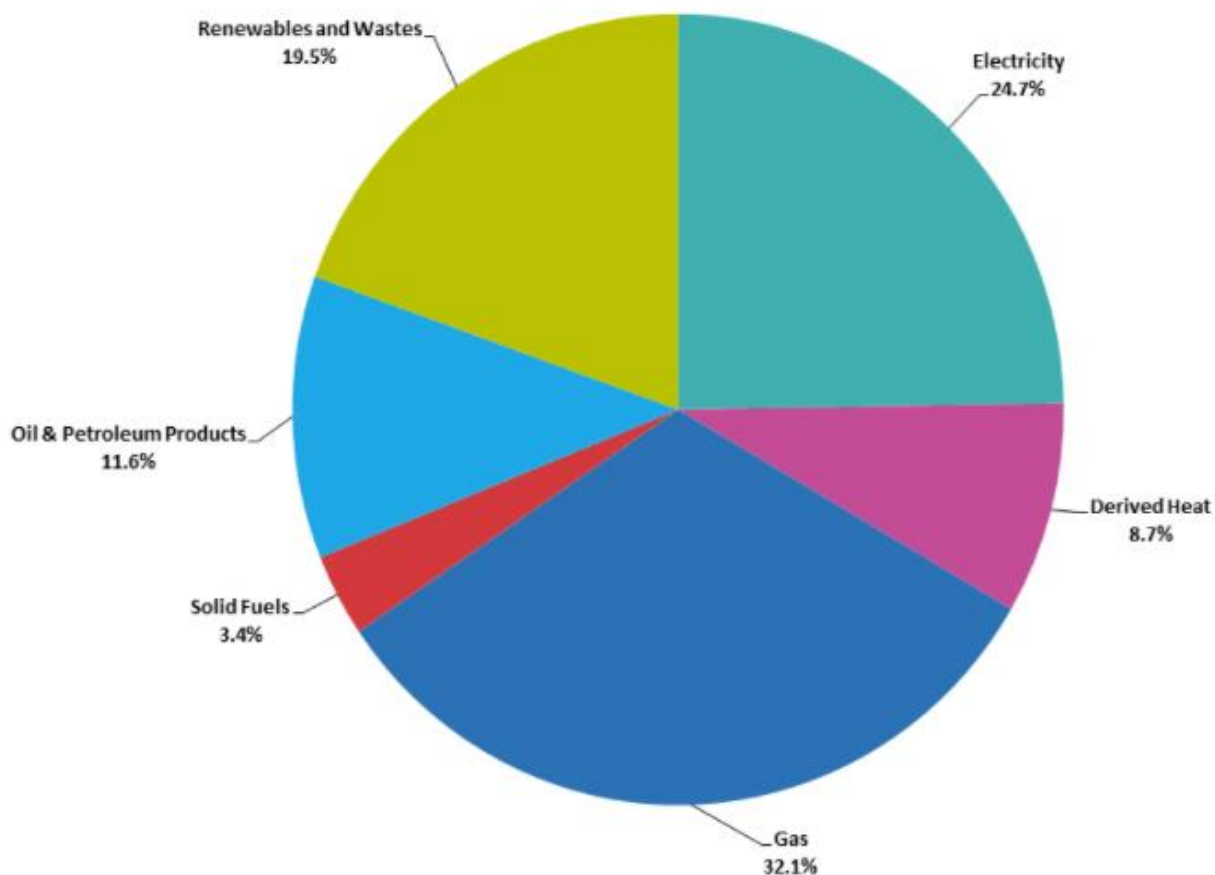
Σχήμα 1-13: Πρόβλεψη παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου

Πηγή: (EIA, 2019b)

1.1.7.1 Οικιακή και εμπορική ζήτηση

Το μεγαλύτερο μέρος της τελικής κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ στον οικιακό τομέα καλύπτεται από φυσικό αέριο (32,1%) και ηλεκτρική ενέργεια (24,7%). Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αντιπροσωπεύουν το 19,5%, ακολουθούμενες από τα προϊόντα πετρελαίου (11,6%) και την παράγωγη θερμότητα (8,7%). Ένα μικρό ποσοστό εξακολουθεί να καλύπτεται από προϊόντα άνθρακα (στερεά καύσιμα-3,4%).

Final energy consumption in the residential sector by fuel, EU-27, 2018

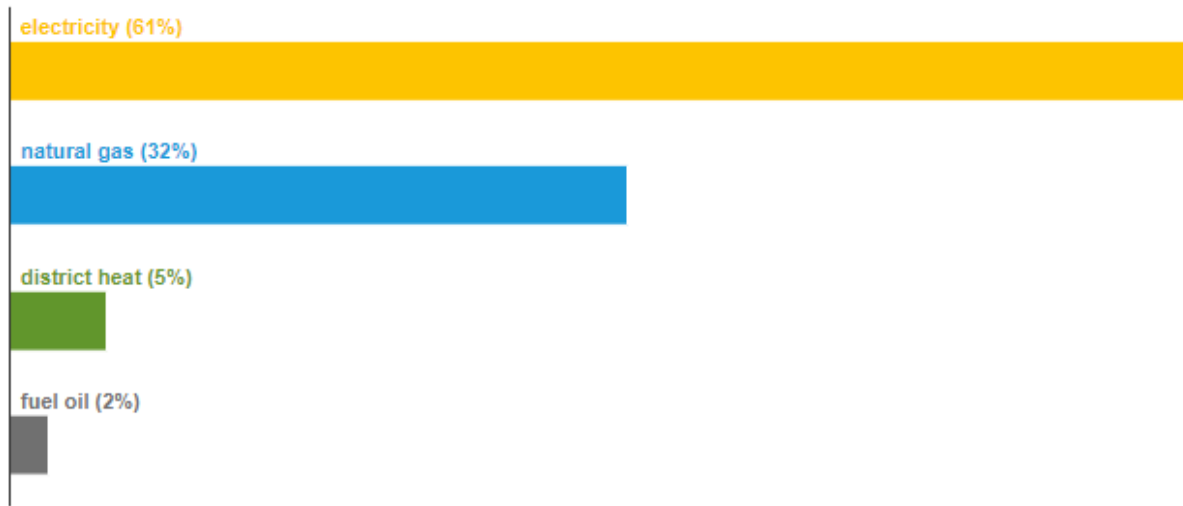


Σχήμα 1-14: Κατανάλωση φυσικού αερίου στον οικιακό τομέα

Πηγή: ([Eurostat, 2020](#))

Όσον αφορά την ενεργειακή ζήτηση στον εμπορικό τομέα (κυρίως κτίρια), η κατανάλωση φυσικού αερίου κυμαίνεται σε παρόμοια επίπεδα με αυτά του οικιακού, της τάξεως δηλαδή του 30% σε σχέση με τη συνολική ενέργεια που καταναλώνουν. Αυτό το ποσοστό παρουσιάζει μία μικρή αύξηση της τάξης του 5% και 10%, σε χώρες εντός και εκτός ΟΟΣΑ αντίστοιχα. Την κατανάλωση ενέργειας μπορούμε να δούμε στο παρακάτω διάγραμμα:

Shares of major energy sources used in commercial buildings, 2012

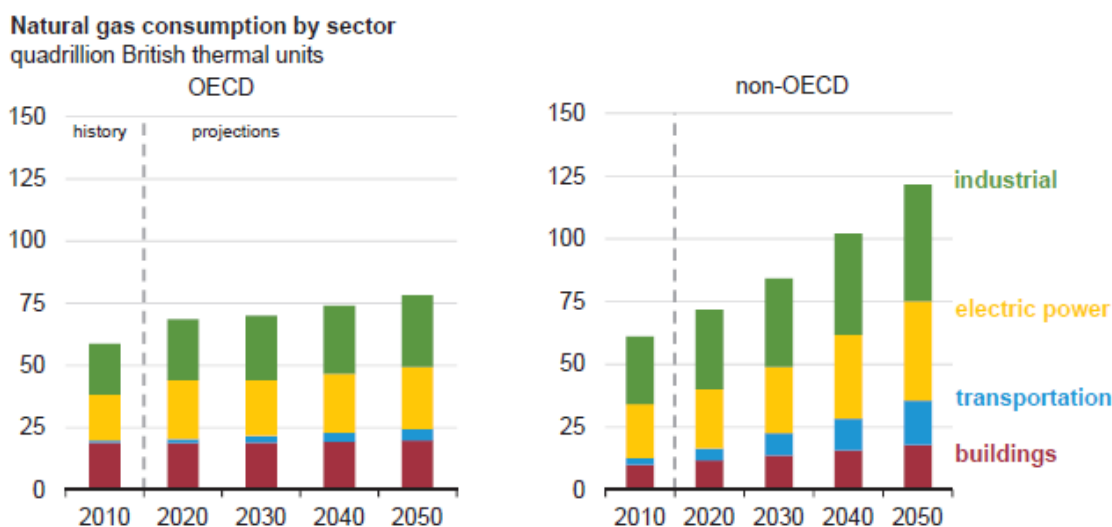


Σχήμα 1-15: Κατανάλωση ενέργειας στον εμπορικό τομέα

Πηγή : ([ΕΙΑ, 2018](#))

1.1.7.2 Βιομηχανική ζήτηση

Όσον αφορά το βιομηχανικό τομέα, σε χώρες εκτός του ΟΟΣΑ, η κατανάλωση φυσικού αερίου αυξάνεται σχεδόν κατά 50%, από 32 τετράκις εκατομμύρια Btu το 2018 σε 46 τετράκις εκατομμύρια Btu το 2050. Η κατασκευή χημικών και πρωτογενών μετάλλων ως εξόρυξη πετρελαίου και φυσικού αερίου, αντιπροσωπεύουν το μεγαλύτερο μέρος της αυξανόμενης ζήτησης.



Σχήμα 1-16: Κατανάλωση φυσικού αερίου ανά κλάδο

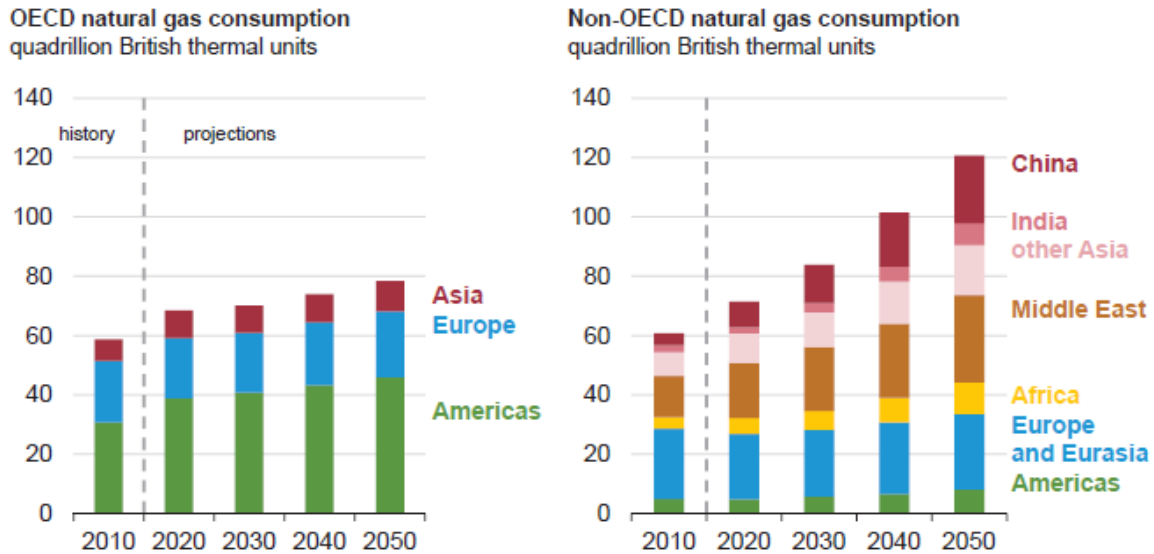
Πηγή: (EIA, 2019b)

Όπως παρατηρούμε και στα διαγράμματα, οι χώρες εντός ΟΟΣΑ έχουν εξίσου ανοδική τάση αλλά σε πολύ χαμηλότερο βαθμό (της τάξεως του 20%), καθώς έχουν ήδη ικανοποιητική ανάπτυξη και έχουν υιοθετήσει σε μεγάλο βαθμό τη χρήση φυσικού αερίου.

Η κύρια δύναμη που διαμορφώνει τη ζήτηση για φυσικό αέριο στο βιομηχανικό τομέα είναι η απομάκρυνση από τις ενεργειακά εντατικές και απαιτητικές παραγωγικές διαδικασίες. Υπάρχουν δύο κινητήριες δυνάμεις πίσω από αυτή την αλλαγή: η αυξημένη ενεργειακή απόδοση του εξοπλισμού και των διαδικασιών που χρησιμοποιούνται στον βιομηχανικό τομέα, καθώς και μια στροφή προς την κατασκευή αγαθών που απαιτούν λιγότερη είσοδο ενέργειας. Αυτή η τάση αναμένεται να παραμείνει στο μέλλον και είναι ο λόγος για τη μέτρια αύξηση της ζήτησης ενέργειας στον βιομηχανικό τομέα.

1.1.7.3 Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

Η κατανάλωση φυσικού αερίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ αυξάνεται πάνω από 60% έως το 2050, περίπου 1,5% ετησίως, αντιπροσωπεύοντας μέρος της αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά 2,2% ετησίως στις χώρες αυτές. Σε χώρες εντός ΟΟΣΑ, η ζήτηση φυσικού αερίου στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται κατά 0,3% ετησίως και η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται στο 0,9% ετησίως.



Σχήμα 1-17: Πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά περιοχή

Πηγή: (EIA, 2019b)

Οι χώρες εκτός του ΟΟΣΑ για την Ασία αντιπροσωπεύουν το μεγαλύτερο μέρος της αύξησης της κατανάλωσης φυσικού αερίου από το 2018 έως το 2050, αυξάνοντας σε περισσότερα από 45 τετράκις εκατομμύρια Btu την κατανάλωση σε φυσικό αέριο, και αντιπροσωπεύοντας περίπου το 40% της συνολικής κατανάλωσης εκτός του ΟΟΣΑ. Η αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου οφείλεται όπως ήδη αναφέραμε σε έναν αναπτυσσόμενο βιομηχανικό τομέα (ο οποίος χρησιμοποιεί το φυσικό αέριο ως πρώτη ύλη και ως πηγή παραγωγής θερμότητας διεργασίας) και την αυξανόμενη χρήση φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Με επικεφαλής τον ΟΟΣΑ Αμερικής, η ζήτηση φυσικού αερίου του ΟΟΣΑ αυξάνεται σε όλες τις περιοχές, φθάνοντας τα 78 τετράκις εκατομμύρια Btu το 2050, σχεδόν 20% υψηλότερα από τα επίπεδα του 2018. Ο τομέας της ενέργειας αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο μέρος της αύξησης καθώς το σχετικά φθινό φυσικό αέριο αντικαθιστά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με άνθρακα (EIA, 2019b).

Παράγοντες όπως οι χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και το σχετικά μειωμένο κόστος κεφαλαίου καθιστούν τη θέση του φυσικού αερίου ανταγωνιστική στους περισσότερους τομείς, σε σχέση με άλλες πηγές ενέργειας, ιδίως για νέες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας. Επιπλέον, οι παγκόσμιες προβλέψεις για τα επίπεδα αποθεμάτων φυσικού αερίου υποστηρίζουν την ανάπτυξη των αγορών τις επόμενες δεκαετίες.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι η προβλεπόμενη παγκόσμια σταθερή άνοδος στις τάσεις της ζήτησης, της παραγωγής και τα επίπεδα αποθεμάτων για το φυσικό αέριο θα μπορούσε να

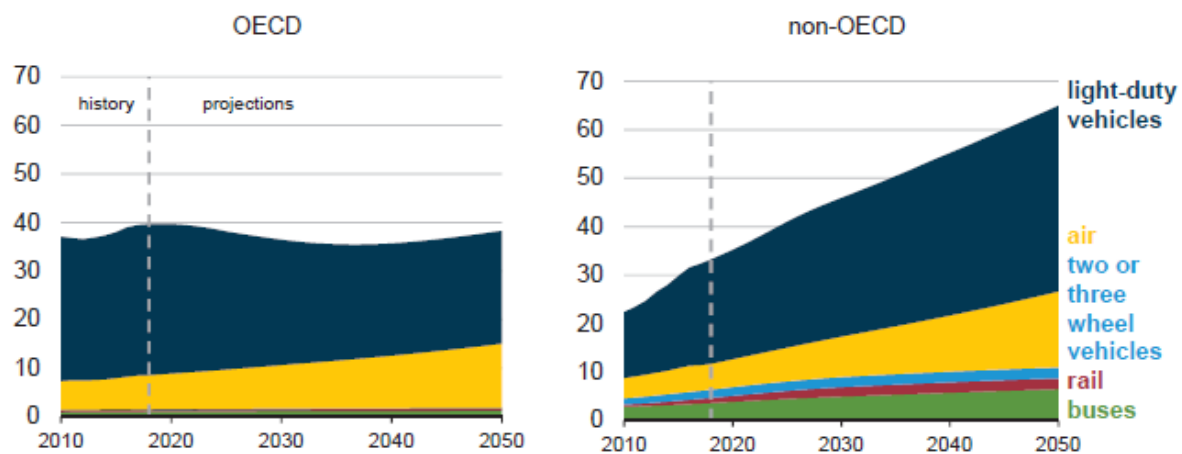
αυξηθεί καθώς η νομοθεσία για την κλιματική αλλαγή αυξάνει τη ζήτηση για καύσιμα χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα, όπως καθαρό φυσικό αέριο. Ενώ οι προβλέψεις από διάφορες ομοσπονδιακές υπηρεσίες μπορεί να διαφέρουν στις ακριβείς προσδοκίες τους σχετικά με τις παγκόσμιες τάσεις φυσικού αερίου, ένα αποτέλεσμα είναι επαναλαμβανόμενο σε όλες τις μελέτες: η κατανάλωση φυσικού αερίου, η παραγωγή και τα αποθέματα θα συνεχίσουν να αυξάνονται στο προσεχές μέλλον.

1.1.7.4 Ζήτηση στον τομέα μεταφορών

Η κατανάλωση φυσικού αερίου στον τομέα των μεταφορών παραμένει ο μικρότερος από τους τομείς τελικής χρήσης καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου προβολής, ωστόσο αυτός ο τομέας παρουσιάζει σχετικά ισχυρή ανάπτυξη σε χώρες εκτός του ΟΟΣΑ. Οι αυξήσεις της ζήτησης οφείλονται κυρίως στη χρήση LNG (ΥΦΑ: Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο) για τη μεταφορά εμπορευμάτων (μέσω φορτηγών και σιδηροδρόμων). Αντιθέτως, οι χώρες εντός ΟΟΣΑ παρουσιάζουν σταθερή πορεία ή σε κάποιες περιπτώσεις ακόμα και καθοδική. Η πτώση που θα παρουσιάσουν ωστόσο δεν φαίνεται να είναι μεγαλύτερη από 1%, κι αυτό οφείλεται στην εξέλιξη της τεχνολογίας και της ηλεκτροκίνησης όσον αφορά την κίνηση των επιβατικών οχημάτων, με τα οχήματα μεταφοράς, τα φορτηγά και τα πλοία μεταφοράς πρώτων υλών να αντισταθμίζουν το ποσοστό.

Η κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές, σε χώρες εκτός του ΟΟΣΑ, έχει ξεπεράσει αυτήν των χωρών του ΟΟΣΑ, και από το 2017 έως το 2050 οι χώρες εκτός ΟΟΣΑ θα αντιπροσωπεύουν σχεδόν το 65% της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας που σχετίζεται με τις μεταφορές. Στις χώρες εκτός ΟΟΣΑ η αύξηση οφείλεται στο γεγονός της γενικότερης ανάπτυξης που παρουσιάζουν στους υπόλοιπους τομείς που έχουμε ήδη αναφέρει, κάτι που επηρεάζει άμεσα και τον τομέα μεταφορών, με τέτοιο τρόπο ώστε να υποστηρίξει συνολικά τον οικονομικό αναπτυξιακό κύκλο. Παρακάτω, μπορούμε να δούμε αναλυτικά τα παραπάνω δεδομένα αποτυπωμένα ανά μεταφορικό τομέα αλλά και κατηγορία ΟΟΣΑ.

Passenger transportation energy consumption
quadrillion British thermal units



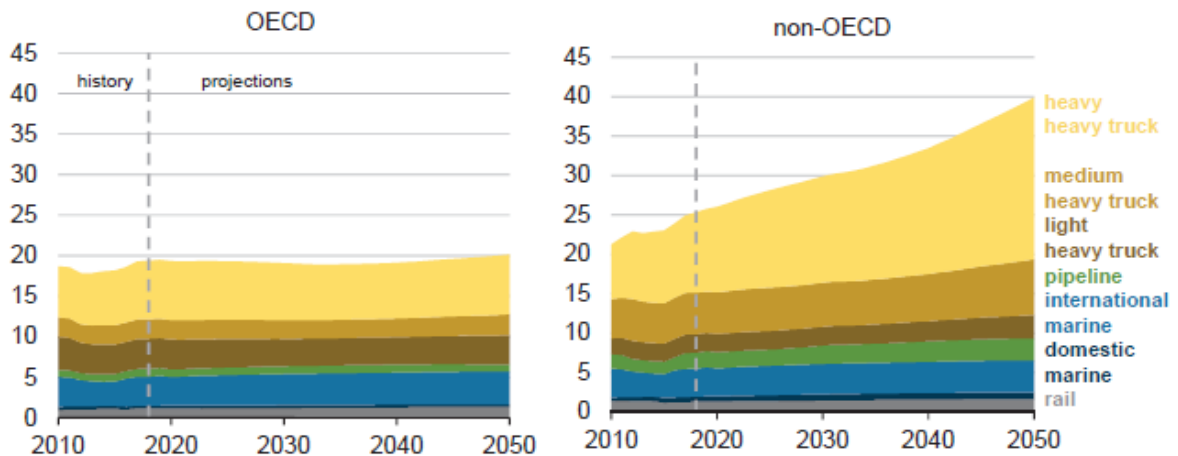
Σχήμα 1-18: Πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά είδος οχήματος

Πηγή: (EIA, 2019b)

Η κατανάλωση των ελαφρών οχημάτων αυξάνεται ραγδαία σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ, ενώ οι αεροπορικές μεταφορές καταλαμβάνουν όλο και μεγαλύτερο μερίδιο στην κατανάλωση ενέργειας στις χώρες του ΟΟΣΑ. Αναλυτικά λοιπόν τα δεδομένα:

- Στις χώρες εντός ΟΟΣΑ, πολλές από τις οποίες δείχνουν τόσο βραδύτερη προβλεπόμενη οικονομική ανάπτυξη όσο και αυστηρότερα πρότυπα εξοικονόμησης καυσίμου από τις χώρες εκτός του ΟΟΣΑ, η κατανάλωση ενέργειας για επιβατικές μεταφορές μειώνεται κατά 3%, ή περισσότερο από 1 τετράκις εκατομμύρια βρετανικές θερμικές μονάδες (Btu), από το 2018 έως το 2050.
- Η ενέργεια που χρησιμοποιείται στις αεροπορικές μεταφορές διπλασιάζεται σχεδόν στις χώρες του ΟΟΣΑ, αλλά αντισταθμίζεται από την κατανάλωση ενέργειας από ελαφρά οχήματα, μειώνοντας κατά περίπου τη συνολική ενέργεια κατά 8 τετράκις εκατομμύρια Btu.
- Σε χώρες εκτός του ΟΟΣΑ, η αυξημένη δραστηριότητα ζήτησης σε όλα τα μέσα επιβατικής μεταφοράς αντισταθμίζει τις μειώσεις που θα επέρχονταν από τα νέα πρότυπα εξοικονόμησης καυσίμου.
- Η σημαντικότερη αύξηση στις επιβατικές μεταφορές που σημειώνεται σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ, είναι συγκεκριμένα σε ελαφρά οχήματα. Από το 2018 έως το 2050, η σχετική κατανάλωση ενέργειας αυξάνεται κατά 17 τετράκις εκατομμύρια Btu.

Freight transportation energy consumption quadrillion British thermal units



Σχήμα 1-19: Πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου ανά μεταφορικό μέσο

Πηγή: ([EIA, 2019b](#))

Η κατανάλωση ενέργειας στη μεταφορά εμπορευμάτων παραμένει σχετικά σταθερή στις χώρες του ΟΟΣΑ, ενώ η κατανάλωση από τα βαριά φορτηγά οχήματα και τις διεθνείς θαλάσσιες μεταφορές συνεχίζει να αυξάνεται σε χώρες εκτός του ΟΟΣΑ. Αναλυτικά λοιπόν τα δεδομένα:

- Στις χώρες του ΟΟΣΑ, η ενέργεια που χρησιμοποιείται για τη μεταφορά εμπορευμάτων παραμένει περίπου 20 τετράκις εκατομμύρια Btu καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου προβολής, με τα βαριά φορτηγά οχήματα και τα θαλάσσια πλοία να παραμένουν ως κυρίαρχα μέσα μεταφοράς εμπορευμάτων.
- Σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ, η ανάπτυξη της βιομηχανικής παραγωγής οδηγεί σε αυξανόμενη χρήση ενέργειας διά των μεταφορικών μέσων εμπορευμάτων.
- Πάνω από τα 2/3 της αύξησης της παγκόσμιας ενεργειακής χρήσης για μεταφορές εμπορευμάτων είναι αποτέλεσμα της χρήσης βαρέων φορτηγών, όπως ημιρυμουλκούμενα. Καθώς η οικονομική δραστηριότητα αυξάνεται, οι κάτοικοι σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ θα συνεχίσουν να αυξάνουν τη ζήτησή τους για αγαθά και υπηρεσίες, κι έτσι οι παραγωγοί που χρησιμοποιούν αυτά τα βαριά φορτηγά οχήματα ενσωματώνονται περαιτέρω στις παγκόσμιες αλυσίδες εφοδιασμού.

1.1.8 Τιμή φυσικού αερίου

Η τιμή του φυσικού αερίου εντάσσεται γενικά σε τρεις κατηγορίες ανάλογα με το βαθμό ελέγχου, την ανταγωνιστικότητα και τη ρευστότητα της αγοράς:

- Κυβερνητικά ρυθμιζόμενες τιμές, συνήθως με βάση το κόστος των υπηρεσιών
- Αναπροσαρμογή τιμών με βάση ανταγωνιστικά καύσιμα (σύμφωνα με το μηχανισμό διαμόρφωσης βάσει της τιμής πετρελαίου)
- Τιμή του φυσικού αερίου βάσει των ανταγωνιστικών αγορών

Σε επίπεδο λιανικής στην Ευρώπη υπάρχουν ορισμένες χώρες στις οποίες οι τιμές φυσικού αερίου ρυθμίζονται και περιορίζονται υπό τον έλεγχο του κράτους. Ωστόσο, στην συναλλαγή μεταξύ παραγωγού και αγοραστή υπάρχουν ελάχιστες περιοχές μέσα στην ΕΕ που να υπόκεινται σε τέτοιου είδους κρατικές παρεμβάσεις. Ουσιαστικά, η πώληση φυσικού αερίου στην Ευρώπη γίνεται στον μεγαλύτερο πλειοδότη.

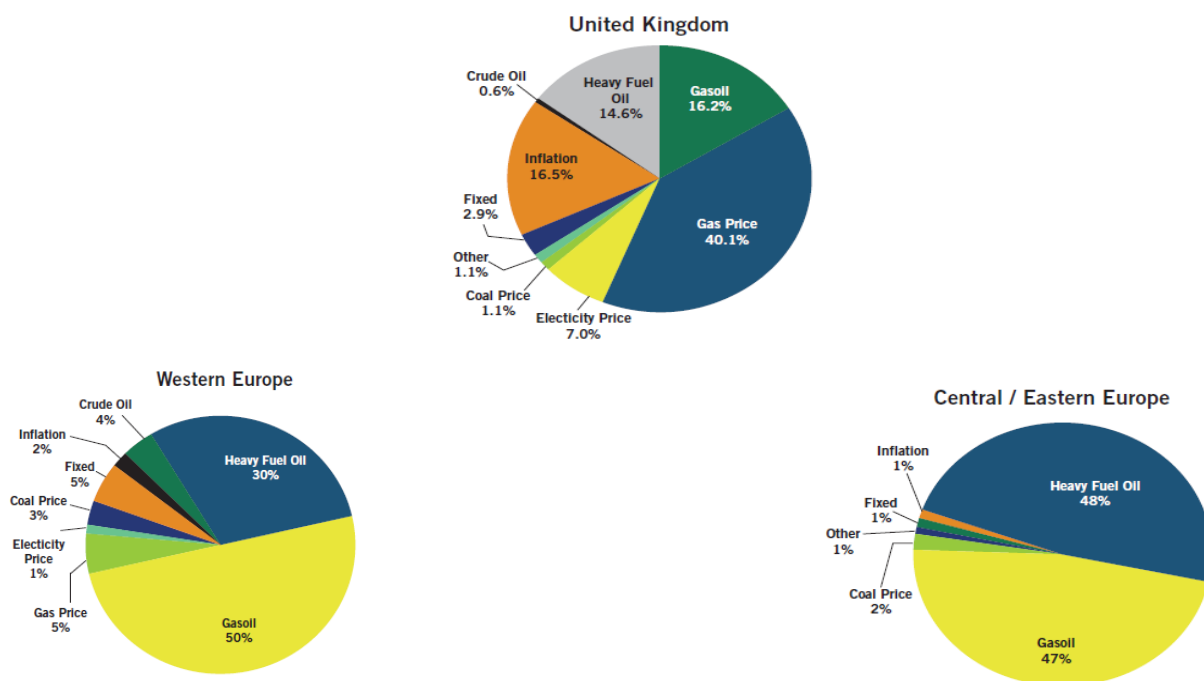
Οι όροι διαμόρφωσης των τιμών των συμφωνιών πώλησης και αγοράς φυσικού αερίου χονδρικής εξαρτώνται συχνά από την επικρατούσα δομή των τιμών στην αγορά που πωλείται το αέριο. Σε χώρες όπου η τιμή του φυσικού αερίου συνδέεται ήδη με εναλλακτικά καύσιμα, η πιο συνηθισμένη αναπροσαρμογή τιμών είναι με βάση το αργό πετρέλαιο ή τα προϊόντα πετρελαίου. Αυτή η μεθοδολογία είναι ουσιαστικά ο μηχανισμός διαμόρφωσης της τιμής του αερίου βάσει της τιμής του πετρελαίου που αναφέραμε πιο πάνω. Τέτοιου είδους διαμορφώσεις τιμών είναι κοινές σε αγορές της Ευρώπης, της Ασίας και της Βόρειας Αφρικής.

Όσον αφορά τη διαμόρφωση της τιμής του φυσικού αερίου βάσει των τιμών που επικρατούν σε άλλες αγορές αλλά και σε εναλλακτικά καύσιμα, ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η διαμόρφωση της τιμής του φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται για οικιακή θέρμανση σε άμεση συσχέτιση με το πετρέλαιο (γνωστό ως ελαφρύ πετρέλαιο στη Γερμανία ή πετρέλαιο θέρμανσης στις ΗΠΑ), όπως και το φυσικό αέριο που χρησιμοποιείται στη βιομηχανία και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τιμολογείται συνήθως με βάση έναν ή περισσότερων τύπων πετρελαίου καυσίμου ([Melling, 2010](#)).

Ξεκινώντας από τις αρχές του 1960 στην Ευρώπη, το διεθνές εμπόριο φυσικού αερίου δομείται από έναν μηχανισμό διαμόρφωσης-βάσει της τιμής πετρελαίου-της τιμής του αερίου. Η συνθήκη αυτή βρισκόταν σε αυξανόμενη πίεση τα τελευταία χρόνια, θέτοντας σε αμφισβήτηση τον τρόπο διαμόρφωσης της τιμής του φυσικού αερίου όχι μόνο στην Ευρώπη αλλά και στην Ασία και τον υπόλοιπο κόσμο. Επί του παρόντος, υπάρχει χάσμα μεταξύ ευρωπαϊκών και ασιατικών αγορών, το οποίο αντικατοπτρίζεται σε μια διαφορά τιμής του φυσικού αερίου. Οι τιμές στην Ευρώπη (οι οποίες είναι υψηλότερες από αυτές στις Ηνωμένες Πολιτείες) επισκιάζονται από τις τιμές στην Ασία ([Henderson, 2013](#)).

Όπως γνωρίζουμε, επειδή το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο ήταν υποκατάστατα σε πολλές διεργασίες, η διακύμανση της τιμής του πετρελαίου ήταν ο κύριος μηχανισμός της διαμόρφωσης της τιμής του φυσικού αερίου τον 20^ο και τις αρχές του 21^{ου} αιώνα στην Ευρώπη. Η διακύμανση αυτή ήταν κυρίως σχετική με την ηλεκτρική παραγωγή και τη βαριά βιομηχανία. Όταν η τιμή του πετρελαίου ανέβαινε το αέριο γινόταν σχετικά φθηνότερο και η ζήτηση του αυξανόταν, οδηγώντας στην αντίστροφη μεταβολή, δηλαδή την σταδιακή αύξηση της τιμής του φυσικού αερίου ([Hulshof et al., 2016](#)).

Στις αρχές του 21^{ου} αιώνα, στην ηπειρωτική Ευρώπη η αναπροσαρμογή της τιμής του πετρελαίου παρέμενε η κυρίαρχη μέθοδος για μακροπρόθεσμη προσαρμογή των τιμών των συμβάσεων φυσικού αερίου σε ολόκληρη την Ευρώπη. Υπάρχει ένας σημαντικός αριθμός παραγόντων που επιδρούν στη διακύμανση των τιμών, τόσο εντός περιφέρειας όσο και μεταξύ περιφερειών. Το ακόλουθο σχήμα, το οποίο προέρχεται από πληροφορίες που συλλέχτηκαν από τη Διεύθυνση Ανταγωνισμού της Επιτροπής των Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων, αντικατοπτρίζει την κατάσταση το 2006.



Σχήμα 1-20: Παράγοντες επιρροής της τιμής του φυσικού αερίου στη Δυτική, Ανατολική & Κεντρική Ευρώπη και στο Ηνωμένο Βασίλειο

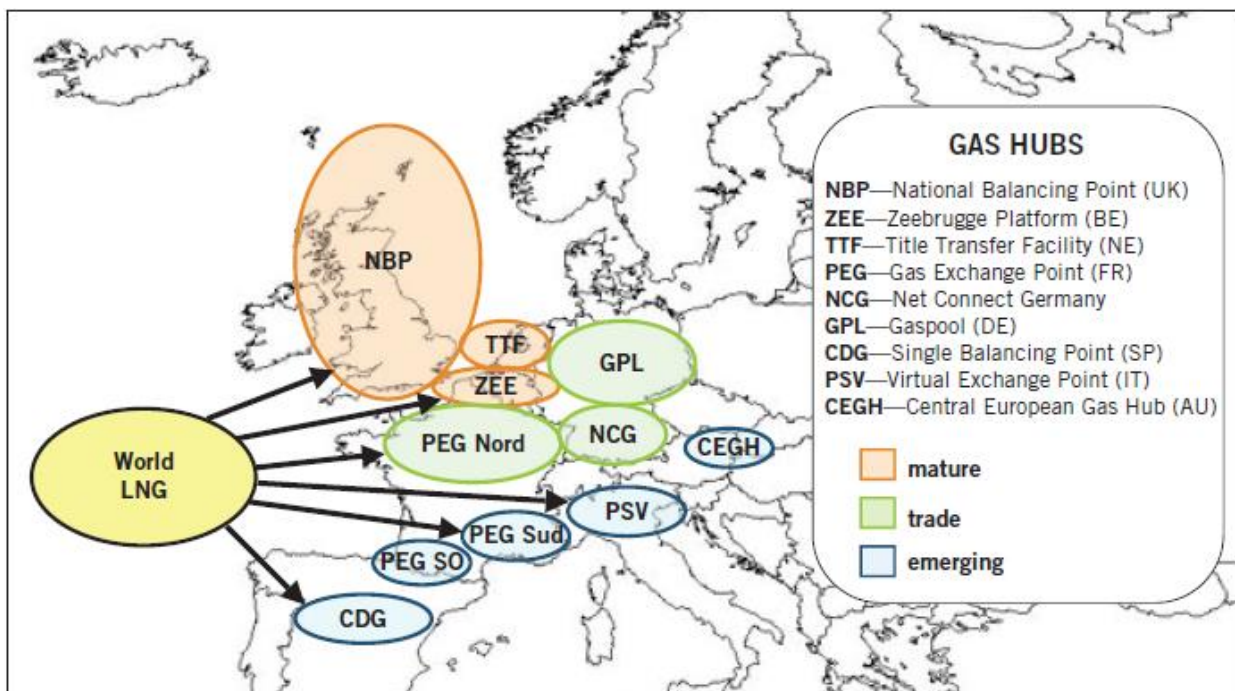
Πηγή: ([Melling, 2010](#))

Οι αγορές φυσικού αερίου έχουν μεταβληθεί σημαντικά τα τελευταία χρόνια, κάτι που έχει σαν αποτέλεσμα ο ανταγωνισμός φυσικού αερίου-προς-φυσικό αέριο να είναι ο κυρίαρχος

μηχανισμός της μεταβολής της τιμής του αερίου. Πρόσφατες έρευνες δείχνουν ότι οι εθνικές αγορές φυσικού αερίου στη Βορειοδυτική Ευρώπη είναι άμεσα αλληλένδετες οδηγώντας στη δημιουργία ενός ενιαίου Βορειοδυτικού Ευρωπαϊκού κόμβου που αποτελείται από το Ηνωμένο Βασίλειο, τη Γαλλία, τη Δανία, την Ολλανδία, το Βέλγιο, την Αυστρία, την Ιταλία και τη Γερμανία.

Η έρευνα ([Hulshof et al., 2016](#)) καταλήγει στο συμπέρασμα ότι η τιμή του φυσικού αερίου στους διάφορους κόμβους είναι αποτέλεσμα του ανταγωνισμού που επικρατεί μεταξύ τους. Θεμελιώδεις παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση και την προμήθεια στους κόμβους έχουν σημαντική επίδραση στην μεταβολή, από μέρα σε μέρα, της τιμής του φυσικού αερίου. Αν και η τιμή του φυσικού αερίου συνδέεται ακόμα με την τιμή του πετρελαίου, η σύνδεση αυτή δεν είναι πια τόσο ισχυρή. Επιπλέον, ο υψηλός βαθμός συγκέντρωσης φυσικού αερίου στο κομμάτι της προμήθειας ενός κόμβου δε μεταβάλλει την τιμή του, οδηγώντας στη διαπίστωση ότι η τιμή του φυσικού αερίου δεν επηρεάζεται από τυχόν ελλείψεις στην αγορά.

Οι χρηματιστηριακές αγορές χονδρικής ξεκίνησαν στα μέσα της δεκαετίας του 1990 στο Ηνωμένο Βασίλειο με την ανάπτυξη του Εθνικού Σημείου Εξισορρόπησης (NBP: National Balancing Point), που εξακολουθεί να είναι η μόνη ευρωπαϊκή αγορά που θεωρείται ώριμη από τη βιομηχανία φυσικού αερίου. Χάρη στη ρευστότητά του και την κατασκευή δύο γραμμών φυσικού αερίου που συνδέουν τη βρετανική αγορά με την ηπειρωτική Ευρώπη (Interconnector και Balgzand Bacton Line), το NBP επηρεάζει έντονα τους ηπειρωτικούς κόμβους. Το Zeebrugge (Βέλγιο) και η TTF (Ολλανδία) είναι οι δύο άλλες κυρίαρχες αγορές στην ήπειρο. Αναδύονται και άλλοι κόμβοι, αλλά η ανάπτυξή τους παρεμποδίζεται, μερικές φορές λόγω έλλειψης ρευστότητας εφοδιασμού και μερικές φορές από την έλλειψη υποδομών σε βασικά σημεία διέλευσης, όπως η διέλευση συνόρων εντός της ΕΕ. Το παρακάτω σχήμα απεικονίζει τα χαρακτηριστικά και την ανάπτυξη των κόμβων φυσικού αερίου στην Ευρώπη.



Σχήμα 1-21: Η κατάσταση από την ανάπτυξη των κόμβων φυσικού αερίου στην Ευρώπη

Πηγή: (Melling, 2010)

Για να δούμε τελικά τη διαμόρφωση των τιμών του φυσικού αερίου, με επίκεντρο την Ευρώπη αλλά και τους υπόλοιπους διεθνείς κόμβους, η έκθεση της Ευρωπαϊκής Κομισιόν για το 2019 είναι πλήρως κατατοπιστική.

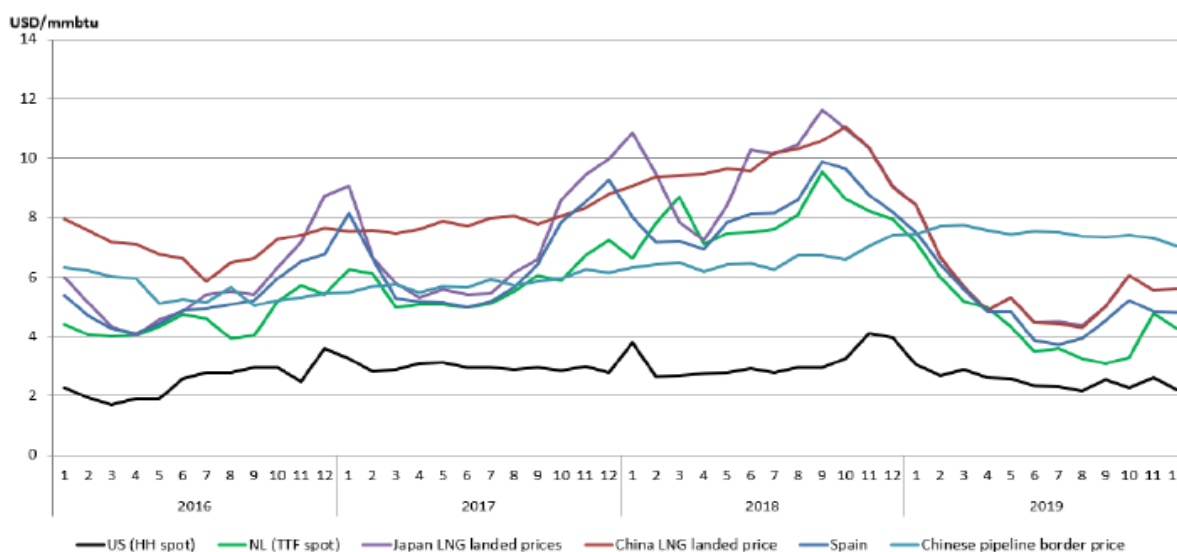
Κατά τη διάρκεια του 3^{ου} τριμήνου του 2019 (Commission, 2019), οι διαφορές στις διεθνείς συμβάσεις τιμών παρέμειναν σταθερές, καθώς οι παραδοσιακά χαμηλότερες τιμές των ΗΠΑ παρέμειναν στάσιμες και οι ευρωπαϊκές και ασιατικές συμβάσεις μειώθηκαν αρχικά, ενώ στη συνέχεια, τον Σεπτέμβριο του 2019 αυξήθηκαν ξανά. Το 4^ο τρίμηνο του 2019 οι διεθνείς συμβάσεις δε μεταβλήθηκαν ιδιαίτερα, αλλά η αύξηση που υπήρξε στον ολλανδικό κόμβο (Dutch TTF) εξαφάνισε την άνοδο που παρατηρήθηκε στην Ασία τον Σεπτέμβρη. Κοιτάζοντας την έκθεση του 3^{ου} και 4^{ου} τριμήνου της Ευρωπαϊκής Κομισιόν, βλέπουμε ότι η τιμή του φυσικού αερίου στον κόμβο Henry Hub των ΗΠΑ μένει σχετικά σταθερή για το 3^ο τρίμηνο (στα 2,2-2,5 \$/MMBtu), κοντά στον μέσο όρο του Ιούνη του 2019 (2,3 \$/MMBtu). Τον Αύγουστο του 2019 η μέση τιμή στον κόμβο ήταν στα 2,2 \$/MMBtu, η χαμηλότερη από τον Μάιο του 2016. Η συναλλαγματική ισοτιμία ευρώ-δολαρίου δεν άλλαξε σημαντικά στο τρίτο τρίμηνο του 2019 (1,13 τον Ιούνιο έναντι 1,10 τον Σεπτέμβριο), αλλά από τον Σεπτέμβρη του 2018 (ισοτιμία 1,16) το ευρώ υποτιμάται έναντι του δολαρίου με αποτέλεσμα οι αλλαγές στην τιμή του φυσικού αερίου σε ευρώ να προκαλούνται

μερικώς από το υποτιμώμενο νόμισμα. Για το επόμενο τρίμηνο του έτους η τιμή διατηρείται σε ένα χαμηλό εύρος αυξανόμενη τον Νοέμβριο στα 2,6 \$/MMBtu και καταλήγοντας τον Δεκέμβρη στα 2,2\$/MMBtu.

Για το 3^ο τρίμηνο του έτους η τιμή στον ολλανδικό κόμβο (Dutch TTF) ήταν κατά μέσο όρο στα 3,3 \$/MMBtu (10,2 ευρώ/MWh). Η μέση τιμή στον γερμανικό κόμβο ήταν λίγο μεγαλύτερη, στα 4,1\$/MMBtu (12,7 ευρώ/MWh), αντανακλώντας τον αντίκτυπο των υφιστάμενων συμβάσεων πετρελαίου στις γερμανικές εισαγωγές φυσικού αερίου. Για το επόμενο τρίμηνο του έτους η τιμή στον Ολλανδικό κόμβο αυξήθηκε στα 4,1 \$/MMBtu, ενώ η τιμή στον γερμανικό κόμβο ήταν στα 5,1 \$/MMBtu λόγω των υφιστάμενων συμβάσεων.

Η μέση τιμή του ιαπωνικού LNG ήταν στα 5,8 \$/MMBtu το 4^ο τρίμηνο του 2019, πάνω από τα 4,6 \$/MMBtu του 3^{ου} τριμήνου αλλά μειωμένη κατά 43% από το αντίστοιχο τρίμηνο του 2018 που ήταν στα 10,1 \$/MMBtu. Σε τριμηνιαίους μέσους όρους, οι τιμές εισαγωγής LNG στην Κίνα ήταν παρόμοιες με αυτές της Ιαπωνίας (5,8 \$/MMBtu το 4^ο τρίμηνο του 2019).

Κατά τη διάρκεια του 4^{ου} τριμήνου του 2019 οι συμβάσεις των διεθνών τιμών είχαν πολύ μικρές διαφορές, καθώς οι παραδοσιακά χαμηλότερες τιμές των ΗΠΑ σταθεροποιήθηκαν και οι ευρωπαϊκές και ασιατικές συμβάσεις αυξήθηκαν ελαφρώς. Όλα αυτά δείχνουν μια μετρήσιμη σύγκλιση μεταξύ των ασιατικών LNG και των ευρωπαϊκών τιμών πώλησης φυσικού αερίου τον τελευταίο χρόνο, ακόμα κι αν οι χαμηλές τιμές του 3^{ου} τριμήνου του 2019 στον Dutch TTF οδήγησαν σε μεγαλύτερα ασφάλιστρα τιμών στην Ασία.



Σχήμα 1-22: Σύγκριση των χονδρικών τιμών πώλησης φυσικού αερίου σε παγκόσμιο επίπεδο

Πηγή: (Commision, 2019)

Πιο συγκεκριμένα για την Ευρώπη, οι τιμές στους ευρωπαϊκούς κόμβους για το 4^ο τρίμηνο του 2019 κυμάνθηκαν στα 12,5-15 €/MWh (4,04-4,84 \$/MMBtu), αριθμός μεγαλύτερος από το 3^ο τρίμηνο του έτους (9,9-12,4 €/MWh), αλλά σημαντικά μικρότερος από το αντίστοιχο τρίμηνο του 2018 (24,4-26 €/MWh). Οι τιμές του τελευταίου τριμήνου του 2019 ήταν σε πραγματική βάση μειωμένες κατά 40-50% σε σχέση με του προηγούμενου έτους. Μερικοί από τους λόγους αυτής της μείωσης ήταν ο ήπιος καιρός στο τέλος του έτους, η μειούμενη ζήτηση φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και τα υψηλά ποσοστά πλήρωσης στις μονάδες αποθήκευσης φυσικού αερίου.

Τέλος, από την έκθεση της BP για το 2019 ([BP, 2019](#)) αντλούμε πληροφορίες για τη διακύμανση των τιμών του φυσικού αερίου ανά έτος, τα τελευταία 30 χρόνια, για διάφορους εμπορικούς κόμβους παγκοσμίως, καθώς και τη συσχέτισή του με το αργό πετρέλαιο.

Prices

US dollars per million Btu	LNG		Natural gas					Crude oil OECD countries CIF ⁶
	Japan CIF ¹	Japan Korea Marker (JKM) ²	Average German Import Price ³	UK (Heren NBP Index) ⁴	Netherlands TTF (DA Heren Index) ⁴	US Henry Hub ⁵	Canada (Alberta) ⁵	
1989	3.28	-	2.00	-	-	1.70	-	3.01
1990	3.64	-	2.78	-	-	1.64	1.05	3.82
1991	3.99	-	3.23	-	-	1.49	0.89	3.33
1992	3.62	-	2.70	-	-	1.77	0.98	3.19
1993	3.52	-	2.51	-	-	2.12	1.69	2.82
1994	3.18	-	2.35	-	-	1.92	1.45	2.70
1995	3.46	-	2.43	-	-	1.69	0.89	2.96
1996	3.66	-	2.50	1.87	-	2.76	1.12	3.54
1997	3.91	-	2.66	1.96	-	2.53	1.36	3.29
1998	3.05	-	2.33	1.86	-	2.08	1.42	2.16
1999	3.14	-	1.86	1.58	-	2.27	2.00	2.98
2000	4.72	-	2.91	2.71	-	4.23	3.75	4.83
2001	4.64	-	3.67	3.17	-	4.07	3.61	4.08
2002	4.27	-	3.21	2.37	-	3.33	2.57	4.17
2003	4.77	-	4.06	3.33	-	5.63	4.83	4.89
2004	5.18	-	4.30	4.46	-	5.85	5.03	6.27
2005	6.05	-	5.83	7.38	6.07	8.79	7.25	8.74
2006	7.14	-	7.87	7.87	7.46	6.76	5.83	10.66
2007	7.73	-	7.99	6.01	5.93	6.95	6.17	11.95
2008	12.55	-	11.60	10.79	10.66	8.85	7.99	16.76
2009	9.06	5.28	8.53	4.85	4.96	3.89	3.38	10.41
2010	10.91	7.72	8.03	6.56	6.77	4.39	3.69	13.47
2011	14.73	14.02	10.49	9.04	9.26	4.01	3.47	18.55
2012	16.75	15.12	10.93	9.46	9.45	2.76	2.27	18.82
2013	16.17	16.56	10.73	10.64	9.75	3.71	2.93	18.25
2014	16.33	13.86	9.11	8.25	8.14	4.35	3.87	16.80
2015	10.31	7.45	6.72	6.53	6.44	2.60	2.01	8.77
2016	6.94	5.72	4.93	4.69	4.54	2.46	1.55	7.04
2017	8.10	7.13	5.62	5.80	5.72	2.96	1.60	8.97
2018	10.05	9.76	6.62	8.06	7.90	3.13	1.12	11.68
2019	9.94	5.49	5.25	4.47	4.45	2.53	1.27	10.82

Σχήμα 1-23: Διακύμανση της τιμής του φυσικού αερίου στους διάφορους εμπορικούς κόμβους

Πηγή: ([BP, 2019](#))

1.1.9 Κόστος πηγαδιού, εξοπλισμού γεώτρησης

Αναφέραμε και πιο πάνω ότι στην περίπτωση της υπεράκτιας ανάπτυξης φυσικού αερίου οι μονάδες γεώτρησης που χρησιμοποιούνται κατά κόρον λόγω των πλεονεκτημάτων που

παρουσιάζουν είναι τα semi-submersible και τα drillship. Τα κόστη κεφαλαίων και των δύο συστημάτων καταδεικνύουν επαρκώς γιατί η υψηλή παραγωγικότητα που βασίζεται στην κινητικότητα είναι ουσιώδης. Για παράδειγμα, το 1998, το μέσο κόστος παραγγελίας για semi-submersibles και drillships ήταν 228 και 242 εκατομμύρια δολάρια αντίστοιχα ([Pinder, 2001](#)).

Τα κόστη για την ενοικίαση της μονάδας γεώτρησης και παραγωγής κυμαίνονται από 50.000\$ έως 1.000.000\$ την ημέρα, ανάλογα τον τύπο της μονάδας (jack-up, semi-submersible, drillship), το βάθος του πηγαδιού, την κατάσταση των αγορών και την τοποθεσία του κοιτάσματος. Όταν συνυπολογίζεται το κόστος εργασίας, καυσίμων, υλικών και εξοπλισμού, το τελικό κόστος για τη διάτρηση και τον εξοπλισμό ενός πηγαδιού είναι περίπου το διπλάσιο της ενοικίασης της μονάδας γεώτρησης. Για παράδειγμα, ένα πηγάδι που θα χρειαστεί 30 μέρες για τη γεώτρηση του με τη χρησιμοποίηση ενός jack-up με κόστος \$200.000/ημέρα θα κοστίσει συνολικά περίπου 12.000.000\$ για να ολοκληρωθεί. Τα κόστη αυτά όταν μιλάμε για γεώτρηση σε πολύ βαθιά ύδατα, όπως στην περίπτωση μας, αυξάνονται δραματικά. Τα προβλήματα, οι κίνδυνοι και τα κόστη γεώτρησης αυξάνονται με την αύξηση του βάθους των υδάτων. Το βάθος των υδάτων είναι ένας πολύ σημαντικός παράγοντας σε όλες τις υπεράκτιες εργασίες καθώς όσο αυξάνεται τόσο μεγαλώνουν οι απαιτήσεις γεώτρησης. Το περίβλημα (casing) εξυπηρετεί πολλές σημαντικές λειτουργίες στη γεώτρηση και την ολοκλήρωση ενός πηγαδιού, και είναι ένα από τα πιο ακριβά μέρη ενός προγράμματος γεώτρησης (κυμαίνεται από 10 έως 20% του συνολικού κόστους ολοκλήρωσης ενός πηγαδιού ([Kaiser, 2009](#))).

Για παράδειγμα, στο πεδίο Ταμάρ του Ισραήλ, το οποίο βρίσκεται σε πολύ κοντινή απόσταση με την ΑΟΖ της Κύπρου, και έχει παρόμοιο βάθος υδάτων και μορφολογία, το πρώτο πηγάδι παραγωγής (Tamar 1) τοποθετήθηκε σε βάθος 4900 μέτρων και το κόστος του έφτασε στα 92.000.000\$ ([Delek, 2009](#)).

1.1.10 Κόστος εγκατάλειψης πηγαδιού και παροπλισμού εγκατάστασης φυσικού αερίου

Η εγκατάλειψη του κοιτάσματος, το τελευταίο στάδιο του κύκλου ζωής ενός έργου πετρελαίου και φυσικού αερίου, είναι η διαδικασία σχεδιασμού, εξασφάλισης κυβερνητικής έγκρισης και εφαρμογής της κατάρτησης της συνολικής εγκατάστασης, η οποία με το πέρασμα των χρόνων δεν είναι οικονομικά ωφέλιμη. Μιλάμε για μία διαδικασία η οποία περιλαμβάνει μία μεγάλη, περίπλοκη και εντατικού κόστους αλυσίδα δραστηριοτήτων με πολλούς ενδιαφερόμενους και πολλές σκέψεις σε σχέση με το περιβάλλον, την υγεία, την ασφάλεια, αλλά και κοινωνικά,

οικονομικά και τεχνικά θέματα. Για παράδειγμα, το έργο εγκατάλειψης του κοιτάσματος Brent της εταιρίας Shell θα διαρκέσει περίπου 10 χρόνια. Ο ακριβής χρόνος για να ξεκινήσει το έργο εγκατάλειψης μιας υπεράκτιας δομής επηρεάζεται από διάφορους παράγοντες, οι οποίοι περιλαμβάνουν:

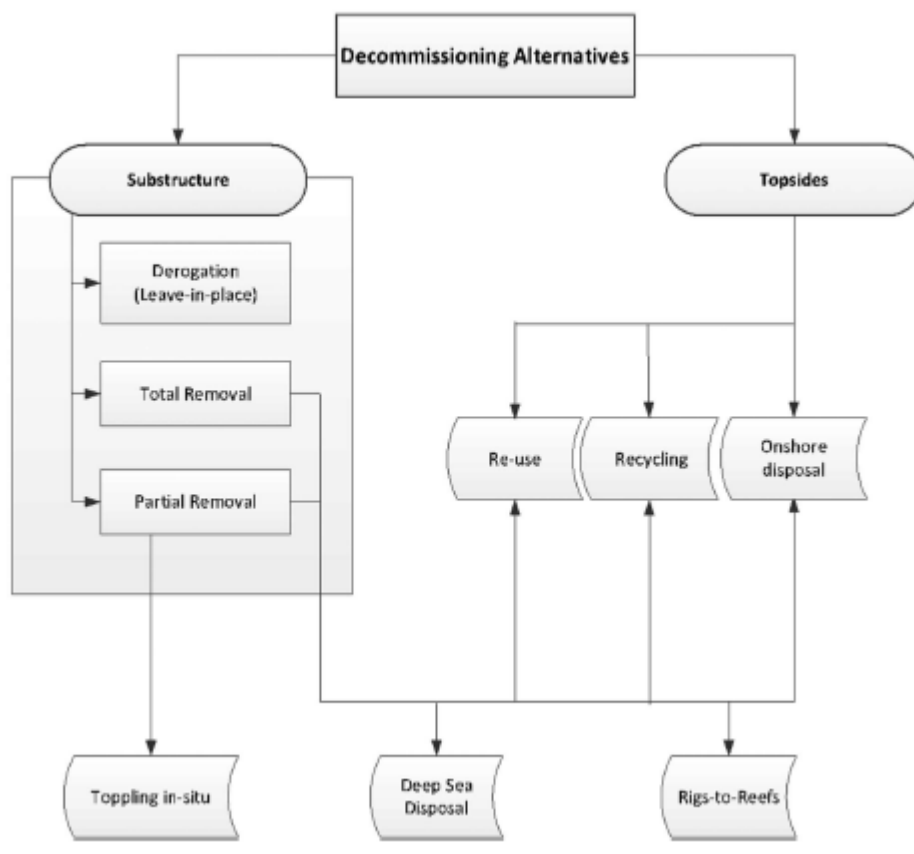
- Ηλικία της εγκατάστασης και της σχετικής υποδομής
- Τρέχοντες κανονισμοί σχετικά με την εξερεύνηση και την παραγωγή
- Τιμή φυσικού αερίου, αστάθεια της αγοράς και εάν είναι οικονομικά βιώσιμο να συνεχίσει να λειτουργεί η εγκατάσταση
- Εάν θα μπορούσαν να υπάρξουν τεχνολογικές εξελίξεις για την παράταση της διάρκειας ζωής του έργου για αποτελεσματικότερη εξαγωγή φυσικού αερίου
- Θεμελιώδη ερωτήματα για το αν υπάρχουν ακόμη αποθέματα φυσικού αερίου για εκμετάλλευση

Όταν ένα πηγάδι φυσικού αερίου φτάσει στο τέλος της ωφέλιμης οικονομικά ζωής του πρέπει να αποσυνδεθεί μόνιμα και να εγκαταλειφθεί. Η συγκεκριμένη διαδικασία (P&A: Plug and Abandonment) αποτελείται συνήθως από την τοποθέτηση πολλών τσιμεντένιων βουλωμάτων στην οπή του πηγαδιού για την απομόνωση της δεξαμενής, και από άλλους υγρούς σχηματισμούς. Εξαρτώμενες από τις συνθήκες που επικρατούν στο πηγάδι, οι P&A εργασίες μπορεί να είναι αρκετά χρονοβόρες και συνεπώς ιδιαίτερα δαπανηρές. Επιπλέον, η διαδικασία εγκατάλειψης των υπεράκτιων πηγαδιών φυσικού αερίου είναι σημαντικά πιο κοστοβόρα απ' ό τι στα πηγάδια στην ξηρά.

Μια ουσιώδης πτυχή του P&A είναι η διασφάλιση της ακεραιότητας του πηγαδιού μετά την εγκατάλειψη. Τα προηγούμενα χρόνια, δε δόθηκε μεγάλη έμφαση στη διασφάλιση της σωστής σύνδεσης των πηγαδιών, καθώς οι κανονισμοί που κάλυπταν τις εργασίες P&A ήταν ασαφείς και ανεπαρκείς. Επομένως, υπήρχαν διαρροές σε αρκετά πηγάδια που είχαν εγκαταλειφθεί. Το ατύχημα του Macondo το 2010 και η επακόλουθη σοβαρή διαρροή πετρελαίου, έφερε αλλαγές στην τεχνολογία και στα ρυθμιστικά καθεστώτα και οδήγησε τη βιομηχανία να αλλάξει τη στάση της απέναντι στην P&A τα τελευταία χρόνια. Οι εργασίες P&A αφορούν πλέον περιβαλλοντικά ζητήματα όπως η πρόληψη διαρροών, πέρα από την οικονομική απόδοση.

Η σωστή και ασφαλής εγκατάλειψη της δομής ενός κοιτάσματος γίνεται όλο και πιο επιτακτική τα τελευταία χρόνια με αποτέλεσμα οι operators και οι εργολάβοι να αντιμετωπίζουν νέες προκλήσεις στους τομείς της μηχανικής, του περιβάλλοντος, της ασφάλειας κι υγείας και της οργάνωσης της όλης διαδικασίας ([Vrålstada et al., 2019](#)). Μέχρι το 1995 η σύμβαση OSPAR υπό ορισμένες συνθήκες επέτρεπε την απόρριψη στη θάλασσα μερών ή ολόκληρων των υπεράκτιων

εγκαταστάσεων. Αυτό ωστόσο άλλαξε μετά τις γνωστές διαμάχες του Brent Spar, οι οποίες ανάγκασαν τη Shell να αναπροσαρμόσει τα σχέδια της για απόρριψη μέρους μιας εγκατάστασης στα πολύ βαθιά ύδατα, έπειτα από διαμαρτυρίες της γνωστής περιβαλλοντικής οργάνωσης Greenpeace. Συνέπεια αυτών των γεγονότων ήταν η απόφαση OSPAR 98/3, η οποία επιγραμματικά απαγόρευε την απόρριψη ενός μέρους ή ολόκληρης της εγκατάστασης φυσικού αερίου ή πετρελαίου στη θάλασσα και πρότεινε σαν εναλλακτικές λύσεις την επαναχρησιμοποίηση, την ανακύκλωση και την απόρριψη στην ξηρά των εγκαταστάσεων ενός κοιτάσματος σε μια θαλάσσια περιοχή. Επιπλέον, η απόφαση αναγνώριζε ότι ο παροπλισμός ορισμένων μεγάλων εγκαταστάσεων που βρίσκονται σε θαλάσσια οικοσυστήματα μπορεί να θέσει τόσο τεχνολογικές όσο και προκλήσεις ασφάλειας, καθώς και να εκθέσει το περιβάλλον σε αυξημένους κινδύνους μόλυνσης.



Σχήμα 1-24: Εναλλακτικές επιλογές στον παροπλισμό μιας εγκατάστασης φυσικού αερίου

Πηγή: ([Ahiaga-Dagbui et al., 2017](#))

Σύμφωνα με τους κανονισμούς που ισχύουν, υπάρχουν τρεις βασικές απαιτήσεις μετά τον παροπλισμό μιας εγκατάστασης:

- Περιοδική παρακολούθηση τυχόν υπολειμμάτων της εγκατάστασης με συντήρηση ή κάποια μορφή διορθωτικών μέτρων όπου κριθεί απαραίτητο
- Πληροφορίες που επιβεβαιώνουν την ύπαρξη τυχόν υπολειμμάτων μιας εγκατάστασης θα διαβιβάζονται στο λιμενικό και σε κατάλληλες υδρογραφικές υπηρεσίες και θα επισημαίνονται σε ναυτικούς χάρτες
- Η διαρκής ευθύνη παραμένει στον κάτοχο του περιουσιακού στοιχείου

Δεν είναι όλες οι εναλλακτικές χρήσεις ή επιλογές απόρριψης εξίσου βιώσιμες τεχνικά, οικονομικά ή πολιτικά. Οι επιπτώσεις στα ψάρια, τα πουλιά, τα θαλάσσια θηλαστικά, την ποιότητα του νερού, τα άτομα που ασχολούνται με την εμπορική / ψυχαγωγική αλιεία, την εμπορική ναυτιλία κλπ. ποικίλλουν ανάλογα την κατηγορία. Όποια κι αν είναι η μέθοδος που θα επιλέξουμε, παραμένουν προκλήσεις μηχανικής και διαχείρισης που πρέπει να διερευνηθούν για να διασφαλιστεί ότι η διαδικασία εγκατάλειψης του κοιτάσματος πραγματοποιείται με οικονομικά αποδοτικό, ασφαλή και φιλικό προς το περιβάλλον τρόπο ([Ahiaga-Daqbui et al., 2017](#)).

Οι λεπτομέρειες των εργασιών στη διαδικασία P&A μπορεί να διαφέρουν σημαντικά από πηγάδι σε πηγάδι, ανάλογα τον τύπο του πηγαδιού και τις πραγματικές συνθήκες που επικρατούν στο πηγάδι. Υπάρχουν ωστόσο κάποιες κοινές φάσεις με τις οποίες πορεύονται οι περισσότερες διαδικασίες P&A και είναι οι ακόλουθες:

- Φάση 1: Προπαρασκευαστικές εργασίες
- Φάση 2: Εγκατάλειψη κοιτάσματος
- Φάση 3: Ενδιάμεση εγκατάλειψη
- Φάση 4: Αφαίρεση κεφαλής πηγαδιού

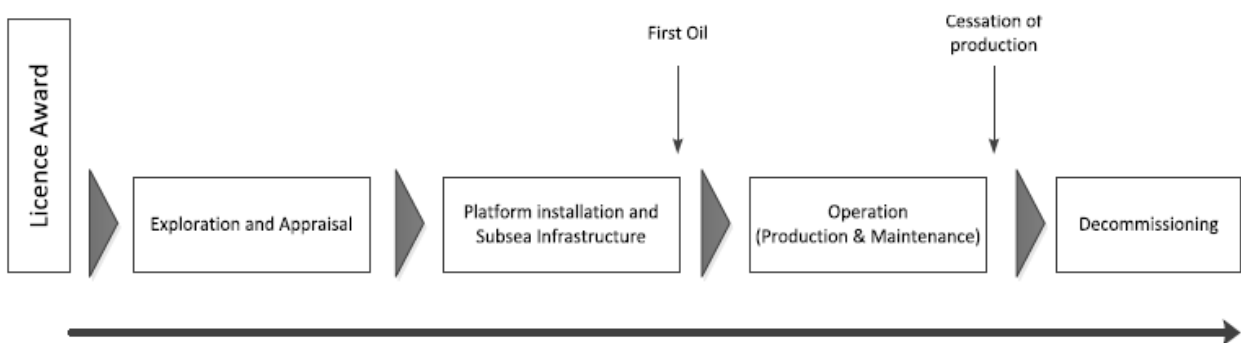
Ένα σημαντικό πλεονέκτημα του διαχωρισμού της πλήρους επιχειρησιακής ακολουθίας P&A σε διαφορετικές φάσεις είναι ότι αυτή η προσέγγιση υπογραμμίζει τις ευκαιρίες εκτέλεσης απλούστερων τμημάτων της λειτουργίας P&A με μεθόδους που δεν απαιτούν σύστημα γεώτρησης, αντί για πιο παραδοσιακές και δαπανηρές μεθόδους χρησιμοποιώντας ένα σύστημα γεώτρησης.

Επίσης, υπάρχει η δυνατότητα η Φάση 3 της διαδικασίας P&A να χωριστεί σε δύο υποκατηγορίες:

- Φάση 3α: τοποθέτηση πρωτεύοντων και δευτερευόντων φραγμών στις υπερφορτωμένες ζώνες ροής

- Φάση 3β: τοποθέτηση σύνδεσης μεταξύ ανοιχτής οπής πηγαδιού και επιφάνειας

Οι operators προτιμούν συνήθως να αναλαμβάνουν όσο το δυνατόν λιγότερη εργασία για να περιορίσουν τις δαπάνες τους, καθώς το έργο εγκατάλειψης δεν τους αποφέρει κανένα απολύτως κέρδος, ευρισκόμενο στο τέλος του κύκλου ζωής του κοιτάσματος, ενώ οι περιβαλλοντικές ακτιβιστικές ομάδες (π.χ. Greenpeace) υποστηρίζουν την πλήρη απομάκρυνση των εγκαταστάσεων. Υπάρχει συνεχής συζήτηση σχετικά με την έκταση της απομάκρυνσης που απαιτείται, καθώς εξαρτάται συχνά όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, από μια σειρά πολιτικών, κοινωνικοοικονομικών και περιβαλλοντικών συνθηκών.



Σχήμα 1-25: Κύκλος ζωής ενός έργου φυσικού αερίου

Πηγή: ([Ahiaga-Dagbui et al., 2017](#))

Η αβεβαιότητα που υπάρχει σχετικά με τη διαδικασία P&A φαίνεται και από τα στοιχεία που παρέθεσε εταιρία που εργάζεται στη Βόρεια Θάλασσα του Ηνωμένου Βασιλείου. Σύμφωνα με αυτά, για την εγκατάλειψη 25 πηγαδιών παρατηρήθηκε μέσος χρόνος της διαδικασίας P&A 23 μέρες, με τεχνικά καλύτερο χρόνο τις 12 μέρες και χειρότερο τις 36 μέρες.

Μία από τις κύριες προκλήσεις στην απομάκρυνση των εγκαταστάσεων σχετίζεται με τη διαδικασία P&A. Τα κοιτάσματα υδρογονανθράκων μπορεί να είναι περίπου 2-3 χιλιόμετρα κάτω από τη στάθμη του βυθού, οπότε το πηγάδι που τρυπιέται από την πλατφόρμα προς το κοιτάσμα δημιουργεί μια διαδρομή για το φυσικό αέριο, ώστε να ρέει κάτω από τον πυθμένα στην πλατφόρμα για επεξεργασία και διαχωρισμό. Στο τέλος της ζωής του πηγαδιού, αυτή η διαδρομή πρέπει να κλείσει έτσι ώστε οι υπόλοιποι υδρογονάνθρακες στη δεξαμενή να μην μπορούν να επιστρέψουν στην επιφάνεια. Παρόλο που η διαδικασία P&A των πηγαδιών δεν είναι καινούρια για τη βιομηχανία, είναι ίσως ο τεράστιος όγκος των πηγαδιών και των πεδίων που πρέπει να εγκαταλειφθούν αυτήν τη στιγμή, που μπορεί να παρουσιάζουν περιορισμούς χωρητικότητας. Οι P&A των πηγαδιών αντιπροσωπεύουν επί του παρόντος έως και το 60% του συνολικού

προϋπολογισμού εγκατάλειψης μιας εγκατάστασης. Η εγκατάλειψη μιας εγκατάστασης είναι πολύπλοκη και απαιτεί μεγάλο κεφάλαια, αφού πραγματοποιείται σε υπεράκτια περιβάλλοντα υψηλού κινδύνου. Η ολοκλήρωση μιας ασφαλούς εγκατάλειψης ενός πηγαδιού είναι γεμάτη με πολλές προκλήσεις, συμπεριλαμβανομένων των αβεβαιοτήτων που σχετίζονται με την ακεραιότητα του πηγαδιού και το γεγονός ότι κάθε πηγάδι είναι μοναδικό. Πρέπει, επομένως κάθε πηγάδι να προσεγγιστεί κατά περίπτωση, καθιστώντας τον σχεδιασμό για τους πόρους, τον προγραμματισμό της εργασίας και το κόστος ιδιαίτερα σημαντικά.

Τα στοιχεία της Shell για τη διαδικασία P& A δείχνουν ότι, κατά μέσο όρο, κοστίζει 3.600.000\$ ανά πηγάδι, ενώ ο χρόνος για να ολοκληρωθεί με ασφάλεια αυτή η δραστηριότητα είναι περίπου 30 ημέρες. Άλλα δεδομένα δείχνουν ότι ένας σημαντικός αριθμός έργων εγκατάλειψης μιας εγκατάστασης υπερβαίνουν τον αρχικό προϋπολογισμό κατά 40% ([Ahiaga-Dagbui et al., 2017](#)).

Σύμφωνα με την οικονομική έκθεση της Delek Group η οποία έχει μερίδιο (22%) στο πεδίο Ταμάρ του Ισραήλ, ένα πεδίο που βρίσκεται κοντά στο κοιτάσμα της Αφροδίτης με παρόμοια χαρακτηριστικά και 6 πηγάδια παραγωγής φυσικού αερίου, τα κόστη εγκατάλειψης και παροπλισμού του πεδίου υπολογίζονται στα 31.047.000\$ για το ποσοστό της εταιρίας, δηλαδή 141.122.727\$ για όλη την εγκατάσταση. Κάνοντας αναγωγή στο 1 πηγάδι προκύπτει ότι το κόστος εγκατάλειψης ενός πηγαδιού είναι στα 23.520.454\$ ([Delek, 2017b](#)).

1.1.11 CAPEX, OPEX

Στην υπεράκτια ανάπτυξη ενός κοιτάσματος φυσικού αερίου υπάρχουν δύο κατηγορίες κοστών: τα κόστη κεφαλαίου (CAPEX: Capital Expenditures) και τα λειτουργικά κόστη (OPEX: Operating Expenditures).

Τα **κόστη κεφαλαίου (CAPEX)** αντιπροσωπεύουν την επένδυση που απαιτείται για το σχεδιασμό, την κατασκευή και την ανάθεση του υλικού για την αρχική ανάπτυξη του πεδίου και περιλαμβάνουν τα πηγάδια, τις πλατφόρμες γεώτρησης, τις εγκαταστάσεις, τον εξοπλισμό, τους αγωγούς μεταφοράς του φυσικού αερίου και οτιδήποτε άλλο με διάρκεια ζωής μεγαλύτερη από ένα έτος. Τα CAPEX ορίζονται συνήθως ως εκείνα τα στοιχεία των οποίων η ωφέλιμη ζωή υπερβαίνει το ένα έτος. Οι βασικές κατηγορίες κοστών που περιλαμβάνουν τα CAPEX είναι επιγραμματικά το κόστος γεώτρησης και εγκατάστασης του πηγαδιού, το κόστος εγκατάστασης του αγωγού φυσικού αερίου και του σταθμού συμπίεστων και το κόστος παροπλισμού των πηγαδιών και εγκατάλειψης της εγκατάστασης στην οποία γίνεται η παραγωγή.

Τα **λειτουργικά κόστη (OPEX)** που αναφέρονται επίσης ως λειτουργικά έξοδα μίσθωσης ή έξοδα παραγωγής, αντιπροσωπεύουν στοιχεία των οποίων η ωφέλιμη ζωή είναι ένα έτος ή λιγότερο. Σε αντίθεση με τα κόστη κεφαλαίου τα λειτουργικά κόστη είναι πολύ λιγότερο διαφανή, χωρίς εύκολα διαθέσιμες και αξιόπιστες δημόσιες πηγές δεδομένων. Τα λειτουργικά κόστη χωρίζονται σε 2 κατηγορίες: τα σταθερά (fixed) κόστη και τα μεταβλητά (variable) κόστη. Καθώς το επίπεδο παραγωγής αλλάζει, ορισμένα συνολικά κόστη δεν θα αλλάξουν, ή δεν θα αλλάξουν πολύ, ενώ άλλα κόστη θα αλλάξουν αναλογικά ή σχεδόν αναλογικά με το επίπεδο που μεταβάλλεται η δραστηριότητα. Το κόστος που παραμένει σταθερό σε σχέση με τα επίπεδα δραστηριότητας ονομάζεται σταθερό και το κόστος που αλλάζει αναφέρεται ως μεταβλητό κόστος. Χαρακτηριστικό παράδειγμα σταθερού κόστους είναι ο μισθός ενός εργάτη, ο οποίος θα πληρωθεί από την εταιρία ανεξάρτητα από την παραγωγή που επιτυγχάνεται στο πεδίο που δουλεύει ο εργάτης. Το ρίσκο και το κόστος στις εργασίες φυσικού αερίου είναι η εύρεση του πόρου και η επιλογή της καλύτερης στρατηγικής που μεγιστοποιεί το κέρδος για την εξαγωγή του. Τα λειτουργικά κόστη μετά την επιλογή αυτή καθορίζονται από την πολυπλοκότητα, την τοποθεσία, την ηλικία και τις επιλογές σχεδιασμού που γίνονται.

Η πλειονότητα του κόστους ανάπτυξης του πεδίου πραγματοποιείται εκ των προτέρων στα κόστη κεφαλαίου για τα πηγάδια, και υπεράκτια, για την πλατφόρμα γεώτρησης και τον αγωγό φυσικού αερίου. Εάν μιλάμε για υπεράκτια ανάπτυξη και παραγωγή με υποθαλάσσια πηγάδια, πρέπει να εγκατασταθεί επιπλέον εξοπλισμός και το λειτουργικό κόστος είναι υψηλότερο από ότι για συστήματα που χρησιμοποιούν μόνο πηγάδια παραγωγής στην ξηρά ([Kaiser & Siddhartha, 2018](#)).

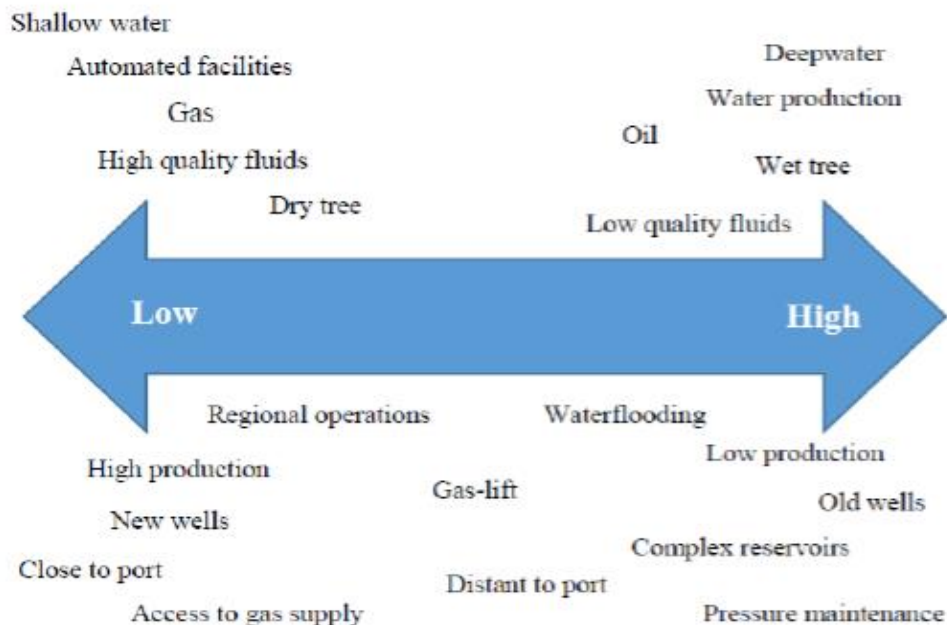
Παραδοσιακά, το CAPEX για υπεράκτια ανάπτυξη θεωρείται υψηλότερο από το αντίστοιχο για χερσαία παραγωγή. Επιπλέον, το CAPEX είναι συνάρτηση της χωρητικότητας αποθήκευσης καθώς και του κόστους που σχετίζεται με συγκεκριμένες κατασκευαστικές ανάγκες. Έρευνες δείχνουν ότι το CAPEX για υπεράκτια ανάπτυξη θα μπορούσε να κυμαίνεται από 10 έως 40% υψηλότερο, σε σχέση με μια χερσαία εγκατάσταση παρόμοιων δυνατοτήτων και κατασκευής ([Kaiser, 2017a](#)). Μια σημαντική παράμετρος του CAPEX είναι το απαιτούμενο μήκος του αγωγού φυσικού αερίου που θα χρησιμοποιηθεί, κάτι που εντείνει τη διαφορά στο CAPEX μεταξύ υπεράκτιας και χερσαίας ανάπτυξης, αφού στην πρώτη θα χρειαστούμε σίγουρα πολύ μεγαλύτερα μήκη αγωγών. Το μήκος του αγωγού φυσικού αερίου είναι συνάρτηση της απόστασης από το υπάρχον δίκτυο αερίου ([Danielsen et al., 2008](#)).

Κοντά στο τέλος της αρχικής παραγωγής, όπου η ενέργεια της δεξαμενής έχει εξαντληθεί και ο εξοπλισμός είναι παλαιότερος, το λειτουργικό κόστος αρχίζει να αυξάνεται. Ο όγκος του

παραγόμενου νερού συνήθως αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου και ο όγκος του φυσικού αερίου θα μειώνεται. Καθώς η πίεση μειώνεται, το φυσικό αέριο δε θα ρέει πλέον στην επιφάνεια και θα πρέπει να αντληθεί χρησιμοποιώντας τεχνητή ανύψωση και δευτερεύουσες μεθόδους παραγωγής, εφόσον είναι οικονομικά βιώσιμες. Τα κόστη παραγωγής ποικίλλουν ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του παραγόμενου σχηματισμού, την τοποθεσία, τη μέθοδο ανάκτησης, το κόστος και τη συχνότητα των δραστηριοτήτων εργασίας και πολλούς άλλους παράγοντες. Το OPEX ξεκινά από την πρώτη παραγωγή και διαρκεί όσο ο κύκλος ζωής του πεδίου. Συχνά έχει προταθεί ότι κατά τη διάρκεια ζωής ενός υπεράκτιου πεδίου, το συνολικό OPEX θα υπερβεί το συνολικό CAPEX, και παρόλο που αυτό σίγουρα φαίνεται εύλογο εμπειρικά αποδεικτικό στοιχείο, δεν έχει παρουσιαστεί ποτέ. Το πιο σημαντικό, επειδή το OPEX εμφανίζεται για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα σε σύγκριση με το CAPEX, ο αντίκτυπός του στην κερδοφορία της επένδυσης είναι συνήθως λιγότερο σημαντικός από τον προγραμματισμό και τις υπερβάσεις κόστους που επηρεάζουν το CAPEX, καθώς και τις αλλαγές στις τιμές των βασικών εμπορευμάτων που συμβαίνουν κατά τη διάρκεια ζωής του έργου

Επειδή, όπως αναλύσαμε πιο πάνω τα λειτουργικά κόστη είναι πολύ πιο δύσκολο να εκτιμηθούν και να προσεγγιστούν σωστά από τα κόστη κεφαλαίου, καθώς πέραν του ότι χρειάζεται να υπολογίζονται καθ' όλη τη διάρκεια λειτουργίας της εγκατάστασης, υπάρχουν πολύ λίγα δεδομένα στην βιομηχανία, θα επιχειρηθεί να γίνει μια ενδελεχής ανάλυσή τους για την καλύτερη κατανόηση του τρόπου διαμόρφωσής τους.

Τα λειτουργικά κόστη εξαρτώνται από τον τύπο της παραγωγής (ξηρό, υγρό αέριο), την ποιότητα της παραγωγής, την ηλικία παραγωγής (πρώιμη, μέση, ώριμη), τις λειτουργικές απαιτήσεις, το επίπεδο παραγωγής, την τοποθεσία (προστατευόμενα ύδατα, υφαλοκρηπίδα, βαθιά ύδατα), τον αριθμό και των τύπο των πηγαδιών, τον τύπο κατασκευής (προστατευτικό πηγαδιού, σταθερή ή πλωτή πλατφόρμα) και το μέγεθός της, τα χαρακτηριστικά της παραγωγής (ανύψωση αερίου, έγχυση νερού, έγχυση αερίου), την απόσταση του κοιτάσματος από τους υποψήφιους αγοραστές, τις απαιτήσεις συντήρησης (εργασίες, παραγωγή και έλεγχος άμμου), την απόσταση από το λιμάνι (μεταφορά σκαφών και ελικοπτέρων), το μέγεθος του προσωπικού παραγωγής, τις λειτουργίες της κατασκευής (παραγωγής, δευτερεύουσες) και τις ασφαλιστικές απαιτήσεις. Η παρακάτω εικόνα είναι κατατοπιστική για το πως επηρεάζεται το λειτουργικό κόστος ανάλογα με το τι συμβαίνει στις κατηγορίες που αναφέρθηκαν πιο πάνω.



Σχήμα 1-26: Φάσμα λειτουργικού κόστους

Πηγή: ([Kaiser & Siddhartha, 2018](#))

Κατά κανόνα της βιομηχανίας, στο μέγιστο επίπεδο παραγωγής, η αναλογία σταθερού OPEX προς μεταβλητού OPEX εκτιμάται ότι είναι 30% / 70% για ένα υπεράκτιο πεδίο φυσικού αερίου, καθώς αυτή είναι η μόνη περίοδος κατά την οποία το μεταβλητό OPEX θα μπορούσε να φτάσει στο αποκορύφωμά του. Λόγω της φύσης τους, τα υπεράκτια πεδία τείνουν να πλησιάζουν την μέγιστη παραγωγή το συντομότερο δυνατόν και όσο το δυνατόν περισσότερο, καθώς το σταθερό OPEX για υπεράκτιες δραστηριότητες είναι πολύ υψηλότερο σε σύγκριση με τα χερσαία πεδία. Ο υπολογισμός του μεταβλητού OPEX υπολογίζεται γενικά ανά μονάδα επιπέδου παραγωγής καθώς το μεταβλητό OPEX σχετίζεται άμεσα με το συνολικό ποσοστό παραγωγής για το πεδίο. Συνήθως είναι μια υποτιθέμενη αξία πολλαπλασιαζόμενη με την ετήσια ποσότητα παραγωγής του πεδίου ([Taneri et al., 2019](#)).

Πολλοί παράγοντες επηρεάζουν τα οικονομικά όρια της υπεράκτιας παραγωγής. Μερικοί από τους παράγοντες είναι φανεροί όπως ο τύπος της κατασκευής και η αρχική παραγωγή, ενώ άλλοι παράγοντες είναι δύσκολο να εκτιμηθούν, όπως ο αντίκτυπος των οικονομικών κλιμάκων, η συγκέντρωση περιουσιακών στοιχείων και οι στρατηγικές αποφάσεις.

Οι **απλές κατασκευές** αποτελούνται από έναν μικρό αριθμό πηγαδιών και αναμένεται να έχουν χαμηλότερο λειτουργικό κόστος από τις σταθερές πλατφόρμες παραγωγής. Η μέση σταθερή πλατφόρμα μεσαίου βάθους υδάτων αναμένεται να έχει χαμηλότερο οικονομικό όριο

από τη μέση εγκατάσταση βαθέων υδάτων. Οι εγκαταστάσεις που αποτελούν μέρος ενός συγκροτήματος πολλαπλών δομών αναμένεται να επιτύχουν εξοικονόμηση κόστους σε σχέση με μεμονωμένες εγκαταστάσεις που δεν αποτελούν μέρος ενός συγκροτήματος, καθώς οι πλατφόρμες πολλαπλών δομών μπορούν να επανδρωθούν άμεσα, εξοικονομώντας κόστος διοικητικής μέριμνας (το προσωπικό βρίσκεται σε κοντινή απόσταση και δε χρειάζεται να πηγαίνει με πλοίο ή ελικόπτερο στην εγκατάσταση).

Το **βάθος των υδάτων** σχετίζεται με την απόσταση από την ακτή και τον τύπο της κατασκευής που απαιτείται. Όσο αυξάνεται το βάθος των υδάτων, η απόσταση από την ακτή αυξάνεται σχεδόν γραμμικά, και παράλληλα αυξάνεται το κόστος μεταφοράς από τη βάση στην ξηρά. Η ανάγκη για μια ισχυρή πλατφόρμα έχει ως αποτέλεσμα με την αύξηση του βάθους των υδάτων να αυξάνεται το κόστος ασφάλισης και επικοινωνίας, κάτι που συμβάλλει σε υψηλότερα λειτουργικά κόστη. Για **επανδρωμένες πλατφόρμες** τα άμεσα λειτουργικά κόστη αναμένονται μεγαλύτερα απ' ό,τι σε μη επανδρωμένες πλατφόρμες και τα οικονομικά όρια είναι πιο μεγάλα.

Ο **τύπος πηγαδιού** είναι επίσης σημαντικός για τη διαμόρφωση του λειτουργικού κόστους. Το κόστος λειτουργίας για τα υποθαλάσσια πηγάδια είναι πολύ μεγαλύτερο από ό,τι για τα πηγάδια στην ξηρά, δεδομένου ότι δεν υπάρχει πρόσβαση στην πλατφόρμα εξόρυξης, η τροφοδοσία και τα χημικά πρέπει να παρέχονται εξ' αποστάσεως και οι γραμμές ροής πρέπει να διατηρούνται και να διαμορφώνονται τακτικά. Τα υποθαλάσσια πηγάδια οδηγούν το παραγόμενο φυσικό αέριο πίσω σε μια κεντρική πλατφόρμα για επεξεργασία και θα πρέπει να έχουν υψηλότερο οικονομικό όριο από τα ξηρά πηγάδια, δεδομένου ότι η κεφαλή του πηγαδιού δεν είναι προσβάσιμη από την πλατφόρμα, οπότε η λειτουργία και η συντήρησή της θα κοστίσει περισσότερο. Χαμηλοί ρυθμοί άντλησης παρουσιάζουν προβλήματα σε όλα τα υποθαλάσσια πηγάδια και ανάλογα τη διάμετρο του αγωγού εμφανίζουν πρόσθετες προκλήσεις που πρέπει να αντιμετωπιστούν. Όσο μεγαλύτερη είναι **η απόσταση μεταξύ πηγαδιού και του σημείου που καταλήγει το φυσικό αέριο** τόσο μεγαλύτερο είναι το οικονομικό όριο, και πάλι με την προϋπόθεση ότι όλα τα άλλα πράγματα είναι ίδια.

Οι κύριες κατηγορίες λειτουργικού κόστους για υπεράκτιες δραστηριότητες φυσικού αερίου περιλαμβάνουν:

- Μισθοί λειτουργικού προσωπικού
- Μεταφορά προϊόντων και ανθρώπων
- Υλικά και υπηρεσίες προμήθειας
- Επισκευή και συντήρηση φρεατίων και αγωγών ροής
- Επισκευή, συντήρηση και επιθεώρηση εξοπλισμού και δομής

Παρακάτω φαίνονται οι κατηγορίες λειτουργικού κόστους που απαιτούνται για την παραγωγή φυσικού αερίου. Το κόστος μπορεί να υπολογίζεται σε καθημερινή βάση, μηνιαία ή ετησίως, βάσει όγκου και χωρητικότητας του φυσικού αερίου που παράγεται, ή ανά εργαζόμενο.

Element	Basis
Personnel	
Process operators	Annual
Process maintenance	Annual
Supervision	Annual
Crew Transportation	
Helicopters	Monthly fixed, hourly flight rate
OSV	Monthly fixed, dayrate
Logistics	
OSV supply boats	Dayrate
Standby vessels	Monthly
Docking charges	Monthly
Warehouse	Monthly
Chemicals	Volume
Fuel, water	Volume
Repairs and maintenance	Rate + schedule
Service company personnel	
Service company equipment	
Contractor services	
Equipment standby	Monthly
Pipeline tariffs	Volume, capacity, distance, age
Communications, data transmission	Annual
Catering	Per person per day
Insurance	Annual

Σχήμα 1-27: Κατηγορίες λειτουργικού κόστους και συχνότητας υπολογισμού του για υπεράκτια παραγωγή

Πηγή: ([Kaiser & Siddhartha, 2018](#))

Θα αναλύσουμε παρακάτω κάθε κατηγορία λειτουργικού κόστους ξεχωριστά:

- **Εργάτες**

Ο αριθμός του προσωπικού που απαιτείται για υπεράκτιες δραστηριότητες αντιπροσωπεύει ένα σημαντικό σταθερό κόστος που σχετίζεται με την υπεράκτια παραγωγή και επηρεάζει πολλά άλλα στοιχεία κόστους. Μόλις καθοριστούν οι απαιτήσεις προσωπικού, μπορούν να εκτιμηθούν και άλλες σχετικές δαπάνες όπως η εφοδιαστική προσωπικού (personnel logistics) και η τροφοδοσία (catering). Για τον προσδιορισμό του κόστους εργασίας, πρέπει να καθοριστούν τα επίπεδα προσωπικού και ταξινόμησης εργασίας. Το προσωπικό μπορεί να οργανωθεί σε διαφορετικές ομάδες όπως η διαχείριση του πεδίου, το πλήρωμα παραγωγής, το προσωπικό πολλαπλών δεξιοτήτων, όπως

μηχανικοί και ηλεκτρολόγοι, το προσωπικό καθαρισμού και τροφοδοσίας (catering). Για παράδειγμα, όλες οι εγκαταστάσεις παραγωγής σε βαθιά ύδατα στον Κόλπο του Μεξικό είναι επανδρωμένες 24 ώρες το 24ωρο. Οι εγκαταστάσεις που είναι επανδρωμένες 24 ώρες το 24ωρο αναφέρουν έναν αριθμό κρεβατιών για τον αριθμό των ατόμων που μπορούν να φιλοξενηθούν για μια νύχτα. Απαιτούνται κρεβάτια για το πλήρωμα παραγωγής καθώς και το προσωπικό εξυπηρέτησης, το πλήρωμα γεώτρησης και εργασιών, τους supervisors, τους επισκέπτες κ.λπ. Οι ωριαίοι μισθοί για την υπεράκτια παραγωγή και το πλήρωμα γεώτρησης είναι περίπου οι ίδιοι με αυτούς της χερσαίας, αλλά για υπεράκτιες δραστηριότητες το πλήρωμα ζει επί της πλατφόρμας κάτι που απαιτεί σχεδιασμό logistics, μεταφορά, τροφοδοσία, προγραμματισμό διαδικασίας ασφάλειας και προσωπικό υποστήριξης, γεγονός που καθιστά τα συνολικά έξοδα πολύ μεγαλύτερα απ' ό,τι στις χερσαίες επιχειρήσεις. Τα άμεσα έξοδα σε μισθούς προσωπικού συνήθως κυμαίνονται στα \$100.000-\$150.000 τον χρόνο και υπάρχουν πολλές διαφορετικές βαθμίδες προσωπικού (προσωπικό με ετήσιες συμβάσεις ή εργάτες με ωριαίο μισθό ανάλογα τη βαθμίδα και την εργασία).

- ***Μεταφορά προϊόντων και ανθρώπων***

Τα πληρώματα, οι προμήθειες και ο εξοπλισμός πρέπει να μεταφέρονται στην υπεράκτια πλατφόρμα, και έτσι όσο πιο μακριά από την ακτή βρίσκεται τόσο μεγαλύτερο είναι το κόστος ενοικίασης πλοίων / ελικοπτέρων και το κόστος καυσίμων, και όσο πιο συχνές οι επισκέψεις τόσο μεγαλύτερη είναι η δαπάνη. Τα μεγαλύτερα πλοία και ελικόπτερα χρεώνουν συνήθως ένα ασφάλιστρο σε σχέση με τα μικρότερα οχήματα. Οι υπηρεσίες με μικρότερη περίοδο ειδοποίησης και μικρότερη διάρκεια σύμβασης θα είναι επίσης πιο ακριβές. Όλες οι επανδρωμένες πλατφόρμες διαθέτουν ελικοδρόμιο και όλες οι εγκαταστάσεις βαθέν υδάτων εξυπηρετούνται χρησιμοποιώντας ελικόπτερα για το πλήρωμα, ενώ πλησιέστερα στην ακτή, τόσο τα θαλάσσια σκάφη όσο και τα ελικόπτερα χρησιμοποιούνται για την αλλαγή βάρδιας του πληρώματος. Η μεταφορά υλικών για νερό, χημικές ουσίες, καύσιμα, εξοπλισμό κ.λπ. γίνεται μέσω πλοίου εφοδιασμού.

- ***Υλικά και υπηρεσίες προμήθειας***

Τα υλικά και οι προμήθειες αποτελούν σημαντικό κομμάτι του λειτουργικού κόστους και εξαρτώνται από τον τύπο του προϊόντος που παράγεται (πετρέλαιο, φυσικό αέριο, συμπύκνωμα) και την ποιότητα της παραγωγής. Το κόστος της διαχείρισης του παραγόμενου νερού και η ποσότητα και η διάβρωση που προκύπτει, συνήθως αυξάνονται

κατά τη διάρκεια της ζωής του πεδίου. Εάν το καύσιμο πρέπει να μεταφερθεί και να αποθηκευτεί σε συγκεκριμένο χώρο ή σε κοντινή μίσθωση, το κόστος λειτουργίας θα αυξηθεί.

Τα υλικά και οι προμήθειες συνήθως δεν έχουν σημαντικό κόστος στις συμβατικές λειτουργίες μέχρι το τέλος του κύκλου ζωής τους, αφού μετά την αγορά και την εγκατάσταση του εξοπλισμού, η κύρια ενέργεια για τη λειτουργία τους προέρχεται από την ίδια τη δεξαμενή και από το χωριστό αέριο παραγωγής. Οι εγκαταστάσεις που υποστηρίζουν την παραγωγή από τη δεξαμενή με έγχυση αερίου και νερού, απαιτούν περισσότερο εξοπλισμό και μεγαλύτερη χρήση υλικού και ενέργειας σε σχέση με πιο καινούρια πεδία με πιο ισχυρές κινήσεις δεξαμενών. Οι εγκαταστάσεις που υποστηρίζουν υποθαλάσσια πηγάδια απαιτούν μεγαλύτερες δαπάνες και χημική χρήση σε σχέση με τα πηγάδια στην ξηρά.

- ***Επισκευή και συντήρηση πηγαδιών και αγωγών ροής***

Πραγματοποιείται ως μέρος των τακτικών εργασιών για τη διευκόλυνση της ροής και τη μείωση της διάβρωσης και της συσσώρευσης σε αγωγούς. Τα πηγάδια πρέπει να διατηρούνται για μέγιστη παραγωγικότητα και σε περίπτωση που ένα πηγάδι σταματήσει να παράγει πρέπει να ληφθούν αποφάσεις ως προς τη βιωσιμότητα της προσπάθειας επαναφοράς του πηγαδιού σε σύνδεση. Οι περιορισμοί φρεατίων κατηγοριοποιούνται ως περιορισμοί διαστήματος ολοκλήρωσης και περιορισμοί σωλήνων παραγωγής. Ο τύπος και η συχνότητα των δραστηριοτήτων ποικίλλουν σημαντικά καθώς και η επιτυχία των αποφάσεων. Οι τρεις πρωταρχικές αιτίες βλάβης των πηγαδιών περιλαμβάνουν την κυκλοφορία και την αναδιάταξη των αποθεμάτων των δεξαμενών, την εναπόθεση στερεών από τα παραγόμενα ακατέργαστα προϊόντα και την εναπόθεση των ορυκτών κλιμάκων από το παραγόμενο νερό. Όταν τα πηγάδια σταματήσουν να παράγουν, καθορίζεται η πιθανή αιτία της απενεργοποίησης του πηγαδιού και υπάρχουν τρεις επιλογές:

- Να παραμεριστεί το πηγάδι
- Να εκτελεστούν εργασίες για την αποκατάσταση του προβλήματος
- Να παραμείνει το πηγάδι κλειστό

Η απόφαση επένδυσης κεφαλαίου σε μια προσπάθεια επαναφοράς του πηγαδιού σε σύνδεση εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Η τιμή του φυσικού αερίου και του εξοπλισμού / κόστους γεώτρησης διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στη λήψη αποφάσεων καθώς και στην αβεβαιότητα που σχετίζεται με το πρόβλημα και τα εναπομείναντα

αποθέματα. Οι αποφάσεις για εργασίες σε παλιά πηγάδια είναι επικίνδυνες, καθώς ο operator μπορεί να μην πάρει την επένδυσή του πίσω, και έτσι όταν ένα παλιότερο πηγάδι σταματήσει να παράγει, οι εργασίες σε αυτό δεν έχουν ιδιαίτερο νόημα εάν τα ποσοστά παραγωγής είναι χαμηλά. Οι αποφάσεις μπορεί επίσης να βασίζονται στη διατήρηση μίσθωσης.

- **Επισκευή, συντήρηση και επιθεώρηση εξοπλισμού και δομής**

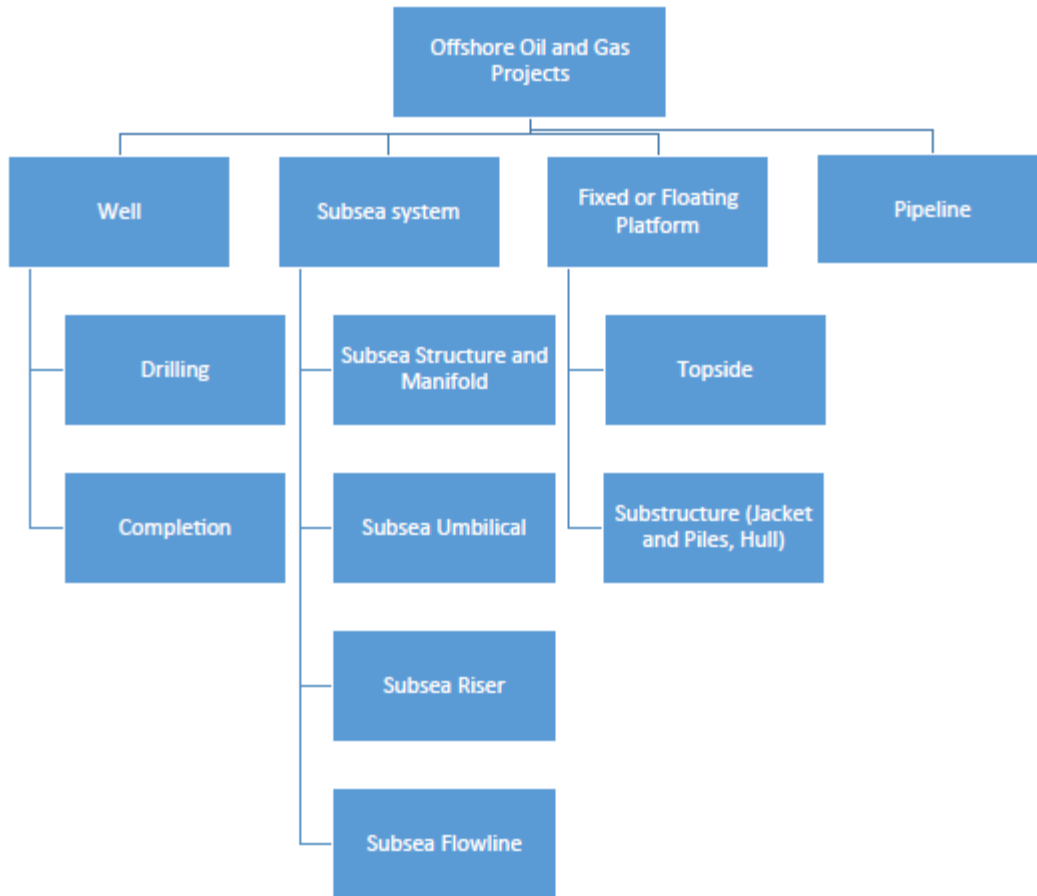
Η συντήρηση αναφέρεται στον τρόπο συντήρησης του εξοπλισμού για να διασφαλιστεί ότι είναι σε θέση να εκτελεί τις εργασίες για τις οποίες σχεδιάστηκε. Δεδομένου ότι η μηχανική απόδοση επιδεινώνεται με τη χρήση, λόγω φυσιολογικής φθοράς, διάβρωσης, δόνησης, μόλυνσης κ.λπ., κάτι που μπορεί να οδηγήσει σε προβλήματα αστοχίας και ασφάλειας, το τμήμα συντήρησης παίζει σημαντικό ρόλο στην επίτευξη των στόχων παραγωγής. Η στρατηγική συντήρησης μπορεί να είναι προληπτική ή αντιδραστική και οι προϋπολογισμοί συντήρησης θα διαφέρουν ανάλογα με τον ετήσιο προϋπολογισμό λειτουργίας. Διαφορετικός εξοπλισμός θα συντηρείται με διαφορετικούς τρόπους ανάλογα με την κρίσιμη κατάσταση και τον τρόπο αστοχίας του. Η προληπτική εργασία συντήρησης βασίζεται συνήθως σε ένα πρόγραμμα κύκλων προγραμματισμού εντός του έτους. Η μη προγραμματισμένη εργασία περιλαμβάνει όλες τις εργασίες συντήρησης που δεν προέρχονται από το προγραμματισμένο σύστημα συντήρησης ([Kaiser & Siddhartha, 2018](#)).

1.1.12 Προγραμματισμός και αποκλίσεις στην εκτίμηση κόστους των μεγάλων υπεράκτιων έργων φυσικού αερίου

Τα υπεράκτια έργα υδρογονανθράκων καταλαμβάνουν περίπου το 30% της παγκόσμιας παραγωγής πετρελαίου και το 27% της παγκόσμιας παραγωγής φυσικού αερίου από το 2000. Το μέσο βάθος υδάτων που μπορεί να φτάσουν αυτά τα έργα έχει αυξηθεί, από τα 198 μέτρα που ήταν τη δεκαετία του 1950, στα 3.960 μέτρα. Περισσότερο από το 60% των έργων εμφάνισε απόκλιση 33% ή παραπάνω σε σχέση με την αρχική εκτίμηση κόστους, καθυστερήσεις σε ποσοστό 30% ή πάνω και μικρότερη παραγωγή υδρογονανθράκων από την προγραμματισμένη. Σε σχέση με τα έργα σε άλλες βιομηχανίες, τα έργα στη βιομηχανία υπεράκτιου φυσικού αερίου έχουν πολλά διαφορετικά και ιδιαίτερα χαρακτηριστικά, όπως πολύ μεγάλο μέγεθος έργου, μεγαλύτερη πολυπλοκότητα και περισσότερα στάδια. Σε αυτά τα στάδια εντάσσονται η

εγκατάσταση του πηγαδιού παραγωγής, το υποθαλάσσιο σύστημα, το σύστημα παραγωγής, το σύστημα μεταφοράς και άλλα μικρότερης σημασίας στάδια. Αυτά τα στάδια από μόνα τους είναι ικανά να κοστίσουν μερικές εκατοντάδες εκατομμύρια δολάρια. Για την ανάπτυξη ενός τέτοιου έργου χρειάζεται μια πολύ μεγάλη ομάδα ανθρώπων η οποία θα αποτελείται από διάφορες λειτουργικές υποομάδες που θα ασχολούνται με την γεωλογία, τη γεωφυσική, τη μηχανική, τη γεώτρηση, τον αγωγό, την κατασκευή, την προμήθεια, τη σύνδεση, την ολοκλήρωση και την εγκατάλειψη του έργου. Επιπλέον, η νομοθεσία και το πολιτικό κλίμα μπορούν να καθορίσουν σημαντικά την απόδοση τέτοιων έργων. Όλοι αυτοί οι παράγοντες που αναφέρθηκαν παραπάνω επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό τα έργα της βιομηχανίας υπεράκτιου φυσικού αερίου οδηγώντας σε μεγαλύτερη πολυπλοκότητα και σημαντικότερες διεργασίες σε σύγκριση με άλλες βιομηχανίες.

Η σημερινή τεχνογνωσία όσον αφορά τη βιομηχανία του υπεράκτιου φυσικού αερίου είναι περιορισμένη. Υπάρχουν πολλές έρευνες που σημειώνουν ότι η σωστή εκτίμηση του βάθους που θα φτάσει το πηγάδι είναι βασικός παράγοντας για τον υπολογισμό του κόστους και της διάρκειας ζωής του πηγαδιού που θα γεωτρηθεί. Οι διεργασίες και τα κομμάτια από τα οποία αποτελείται ένα τέτοιο έργο παρουσιάζονται στο παρακάτω σχήμα με τα πιο σημαντικά να έχουν να κάνουν με τα πηγάδια παραγωγής, τον τύπος της πλατφόρμας γεώτρησης που θα επιλεγεί, το υποθαλάσσιο σύστημα καθώς και τον αγωγό φυσικού αερίου που θα εγκατασταθεί.



Σχήμα 1-28: Ιεραρχική δομή τυπικών υπεράκτιων έργων φυσικού αερίου

Πηγή: (Rui et al., 2017)

- **Προγραμματισμός έργου**

Η καλή απόδοση του προγραμματισμού είναι ένα πολύ σημαντικό στοιχείο στην αξιολόγηση του έργου σε διαφορετικές φάσεις. Γενικά, ο προγραμματισμός τέτοιων έργων επηρεάζεται έντονα από τις τιμές του φυσικού αερίου σε συνδυασμό με τα χαρακτηριστικά τους. Σε περιόδους υψηλών τιμών, υπάρχει μεγάλο κίνητρο από τις εταιρίες για γρήγορη παράδοση του παραγόμενου φυσικού αερίου στους πελάτες με σκοπό την επίτευξη μέγιστου κέρδους. Αντίθετα, σε περιόδους χαμηλών τιμών πώλησης, οι εταιρίες συχνά καθυστερούν ή μπορεί και να ακυρώσουν τελείως το έργο και να αναστείλουν προσωρινά τις συμβάσεις ενός αριθμού εργαζομένων. Εξαιτίας της μεταβλητότητας της αγοράς και άλλων παραγόντων, ο μη ρεαλιστικός προγραμματισμός είναι συχνό φαινόμενο. Υπάρχουν πολλοί λόγοι για τους οποίους μπορεί να καθυστερήσει ένα έργο. Οι καθυστερήσεις στην αρχική φάση μπορεί να οδηγήσουν σε πολλαπλές καθυστερήσεις στα μετέπειτα στάδια του. Στο Σχήμα 1-29

φαίνονται οι φάσεις και τα στάδια του προγραμματισμού ενός υπεράκτιου έργου υδρογονανθράκων.



Σχήμα 1-29: Γενικές φάσεις τυπικών υπεράκτιων έργων φυσικού αερίου

Πηγή: [\(Rui et al., 2017\)](#)

Το μέγεθος του έργου, η τοποθεσία και το βάθος των υδάτων είναι τρεις βασικοί παράγοντες που επηρεάζουν την αξιολόγηση των υπεράκτιων έργων φυσικού αερίου.

Το μέγεθος του έργου μπορεί να εξεταστεί από διάφορες οπτικές όπως είναι το κόστος του έργου και η παραγωγική ικανότητα της μονάδας. Τα μεγάλα υπεράκτια έργα εμφανίζουν τις πιο πολλές προκλήσεις λόγω του μεγάλου αριθμού των μετόχων, των σύνθετων κυβερνητικών μηχανισμών, της μικρής αγοράς εργασίας, της εφαρμογής νέων τεχνολογιών και της πολυπλοκότητας των κοιτασμάτων. Τα μεγάλα αυτά έργα είναι πολύ πιο σύνθετα και οδηγούν σε μεγάλες αποκλίσεις στην εκτίμηση του αρχικού κόστους.

Σε ότι έχει να κάνει με την τοποθεσία του έργου, το φυσικό και κοινωνικό περιβάλλον στο οποίο πραγματοποιείται διαφέρει από ήπειρο σε ήπειρο αλλά κι από χώρα σε χώρα, καθώς η στρατηγική και η προσέγγιση της εκάστοτε κυβέρνησης έχει διαφορετική επιρροή στη συμφωνία που θα επιτευχθεί. Οι πρακτικές και οι τεχνικές απαιτήσεις διαφέρουν.

Το βάθος των υδάτων στο οποίο μπορεί να γίνει το έργο είναι ένας πολύ βασικός παράγοντας, καθώς επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό σχεδόν κάθε ξεχωριστή διεργασία του. Οι διεργασίες αυτές έχουν να κάνουν με την πολυπλοκότητα του κοιτάσματος, τη γεώτρηση, το σχεδιασμό της εγκατάστασης και του αγωγού, την επιλογή πλατφόρμας, την εφαρμογή νέων τεχνολογιών, την ασφάλεια καθώς και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Όσο μεγαλώνει το βάθος τόσο πιο σύνθετη γίνεται η κατασκευή και οι ιδιότητες του κοιτάσματος που έχουν να κάνουν με τη θερμοκρασία και την πίεση. Όλες αυτές οι δυσκολίες οδηγούν στη χρήση νέων τεχνολογιών. Το υποθαλάσσιο σύστημα παραγωγής επηρεάζεται επίσης από το βάθος των υδάτων, έτσι που τα κόστη αυτά είναι πολύ μεγαλύτερα για έργα με πολύ μεγάλο βάθος υδάτων (deepwater). Το ίδιο ισχύει και για τη μονάδα γεώτρησης που θα επιλεγεί και τον αγωγό φυσικού αερίου που θα εγκατασταθεί [\(Rui et al., 2017\)](#).

- **Αποκλίσεις στην εκτίμηση κόστους**

Μεταξύ 1993 και 2003, 1 στα 8 μεγάλα έργα υδρογονανθράκων με έξοδα κεφαλαίου (CAPEX) \$1-3 δισεκατομμύρια ήταν οικονομικά αποτυχημένα ([Olaniran et al., 2016](#)). Τα έργα αυτά ξεπέρασαν την εκτίμηση κόστους και προγραμματισμού κατά 40%, ή στον πρώτο χρόνο λειτουργία τους είχαν μικρότερη παραγωγή κατά 50%. Οι βασικοί λόγοι που οδηγούν σε απόκλιση της εκτίμησης κόστους στα μεγάλα έργα υδρογονανθράκων είναι:

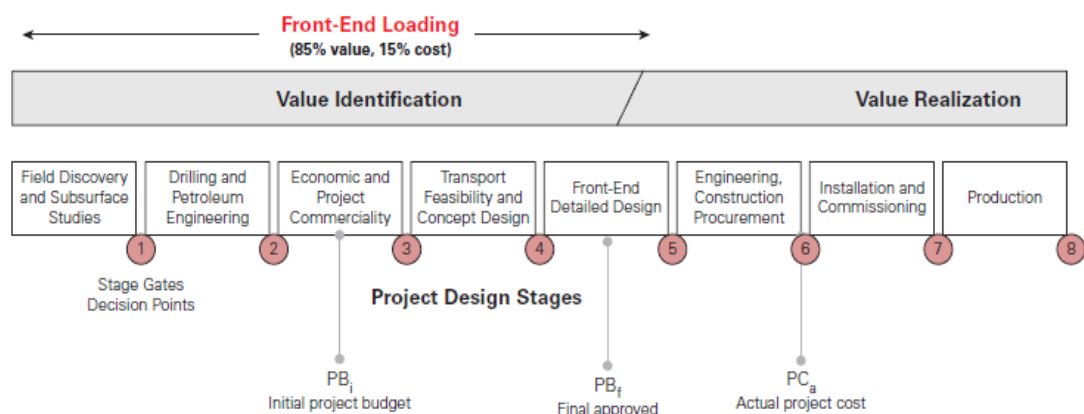
- συγκρούσεις στις σχέσεις μεταξύ συνεργαζόμενων επιχειρήσεων
- κακή διαχείριση χαρτοφυλακίου και μεταβολή στη διάθεση ρίσκου
- ανεπαρκής προγραμματισμός-υπερβολικά επιθετικές προβλέψεις
- επιθετικές εκτιμήσεις και μεροληπτική αισιοδοξία
- έλλειμμα ανθρώπινου κεφαλαίου
- καθυστέρηση κανονιστικών ρυθμίσεων και πολιτική αβεβαιότητα
- ανεπαρκής υποδομή
- διπλωματικά και θέματα ασφαλείας
- αβεβαιότητα της χρηματοπιστωτικής αγοράς και του προμηθευτή
- πολιτικές διαταραχές και διαταραχή του εργατικού δυναμικού

Όλες οι εκτιμήσεις κόστους πραγματοποιούνται σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή και είναι συγκεκριμένες για τον χώρο, την τοποθεσία και τον χειριστή. Στην κοστολόγηση βάσει δραστηριότητας, προσδιορίζονται οι εργασίες που πρέπει να εκτελεστούν και ο χρόνος και η διάρκεια εκτέλεσης κάθε εργασίας εκτιμάται χρησιμοποιώντας τις βέλτιστες διαθέσιμες πληροφορίες. Εάν αξιολογηθεί μόνο ένας μικρός αριθμός εγκαταστάσεων, είναι εφικτή μια λεπτομερής προσέγγιση, αλλά για περισσότερες κατασκευές οι πόροι που απαιτούνται για την ολοκλήρωση μιας μελέτης κόστους βάσει δραστηριότητας είναι σημαντικοί. Η εμπειρία και ο χρόνος / πόροι που διαθέτει ο αναλυτής είναι ένας σημαντικός παράγοντας στην αξιοπιστία των εκτιμήσεων κόστους ([Kaiser & Siddhartha, 2018](#)).

Ένα βασικό στάδιο του έργου, στο οποίο απαιτείται σωστός προγραμματισμός για τη σωστή εκτίμηση του κόστους είναι η διαδικασία εγκατάλειψης και παροπλισμού του έργου. Η πραγματοποίηση ακριβών εκτιμήσεων κόστους στο στάδιο σχεδιασμού ενός έργου εγκατάλειψης είναι ζωτικής σημασίας για την επιτυχή παράδοσή του, καθώς οι εκτιμήσεις που γίνονται μπορεί να επηρεάσουν την απόφαση ενός φορέα σχετικά με

το αν θα προχωρήσει πραγματικά με τη διαδικασία εγκατάλειψης ή θα επεκτείνει τη διάρκεια ζωής του περιουσιακού στοιχείου. Οι εκτιμήσεις αυτές επηρεάζουν επίσης τη μέθοδο και τη διαδικασία παροπλισμού. Ιστορικά, το τελικό κόστος ενός έργου εγκατάλειψης είναι 40% μεγαλύτερο από το αρχικό εκτιμώμενο κόστος. Ο κύριος λόγος για αυτό το φαινόμενο είναι η περιορισμένη εμπειρία που υπάρχει στην ανάπτυξη τέτοιων έργων από τη βιομηχανία λόγω της ιδιαίτερης πολυπλοκότητάς τους. Με την πολυπλοκότητα έρχεται η αβεβαιότητα, π.χ. η απουσία γνώσεων, η ανεπάρκεια πληροφοριών ή η αναξιόπιστη διαθέσιμη πληροφορία. Ως εκ τούτου, η αβεβαιότητα σημαίνει ότι οι παραδοχές σχετικά με την απόδοση, τα χρονοδιαγράμματα, τον καιρό, την ασφάλεια και την τεχνική πολυπλοκότητα μπορεί να διαφέρουν σημαντικά στην πραγματικότητα. Η πρόκληση λοιπόν για μια ομάδα προγραμματισμού είναι πώς να αναπτύξει μια αξιόπιστη πρώτη εκτίμηση σε ένα περιβάλλον υψηλής πολυπλοκότητας και αβεβαιότητας. Η γνώση των ειδικών και η επαγγελματική κρίση, η οποία αποκτάται συνήθως μέσω εμπειρίας, όταν χρησιμοποιείται μαζί με τα διαθέσιμα ιστορικά δεδομένα μπορεί να είναι πολύ χρήσιμη για τη μείωση της αβεβαιότητας ([Ahiaga-Dagbui et al., 2017](#)).

Στον Σχήμα 1-30 βλέπουμε τον κύκλο ζωής ενός έργου υδρογονανθράκων και το πόσο σημαντική είναι για τη μετέπειτα πορεία του έργου η σωστή μελέτη και αναγνώριση των χαρακτηριστικών του, πριν ξεκινήσει η κατασκευή και η παραγωγή στο κοίτασμα που έχουμε.



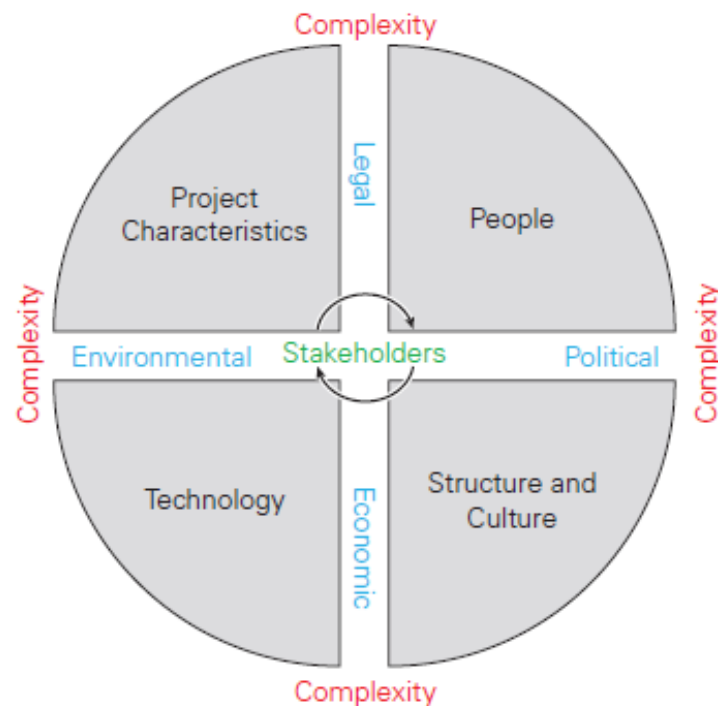
Σχήμα 1-30: Κύκλος ζωής ενός έργου υδρογονανθράκων: Προσδιορισμός υπερβάσεων κόστους

Πηγή: ([Olaniran et al., 2016](#))

Στο Σχήμα 1-31 προτείνεται ένα εννοιολογικό πλαίσιο για την εξέταση σε βάθος των υπερβάσεων του κόστους. Τέσσερις βασικές κατηγορίες σημειώνονται για την ταξινόμηση αυτή:

1. τα χαρακτηριστικά του έργου
2. ο ανθρώπινος παράγοντας
3. η τεχνολογία
4. η δομή και η κουλτούρα

Όλα τα παραπάνω επηρεάζονται σημαντικά από τα εξωτερικά πολιτικά, οικονομικά, νομικά και περιβαλλοντικά ζητήματα, συμπεριλαμβανομένων των ενδιαφερόμενων (π.χ. μετόχων και του ευρύτερου κοινού). Με αυτούς τους παράγοντες να δρουν παράλληλα, η διαδεδομένη πολυπλοκότητα που συνδέεται με την παράδοση ενός τέτοιου πολύ μεγάλου έργου υδρογονανθράκων γίνεται όλο και πιο δύσκολη στη διαχείριση.



Σχήμα 1-31: Εννοιολογικό πλαίσιο για τις υπερβάσεις κόστους σε έργα υδρογονανθράκων

Πηγή: (Olaniran et al., 2016)

Η περαιτέρω ανάλυση των στοιχείων που επηρεάζουν τις υπερβάσεις κόστους ενός έργου είναι σημαντική για τη βαθιά κατανόηση τους και την αποφυγή εσφαλμένων ενεργειών:

1. Τα χαρακτηριστικά του έργου

- Η κλίμακα του έργου: το φυσικό και οικονομικό μέγεθος του έργου δεν είναι απαραίτητα ανάλογο των υπερβάσεων στο κόστος του έργου. Υπάρχουν έρευνες που δείχνουν ότι όσο πιο μεγάλο είναι το έργο τόσο πιο πολλές θα είναι οι υπερβάσεις στην αρχική εκτίμηση κόστους καθώς αυξάνεται η πολυπλοκότητα του έργου, αλλά και άλλες έρευνες που διαπιστώνουν ότι μικρότερα έργα έχουν μεγαλύτερες υπερβάσεις κόστους. Υπάρχει και μία τρίτη κατηγορία ερευνών που δε βρίσκουν καμία σύνδεση μεταξύ του μεγέθους του έργου και των υπερβάσεων κόστους
- Ο τύπος του έργου: διάφορες έρευνες έχουν δείξει ότι ο τύπος του έργου μπορεί να επηρεάσει το μέγεθος των υπερβάσεων κόστους που μπορούν να γίνουν. Διαφορετικοί τύποι έργων απαιτούν διαφορετικό είδος μάνατζμεντ, έχουν διαφορετικές φάσεις, οπότε και οι υπερβάσεις στο κόστος μπορεί να προκύψουν από διαφορετικές διεργασίες
- Προγραμματισμός έργου: η διάρκεια του έργου είναι βασικός παράγοντας της απόδοσής του. Έρευνα έδειξε ότι όσο μεγαλύτερη διάρκεια έχει ένα έργο μεταφοράς υποδομών, τόσο μεγαλώνει το ρίσκο για υπερβάσεις στο κόστος ([Flyvbjerg et al., 2004](#)). Η λογική αυτού του συμπεράσματος είναι ότι τα έργα αποτελούνται από μία αλυσίδα δραστηριοτήτων και αλλαγών, οι οποίες γίνονται πιο διακριτές και ευμετάβλητες με την πάροδο του χρόνου. Για παράδειγμα, το κόστος των υλικών μπορεί να εκτιμηθεί με μεγαλύτερη ακρίβεια για μια μικρή χρονική περίοδο, ενώ για μια πολύ μεγάλη χρονική περίοδο υπάρχει ο κίνδυνος το κόστος αυτό να ξεφύγει.
- Ο χρόνος παράδοσης του έργου: καθορίζει την προσέγγιση ανάπτυξης και ολοκλήρωσης τόσο των άμεσων όσο και των μετέπειτα αποτελεσμάτων του έργου. Ο κακός προγραμματισμός στο χρόνο παράδοσης έχει άμεση επίδραση στην υπέρβαση του κόστους.

2. Ο ανθρώπινος παράγοντας

Η απόδοση της εργασίας επηρεάζεται σε πολύ μεγάλο βαθμό από την εξειδίκευση και τη διαθεσιμότητα που υπάρχει στο εργατικό δυναμικό. Αυτό σημαίνει ότι όσο πιο εξειδικευμένοι και ικανοί είναι οι εργαζόμενοι που συμμετέχουν στο έργο τόσο καλύτερα θα είναι τα αποτελέσματα.

3. Η τεχνολογία

Οι τεχνολογικές απαιτήσεις μπορούν να επηρεάσουν την επιτυχία του έργου. Σε μια κατάσταση όπου απαιτείται νέα και μη δοκιμασμένη τεχνολογία για ένα έργο, η πιθανότητα η χρήση της τεχνολογίας να είναι επιτυχής είναι άγνωστη και ο κίνδυνος υπέρβασης κόστους αυξάνεται. Η χρήση των σωστών τεχνολογικών καινοτομιών απαιτεί επανεκμάθηση των θεμελιωδών υποθέσεων στις οποίες βασίζονται τα τεχνικά προβλήματα, και σύνδεση τους με την ανάπτυξη νέας τεχνολογίας για την παροχή κατάλληλων λύσεων. Η εφαρμογή τους χρειάζεται συμβολή από εξειδικευμένες ομάδες που διαθέτουν βάσιμη επιστημονική / τεχνική γνώση των προβλημάτων και μπορούν να ακολουθήσουν τις διαδικασίες εφαρμογής έως το αναμενόμενο τέλος του έργου. Ωστόσο, όταν οι ομάδες αυτές δε γνωρίζουν την προέλευση των επιστημονικών αρχών των τεχνικών προκλήσεων που αντιμετωπίζουν, η εφαρμογή της νέας τεχνολογίας για την επίτευξη των στόχων του έργου μπορεί να αποδειχθεί δύσκολη.

4. **Η δομή και η κουλτούρα**

Η οργανωτική δομή και η κουλτούρα της ηγεσίας ενός έργου μπορούν να επηρεάσουν αρνητικά την απόδοση του. Σε μια μελέτη της Schlumberger Business Consulting, η οργανωτική δομή και η ηγεσία ενός έργου χαρακτηρίζονται ως οι σημαντικότερες αιτίες πιέσεων κόστους σε έργα φυσικού αερίου. Η έρευνα αναφέρει ως τα κύρια στοιχεία της δομής και της κουλτούρας ενός έργου τα παρακάτω: οργανωτικό περιβάλλον, επικοινωνιακή ομάδα, σωστή ενημέρωση των μετόχων, ηγεσία και αλληλεπίδραση ([Ghosh et al., 2012](#)).

Παρακάτω παρατίθεται ένας πίνακας με διάφορα μεγάλα έργα ανά τον κόσμο, το μέσο και συνολικό εκτιμώμενο κόστος και τη μέση ποσοστιαία υπέρβαση κόστους.

Geographical Location (Continent)	Number of Projects	Average Project Value (US\$ million)	Total Project Value (US\$ million)	Average Cost Overruns (%)
Africa	22	1,390.41	30,589	50.42
Asia	13	10,981.77	142,763	92
Europe	16	2,712.69	43,403	90.75
North America	11	3,703.09	40,734	83
Oceania	2	691	1,382	32.5
South America	5	1,236	6,180	58.6

Σχήμα 1-32: Υπερβάσεις κόστους σε έργα υδρογονανθράκων

Πηγή: ([Olaniran et al., 2016](#))

Ο προγραμματισμός για γεώτρηση ή οποιαδήποτε άλλη διαδικασία υπεράκτιας παραγωγής πρέπει να περιλαμβάνει επίσης τις περιβαλλοντικές εκτιμήσεις. Όπως γίνεται με κάθε έργο που μπορεί να έχει επιπτώσεις στο περιβάλλον, πρέπει να αναπτυχθούν σχέδια, να ζητηθούν και να ληφθούν οι σχετικές άδειες πριν μεταφερθεί ο εξοπλισμός στον χώρο εργασίας. Αφού τα σχέδια και οι άδειες αυτές εξασφαλιστούν, η συζήτηση για το βάθος των υδάτων, το σημείο που θα διανοιχτούν τα πηγάδια και το σύστημα γεώτρησης που θα επιλεγεί, θα πρέπει να καλύπτουν τα θέματα σχετικά με την περιβαλλοντική διαχείριση των εργασιών γεώτρησης και ολοκλήρωσης. Κάθε τοποθεσία έχει διαφορετικές ιδιομορφίες που διαφέρουν από περιοχή σε περιοχή. Η συμμόρφωση στους κανονισμούς που ισχύουν σε κάθε τοποθεσία κρίνεται υποχρεωτική. Είναι επίσης σημαντικό, λόγω του δημόσιου ενδιαφέροντος για κάθε έργο που μπορεί να επηρεάσει το περιβάλλον, η συμμετοχή σε δημόσια φόρουμ και η όσο το δυνατόν έγκαιρη γνωστοποίηση του έργου, ακόμα και κατά την περίοδο που το έργο είναι σε εκκρεμότητα. Οι σωστά παρουσιασμένες πληροφορίες και ενημερώσεις που δημοσιεύονται στη δυναμικά επηρεαζόμενη κοινότητα σχετικά με το έργο μπορεί να μη μετριάζουν όλους τους φόβους, αλλά βοηθάνε δίνοντας μια σαφή δέσμευση για το τι πρόκειται να γίνει. Σε μια τέτοια περίπτωση, η κοινότητα μπορεί να προτείνει βιώσιμες εναλλακτικές που βοηθάνε την ανάπτυξη του έργου. Η πλήρης άγνοια και ο αιφνιδιασμός των ανθρώπων σε ότι έχει να κάνει με τις επιπτώσεις που μπορεί να έχει ένα έργο στην κοινωνία τους ενδέχεται να προκαλέσει ποικίλες αντιδράσεις, και πρέπει να αποφευχθεί ([Speight, 2014](#)).

1.2 Παραγωγή φυσικού αερίου στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο

1.2.1 Ιστορική Αναδρομή

Οι πρώτες ανακαλύψεις φυσικού αερίου στην περιοχή της Μεσογείου ξεκίνησαν στο δεύτερο μισό της δεκαετίας του 1980 στην Αίγυπτο και στο Δέλτα του Νείλου, βόρεια της Αλεξάνδρειας και του Πορτ Σάιντ.

Οι ανακαλύψεις αυτές προέκυψαν μέσα από αλλαγές στη νομοθεσία και από την εξίσωση των κερδών των κοιτασμάτων φυσικού αερίου με αυτά του αργού πετρελαίου. Οι διεθνείς εταιρείες πετρελαίου αύξησαν τις επενδύσεις σε αυτήν την υπεράκτια περιοχή από τα μέσα της δεκαετίας του 1980 και ανακάλυψαν πράγματι τεράστια αποθέματα, τα οποία βοήθησαν την Αίγυπτο να εντείνει τη χρήση φυσικού αερίου στην εγχώρια αγορά, στο βαθμό που σχεδόν όλοι οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας χρησιμοποιούν τώρα φυσικό αέριο. Επιπλέον, το φυσικό αέριο

χρησιμοποιήθηκε στη βαριά βιομηχανία και τα πετροχημικά εργοστάσια, καθώς και σε αρκετές κατοικημένες περιοχές του Καΐρου. Το φυσικό αέριο εξήχθη επίσης σε κράτη της Μέσης Ανατολής και της Ευρώπης, είτε ως υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) είτε μέσω αγωγών.

Ωστόσο, παρά τις τεράστιες ανακαλύψεις φυσικού αερίου και την αύξηση των αποθεμάτων από τα περίπου 36,4 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια (Tcf) το 1998–99 σε περίπου 77,2 Tcf το 2008–09 (κυρίως από την υπεράκτια παραγωγή στη Μεσόγειο), η εγχώρια κατανάλωση αυξανόταν διαρκώς, καθιστώντας απαραίτητη την εύρεση περισσότερων κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην περιοχή.

Μία άλλη χώρα που έπαιξε μεγάλο ρόλο στην εδραίωση της Νοτιοανατολικής Μεσογείου σε πρωταγωνιστή σε κοιτάσματα υδρογονανθράκων είναι το Ισραήλ. Οι προσπάθειες για ανακάλυψη κοιτασμάτων πετρελαίου ξεκίνησαν στα μέσα του 20^{ου} αιώνα, αλλά χρειάστηκε να φτάσουμε στα τέλη του 20^{ου} αιώνα για την ανακάλυψη ενός κοιτάσματος με δυνατότητα εμπορικής εκμετάλλευσης. Τα επόμενα χρόνια με τη ραγδαία ανάπτυξη της τεχνολογίας στην υπεράκτια παραγωγή και ειδικά στα πολύ βαθιά ύδατα, οι ανακαλύψεις αυξήθηκαν. Το πεδίο Mari-B ήταν το πρώτο πεδίο υπεράκτιας παραγωγής που ανακαλύφθηκε στο Ισραήλ το 1999. Η παραγωγή ξεκίνησε το 2004 και υπολογιζόταν περίπου στα 138 MMscf ημερησίως. Μερικά χρόνια αργότερα, τον Ιανουάριο του 2009, μία κοινοπραξία με προεξάρχοντα την αμερικανική εταιρία Noble Energy και συνεργάτες άλλες ισραηλινές εταιρίες οδήγησε στην ανακάλυψη του πεδίου Ταμάρ, 90 χιλιόμετρα από την ακτή της Χάιφα, με αποθέματα που υπολογίζονταν στα 9 Tcf φυσικού αερίου. Η παραγωγή ξεκίνησε στις αρχές του 2013 και τα πηγάδια εγκαταστάθηκαν σε βάθος υδάτων 1.678 μέτρων και είχαν τη δυνατότητα να φτάσουν σε βάθος 5.145 μέτρων κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας. Το συνολικό κόστος επένδυσης στο Ταμάρ υπολογίστηκε ότι θα έφτανε τα \$3,5 δισεκατομμύρια. Στα τέλη του Δεκεμβρίου του 2010, μια ακόμη κοινοπραξία με πρωταγωνιστή την Noble Energy και συνεργάτη την ισραηλινή Delek Group έφτασε στην ανακάλυψη του πεδίου Leviathan. Το μέγεθος του Λεβιάθαν εκτιμήθηκε στα 16 Tcf φυσικού αερίου με την πιθανότητα να εντοπιστούν ακόμα 1.2 δισεκατομμύρια βαρέλια πετρελαίου στα πιο βαθιά σημεία του κοιτάσματος, σε βάθος που έφτανε τα 2195 μέτρα. Το πεδίο Λεβιάθαν βρίσκεται περίπου 80 χιλιόμετρα από την ακτή της Χάιφα προς την κατεύθυνση των Κυπριακών υδάτων, καλύπτει μία έκταση 325 τετραγωνικών χιλιομέτρων και τα πηγάδια παραγωγής που εγκαταστάθηκαν μπορούσαν να φτάσουν σε βάθος 7.200 μέτρων κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας. Η εκμετάλλευση του Ταμάρ και του Λεβιάθαν άλλαξε άρδην τις ισορροπίες στο κομμάτι της ενέργειας στο Ισραήλ. Μόνο τα αποθέματα του Ταμάρ ήταν ικανά να καλύψουν την εσωτερική

ζήτηση στο Ισραήλ για δύο δεκαετίες. Το Λεβιάθαν έδωσε τη δυνατότητα στο Ισραήλ να εξάγει φυσικό αέριο και σε άλλες χώρες.

Όσον αφορά την Κύπρο, η κυπριακή κυβέρνηση διεκδίκησε διάφορα πεδία εξερεύνησης φυσικού αερίου και παρείχε τη δυνατότητα εξερεύνησης τους σε ενδιαφερόμενες εταιρείες. Τον Οκτώβριο του 2008, η Noble Energy έλαβε την άδεια για εξερεύνηση του Μπλοκ 12 της κυπριακής ΑΟΖ. Οι εργασίες ξεκίνησαν στα μέσα του Σεπτεμβρίου του 2007, και τρεις μήνες αργότερα, η εταιρία ανακοίνωσε την ανακάλυψη ενός κοιτάσματος φυσικού αερίου στο Μπλοκ 12, το οποίο αργότερα ονομάστηκε Αφροδίτη.

Η Αφροδίτη είναι ένα κοιτάσμα φυσικού αερίου υπεράκτιας παραγωγής, το οποίο βρίσκεται περίπου 160 χιλιόμετρα νότια της θάλασσας της Λεμεσού και σε 35 χιλιόμετρα απόσταση από το πεδίο Leviathan. Το βάθος των υδάτων φτάνει τα 1.700 μέτρα και έχει αποθέματα που μπορούν να φτάσουν τα 5 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια (Tcf). Στα ύδατα της Κύπρου έχουν ανακαλυφθεί επίσης τα κοιτάσματα του Γλαύκου και της Καλυψώς, με σαφώς μικρότερα αποθέματα από αυτά της Αφροδίτης που είναι και ο πρωταγωνιστής στην περιοχή αυτή ([Khadduri, 2012](#)).

1.2.2 Γεωπολιτικές σχέσεις Νοτιοανατολικής Μεσόγειου

Οι επιλογές της Κύπρου για την εξαγωγή του παραγόμενου φυσικού αερίου σύμφωνα με υπάρχουσα μελέτη ([Henderson, 2013](#)) είναι οι παρακάτω:

- Μέσω αγωγών φυσικού αερίου
 - Στην Ελλάδα: Η Κύπρος εξετάζει ένα σχέδιο για εγκατάσταση αγωγού ([EASTMED](#)) στον πυθμένα της Ελλάδας, που θα ενωθεί με τα ευρωπαϊκά δίκτυα φυσικού αερίου. Τα ύδατα εκεί όμως είναι πολύ βαθιά - 6.000 ft – κάτι που περιορίζει τη διάμετρο των υποθαλάσσιων αγωγών που μπορούν να εγκατασταθούν. Ενδέχεται να χρειαστούν πέντε ή έξι αγωγοί για την εξαγωγή αξιόπιστης ποσότητας φυσικού αερίου, καθιστώντας το σχέδιο μη οικονομικό.
 - Στην Τουρκία: Αυτό αντιμετωπίζει σοβαρούς πολιτικούς περιορισμούς, αλλά έχει προφανή οικονομική λογική. Η ίδια η Τουρκία έχει μεγάλη και αυξανόμενη ζήτηση φυσικού αερίου, περίπου 40 Bcm (δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα) ετησίως. Η χώρα παρέχει επίσης πρόσβαση στην Ευρώπη, όπου η ετήσια ζήτηση είναι 400 Bcm και που σήμερα εξασφαλίζεται από έναν μόνο προμηθευτή: τη Ρωσία. Λογικά, μια τέτοια διαδρομή χρειάζεται ένα σχετικά μικρό μήκος υποθαλάσσιου αγωγού (περίπου 100 χιλιόμετρα). Οι αποστάσεις της ξηράς στην Κύπρο από τις νότιες

έως τις βόρειες ακτές είναι μικρές. Στην Τουρκία, θα πρέπει να κατασκευαστούν νέοι αγωγοί για να συνδεθούν με το εθνικό δίκτυο φυσικού αερίου και τις διαδρομές διέλευσης προς την Ευρώπη. Παρακάμπτοντας τους πολιτικούς περιορισμούς, η εμπορική βιωσιμότητα αυτής της επιλογής μπορεί να αμφισβητηθεί. Εξαρτάται από την υπόθεση της συνεχούς αύξησης της ζήτησης φυσικού αερίου στην Τουρκία σύμφωνα με τους προηγούμενους ρυθμούς οικονομικής ανάπτυξης. Το αέριο από την Κύπρο θα μπορούσε κάλλιστα να αντιμετωπίσει αυξανόμενο ανταγωνισμό στην Τουρκία με αέριο από άλλους προμηθευτές όπως το Ιράκ, το Ιράν και το Αζερμπαϊτζάν.

- Μέσω LNG (ΥΦΑ : Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο)

Το αρχικό σχέδιο για την Κύπρο αφορούσε την κατασκευή αγωγού φυσικού αερίου στο εργοστάσιο ΥΦΑ της Αιγύπτου Idku και μια εμπορική συμφωνία με την Αίγυπτο. Ειδικά όταν η BG Group αγόρασε το 35% των δικαιωμάτων στο κοιτάσμα Αφροδίτη, η πρώτη σκέψη ήταν να συνδέσει την παραγωγή με τον σταθμό LNG στο Idku της Αιγύπτου - περίπου 170 χιλιόμετρα νότια από το κοιτάσμα. Ο λόγος για αυτό είναι ότι η BG Group, και στη συνέχεια η Shell, είναι ο φορέας εκμετάλλευσης της μονάδας υγροποίησης LNG των δύο αμαξοστοιχιών με 10 Bcm / έτος. Σύμφωνα με αυτό, η Αίγυπτος και η Κύπρος έχουν υπογράψει συμφωνία, η οποία λέει ότι η μεταφορά φυσικού αερίου μέσω υποδομής υποθαλάσσιων αγωγών θα καταναλωθεί εγχώρια στην Αίγυπτο ή / και θα εξαχθεί ξανά στο εξωτερικό. Σε αυτό το σημείο θα πρέπει επίσης να αναφέρουμε ότι η προβλεπόμενη μέγιστη ημερήσια χωρητικότητα στην πρώτη φάση παραγωγής θα οριστεί σε περίπου 800 MMscf/d, σύμφωνα με τη Delek, η οποία θα πρέπει να χαρακτηριστεί ως μια αρκετά μεγάλη ποσότητα φυσικού αερίου που παράγεται καθημερινά.

Υπήρχαν δύο ακόμη διαθέσιμες επιλογές: η πρώτη είναι η σύνδεση της Αφροδίτης με την αναπτυσσόμενη υποδομή αγωγών του Ισραήλ, την εξαγωγή φυσικού αερίου στο Ισραήλ και από εκεί σε οποιαδήποτε άλλη αγορά. Η δεύτερη επιλογή ήταν να κατασκευαστεί μια νέα εγκατάσταση ΥΦΑ (LNG) στην Κύπρο, καθιστώντας έτσι τη χώρα ως τον πρώτο ενεργειακό κόμβο της περιοχής. Το κοιτάσμα της Αφροδίτης από μόνο του θεωρήθηκε ότι δεν ήταν αρκετά μεγάλο για να δικαιολογήσει εμπορικά μια επένδυση σαν αυτή ([Karagiannopoulos](#)).

Με βάση τα παραπάνω ο μόνος βιώσιμος εμπορικά τρόπος μεταφοράς του φυσικού αερίου της Κύπρου προς τους υποψήφιους αγοραστές είναι μέσω αγωγών φυσικού αερίου.

Η διαδρομή ενός αγωγού φυσικού αερίου προς την Τουρκία αντιμετωπίζει σοβαρά πολιτικά προβλήματα, κυρίως επειδή η ΕΕ δεν επιθυμεί μια τέτοια κατάσταση, καθώς η ενεργειακή της εξάρτηση από την Τουρκία θα αυξηθεί, και έτσι η Τουρκία θα μετατραπεί σε σημαντικό κόμβο διαμετακόμισης. Επιπλέον, φυσικά, ούτε η Κυπριακή Δημοκρατία θεωρεί μια τέτοια κατάσταση δυνατή για προφανείς γεωπολιτικούς λόγους. Αυτή η επιλογή είναι η πιο συμφέρουσα από οικονομική άποψη, αλλά υπάρχουν δύο σημαντικά εμπόδια. Το πρώτο εμπόδιο είναι η απροθυμία του Ισραήλ να εμπιστευτεί την «ισλαμισμένη» Τουρκία. Σήμερα, μεγάλο μέρος του προσωπικού της δημόσιας διοίκησης της Τουρκίας είναι ισλαμιστές και, επίσης, στο μέλλον, επειδή ο εξισλαμισμός έχει εισαχθεί στην εκπαίδευση, θα δημιουργηθούν νέες γενιές ριζοσπαστών ισλαμιστών για να αντιταχθούν στα ισραηλινά συμφέροντα. Το δεύτερο σημαντικό εμπόδιο είναι ότι ο αγωγός προς την Τουρκία θα πρέπει να διέλθει από την ΑΟΖ της Κύπρου και, επομένως, πριν από οποιαδήποτε τέτοια απόφαση, η τουρκοκυπριακή διαμάχη πρέπει να επιλυθεί ([Deniozos et al., 2019](#)).

Σημαντική βελτίωση που αφορά τόσο την ενεργειακή υποδομή όσο και τις διπλωματικές σχέσεις είναι επίσης δυνατή μεταξύ της Τουρκίας με της Κύπρου, παρά τις σοβαρές πολιτικές διαφορές μεταξύ των δύο χωρών. Και οι δύο χώρες θα έχουν συμφέρον από τη δημιουργία ενός αγωγού φυσικού αερίου που θα ξεκινάει από την Κύπρο και θα καταλήγει στην Τουρκία, καθώς έτσι θα μετατραπούν σε σημαντικοί κόμβοι διαμετακόμισης στην ευρύτερη περιοχή της Μεσογείου, κάτι που θα έχει πολλαπλά οικονομικά και γεωπολιτικά οφέλη και για τις δύο. Η Τουρκία και η Κυπριακή Δημοκρατία στερούνται διπλωματικών σχέσεων από τη στρατιωτική επέμβαση της Τουρκίας (σύμφωνα με την Τουρκία) ή την εισβολή (σύμφωνα με την Κυπριακή Δημοκρατία) το 1974 ως απάντηση σε ένα κυπριακό στρατιωτικό πραξικόπημα που είχε ως στόχο την επανένωση της Κύπρου με την Ελλάδα και τους Τουρκοκύπριους ([Bryza M. J., 2013](#)).

Οι επιλογές εξαγωγής φυσικού αερίου επηρεάζονται επίσης από διαφορές σχετικά με τον έλεγχο των υπεράκτιων πόρων, οι οποίες πρέπει να επιλυθούν μέσω διαπραγματεύσεων στο πλαίσιο της Σύμβασης των Ηνωμένων Εθνών για το Δίκαιο της Θάλασσας (UNCLOS). Η διαδρομή οποιουδήποτε αγωγού πετρελαίου ή φυσικού αερίου που διέρχεται από την ΑΟΖ μιας χώρας χρειάζεται την έγκριση του παράκτιου κράτους. Αυτό του δίνει ουσιαστικά το δικαίωμα άσκησης βέτο για τέτοια έργα.

Η περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου παρουσιάζει ορισμένα προβλήματα όσον αφορά τη διπλωματική αναγνώριση, την τήρηση της UNCLOS και τα συμφωνημένα θαλάσσια σύνορα. Η Τουρκία δεν αναγνωρίζει την Κυπριακή Δημοκρατία, το θαλάσσιο σύνορο του 2007 που συμφωνήθηκε μεταξύ Κύπρου και Λιβάνου ή το θαλάσσιο σύνορο του 2010 μεταξύ Κύπρου και

Ισραήλ. Η Τουρκία υποστηρίζει ότι η Κύπρος πρέπει να θεωρηθεί νησί χωρίς δικαιώματα ΑΟΖ πέρα από το εδαφικό όριο των 12 ναυτικών μιλίων και απειλεί να ξεκινήσει την εξερεύνηση σε μελλοντικά μπλοκ φυσικού αερίου, σε περιοχές όπου η υφαλοκρηπίδα της, όπως ισχυρίζεται, αλληλεπικαλύπτεται με εκείνη της Κύπρου. Σήμερα, η Τουρκία παραμένει η μόνη χώρα που αναγνωρίζει το αποσχισμένο κράτος των Τουρκοκυπρίων στο βόρειο τρίτο του νησιού, όπου εδρεύουν έως και 35.000 τουρκικά στρατεύματα. Σχεδόν 40 χρόνια διαπραγματεύσεων με μεσολάβηση του ΟΗΕ απέτυχαν να επιλύσουν τη σύγκρουση και η πολιτική διαμάχη μεταξύ Άγκυρας και Λευκωσίας παραμένει βαθιά. Από την πλευρά της, η διοίκηση των Τουρκοκύπριων έχει εκχωρήσει περιοχές στα βόρεια, ανατολικά και νότια του νησιού στην κρατική εθνική εταιρεία πετρελαίου της Τουρκίας για υπεράκτια εξερεύνηση. Δύο από αυτά τα υπεράκτια μπλοκ είναι περιοχές που η Κυπριακή Δημοκρατία θεωρεί εντός της ΑΟΖ της. Η Τουρκία απαγορεύει επίσης στις διεθνείς εταιρείες να κάνουν εξερευνήσεις σε αυτά τα μπλοκ χωρίς την τουρκοκυπριακή άδεια (όπως η ENI της Ιταλίας).

Η περιοχή στα δυτικά της Κύπρου είναι επίσης προβληματική. Η Κύπρος και η Αίγυπτος υπέγραψαν συμφωνία το 2003 για τα θαλάσσια σύνορα μεταξύ τους. Η Τουρκία διεκδικεί δικαιώματα σε ένα θαλάσσιο σύνορο με την ΑΟΖ της Αιγύπτου, κάτι που έρχεται σε αντίθεση με τη συμφωνία Κύπρου-Αιγύπτου. Η «ευαισθησία» της Τουρκίας στα δικαιώματα των νησιών πηγάζει από ελληνικές αξιώσεις στο Αιγαίο Πέλαγος, όπου τα περισσότερα από τα νησιά είναι μέρος της Ελλάδας. Τέτοιες διαφορές μπορεί να επηρεάσουν πιθανές διαδρομές για υποθαλάσσιους αγωγούς ή καλώδια τροφοδοσίας μεταξύ Κύπρου και Ελλάδας ([Henderson, 2013](#)).

1.2.2.1 EASTMED PIPELINE

Ο αγωγός της Ανατολικής Μεσογείου ή απλά το EastMed είναι ένας προσχεδιασμένος αγωγός φυσικού αερίου υπεράκτιας / ξηράς, που συνδέει άμεσα τους ενεργειακούς πόρους της Ανατολικής Μεσογείου με την ηπειρωτική Ελλάδα μέσω της Κύπρου και της Κρήτης. Το έργο, που βρίσκεται επί του παρόντος στο σχεδιασμό, θα μεταφέρει φυσικό αέριο από τα υπεράκτια αποθέματα φυσικού αερίου της υφαλοκρηπίδας Levantine στην Ελλάδα, και σε συνδυασμό με τους αγωγούς Poseidon και IGB στην Ιταλία θα επεκτείνεται και σε άλλες ευρωπαϊκές περιοχές. Ο αγωγός θα έχει μήκος περίπου 1.900 χιλιόμετρα, θα φτάνει μέγιστο βάθος 3.000 μέτρων και θα έχει δυνατότητα χωρητικότητας 10 Bcm ετησίως. Η κατασκευή του αγωγού αναμένεται να κοστίσει περίπου €6 δισεκατομμύρια (\$6,86 δισεκατομμύρια).

Ο αγωγός θα συνδέσει τα πεδία φυσικού αερίου Λεβιάθαν (Ισραήλ) και Αφροδίτη (Κύπρος) στην Ανατολική Μεσόγειο με την Ευρώπη. Ο αγωγός θα ξεκινήσει στην υφαλοκρηπίδα Levantine και θα καταλήξει στην Κύπρο, όπου θα βρίσκεται ένας σταθμός συμπιεστών. Από την Κύπρο, ο αγωγός θα συνεχίσει δυτικά για περίπου 700 χιλιόμετρα, αγγίζοντας βάθη 3.000 μέτρων και θα καταλήξει στην ανατολική Κρήτη. Ένας σταθμός συμπιεστών στην Κρήτη θα επιτρέψει την παροχή φυσικού αερίου στο νησί. Από την Κρήτη, ο αγωγός θα συνεχίσει βορειοδυτικά καταλήγοντας στην ανατολική Πελοπόννησο, κοντά στο χωριό του Αγίου Φωκά. Ο αγωγός θα διασχίσει την Πελοπόννησο σε βορειοδυτική κατεύθυνση, θα διασχίσει τον κόλπο της Πάτρας και θα συνεχίσει κατά μήκος της δυτικής ηπειρωτικής Ελλάδας, καταλήγοντας στην περιοχή Θεσπρωτίας. Από εκεί, ο προτεινόμενος αγωγός Poseidon θα συνδεθεί με την Ιταλία.

Ο ενεργειακός τομέας της Αιγύπτου είναι καλά αναπτυγμένος. Ωστόσο το Ισραήλ, η Κύπρος και ο Λίβανος, μέχρι πρόσφατα, θεωρούνταν ενεργειακά φτωχά κράτη. Οι ανακαλύψεις στην υφαλοκρηπίδα της Ανατολικής Μεσογείου που εκτιμάται ότι περιέχουν 122 Tcf κατά μέσο όρο των μη ανακαλυφθέντων αποθεμάτων φυσικού αερίου, 18.2 Tcf αποδεδειγμένων αποθεμάτων φυσικού αερίου, καθώς και εκτιμώμενα 1,7 δισεκατομμύρια βαρέλια (bb) πετρελαίου και αποδεδειγμένα αποθέματα πετρελαίου 2,5bb μετατρέπουν σταδιακά την περιοχή σε ενεργειακό κόμβο. Το Σχήμα 1-33 παρέχει μια επισκόπηση των πόρων για το EICL. Οι εισαγωγές φυσικού αερίου μέσω του αγωγού East Med αποτελούν την ευκαιρία για την ΕΕ να διαφοροποιήσει ουσιαστικά τις πηγές εφοδιασμού της από την αποκλειστική σχεδόν εξάρτησή της από Ρωσία. Σε αυτό το πλαίσιο, ένας αγωγός που εκτείνεται από την Ανατολική Μεσόγειο στην Ευρώπη παρουσιάζει πολλά πλεονεκτήματα ([Ruble, 2017](#)):

- Πρώτον, η διαφοροποίηση του εφοδιασμού μακριά από τη Ρωσία και προς χώρες όπως η Κύπρος, ένα κράτος μέλος της ΕΕ, το Ισραήλ ως ισχυρός σύμμαχος, την Αίγυπτο και το Λίβανο ως μακροχρόνιοι εμπορικοί εταίροι, θα είναι ευεργετική.
- Δεύτερον, η αυξημένη δραστηριότητα στην εξερεύνηση και ανάπτυξη σε υπεράκτια πεδία οδήγησε την Κύπρο και την Αίγυπτο να υπογράψουν συμφωνία με στόχο την έναρξη κατασκευής αγωγού από το κοίτασμα Αφροδίτη της Κύπρου στην Αίγυπτο. Αυτό παρέχει αυξημένη διασύνδεση περιφερειακών αγωγών, μπορεί να διευκολύνει τις εξαγωγές μέσω πρόσβασης σε πρόσθετα πεδία για να τροφοδοτήσει τον αγωγό της Ανατολικής Μεσογείου (EastMed), ενώ επιτρέπει επίσης στην Κύπρο να παρέχει αέριο στην αιγυπτιακή αγορά ή να κάνει χρήση των τερματικών εξαγωγών ΥΦΑ(LNG).
- Τρίτον, και πιο σημαντικό, ο αγωγός της Ανατολικής Μεσογείου θα επέτρεπε στην Ευρώπη να αναπτύξει τον νότιο διάδρομο φυσικού αερίου, προωθώντας την

οικονομική ανάπτυξη εντός των συνόρων της. Αυτό θα μπορούσε να συμβεί υποστηρίζοντας την Ελλάδα ώστε να γίνει ένας νότιος ενεργειακός κόμβος, αναπτύσσοντας υποδομές χωρητικότητας εντός της ΕΕ και διασυνδέοντας τη Νοτιοανατολική Ευρώπη, πυροδοτώντας έτσι την ανάπτυξη της εκμετάλλευσης του φυσικού αερίου αλλά και οικονομική ανάπτυξη, σε μια περιοχή που έχει απόλυτη ανάγκη και περιθώριο για κάτι τέτοιο.

Country	Natural gas reserves (trillion cubic feet)		Oil reserves (billion barrels)	
	Estimated	Proved	Estimated	Proved
Egypt	–	77	–	4.4
Israel	33.42	6.7	0.61	0.012
Cyprus	7	–	3	–
Lebanon	25 – 96	–	0.87	–

Σχήμα 1-33: Αποθέματα υδρογονανθράκων στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο

Πηγή: ([Ruble, 2017](#))

1.2.3 Πεδίο εφαρμογής (Aphrodite field)

Το κοίτασμα της Αφροδίτης βρίσκεται στα χωρικά ύδατα της Κύπρου, 160 χιλιόμετρα νότια της Λεμεσού, στο Μπλοκ 12 της ΑΟΖ του κράτους. Βρίσκεται 30 και 7 χιλιόμετρα βορειοδυτικά των κοιτασμάτων του Ισραήλ, Λεβιάθαν και Ταμάρ αντίστοιχα ([offshore-technology, 2017](#)).

Η ανακάλυψη της ύπαρξης κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην Αφροδίτη έγινε στις 28 Δεκεμβρίου του 2011, από την Delek Group, με το πηγάδι εξερεύνησης να εγκαθίσταται σε βάθος υδάτων 1.689 μέτρων και να φτάνει σε βάθος 5.700 μέτρων κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας. Τα αποθέματα του κοιτάσματος φτάνουν τα 5 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια (Tcf) σε μία έκταση 40 τετραγωνικών μιλίων ([Newswire, 2011](#)).

Πρόκειται για τη μεγαλύτερη ανακάλυψη κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην Κύπρο και υπήρξε ουσιαστικά η αφορμή για τη διαρκώς αυξανόμενη συζήτηση για την ύπαρξη υδρογονανθράκων στην ευρύτερη περιοχή.



Σχήμα 1-34: Απόσταση του κοιτάσματος της Αφροδίτης από άλλα σημαντικά γειτονικά κοιτάσματα στην περιοχή της ΝΑ Μεσογείου

(Πηγή: ([Lebanongasnews](http://Lebanongasnews.com), 2018)

1.2.4 Ανάπτυξη πεδίου εφαρμογής

1.2.4.1 1^ο Σενάριο

Το πεδίο της Αφροδίτης έχει συνολικά αποθέματα που φτάνουν τα 5 Tcf (τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια). Φαίνεται στο Σχήμα 1-34, ότι το κοιτάσμα βρίσκεται σε πολύ κοντινή απόσταση από τα κοιτάσματα του Λεβιάθαν και του Ταμάρ. Στο [Κεφάλαιο 1.1.3](#) για την υπεράκτια παραγωγή των πηγαδιών φυσικού αερίου, και πιο συγκεκριμένα για το κοιτάσμα Ταμάρ του

Ισραήλ, με παρόμοια χαρακτηριστικά (βάθος και μορφολογία υδάτων, τοποθεσία, έκταση) αναφέρθηκαν κάποια δεδομένα σύμφωνα με πρόσφατη μελέτη ([Healy, et al., 2013](#)). Στο κοίτασμα του Ταμάρ τοποθετήθηκαν 5 πηγάδια παραγωγής με ημερήσιους ρυθμούς άντλησης που στην έναρξη της παραγωγής ξεπερνάγανε τα 250 MMscf/d. Σε άλλα κοιτάσματα υπήρχαν πηγάδια παραγωγής που μπορεί και να έφταναν σε ρυθμούς άντλησης έως και 600 MMscf/d ([Healy, et al., 2007](#)). Στη μελέτη αυτή, επιλέχτηκε η τοποθέτηση 10 πηγαδιών παραγωγής στο κοίτασμα της Αφροδίτης με ρυθμούς άντλησης που θα ξεκινάνε την πρώτη μέρα παραγωγής του πεδίου από τα 250 MMscf/d. Η επιλογή αυτή, για μεγαλύτερο αριθμό πηγαδιών, γίνεται επειδή υιοθετήθηκε μία πιο απαισιόδοξη μελέτη όσον αφορά την πτώση των ρυθμών άντλησης των πηγαδιών με την πάροδο του χρόνου και την εξάντληση των αποθεμάτων, κι έτσι επιδιώχθηκε στα πρώτα στάδια της παραγωγής με την τοποθέτηση πολλών πηγαδιών, να γίνει όσο το δυνατόν μεγαλύτερη εξαγωγή φυσικού αερίου. Επίσης, τοποθετήθηκε και ένα πηγάδι εκτίμησης πριν ξεκινήσει η εγκατάσταση των πηγαδιών παραγωγής για να υπάρχει καλύτερη εικόνα του ακριβούς μεγέθους του κοιτάσματος.

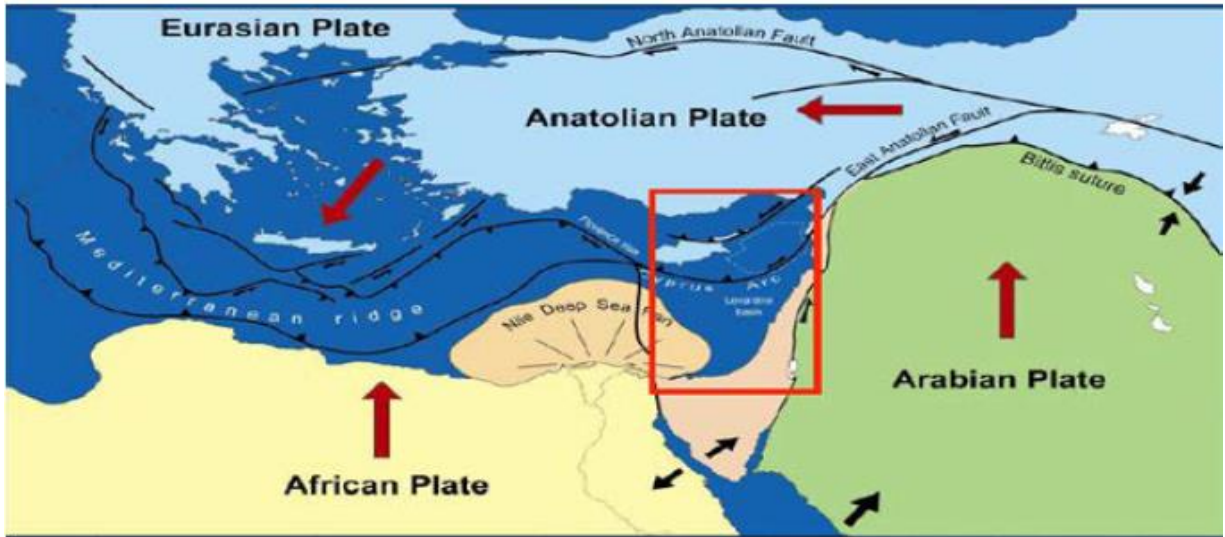
1.2.4.2 2^ο Σενάριο

Στο 2^ο Σενάριο εφαρμόζεται η ενισχυμένη παραγωγή μέσω έγχυσης υγρού, για να επιτευχθούν βελτιωμένοι ρυθμοί άντλησης και μικρότερη πτώση πίεσης κατά τη διάρκεια της επένδυσης. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να αντληθεί σωρευτικά 5 έως 15% περισσότερο φυσικό αέριο, όπως έχει αναφερθεί και στο [Κεφάλαιο 1.1.4](#), και επομένως να αξιοποιηθούν στο μέγιστο οι δυνατότητες του κοιτάσματος. Το σενάριο αυτό περιλαμβάνει την εγκατάσταση νέων οπών στο κοίτασμα (injection wells) ώστε να διοχετεύεται το υγρό μέσα στο πεδίο και να συμπιέζει το φυσικό αέριο. Για την καλύτερη απόδοση του συστήματος από οικονομοτεχνικής πλευράς, θα τοποθετηθούν 10 πηγάδια έγχυσης υγρού και αντλίες τροφοδότησης ώστε να υποστηρίζουν επαρκώς τα πηγάδια παραγωγής. Η εγκατάσταση αυτή ωστόσο δεν θα ξεκινήσει από το 1^ο έτος παραγωγής καθώς κάτι τέτοιο θα ήταν περιττό και ζημιογόνο εφόσον οι ρυθμοί άντλησης είναι ακόμα υψηλοί. Η ενισχυμένη παραγωγή λοιπόν θα ξεκινήσει από το 4^ο έτος, όπου οι ρυθμοί άντλησης έχουν μειωθεί αρκετά, σε μία προσπάθεια αυτή η μείωση να είναι μικρότερη και να επιτευχθούν τα επιθυμητά αποτελέσματα σε βάθος 25 ετών.

1.2.4.3 Δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου

Όπως αναφέρθηκε και στην [Ενότητα 1.2.2](#), διαπιστώθηκε ότι η μεταφορά του φυσικού αερίου από το κοίτασμα της Αφροδίτης είναι πιο συμφέρον να γίνει μέσω αγωγών. Οι αγωγοί θεωρούνται ο πιο ασφαλής τρόπος για τη μεταφορά οποιωνδήποτε σταθερών χημικών σε σχέση με άλλους τρόπους μεταφοράς ανά τον κόσμο. Γενικά, οι αγωγοί είναι το πιο οικονομικό μέσο μεταφοράς για μικρές με μεσαίες αποστάσεις ανάλογα και με τις συνθήκες κατασκευής. Το φυσικό αέριο μπορεί να εξαχθεί μέσω αγωγών, για μικρότερες αποστάσεις μεταξύ παραγωγού και αγοραστή. Ειδικότερα για αγοραστές από την Ευρώπη, η μεταφορά φυσικού αερίου από τα κοιτάσματα της Νοτιοανατολικής Μεσογείου προτείνεται να γίνει μέσω αγωγών. Οι τιμές πώλησης στην Ευρώπη είναι αυτή τη στιγμή υψηλότερες από αυτές στις ΗΠΑ κι αυτό συνεπάγεται μεγαλύτερο κέρδος ([Henderson, 2013](#)). Η μεταφορά του φυσικού αερίου μέσω αγωγών προσφέρει πιο ανταγωνιστικές τιμές πώλησης ενώ είναι πιθανό να εξασφαλίσει τη συμμετοχή Ευρωπαϊών αγοραστών μέσω πολυετών συμβολαίων. Με αυτόν τον τρόπο μειώνεται η εξάρτηση από την τεράστια αγορά της Ασίας και αυξάνεται η βιωσιμότητα της επένδυσης.

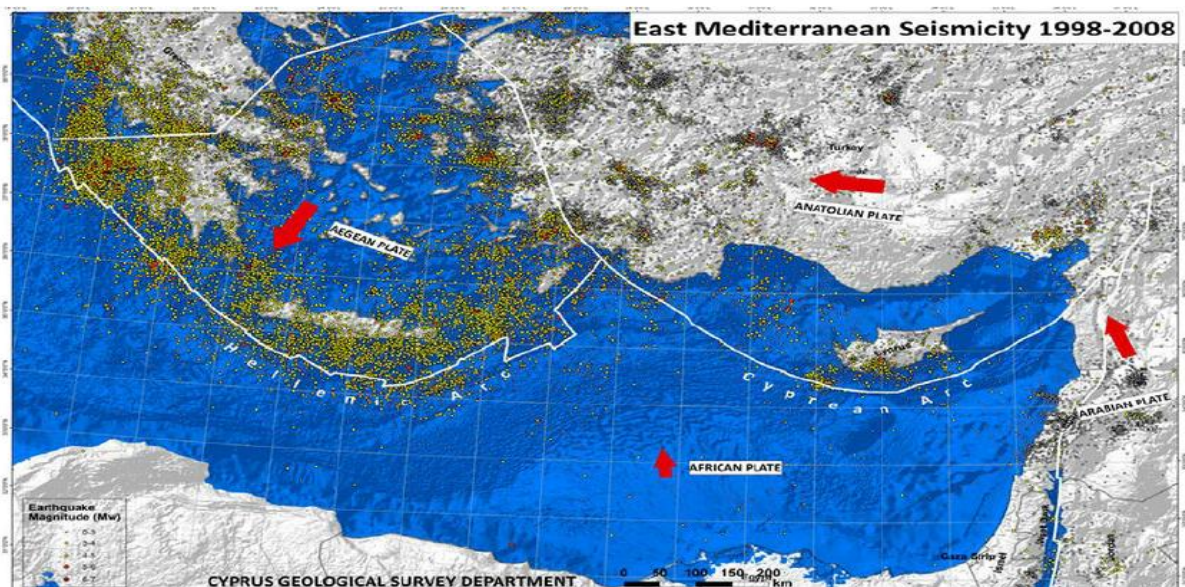
Για τη μεταφορά του φυσικού αερίου από την Κύπρο στις ευρωπαϊκές αγορές υπάρχουν δύο ευρέως αποδεκτές εναλλακτικές: η μία είναι μέσω αγωγού που καταλήγει στην Τουρκία και η άλλη είναι μέσω αγωγού που περνάει από την Κρήτη για να καταλήξει στην Ελλάδα, κάτι όμως που θα είναι πολύ πιο κοστοβόρο και αντιμετωπίζει επιπρόσθετες μηχανικές και κατασκευαστικές δυσκολίες. Το κόστος για τη δεύτερη περίπτωση έχει προκύψει έπειτα από μελέτη του Πανεπιστημίου της Μασαχουσέτης (MIT) στα 5 δισεκατομμύρια \$. Καθώς οι αγωγοί από και προς την Κύπρο θα είναι υποθαλάσσιοι, αφού μιλάμε για νησί, αρχικά θα παρουσιαστούν κάποια σεισμολογικά δεδομένα που αφορούν την Ανατολική Μεσόγειο. Το νησί της Κύπρου βρίσκεται κοντά σε τρεις τεκτονικές πλάκες από αραβικές, ανατολικές και αφρικανικές πλάκες που τοποθετούν την Κύπρο σε μία σχετικά υψηλή σεισμική ζώνη.



Σχήμα 1-35: Σεισμικός χάρτης της Ανατολικής Μεσογείου

Πηγή: (Ben-Avraham, 2003)

Σύμφωνα με το χάρτη των σεισμικών συχνοτήτων όπως φαίνεται στο Σχήμα 1-36, η ασφαλέστερη διαδρομή για αγωγό φυσικού αερίου είναι από το βόρειο τμήμα του νησιού της Κύπρου προς τα νότια της Τουρκίας. Η Νότια Τουρκία είναι επίσης η περιοχή στην οποία η Κύπρος θα μπορούσε να αντιμετωπίσει τον μικρότερο δυνατό ανταγωνισμό λόγω της έλλειψης αγωγών από τις χώρες που εξάγουν φυσικό αέριο στην Τουρκία (βλέπε Σχήμα 1-37 και Σχήμα 1-38), οπότε αποφασίστηκε ο αγωγός που θα εγκαταστήσουμε να καταλήγει στην Τουρκία.



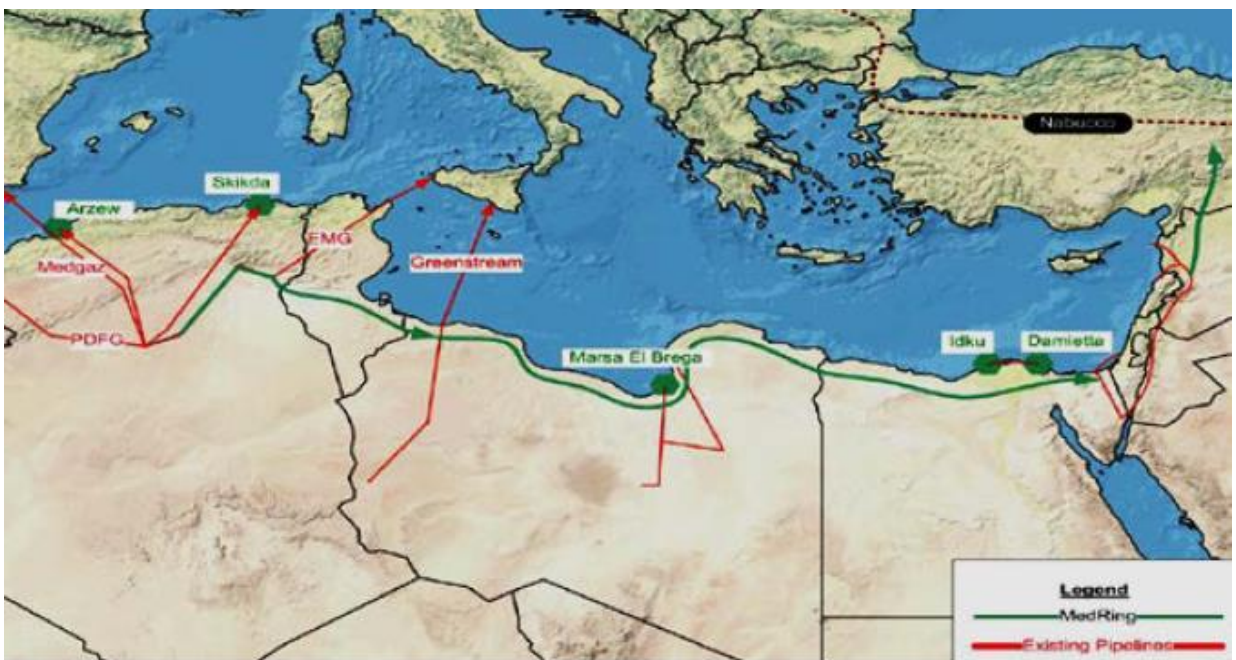
Σχήμα 1-36: Χάρτης σεισμικών συχνοτήτων Κύπρου

Πηγή: (ResearchGate, 2010)



Σχήμα 1-37: Διάταξη αγωγών φυσικού αερίου Τουρκίας

Πηγή: (IEA, 2013)



Σχήμα 1-38: Διάταξη αγωγών στην περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου

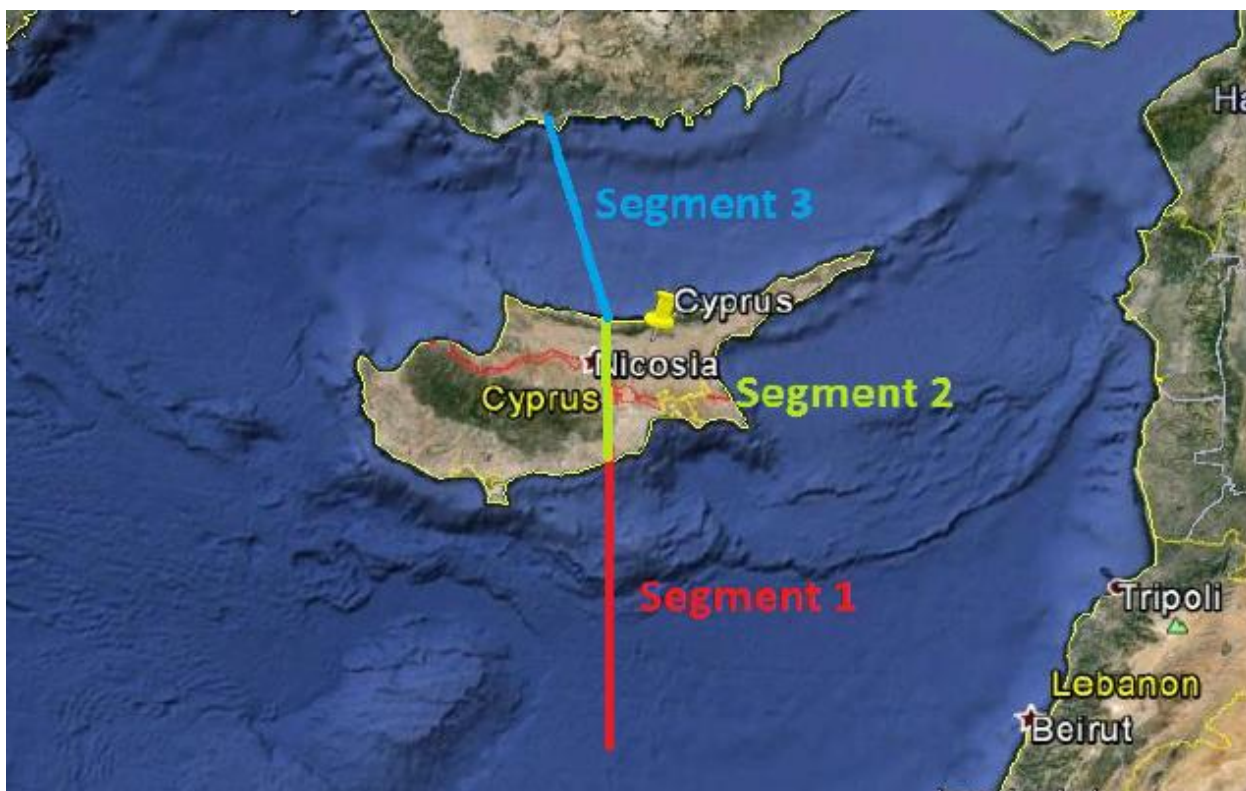
Πηγή: (MacDonald, 2010)

Το κόστος κατασκευής των αγωγών εξαρτάται γενικά από το εάν τοποθετούνται στην ξηρά ή στην θάλασσα (υποθαλάσσια). Κάθε δραστηριότητα τοποθέτησης χερσαίου και υπεράκτιου αγωγού εξαρτάται περαιτέρω από τις συνθήκες εδάφους, και ιδιαίτερα από το βάθος των υδάτων για υποθαλάσσιους αγωγούς. Ο αγωγός φυσικού αερίου της Κύπρου που καταλήγει στην Τουρκία θα αποτελείται από τρία τμήματα ([Pourbozorgi & Celik, 2014](#)):

Τμήμα 1: από το δίκτυο πηγαδιών μέχρι την ακτή της Κύπρου (επί του παρόντος έχει συμφωνηθεί η τοποθεσία του Βασιλικού), με έναν υποθαλάσσιο αγωγό που έχει μήκος 130 χιλιόμετρα, μέσο βάθος 1700 μέτρα και εκτιμώμενη διάμετρο 28 ίντσες.

Τμήμα 2: από τον Βασιλικό στην Κυρένια, με έναν αγωγό φυσικού αερίου που τοποθετείται επί ξηράς υπό κανονικές συνθήκες εδάφους, έχει μήκος 75 χιλιόμετρα και εκτιμώμενη διάμετρο 40 ίντσες.

Τμήμα 3: από την Κυρένια στην Τουρκία, με έναν υποθαλάσσιο αγωγό που έχει μήκος 90 χιλιόμετρα, τοποθετείται σε βάθος περίπου 1200 μέτρων και με εκτιμώμενη διάμετρο 24 ίντσες.



Σχήμα 1-39: Απεικόνιση στον χάρτη των τριών τμημάτων (segments) του αγωγού φυσικού αερίου που θα εγκαταστήσουμε

Πηγή: ([Pourbozorgi & Celik, 2014](#))

Θεωρείται επίσης ότι ο αγωγός αυτός μπορεί να μεταφέρει πάνω από 2 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια (Bcf) φυσικού αερίου την ημέρα από το οποίο εκτιμάται ότι τα 120 MMscf/d είναι η εγχώρια κατανάλωση της Κύπρου (τόσο Βόρειος όσο και Νότια Κύπρος). Ο αριθμός των 120 MMscf/d υπολογίζεται από μια εκτίμηση με μερική μετατροπή (25%) των ημερήσιων εισαγωγών πετρελαίου για την Κυπριακή Δημοκρατία που είναι 60.000 βαρέλια πετρελαίου (bbl), και με βάση την αναλογία του πληθυσμού στο βόρειο τμήμα της Κύπρου (Τουρκική Δημοκρατία). Το ίδιο ποσό λαμβάνεται επίσης εάν ληφθούν υπόψη οι πιο πρόσφατες πληροφορίες της Κυπριακής Δημοκρατίας για την προσφορά φυσικού αερίου από άλλον προμηθευτή. Ο διαγωνισμός αφορά 0,9 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (Bcm) φυσικού αερίου ετησίως ([CyprusMail, 2013](#)), που ισούται με περίπου 87 MMscf/d και με αύξηση 35% στον πληθυσμό των Τουρκοκύπριων, το συνολικό ποσό είναι περίπου στα 118 MMscf/d. Αυτό αποκλείει οποιαδήποτε πιθανή αύξηση της ζήτησης λόγω της μετατροπής της βιομηχανίας από άλλα καύσιμα σε φυσικό αέριο.

1.3 Βελτιστοποίηση

1.3.1 Εισαγωγή στη Βελτιστοποίηση-Βασικές έννοιες

Η βελτιστοποίηση είναι ένα σημαντικό εργαλείο στη λήψη αποφάσεων και στην ανάλυση φυσικών συστημάτων. Σε μαθηματικούς όρους, ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης είναι το πρόβλημα της εύρεσης της βέλτιστης λύσης από το σύνολο όλων των εφικτών λύσεων.

1.3.1.1 Κατασκευή Μοντέλου

Το πρώτο βήμα στη διαδικασία βελτιστοποίησης είναι η κατασκευή ενός κατάλληλου μοντέλου. Η μοντελοποίηση είναι η διαδικασία ταυτοποίησης και έκφρασης σε μαθηματικούς όρους του στόχου, των μεταβλητών και των περιορισμών του προβλήματος.

Ένας στόχος είναι ένα ποσοτικό μέτρο της απόδοσης του συστήματος που θέλουμε να ελαχιστοποιήσουμε ή να μεγιστοποιήσουμε. Στη μεταποίηση, ίσως να θέλουμε να μεγιστοποιήσουμε τα κέρδη ή να ελαχιστοποιήσουμε το κόστος παραγωγής, ενώ στην τοποθέτηση πειραματικών δεδομένων σε ένα μοντέλο, ίσως να θέλουμε να ελαχιστοποιήσουμε τη συνολική απόκλιση των παρατηρούμενων δεδομένων από τα προβλεπόμενα δεδομένα.

Οι μεταβλητές ή οι άγνωστοι είναι τα στοιχεία του συστήματος για τα οποία θέλουμε να βρούμε τιμές. Στην μεταποίηση, οι μεταβλητές μπορεί να είναι η ποσότητα κάθε πόρου που καταναλώνεται ή ο χρόνος που δαπανάται για κάθε δραστηριότητα, ενώ στην τοποθέτηση δεδομένων, οι μεταβλητές θα είναι οι παράμετροι του μοντέλου.

Οι περιορισμοί είναι οι συναρτήσεις που περιγράφουν τις σχέσεις μεταξύ των μεταβλητών και καθορίζουν τις επιτρεπτές τιμές για τις μεταβλητές. Στη μεταποίηση, η ποσότητα ενός πόρου που καταναλώνεται δεν μπορεί να υπερβεί τη διαθέσιμη ποσότητα.

1.3.1.2 Προσδιορισμός του τύπου προβλήματος

Το δεύτερο βήμα στη διαδικασία βελτιστοποίησης είναι ο προσδιορισμός της κατηγορίας βελτιστοποίησης στην οποία ανήκει το μοντέλο. Μπορεί να έχουμε:

- Συνεχή βελτιστοποίηση ή διακριτή βελτιστοποίηση, η οποία ανάλογα αν είναι γραμμική ή μη, κατηγοριοποιείται ως εξής:
 - Γραμμικός προγραμματισμός (Linear Programming-LP)
 - Μεικτός ακέραιος γραμμικός προγραμματισμός (Mixed Integer Linear Programming-MILP)
 - Μη γραμμικός προγραμματισμός (Non Linear Programming-NLP)
 - Μεικτός ακέραιος μη γραμμικός προγραμματισμός (Mixed Integer non Linear Programming-MINLP)
- Βελτιστοποίηση με ή χωρίς περιορισμούς
- Κανέναν, έναν ή πολλούς στόχους
- Αιτιοκρατική βελτιστοποίηση ή στοχαστική βελτιστοποίηση

1.3.1.3 Επιλογή λογισμικού

Το τρίτο βήμα στη διαδικασία βελτιστοποίησης είναι η επιλογή λογισμικού κατάλληλου για τον τύπο του προβλήματος βελτιστοποίησης που επιλύεται. Το λογισμικό βελτιστοποίησης έρχεται σε δύο σχετικά, αλλά πολύ διαφορετικά είδη πακέτων:

Το λογισμικό επίλυσης (solver) ασχολείται με την εξεύρεση λύσης σε μια συγκεκριμένη περίπτωση ενός μοντέλου βελτιστοποίησης. Ο solver λαμβάνει ένα παράδειγμα ενός μοντέλου ως είσοδο, εφαρμόζει μία ή περισσότερες μεθόδους λύσης και επιστρέφει τα αποτελέσματα.

Το λογισμικό μοντελοποίησης έχει σχεδιαστεί για να βοηθήσει τους ανθρώπους να διαμορφώσουν μοντέλα βελτιστοποίησης και να αναλύσουν τις λύσεις τους. Ένα σύστημα μοντελοποίησης λαμβάνει ως εισαγωγή μια περιγραφή ενός προβλήματος βελτιστοποίησης σε μια συμβολική μορφή και επιτρέπει την προβολή της λύσης εξόδου με παρόμοιους όρους. Η μετατροπή στις μορφές που απαιτούνται από τον αλγόριθμο πραγματοποιείται εσωτερικά. Τα συστήματα μοντελοποίησης διαφέρουν ως προς το βαθμό στον οποίο υποστηρίζουν την εισαγωγή δεδομένων, την επίκληση των λογισμικών επίλυσης-λυτών (solver), την επεξεργασία των αποτελεσμάτων και την ενσωμάτωση σε μεγαλύτερες εφαρμογές. Τα συστήματα μοντελοποίησης τυπικά κατασκευάζονται γύρω από μια γλώσσα μοντελοποίησης για την αντιπροσώπευση του προβλήματος σε συμβολική μορφή. Η γλώσσα μοντελοποίησης μπορεί να είναι συγκεκριμένη στο σύστημα ή να προσαρμόζεται από μια υπάρχουσα γλώσσα προγραμματισμού ή γλώσσα σεναρίων (Neos-guide.org, 2018).

Γενικά, η μορφή ενός προβλήματος βελτιστοποίησης ορίζεται μαθηματικά ως η εύρεση ενός διανύσματος:

$$\vec{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n] \in \vec{S}$$

Όπου, $\vec{S} = S_1 \times S_2 \times \dots \times S_n, S_i \subseteq IR, i = 1, \dots, n$

το οποίο ελαχιστοποιεί τις συναρτήσεις $\vec{f}(x)$

ή ισοδύναμα $f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x}), \dots, f_n(\vec{x})$,

ή ισοδύναμα $f_1(x_1, x_2, \dots, x_n), f_2(x_1, x_2, \dots, x_n), \dots, f_n(x_1, x_2, \dots, x_n)$

Ικανοποιώντας τους περιορισμούς ανισότητας και ισότητας (όταν αυτοί υπάρχουν):

$$g_j(x) \leq 0, j = 0, 1, \dots, m$$

$$l_j(x) = 0, j = 0, 1, \dots, p$$

Ο παραπάνω ορισμός καλύπτει όλα τα πιθανά προβλήματα βελτιστοποίησης καθώς η ελαχιστοποίηση της $\vec{f}(x)$ ισοδυναμεί με την μεγιστοποίηση της $-\vec{f}(x)$.

Ο βασικός διαχωρισμός των προβλημάτων βελτιστοποίησης γίνεται σε συνεχή και διακριτά προβλήματα. Στα συνεχή προβλήματα οι μεταβλητές σχεδιασμού είναι πραγματικές μεταβλητές και ως επί το πλείστον συνοδεύονται με άνω και κάτω όρια. Οι συναρτήσεις στόχου και

περιορισμών συνήθως είναι συνεχείς και παραγωγίσιμες. Η αναζήτηση γίνεται σε απείρου πλήθους υποψήφιες λύσεις.

Στα διακριτά προβλήματα η αναζήτηση γίνεται σε ένα πεπερασμένο αριθμό ακέραιων επιθυμητών λύσεων, αφού μια σύγκριση όλων των υποψήφιων λύσεων σε μεγάλα προβλήματα θα ήταν υπολογιστικά απαγορευτική. Πολλές φορές σε διακριτά προβλήματα χρησιμοποιούνται συνεχείς μέθοδοι βελτιστοποίησης, ορίζοντας την διακριτή μεταβλητή σαν συνεχή, στρογγυλοποιώντας την λύση στον πλησιέστερο ακέραιο. Παρ' όλα αυτά η εμπειρία έχει δείξει ότι τα αποτελέσματα αυτά μπορούν τελικά να απέχουν αρκετά από την βέλτιστη λύση.

1.3.2 Τοπική και ολική βελτιστοποίηση

Τα δυο αυτά είδη βελτιστοποίησης ορίζουν αν στο πρόβλημα, στόχος είναι η εύρεση μιας λύσης που να υπερτερεί στις γειτονικές της λύσεις, άρα είναι τοπικό ακρότατο (local optimum), ή αν αναζητείται η βέλτιστη λύση σε όλο το χώρο των αποδεκτών λύσεων, επομένως είναι ολικό ή καθολικό ακρότατο (global optimum). Επιθυμητή είναι πάντα η εύρεση του ολικού ακρότατου, κάτι που πολλές φορές αποδεικνύεται επίπονο. Στον ορισμό μιας λύσης ως ολικό ακρότατο απαιτείται επιφύλαξη, καθώς πολλοί αλγόριθμοι βελτιστοποίησης εγκλωβίζονται συχνά σε τοπικά ακρότατα, οπότε γενικά συνιστάται η χρήση του αλγορίθμου αρκετές φορές και από διαφορετικές αρχικοποιήσεις (initial point). Παρακάτω παρατίθεται μια σύντομη αναφορά στην θεωρία των ακροτάτων.

1.3.2.1 Ολικό Ελάχιστο

Το \vec{x}^* ονομάζεται διάνυσμα ολικού ελαχίστου (Global minimizer) της $f(\vec{x})$ και η $f(\vec{x}^*)$ ολικό ελάχιστο (Global optimum) αν για κάθε \vec{x} ισχύει $f(\vec{x}^*) \leq f(\vec{x})$.

1.3.2.2 Τοπικό Ελάχιστο

Το \vec{x}^* ονομάζεται διάνυσμα τοπικού ελαχίστου (Local minimizer) της $f(\vec{x})$ και η $f(\vec{x}^*)$ τοπικό ελάχιστο (Local optimum) αν για κάθε \vec{x} ισχύει $f(\vec{x}^*) \leq f(\vec{x})$ στην γειτονιά-περιοχή του \vec{x}^* .

1.3.3 Μη γραμμικός προγραμματισμός

Η γενική μορφή των προβλημάτων μη γραμμικού προγραμματισμού είναι:

$$\begin{aligned} & \max f(x) \\ \text{s.t.} \quad & g_i(x) \leq b_i, \quad i=1, 2, \dots, m \\ & x \geq 0 \end{aligned}$$

Ο μη γραμμικός προγραμματισμός (NLP) περιλαμβάνει ελαχιστοποίηση ή μεγιστοποίηση μιας μη γραμμικής αντικειμενικής συνάρτησης υπό την επιφύλαξη δεσμευμένων περιορισμών, γραμμικών περιορισμών ή μη γραμμικών περιορισμών, όπου οι περιορισμοί μπορεί να είναι ανισότητες ή ισότητες. Παραδείγματα προβλημάτων στην εφαρμοσμένη μηχανική περιλαμβάνουν ανάλυση σχεδιαστικών συναλλαγών, επιλογή βέλτιστων σχεδίων, υπολογισμό βέλτιστων τροχιών και βελτιστοποίηση χαρτοφυλακίων και βαθμονόμηση μοντέλων στην υπολογιστική χρηματοδότηση.

Το πρόβλημα ονομάζεται πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού (NLP) εάν η αντικειμενική συνάρτηση είναι μη γραμμική και / ή η εφικτή περιοχή καθορίζεται από μη γραμμικούς περιορισμούς ([MIT, 2018](#)).

1.3.3.1 NLP χωρίς περιορισμούς-Αλγόριθμοι επίλυσης

Ο μη γραμμικός προγραμματισμός χωρίς περιορισμούς είναι το μαθηματικό πρόβλημα εύρεσης ενός διανύσματος x που είναι ένα τοπικό ελάχιστο στη μη γραμμική κλιμακωτή συνάρτηση $f(x)$. Η φράση «χωρίς περιορισμούς» σημαίνει ότι δεν υπάρχουν περιορισμοί στην περιοχή του x .

Οι ακόλουθοι αλγόριθμοι χρησιμοποιούνται συνήθως για τον μη γραμμικό προγραμματισμό δίχως περιορισμούς:

- Quasi-Newton: χρησιμοποιεί μια διαδικασία αναζήτησης ανάμεικτης τετραγωνικής και κυβικής γραμμής και τον τύπο Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno για την ενημέρωση της προσέγγισης του πίνακα Hessian.
- Nelder-Mead: χρησιμοποιεί έναν αλγόριθμο άμεσης αναζήτησης που χρησιμοποιεί μόνο τιμές της συνάρτησης (δεν απαιτεί παράγωγα) και χειρίζεται μη κυρτές αντικειμενικές συναρτήσεις

- Περιοχής εμπιστοσύνης: χρησιμοποιείται για προβλήματα μη γραμμικής βελτιστοποίησης χωρίς περιορισμούς και είναι ιδιαίτερα χρήσιμη σε μεγάλης κλίμακας προβλήματα, όπου μπορεί να εκμεταλλευτεί κανείς την αραιότητα(sparsity) ή τη δομή τους.

1.3.3.2 NLP με περιορισμούς-Αλγόριθμοι επίλυσης

Ο μη γραμμικός προγραμματισμός με περιορισμούς είναι το μαθηματικό πρόβλημα εύρεσης ενός διανύσματος x που ελαχιστοποιεί μία μη γραμμική συνάρτηση $f(x)$ που υπόκειται σε έναν ή περισσότερους περιορισμούς.

Οι αλγόριθμοι για την επίλυση μη γραμμικών προβλημάτων προγραμματισμού με περιορισμούς περιλαμβάνουν:

- **Interior-point**: είναι ιδιαίτερα χρήσιμος για μεγάλης κλίμακας μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης που έχουν αραιότητα ή δομή.
- **Sequential quadratic programming (SQP)**: επιλύει γενικά μη γραμμικά προβλήματα και σέβεται τα όρια σε όλες τις επαναλήψεις.
- **Trust-region reflective**: επιλύει δεσμευμένα και περιορισμένα μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης ή μόνο γραμμικές ισότητες ([Mathworks, 2020](#)).

1.3.4 Optimization toolbox Matlab

Το Optimization Toolbox της Matlab παρέχει συναρτήσεις για την εύρεση παραμέτρων που ελαχιστοποιούν ή μεγιστοποιούν αντικειμενικές συναρτήσεις ενώ παράλληλα ικανοποιούν τυχόν περιορισμούς. Η εργαλειοθήκη αυτή περιλαμβάνει επιλυτές (solvers) για:

- Γραμμικό προγραμματισμό
- Μεικτό ακέραιο γραμμικό προγραμματισμό
- Τετραγωνικό προγραμματισμό
- Μη γραμμικό προγραμματισμό
- Μη γραμμικό προγραμματισμό με χρήση ελαχίστων τετραγώνων

Οι solvers αυτοί μπορούν να χρησιμοποιηθούν για να βρεθούν βέλτιστες λύσεις σε συνεχή και διακριτά προβλήματα, να εκτελεστούν αναλύσεις αλλά και για να ενσωματωθούν μέθοδοι βελτιστοποίησης σε αλγόριθμους και εφαρμογές ([Mathworks, 2020](#)).

1.3.5 Η συνάρτηση fmincon της Matlab

Το optimization toolbox της Matlab περιλαμβάνει και τη συνάρτηση fmincon. Η fmincon βρίσκει ένα εγκλωβισμένο σε κάποια όρια ελάχιστο μιας κλιμακωτής συνάρτησης πολλών μεταβλητών ξεκινώντας από μια αρχική εκτίμηση. Αυτό γενικά αναφέρεται ως μη γραμμική βελτιστοποίηση με περιορισμούς ή μη γραμμικός προγραμματισμός ([Berkeley, 2003](#)).

Η συνάρτηση αυτή έχει σύνταξη:

$$[x, fval, exitflag, output, lambda, grad, hessian] = fmincon(fun, x0, A, b, Aeq, beq, lb, ub, nonlcon, options)$$

και στον ακόλουθο Πίνακα 1-1 περιγράφονται τα βασικά ορίσματα της:

Πίνακας 1-1: Βασικά ορίσματα συνάρτησης fmincon

X	Η λύση. Επιστρέφει ως πραγματικό διάνυσμα ή πραγματικός πίνακας. Το μέγεθος του x είναι το ίδιο με το μέγεθος του x0. Τυπικά, το x είναι μια τοπική λύση στο πρόβλημα όταν το exitflag είναι θετικό.
Fval	Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στην θέση x. Επιστρέφει ως πραγματικός αριθμός. Γενικά, fval = fun (x)
Exitflag	Ο λόγος που η fmincon σταμάτησε τις επαναλήψεις. Πχ δε βρέθηκε εφικτό σημείο. Επιστρέφει ως ακέραιος αριθμός.
Output	Πληροφορίες σχετικά με τη διαδικασία βελτιστοποίησης. Επιστρέφει μια δομή με πεδία όπως: ο αριθμός επαναλήψεων, ο αριθμός αξιολογήσεων της συνάρτησης, ο μέγιστος περιορισμός της συνάρτησης, ο αλγόριθμος βελτιστοποίησης που χρησιμοποιήθηκε.
Lambda	Οι πολλαπλασιαστές Lagrange στη λύση. Επιστρέφουν ως δομή με πεδία όπως: Κατώτατα όρια που αντιστοιχούν στο lb, γραμμικές ανισότητες που αντιστοιχούν στα A και b.

Grad	Η κλίση στο σημείο της λύσης. Επιστρέφει ως πραγματικό διάνυσμα. Το grad δίνει την κλίση της fun στο σημείο x (:).
Hessian	Κατά προσέγγιση ο Εσσιανός πίνακας (Hessian). Επιστρέφει ως πραγματικός πίνακας. Ο Εσσιανός, για ένα πρόβλημα χωρίς περιορισμούς, είναι ο πίνακας των δευτέρων παραγώγων της αντικειμενικής συνάρτησης f .
Fun	Η συνάρτηση που ελαχιστοποιείται. Ορίζεται ως μια συνάρτηση χειρισμού/ελέγχου ή ως όνομα συνάρτησης. Η fun είναι μια συνάρτηση που δέχεται ένα διάνυσμα ή πίνακα x και επιστρέφει μια πραγματικό βαθμωτό μέγεθος f , την αντικειμενική συνάρτηση που υπολογίζεται στο x .
x_0	Το αρχικό σημείο, η αρχική εκτιμώμενη τιμή που δίνουμε στη συνάρτηση. Προσδιορίζεται ως πραγματικό διάνυσμα ή πραγματικός πίνακας. Οι λύτες χρησιμοποιούν τον αριθμό των στοιχείων και το μέγεθος του x_0 για να καθορίσουν τον αριθμό και το μέγεθος των μεταβλητών που δέχεται η fun.
A	Πραγματικός πίνακας για τους γραμμικούς ανισοτικούς περιορισμούς της μορφής $Ax \leq b$. Το A είναι ένας πίνακας $M \times N$, όπου M είναι ο αριθμός των ανισοτήτων και N είναι ο αριθμός μεταβλητών (αριθμός στοιχείων του x_0).
B	Πραγματικό διάνυσμα για τους γραμμικούς ανισοτικούς περιορισμούς της μορφής $Ax \leq b$. Το b είναι ένα διάνυσμα μεγέθους M που σχετίζεται με τον πίνακα A. Εάν περαστεί το b ως διάνυσμα γραμμής, οι λύτες μετατρέπουν εσωτερικά το b στο διάνυσμα στήλης b (:).
Aeq	Πραγματικός πίνακας για τους γραμμικούς ισοτικούς περιορισμούς της μορφής $Aeqx = beq$. Το Aeq είναι ένας πίνακας $M_e \times N$, όπου M_e είναι ο αριθμός των ισοτήτων και N είναι ο αριθμός μεταβλητών (αριθμός στοιχείων του x_0).
Beq	Πραγματικό διάνυσμα για τους γραμμικούς ισοτικούς περιορισμούς της μορφής $Aeqx = beq$. Το beq είναι ένα διάνυσμα μεγέθους M_e που σχετίζεται με τον πίνακα Aeq. Εάν περαστεί το beq ως διάνυσμα γραμμής, οι λύτες μετατρέπουν εσωτερικά το beq στο διάνυσμα στήλης beq (:).
Lb	Τα κάτω όρια των τιμών του x . Ορίζεται ως πραγματικό διάνυσμα ή πραγματικός πίνακας.

Ub	Τα άνω όρια των τιμών του x . Ορίζεται ως πραγματικό διάνυσμα ή πραγματικός πίνακας.
Nonlcon	Μη γραμμικοί περιορισμοί, που εισάγονται με την μορφή αρχείου m που περιλαμβάνει $[c, ceq]=nonlcon(x)$. Το $nonlcon$ είναι μια συνάρτηση που δέχεται ένα διάνυσμα ή πίνακα x και επιστρέφει δύο πίνακες, $c(x)$ και $ceq(x)$. Το $c(x)$ είναι ο πίνακας των μη γραμμικών περιορισμών ανισότητας στο x που η $fmincon$ προσπαθεί να ικανοποιήσει, όπου: $c(x) \leq 0, \text{ για όλες τις καταχωρήσεις του } c.$ Το $ceq(x)$ είναι ο πίνακας των μη γραμμικών περιορισμών ισότητας στο x που η $fmincon$ προσπαθεί να ικανοποιήσει, όπου: $ceq(x) = 0, \text{ για όλες τις καταχωρήσεις του } ceq.$
Options	Επιλογές βελτιστοποίησης, που περιλαμβάνουν διάφορες δυνατότητες όπως την επιλογή επαναλήψεων ή τον μέγιστο αριθμό επιτρεπόμενων αξιολογήσεων συνάρτησης.
Problem	Η δομή του προβλήματος. Προσδιορίζεται ως δομή με πεδία όπως: objective, $x0$, Aineq, bineq, Aeq, beq κτλ. (Mathworks, 2020)

1.3.6 Βελτιστοποίηση στον τομέα του φυσικού αερίου

Η βιομηχανία φυσικού αερίου είναι ένα πολύπλοκο σύστημα και έχει μεγάλη ανάγκη τεχνικών βελτιστοποίησης για τη βελτίωση των επιδόσεων. Η μη γραμμική και η μη κυρτή φύση των προβλημάτων καθιστά υπολογιστικά ιδιαίτερα δύσκολο να βρεθούν καλές λύσεις. Παρατηρούμε ότι οι τεχνικές γραμμικοποίησης είναι μια κοινή μέθοδος αντιμετώπισης αυτών των μη συνεκτικών συναρτήσεων, συχνά μειώνοντας το πρόβλημα σε μια σειρά γραμμικών ή μικτών προβλημάτων προγραμματισμού γραμμικής γραμμής.

Η απελευθέρωση της αγοράς φυσικού αερίου εισήγαγε πρόσθετες πτυχές μοντελοποίησης και υπολογιστικές προκλήσεις: διάφορα επιπλέον στοχαστικά στοιχεία έχουν προστεθεί στα «κλασικά» προβλήματα. Αυτή η υποκείμενη δομή των προβλημάτων δεν μπορεί να αγνοηθεί από οποιοδήποτε σοβαρό μοντέλο και αναμένεται ότι η μελλοντική έρευνα θα επικεντρωθεί σε στοχαστικά μοντέλα και ειδικά σε νέες τεχνικές για τον τρόπο επίλυσης αυτών των μεγάλων

κλίμακας πρακτικών προβλημάτων, όταν είναι παρούσες ταυτόχρονα ακέραιες και μη συνεκτικές, μη γραμμικές συναρτήσεις.

Αυτό το κεφάλαιο αναφέρει διάφορες δυνατότητες βελτιστοποίησης που υπάρχουν στη βιομηχανία φυσικού αερίου εστιάζοντας σε τρεις πτυχές: την παραγωγή, τη μεταφορά και την αγορά.

1.3.6.1 Βελτιστοποίηση στον προγραμματισμό παραγωγής

Συνήθως, μια δεξαμενή αερίου προσεγγίζεται μέσω της γεώτρησης πολλαπλών πηγαδιών στην επιφάνεια της. Επίσης, η απόσυρση αερίου από οποιοδήποτε από τα πηγάδια θα οδηγήσει σε πτώσεις πίεσης σε όλα τα πηγάδια που έχουν διατρυπηθεί στην ίδια δεξαμενή. Στη συνέχεια, οι μειώσεις πίεσης θα οδηγήσουν στο να μειωθεί ο ρυθμός άντλησης σε κάθε πηγάδι για την επόμενη περίοδο. Το πρόβλημα του ιδανικού προγραμματισμού παραγωγής είναι να βρεθεί ο βέλτιστος ρυθμός άντλησης σε κάθε διάτρητο πηγάδι σε κάθε χρονική περίοδο ενώ καθορίζεται η τοποθεσία του πηγαδιού στο ίδιο χρονικό διάστημα ([Murray & Edgar, 1978](#)).

1.3.6.2 Βελτιστοποίηση δικτύου αγωγών φυσικού αερίου

Αρχικά το φυσικό αέριο αντιμετωπίστηκε ως υποπροϊόν αργού πετρελαίου ή εξόρυξης άνθρακα και εξοικονομείτο. Οι λάμπες στο πεδίο εξόρυξης ήταν συνήθως φυσικό αέριο. Μετά την εισαγωγή γραμμών σωλήνωσης, το φυσικό αέριο έγινε μια από τις σημαντικότερες πηγές ενέργειας. Οι πρώτοι αγωγοί φυσικού αερίου κατασκευάστηκαν στη δεκαετία του 1890 και δεν ήταν τόσο αποδοτικοί όσο αυτοί που χρησιμοποιούμε σήμερα. Οι σύγχρονοι αγωγοί φυσικού αερίου πρωτοεμφανίστηκαν μετά το πρώτο μισό του 20^{ου} αιώνα. Λόγω των ιδιοτήτων του φυσικού αερίου, οι αγωγοί ήταν ο μόνος τρόπος να μεταφερθεί από τις εγκαταστάσεις παραγωγής στις τοποθεσίες ζήτησης, πριν από την ιδέα του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ). Η μεταφορά φυσικού αερίου μέσω αγωγών εξακολουθεί να είναι πολύ οικονομική, αλλά είναι εξαιρετικά ανέφικτη διαμέσου ωκεανών. Αν και η αγορά ΥΦΑ μεγαλώνει τώρα με μεγάλη ταχύτητα, το δίκτυο αγωγών παραμένει το κύριο σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου.

Μετά τη μεταπολεμική άνοδο του αγωγού φυσικού αερίου, έγιναν πολλές έρευνες σε εφαρμογές βελτιστοποίησης για τα δίκτυα αγωγών. Για παράδειγμα, πώς να ρυθμιστεί το δίκτυο αγωγών, πώς να καθοριστεί η βέλτιστη διάμετρος των αγωγών, πώς κατανέμονται οι σταθμοί συμπίεστων στο δίκτυο αγωγών και ποια είναι η ελάχιστη κατανάλωση καυσίμου του δικτύου ([Zheng, et al., 2010](#)).

Στην δική μας περίπτωση μελέτης, η συμφωνία για το νέο αγωγό [EASTMED](#) συνδράμει σημαντικά στη βελτιστοποίηση των διαδικασιών καθώς αλλάζει καθοριστικά τα δεδομένα του χάρτη εφοδιαστικής αλυσίδας του φυσικού αερίου.

1.3.6.3 Βελτιστοποίηση κόστους αγοράς αερίου

Στη σύγχρονη βιομηχανία φυσικού αερίου, οι εταιρείες παραγωγής φυσικού αερίου σπάνια συνδέονται με τις εταιρείες μεταφοράς και διανομής φυσικού αερίου. Έτσι, για τις εταιρείες διανομής φυσικού αερίου, ένα πρόβλημα είναι να καθοριστεί ο καλύτερος ρυθμός ροής και οι πιέσεις αερίου σε κάθε αγωγό με τα οποία επιτυγχάνεται το χαμηλότερο κόστος αγοράς φυσικού αερίου από τους παραγωγούς. Το πρόβλημα αυτό μπορεί να διατυπωθεί ως πρόβλημα βελτιστοποίησης με γραμμική αντικειμενική συνάρτηση και μη γραμμικούς, μη κυρτούς περιορισμούς ([Zheng, et al., 2010](#)).

1.3.6.4 Βελτιστοποίηση καταναλώσεων καυσίμου

Για να επιτρέψει στον καταναλωτή να λάβει έναν αποδεκτό ρυθμό άντλησης αερίου, ο αγωγός πρέπει να διατηρήσει μια συγκεκριμένη πίεση. Αυτό επιτυγχάνεται με την προσθήκη σταθμών συμπιεστών στο δίκτυο. Ένα πολύ γνωστό πρόβλημα είναι το πρόβλημα ελάχιστου κόστους καυσίμου λόγω της κατανάλωσης καυσίμου των σταθμών συμπιεστών, οι οποίοι συνήθως εξετάζονται ως ειδικά τόξα στο δίκτυο αυτών των τύπων μοντέλων.

1.3.6.5 Βελτιστοποίηση της αγοράς φυσικού αερίου

Η κυβερνητική ρύθμιση σχετικά με τη βιομηχανία φυσικού αερίου χρονολογείται από τις πρώτες μέρες της χρήσης του φυσικού αερίου. Με μια πρώτη ματιά, αυτό μοιάζει λογικό, καθώς η κυβέρνηση και το κοινό είναι οι κύριοι χρήστες του φυσικού αερίου και οι επενδύσεις στη βιομηχανία φυσικού αερίου είναι τεράστιες. Μετά τη δεκαετία του 1980 άρχισε η απελευθέρωση αυτής της βιομηχανίας για τη βελτίωση τόσο της ισονομίας όσο και της αποδοτικότητας της αγοράς φυσικού αερίου. Μεταξύ των αρχικών παραγωγών και των τελικών χρηστών, υπάρχει μια ποικιλία συμμετεχόντων, κάθε ένας από τους οποίους ενεργεί για να βελτιστοποιήσει τα δικά του οφέλη. Κάτω από διαφορετικές κυβερνητικές πολιτικές, προτείνονται πολλά μοντέλα αγοράς φυσικού αερίου, η οποία μπορεί να είναι τόσο ρυθμιζόμενη όσο και απελευθερωμένη ([Zheng, et al., 2010](#)).

1.3.6.6 Βελτιστοποίηση στο ενεργειακό σύστημα συνδυάζοντας το σύστημα φυσικού αερίου και το σύστημα ηλεκτρισμού

Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται ευρέως στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επειδή οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου είναι εξαιρετικά αποδοτικές και έχουν λιγότερες ζημίες στο περιβάλλον, όλο και περισσότερες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής αυτού του τύπου κατασκευάζονται σε όλο τον κόσμο. Ως εκ τούτου, το σύστημα ηλεκτρισμού και το σύστημα αερίου είναι πλέον πολύ συσχετισμένα.

Λόγω του αυξανόμενου αριθμού σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου που χτίζονται, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται όλο και περισσότερο στην ποσότητα αερίου που μπορούν να λάβουν οι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής. Ωστόσο, οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής δεν είναι οι μόνοι χρήστες φυσικού αερίου. Για να γίνει μια ανάλυση αξιοπιστίας του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, είναι σημαντικό να μελετηθεί η μέγιστη ποσότητα αερίου που μπορεί να παρέχει το δίκτυο φυσικού αερίου στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.

1.3.6.7 Βελτιστοποίηση παραγωγής με water injection

Η έγχυση υγρού είναι μία μέθοδος που δεν έχει δοκιμαστεί σε μεγάλο βαθμό στη βιομηχανία φυσικού αερίου. Για το λόγο αυτό η βιομηχανία χρειάζεται να επικεντρωθεί σε μελέτες και πειραματικές εφαρμογές που θα έχουν να κάνουν με τη βελτιστοποίηση της παραγωγής με έγχυση υγρού. Τα πιο σημαντικά κομμάτια που πρέπει να μελετηθούν είναι ο αριθμός των πηγαδιών που θα χρησιμοποιηθούν ως injectors, ο ρυθμός έγχυσης του υγρού αλλά και το κατά πόσο μπορεί να εκμεταλλευθεί και να χρησιμοποιηθεί σαν υγρό έγχυσης το θαλασσινό νερό σε υποθαλάσσια κοιτάσματα, και ποια τα οικονομικά οφέλη της χρήσης του ([Rambaran, et al., 2018](#)).

1.4 Το πρόβλημα

Στην παρούσα εργασία μελετάται η βελτιστοποίηση της διαδικασίας άντλησης φυσικού αερίου από ένα δίκτυο 10 πηγαδιών στο κοίτασμα της Αφροδίτης του Μπλοκ 12 της ΑΟΖ της Κύπρου, μέσω ενός solver μη γραμμικού προγραμματισμού και συγκεκριμένα της συνάρτησης fmincon της

Matlab, για 2 διαφορετικά σενάρια παραγωγής. Η μοντελοποίηση του προβλήματος επιτυγχάνεται εισάγοντας εξίσωση μεγιστοποίησης κέρδους με περιορισμούς που αναφέρονται :

- Στην κάλυψη της ζήτησης κάθε ημέρα
- Στη μέγιστη πτώση πίεσης λόγω πτώσης ρυθμών άντλησης στα διάφορα πηγάδια
- Στην μέγιστη πτώση ρυθμών άντλησης σε κάθε πηγάδι ανά ημέρα
- Στην πτώση ρυθμών άντλησης καθώς περνούν τα χρόνια και «στερεύουν» τα πηγάδια

Διερευνάται ο ρόλος κι η επίδραση που διαδραματίζει κάθε περιορισμός και συντελεστής στο τελικό κέρδος αποσκοπώντας στο βέλτιστο προγραμματισμό της παραγωγικής διαδικασίας. Το συγκεκριμένο συνιστά ένα σημαντικό, καθημερινό πρόβλημα που αντιμετωπίζουν οι εταιρείες και οι διαχειριστές εγκαταστάσεων φυσικού αερίου. Η επίλυσή του, ή έστω η βελτιστοποίησή του, είναι ικανή να προσδώσει ένα καθοριστικό ανταγωνιστικό πλεονέκτημα έναντι της αγοράς, καθώς και να παρέχει σημαντικά στοιχεία για την ανάπτυξη ενός τέτοιου κοιτάσματος στην υφαλοκρηπίδα της Νοτιοανατολικής Μεσογείου. Θα δώσει επίσης χρήσιμα δεδομένα για τη δυνατότητα αύξησης της παραγωγής μέσω της μεθόδου έγχυσης υγρού.

2 Μαθηματικό μοντέλο

2.1 Πίνακας Συμβόλων

Προτού ξεκινήσει η ανάλυση του μαθηματικού μοντέλου για το πρόβλημα που απασχολεί την παρούσα μελέτη κρίνεται σκόπιμη η παράθεση του Πίνακα Συμβόλων που θα χρησιμοποιηθούν. Στον Πίνακα 2-1, λοιπόν, παρουσιάζονται τα σύμβολα του προβλήματος καθώς και οι μονάδες μέτρησής τους.

Πίνακας 2-1: Πίνακας συμβόλων μαθηματικού μοντέλου

Σύμβολο	Περιγραφή	Μονάδα μέτρησης
f^k	Αντικειμενική συνάρτηση για κάθε χρονική περίοδο k	\$/ day
A	Τιμή για μια μονάδα ροής φυσικού αερίου	\$/ scf
q_j^k	Ρυθμός άντλησης φυσικού αερίου από πηγάδι j κατά τη χρονική περίοδο k	scf/day
C_w	Κόστος εγκατάστασης των πηγαδιών παραγωγής, του αγωγού φυσικού αερίου μαζί με το σταθμό συμπιεστών και κόστος παροπλισμού και εγκατάλειψης ανηγμένο σε 1 πηγάδι	\$
C	Κόστος λειτουργίας όλης της εγκατάστασης που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι	\$
ϵ	Πολύ μικρή σταθερά	Αδιάστατο μέγεθος
q_{j+10}^k	Πίεση στην κεφαλή του πηγαδιού	psia
e_j^1	Γραμμικός συντελεστής υπολογίστηκε πειραματικά	Αδιάστατο μέγεθος
e_j^2	Γραμμικός συντελεστής υπολογίστηκε πειραματικά	Αδιάστατο μέγεθος

<i>dem</i>	Συνολική ημερήσια ζήτηση για όλα τα πηγάδια	scf/day
<i>spress</i>	Το άθροισμα πιέσεων κεφαλής για όλα τα πηγάδια	psia
<i>dflow</i>	Μέγιστη αύξηση ή μείωση ρυθμού άντλησης για ένα πηγάδι	scf/day
<i>dprs</i>	Μέγιστη αύξηση ή μείωση πίεσης κεφαλής για ένα πηγάδι	psia
<i>qsd</i>	Ημερήσια μείωση συνολικού ρυθμού άντλησης στο δίκτυο των πηγαδιών	scf/day

2.2 Εισαγωγή

Συνήθως, μια δεξαμενή αερίου προσεγγίζεται μέσω της γεώτρησης πολλαπλών πηγαδιών στην επιφάνεια της. Αυτή η άντληση αερίου από οποιοδήποτε από τα πηγάδια θα οδηγήσει σε πτώσεις πίεσης σε όλα τα πηγάδια που έχουν διανοιχθεί στην ίδια δεξαμενή. Στη συνέχεια, οι μειώσεις πίεσης θα οδηγήσουν στο να μειωθεί ο ρυθμός άντλησης σε κάθε πηγάδι για την επόμενη περίοδο. Το πρόβλημα του βέλτιστου προγραμματισμού παραγωγής συνίσταται στο να βρεθεί ο βέλτιστος ρυθμός άντλησης σε κάθε διανοιχθέν πηγάδι σε κάθε χρονική περίοδο ενώ καθορίζεται η τοποθεσία του πηγαδιού στο ίδιο χρονικό διάστημα.

Προτείνεται να μοντελοποιηθεί ως ένα πρόβλημα μη γραμμικής βελτιστοποίησης πολλαπλών σταδίων ([Murray & Edgar, 1978](#)). Σχηματίζεται λοιπόν, ένα μη γραμμικό πρόβλημα για κάθε χρονική περίοδο λαμβάνοντας υπόψη τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ δύο διαδοχικών σταδίων. Η αντικειμενική συνάρτηση για κάθε χρονική περίοδο k ενσωματώνει περισσότερους παράγοντες όπως το κόστος τοποθέτησης του πηγαδιού και τα κόστη κεφαλαίου, τα λειτουργικά κόστη της εγκατάστασης και την τιμή πώλησης του φυσικού αερίου.

Επειδή όμως η μέθοδος επίλυσης αυτή δεν ανταποκρίνεται πλήρως σε κάποια θέματα στην πραγματικότητα της αγοράς φυσικού αερίου, η παραπάνω πρόταση αποτέλεσε μεν πηγή έμπνευσης, αλλά τροποποιήθηκε καταλλήλως, όπως παρουσιάζεται στο επόμενο κεφάλαιο, προκειμένου η επαναληπτική διαδικασία επίλυσης μέσω της Matlab να αποδίδει όσο το δυνατόν καλύτερα ένα πραγματικό πρόβλημα στη νοτιοανατολική Μεσόγειο και το πώς αυτό επιλύεται.

2.3 Αντικειμενική συνάρτηση

2.3.1 Αντικειμενική συνάρτηση και περιορισμοί

Στην παρούσα εργασία εξετάσθηκε μαθηματική μοντελοποίηση, στην οποία περιγράφεται η διαδικασία άντλησης φυσικού αερίου από το κοίτασμα της Αφροδίτης μέσω δικτύου 10 πηγαδιών παραγωγής, με 2 διαφορετικές μεθόδους παραγωγής. Η αντικειμενική συνάρτηση έχει τη δυνατότητα να μεγιστοποιεί το κέρδος από την άντληση φυσικού αερίου στα πηγάδια για την εκάστοτε χρονική περίοδο (1 ημέρα).

Αντικειμενική Συνάρτηση προς βελτιστοποίηση:

$$f^k = \sum_{j=1}^n [Aq_j^k - (C_w + C) \frac{q_j^k}{q_j^k + \epsilon} + q_{j+10}^k \times 0] \quad (2.3.1)$$

Περιορισμοί:

$$q_j^k \leq e_j^1 + e_j^2 q_{j+10}^k \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.2)$$

$$\sum_{j=1}^n q_j^k \leq dem \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.3)$$

$$\sum_{j=1}^n q_{j+10}^k \leq sprss \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.4)$$

$$q_j^{k+1} \leq q_j^k + dflow \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.5)$$

$$q_j^{k+1} \geq q_j^k - dflow \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.6)$$

$$q_{j+10}^{k+1} \leq q_{j+10}^k + dprs \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.7)$$

$$q_{j+10}^{k+1} \geq q_{j+10}^k - dprs \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.8)$$

$$\sum_{j=1}^n q_j^{k+1} \leq \sum_{j=1}^n q_j^k - qsd \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.3.9)$$

2.3.2 Επεξήγηση περιορισμών

- Οι περιορισμοί (2.3.2) ορίζουν το άνω όριο στο οποίο μπορεί να φτάσει ο ρυθμός άντλησης ενός πηγαδιού, συναρτήσει της πίεσης στην κεφαλή του πηγαδιού.
- Οι περιορισμοί (2.3.3) καθορίζουν τη μέγιστη επιτρεπτή άντληση από όλα τα πηγάδια, προκειμένου να μην ξεπερνάει τη ζήτηση σε κάθε χρονική περίοδο.
- Οι περιορισμοί (2.3.4) καθορίζουν τη μέγιστη επιτρεπτή πίεση κεφαλής για όλα τα πηγάδια αθροιστικά.
- Οι περιορισμοί (2.3.5) και (2.3.6) ορίζουν τα ακρότατα στα οποία μπορεί να κινηθεί ο ρυθμός άντλησης ενός πηγαδιού από μια χρονική περίοδο μέχρι την αμέσως επόμενη.
- Οι περιορισμοί (2.3.7) και (2.3.8) ορίζουν τα ακρότατα στα οποία μπορεί να κινηθεί η πίεση κεφαλής ενός πηγαδιού από μια χρονική περίοδο μέχρι την αμέσως επόμενη.
- Οι περιορισμοί (2.3.9) καθορίζουν την πτώση της συνολικής άντλησης σε όλα τα πηγάδια σε μια χρονική περίοδο λόγω της μείωσης της παραγωγικής τους ικανότητας με την πάροδο του χρόνου.

2.4 Μειονεκτήματα μοντέλου

Το μειονέκτημα του προτεινόμενου μοντέλου είναι ότι δεν λαμβάνει υπόψη όλες τις χρονικές περιόδους μαζί, αλλά ξεχωριστά. Προφανώς, με αυτήν την προσέγγιση, δεν μπορεί να ληφθεί μια βέλτιστη λύση στο πρακτικό πρόβλημα δεδομένου ότι δεν λαμβάνονται υπόψη οι αλληλεπιδράσεις μεταξύ όλων των χρονικών περιόδων ([Zheng, et al., 2010](#)).

Χάρη στις προαναφερθείσες τροποποιήσεις, κάθε χρονική περίοδος στο παρόν μοντέλο είναι άμεσα αλληλένδετη με την επόμενη, καθώς οι τιμές των μεταβλητών απόφασης κάθε περιόδου αποθηκεύονται προκειμένου να αξιοποιηθούν στην αμέσως επόμενη περίοδο. Επομένως το συγκεκριμένο πρόβλημα επιλύθηκε.

Υπήρξαν όμως κάποια άλλα ζητήματα, ως απόρροια παραδοχών που προέκυψαν κατά την εκπόνηση της παρούσας μελέτης, τα οποία θεωρούνται ως μειονεκτήματα.

- Τα υπάρχοντα βιβλιογραφικά δεδομένα για τα λειτουργικά έξοδα μιας εγκατάστασης φυσικού αερίου σε βαθιά ύδατα προσεγγίστηκαν βάσει δύο συγκεκριμένων δικτύων πηγαδιών, και πιο συγκεκριμένα του κοιτάσματος Ταμάρ από την έκθεση της Delek

Group ([Delek, 2017b](#)) και του κοιτάσματος Λεβιάθαν του Ισραήλ από την έκθεση της ίδιας εταιρίας ([Delek, 2017a](#)). Γενικά, υπάρχουν πολύ λίγα δεδομένα όσον αφορά τα λειτουργικά κόστη μια εγκατάστασης φυσικού αερίου, και γι' αυτό, όπως αναφέρεται πιο αναλυτικά στην [Ενότητα 3.2.7.2](#), χρησιμοποιήθηκαν οι εκθέσεις της Delek Group που περιείχαν σημαντικά δεδομένα για κοιτάσματα τα οποία βρίσκονται σε κοντινή απόσταση με το κοιτάσμα της Αφροδίτης. Στην τρέχουσα περίπτωση, έγινε αναγωγή του κόστους στο επίπεδο του ενός πηγαδιού και με αυτό τον τρόπο υπολογίστηκε ως έξοδο στο συγκεκριμένο μοντέλο. Πιθανότατα σε διαφορετικά δίκτυα σε διαφορετικές περιοχές και με άλλον αριθμό πηγαδιών, τα κόστη λειτουργίας μιας εγκατάστασης να διαφέρουν σε έναν βαθμό.

- Οι περιορισμοί ([2.3.2](#)) κανονικά περιέχουν την πίεση στο βάθος της οπής ενός πηγαδιού κι όχι την πίεση κεφαλής. Επειδή όμως μεταβλητή απόφασης στο παρόν πρόβλημα είναι η πίεση κεφαλής, αντικαταστάθηκε στον περιορισμό η πίεση στο βάθος της οπής. Προκειμένου να είναι σωστή η αντικατάσταση αυτή από υπολογιστική σκοπιά, έγινε μελέτη της σχέσης μεταξύ πιέσεων κεφαλής και πιέσεων βάθους οπής. Και σε αυτή την περίπτωση όμως, η μελέτη αφορούσε συγκεκριμένα πηγάδια και παραδείγματα κι άρα κι εδώ μπορεί να υπάρξει μια απόκλιση σε σχέση με τις τιμές που θα είχαμε σε ένα άλλο δίκτυο πηγαδιών.
- Η παρούσα μελέτη έγινε με βάση ένα συγκεκριμένο χρονικό ορίζοντα εξάντλησης των πηγαδιών από τα αποθέματα φυσικού αερίου τους καθώς με την πάροδο των ετών μειώνονται οι ρυθμοί άντλησης κι η συνέχιση της άντλησης από ένα πηγάδι καθίσταται οικονομικά ασύμφορη. Η επιλογή αυτή έγινε όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστικά (διαφορετικές μελέτες) σε σχέση με την πραγματικότητα και τα βιβλιογραφικά δεδομένα. Για παράδειγμα, μια μελέτη ([Healy, et al., 2013](#)) για το κοιτάσμα Ταμάρ αναφέρει ότι η διάρκεια ζωής των πηγαδιών παραγωγής στο πεδίο είναι 25 χρόνια, δεν παύει όμως να εγκυμονεί τον κίνδυνο του να μην ανταποκρίνεται πλήρως στην πραγματικότητα, αφού κάθε πηγάδι δεν έχει τα ίδια ακριβώς αποθέματα με ένα άλλο άρα ούτε και τον ίδιο χρόνο ζωής.
- Όσον αφορά τη διαδικασία παραγωγής με έγχυση υγρού, η εφαρμογή της είναι πολύ περιορισμένη ακόμα στη βιομηχανία. Τα δεδομένα αντλήθηκαν από κάποια κοιτάσματα, τα οποία σίγουρα θα έχουν σημαντικές διαφορές στη δομή και στα τεχνικά χαρακτηριστικά με το κοιτάσμα της Αφροδίτης. Έγινε προσπάθεια για την όσο το δυνατόν καλύτερη προσέγγιση, τόσο στο ποσοστό της βελτίωσης της παραγωγής όσο

και στον υπολογισμό του κόστους της διαδικασίας, βάσει των μελετών που επεξεργάστηκαν.

3 Υπολογιστικό Μοντέλο

3.1 Εισαγωγή

Στην παρούσα εργασία, προκειμένου να επιλυθεί το πρόβλημα που αναφέρθηκε εκτενώς στο προηγούμενο κεφάλαιο, επιλέχθηκε η χρήση του προγραμματιστικού περιβάλλοντος της Matlab. Η MATLAB είναι ένα εργαλείο αριθμητικών υπολογισμών με την χρήση πινάκων και διανυσμάτων. Είναι ένα πολύ ικανό, αποτελεσματικό και εύκολο εργαλείο που συνδυάζει πολύπλοκους υπολογισμούς, γραφικές προσομοιώσεις και προγραμματισμό στο ίδιο περιβάλλον. Είναι ένα διαδραστικό πρόγραμμα για αριθμητικούς υπολογισμούς για οπτικοποίηση δεδομένων με δυνατότητες προγραμματισμού που το καθιστούν ένα ισχυρό και χρήσιμο εργαλείο στις μαθηματικές και φυσικές επιστήμες. Παίρνει το όνομά της από τις λέξεις MATrix LABoratory.

Διαθέτει τα εξής πλεονεκτήματα:

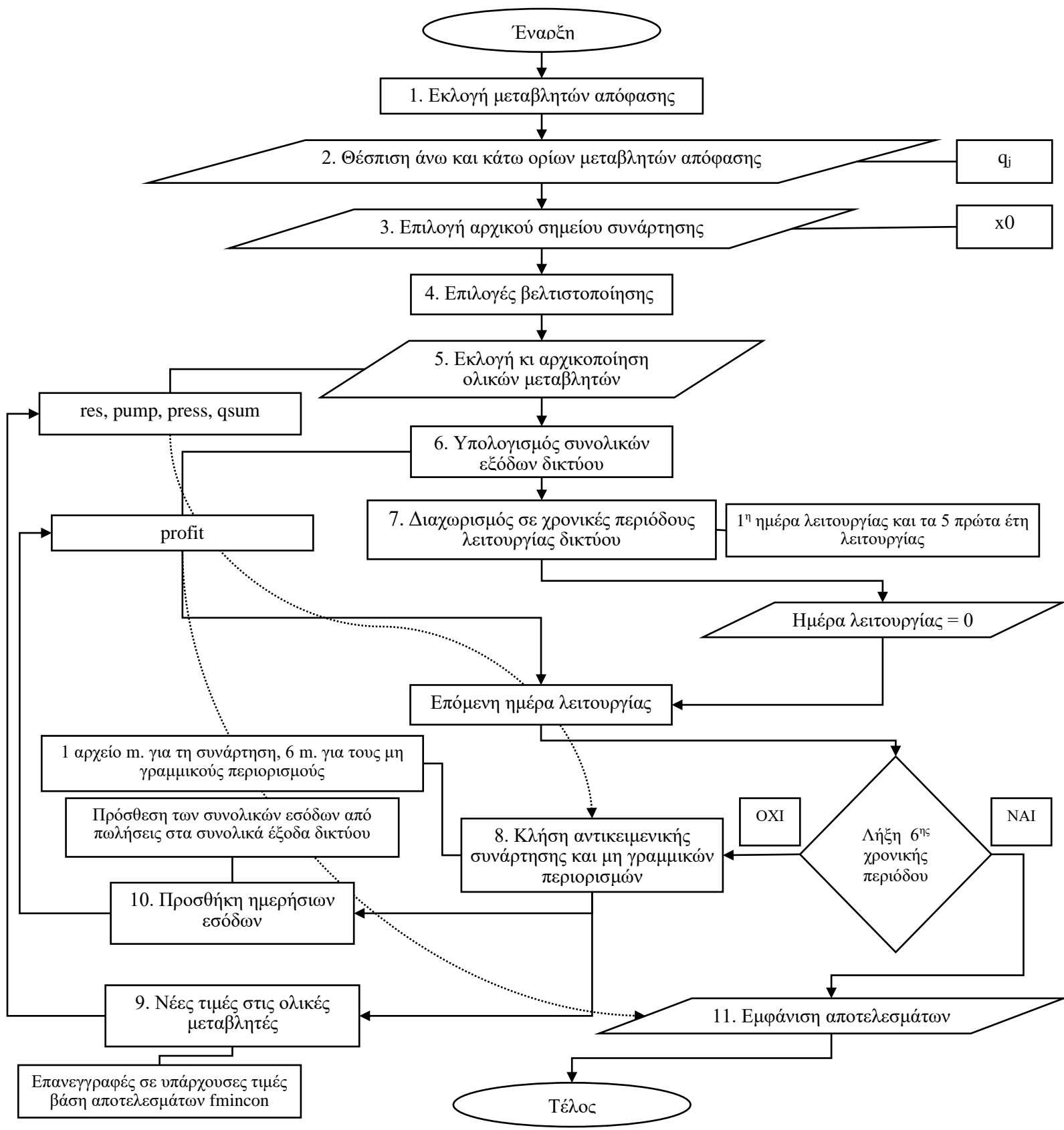
- Ευκολότερη εκμάθηση από μια γλώσσα προγραμματισμού
- Βελτιστοποιημένο κώδικα για διεξαγωγή υπολογισμών με πίνακες
- Γλώσσα προγραμματισμού για ανάπτυξη εφαρμογών και ταυτόχρονα λογισμικού υλοποίησης επιστημονικών υπολογισμών
- Εύκολο εντοπισμό και διόρθωση λαθών
- Φιλικό περιβάλλον επικοινωνίας με το χρήστη
- Διαθέτει στις βιβλιοθήκες της πολλές συναρτήσεις που εξειδικεύονται στην βελτιστοποίηση

Μέσα από αυτό το περιβάλλον επιλέχθηκε η συνάρτηση `fmincon` ούτως ώστε να λυθεί το πρόβλημα. Η `fmincon` βρίσκει το ελάχιστο μιας μη γραμμικής συνάρτησης πολλαπλών μεταβλητών με περιορισμούς, δηλαδή ανταποκρίνεται πλήρως στο πρόβλημα της εργασίας.

Για την αξιοποίηση της συνάρτησης δημιουργήθηκαν 8 (οκτώ) αρχεία `m` στη Matlab. Ένα για την αντικειμενική συνάρτηση, ένα προκειμένου να καλείται η συνάρτηση `fmincon`, και έξι για τους μη γραμμικούς περιορισμούς, ένα για κάθε χρονική περίοδο όπως αυτές χωρίστηκαν στο πρόβλημα.

3.2 Διάγραμμα ροής υπολογιστικού μοντέλου στη Matlab

Προκειμένου να εξασφαλισθεί μια επιτυχημένη διαδικασία επίλυσης του προβλήματος με τη χρήση της `fmincon`, ορίστηκαν 11 βασικά βήματα, με τη βοήθεια των οποίων προκύπτει το αποτέλεσμα για μια ημέρα λειτουργίας του δικτύου της άντλησης φυσικού αερίου από τα 10 πηγάδια και τα οποία παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα ροής και αναλύονται ένα προς ένα στα επόμενα κεφάλαια. Στο διάγραμμα αυτό έχουν προστεθεί σε ορισμένα βήματα κάποιες συμπληρωματικές λεπτομέρειες για επεξηγηματικούς λόγους.



Σχήμα 3-1: Διάγραμμα ροής υπολογιστικού μοντέλου στη Matlab

Πηγή: (Gioldasis, 2019)

Επιλέχθηκαν ως μεταβλητές απόφασης του προβλήματος ο ρυθμός άντλησης φυσικού αερίου κι η πίεση κεφαλής κάθε πηγαδιού. Οι δύο αυτές είναι οι μεταβλητές που βρίσκονται στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος και σχετίζονται με μια μη γραμμική σχέση που θα αναλυθεί στη συνέχεια και φαίνεται στον περιορισμό (2.3.2). Ο ρυθμός άντλησης κάθε πηγαδιού μετριέται σε scf/day κι η πίεση κεφαλής σε psia.

3.2.1.1 Πλήθος μεταβλητών απόφασης

Προκειμένου το πρόβλημα να ανταποκρίνεται όσο το δυνατόν καλύτερα σε πραγματικές συνθήκες άντλησης φυσικού αερίου σε ένα δίκτυο στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο, επιλέχθηκε να γίνει η μελέτη για 10 πηγάδια παραγωγής, τα οποία συνδέονται μεταξύ τους και αλληλοεπηρεάζονται. Ο αριθμός πηγαδιών προέκυψε βάσει της έρευνας που έχει προηγηθεί σχετικά με τις δυνατότητες της υφαλοκρηπίδας και του συγκεκριμένου πεδίου που είναι υπό μελέτη. Ο ίδιος αριθμός πηγαδιών θα ισχύει και για τα 2 σενάρια, με τη διαφορά ότι στο 2^ο σενάριο θα υπάρχουν ακόμα 10 πηγάδια έγχυσης (injector wells), τα οποία όμως επηρεάζουν τον κώδικα μόνο σε ότι έχει να κάνει με τα κόστη λειτουργίας και κεφαλαίου. Επιλέγοντας $N=10$ αριθμό πηγαδιών στο δίκτυο, αυτομάτως οι μεταβλητές απόφασης γίνονται $2*N=20$, δηλαδή 10 ρυθμοί άντλησης και 10 πιέσεις κεφαλής, 2 για κάθε πηγάδι του δικτύου. Το νούμερο αυτό αφορά μία (1) ημέρα λειτουργίας, δηλαδή μόνο μία χρονική περίοδο. Παραπάνω, αναλύθηκε ο λόγος που επιλέγεται η μελέτη να λάβει χώρα σε διάρκεια μιας 25ετίας, αλλά και πιο μετά θα εξηγηθεί γιατί οι μεταβλητές απόφασης θα σταματήσουν να υπολογίζονται στο τέλος της 5ετίας. Επομένως το πρόβλημα θα αφορά $365*5=1825$ ημέρες, άρα 1825 χρονικές περιόδους και $1825*20=36.500$ μεταβλητές απόφασης θα υπολογιστούν συνολικά και θα αποθηκεύονται καθημερινά σε έναν πίνακα με την ονομασία `res` που δημιουργείται ακριβώς γι' αυτό τον σκοπό. Παράλληλα, επειδή κάθε ημέρα συνδέεται με την επόμενη τα αποτελέσματα των μεταβλητών απόφασης κάθε ημέρας θα αποθηκεύονται σε έναν συνεχώς μεταβαλλόμενο πίνακα για κάθε μεταβλητή, με την ονομασία `rhmp` για τους ρυθμούς άντλησης και `press` για τις πιέσεις κεφαλής.

3.2.2 Θέσπιση άνω και κάτω ορίων μεταβλητών απόφασης

Οι δύο μεταβλητές απόφασης του προβλήματος θα πρέπει να κυμαίνονται μέσα σε συγκεκριμένα όρια. Το κάτω όριο κάθε ρυθμού άντλησης όσο και κάθε πίεσης κεφαλής θα είναι το μηδέν, καθώς επιδιώκεται να μη λαμβάνουν αρνητικές τιμές. Αυτό γίνεται δυνατό με την εντολή:

$$lb = \text{zeros} (20,1);$$

Η θέσπιση των άνω ορίων επιτυγχάνεται αντίστοιχα με την εντολή:

$$ub = [250000000 * \text{ones} (10,1); 4760.996699 * \text{ones} (10,1)];$$

Με την εντολή αυτή διασφαλίζεται ότι ο ρυθμός άντλησης σε ένα πηγάδι δε θα ξεπερνά τα 250 MMscf/d κι η πίεση κεφαλής τα περίπου 4760,996699 psia. Τα νούμερα αυτά σαφώς δεν είναι τυχαία. Όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενο κεφάλαιο, στην υπεράκτια ανάπτυξη φυσικού αερίου και ειδικά στα πολύ βαθιά ύδατα οι ρυθμοί άντλησης όταν ξεκινάει η παραγωγή ξεπερνάνε τα 250 MMscf/d και σε πολλές περιπτώσεις μπορεί να φτάνουν μέχρι και τα 400 MMscf/d. Στη μελέτη αυτή επιλέχθηκε ένα πιο απαισιόδοξο σενάριο, δηλαδή η παραγωγή να ξεκινάει με ρυθμό άντλησης στα 250 MMscf/d, από τα 10 πηγάδια παραγωγής που έχουν εγκατασταθεί, με το ρυθμό άντλησης να ελαττώνεται κάθε χρόνο καθώς μειώνεται κι η παραγωγική ικανότητα των πηγαδιών. Το νούμερο για το πάνω όριο των πιέσεων κεφαλής προκύπτει επιλύοντας την ανισότητα [\(2.3.2\)](#) ως προς το q_{j+10}^k για ρυθμό άντλησης ίσο με τα 250 MMscf/d. Όπως θα εξηγηθεί και πιο μετά, αυτά τα άνω και κάτω όρια θα είναι τα ίδια και για τα 2 σενάρια παραγωγής.

3.2.3 Επιλογή αρχικού σημείου συνάρτησης

Ουσιαστικά εδώ γίνεται η επιλογή της αρχικής εκτίμησης των τιμών μεταβλητών απόφασης προκειμένου απλά να ξεκινήσει το τρέξιμο του προγράμματος. Αυτή συμβαίνει με την εντολή:

$$x0 = [\text{round} (250000000 * \text{rand} (10,1)); \text{round} (4760.996699 * \text{rand} (10,1))];$$

Με την επιλεχθείσα μορφή της εντολής αυτής οι τιμές των μεταβλητών απόφασης μπορούν να λάβουν οποιαδήποτε τιμή μέσα στα προεπιλεγμένα όριά τους. Με την προσθήκη του *round* επιτυγχάνεται μια στρογγυλοποίηση του αριθμού μετά την τυχαία εκλογή του. Βέβαια όπως αποδεικνύεται αργότερα στα αποτελέσματα του επιλυθέντος προβλήματος προκειμένου να ικανοποιηθεί η τάση του αλγορίθμου για μεγιστοποίηση των αποτελεσμάτων, την 1^η ημέρα

λειτουργίας τους τα πηγάδια θα έχουν όλα μέγιστο ρυθμό άντλησης και μέγιστη πίεση κεφαλής, ίσα με τα άνω όριά τους.

3.2.4 Επιλογές βελτιστοποίησης

Στο στάδιο αυτό πρακτικά διαδραματίζονται οι επιλογές βελτιστοποίησης του αλγορίθμου για τα 2 σενάρια, μέσω της εντολής `options`. Στο τρέχον, λοιπόν, πρόβλημα έγιναν οι εξής επιλογές:

- `'Display','iter'`: Το `'iter'` εμφανίζει την έξοδο-αποτέλεσμα σε κάθε επανάληψη και το προεπιλεγμένο μήνυμα εξόδου.
- `'ConstraintTolerance',1e-8`: Μέγιστη ανοχή στην παραβίαση του οποιουδήποτε περιορισμού, ένα θετικό βαθμωτό μέγεθος. Δεν επιτρέπει κάποιος μη γραμμικός περιορισμός να παραβιάζεται παραπάνω από τον αριθμό αυτό.
- `'TolFun',1e-6`: Είναι ένα κατώτερο όριο στην αλλαγή της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης κατά τη διάρκεια ενός βήματος, δηλαδή στην προκειμένη περίπτωση η μεταβολή της τιμής της συνάρτησης από μια επανάληψη στην επόμενη.
- `'TolX',1e-10`: Αντίστοιχα το κατώτερο όριο στην αλλαγή της τιμής του βήματος x , δηλαδή της λύσης του προβλήματος από τη μία επανάληψη στην επόμενη.
- `'MaxIter', 100000`: Ο μέγιστος επιτρεπόμενος αριθμός επαναλήψεων.
- `'MaxFunEvals', 50000000`: Ο μέγιστος επιτρεπόμενος αριθμός εκτιμήσεων της αντικειμενικής συνάρτησης.

3.2.5 Εκλογή κι αρχικοποίηση ολικών μεταβλητών

Στον υπολογιστικό προγραμματισμό, μια ολική μεταβλητή είναι μια μεταβλητή με παγκόσμια εμβέλεια, που σημαίνει ότι είναι ορατή (επομένως προσπελάσιμη) σε όλο το πρόγραμμα. Στοχεύοντας στη διασύνδεση ορισμένων μεταβλητών μεταξύ των αρχείων `m` στη Matlab ορίστηκαν τέσσερις ολικές μεταβλητές στο πρόγραμμα, όλες στη μορφή πίνακα. Οι τρεις έχουν ήδη αναφερθεί κι είναι οι:

- 1) `res (1825X20)`: Καθημερινή αποθήκευση όλων των τελικών τιμών των μεταβλητών απόφασης. Στο τέλος του προγράμματος ο πίνακας περιλαμβάνει λοιπόν όλες τις τελικές λύσεις από κάθε τρέξιμο της `fmincon`, δηλαδή τα τελικά αποτελέσματα από κάθε ημέρα.

- 2) rump (1X10): Καθημερινή αποθήκευση των τελικών τιμών ρυθμού άντλησης. Σε κάθε νέο τρέξιμο της fmincon οι τιμές του θα αντικαθίστανται από τις τελικές τιμές του νέου τρεξίματος. Πρακτικά γίνεται εγγραφή των νέων τιμών πάνω στις παλιές.
- 3) press (1X10): Καθημερινή αποθήκευση των τελικών τιμών πίεσης κεφαλής. Σε κάθε νέο τρέξιμο της fmincon οι τιμές του θα αντικαθίστανται από τις τελικές τιμές του νέου τρεξίματος. Πρακτικά γίνεται εγγραφή των νέων τιμών πάνω στις παλιές.

Η 4^η και τελευταία ολική μεταβλητή σε μορφή πίνακα είναι:

- 4) qsum (1X1): Καθημερινή αποθήκευση του αθροίσματος όλων των ρυθμών άντλησης του δικτύου των 10 πηγαδιών. Σε κάθε νέο τρέξιμο της fmincon η νέα τιμή εγγράφεται πάνω στην παλιά.

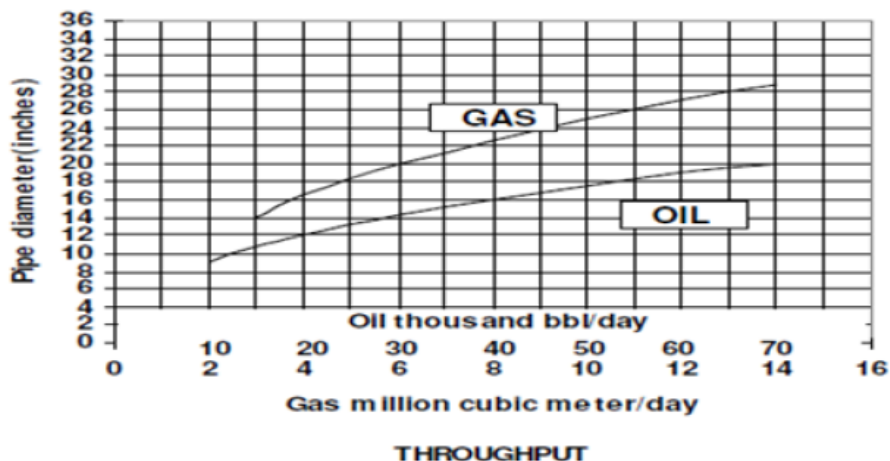
Οι μεταβλητές αυτές είναι ίδιες και για τα 2 σενάρια για τα οποία τρέξαμε το πρόγραμμα.

3.2.6 Κόστη εγκατάστασης αγωγού φυσικού αερίου και δικτύου πηγαδιών

Παρακάτω θα αναλυθούν οι επιλογές όσον αφορά την κατασκευή του αγωγού φυσικού αερίου, που θα είναι προφανώς κοινός και για τα 2 σενάρια παραγωγής, και την εγκατάσταση του δικτύου πηγαδιών στο κοίτασμα της Αφροδίτης, αρχικά για το 1^ο σενάριο κι έπειτα για το 2^ο σενάριο παραγωγής.

3.2.6.1 Κόστος εγκατάστασης αγωγού φυσικού αερίου (και για τα 2 σενάρια παραγωγής)

Το κόστος τοποθέτησης των αγωγών έχει υπολογιστεί σε διαφορετικές μελέτες με κάποιες αποκλίσεις και ως εκ τούτου έχουν μελετηθεί και εφαρμοστεί 6 διαφορετικά σενάρια στην υπόθεση της Κύπρου, έτσι ώστε να μπορεί να ληφθεί η καλύτερη απόφαση. Οι διάμετροι των αγωγών υπολογίζονται με βάση ένα διάγραμμα από το Πανεπιστήμιο του Ζάγκρεμπ, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3-2.



Σχήμα 3-2: Διάγραμμα γρήγορης επιλογής διαμέτρου αγωγού βάσει ποσότητας φυσικού αερίου που μεταφέρει

Πηγή: (Zagreb, 2011)

Τα 6 διαφορετικά σενάρια, σύμφωνα με τις μελέτες που έχουν γίνει, αναλύονται παρακάτω και για την καλύτερη κατανόησή τους εξηγείται εδώ πως παρουσιάζονται στους πίνακες τα 3 τμήματα του αγωγού:

- w-c: από το δίκτυο πηγαδιών στην ακτή της Κύπρου (Τμήμα 1)
- onshore: μέσω του νησιού (Τμήμα 2)
- c-t: Κύπρος-Τουρκία (Τμήμα 3)

Επίσης σε όλα τα σενάρια έχουν προστεθεί έξτρα κόστη που αντιστοιχούν σε \$25 εκατομμύρια για τον σταθμό συμπίεστών και τις εγκαταστάσεις στην ξηρά καθώς και \$2.5 εκατομμύρια για ορισμένες δραστηριότητες ανάπτυξης πηγαδιών στην περίπτωση της Κύπρου.

Οπότε:

- Σενάριο 1

	Distance	Diamter Pipe	CapEx per inch. Km	Total CapEx
Offshore				
w-c	130	28	\$ 166,500	\$ 606,060,000
c-t	90	24	\$ 166,500	\$ 359,640,000
Onshore				
	75	40	\$ 91,575	\$ 274,725,000
Onshore facility			\$ 25,000,000	\$ 25,000,000
Well development and offshore costs			\$ 2,500,000	\$ 2,500,000
			Total	\$ 1,267,925,000

Σχήμα 3-3: Υπολογισμοί βασισμένοι στην Ziff Energy Group για τη μεταφορά φυσικού αερίου με υποθαλάσσιους αγωγούς (Mackenzie, 2012)

- Σενάριο 2

	Distance	Diamter Pipe	CapEx per Km	Total CapEx
Offshore				
w-c	130	28	\$ 4,750,000	\$ 617,500,000
c-t	90	24	\$ 4,750,000	\$ 427,500,000
Onshore				
	75	40	\$ 2,570,000	\$ 192,750,000
compressor and onshore facilities			\$ 25,000,000	\$ 25,000,000
Well development and offshore costs			\$ 2,500,000	\$ 2,500,000
				Total \$1,265,250,000

Σχήμα 3-4: Βασισμένος στις πληροφορίες και τις προβλέψεις που παρέχονται από το Oil and Gas Journal 2014 (Smith, 2014) και το εκτιμώμενο κόστος τόσο για χερσαίους όσο και για υποθαλάσσιους αγωγούς με βάση τα στοιχεία του 2013

- Σενάριο 3

	Distance	Diamter Pipe	CapEx per Km	Total CapEx
Offshore				
w-c	130	28	\$ 4,140,000	\$ 538,200,000
c-t	90	24	\$ 4,140,000	\$ 372,600,000
Onshore				
	75	40	\$ 2,500,000	\$ 187,500,000
compressor and onshore facilities			\$ 25,000,000	\$ 25,000,000
Well development and offshore costs			\$ 2,500,000	\$ 2,500,000
				Total \$1,125,800,000

Σχήμα 3-5: Υπολογισμοί με βάση τα δεδομένα που παρείχε η Gazprom (Frolov, 2012) όσον αφορά το μέσο κόστος κατασκευής τόσο υπεράκτιων όσο και χερσαίων αγωγών της εταιρίας

- Σενάριο 4

	Distance	Diamter Pipe	CapEx per Km	Total CapEx
Offshore				
w-c	130	28	\$ 2,982,000	\$ 387,660,000
c-t	90	24	\$ 2,519,000	\$ 226,710,000
Onshore				
	75	40	\$ 2,080,000	\$ 156,000,000
compressor and onshore facilities			\$ 25,000,000	\$ 25,000,000
Well development and offshore costs			\$ 2,500,000	\$ 2,500,000
				Total \$ 797,870,000

Σχήμα 3-6: Βασισμένο στις πληροφορίες που παρείχε η Turcas στην έκθεσή της το 2013 (Bryza M. J., 2012) σε σχέση με την εξαγωγή του φυσικού αερίου κατευθείαν από το δίκτυο πηγαδιών στην Τουρκία

- Σενάριο 5

	Distance	Diamter Pipe	CapEx per Km	Total CapEx
Offshore				
w-c	130	28	\$ 14,076,000	\$ 1,829,880,000
c-t	90	24	\$ 14,076,000	\$ 1,266,840,000
Onshore				
	75	40	\$ 1,154,000	\$ 86,550,000
compressor and onshore facilities			\$ 25,000,000	\$ 25,000,000
Well development and offshore costs			\$ 2,500,000	\$ 2,500,000
				Total
				\$3,210,770,000

Σχήμα 3-7: Βασισμένο σε έρευνα για την προμήθεια φυσικού αερίου στην Ευρώπη ([MacDonald, 2010](#))

- Σενάριο 6

	Distance	Diamter Pipe	CapEx per Km	Total CapEx
Offshore				
w-c	130	28	\$ 4,700,000	\$ 611,000,000
c-t	90	24	\$ 4,700,000	\$ 423,000,000
Onshore				
	75	40	\$ 2,200,000	\$ 165,000,000
compressor and onshore facilities			\$ 25,000,000	\$ 25,000,000
Well development and offshore costs			\$ 2,500,000	\$ 2,500,000
				Total
				\$1,226,500,000

Σχήμα 3-8: Βασισμένο στην έκθεση του Πανεπιστημίου της Μασαχουσέτης (MIT) και του Ινστιτούτου Κύπρου ([Paltsev, et al., 2013](#)) για την εκμετάλλευση του φυσικού αερίου της Κύπρου

Με βάση τα 6 αυτά διαφορετικά σενάρια σχηματίζεται ο Πίνακας 3-1, για να υπάρχει μια πιο ευδιάκριτη εικόνα και να επιλεγεί το σενάριο που θα ακολουθηθεί.

Πίνακας 3-1: Σύνοψη των 6 διαφορετικών σεναρίων εγκατάστασης φυσικού αγωγού στην Κύπρο

Αριθμός σεναρίου	Κόστος (\$)
Σενάριο 1	1.267.925.000
Σενάριο 2	1.265.250.000
Σενάριο 3	1.125.800.000
Σενάριο 4	797.870.000
Σενάριο 5	3.210.770.00
Σενάριο 6	1.226.500.000

Εξετάζοντας όλα τα σενάρια με σκοπό να προκύψει το πιο ακριβές αποτέλεσμα, φαίνεται ότι το Σενάριο 2 έχει τις πιο λογικές τιμές, βάσει και των όσων είχαν αναφερθεί στην [ενότητα 1.1.5.3](#) για τους αγωγούς φυσικού αερίου, και δη για υπεράκτια ανάπτυξη, οπότε αυτό το σενάριο θα υιοθετηθεί.

3.2.6.2 Εγκατάσταση πηγαδιών παραγωγής (1^ο σενάριο)

Για την εγκατάσταση των 10 πηγαδιών παραγωγής στο κοίτασμα της Αφροδίτης θα μελετηθούν τα στοιχεία ([Amado, 2013](#)) για την υπεράκτια παραγωγή σε βαθιά ύδατα. Πιο συγκεκριμένα, από το Σχήμα 3-9 προκύπτουν για το βάθος που φτάνει η γεώτρηση, οι μέρες που χρειάζονται για να εγκατασταθεί ένα πηγάδι και το κόστος ενοικίασης της μονάδας γεώτρησης για την εγκατάσταση. Τα κόστη που φαίνονται στον πίνακα αφορούν πηγάδια εξερεύνησης και εκτίμησης. Για την ολοκλήρωση πηγαδιών παραγωγής θα χρειαστούν κάποια έξτρα κόστη, όπως το κόστος ολοκλήρωσης, το οποίο θα αυξήσει το κόστος ενοικίασης της μονάδας γεώτρησης και παραγωγής, και κατά συνέπεια το συνολικό κόστος, περίπου κατά 80%. Όπως φαίνεται στο [Σχήμα 1-34](#) το κοίτασμα βρίσκεται σε πολύ κοντινή απόσταση με τα δύο μεγαλύτερα κοιτάσματα του Ισραήλ, οπότε κάποια χαρακτηριστικά των κοιτασμάτων αυτών θα είναι παρόμοια με το κοίτασμα της Αφροδίτης. Το βάθος κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας που έφτασε η γεώτρηση στο κοίτασμα Ταμάρ ήταν στα 14.967 πόδια ή 4.562 μέτρα ([Healy, et al., 2013](#)). Μιλάμε για δύο πολύ κοντινές περιοχές στην Ανατολική Μεσόγειο, οπότε τα βάθη και των δύο δε μπορεί να διαφέρουν δραματικά. Η γεώτρηση στο κοίτασμα της Αφροδίτης υπολογίζεται ότι θα φτάσει σε βάθος κοντά στα 5.700 μέτρα ή λίγο πάνω από τα 19.000 πόδια. Από το Σχήμα 3-9, βλέπουμε ότι το βάθος εμπίπτει στην 1^η στήλη, άρα θα χρειαστούν 70-80 μέρες για την ολοκλήρωση ενός πηγαδιού με το κόστος ενοικίασης της μονάδας γεώτρησης (semi-submersible ή drillship όπως αναφέρθηκε στην [ενότητα 1.1.4.1](#)) να κυμαίνεται στις 500-800 χιλιάδες \$/ημέρα και το συνολικό κόστος του πηγαδιού να φτάνει στα \$35-64 εκατομμύρια, για ένα πηγάδι εξερεύνησης. Για ένα πηγάδι εκτίμησης, η γεώτρηση διαρκεί περίπου 15 ημέρες παραπάνω, άρα το κόστος του φτάνει τα \$42,5-76 εκατομμύρια. Για την ολοκλήρωση ενός πηγαδιού παραγωγής, όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω, το κόστος θα φτάνει στα \$67,5-108 εκατομμύρια, αφού θα χρειαστούν 70-80 μέρες για να ολοκληρωθεί, με το κόστος ενοικίασης της μονάδας γεώτρησης να φτάνει με τα έξτρα κόστη στις 900-1440 χιλιάδες \$/ημέρα.

Για να υπολογιστεί τελικά πόσο θα κοστίσει ένα πηγάδι παραγωγής κι ένα πηγάδι εκτίμησης στο πεδίο της Αφροδίτης, στα ύδατα της Κύπρου, θα θεωρηθούν οι μέσες τιμές των ημερών που χρειάζονται για την ολοκλήρωση του πηγαδιού και το μέγιστο κόστος ενοικίασης της μονάδας

γεώτρησης, αφού στα ύδατα γίνονται για πρώτη φορά τέτοιου είδους εργασίες, και πέρα από τυχόν προβλήματα που μπορεί να προκύψουν λόγω ιδιομορφίας των υδάτων, σκοπός είναι να υιοθετηθεί το χειρότερο δυνατό σενάριο για να φανεί εάν η επένδυση που θα γίνει έχει προοπτικές. Άρα με βάση τις 75 μέρες που θα χρειαστούν και το κόστος ενοικίασης στις 1440 χιλιάδες \$/ημέρα, το κόστος του κάθε πηγαδιού παραγωγής θα είναι στα 108.000.000\$. Με το σκεπτικό ότι θα εγκατασταθεί και ένα πηγάδι εκτίμησης για την καλύτερη κατανόηση του μεγέθους και της έκτασης του κοιτάσματος μας, η ολοκλήρωσή του θα φτάσει, όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω και με το σκεπτικό ότι επιλέγεται το χειρότερο δυνατό σενάριο οικονομικά, στα 72.000.000\$.

2010 Rig Rate (MMS/day)	Depth (ft)	Drilling Days	Well Cost (MMS)
500–800	20,000	70–80	35–64
500–800	26,000	110	55–88
500–800	32,000	150	75–120

Σχήμα 3-9: Κόστη γεώτρησης συναρτήσει του κόστους ενοικίασης και του χρόνου γεώτρησης

Πηγή: ([Amado, 2013](#))

Παρακάτω, στον Πίνακα 3-2 , αναφέρονται και τα στάδια που απαιτούνται για την ολοκλήρωση της γεώτρησης και εγκατάστασης ενός πηγαδιού παραγωγής φυσικού αερίου, καθώς και το χρονικό διάστημα που χρειάζεται για να πραγματοποιηθεί κάθε στάδιο σε ποσοστό επί τοις εκατό (%) της διάρκειας της συνολικής διαδικασίας.

Πίνακας 3-2: Στάδια ολοκλήρωσης της εγκατάστασης ενός πηγαδιού παραγωγής

Φάση	Διεργασία	Χρόνος (%)
1	Κινητοποίηση και εκτέλεση του προγράμματος	5.0
2 & 3	Καθαρισμός & Μετατόπιση της οπής του πηγαδιού	20.0
4 & 5	Γεώτρηση και διεύρυνση του κάτω μέρους του κομματιού της δεξαμενής	12.4

6	Μετατόπιση του υγρού διάτρησης της δεξαμενής και του υγρού ολοκλήρωσης	14.7
7	Εκτέλεση της άντλησης από το κάτω μέρος του πηγαδιού	10.3
8 & 9	Εκτέλεση της ολοκλήρωσης της κεφαλής του πηγαδιού	16.4
10 & 11	Δοκιμή πηγαδιού και προστασία του	15.7
12	Απομάκρυνση από το δίκτυο των πηγαδιών	5.4

Πηγή: ([Healy, et al., 2013](#))

3.2.6.3 Εγκατάσταση πηγαδιών παραγωγής (2^ο Σενάριο)

Στο 2^ο σενάριο τα πηγάδια παραγωγής παραμένουν όμοια με το 1^ο σενάριο. Υπάρχει η δυνατότητα κάποια πηγάδια παραγωγής να μετατραπούν σε πηγάδια έγχυσης ([Valjak et al., 2001](#)) με χαμηλό κόστος, ωστόσο αυτό θα μείωνε τη συνολική παραγωγή. Θα μπορούσε να φανεί επικερδές στην περίπτωση που υπήρχε στόχος για παράταση της διάρκειας ζωής της επένδυσης. Τα πρώτα 3 χρόνια η παραγωγή παραμένει ίδια με το 1^ο σενάριο καθώς οι ρυθμοί άντλησης βρίσκονται ακόμη σε ικανοποιητικό επίπεδο. Από το 4^ο έτος τοποθετούνται περιφερειακά του πεδίου ([Ronald, 2016](#)) 10 πηγάδια έγχυσης υγρού για την επίτευξη μέγιστης απόδοσης συμπίεσης του αερίου, έτσι ώστε να υπάρχει αναλογία 1:1 ([Zheng et al., 2010](#)) μεταξύ πηγαδιών παραγωγής και έγχυσης υγρού. Τα πηγάδια έγχυσης υγρού τροφοδοτούνται από 10 αντλίες (1 για κάθε πηγάδι) μέσω των οποίων επιστρέφουν από τα πηγάδια παραγωγής στο κοίτασμα, ποσότητες νερού και κατάλοιπων. Κατά αυτόν τον τρόπο μειώνονται οι ποσότητες υγρών που απαιτούνται για τη μέθοδο αυτή και η παραγωγή φυσικού αερίου γίνεται φιλική προς το περιβάλλον, επιστρέφοντας τα επιβλαβή για την ατμόσφαιρα αέρια ξανά στο κοίτασμα ([Zarrouk & McLean, 2019](#)).

3.2.7 Κόστη εφαρμογής στο πεδίο (CAPEX, OPEX, DECOMMISSIONING)

3.2.7.1 CAPEX

- 1^ο Σενάριο

Από αυτά που αναφέρθηκαν στην [ενότητα 1.1.11](#) για τα κόστη κεφαλαίου (CAPEX) στην υπεράκτια ανάπτυξη ενός κοιτάσματος υδρογονανθράκων, γίνεται κατανοητό ότι για την παραγωγή στο κοιτάσμα της Αφροδίτης, τα κόστη κεφαλαίου θα περιλαμβάνουν την γεώτρηση και εγκατάσταση 10 πηγαδιών παραγωγής και 1 πηγαδιού εκτίμησης, την εγκατάσταση του αγωγού φυσικού αερίου που επιλέχθηκε και το κόστος εγκατάλειψης και παροπλισμού των πηγαδιών της εγκατάστασης.

Κάθε πηγάδι παραγωγής θα κοστίσει 108.000.000\$, το ένα πηγάδι εκτίμησης που θα εγκατασταθεί πριν την έναρξη της παραγωγής θα κοστίσει 72.000.000\$, ενώ επιλέγοντας το Σενάριο 2 από την [ενότητα 3.2.6.1](#), το κόστος εγκατάστασης του αγωγού φυσικού αερίου θα φτάσει στο 1.265.000.000\$. Για το κόστος εγκατάλειψης των πηγαδιών και παροπλισμού της εγκατάστασης (P&A), σύμφωνα με όσα αναπτύχθηκαν στο [Κεφάλαιο 1.10](#) και με βάση την έκθεση της Delek Group, αποφασίστηκε ότι για κάθε πηγάδι παραγωγής που έχει εγκατασταθεί το κόστος εγκατάλειψής του θα είναι 25.000.000\$.

- 2^ο Σενάριο

Σε αυτό το σενάριο, όπως έχει ήδη σημειωθεί, τα πρώτα 3 έτη παραμένουν ως έχουν (ίδιος αριθμός πηγαδιών παραγωγής-εκτίμησης και αγωγός φυσικού αερίου). Ως προς τα κόστη κεφαλαίου λοιπόν, τα πρώτα 3 χρόνια είναι ίδια με αυτά του 1^{ου} σεναρίου, ενώ στο 4^ο έτος προστίθενται σε αυτά τα κόστη εγκατάστασης πηγαδιών και εξοπλισμού για την ενισχυμένη παραγωγή μέσω έγχυσης υγρού.

Συγκεκριμένα λοιπόν, το κόστος εγκατάστασης πηγαδιών έγχυσης υγρού ανέρχεται στα 5.000.000\$ για 1 πηγάδι, ενώ για τη λειτουργία τους απαιτείται η τοποθέτηση αντλιών τροφοδότησης, οι οποίες θα κοστίσουν η καθεμία 420.000\$ ([Rambaran et al., 2018](#)). Προκύπτει λοιπόν, για 10 πηγάδια έγχυσης και 10 αντλίες τροφοδότησης, το συνολικό κόστος κεφαλαίου που είναι ίσο με $5.000.000 \cdot 10 + 420.000 \cdot 10 = 54.200.000$ \$ επιπλέον.

3.2.7.2 OPEX

- 1^ο Σενάριο

Για τα λειτουργικά κόστη, αναδείχτηκε και στο [Κεφάλαιο 1.1.11](#), ότι παρέχονται πολύ λίγα δεδομένα από τη βιομηχανία και γι' αυτό έγινε μία ενδελεχής ανάλυσή τους. Για να προσεγγιστούν όσο πιο καλά γινόταν τα λειτουργικά κόστη της εγκατάστασης που γίνεται η παραγωγή, μελετήθηκαν 2 διαφορετικές εκθέσεις μια εταιρίας που έχει ποσοστό και εργάζεται σε άλλα, παρακείμενα κοιτάσματα της Ανατολικής Μεσογείου, και πιο συγκεκριμένα οι οικονομικές εκθέσεις της Delek Group για τα κοιτάσματα Ταμάρ και Λεβιάθαν ([Delek, 2017b](#)), ([Delek, 2017a](#)). Από αυτές, βάσει του ποσοστού της εταιρίας, προκύπτουν ετήσια λειτουργικά κόστη που φτάνουν τα 100.000.000\$ για το Ταμάρ και τα 90.000.000\$ για το Λεβιάθαν. Το κοίτασμα της Αφροδίτης στην Κύπρο είναι αρκετά μικρότερο από άποψη έκτασης αποθεμάτων, αλλά και σε εργατικό δυναμικό, απαιτήσεις παραγωγής και γενικότερα στις βασικές κατηγορίες που συνθέτουν το λειτουργικό κόστος. Για το λόγο αυτό επιλέχθηκε, γνωρίζοντας ότι η εκτίμηση αυτή δε μπορεί να έχει απόλυτη ακρίβεια, το ετήσιο λειτουργικό κόστος της εγκατάστασής να φτάνει τα 80.000.000\$.

- 2^ο Σενάριο

Όσον αφορά τα λειτουργικά κόστη της εγκατάστασης, για τα πρώτα 3 χρόνια, αφού η παραγωγή θα γίνεται με τον ίδιο ακριβώς τρόπο, το OPEX θα παραμείνει ίδιο με αυτό του 1^{ου} σεναρίου, στα 80.000.000\$. Τα λειτουργικά κόστη που προστίθενται, από την αρχή του 4^{ου} έτους και για τα υπόλοιπα 22 χρόνια της λειτουργίας της εγκατάστασης, αφορούν τα πηγάδια έγχυσης και τις αντλίες, και πιο συγκεκριμένα είναι το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, το κόστος συντήρησης και το κόστος επεξεργασίας του θαλασσινού νερού που ανέρχονται στα 0,12 \$/bwpd, 0,02 \$/bwpd και 0,76 \$/bwpd αντίστοιχα ([Rambaran, et al., 2018](#)). Κάθε αντλία έχει χωρητικότητα 5000 bwpd, οπότε το επιπλέον ετήσιο λειτουργικό κόστος προκύπτει στα 16.375.227,27\$ και το συνολικό λειτουργικό κόστος από το 4^ο έτος ως το τέλος της παραγωγής θα είναι 96.375.227,27\$ για κάθε έτος.

3.2.8 Υπολογισμός συνολικών εξόδων δικτύου

3.2.8.1 1^ο Σενάριο

Αρχικά πρέπει να σημειωθεί ότι τα συνολικά κόστη θεωρήθηκαν ως το άθροισμα δύο δαπανών, τα κόστη κεφαλαίου (CAPEX) και τα λειτουργικά κόστη (OPEX). Εν συνεχεία, τα συνολικά κόστη κεφαλαίου της εγκατάστασης ανήχθησαν στο επίπεδο του ενός πηγαδιού ως νούμερο μέσα στην εργασία, όπως και τα λειτουργικά κόστη. Τελικά έγινε πρόσθεση του κόστους κεφαλαίου και του λειτουργικού κόστους για το ένα πηγάδι και ο αριθμός αυτός μετά πολλαπλασιάστηκε με τον αριθμό του συνόλου των πηγαδιών (N=10), ώστε να υπολογιστούν τα συνολικά έξοδα κατασκευής και λειτουργίας του δικτύου.

Τελικώς προέκυψε ο τύπος:

$$-N/(\epsilon +N)*N*(Cw+C),$$

όπου:

N=Αριθμός πηγαδιών (Αδιάστατο μέγεθος)=10

Cw=Κόστος εγκατάστασης της τοποθέτησης ενός πηγαδιού σε \$=266.725.000\$ (περιλαμβάνει όλα τα κόστη κεφαλαίου για το δίκτυο)

C=Κόστος λειτουργίας της εγκατάστασης που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι σε \$=200.000.000\$

ϵ =Πολύ μικρή σταθερά (Αδιάστατο μέγεθος)=0,0000001

κι ο τύπος αυτός προέρχεται άμεσα από τον τύπο της αντικειμενικής συνάρτησης ([2.3.1](#))

Η επιλογή του κόστους εγκατάστασης ενός πηγαδιού αναλύθηκε ενδελεχώς σε προηγούμενο κεφάλαιο και προέκυψε επιλέγοντας το χειρότερο δυνατό σενάριο, δηλαδή το μέγιστο κόστος ενοικίασης της μονάδας γεώτρησης ([Amado, 2013](#)). Αντίστοιχα, σε προηγούμενο κεφάλαιο αναλύθηκε η επιλογή του κόστους εγκατάστασης του αγωγού φυσικού αερίου που περιλαμβάνει και το κόστος εγκατάστασης του σταθμού συμπιεστών, βάσει των 6 διαφορετικών σεναρίων που είχαμε. Με τον ίδιο τρόπο επιλέχτηκε το κόστος εγκατάλειψης του πηγαδιού, το οποίο υπολογίζεται στα 25.000.000\$.

Αναφορικά με τον υπολογισμό του κόστους λειτουργίας της εγκατάστασης που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι, αυτό περιλαμβάνει διάφορες δαπάνες που αναλύθηκαν στο αντίστοιχο κεφάλαιο με τα κόστη. Όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω, για να δοθεί το ακριβές λειτουργικό κόστος της εγκατάστασης αντλήθηκαν δεδομένα από την έκθεση της Delek Group για το κοιτάσμα Ταμάρ ([Delek, 2017b](#)) για λόγους που εξηγήθηκαν και πιο πάνω. Επομένως το κόστος λειτουργίας της

εγκατάστασης στο κοίτασμα της Αφροδίτης, ανηγμένο σε 1 πηγάδι για τα 25 χρόνια λειτουργίας φτάνει στα 200.000.000\$.

Αθροίζοντας τα παραπάνω έξοδα για το σύνολο των 10 πηγαδιών του δικτύου, προκύπτει το συνολικό αριθμητικό μέγεθος που θα πρέπει να υπερκαλύψει το δίκτυο κατά τη διάρκεια της λειτουργίας του, ώστε να χαρακτηριστεί βιώσιμο.

3.2.8.2 2^ο Σενάριο

Όμοια με το πρώτο σενάριο, τα παρακάτω κόστη αφορούν τα CAPEX & OPEX, τα οποία προκύπτουν προσθέτοντας τα κόστη ενισχυμένης παραγωγής από το 4^ο έτος και μέχρι το τέλος της επένδυσης. Ο τύπος είναι ο ίδιος:

$$-N/(\epsilon +N)*N*(Cw+C),$$

όπου:

N=Αριθμός πηγαδιών (Αδιάστατο μέγεθος)=10

Cw=Κόστος εγκατάστασης της τοποθέτησης ενός πηγαδιού σε \$=272.145.000\$ (περιλαμβάνει όλα τα κόστη κεφαλαίου για το δίκτυο)

C=Κόστος λειτουργίας της εγκατάστασης που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι σε \$=236.025.000\$

ϵ =Πολύ μικρή σταθερά (Αδιάστατο μέγεθος)=0,0000001

Εδώ, στις δύο μεταβλητές που αφορούν τα κόστη, προστέθηκαν στην Cw τα συνολικά κόστη εγκατάστασης των πηγαδιών έγχυσης (injection wells) και των αντλιών τροφοδότησης, όπως αναλύθηκαν παραπάνω, ανηγμένα σε 1 πηγάδι, ενώ στη μεταβλητή C προστέθηκε το επιπλέον λειτουργικό κόστος της παραγωγής με έγχυση υγρού για τα 22 χρόνια που θα διαρκέσει, δηλαδή τα 16.375.227,27\$ επιπλέον ανηγμένα σε 1 πηγάδι παραγωγής.

3.2.9 Διαχωρισμός σε χρονικές περιόδους λειτουργίας δικτύου

Ο ρυθμός άντλησης φυσικού αερίου από ένα πηγάδι τείνει να μειώνεται με την πάροδο του χρόνου, καθώς μειώνεται η παραγωγική του ικανότητα, με τα φυσικά αποθέματα να εξαντλούνται. Με βάση γεωλογική έρευνα ([King, 2018](#)) κρίθηκε αναγκαίο να χωριστεί η λειτουργία του δικτύου των 10 πηγαδιών σε κάποιες χρονικές περιόδους, προκειμένου να εξασφαλίζεται ένας ομαλός ρυθμός μείωσης των ρυθμών αντλήσεων. Με βάση ακόμη μία έρευνα ενεργού πεδίου στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο ([Healy, et al., 2013](#)), η διάρκεια ζωής ενός πηγαδιού μπορεί να

κυμαίνεται από 10 έως 30 χρόνια, ανάλογα και με την οικονομική πολιτική που ακολουθεί μια εταιρία άντλησης. Παρότι η χρονική αξία του χρήματος παίζει σημαντικό ρόλο, καθώς η ιδέα είναι ότι ένα δολάριο σήμερα δεν έχει την ίδια αξία με ένα δολάριο σε 20 χρόνια από τώρα, οι στόχοι της παρούσας εργασίας συνηγορούν στο να επιλεγεί ένας χρονικός ορίζοντας 25ετίας για το δίκτυο. Από το σημείο αυτό και μετά υπολογίζεται ότι ένα πηγάδι θα αποδίδει τόσο λίγο φυσικό αέριο που θα είναι ζημιολόγο να λειτουργεί πλέον και θα πρέπει να εγκαταλειφθεί.

3.2.9.1 1^ο Σενάριο

Με βάση τη γεωλογική έρευνα, εκτιμάται ότι σε βάθος 5ετίας οι ρυθμοί άντλησης έχουν μειωθεί σε ένα συγκεκριμένο όριο όπου από κει κι έπειτα παραμένουν σχεδόν σταθεροί. Αυτό έχει αποτέλεσμα ο ορίζοντας 25ετίας, ουσιαστικά από το 6^ο μέχρι το 25^ο έτος, να σημαίνει ίδιους ρυθμούς άντλησης για τα πηγάδια. Τελικώς, η λειτουργία του δικτύου χωρίστηκε σε 6 χρονικές περιόδους. Η 1^η είναι η πρώτη ημέρα λειτουργίας του δικτύου κι επιλέχθηκε για πρακτικούς λόγους ώστε να λάβουν τιμές οι ολικές μεταβλητές του προγράμματος. Η 2^η περίοδος είναι το υπόλοιπο πρώτο έτος λειτουργίας, κι οι υπόλοιπες 4 είναι τα επόμενα τέσσερα χρόνια λειτουργίας. Κάθε χρόνο οι ρυθμοί άντλησης θα μειώνονται κατά ένα ποσοστό που φαίνεται στον παρακάτω πίνακα και βασίστηκε στις υποθέσεις της γεωλογικής έρευνας.

Πίνακας 3-3: Πτώση ρυθμών άντλησης ανά έτος λειτουργίας δικτύου

	1 ^ο έτος	2 ^ο έτος	3 ^ο έτος	4 ^ο έτος	5 ^ο έτος	6 ^ο –25 ^ο έτος
Συνολικοί ημερήσιοι ρυθμοί άντλησης	2500 (MMscf/day)	875 (MMscf/day)	437,5 (MMscf/day)	328,125 (MMscf/day)	262,5 (MMscf/day)	262,5 (MMscf/day)
Συνολική ημερήσια μείωση ρυθμών άντλησης (qsd)	-	4,452054795 (MMscf/day)	1,198630137 (MMscf/day)	0,2996575342 (MMscf/day)	0,1797945205 (MMscf/day)	0 (MMscf/day)
Ποσοστιαία μείωση ανά έτος	-	65%	50%	25%	20%	0%

Συνολική ποσοστιαία μείωση από την έναρξη λειτουργίας	-	65%	82,5%	86,9%	89,5%	89,5%
---	---	-----	-------	-------	-------	-------

Όπως καθίσταται ξεκάθαρο από τον παραπάνω πίνακα, οι ρυθμοί άντλησης μειώνονται με φθίνουσα πορεία από έτος σε έτος, μέχρις ότου στην 5ετία να έχει καταλήξει να αντλείται το 10,5% μόλις σε σχέση με το 1^ο έτος λειτουργίας του δικτύου.

3.2.9.2 2^ο Σενάριο

Ακολουθήθηκε η ίδια ακριβώς μεθοδολογία με το 1^ο σενάριο, δηλαδή 25 χρόνια παραγωγής χωρισμένα σε 6 χρονικές περιόδους λειτουργίας, με τη διαφορά ότι με την ενίσχυση που θα εφαρμοστεί στην παραγωγή μέσω της έγχυσης υγρού από το 4^ο έτος λειτουργίας, θα επιτευχθεί μικρότερη πτώση πίεσης με βελτιωμένους ρυθμούς άντλησης για τα πηγάδια παραγωγής. Η ενίσχυση της παραγωγής θα μπορεί να αυξηθεί μέχρι και 15%, με βάση την έρευνα που υιοθετήθηκε ([Rambaran, et al., 2018](#)). Τα αποτελέσματα της βελτιωμένης παραγωγής φαίνονται στον Πίνακα 3-4.

Πίνακας 3-4: Πτώση ρυθμών άντλησης ανά έτος λειτουργίας δικτύου

	1 ^ο έτος	2 ^ο έτος	3 ^ο έτος	4 ^ο έτος	5 ^ο έτος	6 ^ο -25 ^ο έτος
Συνολικοί ημερήσιοι ρυθμοί άντλησης	2500 (MMscf/day)	875 (MMscf/day)	437,5 (MMscf/day)	328,125 (MMscf/day)	301,875 (MMscf/day)	301,875 (MMscf/day)
Συνολική ημερήσια μείωση ρυθμών άντλησης (qsd)	-	4,452054795 (MMscf/day)	1,198630137 (MMscf/day)	0,299657534 (MMscf/day)	0,71917808 (MMscf/day)	0 (MMscf/day)
Ποσοστιαία μείωση ανά έτος	-	65%	50%	25%	8%	0%

Συνολική ποσοστιαία μείωση από την έναρξη λειτουργίας	-	65%	82,5%	86,9%	87,25%	87,25%
---	---	-----	-------	-------	--------	--------

3.2.10 Κλήση αντικειμενικής συνάρτησης και μη γραμμικών περιορισμών

Σε αυτό το βήμα γίνεται η κλήση μέσα στο πρόγραμμα της αντικειμενικής συνάρτησης και σε κάθε χρονική περίοδο των αντίστοιχων μη γραμμικών περιορισμών. Αυτό συμβαίνει με την εντολή:

[x, fval, exitflag, output, lambda] = fmincon (@john, x0, [], [], [], [], lb, ub, @nonlcong, options);

όπου το @nonlcong αντιστοιχεί στην κλήση των μη γραμμικών περιορισμών εδώ για την 1^η περίοδο.

Με αυτή τη διαδικασία το πρόγραμμα αξιοποιεί τον τρόπο λειτουργίας της συνάρτησης fmincon ώστε να δώσει τα ζητούμενα αποτελέσματα, δηλαδή τις τιμές των μεταβλητών απόφασης και της αντικειμενικής συνάρτησης ως έξοδο x και fval, αντίστοιχα.

3.2.11 Νέες τιμές στις ολικές μεταβλητές

Στο αμέσως επόμενο στάδιο οι ολικές μεταβλητές όπως προαναφέρθηκαν, λαμβάνουν τα αποτελέσματα της fmincon είτε ως επανεγγραφές πάνω στις παλιές αποθηκευμένες τιμές ή αποθηκεύονται σε θέσεις που είχαν αρχικοποιηθεί ως μηδενικές. Σε κάθε περίπτωση αξιοποιούνται για την ικανοποίηση των προϋποθέσεων των μη γραμμικών περιορισμών του προβλήματος.

3.2.12 Προσθήκη ημερήσιων εσόδων

Στο τέλος κάθε επιτυχημένου τρεξίματος της fmincon, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης, δηλαδή τα ημερήσια έσοδα από την πώληση του φυσικού αερίου που έχει αντληθεί κι από τα 10 πηγάδια, προστίθεται στο αρχικό συνολικό κόστος. Με τον τρόπο αυτό, κάθε μέρα τα έσοδα που

είχαν προοικονομηθεί για το σύνολο της διάρκειας ζωής του δικτύου αρχίζουν να μειώνονται ως αριθμητικό μέγεθος (μεταβλητή profit), μέχρις ότου σταδιακά εξαλειφθούν και τελικώς τα έσοδα υπερκαλύψουν τα έξοδα και η επένδυση εμφανίζει κέρδος. Η διαφοροποίηση έγκειται στο γεγονός πως στο 5^ο έτος (6^η χρονική περίοδος), οι ρυθμοί άντλησης παραμένουν σταθεροί κι αυτό συνεχίζεται μέχρι και το 25^ο έτος λειτουργίας. Στο σύνολο λοιπόν, αυτό αφορά 21 χρόνια λειτουργίας του δικτύου. Για το λόγο αυτό, προκειμένου να αποφευχθούν αχρείαστα περαιτέρω τρεξίματα της όλης διαδικασίας για τα χρόνια 6-25 που θα καθιστούσαν κι υπολογιστικά πολύ πιο αργό το πρόγραμμα, επιλέχθηκε τα ημερήσια έσοδα του 5^{ου} έτους να προστίθενται επί 21 φορές στο συνολικό ποσό, ώστε τελικώς το 5^ο έτος να υπολογίζεται 21 φορές. Με αυτό τον τρόπο, τα 21 ίδια έτη (5^ο ως 25^ο) βελτιστοποιούνται μόνο κατά τη διάρκεια του ενός από αυτά αλλά εν συνεχεία, υπολογίζονται κανονικά ως 21 στα έσοδα της επιχείρησης και στα 2 σενάρια που εργαζόμαστε.

3.2.13 Εμφάνιση αποτελεσμάτων

Μετά τη λήξη όλων των τρεξιμάτων της `fmincon`, αξιοποιώντας την εντολή `disp()` της Matlab, αλλά και το `profit`, ζητείται να εμφανιστούν στο `command window` κάποια βασικά στοιχεία, ώστε να γίνει αντιληπτό εάν το πρόγραμμα έτρεξε κι έληξε με τον ομαλό, επιθυμητό τρόπο.

3.2.14 Ο αλγόριθμος

Όπως έχει αναφερθεί προηγουμένως, δημιουργήθηκαν 8 (οκτώ) αρχεία `m` στη Matlab. Ένα για την αντικειμενική συνάρτηση, ένα για την κλήση της συνάρτησης `fmincon` και έξι για τους μη γραμμικούς περιορισμούς. Στο παράρτημα στο τέλος της μελέτης υπάρχουν οι εικόνες που απεικονίζουν τη μορφή που έλαβε τελικά το πρόβλημα στο περιβάλλον της Matlab.

Στον αλγόριθμο πρέπει να τονιστεί ότι σε αντίθεση με όσα προαναφέρθηκαν, το αποτέλεσμα της αντικειμενικής συνάρτησης σε κάθε τρέξιμο της `fmincon` αφαιρείται από τα συνολικά έξοδα, αντί να προστίθεται σε αυτά. Αυτό συμβαίνει για καθαρά πρακτικούς λόγους καθώς η συνάρτηση `fmincon` επιλύει μόνο προβλήματα ελαχιστοποίησης ενώ το πρόβλημα που διερευνάται στην παρούσα εργασία αποτελεί πρόβλημα μεγιστοποίησης. Επομένως κατέστη αναγκαίο να τοποθετηθεί αρνητικό πρόσημο στα ημερήσια έσοδα του δικτύου ώστε να μετασχηματιστεί σε πρόβλημα ελαχιστοποίησης και να αποδώσει τα απαιτούμενα αποτελέσματα.

3.3 Δεδομένα υπολογιστικού μοντέλου

Επιθυμώντας να μπορεί να κατανοήσει ο αναγνώστης άμεσα και εύκολα τα βασικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν τελικώς, ώστε να εκπονηθεί η παρούσα εργασία, παρουσιάζονται εν συνεχεία με τη μορφή πίνακα.

3.3.1 1^ο Σενάριο

Πίνακας 3-5: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος 1^ο Σενάριο

Όνομα	Αριθμητική τιμή
Αριθμός πηγαδιών δικτύου	10
Σύνολο υπολογιζόμενων μεταβλητών απόφασης	36.500
Χρονικός ορίζοντας επένδυσης	25 years= 9.125 days
Μέγιστος ρυθμός άντλησης πηγαδιού	250 MMscf/d
Μέγιστη κεφαλή πίεσης πηγαδιού	4760,996699 psia
Μέγιστη ημερήσια ζήτηση	2500 MMscf/d
Μέγιστη πίεση κεφαλής για το σύνολο των πηγαδιών (συνολικό άθροισμα πιέσεων)	47.609,96699 psia
Σχέση πίεσης κεφαλής/πίεσης βάθους οπής πηγαδιού	1,5
Κόστος εγκατάστασης της τοποθέτησης ενός πηγαδιού(περιλαμβάνει κόστος εγκατάστασης σταθμού συμπιεστών για το δίκτυο)	266.725.000 \$
Κόστος λειτουργίας του σταθμού συμπιεστών που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι	200.000.000 \$
Τιμή πώλησης ενός ft ³ φυσικού αερίου	1,5-5,5 \$ (διαφορετικές τιμές για ανάλυση ευαισθησίας)

3.3.2 2^ο Σενάριο

Πίνακας 3-6: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος 2ο Σενάριο

Όνομα	Αριθμητική τιμή
Αριθμός πηγαδιών δικτύου	10
Αριθμός Πηγαδιών έγχυσης υγρού	10
Αριθμός Αντλιών έγχυσης υγρού	10
Σύνολο υπολογιζόμενων μεταβλητών απόφασης	36.500
Χρονικός ορίζοντας επένδυσης	25 years= 9.125 days
Μέγιστος ρυθμός άντλησης πηγαδιού	250 MMscf/d
Μέγιστη κεφαλή πίεσης πηγαδιού	4760,996699 psia
Μέγιστη ημερήσια ζήτηση	2500 MMscf/d
Μέγιστη πίεση κεφαλής για το σύνολο των πηγαδιών (συνολικό άθροισμα πιέσεων)	47.609,96699 psia
Σχέση πίεσης κεφαλής/πίεσης βάθους οπής πηγαδιού	1,5
Κόστος εγκατάστασης της τοποθέτησης ενός πηγαδιού(περιλαμβάνει κόστος εγκατάστασης σταθμού συμπιεστών για το δίκτυο)	272.145.000\$
Κόστος λειτουργίας του σταθμού συμπιεστών που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι	236.025.000\$
CAPEX ενισχυμένης παραγωγής (water injection)	54.200.000\$

OPEX ενισχυμένης παραγωγής (water injection)	16.375.227,27\$
Τιμή πώλησης ενός ft ³ φυσικού αερίου	1,5-5,5 \$ (διαφορετικές τιμές για ανάλυση ευαισθησίας)

4 Αποτελέσματα

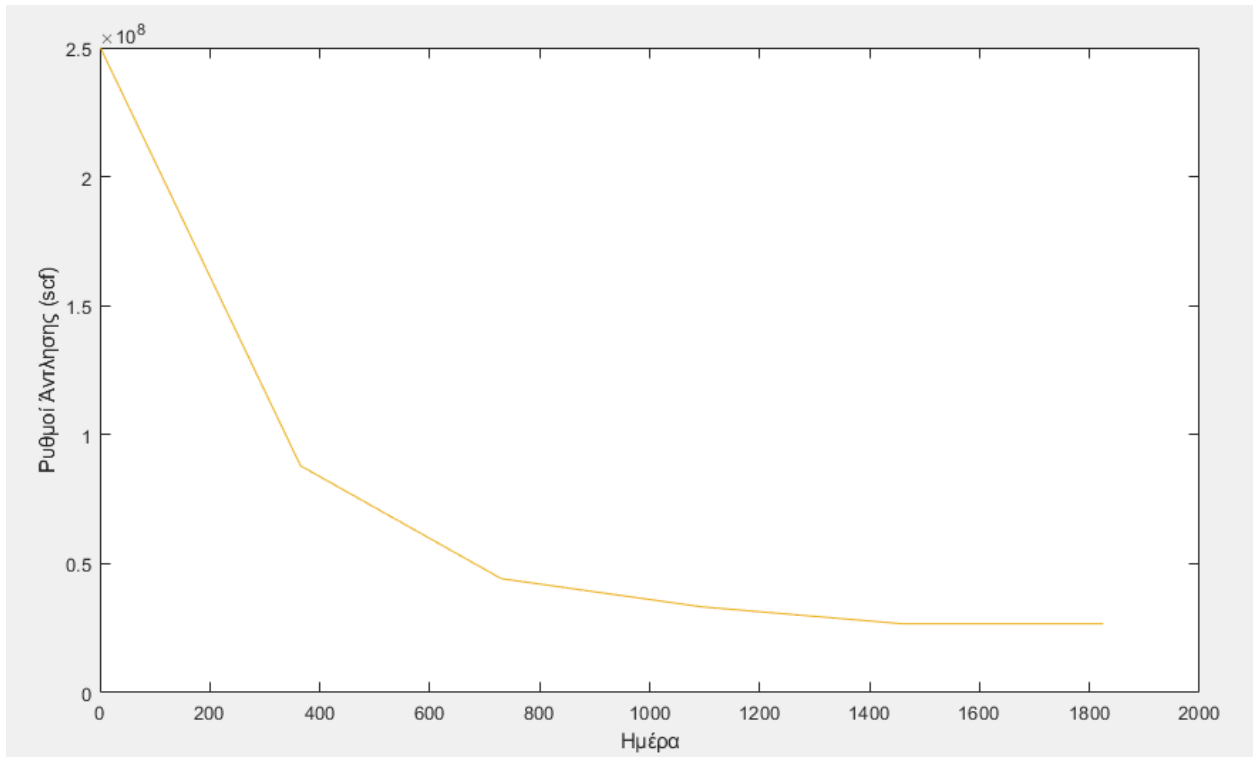
Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν εκτελώντας τα 2 διαφορετικά σενάρια και το υπολογιστικό μοντέλο, με βάση το μαθηματικό μοντέλο. Τα αποτελέσματα αυτά θα παρουσιαστούν κυρίως με διαγράμματα, των οποίων η ποσότητα επιλέχθηκε για την καλύτερη κατανόηση και σαφήνεια των αποτελεσμάτων.

Είναι σημαντικό να τονιστεί εδώ, ότι για τα οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης πρέπει να ληφθεί υπόψιν ότι στο κοίτασμα της Αφροδίτης θα κατέχει δικαιώματα και το κράτος της Κύπρου. Από αυτά που προκύπτουν από μελέτες και δημοσιεύσεις, από τη συμφωνία κατανομής εσόδων (RSA: Revenue Sharing Agreement) στην ανάπτυξη του κοιτάσματος της Αφροδίτης οι υποψήφιοι επενδυτές θα κατέχουν ένα ποσοστό περί του 50-60%, με το κράτος της Κύπρου να έχει αντίστοιχα ποσοστό από 40-50% ([Taneri et al., 2019](#)). Επίσης, σε τέτοιου είδους επενδύσεις, που έχουν να κάνουν με την εκμετάλλευση ενός κοιτάσματος που ανήκει στην ΑΟΖ ενός κράτους, υπάρχει η ιδιομορφία ότι το κράτος παραχωρεί την άδεια για εξόρυξη στο έδαφος του στις εταιρίες, οι οποίες με τη σειρά τους αναλαμβάνουν όλα τα έξοδα της εξόρυξης και της παραγωγής, έχοντας ως υποχρέωση μετά την πώληση του φυσικού αερίου να καταβάλλουν το μερίδιο των εσόδων που αναλογεί στο εκάστοτε κράτος. Μάλιστα σε πολλές περιπτώσεις είναι προσυμφωνημένο το οικονομικό ποσό που θα λάβει το κράτος με την προϋπόθεση ότι υπάρχει επαρκής επίγνωση του μεγέθους του κοιτάσματος.

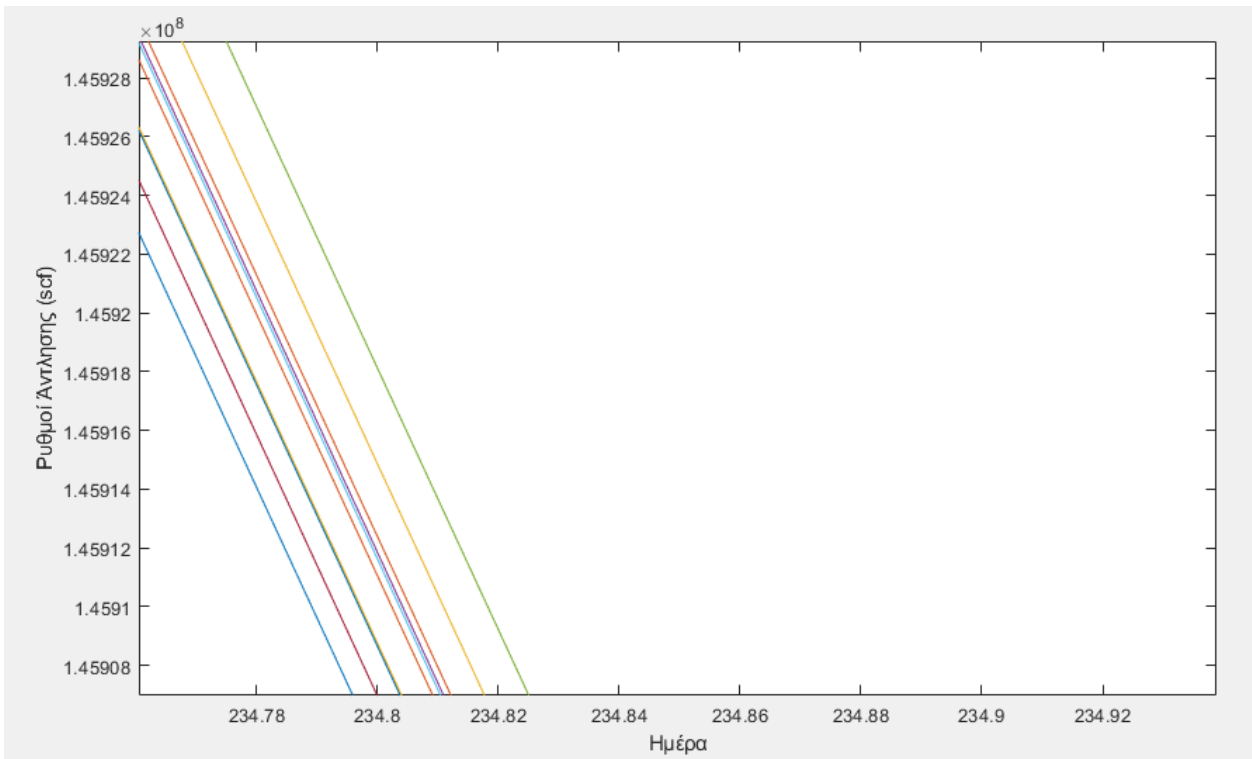
Επομένως και στο κοίτασμα της Αφροδίτης, τα έξοδα του δικτύου θα τα αναλάβει εξ' ολοκλήρου ο υποψήφιος επενδυτής, ενώ τα έσοδα θα χωριστούν με βάση το ποσοστό που αναλογεί στην εταιρία που κάνει την επένδυση, με το υπόλοιπο μέρος των εσόδων να καταλήγει στο κράτος της Κύπρου. Τελικά επιλέχθηκε να παρθούν οι μεσαίες τιμές των ποσοστών που έχουν συμφωνηθεί για το κοίτασμα της Αφροδίτης, δηλαδή 45% για το κράτος της Κύπρου και 55% για τον υποψήφιο επενδυτή, θεωρώντας ότι τα αποτελέσματα θα είναι πιο αξιόπιστα με αυτή την αναλογία.

4.1 1^ο Σενάριο

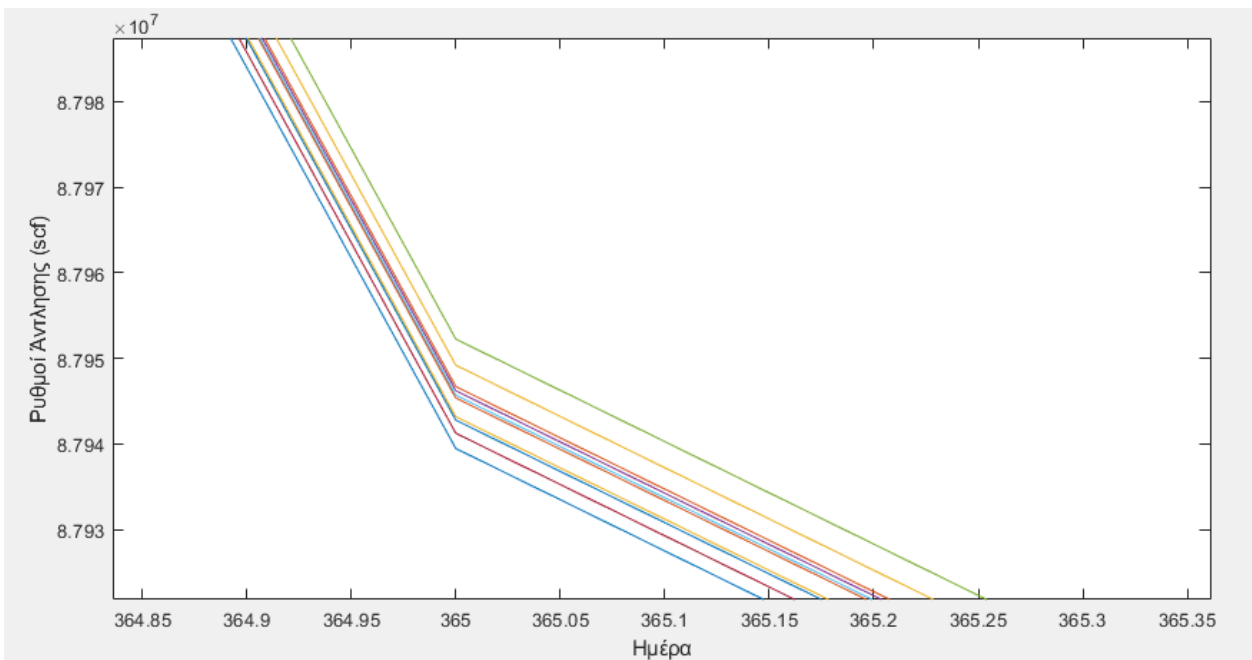
4.1.1 Αποτελέσματα των ρυθμών άντλησης για 10 πηγάδια παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας



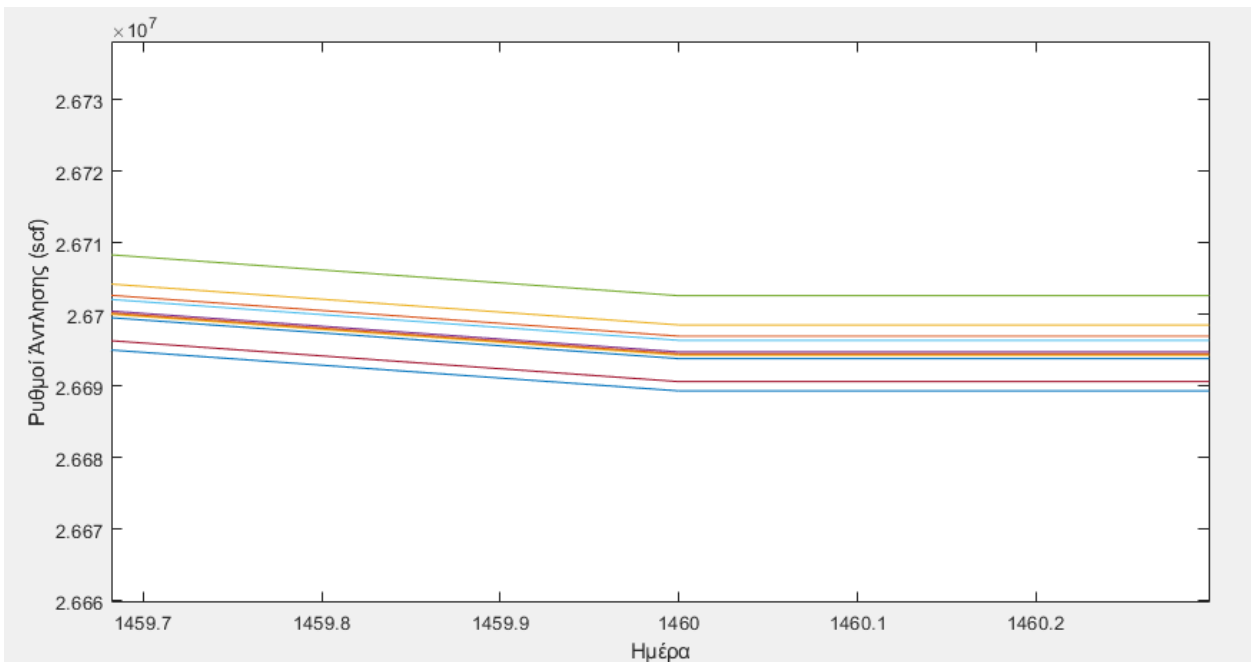
Σχήμα 4-1: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1^ο Σενάριο) (1)



Σχήμα 4-2: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1^ο Σενάριο) (2)



Σχήμα 4-3: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1^ο Σενάριο) (3)



Σχήμα 4-4: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (1^ο Σενάριο) (4)

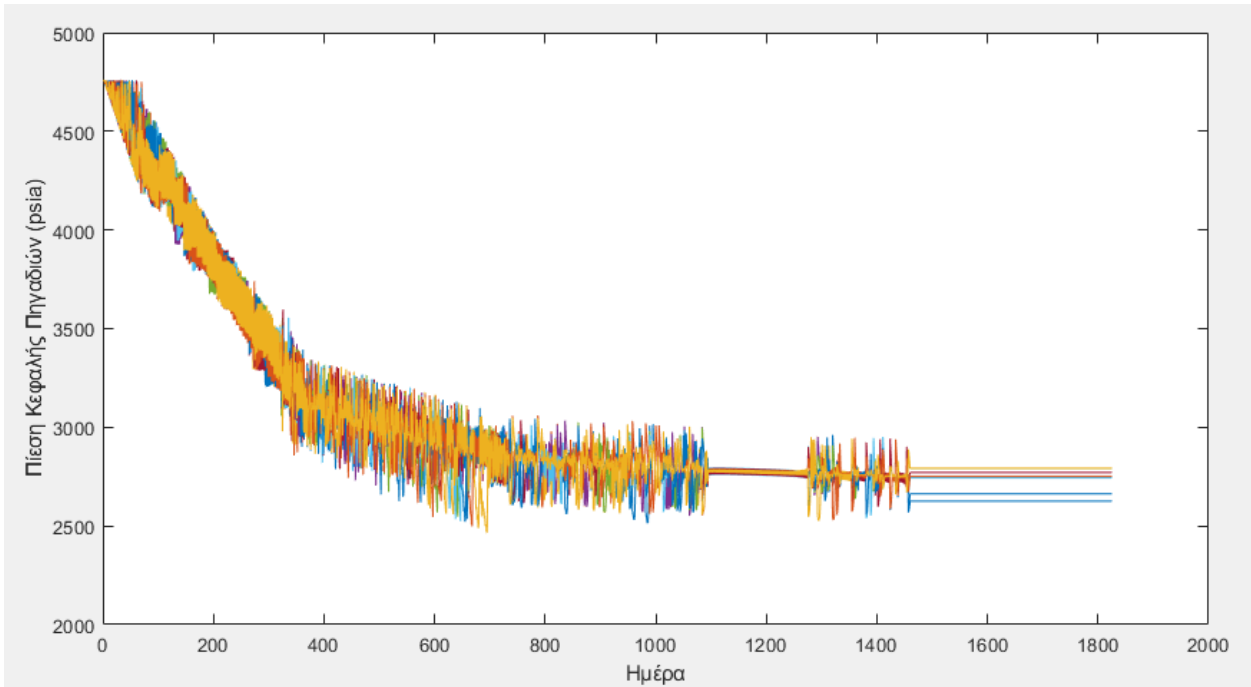
Στα 4 παραπάνω σχήματα (βλέπε 4-1,4-2,4-3,4-4) παρουσιάζονται οι ρυθμοί άντλησης των 10 πηγαδιών παραγωγής του δικτύου μας για τα 5 χρόνια, για τα οποία έτρεξε το πρόγραμμα.

Στο Σχήμα 4-1, από την 1^η ημέρα λειτουργίας μέχρι το τέλος του 1^{ου} έτους παρατηρείται η μεγαλύτερη και πιο έντονη πτώση των ρυθμών άντλησης, ενώ από το τέλος του 4^{ου} έτους και την αρχή του 5^{ου} οι ρυθμοί άντλησης αρχίζουν να σταθεροποιούνται και δε μεταβάλλονται άλλο, καθώς περνούν οι μέρες, κάτι που αναφέρθηκε και πιο πάνω και καθιστά το περαιτέρω τρέξιμο του προγράμματος για τα επόμενα έτη λειτουργίας ανούσιο.

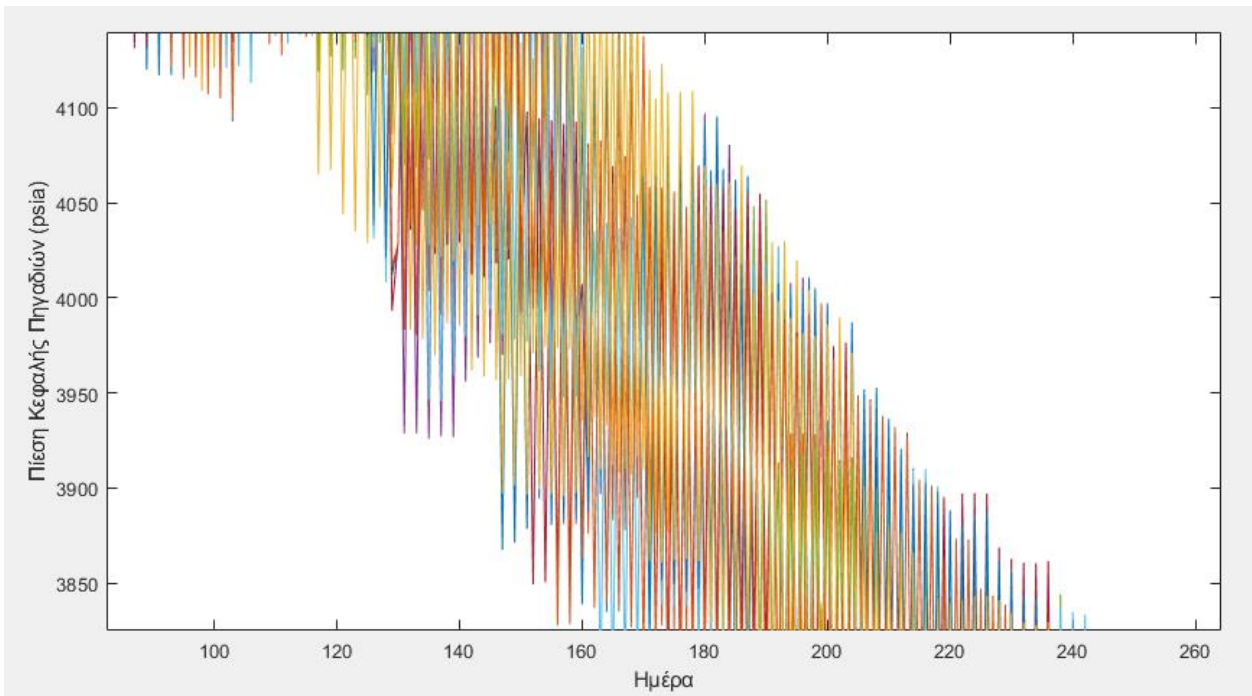
Στα Σχήματα 4-2 και 4-3 έχει γίνει μεγέθυνση του διαγράμματος, για να κατανοηθεί με μεγαλύτερη σαφήνεια η μεταβολή των ρυθμών άντλησης με την πάροδο του χρόνου, καθώς και να παρατηρηθεί η μεταβολή αυτή για κάθε πηγάδι ξεχωριστά. Από τα σχήματα αυτά διαπιστώνεται ότι οι ρυθμοί άντλησης μειώνονται με ομαλό ρυθμό από ημέρα σε ημέρα για όλα τα πηγάδια παραγωγής, καθώς κι ότι ο ρυθμός αυτός είναι σχεδόν ίδιος σε όλα τα πηγάδια, κάτι που φαίνεται πιο καθαρά από το Σχήμα 4-3 και την παραλληλία που υπάρχει μεταξύ των ρυθμών άντλησης των 10 πηγαδιών. Επίσης, στο ίδιο σχήμα, παρατηρείται η αλλαγή στο ρυθμό μείωσης του ρυθμού άντλησης από τη 365^η ημέρα λειτουργίας στην επόμενη, δηλαδή από το 1^ο στο 2^ο έτος, κάτι που επιδιώχθηκε στον κώδικά μέσω της ημερήσιας πτώσης ρυθμών άντλησης (μεταβλητή [gsd](#)) που έχει επιλεγεί ανά έτος.

Στο σχήμα 4-4 απεικονίζεται, με την εστίαση που έχει γίνει, η συμπεριφορά των ρυθμών άντλησης κατά το τέλος του 4^{ου} έτους και στις αρχές του 5^{ου}, όπου καθώς ήταν αναμενόμενο φαίνεται η σταθεροποίηση τους.

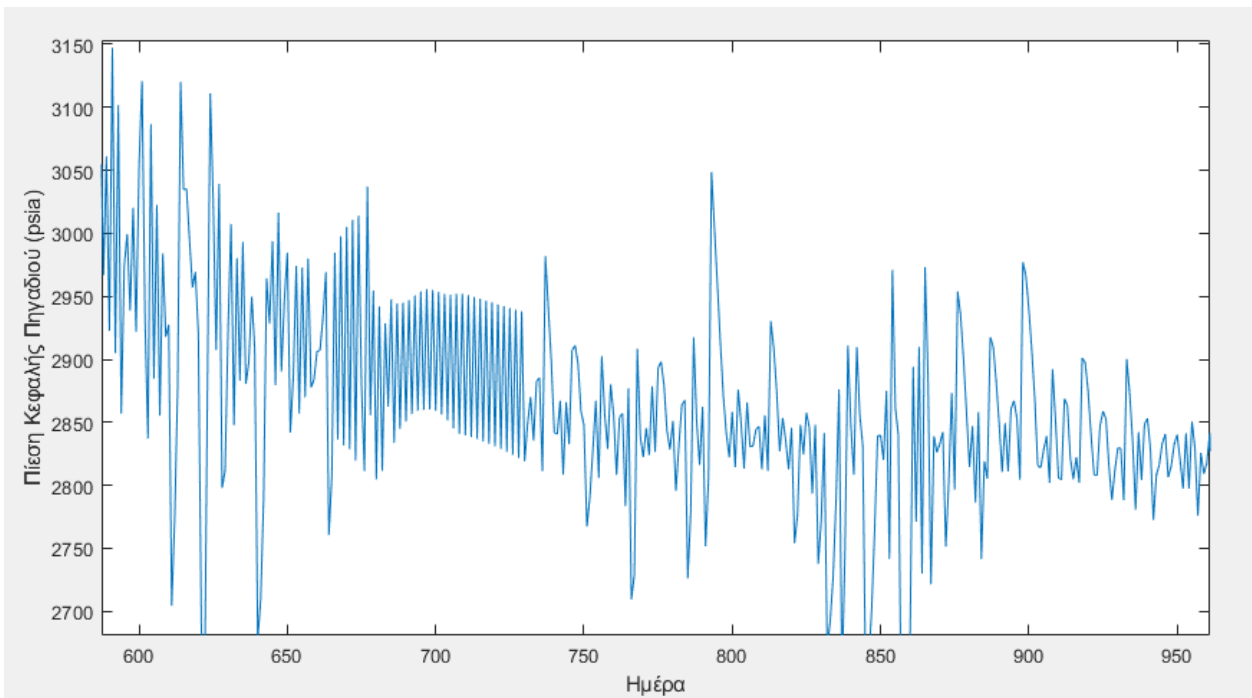
4.1.2 Αποτελέσματα των πιέσεων κεφαλής 10 πηγαδιών παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας



Σχήμα 4-5: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (1^ο Σενάριο) (1)



Σχήμα 4-6: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (1^ο Σενάριο) (2)



Σχήμα 4-7: Πίεση κεφαλή ενός πηγαδιού / ημέρα λειτουργίας (1^ο Σενάριο)

Στα παραπάνω 3 σχήματα παρουσιάζονται οι πιέσεις κεφαλής των πηγαδιών για τα πρώτα 5 έτη λειτουργίας (βλέπε σχήματα 4-5 ως 4-7). Αρχικά, λοιπόν παρατηρείται η απότομη πτώση των

πιέσεων καθώς το κοίτασμα εκτονώνεται με μεγάλους ρυθμούς άντλησης. Τα επόμενα 3 έτη ο ρυθμός πτώσης των πιέσεων ελαττώνεται μέχρι που σταθεροποιείται από το 5^ο έτος κι έπειτα.

Στο 2^ο σχήμα έχει γίνει μεγέθυνση ώστε να γίνει αντιληπτή η πορεία και η συνεργασία των πιέσεων και των 10 πηγαδιών ταυτόχρονα. Φαίνεται λοιπόν η άμεση εξάρτηση και αλληλουχία που έχουν τα πηγάδια μεταξύ τους, καθώς για την ίδια μέρα λειτουργίας κάποιο πηγάδι μπορεί να έχει χαμηλή πίεση και κάποιο άλλο να είναι στη μέγιστη δυνατή ώστε να ικανοποιούνται οι περιορισμοί που έχουμε ορίσει και να επαληθεύονται σωρευτικά οι ημερήσιοι ρυθμοί άντλησης.

Στο τελευταίο σχήμα έχει επιλεγεί η παρουσίαση της συμπεριφορά ενός μόνο πηγαδιού. Μπορούν έτσι να εντοπιστούν περιοχές στις οποίες ο κώδικας βρίσκει τοπικές βέλτιστες λύσεις, και άλλες στις οποίες ψάχνει σε μεγαλύτερο εύρος τιμών ώστε να βρεθεί νέο βέλτιστο.

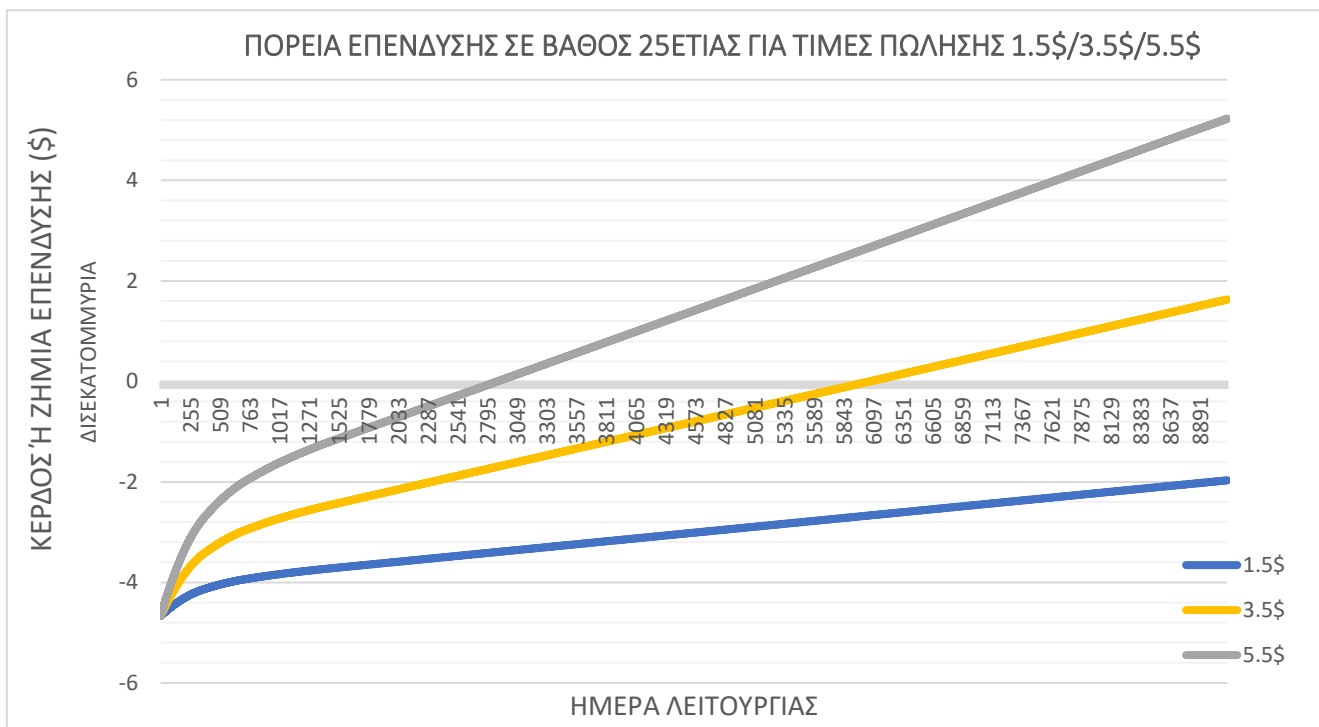
4.1.3 Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης

4.1.3.1 Συνολικά έξοδα επένδυσης

Τα συνολικά έξοδα του δικτύου για τα 25 χρόνια που θα διαρκέσει η επένδυση προκύπτουν από το άθροισμα των κοστών κεφαλαίου (CAPEX) και των λειτουργικών κοστών (OPEX) που εμφανίζονται κατά τη διάρκεια λειτουργίας της εγκατάστασης και υπολογίστηκαν αναλυτικά στην [ενότητα 3.2.8](#), ανηγμένα σε 1 πηγάδι παραγωγής. Κάνοντας αναγωγή για όλα τα πηγάδια παραγωγής που υπάρχουν στην εγκατάσταση προκύπτει:

- *Κόστη κεφαλαίου: 2,667250 b\$*
- *Λειτουργικά κόστη (για τα 25 χρόνια λειτουργίας): 2 b\$*
- *Συνολικά έξοδα δικτύου: 4,667250 b\$*

4.1.3.2 Πορεία επένδυσης

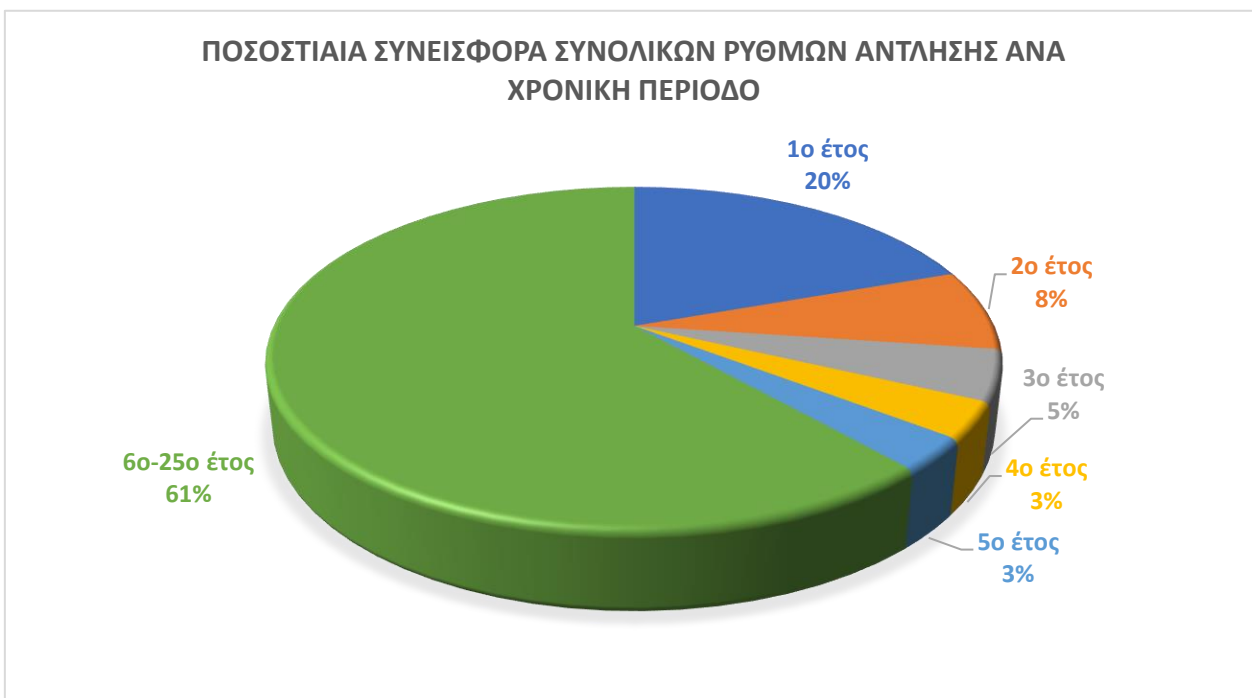


Σχήμα 4-8: Πορεία επένδυσης για 3 διαφορετικές τιμές πώλησης (1)

Το Σχήμα 4-8, δείχνει χαρακτηριστικά την πορεία που έχει η επένδυση κατά τη διάρκεια των 25 χρόνων λειτουργίας της εγκατάστασής. Είναι εμφανές ότι η καμπύλη και για τις 3 τιμές πώλησης έχει μία πιο απότομη αύξηση στα πρώτα 2 χρόνια λειτουργίας, καθώς επικρατούν πολύ μεγάλοι ρυθμοί άντλησης και για τα 10 πηγάδια παραγωγής, ενώ τα επόμενα χρόνια η αύξηση των εσόδων γίνεται με πιο ομαλό και γραμμικό τρόπο. Αυτό είναι λογικό, καθώς όπως φαίνεται και στο [Σχήμα 4-9](#) που βρίσκεται παρακάτω, ο 1^{ος} χρόνος λειτουργίας καλύπτει το 1/5 της συνολικής παραγωγής της επένδυσης, με αποτέλεσμα να αποφέρει και το μεγαλύτερο ποσοστό των εσόδων για τα 25 χρόνια λειτουργίας.

Βλέπουμε ότι για μία χαμηλή τιμή πώλησης, όπως είναι το 1,5 \$/MMBtu, η επένδυση δεν αποφέρει κέρδος σε κανένα σημείο της 25ετίας. Είναι προφανές ότι με την αύξηση της τιμής πώλησης θα έχουμε και την επίτευξη κερδών για την επένδυση, εφόσον μιλάμε για τιμές πώλησης εντός των πλαισίων που διαμορφώνονται στην αγορά. Για τιμή πώλησης στα 3,5 \$/MMBtu, μια τιμή που θεωρείται χαμηλή ειδικά για αγοραστές στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η επένδυση ξεκινά να αποφέρει κέρδος στο τέλος του 16^{ου} χρόνου λειτουργίας, ενώ για τιμή πώλησης στα 5,5 \$/MMBtu,

μια λογική τιμή βάσει των συνθηκών που επικρατούν στην αγορά και αναφέρθηκαν αναλυτικά στο [Κεφάλαιο 1.1.7](#), η επένδυση ξεκινά να αποφέρει κέρδη από το τέλος του 7^{ου} έτους λειτουργίας.



Σχήμα 4-9: Συνεισφορά ρυθμών άντλησης ανά χρονική περίοδο της επένδυσης (1)

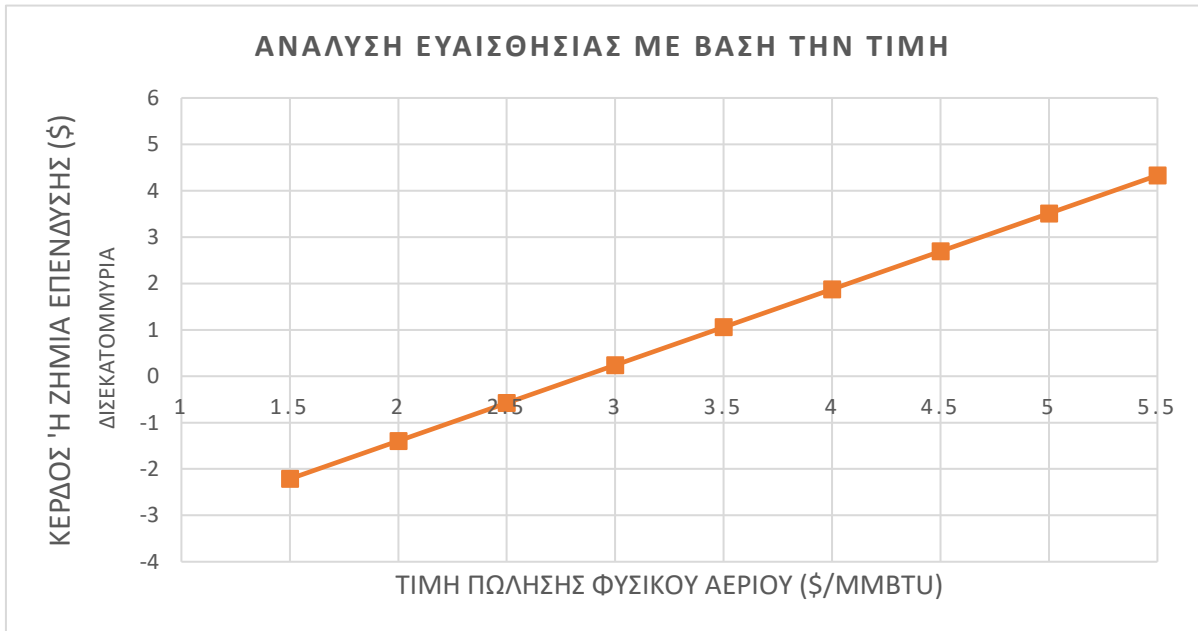
Όπως διαπιστώθηκε και παραπάνω, η συνεισφορά του 1^{ου} έτους λειτουργίας στους συνολικούς ρυθμούς άντλησης φτάνει στο 1/5 της συνολικής παραγωγής. Όπως είναι λογικό, με την πάροδο του χρόνου η συνεισφορά αυτή μειώνεται, και όπως επιδιώχθηκε μέσω του κώδικα, από το 5^ο έτος και μετά είναι σταθερή ανά έτος. Φαίνεται από το σχήμα, ότι τα 5 πρώτα χρόνια λειτουργίας καλύπτουν σχεδόν το 40% των συνολικών ρυθμών άντλησης, πράγμα που δείχνει το πόσο σημαντικός είναι ο σωστός προγραμματισμός της αρχικής παραγωγής για την καλή έκβαση της επένδυσης. Πέρα από τη συνεισφορά στους ρυθμούς άντλησης, το σχήμα καταδεικνύει ταυτόχρονα και τη συνεισφορά στα έσοδα της επένδυσης ανά χρονική περίοδο.

4.1.3.3 Ανάλυση ευαισθησίας

Προκειμένου η μελέτη να έχει όσο το δυνατόν πιο ρεαλιστικά αποτελέσματα, και με το σκεπτικό ότι η τιμή του φυσικού αερίου δε γίνεται να μείνει σταθερή και για τα 25 χρόνια λειτουργίας του δικτύου, έγινε μια ανάλυση ευαισθησίας με βάση την τιμή πώλησης στους υποψήφιους

αγοραστές. Η τιμή αυτή, όπως τονίστηκε και στο [Κεφάλαιο 1.1.8](#), διαφέρει ανάλογα τον εμπορικό κόμβο, τη χώρα και τη χρονική περίοδο.

Στον παρακάτω πίνακα (Πίνακας 4-1) παρουσιάζονται για την κάθε τιμή πώλησης που έτρεξε ο κώδικας της Matlab και με τη βοήθεια του Excel, τα οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης, βάσει του ποσοστού κερδών που κατέχει η εταιρία στο πεδίο της Αφροδίτης (55%), και που προσδιορίστηκαν στην αρχή του Κεφαλαίου 4. Επίσης, στο Σχήμα 4-10 γίνεται μια ανάλυση ευαισθησίας με βάση την τιμή πώλησης του φυσικού αερίου, για να φανεί πως επηρεάζει η μεταβολή της τιμής την πορεία της επένδυσης. Η μονάδα μέτρησης που χρησιμοποιείται είναι το $1 \text{ MMBtu} = 1.000.000 \text{ Btu} \approx 1,037 * 1.000 \text{ ft}^3$, και στο οποίο έχει γίνει μετατροπή και μέσα στον αλγόριθμο για τον ακριβή υπολογισμό των αποτελεσμάτων.



Σχήμα 4-10: Ανάλυση ευαισθησίας για τις διάφορες τιμές πώλησης του φυσικού αερίου (1)

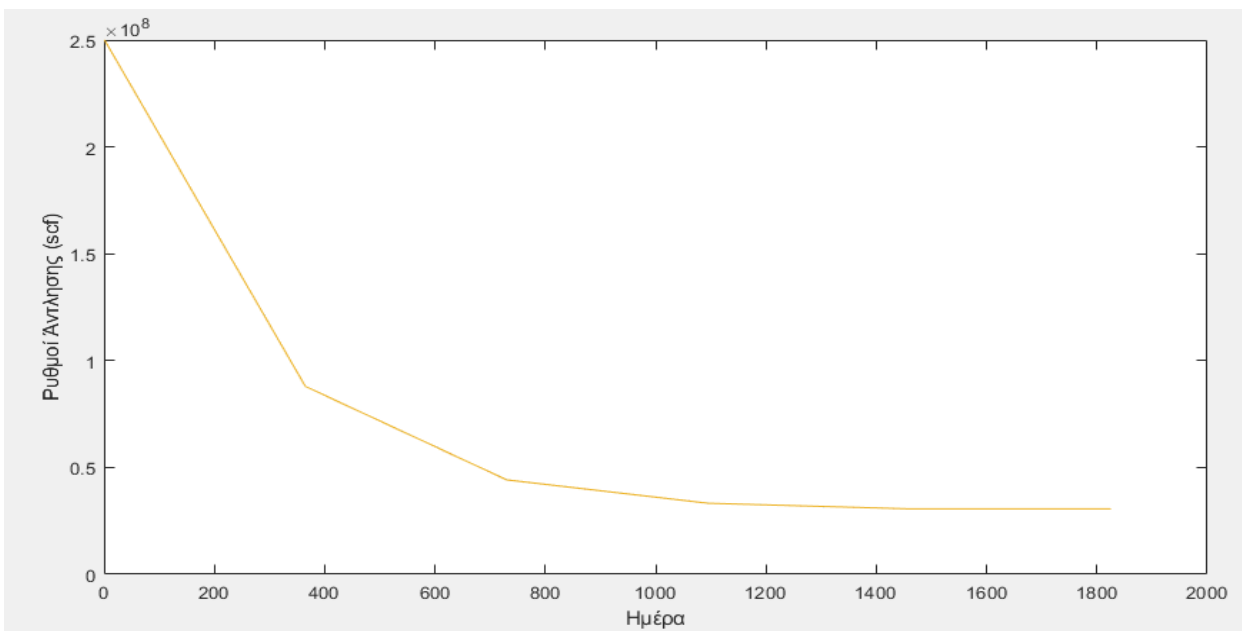
**Πίνακας 4-1: Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης βάσει του ποσοστού της εταιρίας
(1)**

Τιμή πώλησης φυσικού αερίου	1,5 \$/MMBtu	2 \$/MMBtu	2,5 \$/MMBtu	3 \$/MMBtu	3,5 \$/MMBtu
Κέρδος/Ζημία επένδυσης	-1,968451653 b\$	-1,068851759 b\$	-169.252.161\$	730.347.525,6\$	1,629947142 b\$
Τιμή πώλησης φυσικού αερίου	4 \$/MMBtu	4,5 \$/MMBtu	5 \$/MMBtu	5,5 \$/MMBtu	
Κέρδος/Ζημία επένδυσης	2,529546794 b\$	3,429146341 b\$	4,328745916 b\$	5,228345545 b\$	

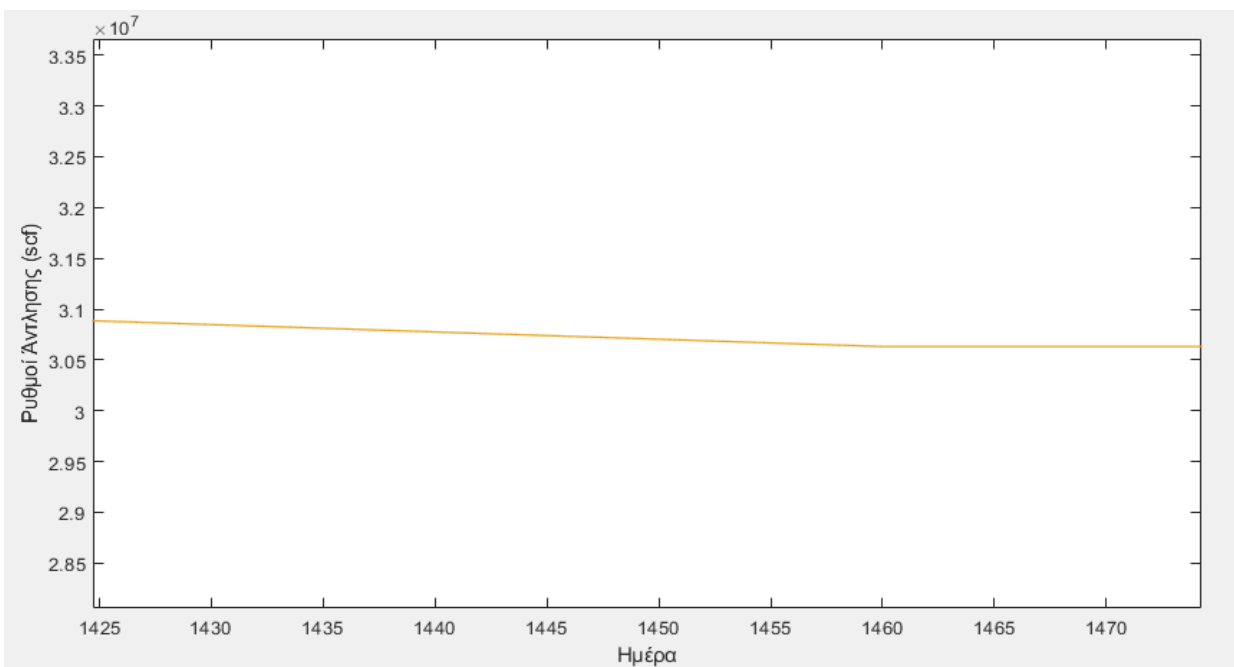
Με βάση υπολογισμούς που έγιναν, το σημείο τομής της γραμμής με τον άξονα των x στο διάγραμμα, δηλαδή το σημείο που τα έσοδα ισοδυναμούν με τα έξοδα, το break-even point της επένδυσης, προκύπτει για τιμή πώλησης περίπου ίση με 2,59 \$/MMBtu, μία λογική και ιδιαίτερα οικονομική τιμή βάσει των συνθηκών που επικρατούν στους εμπορικούς κόμβους παγκοσμίως. Βέβαια, μεγάλο ρόλο για έναν υποψήφιο επενδυτή θα παίξει και το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να επιτευχθεί η έναρξη του κέρδους της επένδυσης που αποτυπώθηκε αναλυτικά στο [Σχήμα 4-8](#), καθώς και άλλοι δείκτες που θα αναπτυχθούν παρακάτω.

4.2 2^ο Σενάριο

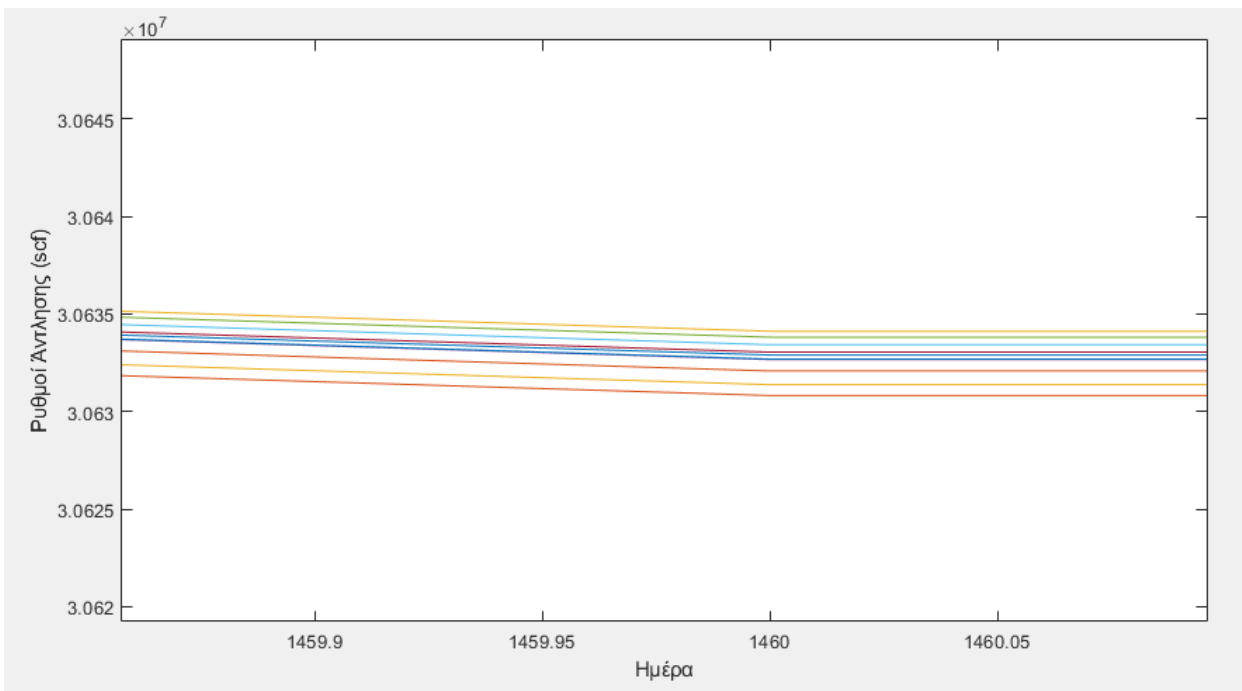
4.2.1 Αποτελέσματα των ρυθμών άντλησης για 10 πηγάδια παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας (water injection)



Σχήμα 4-11: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (2^ο Σενάριο) (1)



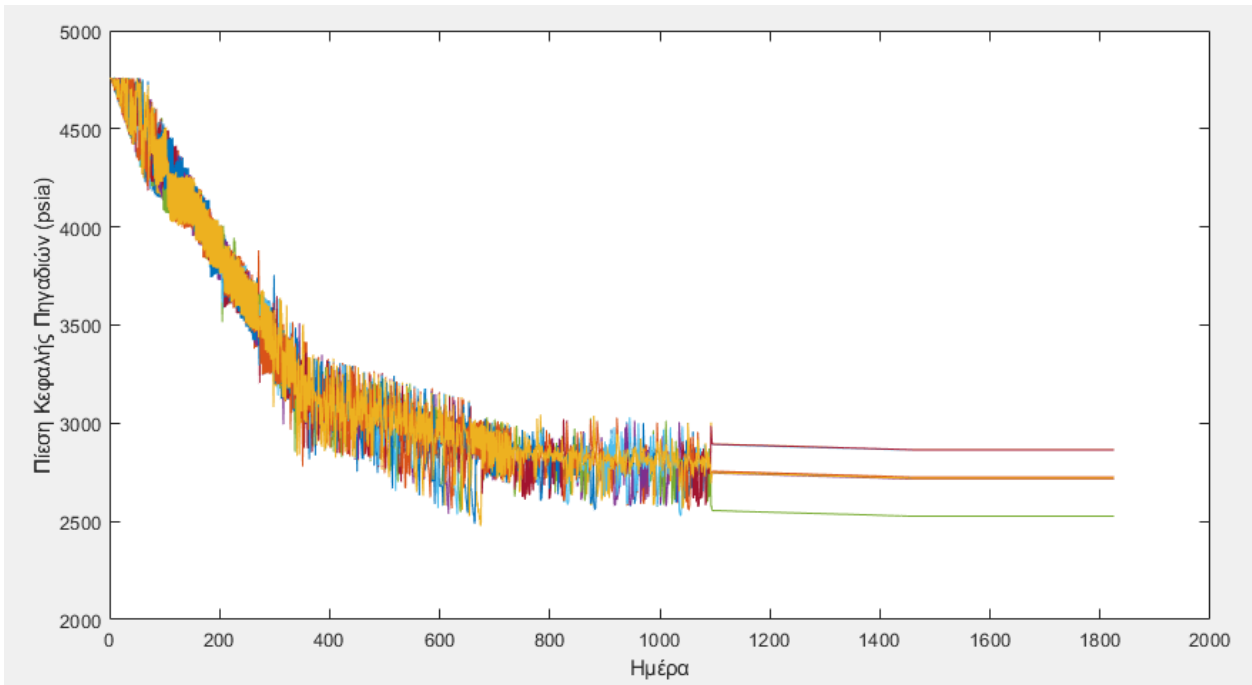
Σχήμα 4-12: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (2^ο Σενάριο) (2)



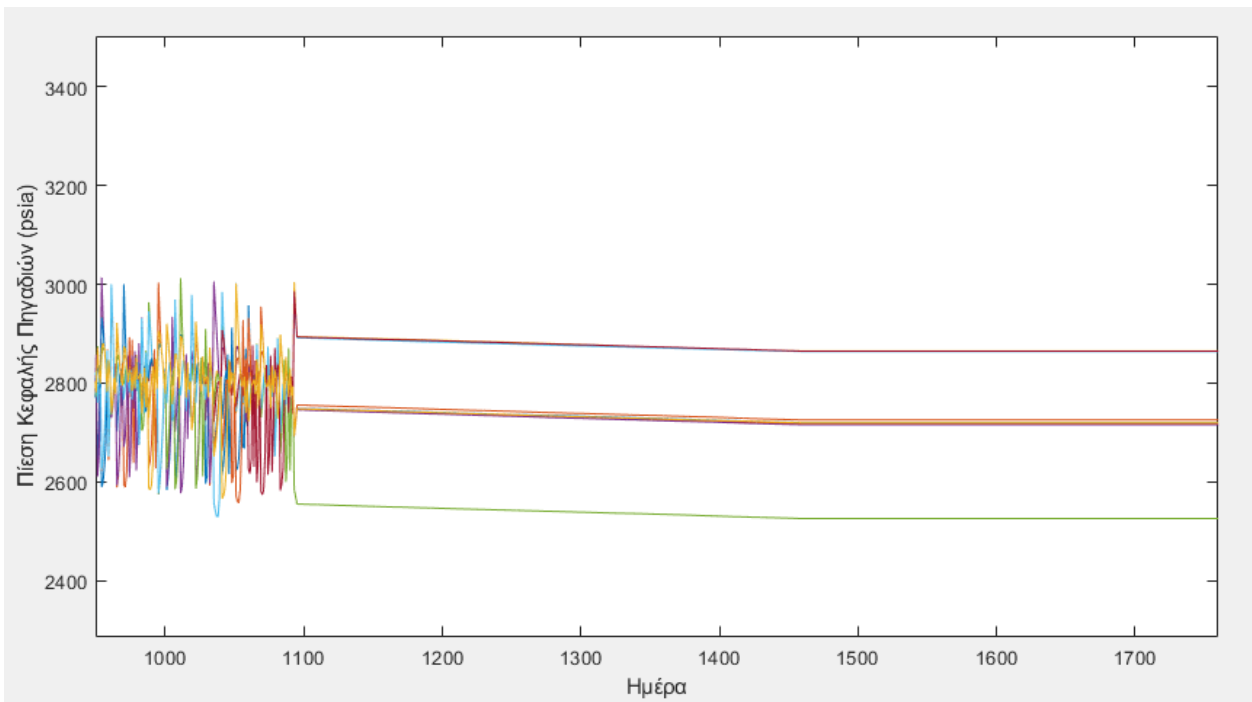
Σχήμα 4-13: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας (2^ο Σενάριο) (3)

Είναι εμφανές, από το Σχήμα 4-11, ότι και στο 2^ο σενάριο οι ρυθμοί άντλησης έχουν την μεγαλύτερη πτώση τους από την αρχή της παραγωγής μέχρι το τέλος του 1^{ου} έτους, ενώ από το 4^ο έτος και μετά, το έτος που επιβάλλεται η ενισχυμένη παραγωγή μέσω της έγχυσης υγρού, οι ρυθμοί άντλησης ομαλοποιούνται και δε μειώνονται περαιτέρω. Στο Σχήμα 4-12 φαίνεται ουσιαστικά η επίδραση που έχει η έγχυση του υγρού στους ρυθμούς άντλησης των πηγαδιών, αφού, από το τέλος του 4^{ου} έτους και μετά, από τα περίπου 27 MMscf/d που αντλούνταν από κάθε πηγάδι στο 1^ο σενάριο, τώρα σημειώνεται μια βελτίωση της παραγωγής που φτάνει σε ρυθμούς άντλησης κοντά στα 31 MMscf/d για κάθε πηγάδι. Τέλος, στο Σχήμα 4-13 φαίνεται, και για τα 10 πηγάδια παραγωγής, ο παρόμοιος τρόπος με τον οποίο μεταβάλλεται ο ρυθμός άντλησής τους, κάτι που διαπιστώνεται από την παραλληλία των ρυθμών άντλησης στο γράφημα και παρατηρήθηκε επίσης και στο 1^ο σενάριο.

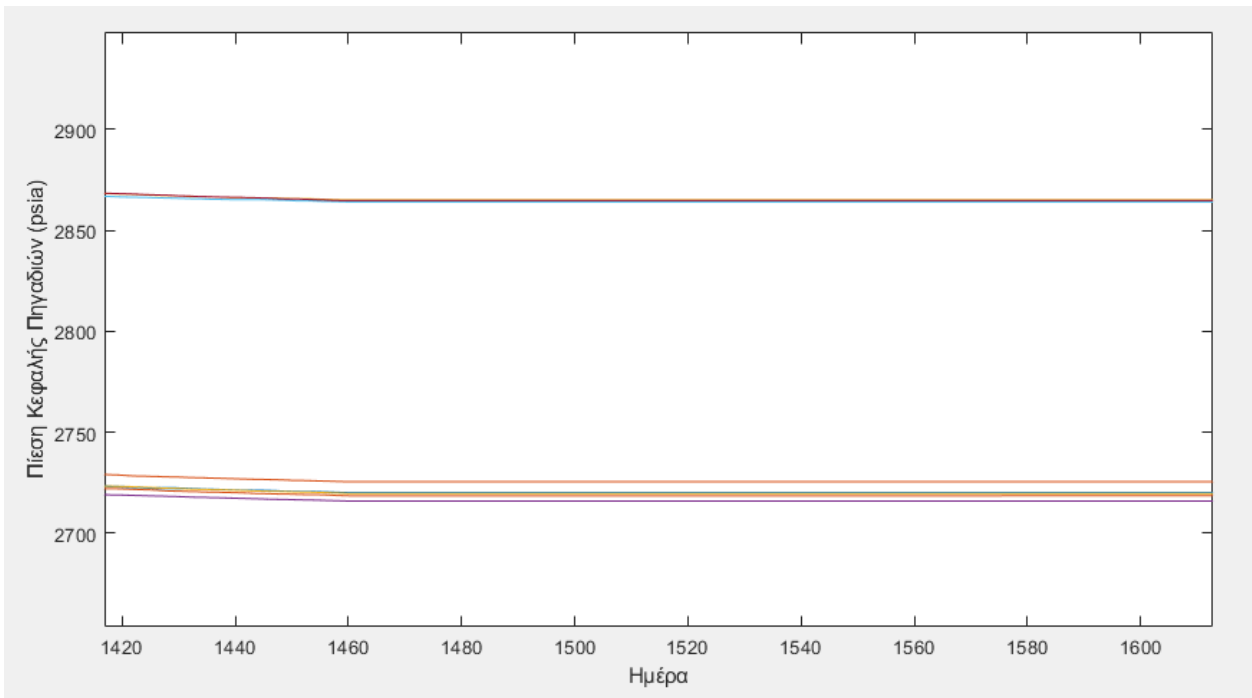
4.2.2 Αποτελέσματα των πιέσεων κεφαλής 10 πηγαδιών παραγωγής σε 1825 ημέρες λειτουργίας (water injection)



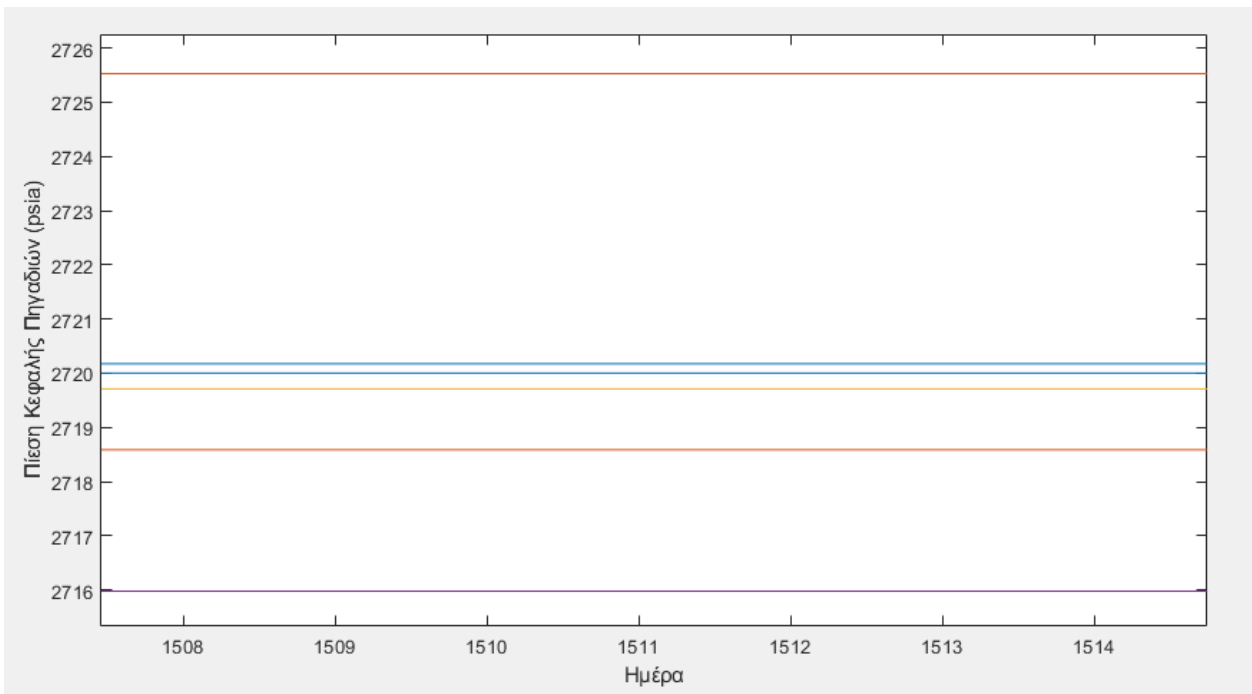
Σχήμα 4-14: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2^ο Σενάριο) (1)



Σχήμα 4-15: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2^ο Σενάριο) (2)



Σχήμα 4-16: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2^ο Σενάριο) (3)



Σχήμα 4-17: Πιέσεις κεφαλής / ημέρα λειτουργίας (2^ο Σενάριο) (4)

Στα παραπάνω 4 σχήματα παρουσιάζονται σε 4 διαφορετικά στιγμιότυπα οι συμπεριφορές των πιέσεων κεφαλής στα 10 πηγάδια του κοιτάσματος. Για τα πρώτα 3 έτη, θεωρητικά, δεν

υπάρχουν διαφορές με το προηγούμενο σενάριο εφόσον η ενισχυμένη παραγωγή μέσω της έγχυσης υγρού ξεκινάει το 4^ο έτος. Συγκρίνοντας λοιπόν με το 1^ο σενάριο, στο σχήμα 4-15 διαπιστώνεται ότι ο κώδικας από τα τέλη του 3^{ου} έτους έχει σχεδόν αδρανοποιηθεί κι αυτό γιατί η πίεση κεφαλής πηγαδιού είναι αλληλένδετη με τον ρυθμό άντλησης. Στα σχήματα 4-16 και 4-17, παρατηρείται ότι οι πιέσεις ακολουθούν μία ευθεία σχεδόν γραμμή ακολουθώντας τη σταθεροποίηση της παραγωγής για όλο το χρονικό ορίζοντα της επένδυσης.

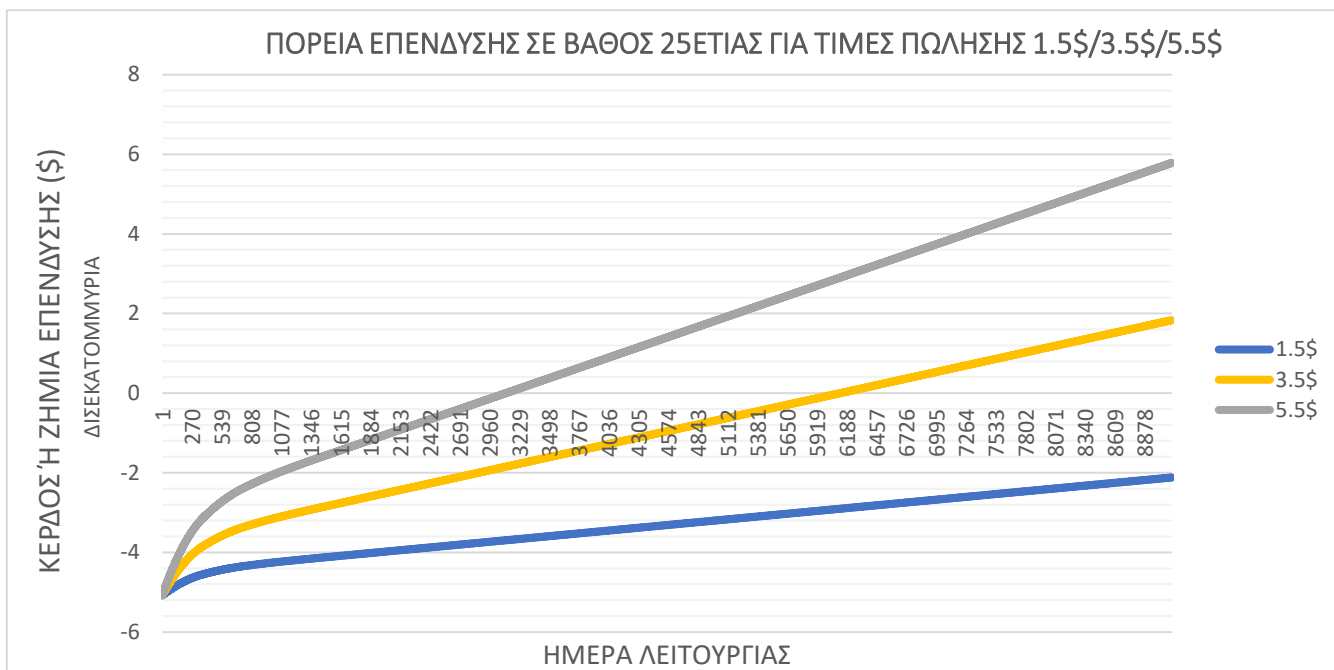
4.2.3 Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης

4.2.3.1 Συνολικά έξοδα επένδυσης

Τα συνολικά έξοδα για το 2^ο σενάριο θα προκύψουν με παρόμοιο τρόπο με αυτόν του 1^{ου} σεναρίου. Εδώ, όπως εξηγήθηκε ξανά στην [ενότητα 3.2.8](#), προστίθενται τα κόστη κεφαλαίου και τα λειτουργικά κόστη που αντιστοιχούν στα 10 πηγάδια έγχυσης (injectors) και τις 10 αντλίες (pumps) από τον 4^ο χρόνο λειτουργίας. Κάνοντας κι εδώ αναγωγή από το 1 πηγάδι παραγωγής σε όλη την εγκατάσταση προκύπτουν:

- *Κόστη κεφαλαίου: 2,721450 b\$*
- *Λειτουργικά κόστη (για τα 25 χρόνια λειτουργίας): 2,360255 b\$*
- *Συνολικά έξοδα δικτύου: 5,081705 b\$*

4.2.3.2 Πορεία επένδυσης



Σχήμα 4-18: Πορεία επένδυσης για 3 διαφορετικές τιμές πώλησης (2)

Φαίνεται εδώ, ότι οι καμπύλες και για τις 3 τιμές πώλησης έχουν παρόμοια μορφή με τις αντίστοιχες του 1^{ου} σεναρίου. Η μεγαλύτερη αύξηση των εσόδων πραγματοποιείται ξανά στα πρώτα 2 έτη λειτουργίας, καθώς όπως φαίνεται και από το Σχήμα 4-19 παρακάτω, το 1^ο και το 2^ο έτος καλύπτουν το 1/4 της συνολικής παραγωγής.

Ξανά για την ιδιαίτερα χαμηλή τιμή πώλησης, στα 1,5 \$/MMBtu, η επένδυση δεν αποφέρει κανένα κέρδος, ενώ αυξάνοντας την τιμή πώλησης μπορεί να επιτευχθεί ακόμα και κέρδος που πλησιάζει τα \$6 δισεκατομμύρια, για τιμή πώλησης στα 5,5 \$/MMBtu.

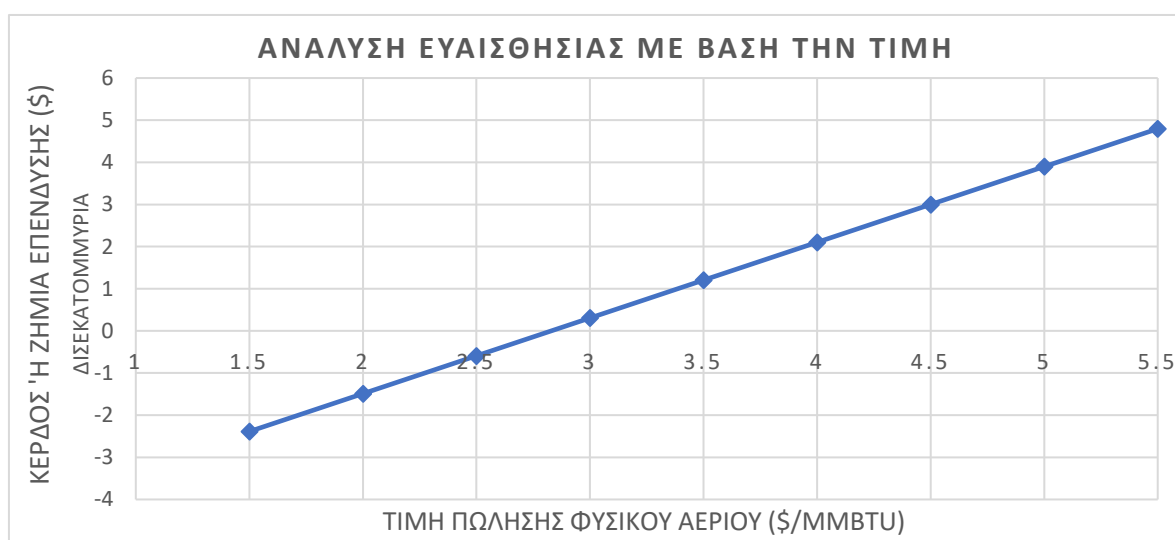
Όσον αφορά την ποσοστιαία συνεισφορά των ρυθμών άντλησης ανά χρονική περίοδο, κι εδώ η κατάσταση είναι παρόμοια με αυτή του 1^{ου} σεναρίου, με τη διαφορά ότι υπάρχει μία πτώση στη συνεισφορά των πρώτων 3 ετών λειτουργίας, η οποία έχει μεταφερθεί στα επόμενα, προκαλώντας μία αύξηση της τάξεως του 3% στη συνεισφορά των 20 επόμενων χρόνων. Ουσιαστικά, εδώ αποτυπώνεται η συνεισφορά της μεθόδου της έγχυσης υγρού στην παραγωγή, από την αρχή του 4^{ου} έτους και μετά, μέσω της οποίας επιτεύχθηκαν βελτιωμένοι ρυθμοί άντλησης από τους αντίστοιχους ρυθμούς άντλησης των πηγαδιών παραγωγής που είχαμε στο 1^ο σενάριο.



Σχήμα 4-19: Συνεισφορά ρυθμών άντλησης ανά χρονική περίοδο της επένδυσης (2)

4.2.3.3 Ανάλυση ευαισθησίας

Με αντίστοιχο τρόπο με αυτόν του 1^{ου} σεναρίου θα παρουσιαστεί παρακάτω η επίδραση της τιμής πώλησης του φυσικού αερίου στα έσοδα της επένδυσης. Με βάση αυτά που θα προκύψουν θα γίνει μετέπειτα η σύγκριση των 2 σεναρίων σε ότι έχει να κάνει με το οικονομικό σκέλος της επένδυσης. Επίσης, θα σχηματιστεί ο Πίνακας 4-2, για να διαπιστωθεί, με τη βοήθεια του Excel, το ύψος των κερδών στα οποία φτάνει η επένδυση για τις διάφορες τιμές πώλησης φυσικού αερίου.



Σχήμα 4-20: Ανάλυση ευαισθησίας για τις διάφορες τιμές πώλησης του φυσικού αερίου (2)

**Πίνακας 4-2: Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης βάσει του ποσοστού της εταιρίας
(2)**

Τιμή πώλησης φυσικού αερίου	1,5 \$/MMBtu	2 \$/MMBtu	2,5 \$/MMBtu	3 \$/MMBtu	3,5 \$/MMBtu
Κέρδος/Ζημία επένδυσης	-2,118534231 b\$	-1,130811071 b\$	-143.088.057,8\$	844.634.819,1\$	1,832357849 b\$
Τιμή πώλησης φυσικού αερίου	4 \$/MMBtu	4,5 \$/MMBtu	5 \$/MMBtu	5,5 \$/MMBtu	
Κέρδος/Ζημία επένδυσης	2,820080759 b\$	3,807803668 b\$	4,795526689 b\$	5,783249662 b\$	

Με βάση τους υπολογισμούς που έγιναν, το σημείο τομής της γραμμής με τον άξονα των x στο διάγραμμα, δηλαδή το σημείο που τα έσοδα ισοδυναμούν με τα έξοδα, το break-even point της επένδυσης στην περίπτωση της παραγωγής με έγχυση υγρού, προκύπτει για τιμή πώλησης περίπου ίση με 2,57 \$/MMBtu, τιμή λίγο χαμηλότερη από την αντίστοιχη του 1^{ου} σεναρίου.

5 Συμπεράσματα

Στο παρόν κεφάλαιο συνοψίζονται τα αποτελέσματα της μελέτης που διενεργήθηκε, και γίνεται ανάλυση αυτών. Έχει νόημα να αξιολογηθεί η μελέτη από πλευράς μαθηματικού μοντέλου, από τη μέθοδο βελτιστοποίησης που εφαρμόστηκε αλλά και από την αξιοπιστία των αποτελεσμάτων συγκριτικά με την πραγματική αγορά.

5.1 Συμπεράσματα ως προς το μαθηματικό μοντέλο

Βασικός στόχος της παρούσας μελέτης είναι η μεγιστοποίηση των κερδών από την εκμετάλλευσή του κοιτάσματος της Αφροδίτης. Αυτό επιτυγχάνεται με τη βέλτιστη αξιοποίηση των αποθεμάτων του κοιτάσματος, που στη συνέχεια θα είναι σε θέση να καλύψουν τη ζήτηση στην ευρύτερη περιοχή. Η μοντελοποίηση του προβλήματος στηρίχθηκε σε παρόμοια μελέτη ([Gioldasis, 2019](#)) παραμετροποιημένη βέβαια στα δεδομένα την Νοτιοανατολικής Μεσογείου και του κοιτάσματος της Αφροδίτης συγκεκριμένα.

Λόγω της πολυπλοκότητας των υπολογισμών που εμπεριέχονται στο μη γραμμικό προγραμματισμό, οι απλοποιήσεις που έγιναν, σε συνδυασμό με το υποστηρικτικό αρχείο *excel* για τον κώδικα, έπαιξαν καθοριστικό ρόλο για την ομαλή εκτέλεση του μοντέλου. Ο λόγος για τον οποίο πραγματοποιήθηκαν αυτές οι απλοποιήσεις είναι η μείωση της πολυπλοκότητας και του χρόνου των υπολογισμών του κώδικα. Σε κάθε περίπτωση υπάρχουν αρκετά περιθώρια βελτίωσής του κι αυτό γιατί όσο πιο ανεξάρτητος είναι ο κώδικας, με τα δεδομένα που του έχουν εισαχθεί, τόσο πιο αποτελεσματική θα είναι και η βελτιστοποίηση. Παρ' όλα αυτά, όπως επαληθεύεται και από τα αποτελέσματα, μέσω των περιορισμών που εισήχθησαν το πρόβλημα ανταποκρίθηκε πλήρως στην πραγματική αγορά και τη συμπεριφορά των κοιτασμάτων υδρογονανθράκων.

5.2 Συμπεράσματα ως προς τη μέθοδο βελτιστοποίησης

Η μέθοδος που ακολουθήθηκε μέσα από το περιβάλλον της Matlab, αποδείχθηκε αρκετά ικανοποιητική. Αυτό επαληθεύεται από τα αποτελέσματα της μελέτης καθώς ικανοποιήθηκαν οι περιορισμοί του προβλήματος και ταυτόχρονα εκμεταλλεύτηκε τουλάχιστον το 60% των αποθεματικών του κοιτάσματος, καθιστώντας έτσι την παραγωγή φυσικού αερίου επιτυχημένη. Η

συνάρτηση που επιλέχθηκε εξασφάλιζε πάντα τη σύγκλιση στο πρόβλημα, με μία μικρή διακύμανση που σωρευτικά δεν είχε κάποια αριθμητική επιρροή, κι έτσι χαρακτηρίζεται ως αξιόπιστη για την επίλυση του προβλήματος.

Το πρόβλημα είχε αρκετά μεγάλο αριθμό μεταβλητών απόφασης, οπότε ο αριθμός επαναλήψεων ήταν εξίσου μεγάλος, όπως και ο υπολογιστικός χρόνος. Αν και οι λύσεις του αλγόριθμου βρίσκονται πολύ κοντά στα πραγματικά δεδομένα και στα αναμενόμενα αποτελέσματα, υπάρχουν περιθώρια βελτίωσης ως προς την προσέγγιση των μεταβλητών απόφασης και την πλαισίωση του κώδικα με δεδομένα που θα συμβάλουν στην καλύτερη συσχέτιση των ρυθμών άντλησης και των πιέσεων κεφαλής μεταξύ των διαφορετικών χρονικών περιόδων. Σε κάθε περίπτωση, ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης μπορεί να το προσεγγίσει κανείς με διάφορες μεθόδους, με την καθεμία να εμπεριέχει ορισμένα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα.

Ακόμη, όσον αφορά το 2^ο σενάριο με την έγχυση υγρού για τη διατήρηση πίεσης του κοιτάσματος, η μέθοδος που ακολουθήθηκε δεν στηρίζεται στο περιβάλλον και τις δυνατότητες της Matlab. Τα δεδομένα και ο τρόπος επίλυσης είναι κυρίως βιβλιογραφικά και πειραματικά ώστε να μπορεί να γίνει εύκολη και άμεση σύγκριση με τα αποτελέσματα του 1^{ου} σεναρίου. Ωστόσο, η βελτιστοποίηση μέσω water injection μέσα από προγραμματιστικό περιβάλλον είναι αντικείμενο υπό μελέτη και αποτελεί πρόκληση για το μέλλον στο χώρο του φυσικού αερίου εξασφαλίζοντας τη μεγιστοποίηση στην εκμετάλλευση των αποθεματικών ενός κοιτάσματος υδρογονανθράκων.

5.3 Συμπεράσματα ως προς τη φυσική σημασία των αποτελεσμάτων και σύγκριση των 2 σεναρίων

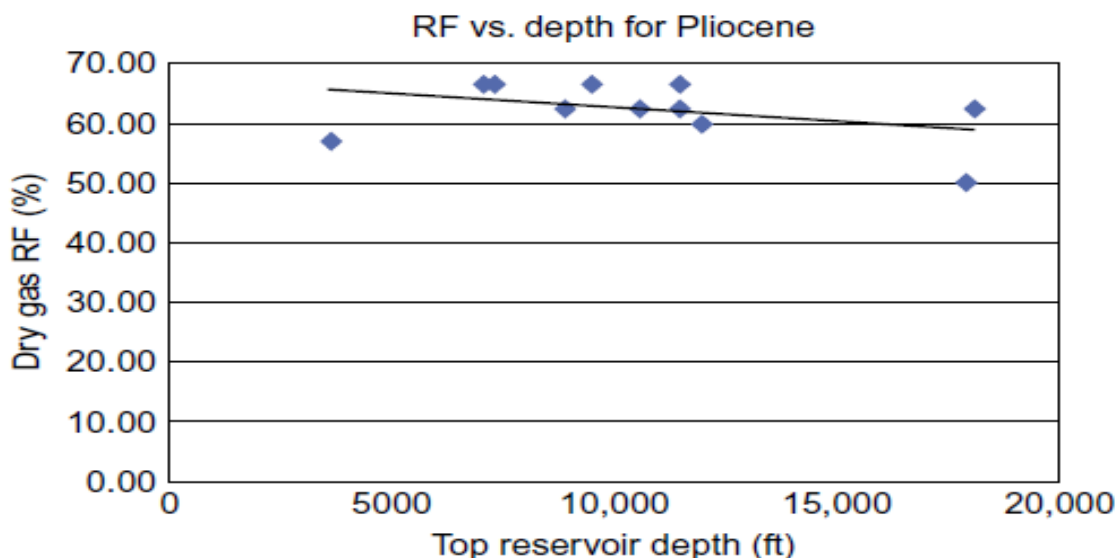
Ο προγραμματισμός της παραγωγής ξεκίνησε και για τα 2 σενάρια, με ένα κοιτάσμα με απόθεμα 5 Tcf φυσικού αερίου. Για το λόγο αυτό αποφασίστηκε η εγκατάσταση 10 πηγαδιών παραγωγής για την πλήρη αξιοποίηση του κοιτάσματος. Σύμφωνα με μελέτες που έχουν να κάνουν με την εξαγωγή φυσικού αερίου από υποθαλάσσια κοιτάσματα, ο συντελεστής ανάκτησης για αυτά, δηλαδή το ποσοστό του φυσικού αερίου που είναι δυνατόν να εξαχθεί από το αποδεδειγμένο αποθεματικό του κοιτάσματος, εξαρτάται από το βάθος που θα φτάσει η γεώτρηση ([Amado, 2013](#)). Στην περίπτωση του κοιτάσματος της Αφροδίτης, όπως έχει αναφερθεί και στο [Κεφάλαιο 1.2.3](#), το βάθος γεώτρησης θα φτάσει τα 5.700 μέτρα (18.700 πόδια), οπότε από το Σχήμα 5-1 προκύπτει ο συντελεστής ανάκτησης κοντά στο 60%.

Στο 1^ο σενάριο με τα 10 πηγάδια παραγωγής, στο τέλος της 25ετίας είχαν αντληθεί συνολικά λίγο πάνω 3,15 Tcf, δηλαδή το 63,09% του δυναμικού του κοιτάσματος. Αυτό αποδεικνύει το

πόσο ρεαλιστικά έχει προσεγγιστεί η παραγωγή με τη σωστή επιλογή του αριθμού των πηγαδιών παραγωγής, αλλά και των ρυθμών άντλησης με το πέρασμα των χρόνων.

Για το 2^ο σενάριο παραγωγής, ο στόχος ήταν η ενίσχυση, μέσω της έγχυσης υγρού, των μειωμένων ρυθμών άντλησης φυσικού αερίου από τον 4^ο στον 5^ο χρόνο μέχρι και το τέλος της ζωής του κοιτάσματος. Μετά τα 25 χρόνια παραγωγής έχουν αντληθεί συνολικά κοντά στα 3,5 Tcf, δηλαδή το 69,27% του δυναμικού του κοιτάσματος. Παρατηρείτε δηλαδή, μια αύξηση άνω του 6% στον συντελεστή ανάκτησης, κάτι που δείχνει την επιτυχία της μεθόδου.

Τα 2 ποσοστά του συντελεστή ανάκτησης για τα 2 σενάρια παραγωγής κρίνονται άκρως ρεαλιστικά, αφού βρίσκονται εντός του εύρους τιμών του Σχήματος 5-1, και πολύ κοντά στον αρχικό συντελεστή ανάκτησης που υπολογίστηκε για το κοιτάσμα της Αφροδίτης. Το ότι επιτυγχάνονται ακόμα καλύτερα αποτελέσματα οφείλεται στην επιτυχία του προγραμματισμού παραγωγής, στο σωστό διαχωρισμό των χρονικών περιόδων και την ακριβή προσέγγιση των ρυθμών άντλησης φυσικού αερίου για κάθε πηγάδι παραγωγής.



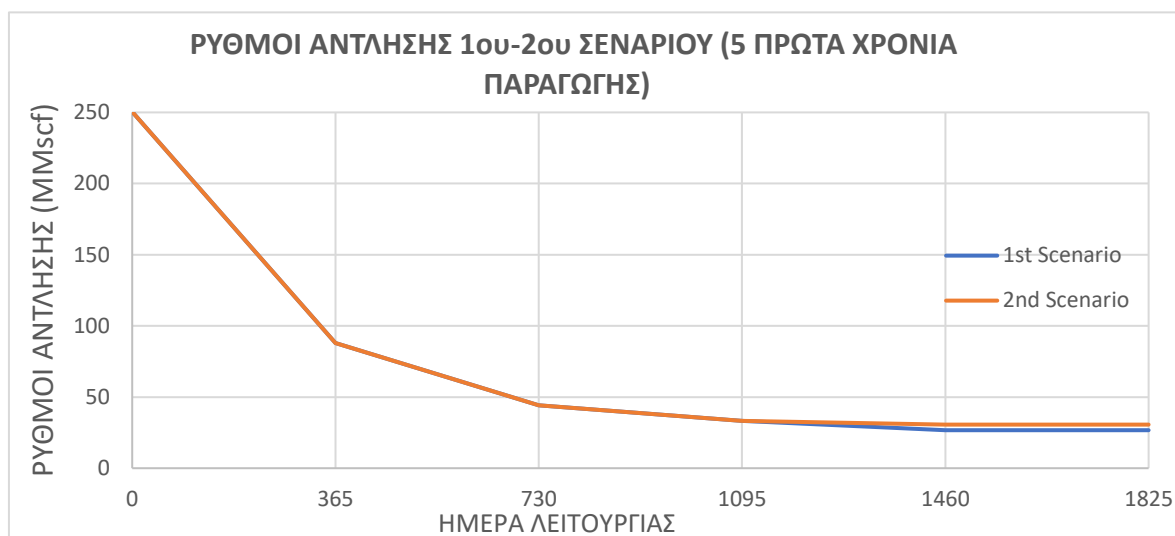
Σχήμα 5-1: Προσδιορισμός συντελεστή ανάκτησης ανάλογα το βάθος του κοιτάσματος

Πηγή: ([Amado, 2013](#))

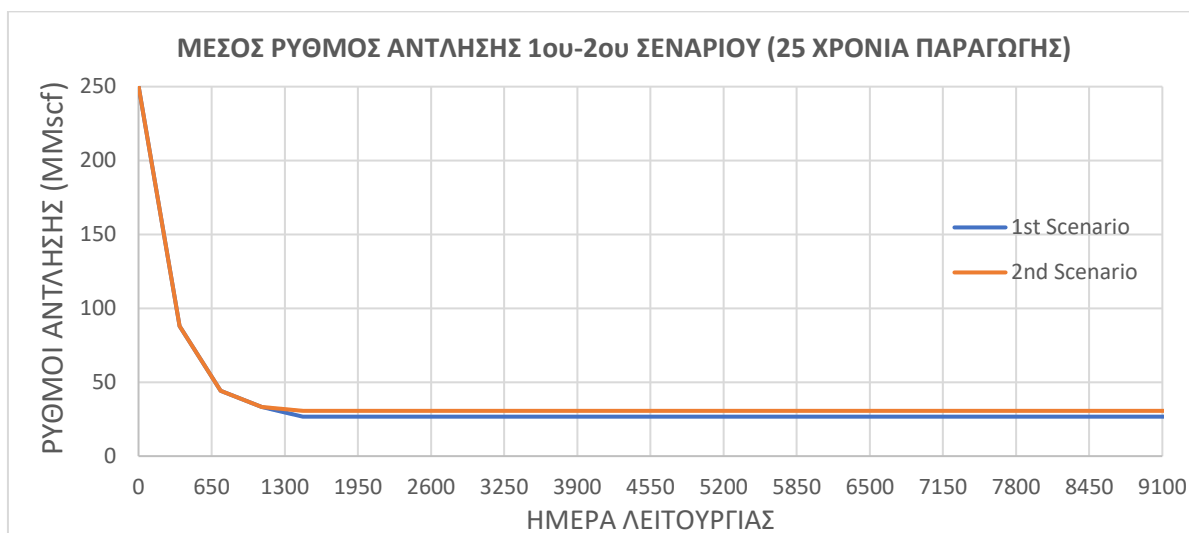
5.3.1 Σύγκριση των ρυθμών άντλησης

Οι ρυθμοί άντλησης και για τα 2 σενάρια παραγωγής ακολουθούν την ίδια πορεία μέχρι την έναρξη του 4^{ου} έτους λειτουργίας του δικτύου. Από το 4^ο έτος και μετά εφαρμόζεται η ενίσχυση της παραγωγής στο 2^ο σενάριο, έτσι ώστε να επιτευχθούν μεγαλύτεροι ρυθμοί άντλησης σε όλα

τα πηγάδια. Στο Σχήμα 5-2 παρουσιάζεται η πορεία του μέσου ρυθμού άντλησης 10 πηγαδιών παραγωγής τα πρώτα 5 χρόνια λειτουργίας της εγκατάστασης. Φαίνεται όντως ότι από το 4^ο έτος η καμπύλη του 2^{ου} σεναρίου αρχίζει να διαφοροποιείται και να βρίσκεται πιο πάνω από αυτή του 1^{ου}.



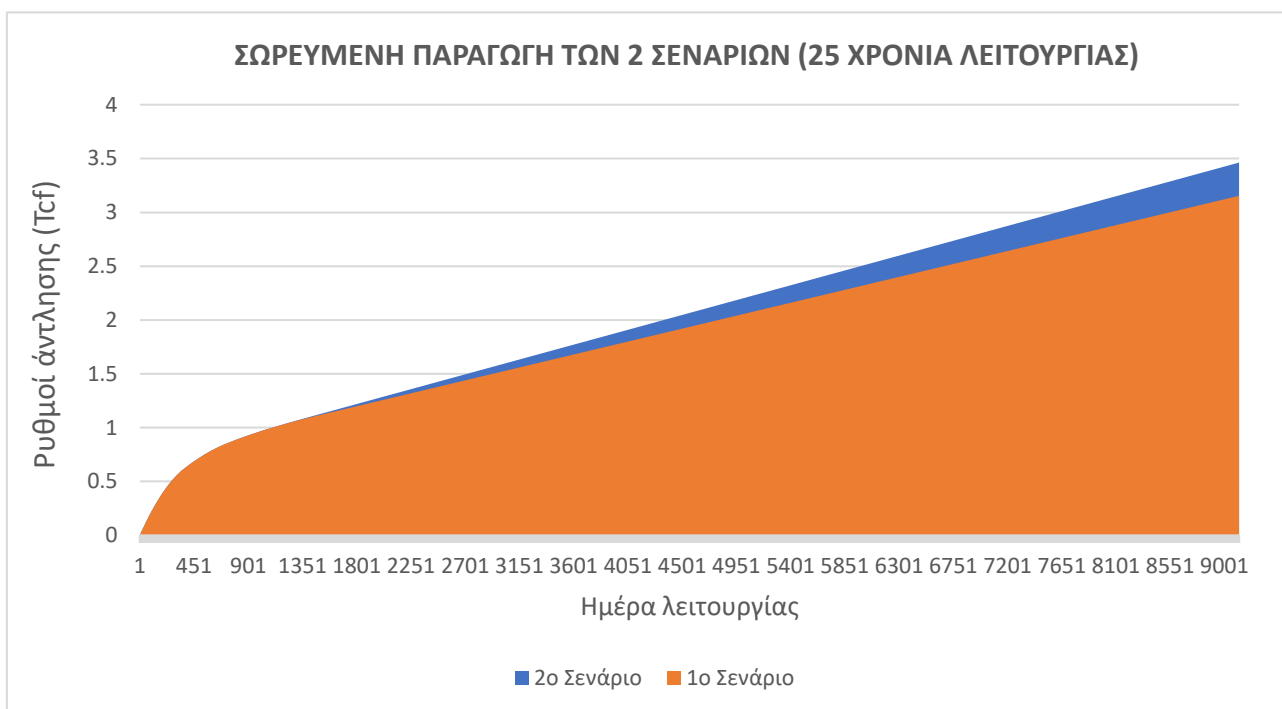
Σχήμα 5-2: Ρυθμοί άντλησης για 1 πηγάδι φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας για τα 2 σενάρια παραγωγής



Σχήμα 5-3: Μέσοι ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου / ημέρα λειτουργίας για τα 2 σενάρια για όλο το χρονικό ορίζοντα της επένδυσης

Από το 5^ο έτος και μετά οι 2 καμπύλες σταθεροποιούνται έχοντας μια διαφορά της τάξεως των 4 MMscf/d για κάθε πηγάδι παραγωγής. Η διαφορά αυτή μπορεί να φαίνεται μικρή, ιδίως σχηματικά, αλλά όταν πρόκειται για 25 χρόνια λειτουργίας του δικτύου, τότε όπως φαίνεται στο Σχήμα 5-3, προκύπτει μια ενισχυμένη παραγωγή που διαρκεί 22 χρόνια και έχει σαν αποτέλεσμα

την αύξηση της παραγωγής κατά 309 Bcf, σε σύγκριση με αυτή του 1^{ου} σεναρίου (Σχήμα 5-4). Σημειώνεται δηλαδή, με τη μέθοδο της έγχυσης υγρού, μία αύξηση της τάξεως του 14,33% για τα 22 χρόνια λειτουργίας που εφαρμόζεται. Η αύξηση αυτή συμπίπτει με όσα αναφέρθηκαν στην [Ενότητα 1.1.4](#) για βελτίωση της παραγωγής μέσω της έγχυσης υγρού κατά 5-15%.



Σχήμα 5-4: Σωρευμένη παραγωγή φυσικού αερίου και των 2 σεναρίων

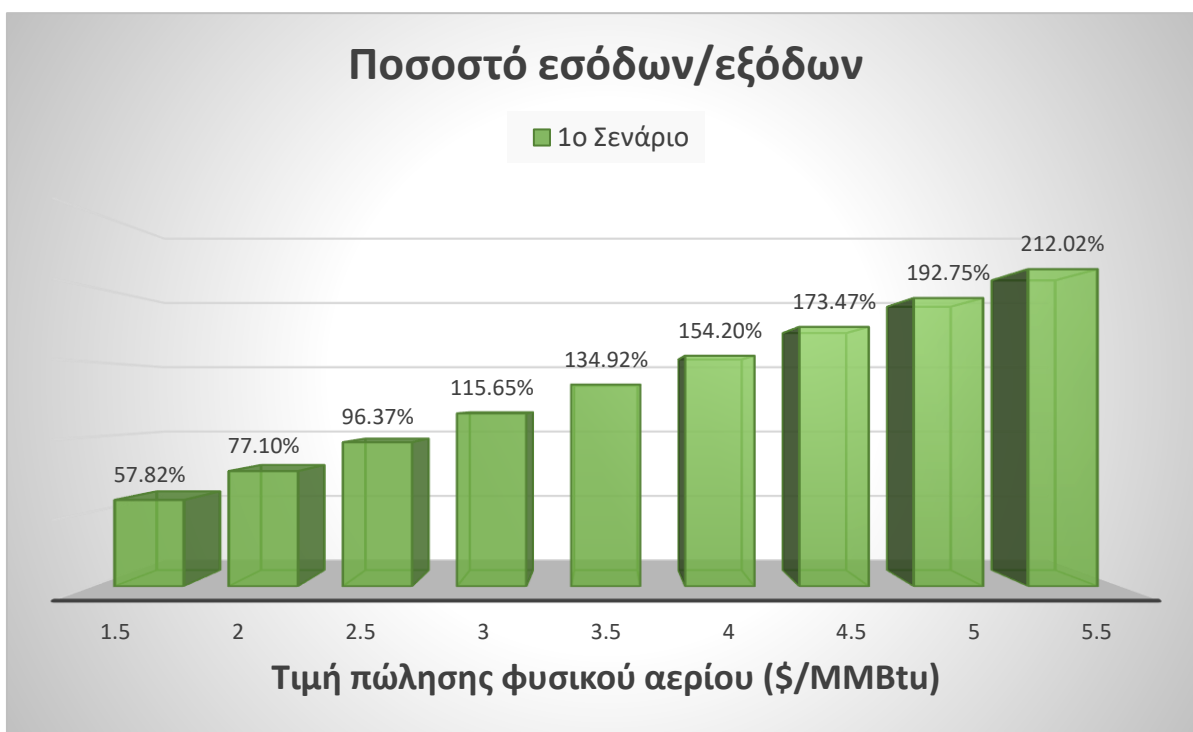
Στο σχήμα 5-4 παρουσιάζεται πιο καθαρά η συνολική παραγωγή για τα 25 χρόνια λειτουργίας, και το πως αυτή διαφοροποιείται και αυξάνεται στο 2^ο σενάριο, από το 4^ο έτος και μετά. Ουσιαστικά, διαπιστώνεται η βελτίωση της παραγωγής με την εφαρμογή έγχυσης υγρού, η οποία αντιστοιχεί συγκεκριμένα σε ποσοστό 9,79% για όλη τη διάρκεια ζωής της εγκατάστασης.

5.3.2 Οικονομικά αποτελέσματα της επένδυσης

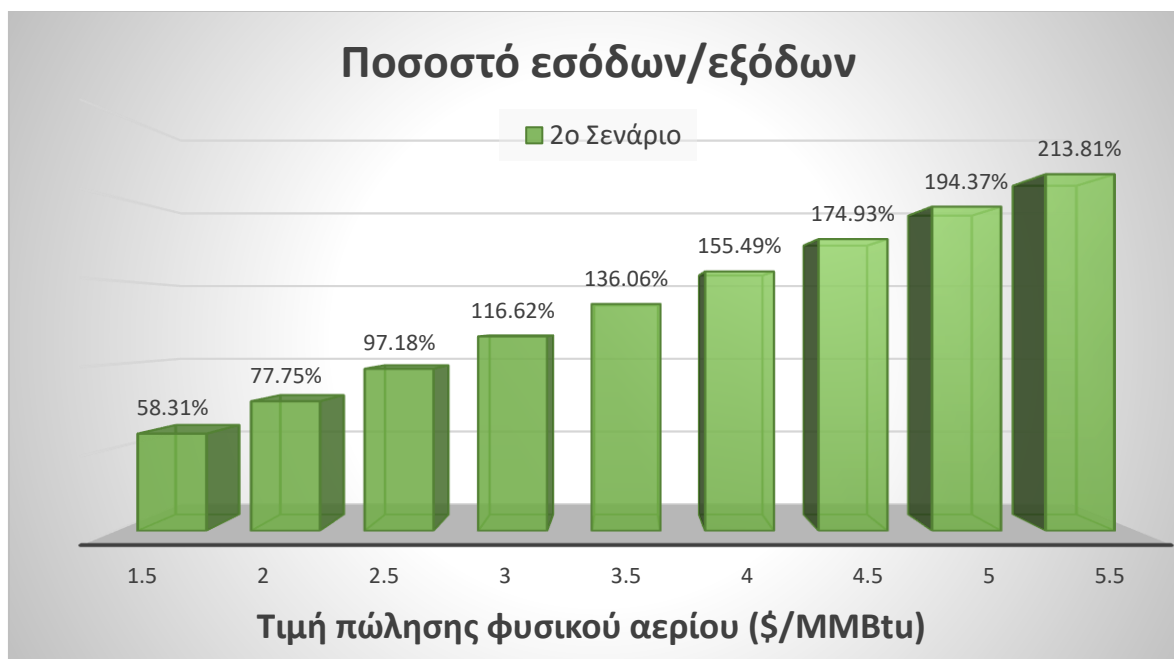
Ο κώδικας της Matlab έτρεξε για 2 διαφορετικά σενάρια παραγωγής, το 1^ο με 10 πηγάδια παραγωγής φυσικού αερίου στο κοίτασμα της Αφροδίτης με διάρκεια 25 χρόνων, και το 2^ο πάλι με 10 πηγάδια παραγωγής στο ίδιο κοίτασμα και με την ίδια διάρκεια, με την τροποποίηση ότι από τον 4^ο χρόνο παραγωγής προστέθηκαν 10 πηγάδια έγχυσης υγρού με στόχο την ενίσχυση των ρυθμών άντλησης κάθε πηγαδιού. Εκ πρώτης όψεως, βάσει των αποτελεσμάτων που προέκυψαν από τον κώδικα και των γραφημάτων που παρατέθηκαν στο Κεφάλαιο 4, και για τα 2 σενάρια προέκυψαν ικανοποιητικά οικονομικά αποτελέσματα με την επίτευξη μεγάλων κερδών

για συντηρητικές τιμές πώλησης φυσικού αερίου. Για να είναι όμως η μελέτη που έγινε επιστημονικά τεκμηριωμένη, υπάρχουν ακόμα κάποιοι δείκτες και κάποια μεγέθη που πρέπει να αναλυθούν και να σχολιαστούν, έτσι ώστε η επένδυση στην ανάπτυξη του κοιτάσματος της Αφροδίτης να χαρακτηριστεί βιώσιμη και οικονομικά ωφέλιμη. Αυτοί οι δείκτες θα παρουσιαστούν παρακάτω, και πέρα από την ανάλυσή τους, θα γίνει ταυτόχρονα και μία σύγκριση μεταξύ των 2 σεναρίων. Η σύγκριση αυτή έχει στόχο να γίνουν πλήρως κατανοητές οι διαφορές που υπάρχουν μεταξύ των 2 σεναρίων, για να μπορέσει ο υποψήφιος επενδυτής να καταλήξει στην επιλογή που θα ακολουθήσει.

Η ανάλυση θα ξεκινήσει με τη σύγκριση των 2 σεναρίων υπολογίζοντας αρχικά το λόγο των εσόδων έναντι των εξόδων. Όπως αναφέρθηκε και στην αρχή του Κεφαλαίου 4, τα έσοδα και για τα 2 σενάρια μειώνονται από το ποσοστό που κατέχει το κράτος στα δικαιώματα του κοιτάσματος (45%), ενώ τα έξοδα καλύπτονται ολοκληρωτικά από τον υποψήφιο επενδυτή.



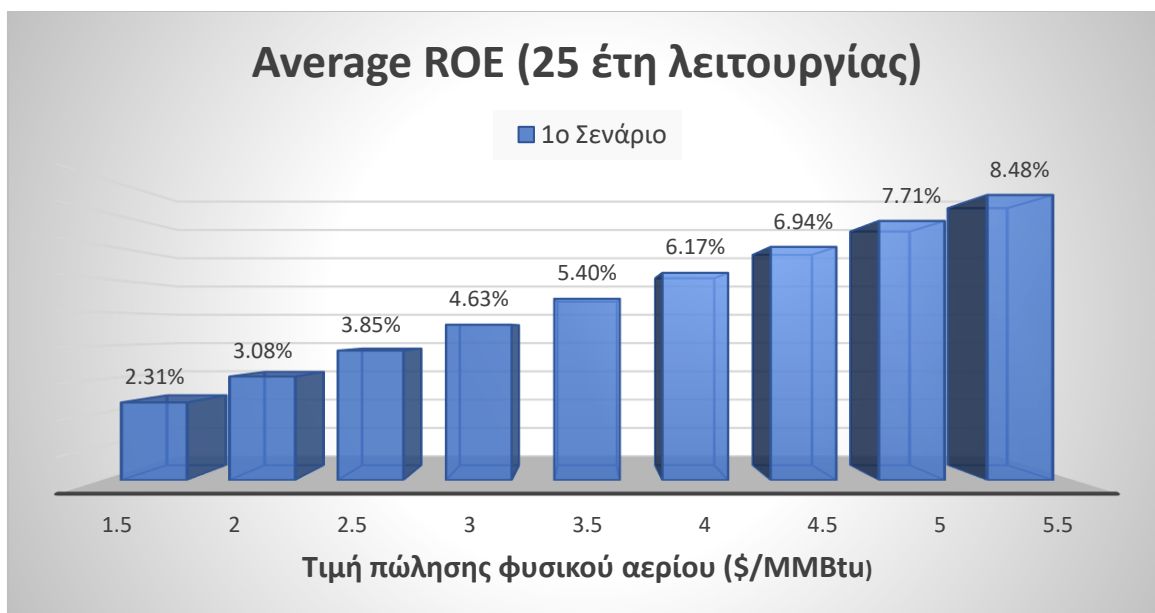
Σχήμα 5-5: Υπολογισμός των συνολικών εσόδων προς τα συνολικά έξοδα της επένδυσης κατά τη διάρκεια των 25 χρόνων λειτουργίας της εγκατάστασης για τις διάφορες τιμές πώλησης (1^ο σενάριο)



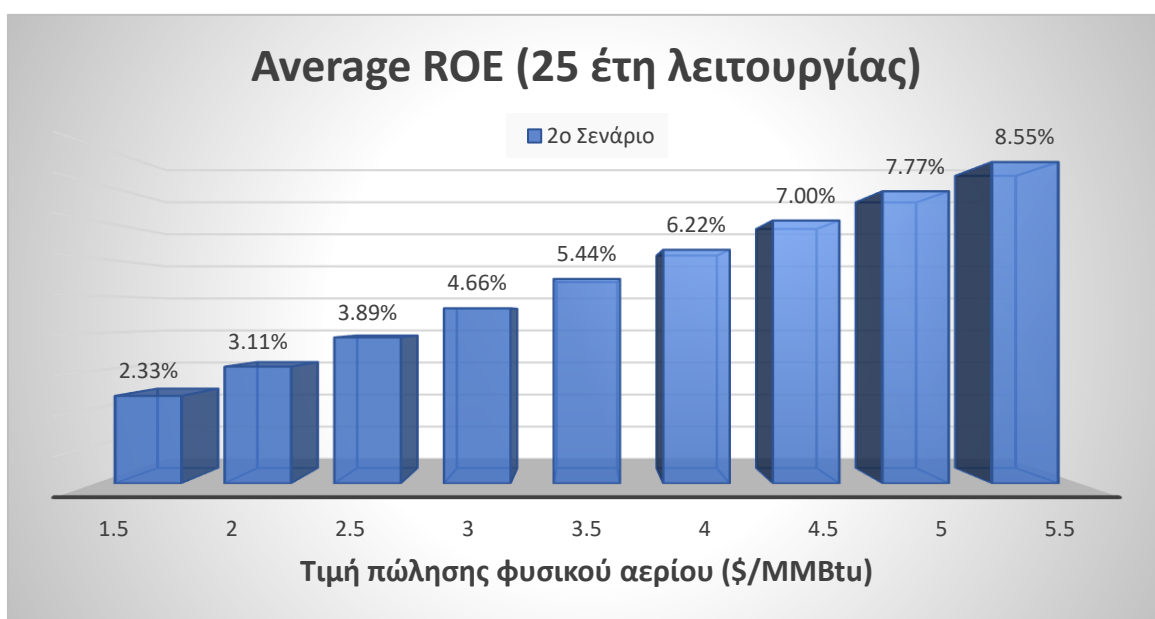
Σχήμα 5-6: Υπολογισμός των συνολικών εσόδων προς τα συνολικά έξοδα της επένδυσης κατά τη διάρκεια των 25 χρόνων λειτουργίας της εγκατάστασης για τις διάφορες τιμές πώλησης (2^ο σενάριο)

Όπως φαίνεται και στα 2 σχήματα, για τιμή πώλησης λίγο πάνω από τα 2,5 \$/MMBtu η επένδυση ξεκινά να αποφέρει κέρδος, με το ποσοστό εσόδων/εξόδων όσο αυξάνεται η τιμή πώλησης να ξεπερνά το 200%, πράγμα που δείχνει την απόδοση της επένδυσης. Το εύρος των τιμών πώλησης έχει επιλεγεί σκόπιμα να ξεκινά από πολύ χαμηλές τιμές και να φτάνει σε τιμές, οι οποίες έχουν ρεαλιστική προοπτική. Θα μπορούσαν να είχαν επιλεγεί ακόμα υψηλότερες τιμές πώλησης για να αυξηθεί κι άλλο το κέρδος της επένδυσης (π.χ. τιμές που υπάρχουν στην ασιατική αγορά), αλλά κάτι τέτοιο δε θα ήταν σωστό και έγκυρο, βάσει των υποψήφιων αγοραστών που ουσιαστικά διαμορφώνονται από την τοποθεσία του κοιτάσματος και των αγωγών φυσικού αερίου. Φαίνεται εδώ ότι η διαφορά στα ποσοστά μεταξύ των 2 σεναρίων είναι πολύ μικρή (0,5-1,8%), με το 2^ο σενάριο να παρουσιάζει ελαφρώς καλύτερα αποτελέσματα.

Ένας σημαντικός δείκτης που καταγράφει την επιτυχία των αποτελεσμάτων είναι ο δείκτης ROE (Return of Equity) ή στα ελληνικά η απόδοση των ιδίων κεφαλαίων, ο οποίος προκύπτει από τη διαίρεση των καθαρών εσόδων της επένδυσης με τα ίδια κεφάλαια. Ο δείκτης αυτός χρησιμοποιείται ως ένδειξη της αποτελεσματικότητας μιας εταιρίας, δηλαδή πόσο κέρδος μπορεί να παράγει χρησιμοποιώντας τους διαθέσιμους πόρους που χρησιμοποιήθηκαν από τους μετόχους της ([Investopedia, 2020](#)). Ο δείκτης αυτός υπολογίστηκε σε βάθος της 25ετίας που διαρκεί η παραγωγή και όχι για κάθε χρόνο της επένδυσης ξεχωριστά.



Σχήμα 5-7: Δείκτης ROE σε περίοδο 25 ετών της επένδυσης (1^ο σενάριο)

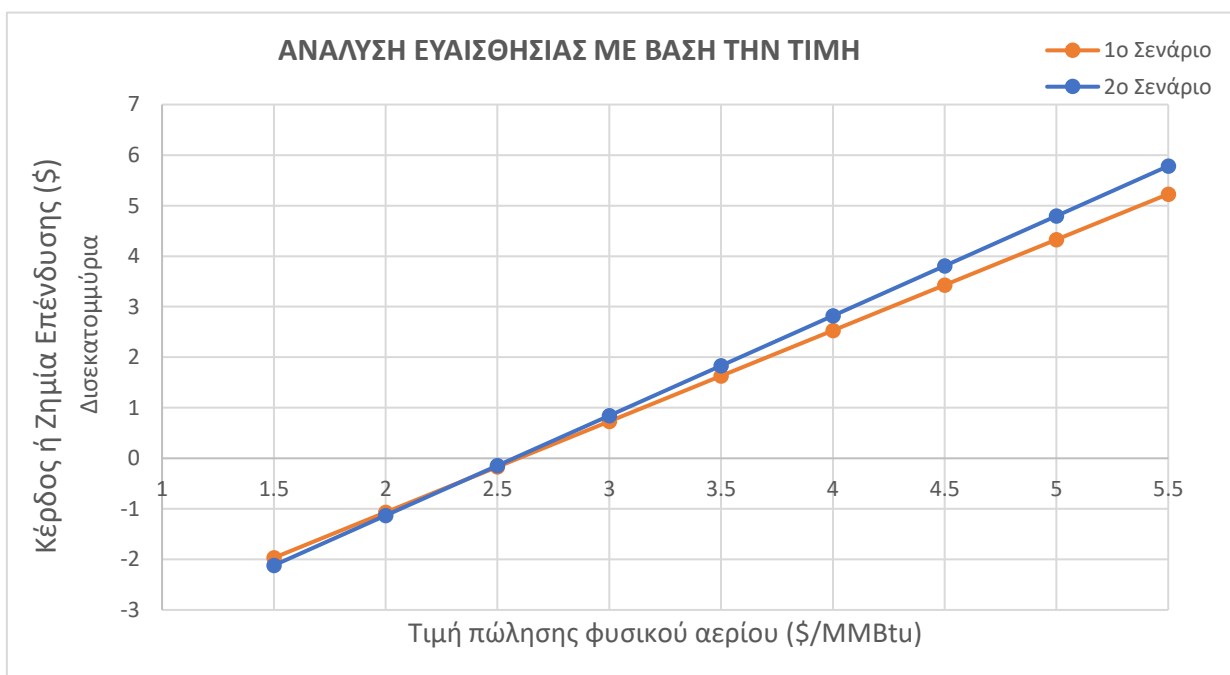


Σχήμα 5-8: Δείκτης ROE σε περίοδο 25 ετών της επένδυσης (2^ο σενάριο)

Παρατηρείται και για τα 2 σενάρια παραγωγής ότι οι δείκτες ROE δεν έχουν μεγάλες διαφορές μεταξύ τους, με το 2^ο σενάριο να υπερτερεί λίγο με διαφορά που φτάνει μέχρι και το 0,07% στην τιμή πώλησης των 5,5 \$/MMBtu. ο δείκτης ROE διαφέρει από βιομηχανία σε βιομηχανία, οπότε για να ελεγχθεί η επιτυχία των αποτελεσμάτων θα γίνει συσχέτιση με τη βιομηχανία του φυσικού

αερίου. Με βάση στοιχεία που αντλούνται από το διαδίκτυο ([Csimarket, 2020](#)), ο μέσος όρος του δείκτη ROE για τη βιομηχανία του φυσικού αερίου και του πετρελαίου, κυμάνθηκε λίγο πάνω από το 8% για το 2^ο και το 3^ο τρίμηνο του 2019, ενώ έπεσε στο 4,4% το τελευταίο τρίμηνο του ίδιου έτους. Είναι δηλαδή εμφανές, ότι για τιμή πώλησης πάνω από τα 3 \$/MMBtu έχουμε πολύ καλούς δείκτες και για τα 2 σενάρια παραγωγής, και φτάνοντας κοντά στις τιμές πώλησης που επικρατούν στους ευρωπαϊκούς κόμβους οι δείκτες μπορεί και να ξεπεράσουν τους μέσους όρους της βιομηχανίας.

Οι διαφορές των 2 σεναρίων είναι πιο εμφανείς όταν αναφέρονται τα καθαρά κέρδη ή οι ζημιές που προκύπτουν από την επένδυση, ανάλογα με την τιμή πώλησης του φυσικού αερίου. Για το λόγο αυτό θα παρουσιαστεί το παρακάτω γράφημα με τη σύγκριση της ευαισθησίας των 2 σεναρίων στη μεταβολή της τιμής του φυσικού αερίου.

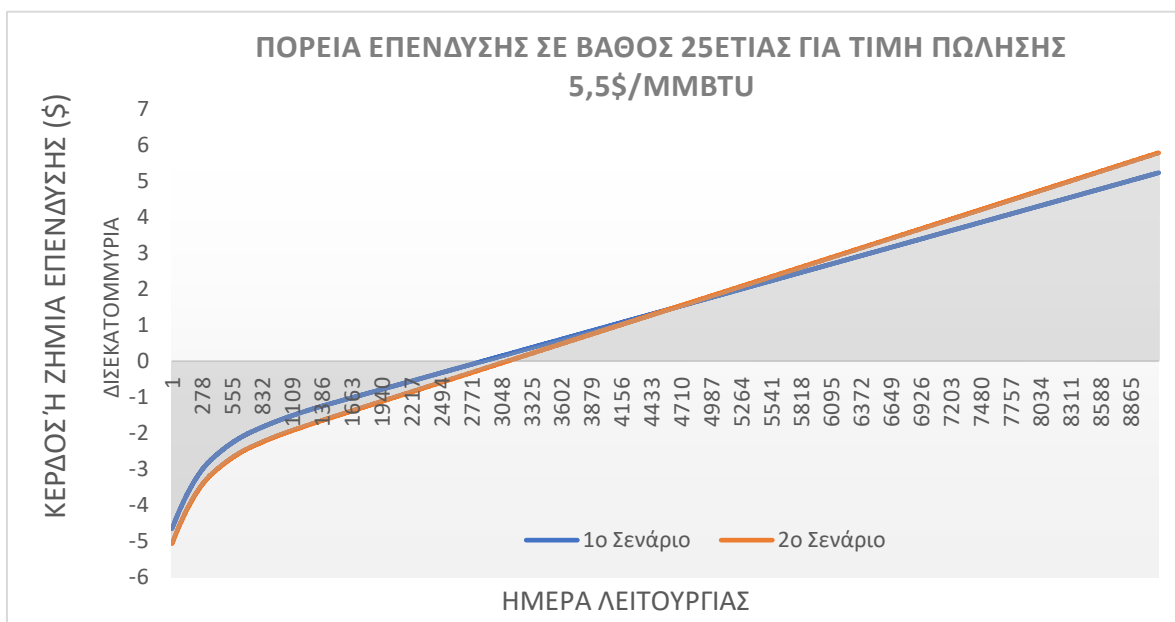


Σχήμα 5-9: Ανάλυση και σύγκριση της ευαισθησίας των 2 σεναρίων βάσει της τιμής πώλησης του φυσικού αερίου

Εδώ διαπιστώνεται ότι για τις αρχικές, χαμηλές τιμές πώλησης του φυσικού αερίου, τα 2 σενάρια δεν παρουσιάζουν ιδιαίτερες διαφορές στο τελικό αποτέλεσμα της επένδυσης. Από την τιμή των 2,5 \$/MMBtu και μετά όμως, το 2^ο σενάριο ξεκινά να υπερτερεί έναντι του 1^{ου}, πετυχαίνοντας μεγαλύτερα κέρδη τα οποία φτάνουν να είναι μέχρι και \$555 εκατομμύρια περισσότερα στην τιμή πώλησης των 5,5 \$/MMBtu.

Επίσης, ένα άλλο γράφημα πάνω στο οποίο μπορεί να γίνει σύγκριση μεταξύ των 2 σεναρίων, είναι η πορεία της επένδυσης σε βάθος 25ετίας για την ίδια τιμή πώλησης στις 2 διαφορετικές

μεθόδους άντλησης του φυσικού αερίου. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5-10, και τα 2 σενάρια πετυχαίνουν ένα πολύ μεγάλο κέρδος που είναι πάνω από τα \$5 δισεκατομμύρια. Αυτό που είναι εμφανές εδώ, είναι η διαφορά που υπάρχει μεταξύ τους στο χρονικό διάστημα που περνάει, μέχρι η καμπύλη του κέρδους να ανέβει πάνω από τον άξονα του 0, δηλαδή μέχρι την έναρξη της επίτευξης κέρδους για την επένδυση. Στο 1^ο σενάριο η επίτευξη κέρδους ξεκινά προς το τέλος του 8^{ου} έτους, ενώ στο 2^ο σενάριο η επίτευξη κέρδους ξεκινάει λίγο μετά τα μέσα του 9^{ου} έτους. Αυτό έχει μια λογική, αφού τα συνολικά έξοδα της επένδυσης για το 2^ο σενάριο είναι κατά \$415 εκατομμύρια περισσότερα από αυτά του 1^{ου} σεναρίου, οπότε η υπερκάλυψη τους θα διαρκέσει περισσότερο καθώς τα 3 πρώτα χρόνια της παραγωγής οι συνολικοί ρυθμοί άντλησης είναι ίδιοι και για τα 2 σενάρια. Βέβαια από τον 4^ο χρόνο παραγωγής που πραγματοποιείται ενίσχυση των ρυθμών άντλησης μέσω της έγχυσης υγρού, όπως φαίνεται και στο σχήμα, η καμπύλη του 2^{ου} σεναρίου αυξάνεται με πιο μεγάλο ρυθμό από αυτή του 1^{ου}, με αποτέλεσμα το κέρδος στο τέλος της επένδυσης να είναι μεγαλύτερο.



Σχήμα 5-10: Σύγκριση της πορείας επένδυσης σε βάθος 25ετίας για τα 2 σενάρια παραγωγής

Αυτό που είναι αντιληπτό εκ πρώτης όψεως, από το σύνολο των οικονομικών αποτελεσμάτων, είναι ότι τα 2 σενάρια τα πρώτα χρόνια παραγωγής διαφέρουν από ελάχιστα έως καθόλου. Για την ακρίβεια, το 1^ο σενάριο παρουσιάζει ελαφρώς καλύτερα οικονομικά αποτελέσματα τα πρώτα χρόνια της παραγωγής, φτάνοντας ταχύτερα σε θετικό ισοζύγιο της επένδυσης από το 2^ο. Ένας βασικός λόγος αυτής της κατάστασης είναι η σαφώς μεγαλύτερη επένδυση που έχει γίνει στο 2^ο

σενάριο και που θα χρειαστεί περισσότερο καιρό για να αποσβεσθεί. Επίσης, τα πρώτα 3 χρόνια οι ρυθμοί άντλησης είναι ίδιοι και για τα 2 σενάρια και καταλαμβάνουν το 33% της συνολικής παραγωγής για το 1^ο και το 30% της συνολικής παραγωγής για το 2^ο, οπότε έχουν μεγάλη επίδραση για τη συνολική πορεία της επένδυσης. Όσο περνάνε τα χρόνια όμως, το 2^ο σενάριο ξεκινά να υπερτερεί έναντι του 1^{ου}, πετυχαίνοντας μεγαλύτερη επίτευξη κερδών και συνολική αύξηση της παραγωγής. Όπως αναλύθηκε, οι διάφοροι δείκτες που παρουσιάστηκαν (ROE, ποσοστό εσόδων έναντι εξόδων, break-even point της επένδυσης) έχουν σχετικά μικρές διαφορές και για τα 2 σενάρια, με το 2^ο σενάριο να υπερτερεί λίγο έναντι του 1^{ου}.

Το γεγονός ότι η Νοτιοανατολική Μεσόγειος είναι στο επίκεντρο ερευνών σχετικά με την ύπαρξη και την εξόρυξη υδρογονανθράκων επηρεάζοντας παράλληλα τις γεωπολιτικές σχέσεις των γειτονικών χωρών, επαληθεύεται αδιαμφισβήτητα από τα αποτελέσματα της μελέτης που διενεργήθηκε. Ενδιαφέρον για την περιοχή εκδηλώνεται εκτός των γειτονικών χωρών ακόμα και από χώρες-υπερδυνάμεις της παγκόσμιας οικονομίας (ΗΠΑ-Ρωσία-ΕΕ) και αυτό γιατί η παραγωγή φυσικού αερίου από την συγκεκριμένη περιοχή σε συνδυασμό με το νέο δίκτυο αγωγού που έχει συμφωνηθεί ([EASTMED](#)) θα αλλάξει ριζικά τις ισορροπίες στον οικονομικό και γεωπολιτικό χάρτη του φυσικού αερίου.

Είναι στην ευχέρεια του κάθε επενδυτή να αποφασίσει ποιο σενάριο θα ακολουθήσει ανάλογα με τους στόχους που έχει θέσει ως προς το χρόνο απόδοσης και το μέγεθος του κεφαλαίου που διαθέτει. Για πιο εγγυημένη και ασφαλή επένδυση, το 1^ο σενάριο πράγματι φαίνεται πολύ ελπιδοφόρο με κέρδη που ξεπερνούν τα \$1.5 δισεκατομμύρια για τιμές πώλησης λίγο πάνω από τα 3 \$/MMBtu, ενώ μπορεί να φτάσουν πάνω από \$5 δισεκατομμύρια. Λόγω του υψηλού ποσοστού εσόδων που αναλογεί στην εκάστοτε κυβέρνηση, μία τέτοιου είδους επένδυση συνήθως υποστηρίζεται ως ένα βαθμό από το κράτος, είτε με οικονομικές ελαφρύνσεις είτε με συμμετοχή στην πρακτική εξέλιξη του έργου. Επίσης, εφόσον μιλάμε για το κομμάτι της Νοτιοανατολικής Μεσογείου και την περιοχή κοντά στην Κύπρο και την Ελλάδα, μια περιοχή με πιθανά κοιτάσματα που ξεπερνάνε τα 20 Tcf, η έναρξη συνεργασίας και εξόρυξης υδρογονανθράκων από το κοιτάσμα της Αφροδίτης, το πρώτο κοιτάσμα σε αυτή την περιοχή, είναι ίσως η αφετηρία και θα καθιστούσε τον επενδυτή πρώτο υποψήφιο για μελλοντική συνεργασία σε αντίστοιχα κοιτάσματα, με συμφωνίες και κέρδη αντίστοιχα με αυτά της επένδυσης που αναλύσαμε.

Το 2^ο σενάριο παραγωγής είναι εξίσου αποδοτικό, εξασφαλίζοντας ακόμη μεγαλύτερα κέρδη και αξιοποιώντας ταυτόχρονα στο μέγιστο τα αποθέματα του κοιτάσματος. Ωστόσο, μία ακόμη σημαντική διαφοροποίηση συγκριτικά με το 1^ο σενάριο είναι η μείωση των άεργων και ρυπογόνων

στοιχείων. Το περιβάλλον και η συμφιλίωση της βιομηχανίας προς αυτό, βρίσκεται ίσως στο επίκεντρο της παγκόσμιας κοινότητας τα τελευταία χρόνια αλλά και στο προσεχές μέλλον. Πρόκειται για ένα δεδομένο που επηρεάζει σημαντικά την απόφαση ενός επενδυτή και ταυτόχρονα εξασφαλίζει πιο θετική ανταπόκριση από την τοπική κυβέρνηση και κοινότητα.

Εν κατακλείδι, η παρούσα μελέτη μέσα από την ανασκόπηση της περιοχής της Νοτιοανατολικής Μεσογείου σε συνδυασμό με την ανάλυση των δύο σεναρίων, προσεγγίζει πολύ επιτυχημένα την πραγματική αγορά του φυσικού αερίου αλλά και την βελτιστοποίηση που απαιτεί ο κλάδος. Το μοντέλο που έχει επεξεργαστεί και προσαρμοστεί στα δεδομένα του κοιτάσματος της Αφροδίτης ανταποκρίνεται αποτελεσματικά στην πραγματικότητα, παρέχοντας ταυτόχρονα καθαρή εικόνα της συμπεριφοράς του δικτύου που σχεδιάστηκε. Η αναλυτική παρουσίαση του κάθε σεναρίου αλλά και η συσχέτιση των δύο, δίνουν τα εφόδια σε έναν επενδυτή να αξιολογήσει τη βιωσιμότητα της ανάληψης ενός τέτοιου έργου έχοντας επίγνωση των συνθηκών της αγοράς αλλά και των δυνατοτήτων του πεδίου των υδρογονανθράκων.

6 Κατάλογος Βιβλιογραφικών Αναφορών

Ahiaga-Dagbui, D., Love, P. E., Whyte, A. & Boateng, P., 2017. “Costing and Technological Challenges of Offshore Oil and Gas Decommissioning in the U.K. North Sea”. American Society of Civil Engineers.

Amado, L., 2013. “Reservoir Exploration and Appraisal”, Gulf Professional Publishing.

Beckman, K., 2017. “The European Commission’s last-ditch effort to stop Nord Stream 2”. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://energypost.eu/european-commissions-last-ditch-effort-stop-nord-stream-2-likely-succeed/> [Πρόσβαση 1 April 2020].

Ben-Avraham, Z., 2003. “Tectonics of the Mediterranean continental margins” [Ηλεκτρονικό] Available at: http://www.insightcruises.com/pdf/sa08_slides/Continental_Margins.pdf [Πρόσβαση 14 June 2020].

Benesch, J., Gahr, J., Al-Mohsin, A. & Schmidt, M., 2007. “Optimization of High-Pressure, High-Rate (HP/HR) Gas Wells in a Giant Offshore Field”, SPE International.

Berkeley, 2003. Optimization toolbox: fmincon. [Ηλεκτρονικό] Available at: http://bwrcs.eecs.berkeley.edu/Classes/icdesign/ee141_s03/Project/Project1_solutions/fmincon.pdf [Πρόσβαση 9 September 2020].

Bilgin, M., 2009. “Geopolitics of European natural gas demand: Supplies from Russia, Caspian and the Middle East”, Energy Policy, pp. 4482–4492.

BP, 2019. “BP Statistical Review of World Energy”, BP.

Bryza, M. J., 2012. “Levant Basin – Turkey subsea pipeline”. Energy 2013.

Bryza, M. J., 2013. “Eastern Mediterranean Natural Gas: Potential for Historic Breakthroughs among Israel, Turkey and Cyprus”. Turkish Policy Quarterly, pp. 35-45.

Cason, L. D. J., 1989. “Waterflooding a Low-Pressure Gas Reservoir to Increase Recovery”, San Francisco, SPE.

CGSD, 2010. “Seismicity map of Cyprus”. [Ηλεκτρονικό] Available at: https://www.researchgate.net/figure/Seismicity-map-of-Cyprus-source-CGSD-2010_fig18_267705286 [Πρόσβαση 20 March 2020].

Commission, E., 2019. “Quarterly Report on European Gas Markets”.

- Csimarket, 2020. "Management Effectiveness Information & Trends", [Ηλεκτρονικό]
Available at: https://csimarket.com/Industry/industry_ManagementEffectiveness.php?ind=602
[Πρόσβαση 10 September 2020].
- CyprusMail, 2013. "'Historic' plan for water and electricity". [Ηλεκτρονικό] Available at:
<https://cyprus-mail.com/2013/08/08/historic-plan-for-water-and-electricity/> [Πρόσβαση 20
December 2019].
- Danielsen, H. K., Andreassen, G. & Veritas, D. N., 2008. "The Commercial Advantages and
Limitations-Onshore versus Offshore LNG Import Facilities". Houston.
- Delek, 2009. "Delek Drilling Annual Report", Delek Group.
- Delek, 2017a. "Leviathan Field Reserves and Contingent Resources and Discounted Cash Flows
Report". [Ηλεκτρονικό] Available at: www.delek-group.com/wp-content/uploads/2017/11/Leviathan%20E2%2580%2599s-Discounted-Cash-Flow-DCF-Model.pdf&usq=AOvVaw2XWHsrcbiyYX-P3egiy1_t [Πρόσβαση 20 March 2020].
- Delek, 2017b. "Revised Reserves Evaluation Report and Discounted Cash Flows for the Tamar
Lease". [Ηλεκτρονικό] Available at: http://media.corporate-ir.net/media_files/IROL/16/160695/press/PR_Tamar%20Reserves%20Report%202%207%202017%20final.pdf [Πρόσβαση 14 March 2020].
- Deniozos, N., Vlados, C., Chatzinikolaou, D. & Digkas, A., 2019. "The Geo-Economic and Geo-
Energy Pillar of Power as a Geopolitical Decision Making Factor within the Dynamics of the
Southeastern Europe Geopolitical Complex. Advances in Politics and Economic".
- EIA, 2017. U.S. "Oil and Natural Gas Wells by Production Rate", [Ηλεκτρονικό] Available at:
https://www.eia.gov/petroleum/wells/annual/archive/2017/pdf/full_report_2017.pdf [Πρόσβαση
11 March 2020].
- EIA, 2018. "Use of energy explained", [Ηλεκτρονικό] Available at:
<https://www.eia.gov/energyexplained/use-of-energy/commercial-buildings.php> [Πρόσβαση 20
August 2020].
- EIA, 2019a. "Natural Gas Explained", [Ηλεκτρονικό] Available at:
<https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/> [Πρόσβαση 2 August 2020].
- EIA, 2019b. "International Energy Outlook 2019 with projections to 2050", [Ηλεκτρονικό] Available
at: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf> [Πρόσβαση 2020 August 28].

- Eurostat, 2020. "Energy consumption in households", [Online] Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households#Energy_consumption_in_households_by_type_of_end-use [Accessed 20 August 2020].
- Fang, H. & Duan, M., 2014. "Offshore Oil and Gas Drilling", Offshore Operation Facilities, Gulf Professional Publishing.
- Flyvbjerg, B., Skamris-Holm, M. & Buhl, S., 2004. "What Causes Cost Overrun in Transport Infrastructure Projects?", *Transport Reviews*, pp. 3-18.
- Frolov, A., 2012. "Expensive gas pipelines", Gazprom. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.gazprom.com/press/news/reports/2012/transportation-economical/?fbclid=IwAR21dYjLE8DnCKyYfurkf61k3jADTzyPvYqdHJWjji9apt5qYZdmgZ6lhJs> [Πρόσβαση 10 June 2020].
- Ghosh, P., Williams, D., Askew, P. & Mulgund, V., 2012. "Organisations and leaders make or break projects", *Energy Perspectives*, pp. 20-27.
- Gioldasis, I., 2019. "Βελτιστοποίηση προγραμματισμού άντλησης φυσικού αερίου σε δίκτυο 100 πηγαδιών με χρήση μη γραμμικού αλγορίθμου", NTUA.
- Healy, J. C., Maharaj, M. & Ramlogan, M., 2009. "Completion, Design, Installation and Performance-Cannonball Field, Offshore Trinidad". SPE Drilling & Completion.
- Healy, J., Powers, J., Maharaj, M. & Ramlogan, M., 2007. "Completion Design, Installation, and Performance--Cannonball Field, Offshore Trinidad. California", Society of Petroleum Engineers.
- Healy, J. και συν., 2013. "Design, Installation, and Initial Performance of Ultra-High-Rate Gas Deepwater Completions - Tamar Field, Offshore Israel", Society of Petroleum Engineers, New Orleans.
- Henderson, S., 2013. "Natural Gas Export Options for Israel and Cyprus". Mediterranean Paper Series.
- Hulshof, D., Van der Maat, J.-P. & Mulder, M., 2016. "Market fundamentals, competition and natural-gas prices", *Energy Policy*.
- IEA, 2013. "Turkey pipeline layout", [Ηλεκτρονικό] Available at: https://www.researchgate.net/figure/Turkey-pipeline-layout-sourceIEA-2013_fig8_267705286 [Πρόσβαση 25 May 2020].

- IEA, 2020. “Natural Gas Information > Overview”. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.iea.org/reports/natural-gas-information-overview> [Πρόσβαση 11 August 2020].
- Investopedia, 2020. “Return on Equity – ROE”, [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.investopedia.com/terms/r/returnonequity.asp> [Πρόσβαση 5 September 2020].
- Kaiser, M. J., 2009. “Modeling the time and cost to drill an offshore well”, Energy.
- Kaiser, M. J., 2017a. “The global offshore pipeline construction service-Part I”, Ships and Offshore Structures.
- Kaiser, M. J., 2017b. “Offshore pipeline construction cost in the U.S. Gulf of Mexico”, Marine Policy, pp. 147-166.
- Kaiser, M. J. & Siddhartha, N., 2018. “GULF OF MEXICO DECOMMISSIONING TRENDS AND OPERATING COST ESTIMATION”, US Department of the Interior Bureau of Ocean Energy Management Office of Strategic Resources.
- Karagiannopoulos, P., WHAT ARE THE REASONS AND THE CONSEQUENCES OF POSTPONING AN ALREADY AGREED GAS “DEVELOPMENT AND PRODUCTION PLAN” FOR A LONG PERIOD OF TIME? THE “APHRODITE” RESERVE CASE.
- Khadduri, W., 2012. “East Mediterranean Gas: Opportunities. Mediterranean Politics”, pp. 111-117.
- King, H. M., 2018. “Production and Royalty Declines in a Natural Gas Well Over Time”, [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://geology.com/royalty/production-decline.shtml> [Πρόσβαση 12 September 2020].
- Lebanongasnews, 2018. “Importing Israeli Natural Gas Makes Sense for Egypt”. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://lebanongasnews.com/wp/importing-israeli-natural-gas-makes-sense-for-egypt/> [Πρόσβαση 26 August 2020].
- Liebscher, A. και συν., 2013. “Injection operation and operational pressure–temperature monitoring at the CO₂ storage pilot site Ketzin, Germany—Design, results, recommendations”, International Journal of Greenhouse Gas Control, pp. 163-173.
- Liu, M., Bai, B. & Li, X., 2013. “A unified formula for determination of wellhead pressure and Bottom-hole Pressure”, Energy Procedia, pp. 3291-3298.

Love, P., Edwards, D. J. & Wood, E., 2011. "Loosening the Gordian knot: The role of emotional intelligence in construction", Engineering, Construction and Architectural Management, pp. 50-65.

MacDonald, M., 2010. "Supplying the EU Natural Gas Market".

Mackenzie, W., 2012. Review of "Grand Banks Natural Gas As An Island Electric Generation Option".

Mathworks, 2020. Optimization Toolbox. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.mathworks.com/products/optimization.html> [Πρόσβαση 12 September 2020].

Melling, A. J., 2010. "Natural Gas Pricing and Its Future", Carnegie Endowment.

MIT, 2018. Nonlinear Programming. [Ηλεκτρονικό] Available at: <http://web.mit.edu/15.053/www/AMP-Chapter-13.pdf> [Πρόσβαση 11 September 2020].

Murray, J. & Edgar, T., 1978. "Optimal Scheduling of Production and Compression in Gas Fields", Journal of Petroelum Technology, pp. 109-116.

Naturalgas.org, 2013. "Overview of Natural Gas", [Ηλεκτρονικό] Available at: <http://naturalgas.org/overview/background/> [Πρόσβαση 25 August 2020].

Neos-guide.org, 2018. "Introduction to Optimization", [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://neos-guide.org/content/optimization-introduction> [Πρόσβαση 11 September 2020].

Newswire, P., 2011. "Noble Energy Announces Significant Natural Gas Discovery Offshore Republic of Cyprus", [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.prnewswire.com/news-releases/noble-energy-announces-significant-natural-gas-discovery-offshore-republic-of-cyprus-136305648.html> [Πρόσβαση 15 October 2019].

Offshore-technology, 2017. "Aphrodite Gas Field", [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.offshore-technology.com/projects/aphrodite-gas-field/> [Πρόσβαση 28 November 2019].

Olaniran, O. και συν., 2016. "Cost Overruns in Hydrocarbon Megaprojects: A Critical Review and Implications for Research", Project Management Journal.

Paltsev, S. και συν., 2013. "Natural Gas Monetization Pathways for Cyprus: Interim Report Economics of Project Development Options", MIT Energy Initiative, Massachusetts Institute of Technology.

Pinder, D., 2001. "Offshore oil and gas: global resource knowledge", Ocean & Coastal Management.

Pourbozorgi, A. & Celik, T., 2014. "CYPRUS NATURAL GAS EVALUATION ALTERNATIVES".

Rambaran, K. D., Chin Chee Fat, S. T. & Layne, L. E., 2018. "Exploiting Water Injection Techniques for Increasing Gas Recovery in Conventional Gas Reservoir", Port of Spain, SPE International, Port of Spain, pp. 1-15.

Ronald, D., 2016. "Reservoir Engineering", Geothermal Power plants (fourth edition), pp. 61-103.

Ruble, I., 2017. "European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean", Energy Policy 105, pp. 341-353.

Rui, Z. και συν., 2017. "Development of industry performance metrics for offshore oil and gas", Natural Gas Science And Engineering.

Scientists, U. o. C., 2015. "Shale Gas and Other Unconventional Sources of Natural Gas", [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.ucsusa.org/resources/shale-gas-and-other-sources-natural-gas#references> [Πρόσβαση 10 September 2020].

Smith, C. E., 2014. "Product pipeline completions lead planned construction lower", Oil and Gas Journal.

Speight, J., 2014. "Drilling Technology and Well Completion", Handbook of Offshore Oil and Gas Operations, Gulf Professional Publishing , pp. 127-148.

Statista, 2020. "Production share of leading natural gas producing countries worldwide from 2010 to 2019", [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://www.statista.com/statistics/265363/top-producing-countries-of-natural-gas/> [Πρόσβαση 10 August 2020].

Taneri, I., Bilkin, G., Sahin, S. & Berument, H., 2019. "APHRODITE NATURAL GAS FIELD AND ITS ECONOMIC VIABILITY".

Valjak, M., Novakovic, D. & Bassiouni, Z., 2001. "Physical and Economic Feasibility of Waterflooding of Low-Pressure Gas Reservoirs", SPE, Buenos Aires.

Vrålstada, T. και συν., 2019. "Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency". Journal of Petroleum Science and Engineering, pp. 478-491.

Wikipedia, 2020. Drillship. [Ηλεκτρονικό] Available at: <https://en.wikipedia.org/wiki/Drillship> [Πρόσβαση 13 March 2020].

Yong, B. & Qiang, B., 2019. "Subsea Field Development", Subsea Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing, pp. 23-53.

Z.Ríos-Mercado, R. & Sánchez, C. B., 2014. "Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review", Elsevier, pp. 537-553.

Zagreb, U., 2011. "Assessing Carbon Capture and Storage (CCS) value chains", Zagreb University.

Zarrouk, S. J. & McLean, K., 2019. "Geothermal wells", Geothermal Well Test Analysis, pp. 39-61.

Zheng, Q. P., Rebennack, S., Iliadis, N. A. & Pardalos, P. M., 2010. 'Optimization Models in the Natural Gas Industry, Handbook of Power Systems, Springer, Berlin, Heidelberg, pp. 121-148.