



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΗΣ ΕΡΕΥΝΑΣ

**ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ**

**“Βελτιστοποίηση προγραμματισμού άντλησης φυσικού αερίου σε δίκτυο  
100 πηγαδιών με χρήση μη γραμμικού αλγορίθμου”**

Γιολδάσης Π. Ιωάννης

Επιβλέπων: Αθανάσιος Τόλης

Αναπληρωτής Καθηγητής

ΑΘΗΝΑ, 2019



## **Ευχαριστήριο Σημείωμα**

Θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες στον κ. Τόλη για τη στήριξη που μου παρείχε καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της διπλωματικής, τόσο σε επίπεδο συμβουλών και καθοδήγησης όσο και σε προθυμία και ταχύτητα στην επίλυση αποριών μου.



## ΕΠΟΨΗ

Στόχο της παρούσας μελέτης αποτελεί η βελτιστοποίηση του προγραμματισμού παραγωγής της άντλησης φυσικού αερίου σε δίκτυο 100 πηγαδιών στην αμερικανική αγορά. Η αναζήτηση του βέλτιστου συσχετισμού ρυθμών άντλησης και πιέσεων στα πηγάδια είναι μείζονος σημασίας για τους σχεδιαστές του δικτύου, τους οικονομικούς αναλυτές και τους υποψήφιους επενδυτές.

Τροποποιείται ένα ήδη υπάρχον μοντέλο προκειμένου να απεικονίζεται με τη μεγαλύτερη ακρίβεια η αγορά των ΗΠΑ. 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. Δημιουργείται σενάριο υποθετικού δικτύου 100 πηγαδιών με την ένταξη μιας σειράς από περιορισμούς για τους ρυθμούς άντλησης και τις πιέσεις σε αυτά και εξετάζεται ο ημερήσιος προγραμματισμός παραγωγής του.

Στην παρούσα μελέτη εξάγονται συμπεράσματα ως προς το βέλτιστο μείγμα παραγωγής, ως προς την σημασία της τιμής πώλησης στην αγορά, αλλά και ως προς την αξία του διαχωρισμού σε τμήματα του χρονικού ορίζοντα 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.



# 1. Πίνακας περιεχομένων

<b>1</b>	<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ .....</b>	<b>13</b>
1.1	ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ.....	13
1.1.1	Μη συμβατικές πηγές φυσικού αερίου.....	14
1.1.2	Ζήτηση.....	18
1.1.3	Στάδια εξαγωγής και μεταφοράς-Εφοδιαστική Αλυσίδα .....	26
1.1.4	Τιμή φυσικού αερίου.....	27
1.1.5	Παραγωγή.....	31
1.1.6	Κόστος πηγαδιού .....	33
1.1.7	Πίεση κεφαλής και πίεση κάτω μέρους στα πηγάδια .....	35
1.2	ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗ .....	36
1.2.1	Εισαγωγή στη Βελτιστοποίηση-Βασικές έννοιες.....	36
1.2.2	Τοπική και ολική βελτιστοποίηση .....	39
1.2.3	Μη γραμμικός προγραμματισμός .....	40
1.2.4	Optimization toolbox Matlab .....	42
1.2.5	Η συνάρτηση fmincon της Matlab .....	42
1.2.6	Βελτιστοποίηση στον τομέα του φυσικού αερίου .....	45
1.3	ΤΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ .....	49
<b>2.</b>	<b>ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ .....</b>	<b>51</b>
2.1	ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΜΒΟΛΩΝ.....	51
2.2	ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	52
2.3	ΑΝΤΙΚΕΙΜΕΝΙΚΗ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ .....	53
2.3.1	Αντικειμενική συνάρτηση και περιορισμοί .....	53
2.3.2	Επεξήγηση περιορισμών .....	54
2.4	ΜΕΙΟΝΕΚΤΗΜΑΤΑ ΜΟΝΤΕΛΟΥ.....	54
<b>3.</b>	<b>ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ .....</b>	<b>57</b>
3.1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ .....	57
3.2	ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΡΘΗΣ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΣΤΗ MATLAB.....	58
3.2.1	Εκλογή μεταβλητών απόφασης .....	60

3.2.2	Θέσπιση άνω και κάτω ορίων μεταβλητών απόφασης.....	60
3.2.3	Επιλογή αρχικού σημείου συνάρτησης.....	61
3.2.4	Επιλογές βελτιστοποίησης.....	62
3.2.5	Εκλογή κι αρχικοποίηση ολικών μεταβλητών.....	62
3.2.6	Υπολογισμός συνολικών εξόδων δικτύου.....	63
3.2.7	Διαχωρισμός σε χρονικές περιόδους λειτουργίας δικτύου.....	64
3.2.8	Κλήση αντικειμενικής συνάρτησης και μη γραμμικών περιορισμών.....	66
3.2.9	Νέες τιμές στις ολικές μεταβλητές.....	66
3.2.10	Προσθήκη ημερήσιων εσόδων.....	66
3.2.11	Εμφάνιση αποτελεσμάτων.....	67
3.3	Ο ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΣ.....	67
3.4	ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΙΚΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ.....	67
<b>4.</b>	<b>ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ.....</b>	<b>69</b>
4.1	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΓΙΑ 100 ΠΗΓΑΔΙΑ ΣΕ 1825 ΗΜΕΡΕΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ.....	69
4.2	ΣΥΝΟΛΙΚΑ ΈΞΟΔΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ.....	74
4.3	ΠΟΡΕΙΑ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ ΣΕ ΒΑΘΟΣ 25ΕΤΙΑΣ ΓΙΑ 3 ΔΙΑΦΟΡΕΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΠΩΛΗΣΗΣ.....	75
4.4	ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ.....	77
<b>5.</b>	<b>ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....</b>	<b>81</b>
5.1	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ.....	81
5.2	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΜΕΘΟΔΟ ΒΕΛΤΙΣΤΟΠΟΙΗΣΗΣ.....	81
5.3	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΩΣ ΠΡΟΣ ΤΗ ΦΥΣΙΚΗ ΣΗΜΑΣΙΑ ΤΩΝ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ.....	82
<b>6.</b>	<b>ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΩΝ ΑΝΑΦΟΡΩΝ.....</b>	<b>85</b>
<b>7.</b>	<b>ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ.....</b>	<b>89</b>



Σχήμα 1-1: Πηγές Φυσικού Αερίου.....	15
Σχήμα 1-2: Νέες κατοικίες ανάλογα με το είδος καυσίμου θέρμανσης (2000 – 2007) .....	19
Σχήμα 1-3: Ετήσιες προβλεπόμενες τιμές της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου μέχρι το 2035 για μέλη και μη μέλη OECD .....	21
Σχήμα 1-4: Προβλεπόμενη παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα τελικής χρήσης και τύπο καυσίμου .....	22
Σχήμα 1-5: Προβλεπόμενη παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας .....	23
Σχήμα 1-6: Προβλεπόμενα παγκόσμια αποθέματα φυσικού αερίου ανά γεωγραφική περιοχή (trillion cubic feet).....	24
Σχήμα 1-7: Προβλεπόμενη παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου ανά υποομάδες ΟΟΣΑ (OECD subgroups) (trillion cubic feet).....	25
Σχήμα 1-8: Προβλεπόμενη παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου ανά υποομάδες εκτός ΟΟΣΑ (trillion cubic feet).....	25
Σχήμα 1-9: Παράγοντες επιρροής τιμής φυσικού αερίου.....	28
Σχήμα 1-10: Διακύμανση τιμής φυσικού αερίου στους διάφορους εμπορικούς κόμβους(1).....	30
Σχήμα 1-11: Διακύμανση τιμής φυσικού αερίου στους διάφορους εμπορικούς κόμβους(2).....	31
Σχήμα 1-12: Πίνακας παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου στις ΗΠΑ, 2016 .....	32
Σχήμα 1-13: Παραγωγή φυσικού αερίου σε πηγάδια στις ΗΠΑ με ταξινόμηση βάση ρυθμού παραγωγής .....	32
Σχήμα 1-14: Ποσοστιαία ανάλυση των μεριδίων κόστους για γεώτρηση και ολοκλήρωση παράλιων φρεάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου .....	34
Σχήμα 1-15: Πιέσεις κεφαλής κι οπής σε πηγάδι στη Γερμανία.....	36
Σχήμα 1-16: Σχέση μεταξύ δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού.....	49
Σχήμα 3-1: Διάγραμμα ροής υπολογιστικού μοντέλου στη Matlab .....	59
Σχήμα 4-1: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου/ημέρα λειτουργίας (1) .....	69
Σχήμα 4-2: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου/ημέρα λειτουργίας (2) .....	69
Σχήμα 4-3: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου/ημέρα λειτουργίας (3) .....	70

Σχήμα 4-4: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (1).....	71
Σχήμα 4-5: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (2).....	71
Σχήμα 4-6: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (3).....	72
Σχήμα 4-7: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (4).....	72
Σχήμα 4-8: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου/ημέρα λειτουργίας (4) .....	73
Σχήμα 4-9: Πορεία επένδυσης επιχείρησης-Σενάριο Α .....	75
Σχήμα 4-10: Πορεία επένδυσης επιχείρησης-Σενάριο Β .....	75
Σχήμα 4-11: Πορεία επένδυσης επιχείρησης-Σενάριο Γ.....	76
Σχήμα 4-12: Συνεισφορά ρυθμών άντλησης ανά χρονικές περιόδους.....	77
Σχήμα 4-13: Ανάλυση ευαισθησίας βάση τιμής πώλησης φυσικού αερίου .....	78
Σχήμα 5-1: Μέσος όρος ROE σε περίοδο 25 ετών της επένδυσης.....	83
Σχήμα 5-2: Ποσοστό των συνολικών εσόδων 25ετίας επί των συνολικών εξόδων για τις διάφορες τιμές πώλησης .....	84
Σχήμα 7-1: Αρχείο m. που καλεί την συνάρτηση fmincon για τους υπολογισμούς του προβλήματος. .....	91
Σχήμα 7-2: Αρχείο m. αντικειμενικής συνάρτησης .....	91
Σχήμα 7-3: Αρχείο m. μη γραμμικών περιορισμών 2 <sup>ov</sup> έτους .....	92
Πίνακας 1-1: Βασικά ορίσματα συνάρτησης fmincon.....	43
Πίνακας 2-1: Πίνακας συμβόλων μαθηματικού μοντέλου .....	51
Πίνακας 3-1: Πτώση ρυθμών άντλησης ανά έτος λειτουργίας δικτύου.....	65
Πίνακας 3-2: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος .....	68
Πίνακας 4-1: Ρυθμοί άντλησης 100 πηγαδιών σε επιλεγμένες ημέρες λειτουργίας .....	74
Πίνακας 4-2: Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης .....	78

## ΠΙΝΑΚΑΣ ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΩΝ

ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
ΟΟΣΑ	Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης
ΥΦΑ	Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο
BTU	British Thermal Unit
CF	Cubic Feet
EIA	Energy Information Administration
IHS	IHS Global Inc.
IRS	Internal Revenue Service
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MINLP	Mixed Integer Non-Linear Programming
LP	Linear Programming
NLP	Nonlinear Programming
NSGP	Nord Stream Gas Pipeline
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
ROE	Return On Equity
SQP	Sequential Quadratic Programming



# 1 Βιβλιογραφική Ανασκόπηση

## 1.1 Το φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο είναι ένα φυσικά δημιουργούμενο αέριο μίγμα υδρογονανθράκων που αποτελείται κυρίως από μεθάνιο, αλλά συνήθως περιλαμβάνει ποικίλες ποσότητες άλλων ανώτερων αλκανίων και μερικές φορές ένα μικρό ποσοστό διοξειδίου του άνθρακα, αζώτου, υδρόθειου ή ηλίου. Δημιουργείται όταν στρώματα αποσυντιθέμενων φυτικών και ζωικών υλικών εκτίθενται σε έντονη θερμότητα και πίεση κάτω από την επιφάνεια της Γης για εκατομμύρια χρόνια. Η ενέργεια που έλαβαν αρχικά τα φυτά από τον ήλιο αποθηκεύεται με τη μορφή χημικών δεσμών στο αέριο ([EPA, 2014](#)).

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 (Mcf), εκατομμύρια κυβικά πόδια (MMcf) 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 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 άλλος πόρος και 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 ρηγά ιζήματα. Πιο βαθιά στη γη, σε μεγαλύτερη θερμοκρασία και πίεση, δημιουργείται θερμογενές αέριο από θαμμένο οργανικό υλικό ([EIA, 2018](#)).

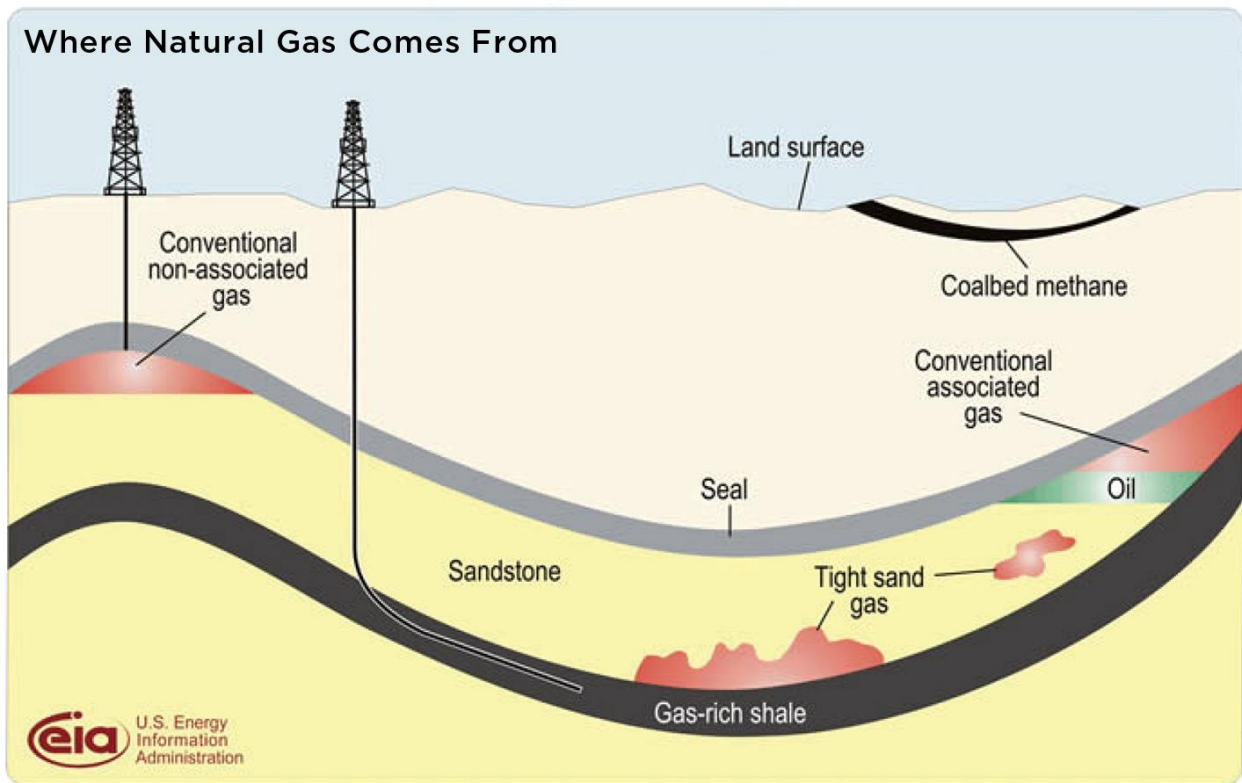
Το φυσικό αέριο αναφέρεται ως «συμβατικό» όταν μπορεί να εξαχθεί από τη Γη είτε μέσω φυσικής πίεσης ή με μηχανισμούς άντλησης. Αυτό αντιτίθεται στις μη συμβατικές πηγές αερίου όπως το φυσικό αέριο σχιστόλιθου, το συμπαγές αέριο και το μεθάνιο από κοιτάσματα άνθρακα, που απαιτούν νέες τεχνολογίες για να αξιοποιηθούν ([Studentenergy.org](http://Studentenergy.org), 2015).

### 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 δύσκολο και δαπανηρό για 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: [Union of Concerned Scientists](#))

### 1.1.1.1 Σχιστολιθικό Φυσικό Αέριο

Σε αντίθεση με το συμβατικό αέριο, το οποίο βρίσκεται σε πολύ πορώδη και διαπερατά αποθέματα και μπορεί εύκολα να τρυπηθεί από τυποποιημένα κατακόρυφα πηγάδια, το φυσικό αέριο από σχιστόλιθο παραμένει παγιδευμένο στην αρχική του πηγή, τον σχιστόλιθο που σχηματίστηκε από την ιζηματογενή εναπόθεση λάσπης, πηλού και οργανικής ύλης στα δάπεδα των ρηχών θαλασσών.

Το πρώτο πηγάδι στις Ηνωμένες Πολιτείες που προχώρησε ειδικά στο να παράγει φυσικό αέριο από κοιτάσμα σχιστολιθικού αερίου ήταν στη Νέα Υόρκη το 1821. Λόγω της πολύ χαμηλής διαπερατότητας αυτών των σχιστόλιθων, ωστόσο, η συμβατική εξόρυξη με τη χρήση κατακόρυφων φρεατίων αποδείχθηκε μη αποδοτική ως προς το κόστος, καθώς εντοπίστηκαν ευκολότερα αξιοποιήσιμα κοιτάσματα σε άλλες περιοχές.

Σήμερα, το σχιστολιθικό φυσικό αέριο είναι ο ταχύτερα αναπτυσσόμενος πόρος φυσικού αερίου σε όλο τον κόσμο ως αποτέλεσμα πολλών πρόσφατων εξελίξεων. Η πρόοδος στην

τεχνολογία οριζόντιας διάτρησης επιτρέπει πλέον σε ένα μόνο πηγάδι να περάσει μέσα από μεγαλύτερους όγκους κοιτασμάτων σχιστολιθικού αερίου και έτσι να παράγει περισσότερο αέριο.

Η ανάπτυξη της τεχνολογίας υδραυλικής θραύσης (επίσης γνωστή ως υδροδιαπύστρωση, υδροκεντρίωση ή απλά fracking) έχει επίσης βελτιώσει την πρόσβαση σε εναποθέσεις σχιστολιθικού αερίου. Αυτή η διαδικασία απαιτεί την έγχυση μεγάλου όγκου νερού αναμεμιγμένου με άμμο και υγρές χημικές ουσίες στο πηγάδι σε υψηλή πίεση για να σπάσει το βράχο, αυξάνοντας τη διαπερατότητα και τα ποσοστά παραγωγής. Εκτός από αυτές τις τεχνολογικές εξελίξεις, οι υψηλές τιμές φυσικού αερίου μεταξύ 2001 και 2008 παρείχαν περαιτέρω κίνητρα για την ανάπτυξη σχιστολιθικού φυσικού αερίου.

#### ***1.1.1.2 Συμπαγές αέριο***

Το συμπαγές αέριο αναφέρεται στο φυσικό αέριο που έχει ενσωματωθεί σε ένα βραχώδες κοίτασμα με υψηλό πορώδες αλλά χαμηλή διαπερατότητα.

Αυτοί οι τύποι κοιτασμάτων δεν συνδέονται συνήθως με πετρέλαιο και απαιτούν οριζόντια διάτρηση και υδραυλική θραύση για να αυξήσουν την απόδοση του φρέατος σε αποδοτικά οικονομικά επίπεδα.

#### ***1.1.1.3 Μεθάνιο από κοιτάσματα άνθρακα***

Το φυσικό αέριο συσχετίζεται συχνά με πετρέλαιο, αλλά μπορεί επίσης να βρεθεί παγιδευμένο μέσα σε κοιτάσματα άνθρακα.

Το μεθάνιο αποτελεί κατά παράδοση κίνδυνο για τους ανθρακωρύχους, καθώς το πολύ εύφλεκτο αέριο απελευθερώνεται κατά τη διάρκεια δραστηριοτήτων εξόρυξης. Διαφορετικά οι απρόσιτες ραφές άνθρακα μπορούν επίσης να τρυπηθούν για να συλλεχθεί αυτό το αέριο, γνωστό ως ανθρακούχο μεθάνιο, χρησιμοποιώντας παρόμοιες τεχνικές γεώτρησης και υδραυλικής θραύσης όπως στην εξόρυξη σχιστολιθικού αερίου.

#### ***1.1.1.4 Ένδρο μεθάνιο***

Οι υδρίτες μεθανίου, που αποτελούνται από μόρια μεθανίου παγιδευμένα σε ένα κλουβί με μόρια νερού, εμφανίζονται ως κρυσταλλικά στερεά σε ιζήματα σε αρκτικές περιοχές και κάτω από



το δάπεδο του βαθιού ωκεανού. Αν και μοιάζουν με πάγο, οι υδρίτες μεθανίου θα καούν αν ανάψουν.

Οι ένυδρες μορφές μεθανίου είναι η πιο άφθονη μη συμβατική πηγή φυσικού αερίου και είναι επίσης η πιο δύσκολη να εξαχθεί. Ενώ υπάρχει μεγάλη αβεβαιότητα σχετικά με το συνολικό μέγεθος του πόρου ένυδρου μεθανίου, εκτιμάται συντηρητικά ότι είναι 4.000 φορές η ποσότητα του φυσικού αερίου που καταναλώθηκε στις Ηνωμένες Πολιτείες το 2010. Ωστόσο, οι τεχνικές δυσκολίες της οικονομικής ανάκτησης του πόρου είναι σημαντικές και μόνο ένα μικρό κλάσμα του συνολικού πόρου βρίσκεται σε αρκετά υψηλές συγκεντρώσεις για να είναι εφικτό να αξιοποιηθεί.

#### **1.1.1.5 Βιογενές αέριο**

Ορισμένοι τύποι βακτηρίων, γνωστά ως μεθανογενή, μπορούν να παράγουν μεθάνιο, το κύριο συστατικό του φυσικού αερίου, στη διαδικασία διάσπασης της οργανικής ύλης σε περιβάλλον χωρίς οξυγόνο.

Αυτός ο τύπος αερίου καλείται «βιογενής» για να διαφοροποιηθεί από το «θερμογόνο» ή το ορυκτό αέριο που παράγεται από οργανικό υλικό που έχει ταφεί στο φλοιό της Γης σε υψηλές θερμοκρασίες και πιέσεις. Οι ιδιότητες του βιογενούς μεθανίου είναι ταυτόσημες με εκείνες του θερμογόνου μεθανίου.

Η κόπρος, τα απορρίμματα τροφίμων και τα λύματα είναι όλες πιθανές πηγές βιογενούς αερίου ή βιοαερίου, το οποίο θεωρείται συνήθως μορφή ανανεώσιμης ενέργειας.

Οι χώροι υγειονομικής ταφής προσφέρουν μια άλλη ανεπαρκώς χρησιμοποιούμενη πηγή βιοαερίου. Όταν τα αστικά απόβλητα θάβονται σε χώρο υγειονομικής ταφής, τα βακτήρια διασπών το οργανικό υλικό που περιέχεται σε σκουπίδια όπως εφημερίδες, χαρτόνια και απορρίμματα τροφίμων, δημιουργώντας αέρια όπως διοξείδιο του άνθρακα και μεθάνιο. Αντί να επιτρέπουν σε αυτά τα αέρια να εισέρχονται στην ατμόσφαιρα, όπου συμβάλλουν στην υπερθέρμανση του πλανήτη, οι εγκαταστάσεις φυσικού αερίου σε χώρο υγειονομικής ταφής μπορούν να τα συλλάβουν, να διαχωρίσουν το μεθάνιο και να το κάψουν για να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα ή και τα δύο ([Union of Concerned Scientists, 2015](#)).

### 1.1.2 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 κι οι πολλαπλές εφαρμογές του σε όλους τους τομείς, σημαίνουν ότι θα συνεχίσει να διαδραματίζει όλο και σημαντικότερο ρόλο στην κάλυψη της ζήτησης ενέργειας σε πολλές χώρες.

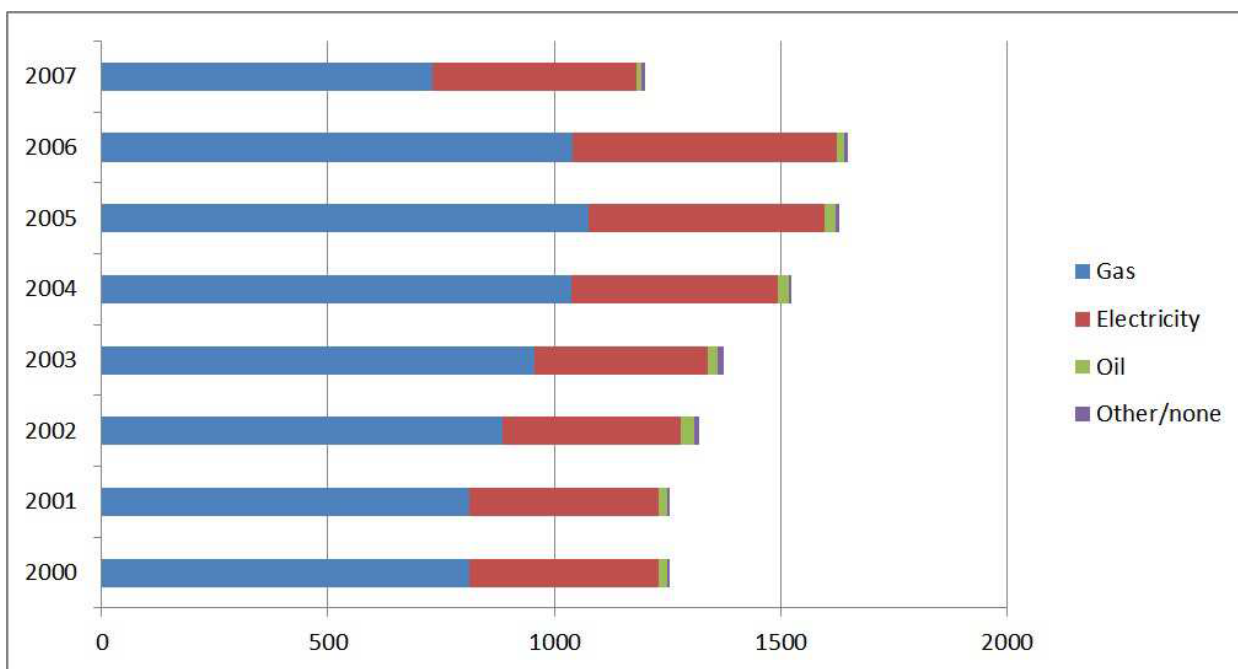
Ενώ βραχυπρόθεσμοι παράγοντες μπορούν να επηρεάσουν σημαντικά τη ζήτηση για φυσικό αέριο, είναι οι μακροπρόθεσμοι παράγοντες ζήτησης που αντικατοπτρίζουν τις βασικές τάσεις για τη χρήση φυσικού αερίου στο μέλλον.

Προκειμένου να αναλυθούν οι παράγοντες που επηρεάζουν τη μακροπρόθεσμη ζήτηση για φυσικό αέριο, είναι πολύ επωφελές να εξεταστεί η ζήτηση φυσικού αερίου ανά τομέα. Οι 3 σημαντικότεροι τομείς είναι: οικιακή και εμπορική ζήτηση, βιομηχανική ζήτηση και ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ([Naturalgas.org](http://Naturalgas.org), 2013).

#### 1.1.2.1 Οικιακή και εμπορική ζήτηση

Σύμφωνα με την Υπηρεσία Πληροφοριών Ενέργειας των ΗΠΑ ([Rios-Mercado and Borraz-Sanchez, 2014](#)), η ζήτηση ενέργειας στους οικιακούς και εμπορικούς τομείς των ΗΠΑ αναμένεται να αυξηθεί κατά 6% μεταξύ του 2009 και του 2035. Η κατανάλωση φυσικού αερίου στον οικιακό τομέα αντιπροσωπεύει το 21% της συνολικής κατανάλωσης στις ΗΠΑ.

Πιθανώς ο πιο σημαντικός μακροπρόθεσμος παράγοντας ζήτησης φυσικού αερίου στον οικιακό τομέα είναι μελλοντικές εφαρμογές θέρμανσης κατοικιών. Μεταξύ του 1991 και του 1999, στο 66% των νέων κατοικιών και το 57% των πολυκατοικιών που κατασκευάστηκαν χρησιμοποιήθηκε θέρμανση με φυσικό αέριο. Το 2010, το 54% των νέων μονοκατοικιών κατασκευάστηκαν για χρήση φυσικού αερίου. Η αύξηση του αριθμού των νέων κατοικιών που θα χρησιμοποιούν φυσικό αέριο για θερμότητα κατά τα επόμενα 20 χρόνια αναμένεται να αποτελέσει ισχυρό οδηγό στην οικιακή ζήτηση φυσικού αερίου.



Σχήμα 1-2: Νέες κατοικίες ανάλογα με το είδος καυσίμου θέρμανσης (2000 – 2007)

(Πηγή: [EIA - US Natural Gas Markets: Mid-Term Prospects for Natural Gas Supply - 2008](#))

Όσον αφορά την ενεργειακή ζήτηση στον εμπορικό τομέα, η EIA αναμένει ότι θα αυξηθεί με μέσο ετήσιο ρυθμό 1,1% έως το 2035 ([EIA, 2011](#)). Το εμβαδόν των εμπορικών κτιρίων αναμένεται να αυξηθεί σε ποσοστό 1,2% ετησίως κατά την ίδια περίοδο, οπότε η ζήτηση ενέργειας ανά περιοχή εμπορικού εμβαδού αναμένεται τελικά να μειωθεί κατά 0,1% ετησίως, γεγονός που αντανακλά τις βελτιώσεις στην αποδοτικότητα στην ενέργεια. Το φυσικό αέριο παρέχει σήμερα το 15% της ενέργειας που καταναλώνεται στον εμπορικό τομέα και θα το πράττει μέχρι το 2035.

### 1.1.2.2 Βιομηχανική ζήτηση

Η EIA προβλέπει ότι η ζήτηση ενέργειας στη βιομηχανία θα αυξάνεται κατά μέσο όρο 0,9% ετησίως έως το 2035. Η εκτίμηση αντιπροσωπεύει τις ενεργειακές απαιτήσεις τόσο για τις ενεργειακά εντατικές μεταποιητικές βιομηχανίες (οι οποίες αναμένεται να μειωθούν) όσο και για τις μη ενεργειακά εντατικές μεταποιητικές βιομηχανίες (οι οποίες αναμένεται να αυξηθούν). Η βιομηχανική ζήτηση αντιπροσωπεύει το 27% της ζήτησης φυσικού αερίου. Η κύρια δύναμη που διαμορφώνει τη ζήτηση για φυσικό αέριο στο βιομηχανικό τομέα είναι η απομάκρυνση από τις ενεργειακά εντατικές, 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 κρατήσει στο μέλλον και είναι ο λόγος για τη μέτρια αύξηση της ζήτησης ενέργειας στον βιομηχανικό τομέα.

### **1.1.2.3 Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας**

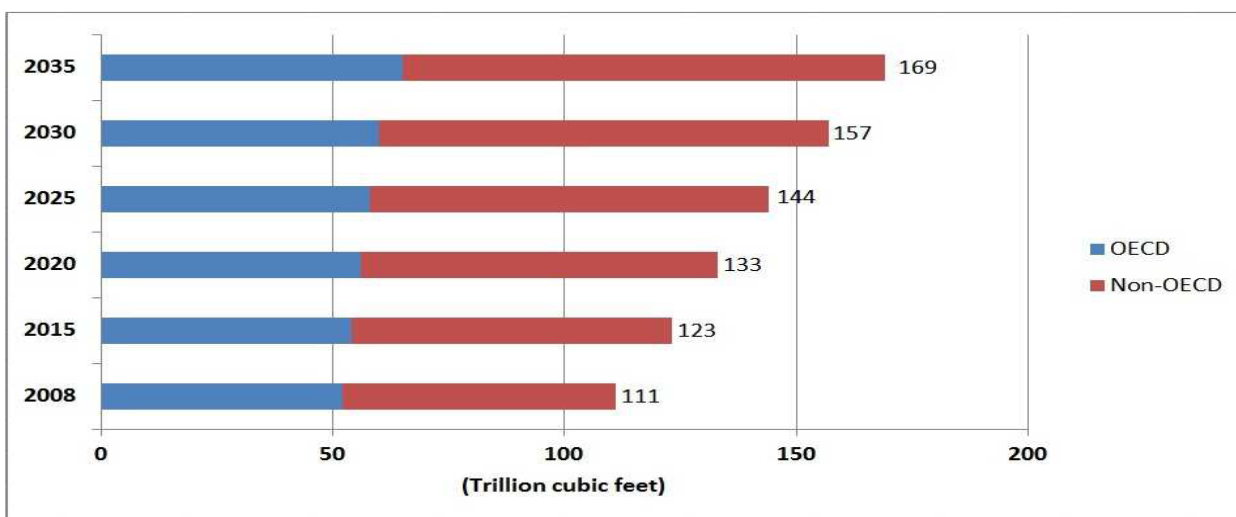
Η ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια προβλέπεται από την EIA να αυξηθεί κατά μέσο όρο 1% ετησίως έως το 2035. Προκειμένου να ικανοποιηθεί αυτή η αυξανόμενη ζήτηση, η EIA προβλέπει ότι θα χρειαστούν 223 gigawatts νέας ηλεκτρικής παραγωγικής ικανότητας έως το 2035. Λόγω των σχετικά χαμηλών κεφαλαιακών απαιτήσεων για την οικοδόμηση σταθμών ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο καθώς και της μείωσης των εκπομπών που μπορούν να προκύψουν από τη χρήση φυσικού αερίου, σε αντίθεση με άλλα ορυκτά καύσιμα, η EIA αναμένει το 60% της νέας ηλεκτρικής παραγωγικής ικανότητας που θα έχει δημιουργηθεί έως το 2035 να είναι από παραγωγή με συνδυασμένο κύκλο φυσικού αερίου ή με αεριοστρόβιλο καύσης.

Ενώ η ηλεκτροπαραγωγή με φυσικό αέριο αντιπροσώπευε το 16% της συνολικής παραγωγής το 2002, η EIA προβλέπει ότι το 2035 θα αντιπροσωπεύει το 24% όλης της παραγωγής. Εκτός από την ανταπόκριση στην ενισχυμένη ζήτηση για δημιουργία κεντρικών-μεγάλων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής τροφοδοτούμενων με φυσικό αέριο, η κατανεμημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (όπως συζητήθηκε για τους οικιακούς, εμπορικούς και βιομηχανικούς τομείς) μπορεί να χρησιμεύσει για την αύξηση της ζήτησης του φυσικού αερίου για σκοπούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο μέλλον.

Η EIA, στην ετήσια εκτίμησή της για την ενέργεια το 2011 ([EIA, 2011](#)) προβλέπει ότι η ζήτηση για φυσικό αέριο στις Ηνωμένες Πολιτείες θα μπορούσε να είναι 26,55 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια (Tcf) έως το 2035. Πρόκειται για αύξηση 16% σε σχέση με τα επίπεδα ζήτησης του 2009. Σε σύγκριση, η συνολική κατανάλωση ενέργειας αναμένεται να αυξηθεί κατά 20% έως το 2035. Η EIA προβλέπει ετήσια αύξηση της ζήτησης ενέργειας κατά 0,7% τα επόμενα 26 χρόνια.

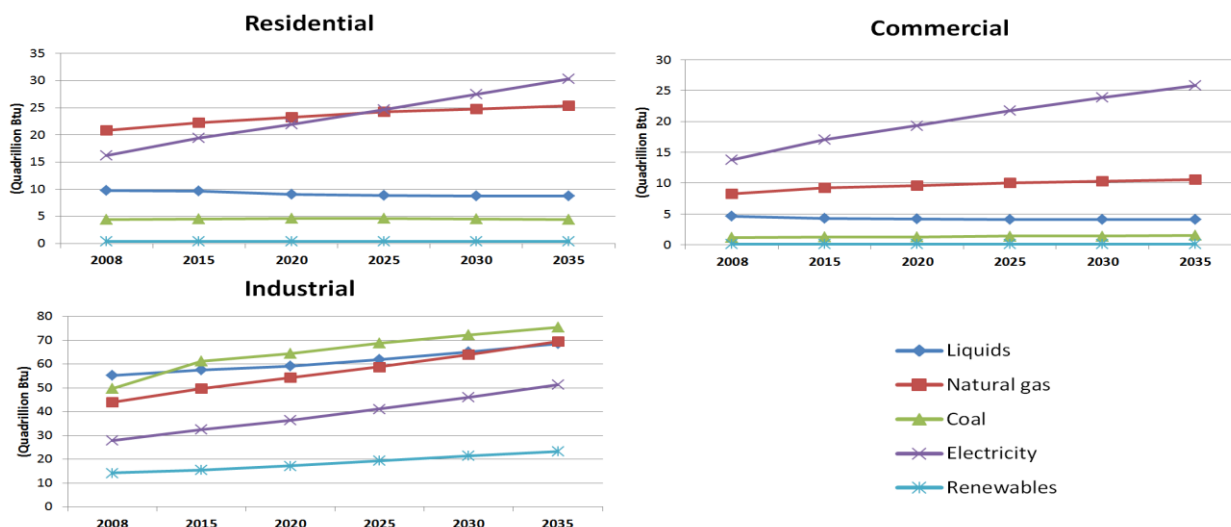
Στη διεθνή σκηνή, οι εκτιμήσεις για τη ζήτηση φυσικού αερίου, την παραγωγή και τα αποθέματα προβλέπουν συνεχιζόμενη αύξηση στις επόμενες δεκαετίες. Σύμφωνα με προβλέψεις σε παγκόσμιο επίπεδο που παρέχονται από την EIA στη Διεθνή Έκθεση Ενέργειας για το 2011, η

κατανάλωση φυσικού αερίου θα αυξάνεται με μέσο ρυθμό 1,6% ετησίως έως το 2035. Τα μοντέλα που χρησιμοποιούνται για τη δημιουργία αυτών των προβλέψεων βασίζονται σε μακροοικονομικές υποθέσεις και αναφέρονται τόσο στα μέλη που ανήκουν στον Οργανισμό Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης (ΟΟΣΑ), όσο και στα μη μέλη (μη μέλη του ΟΟΣΑ). Οι χώρες του ΟΟΣΑ είναι χωρισμένες σε τρεις υποομάδες: ΟΟΣΑ Αμερικής (Ηνωμένες Πολιτείες, Καναδάς και Μεξικό / Χιλή), ΟΟΣΑ Ευρώπης και ΟΟΣΑ Ασίας (Ιαπωνία, Νότια Κορέα και Αυστραλία / Νέα Ζηλανδία). Οι χώρες εκτός ΟΟΣΑ είναι χωρισμένες σε πέντε περιφερειακές υποομάδες: μη ΟΟΣΑ Ευρώπης και Ευρασίας (η οποία περιλαμβάνει τη Ρωσία), Ασίας (η οποία περιλαμβάνει την Κίνα και την Ινδία), Μέσης Ανατολής, Αφρικής και Κεντρικής και Νότιας Αμερικής (η οποία περιλαμβάνει τη Βραζιλία). Το Σχήμα 1-3 δείχνει τις συνολικές προβλέψεις για την κατανάλωση φυσικού αερίου για τα μέλη του ΟΟΣΑ και για τα μη μέλη του ΟΟΣΑ. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι η αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου είναι περισσότερο συγκεντρωμένη και μεγαλύτερη σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ, αντιπροσωπεύοντας το 76% της συνολικής παγκόσμιας προσαύξησης στην κατανάλωση του φυσικού αερίου.



*Σχήμα 1-3: Ετήσιες προβλεπόμενες τιμές της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου μέχρι το 2035 για μέλη και μη μέλη OECD*

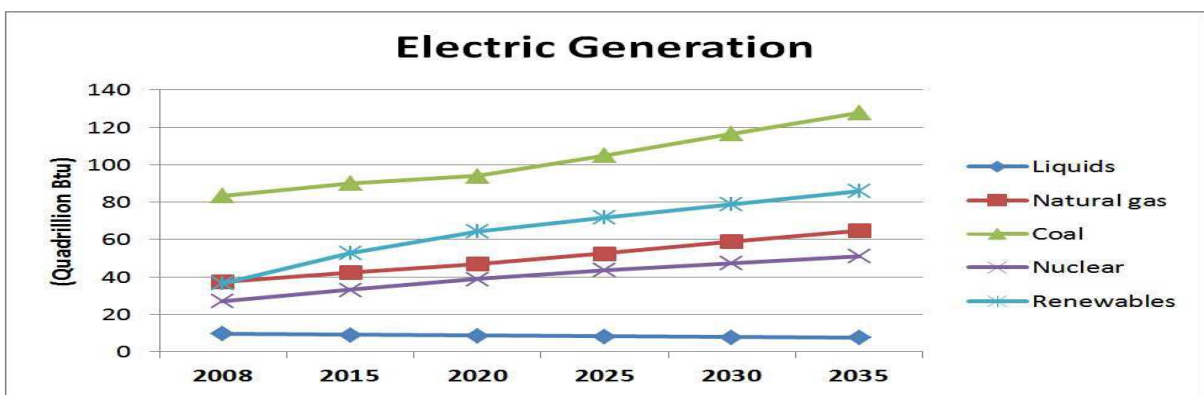
(Πηγή: [Oil and Gas Journal and EIA](#))



Σχήμα 1-4: Προβλεπόμενη παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα τελικής χρήσης και τύπο καυσίμου

(Πηγή: [EIA – International Energy Statistics database, March 2011](#))

Οι παγκόσμιες προβλέψεις για την κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα τελικής χρήσης και τύπο καυσίμου έως το 2035 φαίνονται στο Σχήμα 1-4. Οι προβλέψεις για τον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζονται ξεχωριστά στο Σχήμα 1-5, με την προσθήκη των προβλέψεων για την πυρηνική ενέργεια. Τα στοιχεία δείχνουν ότι το μεγαλύτερο μέρος της κατανάλωσης φυσικού αερίου είναι συγκεντρωμένο στους τομείς της βιομηχανίας και της ηλεκτρικής ενέργειας, αντιπροσωπεύοντας το 87% της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου. Σε σύγκριση με άλλα καύσιμα υδρογονανθράκων, τα στοιχεία δείχνουν επίσης ότι το φυσικό αέριο εξακολουθεί να είναι το κύριο καύσιμο επιλογής μέχρι το 2035. Η αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου παρατηρείται κατά μέσο όρο 1,7% και 2,0% ετησίως στους τομείς της βιομηχανίας και της ηλεκτρικής ενέργειας, αντίστοιχα.



Σχήμα 1-5: Προβλεπόμενη παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας στον τομέα ηλεκτρικής ενέργειας

(Πηγή: [EIA – International Energy Statistics database, March 2011](#))

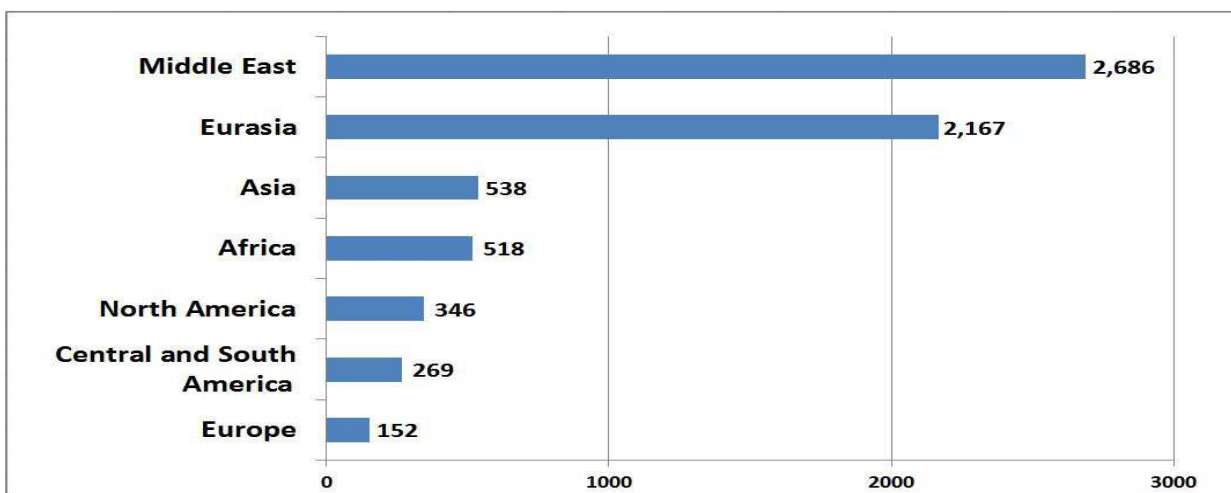
Παράγοντες όπως οι χαμηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και το σχετικά μειωμένο κόστος κεφαλαίου καθιστούν τη θέση του φυσικού αερίου ανταγωνιστική στους περισσότερους τομείς, σε σχέση με άλλες πηγές ενέργειας, ιδίως για νέες εγκαταστάσεις παραγωγής ενέργειας. Επιπλέον, οι παγκόσμιες προβλέψεις για τα επίπεδα αποθεμάτων φυσικού αερίου υποστηρίζουν την ανάπτυξη των αγορών έως το 2035. Το σχήμα 1-6 παρουσιάζει τις παγκόσμιες προβλέψεις για τα αποθέματα φυσικού αερίου ανά γεωγραφικές περιοχές. Στο σχήμα, οι μεγαλύτερες συγκεντρώσεις παρατηρούνται στην Ευρασία και τη Μέση Ανατολή, όπου από τον Ιανουάριο του 2011 τέσσερις από τους σημαντικότερους παραγωγούς εκτός ΟΟΣΑ της Μέσης Ανατολής, δηλαδή το Κατάρ, το Ιράν, η Σαουδική Αραβία και τα Ηνωμένα Αραβικά Εμιράτα, συγκεντρώνουν μαζί περισσότερο από το 40% αποδεδειγμένα αποθέματα φυσικού αερίου σε παγκόσμιο επίπεδο.

Όσον αφορά τις εκτιμήσεις της παγκόσμιας παραγωγής φυσικού αερίου, οι χώρες του ΟΟΣΑ και οι χώρες εκτός ΟΟΣΑ αποκαλύπτουν αυξήσεις με μέσο ρυθμό 0,9% και 2,0% ετησίως έως το 2035, αντίστοιχα (βλ. Σχήματα 1.7-1.8). Οι προβλεπόμενες τιμές για τις χώρες που δεν ανήκουν στον ΟΟΣΑ υποδεικνύουν επίσης μια αύξηση της παραγωγής που αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 81% της συνολικής αύξησης της παγκόσμιας παραγωγής φυσικού αερίου, η οποία υπερβαίνει τη δική τους προβλεπόμενη αύξηση της κατανάλωσης. Ως αποτέλεσμα, προβλέπονται επίσης εξαγωγές προς χώρες του ΟΟΣΑ μέχρι το 2035.

Μεταξύ των υποομάδων του ΟΟΣΑ, παρά την προβλεπόμενη αύξηση κατά 84% της παραγωγής φυσικού αερίου στη Νορβηγία, ο ΟΟΣΑ στην Ευρώπη δείχνει μείωση στις

προβλεπόμενες τιμές, καθώς μειώνεται από 10,6 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια το 2008 σε 8,3 τρισεκατομμύρια πόδια το 2035. Ο ΟΟΣΑ της Ασίας παρουσιάζει την ισχυρότερη ανάπτυξη στην παραγωγή του φυσικού αερίου μεταξύ των περιφερειών του ΟΟΣΑ, με μέσο ποσοστό 4,5% ετησίως.

Μεταξύ των υποομάδων εκτός ΟΟΣΑ, η Μέση Ανατολή προβάλλει τη μεγαλύτερη ανάπτυξη στην παραγωγή φυσικού αερίου αυξάνοντας τις τιμές της από 13,5 τρις κυβικά πόδια το 2008 σε 28,8 τρισεκατομμύρια κυβικά πόδια το 2035.

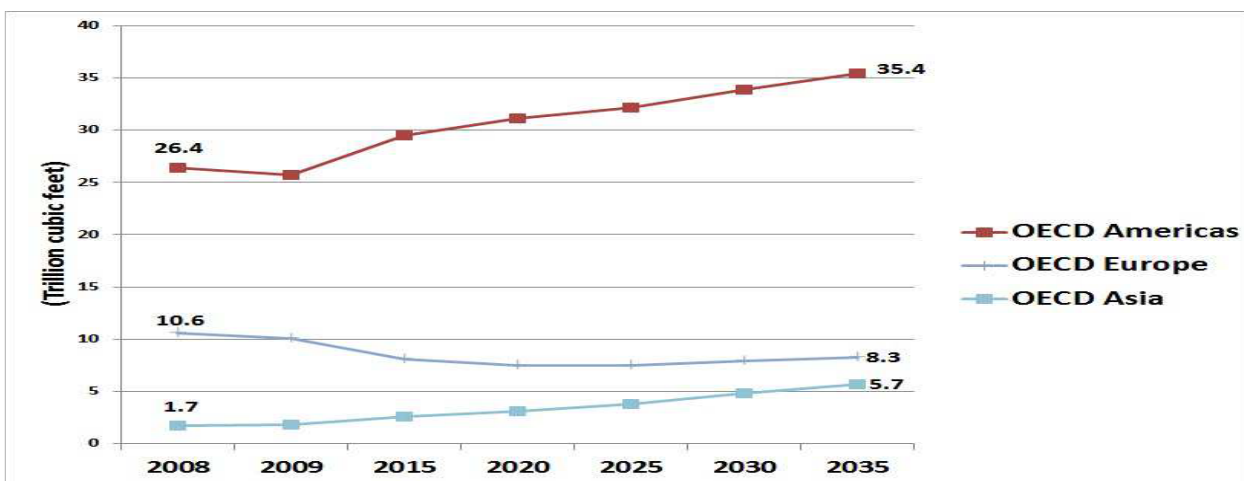


Σχήμα 1-6: Προβλεπόμενα παγκόσμια αποθέματα φυσικού αερίου ανά γεωγραφική περιοχή (trillion cubic feet)

(Πηγή: [Oil&Gas Journal and EIA](#))

Η Ευρώπη και η Ευρασία εμφανίζουν επίσης σημαντική ανάπτυξη της παραγωγής φυσικού αερίου με αύξηση κατά 32% από το 2008 έως το 2035, όπου η Ρωσία είναι ο κυρίαρχος παραγωγός φυσικού αερίου, συμβάλλοντας περισσότερο από το 75% των εκτιμήσεων της παραγωγής ([Rios-Mercado and Borraz-Sanchez, 2014](#)).

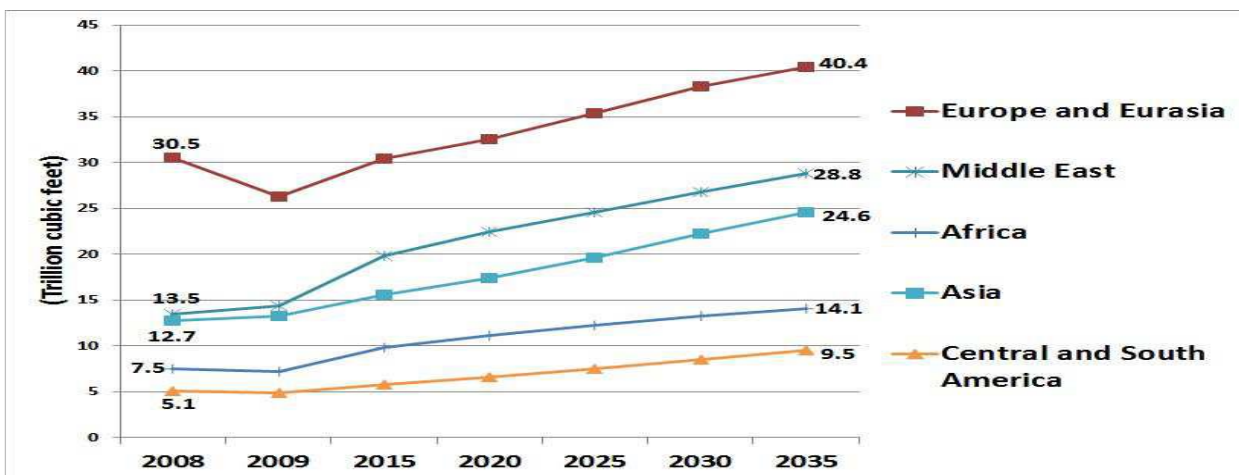




Σχήμα 1-7: Προβλεπόμενη παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου ανά υποομάδες ΟΟΣΑ (OECD subgroups) (trillion cubic feet)

(Πηγή: [Oil&Gas Journal and EIA](#))

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.



Σχήμα 1-8: Προβλεπόμενη παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου ανά υποομάδες εκτός ΟΟΣΑ (trillion cubic feet)

(Πηγή: [Oil&Gas Journal and EIA](#))

### 1.1.3 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.

- 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 ([Rios-Mercado and Borraz-Sanchez, 2014](#)).

#### 1.1.3.1 Σύστημα μεταφοράς

Η αποδοτική και αποτελεσματική μετακίνηση του φυσικού αερίου από τις περιοχές παραγωγής προς τις περιοχές κατανάλωσης απαιτεί ένα εκτεταμένο και περίπλοκο σύστημα μεταφοράς. Σε πολλές 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 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.

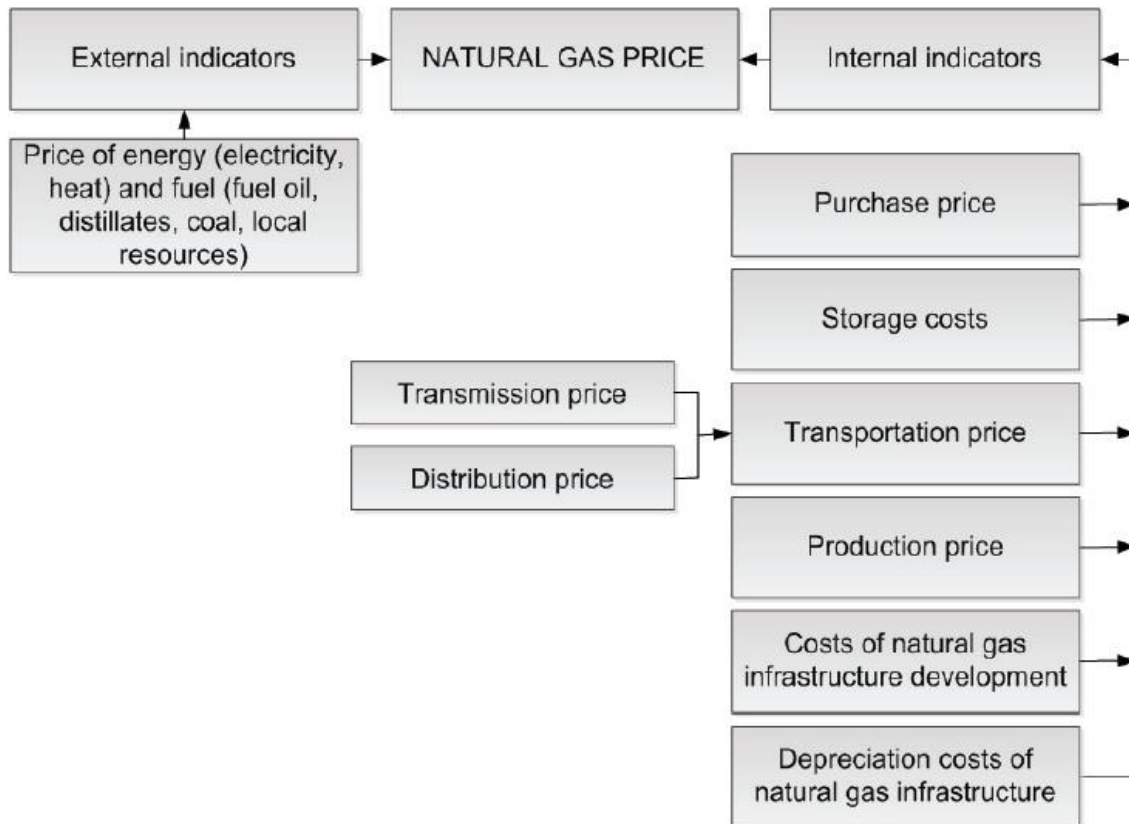
Υπάρχουν τρεις κύριοι τύποι αγωγών κατά μήκος της διαδρομής μεταφοράς: το σύστημα συλλογής, το διακρατικό σύστημα αγωγών και το σύστημα διανομής. Το σύστημα συλλογής αποτελείται από αγωγούς χαμηλής πίεσης και μικρής διαμέτρου που μεταφέρουν ακατέργαστο φυσικό αέριο από το φρεάτιο στο εργοστάσιο επεξεργασίας. Εάν το φυσικό αέριο από ένα συγκεκριμένο πηγάδι έχει υψηλές ποσότητες θείου και διοξειδίου του άνθρακα (ξινό αέριο) πρέπει να εγκατασταθεί ένας εξειδικευμένος αγωγός συλλογής όξινων αερίων. Το ξινό αέριο είναι διαβρωτικό, οπότε η μεταφορά του από το φρεάτιο στο εργοστάσιο γλύκανσης πρέπει να γίνει προσεκτικά ([Zheng et al., 2010](#)).

#### 1.1.4 Τιμή φυσικού αερίου

Έχει διαπιστωθεί μετά από έρευνα ότι οι τιμές του φυσικού αερίου σε κόμβους μπορούν να θεωρηθούν ως τιμές που προκύπτουν από τον ανταγωνισμό φυσικού αερίου προς φυσικό αέριο (gas-to-gas competition), δηλαδή από την αλληλεπίδραση προσφοράς και ζήτησης στον κόμβο. Οι θεμελιώδεις παράγοντες που επηρεάζουν τη ζήτηση ή την προσφορά στην αγορά φυσικού αερίου έχουν σημαντικές επιπτώσεις στις μεταβολές της τιμής του φυσικού αερίου την επόμενη μέρα. Αν και η τιμή του φυσικού αερίου εξακολουθεί να σχετίζεται με την τιμή του πετρελαίου, αυτή η σύνδεση δεν είναι πια ισχυρή. Επιπρόσθετα, ο υψηλός βαθμός συγκέντρωσης στην πλευρά της προσφοράς της αγοράς φυσικού αερίου δεν επηρεάζει την τιμή του φυσικού αερίου, γεγονός που υποδηλώνει ότι οι τιμές της αγοράς δεν στρεβλώνονται από την έλλειψη ανταγωνισμού.

Τα ευρήματά δείχνουν ότι τα μέτρα πολιτικής που εφαρμόστηκαν στις χώρες της Βορειοδυτικής Ευρώπης, για την εισαγωγή ανταγωνισμού στις αγορές χονδρικής πώλησης φυσικού αερίου και για την ενσωμάτωση αυτών των αγορών με τη μείωση των διασυνοριακών φραγμών, φαίνεται ότι ήταν επιτυχή στην υλοποίηση μιας αποτελεσματικά λειτουργούσας αγοράς φυσικού αερίου. Αυτά τα αποτελεσματικά μέτρα πολιτικής συνδέονται με τους μηχανισμούς κατανομής της χωρητικότητας και τη διαχείριση συμφόρησης καθώς και με επενδύσεις σε διασυνοριακές μεταφορές. Οι πολιτικές για την περαιτέρω ενσωμάτωση των εθνικών αγορών φυσικού αερίου στην Ευρώπη μπορούν να επεκτείνουν αυτόν τον ανταγωνισμό φυσικού αερίου σε μια ευρύτερη περιοχή ([Hulshof et al., 2016](#)).

Η τιμή του φυσικού αερίου επηρεάζεται από εσωτερικούς και εξωτερικούς παράγοντες. Οι εσωτερικοί παράγοντες περιλαμβάνουν τις τιμές αγοράς, μεταφοράς, αποθήκευσης και παραγωγής μαζί με τα κόστη εγκατάστασης, τα οποία περιλαμβάνουν τις αποσβέσεις και τα κόστη ανάπτυξης της υποδομής φυσικού αερίου. Οι εξωτερικοί παράγοντες περιλαμβάνουν την τιμή της ενέργειας (ηλεκτρική ενέργεια, θερμότητα) και τα καύσιμα (πετρέλαιο, αποστάγματα, άνθρακας, τοπικοί πόροι) (Giziene and Zalgiryte, 2015).



*Σχήμα 1-9: Παράγοντες επιρροής τιμής φυσικού αερίου*

(Πηγή: [The assessment of natural gas pricing](#))

Με βάση την έρευνα Κινέζων επιστημόνων (Geng et al., 2016) αναλύθηκαν βαθιά οι μηχανισμοί συμπεριφοράς των τιμών του φυσικού αερίου σε τρεις διαφορετικές περιφερειακές αγορές από μια άποψη πολλαπλών μεγεθών. Με αυτόν τον τρόπο εξήχθησαν τα εξής χρήσιμα συμπεράσματα ως προς την τιμή του φυσικού αερίου:

(1) Από πολλές απόψεις, η συμβολή της βραχυπρόθεσμης ανισορροπίας μεταξύ της προσφοράς και της ζήτησης στην αγορά, των σημαντικών γεγονότων και των μακροπρόθεσμων τάσεων για τις τρεις διαφορετικές περιφερειακές διακυμάνσεις των τιμών του φυσικού αερίου μπορεί να προσδιοριστεί σαφώς σε διαφορετικά χρονικά σημεία. Οι περισσότερες διακυμάνσεις των τιμών φυσικού αερίου στη βορειοαμερικανική αγορά οφείλονται κυρίως στη βραχυπρόθεσμη ανισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης στην αγορά και σημαντικών γεγονότων, όπως η διακοπή της παραγωγής φυσικού αερίου από τους τυφώνες. Ωστόσο, το μέγεθος της διακύμανσης που προκαλείται από τον όρο της τάσης είναι σχετικά μικρό. Αντίθετα, για τις ιαπωνικές και ευρωπαϊκές τιμές φυσικού αερίου, οι όροι της τάσης διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην καθοδήγηση της μακροπρόθεσμης εξέλιξης των τιμών του φυσικού αερίου και ο αντίκτυπος της βραχυπρόθεσμης ανισορροπίας στις διακυμάνσεις των τιμών των φυσικών αερίων στην Ιαπωνία και την Ευρώπη είναι πολύ μικρός .

(2) Σε αντίθεση με τις προηγούμενες μελέτες, αυτή η έρευνα δείχνει ότι η διεθνής αγορά αργού πετρελαίου και η αγορά φυσικού αερίου της Βόρειας Αμερικής έχουν μηχανισμούς αμφίδρομης αλληλεπίδρασης. Όταν η αγορά φυσικού αερίου της Βόρειας Αμερικής συγκλονίζεται από σημαντικά γεγονότα, οι απότομες διακυμάνσεις θα μεταδοθούν στη διεθνή αγορά αργού πετρελαίου. Το συμπέρασμα αυτό παρέχει καλά συμπληρώματα για τα συμπεράσματα προηγούμενων μελετών, τα οποία έχουν δείξει μια μονοκατευθυντική αιτιότητα από την αγορά αργού πετρελαίου στην αγορά φυσικού αερίου. Αυτή η μελέτη εξηγεί επίσης τη θέση ότι οι μεταβολές της θερμοκρασίας μπορούν να προκαλέσουν διακυμάνσεις στις τιμές της βορειοαμερικανικής αγοράς φυσικού αερίου, και αυτό προκύπτει από το γεγονός ότι αλλαγές θερμοκρασίας το χειμώνα και όχι το καλοκαίρι, μπορεί να προκαλέσουν σημαντικές διακυμάνσεις στις τιμές άμεσης παράδοσης στον κόμβο του Henry.

(3) Οι διεθνείς τιμές του αργού πετρελαίου έχουν προκαταρκτικές επιπτώσεις ενός έως τριών μηνών για τις τιμές του ευρωπαϊκού φυσικού αερίου και ενός έως έξι μηνών για τις τιμές του φυσικού αερίου στην Ιαπωνία, αντίστοιχα. Η γενική τάση των διεθνών τιμών του αργού πετρελαίου καθορίζει τη γενική τάση των ευρωπαϊκών και ασιατικών τιμών φυσικού αερίου. Και οι επιπτώσεις σημαντικών γεγονότων που υφίσταται η διεθνής αγορά αργού πετρελαίου μπορούν να προκαλέσουν σημαντικές διακυμάνσεις των τιμών του φυσικού αερίου τόσο στην ευρωπαϊκή όσο και στην ασιατική αγορά. Ωστόσο, οι διακυμάνσεις που προκαλούνται από τη βραχυπρόθεσμη ανισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης στη διεθνή αγορά αργού πετρελαίου

μεταδίδονται στις ευρωπαϊκές και ασιατικές αγορές φυσικού αερίου, προκαλώντας μόνο αδύναμες βραχυπρόθεσμες διακυμάνσεις στις τιμές του φυσικού αερίου και των δύο αγορών.

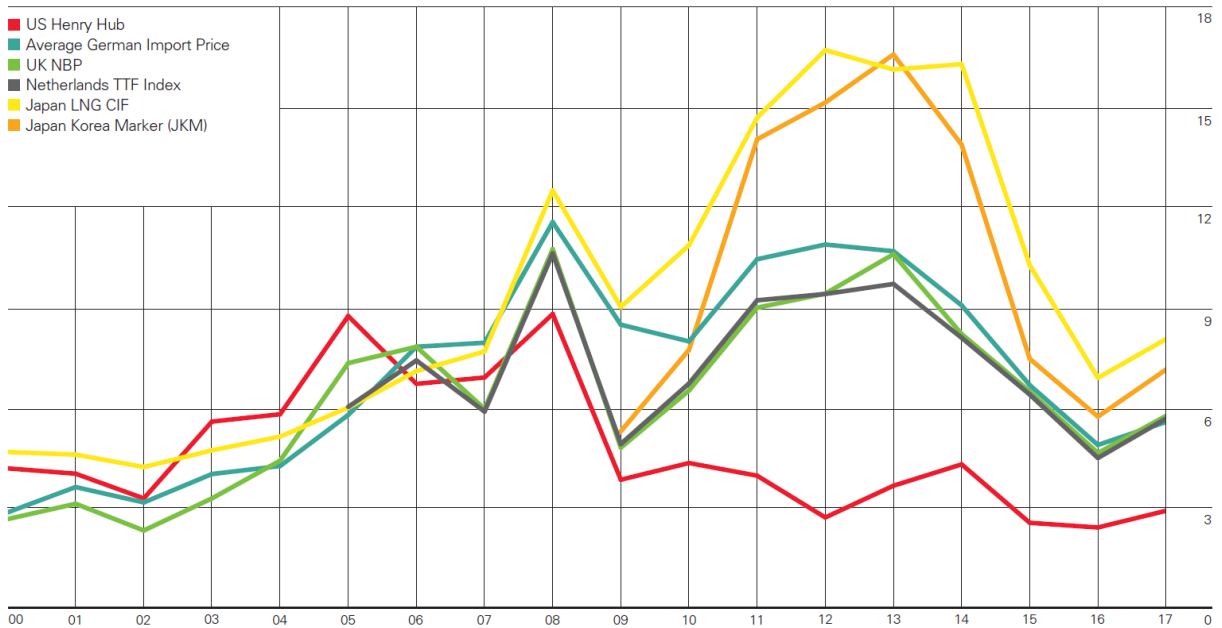
### Prices

US dollars per million Btu	LNG		Natural gas					Canada (Alberta) <sup>5</sup>	Crude oil OECD countries CIF <sup>6</sup>
	Japan CIF <sup>1</sup>	Japan Korea Marker (JKM) <sup>2</sup>	Average German Import Price <sup>3</sup>	UK (Heren NBP Index) <sup>4</sup>	Netherlands TTF (DA Heren Index) <sup>4</sup>	US Henry Hub <sup>3</sup>			
1987	3.35	-	2.55	-	-	-	-	-	3.09
1988	3.34	-	2.22	-	-	-	-	-	2.56
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

Σχήμα 1-10: Διακύμανση τιμής φυσικού αερίου στους διάφορους εμπορικούς κόμβους(1)

(Πηγή: [BP – Statistical Review of World Energy, 2018](#))

**Prices**  
\$/mmBtu



Σχήμα 1-11: Διακύμανση τιμής φυσικού αερίου στους διάφορους εμπορικούς κόμβους(2)

(Πηγή: [BP – Statistical Review of World Energy, 2018](#))

### 1.1.5 Παραγωγή

Το 2016, το μέσο πηγάδι φυσικού αερίου παρήγαγε περίπου 132.000 κυβικά πόδια την ημέρα ([EIA, 2017](#)). Ωστόσο, η διανομή είναι γενικά στρεβλή, με πολλά πηγάδια να παράγουν μικρότερους όγκους την ημέρα και λιγότερα φρέατια που παράγουν πολύ μεγάλους όγκους την ημέρα.

Ένα οριακό πηγάδι, είναι ένα πηγάδι πετρελαίου ή φυσικού αερίου που πλησιάζει στο τέλος της οικονομικά ωφέλιμης ζωής του. Ωστόσο, αυτά τα πηγάδια μπορούν να συνεχίσουν να παράγουν μικρούς όγκους για μεγάλες χρονικές περιόδους. Υπάρχουν πολλά από αυτά τα πηγάδια και μαζί παρήγαγαν περίπου το 10% του συνολικού πετρελαίου και του φυσικού αερίου των ΗΠΑ το 2016. Υπάρχουν αρκετά επίπεδα παραγωγής που χρησιμοποιούνται για τον ορισμό ενός οριακού φρέατος. Η Διεθνής Επιτροπή Συμπααραγωγής Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου χρησιμοποιεί ως όριο τα 10 βαρέλια πετρελαίου/ημέρα (ή λιγότερο) ή τα 60.000 κυβικά πόδια (ή λιγότερο) φυσικού αερίου ημερησίως για περίοδο 12 μηνών. Η υπηρεσία εσωτερικών εσόδων (IRS) - για φορολογικούς σκοπούς - χρησιμοποιεί 15 ή λιγότερα βαρέλια πετρελαίου ή τα 90.000

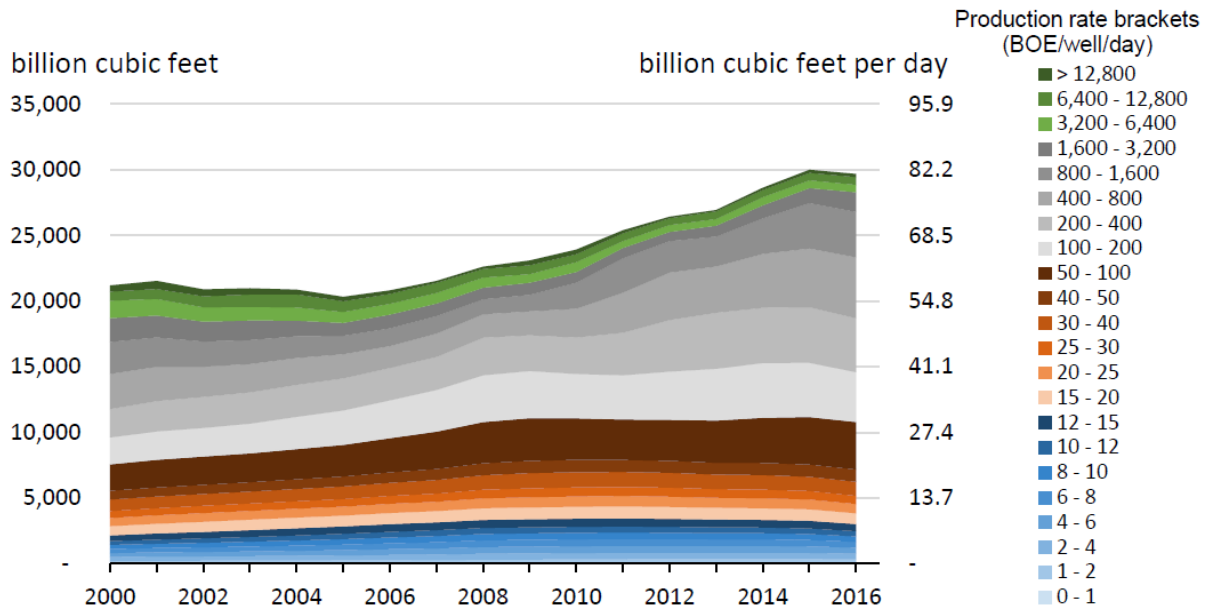
κυβικά πόδια ή λιγότερο φυσικού αερίου ημερησίως για ένα ημερολογιακό έτος. Η ΕΙΑ χρησιμοποιεί τον ορισμό του IRS.

Table B17. United States oil and gas well summary statistics, 2016

Prod. rate bracket (BOE/day)	Oil wells						Gas wells						Total wells					
	# of oil wells	% of oil wells	Annual oil prod. (MMbbl)	% of oil prod.	Oil rate per Well (bbl/day)	Annual gas prod. (Bcf)	Gas rate per well (Mcf/day)	# of gas wells	% of gas wells	Annual gas prod. (Bcf)	% of gas Prod.	Gas rate per well (Mcf/Day)	Annual oil prod. (MMbbl)	Oil rate per well (bbl/Day)	# of total wells	Annual oil prod. (MMbbl)	Annual gas prod. (Bcf)	Horizontal well count
0-1	176,507	39.6	18.8	0.7	0.3	7.0	0.1	169,811	30.1	125.8	0.5	2.2	1.1	0.0	346,318	19.9	132.8	2,948
1-2	51,431	11.5	23.6	0.8	1.4	9.9	0.6	65,006	11.5	188.0	0.7	8.3	1.5	0.1	116,437	25.0	197.9	1,731
2-4	51,517	11.6	46.9	1.6	2.6	25.5	1.4	71,606	12.7	408.1	1.6	16.5	3.9	0.2	123,123	50.8	433.6	2,962
4-6	28,999	6.5	44.2	1.6	4.4	31.2	3.1	44,800	7.9	430.1	1.7	27.7	4.7	0.3	73,799	48.9	461.3	2,811
6-8	18,578	4.2	39.9	1.4	6.2	30.7	4.7	30,823	5.5	414.9	1.6	39.0	4.7	0.4	49,401	44.6	445.6	2,718
8-10	13,469	3.0	37.1	1.3	7.9	30.9	6.5	22,411	4.0	386.8	1.5	50.2	4.4	0.6	35,880	41.6	417.7	2,561
Subtotal <=10	340,501	76.4	210.5	7.4	1.8	135.3	1.2	404,457	71.6	1,953.7	7.6	14.1	20.3	0.1	744,958	230.8	2,089.0	15,731
10-12	10,092	2.3	34.0	1.2	9.6	28.8	8.2	17,247	3.1	363.6	1.4	61.4	4.3	0.7	27,339	38.2	392.5	2,360
12-15	11,793	2.7	48.4	1.7	11.7	42.1	10.2	19,706	3.5	510.2	2.0	75.4	5.8	0.9	31,499	54.2	552.3	3,495
Subtotal <=15	362,386	81.3	292.9	10.3	2.4	206.2	1.7	441,410	78.2	2,827.5	11.1	18.7	30.4	0.2	803,796	323.3	3,033.7	21,586
15-20	13,333	3.0	70.2	2.5	15.0	63.6	13.6	22,580	4.0	747.6	2.9	97.1	8.7	1.1	35,913	78.9	811.2	5,519
20-25	9,194	2.1	61.6	2.2	19.2	60.6	18.9	15,256	2.7	648.9	2.5	125.0	7.8	1.5	24,450	69.4	709.6	5,323
25-30	6,600	1.5	53.7	1.9	23.3	57.5	24.9	10,858	1.9	561.9	2.2	152.6	7.2	1.9	17,458	60.8	619.4	4,852
30-40	9,480	2.1	95.8	3.4	29.0	112.3	34.0	14,717	2.6	956.6	3.7	192.8	12.4	2.5	24,197	108.2	1,068.9	9,088
40-50	6,618	1.5	84.9	3.0	36.8	110.9	48.0	9,876	1.8	825.8	3.2	247.0	11.8	3.5	16,494	96.7	936.7	7,970
50-100	16,963	3.8	337.3	11.8	57.2	488.5	82.9	24,036	4.3	3,135.8	12.3	382.8	52.1	6.4	40,999	389.4	3,624.2	25,841
Subtotal <=100	424,574	95.3	996.3	34.9	7.0	1,099.5	7.7	538,733	95.4	9,704.2	38.0	52.6	130.4	0.7	963,307	1,126.7	10,803.7	80,179
100-200	10,309	2.3	386.3	13.5	109.1	623.7	176.1	12,779	2.3	3,164.7	12.4	735.2	69.0	16.0	23,088	455.3	3,788.4	17,323
200-400	5,757	1.3	387.4	13.6	213.4	704.7	388.2	6,936	1.2	3,402.2	13.3	1,487.5	72.6	31.7	12,693	460.0	4,106.9	10,146
400-800	3,560	0.8	395.1	13.8	413.4	765.4	800.7	4,003	0.7	3,871.1	15.1	3,021.6	58.0	45.3	7,563	453.2	4,636.4	6,427
800-1,600	1,088	0.2	197.4	6.9	799.6	363.8	1,473.8	1,688	0.3	3,096.6	12.1	6,260.7	25.5	51.5	2,776	222.8	3,460.5	2,310
1,600-3,200	205	0.1	85.7	3.0	1,816.5	103.1	2,185.7	518	0.1	1,393.4	5.5	12,159.3	6.3	55.1	723	92.0	1,496.5	562
3,200-6,400	80	0.0	102.2	3.6	3,937.3	114.9	4,425.5	78	0.0	451.6	1.8	24,637.6	4.4	240.0	158	106.6	566.4	45
6,400-12,800	74	0.0	184.1	6.5	7,778.7	210.9	8,907.9	29	0.0	380.0	1.5	47,923.8	2.9	368.2	103	187.1	590.9	8
> 12,800	27	0.0	119.8	4.2	13,352.4	132.1	14,728.7	3	0.0	108.2	0.4	141,859.0	0.7	861.4	30	120.4	240.4	1
Total	445,674	100.0	2,854.4	100.0	19.0	4,118.1	27.4	564,767	100.0	25,572.1	100.0	132.5	369.7	1.9	1,010,441	3,224.2	29,690.1	117,001

Σχήμα 1-12: Πίνακας παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου στις ΗΠΑ, 2016

(Πηγή: U.S. EIA-The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate)



Σχήμα 1-13: Παραγωγή φυσικού αερίου σε πηγάδια στις ΗΠΑ με ταξινόμηση βάση ρυθμού παραγωγής

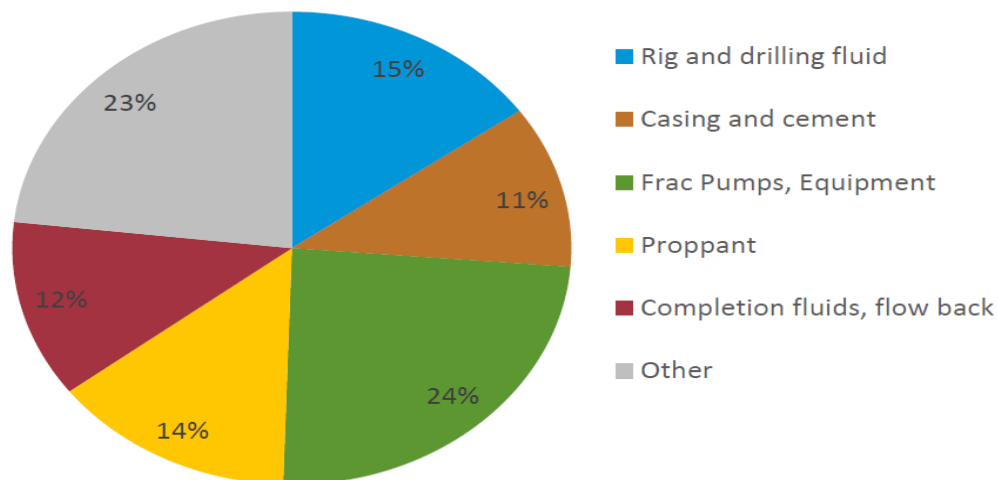
(Πηγή: U.S. EIA-The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate)



### 1.1.6 Κόστος πηγαδιού

Η έκθεση που διεξήχθη από την IHS για την ΕΙΑ ([EIA, 2016](#)) υπολογίζει το κόστος των παράλιων πηγαδιών πετρελαίου και φυσικού αερίου χρησιμοποιώντας τις ακόλουθες κατηγορίες κόστους: απόκτηση γης, κεφαλαιοποιημένο κόστος γεώτρησης, κόστη ολοκλήρωσης και εξοπλισμού, μισθώματα λειτουργικών εξόδων, συγκεντρωτικά κόστη επεξεργασίας και μεταφοράς. Το συνολικό κόστος κεφαλαίου ανά πηγάδι στις παραθαλάσσιες περιοχές που εξετάστηκαν στη μελέτη κυμαίνεται από 4,9 εκατομμύρια έως 8,3 εκατομμύρια δολάρια, συμπεριλαμβανομένου του μέσου κόστους ολοκλήρωσης που κυμάνθηκε γενικά από 2,9 εκατομμύρια έως 5,6 εκατομμύρια δολάρια ανά πηγάδι. Ωστόσο, υπάρχει σημαντική μεταβλητότητα κόστους μεταξύ μεμονωμένων φρεατίων.

Το Σχήμα 1-14 επικεντρώνεται σε πέντε βασικές κατηγορίες δαπανών που μαζί αντιπροσωπεύουν περισσότερα από τα τρία τέταρτα του συνολικού κόστους για τη γεώτρηση και την ολοκλήρωση τυπικών ωκεάνιων φρεατίων στις ΗΠΑ. Το κόστος των υγρών των γεωτρήσεων και των γεωτρήσεων αντιπροσωπεύει το 15% του συνολικού κόστους και περιλαμβάνει τις δαπάνες που προκύπτουν από τη συνολική διαδικασία γεώτρησης, λόγω των συνθηκών της διευρυμένης αγοράς και του χρόνου που απαιτείται για τη γεώτρηση στο συνολικό βάθος του πηγαδιού. Τα κόστη περιβλήματος και τσιμέντου ανέρχονται συνολικά στο 11% του συνολικού κόστους και αφορούν τον σχεδιασμό του περιβλήματος που απαιτείται από τις τοπικές συνθήκες του φρέατος και το κόστος των υλικών. Αντλίες ρωγμάτωσης/διάρρηξης και έξοδα εξοπλισμού αποτελούν το 24% του συνολικού κόστους, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων εξοπλισμού και ιπποδύναμης που απαιτούνται για τη συγκεκριμένη επεξεργασία. Τα έξοδα για τα κεραμικά πρόσθετα διατήρησης ρωγμών αντιπροσωπεύουν κατά μέσο όρο το 14% του συνολικού κόστους και περιλαμβάνουν το ποσό και τους συντελεστές για τον συγκεκριμένο τύπο υλικού. Τα υγρά ολοκλήρωσης και τα έξοδα ροής αποτελούν το 12% του συνολικού κόστους και περιλαμβάνουν την προμήθεια και διάθεση του νερού και άλλων υλικών που χρησιμοποιούνται στην υδραυλική ρωγμάτωση και άλλες επεξεργασίες που εξαρτώνται από τη γεωλογία και την τοποθεσία καθώς και τις διαθέσιμες πηγές ([EIA, 2016](#)).



*Σχήμα 1-14: Ποσοστιαία ανάλυση των μεριδίων κόστους για γεώτρηση και ολοκλήρωση παράλιων φρεάτων πετρελαίου και φυσικού αερίου*

(Πηγή: [IHS-Oil and Gas Upstream Cost Study commissioned by EIA](#))

#### **1.1.6.1 Προβλέψεις μελλοντικού κόστους**

Κάθε χερσαία περιοχή φρεάτων φυσικού αερίου θα επηρεαστεί διαφορετικά από τις αλλαγές στα ποσοστά κόστους και τις παραμέτρους φρεάτων το 2015, με εξοικονόμηση που κυμαίνεται από 7% έως 22%. Οι μέσες δαπάνες για το πηγάδι θα επηρεαστούν ως εξής:

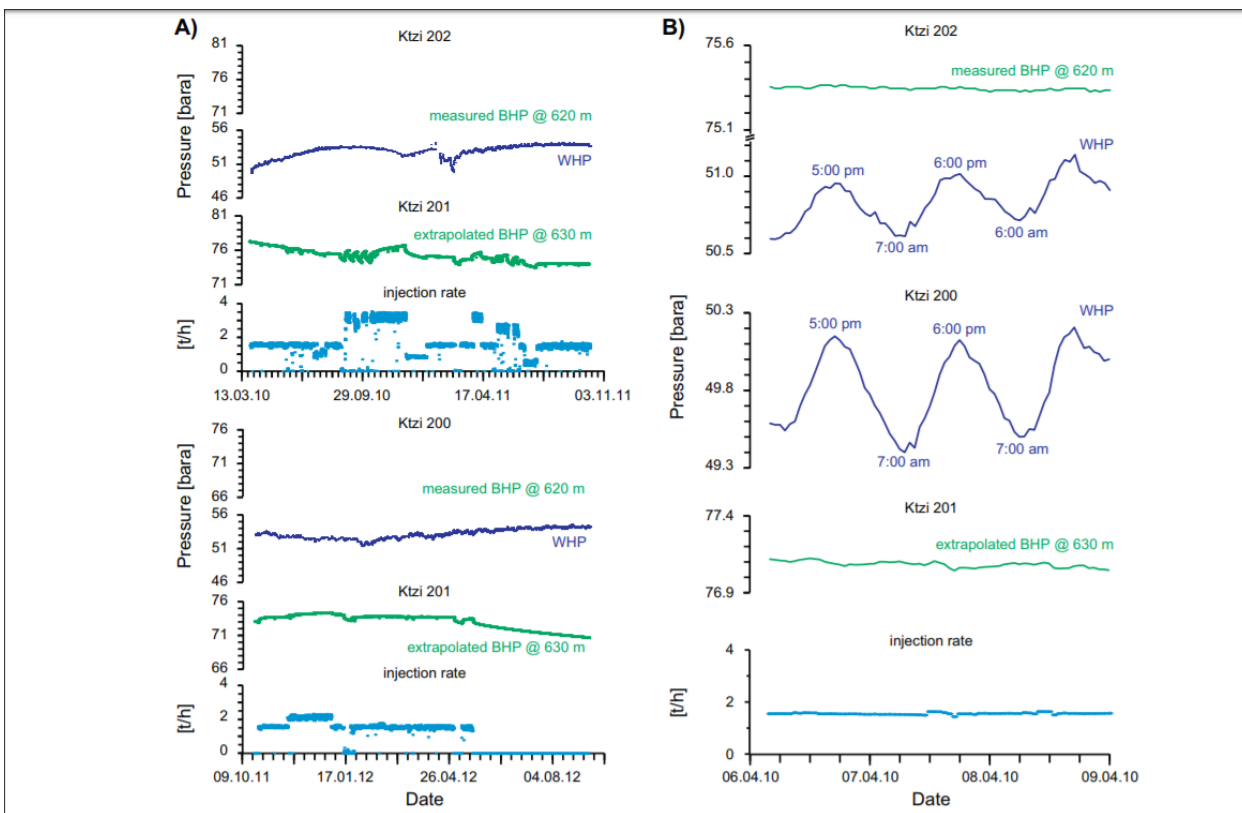
- Τα κόστη του Bakken ήταν 7,1 εκατομμύρια δολάρια το 2014, αλλά θα μειωθούν στα 5,9 MMS\$ 2015.
- Τα φρέατα στο Eagle Ford κατά μέσο όρο κόστιζαν 7,6 εκατομμύρια \$ το 2014, αλλά θα είναι 6,5 εκατομμύρια \$ το 2015.
- Τα φρέατα στο Marcellus θα είναι 6,1 εκατομμύρια \$ το 2015 μετά από μέσο κόστος 6,6 εκατομμυρίων δολαρίων το 2014.
- Τα φρέατα στο Midland Basin ήταν 7,7 εκατομμύρια \$ το 2014, αλλά θα μειωθούν στα 7,2 εκατομμύρια δολάρια το 2015.
- Τα φρέατα του Delaware Basin κόστιζαν 6,6 εκατομμύρια δολάρια το 2014 και θα μειωθούν στα 5,2 εκατομμύρια δολάρια το 2015 ([EIA, 2016](#)).

### 1.1.7 Πίεση κεφαλής και πίεση κάτω μέρους στα πηγάδια

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 CO<sub>2</sub> 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 1-15: Πιέσεις κεφαλής κι οπής σε πηγάδι στη Γερμανία

(Πηγή: [Injection operation and operational pressure–temperature monitoring at the CO2 storage pilot site Ketzin, Germany—Design, results, recommendations](#))

## 1.2 Βελτιστοποίηση

### 1.2.1 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.

#### 1.2.1.1 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.

#### **1.2.1.2 Προσδιορισμός του τύπου προβλήματος**

Το δεύτερο βήμα στη διαδικασία βελτιστοποίησης είναι ο προσδιορισμός σε ποια κατηγορία βελτιστοποίησης ανήκει το μοντέλο.

Μπορεί να έχουμε:

- συνεχή βελτιστοποίηση ή διακριτή βελτιστοποίηση και 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

### 1.2.1.3 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](http://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):

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

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

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.

### 1.2.2 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 που πολλές φορές η εξασφάλισή του αποδεικνύεται επίπονη. 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.

### 1.2.2.1 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  $f(\vec{x}^*) \leq f(\vec{x})$ .

### 1.2.2.2 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  $\vec{x}^*$ .

## 1.2.3 Μη γραμμικός προγραμματισμός

Η γενική μορφή των προβλημάτων μη γραμμικού προγραμματισμού είναι:

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

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](#)).



### **1.2.3.1 NLP χωρίς περιορισμούς-Αλγόριθμοι επίλυσης**

Ο μη γραμμικός προγραμματισμός χωρίς περιορισμούς είναι το μαθηματικό πρόβλημα εύρεσης ενός διανύσματος  $x$  που είναι ένα τοπικό ελάχιστο στην μη γραμμική κλιμακωτή συνάρτηση  $f(x)$ . Δίχως 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 χρήσιμος σε μεγάλης κλίμακας προβλήματα όπου μπορεί να εκμεταλλευτεί κανείς την αραιότητα(sparsity) ή τη δομή τους.

### **1.2.3.2 NLP με περιορισμούς-Αλγόριθμοι επίλυσης**

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

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

- Εσωτερικού σημείου: είναι ιδιαίτερα χρήσιμος για μεγάλης κλίμακας μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης που έχουν αραιότητα ή δομή.
- Διαδοχικός τετραγωνικός προγραμματισμός (SQP): επιλύει γενικά μη γραμμικά προβλήματα και σέβεται τα όρια σε όλες τις επαναλήψεις.
- Περιοχή εμπιστοσύνης που αντανακλά: επιλύει δεσμευμένα περιορισμένα μη γραμμικά προβλήματα βελτιστοποίησης ή μόνο γραμμικές ισότητες ([MathWorks, 2018](#)).

### 1.2.4 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 λύτες (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, 2018](#)).

### 1.2.5 Η συνάρτηση fmincon της Matlab

Το optimization toolbox της Matlab περιλαμβάνει και την 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**

<b>x</b>	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.
<b>fval</b>	Η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης στην θέση x. Επιστρέφει ως πραγματικός αριθμός. Γενικά, fval = fun (x)
<b>exitflag</b>	Ο λόγος που η fmincon σταμάτησε τις επαναλήψεις. Πχ δε βρέθηκε εφικτό σημείο. Επιστρέφει ως ακέραιος αριθμός.
<b>output</b>	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.
<b>lambda</b>	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.
<b>grad</b>	Η κλίση στο σημείο της λύσης. Επιστρέφει ως πραγματικό διάνυσμα. Το grad δίνει την κλίση της fun στο σημείο x (:).
<b>hessian</b>	Κατά προσέγγιση ο Εσσιανός πίνακας(Hessian). Επιστρέφει ως πραγματικός πίνακας. Ο Εσσιανός για ένα πρόβλημα χωρίς περιορισμούς είναι ο πίνακας των δεύτερων παραγώγων της αντικειμενικής συνάρτησης f.
<b>fun</b>	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.
<b>x0</b>	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 x0 για να καθορίσουν τον αριθμό και το μέγεθος των μεταβλητών που δέχεται η fun.

<b>A</b>	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>b</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 (:).
<b>Aeq</b>	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 $x_0$ ).
<b>beq</b>	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 (:).
<b>lb</b>	Τα κάτω όρια των τιμών του x. Ορίζεται ως πραγματικό διάνυσμα ή πραγματικός πίνακας.
<b>ub</b>	Τα άνω όρια των τιμών του x. Ορίζεται ως πραγματικό διάνυσμα ή πραγματικός πίνακας.
<b>nonlcon</b>	<p>Μη γραμμικοί περιορισμοί, που εισάγονται με την μορφή αρχείου m που περιλαμβάνει <math>[c, ceq] = \text{nonlcon}(x)</math>. Το nonlcon είναι μια συνάρτηση που δέχεται ένα διάνυσμα ή πίνακα x και επιστρέφει δύο πίνακες, c (x) και ceq (x).</p> <p>Το c (x) είναι ο πίνακας των μη γραμμικών περιορισμών ανισότητας στο x που η fmincon προσπαθεί να ικανοποιήσει, όπου:</p> <p><math>c(x) \leq 0</math> για όλες τις καταχωρήσεις του c.</p> <p>Το ceq (x) είναι ο πίνακας των μη γραμμικών περιορισμών ισότητας στο x που η fmincon προσπαθεί να ικανοποιήσει, όπου:</p> <p><math>ceq(x) = 0</math> για όλες τις καταχωρήσεις του ceq.</p>

<b>options</b>	Επιλογές βελτιστοποίησης, που περιλαμβάνουν διάφορες δυνατότητες όπως την επιλογή επαναλήψεων ή τον μέγιστο αριθμό επιτρεπόμενων αξιολογήσεων συνάρτησης.
<b>problem</b>	Η δομή του προβλήματος. Προσδιορίζεται ως δομή με πεδία όπως: objective, x0, Aineq, bineq, Aeq, beq κτλ. ( <a href="#">MathWorks, 2018</a> )

### 1.2.6 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 μεγάλης 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.

#### 1.2.6.1 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 απόσυρσης 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 and Edgar, 1978](#)).

### **1.2.6.2 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 σωλήνων 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 αερίου δεν ήρθαν στην ύπαρξη μέχρι το δεύτερο τέταρτο του εικοστού 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.

Οι αγωγοί φυσικού αερίου διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στον ενεργειακό εφοδιασμό και την ασφάλεια. Ο αγωγός φυσικού αερίου Nord Stream (NSGP), που μεταφέρει το ρωσικό αέριο στη Γερμανία, είναι ένα από τα πρόσφατα μεγάλης κλίμακας έργα αγωγών. Ο NSGP σχεδιάστηκε ως διπλός αγωγός με συνολική χωρητικότητα 55 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων ετησίως. Το εκτιμώμενο επενδυτικό κόστος ανέρχεται σε 4 δισεκατομμύρια €, χρηματοδοτούμενο από κοινοπραξία των τριών εταιρειών JSC Gazprom, BASF AG και E.ON AG. Επίσης, η απόφαση για την κατασκευή του αγωγού θαλάσσης καθοδηγήθηκε πολιτικά, περνώντας από την Πολωνία, τη Λιθουανία, την Εσθονία, τη Λευκορωσία και την Ουκρανία, προκειμένου να αυξηθεί η ασφάλεια εφοδιασμού με φυσικό αέριο στη Γερμανία, κυρίως.

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](#)).

### **1.2.6.3 Βελτιστοποίηση τοποθέτησης του σταθμού συμπιεστή λαμβάνοντας υπόψιν τις διαμορφώσεις της γραμμής σωληνώσεων**

Μόλις επιλεγεί μια τοπολογία δικτύου, ένα πρόβλημα είναι να προσδιοριστεί η βέλτιστη διαμόρφωση των αγωγών και η θέση των σταθμών συμπιεστών σε αυτό το δίκτυο. Λόγω του υψηλού κόστους εγκατάστασης και του υψηλού κόστους συντήρησης, είναι επιθυμητό να γίνει ο καλύτερος σχεδιασμός δικτύου με το χαμηλότερο κόστος. Αυτό το πρόβλημα αφορά πολλές μεταβλητές: ο αριθμός των σταθμών συμπιεστών που είναι μια ακέραια μεταβλητή, το μήκος του αγωγού μεταξύ δύο σταθμών συμπιεστών, οι διάμετροι των αγωγών και οι πιέσεις αερίου αναρρόφησης και εκκένωσης στους σταθμούς συμπιεστών. Αυτό το πρόβλημα είναι εξαιρετικά δύσκολο από υπολογιστικής απόψεως, καθώς περιλαμβάνει όχι μόνο μη γραμμικές συναρτήσεις τόσο στις αντικειμενικές όσο και στους περιορισμούς, αλλά, επιπλέον, ακέραιες μεταβλητές ([Zheng et al., 2010](#)).

### **1.2.6.4 Βελτιστοποίηση κόστους αγοράς αερίου**

Στη σύγχρονη βιομηχανία φυσικού αερίου, οι εταιρείες παραγωγής φυσικού αερίου σπάνια συνδέονται με τις εταιρίες 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](#)).

### **1.2.6.5 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.

#### **1.2.6.6 Βελτιστοποίηση της αγοράς φυσικού αερίου**

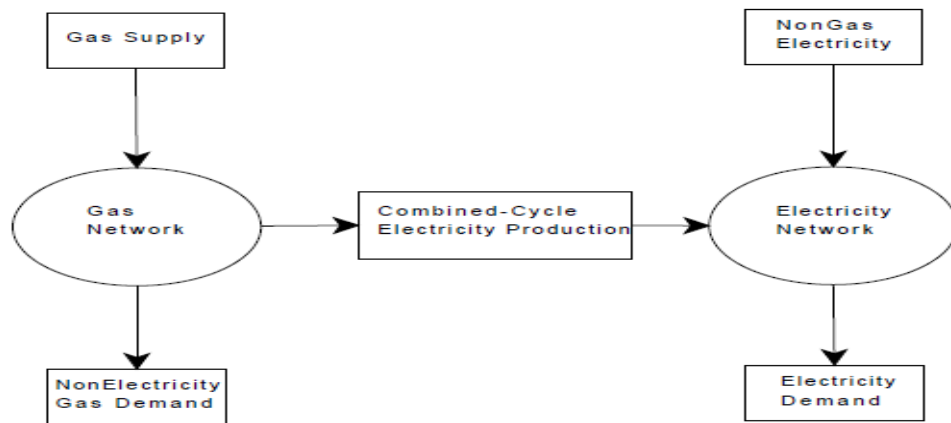
Η κυβερνητική ρύθμιση σχετικά με τη βιομηχανία φυσικού αερίου χρονολογείται από τις πρώτες μέρες της χρήσης του φυσικού αερίου. Με μια πρώτη ματιά, αυτό μοιάζει λογικό, καθώς η κυβέρνηση και το κοινό είναι οι κύριοι χρήστες του φυσικού αερίου και οι επενδύσεις στη βιομηχανία φυσικού αερίου είναι τεράστιες. 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](#)).

#### **1.2.6.7 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 ζημιές 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.





Σχήμα 1-16: Σχέση μεταξύ δικτύων φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού

(Πηγή: [Optimization Models in The Natural Gas Industry](#))

Η σχέση μεταξύ δικτύου φυσικού αερίου και δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας φαίνεται στο σχήμα 1-16. Έχει γίνει μελέτη για το πρόβλημα της μέγιστης παροχής αερίου που μπορεί να λάβει το σύστημα ηλεκτρισμού, λαμβάνοντας υπόψη τους άλλους χρήστες του φυσικού αερίου, τη χωρητικότητα του αγωγού και την παραγωγική ικανότητα. Η διατύπωση είναι πολύ παρόμοια με το πρόβλημα λειτουργίας του αγωγού αερίου. Αντί να ελαχιστοποιήσει το κόστος αγοράς του φυσικού αερίου όμως, το πρόβλημα αυτό μεγιστοποιεί τη συνολική ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να παραχθεί με τη χρήση αερίου από το σύστημα αερίου.

### 1.3 Το πρόβλημα

Στην παρούσα εργασία μελετάται η βελτιστοποίηση της διαδικασίας άντλησης φυσικού αερίου από ένα σύστημα 100 πηγαδιών στις ΗΠΑ μέσω ενός solver μη γραμμικού προγραμματισμού και συγκεκριμένα της συνάρτησης `fmincon` της Matlab. 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 δεξαμενών φυσικού αερίου. Η επίλυσή του, ή έστω η βελτιστοποίησή του, είναι ικανή να προσδώσει ένα καθοριστικό ανταγωνιστικό πλεονέκτημα έναντι της αγοράς.

## 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	\$/ ft <sup>3</sup>
$q_j^k$	Ρυθμός άντλησης φυσικού αερίου από πηγάδι j κατά τη χρονική περίοδο k	ft <sup>3</sup> /day
$C_w$	Κόστος εγκατάστασης της τοποθέτησης ενός πηγαδιού	\$
$C$	Κόστος λειτουργίας του σταθμού συμπιεστών που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι	\$
$\epsilon$	Πολύ μικρή σταθερά	Αδιάστατο μέγεθος
$q_{j+100}^k$	Πίεση στην κεφαλή του πηγαδιού	psia
$e_j^1$	Γραμμικός συντελεστής υπολογίστηκε πειραματικά	Αδιάστατο μέγεθος

$e_j^2$	Γραμμικός συντελεστής υπολογίστηκε πειραματικά	Αδιάστατο μέγεθος
$dem$	Συνολική ημερήσια ζήτηση για όλα τα πηγάδια	ft <sup>3</sup> /day
$spress$	Το άθροισμα πιέσεων κεφαλής για όλα τα πηγάδια	psia
$dflow$	Μέγιστη αύξηση ή μείωση ρυθμού άντλησης για ένα πηγάδι	ft <sup>3</sup> /day
$dprs$	Μέγιστη αύξηση ή μείωση πίεσης κεφαλής για ένα πηγάδι	psia
$qsd$	Ημερήσια μείωση συνολικού ρυθμού άντλησης στο δίκτυο των πηγαδιών	ft <sup>3</sup> /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 and 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, το κόστος λειτουργίας του συμπιεστή, το κόστος εγκατάστασης του συμπιεστή και την τιμή 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 στην αμερικανική αγορά 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 μια περιοχή δεξαμενών στις ΗΠΑ μέσω δικτύου εκατό πηγαδιών. 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

$$f^k = \sum_{j=1}^n [Aq_j^k - (C_w + C) \frac{q_j^k}{q_j^k + \epsilon} + q_{j+100}^k \times 0] \quad (2.2.1)$$

Περιορισμοί

$$q_j^k \leq e_j^1 + e_j^2 q_{j+100}^k \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.2)$$

$$\sum_{j=1}^n q_j^k \leq dem \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.3)$$

$$\sum_{j=1}^n q_{j+100}^k \leq sprss \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.4)$$

$$q_j^{k+1} \leq q_j^k + dflow \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.5)$$

$$q_j^{k+1} \geq q_j^k - dflow \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.6)$$

$$q_{j+100}^{k+1} \leq q_{j+100}^k + dprs \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.7)$$

$$q_{j+100}^{k+1} \geq q_{j+100}^k - dprs \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.8)$$

$$\sum_{j=1}^n q_j^{k+1} \leq \sum_{j=1}^n q_j^k - qsd \quad j = 1, \dots, n, k = 1, \dots, m \quad (2.2.9)$$

### 2.3.2 Επεξήγηση περιορισμών

- Οι περιορισμοί (2.2.2) ορίζουν το άνω όριο στο οποίο μπορεί να φτάσει ο ρυθμός άντλησης ενός πηγαδιού, συναρτήσει της πίεσης στην κεφαλή του πηγαδιού.
- Οι περιορισμοί (2.2.3) καθορίζουν τη μέγιστη επιτρεπτή άντληση από όλα τα πηγάδια, προκειμένου να μην ξεπερνάει τη ζήτηση σε κάθε χρονική περίοδο.
- Οι περιορισμοί (2.2.4) καθορίζουν τη μέγιστη επιτρεπτή πίεση κεφαλής για όλα τα πηγάδια αθροιστικά.
- Οι περιορισμοί (2.2.5) και (2.2.6) ορίζουν τα ακρότατα στα οποία μπορεί να κινηθεί ο ρυθμός άντλησης ενός πηγαδιού από μια χρονική περίοδο μέχρι την αμέσως επόμενη.
- Οι περιορισμοί (2.2.7) και (2.2.8) ορίζουν τα ακρότατα στα οποία μπορεί να κινηθεί η πίεση κεφαλής ενός πηγαδιού από μια χρονική περίοδο μέχρι την αμέσως επόμενη.
- Οι περιορισμοί (2.2.9) 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 υπόψιν 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 τους σταθμούς συμπιεστών ανέφεραν τα λειτουργικά έξοδα τους πάντα βάση ενός συγκεκριμένου δικτύου πηγαδιών. 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 σε διαφορετικό αριθμό πηγαδιών, τα κόστη λειτουργίας ενός σταθμού συμπιεστών να διαφέρουν σε έναν βαθμό.
- Οι περιορισμοί (2.2.2) 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, 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.





### 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:

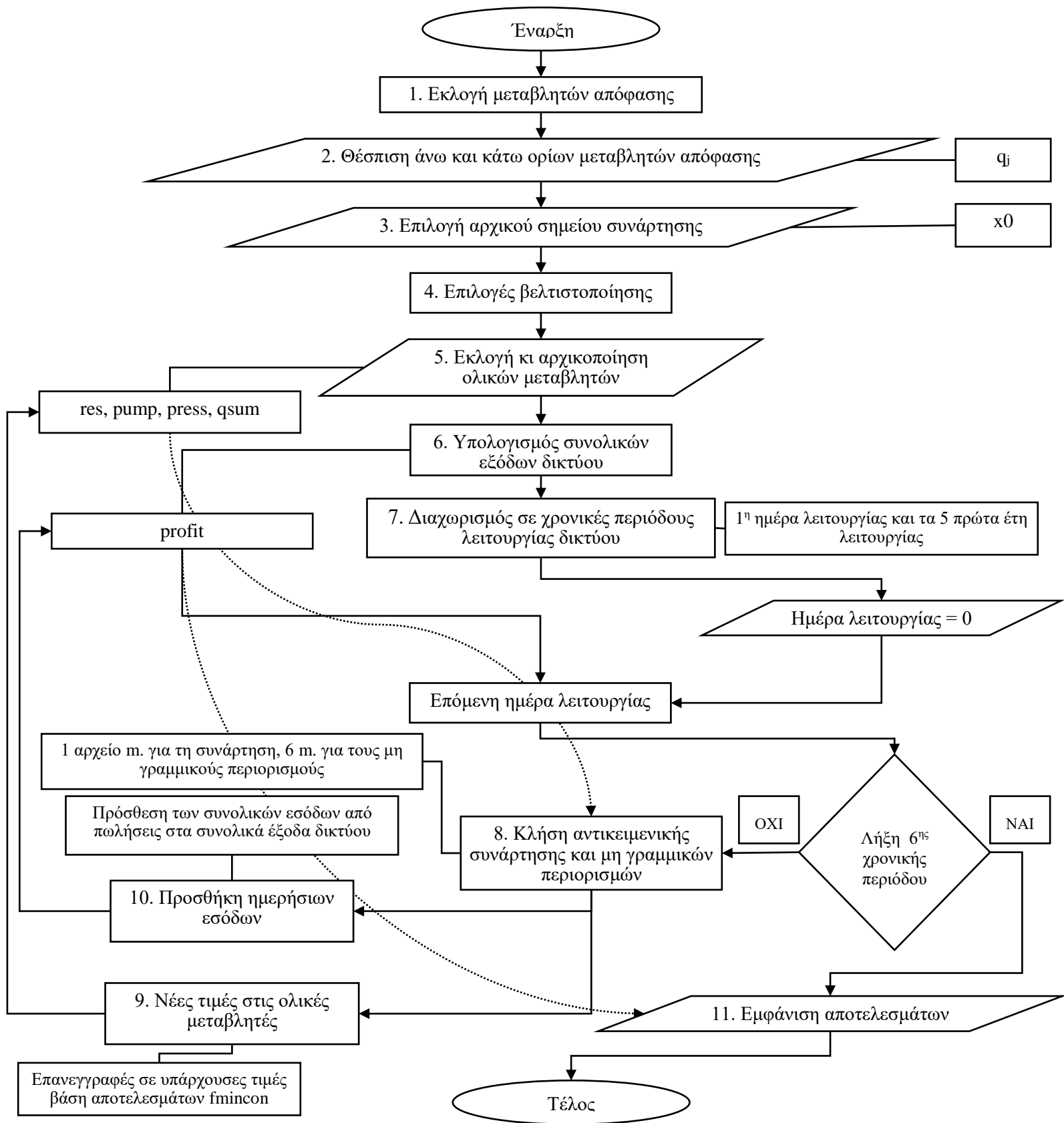
- Ευκολότερη εκμάθηση από μια γλώσσα προγραμματισμού
- Βελτιστοποιημένο κώδικα για διεξαγωγή υπολογισμών με πίνακες
- Γλώσσα προγραμματισμού για ανάπτυξη εφαρμογών και ταυτόχρονα λογισμικού υλοποίησης επιστημονικών υπολογισμών
- Εύκολο εντοπισμό και διόρθωση λαθών
- Φιλικό περιβάλλον επικοινωνίας με το χρήστη
- Διαθέτει στις βιβλιοθήκες της πολλές συναρτήσεις που εξειδικεύονται στην βελτιστοποίηση ([Kalogiannis, 2014](#)).

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, ακολουθώντας τα οποία προκύπτει αποτέλεσμα για μια ημέρα λειτουργίας του δικτύου της άντλησης φυσικού αερίου από τα 100 πηγάδια και τα οποία παρουσιάζονται στο ακόλουθο διάγραμμα ροής και αναλύονται ένα προς ένα στα επόμενα κεφάλαια (3.2.1 ως και 3.2.11). Στο διάγραμμα αυτό έχουν προστεθεί σε ορισμένα βήματα, κάποιες συμπληρωματικές λεπτομέρειες για επεξηγηματικούς λόγους.



Σχήμα 3-1: Διάγραμμα ροής υπολογιστικού μοντέλου στη Matlab

### 3.2.1 Εκλογή μεταβλητών απόφασης

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 (2.2.2). Ο ρυθμός άντλησης κάθε πηγαδιού μετριέται σε  $\text{ft}^3/\text{day}$  κι η πίεση κεφαλής σε  $\text{psia}$ .

#### 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 στις Ηνωμένες Πολιτείες, επιλέχθηκε να γίνει η μελέτη για εκατό πηγάδια, τα οποία συνδέονται μεταξύ τους και αλληλοεπηρεάζονται. Επιπλέον ο μεγάλος αυτός αριθμός φρεάτων επιτρέπει την καλύτερη αξιολόγησή τους ως προς το σταθμό συμπεστών που αφορά το τρέχον δίκτυο.

Επιλέγοντας  $N=100$  αριθμό πηγαδιών στο δίκτυο, αυτομάτως οι μεταβλητές απόφασης γίνονται  $2*N=200$ , δηλαδή 100 ρυθμοί άντλησης και 100 πιέσεις κεφαλής, 1 για κάθε πηγάδι του δικτύου. Το νούμερο αυτό αφορά μία(1) ημέρα, δηλαδή μόνο μία χρονική περίοδο. Αργότερα θα αναλυθεί ο λόγος που επιλέγεται η μελέτη να λάβει χώρα σε διάρκεια μιας 25ετίας, αλλά και 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  $1825*200=365.000$  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 *runp* για τους ρυθμούς άντλησης και *press* για τις πιέσεις κεφαλής.

### 3.2.2 Θέσπιση άνω και κάτω ορίων μεταβλητών απόφασης

Οι δυο 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 = zeros (200,1);
```

Η θέσπιση των άνω ορίων επιτυγχάνεται αντίστοιχα με την εντολή:

```
ub = [700000* ones (100,1);48634.42576*ones (100,1)];
```

Με την εντολή αυτή διασφαλίζεται ότι ο ρυθμός άντλησης σε ένα πηγάδι δε θα ξεπερνά τα 700.000 ft<sup>3</sup>/day κι η πίεση κεφαλής τα περίπου 48.635 psia. Τα νούμερα αυτά σαφώς δεν είναι τυχαία. Όπως αναφέρθηκε και σε προηγούμενο [κεφάλαιο](#), το 2016, το μέσο πηγάδι φυσικού αερίου στις ΗΠΑ παρήγαγε περίπου 132.000 κυβικά πόδια την ημέρα. Σε αυτό το νούμερο συμμετέχουν τόσο πηγάδια τεράστιων ρυθμών άντλησης όσο και πολύ χαμηλών. Επιπλέον συμπεριλαμβάνονται πηγάδια που βρίσκονται είτε στα πρώτα χρόνια λειτουργία τους είτε σε μεταγενέστερο στάδιο. Εδώ θεωρήθηκε ότι το δίκτυο της παρούσας μελέτης αφορά πηγάδια που σε βάθος 2ετίας μετά την πρώτη άντληση από αυτά θα βρίσκονται περίπου στους μέσους όρους αυτούς. Με το ρυθμό άντλησης να ελαττώνεται κάθε χρόνο καθώς μειώνεται κι η παραγωγική ικανότητα των πηγαδιών, ούτως ώστε να επιτευχθεί ο διετής αυτός στόχος, πρέπει στην 1<sup>η</sup> ημέρα λειτουργίας τους τα πηγάδια να έχουν τη δυνατότητα να αντλούν με ρυθμό 700.000 ft<sup>3</sup>/day. Το νούμερο για το πάνω όριο των πιέσεων κεφαλής προκύπτει επιλύοντας την ανισότητα [\(2.2.2\)](#) ως προς το  $q_{j+100}^k$  για ρυθμό άντλησης ίσο με τα 700.000 ft<sup>3</sup>/day.

### 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 = [round (700000*rand (100,1)); round (48634.42576*rand (100,1))];
```

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<sup>η</sup> 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 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 (1825X200): 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) pump (1X100): 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 (1X100): 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<sup>η</sup> και τελευταία ολική μεταβλητή σε μορφή πίνακα είναι:

- 4) qsum (1X1): Καθημερινή αποθήκευση του αθροίσματος όλων των ρυθμών άντλησης του δικτύου των 100 πηγαδιών. Σε κάθε νέο τρέξιμο της fmincon η νέα τιμή εγγράφεται πάνω στην παλιά.

### 3.2.6 Υπολογισμός συνολικών εξόδων δικτύου

Προκειμένου να βρεθεί το κέρδος στο τέλος του αλγορίθμου θα πρέπει να είναι γνωστά τα συνολικά έξοδα όπως το κόστος τοποθέτησης του πηγαδιού, το κόστος λειτουργίας του συμπιεστή και το κόστος εγκατάστασης του συμπιεστή, ώστε να αφαιρεθούν από τα συνολικά έσοδα από την πώληση του φυσικού αερίου.

Αρχικά πρέπει να σημειωθεί ότι τα συνολικά έξοδα θεωρήθηκαν ως το άθροισμα δύο δαπανών, έξοδα τοποθέτησης πηγαδιών και έξοδα λειτουργίας και εγκατάστασης συμπιεστών. Έγινε επίσης μια παραδοχή ότι αναφερόμαστε στα συνολικά έξοδα του σταθμού συμπιεστών που αναλογεί σε 100 πηγάδια κι όχι μεμονωμένα στα έξοδα κάθε συμπιεστή στο δίκτυο. Εν συνεχεία τα συνολικά έξοδα του σταθμού συμπιεστών ανήχθησαν στο επίπεδο του ενός πηγαδιού ως νούμερο μέσα στην εργασία. Τελικά έγινε πρόσθεση του κόστους εγκατάστασης ενός πηγαδιού και του ανηγμένου κόστους του σταθμού συμπιεστών για το ένα πηγάδι και ο αριθμός αυτός μετά πολλαπλασιάστηκε με τον αριθμό του συνόλου των πηγαδιών (N=100), 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)=100

Cw=Κόστος εγκατάστασης της τοποθέτησης ενός πηγαδιού σε \$=5.200.000\$(περιλαμβάνει κόστος εγκατάστασης σταθμού συμπιεστών για το δίκτυο)

$C$ =Κόστος λειτουργίας του σταθμού συμπιεστών που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι σε  $\$=454.382,0726\$$   
 $\epsilon$ =Πολύ μικρή σταθερά (Αδιάστατο μέγεθος)=0,0000001

κι ο τύπος αυτός προέρχεται άμεσα από τον τύπο της αντικειμενικής συνάρτησης ([2.2.1](#))

Η επιλογή του κόστους εγκατάστασης ενός πηγαδιού αναλύθηκε ενδελεχώς σε προηγούμενο [κεφάλαιο](#) και προέκυψε ως ο μέσος όρος των δεδομένων στοιχείων του 2015-2016, συνυπολογίζοντας και τις μελλοντικές μειώσεις που αναμένονται στα κόστη αυτά.

Αναφορικά με τον υπολογισμό του κόστους εγκατάστασης και λειτουργίας του σταθμού συμπιεστών που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι, το κόστος εγκατάστασης σταθμού συμπιεστών συνυπολογίζεται μέσα στο κόστος εγκατάστασης ενός πηγαδιού κι επομένως δεν προστίθεται δεύτερη φορά στις συνολικές δαπάνες. Επομένως απομένει το κόστος λειτουργίας ενός σταθμού συμπιεστών και το οποίο προέκυψε ότι αναλογεί στα 450.000\$ περίπου ανά πηγάδι κατά τη διάρκεια ζωής του ([Clowney, 2003](#)).

Αθροίζοντας τα παραπάνω έξοδα για το σύνολο των 100 πηγαδιών του δικτύου, προκύπτει το συνολικό αριθμητικό μέγεθος που θα πρέπει να υπερκαλύψει το δίκτυο κατά τη διάρκεια λειτουργίας του, ώστε να αποφέρει κέρδη.

### 3.2.7 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 ([Geology, 2018](#)) κρίθηκε αναγκαίο να χωριστεί η λειτουργία του δικτύου των 100 πηγαδιών σε κάποιες χρονικές περιόδους, προκειμένου να εξασφαλίζεται ένας ομαλός ρυθμός μείωσης των ρυθμών αντλήσεων. Με βάση ακόμη 2 έρευνες ([Planete energies, 2015](#)), ([CPR, 2015](#)), 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 αντιοικονομικό να λειτουργεί πλέον και θα εγκαταλειφθεί. 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<sup>ο</sup> μέχρι το 25<sup>ο</sup> έτος να σημαίνει ίδιους ρυθμούς άντλησης για τα πηγάδια. Τελικώς, η λειτουργία του δικτύου χωρίστηκε σε 6 χρονικές περιόδους. Η 1<sup>η</sup> είναι η πρώτη ημέρα λειτουργίας του δικτύου κι επιλέχθηκε για πρακτικούς λόγους ώστε να λάβουν τιμές οι ολικές μεταβλητές του προγράμματος. Η 2<sup>η</sup> 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 3-1: Πτώση ρυθμών άντλησης ανά έτος λειτουργίας δικτύου**

	1 <sup>ο</sup> έτος	2 <sup>ο</sup> έτος	3 <sup>ο</sup> έτος	4 <sup>ο</sup> έτος	5 <sup>ο</sup> έτος	6 <sup>ο</sup> -25 <sup>ο</sup> έτος
Συνολικοί ημερήσιοι ρυθμοί άντλησης	70.000.000 (ft <sup>3</sup> /day)	24.500.000 (ft <sup>3</sup> /day)	12.250.000 (ft <sup>3</sup> /day)	9.187.500 (ft <sup>3</sup> /day)	7.350.000 (ft <sup>3</sup> /day)	7.350.000 (ft <sup>3</sup> /day)
Συνολική ημερήσια μείωση ρυθμών άντλησης	-	124.657,53 (ft <sup>3</sup> /day)	33.561,64 (ft <sup>3</sup> /day)	8.390,41 (ft <sup>3</sup> /day)	5.034,25 (ft <sup>3</sup> /day)	0 (ft <sup>3</sup> /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% μόλις σε σχέση με το 1<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας του δικτύου.

### 3.2.8 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<sup>η</sup> 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.

### 3.2.9 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.

### 3.2.10 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 100 πηγάδια, προστίθεται στο αρχικό συνολικό κόστος. Με τον τρόπο αυτό, κάθε μέρα τα [έξοδα](#) 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<sup>ο</sup> έτος (6<sup>η</sup> χρονική περίοδος), οι ρυθμοί άντλησης παραμένουν σταθεροί κι αυτό συνεχίζεται μέχρι και το 25<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας. Στο σύνολο λοιπόν, αυτό αφορά 21 χρόνια

λειτουργίας του δικτύου. Για το λόγο αυτό, προκειμένου να αποφευχθούν αχρειαστά 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<sup>ου</sup> έτους να προστίθενται επί 21 φορές στο συνολικό ποσό, ώστε τελικώς το 5<sup>ο</sup> έτος να υπολογίζεται 21 φορές. Με αυτό τον τρόπο, τα 21 ίδια έτη(5<sup>ο</sup> ως 25<sup>ο</sup>) βελτιστοποιούνται μόνο κατά τη διάρκεια του ενός από αυτά αλλά εν συνεχεία, υπολογίζονται κανονικά ως 21 στα έσοδα της επιχείρησης.

### 3.2.11 Εμφάνιση αποτελεσμάτων

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

## 3.3 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 αποδίδει τα απαιτούμενα αποτελέσματα.

## 3.4 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.

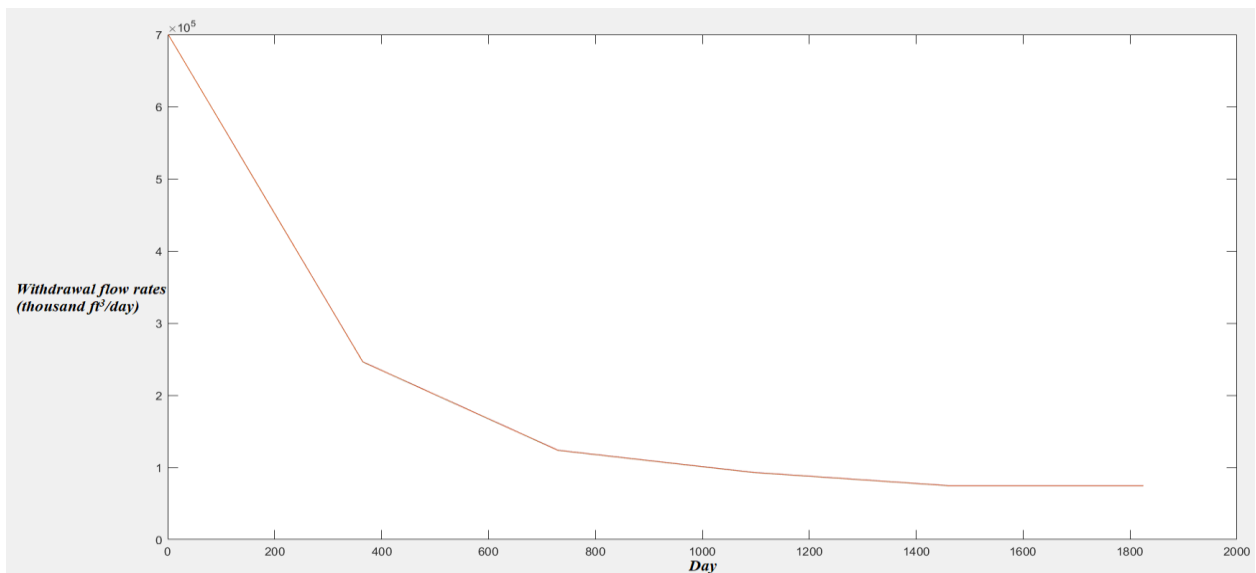
**Πίνακας 3-2: Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την επίλυση του προβλήματος**

<b>Όνομα</b>	<b>Αριθμητική τιμή</b>
Αριθμός πηγαδιών δικτύου	100
Σύνολο υπολογιζόμενων μεταβλητών απόφασης	365.000
Χρονικός ορίζοντας επένδυσης	25 years= 9.125 days
Μέγιστος ρυθμός άντλησης πηγαδιού	700.000 ft <sup>3</sup> /day
Μέγιστη κεφαλή πίεσης πηγαδιού	48.634,43 psia
Μέγιστη ημερήσια ζήτηση	7.000.000 ft <sup>3</sup> /day
Μέγιστη πίεση κεφαλής για το σύνολο των πηγαδιών (συνολικό άθροισμα πιέσεων)	4.863.443 psia
Σχέση πίεσης κεφαλής/πίεσης βάθους οπής πηγαδιού	1,5
Κόστος εγκατάστασης της τοποθέτησης ενός πηγαδιού(περιλαμβάνει κόστος εγκατάστασης σταθμού συμπιεστών για το δίκτυο)	5.200.000 \$
Κόστος λειτουργίας του σταθμού συμπιεστών που αντιστοιχεί σε 1 πηγάδι	454.382,1 \$
Τιμή πώλησης ενός ft <sup>3</sup> φυσικού αερίου	4,5-8,5 \$ (διαφορετικές τιμές για ανάλυση ευαισθησίας)

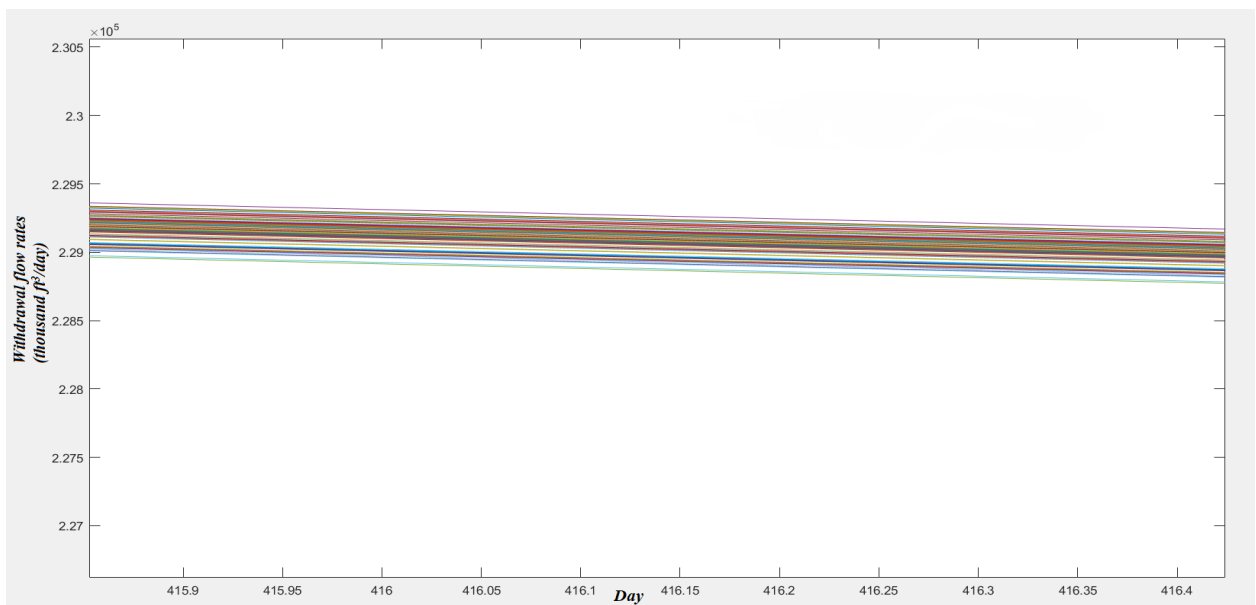
## 4. Αποτελέσματα

Σε αυτό το κεφάλαιο της τρέχουσας μελέτης παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από την εκτέλεση των υπολογισμών όπως αυτοί αναφέρθηκαν στο υπολογιστικό μοντέλο, έχοντας ως βάση το μαθηματικό μοντέλο.

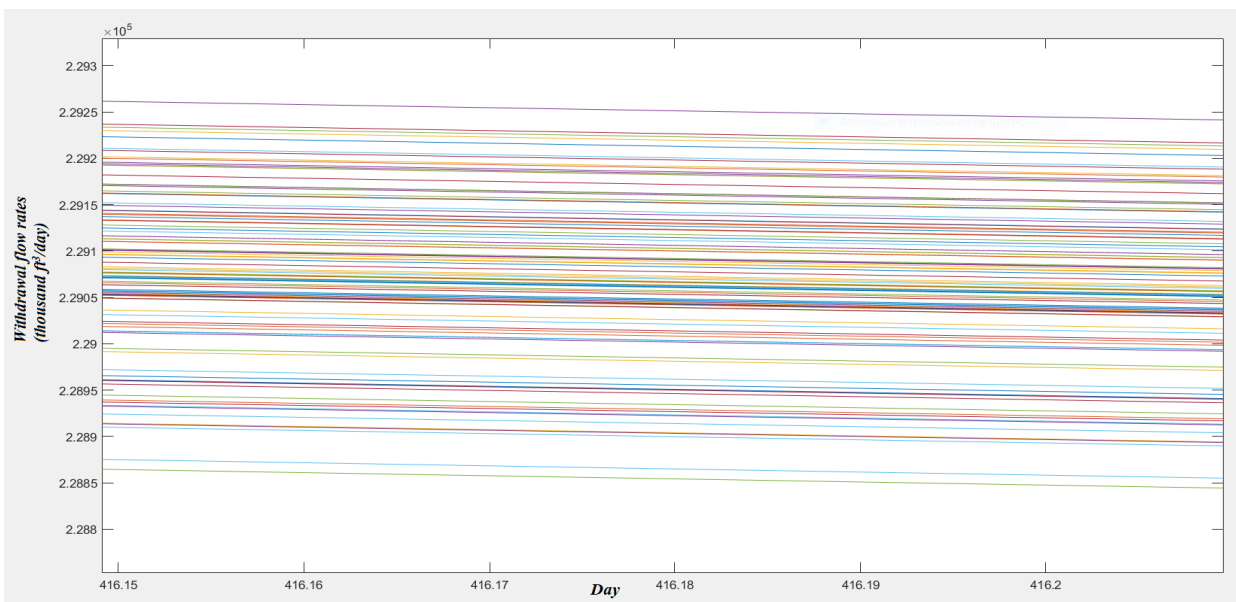
### 4.1 Αποτελέσματα για 100 πηγάδια σε 1825 ημέρες λειτουργίας



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



Σχήμα 4-2: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου/ημέρα λειτουργίας (2)

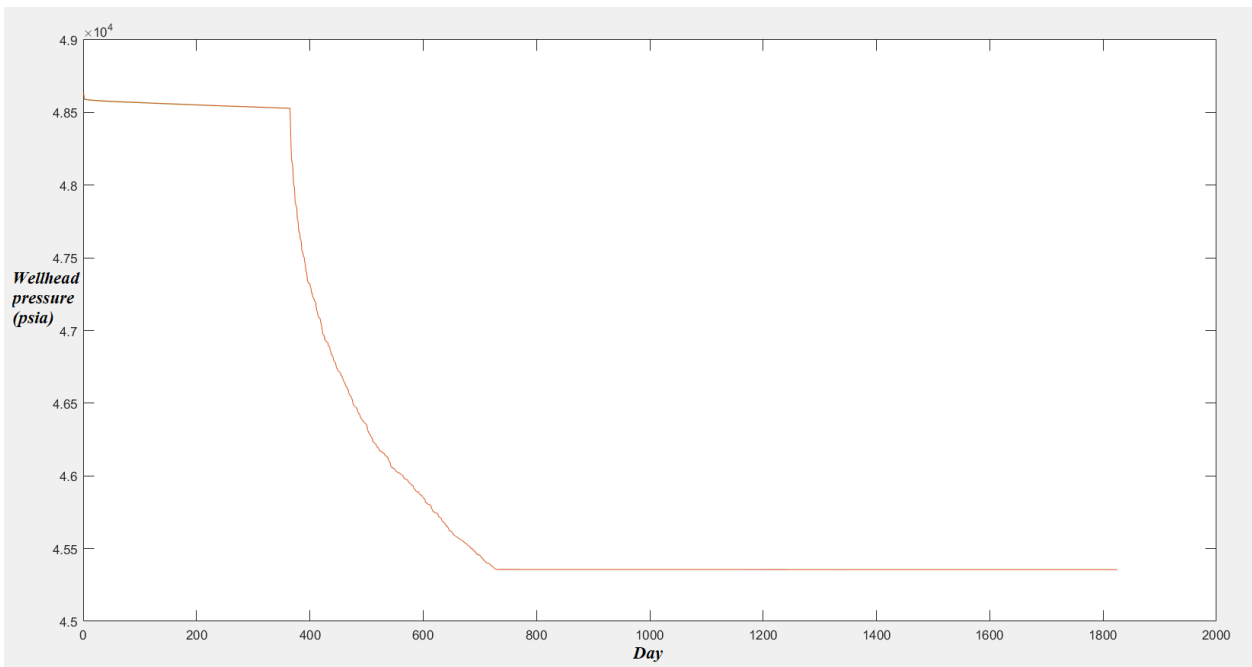


**Σχήμα 4-3: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου/ημέρα λειτουργίας (3)**

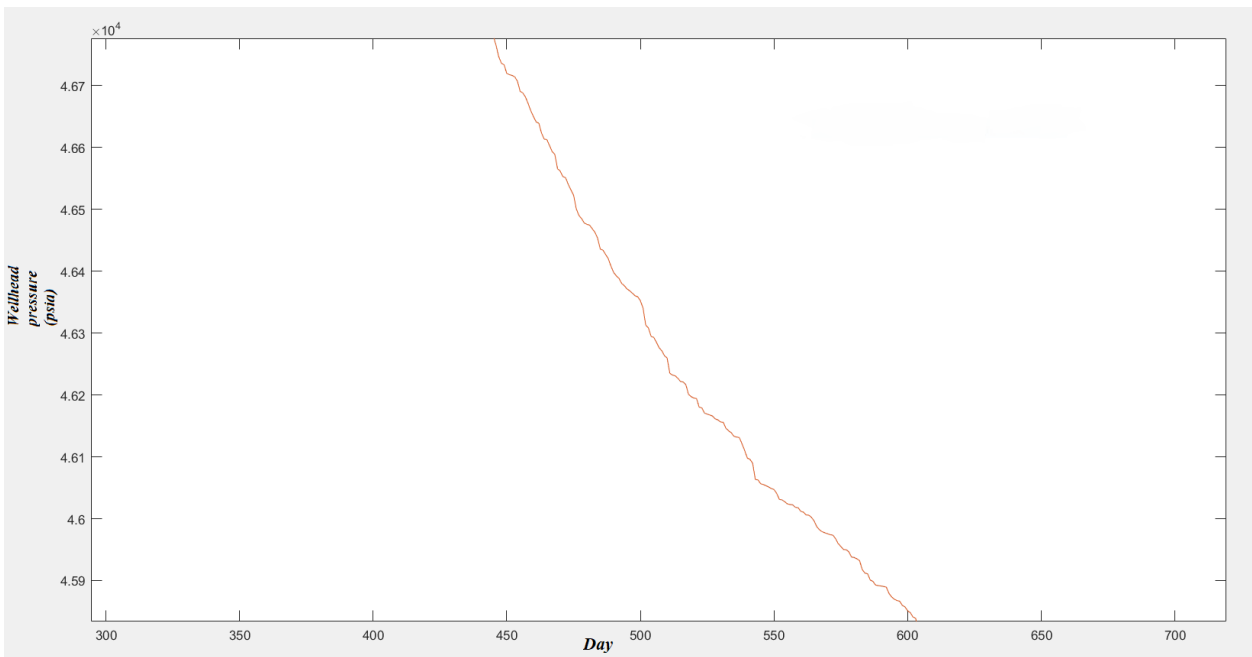
Στα 3 παραπάνω σχήματα (βλ.4-1,4-2,4-3) παρουσιάζονται οι ρυθμοί άντλησεως των 100 πηγαδιών ανά ημέρα λειτουργίας του δικτύου, για τα 5 συνολικά έτη, κατά τα οποία έτρεξε το πρόγραμμα.

Στο σχήμα 4-1 καθίσταται εμφανές πως από την αρχή του 5<sup>ου</sup> έτους και μετά οι ρυθμοί αυτοί παραμένουν σταθεροί και δε μεταβάλλονται περαιτέρω, καθώς περνούν οι μέρες, γεγονός που όπως σχολιάστηκε προηγουμένως καθιστά ανώφελο το τρέξιμο του προγράμματος για τα επόμενα έτη λειτουργίας του δικτύου.

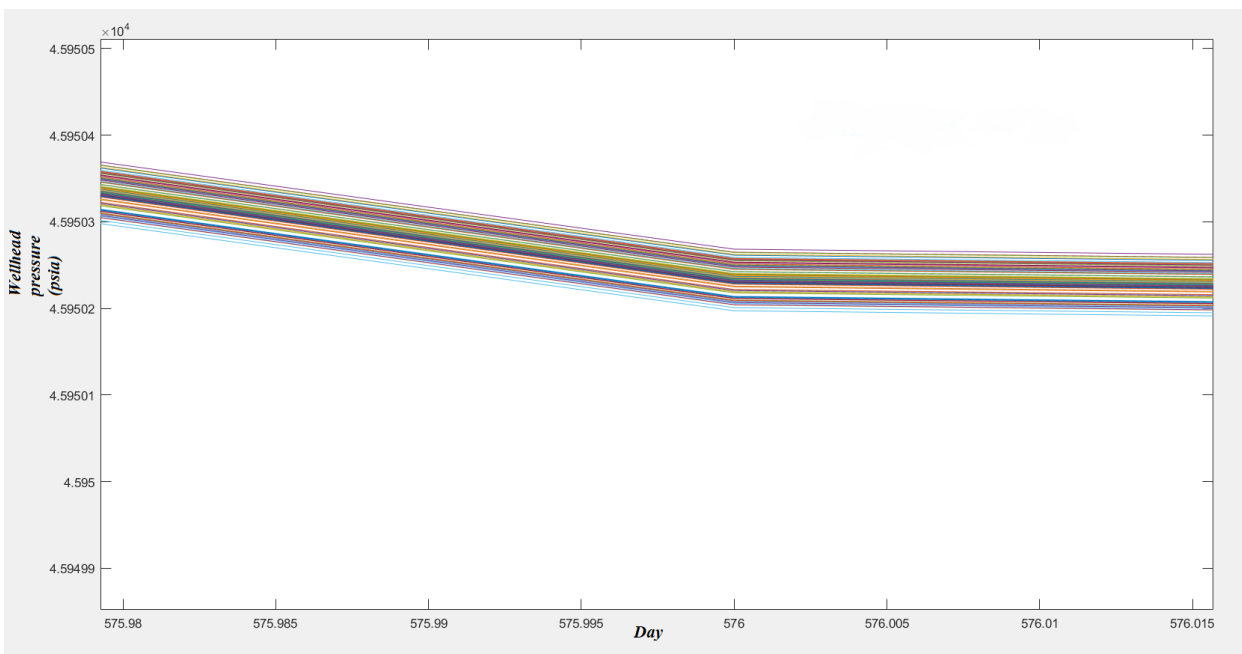
Στα σχήματα 4-2, 4-3 έχει γίνει μεγέθυνση του γραφήματος, ώστε να διακρίνεται με μεγαλύτερη σαφήνεια ότι οι ρυθμοί άντλησης μειώνονται με ομαλούς ρυθμούς από ημέρα σε ημέρα. Το ενδιαφέρον στοιχείο που προκύπτει από τη βελτιστοποίηση που επετεύχθη είναι πως οι ρυθμοί άντλησης εμφανίζονται να μειώνονται σχεδόν με τον ίδιο ρυθμό ο ένας με τον άλλον, κάτι που φαίνεται από την παραλληλία των γραμμών τους, ιδιαίτερα στο σχήμα 4-3.



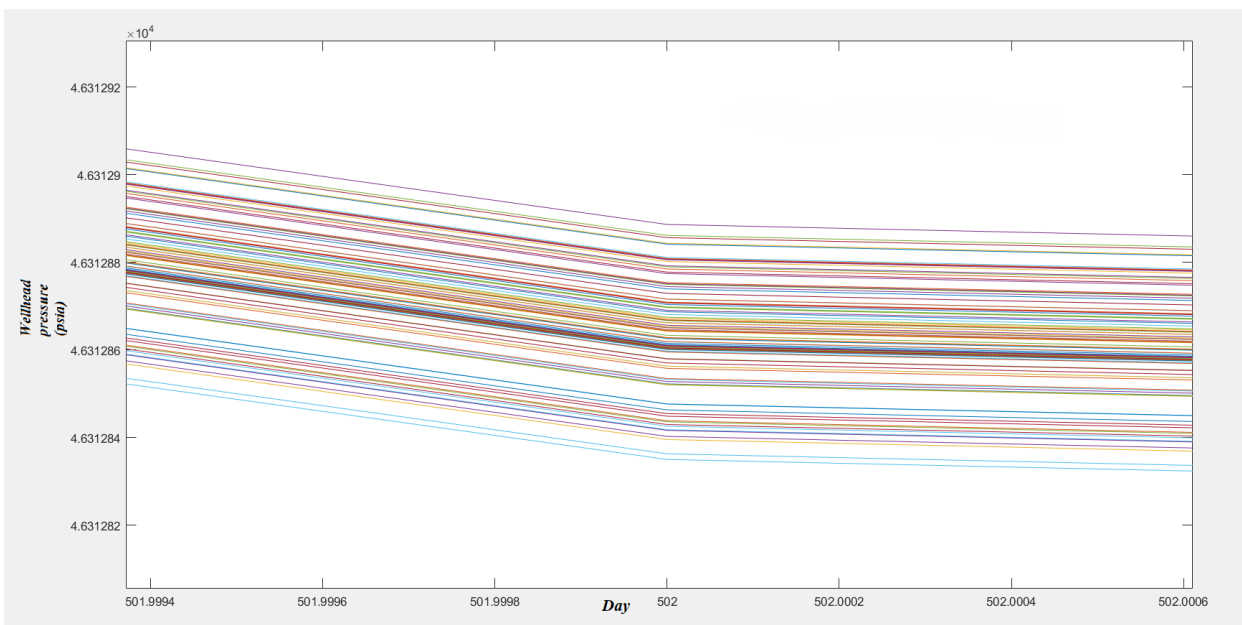
Σχήμα 4-4: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (1)



Σχήμα 4-5: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (2)



Σχήμα 4-6: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (3)



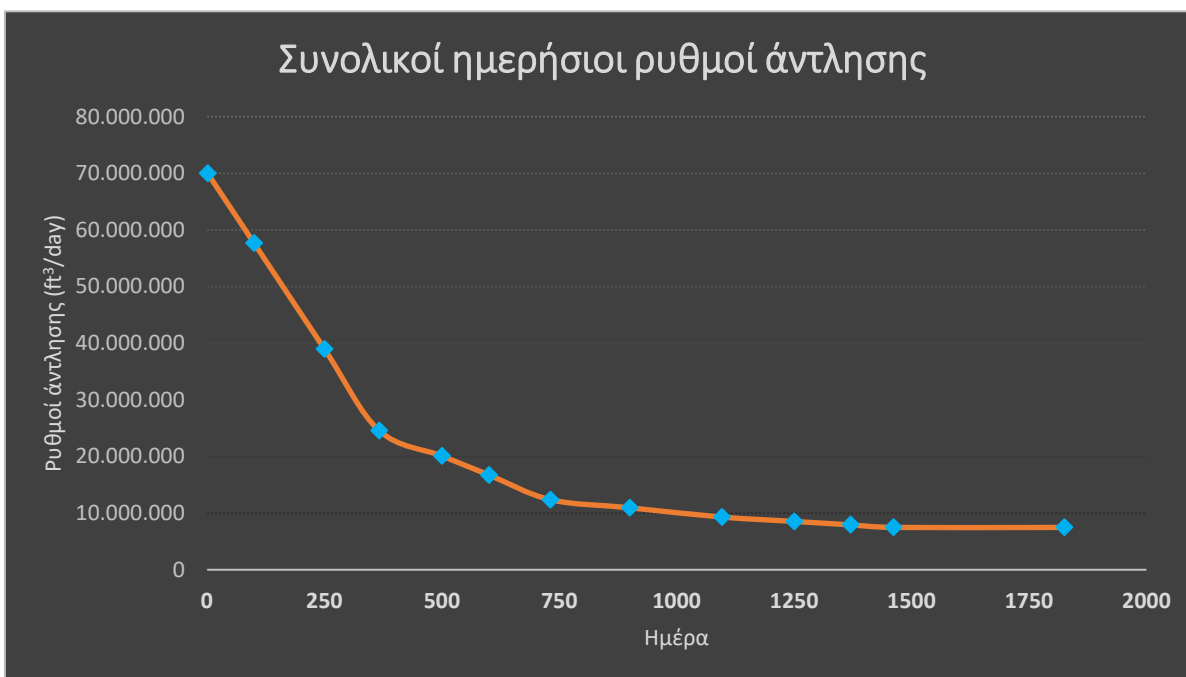
Σχήμα 4-7: Πιέσεις κεφαλής/ημέρα λειτουργίας (4)

Αντίστοιχα με τα σχήματα για τους ρυθμούς άντλησης, επιλέχθηκαν 4 σχήματα για τις πιέσεις κεφαλής ανά ημέρα λειτουργίας της επιχείρησης(βλ. σχήματα 4-4 ως 4-7).

Κι εδώ παρατηρείται ότι οι πιέσεις κεφαλής μειώνονται με τον ίδιο σχεδόν ρυθμό η μια με την άλλη από ημέρα σε ημέρα, με μια σημαντική όμως διαφοροποίηση. Όπως φαίνεται κυρίως στο



σχήμα 4-5, εν αντιθέσει με τους ρυθμούς άντλησης, οι πιέσεις κεφαλής δε διαθέτουν ομαλό ρυθμό μείωσης σε ημερήσια βάση. Γι' αυτό το λόγο κι η γραμμή που αντιστοιχεί στις 100 πιέσεις στο σχήμα αυτό(4-5), δεν είναι ευθεία σε μια μικρή χρονική περίοδο, αλλά κάνει συνεχώς γωνιώδεις ελιγμούς, έτσι ώστε σχηματίζεται μια σειρά από εναλλασσόμενες εισέχουσες και εξέχουσες γωνίες. Χαρακτηρίζεται από μια ασταθή επομένως φθίνουσα πορεία.



Σχήμα 4-8: Ρυθμοί άντλησης φυσικού αερίου/ημέρα λειτουργίας (4)

Το σχήμα 4-8 ουσιαστικά είναι το αντίστοιχο του 4-1, επιλέχθηκε όμως να ενταχθεί και αυτό στην παρούσα εργασία καθώς διαφοροποιείται ως προς το εξής. Αντί να γίνει το γράφημα ως συνεχής γραμμή για κάθε ημέρα από τις 1825 ξεχωριστά, επιλέχθηκαν 13 καίρια σημεία, που αντιστοιχούν σε 13 ημέρες λειτουργίας της επιχείρησης και δημιουργήθηκε γι' αυτά το γράφημα. Η επιλογή αυτή έγινε ώστε να καταδειχθεί περαιτέρω η ομαλή μείωση των ρυθμών άντλησης με ακόμη ένα αποδεικτικό στοιχείο. Τα σημεία που επιλέχθηκαν, δηλαδή η ημέρα που έγινε η μέτρηση καθώς κι οι αντίστοιχοι συνολικοί ρυθμοί άντλησης από τα 100 πηγάδια παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα(4-1).

**Πίνακας 4-1: Ρυθμοί άντλησης 100 πηγαδιών σε επιλεγμένες ημέρες λειτουργίας**

Ημέρα	1	100	250	366	500	600
Ρυθμοί άντλησης	70.000.000	57.658.903	38.960.271	24.591.091	20.093.831	16.737.662
Ημέρα	731	900	1.096	1.250	1.370	1.461-1825
Ρυθμοί άντλησης	12.366.258	10.948.278	9.307.114	8.531.839	7.927.730	7.474.647

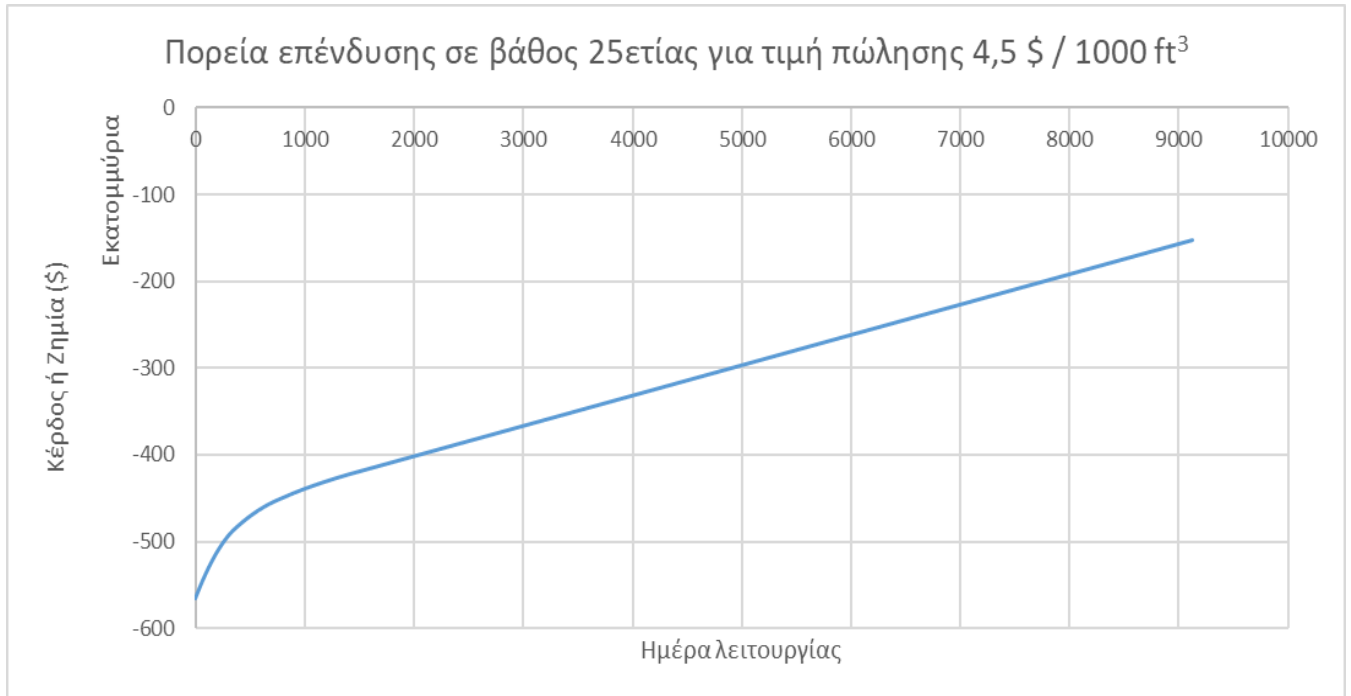
## 4.2 Συνολικά έξοδα επένδυσης

Όπως αναλύθηκε διεξοδικά [προηγουμένως](#), τα συνολικά έξοδα της επένδυσης της άντλησης φυσικού αερίου μέσω δικτύου 100 πηγαδιών στις ΗΠΑ αποτελούνται από το άθροισμα δύο δαπανών. Με βάση τις επιλεχθείσες δαπάνες για 1 πηγάδι, κάνοντας την αναγωγή στα 100, το πρόγραμμα έδωσε το εξής αποτέλεσμα:

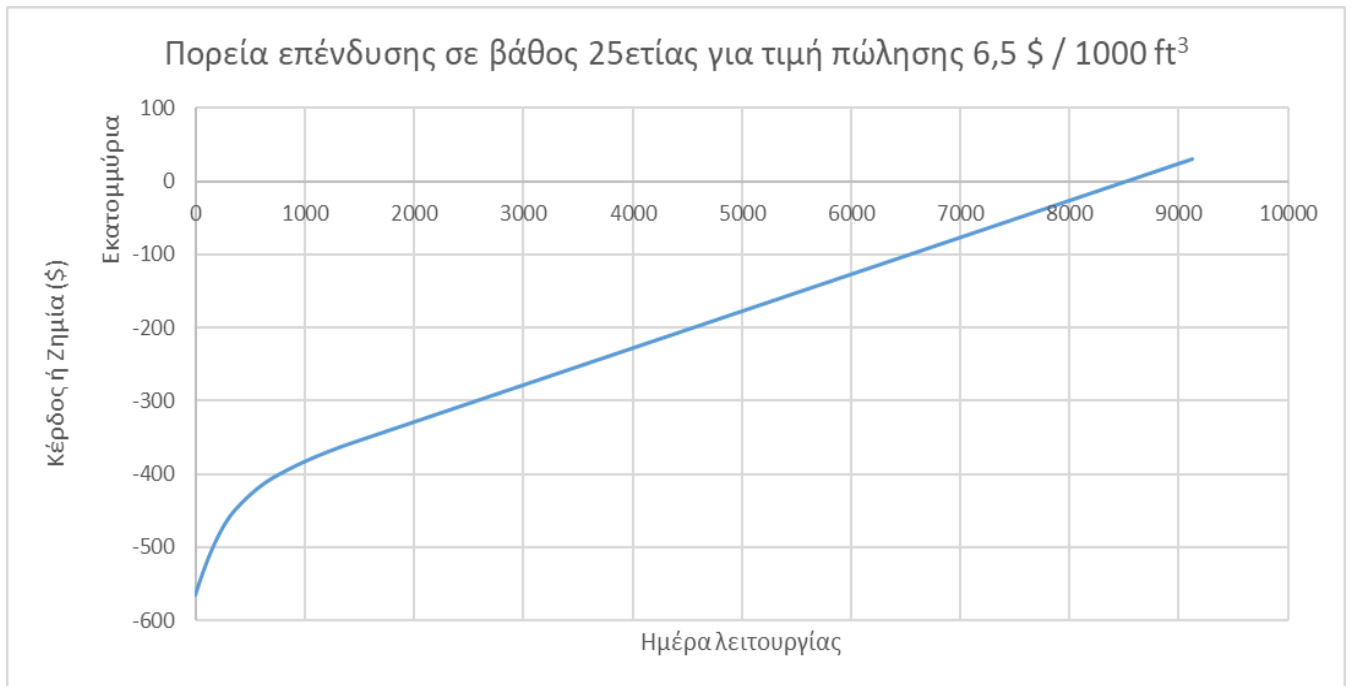
$$\text{Συνολικά έξοδα επένδυσης} = 565.438.207,3\$$$

Στόχο της παρούσας μελέτης αποτελεί το να υπερκαλυφθούν τα έξοδα αυτά και να προκύψει θετικό ισοζύγιο, δηλαδή κέρδος, για την επένδυση σε βάθος 25ετίας, οπότε και θα αποτελεί αντιοικονομικό η συνέχιση της λειτουργίας του δικτύου.

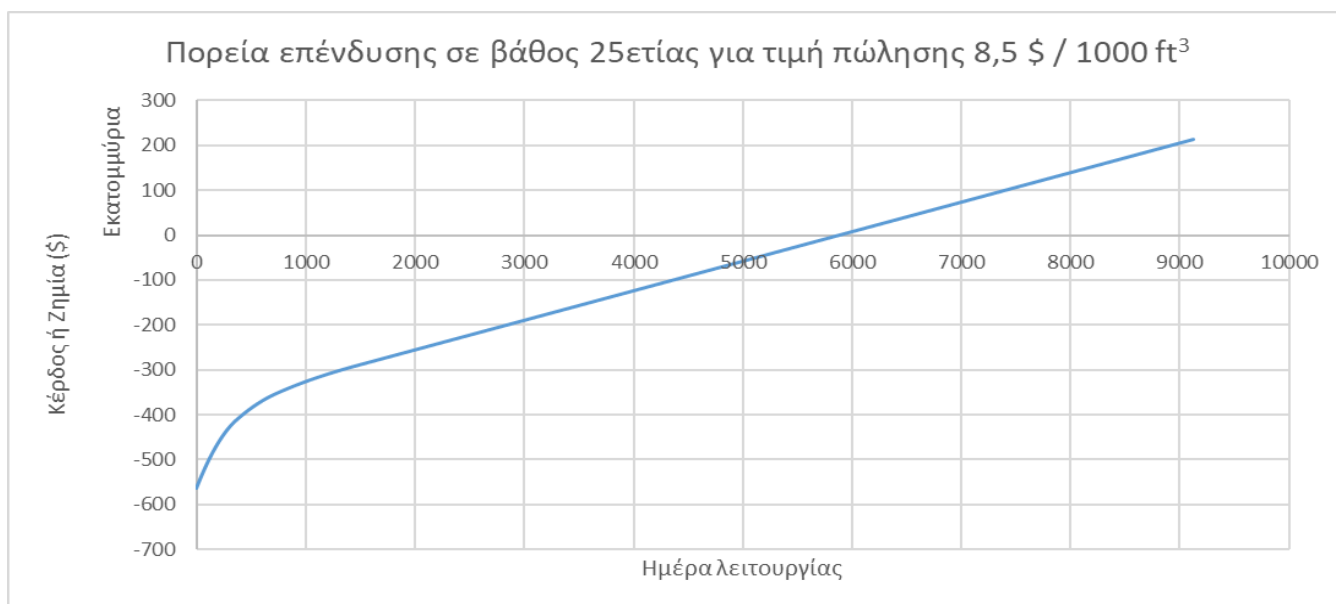
### 4.3 Πορεία επένδυσης σε βάθος 25ετίας για 3 διαφορετικές τιμές πώλησης



Σχήμα 4-9: Πορεία επένδυσης επιχείρησης-Σενάριο A



Σχήμα 4-10: Πορεία επένδυσης επιχείρησης-Σενάριο B



*Σχήμα 4-11: Πορεία επένδυσης επιχείρησης-Σενάριο Γ*

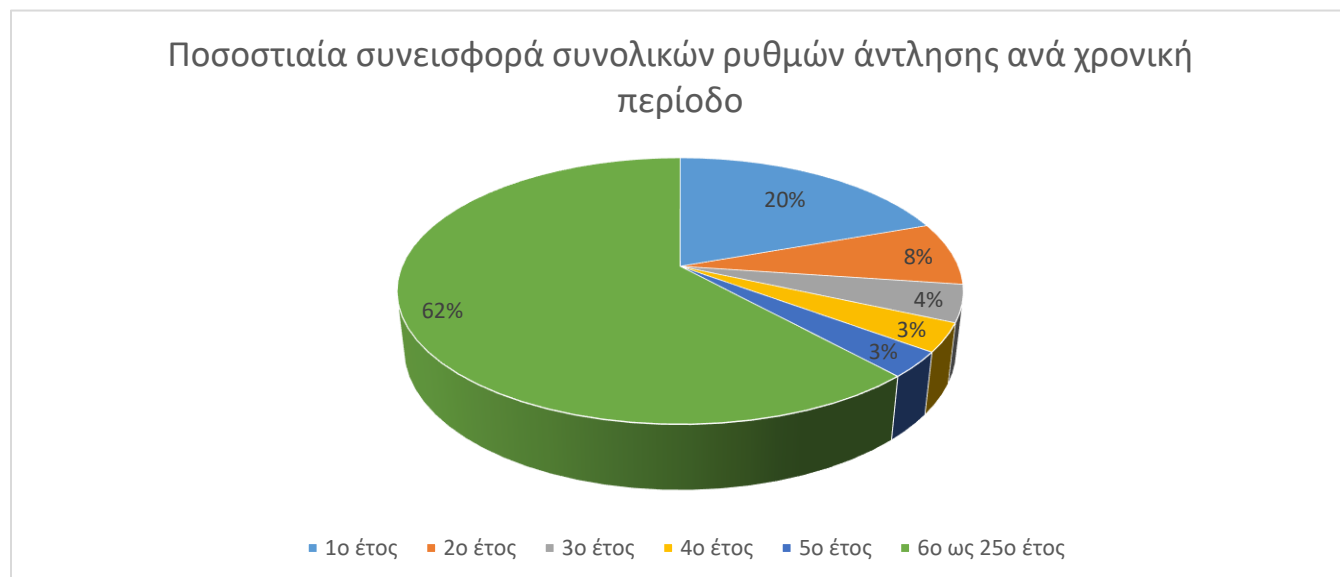
Και στις 3 παραπάνω εικόνες (Σχήματα 4-9 ως 4-11), για 3 διαφορετικά σενάρια που εδώ ισοδυναμούν με 3 διαφορετικές τιμές πώλησης των 1000 περίπου κυβικών ποδιών φυσικού αερίου, καθίσταται εμφανές ότι μετά από περίπου 2 χρόνια λειτουργίας του δικτύου, η πορεία της επιχείρησης αναφορικά με την επιθυμητή υπερκάλυψη των εξόδων, αποκτά μια γραμμική τάση, κρίνοντας από τις κλίσεις των συναρτήσεων. Το φαινόμενο αυτό είναι το λογικό αποτέλεσμα της συνεχούς μείωσης των ρυθμών άντλησης στα πηγάδια, που μετά τα πρώτα 2-3 χρόνια λειτουργίας τους που παράγουν φυσικό αέριο σε φρενήρεις ρυθμούς, σταδιακά επέρχονται σε ένα σταθερό επίπεδο παραγωγής μέχρι να καταλήξουν κάποια στιγμή ασύμφορα σε βάθος πολλών ετών.

Όσον αφορά τη διαφορά μεταξύ των 3 σχημάτων:

- Σχ. 4-9: Σε καμία στιγμή της επένδυσης για την τιμή πώλησης 4,5 \$/1000ft<sup>3</sup> δεν υπάρχει κέρδος για την επιχείρηση.
- Σχ. 4-10: Μετά από περίπου 23 χρόνια για την τιμή πώλησης 6,5 \$/1000ft<sup>3</sup> ξεκινάει η επένδυση να αποφέρει κέρδος.
- Σχ. 4-11: Μετά από περίπου 16 χρόνια για την τιμή πώλησης 8,5 \$/1000ft<sup>3</sup> ξεκινάει η επένδυση να αποφέρει κέρδος.

Συνεπώς, συμπεραίνεται ότι η αύξηση της τιμής πώλησης του φυσικού αερίου διαδραματίζει καθοριστικό ρόλο στο πότε τα έσοδα του δικτύου αρχίζουν να ξεπερνούν τις συνολικές δαπάνες

της επένδυσης κι άρα για ποιες τιμές η επένδυση αποφέρει κέρδος που να δικαιολογεί την κατασκευή του δικτύου των 100 πηγαδιών.



Σχήμα 4-12: Συνεισφορά ρυθμών άντλησης ανά χρονικές περιόδους

Σε ενίσχυση των παραπάνω στοιχείων έρχεται το σχήμα 4-12, όπου μπορεί να διαπιστώσει κάποιος ότι στον 1<sup>ο</sup> χρόνο αντιστοιχεί το 1/5 του συνόλου του φυσικού αερίου που θα αντληθεί κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, ενώ σε βάθος 3ετίας αντιστοιχεί σχεδόν το 1/3 του συνόλου. Επειδή όλοι οι υπολογισμοί έγιναν για μια σταθερή τιμή πώλησης, τα ποσοστά και τα κλάσματα αυτά αντιστοιχούν εκτός από ρυθμούς άντλησης, και σε μερίδια συνεισφοράς στα έσοδα της επιχείρησης.

#### 4.4 Ανάλυση ευαισθησίας

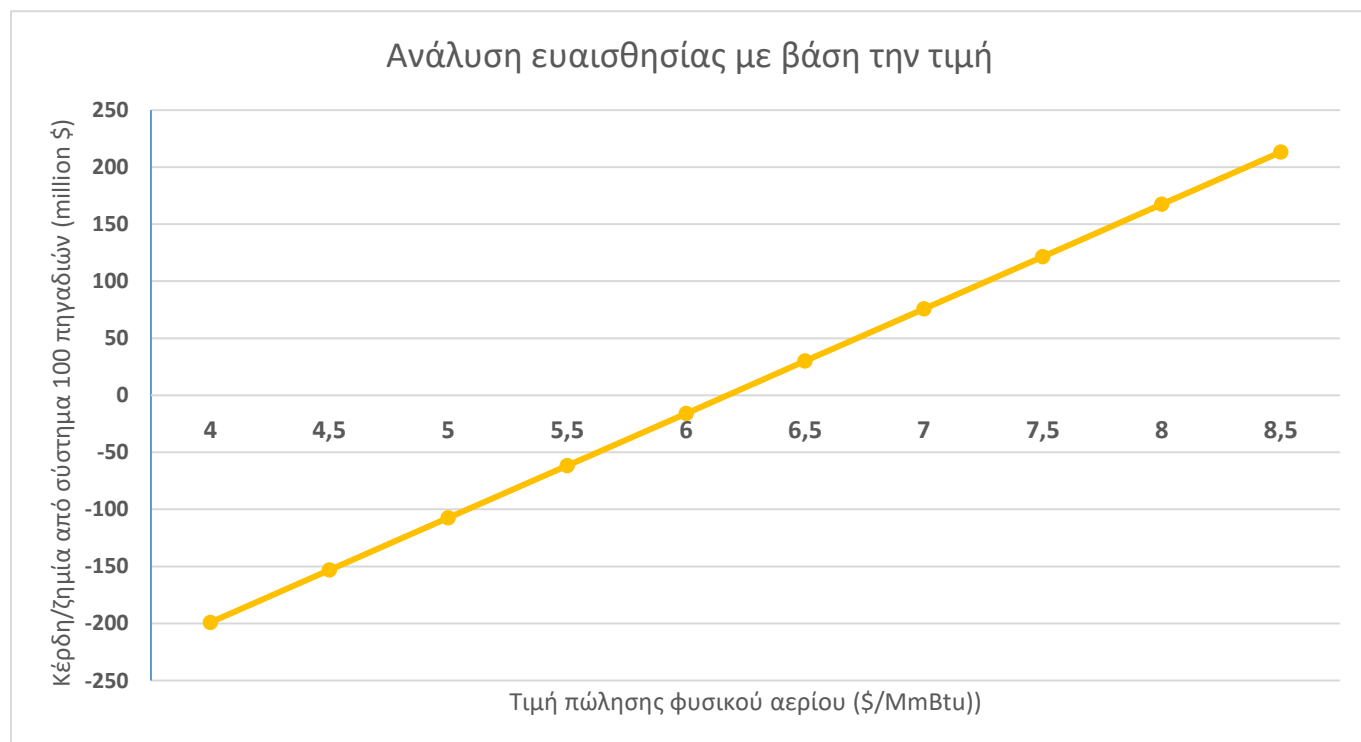
Προκειμένου η μελέτη να προσεγγίζει όσο δυνατόν τις πραγματικές συνθήκες της αγοράς και με δεδομένο ότι η τιμή πώλησης του φυσικού αερίου διαφέρει από ημέρα σε ημέρα, πόσο μάλλον σε μια διάρκεια 25 ετών, διεξήχθη ανάλυση ευαισθησίας με βάση την τιμή πώλησης στην αμερικανική αγορά. Η τιμή αυτή διαφέρει σαφώς ανάλογα με τη χώρα, τη χρονική περίοδο, τον εμπορικό κόμβο και πολλές άλλες συνθήκες, όπως αυτές αναλύθηκαν στο σχετικό [κεφάλαιο](#).

Στον ακόλουθο πίνακα (Πίνακας 4-2) και το σχετικό σχήμα (Σχήμα 4-13) παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που συλλέχθηκαν με τη βοήθεια του Excel για τις διάφορες τιμές πώλησης του φυσικού αερίου. Πρέπει να τονιστεί εδώ ότι οι συνήθειες αναφορές στην τιμή αυτή γίνονται με

μονάδα μέτρησης του φυσικού αερίου, το 1 MmBtu=1.000.000 Btu $\approx$ 1,037\*1.000 ft<sup>3</sup>, οπότε μέσα στον αλγόριθμο έγινε η ανάλογη μετατροπή ώστε να εξασφαλίζεται η αξιοπιστία των αριθμητικών αποτελεσμάτων.

**Πίνακας 4-2: Οικονομικά αποτελέσματα επένδυσης**

Τιμή πώλησης 1 MmBtu φυσικού αερίου	4\$/ MmBtu	4,5\$/ MmBtu	5\$/ MmBtu	5,5\$/ MmBtu	6\$/ MmBtu
<b>Κέρδος/Ζημία επένδυσης</b>	<b>-199.057.560\$</b>	<b>-153.259.312\$</b>	<b>-107.460.696\$</b>	<b>-61.663.197\$</b>	<b>-15.865.134\$</b>
Τιμή πώλησης 1 MmBtu φυσικού αερίου	6,5\$/ MmBtu	7\$/ MmBtu	7,5\$/ MmBtu	8\$/ MmBtu	8,5\$/ MmBtu
<b>Κέρδος/Ζημία επένδυσης</b>	<b>29.932.385\$</b>	<b>75.730.470\$</b>	<b>121.528.230\$</b>	<b>167.325.957\$</b>	<b>213.123.853\$</b>



*Σχήμα 4-13: Ανάλυση ευαισθησίας βάση τιμής πώλησης φυσικού αερίου*

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 6,1732 \$/MmBtu.

Επομένως, οποιοσδήποτε υποψήφιος επενδυτής που ενδιαφέρεται για το συγκεκριμένο project, μπορεί να αποφασίσει εάν θα ρισκάρει ή όχι το κεφάλαιό του, βασιζόμενος στις προβλέψεις της αγοράς για την τιμή πώλησης του φυσικού αερίου τα επόμενα χρόνια. Διεξάγοντας έρευνα για την τιμή αυτή στις δεδομένες και προβλεπόμενες συνθήκες αγοράς κι αναλόγως μετά πόσο τον ικανοποιεί το αναμενόμενο κέρδος σε σχέση με την επιλογή επένδυσης των χρημάτων σε εναλλακτικές προτάσεις, μπορεί να κρίνει το εάν θα επενδύσει τελικώς σε ένα δίκτυο 100 πηγαδιών στις ΗΠΑ για την άντληση και πώληση φυσικού αερίου.





## 5. Συμπεράσματα

Στο παρόν κεφάλαιο καταγράφονται τα αποτελέσματα που προέκυψαν από το κεφάλαιο 4 και κατηγοριοποιούνται με βάση την ακόλουθη λογική:

- Συμπεράσματα ως προς το μαθηματικό μοντέλο
- Συμπεράσματα ως προς τη μέθοδο βελτιστοποίησης
- Συμπεράσματα ως προς τη φυσική σημασία των αποτελεσμάτων

### 5.1 Συμπεράσματα ως προς το μαθηματικό μοντέλο

Προκειμένου να μοντελοποιηθεί το πρόβλημα που μελετήθηκε με τη μεγαλύτερη δυνατή αξιοπιστία, η παρούσα μελέτη εμπνεύστηκε από την έρευνα των [Murray και Edgar](#) αλλά τροποποιήθηκε καταλλήλως. Κριτήριο της επιλογής του μοντέλου αυτού ήταν η μεγιστοποίηση του κέρδους από την 25ετή άντληση των 100 πηγαδιών, συνδυαζόμενη με την κάλυψη των μη γραμμικών περιορισμών του προβλήματος.

Το απλοποιημένο αυτό πρόβλημα μη γραμμικού προγραμματισμού, απέφυγε τις μεγάλες υπολογιστικές και μαθηματικές δυσκολίες σε σχέση με πιο περίπλοκα προβλήματα. Παρά τις όποιες απλοποιήσεις επιτεύχθηκαν εξαιρετικά ικανοποιητικά αποτελέσματα. Επιπλέον οι τροποποιήσεις που έγιναν οδήγησαν σε μια αρκετά ακριβή προσέγγιση της αμερικανικής αγοράς. Η ένταξη πραγματικών αριθμητικών δεδομένων της αγοράς, οι περιορισμοί που εισήχθησαν και η χρήση των διαθέσιμων τεχνολογιών στις ΗΠΑ, συνεισέφεραν στο να προσεγγιστεί σε αρκετά αξιόλογο βαθμό η αμερικανική πραγματικότητα, κάτι που επαληθεύεται και από τα αποτελέσματα.

### 5.2 Συμπεράσματα ως προς τη μέθοδο βελτιστοποίησης

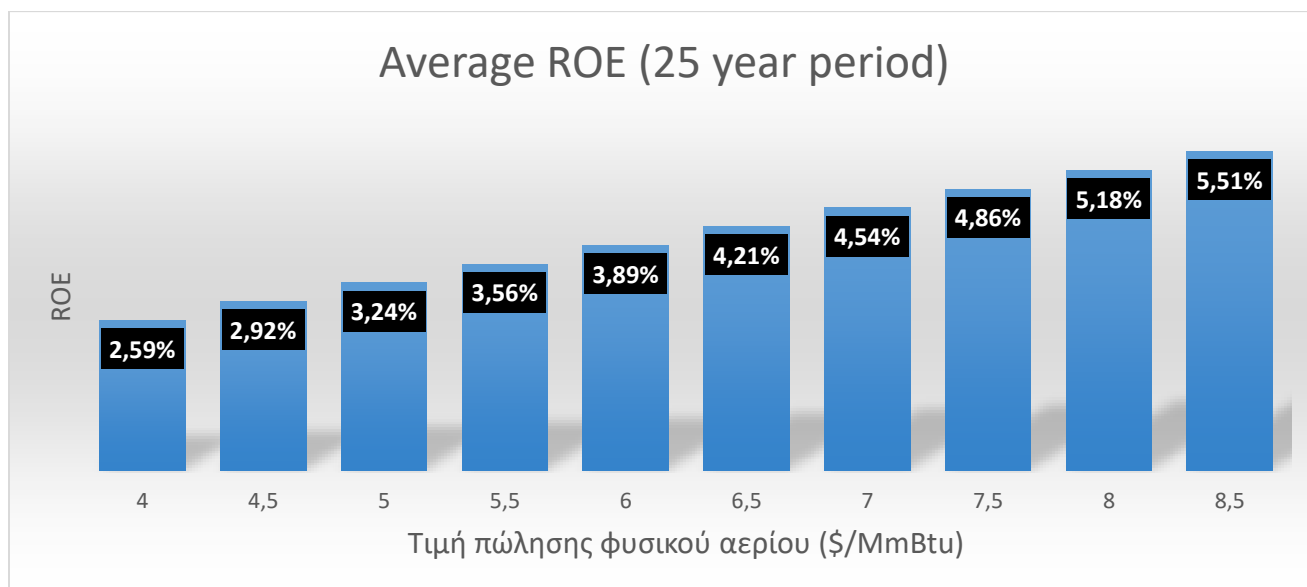
Η επιλογή της συνάρτησης `fmincon` του προγράμματος της Matlab εξασφάλισε τη σύγκλιση στις διάφορες δοκιμές που έγιναν, παρά τον πολύ μεγάλο αριθμό μεταβλητών απόφασης, καθώς και των αντίστοιχων περιορισμών. Παρά την τυχαιότητα της επιλογής του αρχικού σημείου της συνάρτησης, οι λύσεις δεν εγκλωβίστηκαν από την τυχαία αρχικοποίηση και προέκυψαν με ταυτόχρονη ελαχιστοποίηση της αντικειμενικής συνάρτησης και των μη γραμμικών περιορισμών,

αλλά και με παράλληλη ικανοποίηση των κριτηρίων σύγκλισης. Ο μεγάλος αριθμός μεταβλητών απόφασης και άρα ο επακόλουθος μεγάλος αριθμός επαναλήψεων κι αξιολογήσεων συνάρτησης, οδήγησε μεν σε αύξηση του υπολογιστικού κόστους, αλλά επέδωσε τη βέλτιστη δυνατή λύση.

Λαμβάνοντας υπόψιν τη φύση του προβλήματος και των αντίστοιχων αβεβαιοτήτων για την απαίτηση για ακρίβεια της λύσης, μπορεί να συγκριθεί το ποσοστό βελτίωσης σε σχέση με το υπολογιστικό κόστος, προκειμένου να αποφανθεί κανείς για το ποια είναι η βέλτιστη συνθήκη τερματισμού του προγράμματος. Σε κάθε περίπτωση υπάρχουν πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα και το εκάστοτε πρόβλημα καθορίζει την αντίστοιχη επιλογή του αλγορίθμου, των επαναλήψεων, του πλήθους των μεταβλητών απόφασης κτλ. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, τα δοθέντα αποτελέσματα βρίσκονται πολύ κοντά στα πραγματικά δεδομένα της αμερικανικής αγοράς κι άρα κρίνεται η επιλογή των παραπάνω στοιχείων ως αρκετά ικανοποιητική.

### ***5.3 Συμπεράσματα ως προς τη φυσική σημασία των αποτελεσμάτων***

Τα αποτελέσματα του κεφαλαίου 4 κρίνονται ως άκρως ρεαλιστικά. Δημιουργήθηκε ένα υποθετικό δίκτυο 100 πηγαδιών άντλησης φυσικού αερίου στις ΗΠΑ, συνδεδεμένο με σταθμό συμπίεστών και μελετήθηκε σε βάθος 25ετίας. Η επένδυση αυτή απέδωσε ικανοποιητικό κέρδος, όπως φαίνεται κι από τον χρηματοοικονομικό δείκτη του ROE στο σχήμα 5-1 για μια φυσιολογική τιμή πώλησης του προϊόντος, παρότι το σενάριο και τα δεδομένα που λήφθηκαν αφορούν μια αγορά, η οποία μπορεί να έχει πολλές προοπτικές ανάπτυξης και βελτίωσης, δεν παύει όμως να είναι σε κρίση και εξαρτημένη από άλλες οικονομίες. Πρέπει να διευκρινιστεί εδώ ότι οι μέσοι όροι του ROE αναφέρονται σε βάθος 25ετίας κι άρα είναι αναμενόμενα χαμηλότεροι από ότι αν γίνονταν για τα πρώτα 5 έτη όπου και οι ρυθμοί άντλησης από τα πηγάδια του δικτύου και συνεπώς και τα έσοδα από την πώλησή τους βρίσκονται σε πολύ υψηλότερα επίπεδα.

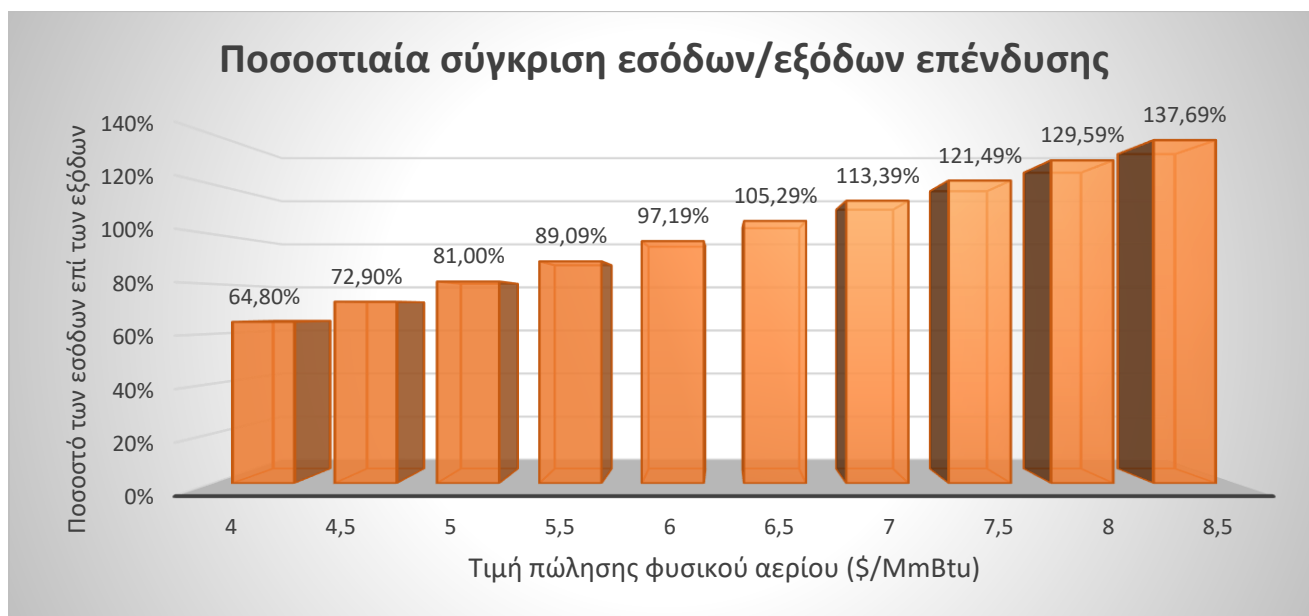


*Σχήμα 5-1: Μέσος όρος ROE σε περίοδο 25 ετών της επένδυσης*

Η αξιολόγηση των αποτελεσμάτων ως ρεαλιστικά και ικανοποιητικά και στα 3 συμπεράσματα, προέκυψε με βάση ότι το 2017, τα στοιχεία που συνέλεξε ο καθηγητής οικονομικών του Πανεπιστημίου της Νέας Υόρκης Aswath Damodaran έδειξαν ότι ο μέσος όρος ROE των περισσότερων από 7.400 αμερικανικών κρατικών εισηγμένων εταιρειών ήταν 10,38% ([Investopedia, 2019](#)). Άρα τα ποσοστά του σχήματος 5-1 για βάθος 25ετίας δείχνουν εξαιρετική επιστροφή της αρχικής επένδυσης.

Εκμεταλλεύομενο τις μειώσεις σε κόστη λόγω βελτίωσης των τεχνολογιών της παραγωγικής διαδικασίας, αλλά και την αναμενόμενη αύξηση της ζήτησης για ενέργεια, καθώς αυξάνονται παράλληλα οι ανάγκες της αμερικανικής αγοράς, το παρόν μοντέλο αναμένεται να αποφέρει κέρδη σε υποψήφιους επενδυτές.

Η τμηματοποίηση της 25ετίας σε διαφορετικές χρονικές περιόδους, ανάλογα με την εκάστοτε μείωση των ρυθμών άντλησης, προσέφερε ρεαλισμό κι αξιοπιστία στα αποτελέσματα της μελέτης. Η επιλογή αυτή σε σχέση με εναλλακτικών σεναρίων, όπου θα επιλέγονταν μηνιαίοι ή ετήσιοι μέσοι όροι αντί για τη ζωντανή μεταβολή που γινόταν σε καθημερινή βάση στο επιλεγμένο σενάριο επέδωσε σημαντική υπολογιστική ακρίβεια.



*Σχήμα 5-2: Ποσοστό των συνολικών εσόδων 25ετίας επί των συνολικών εξόδων για τις διάφορες τιμές πώλησης*

Όπως φαίνεται και στο παραπάνω σχήμα 5-2 με τις υπάρχουσες συνθήκες αγοράς, τεχνολογίας παραγωγής κτλ. υπάρχει πιθανό κέρδος για τον υποψήφιο επενδυτή, προκειμένου να ρισκάρει το κεφάλαιό του στο δίκτυο αυτό στις ΗΠΑ. Πιθανές τεχνολογικές εξελίξεις, βελτίωση των συνθηκών στην αμερικανική αγορά, αλλά και κάποιο φαινόμενο αποσταθεροποίησης σε αγορές ανταγωνιστών πχ. φυσική καταστροφή, μπορεί να ωφελήσουν ώστε είτε μια φαινομενικά χαμηλή τιμή τώρα να αποφέρει περισσότερα κέρδη δια της μείωσης των εξόδων επένδυσης ή να αυξηθεί η τιμή πώλησης σε ακόμα μεγαλύτερα επίπεδα.

Ασφαλώς και το παρόν μοντέλο διαθέτει ορισμένα μειονεκτήματα, τα οποία αναλύθηκαν εκτενώς στο [κεφάλαιο 2.4](#) και μπορεί να απαλείφονται από άλλα μαθηματικά μοντέλα ή από κάποια άλλη μέθοδο βελτιστοποίησης, αλλά κι αυτά με τη σειρά τους θα έχουν άλλα μειονεκτήματα, ίδιας ή πιο βαρύνουσας σημασίας. Σε κάθε περίπτωση, η παρούσα μελέτη επιτρέπει στον αναγνώστη ή σε έναν εν δυνάμει επενδυτή να λάβει πολλά στοιχεία για τον τρόπο λειτουργίας ενός δικτύου πηγαδιών φυσικού αερίου και τις συνθήκες της αγοράς που επικρατούν. Συνυπολογίζοντας όλα τα στοιχεία που προσφέρονται σε αυτή, το πιο σημαντικό όφελος κάποιου είναι ότι μπορεί να υπολογίσει σε μεγάλο βαθμό ποια θα πρέπει να είναι τα επιθυμητά επίπεδα παραγωγής ή η αναγκαία τιμή πώλησης του φυσικού αερίου ή ο συνδυασμός τους ώστε να είναι αποδοτικό και κερδοφόρο ένα δίκτυο μεγάλου πλήθους πηγαδιών για την άντληση φυσικού αερίου.

## 6. Κατάλογος βιβλιογραφικών αναφορών

Berkeley, 2003, Digital Integrated Circuits-Project-Fmincon, viewed 16 December 2018, <[http://bwracs.eecs.berkeley.edu/Classes/icdesign/ee141\\_s03/Project/Project1\\_solutions/fmincon.pdf](http://bwracs.eecs.berkeley.edu/Classes/icdesign/ee141_s03/Project/Project1_solutions/fmincon.pdf)>

BP, 2018, *BP Statistical Review of World Energy 2018*, viewed 30 December 2018, <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>>

Clowney, S. L., 2003, “*Compressor and Pump Station Research*”, DOT/PRCI Pipeline R&D Forum, Washington.

CPR, 2015, “In Colorado, What's the Lifespan of An Oil and Gas Well?”, viewed 27 December 2018, <<http://www.cpr.org/news/story/colorado-whats-lifespan-oil-and-gas-well>>

EIA, 2011, *Annual energy outlook 2011 with projections to 2035*, viewed 3 November 2018, <[https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo11/pdf/0383\(2011\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/archive/aeo11/pdf/0383(2011).pdf)>

EIA, 2016, *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*, viewed 18 December 2018, <<https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>>

EIA, 2017, *The Distribution of U.S. Oil and Natural Gas Wells by Production Rate*, viewed 16 December 2018, <[https://www.eia.gov/petroleum/wells/annual/archive/2017/pdf/full\\_report\\_2017.pdf](https://www.eia.gov/petroleum/wells/annual/archive/2017/pdf/full_report_2017.pdf)>

EIA, 2018, *Energy Explained > Nonrenewable Πηγής > Natural Gas*, viewed 15 December 2018, <[https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural\\_gas\\_home](https://www.eia.gov/energyexplained/index.php?page=natural_gas_home)>

EPA, 2014, *Clean Energy-Energy and You-How does electricity affect the environment? - Natural Gas*, viewed 17 October 2018, <<https://web.archive.org/web/20140606215324/http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/natural-gas.html>>

Geng, J. B., Ji, Q. and Fan, Y., 2016, "The behaviour mechanism analysis of regional natural gas prices: A multi-scale perspective", *Energy* vol.101, pp. 266-277.

Geology, 2018, *Production and Royalty Declines in a Natural Gas Well Over Time*, viewed 23 December 2018, <<https://geology.com/royalty/production-decline.shtml>>

Giziene, V. and Zalgiryte, L., 2015, “The Assessment of Natural Gas Pricing”, *Procedia - Social and Behavioral Sciences* vol.213, pp.111-116.

Hulshof, D., van der Maat, J. P. and Mulder, M., 2016, “Market fundamentals, competition and natural-gas prices”, *Energy Policy* vol.94, pp. 480-491.

Investopedia, 2019, *Profitability Indicator Ratios: Return On Equity By James Early*, viewed 15 January 2019, <<https://www.investopedia.com/university/ratios/profitability-indicator/ratio4.asp>>

Kalogiannis, G., 2014, “*Programming PC Introduction to Matlab Software*”, TEI of Thessaly, Larissa.

Liebscher, A., Möller, F., Bannach, A., Köhler, S., Wiebach, J., Schmidt-Hattenberger, C., Weiner, M., Pretschner, C., Ebert, K. and Zemke, J., 2013, “Injection operation and operational pressure–temperature monitoring at the CO<sub>2</sub> storage pilot site Ketzin, Germany—Design, results, recommendations”, *International Journal of Greenhouse Gas Control* vol.15, pp. 163-173.

Liu, M., Bai, B. and Li, X., 2013, “A Unified Formula for Determination of Wellhead Pressure and Bottom-hole Pressure”, *Energy Procedia* vol.37, pp. 3291-3298.

MathWorks, 2018, *Solve nonlinear optimization problems*, viewed 15 December 2018, <<https://www.mathworks.com/discovery/nonlinear-programming.html>>

MathWorks, 2018, *Solve linear, quadratic, integer, and nonlinear optimization problems*, viewed 15 December 2018, <<https://www.mathworks.com/products/optimization.html>>

MathWorks, 2018, *Fmincon*, viewed 16 December 2018, <<https://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>>

MIT, 2018, *Optimization Methods in Business Analytics-Nonlinear Programming*, viewed 6 December 2018, <<http://web.mit.edu/15.053/www/AMP-Chapter-13.pdf>>

Murray, J. E. and Edgar, T. F., 1978, “Optimal Scheduling of Production and Compression in Gas Fields”, *Journal of Petroleum Technology* vol.30, pp. 109-116.

Naturalgas.org, 2013, *Overview of Natural Gas-Background*, viewed 22 November 2018, <<http://naturalgas.org/overview/background/>>

Naturalgas.org, 2013, *Overview of Natural Gas-Uses*, viewed 22 November 2018, <<http://naturalgas.org/overview/uses/>>

Neos-guide.org, 2018, *Introduction to Optimization*, viewed 26 December 2018, <<https://neos-guide.org/content/optimization-introduction>>

Planete Energies, 2015, *The Life Cycle of Oil and Gas Fields*, viewed 27 December 2018, <<https://www.planete-energies.com/en/medias/close/life-cycle-oil-and-gas-fields>>

Rios-Mercado, R. Z. and Borraz-Sanchez, C., 2014, “Optimization Problems in Natural Gas Transportation Systems: A State-of-the-Art Review”, *Applied Energy* vol.147, pp. 536-555.

Studentenergy.org, 2015, *Conventional Gas*, viewed 22 October 2018, <<https://www.studentenergy.org/topics/conventional-gas>>

Union of Concerned Scientists, 2015, *Shale Gas and Other Unconventional Πηγής of Natural Gas*, viewed 30 October 2018, <<https://www.ucsusa.org/clean-energy/coal-and-other-fossil-fuels/shale-gas-unconventional-Πηγής-natural-gas#references>>

Zheng, Q. P., Rebennack, S., Iliadis, N. A. and Pardalos, P. M., 2010, “Optimization Models in The Natural Gas Industry” in *Handbook of Power Systems I, Energy Systems*, Springer, Berlin, pp. 121-148.





## 7. Παράρτημα

Για την επίλυση του μαθηματικού προβλήματος ακολουθήθηκε η παρακάτω διαδικασία προγραμματισμού, εμφανιζόμενη στη συνέχεια με τα σχήματα να περιγράφουν σε σειρά τα εξής αρχεία:

1. το αρχείο m. που περιλαμβάνει τη συνάρτηση fmincon
2. το αρχείο m. της αντικειμενικής συνάρτησης όπως καλείται από την fmincon
3. το αρχείο m. των μη γραμμικών περιορισμών για το 2<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας, όπως καλείται από την fmincon.

```
1 - clc;
2 - clear all;
3 - tic;
4
5 - %Set values in some constants
6
7 - N=100; % N =Number of wells
8 - Cw=5200000; % Cw = Setup cost of any well placement
9 - C=454382.0726; % C = Operating cost of compressor station attributed to each well
10 - e=0.0000001; % e =A small constant
11
12 - %Set boundaries,initial random guesses
13
14 - lb=zeros(200,1);
15 - ub=[700000*ones(100,1);48634.42576*ones(100,1)];
16 - x0=[round(700000*rand(100,1));round(48634.42576*rand(100,1))];
17 - |
18 - %Take full advantage of options
19
20 - options = optimoptions('fmincon','Display','iter',...
21 - 'ConstraintTolerance',1e-8,'TolFun',1e-6,'TolX',1e-10,'MaxIter', 100000,...
22 - 'MaxFunEvals', 50000000);
23
24 - %Set global variables
25
26 - global res %retains the result for the next optimization
27 - global press %retains values for pressures for nonlinear constraints
28 - global pump %retains values for withdrawal rates for nonlinear constraints
29 - global qsum %retains sum of withdrawal rates for nonlinear constraints
```

```

30
31 -     res=zeros(1825,200) ;
32 -     press=zeros(1,100) ;
33 -     pump=zeros(1,100);
34 -     qsum=zeros(1,1);
35
36     %Use of fmincon
37
38     profit=-N/(e+N)*N*(Cw+C);
39     [x,fval,exitflag,output,lambda] = fmincon(@john,x0,[],[],[],[],lb,ub,@nonlcong1,options);
40     res(1,:)=x(:);
41 - □ for i=1:100
42 -     |     pump(1,i)=x(i);
43 -     | end
44 - □ for i=101:200
45 -     |     press(1,i)=x(i);
46 -     | end
47 -     qsum(1,1)=sum(x(1:100));
48 -     x0=x(:);
49 -     profit=profit-fval;
50
51 - □ for i=2:365
52 -     |     [x,fval,exitflag,output,lambda] = fmincon(@john,x0,[],[],[],[],lb,ub,@nonlcong,options);
53 -     |     res(i,:)=x(:);
54 -     | □ for k=1:100
55 -     | |     pump(1,k)=x(k);
56 -     | | end
57 -     | □ for k=101:200
58 -     | |     press(1,k)=x(k) ;
59 -     | | end
60 -     |     qsum(1,1)=sum(x(1:100));

```

```

61 -     |     x0=x(:);
62 -     |     profit=profit-fval;
63 -     | end
64 - □ for i=366:730
65 -     |     [x,fval,exitflag,output,lambda] = fmincon(@john,x0,[],[],[],[],lb,ub,@nonlcongb,options);
66 -     |     res(i,:)=x(:);
67 -     | □ for k=1:100
68 -     | |     pump(1,k)=x(k);
69 -     | | end
70 -     | □ for k=101:200
71 -     | |     press(1,k)=x(k) ;
72 -     | | end
73 -     |     qsum(1,1)=sum(x(1:100));
74 -     |     x0=x(:);
75 -     |     profit=profit-fval;
76 -     | end
77 - □ for i=731:1095
78 -     |     [x,fval,exitflag,output,lambda] = fmincon(@john,x0,[],[],[],[],lb,ub,@nonlcongc,options);
79 -     |     res(i,:)=x(:);
80 -     | □ for k=1:100
81 -     | |     pump(1,k)=x(k);
82 -     | | end
83 -     | □ for k=101:200
84 -     | |     press(1,k)=x(k) ;
85 -     | | end
86 -     |     qsum(1,1)=sum(x(1:100));
87 -     |     x0=x(:);
88 -     |     profit=profit-fval;
89 -     | end
90
91 - □ for i=1096:1460

```

```

92 - [x,fval,exitflag,output,lambda] = fmincon(@john,x0,[],[],[],[],lb,ub,@nonlcong, options);
93 - res(i,:)=x(:);
94 - for k=1:100
95 -     pump(1,k)=x(k);
96 - end
97 - for k=101:200
98 -     press(1,k)=x(k);
99 - end
100 - qsum(1,1)=sum(x(1:100));
101 - x0=x(:);
102 - profit=profit-fval;
103 - end
104 - for i=1461:1825
105 -     [x,fval,exitflag,output,lambda] = fmincon(@john,x0,[],[],[],[],lb,ub,@nonlconge, options);
106 -     res(i,:)=x(:);
107 -     for k=1:100
108 -         pump(1,k)=x(k);
109 -     end
110 -     for k=101:200
111 -         press(1,k)=x(k);
112 -     end
113 -     qsum(1,1)=sum(x(1:100));
114 -     x0=x(:);
115 -     profit=profit-21*fval;
116 - end
117
118 - %Display of what I need
119
120 - disp(x);
121 - disp(fval);
122 - disp(exitflag);
123 - disp(output);
124 - disp(lambda);
125 - profit;
126 - toc;

```

Σχήμα 7-1: Αρχείο m. που καλεί την συνάρτηση fmincon για τους υπολογισμούς του προβλήματος.

```

1 - function f = john(q)
2 -
3 -     A=8.5*1.037/1000; % A = Price per unit of gas flow in thousand cubic feet/day
4 -
5 -     N=100;
6 -
7 -     f=0;
8 -
9 -     for j=1:N
10 -         f = f-A*(q(j))+(q(j+100))*0;
11 -     end
12 -
13 - end

```

Σχήμα 7-2: Αρχείο m. αντικειμενικής συνάρτησης

```

1  function [c, ceq] = nonlcongb(q) % Nonlinear inequality constraints
2
3
4  e2=23.35178452; %e2=linear coefficient
5  e1=-57133.75358; %e1=linear coefficient
6  h=1.5; %h=Wellhead Pressure/Bottomhole Pressure
7  e2=e2/h;
8
9  %Constraint on the correlation between gas withdrawal rate and wellhead
10 %pressure in each well
11
12 m=1;
13 for i=1:100
14     r(m)=q(i)-e1-e2*q(i+100);
15     m=m+1;
16 end
17
18 dem=70000000; %dem=max daily demand of gas flow from 100 wells
19 sprpress=4863442.576; %max daily WH Pressure for 100 wells
20
21 %Constraints for (1)max daily sum of withdrawal rates=demand from all wells
22 % (2)max cumulative wellhead pressure for all wells
23
24 d(1)=sum(q(1:100))-dem;
25 d(2)=sum(q(101:200))-sprpress;
26
27 %Constraint for increase or decrease of withdrawal rate from day to day till
28 %1500 ft^3 in a well
29
30 global pump %retains values for withdrawal rates for nonlinear constraints
31 dflow=1500; %dflow=max daily increase or decrease of gas flow
32
33 for j=1:100
34     m(j)=q(j)-pump(1,j)-dflow;
35     n(j)=-q(j)+pump(1,j)-dflow;
36 end
37
38 %Constraint for increase or decrease of wellhead pressure from day to day
39 %till 900 psi in a well
40
41 global press %retains values for pressures for nonlinear constraints
42 dprs=900; %dprs=max daily increase or decrease of wellhead pressure
43
44 for j=101:200
45     t(j)=q(j)-press(1,j)-dprs;
46     p(j)=-q(j)+press(1,j)-dprs;
47 end
48
49 %Constraint for decrease of daily cumulative withdrawal rate as well
50 %storages are depleting
51
52 global qsum %retains sum of withdrawal rates for nonlinear constraints
53 qsd=33561.64384; %qsd=daily decrease of sum of gas flow in 100 wells
54
55 f(2)=sum(q(1:100))-qsum(1,1)+qsd;
56
57
58 c=[t(:);p(:);d(:);r(:);f(:);m(:);n(:)];
59 ceq = [];

```

Σχήμα 7-3: Αρχείο m. μη γραμμικών περιορισμών 2<sup>ο</sup> έτους