



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΜΕΤΑΛΛΕΙΩΝ – ΜΕΤΑΛΛΟΥΡΓΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΜΕΤΑΛΛΕΥΤΙΚΗΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

Νέες τεχνολογίες εισπύεσης CO₂ σε
κοιτάσματα υδρογονανθράκων -
Περιβαλλοντική και οικονομική
διάσταση

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Φοιτητής: Κωνσταντίνος Κορμπής
Επιβλέπουσα Καθηγήτρια: Σοφία Σταματάκη

ΑΘΗΝΑ, 2018



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΜΕΤΑΛΛΕΙΩΝ – ΜΕΤΑΛΛΟΥΡΓΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΜΕΤΑΛΛΕΥΤΙΚΗΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

Νέες τεχνολογίες εισπίεσης CO₂ σε κοιτάσματα
υδρογονανθράκων - Περιβαλλοντική και
οικονομική διάσταση

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Επιβλέπουσα Καθηγήτρια : Σοφία Σταματάκη, Καθηγήτρια ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή επιτροπή στις __/__/2018

.....

.....

.....

Σταματάκη Σοφία

Αποστολόπουλος Γεώργιος

Δαμίγος Δημήτριος

Καθηγήτρια, ΕΜΠ

Αναπληρωτής Καθηγητής, ΕΜΠ

Αναπληρωτής Καθηγητής,
ΕΜΠ



ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Με αφορμή την ολοκλήρωση της παρούσας διπλωματικής εργασίας υπό την επίβλεψη της κας Σταματάκη Σοφίας, καθηγήτριας του Ε.Μ.Π. στον τομέα Μεταλλευτικής, θα ήθελα να εκφράσω τις θερμές μου ευχαριστίες προς το πρόσωπό της για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε αναθέτοντας μου το συγκεκριμένο θέμα, μέσα από το οποίο μου δόθηκε η ευκαιρία να εντρυφήσω σε ένα μικρό αλλά ιδιαίτερα επίκαιρο κομμάτι του κλάδου της Μηχανικής Πετρελαίων. Ακόμα, θέλω να την ευχαριστήσω για τις πολύτιμες συμβουλές και παρατηρήσεις και την επιστημονική γνώση που μου μετέδωσε τόσο στην διάρκεια συγγραφής αυτής της εργασίας, αλλά και συνολικά κατά την φοίτηση μου στην σχολή. Αποτελεί πηγή έμπνευσης για εμένα τόσο λόγω των κατορθωμάτων της στον ιδιαίτερα απαιτητικό Πετρελαϊκό κλάδο, αλλά και για την ικανότητα της να προσδώσει κίνητρα ενασχόλησης με αυτόν, στους φοιτητές μέσα από τις διαλέξεις των μαθημάτων της. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω ιδιαίτερα την κ. Ευαγγελία Κόφφα του εργαστηρίου εφαρμοσμένης Γεωφυσικής, για την υπομονετική καθοδήγησή της και την επιστημονική συμβολή της στην προετοιμασία και συγγραφή της διπλωματικής εργασίας. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά την οικογένειά μου για την αμέριστη υπομονή και συμπαράσταση καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου.

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται την εφαρμογή νέων τεχνολογιών εισπίεσης CO₂ σε κοιτάσματα υδρογονανθράκων και γίνεται αξιολόγηση της περιβαλλοντικής και οικονομικής διάστασης που προκύπτουν από την εφαρμογή της μεθόδου αυτής.

Αρχικά, στο Κεφάλαιο 2, γίνεται παρουσίαση των τριτογενών μεθόδων ανάκτησης πετρελαίου, με ιδιαίτερη αναφορά στη μέθοδο επαυξημένης απόληψης πετρελαίου με εισπίεση CO₂, ενώ επίσης παρουσιάζονται οι ιδιότητες του CO₂ και οι μηχανισμοί λειτουργίας της μεθόδου αυτής.

Στο Κεφάλαιο 3, πραγματοποιείται περιγραφή της εφαρμογής της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR, με αναφορά στα κριτήρια επιλογής ταμειυτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου, τις τεχνικές εισπίεσης του CO₂ εντός του ταμειυτήρα, τους παράγοντες που επηρεάζουν την τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου και τη συμπτωματική αποθήκευση του CO₂ που λαμβάνει χώρα κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR.

Ακολούθως, στο Κεφάλαιο 4, παρουσιάζονται οι παράγοντες που ώθησαν στη μετεξέλιξη της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR, στις τεχνολογίες CO₂ – EOR προηγμένης γενιάς, η οποία συνδυάζει την περαιτέρω επαύξηση της απόληψης πετρελαίου με στοχευμένη, μόνιμη και ασφαλή αποθήκευση του CO₂. Επίσης, παρουσιάζεται εκτενώς η δυναμικότητα αποθήκευσης του CO₂ που προσφέρεται σε παγκόσμια κλίμακα, από την εφαρμογή έργων CO₂ – EOR, τόσο της συμβατικής μεθόδου, όσο και των τεχνολογιών CO₂ – EOR προηγμένης γενιάς, παρέχοντας με αυτό τον τρόπο την ευεργετική περιβαλλοντική διάσταση της εφαρμογής τέτοιων έργων.

Εν συνεχεία, στο Κεφάλαιο 5, γίνεται παρουσίαση των τεχνολογιών CO₂ – EOR προηγμένης γενιάς και των ευεργετικών αποτελεσμάτων που επιφέρουν τόσο στην ανάκτηση πετρελαίου, όσο και στην αποθήκευση του CO₂ κατά την εφαρμογή της μεθόδου.

Στο Κεφάλαιο 6, αναλύεται η οικονομική διάσταση των έργων CO₂ – EOR, πραγματοποιώντας αναφορά σε πτυχές όπως κόστη εφαρμογής της μεθόδου,

προκύπτων έσοδα από την εφαρμογή της μεθόδου και εκτίμηση βιωσιμότητας έργων CO₂ – EOR, βάση διαφόρων μελετών.

Τέλος στο Κεφάλαιο 7 παρατίθενται τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την συγγραφή της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

ABSTRACT

The issue addressed by this diploma thesis, is the implementation of novel CO₂ injection techniques in hydrocarbons reservoirs. The environmental and economic dimension of the implementation of these novel techniques is also presented and evaluated.

At first, in Chapter 2 the tertiary oil recovery methods are illustrated, with special contribution in CO₂ – EOR method. The main physical properties of CO₂ and the main recovery mechanisms that contribute to this method are also thoroughly presented.

Chapter 3, presents a thorough description of the implementation of conventional CO₂ – EOR method, as well as the screening reservoir criteria of suitable reservoir for implementation of CO₂ – EOR method, the current CO₂ injection techniques that are followed, factors that affect the tertiary oil recovery factor and analysis for the incidental CO₂ storage which happens during the implementation of the conventional CO₂ – EOR method.

In Chapter 4, the factors that led to the evolution of conventional CO₂ – EOR method, in Next Generation CO₂ – EOR techniques, which include the permanent CO₂ storage and even more efficient tertiary oil recovery, are analyzed. Moreover what is demonstrated is the storage capacity that is offered by the implementation of conventional and Next Generation CO₂ – EOR techniques, respectively, providing by this way, an extended knowledge of the beneficial environmental impact which is generated by the implementation of these projects.

In Chapter 5, it is presented a thorough analysis of Next Generation CO₂ – EOR techniques, and the beneficial impacts of them, in tertiary oil recovery and CO₂ storage during the implementation of this method.

In Chapter 6, it is demonstrated an economical analysis of CO₂ – EOR projects, with mentions in cost and revenues correlated with these projects. Also the economic viability of CO₂ – EOR projects is examined correlated with the low market oil prices and the different tax – incentives policies that could offer revenues in the oil companies by the implementation of these projects.

Finally, in Chapter 7, conclusions obtained by the conduction of this diploma thesis are presented.

Περιεχόμενα

Κεφάλαιο 1.	Εισαγωγή	22
Κεφάλαιο 2.	Μέθοδοι Επαυξημένης Απόληψης Πετρελαίου (EOR Methods).....	24
2.1.	Εισαγωγή στις μεθόδους EOR.....	24
2.2.	Πρωτογενής Παραγωγή	24
2.3.	Δευτερογενής Παραγωγή.....	25
2.4.	Τριτογενής παραγωγή (Enhanced Oil Recovery).....	26
2.5.	Περιγραφή μεθόδων επαυξημένης απόληψης πετρελαίου.....	28
2.5.1.	Θερμικές μέθοδοι.....	28
2.5.2.	Χημικές μέθοδοι.....	28
2.5.3.	Διεργασίες με εισπίεση αερίου.....	29
2.5.4.	Άλλες μέθοδοι	29
2.6.	Επαυξημένη απόληψη πετρελαίου με εισπίεση CO ₂	30
2.6.1.	Ιδιότητες του CO ₂	30
2.6.2.	Μηχανισμοί λειτουργίας της μεθόδου επαυξημένης απόληψης πετρελαίου με εισπίεση CO ₂	34
2.7.	Συνθήκες αναμειξιμότητας και μη αναμειξιμότητας.....	36
2.7.1.	Εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες ανάμειξης (Miscible Displacement)	37
2.7.2.	Μηχανισμός εξάτμισης αερίου (Vaporizing gas drive)	38
2.7.3.	Μηχανισμός συμπύκνωσης αερίου (Condensing gas drive).....	38
2.7.4.	Ελάχιστη πίεση αναμειξιμότητας (Minimum Miscibility Pressure – MMP)....	39
2.7.5.	Εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες κοντά σε εκείνες της πλήρους ανάμειξης (Near Miscible Displacement)	39
2.7.6.	Εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες μη ανάμειξης (Immiscible Displacement)	40
2.8.	Μηχανισμοί εκτόπισης πετρελαίου από το CO ₂	41
2.9.	Αποθήκευση CO ₂ κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO ₂ – EOR.....	42

2.9.1.	Μηχανισμοί Φυσικής Παγίδευσης.....	43
2.9.2.	Γεωχημική Παγίδευση.....	44
2.10.	Ιστορική αναδρομή	46
Κεφάλαιο 3.	Εφαρμογή των μεθόδων CO ₂ - EOR	49
3.1.	Εισαγωγή.....	49
3.2.	Κριτήρια επιλογής ταμιευτήρα για την εφαρμογή μεθόδων CO ₂ -EOR	50
3.3.	Παράγοντες που επηρεάζουν το συντελεστή ανάκτησης	55
3.3.1.	Εισπιεζόμενος όγκος CO ₂ (CO ₂ slug).....	57
3.3.2.	Χαμηλή αποδοτικότητα της σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο (Poor Macroscopic Sweep Efficiency)	59
3.3.3.	Χαμηλή αποδοτικότητα εκτόπισης σε μικροσκοπικό επίπεδο (Poor Microscopic Displacement Efficiency).....	63
3.3.4.	Ομοιογένεια ταμιευτήρα	67
3.3.5.	Ανεπαρκής χαρακτηρισμός ταμιευτήρα και λειτουργικής επιτήρησης του έργου	70
3.3.6.	Σχηματισμός και απόθεση ασφαλτενίων (Asphaltene Deposition).....	71
3.4.	Τεχνικές εισπίεσης CO ₂ εντός του ταμιευτήρα.....	72
3.4.1.	Τεχνικές εισπίεσης CO ₂	72
3.5.	«Συμπτωματική» (incidental) αποθήκευση CO ₂ κατά την εφαρμογή των μεθόδων CO ₂ -EOR.....	80
3.5.1.	Μέθοδοι υπολογισμού αποθηκευόμενων ποσοτήτων CO ₂	84
3.6.	Σύγκριση απόδοσης μεθόδου μεταξύ διαφορετικών τύπων ταμιευτήρων.	88
3.7.	Σύνοψη	90
Κεφάλαιο 4.	Η κλιματική αλλαγή παράγοντας ώθησης για τη μετάβαση σε τεχνολογίες CO ₂ - EOR προηγμένης γενιάς	92
4.1.	Κλιματική αλλαγή και διεθνείς συμφωνίες	93
4.1.1.	Πρωτόκολλο του Κιότο (1997)	93
4.1.2.	Συμφωνία του Παρισιού (2015).....	97
4.1.3.	Κοινοτικό Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (EU ETS)	98

4.2.	CCS και κλιματική αλλαγή	102
4.2.1.	Έργα CCS και CO ₂ -EOR CCS	108
4.2.2.	Δυναμικότητα αποθήκευσης CO ₂ στα έργα CO ₂ – EOR	113
4.3.	Τάσεις που διαμορφώνονται στη ζήτηση ενέργειας και στις νέες ανακαλύψεις συμβατικών κοιτασμάτων υδρογονανθράκων	116
Κεφάλαιο 5.	Τεχνολογίες CO ₂ – EOR προηγμένης γενιάς – βελτιστοποίηση ανάκτησης πετρελαίου και αποθήκευσης CO ₂	121
5.1.	Διεύρυνση ορίων συνθηκών επίτευξης πλήρους ανάμιξης μεταξύ CO ₂ και πετρελαίου	121
5.2.	Αύξηση εισπιεζόμενου όγκου CO ₂	129
5.3.	Βελτίωση λόγου κινητικότητας μεταξύ εισπιεζόμενου ρευστού και πετρελαίου (Enhanced Mobility Ratio).....	134
5.4.	Αντιμετώπιση ετερογένειας του ταμιευτήρα	143
5.5.	Πρόσθετες απαιτούμενες τεχνικές προδιαγραφές για την εφαρμογή των τεχνολογιών CO ₂ -EOR προηγμένης γενιάς.....	147
5.5.1.	Ενδεδειγμένος γεωλογικός και γεωμηχανικός χαρακτηρισμός του περιβάλλοντος του ταμιευτήρα και του πεδίου γενικότερα (Additional site characterization and geology integrity).....	148
5.5.2.	Πλήρης εξέταση της ακεραιότητας των γεωτρήσεων (wellbore integrity) ..	149
5.5.3.	Παρακολούθηση της διαδικασίας εισπίεσης και αποθήκευσης του CO ₂ (Storage Monitoring).....	150
5.5.4.	Επιφανειακός τακτικός έλεγχος για τυχόν διαφυγή CO ₂ στην ατμόσφαιρα (Soil gas sampling)	151
5.5.5.	Αλλαγές στη διαδικασία ολοκλήρωσης και εγκατάλειψης των γεωτρήσεων (Changes in cementing and abandonment processes)	152
5.6.	Αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης ανάκτησης πετρελαίου και ταυτόχρονης αποθήκευσης CO ₂	152
5.7.	Σύνοψη	156
Κεφάλαιο 6.	Οικονομική διάσταση έργων CO ₂ -EOR.....	157
6.1.	Εισαγωγή.....	157

6.2.	Κόστος δέσμευσης CO ₂	158
6.3.	Κόστη και τρόποι μεταφοράς CO ₂	160
6.3.1.	Μεταφορά CO ₂ μέσω αγωγών	161
6.3.2.	Μεταφορά CO ₂ μέσω πλοίου	164
6.4.	Έσοδα έργων CO ₂ -EOR	167
6.4.1.	Έσοδα από τις πωλήσεις πετρελαίου.....	168
6.4.2.	Έσοδα των πετρελαϊκών εταιρειών λόγω κινήτρων αποθήκευσης CO ₂	170
6.5.	Σύνοψη	174
Κεφάλαιο 7.	Συμπεράσματα	175
Κεφάλαιο 8.	Βιβλιογραφία.....	181

ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ

Σχήμα 2.1: Κατάταξη μεθόδων επαυξημένης απόληψης πετρελαίου Πηγή: (Olajire, 2014)	27
Σχήμα 2.2: Διάγραμμα ισορροπίας φάσεων CO ₂ Πηγή: (Kossack, 2013)	30
Σχήμα 2.3: Μεταβολή της πυκνότητας του CO ₂ συναρτήσει P-T Πηγή: (IPCC, 2005)	31
Σχήμα 2.4: Διάγραμμα διαλυτότητας CO ₂ εντός πετρελαϊκών δειγμάτων Πηγή: (Crawford, 1963).....	32
Σχήμα 2.5: Διάγραμμα διαλυτότητας CO ₂ σε νερό αλμυρότητας 5% κ.β. Πηγή: (Meer, 2005)	33
Σχήμα 2.6: Διάγραμμα ιξώδους συναρτήσει P-T Πηγή: (Kossack, 2013)	34
Σχήμα 2.7: Απεικόνιση εκτόπισης πετρελαίου από CO ₂ υπό συνθήκες ανάμειξης Πηγή: (Green&Willwhite, 1998)	38
Σχήμα 2.8: Σχηματική απεικόνιση εκτόπισης πετρελαίου υπό συνθήκες μη ανάμειξης Πηγή: (Advanced Resources International, Inc, 2011).....	40
Σχήμα 2.9: Επίδραση P-T επί των μηχανισμών εκτόπισης πετρελαίου Πηγή: (Klins, 1984)	41
Σχήμα 2.10: Μηχανισμός υπολειμματικής παγίδευσης του CO ₂ Πηγή: (http://www.co2crc.com.au/)	44
Σχήμα 2.11: Ετήσια κατανομή εφαρμογών CO ₂ – EOR Πηγή: (Melzer, 2015)	46
Σχήμα 2.12: Διάγραμμα αυξητικής τάσης εφαρμογών CO ₂ – EOR Πηγή: (Melzer, 2015)	47
Σχήμα 3.1: Απεικόνιση της χρήσης του CO ₂ και συσχέτισης του με το προφίλ παραγωγής Πηγή: (Bachu, 2015).....	59
Σχήμα 3.2: Οριζόντια και κατακόρυφη σάρωση σε μακροσκοπικό επίπεδο Πηγή: (Mingfei Yin, 2015).....	60
Σχήμα 3.3: Απεικόνιση σχηματισμού δακτυλισμών στη ροή λόγω διαφορά ιξώδους σε σάρωση υπό συνθήκες ανάμειξης σε μοτίβο 5 γεωτρήσεων (five – spot pattern) για λόγους κινητικότητας μικρότερου μέχρι ίσου της μονάδας. Πηγή: (Don & Willwhite, 1998)	62
Σχήμα 3.4: Απεικόνιση σχηματισμού δακτυλισμών στη ροή λόγω διαφορά ιξώδους σε σάρωση υπό συνθήκες ανάμειξης σε μοτίβο 5 γεωτρήσεων (five – spot pattern) για λόγους κινητικότητας μεγαλύτερου της μονάδας. Πηγή: (Don & Willwhite, 1998) ..	62

Σχήμα 3.5: Σχηματική απεικόνιση της μικροσκοπικής εκτόπισης πετρελαίου σε επίπεδο πόρων Πηγή: (Mingfei Yin, 2015)	64
Σχήμα 3.6: Επίδραση μεθανίου στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας Πηγή: (Jin, Hawthorne, 2017)	66
Σχήμα 3.7: Προβληματική σάρωση λόγω ύπαρξης ζωνών υψηλής διαπερατότητας Πηγή: (Sydansk & Romero-Zerón, 2011)	68
Σχήμα 3.8: Απεικόνιση αναποτελεσματικής διοχέτευσης εισπιεζόμενου ρευστού σε ανομοιογενή ταμιευτήρα, εφαρμόζοντας σχήμα παραγωγής 5 σημείων. Πηγή: (Sydansk & Romero-Zerón, 2011)	69
Σχήμα 3.9: Σχηματική απεικόνιση της έμφραξης των πόρων του πετρώματος από εναπόθεση ασφαλτενίων Πηγή: (Zhilin Wang, 2016) 3.10.....	71
Σχήμα 3.11: Απεικόνιση φαινομένου viscous fingering κατά τη συνεχή εισπίεση CO ₂ και κατά τη μέθοδο WAG. Πηγή: (http://www.eor-alliance.com/solutions/foam). ...	76
Σχήμα 3.12: Διάγραμμα απόκρισης παραγωγής ταμιευτήρα με τη μέθοδο WAG CO ₂ -EOR Πηγή: (Hughes, 2015).....	76
Σχήμα 3.13: Σχηματική απεικόνιση των διαφόρων τεχνικών εισπίεσης CO ₂ Πηγή: (Jarrell et al., 2002)	77
Σχήμα 3.14: Σχηματική απεικόνιση της SS-WAG μεθόδου Πηγή: (Wilson, M. and M. Monea, Eds. , 2004)	78
Σχήμα 3.15: Διάταξη των γεωτρήσεων με σάρωση κατά την οριζόντια διεύθυνση Πηγή: (Lyons & Plisga, 2005)	79
Σχήμα 3.16: Εκτιμήσεις αναφερόμενες στην αποθήκευση του CO ₂ (πρώτο σχήμα), στην τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου(δεύτερο σχήμα) και στη χρησιμοποίηση του CO ₂ (τρίτο σχήμα) Πηγή: (Azzolina, Melzer et al, 2015)	83
Σχήμα 3.17: Σύγκριση παραγωγικής απόδοσης μεταξύ ψαμμιτικών και ανθρακικών ταμιευτήρων. Πηγή: (Amin Ettehadtavakkol, 2014)	89
Σχήμα 4.1: Διακύμανση τιμής εκπομπών CO ₂ /τόνο Πηγή: (Market Business Insider, 2018)	101
Σχήμα 4.2: Κόστη μείωσης εκπομπών ρύπων χωρίς τη συμμετοχή ορισμένων μεθόδων-λύσεων μετριασμού της κλιματικής αλλαγής Πηγή: (IPCC Fifth Assessment Synthesis Report, 2014)	103
Σχήμα 4.3: Συμμετοχή των διαφόρων μεθόδων στην επίτευξη του στόχου 2DS Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)	105

Σχήμα 4.4: Συμμετοχή των διαφόρων μεθόδων στην επίτευξη του στόχου B2DS Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)	105
Σχήμα 4.5: Συμμετοχή των μεθόδων στη μείωση εκπομπών CO ₂ στη βιομηχανία και στην παραγωγή ενέργειας (σενάριο 2DS). Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)	106
Σχήμα 4.6: Το CCS ανά τομέα υπό το σενάριο 2DS Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)	107
Σχήμα 4.7: Μεταβολή στις εκπομπές CO ₂ από πηγές παραγωγής ενέργειας ανά περιοχή μεταξύ του 2016 και 2017 Πηγή: (IEA, 2018).....	107
Σχήμα 4.8: Έργα CCS μεγάλης κλίμακας* υπό λειτουργία και κατασκευή, ανά βιομηχανία και ανά χρονολογία έναρξης Πηγή: (Global Status of CCS, 2017)	109
Σχήμα 4.9: Καμπύλη ρίσκου επένδυσης τεχνολογιών CCS ανάλογα με τη φάση ωρίμανσης αυτών Πηγή: (SBC Energy Institute, 2012).....	110
Σχήμα 4.10: Εκτιμώμενες ποσότητες συμπτωματικής αποθήκευσης του CO ₂ κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO ₂ – EOR Πηγή: (Global CCS Institute, 2013)	114
Σχήμα 4.11: Μέση ετήσια αύξηση παγκόσμιας ζήτησης ενέργειας ανά τύπο καυσίμου Πηγή: (IEA, 2018)	117
Σχήμα 4.12: Πρόβλεψη ενεργειακής ζήτησης ανά πηγή καυσίμου Πηγή: (Global Status of CCS, 2017).....	117
Σχήμα 4.13: Πρόβλεψη κατανομής ενεργειακής ζήτησης ανά τύπο καυσίμου Πηγή: (BP Energy Outlook, 2018)	118
Σχήμα 4.14: Ανακαλυφθείσες ποσότητες συμβατικών υδρογονανθράκων σε παγκόσμια κλίμακα κατά τη χρονική περίοδο 2012-2017 Πηγή: (Rystad Energy, 2017)	119
Σχήμα 5.1: Διάγραμμα ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας σε σχέση με το ποσοστό συμμετοχής του H ₂ S στο μείγμα εισπίεσης. Πηγή: (Sayegh, Huang, Zhang, 2006).	123
Σχήμα 5.2: Επίδραση της σύστασης του μείγματος εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας του πεδίου Weyburn Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)	125
Σχήμα 5.3: Επίδραση της σύστασης του μείγματος εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας του πεδίου Steelman Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)	125
Σχήμα 5.4: Επίδραση προσθήκης αιθανίου και προπανίου στο μείγμα εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)	126

Σχήμα 5.5:Μεταβολή του ιξώδους βαρειών υδρογονανθράκων και CO ₂ σε σχέση με την θερμοκρασία Πηγή: (Hamdi, Awang, Bataee,Vatanparast, 2017).....	128
Σχήμα 5.6: Επίδραση εισπνεζόμενου όγκου στην τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου Πηγή: (Merchant, 2010).....	130
Σχήμα 5.7: Επίδραση της αύξησης του όγκου εισπνεζόμενου ρευστού στην αποδοτικότητα της επιφανειακής σάρωσης του ταμιευτήρα. Πηγή: (Wallace,Kuuskras & DiPietro, 2013)& (Claridge, 1972).....	131
Σχήμα 5.8: Επίδραση εισπνεζόμενου όγκου CO ₂ στην παραγωγή πετρελαίου Πηγή: (Perera et Al., 2016).....	132
Σχήμα 5.9: Επίδραση εισπνεζόμενου όγκου νερού και CO ₂ στην παραγωγή πετρελαίου κατά την εφαρμογή της μεθόδου WAG Πηγή: (Perera et Al., 2016).....	133
Σχήμα 5.10: Επίδραση αναλογίας εισπνεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπνεζόμενου CO ₂ (WAG Ratio) και εισπνεζόμενου όγκου ρευστών εκτόπισης στην ανάκτηση πετρελαίου. Πηγή: (Zekri et Al., 2011)	134
Σχήμα 5.11: Συσχέτιση του ιξώδους του εισπνεζόμενου ρευστού με τη συγκέντρωση πολυμερών εντός αυτού Πηγή: (Yang et Al., 2018).....	136
Σχήμα 5.12: Βελτίωση της αποδοτικότητας σάρωσης πετρελαίου σε μακροσκοπικό επίπεδο του ταμιευτήρα μέσω εφαρμογής εισπίεσης πολυμερών ενώσεων Πηγή: (Sydansk & Romero-Zerón, 2011)	136
Σχήμα 5.13: Μέτωπο σάρωσης υπολειμματικού πετρελαίου με συνεχή εισπίεση CO ₂ χωρίς την ύπαρξη αφρού(άνω τμήμα) και με την ύπαρξη αφρού με βάση το CO ₂ (κάτω τμήμα) Πηγή: (Wellington and Vinegar, 1985)	139
Σχήμα 5.14: Τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου κατά την εφαρμογή εισπίεσης αφρού με βάση το CO ₂ και ως σταθεροποιητές αφρού νανωσωματίδια πυριτίου Πηγή: (Kovscek, Ferno et Al., 2018).....	142
Σχήμα 5.15: Αθροιστική ανάκτηση πετρελαίου στις περιοχές υψηλής και χαμηλής διαπερατότητας εντός του ταμιευτήρα, πριν και μετά το σχηματισμό της γέλης εντός του ταμιευτήρα. Πηγή: (Ren, Li, Zhang, Liu and Kang, 2016).....	146
Σχήμα 5.16: Όρυξη ενδιάμεσης κεκλιμένης γεώτρησης εισπίεσης εντός του στρώματος χαμηλής διαπερατότητας(Layer 1) του ταμιευτήρα. Πηγή: (Wallace,Kuuskras & DiPietro, 2013).....	147
Σχήμα 5.17: Ανάκτηση πετρελαίου συσχετιζόμενη με διάφορες αναλογίες εισπίεσης όγκου αερίου προς όγκο νερού Πηγή: (Kamali and Cinar, 2014).....	154

Σχήμα 5.18: Διακύμανση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης βελτιστοποίησης, για τα διάφορα σενάρια εισπίεσης, σε χρονικό διάστημα 30 ετών Πηγή: (Kamali and Cinar, 2014)	155
Σχήμα 6.1: Απαιτούμενες ποσότητες CO ₂ για την εφαρμογή έργων CO ₂ -EOR στην Permian Basin, και πηγή προέλευσης του CO ₂ Πηγή: (Smith & Rao, 2016)	159
Σχήμα 6.2: Εκτίμηση κόστους μεταφοράς CO ₂ σε απόσταση 250 χιλιομέτρων μέσω χερσαίων και υποθαλάσσιων αγωγών, σε συνάρτηση με τις μεταφερόμενες ποσότητες CO ₂ Πηγή: (IPCC, 2005)	162
Σχήμα 6.3: Κόστος μεταφοράς CO ₂ /τόνο μέσω πλοίου σε σχέση με τις μεταφερόμενες ποσότητες CO ₂ σε ετήσια βάση Πηγή: (CATO2, 2013)	165
Σχήμα 6.4: Σύγκριση κόστους μεταφοράς CO ₂ μέσω πλοίου και μέσω υποθαλάσσιων αγωγών σε σχέση με την απόσταση μεταφοράς Πηγή: (ZEP, 2011)	166
Σχήμα 6.5: Σύγκριση κόστους μεταφοράς CO ₂ μέσω πλοίου και μέσω αγωγών σε σχέση με τις διακινούμενες ποσότητες σε ετήσια βάση Πηγή: (Kjärstad, Skagestad, Eldrup, & Johnsson, 2016).....	167
Σχήμα 6.6: Εκτίμηση Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης για τιμές πετρελαίου εντός του εύρους 30-70\$/βαρέλι πετρελαίου Πηγή: (Kwak & Kim, 2017)	169
Σχήμα 6.7: Εκτίμηση Καθαρής Παρούσας Αξίας σε σχέση με το κόστος απόκτησης του CO ₂ για τιμή πετρελαίου ίση με 50\$/βαρέλι Πηγή: (Kwak & Kim, 2017).....	170
Σχήμα 6.8: Επίδραση των κινήτρων αποθήκευσης CO ₂ μέσω του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών, στην Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου, για δεδομένη τιμή πετρελαίου ίση με 50\$/βαρέλι Πηγή: (Kwak & Kim, 2017).....	172
Σχήμα 6.9: Συσχέτιση της Καθαρής Παρούσας Αξίας ενός έργου CO ₂ -EOR με την τιμή του πετρελαίου και την τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών από το EU ETS. Πηγή: (Welkenhuysen et al., 2017)	173

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 2.1: Διασπορά εμπορικών έργων CO ₂ – EOR ανά την υφήλιο Πηγή: (MIT, 2016)	48
Πίνακας 3.1: Κριτήρια επιλογής ταμειυτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO ₂ -EOR υπό συνθήκες ανάμιξης Πηγή: (Bachu and Shaw, 2002)	51
Πίνακας 3.2: Κριτήρια επιλογής ταμειυτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO ₂ -EOR υπό συνθήκες ανάμιξης Πηγή: (Al Adassani and Bai, 2011)	52
Πίνακας 3.3: Κριτήρια επιλογής ταμειυτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO ₂ -EOR υπό συνθήκες ανάμιξης Πηγή: (Koottungal , 2014)	53
Πίνακας 3.4: Κριτήρια επιλογής ταμειυτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO ₂ -EOR υπό συνθήκες ανάμιξης Πηγή: (Bachu, 2015)	54
Πίνακας 3.5: Τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου στο πεδίο North Coles Levee(BP), σε σχέση με τον εισπνεζόμενο όγκο CO ₂ Πηγή: (Advanced Resources International, 2005)	57
Πίνακας 4.1: Έργα CCS μεγάλης κλίμακας υπό λειτουργία ή σε φάση ανάπτυξης Πηγή: (Global CCS Institute, 2017)	111
Πίνακας 4.2: Εκτιμώμενες ποσότητες συμπτωματικής αποθήκευσης του CO ₂ και ανάκτησης πετρελαίου ανά τον κόσμο Πηγή: (Godec, Kuuskra, Melzer, Leeuwen, & Wildgust, 2011)	114
Πίνακας 4.3: Εκτιμώμενες ποσότητες στοχευμένης αποθήκευσης CO ₂ κατά την εφαρμογή των τεχνολογιών CO ₂ – EOR προηγμένης γενιάς Πηγή: (Carpenter, 2012)	115
Πίνακας 5.1: Προσδιορισμός ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας σε σχέση με το ποσοστό ανάμιξης CO ₂ -H ₂ S Πηγή: (Sayegh, Huang, Zhang, 2006)	123
Πίνακας 5.2: Επίδραση της σύστασης του μείγματος εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)	124
Πίνακας 5.3: Παρατηρούμενες τιμές ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας σε σχέση με τη θερμοκρασία εισπίεσης του CO ₂ Πηγή: (Hamdi, Awang, Bataee, Vatanparast, 2017)	127
Πίνακας 5.4: Συσχέτιση εισπνεζόμενου όγκου ρευστού εκτόπισης με την τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου. Πηγή: (Merchant, 2010)	130

Πίνακας 5.5: Αποτελέσματα ανακτήσεων πετρελαίου επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων, ανά διαφορετική μέθοδο τριτογενούς παραγωγής Πηγή: (Yang et Al., 2018)	137
Πίνακας 5.6: Τριτογενείς ανακτήσεις πετρελαίου και όγκοι CO ₂ που αποθηκεύτηκαν κατά τη διάρκεια των πειραμάτων Πηγή: (Kovscek, Ferno et Al., 2018).....	142
Πίνακας 5.7: Αποτελέσματα μείωσης της διαπερατότητας του ταμιευτήρα από τρία είδη γέλης, συγκέντρωσης 1%wt. Πηγή: (Ren, Li, Zhang, Liu and Kang, 2016)	145
Πίνακας 5.8: Ανάκτηση πετρελαίου, αποθήκευση CO ₂ και μέγιστη τιμή αντικειμενικής συνάρτησης, υπό συνθήκες ανάμιξης για την κάθε περίπτωση Πηγή: (Kamali and Cinar, 2014)	156
Πίνακας 6.1: Κόστος δέσμευσης και μεταφοράς του CO ₂ από διαφορετικού τύπου βιομηχανίες Πηγή: (Michigan Agency for Energy, 2017).....	160
Πίνακας 6.2: Συντελεστές συσχέτισης κόστους κατασκευής δικτύου αγωγών και μεταφοράς του CO ₂ , ανάλογα το περιβάλλον ανάπτυξης Πηγή: (IEA GHG, 2010).	163
Πίνακας 6.3: Κόστος μεταφοράς CO ₂ χωρητικότητας 20Mt/year για εύρος αποστάσεων 180-1500 km Πηγή: (ZEP, 2011)	164

Κεφάλαιο 1. Εισαγωγή

Η οικονομική ανάπτυξη και η αύξηση του πληθυσμού σε παγκόσμιο επίπεδο, έχουν επιφέρει ως αποτέλεσμα τη ραγδαία αύξηση της παγκόσμιας ενεργειακής ζήτησης. Το γεγονός αυτό, σε συνάρτηση με τις προβλέψεις για σταθερή συνεισφορά του πετρελαίου στο ενεργειακό ισοζύγιο ενέργειας, με ποσοστά σταθερά άνω του 25% μέχρι, το 2040 τουλάχιστον, και τις χαμηλές τιμές πετρελαίου οδήγησαν τις πετρελαϊκές εταιρείες στην ανεύρεση και εφαρμογή πρακτικών που στοχεύουν στην επαύξηση των τεχνικά ανακτήσιμων ποσοτήτων υδρογονανθράκων και στην περαιτέρω ανάπτυξη των ήδη ανακαλυφθέντων κοιτασμάτων, στοχεύοντας στην εφαρμογή μεθόδων τριτογενούς ανάκτησης, προκειμένου να μειωθεί η έκθεση τους σε μεγάλο κινδύνου επενδυτικά ρίσκα, όπως αυτά της επένδυσης για έρευνα και ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων. Μία από τις πιο επιτυχημένες μεθόδους τριτογενούς ανάκτησης, με εφαρμογή κυρίως στις ΗΠΑ, είναι και η μέθοδος επαύξησης της ανάκτησης πετρελαίου με εισπίεση CO₂, η οποία σύμφωνα με δεδομένα από πραγματικές εφαρμογές της μεθόδου δύναται να ανακτήσει από 5 – 20% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (DOE & NETL, 2012) (Lake, 1989).

Συγχρόνως, η κλιματική αλλαγή αποτελεί αναμφίβολα ένα από τα μείζονα ζητήματα παγκοσμίως. Το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής λαμβάνει χώρα και εξελίσσεται εδώ και χρόνια με ορατά αρνητικά αποτελέσματα όπως η άνοδος της θερμοκρασίας και το λιώσιμο των πάγων. Ένα από τα σημαντικότερα μέτρα για τον περιορισμό του ζητήματος, έχει αποδειχθεί ότι είναι η δέσμευση και αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα, με διεθνή ονομασία αρχικά CCS (Carbon Capture & Storage) και αργότερα CCUS (Carbon Capture – Utilization & Storage), όταν εντάχθηκε και η αξιοποίηση-χρήση του σε αυτή την αλυσίδα, βρίσκοντας ευρεία εφαρμογή σε έργα της μεθόδου CO₂ – EOR.

Αποτέλεσμα αυτού του συνδυασμού αποτέλεσε μια ευφυής πρακτική μετατροπής της συμβατικής επαυξημένης απόληψης πετρελαίου σε επαυξημένη απόληψη πετρελαίου με ταυτόχρονη αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα ανθρωπογενούς προέλευσης, γνωστή πλέον ως CO₂-EOR τεχνολογίες προηγμένης γενιάς. Η εφαρμογή τέτοιων έργων δεν έχει προχωρήσει σε κλίμακα πεδίου για διαφόρους λόγους. Ωστόσο, σύμφωνα με μελέτες είναι δυνατό να επιφέρει ευεργετικά αποτελέσματα τόσο σε

επίπεδο ανάκτησης πετρελαίου, εξασφαλίζοντας περισσότερους πόρους υδρογονανθράκων που απαιτούνται για την κάλυψη της συνεχούς αυξανόμενης ενεργειακής ζήτησης, όσο και σε επίπεδο αποθήκευσης του CO₂ καθώς τα έργα αυτά παρέχουν σημαντική δυναμικότητα αποθήκευσης CO₂, παρέχοντας κίνητρα στους διαχειριστές των έργων για την εφαρμογή τους, μέσω της επαύξησης της τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου.

Κεφάλαιο 2. Μέθοδοι Επαυξημένης Απόληψης Πετρελαίου (EOR Methods)

2.1. Εισαγωγή στις μεθόδους EOR

Η ανάπτυξη του σχεδίου εκμετάλλευσης ενός κοιτάσματος, και τελικώς η παραγωγή που προέρχεται από αυτό, διακρίνεται σε τρία επιμέρους βασικά στάδια:

- Πρωτογενής παραγωγή
- Δευτερογενής παραγωγή
- Τριτογενής παραγωγή

Στο στάδιο της τριτογενούς της τριτογενούς παραγωγής εφαρμόζονται και οι μέθοδοι επαύξης της απόληψης πετρελαίου, διεθνώς γνωστές και ως *EOR METHODS*. (Enhanced Oil Recovery Methods)

2.2. Πρωτογενής Παραγωγή

Η φάση της πρωτογενούς παραγωγής αποτελεί την έναρξη της εκμετάλλευσης του κοιτάσματος. Κατά τη διάρκεια της πρωτογενούς παραγωγής, χρησιμοποιείται μόνον η φυσική ενέργεια που έχει ο ίδιος ο ταμειυτήρας αποθηκευμένη, ώστε να κινηθεί το μείγμα υδρογονανθράκων μέσω των πόρων, προς την παραγωγική γεώτρηση και τελικώς να οδηγηθεί στην επιφάνεια προς επεξεργασία. Η φυσική ενέργεια η οποία βρίσκεται αποθηκευμένη εντός του ταμειυτήρα είναι δυνατόν να προέρχεται από διαφορετικές πηγές, που αποτελούν τους μηχανισμούς πρωτογενούς παραγωγής. Ενδεικτικά, μηχανισμοί παραγωγής που μπορούν να συνεισφέρουν στη φυσική ενέργεια του ταμειυτήρα που χρησιμοποιείται στη φάση αυτή, είναι η εκτόνωση του ελεύθερου αερίου εντός του ταμειυτήρα, η εκτόνωση των ελαφρών υδρογονανθράκων οι οποίοι λόγω της υψηλής πίεσης έχουν διαλυθεί στην υγρή φάση των βαρύτερων υδρογονανθράκων, η ύπαρξη και εκτόνωση υποκείμενου υδροφόρου ορίζοντα, αποστράγγιση λόγω βαρύτητας (*gravity drainage*), είτε συνδυασμός των ανωτέρω ταυτοχρόνως. Αρχικά, η μέση πίεση του ταμειυτήρα είναι αισθητά μεγαλύτερη από την πίεση στο κατώτερο τμήμα της γεώτρησης. Η έντονη διαφορά πίεσης, προκαλεί την κίνηση των υδρογονανθράκων προς το κατώτερο τμήμα της γεώτρησης, με αποτέλεσμα την είσοδο των υδρογονανθράκων εντός της γεώτρησης και τελικώς την μεταφορά τους στην επιφάνεια. Ωστόσο, όπως γίνεται εύκολα αντιληπτό, η συνεχής παραγωγή, οδηγεί σε μείωση της μέσης πίεσης του ταμειυτήρα,

συνεπώς και μείωση της διαφοράς πίεσης που προκαλεί την εισροή των ρευστών εντός της γεώτρησης. Η φάση της πρωτογενούς παραγωγής, φτάνει στα όρια τερματισμού της, όταν λόγω της μείωσης της πίεσης του ταμιευτήρα, οι ρυθμοί παραγωγής υδρογονανθράκων προς την επιφάνεια δεν είναι πλέον οικονομικά αποδεκτοί. Αξίζει να σημειωθεί ότι σύμφωνα με τους (Tunio et al, 2011) οι ιδιότητες του πετρώματος του ταμιευτήρα καθώς επίσης και οι ιδιότητες του ρευστού εντός του ταμιευτήρα επηρεάζουν σε μεγάλο βαθμό την απόδοση της πρωτογενούς παραγωγής. Σύμφωνα με τη μελέτη του, εκτιμάται ότι η απόδοση της πρωτογενούς παραγωγής κυμαίνεται από 10% έως 30% των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων.

2.3. Δευτερογενής Παραγωγή

Το στάδιο της δευτερογενούς παραγωγής, χαρακτηρίζεται από τεχνικές παρεμβάσεις που αποσκοπούν στην επαναφορά και διατήρηση της πίεσης του ταμιευτήρα, σε επίπεδα τα οποία να αποδίδουν οικονομικά βιώσιμες ποσότητες παραγόμενων υδρογονανθράκων στην επιφάνεια. Οι τεχνικές που συνήθως εφαρμόζονται για την αποκατάσταση και διατήρηση της πίεσης στα επίπεδα που προαναφέρθηκαν, είναι, είτε η κατάκλιση του σχηματισμού με νερό (water flooding), είτε η κατάκλιση του σχηματισμού με αέριο (gas flooding). Σύμφωνα με τους (Dake, 1978) και (Satter, 2008), μεταξύ των δύο προαναφερθεισών επιλογών, συνηθέστερα προτιμητέα είναι η κατάκλιση του σχηματισμού με νερό, λόγω του μικρότερου κόστους σχετικά με την άλλη εναλλακτική επιλογή, ιδιαίτερα σε υπεράκτιες εκμεταλλεύσεις, καθώς επίσης και του γεγονότος ότι επιτυγχάνεται αποτελεσματικότερη σάρωση του εναπομείναντος πετρελαίου (sweep efficiency). Το νερό που ανακτάται κατά την παραγωγή και το διαχωρισμό από το αντλούμενο ρεύμα, υφίσταται διεργασίες καθαρισμού και εν συνεχεία επανεισπύζεται εντός του ταμιευτήρα, μειώνοντας κατά αυτό τον τρόπο τις απαιτούμενες ποσότητες νερού και το περιβαλλοντικό αποτύπωμα, στο βαθμό του δυνατού. Ωστόσο, και η δευτερογενής παραγωγή εμφανίζει όρια στην εφαρμογή της. Η δευτερογενής παραγωγή σταματά, όταν η παραγωγή κρίνεται πλέον αντι-οικονομική. Κρίσιμα σημεία για τη λήψη μιας τέτοιας απόφασης είναι, είτε όταν το παραγόμενο ρεύμα συνίσταται κατά μεγάλο ποσοστό από νερό, είτε εάν οι απαιτούμενες επενδύσεις για την περαιτέρω βελτίωση της σχέσης των παραγόμενων ρευστών κρίνονται ασύμφωρες. Τα προβλήματα στη δευτερογενή παραγωγή είναι πολυπαραγοντικά. Τα βασικά εξ' αυτών είναι : η

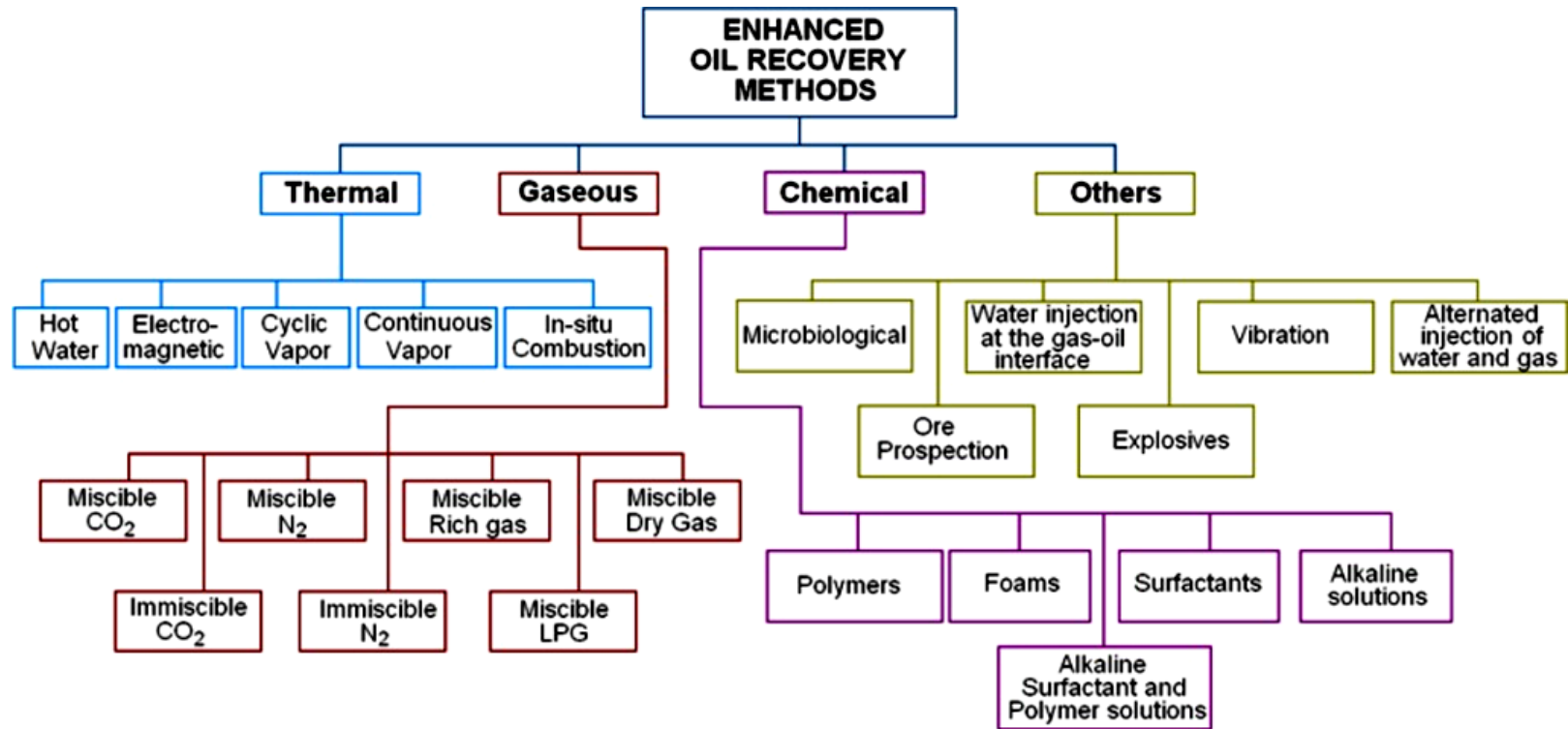
ανομοιογένεια του ταμιευτήρα σε πορώδες και διαπερατότητα, γεγονός που προκαλεί προβλήματα στη σάρωση του υπολειπόμενου πετρελαίου από το νερό, η διαφορά κινητικότητας μεταξύ πετρελαίου, νερού, αερίου καθώς επίσης και η αποδοτικότητα της σάρωσης. Σύμφωνα με τους (Tunio et al, 2011), αθροιστικά η πρωτογενής και η δευτερογενής παραγωγή, συνήθως επιτυγχάνουν ανάκτηση ίση με περίπου 40% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων πετρελαίου. Συνεπώς, γίνεται εύκολα αντιληπτό το γεγονός ότι το μεγαλύτερο μέρος των αποθεμάτων βρίσκεται παγιδευμένο εντός του ταμιευτήρα και αποτελεί επιτακτική ανάγκη να εφαρμοστούν μέτρα για την περαιτέρω αύξηση της ανάκτησης του υπολειμματικού πετρελαίου.

2.4. Τριτογενής παραγωγή (Enhanced Oil Recovery)

Η τριτογενής παραγωγή, αναφέρεται στην παραγωγική φάση μετά τη δευτερογενή παραγωγή, όπου η εταιρεία έχει αποφασίσει να επενδύσει για την εφαρμογή διαφόρων μέτρων τα οποία αποσκοπούν στην αύξηση της ανάκτησης του υπολειμματικού πετρελαίου που βρίσκεται παγιδευμένο εντός του ταμιευτήρα. Στην τριτογενή παραγωγική φάση, οι εφαρμοζόμενες μέθοδοι στοχεύουν, εκτός από την αποκατάσταση της πίεσης του ταμιευτήρα, και στην αλλαγή των ιδιοτήτων του ρευστού εντός του ταμιευτήρα με σκοπό τη βελτίωση της κινητικότητας του, ούτως ώστε να αποδεσμευτεί και να μπορέσει να κατευθυνθεί τελικώς προς την παραγωγική γεώτρηση. Η χρονική στιγμή στην οποία η εταιρεία θα αποφασίσει την επένδυση για την εφαρμογή μεθόδων που αποσκοπούν στην τριτογενή παραγωγή, εξαρτάται από ποικίλους παράγοντες, όπως είναι η προσδοκώμενη ποσότητα πετρελαίου που θα ανακτηθεί, ύψος απαιτούμενης κεφαλαιακής επένδυσης, κόστος εφαρμογής μεθόδων EOR, παρούσα τιμή πετρελαίου και άλλα διάφορα κόστη (Jelmert&Høier, 2010). Σύμφωνα με το Oil and Gas Journal οι εφαρμοζόμενες μέθοδοι επαύξησης απόληψης πετρελαίου, κατατάσσονται σε τρεις (4) κύριες κατηγορίες. Αυτές είναι οι ακόλουθες:

- Θερμικές μέθοδοι διεργασίας
- Χημικές μέθοδοι διεργασίας
- Διεργασίες με εισπίεση αερίου
- Άλλες μέθοδοι

Στο Σχήμα 2.1, φαίνονται σε σύνοψη οι κυριότερες εφαρμοζόμενες μέθοδοι επαύξησης απόληψης πετρελαίου.



Σχήμα 2.1: Κατάταξη μεθόδων επαυξημένης απόληψης πετρελαίου
 Πηγή: (Olaire, 2014)

2.5. Περιγραφή μεθόδων επαυξημένης απόληψης πετρελαίου

2.5.1. Θερμικές μέθοδοι

Η έρευνα για τις θερμικές μεθόδους άρχισε περί το 1950, και έκτοτε υπάρχει συνεχής πρόοδος στον τομέα αυτό. Θεωρούνται μια εκ των βέλτιστων επιλογών για την επαύξηση της απόληψης πετρελαίου, στις περιπτώσεις των χαρακτηριζόμενων βαριών πετρελαίων με πυκνότητα $API < 20$ (Alvarez, 2013). Ο τρόπος λειτουργίας των θερμικών μεθόδων, εναπόκειται κυρίως στη μεταφορά και χρησιμοποίηση θερμότητας στον ταμιευτήρα, αυξάνοντας κατ' αυτό τον τρόπο τη θερμοκρασία των πετρωμάτων του ταμιευτήρα και των ρευστών εντός αυτού. Η συχνότερα εμφανιζόμενη μέθοδος είναι η εισπίεση θερμού ρευστού (steam flooding) . Άλλες συχνά εμφανιζόμενες μορφές θερμικών μεθόδων σε εφαρμογές σε διάφορα πεδία ανά τον κόσμο, είναι η κυκλική εισπίεση ατμού ή απλούστερα γνωστή ως μέθοδος της κυκλικής διέγερσης με ατμό (Cyclic Steam Injection- Huff & Puff), επί τόπου καύση (in situ combustion) και μέθοδος αποστράγγισης λόγω βαρύτητας με υποβοήθηση ατμού (SAGD). Η εφαρμογή των ανωτέρω παραλλαγών της θερμικής μεθόδου, επιτυγχάνουν την αύξηση της απόληψης του πετρελαίου από τον ταμιευτήρα μέσω της μεγάλης μείωσης του ιξώδους που επιφέρουν και συνεπώς της βελτίωσης της σχετικής κινητικότητας και ροής του πετρελαίου προς την παραγωγική γεώτρηση. Άλλοι μηχανισμοί παραγωγής που είναι πιθανοί να ενισχύσουν το προφίλ της παραγωγής, μπορεί να είναι η διαστολή των πετρωμάτων, η διόγκωση των ρευστών και η ρωγμάτωση του ταμιευτήρα. Εφαρμογές των θερμικών μεθόδων εντοπίζονται συχνότερα στη Βενεζουέλα, τον Καναδά, τις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής, Ινδονησία και Ρωσία επίσης.

2.5.2. Χημικές μέθοδοι

Οι χημικές μέθοδοι για την επαύξηση της ανάκτησης πετρελαίου, βρήκαν ευρεία εφαρμογή κατά τη δεκαετία του 1980. Οι βασικές υποκατηγορίες στις οποίες χωρίζονται οι χημικές μέθοδοι είναι :

- Εισπίεση καυστικών διαλυμάτων
- Εισπίεση πολυμερών
- Εισπίεση τασιενεργών

Συνοπτικά, οι μηχανισμοί σύμφωνα με τους οποίους οι χημικές μέθοδοι επιδρούν θετικά στην ανάκτηση του πετρελαίου από τον ταμειυτήρα είναι η μείωση των διεπιφανειακών τάσεων, η μεταβολή της διαβρεκτικότητας και η μείωση του λόγου κινητικότητας νερού-πετρελαίου. Προς το παρόν οι χημικές μέθοδοι δεν εφαρμόζονται συχνά λόγω τεχνικών δυσκολιών, όπως είναι η αλμυρότητα του νερού, η θερμοκρασία του ταμειυτήρα, οικονομικές παράμετροι και ελλιπής γνώση για την ακριβή επίδραση τους. Ωστόσο με την πρόοδο της τεχνολογίας, θεωρείται βέβαιη η επανεμφάνιση τους στην πετρελαϊκή βιομηχανία.

2.5.3. Διεργασίες με εισπίεση αερίου

Οι διεργασίες με εισπίεση αερίου χωρίζονται σε υποκατηγορίες με βάση δύο (2) βασικές παραμέτρους. Η πρώτη παράμετρος που αποτελεί τη μία κατηγοριοποίηση είναι η ανάμειξη ή μη, του εισπνεζόμενου ρευστού, διαχωρίζοντας κατ' αυτό τον τρόπο τις διεργασίες αυτές, αρχικά, σε μεθόδους εκτόπισης πετρελαίου με εισπίεση ρευστού υπό συνθήκες ανάμειξης (miscible displacements) και σε μεθόδους εκτόπισης πετρελαίου με εισπίεση ρευστού υπό συνθήκες μη ανάμειξης (immiscible displacements). Η δεύτερη κατηγοριοποίηση των διεργασιών με εισπίεση αερίου, αφορά το είδος του εισπνεζόμενου ρευστού, το οποίο μπορεί να είναι είτε αδρανές αέριο, όπως το άζωτο (N_2), είτε μείγμα ενώσεων υδρογονανθράκων (rich gas και dry gas), είτε διοξείδιο του άνθρακα (CO_2), είτε μείγμα των ως άνω ενώσεων. Η μέθοδος με εισπίεση διοξειδίου του άνθρακα είναι αυτή η οποία θα αναλυθεί εκτενώς στη συνέχεια.

2.5.4. Άλλες μέθοδοι

Η κατηγορία αυτή αναφέρεται στις υπόλοιπες μεθόδους, οι οποίες δεν εντάσσονται στις ανωτέρω κατηγορίες με αποτέλεσμα να ομαδοποιούνται και να αποτελούν μια ξεχωριστή κατηγορία. Σημαντικότερη και πιο συχνά εφαρμοζόμενη μέθοδος στην κατηγορία αυτή, είναι η λεγόμενη μικροβιακή μέθοδος. Η συγκεκριμένη μέθοδος συνίσταται στην εισπίεση διαλυμάτων μικροοργανισμών και βακτηρίων, όπως η βιομηχανική μελάσα, εντός του ταμειυτήρα. Αποτέλεσμα της μεθόδου αυτής είναι η κινητοποίηση του παγιδευμένου, στους φραγμένους πόρους του ταμειυτήρα (dead pores), με αντίκτυπο της αύξησης της ανάκτησης του πετρελαίου. Πιο συγκεκριμένα η μέθοδος αυτή επιτυγχάνει την απόφραξη των φραγμένων πόρων, τη μείωση των διεπιφανειακών τάσεων μεταξύ νερού-πετρελαίου και τη μείωση του ιξώδους, από τα

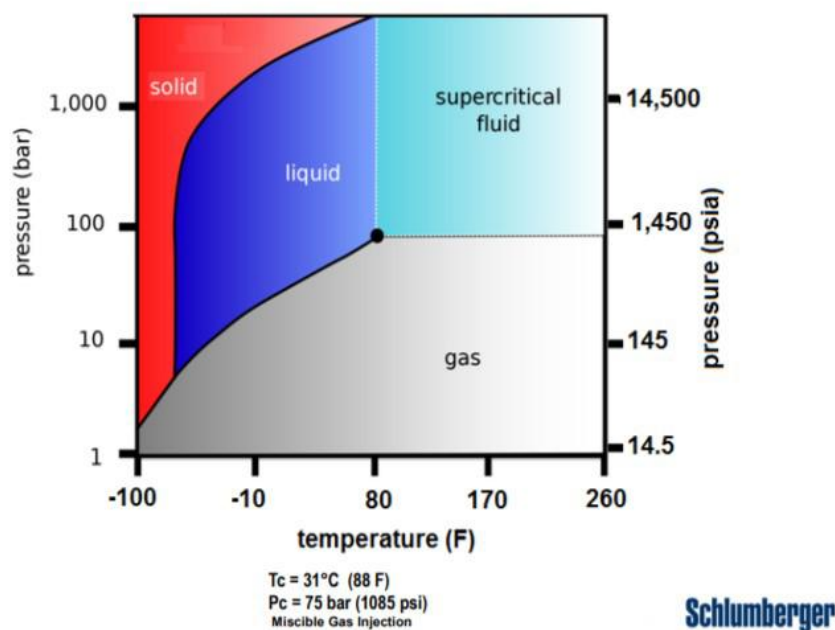
εκλύομενα από τα βακτήρια, αέρια (Ghadimi, 2006). Η μικροβιακή μέθοδος καθίσταται ολοένα και πιο συχνά εφαρμόσιμη λόγω του συγκριτικά χαμηλού κόστους εφαρμογής της και του ελαχιστοποιημένου περιβαλλοντικού αποτυπώματος της (Sarkar&Georgiou, 1994). Η μέθοδος αυτή έχει εφαρμοστεί κυρίως στην Κίνα, όπου έχουν καταγραφεί τουλάχιστον 8 περιπτώσεις επιτυχημένης εφαρμογής σε βιομηχανική κλίμακα της μικροβιακής μεθόδου (Gao & Zekri, 2011).

2.6. Επαυξημένη απόληψη πετρελαίου με εισπίεση CO₂

2.6.1. Ιδιότητες του CO₂

Για να καταστεί δυνατή η κατανόηση των μηχανισμών δράσης του εισπιεζόμενου CO₂, είναι απαραίτητη η αναφορά των βασικών ιδιοτήτων του καθαρού διοξειδίου του άνθρακα.

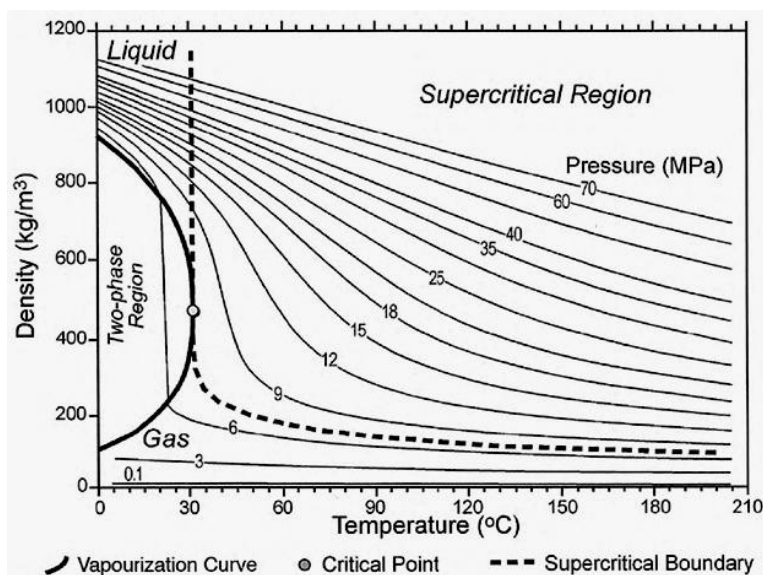
Pure CO₂ Phase Behavior



Σχήμα 2.2: Διάγραμμα ισορροπίας φάσεων CO₂
Πηγή: (Kossack, 2013)

Το διοξείδιο του άνθρακα, σε συνθήκες περιβάλλοντος, είναι άοσμο, άχρωμο και αδρανές αέριο. Όπως σημειώνεται και στο Σχήμα 2.2, η κρίσιμη θερμοκρασία είναι 31°C και η κρίσιμη πίεση ίση με 73.9bar (Mathiassen, 2003).Οι δύο αυτές τιμές εμφανίζουν ιδιαίτερο ενδιαφέρον καθώς ορίζουν το κρίσιμο σημείο του CO₂. Για τιμές θερμοκρασίας και πίεσης μεγαλύτερες από τις προαναφερθείσες ως κρίσιμες

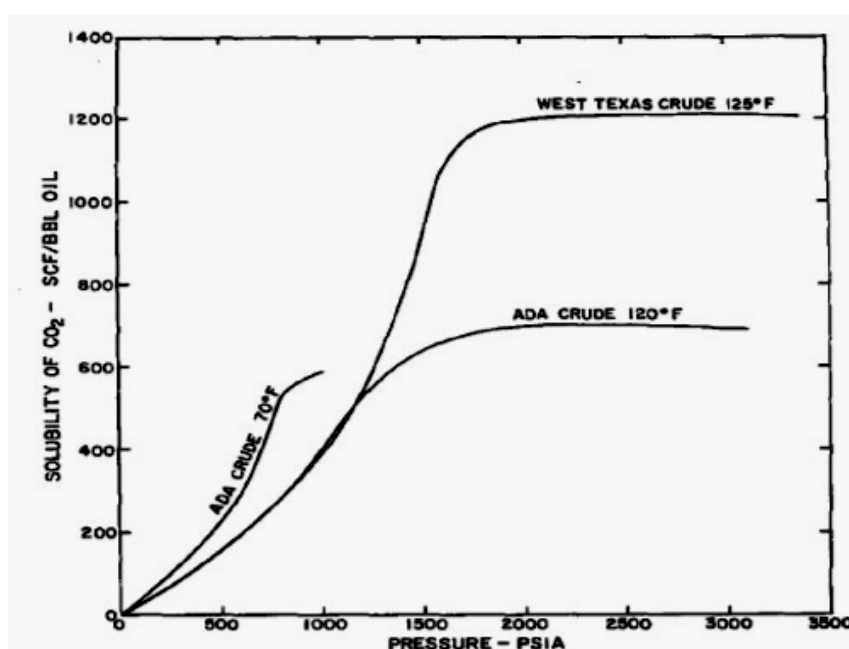
τιμές, ορίζεται η υπερκρίσιμη περιοχή. Η αναφορά αυτή γίνεται διότι το CO₂ εισπνέζεται με τη μορφή του υπερκρίσιμου ρευστού. Το CO₂ σαν υπερκρίσιμο ρευστό, εμφανίζει πυκνότητα παρεμφερή με αυτή που έχει στην υγρή φάση, ενώ η κινητικότητα, η συμπιεστότητα του και η εν γέννη ογκομετρική συμπεριφορά του, είναι παρόμοια με αυτήν της αέριας φάσης του CO₂. Η πυκνότητα στο κρίσιμο σημείο είναι ίση με 464 kg/m³. Το τριπλό σημείο, το οποίο ορίζει το σημείο ισορροπίας μεταξύ υγρής, αέριας και στερεής φάσης, καθορίζεται από τις αντίστοιχες τιμές πίεσης και θερμοκρασίας, η οποίες είναι -56,6 °C και 5,185 bar αντίστοιχα. Το μοριακό βάρος του CO₂ ισούται με 44,01 g/mol και σε κατάσταση θερμοκρασίας 15°C και πίεσης 1,013 bar εμφανίζει σχετική πυκνότητα (Specific Gravity) ίση με 1,521. Στις ίδιες συνθήκες αναφοράς, η πυκνότητα του CO₂ ισούται με 1,87 kg/m³ (Mathiassen, 2003). Σημαντικές επίσης ιδιότητες του διοξειδίου του άνθρακα, είναι το ιξώδες του, η διαλυτότητα του στο νερό και στο πετρέλαιο, καθώς επίσης και η μεταβολή της πυκνότητας του σε σχέση με την πίεση και τη θερμοκρασία. Αναφορικά με την πυκνότητα του CO₂, όπως παρατηρείται και στο Σχήμα 2.3, εντός της υπερκρίσιμης περιοχής, η πυκνότητα του ρευστού, αυξάνει με την αύξηση της πίεσης, ενώ παρατηρείται μείωση με την αύξηση της θερμοκρασίας, η οποία είναι περισσότερο έντονη σε χαμηλές πιέσεις.



Σχήμα 2.3: Μεταβολή της πυκνότητας του CO₂ συναρτήσει P-T
Πηγή: (IPCC, 2005)

Η διαλυτότητα του CO₂ στο νερό και στο πετρέλαιο παρουσιάζει έντονο ενδιαφέρον λόγω της άμεσης και έντονης επίδρασης της, σε δύο βασικούς μηχανισμούς παραγωγής της εξεταζόμενης μεθόδου, οι οποίοι είναι, η μείωση του ιξώδους καθώς

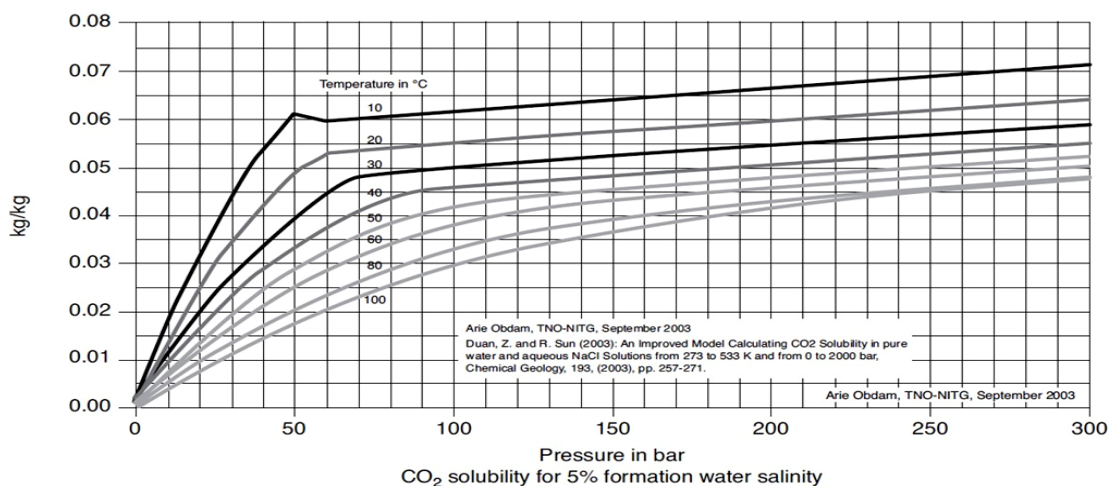
και η διόγκωση του πετρελαίου. Ο τρόπος λειτουργίας του καθενός μηχανισμού αναλύεται εκτενώς στην επόμενη ενότητα. Η διαλυτότητα του CO₂, επηρεάζεται από την πίεση και τη θερμοκρασία, όπως επίσης και από τη χημική σύσταση και τα συνακόλουθα χαρακτηριστικά που εμφανίζει κάθε τύπος πετρελαίου. Το διάγραμμα του Σχήματος 2.4, αναφέρεται στη διαλυτότητα που εμφανίζει το CO₂, εντός της πετρελαϊκής φάσης, σε δύο διαφορετικής σύστασης πετρελαϊκών δειγμάτων. Το δείγμα με την ονομασία ADA, χαρακτηρίζεται από πυκνότητα 30,3° βαθμούς της κλίμακας API, ενώ το δεύτερο δείγμα με χαρακτηριστική ονομασία West Texas, είναι πυκνότητας 39° βαθμών της κλίμακας API.



Σχήμα 2.4: Διάγραμμα διαλυτότητας CO₂ εντός πετρελαϊκών δειγμάτων
Πηγή: (Crawford, 1963)

Πιο συγκεκριμένα, παρατηρείται ότι για το ίδιας σύστασης δείγμα ADA, σε χαμηλή θερμοκρασία (70°F) και χαμηλή πίεση (700-1000 psia), η διαλυτότητα του CO₂ είναι μεγαλύτερη, σε σχέση με το ίδιο δείγμα σε υψηλότερη θερμοκρασία, για το ίδιο εύρος τιμών όσον αφορά την πίεση. Ωστόσο, το ίδιο δείγμα ADA, σε υψηλότερη θερμοκρασία (120°F) και σε μεγαλύτερη πίεση (1500-3500 psia) παρουσιάζει αισθητά υψηλότερες τιμές διαλυτότητας CO₂. Συνεπώς, το πρώτο συμπέρασμα που εξάγεται από το διάγραμμα του Σχήματος 2.4, είναι ότι η διαλυτότητα του CO₂ εντός της πετρελαϊκής φάσης, αυξάνεται με την αύξηση της πίεσης και της θερμοκρασίας, προσεγγίζοντας μια ανώτατη τιμή (plateau), πέραν της οποίας δεν παρατηρείται περαιτέρω μεταβολή με ταυτόχρονη αύξηση της πίεσης. Το δεύτερο συμπέρασμα,

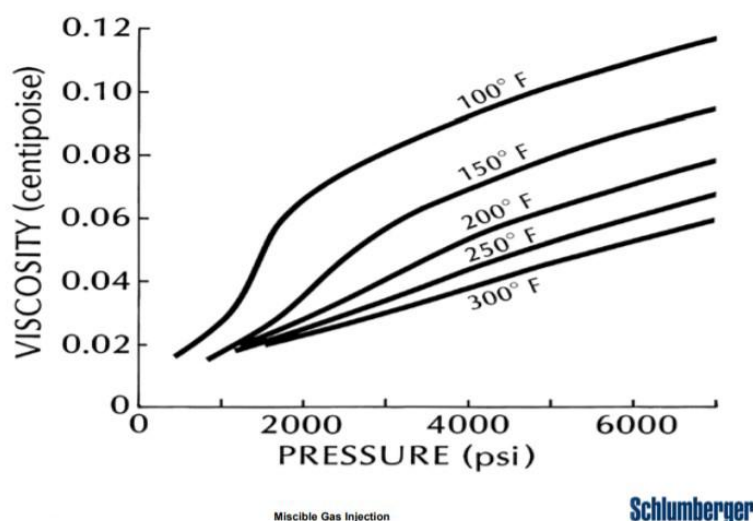
προκύπτει από τη σύγκριση των δύο δειγμάτων, ADA και West Texas, τα οποία βρίσκονται σε ανάλογες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας (120°F και 125°F, και 1500-3500 psia αντίστοιχα). Σύμφωνα με το διάγραμμα του Σχήματος 2.4, παρατηρείται μεγαλύτερη τιμή διαλυτότητας του CO₂, εντός του ελαφρύτερου πετρελαίου, δηλαδή του West Texas (39° API). Το διάγραμμα που παρουσιάζεται στο Σχήμα 2.5, αφορά τη διαλυτότητα του CO₂ στο νερό αλμυρότητας 5% κατά βάρος (w/w %).



**Σχήμα 2.5: Διάγραμμα διαλυτότητας CO₂ σε νερό αλμυρότητας 5% κ.β.
 Πηγή: (Meer, 2005)**

Από το διάγραμμα του Σχήματος 2.5, παρατηρείται ότι η διαλυτότητα του CO₂ στο αλμυρό νερό, αυξάνεται με ταυτόχρονη αύξηση της πίεσης, και ελαττώνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας. Σύμφωνα με την έρευνα του (Meer, 2005), η διαλυτότητα του CO₂ στο νερό, μειώνεται με την αύξηση της αλατότητας. Η παρατήρηση αυτή κατέχει σημαντικό ρόλο στην πρακτική εφαρμογή της μεθόδου επαύξησης της ανάκτησης πετρελαίου με εισπίεση CO₂, καθώς με βάση τις τιμές διαλυτότητας, γίνονται και οι απαραίτητοι υπολογισμοί για τις εισπνεζόμενες ποσότητες αερίου ώστε να προσδιοριστεί ο όγκος του διοξειδίου του άνθρακα ο οποίος τελικά επιδρά με την πετρελαϊκή φάση. Το ιξώδες είναι η ιδιότητα που έχει ένα ρευστό να παρουσιάζει αντίσταση κατά τη ροή του, ως αποτέλεσμα της εσωτερικής τριβής των μορίων του. Υψηλό ιξώδες και επομένως μικρή ρευστότητα παρουσιάζουν τα παχύρρευστα υγρά. Αντίθετα, τα λεπτόρρευστα υγρά έχουν μικρό ιξώδες και μεγάλη ρευστότητα. Το ιξώδες μετράται συνήθως σε centiPoise (cP).

Pure CO₂ Viscosity



Σχήμα 2.6: Διάγραμμα ιξώδους συναρτήσει P-T
Πηγή: (Kossack, 2013)

Από το Σχήμα 2.6, παρατηρείται μείωση της τιμής του ιξώδους του CO₂, με την αύξηση της θερμοκρασίας, ενώ αντίθετα, παρατηρείται αύξηση της τιμής του ιξώδους με την αύξηση της πίεσης.

2.6.2. Μηχανισμοί λειτουργίας της μεθόδου επαυξημένης απόληξης πετρελαίου με εισπίεση CO₂

Η μέθοδος αυτή επιτυγχάνει σταδιακή αύξηση της ανάκτησης του υπολειμματικού πετρελαίου που βρίσκεται παγιδευμένο εντός του ταμιευτήρα. Με τον όρο υπολειμματικό πετρέλαιο, εννοείται η ποσότητα πετρελαίου που δεν έχει ανακτηθεί και παραμένει εντός του ταμιευτήρα μετά τα στάδια της πρωτογενούς και δευτερογενούς παραγωγής. Η σταδιακή αύξηση της ανάκτησης πετρελαίου που επιτυγχάνεται, οφείλεται στην επίδραση του CO₂ που προκαλεί τη δράση ποικίλων μηχανισμών όπως η διόγκωση του πετρελαίου, η μείωση του ιξώδους του πετρελαίου, η μείωση του λόγου κινητικότητας μεταξύ νερού-πετρελαίου, η εξάτμιση ελαφριών και ενδιάμεσων υδρογονανθράκων (C₅-C₃₀ components), η μείωση των διεπιφανειακών τάσεων μεταξύ πετρελαίου-νερού, η επίδραση ασθενούς ανθρακικού οξέος, η ενίσχυση επίδρασης του διαλελυμένου αερίου (solution gas) ως μηχανισμός παραγωγής. Πιο συγκεκριμένα ακολουθεί, αναλυτικότερη επεξήγηση για τη λειτουργία κάθε μηχανισμού.

Σαφέστερα,

- **Διόγκωση πετρελαίου.** Το φαινόμενο αυτό λαμβάνει χώρα εξαιτίας της ιδιότητας του εισπιεζόμενου CO₂ να διαλυτοποιείται με μεγάλη ευκολία στη μάζα του πετρελαίου, γεγονός που επιφέρει τη διόγκωση του. Το αποτύπωμα του φαινομένου αυτού είναι η βελτίωση της κινητικότητας του πετρελαίου, με αποτέλεσμα να διευκολύνεται η ροή του δια μέσου των πόρων προς την παραγωγική γεώτρηση βελτιώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο το ρυθμό παραγωγής. Η πίεση εισπίεσης του CO₂, η μέση πίεση του ταμιευτήρα, καθώς επίσης και η θερμοκρασία, αποτελούν κρίσιμους παράγοντες που επηρεάζουν την αποδοτικότητα του περιγραφόμενου φαινομένου (Zhiqiang&Gu, 2009). Το φαινόμενο αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό καθώς ο κορεσμός σε υπολειμματικό πετρέλαιο είναι αντιστρόφως ανάλογος του συντελεστή διόγκωσης (swelling factor). Σύμφωνα με τον (Holm, 1987), είναι δυνατόν ο όγκος του πετρελαίου να αυξηθεί από 10% έως 60%.
- **Μείωση ιξώδους πετρελαίου.** Η διαλυτοποίηση του CO₂ στη μάζα του πετρελαίου, προκαλεί και μείωση του ιξώδους. Όταν το CO₂ βρεθεί σε συνθήκες ανάμιξης με το πετρέλαιο και προκαλέσει τον σταδιακό κορεσμό του, μπορεί να επιτύχει έως και ιδιαίτερος μεγάλη μείωση στο ιξώδες του πετρελαίου. Η αλλαγή αυτή στο ιξώδες, μετατρέπει το πετρέλαιο σε πιο κινητικό ρευστό, από αυτό που ήταν πριν, βελτιώνοντας τη ροή του και κατ' ανάλογο τρόπο με πριν, βελτιώνεται ο ρυθμός παραγωγής. Ωστόσο, αξίζει να σημειωθεί ότι η μείωση του ιξώδους επιτυγχάνεται σε μεγαλύτερο βαθμό και γίνεται ιδιαίτερος αισθητή στα λεγόμενα βαριά πετρέλαια (API<20), τα οποία εμφανίζουν μεγαλύτερες αρχικές τιμές ιξώδους.
- **Μείωση διεπιφανειακών τάσεων.** Η διαλυτοποίηση του CO₂ στη μάζα του πετρελαίου, επιτυγχάνει και μείωση των διεπιφανειακών τάσεων, μεταξύ νερού, εντός της μάζας του οποίου εισπιάζεται το CO₂, και πετρελαίου. Όπως γίνεται αντιληπτό, με τον τρόπο αυτό διευκολύνεται η ροή του πετρελαίου προς τις παραγωγικές γεωτρήσεις.
- **Μείωση λόγου κινητικότητας μεταξύ νερού-πετρελαίου.** Αποτέλεσμα της διαλυτοποίησης του CO₂ στο νερό, μέσω του οποίου εισπιάζεται στον ταμιευτήρα, είναι η αύξηση του ιξώδους του νερού. Αντίθετα, με τη διαλυτοποίηση του CO₂ στη μάζα του πετρελαίου, όπως τονίστηκε ανωτέρω, προκαλείται μείωση του ιξώδους της πετρελαϊκής φάσης. Με τις ταυτόχρονες αυτές αλλαγές ιξώδους να

λαμβάνουν χώρα, η σχετική κινητικότητα μεταξύ των δύο ρευστών που έρχονται σε επαφή, δηλαδή το νερό και το πετρέλαιο, μειώνεται με σαφές αποτέλεσμα τελικώς τη βελτιωμένη σάρωση του πετρελαίου από το εισπιεζόμενο ρευστό.

- **Επίδραση ασθενούς ανθρακικού οξέος.** Η διαλυτοποίηση του CO₂ στο νερό, έχει ως αποτέλεσμα το σχηματισμό ασθενούς ανθρακικού οξέος, μπροστά από το μέτωπο εισπίεσης. Το γεγονός αυτό είναι δυνατόν να οδηγήσει στη διαλυτοποίηση του ασβεστίτη, που αποτελεί πιθανό συστατικό του πετρώματος του ταμιευτήρα, ιδιαίτερα σε ανθρακικούς ταμιευτήρες (carbonate reservoirs). Η αντίδραση αυτή περιγράφεται χημικά ακολούθως :



Η αντίδραση αυτή, πρακτικά, προκαλεί τη διάβρωση του πετρώματος του ταμιευτήρα, γεγονός που επιφέρει σαν αποτέλεσμα την αύξηση της διαπερατότητας εντός του ταμιευτήρα. Με τον τρόπο αυτό, βελτιώνονται οι συνθήκες ροής του πετρελαίου και συνεπώς φτάνει με μεγαλύτερη ευκολία στην παραγωγική γεώτρηση, βελτιώνοντας το ρυθμό παραγωγής.

- **Εξάτμιση ελαφριών και ενδιάμεσων υδρογονανθράκων.** Οι ελαφριοί και ενδιάμεσοι υδρογονάνθρακες παρουσιάζουν μεγάλη διαλυτότητα εντός της μάζας του εισπιεζόμενου CO₂. Αυτό το φαινόμενο δίνει ένα μεγάλο πλεονέκτημα στη συγκεκριμένη μέθοδο έναντι των άλλων, καθώς μέσω του φαινομένου αυτού, ενισχύεται η κινητικότητα του πετρελαίου με αποτέλεσμα την αύξηση της παραγωγής. Σύμφωνα με τους (Haynes&al, 1990) , το φαινόμενο αυτό είναι εντονότερο στα λεγόμενα ελαφριά πετρέλαια (API>30).

2.7. Συνθήκες αναμειξιμότητας και μη αναμειξιμότητας

Σύμφωνα με τον (Holm, 1987) η αναμειξιμότητα περιγράφεται ως «η ικανότητα δύο ή περισσοτέρων ουσιών να σχηματίσουν μία μοναδική ομογενή φάση όταν αναμειγνύονται σε οποιαδήποτε αναλογία μεταξύ τους. Συγκεκριμένα για ταμιευτήρες πετρελαίου, η αναμειξιμότητα ορίζεται ως εκείνη η φυσική κατάσταση μεταξύ δύο ή περισσοτέρων ρευστών στην οποία τους επιτρέπεται να αναμειγνύονται μεταξύ τους σε οποιαδήποτε αναλογία, χωρίς την ύπαρξη διεπαφής. Αν σχηματιστούν δύο φάσεις ρευστών, μετά την προσθήκη ποσότητας ενός ρευστού εντός του άλλου, τότε τα ρευστά θεωρούνται ως μη αναμίξιμα».

2.7.1. Εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες ανάμειξης (Miscible Displacement)

Πλήρης ανάμειξη μεταξύ του εισπνεζόμενου CO₂ και του πετρελαίου, επιτυγχάνεται όταν η μέση πίεση εντός του ταμιευτήρα, είναι μεγαλύτερη της ελάχιστης απαιτούμενης πίεσης αναμειξιμότητας γνωστή και ως MMP (Minimum Miscibility Pressure). Ακολουθεί εδάφιο με ειδική αναφορά στην ελάχιστη απαιτούμενη πίεση αναμειξιμότητας. Στην περίπτωση της εκτόπισης πετρελαίου υπό αναμίξιμες συνθήκες το CO₂ εισπνέζεται σε υπερκρίσιμη μορφή και αναμειγνύεται με το πετρέλαιο σε όλη την έκταση του, σχηματίζοντας μία ενιαία ομογενή φάση. Η ανάμειξη αυτή είναι δυνατό να λάβει χώρα ακολουθώντας δύο πιθανές περιπτώσεις. Οι περιπτώσεις αυτές είναι:

- A. Ανάμειξη των δύο ρευστών με την πρώτη επαφή (First Contact Miscibility-FCM)
- B. Ανάμειξη των δύο ρευστών με πολλαπλές επαφές (Multiple Contacts Miscibility- MCM)

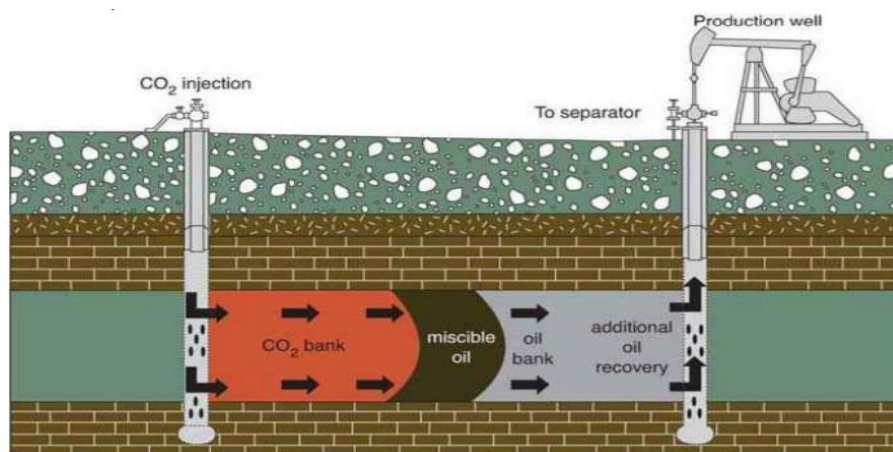
Η πρώτη περίπτωση συμβαίνει όταν και τα δύο ρευστά είναι εντελώς αναμίξιμα μεταξύ τους, σε οποιαδήποτε αναλογία, χωρίς να απαιτούνται πολλαπλές επαφές μεταξύ των δύο ρευστών. Στις συνήθεις περιπτώσεις ωστόσο, δεν επιτυγχάνεται ανάμειξη των δύο ρευστών με την πρώτη επαφή. Συνεπώς απαιτούνται διαδοχικές επαφές μεταξύ των ρευστών ώστε να επιτευχθεί η εκατέρωθεν μεταφορά μάζας μεταξύ της μάζας του CO₂ και του πετρελαίου. Η διαδικασία αυτή ονομάζεται ανάμειξη μέσω πολλαπλών επαφών (First Contact Miscibility) ή απλούστερα δυναμική ανάμειξη (Dynamic Miscibility). Η ανάμειξη των δύο ρευστών με πολλαπλές επαφές, διαχωρίζεται σε δύο υποκατηγορίες. Αυτές είναι ο μηχανισμός συμπύκνωσης αερίου (Condensing Gas Drive) και ο μηχανισμός εξάτμισης αερίου (Vaporizing Gas Drive). Και οι δύο μηχανισμοί, βασίζονται στην εναλλαγή και μεταφορά χημικών ενώσεων, από τη μάζα του εισπνεζόμενου ρευστού στο πετρέλαιο και αντίστροφα. Τα συστατικά του εισπνεζόμενου ρευστού και του πετρελαίου του ταμιευτήρα, μπορούν να ταξινομηθούν στις ακόλουθες κατηγορίες:

- Φυσικές χημικές ενώσεις (CH₄, CO₂, N₂). Απαντώνται στο εισπνεζόμενο αέριο.
- Ελαφρείς υδρογονάνθρακες (C₁ - μεθάνιο)
- Ενδιάμεσοι υδρογονάνθρακες (C₂-C₆). Εντοπίζονται εντός της πετρελαϊκής φάσης κυρίως και όχι στο εισπνεζόμενο ρευστό εκτόπισης.

- Βαρείς υδρογονάνθρακες ($C_7 - C_{30}$) . Το επτάνιο και τα βαρύτερα απ' αυτό κλάσματα εντοπίζονται αποκλειστικά εντός της πετρελαϊκής φάσης. Στόχος της μεθόδου, είναι να επιτευχθεί από το ρεύμα του CO_2 η αφαίρεση (απογύμνωση - stripping) τέτοιων ενώσεων υδρογονανθράκων από την πετρελαϊκή φάση. Με τον τρόπο αυτό το πετρέλαιο θα γίνει πιο ευκίνητο και θα βελτιωθεί η ροή του προς τις παραγωγικές γεωτρήσεις με συνέπεια τη βελτίωση του παραγωγικού προφίλ.

2.7.2. Μηχανισμός εξάτμισης αερίου (Vaporizing gas drive)

Το μεγαλύτερο πλεονέκτημα που έχει το CO_2 σε σχέση με τα άλλα αέρια εισπίεσης, είναι ότι δύναται να εκχυλίσει και να αεριοποιήσει υδρογονάνθρακες από την πετρελαϊκή φάση εντός της αέριας μάζας. Ο μηχανισμός εξάτμισης αερίου, περιγράφει τη διαδικασία κατά την οποία το εισπιεζόμενο ρευστό σαρώνει το υπολειμματικό πετρέλαιο το οποίο είναι πλούσιο σε ενδιάμεσους και βαρείς υδρογονάνθρακες, εν συνεχεία εκχυλίζει και αεριοποιεί κάποια από αυτά τα κλάσματα και τα συμπυκνώνει στο μέτωπο κατά την εκτόπιση της μάζας του πετρελαίου. Χαρακτηριστική απεικόνιση του ανωτέρω φαινομένου αποτελεί το Σχήμα 2.7.



Σχήμα 2.7: Απεικόνιση εκτόπισης πετρελαίου από CO_2 υπό συνθήκες ανάμειξης
Πηγή: (Green&Willwhite, 1998)

2.7.3. Μηχανισμός συμπύκνωσης αερίου (Condensing gas drive)

Η διαδικασία της συμπύκνωσης αναφέρεται στην μεταφορά κλασμάτων υδρογονανθράκων από το πλούσιο σε υδρογονάνθρακες διαλύτη (CO_2) στη μάζα του πετρελαίου, μέσω της συμπύκνωσης. Στην περίπτωση που αναλύεται όπου επιτυγχάνεται αναμειξιμότητα μεταξύ των δύο ρευστών, ο πλούσιος σε

υδρογονάνθρακες διαλύτης, περιέχει τους ενδιάμεσους που έχει προηγουμένως εκχυλίσει από προηγούμενη επαφή του με το πετρέλαιο.

2.7.4. Ελάχιστη πίεση αναμειξιμότητας (Minimum Miscibility Pressure – MMP)

Η ελάχιστη πίεση αναμειξιμότητας, ορίζεται ως η ελάχιστη τιμή πίεσης υπό την οποία το εισπνεζόμενο CO₂ και το πετρέλαιο εντός του ταμιευτήρα αναμειγνύονται πλήρως σε μία ομογενή φάση, χωρίς την ύπαρξη διεπαφής. Όπως γίνεται αντιληπτό η ελάχιστη πίεση αναμειξιμότητας αποτελεί ένα από τα βασικότερα κριτήρια για την επιλογή των ταμιευτήρων οι οποίοι είναι κατάλληλοι να υποστούν την εφαρμογή της μεθόδου αυτής. Ο λόγος εναπόκειται στο γεγονός ότι η ελάχιστη πίεση αναμειξιμότητας πρέπει να είναι μικρότερη από την πίεση ρωγμάτωσης του πετρώματος του ταμιευτήρα. Η τιμή της ελάχιστης πίεσης αναμειξιμότητας επηρεάζεται από ποικίλους παράγοντες, μερικοί από τους οποίους είναι η θερμοκρασία του ταμιευτήρα, η χημική σύσταση του πετρελαίου και η καθαρότητα-σύσταση του εισπνεζόμενου ρευστού εκτόπισης. Αναλυτικότερα, μελέτες έχουν αποδείξει ότι η ελάχιστη πίεση αναμειξιμότητας πετρελαίου με το CO₂, αυξάνει με την αύξηση της θερμοκρασίας του ταμιευτήρα. Επιπρόσθετα, όσον αφορά τη χημική σύσταση του πετρελαίου, έχει αποδειχθεί ότι τα ελαφριά και ενδιάμεσα κλάσματα (C₁-C₆) προκαλούν μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμειξιμότητας, ενώ το αντίθετο αποτέλεσμα επιφέρουν τα βαρύτερα κλάσματα C₇₊.

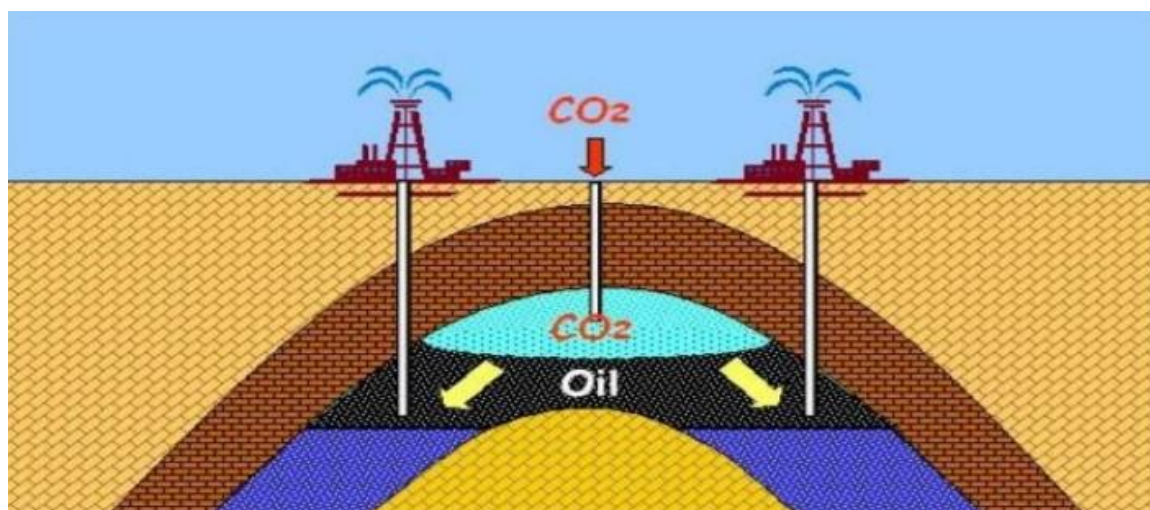
2.7.5. Εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες κοντά σε εκείνες της πλήρους ανάμειξης (Near Miscible Displacement)

Η διεργασία αυτή λαμβάνει χώρα όταν η πίεση του ταμιευτήρα είναι κατά ένα μικρό ποσοστό συνήθως της τάξεως του 10%, μικρότερη από την ελάχιστη πίεση αναμειξιμότητας. Ο λόγος που η πίεση δεν δύναται να φτάσει στα επίπεδα της ελάχιστης απαιτούμενης, για την ανάμιξη, πίεσης, μπορεί να είναι είτε οικονομικοί είτε τεχνικοί. Σε αυτού του είδους τη διεργασία, οι κύριοι μηχανισμοί που επιδρούν στην αύξηση της παραγωγής, είναι η μείωση του ιξώδους, η εκχύλιση και εξάτμιση ελαφρών υδρογονανθράκων και η διόγκωση του πετρελαίου. Στην εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες κοντά σε εκείνες της πλήρους ανάμειξης, επιτυγχάνεται μικρότερη ανάκτηση σε σχέση με την εκτόπιση υπό συνθήκες πλήρους ανάμειξης. Ωστόσο, λόγω του μειωμένου κόστους συμπίεσης και των μικρότερων εισπνεζόμενων ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα, συχνά προτιμάται η εφαρμογή της μεθόδου υπό

σχεδόν αναμίξιμες συνθήκες, καθώς το οικονομικό προφίλ της εφαρμογής καθίσταται ιδιαίτερα ελκυστικό και προσοδοφόρο (Klins, 1991).

2.7.6. Εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες μη ανάμειξης (Immiscible Displacement)

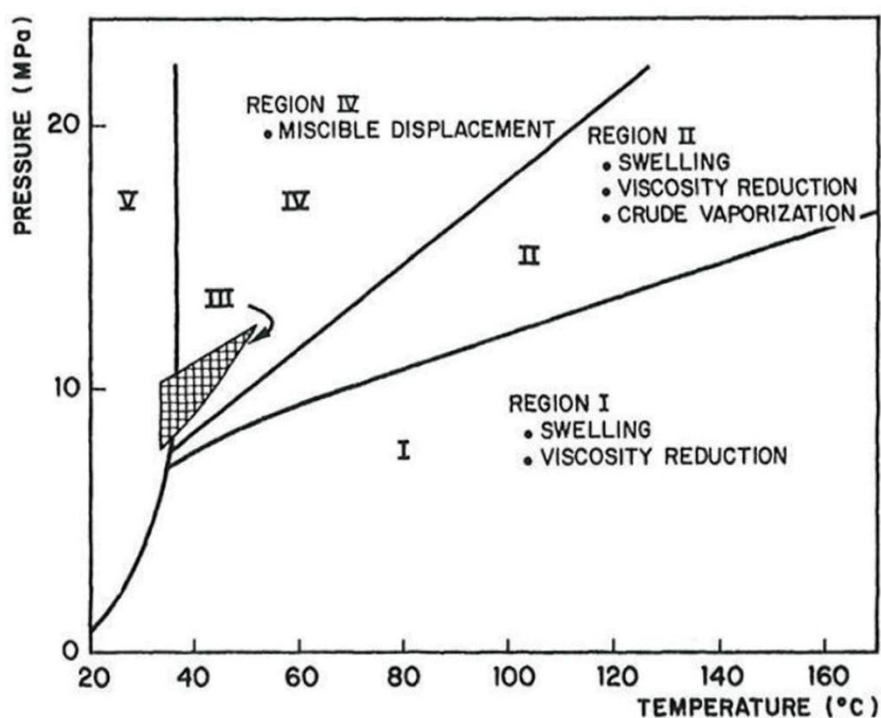
Όταν η επικρατούσα στον ταμιευτήρα πίεση είναι αρκετά χαμηλότερη από την ελάχιστη απαιτούμενη πίεση αναμειξιμότητας, τότε η διεργασία εκτόπισης πετρελαίου γίνεται υπό συνθήκες μη ανάμειξης. Στη διεργασία αυτή μόνο ένα πολύ μικρό μέρος από το συνολικά εισπνεζόμενο CO₂ διαλυτοποιείται στο πετρέλαιο. Οι κύριοι μηχανισμοί που επιδρούν θετικά στη βελτιωμένη ανάκτηση πετρελαίου, είναι η μείωση του ιξώδους και η διόγκωση του πετρελαίου, όπως και η αύξηση της πίεσης του ταμιευτήρα. Ο βασικός μηχανισμός παραγωγής στην περίπτωση αυτή, είναι η σάρωση και εκτόπιση του πετρελαίου από το CO₂, με τρόπο παρόμοιο με αυτόν της λειτουργίας δευτερογενούς παραγωγής με σάρωση του πετρελαίου από το νερό (water flooding). Λόγω της μη ανάμειξης των δύο ρευστών (CO₂ – πετρέλαιο), ένα μέρος του εισπνεζόμενου διοξειδίου του άνθρακα, καταλήγει στο ανώτερο τμήμα του ταμιευτήρα, λόγω διαφορετικής (μικρότερης) πυκνότητας από το πετρέλαιο, σχηματίζοντας κατ' αυτό τον τρόπο ένα τεχνητό αέριο κάλυμμα (gas cap). Συνεπώς συμβάλλει και με αυτό τον τρόπο σε μηχανισμούς παραγωγής. Σύμφωνα με έρευνα του (Holm, 1987) η εφαρμογή αυτής της μεθόδου καθίσταται ελκυστική για τα λεγόμενα βαριά πετρέλαια που εμφανίζουν πυκνότητα API<20.



Σχήμα 2.8: Σχηματική απεικόνιση εκτόπισης πετρελαίου υπό συνθήκες μη ανάμειξης
Πηγή: (Advanced Resources International, Inc, 2011)

2.8. Μηχανισμοί εκτόπισης πετρελαίου από το CO₂

Οι μηχανισμοί εκτόπισης του πετρελαίου στον ταμιευτήρα, από το CO₂, εξαρτώνται άμεσα από τη συμπεριφορά του συστήματος CO₂ – πετρέλαιο. Η συμπεριφορά του συστήματος αυτού, επηρεάζεται κατά μεγάλο βαθμό από την επικρατούσα πίεση και θερμοκρασία εντός του ταμιευτήρα, καθώς επίσης και από τη σύσταση του πετρελαίου. Οι μηχανισμοί εκτόπισης κατηγοριοποιούνται σε πέντε (5) περιοχές, οι οποίες διακρίνονται στο διάγραμμα του Σχήματος 2.9. Αξίζει να τονιστεί ότι για κάθε διαφορετικής σύστασης πετρέλαιο, τα όρια μεταξύ των μηχανισμών εκτόπισης διαφοροποιούνται και το ακόλουθο σχήμα αποτελεί μια γενίκευση προς επεξήγηση του φαινομένου.



Σχήμα 2.9: Επίδραση P-T επί των μηχανισμών εκτόπισης πετρελαίου
Πηγή: (Klins, 1984)

- Περιοχή I

Στη περιοχή αυτή του διαγράμματος, υπάγονται οι εφαρμογές της μεθόδου που εκτελούνται υπό χαμηλές τιμές πίεσης. Βασικοί μηχανισμοί που επιδρούν στην αύξηση της ανάκτησης του πετρελαίου, είναι η μείωση του ιξώδους, η διόγκωση του

πετρελαίου και διαλυτοποίηση του CO₂ στην πετρελαϊκή φάση, λειτουργώντας ομοίως με το διαλελυμένο αέριο (solution gas drive mechanism).

- Περιοχή II

Σε αυτή την περιοχή του διαγράμματος, οι εφαρμογές της μεθόδου εκτελούνται σε μεγαλύτερες πιέσεις σε σχέση με αυτές της περιοχής I. Όπως σημειώνεται και στο διάγραμμα, οι δρώντες μηχανισμοί που ενισχύουν την απόληψη του πετρελαίου από τον ταμιευτήρα, είναι η μείωση του ιξώδους, η διόγκωση του πετρελαίου καθώς επίσης και η αεριοποίηση κάποιων ενδιάμεσων κλασμάτων υδρογονανθράκων εντός της φάσης του διοξειδίου του άνθρακα.

- Περιοχή III

Εφαρμογές της μεθόδου υπό χαμηλές θερμοκρασίες και ενδιάμεσες τιμές πίεσης, εντάσσονται σε αυτή την κατηγορία. Οι δρώντες μηχανισμοί για την ενίσχυση της απόληξης του πετρελαίου, είναι οι ίδιοι με την περιοχή II, ωστόσο στην περιοχή III αεριοποιούνται τα ελαφρύτερα κλάσματα υδρογονανθράκων από την πετρελαϊκή φάση, σχηματίζοντας τη λεγόμενη πλούσια φάση του CO₂ (rich CO₂).

- Περιοχή IV

Είναι ευδιάκριτο στο διάγραμμα του Σχήματος 2.9, ότι αποτελεί τη μοναδική περιοχή όπου επιτυγχάνεται εκτόπιση πετρελαίου υπό συνθήκες ανάμιξης. Οι εφαρμογές της μεθόδου πραγματοποιούνται υπό υψηλές τιμές πίεσης. Εντός του εύρους της περιοχής αυτής, επιτυγχάνεται ανάμιξη με πολλές διαδοχικές επαφές μεταξύ των ρευστών (multiple contact miscibility).

2.9. Αποθήκευση CO₂ κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO₂ – EOR

Κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO₂ – EOR, ένα μέρος του εισπιεζόμενου CO₂ συμπαράγεται μαζί με το πετρέλαιο στην επιφάνεια, ενώ το υπόλοιπο μέρος του εισπιεζόμενου CO₂ παραμένει εντός του ταμιευτήρα. Η αποθήκευση του CO₂ κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR, ωστόσο νοείται ως συμπτωματική (incidental) καθώς οι σημερινές τεχνικές της μεθόδου CO₂-EOR αποσκοπούν κυρίως στην επαύξηση απόληξης πετρελαίου και όχι στην αποθήκευση του CO₂.

Σύμφωνα με τη μελέτη του (IPCC, 2005) οι μηχανισμοί μέσω των οποίων πραγματοποιείται η συμπτωματική αποθήκευση του CO₂, εξασφαλίζοντας τη μονιμότητα της αποθήκευσης του, διαχωρίζονται με βάση τις λειτουργίες που τους στηρίζουν, σε μηχανισμούς φυσικής και γεωχημικής παγίδευσης. Πιο αναλυτικά, οι μηχανισμοί παγίδευσης είναι οι ακόλουθοι:

2.9.1. Μηχανισμοί Φυσικής Παγίδευσης

- **Παγίδευση λόγω δομής ή στρωματογραφική παγίδευση (structural and stratigraphic trapping).**

Πρόκειται για τον κυρίαρχο μηχανισμό παγίδευσης, καθώς ως αρχική συνθήκη για τη γεωλογική αποθήκευση CO₂ θεωρείται η ύπαρξη ενός πολύ χαμηλής διαπερατότητας στρώματος-καλύμματος (caprock), το οποίο θα λειτουργεί σα φραγμός στην μετανάστευσή του. Αυτό κρίνεται απαραίτητο διότι το CO₂ αφού εισπνεστεί σε υπερκρίσιμη κατάσταση, είναι πιο επιπλεύσιμο από τα υπόλοιπα ρευστά που συνυπάρχουν στους πόρους του πετρώματος, λόγω της μικρότερης πυκνότητάς του σε σχέση με τα υπόλοιπα ρευστά εντός του ταμιευτήρα. Έτσι, το CO₂ θα διηθηθεί μέσα από τους πόρους του σχηματισμού μέχρι να φτάσει στην οροφή του όπου και θα συναντήσει ένα αδιαπέρατο πλέον στρώμα.

Εάν η γεωμετρία του υπεδάφους δεν περιέχει ρήγματα ή πτυχώσεις, τότε πρόκειται για στρωματογραφική παγίδα. Οι στρωματογραφικές παγίδες σχηματίζονται από τον διαφορετικό τρόπο που αποθέτονται σε μια περιοχή τα διαφορετικά είδη πετρωμάτων που συνθέτουν το γεωλογικό σχηματισμό.

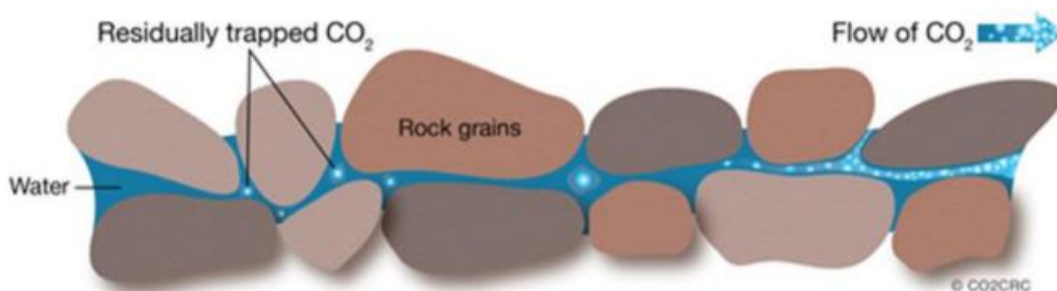
Αν όμως η παγίδευση γίνει στην κορυφή κάποιου αντίκλινου ή σε κάποιο κεκλιμένο μπλοκ ρήγματος τότε ονομάζεται φυσική παγίδευση λόγω δομής. Οι τεκτονικές παγίδες μπορεί να δημιουργηθούν από αναδιπλώσεις ή ρωγματώσεις πετρωμάτων. Τα ρήγματα, συγκεκριμένα, μπορεί να λειτουργήσουν δυνητικά είτε ως φυσικά εμπόδια, είτε ως δίοδοι για τη ροή των ρευστών υπό διαφορετικές συνθήκες.

- **Υδροδυναμική παγίδευση (hydrodynamic trapping)**

Η υδροδυναμική παγίδευση λαμβάνει χώρα σε αλατούχους υδροφορείς που δεν είναι απομονωμένοι, αλλά τα ρευστά μεταναστεύουν με πολύ αργό ρυθμό σε μεγάλες αποστάσεις. Επειδή το CO₂ είναι λιγότερο πυκνό από τα ρευστά που εμπεριέχονται εντός του σχηματισμού, όταν εισπνέζεται αρχικά εκτοπίζει τα ρευστά αυτά (για

παράδειγμα, ενδογενές νερό του ταμιευτήρα και πετρέλαιο) αλλά έπειτα επιπλέει μεταναστεύοντας προς τα ανώτερα τμήματα του σχηματισμού. Καθώς, λοιπόν, το CO₂ κινείται, νέο ρευστό έρχεται και το αντικαθιστά γεμίζοντας πάλι τα κενά των πόρων. Όμως, μια μικρή ποσότητα CO₂ παγιδεύεται από τριχοειδείς δυνάμεις στα κενά αυτά και σταματά να ρέει.

Ο μηχανισμός αυτός ονομάζεται υπολειμματική ή εναπομένουσα παγίδευση (residual trapping) και σε αυτόν οφείλεται πολλές φορές και η παγίδευση ποσοτήτων πετρελαίου για διαστήματα εκατομμυρίων χρόνων. Η εναπομένουσα παγίδευση κορεσμού παρουσιάζεται επειδή ένα μέρος της ποσότητας του εισπνεζόμενου CO₂ παραμένει πίσω, όταν η μεγαλύτερη μάζα του περνάει μέσα από το σχηματισμό αποθήκευσης. Αυτή η μικρή ποσότητα παγιδεύεται από τριχοειδείς δυνάμεις και από πολύ μικρής κλίμακας τεκτονικές ή στρωματογραφικές παγίδες, όπως για παράδειγμα ανάμεσα στους κόκκους του πετρώματος, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2.10.



Σχήμα 2.10: Μηχανισμός υπολειμματικής παγίδευσης του CO₂

Πηγή: (<http://www.co2crc.com.au/>)

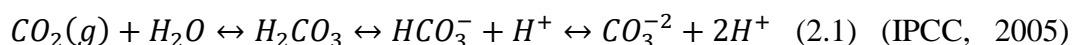
Επίσης, αν το CO₂ παγιδευτεί σε κάποια τεκτονική ή στρωματογραφική παγίδα στο σχηματισμό στεγανοποίησης, μακροπρόθεσμα θα διαλυθεί μέσα στο νερό του σχηματισμού και θα μεταναστεύσει μαζί του.

2.9.2. Γεωχημική Παγίδευση

- Παγίδευση λόγω διαλυτοποίησης

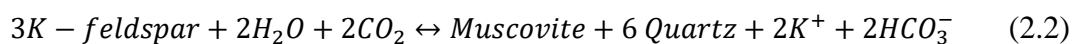
Κατά τη διαδικασία αυτή, το CO₂ διαλυτοποιείται στο νερό του σχηματισμού και παύει να υπάρχει πλέον ως διακριτή ξεχωριστή φάση και να έχει ανοδικές τάσεις που μπορεί να το οδηγήσουν εκτός του σχηματισμού όπου εισπνέζεται. Συνήθως η διαλυτοποίηση του CO₂ στο ενδογενές νερό του σχηματισμού, είναι αργή διαδικασία που εξελίσσεται σε βάθος χρόνων, της τάξης των χιλιάδων ετών (Gunter, 1993).

Η διαλυτότητα του CO₂ στο νερό αυξάνεται όσο αυξάνει η πίεση, και μειώνεται όσο αυξάνει η θερμοκρασία και η αλατότητα του νερού. Όσο μεγαλύτερη ποσότητα CO₂ διαλύεται στο νερό, τόσο αυξάνει η πυκνότητά του, με αποτέλεσμα όλο μαζί το νέο μίγμα να αρχίζει να βυθίζεται προς τα κατώτερα τμήματα του σχηματισμού. Αυτό επιτρέπει στο CO₂ να διαλυτοποιηθεί ακόμα περισσότερο μέσα στο νερό και να διαλυτοποιείται όλο και μεγαλύτερη ποσότητα CO₂. Σε περίπτωση ωστόσο, που το πάχος του σχηματισμού δεν είναι ικανοποιητικά μεγάλο, η περιοχή ανάμιξης τους θα είναι περιορισμένη και το ίδιο και η ποσότητα που μπορεί να διαλυθεί, καθώς ο ρυθμός διάλυσης επιβραδύνεται πολύ όταν το ρευστό κορεστεί σε CO₂. Η παρακάτω γεωχημική αντίδραση (εξίσωση 2.1) περιγράφει τη διαλυτοποίηση του CO₂ στο νερό του σχηματισμού.



- **Παγίδευση μέσω σχηματισμού ανθρακικών ορυκτών (mineral trapping)**

Ο τελικός μηχανισμός παγίδευσης αφορά την παγίδευση μέσω σχηματισμού ανθρακικών ορυκτών. Όταν το CO₂ διαλύεται στο νερό, παράγει ένα ασθενές ανθρακικό οξύ, το οποίο σε βάθος χρόνου αντιδρά με τα ορυκτά του περιβάλλοντος πετρώματος και σχηματίζει σταθερά ανθρακικά ορυκτά. Ο σχηματισμός αυτών των ορυκτών προκύπτει από τη συνεχιζόμενη αντίδραση των διττανθρακικών ιόντων με ασβέστιο, μαγνήσιο και σίδηρο από πυριτικά ορυκτά, όπως άργιλο, μίκα, χλωρίτες και άστριοι, τα οποία υπάρχουν στη μήτρα του πετρώματος (Gunter, 1993). Το CO₂ ενσωματώνεται στα προϊόντα της αντίδρασης με τη μορφή στερεών ορυκτών και υδατικών σύμπλοκων διαλυμένων στο νερό του σχηματισμού. Η εξίσωση (2.2) περιγράφει μια τέτοια αντίδραση (IPCC, 2005).



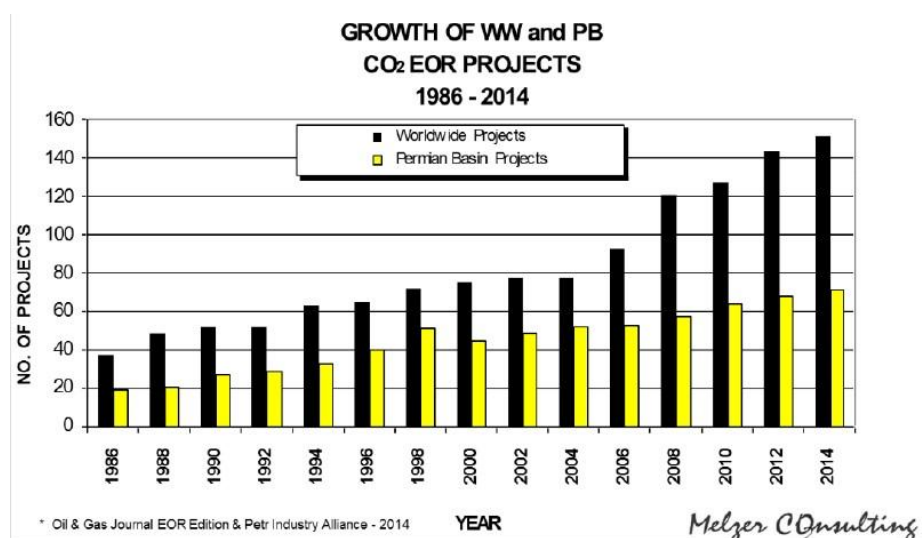
Καλιούχοι άστριοι

Μοσχοβίτης Χαλαζίας

Οι αντιδράσεις ξεκινούν από τα πρώτα χρόνια της αποθήκευσης αλλά για να ολοκληρωθεί η διαδικασία απαιτούνται αρκετές χιλιάδες χρόνια. Η αποθήκευση του CO₂ μέσω του μηχανισμού παγίδευσης σχηματισμού ανθρακικών ορυκτών, αποτελεί την πιο σταθερή και ασφαλή μορφή παγίδευσης.

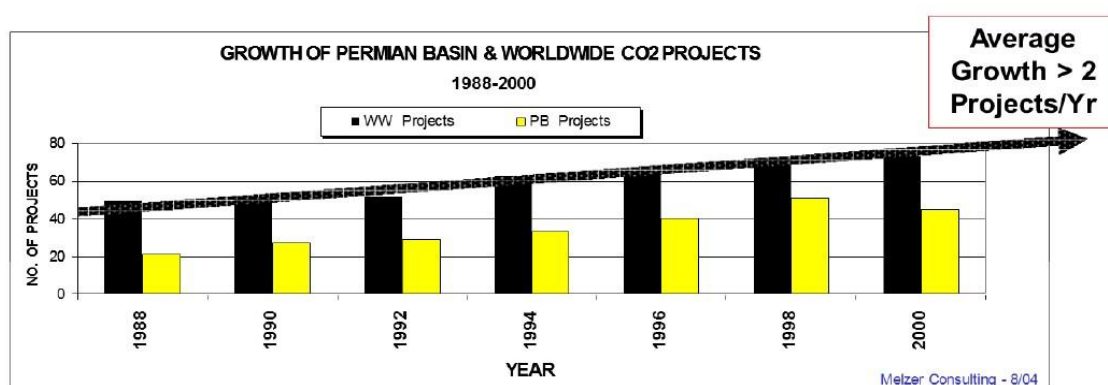
2.10. Ιστορική αναδρομή

Η πετρελαϊκή βιομηχανία εδώ και πάνω από σαράντα (40) χρόνια αναπτύσσει, εξελίσσει και εφαρμόζει διάφορες τεχνικές και παραλλαγές για τη μέθοδο εκτόπισης και βελτίωσης της ανάκτησης του πετρελαίου μέσω εισπίεσης διοξειδίου του άνθρακα. Η σύλληψη για εφαρμογή της μεθόδου αυτής σε ευρείας κλίμακας παραγωγής, πραγματοποιήθηκε το 1952 από τους Whorton, Brownscombe, και Dyes της Atlantic Refining Company. Τη δεκαετία του 1970, η μέθοδος αυτή έτυχε ευρείας αποδοχής και μεγάλης ανάπτυξης. Η πρώτη εφαρμογή από εταιρεία με οικονομικά και εμπορικά εκμεταλλεύσιμους όρους (commercially) έλαβε χώρα το 1972 στο έργο με ονομασία SACROC. Το απαιτούμενο για την εφαρμογή διοξειδίου του άνθρακα, δεσμευόταν από μονάδες επεξεργασίας καυσαερίων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο δυτικό Τέξας. Πριν την εφαρμογή του έργου αυτού, οι ποσότητες του διοξειδίου του άνθρακα διέρρεαν προς την ατμόσφαιρα με το γνωστό περιβαλλοντικό αντίκτυπο. Έκτοτε, τα έργα με χρήση διοξειδίου του άνθρακα ως ρευστό εισπίεσης για την εκτόπιση και αύξηση της απόληψης του πετρελαίου, παρουσιάζουν μια μικρή αλλά σταθερή ετήσια αύξηση παγκοσμίως. Τα περισσότερα έργα εντοπίζονται στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής στην περιοχή Permian Basin, κυρίως λόγω του ότι το διοξείδιο του άνθρακα προέρχεται από φυσικούς ταμιευτήρες και από βιομηχανικές εγκαταστάσεις περίξ της περιοχής αυτής, με αποτέλεσμα το κόστος για την απόκτηση και τη διακίνηση του CO₂ να καθίσταται μικρό. Ακολουθούν ορισμένα διαγράμματα που επιβεβαιώνουν τα προαναφερθέντα.



Σχήμα 2.11: Ετήσια κατανομή εφαρμογών CO₂ – EOR
Πηγή: (Melzer, 2015)

Από το Σχήμα 2.11, παρατηρείται μια σταδιακή αύξηση των έργων CO₂-EOR, με την πλειονότητα αυτών να εντοπίζεται στις Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής και πιο συγκεκριμένα στην περιοχή Permian Basin, για τους λόγους που αναφέρθηκαν προηγουμένως. Ένα ακόμη ιδιαίτερα ενδιαφέρον γεγονός, αναδείχθηκε μέσα από την παρουσίαση της (Melzer, 2015). Πιο αναλυτικά, στο διάγραμμα του Σχήματος 2.12, αποτυπώνεται το γεγονός, ότι παρά τις χαμηλές τιμές του πετρελαίου την εποχή 1988-2000, με μέση τιμή 18\$/βαρέλι, τα έργα CO₂-EOR, συνέχιζαν να παρουσιάζουν μία σταθερή αύξηση της τάξεως του 2% ανά έτος σε παγκόσμια κλίμακα (Melzer, 2015).



Σχήμα 2.12: Διάγραμμα αυξητικής τάσης εφαρμογών CO₂ – EOR
Πηγή: (Melzer, 2015)

Πρόσφατα στοιχεία αναδεικνύουν τη συνεχιζόμενη αυξητική τάση εφαρμογής έργων CO₂-EOR. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (Leena-Kootoongal, 2014), το 2014 ο συνολικός αριθμός έργων CO₂-EOR ήταν 136. Στον Πίνακα 2.1 παρουσιάζονται τα έργα CO₂-EOR μεγάλης και εμπορικής κλίμακας (commercial field scale projects), τα οποία χρησιμοποιούν ανθρωπογενούς προέλευσης CO₂, σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από το κέντρο δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ του MIT (MIT, 2016).

Πίνακας 2.1: Διασπορά εμπορικών έργων CO₂ – EOR ανά την υφήλιο
Πηγή: (MIT, 2016)

USA						
Project	Leader	Location	CO ₂ Source	Size Mt/yr	CO ₂ Sink	Status
Denver Unit	Occidental Petroleum	Texas	Permian CO ₂ Pipeline	1.1	EOR	Operational 1983
La Barge	Exxon Mobil	Wyoming	Gas Processing	7	EOR	Operational 1986
Enid	Koch Nitrogen Company	Oklahoma	Fertilizer Production	0.68	EOR	Operational 1982
Val Verde	Multiple operators	Texas	Gas Processing	1.3	EOR	Operational 1998
Weyburn-Midale	Cenovus Energy & Apache Canada	US/Canada	Coal Gasification	1	EOR	Operational November 2000
Century Plant	Occidental Petroleum	Texas	Gas Processing	8.4	EOR	Operational 2010
Coffeyville	CVR Energy	Kansas	Fertilizer Production	0.8	EOR	Operational 2013
Lost Cabin	ConocoPhillips	Wyoming	Gas Processing	0.9	EOR	Operational 2013
Rest of the World						
Project	Leader	Location	CO ₂ Source	Size Mt/yr	CO ₂ Sink	Status
Uthmaniyah	Saudi Aramco	Saudi Arabia	Gas Processing	0.8	EOR	Operational 2015
Lula	Petrobras	Brazil	Gas Processing	0.7	EOR	Operational 2013

Από τον Πίνακα 2.1, επιβεβαιώνεται και η προηγούμενη αναφορά σύμφωνα με την οποία τα περισσότερα έργα εντοπίζονται στις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής. Σύμφωνα με τα στοιχεία, αποτελεί ξεκάθαρα τον ηγέτη-οδηγό στην έρευνα και εφαρμογή της μεθόδου αυτής.

Κεφάλαιο 3. Εφαρμογή των μεθόδων CO₂ - EOR

3.1. Εισαγωγή

Η κλασική μέθοδος εισπίεσης CO₂ – EOR, όπως έχει ήδη αναφερθεί αποτελεί συνήθως μια διαδικασία "τριτογενούς φάσης παραγωγής", η οποία χρησιμοποιείται μετά την ολοκλήρωση της φάσης πρωτογενούς και δευτερογενούς παραγωγής. Κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της διεργασίας CO₂ EOR (συνήθως αναφέρεται ως "κατάκλιση του σχηματισμού με CO₂") διοχετεύεται CO₂ εντός του ταμιευτήρα σε επιλεγμένες και κατάλληλα προετοιμασμένες γεωτρήσεις εισπίεσης, με αποτέλεσμα την παραγωγή ενός μείγματος πετρελαίου, CO₂ και νερού μέσω των παραγωγικών γεωτρήσεων. Το παραγόμενο μείγμα διαχωρίζεται στην επιφάνεια με τη χρήση του κατάλληλου εξοπλισμού (oil-gas-water separators). Το πετρέλαιο μεταφέρεται στα δυλιστήρια προκειμένου να δυλιστεί με απώτερο σκοπό την παραγωγή των διαφόρων τελικών προϊόντων και την παράδοση στους τελικούς εμπορικούς διανομείς. Το παραγόμενο στην επιφάνεια CO₂ διαχωρίζεται από τα άλλα ρευστά, υπόκεινται σε κατάλληλη επεξεργασία όπου ξηραίνεται, γλυκαίνεται (gas sweetening), επανασυμπυκνώνεται και τελικά επανεισπίζεται εντός του ταμιευτήρα. Αυτή η ανακύκλωση του παραγόμενου CO₂ εμποδίζει την απελευθέρωσή του στην ατμόσφαιρα και προσφέρει σημαντικές εξοικονομήσεις όσον αφορά το οικονομικό σκέλος στις πετρελαϊκές εταιρείες, οι οποίες σε διαφορετική περίπτωση θα έπρεπε να αγοράσουν όγκους αντικατάστασης CO₂ (DOE, 2010). Ωστόσο αξίζει να αναφερθεί ότι, δεν παράγεται όλο το εγχυμένο CO₂, καθώς ένα σημαντικό κλάσμα του CO₂ διατηρείται εντός του ταμιευτήρα. Αυτή την εποχή οι διαθέσιμες και εφαρμοζόμενες τεχνολογίες CO₂-EOR, συμπεριλαμβάνουν τόσο την εισπίεση αερίου υπό συνθήκες πλήρους ανάμιξης όσο και τις εφαρμογές υπό συνθήκες μη ανάμιξης του CO₂. Ωστόσο, οι σημερινές τεχνολογίες CO₂-EOR εξακολουθούν να εμφανίζουν μειωμένη αποτελεσματικότητα όσον αφορά την ανάκτηση του υπολειμματικού πετρελαίου σε σύγκριση με τη θεωρητική τους δυναμικότητα, όπως έχει διαπιστωθεί με εργαστηριακές δοκιμές. Όπως αναδεικνύουν τα στοιχεία από πραγματικές εφαρμογές της μεθόδου αυτής, οι εφαρμοζόμενες τεχνικές παραλλαγές της μεθόδου CO₂-EOR ανακτούν μόνο το 5% έως 20% των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP) του ταμιευτήρα σε αντίθεση με τη θεωρητικά επιτεύξιμη ανάκτηση πετρελαίου, οι οποίες

κυμαίνονται σε ποσοστό ανάκτησης άνω του 20% των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP) (R.C. Ferguson, V.A. Kuuskraa, 2010).

3.2. Κριτήρια επιλογής ταμειυτήρα για την εφαρμογή μεθόδων CO₂-EOR

Η διαμόρφωση κριτηρίων καταλληλότητας ενός ταμειυτήρα για την εφαρμογή CO₂-EOR αποτελεί ένα θέμα που απασχολεί έντονα την ερευνητική κοινότητα. Κατά τις σημερινές πρακτικές εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR όπου ο βασικός στόχος αποτελεί η επαύξηση της απόληψης πετρελαίου, **η αποθήκευση του CO₂ που λαμβάνει χώρα θεωρείται «συμπωματική» (incidental).**

Η εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR δεν είναι κατάλληλη για όλα τα είδη ταμειυτήρων πετρελαίου λόγω τεχνικών αλλά και οικονομικών λόγων. Αρκετοί ερευνητές έχουν προτείνει ορισμένα προκαταρκτικά τεχνικά κριτήρια αξιολόγησης για την επιλογή του κατάλληλου ταμειυτήρα πετρελαίου προκειμένου να διεξαχθεί με ασφάλεια και αποδοτικότητα η μέθοδος CO₂-EOR αλλά και η συμπωματική (incidental) αποθήκευση CO₂. Η μέθοδος αυτή, όπως έχει αναφερθεί και στο Κεφάλαιο 2, μπορεί να εφαρμοστεί είτε υπό συνθήκες ανάμιξης είτε υπό συνθήκες μη ανάμιξης μεταξύ του εισπιεζόμενου ρευστού και του πετρελαίου. Η εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες ανάμιξης γενικότερα, θεωρείται πιο αποτελεσματική καθώς επιφέρει μεγαλύτερη ανάκτηση πετρελαίου συγκριτικά με την εφαρμογή υπό συνθήκες μη ανάμιξης.

Από τεχνικής άποψης, η διαδικασία συλλογής τεχνικών κριτηρίων για την επιλογή του κατάλληλου για εφαρμογή της μεθόδου αυτής ταμειυτήρα, πρέπει να στηρίζεται σε δεδομένα και χαρακτηριστικά από πραγματικές εφαρμογές της μεθόδου που έχουν κριθεί ως επιτυχημένες, τόσο όσον αφορά τον τομέα της ανάκτησης του πετρελαίου, αλλά και της συμπωματικής αποθήκευσης του CO₂ που λαμβάνει χώρα κατά την εφαρμογή της μεθόδου. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (Koottungal , 2014) μέχρι το τέλος του 2013, υπήρχαν ελάχιστα έργα CO₂-EOR εφαρμοζόμενα υπό συνθήκες μη ανάμιξης, και για τον λόγο αυτό δεν καθίσταται δυνατή η εξαγωγή αξιόπιστων συμπερασμάτων για την κατηγορία αυτή. Για το λόγο αυτό τα κριτήρια επιλογής κατάλληλου ταμειυτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου, είναι επικεντρωμένα στην εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες ανάμιξης. Μία ολοκληρωμένη μελέτη για τα τεχνικά κριτήρια που αφορούν την επιλογή του

κατάλληλου ταμιευτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου, διεξήχθη από τους (Bachu and Shaw, 2002), κατά την οποία έκαναν έλεγχο και ανανέωση παλαιότερων μελετών που αφορούσαν το συγκεκριμένο θέμα, όπως για παράδειγμα τη μελέτη του ερευνητή (Taber et al, 1997) και του (Edwards, 2000). Η μελέτη αυτή κατέληξε στα κριτήρια που φαίνονται στον Πίνακα 3.1.

Πίνακας 3.1: Κριτήρια επιλογής ταμιευτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR υπό συνθήκες ανάμιξης
Πηγή: (Bachu and Shaw, 2002)

Depth	Temperature	Starting CO ₂ -EOR pressure	Viscosity	Oil gravity	Remaining oil saturation
Between 2000-4000 ft	Between 93-250 °F	>1100 psi	<10 cp	Between 22-45 °API	>20%

Οι (Rivas et al, 1994) είχαν προτείνει και ένα επιπλέον κριτήριο. Ως μέτρο ασφάλειας για την σίγουρη επίτευξη της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας (MMP), είχε προτείνει η πίεση εντός του ταμιευτήρα στην αρχή της εφαρμογής της μεθόδου, να είναι τουλάχιστον 200psi υψηλότερη από την ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας. Επίσης οι (Todd and Grand, 1993) πρότειναν να συγκρίνεται η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας (MMP) με την αρχική πίεση του ταμιευτήρα (P_i) (initial pressure) και την πίεση ρωγμάτωσης του ταμιευτήρα (P_{fr}) (fracture pressure) προκειμένου να είναι δυνατή η εκτίμηση εάν το πέτρωμα του ταμιευτήρα μπορεί να αντέξει την απαιτούμενη πίεση για την επίτευξη της αναμιξιμότητας. Ωστόσο, σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (Merchant, 2010), απορρίφθηκε ο ανωτέρω ισχυρισμός των επιπλέον 200psi από την ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας, υποστηρίζοντας πως συνθήκες ανάμιξης είναι δυνατό να επιτευχθούν είτε ελάχιστα πάνω από την ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας, είτε ακόμα και σε ένα εύρος πιέσεων λίγο μικρότερες από την ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας. Η εφαρμογή αυτή είναι διεθνώς γνωστή και ως «Near Miscibility Pressure». Σε μία άλλη μελέτη που διεξήχθη από τους (Nunez-Lopez and Hovorka, 2008) στην οποία παρατέθηκαν ορισμένα κριτήρια για την εφαρμογή της μεθόδου στην περιοχή Texas Gulf Coast αντλώντας στοιχεία από ταμιευτήρες της περιοχής προσέθεσαν μερικά ακόμα κριτήρια. Αρχικά σύμφωνα με την μελέτη τους, ταμιευτήρες με μεγάλο αέριο κάλυμμα (gas cap) και χαμηλό κορεσμό σε υπολειμματικό πετρέλαιο (low residual oil saturation), θεωρούνται αρνητικές ενδείξεις και οι ταμιευτήρες με αυτά τα χαρακτηριστικά απορρίπτονται.

Επίσης, ταμιευτήρες στους οποίους έχει ήδη εφαρμοστεί δευτερογενής μέθοδος ανάκτησης πετρελαίου, όπως η κατάκλιση του σχηματισμού με νερό, ή ταμιευτήρες με μεγάλο υποκείμενο υδροφόρο ορίζοντα που δρα ως μηχανισμός παραγωγής, θεωρούνται ελκυστικοί υποψήφιοι ταμιευτήρες λόγω της διατήρησης της πίεσης σε σχετικά υψηλά επίπεδα κοντά στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας. Όσον αφορά γεωλογικά χαρακτηριστικά του ταμιευτήρα, οι μελετητές υποστηρίζουν ότι πορώδες της τάξεως του 11-30% είναι επιθυμητό. Επιπλέον, θεωρούν ότι ο υποψήφιος ταμιευτήρας θα πρέπει να έχει παράξει πριν την εφαρμογή της μεθόδου τουλάχιστον 1 εκατομμύριο stock tank barrels πετρελαίου, αποκλείοντας καταυτό τον τρόπο τους πολύ μικρούς ταμιευτήρες. Σύμφωνα με μία μεταγενέστερη μελέτη που διεξήχθη για την Baker Hughes, από τον (Sandhu , 2012) προκειμένου να είναι οικονομικά βιώσιμη η εφαρμογή του έργου, θα πρέπει να υπάρχει η δυνατότητα ανάκτησης τουλάχιστον 5 εκατομμυρίων stock tank barrels πετρελαίου. Τα κριτήρια αυτά όπως γίνεται αντιληπτό άπτονται της οικονομικής προσέγγισης που αφορά την εφαρμογή της μεθόδου αυτής. Μία μεταγενέστερη μελέτη που διεξήχθη από τους (Al Adassani and Bai, 2011), η οποία συμπεριέλαβε ένα μεγάλο εύρος πληροφοριών που είχαν δημοσιευθεί μέχρι το 2010, και συμπεριελάμβαναν 153 έργα εφαρμογής μεθόδου CO₂ –EOR υπό συνθήκες ανάμιξης σε παγκόσμια κλίμακα, δημοσίευσε ένα νέο πακέτο κριτηρίων για την επιλογή του κατάλληλου ταμιευτήρα τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.2 και στα οποία προστίθενται το πορώδες, η διαπερατότητα και ο αρχικός κορεσμός σε πετρέλαιο.

Πίνακας 3.2: Κριτήρια επιλογής ταμιευτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR υπό συνθήκες ανάμιξης
Πηγή: (Al Adassani and Bai, 2011)

Oil gravity	Porosity	Initial oil saturation	Permeability	Depth	Temperature
<45°API	Between 3%-37%	Between 15%-89% of Pore Volume	Between 1.5-4500 mD	Between 1500-13365 ft	Between 82° F-257° F

Μία μεταγενέστερη μελέτη που διεξήχθη από τον μελετητή (Kooottungal , 2014), αντλώντας και συνοψίζοντας στοιχεία από τα 135 έργα εφαρμογής της μεθόδου υπό συνθήκες ανάμιξης, πρότεινε κάποια ανανεωμένα κριτήρια για την επιλογή του κατάλληλου ταμιευτήρα, τα οποία απεικονίζονται στον Πίνακα 3.3 και τα οποία αποτελούν πρακτικά μια σύνοψη των παραπάνω αναφερόμενων κριτηρίων.

Πίνακας 3.3: Κριτήρια επιλογής ταμιευτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR υπό συνθήκες ανάμιξης

Πηγή: (Kooftungal , 2014)

Reservoir parameter	Range
Depth (ft)	1600–11,950
Temperature (°F)	82–260
Porosity (%)	4–30
Permeability (mD)	1–4500
Oil gravity (°API)	27–45
Oil viscosity (cP)	0.4–6
Initial oil saturation (%)	26.5–89
Oil saturation at start of CO ₂ -EOR (%)	5–50

Αξίζει να σημειωθεί ότι μέχρι πρότινος, το φαινόμενο της συνδυασμένης παραγωγής δεν είχε αναφερθεί από κανένα μελετητή ως κριτήριο. Ο όρος συνδυασμένη παραγωγή αναφέρεται στην παραγωγή πετρελαίου από παραπάνω από ένα παραγωγικό στρώμα ή ζώνη (production layer or zone) από την ίδια γεώτρηση, χωρίς να γίνεται σαφής διαχωρισμός της προέλευσης των παραγόμενων ποσοτήτων από ποιο στρώμα του ταμιευτήρα αντλήθηκαν (Bachu, 2015). Οι ταμιευτήρες αυτοί θεωρούνται ακατάλληλοι για εφαρμογή της μεθόδου CO₂ - EOR. Σε τέτοιους ταμιευτήρες οι διακριτές ζώνες μπορεί να είναι παραγωγικές και να υπάρχει επικοινωνία μεταξύ τους αλλά μπορεί να υπάρχουν και στρώματα τα οποία παράγουν και δεν έχουν επικοινωνία με άλλα στρώματα ή ζώνες. Λόγω των διαφορετικών χαρακτηριστικών μεταξύ των παραγωγικών ζωνών, είναι δύσκολο να εφαρμοστεί ένα σχήμα εισπίεσης CO₂-EOR που να ικανοποιεί και τους δύο σχηματισμούς, ενώ επιπλέον τα δεδομένα που προκύπτουν από την παραγωγή, δεν δύνανται να παρέχουν ακριβείς πληροφορίες για την εκτίμηση των πιθανών ανακτώμενων αποθεμάτων αλλά και κατ' επέκταση τη δυνητική χωρητικότητα και ικανότητα για τη συμπτωματική αποθήκευση του CO₂ που λαμβάνει χώρα κατά την εφαρμογή της μεθόδου αυτής.

Τέλος στην πιο πρόσφατη διαθέσιμη μελέτη που διεξήχθη από τον (Bachu, 2015), παρατίθενται 14 κριτήρια για την επιλογή του κατάλληλου ταμιευτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου, τα οποία παρουσιάζονται στον Πίνακα 3.4. Τα δύο πρώτα και τα δύο τελευταία θεωρούνται λειτουργικά κριτήρια καθώς αναφέρονται σε χαρακτηριστικά της παραγωγής και των σταδίων αυτής, ενώ τα υπόλοιπα δέκα αναφέρονται σε χαρακτηριστικά του ταμιευτήρα. Επίσης τα τελευταία 3 κριτήρια, θεωρούνται πτυχές της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου υποδηλώνοντας

πρακτικά ότι οι μεγάλοι ταμιευτήρες μπορούν να αιτιολογήσουν την επένδυση και τα λειτουργικά κόστη της εφαρμογής CO₂-EOR υπό συνθήκες πλήρους ανάμιξης.

Πίνακας 3.4: Κριτήρια επιλογής ταμιευτήρα για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR υπό συνθήκες ανάμιξης
Πηγή: (Bachu, 2015)

No.	Reservoir characteristics	Suitable for miscible CO ₂ -EOR
1	Already undergoing enhanced (tertiary) recovery	No
2	Commingled	No
3	Depth (ft; m)	≥1600 and ≤13,365 (approx. ≥500 and ≤4100)
4	Oil gravity (°API)	≥22 and ≤45
5	Temperature (°F; °C)	≥82 and ≤260 (≥28 and ≤127)
6	Oil viscosity (cP; mPa s)	0.4≥ and ≤6
7	Pressure (psi; MPa)	≥MMP
8	Initial pore pressure gradient (psi/ft; kPa/m)	<Grad(S _{min})
9	Porosity (%)	≥3 and ≤37
10	Initial oil saturation (%)	≥26.5
11	Initial pore space oil saturation	≥0.05
12	Original oil in place (OOIP) (MMSTB)	≥12.5
13	Remaining oil fraction in the reservoir (%)	≥20
14	Remaining oil fraction in the reservoir (MMSTB)	≥5

Αξίζει να σημειωθεί ότι σύμφωνα με τη μελέτη του (Bachu, 2015) πραγματοποιήθηκε διαλογή και κατηγοριοποίηση σύμφωνα με τα παραπάνω κριτήρια για εφαρμογή CO₂ EOR των 13000 ταμιευτήρων πετρελαίου της Alberta στον Καναδά που έχουν καταγραφεί στην αρμόδια υπηρεσία. Από την ανάλυση που έγινε με την εφαρμογή των κριτηρίων, αυτά που επέδειξαν την μεγαλύτερη επίδραση στην καταλληλότητα της εφαρμογής είναι η πυκνότητα του πετρελαίου (oil gravity) και η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας (MMP). Τα επόμενα σε σειρά επίδρασης ήταν η θερμοκρασία του ταμιευτήρα και το ιξώδες του πετρελαίου. Το πορώδες και ο αρχικός κορεσμός σε πετρέλαιο δεν επέδειξαν κάποια επίδραση υπό την έννοια ότι οι περισσότεροι ταμιευτήρες πετρελαίου συνήθως ικανοποιούν αυτά τα κριτήρια. Η εφαρμογή των κριτηρίων για τα αρχικά και τα υπολειπόμενα εκτιμώμενα αποθέματα είναι σαφές ότι περιορίζουν επιπλέον την εφαρμογή της μεθόδου.

3.3. Παράγοντες που επηρεάζουν το συντελεστή ανάκτησης

Αν και η μέθοδος επαυξημένης ανάκτησης πετρελαίου με εισπίεση CO₂ – EOR, θεωρητικά είναι ικανή να μετατοπίσει το σύνολο σχεδόν του πετρελαίου από το τμήμα του πορώδους μέσου μέσω του οποίου ρέει, βάση στατιστικών αναλύσεων από τις πραγματικές εφαρμογές της μεθόδου, προκύπτει ότι οι κατά την εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες ανάμιξης (miscible flooding) ανακτάται συνήθως το 10% - 20% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP) μέσω της εισπίεσης ενός όγκου πυκνού CO₂ ισοδύναμου με σχεδόν 80% του όγκου των πόρων του ταμιευτήρα που καταλαμβάνεται από υδρογονάνθρακες (HCPV) (DOE & NETL, 2012). Επίσης οι εφαρμογές της μεθόδου που λαμβάνουν χώρα κάτω από συνθήκες μη ανάμιξης, επιτυγχάνουν ανακτήσεις εντός του εύρους μόνο 5% -10% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων, κυρίως λόγω της ύπαρξης διεπιφανειακής τάσης μεταξύ του CO₂ και του πετρελαίου, η οποία εκλείπει κατά την εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες ανάμιξης (Lake, 1989). Ως αποτέλεσμα, το 35% -65% των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP) παραμένει παγιδευμένο εντός του ταμιευτήρα μετά το πέρας της τριτογενούς παραγωγής με CO₂- EOR (R.C. Ferguson, V.A. Kuuskraa, 2010).

Η βασική μορφή της εξίσωσης υπολογισμού του συντελεστή ανάκτησης υδρογονανθράκων όπως ορίζεται και από τους (Don & Willwhite, 1998), είχε τη μορφή του γινομένου της αποδοτικότητας της σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο επί την αποδοτικότητα της εκτόπισης σε μικροσκοπικό επίπεδο. Η αποδοτικότητα της σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο αποτελεί μέτρο του πώς διάφορες μέθοδοι EOR μπορούν να έρθουν σε επαφή με το πετρέλαιο (όγκος πετρελαίου που έρχεται σε επαφή από το εισπιεζόμενο ρευστό / αρχικά αποθέματα σε πετρέλαιο, ενώ η απόδοση εκτόπισης αποτελεί μέτρο του πώς οι διάφορες μέθοδοι EOR μπορούν να κινητοποιήσουν το παγιδευμένο πετρέλαιο (ποσότητα εκτοπιζόμενου πετρελαίου / ποσότητα πετρελαίου που ήρθε σε επαφή με το εισπιεζόμενο ρευστό).

Οι παράγοντες που επηρεάζουν την ανάκτηση πετρελαίου (Recovery Factor) κατά την τριτογενή παραγωγή, γίνονται κατανοητοί μέσα από την εξίσωση (3.1) (Muggeridge, 2014) η οποία χρησιμοποιείται πλέον περισσότερο έναντι της βασικής μορφής ειδικά στις περιπτώσεις που αφορά και αποθήκευση CO₂:

$$RF = E_{PS} \times E_S \times E_D \times E_C \quad (3.1)$$

όπου,

- RF (Recovery Factor) είναι ο συντελεστής τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου και ορίζεται ως ο λόγος των ανακτώμενων-παραγόμενων ποσοτήτων πετρελαίου προς τα αρχικά επί τόπου αποθέματα (OOIP) και οι δύο όροι μετρούμενοι σε συνθήκες επιφάνειας (stb),
- E_{PS} (microscopic displacement efficiency) είναι η αποδοτικότητα της εκτόπισης σε μικροσκοπικό επίπεδο και ορίζεται ως το κλάσμα του πετρελαίου που εκτοπίστηκε από τους πόρους του ταμιευτήρα από το εισπνεζόμενο ρευστό (νερό ή/και CO_2), σε εκείνους τους πόρους που ήρθαν σε επαφή με το εισπνεζόμενο ρευστό.
- E_S (macroscopic sweep efficiency) είναι η αποδοτικότητα της σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο και ορίζεται ως το κλάσμα του συνδεδεμένου όγκου του ταμιευτήρα που σαρώνεται από το εισπνεζόμενο ρευστό. Ο συντελεστής αυτός επηρεάζεται κυρίως από την ετερογένεια, τη διαπερατότητα που εμφανίζει ο εκάστοτε ταμιευτήρας και από το φαινόμενο διαχωρισμού των ρευστών εντός του ταμιευτήρα λόγω βαρύτητας (gravitational segregation).
- E_D (connected volume factor) είναι ο συντελεστής του συνδεδεμένου όγκου, ο οποίος απεικονίζει το ποσοστό του συνολικού όγκου του ταμιευτήρα που είναι συνδεδεμένο-σε επικοινωνία με τις γεωτρήσεις. Ο συντελεστής αυτός συνδέεται με τα φαινόμενα ύπαρξης ρηγμάτων και περιοχών χαμηλής διαπερατότητας εντός του ταμιευτήρα τα οποία δύνανται να δημιουργήσουν τμήματα του ταμιευτήρα που περιέχουν πετρέλαιο (oil compartments) που δεν επικοινωνούν με τον υπόλοιπο ταμιευτήρα.
- E_C (economic efficiency factor) είναι ο συντελεστής οικονομικής αποδοτικότητας, ο οποίος προσθέτει εμπορικούς και οικονομικούς περιορισμούς στη διάρκεια του έργου. Σαφέστερα, λαμβάνει υπόψη διάφορα τεχνικά και οικονομικά κριτήρια, όπως για παράδειγμα την κατάσταση των εγκαταστάσεων, τη δυναμικότητα και χωρητικότητα τους να διαχειριστούν ποσότητες των παραγόμενων ρευστών και την αναμενόμενη διάρκεια ζωής του έργου.

Αξίζει να σημειωθεί ότι οι μέθοδοι τριτογενούς παραγωγής στοχεύουν στη βελτίωση της μακροσκοπικής και μικροσκοπικής εκτόπισης του πετρελαίου.

Κάθε ένας από τους παραπάνω όρους (απόδοση ή συντελεστής) που συμμετέχουν στην εξίσωση υπολογισμού του συντελεστή ανάκτησης είναι μία κλασματική τιμή (<1) και επομένως η μέγιστη τιμή του συντελεστή ανάκτησης θα προκύψει όσο οι

όροι αυτοί πλησιάζουν στην τιμή 1. Η εξίσωση αυτή συναντάται επίσης χωρίς τον οικονομικό όρο E_c , όταν ο συντελεστής ανάκτησης εκτιμάται βάσει των διεργασιών που υλοποιούνται κατά την εφαρμογή CO₂ EOR. Πλέον χρησιμοποιείται πιο συχνά σε αυτή τη μορφή καθώς η οικονομικότητα του έργου ειδικά με την αποθήκευση CO₂ διαμορφώνει ένα διαφορετικό πλαίσιο για το συντελεστή ανάκτησης πετρελαίου. Οι βασικές αιτίες-φαινόμενα που οδηγούν σε χαμηλότερες από τις βέλτιστες αποδόσεις της μεθόδου και άρα χαμηλότερων ανακτήσεων πετρελαίου, των σημερινών τεχνολογίες CO₂-EOR (current CO₂-EOR methods) παρουσιάζονται στις ακόλουθες ενότητες.

3.3.1. Εισπιεζόμενος όγκος CO₂ (CO₂ slug)

Η πλειοψηφία των έργων που χρησιμοποιούν τη μέθοδο αυτή εισπιέζουν μικρούς όγκους CO₂ αποσκοπώντας στη μέγιστη δυνατή, συγκριτικά με τις εισπιεζόμενες ποσότητες, ανάκτηση πετρελαίου. Ο όρος που συναντάται για να αποδώσει αυτή τη πυκνή φάση που εισπνέζεται είναι “slug”. Μέχρι σήμερα, οι εφαρμογές της μεθόδου αυτής, συνηθίζουν να εισπιέζουν περί το 30-80% επί του όγκου των πόρων που καταλαμβάνεται από υδρογονάνθρακες (Hydrocarbons Pore Volume HCPV) (Merchant, 2010) βασιζόμενοι όπως αναφέρει ο συγγραφέας σε κάποιο όριο οικονομικότητας (economic cut-off) της μεθόδου. Σχηματικά απεικονίζεται στον Πίνακα 3.5, όπου παρουσιάζεται η ανάκτηση πετρελαίου που επιτυγχάνεται κατά την εφαρμογή της μεθόδου αυτής.

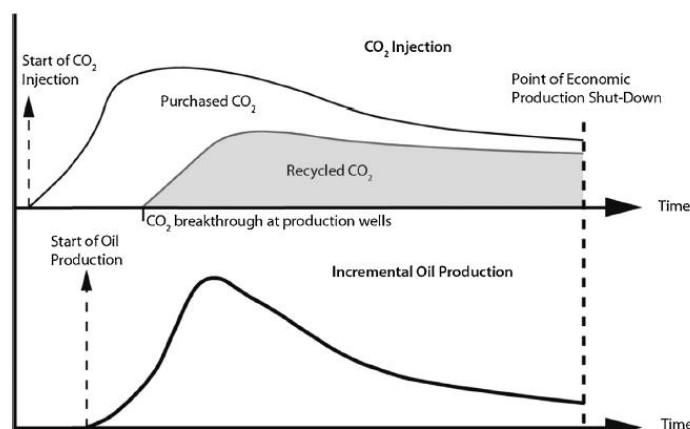
Πίνακας 3.5: Τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου στο πεδίο North Coles Levee(BP), σε σχέση με τον εισπιεζόμενο όγκο CO₂
Πηγή: (Advanced Resources International, 2005)

CO ₂ Injection (% HCPV)	Oil Recovery (% OOIP)
41%	13.2-15.4%
62%	16.7-18.5%
82%	19.9-20.7%

Πιο συγκεκριμένα, στον Πίνακα 3.5, παρουσιάζονται πραγματικά δεδομένα από το πεδίο North Coles Levee στην Καλιφόρνια των ΗΠΑ, όπου ανάδοχος του

συγκεκριμένου έργου είναι η BP. Όπως παρατηρείται, κατά την εισπίεση όγκου CO₂ ίσο περίπου με 40% επί του όγκου των πόρων που καταλαμβάνονταν αρχικά από υδρογονάνθρακες, η ανάκτηση κυμαίνεται στο 13-15% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων πετρελαίου, και εμφανίζει αυξητική τάση, με την αύξηση της ποσότητας εισπιεζόμενου CO₂, γεγονός που επιβεβαιώνεται από την ανάκτηση κατά την εισπίεση όγκου CO₂ ίσο περίπου με 80% επί του όγκου των πόρων που καταλαμβάνονταν αρχικά από υδρογονάνθρακες, που κυμαίνεται από 19-21% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων πετρελαίου. Το φαινόμενο εισπίεσης μικρών όγκων CO₂ οφείλεται εν μέρει στο υψηλό κόστος αγοράς του CO₂ σε σχέση με τις τιμές του πετρελαίου και στην αδυναμία ελέγχου της ροής του πυκνώματος (slug) του CO₂ εντός του ταμιευτήρα. Κατά τη διάρκεια της εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR, το CO₂ που αγοράζεται, εισπνέζεται εντός του ταμιευτήρα και, μετά από μια χρονική περίοδο κατά την οποία παράγονται μόνο υδρογονάνθρακες, εμφανίζεται ως συμπαραγόμενο προϊόν στις παραγωγικές γεωτρήσεις. Η χρονική αυτή στιγμή χαρακτηρίζεται ως CO₂ breakthrough. Το παραγόμενο CO₂ διαχωρίζεται από το πετρέλαιο και τα υπόλοιπα παραγόμενα αέρια και/ή το νερό, συμπιέζεται και επανεισπνέζεται στον ταμιευτήρα και ανακυκλώνεται αρκετές φορές μέσω αυτής της διαδικασίας. Αξίζει να σημειωθεί ότι σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (Bachu, 2015), ένα μέρος του CO₂ παράγεται (είναι δυνατό να φτάσει έως και 70% επί του συνολικά εισπιεζόμενου CO₂), με το υπόλοιπο να παγιδεύεται στον ταμιευτήρα μέσω διάφορων μηχανισμών. Όπως γίνεται αντιληπτό, διαχρονικά με την συνέχιση εφαρμογής της μεθόδου, προκειμένου να διατηρηθεί ένας σταθερός ρυθμός εισπίεσης, το εισπιεζόμενο ρευστό αποτελείται εν μέρει από ανακυκλούμενο CO₂ και εν μέρει από αγορασθέν. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.1, με το πέρασ του χρόνου, όλο και λιγότερες ποσότητες CO₂ αγοράζονται καθώς το μεγαλύτερο μέρος του εισπιεζόμενου ρευστού, προκύπτει ως συμπαραγόμενο προϊόν και ανακυκλώνεται μέσω της διαδικασίας εισπίεσης – ανάκτησης – διαχωρισμού – επεξεργασίας - επανεισπίεσης εντός του ταμιευτήρα. Με τον τρόπο αυτό βελτιώνεται σημαντικά το οικονομικό σκέλος της πρακτικής αυτής, καθώς η αγορά του CO₂ αποτελεί συνήθως ένα από τα μεγαλύτερα κόστη της πρακτικής αυτής. Μάλιστα καταγράφεται ότι σε όλο αυτό τον κύκλο περισσότερο από το 95% του CO₂ που αγοράστηκε παραμένει μέσα στον ταμιευτήρα μέσω συνδυασμού διάφορων μηχανισμών παγίδευσης και λόγω του συνεχούς κύκλου της διαδικασίας, ενώ ένα πολύ μικρό ποσοστό (~5%)

μπορεί να διαφύγει μέσω κάποιου ελαττωματικού εξοπλισμού ή στις επιφανειακές εγκαταστάσεις (Azzolina, Melzer et al, 2015).



Σχήμα 3.1: Απεικόνιση της χρήσης του CO₂ και συσχέτισης του με το προφίλ παραγωγής
Πηγή: (Bachu, 2015)

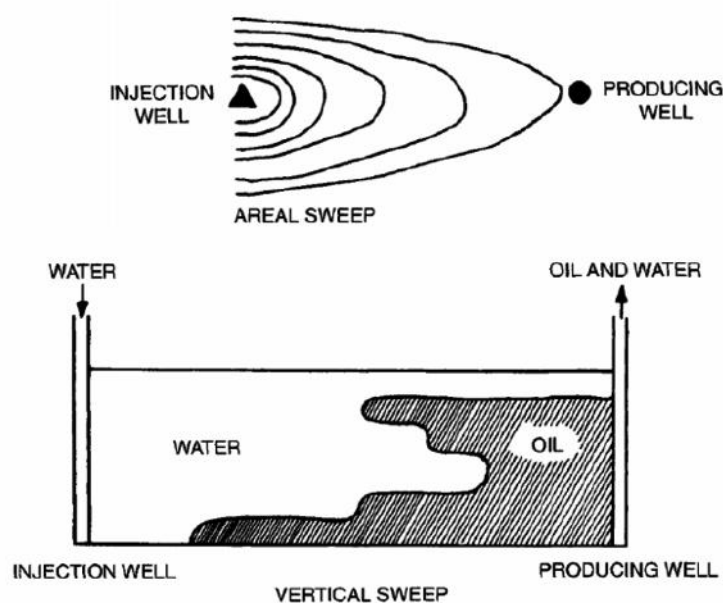
3.3.2. Χαμηλή αποδοτικότητα της σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο (Poor Macroscopic Sweep Efficiency)

Σε αρκετά έργα όπου εφαρμόζεται αυτή η μέθοδος, το εισπνεζόμενο CO₂ έρχεται σε περιορισμένη επαφή με το υπολειμματικό πετρέλαιο εντός του ταμιευτήρα (Poor Sweep Efficiency). Η αποδοτικότητα της σάρωσης του πετρελαίου από το CO₂, σε μακροσκοπικό επίπεδο εντός του ταμιευτήρα, επηρεάζεται κυρίως από τη γεωλογική ανομοιογένεια του ταμιευτήρα, που εμφανίζεται μέσω της διαφορετικής κατανομής του πορώδους και της διαπερατότητας εντός του ταμιευτήρα, από τις ιδιότητες των ρευστών (εισπνεζόμενου και εκτοπιζόμενου) αλλά και τη γεωμετρία της διάταξης των γεωτρήσεων (εισπίεσης και παραγωγής) (Don & Willwhite, 1998). Η αποδοτικότητα της σάρωσης του πετρελαίου (E_S) σε μακροσκοπικό επίπεδο, είναι συνδυασμός της αποτελεσματικότητας σάρωσης σε οριζόντιο επίπεδο (Areal sweep efficiency E_A) και της αποτελεσματικότητας σάρωσης σε κατακόρυφο επίπεδο (Vertical sweep efficiency E_I) και σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τους (Don & Willwhite, 1998) εκφράζεται από τη συνάρτηση (3.2) ως εξής:

$$E_S = E_A \times E_I \quad (3.2)$$

Η αποτελεσματικότητα της σάρωσης του χώρου σε οριζόντιο επίπεδο (Areal sweep efficiency E_A) ορίζεται ως ο λόγος της έκτασης του ταμιευτήρα με την οποία έρχεται σε επαφή το εισπνεζόμενο ρευστό προς τη συνολική έκταση αυτού και επηρεάζεται από παραμέτρους, όπως τη γωνία κλίσης του σχηματισμού (formation dip angle), την

ύπαρξη ρωγματώσεων, την αναλογία κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου, τη διάταξη των γεωτρήσεων εισπίεσης και την οριζόντια διαπερατότητα που εμφανίζει κατά μήκος ο ταμιευτήρας. Η αποτελεσματικότητα σάρωσης σε κατακόρυφο επίπεδο (Vertical sweep efficiency, E_v) ορίζεται ως ο λόγος του αθροιστικού ύψους των κατακόρυφων τμημάτων της παραγωγικής ζώνης του ταμιευτήρα που είναι σε επαφή με το εισπιεζόμενο ρευστό προς το συνολικό κατακόρυφο ύψος της παραγωγικής ζώνης, και επηρεάζεται από παραμέτρους, όπως η αναλογία κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου, ο συνολικός όγκος εισπιεζόμενου ρευστού και η διαφορετική διαπερατότητα που εμφανίζει ο ταμιευτήρας καθ' ύψος της παραγωγικής ζώνης (Ghedan, 2009).



Σχήμα 3.2: Οριζόντια και κατακόρυφη σάρωση σε μακροσκοπικό επίπεδο
Πηγή: (Mingfei Yin, 2015)

Η διαπερατότητα του πετρώματος εξαρτάται από τον αριθμό, το μέγεθος και την επικοινωνία μεταξύ των πόρων του σχηματισμού του ταμιευτήρα. Μια συνήθης τυπική διαπερατότητα ενός ταμιευτήρα είναι περίπου ίση με 10^{-13} m². Σχεδόν ιδανική διαπερατότητα θεωρείται ίση περίπου με 10^{-11} m² ενώ αντίθετα θεωρείται πολύ δυσμενής αυτή που είναι ίση με 10^{-15} m² (Muggeridge, 2014). Η διαπερατότητα επηρεάζεται από το μέγεθος των κόκκων των ιζημάτων, από τα οποία σχηματίζεται ο ταμιευτήρας, τον τρόπο εναπόθεσης τους, την επακόλουθη διαδικασία διαγένεσης (χημική εξαλλοίωση) και την εναπόθεση άλλων ορυκτών γύρω από τους πόρους (mineral deposition). Τα στρώματα υψηλής διαπερατότητας, συχνά αναφερόμενα και ως “thief zones”, εντός του ταμιευτήρα, είναι μια συχνή και δυσμενή εμφάνιση της γεωλογικής ετερογένειας. Το εισπιεζόμενο ρευστό ρέει κατά προτίμηση δια μέσω

αυτών των στρωμάτων, παρακάμπτοντας καταυτό τον τρόπο όγκους πετρελαίου που εμπεριέχονται στα τμήματα του ταμιευτήρα με χαμηλότερη διαπερατότητα. Το φαινόμενο αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη χρονικά αμεσότερη συμπαγωγή CO₂ με το πετρέλαιο, με συνέπεια τη μειωμένη ανάκτηση πετρελαίου. Ένα ιδιαίτερο πρόβλημα είναι ότι η κατανομή της διαπερατότητας εντός του ταμιευτήρα είναι συνήθως πολύ αβέβαιη. Είναι δυνατόν να εξαχθούν τα γενικά χαρακτηριστικά της ετερογένειας του ταμιευτήρα από το περιβάλλον εναπόθεσης και διαγένεσης του σχηματισμού και μερικές φορές να συσχετιστούν συγκεκριμένα στρώματα (layers) μεταξύ των γεωτρήσεων, αλλά ουσιαστικά δεν υπάρχουν πληροφορίες σχετικά με τη λεπτομερή κατανομή διαπερατότητας σε μικρότερα μήκη (Martinius et al, 2005).

Η επίδραση της γεωλογικής ετερογένειας γίνεται ακόμα πιο δυσμενής εάν το εισπιεζόμενο ρευστό έχει πολύ χαμηλότερο ιξώδες από το πετρέλαιο, όπως συμβαίνει στην περίπτωση εισπίεσης CO₂. Αυτή η επίδραση χαρακτηρίζεται από το λόγο κινητικότητας M (Mobility ratio), ο οποίος συγκρίνει την κινητικότητα του εισπιεζόμενου και του εκτοπιζόμενου ρευστού στο πορώδες μέσο. Μια μαθηματική έκφραση που αποτυπώνει το λόγο κινητικότητας είναι η ακόλουθη εξίσωση (3.3) (Saini, 2017):

$$M = \frac{(k_r/\mu)_{\text{displacing fluid}}}{(k_r/\mu)_{\text{displaced fluid}}} \quad (3.3)$$

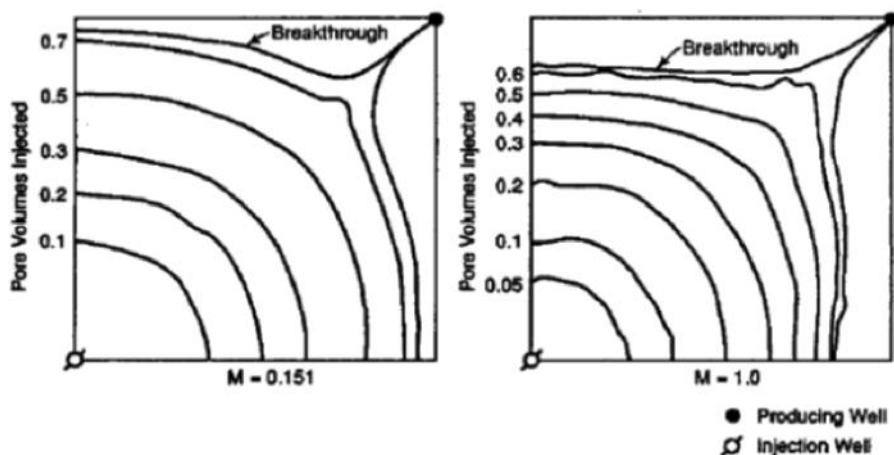
Όπου:

- k_r είναι η σχετική διαπερατότητα, και
- μ είναι το ιξώδες του ρευστού εκτόπισης (displacing fluid-CO₂) και του εκτοπιζόμενου πετρελαίου (displaced fluid).

Γενικά, το πετρέλαιο εμφανίζει υψηλότερο ιξώδες σε σύγκριση με το ρευστό εκτόπισης (στις συνθήκες ταμιευτήρα), εν προκειμένω το CO₂, με αποτέλεσμα να υπάρχει μη ευνοϊκός λόγος κινητικότητας ($M > 1$). Το γεγονός αυτό, προκαλεί εμφάνιση δακτυλισμών (fingering) στη ροή λόγω διαφοράς ιξώδους (viscous fingering), το οποίο οδηγεί σε πρόωμη εμφάνιση breakthrough του CO₂ στην παραγωγική γεώτρηση, μειωμένους ρυθμούς παραγωγής και υψηλότερο βαθμό χρήσης του CO₂ (ανάγκη για εισπίεση μεγαλύτερων ποσοτήτων CO₂ προκειμένου να ανακτηθεί ένα επιπλέον βαρέλι πετρελαίου) με αποτέλεσμα τη μειωμένη αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο. Όταν ο λόγος κινητικότητας

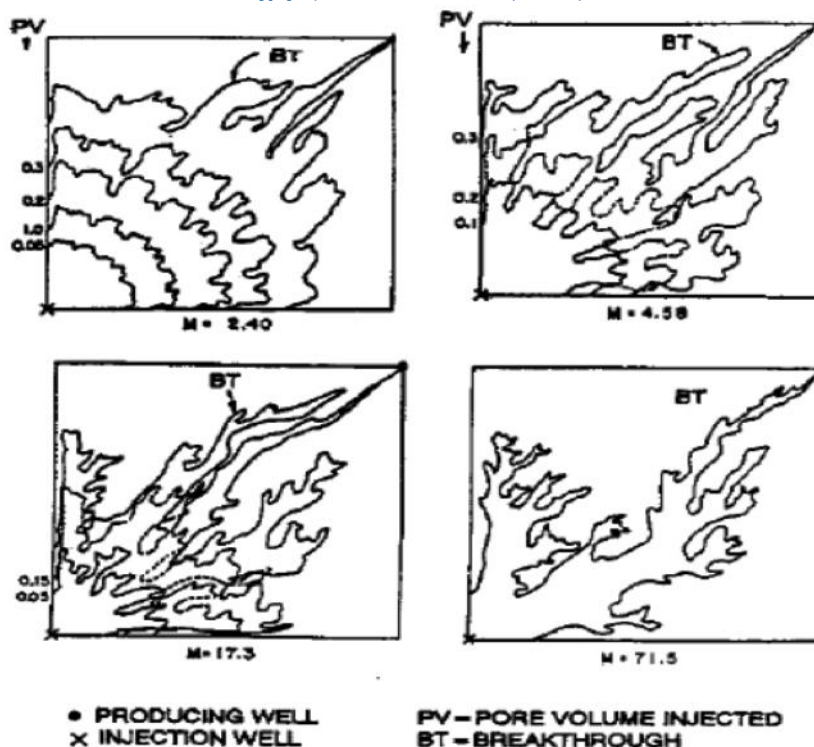
είναι μικρότερος της μονάδας (το πετρέλαιο ρέει πιο εύκολα από το εισπνεζόμενο ρευστό) το μέτωπο της σάρωσης είναι σταθερό (Σχήμα 3.3), ενώ όταν είναι μεγάλος (>1), το μέτωπο της σάρωσης επιταχύνει διαμέσου του πορώδους μέσου και δημιουργούνται ασταθείς μορφές του ρευστού (Σχήμα 3.4).

Στην περίπτωση ωστόσο του CO_2 η συνύπαρξη τριών φάσεων (νερό, αέριο και πετρέλαιο) μέσα στον ταμιευτήρα διαμορφώνει ανάλογα τις σχετικές διαπερατότητες και οδηγεί συνήθως σε μείωση της κινητικότητας και του αερίου αλλά και του νερού.



Σχήμα 3.3: Απεικόνιση σχηματισμού δακτυλισμών στη ροή λόγω διαφορά ιξώδους σε σάρωση υπό συνθήκες ανάμιξης σε μοτίβο 5 γεωτρήσεων (five – spot pattern) για λόγους κινητικότητας μικρότερου μέχρι ίσου της μονάδας.

Πηγή: (Don & Willwhite, 1998)



Σχήμα 3.4: Απεικόνιση σχηματισμού δακτυλισμών στη ροή λόγω διαφορά ιξώδους σε σάρωση υπό συνθήκες ανάμιξης σε μοτίβο 5 γεωτρήσεων (five – spot pattern) για λόγους κινητικότητας μεγαλύτερου της μονάδας.

Πηγή: (Don & Willwhite, 1998)

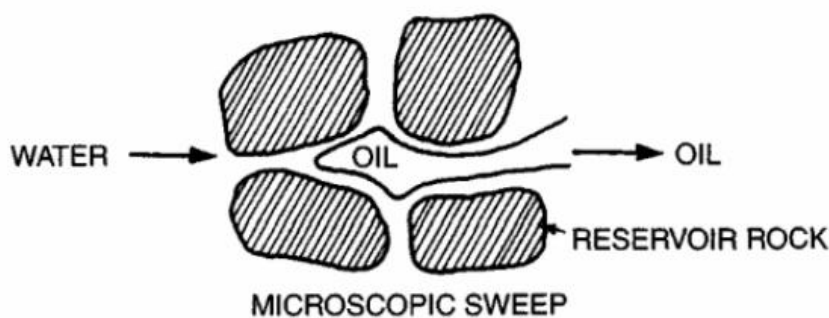
Ο διαχωρισμός λόγω βαρύτητας (gravity segregation) είναι ένας ακόμη παράγοντας υπεύθυνος για τη μειωμένη αποδοτικότητα της σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο, και προκύπτει λόγω της διαφοράς στην πυκνότητα μεταξύ του εισπνεζόμενου ρευστού (CO₂) και του εκτοπιζόμενου πετρελαίου. Το CO₂ λόγω της χαμηλότερης από το πετρέλαιο πυκνότητας και ιξώδους του, τείνει να κατευθυνθεί γρήγορα προς το ανώτερο τμήμα του ταμιευτήρα σχηματίζοντας μια ασταθή ανοδική ροή λόγω βαρύτητας (gravity tongue) (Muggeridge, 2014). Το φαινόμενο αυτό μπορεί να προκαλέσει πολύ νωρίτερα από το αναμενόμενο την εμφάνιση breakthrough του CO₂ στην παραγωγική γεώτρηση οδηγώντας με αυτό τον τρόπο σε μειωμένη αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο.

3.3.3. Χαμηλή αποδοτικότητα εκτόπισης σε μικροσκοπικό επίπεδο (Poor Microscopic Displacement Efficiency)

Η αποδοτικότητα εκτόπισης E_{PS} σε μικροσκοπικό επίπεδο σχετίζεται με την κινητοποίηση του πετρελαίου σε επίπεδο πόρων (μικροσκοπικό επίπεδο) και ορίζεται ως ο λόγος του πετρελαίου που έχει ανακτηθεί από μία περιοχή του ταμιευτήρα που έχει ήδη σαρωθεί προς τη συνολική ποσότητα υδρογονανθράκων που προϋπήρχε εντός των πόρων στην περιοχή αυτή, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.5. Η αποδοτικότητα της εκτόπισης σε μικροσκοπικό επίπεδο είναι συνάρτηση της πίεσης και της θερμοκρασίας του ταμιευτήρα, της σύστασης του πετρελαίου, της ύπαρξης τριχοειδών φαινομένων σε κλίμακα πόρων, την προτίμηση διαβροχής του πετρώματος του ταμιευτήρα και της γεωμετρίας των πόρων του ταμιευτήρα (Ghedan, 2009). Η μαθηματική εξίσωση (3.4) αποτυπώνει την αποδοτικότητα της εκτόπισης σε μικροσκοπικό επίπεδο και είναι η εξής (Ghedan, 2009):

$$E_{PS} = \frac{(1-S_{wi}-S_{or})}{1-S_{wi}} \quad (3.4)$$

Όπου S_{wi} είναι ο αρχικός κορεσμός σε νερό του ταμιευτήρα και S_{or} είναι ο υπολειμματικός κορεσμός πετρελαίου του ταμιευτήρα.



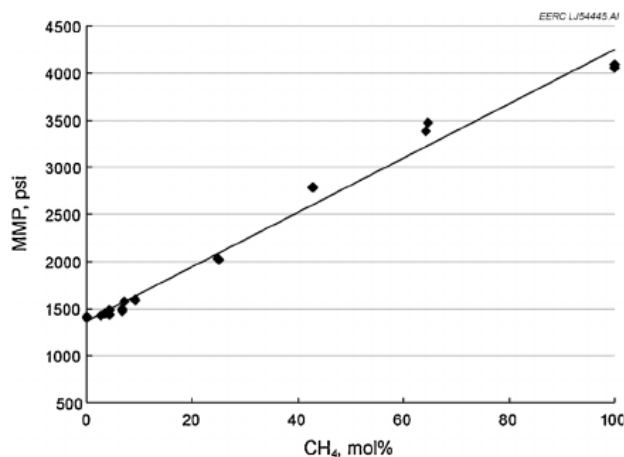
Σχήμα 3.5: Σχηματική απεικόνιση της μικροσκοπικής εκτόπισης πετρελαίου σε επίπεδο πόρων
Πηγή: (Mingfei Yin, 2015)

Όπως αναφέρθηκε και προηγουμένως η ύπαρξη τριχοειδών φαινομένων σε κλίμακα πόρων και τα γεωλογικά χαρακτηριστικά του πετρώματος, όπως η προτίμηση διαβροχής του σχηματισμού επηρεάζουν την αποδοτικότητα της εκτόπισης πετρελαίου σε μικροσκοπικό επίπεδο. Ένας τρόπος για να ποσοτικοποιηθεί η επίδραση που έχουν τα τριχοειδή φαινόμενα, είναι ο λεγόμενος capillary number, Ca , ο οποίος αποτυπώνει την επίδραση των τριχοειδών και ιξωδών δυνάμεων, όπως επίσης και των δυνάμεων συνάφειας (adhesion forces) μεταξύ πετρελαίου και νερού. Μια γενικευμένη εξίσωση για τον προσδιορισμό του capillary number, Ca είναι η εξίσωση (3.5) (Muggeridge, 2014):

$$Ca = \frac{(v \times \mu)}{(\gamma)} \quad (3.5)$$

όπου v είναι η ταχύτητα (interstitial velocity) των ρευστών εντός των πόρων του πορώδους μέσου και υπολογίζεται από το νόμο του Darcy, μ είναι η πυκνότητα του ρευστού και με γ συμβολίζεται η διεπιφανειακή τάση (Interfacial tension-IFT) μεταξύ του ρευστού εισπίεσης και του εκτοπιζόμενου ρευστού. Το φαινόμενο της τριχοειδούς παγίδευσης, δηλαδή η παγίδευση μιας μη διαβρεχόμενης φάσης (non-wetting phase) σε πορώδες μέσο ως μη μετακινούμενη μάζα σε κλίμακα πόρων λόγω ύπαρξης τριχοειδών δυνάμεων, επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την ικανότητα ροής διαφόρων υγρών φάσεων παρουσία άλλου ρευστού μέσω διασυνδεδεμένων (interconnected) μικρού μεγέθους πόρων του ταμειυτήρα όταν ο αριθμός Ca είναι μικρότερος από 10^{-5} . Ωστόσο, γενικά δεν είναι δυνατόν να εφαρμοστεί μια αρκετά μεγάλη διαφορά πίεσης μεταξύ των γεωτρήσεων εισπίεσης και των παραγωγικών γεωτρήσεων για να αυξήσουν σημαντικά τη διάμεση ταχύτητα ή να διατηρήσουν αυτή την ταχύτητα ενώ εισπιάζουν ένα ρευστό υψηλού ιξώδους, όπως για παράδειγμα

μείγμα νερού με CO₂ ή CO₂ υπό την μορφή αφρού, οπότε ο μόνος τρόπος για να αυξηθεί ο τριχοειδής αριθμός είναι να μειωθούν και ιδανικά να εκμηδενιστούν οι διεπιφανειακές τάσεις (IFT). Αυτό επιτυγχάνεται κυρίως με την εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες πλήρους ανάμιξης. Ωστόσο, συχνά παρατηρείται το φαινόμενο αδυναμίας εφαρμογής της μεθόδου κάτω από αυτές τις συνθήκες. Το φαινόμενο αυτό οφείλεται σε μεγάλο ποσοστό, στην αδυναμία επίτευξης αποτελεσματικών συνθηκών ανάμιξης (lack of effective miscibility conditions). Η αιτία για το φαινόμενο αυτό μπορεί να ποικίλει. Είτε λόγω αδυναμίας του πετρώματος του ταμιευτήρα να υποστεί και να διατηρήσει την απαιτούμενη πίεση αναμιξιμότητας (MMP), είτε λόγω της ύπαρξης προσμίξεων εντός του εισπνεζόμενου ρευστού (R.C. Ferguson, V.A. Kuuskraa, 2010). Σαφέστερα, η ύπαρξη προσμίξεων όπως το μεθάνιο ή το άζωτο είναι συνήθεις. Εκτός από τις ιδιότητες του αερίου, μια άλλη κρίσιμη παράμετρος για την διοχέτευση του CO₂ υπό συνθήκες ανάμιξης είναι η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας, η οποία όταν επιτυγχάνεται οδηγεί στην εξάλειψη της διεπιφανειακής τάσης (IFT) μεταξύ αερίου και πετρελαίου. Το γεγονός αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό επειδή η αποτελεσματικότητα της μετατόπισης του πετρελαίου από το εισπνεζόμενο ρευστό σχετίζεται άμεσα με τη μεταφορά μάζας ελαφριών υδρογονανθράκων (ενώσεις έως C₅) μεταξύ πετρελαίου και CO₂, από την ύπαρξη διεπιφανειακών τάσεων. Καθώς αυξάνεται η ποσότητα των υδρογονανθράκων που κινούνται στο πύκνωμα (slug) του CO₂, αυξάνεται ταυτόχρονα και η δυνατότητα ανάκτησης μεγαλύτερων ποσοτήτων υδρογονανθράκων. Προηγούμενες μελέτες έχουν δείξει ότι οι προσμίξεις αυτές μπορεί να έχουν επιπτώσεις στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας ανάλογα με τον τύπο και τη συγκέντρωση των προσμίξεων. Τα πειραματικά αποτελέσματα έδειξαν ότι παρουσία αζώτου (N₂), οξυγόνου (O₂) και μεθανίου (CH₄) αυξάνεται η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας (MMP) (Jin, Hawthorne, 2017) όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.6 για την περίπτωση του μεθανίου.



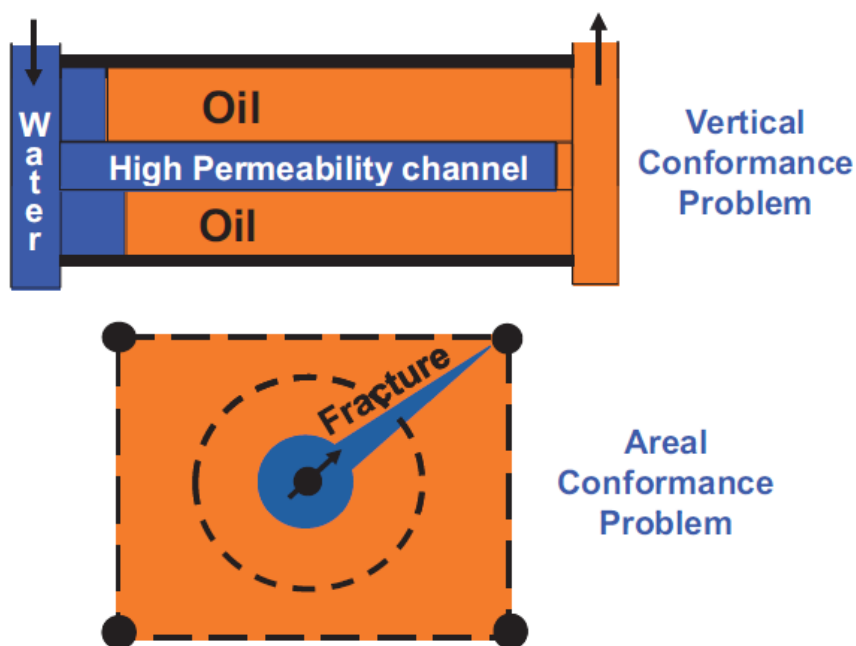
Σχήμα 3.6: Επίδραση μεθανίου στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας
Πηγή: (Jin, Hawthorne, 2017)

Αμφότερα, τριχοειδή φαινόμενα και σχετική διαπερατότητα επηρεάζονται από την προτίμηση διαβροχής του πετρώματος του ταμιευτήρα. Εάν το πέτρωμα του ταμιευτήρα εμφανίζει προτίμηση διαβροχής προς την υδατική φάση (water wet), τότε συνήθως παρατηρείται υψηλότερος κορεσμός σε υπολειμματικό πετρέλαιο, καθώς ένα σημαντικό μέρος της μάζας του πετρελαίου παραμένει παγιδευμένο στους πόρους λόγω των τριχοειδών φαινομένων. Σαν επακόλουθο αποτέλεσμα, μικρή ποσότητα πετρελαίου συνεχίζει να παράγεται μετά την εμφάνιση του νερού (water breakthrough) στην παραγωγική γεώτρηση. Στην περίπτωση που το πέτρωμα του ταμιευτήρα εμφανίζει προτίμηση διαβροχής από την πετρελαϊκή φάση, τότε το παγιδευμένο πετρέλαιο από τα τριχοειδή φαινόμενα, είναι αρκετά λιγότερο σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση. Η εμφάνιση του νερού στην παραγωγική γεώτρηση (water breakthrough) συμβαίνει νωρίτερα σε σχέση με την περίπτωση της προτίμησης διαβροχής από την υδατική φάση, αλλά είναι μεγαλύτερο το χρονικό διάστημα κατά το οποίο η συμπαραγωγή πετρελαίου και νερού κυμαίνεται σε ανεκτά επίπεδα παραγωγής και οικονομικής βιωσιμότητας του έργου (Anderson, 1987). Οι περισσότεροι ταμιευτήρες πετρελαίου, θεωρείται ότι εμφανίζουν ενδιάμεση προτίμηση διαβροχής, συχνά αποκαλούμενη και ως «mixed wettability» (Muggeridge, 2014). Γενικότερα, η προτίμηση διαβροχής εξαρτάται άμεσα από την ορυκτολογική σύσταση του πετρώματος, τη σύσταση του πετρελαίου και του connate water, όπως επίσης και από το μέγεθος των πόρων του ταμιευτήρα.

3.3.4. Ομοιογένεια ταμιευτήρα

Ένα συχνά παραβλεπόμενο αλλά σημαντικό αίτιο της χαμηλής απόδοσης της μεθόδου, είναι η αδυναμία αποτελεσματικής διοχέτευσης του εισπνεζόμενου ρευστού στα τμήματα του ταμιευτήρα με υψηλό κορεσμό σε υπολειμματικό πετρέλαιο (high residual oil layers) ή διαφορετικά η ανομοιομορφία του μετώπου του εισπνεζόμενου ρευστού μέσα στον ταμιευτήρα και η μη αποτελεσματική διάδοσή του μέσα σε αυτόν. Συνήθης όρος που χρησιμοποιείται και απεικονίζει το φαινόμενο αυτό είναι η συμμόρφωση του ταμιευτήρα (reservoir conformance). Στην αρχική του μορφή ορίζεται ως το μέτρο της αποδοτικότητας σάρωσης πετρελαίου σε μακροσκοπικό επίπεδο κατά τη διάρκεια μίας διεργασίας επαύξησης απόληψης πετρελαίου. Ο όρος αυτός συχνά χρησιμοποιείται και ως μέτρο της υπέρμετρης παραγωγής νερού από πετρελαϊκούς ταμιευτήρες. Η υπέρμετρη παραγωγή νερού συχνά προσδίδει έμμεσα αρνητική επίδραση στην ογκομετρική αποδοτικότητα σάρωσης ενός ταμιευτήρα. Ως αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο ορίζεται το ποσοστό του όγκου των πόρων το οποίο σαρώνεται από το εισπνεζόμενο ρευστό και αποτελεί και το γινόμενο της αποτελεσματικότητας σάρωσης σε οριζόντιο επίπεδο και της αποτελεσματικότητας σάρωσης σε κατακόρυφο επίπεδο, όπως ορίστηκαν παραπάνω.

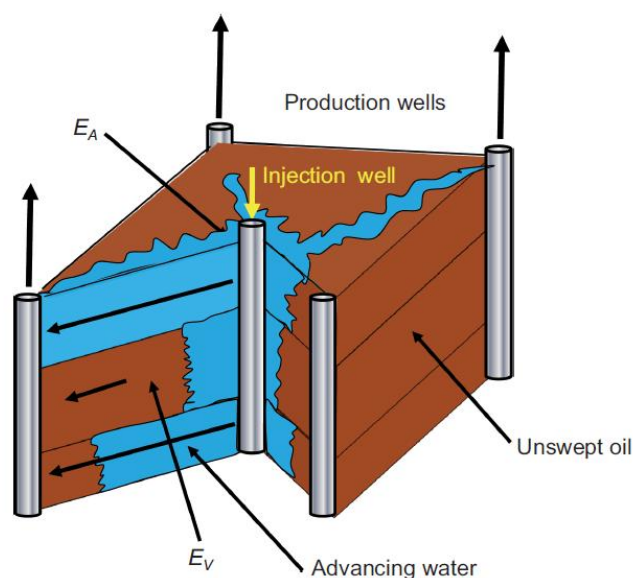
Στο Σχήμα 3.7 απεικονίζεται τι είναι η συμμόρφωση αυτή και τα προβλήματα που παρουσιάζει. Στο πάνω μέρος του Σχήματος 3.7 (το οποίο αποτελεί μία κάθετη όψη ενός πετρελαϊκού σχηματισμού μεταξύ μιας γεώτρησης εισπίεσης και μιας γεώτρησης παραγωγής) γίνεται ευνόητο και οπτικά, το φαινόμενο κατά το οποίο τα τμήματα του ταμιευτήρα που χαρακτηρίζονται από χαμηλή διαπερατότητα σαρώνονται με χαμηλή αποτελεσματικότητα (vertical conformance problem) κατά τη διαδικασία της κατάκλισης του σχηματισμού, αφήνοντας πολύ υψηλότερα επίπεδα κορεσμού σε υπολειμματικό πετρέλαιο σε αυτά τα τμήματα, σε σχέση με το τμήμα-ζώνη, το οποίο εμφανίζει υψηλότερη διαπερατότητα και σαρώνεται αποτελεσματικά. Διαφορετικά, το μέτωπο του εισπνεζόμενου ρευστού θα έπρεπε να κινείται ως μία τέλεια κάθετη γραμμή από αριστερά (γεώτρηση εισπίεσης) προς τα δεξιά (γεώτρηση παραγωγής) σαρώνοντας κάθετα και αποτελεσματικά το σχηματισμό (Sydansk & Romero-Zerón, 2011). Το ίδιο φαινόμενο ακριβώς εμφανίζεται και κατά τη διάρκεια της τριτογενούς παραγωγής με εισπίεση CO₂ (R.C. Ferguson, V.A. Kuuskraa, 2010).



Σχήμα 3.7: Προβληματική σάρωση λόγω ύπαρξης ζωνών υψηλής διαπερατότητας
 Πηγή: (Sydansk & Romero-Zerón, 2011)

Στο δεύτερο μέρος του Σχήματος 3.7 απεικονίζεται το πρόβλημα «συμμόρφωσης» του ταμιευτήρα ως προς την αποτελεσματικότητα σάρωσης σε οριζόντιο επίπεδο (areal conformance problem). Εάν υπήρχε ικανοποιητική αποτελεσματικότητα σάρωσης σε οριζόντιο επίπεδο, το μέτωπο του εισπιεζόμενου ρευστού θα αναπτυσσόταν συνεχώς και ακτινικά σε σχέση με το χρόνο από την γεώτρηση εισπίεσης (που βρίσκεται στο κέντρο) ως ένα τέλεια κυκλικό μέτωπο πλημμύρισης. Η ύπαρξη ωστόσο στρωμάτων υψηλής διαπερατότητας μπορεί να δημιουργήσει κανάλια προτιμητέας διεύθυνσης για το εισπιεζόμενο ρευστό, με αποτέλεσμα να εμφανίζεται το CO₂ σε μία ή κάποιες, παραγωγικές γεωτρήσεις νωρίτερα σε σχέση με τις υπόλοιπες, αλλοιώνοντας και το μέτωπο του εισπιεζόμενου ρευστού. Η ύπαρξη ομάδας ρωγματώσεων με διαφορετικές κατευθύνσεις που εκτείνονται από την περιοχή της γεώτρησης εισπίεσης μέχρι τις παραγωγικές είναι μια συνήθης κατάσταση σε ένα ταμιευτήρα με ανάλογα αποτελέσματα στο μέτωπο του ρευστού εισπίεσης (Sydansk & Romero-Zerón, 2011). Οι πρώτες ενδείξεις για την ύπαρξη σοβαρών προβλημάτων διοχέτευσης του CO₂ στις επιθυμητές περιοχές του ταμιευτήρα, συνήθως είναι η πρόωρη και υπέρμετρη εμφάνιση του εισπιεζόμενου ρευστού (CO₂ ή/και νερού) στις παραγωγικές γεωτρήσεις ή/και η μη αναμενόμενη καθυστέρηση της παραγωγής πετρελαίου κατά τη διάρκεια εφαρμογής μεθόδου

επαύξεσης πετρελαίου. Χαρακτηριστικό παράδειγμα είναι η εμφάνιση των εισπιεζόμενων ρευστών στις παραγωγικές γεωτρήσεις, μετά από λίγες εβδομάδες ή λίγους μήνες μετά την έναρξη της εισπίεσης των ρευστών. Γενικά, εάν η εμφάνιση του νερού στις παραγωγικές γεωτρήσεις (water breakthrough) συμβεί πριν την εισπίεση όγκου ίσου με περίπου 20% του όγκου των πόρων που αρχικά καταλαμβάνονταν από υδρογονάνθρακες (HCPV), θεωρείται πολύ πιθανό το ενδεχόμενο αναποτελεσματικής σάρωσης λόγω της ύπαρξης προτιμητέων καναλιών κίνησης (chanelling) (Baker, 1998). Σχηματικά γίνεται αντιληπτό μέσα από το Σχήμα 3.8, το οποίο αναφέρεται ενδεικτικά σε 5 spot διάταξη γεωτρήσεων (5 spot well pattern) με μία γεώτρηση εισπίεσης και τέσσερις παραγωγικές γεωτρήσεις.



Σχήμα 3.8: Απεικόνιση αναποτελεσματικής διοχέτευσης εισπιεζόμενου ρευστού σε ανομοιογενή ταμιευτήρα, εφαρμόζοντας σχήμα παραγωγής 5 σημείων.
Πηγή: (Sydansk & Romero-Zerón, 2011)

Με την ύπαρξη σοβαρών προβλημάτων αποτελεσματικής διοχέτευσης του CO₂, παρατηρείται ο λόγος παραγόμενου νερού ή CO₂ προς τις παραγόμενες ποσότητες πετρελαίου, να αυξάνεται με το χρόνο, δηλαδή στις παραγωγικές γεωτρήσεις το ανακτώμενο μείγμα ρευστών αποτελείται κατά κύριο λόγο από νερό ή CO₂ και λιγότερο από πετρέλαιο.

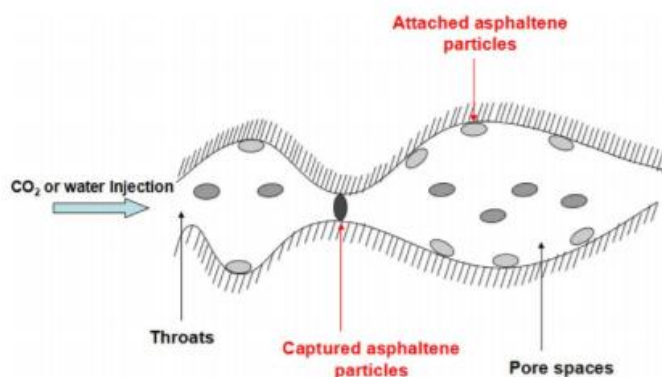
3.3.5. Ανεπαρκής χαρακτηρισμός ταμιευτήρα και λειτουργικής επιτήρησης του έργου

Ένας συνδυασμός από αρχικό ανεπαρκή χαρακτηρισμό του ταμιευτήρα και λειτουργικών ζητημάτων συμβάλουν στην μειωμένη απόδοση της μεθόδου. Το μεγαλύτερο ποσοστό του πετρελαίου που παραμένει παγιδευμένο εντός του ταμιευτήρα, οφείλεται στο γεγονός της αναποτελεσματικής σάρωσης του από το CO₂. Η δυνατότητα εντοπισμού των περιοχών ή ζωνών του ταμιευτήρα με υψηλό κορεσμό σε υπολειμματικό πετρέλαιο, είναι δυνατό να οδηγήσει στην βελτίωση της ανάκτησης του πετρελαίου, επιφέροντας σημαντικά έσοδα στους ανάδοχους του έργου. Όταν μετά τη δευτερογενή παραγωγή διεξάγεται η μέθοδος τριτογενούς παραγωγής με εισπίεση CO₂, οι διαχειριστές του έργου (operators) συνήθως δεν προχωρούν σε περαιτέρω αξιολόγηση του ταμιευτήρα. Προκειμένου να σκιαγραφηθούν καλύτερα και ενδελεχώς οι τύποι ροής (flow patterns) και να γίνει μία αρκετά αποτελεσματική πρόβλεψη της περαιτέρω παραγωγικής συμπεριφοράς του ταμιευτήρα, απαιτείται η απόληψη νέων δειγμάτων καρότων από τις γεωτρήσεις εντός των διαφόρων παραγωγικών τμημάτων του ταμιευτήρα (production layers), να εξεταστεί και να αξιολογηθεί το ιστορικό παραγωγής και να διεξαχθούν νέες σεισμικές έρευνες και διαγραφίες (well loggings). Ο επιθυμητός χαρακτηρισμός του ταμιευτήρα, είναι άρρηκτα συνδεδεμένος με την εξέταση διαφόρων παραμέτρων του ταμιευτήρα, όπως για παράδειγμα οι ιδιότητες των παραγόμενων ρευστών και οι μεταβολές τους σε συνάρτηση με το χρόνο και την πτώση της πίεσης του ταμιευτήρα. Εφαρμόζοντας προγράμματα χαρακτηρισμού και παρακολούθησης του ταμιευτήρα, όποτε κρίνεται αναγκαίο, ενισχύει την προσπάθεια προς επίρρωση των υπάρχοντων δεδομένων παραγωγής και προσθέτει σημαντικά στοιχεία ως προς την αξιολόγηση τους. Εφαρμογή τέτοιων προγραμμάτων είναι ικανά να οδηγήσουν σε επαύξηση της ανάκτησης πετρελαίου από τον ταμιευτήρα και την μείωση των λειτουργικών εξόδων λόγω της καλύτερης κατανόησης και διαχείρισης του ταμιευτήρα (Islam, 2001). Μετά την έναρξη της εφαρμογής της μεθόδου αυτής σαν τριτογενή φάση παραγωγής, είναι ιδιαίτερα σημαντικό να διατηρηθεί η ενδελεχής παρακολούθηση του ταμιευτήρα λαμβάνοντας δεδομένα της παραγωγής σε πραγματικό χρόνο προκειμένου να βελτιωθεί η παραγωγική συμπεριφορά του ταμιευτήρα και η σάρωση του υπολειμματικού πετρελαίου από το CO₂ (R.C. Ferguson, V.A. Kuuskraa, 2010).

Κατ' αντιστοιχία και στα έργα εφαρμογής επαύξησης απόληψης πετρελαίου με διοξείδιο του άνθρακα είναι ανάγκη η υλοποίηση ενός επαρκούς χαρακτηρισμού του ταμιευτήρα αλλά και ενός προγράμματος επιτήρησης της λειτουργίας που θα δώσει τη μέγιστη και ικανή πληροφορία για τη λήψη αποφάσεων με σκοπό τη βέλτιστη απόδοση του ταμιευτήρα.

3.3.6. Σχηματισμός και απόθεση ασφαλτενίων (Asphaltene Deposition)

Όταν το CO₂ αναμιγνύεται με το πετρέλαιο, έχει σημαντική επίδραση στην κροκίδωση των μορίων ασφαλτενίου στο πετρέλαιο. Αυτό το φαινόμενο είναι πιο πιθανό να συμβεί στις περιοχές που βρίσκονται κοντά στις γεωτρήσεις εισπίεσης όπου η περιεκτικότητα του μείγματος σε CO₂ είναι υψηλή προσεγγίζοντας το 60-70% (Mingfei Yin, 2015). Φυσιολογικά, όταν το πετρέλαιο είναι σταθεροποιημένο από ρητίνες και ενδιάμεσους υδρογονάνθρακες, τα ασφαλτένια υπάρχουν διάσπαρτα στην πετρελαϊκή φάση. Κατά την εξέλιξη του φαινομένου του μηχανισμού εξάτμισης, το CO₂ απογυμνώνει την πετρελαϊκή φάση από μεσαίους και ελαφρείς υδρογονάνθρακες και την οδηγεί σε μία κατάσταση μη θερμοδυναμικής ισορροπίας. Επακόλουθο αποτέλεσμα είναι η κροκίδωση των μεγαλομοριακών ενώσεων – ασφαλτενίων- και η καθίζηση τους. Τα ασφαλτένια είναι ικανά να προκαλέσουν σοβαρά προβλήματα στην παραγωγή καθώς είναι δυνατό να φράξουν τους πόρους του πετρώματος κοντά στις γεωτρήσεις (Σχήμα 3.9), γεγονός που θα έχει δυσμενή επίδραση στη διαπερατότητα του ταμιευτήρα, με αποτέλεσμα τη δυσχέρεια της ροής των ρευστών προς τις παραγωγικές γεωτρήσεις και δυσχέρεια στη δυνατότητα αποτελεσματικής εισπίεσης του CO₂ εντός του ταμιευτήρα.



Σχήμα 3.9: Σχηματική απεικόνιση της έμφραξης των πόρων του πετρώματος από εναπόθεση ασφαλτενίων

Πηγή: (Zhilin Wang, 2016) 3.10

3.4. Τεχνικές εισπίεσης CO₂ εντός του ταμιευτήρα

Μετά τον έλεγχο για την καταλληλότητα των υπογήφιων ταμιευτήρων πετρελαίου για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR, ακολουθεί το σημαντικό βήμα της σχεδίασης και ανάπτυξης του τρόπου εισπίεσης του CO₂ αποσκοπώντας στη βέλτιστη δυνατή αποτελεσματικότητα ανάκτησης πετρελαίου από την κατάκλιση του σχηματισμού με CO₂. Ανάλογα με τη γεωλογία του ταμιευτήρα, τις ιδιότητες του εισπιεζόμενου ρευστού και των πετρωμάτων, χρήση πιθανού σχήματος κατάκλισης του σχηματισμού με νερό και διαμόρφωση καλού σχεδίου, η εφαρμογή της μεθόδου μπορεί να λάβει χώρα μέσω των διαφόρων παραλλαγών τεχνικών εισπίεσης. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως στην ενότητα 3.1, ένα μέρος του CO₂ παραμένει δεσμευμένο εντός του ταμιευτήρα και το υπόλοιπο συμπαράγεται με το μείγμα των υδρογονανθράκων στην επιφάνεια, θεωρώντας τις απώλειες του CO₂ στην επιφάνεια αμελητέες, καθώς σύμφωνα με μελέτες είναι κάτω του 5% επί των εισπιεζόμενων όγκων (Bachu, 2015). Για να διατηρηθεί ο καθορισμένος λόγος έγχυσης CO₂ και/ή νερού, το CO₂ που ανακυκλώνεται, στη συνέχεια αναπληρώνεται με νέες αγορασμένες ποσότητες CO₂. Ως εκ τούτου, καθώς η κατάκλιση του σχηματισμού με CO₂ συνεχίζεται διαχρονικά, ο συνολικός όγκος του διοχετευόμενου CO₂ αποτελείται τόσο από ανακυκλωμένο CO₂ όσο και από CO₂ που αγοράστηκε. Συχνά, οι μέθοδοι κατάκλισης του σχηματισμού με CO₂ προχωρούν με εναλλαγή της εισπίεσης CO₂ και νερού, οι οποίες χαρακτηρίζονται ως WAG (Water Alternate Gas). Το παραγόμενο νερό μπορεί επίσης να εγχέεται ξανά στον ταμιευτήρα ως μέρος της διαδικασίας WAG εξοικονομώντας κατά αυτό τον τρόπο οικονομικούς και περιβαλλοντικούς πόρους όπως το νερό.

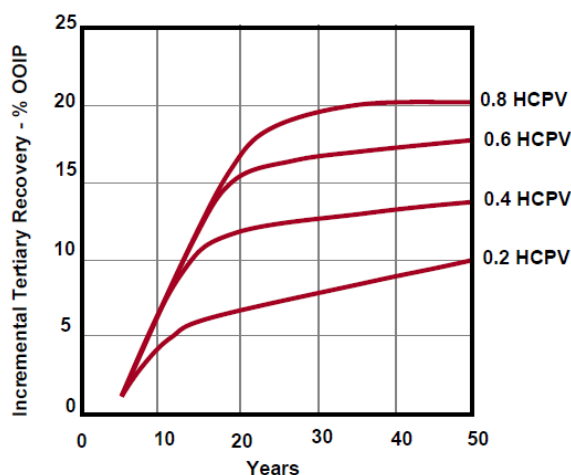
3.4.1. Τεχνικές εισπίεσης CO₂

Η τεχνική που χρησιμοποιείται για την εισπίεση του απαιτούμενου όγκου ρευστού εκτόπισης στο πλαίσιο του σχεδιασμού μιας διεργασίας επαύξησης απόληψης πετρελαίου, είναι εξαιρετικής σημασίας για την επιτυχία αυτής. Για το λόγο αυτό καταγράφονται οι κύριες τεχνικές που ακολουθούνται όπως:

1. Συνεχής εισπίεση CO₂ (Continuous CO₂ injection).

Αυτή η τεχνική περιλαμβάνει την εισπίεση μιας ορισμένης ποσότητας CO₂ συνεχώς μέχρι να επιτευχθεί το απαιτούμενο μέγεθος του πυκνώματος (slug). Σε μία μελέτη προσομοίωσης που διεξήχθη από τους (Hindi&Cheng&Wang, 1992)

στα πλαίσια του σχεδιασμού της κατάκλισης του ταμειυτήρα Wasson Field, με CO₂, παρατηρήθηκε ότι η τελική ανάκτηση του πετρελαίου ήταν ανάλογη με τον όγκο του εισπνεζόμενου CO₂, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 4.10. Στον κάθετο άξονα, ο όρος incremental oil recovery, αντιπροσωπεύει το ποσοστό επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων, που ανακτήθηκαν κατά την εφαρμογή της τριτογενούς παραγωγής μέσω της εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR. Αντίστοιχη μελέτη που διεξήχθη εκ μέρους της Exxon (Hadlow, 1992) επιβεβαίωσε την προηγούμενη παρατήρηση και επιπρόσθετα διερευνήθηκε η επίδραση στην ανάκτηση πετρελαίου από τη μεταβολή των ποσοτήτων του εισπνεζόμενου ρευστού. Το συμπέρασμα που εξήχθη από τη μελέτη ήταν ότι όσο μεγαλύτερος όγκος εισπνεζόμενου ρευστού διαλύτη (gas solvent volume) τόσο μεγαλύτερη είναι η τελική ανάκτηση, αλλά ο ρυθμός αύξησης της ανάκτησης από ένα σημείο και μετά γίνεται όλο και μικρότερος. Ένα σημαντικό πρόβλημα που αντιμετωπίζει αυτή η τεχνική είναι ο σχηματισμός των δακτυλισμών στη ροή λόγω της διαφοράς ιξώδους (viscous fingerings) φαινόμενο το οποίο διαδίδεται μέσω του μετώπου αφήνοντας μεγάλο μέρος του υδρογονανθράκων που δεν σαρώθηκαν εντός του ταμειυτήρα. Το φαινόμενο αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το CO₂ έχει μικρότερο ιξώδες σε σχέση με το πετρέλαιο με αποτέλεσμα να εμφανίζεται δυσμενής σχετική κινητικότητα μεταξύ CO₂ και πετρελαϊκής φάσης.



Σχήμα 3.10: Συσχέτιση τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου σε σχέση με τον όγκο του εισπνεζόμενου διαλύτη CO₂
Πηγή: (SPE 24928 , 1992)

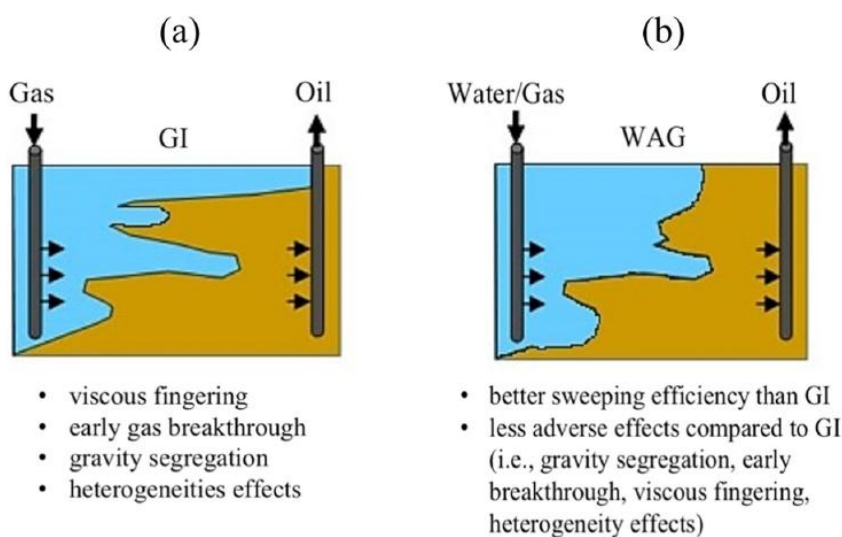
2. Συνεχής εισπίεση CO₂ ακολουθούμενη από εισπίεση νερού (CO₂ injection chased with water).

Η διαδικασία αυτή είναι παρόμοια με την συνεχή εισπίεση του CO₂. Στην αρχή της τεχνικής αυτής εισπιέζεται μια προκαθορισμένη ποσότητα CO₂ συνεχώς, χωρίς την παρουσία κάποιου άλλου ρευστού ή διαλύτη. Όταν εισπιαστεί τελικά ο προκαθορισμένος όγκος, ακολουθεί η εισπίεση νερού. Αυτή η διαδικασία εμφανίζει ικανοποιητικά αποτελέσματα σε ταμειυτήρες χαμηλής διαπερατότητας (Verma, 2015).

3. Συμβατική εισπίεση νερού που εναλλάσσεται με εισπίεση αερίου ακολουθούμενη από εισπίεση νερού (conventional water-alternating-gas – WAG).

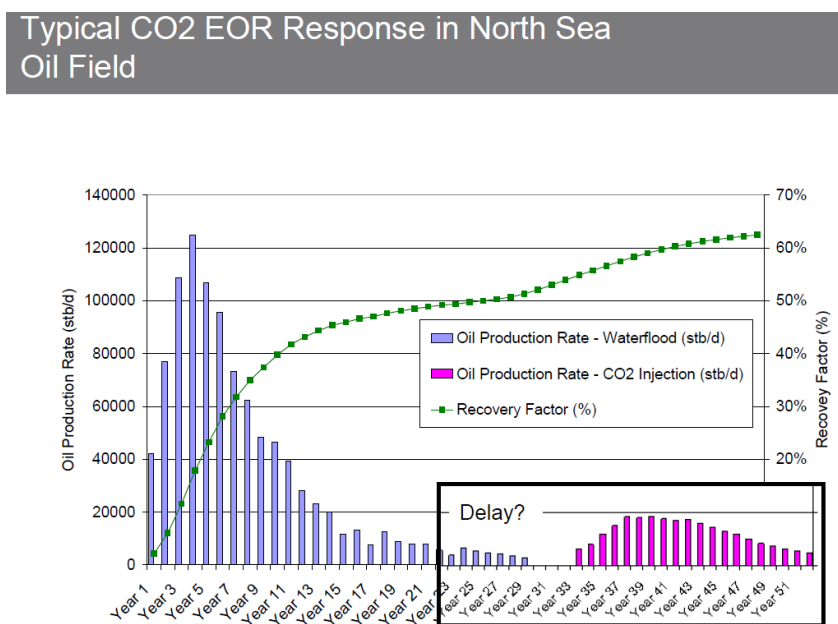
Η τεχνική WAG (Water-Alternate-Gas) είναι ένας συνδυασμός δύο κλασσικών τεχνικών επαύξησης της ανάκτησης υδρογονανθράκων. Οι δύο τεχνικές που συνδυάζονται είναι η κατάκλιση του σχηματισμού με νερό (waterflooding) και με αέριο αντίστοιχα (gas injection). Η εισπίεση νερού στον ταμειυτήρα ακολουθείται από εισπίεση αερίου. Αυτή η διαδικασία αποτελεί ένα «κύκλο» εισπίεσης. Βασικές παράμετροι στην εφαρμογή της μεθόδου αυτής είναι ο καθορισμός των χρονικών διαστημάτων κατά τα οποία θα εισπιέζεται νερό και αέριο αντίστοιχα, όπως επίσης και ο λόγος των όγκων των εισπιεζόμενων ρευστών, αναφερόμενος ως GWR (Gas-Water-Ratio). Ο κύριος στόχος στην εφαρμογή αυτής της μεθόδου είναι να μειωθεί η διοχέτευση του CO₂ προς τις περιοχές υψηλής διαπερατότητας του ταμειυτήρα (ανάπτυξη καναλιών, channeling) και έχουν ήδη σαρωθεί από την δευτερογενή φάση παραγωγής (Nasir, 2009). Το CO₂ που είναι πιο πτητικό και με χαμηλότερο ιξώδες από το πετρέλαιο, μπορεί να διοχετευτεί και να μεταναστεύσει προς το ανώτερο τμήμα του ταμειυτήρα, παρακάμπτοντας και μη σαρώνοντας κατά αυτό τον τρόπο το πετρέλαιο με αποτέλεσμα την πρόωρη έξοδο του σε μία παραγωγική γεώτρηση (early CO₂ breakthrough). Για να μετριαστεί το φαινόμενο αυτό και να βελτιωθεί η σάρωση, εφαρμόζεται η μέθοδος WAG. Το νερό έχει ιξώδες παρόμοιο με τα κυρίαρχα ρευστά εντός του ταμειυτήρα (brine and oil), σε αντίθεση με το CO₂ και μπορεί να προσφέρει μια πιο ομοιόμορφη σάρωση. Το νερό είναι επίσης βαρύτερο από το πετρέλαιο έτσι ώστε να μπορεί να τείνει προς το κατώτερο τμήμα του ταμειυτήρα συμπληρώνοντας το λιγότερο πυκνό CO₂

που μπορεί να ανέλθει στο ανώτερο τμήμα του, ενώ επίσης το νερό χρησιμοποιήθηκε για να ελέγξει την κινητικότητα του αερίου. Σαφέστερα, με την εισπίεση νερού, βελτιώνεται σημαντικά ο λόγος κινητικότητας μεταξύ αερίου και πετρελαίου, δημιουργώντας κατά αυτό τον τρόπο ένα σταθερό μέτωπο σάρωσης. Το πρόβλημα των δακτυλισμών στη ροή λόγω της διαφοράς ιξώδους των ρευστών (viscous fingerings) αξίζει να αναφερθεί ότι μέσω της εισπίεσης του CO₂ με τη μέθοδο WAG, έχει μετριαστεί το φαινόμενο αυτό ωστόσο συνεχίζει να επιφέρει σημαντικές ανομοιογένειες στις σαρωμένες περιοχές του ταμιευτήρα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.11. Μερικά πλεονεκτήματα της διαδικασίας WAG περιλαμβάνουν τη μειωμένη παραγωγή CO₂ στην επιφάνεια και την υψηλότερη ανάκτηση πετρελαίου. Ορισμένα από τα προβλήματα που αντιμετωπίζει το WAG είναι η βραδύτερη απόκριση στην παραγωγή πετρελαίου και ο διαχωρισμός λόγω βαρύτητας (gravity drainage) λόγω της διαφοράς πυκνότητας μεταξύ CO₂ και νερού (Christensen, 2001). Όσον αφορά την χρονική υστέρηση που παρατηρείται στην παραγωγική απόκριση του ταμιευτήρα, σύμφωνα με όσα έχουν παρατηρηθεί διαχρονικά από την υλοποίηση παρόμοιων έργων, αξίζει να σημειωθεί ότι στον ταμιευτήρα αρχικά εισπνέζονται σημαντικές ποσότητες CO₂, αλλά η επίδραση στην παραγωγή πετρελαίου από την εισπίεση του CO₂ θα καθυστερήσει, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.12. Ένας εμπειρικός κανόνας (rule of thumb) είναι ότι πιθανότατα χρειαστούν 18 με 24 μήνες από την αρχή της εισπίεσης του CO₂ μέχρι να παρατηρηθεί η αύξηση της παραγωγής (Advanced Resources International, 2011). Ο χρόνος απόκρισης του ταμιευτήρα στην εφαρμοζόμενη μέθοδο, εξαρτάται από την απόσταση που υπάρχει μεταξύ των γεωτρήσεων εισπίεσης και παραγωγής καθώς επίσης και από γεωλογικούς παράγοντες του ταμιευτήρα όπως είναι η διαπερατότητα. Συνήθως, στο αρχικό στάδιο εφαρμογής της μεθόδου CO₂- EOR, οι παραγωγικές γεωτρήσεις αντλούν είτε μικρή ποσότητα πετρελαίου προερχόμενο από τη δευτερογενή παραγωγή με μεγάλη αναλογία παραγόμενου νερού προς πετρέλαιο. Η κορύφωση της τριτογενούς παραγωγής συνήθως μεταξύ του 2^{ου} και 3^{ου} χρόνου εφαρμογής, ενώ έπειτα επέρχεται η σταδιακή μείωση της παραγωγής (Pyo, Damián-Díaz, Powell, Van Nieuwkerk, 2003), γεγονός που επιβεβαιώνεται και από το Σχήμα 3.12.



Σχήμα 3.11: Απεικόνιση φαινομένου viscous fingering κατά τη συνεχή εισπίεση CO₂ και κατά τη μέθοδο WAG.

Πηγή: (<http://www.eor-alliance.com/solutions/foam>).



Σχήμα 3.12: Διάγραμμα απόκρισης παραγωγής ταμειντήρα με τη μέθοδο WAG CO₂-EOR
Πηγή: (Hughes, 2015)

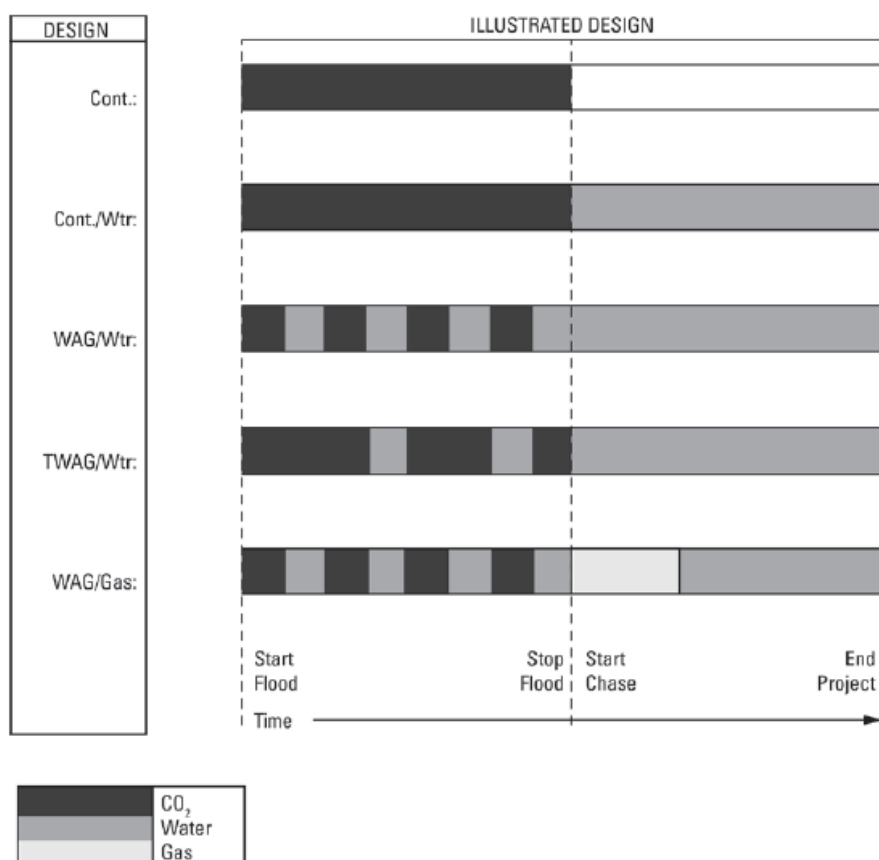
4. Εισπίεση νερού που εναλλάσσεται με σταδιακά μειούμενη εισπίεση αερίου (Tapered WAG).

Ο σχεδιασμός για την εφαρμογή της τεχνικής αυτής είναι παρόμοιος με τη συμβατική WAG αλλά περιλαμβάνει σταδιακή μείωση του όγκου του

εισπιεζόμενου CO₂ σε σχέση με τον όγκο του νερού. Βασικός σκοπός για τον οποίο σχεδιάστηκε η τεχνική αυτή είναι η βελτιστοποίηση της χρήσης του CO₂ (CO₂ utilization). Η tapered WAG είναι η μέθοδος που χρησιμοποιείται συχνότερα σήμερα στη βιομηχανία επειδή επιτυγχάνει τη βελτίωση της σάρωσης του πυκνώματος (slug) και αποτρέπει την πρόιμη εμφάνιση του CO₂ στην παραγωγική γεώτρηση, με αποτέλεσμα τη μείωση των ποσοτήτων του ανακυκλωμένου CO₂ (CO₂ recycled) και την επίτευξη μεγαλύτερων ανακτήσεων πετρελαίου (Verma, 2015).

5. Εισπίεση νερού που εναλλάσσεται με εισπίεση αερίου ακολουθούμενη από εισπίεση αερίου (WAG followed with gas).

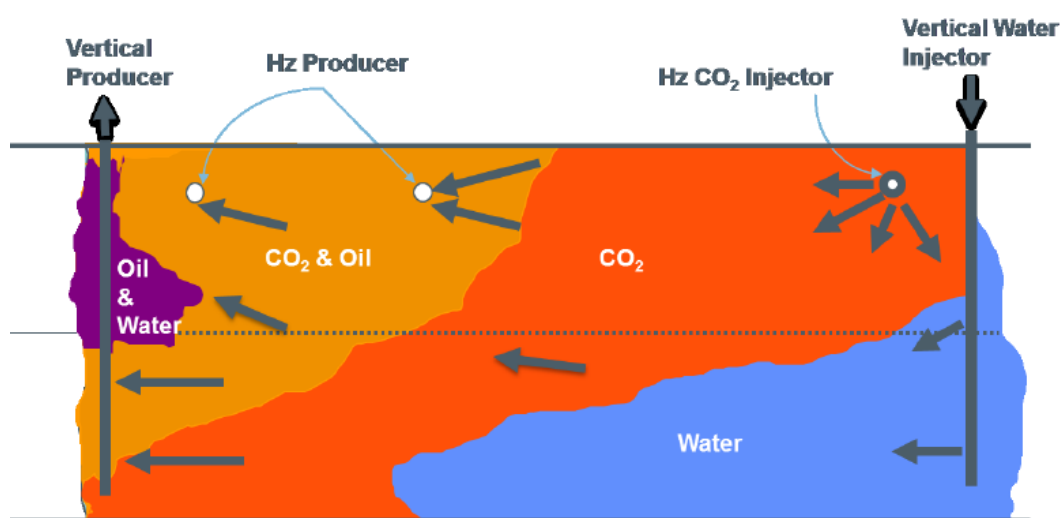
Η τεχνική αυτή αποτελεί μια παραλλαγή της conventional WAG τεχνικής. Σαφέστερα, με το πέρας της ολοκλήρωσης εισπίεσης των προκαθορισμένων ποσοτήτων CO₂ ακολουθεί η εισπίεση ενός οικονομικότερου αερίου (συνήθως αζώτου) κυρίως για λόγους όπως η μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας και η αύξηση της πίεσης εντός του ταμιευτήρα (Verma, 2015).



Σχήμα 3.13: Σχηματική απεικόνιση των διαφόρων τεχνικών εισπίεσης CO₂
 Πηγή: (Jarrell et al., 2002)

6. Ταυτόχρονη αλλά διακριτή εισπίεση νερού που εναλλάσσεται με εισπίεση αερίου-SS WAG (Simultaneous-Separate Water Alternate Gas)

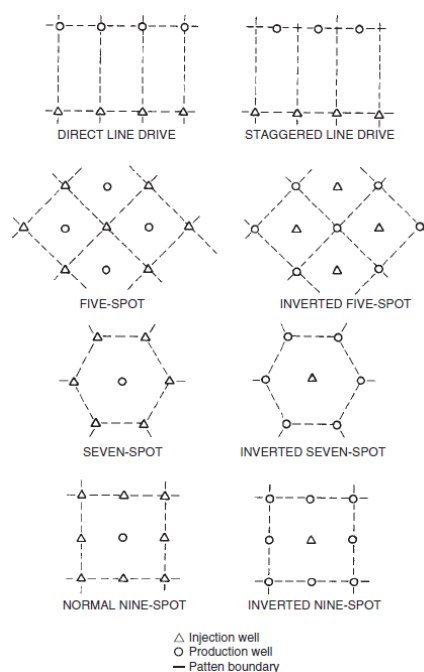
Οι περισσότερες εφαρμογές της μεθόδου CO₂ – EOR χρησιμοποιούν κάποια μορφή WAG στο πλαίσιο των δραστηριοτήτων τους. Μια εκδοχή αυτής της τεχνικής είναι η ταυτόχρονη αλλά ξεχωριστή εισπίεση νερού και CO₂ (SS-WAG) που παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.14. Σε αυτή την τεχνική χρησιμοποιούνται κατακόρυφες γεωτρήσεις για την εισπίεση νερού στα χαμηλότερα στρώματα του ταμιευτήρα για την παροχή υποστήριξης και διατήρησης της πίεσης και την επίτευξη μιας πιο αποτελεσματικής σάρωσης από το CO₂, το οποίο εισπιέζεται μέσω οριζόντιων γεωτρήσεων εισπίεσης στο ανώτερο τμήμα του ταμιευτήρα.



Σχήμα 3.14: Σχηματική απεικόνιση της SS-WAG μεθόδου
Πηγή: (Wilson, M. and M. Monea, Eds., 2004)

Η τοποθέτηση και η διάταξη των γεωτρήσεων για την ανάπτυξη ενός κοιτάσματος αναπτύχθηκαν αναλύοντας την αποτελεσματικότητα σάρωσης του πετρελαίου από το νερό σε οριζόντιο επίπεδο (areal sweep efficiency). Τα σχέδια διάταξης των γεωτρήσεων γίνονται με γνώμονα την ελαχιστοποίηση της διάνοιξης νέων γεωτρήσεων, πέραν των ήδη υπάρχουσών, και κυρίως τη μεγιστοποίηση της αποδοτικότητας σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο του πετρελαίου από το εισπιεζόμενο ρευστό προκειμένου να βελτιωθεί η ανάκτηση πετρελαίου (Hategekimana, 2016). Οι ευρύτερα χρησιμοποιούμενες διατάξεις είναι η κανονική διάταξη 5 σημείων (normal 5 spot pattern), η οποία αποτελείται από τέσσερις γεωτρήσεις εισπίεσης στις γωνίες και μια γεώτρηση παραγωγής στο κέντρο ενός κανονικού παραλληλογράμμου, ή η ανεστραμμένη διάταξη πέντε

σημείων (inverted five-spot), η οποία αποτελείται από τέσσερις γεωτρήσεις παραγωγής στις γωνίες και μια γεώτρηση εισπίεσης στο κέντρο ενός κανονικού παραλληλογράμμου. Σε ορισμένες περιπτώσεις χρησιμοποιούνται και διατάξεις επτά ή εννέα σημείων (seven- or nine-spot patterns). Η διάταξη των γεωτρήσεων θα μπορούσε να είναι ακόμα και σε ευθεία γραμμή (line drive), όπου οι γεωτρήσεις εισπίεσης τοποθετούνται σε ευθεία γραμμή παράλληλα προς τις γεωτρήσεις παραγωγής, εάν η κατανομή της διαπερατότητας και άλλων γεωλογικών παραμέτρων ευνοούν κάτι τέτοιο. Η επιλογή της διάταξης βασίζεται στις ιδιότητες του ταμιευτήρα και των ρευστών του, όπως επίσης και στην απόκριση του ταμιευτήρα κατά την εισπίεση ρευστών, η οποία αξιολογείται μέσω ανάλυσης της απόδοσης του ταμιευτήρα με τη χρήση εργαλείων προσομοίωσης. Αξίζει να τονιστεί ότι οι προαναφερθείσες διατάξεις εισπίεσης λαμβάνουν υπόψη μόνο την αποτελεσματικότητα της σάρωσης κατά την οριζόντια διεύθυνση, αγνοώντας την κλίση και γενικότερα την επίδραση της βαρύτητας και την ανομοιογένεια του ταμιευτήρα κατά την κατακόρυφη διεύθυνση. Σχηματικά απεικονίζονται στο Σχήμα 3.15.



Σχήμα 3.15: Διάταξη των γεωτρήσεων με σάρωση κατά την οριζόντια διεύθυνση
Πηγή: (Lyons & Plisga, 2005)

3.5. «Συμπτωματική» (incidental) αποθήκευση CO₂ κατά την εφαρμογή των μεθόδων CO₂-EOR

Διαχρονικά, τα έργα στα οποία εφαρμόζεται ως τριτογενής μέθοδος ανάκτησης η μέθοδος με εισπίεση CO₂ είχαν σαν βασικό άξονα σχεδιασμού την ελαχιστοποίηση του όγκου εισπνεζόμενου διοξειδίου του άνθρακα ανά παραγόμενο βαρέλι πετρελαίου για λόγους κόστους αγοράς του CO₂. Όπως αναφέρθηκε και στην προηγούμενη ενότητα, η πρακτική αυτή είναι ένας από τους βασικούς λόγους της χαμηλότερης από τη βέλτιστη απόδοσης της μεθόδου αυτής, καθώς όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.10, η τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου είναι ανάλογο μέγεθος με τον εισπνεζόμενο όγκο διαλύτη. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τους φορείς (DOE & NETL, 2012), με βάση στοιχεία και δεδομένα από πραγματικές εφαρμογές τις μεθόδου αυτής υπό συνθήκες ανάμιξης, οι επιτεύξιμες ανακτήσεις κυμαίνονται από 10-20% των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP). Κατά την εφαρμογή των σημερινών μεθόδων CO₂ - EOR πραγματοποιείται αποθήκευση εντός του ταμιευτήρα, η οποία ωστόσο νοείται ως συμπτωματική (incidental) **καθώς οι σημερινές τεχνικές της μεθόδου CO₂-EOR αποσκοπούν κυρίως στην επαύξηση απόληψης πετρελαίου και όχι στην αποθήκευση του CO₂.**

Όσον αφορά στην αποθηκευτική ικανότητα (storage capacity) διακρίνεται σε τέσσερις κατηγορίες: την θεωρητικά δυνατή (theoretical), την αποτελεσματική (effective), την πρακτική (practical) και την αντιστοιχισμένη με τα δεδομένα (matched) του ταμιευτήρα (Bradshaw, 2008). Η θεωρητικά δυνατή αποθήκευση αναφέρεται στις ποσότητες που δύναται να δεχτεί ο γεωλογικός σχηματισμός, οριοθετούμενος από το φυσικό όριο των διαθέσιμων πόρων του ταμιευτήρα. Η αποτελεσματική (effective) αποτελεί μια υποομάδα της θεωρητικά δυνατής, και λαμβάνει υπόψη τεχνικά κριτήρια. Η αντιστοιχισμένη με τα δεδομένα του ταμιευτήρα αποθήκευση, λαμβάνει υπόψη τις διαθέσιμες ποσότητες CO₂, την ικανότητα εισπίεσης (injectivity) και τις διαθέσιμες ροές παροχής του CO₂. Τέλος η πρακτική αποθήκευση CO₂, λαμβάνει υπόψη κριτήρια όπως οικονομικές παραμέτρους, ισχύοντα νομικά πλαίσια και τεχνικές παραμέτρους. Οι δύο τελευταίες εκδοχές είναι αυτές οι οποίες χρησιμοποιούνται ως επί το πλείστον από την πετρελαϊκή βιομηχανία.

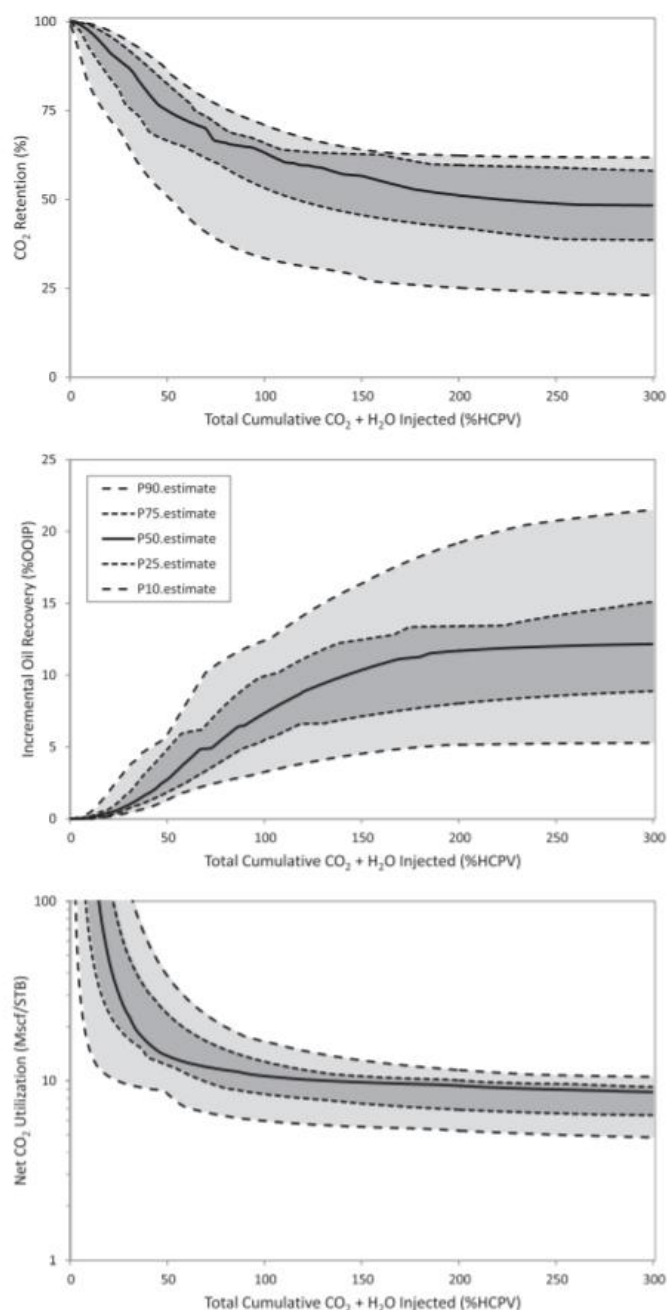
Στην περίπτωση της εκτίμησης της χωρητικότητας αποθήκευσης CO₂ σε ταμιευτήρες υδρογονανθράκων, η θεμελιώδης υπόθεση είναι ότι το διοξείδιο του άνθρακα μπορεί

να επαναπληρώσει όλο τον όγκο των πόρων που προηγουμένως καταλάμβαναν οι υδρογονάνθρακες. Αυτή η υπόθεση είναι ένα ανώτατο όριο για τη χωρητικότητα αποθήκευσης CO₂ και ισχύει εντός ορίων για ταμιευτήρες που δεν βρίσκονται σε υδροδυναμική επαφή με υποκείμενο υδροφόρο ορίζοντα. Σε ταμιευτήρες που βρίσκονται σε υδροδυναμική επαφή με υδροφόρο ορίζοντα, η εισροή νερού μειώνει το διαθέσιμο χώρο πόρων για αποθήκευση CO₂. Ωστόσο, η διάλυση του CO₂ στο νερό ενισχύει την ικανότητα αποθήκευσης και η εισπίεση CO₂ μπορεί να αντιστρέψει εν μέρει την εισροή του νερού και να καταστήσει περισσότερο χώρο διαθέσιμο από τους πόρους για αποθήκευση CO₂. Σύμφωνα με τη μελέτη των (Bachu S. and Shaw J., 2003) απεδείχθη ότι η εισροή νερού θα μπορούσε να έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση της θεωρητικής χωρητικότητας αποθήκευσης των εξαντλημένων ταμιευτήρων κατά 60% κατά μέσο όρο για τους ταμιευτήρες πετρελαίου και κατά 28% κατά μέσο όρο για τους ταμιευτήρες φυσικού αερίου, εάν η πίεση στον ταμιευτήρα πέσει κάτω από την αρχική πίεση. Άλλοι παράγοντες όπως η ετερογένεια των ταμιευτήρων, η κινητικότητα του CO₂ και η πτητικότητα του πρέπει επίσης να λαμβάνονται υπόψη για τον προσδιορισμό της χωρητικότητας αποθήκευσης CO₂.

Σύμφωνα με την μελέτη των (Peck, Azzolina et al, 2017), περίπου το 50% επί του συνολικά εισπιεζόμενου όγκου CO₂ παραμένει εντός του ταμιευτήρα, σαν παράπλευρο αποτέλεσμα της εφαρμογής της μεθόδου με την συμπτωματική αποθήκευση του CO₂ (incidental storage) ενώ το υπόλοιπο 50% παράγεται σαν παραπροϊόν στην επιφάνεια μαζί με το πετρέλαιο, όπου διαχωρίζεται, επεξεργάζεται και τελικά επανεισπίζεται εντός του ταμιευτήρα. Η υπάρχουσα εμπειρία από πραγματικά δεδομένα εφαρμογών της μεθόδου, σε συνδυασμό με τις διάφορες μελέτες προσομοίωσης που έχουν διεξαχθεί, αναδεικνύουν το πόρισμα ότι τελικώς η ποσότητα του CO₂ που θα παραμείνει εντός του ταμιευτήρα εξαρτάται από γεωλογικούς και λειτουργικούς (operational) παράγοντες. Οι κύριοι γεωλογικοί παράγοντες που επηρεάζουν την αποθήκευση του CO₂ είναι το πορώδες, η διαπερατότητα και η ετερογένεια του ταμιευτήρα. Αντίστοιχα, οι λειτουργικοί παράγοντες με την μεγαλύτερη επιρροή στην αποθήκευση του CO₂ είναι η διάταξη και η απόσταση μεταξύ των γεωτρήσεων εισπίεσης και παραγωγής, η εφαρμοζόμενη μέθοδος εισπίεσης και ο όγκος του CO₂ που εισπίζεται εντός του ταμιευτήρα (Peck, Azzolina et al, 2017).

Μια ακόμα μελέτη που διεξήχθη από τους (Azzolina, Melzer et al, 2015), στην οποία εξετάστηκαν πραγματικά δεδομένα από 31 έργα στα οποία εφαρμόζεται η μέθοδος CO₂-EOR, ανέδειξε ορισμένα πολύ χρήσιμα συμπεράσματα. Πριν γίνει η παρουσίαση των συμπερασμάτων αυτών, προκειμένου να γίνει ευνόητη η κατανόηση τους, πρέπει να διευκρινιστούν κάποιες χρησιμοποιούμενες ορολογίες. Αρχικά ο όρος HCPV (HydroCarbons Pore Volume) αντιπροσωπεύει τον όγκο των πόρων του ταμιευτήρα που καταλαμβάνεται από υδρογονάνθρακες και ο οποίος αναπτύχθηκε και στις προηγούμενες ενότητες. Ο όρος incremental oil recovery (πρόσθετη ανάκτηση πετρελαίου), αντιπροσωπεύει το ποσοστό επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP), που ανακτήθηκαν κατά την εφαρμογή της τριτογενούς παραγωγής μέσω της εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR. Τέλος, ο συντελεστής καθαρής χρήσης του CO₂ (net utilization factor), αντιπροσωπεύει την ποσότητα αγορασθέν CO₂ που απαιτείται, προκειμένου να ανακτηθεί ένα επιπλέον βαρέλι πετρελαίου κατά την εφαρμογή της μεθόδου αυτής, και συνηθίζεται να μετράται σε μονάδες Mscf/STB (Wiggins & Hughes , 2005). Στον παράγοντα καθαρής χρήσης του CO₂ (net utilization factor), δεν συμπεριλαμβάνονται οι ποσότητες του CO₂ που ανακυκλώνονται. Στα έργα που μελετήθηκαν από τους (Azzolina, Melzer et al, 2015), σε 27 από τα συνολικά 31, ο συνολικός όγκος εισπνεζόμενου ρευστού (νερό+ CO₂) ξεπερνούσε το 100% του HCPV, σε 18 από τα 31 το 200% του HCPV, ενώ σε 9 από αυτά ο εισπνεζόμενος όγκος ξεπερνούσε το 300% του HCPV. Σύμφωνα με τη μελέτη, η ανάκτηση πετρελαίου αυξάνεται με την αύξηση του εισπνεζόμενου όγκου, με μέσο όρο τριτογενούς ανάκτησης από τα 31 έργα που μελετήθηκαν το 12,2% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων. Αντίστοιχα, ο μέσος όγκος του CO₂ που αποθηκεύτηκε στα έργα αυτά αντιστοιχεί στο 48,3% επί του συνολικά εισπνεζόμενου όγκου νερού και CO₂. Επίσης παρατηρήθηκε ότι ο συντελεστής καθαρής χρήσης του CO₂, εμφανίζει υψηλές τιμές για χαμηλό όγκο εισπνεζόμενου ρευστού (low %HCPV injected), δηλαδή αποθηκεύονται μεγαλύτερες ποσότητες CO₂ εντός του ταμιευτήρα, όταν η παραγωγή του πετρελαίου είναι χαμηλή, ενώ με την αύξηση του όγκου του εισπνεζόμενου ρευστού, ο συντελεστής καθαρής χρήσης του CO₂ (net utilization factor), μειώνεται και σταθεροποιείται στην τιμή των 10 Mscf/STB (Azzolina, Melzer et al, 2015), όπως φαίνεται και στο Σχήμα 3.16. Οι τιμές που αναφέρθηκαν, αντιπροσωπεύουν την τιμή P50, η οποία λαμβάνεται ως η διάμεση τιμή της κατανομής των δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν από διάφορα πεδία (31 πεδία για

συγκράτηση του (retention) του CO₂ και τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου και 16 πεδία για εκτίμηση του συντελεστή καθαρής χρήσης του CO₂) στη μελέτη αυτή, προκειμένου να περιγράψει με διάφορα σενάρια αβεβαιότητας τα αποτελέσματα της έρευνας συναρτήσει του εισπιεζόμενου όγκου. Πιο συγκεκριμένα, εντός του εύρους P10 – P90 κατανέμονται τα δεδομένα του 80% των έργων. Αντίστοιχα, εντός του εύρους P25 – P75 κατανέμονται τα δεδομένα του 50% των έργων.



Σχήμα 3.16: Εκτιμήσεις αναφερόμενες στην αποθήκευση του CO₂(πρώτο σχήμα), στην τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου(δεύτερο σχήμα) και στη χρησιμοποίηση του CO₂(τρίτο σχήμα)
Πηγή: (Azzolina, Melzer et al, 2015)

Τα αποτελέσματα αυτά θεωρούνται αξιόπιστα και προσεγγίζουν σε ικανοποιητικό βαθμό την πραγματικότητα, καθώς επιβεβαιώνονται και από άλλους ερευνητές. Στη μελέτη που διεξήχθη από τους μελετητές (Kamali and Cinar, 2014) σημειώνεται ότι κατά την εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες ανάμιξης, το ποσοστό του CO₂ που δύναται να αποθηκευτεί συμπτωματικά μπορεί να προσεγγίζει το 35% ενώ αντίθετα κατά τη διεξαγωγή της μεθόδου υπό συνθήκες μη ανάμιξης το αντίστοιχο ποσοστό αυξάνεται στο 60%. Αντίθετα όσον αφορά την ανάκτηση πετρελαίου, υπό συνθήκες ανάμιξης είναι δυνατό να φτάσει το 21% ενώ υπό συνθήκες μη ανάμιξης προσεγγίζει το 6%. Το γεγονός ότι κατά την εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες μη ανάμιξης, αποθηκεύεται μεγαλύτερος όγκος CO₂ οφείλεται κατά κύριο λόγο στο γεγονός ότι οι εισπιεζόμενες ποσότητες στην περίπτωση αυτή είναι πολύ μεγαλύτερες σε σχέση με την εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες μη ανάμιξης, παρόλο που η αποδοτικότητα αποθήκευσης του CO₂ είναι συγκριτικά με την εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες ανάμιξης, μικρότερη. Επίσης υπό συνθήκες ανάμιξης, μεγάλο ποσοστό του CO₂ διαλυτοποιείται εντός της πετρελαϊκής φάσης και συμπαράγεται στην επιφάνεια με αποτέλεσμα την ανακύκλωση του.

3.5.1. Μέθοδοι υπολογισμού αποθηκευόμενων ποσοτήτων CO₂

Για τον υπολογισμό των ποσοτήτων CO₂ που συμπτωματικά δύναται να αποθηκευτούν εντός του ταμιευτήρα έχουν προταθεί κατά καιρούς διάφορες μεθοδολογίες. Οι μελετητές (Shaw and Bachu, 2002) πρότειναν μία μέθοδο για τον υπολογισμό της μάζας του CO₂ που αποθηκεύεται κατά τη διενέργεια της μεθόδου CO₂- EOR, και είναι συνάρτηση του συντελεστή συμπίεσης του πετρελαίου S_h (oil shrinkage factor) ο οποίος ισούται με $S_h=1/B_o$, όπου B_o είναι ο συντελεστής μεταβολής όγκου του πετρελαίου, και των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων. Πιο συγκεκριμένα:

Τη στιγμή που εμφανίζεται στην παραγωγική γεώτρηση το CO₂ (CO₂ breakthrough), η ποσότητα του CO₂ που έχει αποθηκευτεί υπολογίζεται από την εξίσωση (3.6) και ισούται με :

(At breakthrough):

$$M_{CO_2} = \rho_{CO_2 res} \times RF_{BT} \times OOIP/S_h \quad (3.6)$$

Σε οποιαδήποτε άλλη χρονική στιγμή, μετά την εμφάνιση του CO₂ στην παραγωγική γεώτρηση, που αντιστοιχεί σε εισπνεζόμενο όγκο CO₂ ως συνάρτηση του όγκου των πόρων που καταλαμβάνεται από υδρογονάνθρακες (At any HCPV injection) η ποσότητα του CO₂ που έχει αποθηκευτεί υπολογίζεται από την εξίσωση (3.7) και ισούται με:

$$M_{CO_2} = \rho_{CO_2 res} \times [RF_{BT} + 0.6 (RF_{\%HCPV} - RF_{BT})] \times OOIP/S_h \quad (3.7)$$

Όπου:

- $\rho_{CO_2 res}$ είναι η πυκνότητα του CO₂ σε συνθήκες ταμιευτήρα,
- RF_{BT} και $RF_{\%HCPV}$ είναι ο συντελεστής απόληψης πετρελαίου τη στιγμή του breakthrough και ο συντελεστής απόληψης πετρελαίου μια δεδομένη στιγμή όπου έχει εισπνεστεί ο υπολογιζόμενος όγκος που καταλαμβάνεται από υδρογονάνθρακες από το CO₂ και
- OOIP είναι τα αρχικά επί τόπου αποθέματα πετρελαίου.

Η DOE (United States Department of Energy) για τον υπολογισμό της μάζας του CO₂ που αποθηκεύεται κατά τη διενέργεια της μεθόδου αυτής σε ταμιευτήρες πετρελαίου, πρότεινε μια μεθοδολογία με ογκομετρική προσέγγιση (U.S. Department of Energy, 2012). Πιο συγκεκριμένα, η μάζα του CO₂ που αποθηκεύεται υπολογίζεται από τη σχέση (3.8):

$$M_{CO_2} = OOIP \times RF \times \rho_{CO_2} \times UF_{NET} \quad (3.8)$$

Όπου:

OOIP: Αρχικά επί τόπου αποθέματα

RF: Συντελεστής τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου (Incremental Oil recovery)

ρ_{CO_2} = η πυκνότητα του CO₂ σε συνθήκες ταμιευτήρα

UF_{NET} = ο συντελεστής καθαρής χρήσης CO₂ (CO₂ net utilization factor).

Ο συντελεστής UF_{netCO_2} αναφέρεται στις ποσότητες αγορασθέντος (φρέσκου) CO₂ που εισπνέζεται προκειμένου να ανακτηθεί ένα επιπλέον βαρέλι πετρελαίου κατά την τριτογενή παραγωγή και δεν περιλαμβάνει τις ποσότητες του CO₂ που ανακυκλώνονται κατά την παραγωγή. Ο συντελεστής UF_{netCO_2} υπολογίζεται από την εξίσωση (3.9) ως εξής:

$$UF_{netCO_2} = \frac{V_{CO_2 \text{ purchased}}}{N_p} \quad (3.9)$$

όπου

$V_{CO_2 \text{ purchased}}$ = όγκος αγορασθέντος CO₂ που εισπίζεται σε Mscf(scf x 10³)
και N_p = παραγωγή πετρελαίου κατά την τριτογενή παραγωγή (stb).

Όπως φαίνεται είναι εύκολο να υπολογιστούν οι ποσότητες του CO₂ που αποθηκεύονται, ωστόσο θεωρείται δύσκολο να γίνει συσχέτιση της αποτελεσματικότητας της αποθήκευσης του CO₂ μεταξύ δύο ταμιευτήρων διαφορετικού όγκου, καθώς όπως είναι ευνόητο οι μεγαλύτεροι σε όγκο ταμιευτήρες, επιτρέπουν την αποθήκευση μεγαλύτερων ποσοτήτων CO₂. Προκειμένου να επιλυθεί αυτό το πρόβλημα, η μελέτη που διεξήχθη από τους (Peck, Azzolina et al, 2017) όρισε τον όρο «αποτελεσματικότητα αποθήκευσης» (storage efficiency) CO₂ (E_{oil}), ο οποίος συσχετίζει τις ποσότητες του CO₂ που αποθηκεύονται με τα αρχικά επί τόπου αποθέματα (OOIP), όπως φαίνεται στην εξίσωση (3.10):

$$\frac{G_{CO_2}}{OOIP} = RF \times UF_{netCO_2} \times \rho_{CO_2} = E_{oil} \times \rho_{CO_2} \quad (3.10)$$

Όπου,

$\frac{G_{CO_2}}{OOIP}$: μετράται σε τόνους CO₂ που αποθηκεύονται ανά παραγόμενο βαρέλι πετρελαίου κατά την τριτογενή παραγωγή από τη μέθοδο CO₂- EOR (tones/stb). Η αποτελεσματικότητα αποθήκευσης του CO₂ (E_{oil}) μετράται σε μονάδες Mscf/stb και προκύπτει από το γινόμενο του συντελεστή τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου με το συντελεστή καθαρής χρήσης CO₂. Οι όροι RF, UF_{netCO_2} και οι ποσότητες του CO₂ που αποθηκεύονται εκφράζονται συναρτήσει του όγκου των πόρων που αρχικά καταλαμβάνονταν από υδρογονάνθρακες (HCPV).

Η «αποτελεσματικότητα αποθήκευσης» του CO₂ (E_{oil}), σύμφωνα με τη μελέτη των (Peck, Azzolina et al, 2017) μπορεί να εκφραστεί και ως αδιάστατος όρος, ως ο λόγος του όγκου των αποθηκευμένων ποσοτήτων του CO₂ προς τον όγκο του ενεργού πορώδους, και τα δύο μετρούμενα συναρτήσει του όγκου των πόρων που αρχικά καταλαμβάνονταν από υδρογονάνθρακες (HCPV). Πιο συγκεκριμένα, η

αποτελεσματικότητα αποθήκευσης του CO₂ (E_{oil}) υπολογίζεται από την εξίσωση (3.11) και ισούται με:

$$E_{oil\,dimensionless} = \frac{V_{CO_2}}{V_{\phi\,eff}} \quad (3.11)$$

Όπου,

- V_{CO_2} είναι ο όγκος του ταμιευτήρα που καταλαμβάνεται από το CO₂ που αποθηκεύεται και
- $V_{\phi\,eff}$ είναι ο όγκος του ταμιευτήρα που αντιστοιχεί στο ενεργό πορώδες του ταμιευτήρα.

Ο όρος $V_{\phi\,eff}$ υπολογίζεται από την εξίσωση (3.12) και ισούται με:

$$V_{\phi\,eff} = A_n \times h_n \times \phi_e \quad (3.12)$$

Όπου

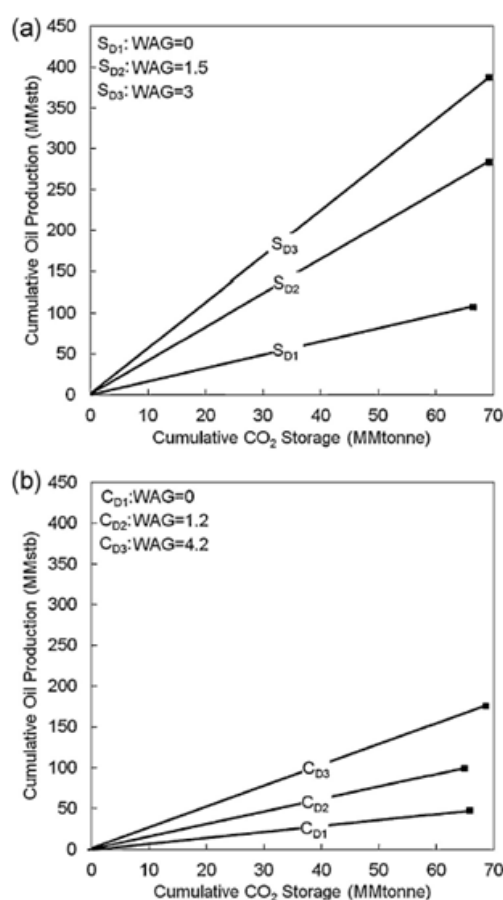
- A_n (net Area) είναι το εμβαδόν της οριζόντιας διάστασης του ταμιευτήρα στην οποία εφαρμόζεται η μέθοδος CO₂- EOR,
- h_n (net thickness) είναι το καθαρό πάχος του ταμιευτήρα, και τέλος
- ϕ_e είναι το ενεργό πορώδες του ταμιευτήρα.

Αξίζει να αναφερθεί ότι η μελέτη που διεξήχθη από τους (Peck, Azzolina et al, 2017) κατέληξε σε ορισμένα χρήσιμα συμπεράσματα που αφορούν την αποτελεσματικότητα της αποθήκευσης του CO₂. Αρχικά παρατηρήθηκε ότι οι ταμιευτήρες που βρίσκονται σε μικρότερο βάθος συγκριτικά με άλλους ταμιευτήρες σε μεγαλύτερο βάθος, παρουσιάζουν μεγαλύτερη αποδοτικότητα όσον αφορά την αποθήκευση του CO₂. Στους ταμιευτήρες που βρίσκονται σε μεγαλύτερο βάθος, οι παραγωγικές γεωτρήσεις λειτουργούν μεγαλύτερο χρονικό διάστημα σε σχέση με τους ταμιευτήρες που βρίσκονται σε μικρότερο βάθος, εξαιτίας της εκτεταμένης λειτουργίας για τη διατήρηση της πίεσης που συμβαίνει μέσω των γεωτρήσεων εισπίεσης. Λόγω της χρονικά παρατεταμένης λειτουργίας των παραγωγικών γεωτρήσεων, το εισπνεζόμενο CO₂ κινείται λόγω της ροής των ρευστών, προτιμητέα από την γεώτρηση εισπίεσης προς την παραγωγική γεώτρηση. Το αποτέλεσμα του φαινομένου αυτού, είναι να παρατηρούνται μεγάλες ποσότητες CO₂ που ανακυκλώνονται συνεχώς, με συνέπεια μικρότερη αποθήκευση του CO₂.

Εν συνεχεία, η μελέτη επικεντρώθηκε σε δύο τύπους γεωλογικών σχηματισμών, σε ανθρακικά και κλαστικά πετρώματα. Παρατηρήθηκε ότι τα κλαστικά πετρώματα παρουσιάζουν μεγαλύτερη αποτελεσματικότητα όσον αφορά την αποθήκευση του CO₂, επιβεβαιώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο τον ισχυρισμό ότι η λιθολογία του σχηματισμού επηρεάζει την αποθήκευση του CO₂. Τέλος, μια ακόμα παρατήρηση που παρουσίασε η μελέτη αυτή, ήταν η επίπτωση του σχήματος εισπίεσης στην αποθήκευση του CO₂. Σαφέστερα, παρατηρήθηκε ότι μεταξύ του σχήματος συνεχούς εισπίεσης CO₂ και της μεθόδου WAG, η πρώτη εμφανίζει πολύ καλύτερα αποτελέσματα όσον αφορά την αποτελεσματικότητα της αποθήκευσης του CO₂. Η καλύτερη αποτελεσματικότητα αποθήκευσης του CO₂ κατά τη μέθοδο της συνεχούς εισπίεσης, οφείλεται κυρίως στο γεγονός ότι κατά την εφαρμογή της μεθόδου WAG, ένα μέρος του εισπιεζόμενου νερού καταλαμβάνει χώρο εντός των πόρων, ο οποίος θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για την αποθήκευση του CO₂. Η μέθοδος καταλήγει στο συμπέρασμα ότι η αποτελεσματικότητα της αποθήκευσης του CO₂ επηρεάζεται κυρίως από τη μέθοδο εισπίεσης, τη λιθολογία και το βάθος του ταμιευτήρα, και λιγότερο από το πάχος (thickness) του ταμιευτήρα.

3.6. Σύγκριση απόδοσης μεθόδου μεταξύ διαφορετικών τύπων ταμιευτήρων.

Ένας επιπλέον παράγοντας που επηρεάζει σε σημαντικό βαθμό την απόδοση της μεθόδου είναι οι γεωλογικές παράμετροι του ταμιευτήρα, όπως η διαπερατότητα και η ετερογένεια του ταμιευτήρα, όπως έχουν ήδη αναπτυχθεί. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τους (Ettihadtavakkol & Lake, 2014) κατά την οποία γίνεται αξιολόγηση δυο τύπων ταμιευτήρων, πιο συγκεκριμένα ανθρακικών (Carbonates) και ψαμμιτών (Sandstones) παρατηρείται ότι στην περίπτωση των ανθρακικών η επαύξηση απόληψης πετρελαίου είναι μειωμένη σε σχέση με την περίπτωση των ψαμμιτών, ωστόσο η αποθήκευση και η χρησιμοποίηση του CO₂ είναι μεγαλύτερη, όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.17. Το γεγονός αυτό οφείλεται κατά μεγάλο ποσοστό στο γεγονός ότι γενικά οι ψαμμίτες χαρακτηρίζονται από υψηλή διαπερατότητα και χαμηλή ανομοιογένεια ενώ το αντίθετο ισχύει για τα ανθρακικά πετρώματα. Ωστόσο αυτό αποτελεί μια ενδεικτική αναφορά και δεν πρέπει να λαμβάνεται σαν εμπειρικός κανόνας (rule of thumb).



Σχήμα 3.17: Σύγκριση παραγωγικής απόδοσης μεταξύ ψαμμιτικών και ανθρακικών ταμιευτήρων.

Πηγή: (Amin Ettehadtavakkol, 2014)

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 3.17, γίνεται σύγκριση της παραγωγικής απόδοσης μεταξύ ψαμμιτικών και ανθρακικών ταμιευτήρων. Οι περιπτώσεις που αντιστοιχούν στους ψαμμιτικούς ταμιευτήρες, συμβολίζονται με S (Sandstones) ενώ αντίστοιχα για τα ανθρακικά πετρώματα συμβολίζονται με C (Carbonates). Για το κάθε ένα από τα δυο είδη ταμιευτήρων, γίνεται αναφορά για την αθροιστική τριτογενή παραγωγή και την συμπτωματική αποθήκευση του CO₂ που λαμβάνει χώρα κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO₂- EOR, διακρίνοντας τρεις περιπτώσεις, ανάλογα με την αναλογία του όγκου εισπνεζόμενου νερού προς τον εισπνεζόμενο όγκο CO₂ (WAG ratio), με κάθε μία από τις περιπτώσεις να συμβολίζεται με το γράμμα D₁, D₂, D₃. Η περίπτωση D₁ στην οποία η αναλογία εισπνεζόμενου νερού προς εισπνεζόμενο CO₂ είναι μηδέν, αναφέρεται στην συνεχή εισπίεση CO₂. Όπως παρατηρείται από το σχήμα 4.17, στην περίπτωση των ψαμμιτικών ταμιευτήρων, επιτυγχάνεται μεγαλύτερη τριτογενής παραγωγή και ταυτοχρόνως αποθήκευση μεγαλύτερων ποσοτήτων CO₂ συγκριτικά

με τα ανθρακικά πετρώματα. Τέλος αξιοσημείωτο είναι το γεγονός παρατηρείται ότι με την αύξηση της αναλογίας εισπνεζόμενου νερού προς εισπνεζόμενο CO₂ (WAG ratio) αυξάνεται τόσο η τριτογενής παραγωγή όσο και οι ποσότητες CO₂ που αποθηκεύονται.

Τέλος, μια ακόμη μελέτη που αναδεικνύει τη σημασία των γεωλογικών παραμέτρων του ταμιευτήρα στην απόδοση της μεθόδου είναι των (Christensen, Stenb, & Skauge, 2001), και αφορούσε κλαστικά (clastic) και ανθρακικά πετρώματα (carbonate) ταμιευτήρων, κατά την οποία σημειώθηκε ότι για τα κλαστικά πετρώματα η μέση τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου προσέγγιζε το 9,5% ενώ για τα ανθρακικά, το 13,6% αντίστοιχα. Όσον αφορά τη χρησιμοποίηση του CO₂ για τα κλαστικά πετρώματα ταμιευτήρων υπολογίστηκε ίση με 5.95 mcf/bbl, ενώ για τα ανθρακικά πετρώματα αντίστοιχα, ίση με 5.24 mcf/bbl. Η αποθήκευση του CO₂ στα κλαστικά πετρώματα υπολογίστηκε ίση με 22.9% επί του συνολικά εισπνεζόμενου όγκου CO₂, ενώ η αντίστοιχη τιμή για τα ανθρακικά πετρώματα υπολογίστηκε ίση με 26.1%. Η διαφορά των τιμών της απόδοσης της μεθόδου υπέρ των ανθρακικών πετρωμάτων, οφείλεται στο γεγονός ότι μετά την δευτερογενή παραγωγή που διεξήχθη με κατάκλιση του σχηματισμού με νερό, στα ανθρακικά πετρώματα δεν επιτεύχθηκε ικανοποιητική σάρωση, με αποτέλεσμα να παραμείνει υψηλός ο κορεσμός σε υπολειμματικό πετρέλαιο σε αντίθεση με τα κλαστικά πετρώματα.

3.7. Σύνοψη

Η μέθοδος τριτογενούς ανάκτησης με εισπίεση CO₂ μπορεί να κατηγοριοποιηθεί σε δύο βασικές υποκατηγορίες, την εφαρμογή υπό συνθήκες ανάμιξης και υπό συνθήκες μη ανάμιξης. Επειδή στην πρώτη υποκατηγορία επιτυγχάνεται υψηλότερη ανάκτηση πετρελαίου, προτιμάται η εφαρμογή της από τους διαχειριστές των έργων. Διάφορες μελέτες που έχουν διεξαχθεί κατά την πάροδο των χρόνων διατυπώνουν κριτήρια με βάση τα οποία επιλέγεται ο κατάλληλος για την εφαρμογή της μεθόδου ταμιευτήρας. Σύμφωνα με την τελευταία μελέτη που διεξήχθη από τον (Bachu, 2015) τα κριτήρια με την πιο βαρύνουσα σημασία είναι η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας, το μέγεθος του ταμιευτήρα και η πυκνότητα του πετρελαίου. Δευτερεύουσας σημασίας θεωρείται η θερμοκρασία του ταμιευτήρα και το ιξώδες του πετρελαίου. Επίσης, αν και θεωρητικά με την εφαρμογή της μεθόδου αυτής είναι δυνατή η ανάκτηση σχεδόν

όλου του υπολειμματικού πετρελαίου, έχει παρατηρηθεί από δεδομένα πραγματικών εφαρμογών ότι η ανάκτηση που επιτυγχάνεται κυμαίνεται κάτω από το 20% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων. Οι λόγοι στους οποίους οφείλεται το φαινόμενο αυτό επιγραμματικά είναι η χαμηλή αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο και η χαμηλή αποδοτικότητα εκτόπισης πετρελαίου σε μικροσκοπικό επίπεδο, η εισπίεση ανεπαρκών ποσοτήτων CO₂, ο σχηματισμός και η απόθεση ασφαλτενίων που φράζουν τους πόρους του πετρώματος και επηρεάζουν τη ροή του πετρελαίου προς τις παραγωγικές γεωτρήσεις, η ανεπιτυχής διοχέτευση του CO₂ στα τμήματα του ταμιευτήρα με υψηλό κορεσμό σε υπολειμματικό πετρέλαιο και ο ανεπαρκής χαρακτηρισμός και λειτουργικής παρακολούθησης του ταμιευτήρα. Ο τρόπος με τον οποίο εισπιέζεται το CO₂ εντός του ταμιευτήρα επίσης επηρεάζει την ανάκτηση και την συνολική απόδοση του έργου. Ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του ταμιευτήρα, την τοποθεσία του έργου, την πρόσβαση σε νερό και τις διαθέσιμες ποσότητες CO₂ επιλέγεται η αντίστοιχη μέθοδος εισπίεσης. Αξίζει να σημειωθεί ότι κατά την εφαρμογή της μεθόδου, λαμβάνει χώρα και η τυχαία-συμπτωματική (incidental) αποθήκευση CO₂ εντός του ταμιευτήρα, σε ποσοστά που κυμαίνονται περίπου στο 30-50% επί των συνολικών ποσοτήτων που εισπιέστηκαν. Η αποθήκευση του CO₂ δεν αποτελεί βασικό σκοπό της εφαρμογής στις τρέχουσες εφαρμογές, ενώ διάφορες μεθοδολογίες έχουν αναπτυχθεί προκειμένου να υπολογιστούν οι ποσότητες του CO₂ που αποθηκεύονται.

Κεφάλαιο 4. Η κλιματική αλλαγή παράγοντας ώθησης για τη μετάβαση σε τεχνολογίες CO₂ - EOR προηγμένης γενιάς

Η κλιματική αλλαγή αποτελεί αναμφίβολα ένα από τα μείζονα ζητήματα παγκοσμίως. Το φαινόμενο της κλιματικής αλλαγής λαμβάνει χώρα και εξελίσσεται εδώ και χρόνια με ορατά αρνητικά αποτελέσματα όπως η άνοδος της θερμοκρασίας και το λιώσιμο των πάγων. Αποσκοπώντας στον περιορισμό και τη μερική επίλυση του ζητήματος αυτού, έχουν διεξαχθεί πολλές συνεδριάσεις άλλοτε επιτυχημένες και άλλοτε αποτυχημένες. Ένα από τα σημαντικότερα μέτρα για τον περιορισμό του ζητήματος, έχει αποδειχθεί ότι είναι η δέσμευση και αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα, με διεθνή ονομασία αρχικά CCS (Carbon Capture & Storage) και αργότερα CCUS (Carbon Capture – Utilization & Storage), όταν εντάχθηκε και η αξιοποίηση-χρήση του σε αυτή την αλυσίδα.

Από τη δεκαετία του '80 η πετρελαϊκή βιομηχανία, τα πανεπιστήμια και τα ερευνητικά ινστιτούτα διεθνώς, έστρεψαν τις ερευνητικές τους προσπάθειες στη χρήση του διοξειδίου του άνθρακα για την επαύξηση της απόληψης πετρελαίου γνωστή και ως Enhanced Oil recovery - EOR, όπως αυτή αναλύεται στο Κεφάλαιο 2. Η εφαρμογή της σε πιλοτική κλίμακα αλλά και σε κλίμακα πεδίου στη συνέχεια έδειξε πολύ καλά αποτελέσματα. Ωστόσο, θεωρώντας και την ανάγκη για περιορισμό του φαινομένου του θερμοκηπίου, η τεχνολογία αυτή συνδυάστηκε και με την αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα εντός ενός πετρελαϊκού ταμιευτήρα.

Αποτέλεσμα αυτού του συνδυασμού αποτέλεσε μια ευφυής πρακτική μετατροπής της συμβατικής επαυξημένης απόληψης πετρελαίου σε επαυξημένη απόληψη πετρελαίου με ταυτόχρονη αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα, γνωστή πλέον ως CO₂-EOR τεχνολογίες προηγμένης γενιάς.

Πριν την ανάλυση της μεθόδου αυτής, είναι καίριας σημασίας να πραγματοποιηθεί εκτενής αναφορά στους λόγους που οδήγησαν στη μετατροπή της ήδη υπάρχουσας μεθόδου EOR.

4.1. Κλιματική αλλαγή και διεθνείς συμφωνίες

Η πρώτη ενέργεια σε διεθνές πλαίσιο που στόχευε στην αντιμετώπιση του προβλήματος της κλιματικής αλλαγής είναι η υπογραφή της Σύμβασης-Πλαισίου Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών τον Ιούνιο του 1992 (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC). Η συμφωνία αυτή τέθηκε σε ισχύ το Μάρτιο του 1994, και επέβαλλε σε όλα τα συμβαλλόμενα μέρη την υποχρέωση να σχεδιάσουν και να υποβάλλουν εθνικά προγράμματα για τον περιορισμό των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Μία ακόμα πρωτοπόρα κίνηση, ήταν ο διαχωρισμός των βιομηχανικών/ανεπτυγμένων κρατών από τα αναπτυσσόμενα. Ο διαχωρισμός αυτός ουσιαστικά κατεδείκνυε ότι τα ανεπτυγμένα κράτη ευθύνονται για το μεγαλύτερο μέρος των εκπομπών ενώ παράλληλα λαμβάνοντας υπόψη την οικονομική επάρκεια των κρατών αυτών, καταδεικνύονται υπεύθυνα για την εφαρμογή των απαραίτητων μέτρων. Από το 1995 έως το 2010 έχουν πραγματοποιηθεί 21 συναντήσεις της Διάσκεψης των Μερών (Conference of Parties, COP), η οποία θεωρείται το ανώτατο όργανο της Σύμβασης-Πλαίσιο του ΟΗΕ. Πολλές από αυτές κατέληξαν άκαρπες λόγω οικονομικών και πολιτικών παραγόντων ενώ ορισμένες κατέληξαν σε ιστορικές συμφωνίες για τη λήψη απαραίτητων μέτρων για τον περιορισμό της κλιματικής αλλαγής. Οι σημαντικότερες συμφωνίες είναι η συμφωνία του Κιότο και η συμφωνία του Παρισιού, για τις οποίες ακολουθεί εκτενής αναφορά.

4.1.1. Πρωτόκολλο του Κιότο (1997)

Η σύνοδος του Κιότο ήταν η τρίτη συνδιάσκεψη των Μερών και πραγματοποιήθηκε στις 11 Δεκεμβρίου του 1997, καταλήγοντας στην ομώνυμη συμφωνία, γνωστή ως «Πρωτόκολλο του Κιότο». Το Πρωτόκολλο του Κιότο τίθεται σε ισχύ στις 16 Φεβρουάριου του 2005 με την επικύρωση της από 55 μέλη της UNFCCC. Σήμερα η ένωση Ενωμένων Εθνών κατά της κλιματικής αλλαγής αποτελείται από 194 μέλη. Το Πρωτόκολλο του Κιότο έχει υπογραφεί από 83 μέλη μέχρι σήμερα (United States Treaty Collection, 2018). Τελευταία χώρα που το υπέγραψε και επικύρωσε ήταν η Ρωσία. Το 2012 ωστόσο ο Καναδάς απέσυρε τη συμμετοχή του από το πρωτόκολλο του Κιότο. Άξιο αναφοράς είναι το γεγονός πως το Πρωτόκολλο του Κιότο δεσμεύει ανεπτυγμένες μόνο χώρες, καθώς μεγάλοι αναπτυσσόμενοι «ρυπαντές», όπως η Κίνα

και η Ινδία, αλλά και οι Ηνωμένες Πολιτείες αρνούνται να το επικυρώσουν. Η Ευρωπαϊκή Κοινότητα επικύρωσε το Πρωτόκολλο του Κιότο στις 31 Μαΐου του 2002 (United States Treaty Collection, 2018). Κεντρικό σημείο του Πρωτοκόλλου ήταν η δέσμευση των ανεπτυγμένων χωρών να μειώσουν, κατά την περίοδο 2008-2012, τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου κατά 5.2% από τα επίπεδα του 1990, τα οποία χαρακτηρίζονται ως προβιομηχανικά επίπεδα ρύπανσης. Το Πρωτόκολλο του Κιότο αναφέρεται στις εκπομπές έξι αερίων του θερμοκηπίου:

- Διοξείδιου του άνθρακα (CO₂)
- Μεθανίου (CH₄)
- Υποξειδίου του αζώτου (N₂O)
- Υδροφθοράνθρακες (HFC)
- Υπερφθοράνθρακες (PFC)
- Εξαφθοριούχο θείο (SF₆)

Το Πρωτόκολλο, για να προσδώσει στα μέλη ένα σημαντικό βαθμό ευελιξίας ώστε να μπορέσουν να επιτύχουν τους στόχους μείωσης των εκπομπών τους, ανέπτυξε τρεις καινοτόμους μηχανισμούς που λειτουργούν συμπληρωματικά με τις απαραίτητες εγχώριες πολιτικές και μέτρα – γνωστοί ως: Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (Emissions Trading System, ETS), Από κοινού Υλοποίηση (Joint Implementation) και Μηχανισμός «Καθαρής» Ανάπτυξης (Clean Development Mechanism).

- **Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (Emissions Trading System, ETS)**

Ένα κράτος το οποίο έχει πετύχει μεγαλύτερη από την προαπαιτούμενη μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, μπορεί να «πωλήσει» την επιπλέον μείωση του σε ένα άλλο το οποίο δεν έχει εκπληρώσει τους στόχους του. Σύμφωνα με το άρθρο 17 του Πρωτοκόλλου του Κιότο, το ETS είναι το πιο απλό τους τρεις μηχανισμούς, δεδομένου ότι επιτρέπει στα συμβαλλόμενα κράτη να διαπραγματεύονται μονάδες ποσοτώσεων εκπομπών ρύπων μεταξύ τους. Ο μηχανισμός εμπορίας εκπομπών επιτρέπει σε μια χώρα να πωλεί πλεόνασμα εκπομπών ρύπων σε ένα λιγότερο αποδοτικό κράτος-μέλος της συμφωνίας. Ο μηχανισμός αυτός έχει ως στόχο να ενθαρρύνει τα ανεπτυγμένα βιομηχανικά κράτη να επενδύσουν στην εγχώρια αγορά σε καθαρές τεχνολογίες και να

βελτιώσουν την ενεργειακή απόδοση. Το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων έχει αποδειχθεί επί της πράξης ο πιο εφαρμόσιμος μηχανισμός περιορισμού των εκπομπών και ο οποίος εφαρμόστηκε αρχικά για εκπομπές μόνο διοξειδίου του άνθρακα από μεγάλες σταθερές πηγές σύμφωνα με την Οδηγία 2003/87/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Οκτωβρίου 2003, σχετικά με τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας. Σε κάθε κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης αποδόθηκε ένας συνολικός αριθμός δικαιωμάτων εκπομπών τον οποίο δεν θα πρέπει να υπερβαίνει. Το κάθε κράτος-μέλος καθίσταται υπεύθυνο για την κατανομή των δικαιωμάτων εκπομπής ρύπων του θερμοκηπίου στις υπόχρεες εγκαταστάσεις. Ειδικά για το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών και το ρόλο που διαδραματίζει σήμερα πραγματοποιείται μια πιο εκτενή ανάλυση στην ενότητα 4.1.3.

- **Μηχανισμός από κοινού υλοποίησης (Joint Implementation).**

Ο μηχανισμός αυτός ενισχύει την παροχή κινήτρων στις συμβαλλόμενες χώρες για από κοινού ανάπτυξη προγραμμάτων και στρατηγικής με στόχο τη μείωση των εκπομπών των αερίων. Η χώρα που χρηματοδοτεί τις δραστηριότητες αυτές επωφελείται από τη μείωση των εκπομπών που θα προκύψει από την υλοποίηση του προγράμματος στην άλλη συμβαλλόμενη χώρα. Βασική προϋπόθεση είναι οι δραστηριότητες αυτές να επιφέρουν επιπλέον μείωση εκπομπών στη χώρα εφαρμογής. Από το 2008 μέχρι σήμερα υπήρξαν 492 έργα κοινοπραξίας κρατών. Η Ρωσία είναι επί του παρόντος υπεύθυνη για 138 έργα, γεγονός που την καθιστά ηγέτη στον τομέα αυτό. Ενδεικτικά θα αναφερθούν δύο εκ των μεγαλύτερων έργων από κοινού υλοποίησης που λαμβάνουν χώρα στην Ευρώπη. Το πρώτο, αφορά την εγκατάσταση καταλύτη προηγμένης γενιάς, σε βιομηχανία παραγωγής λιπάσματος στην Τσεχία. Το έργο συγχρηματοδοτείται από την Τσεχία και τη Δανία. Αποσκοπεί στη μείωση των εκπομπών του N₂O, και εντός του χρονικού διαστήματος 2008-2012 αναμενόταν η μείωση εκπομπών αερίων ρύπων, που αντιστοιχούν σε ποσότητα ίση με 1.250.000 ισοδύναμους τόνους CO₂ (tn CO₂eq) (<http://ji.unfccc.int/index.html>, 2018). Το δεύτερο έργο, αφορά την εγκατάσταση προηγμένης γενιάς κυκλικής διεργασίας τουρμπίνας αερίου, σε σταθμό ηλεκτροπαραγωγής στη Μόσχα της Ρωσίας. Η τουρμπίνα αυτή αποτελεί ένα πιο αποδοτικό και φιλικό προς το περιβάλλον τρόπο για αύξηση και μέγιστη

εκμετάλλευση των παραγομένων αερίων κατά την καύση του άνθρακα. Πιο συγκεκριμένα, με τον τρόπο αυτό παράγεται το απαιτούμενο ποσό ενέργειας, με χρήση μικρότερων ποσοτήτων ορυκτών πρώτων υλών, και άρα έκλυση μικρότερων ποσοτήτων CO₂. Το έργο αυτό συγχρηματοδοτείται από τη Ρωσία και τη Γερμανία, και κατά το χρονικό διάστημα 2008-2012, υπολογίστηκε ότι επιτεύχθηκε μείωση εκπομπών CO₂ κατά 1.128.924 τόνους (<http://ji.unfccc.int/index.html>, 2018).

- **Μηχανισμός «Καθαρής Ανάπτυξης» (Clean Development Mechanism)**

Σκοπός του είναι να παρέχει κίνητρα στις ανεπτυγμένες χώρες προκειμένου να επενδύσουν σε καθαρές τεχνολογίες και να ενισχύσουν την προσπάθεια για μείωση των εκπομπών σε φτωχότερες χώρες μέσω χρηματοδότησης οι οποίες δύνανται να είναι χώρες που δεν περιλαμβάνονται στο Πρωτόκολλο. Αποτελεί το μοναδικό μηχανισμό ο οποίος συνδέει τις ανεπτυγμένες με τις αναπτυσσόμενες χώρες. Θεωρείται ένας κερδοφόρος μηχανισμός, ο οποίος προτρέπει τις ανεπτυγμένες χώρες να βοηθήσουν τις αναπτυσσόμενες μέσω είτε οικονομικής χρηματοδότησης είτε μέσω μεταφοράς τεχνογνωσίας για έργα που αποσκοπούν στη μείωση των εκπομπών ρύπων στις αναπτυσσόμενες χώρες. Το ανεπτυγμένο οικονομικά και βιομηχανικά κράτος-μέλος που θα σταθεί αρωγός στην υιοθέτηση έργου από μια αναπτυσσόμενη χώρα, έχει το δικαίωμα να αφαιρέσει ποσοστιαία ένα μέρος των εκπομπών που θα επιτύχει να μειώσει το νέο έργο. Οι ευέλικτοι μηχανισμοί βασίζονται στο σκεπτικό ότι οι εκπομπές αερίων του φαινομένου του θερμοκηπίου αποτελούν παγκόσμιο πρόβλημα και ότι ο τόπος όπου επιτυγχάνεται ο περιορισμός τους έχει δευτερεύουσα σημασία. Με τον τρόπο αυτό, μπορούν να επέλθουν μειώσεις εκεί όπου το κόστος είναι χαμηλότερο, τουλάχιστον στην πρώτη φάση της καταπολέμησης της κλιματικής αλλαγής. Ειδικότερα, ο μηχανισμός "καθαρής" ανάπτυξης, δεδομένου ότι καλύπτει έργα σε χώρες που δεν έχουν αναλάβει συγκεκριμένες υποχρεώσεις, στοχεύει επιπλέον στην προώθηση της βιώσιμης ανάπτυξης στις αναπτυσσόμενες χώρες. Σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία που προκύπτουν από την ιστοσελίδα των Ηνωμένων Εθνών και αφορά τα έργα καθαρής ανάπτυξης, μέχρι σήμερα έχουν υλοποιηθεί ή βρίσκονται σε φάση υλοποίησης, 8157 έργα καθαρής ανάπτυξης σε όλο τον κόσμο (<https://cdm.unfccc.int/>,2018). Το μεγαλύτερο έργο καθαρής ανάπτυξης πραγματοποιείται στην Κίνα, και αφορά την αποσύνθεση υδροφθορανθράκων

(HFC23). Το έργο αυτό συγχρηματοδοτείται από τη Γαλλία, το Ηνωμένο Βασίλειο, την Ελβετία, την Ιαπωνία, την Ισπανία, την Ιρλανδία, τον Καναδά, την Ολλανδία, τη Δανία, τη Φιλανδία, τη Σουηδία και τη Γερμανία. Το έργο άρχισε να υλοποιείται τον Αύγουστο του 2006 και συνεχίζει μέχρι σήμερα, συνεισφέροντας στη μείωση των ρύπων σε ποσότητα ισοδύναμη με 10.437.249 τόνους CO₂ (<https://cdm.unfccc.int/>, 2018).

4.1.2. Συμφωνία του Παρισιού (2015)

Στις 12 Δεκεμβρίου του 2015 ολοκληρώθηκε η 21^η Παγκόσμια Συνδιάσκεψη των Μερών, λαμβάνοντας χώρα στο Παρίσι. Η συνδιάσκεψη αυτή κατέληξε σε μια ιστορικής σημασίας συμφωνία για τον περιορισμό των φαινομένων που οδηγούν στην κλιματική αλλαγή. Τα 196 κράτη που συμμετείχαν, δεσμεύτηκαν για την ανάληψη πολύ δραστικότερων μέτρων από τα ήδη υπάρχοντα για τον περιορισμό των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Τα σημαντικότερα σημεία της απόφασης της συμφωνίας του Παρισιού, σύμφωνα με το συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, είναι τα εξής (<http://www.consilium.europa.eu/el/>, 2015):

- **μακροπρόθεσμος στόχος:** οι κυβερνήσεις συμφώνησαν να διατηρηθεί η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη αρκετά κάτω από 2 °C σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα και να συνεχιστούν οι προσπάθειες για περιορισμό της σε 1,5 °C
- **συνεισφορές:** πριν και κατά τη διάσκεψη του Παρισιού οι χώρες υπέβαλαν ολοκληρωμένα εθνικά σχέδια δράσης για το κλίμα με στόχο τη μείωση των εκπομπών τους
- **φιλοδοξία:** οι κυβερνήσεις συμφώνησαν να κοινοποιούν κάθε 5 χρόνια τις συνεισφορές τους για τον καθορισμό πιο φιλόδοξων στόχων
- **διαφάνεια:** δέχθηκαν επίσης να αναφέρουν μεταξύ τους και στο κοινό τις επιδόσεις τους σχετικά με την υλοποίηση των στόχων τους για την εξασφάλιση διαφάνειας και εποπτείας
- **αλληλεγγύη:** η ΕΕ και οι άλλες ανεπτυγμένες χώρες θα εξακολουθήσουν να παρέχουν χρηματοδότηση για το κλίμα ώστε να βοηθήσουν τις αναπτυσσόμενες χώρες να μειώσουν τις εκπομπές και να θωρακιστούν έναντι των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής

Την 1^η Ιουνίου 2017, οι Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής ανακοίνωσαν την αποχώρησή τους από τη συμφωνία του Παρισιού για οικονομικούς λόγους. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με τις δηλώσεις του ίδιου του προέδρου Τραμπ, η συμφωνία του Παρισιού αποτελεί μια οικονομικά επιζήμια για την οικονομία των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής, με δυνητικά αποτελέσματα της εφαρμογής της συμφωνίας, την απώλεια τριών εκατομμυρίων θέσεων εργασίας, με κύριους πληγέντες την βιομηχανία του χάλυβα, του άνθρακα και την τσιμεντοβιομηχανία. Η αποχώρηση των Ηνωμένων Πολιτειών της Αμερικής από τη συμφωνία του Παρισιού, προκάλεσε την αντίδραση των υπόλοιπων ανεπτυγμένων κρατών, δίνοντας ωστόσο με τον τρόπο αυτό ώθηση για την ταχύτερη και ευρύτερη πραγματοποίηση των απαραίτητων έργων.

Σήμερα, οι στόχοι που έχουν τεθεί από την Ευρωπαϊκή Κομισιόν, για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής, είναι οι εξής (https://ec.europa.eu/commission/index_el, 2018):

- Μέχρι το 2050, η Ευρωπαϊκή Ένωση, πρέπει να μειώσει τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου κατά 80% κάτω από τα επίπεδα του 1990 (προβιομηχανικά επίπεδα).
- Για να επιτευχθεί αυτός ο στόχος, πρέπει οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου να έχουν μειωθεί κατά 40%, με χρονικό ορίζοντα το 2030, και κατά 60% έως το 2040.

4.1.3. Κοινοτικό Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (EU ETS)

Όπως προαναφέρθηκε το Σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (αναφερόμενοι στο κοινοτικό σύστημα) θεσπίστηκε με την Οδηγία 2003/87/EK του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Οκτωβρίου 2003 (L 275/ 25.10.03) για τη θέσπιση συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην Ευρωπαϊκή Κοινότητα και την τροποποίηση της οδηγίας 96/61/EK του Συμβουλίου, με στόχο την αποτελεσματικότερη εκπλήρωση των δεσμεύσεων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας και των κρατών - μελών της για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Σε συνδυασμό με άλλες πολιτικές και μέτρα, η εμπορία εκπομπών αντιμετωπίζεται ως ένα σημαντικό μέρος της κοινοτικής στρατηγικής για την εφαρμογή των δεσμεύσεων της ΕΕ (www.ypeka.gr).

Το σύστημα βασίστηκε αρχικά στη δωρεάν κατανομή των δικαιωμάτων εκπομπής (grandfathering method), σύμφωνα με την οποία τα δικαιώματα εκπομπών της Ευρωπαϊκής Ένωσης (EUA) δίνονταν δωρεάν λαμβάνοντας υπόψη τις ιστορικές εκπομπές των τομέων και των εγκαταστάσεων που καλύπτονται από το σύστημα (Παράρτημα I της Οδηγίας). Τα δικαιώματα εκπομπής ρύπων διανεμήθηκαν στους υφιστάμενους φορείς εκμετάλλευσης σύμφωνα με τα ειδικά εθνικά σχέδια κατανομής (ΕΣΚ) που έχουν αναπτυχθεί από τα κράτη-μέλη της ΕΕ. Επιπλέον, το πεδίο εφαρμογής του συστήματος ήταν πολύ στενό καθώς κάλυπτε λίγες εγκαταστάσεις και μόνο εκπομπές CO₂ μόνο. Αυτό το σύστημα που περιγράφηκε παραπάνω κάλυψε τις δύο πρώτες περιόδους 2005-2007 και 2008-2012, και ήταν κυρίως εκμάθηση μέσα από την πράξη που αποκάλυψε ορισμένες ελλείψεις. Στη συνέχεια η Οδηγία 101/2008 τροποποίησε την αρχική οδηγία συμπεριλαμβάνοντας τις αεροπορικές δραστηριότητες μέσα στο σύστημα εμπορίας (από το 2012). Μια σημαντική νέα ισχύ προστέθηκε στο κοινοτικό σύστημα εμπορίας με την τροποποίηση που προήλθε από την Οδηγία 29/2009. Η οδηγία αυτή υιοθετήθηκε στο πλαίσιο του Πακέτου για το Κλίμα και την Ενέργεια (Climate and Energy Package) που περιελάμβανε ένα σύνολο νέων νομοθετικών μέτρων [Απόφαση 406/2009 (Effort Sharing), Οδηγία 28/2009 (Renewable Energies), Οδηγία 29/2009 (New EU ETS Scheme), Οδηγία 31/2009 (CCS Scheme)] για την αποτελεσματική αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και των ενεργειακών ζητημάτων με πιο ολοκληρωμένο και οικονομικά αποδοτικό τρόπο (European Commission, 2015). Επιπλέον, οι φιλόδοξοι στόχοι του Πακέτου και οι σχετικοί στόχοι του 20/20/20 (20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, 20% συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και 20% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας μέχρι το 2020) αποτέλεσαν τη βάση για τη θέσπιση μακροπρόθεσμης προσέγγισης της ΕΕ για την αλλαγή του κλίματος και την ενεργειακή πολιτική, η οποία δεσμεύτηκε έντονα από τον φιλόδοξο στόχο να γίνει μια οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα (Low Carbon Economy) έως το 2050, η οποία χαρακτηρίζεται από δραματικές μειώσεις των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG) και αρχές της πράσινης οικονομίας. Σε αυτό το πλαίσιο η ΕΕ το 2013 προχώρησε πέρα από τους στόχους 20/20/20, υιοθετώντας ένα στόχο μείωσης των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου τουλάχιστον κατά 40% μέχρι το 2030 (καλύπτοντας μέχρι το 43% των τομέων του ETS) σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 (τουλάχιστον 27% μερίδιο στις ανανεώσιμες ενέργειες και τουλάχιστον 27%

βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας), στο ευρύτερο πλαίσιο του 2030 Framework for Climate and Energy Policies (https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en).

Το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) της ΕΕ λειτουργεί στις 31 χώρες του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου (ΕΟΧ). Περιορίζει τις εκπομπές από περίπου 11.000 σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και βιομηχανικές εγκαταστάσεις, καθώς και λίγο περισσότερους από 500 φορείς εκμετάλλευσης αεροσκαφών που εκτελούν πτήσεις μεταξύ αερολιμένων του ΕΟΧ. Το σύστημα καλύπτει περίπου το 45% των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου της ΕΕ. Από την 3η περίοδο (2013-2020) εφαρμογής του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών, οι τομείς με σταθερές εγκαταστάσεις που ρυθμίζονται από το ΣΕΔΕ της ΕΕ είναι οι ενεργοβόρες βιομηχανίες, οι οποίες σύμφωνα με την έκθεση σχετικά με τη λειτουργία της ευρωπαϊκής αγοράς άνθρακα που δημοσίευσε η Ευρωπαϊκή Ένωση (COM, 2017) περιλαμβάνουν:

- σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και άλλες εγκαταστάσεις καύσης με ονομαστική θερμική ισχύ >20MW (εκτός εγκαταστάσεων επικίνδυνων ή αστικών αποβλήτων),
- τα διυλιστήρια πετρελαίου,
- οι εγκαταστάσεις οπτανθρακοποίησης,
- η παραγωγή σιδήρου και χάλυβα, κλίνκερ, γυαλιού, ασβέστη, τούβλων, κεραμικών ειδών, χαρτοπολτού, χαρτιού και χαρτονιού, αλουμινίου, πετροχημικών προϊόντων, αμμωνίας, νιτρικού, αδιπικού οξέος, γλυοξάλης και γλυοξυλικού οξέος,
- η δέσμευση CO₂,
- η μεταφορά με αγωγούς και η αποθήκευση CO₂ σε γεωλογικούς σχηματισμούς.

Παρότι η συμμετοχή στο ΣΕΔΕ της ΕΕ είναι υποχρεωτική, σε ορισμένους τομείς περιλαμβάνονται μόνο εγκαταστάσεις άνω ενός συγκεκριμένου μεγέθους. Επιπλέον, οι συμμετέχουσες χώρες μπορούν να εξαιρέσουν τις μικρές εγκαταστάσεις από το σύστημα αν έχουν θεσπίσει μέτρα για τη μείωση των εκπομπών τους κατά μία ποσότητα ανάλογη με την ποσότητα κατά την οποία θα είχαν μειωθεί οι εκπομπές αν οι εγκαταστάσεις είχαν συμπεριληφθεί στο ΣΕΔΕ της ΕΕ. Οι συμμετέχουσες χώρες μπορούν επίσης να προσθέτουν περισσότερους τομείς και εκπομπές αερίων του

θερμοκηπίου στο ΣΕΔΕ της ΕΕ (COM, 2017). Μια ακόμα σημαντική παράμετρος στη λειτουργία του μηχανισμού εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών, στην οποία αξίζει να γίνει αναφορά, είναι η τιμή του CO₂ ανά τόνο, που αντιστοιχεί σε μία μετοχή-δικαίωμα εκπομπής που διακινούνται στο χρηματιστήριο των ρύπων. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.1 την τελευταία πενταετία παρατηρείται μια διαρκής άνοδος της τιμής, φτάνοντας σε ιστορικό υψηλό αγγίζοντας την τιμή των 25.15€/τόνο CO₂.

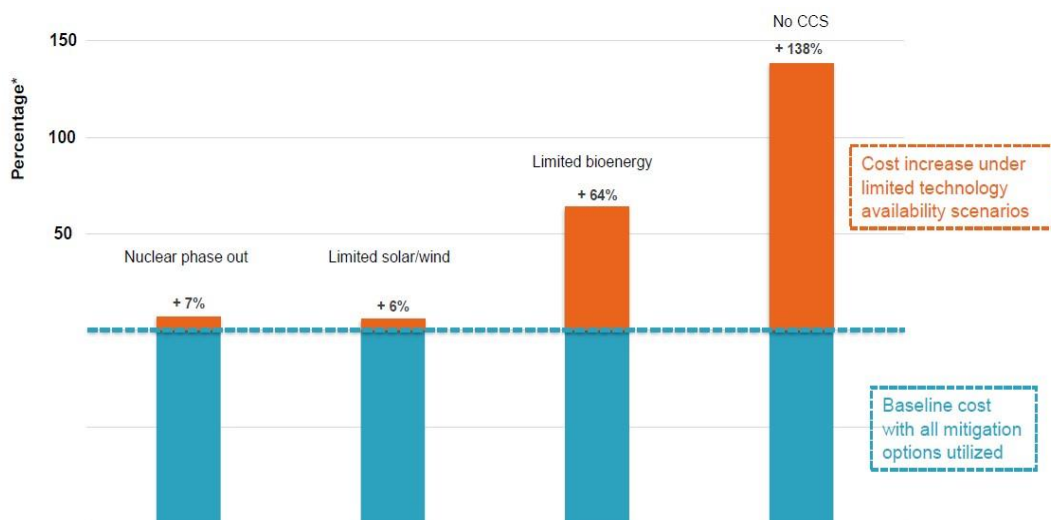


Σχήμα 4.1: Διακύμανση τιμής εκπομπών CO₂/τόνο
Πηγή: (Market Business Insider, 2018)

Όπως σημειώνεται από μελετητές διαφόρων οίκων ανάλυσης δεδομένων, (Bank of America, Merrill Lynch) αναφέρουν τη διαρκή άνοδο της τιμής, ωστόσο είναι άγνωστο ακόμα εάν οι υψηλές τιμές είναι αποτέλεσμα οριστικής και αμετάκλητης αλλαγής στην αγορά ή εάν ευνοείται από συγκυριακές βραχυπρόθεσμες κερδοσκοπικές πιέσεις. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον οίκο ανάλυσης Carbon Tracker, εκτιμάται ότι η τιμή εμπορίας του δικαιώματος εκπομπής ενός τόνου CO₂ στο ευρωπαϊκό χρηματιστήριο ρύπων για το έτος 2018, θα παραμείνει κοντά στα επίπεδα τιμής των 25€/τόνο, ενώ ακολούθως εκτιμάται ότι για το μεσοδιάστημα 2019-2022, η αντίστοιχη μέση τιμή θα κυμαίνεται σε ένα ποσό της τάξεως των 35-40€/τόνο (Lewis, 2018). Η ραγδαία αυτή άνοδος της τιμής, είναι πιθανό να έχει ως αποτέλεσμα οι εταιρείες που επηρεάζονται, να μη δύναται να απορροφήσουν οικονομικά τις αλλαγές αυτές, με αποτέλεσμα την μετακύληση του επιπρόσθετου εξόδου στα τιμολόγια των καταναλωτών. Όπως γίνεται αντιληπτό, η εφαρμογή έργων δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα, κρίνεται επιβεβλημένη, πέραν των περιβαλλοντικών λόγων και για οικονομικούς λόγους.

4.2. CCS και κλιματική αλλαγή

Ο ρόλος του CCS στην αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής είναι ένα θέμα που συζητείται τις τελευταίες δύο δεκαετίες. Το 1995 το IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) [IPCC (1995), *IPCC Second Assessment, Climate Change 1995, IPCC, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York*] αναγνώρισε το CCS ως μία «υποσχόμενη τεχνολογία» αναφέροντας στη μελέτη του ότι “είναι δυνατή η απομάκρυνση και αποθήκευση του CO₂ από σταθμούς παραγωγής ενέργειας” αλλά “είναι κατά μεγάλο ποσοστό ακόμη άγνωστες οι μακροπρόθεσμες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, το κόστος και η αποτελεσματικότητα αυτών των επιλογών”. Μια δεκαετία αργότερα, το 2005 εκδόθηκε από το IPCC το Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage (SRCCS) το οποίο αποτέλεσε σημαντικό σημείο καμπής, θέτοντας το CCS ως όπλο για τη μείωση των παγκόσμιων εκπομπών CO₂ εξασφαλίζοντας την αναγνώριση και αποδοχή του. Το 2014 με το IPCC Fifth Assessment Report (IPCC, 2014), το CCS αναγνωρίζεται ως κρίσιμη επιλογή προκειμένου να επιτευχθούν οι πιο φιλόδοξοι κλιματικοί στόχοι (των 450 ppm CO₂-eq μέχρι το 2100). Αναφέρεται μάλιστα ότι χωρίς το CCS το κόστος για να επιτευχθούν συγκεντρώσεις του εύρους των 430-480 ppm CO₂-eq θα είναι κατά 138% υψηλότερο (Σχήμα 4.2). Υπενθυμίζεται ότι η αναγνώριση του CCS ως αναγκαία λύση για τη μείωση των εκπομπών έγινε με τη συνεργασία των άλλων δύο βασικών λύσεων που είναι η βελτιστοποίηση της ενεργειακής απόδοσης και η χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (γνωστά ως μέτρα Trias Energica).



*Percentage increase in total discounted mitigation costs (2015-2100) relative to default technology assumptions – median estimate

Σχήμα 4.2: Κόστη μείωσης εκπομπών ρύπων χωρίς τη συμμετοχή ορισμένων μεθόδων-λύσεων μετριασμού της κλιματικής αλλαγής
Πηγή: (IPCC Fifth Assessment Synthesis Report, 2014)

Στο Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage του 2005 το οποίο δομήθηκε από μία τεχνική αναφορά (technical summary) και μία αναφορά προς τους φορείς λήψης αποφάσεων (summary for policymakers) καταγράφεται ως επιλογή γεωλογικής αποθήκευσης του CO₂ η χρήση του στην επαύξηση απόληψης πετρελαίου και αερίου (EOR και EGR). Καταγράφονται επίσης και τα βασικά έργα που βρίσκονταν ήδη λειτουργία ανεξάρτητα από το αν ο τελικός σκοπός τους ήταν η γεωλογική αποθήκευση CO₂ ή η επαύξηση απόληψης πετρελαίου.

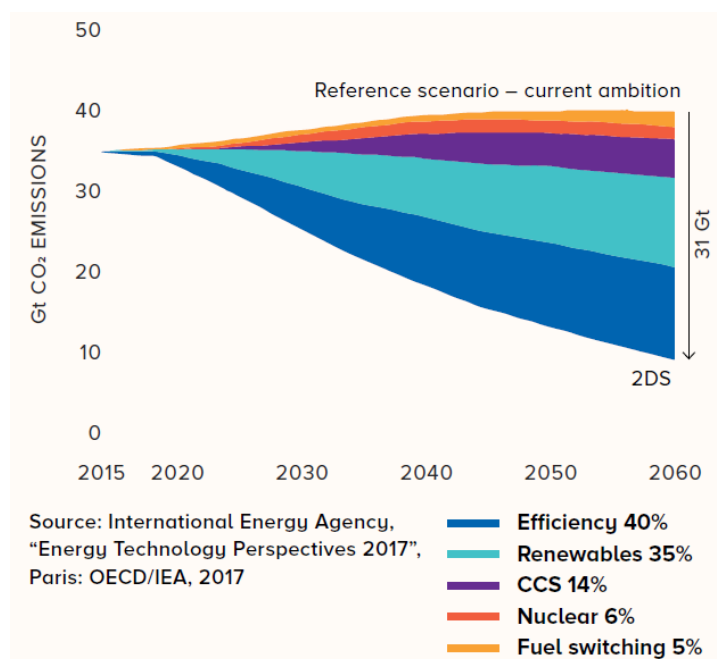
Σημαντική καμπή για το CCS αποτέλεσε και η Οδηγία 31/2009 (CCS Scheme) της 23ης Απριλίου 2009 σχετικά με την αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα σε γεωλογικούς σχηματισμούς και για την τροποποίηση της οδηγίας 85/337/ΕΟΚ του Συμβουλίου, των οδηγιών του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου 2000/60/ΕΚ, 2001/80/ΕΚ, 2004/35/ΕΚ, 2006/12/ΕΚ και 2008/1/ΕΚ, και του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1013/2006 στο πλαίσιο του Πακέτου για το Κλίμα και την Ενέργεια (Climate and Energy Package) όπως προαναφέρθηκε. Ειδικά για την περίπτωση χρήσης σε Επαύξηση απόληψης πετρελαίου υπάρχει ειδική αναφορά «Η υποβοηθούμενη ανάκτηση υδρογονανθράκων (EHR) αναφέρεται στην ανάκτηση υδρογονανθράκων που είναι πρόσθετη προς αυτήν που παράγεται με φυσικό τρόπο μέσω έγχυσης ύδατος ή με άλλα μέσα. Η EHR αυτή καθεαυτή δεν εμπίπτει στο πεδίο εφαρμογής της παρούσας οδηγίας. Όταν, ωστόσο, η EHR συνδυάζεται με τη γεωλογική

αποθήκευση CO₂, θα πρέπει να εφαρμόζονται οι διατάξεις της παρούσας οδηγίας σχετικά με την ασφάλη για το περιβάλλον αποθήκευση CO₂».

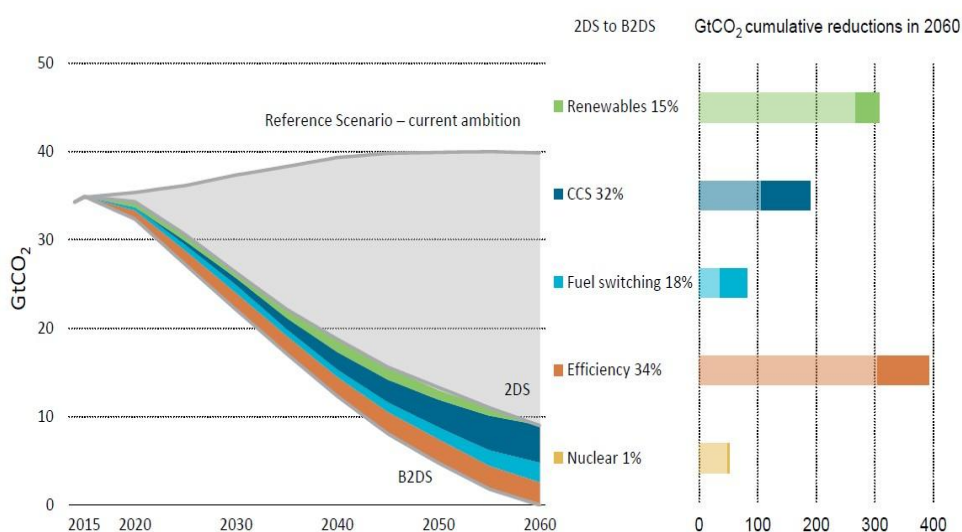
Το CCS αποτελεί τη μόνη τεχνολογία που είναι ικανή να επιφέρει σημαντικές μειώσεις εκπομπών από τη χρήση των ορυκτών καυσίμων και τις βιομηχανικές δραστηριότητες. Η συνεισφορά αυτή δεν είναι εύκολο να παραβλεφθεί όταν τίθενται περιορισμοί στην αύξηση της θερμοκρασίας κατά το μέγιστο 2°C ή λιγότερο. Η μελλοντική συνεισφορά του CCS ακόμη και σήμερα «παραβλέπεται» στις περισσότερες συζητήσεις για τα θέματα κλίματος και ενέργειας υποστηρίζοντας τη σημαντική μείωση του κόστους που έχει επιτευχθεί με τη χρήση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και την αυξανόμενη προσοχή που έχει λάβει η επίδραση της ενεργειακής απόδοσης. Μάλιστα φαίνεται να υπάρχει η πεποίθηση ότι το CCS δεν θα χρειαστεί στο άμεσο και βραχυπρόθεσμο μέλλον. Δυστυχώς χωρίς να παραβλέπεται η σημασία των δύο άλλων μεθόδων, το μέγεθος της πρόκλησης αλλά και η ένταση της προσπάθειας που απαιτείται για την επίτευξη της μείωσης των εκπομπών απλά υποδεικνύει ότι δεν είναι εφικτή η μείωση αυτή αν δεν χρησιμοποιηθούν όλες αυτές οι μέθοδοι, προφανώς συμπεριλαμβανομένης της δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα (CCS).

Στη βιομηχανία υπάρχουν περιορισμένες εναλλακτικές του CCS προκειμένου να μειωθούν οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Ειδικά στην περίπτωση της παραγωγής σιδήρου, χάλυβα και τσιμέντου. Το ίδιο ισχύει και για την περίπτωση της επεξεργασίας του φυσικού αερίου. Στον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος αποτελεί τη λύση για τη μείωση των εκπομπών από μονάδες παραγωγής με άνθρακα ή φυσικό αέριο. Η χρήση τους στο ενεργειακό μίγμα προβλέπεται ότι θα υπάρχει για αρκετές δεκαετίες ακόμη και ειδικά σε αναπτυσσόμενες χώρες όπου καλούνται να συνδυάσουν την ενεργειακή ασφάλεια, την οικονομική ανάπτυξη αλλά και περιβαλλοντικούς στόχους σε συνδυασμό με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στο σενάριο των 2°C (2DS) όπως μελετήθηκε από το διεθνή οργανισμό ενέργειας (IEA, 2016), που αφορά στις εκπομπές CO₂ από τον τομέα της ενέργειας (παραγωγή ενέργειας, βιομηχανία και τομείς μετατροπής καυσίμων) και θέτει τη μείωση κατά 60% μέχρι το 2050 (σε σχέση με το 2013) εκτιμάται ότι το CCS συμμετέχει κατά 14% το οποίο μεταφράζεται σε περίπου πάνω από 5Gt CO₂ που έχουν δεσμευθεί και αποθηκευτεί μεταξύ του 2013 και του 2050. Αυτό αποτυπώνεται στο Σχήμα 4.3 όπου παρουσιάζονται οι εναλλακτικές μέθοδοι για τη μείωση των εκπομπών μέχρι το 2060

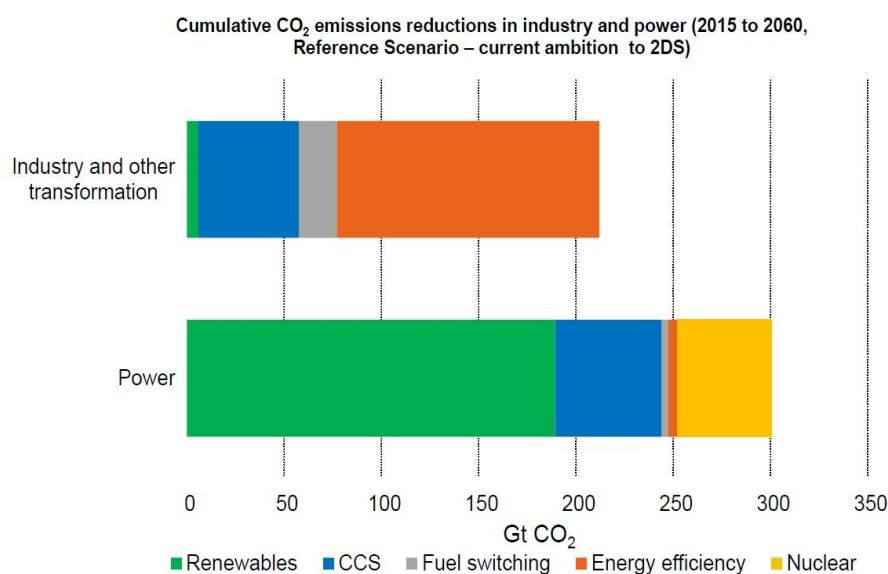
υπό το σενάριο 2°C. Για λόγους μεγεθών παρουσιάζεται και το αντίστοιχο διάγραμμα (Σχήμα 4.4) υπό το σενάριο που μελετήθηκε B2DS (ή πέραν των 2°C, όπου η αύξηση της μελλοντικής θερμοκρασίας περιορίζεται σε 1,75°C) όπου σε αυτό εκτιμάται ότι η αθροιστική ποσότητα CO₂ που θα δεσμεύεται μέχρι το 2060 θα είναι περίπου 100Gt υψηλότερη από το άλλο σενάριο. Τότε η συμμετοχή του CCS αγγίζει το 32% των επιπρόσθετων μειώσεων εκπομπών που απαιτούνται για τη μετάβαση από 2DS σε B2DS.



Σχήμα 4.3: Συμμετοχή των διαφόρων μεθόδων στην επίτευξη του στόχου 2DS
 Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)



Σχήμα 4.4: Συμμετοχή των διαφόρων μεθόδων στην επίτευξη του στόχου B2DS
 Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)

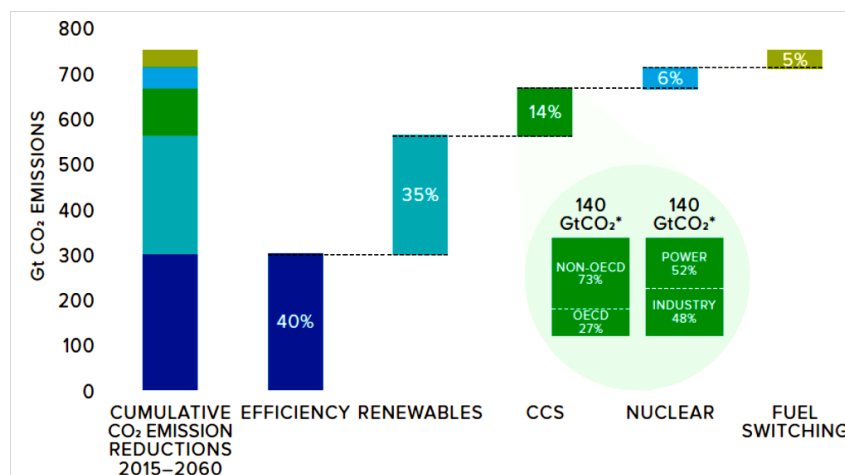


Σχήμα 4.5: Συμμετοχή των μεθόδων στη μείωση εκπομπών CO₂ στη βιομηχανία και στην παραγωγή ενέργειας (σενάριο 2DS).

Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)

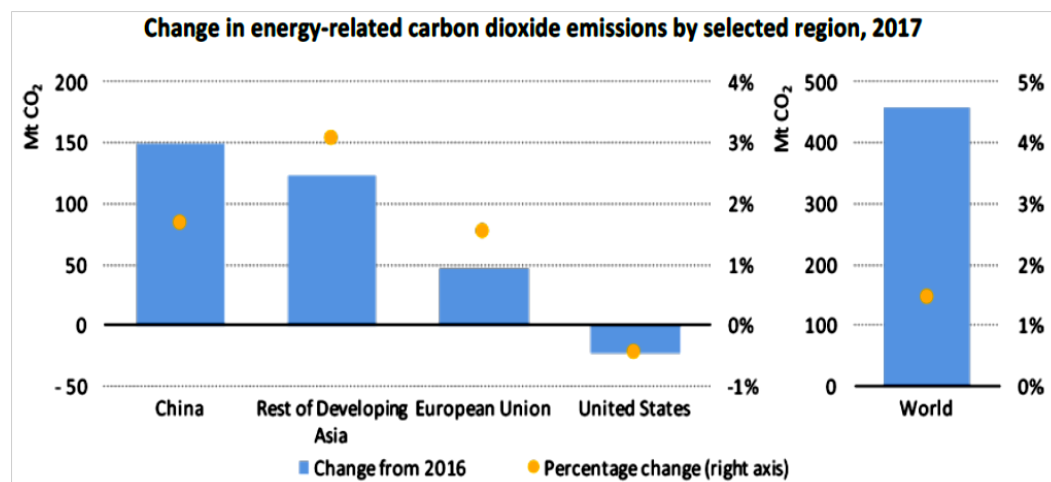
Στο Σχήμα 4.5 παρουσιάζεται και η συμμετοχή των μεθόδων μείωσης των εκπομπών αλλά και η συμμετοχή τους στην αθροιστική μείωση των εκπομπών μέχρι το 2060 ανάλογα με τον τομέα παραγωγής τους.

Τέλος στο Σχήμα 4.6 παρουσιάζεται η συμμετοχή των διαφόρων μεθόδων υπό το σενάριο 2DS όσον αφορά το αθροιστικό CO₂ που δεσμεύεται από διάφορους τομείς. Αξίζει να αναφερθεί σε πολλές χώρες μέλη του Οργανισμού Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης ΟΟΣΑ (OECD), οι εκπομπές CO₂ έχουν σταθεροποιηθεί σε ένα επίπεδο (π.χ. οι ΗΠΑ έχουν σταθεροποιηθεί στα 5 Gt/annum) ή και σε κάποιες μειώνονται. Για αυτό το λόγο χρειάζεται να δοθεί ιδιαίτερη έμφαση στις χώρες-οικονομίες που δεν αποτελούν μέλη του ΟΟΣΑ και ιδιαίτερα στην Κίνα (η οποία έχει διπλασιάσει τις εκπομπές της την τελευταία δεκαετία αγγίζοντας τα 10Gt/annum). Η συγκεκριμένη κατάσταση απεικονίζεται ακόμη πιο εμφανώς στο Σχήμα 4.6 όπου παρουσιάζεται η ανάγκη εφαρμογής του CCS στις χώρες μέλη και μη μέλη του ΟΟΣΑ.



Σχήμα 4.6: Το CCS ανά τομέα υπό το σενάριο 2DS
 Πηγή: (IEA-Energy Technology Perspectives 2016, 2017)

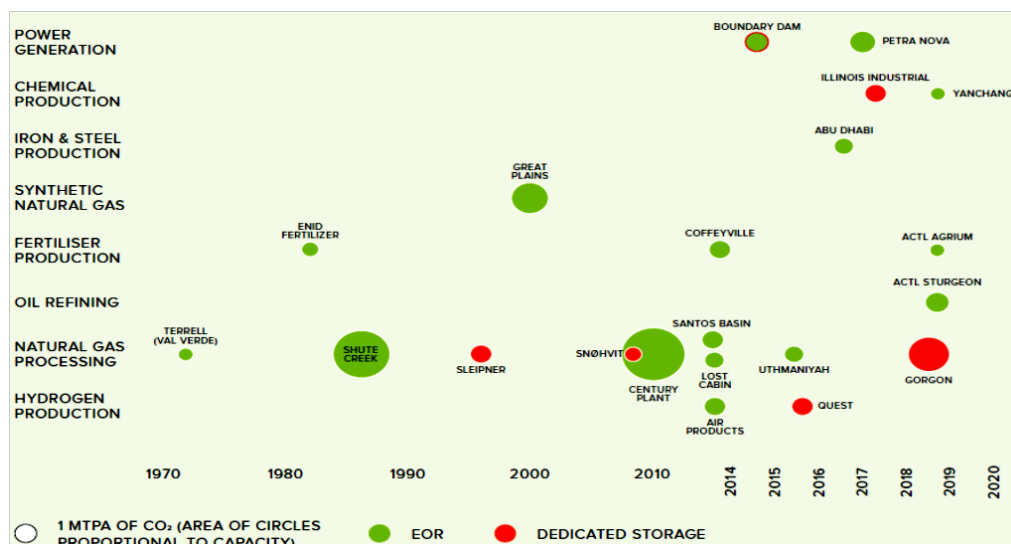
Μάλιστα στο Global Energy & CO₂ Status Report 2017 της IEA (IEA, 2018) αποτυπώνεται πολύ έντονα η αλλαγή στις εκπομπές του CO₂ που προέρχεται από πηγές ενέργειας ανά περιοχή το 2017 σε σχέση με το 2016 (αποτυπώνοντας και τα θέματα που αναδείχθηκαν παραπάνω) παρουσιάζοντας αύξηση των τιμών, όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.7. Η κατάσταση αυτή αποτελεί σημαντική προειδοποίηση σχετική με την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και τις τρέχουσες προσπάθειες που εκτιμάται ότι μπορεί να μην είναι αρκετές για να ικανοποιήσει τις απαιτήσεις της συμφωνίας του Παρισιού.



Σχήμα 4.7: Μεταβολή στις εκπομπές CO₂ από πηγές παραγωγής ενέργειας ανά περιοχή μεταξύ του 2016 και 2017
 Πηγή: (IEA, 2018)

4.2.1. Έργα CCS και CO₂-EOR CCS

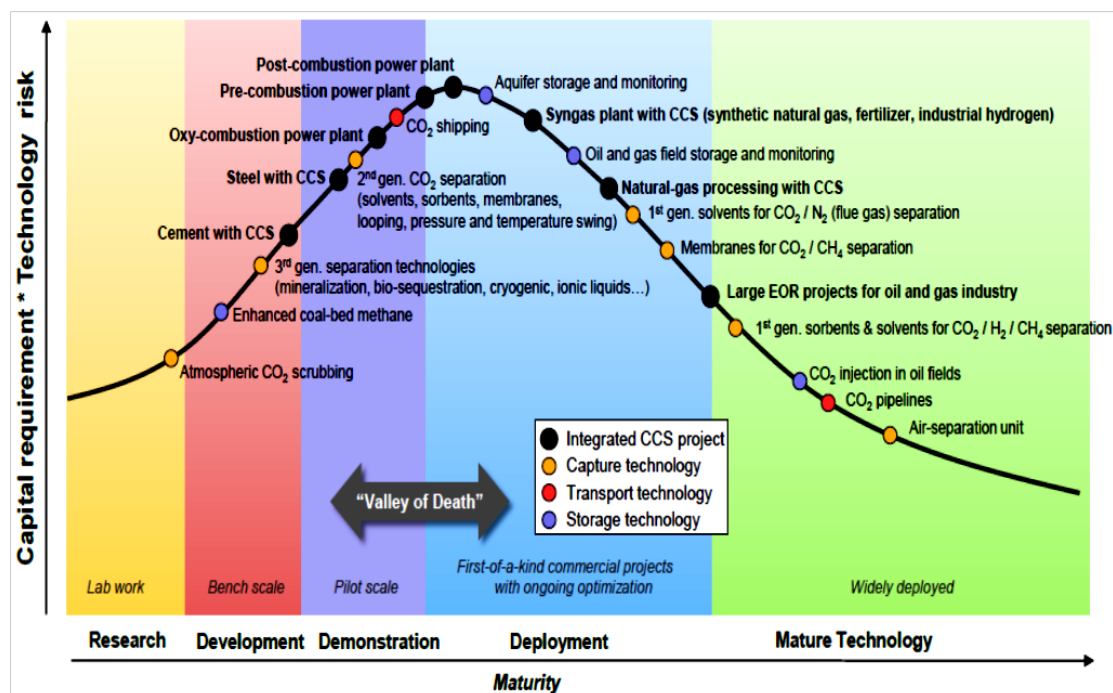
Η εφαρμογή της μεθόδου δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ έχει εφαρμοστεί σε μία ευρεία κλίμακα βιομηχανιών από το 1972 όταν μονάδες επεξεργασίας φυσικού αερίου στο Τέξας (Val Verde) άρχισαν να το δεσμεύουν μαζί με βιομηχανίες λιπασμάτων αργότερα με σκοπό την προμήθειά του σε διεργασίες EOR. Σήμερα το χαρτοφυλάκιο των εγκαταστάσεων CCS περιλαμβάνει εφαρμογές σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με χρήση άνθρακα, στη βιομηχανία χάλυβα, στην παραγωγή χημικών και υδρογόνου αλλά και εφαρμογών βιοενέργειας μαζί με CCS (BECCS). Στα έργα που λειτουργούν σήμερα παρουσιάζονται ευρύτεροι τύποι γεωλογικών τύπων αποθήκευσης διοξειδίου του άνθρακα. Στο Σχήμα 4.8 παρουσιάζονται τα έργα μεγάλης κλίμακας που βρίσκονται σε φάση λειτουργίας και κατασκευής ανά βιομηχανία και ημερομηνία έναρξης λειτουργίας όπως παρουσιάζονται από το Global CCS Institute (Global Status of CCS, 2017). Παρατηρείται αφενός η συμμετοχή αρκετών τύπων βιομηχανιών στα έργα CCS, αλλά αδιαμφισβήτητο γεγονός αποτελεί η πληθώρα της εφαρμογής CCS σε έργα EOR, αλλά και το μέγεθος της δυναμικότητας αποθήκευσης που φέρουν το οποίο προκύπτει από το μέγεθος του πράσινου κύκλου (που αντιστοιχεί στα EOR). Εκεί αποτυπώνονται και τα πρώτα σημαντικά έργα CCS, το έργο του Sleipner στην Νορβηγία που αφορά σε αποθήκευση σε υπόγειο υδροφόρο σχηματισμό και το έργο CO₂ EOR και ταυτόχρονης αποθήκευσης CO₂ στο Weyburn (Great Plains synthetic natural gas) του Καναδά.



Σχήμα 4.8: Έργα CCS μεγάλης κλίμακας* υπό λειτουργία και κατασκευή, ανά βιομηχανία και ανά χρονολογία έναρξης
Πηγή: (Global Status of CCS, 2017)

*Ως έργα CCS μεγάλης κλίμακας ορίζονται τα έργα που αφορούν τη δέσμευση, μεταφορά και αποθήκευση CO₂ σε κλίμακα τουλάχιστον 800.000 τόνων CO₂ ετησίως από σταθμό ηλεκτροπαραγωγής με βάση τον άνθρακα ή τουλάχιστον 400.000 τόνους CO₂ ετησίως που αφορούν εκπομπές από άλλες πηγές όπως πυρηνικές, βιομηχανικές εγκαταστάσεις, συμπεριλαμβανομένης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο (Global CCS Institute).

Η πρόκριση των έργων CCS που συσχετίζονται με εφαρμογή μεθόδων EOR έχει άμεση σχέση με την ωριμότητα της τεχνολογίας που τη διέπει και κατ' επέκταση με το ρίσκο της επένδυσης που απαιτείται αλλά και την υποστήριξη μιας τέτοιας πολιτικής. Σίγουρα όμως η τεχνολογία CCS συνδυασμένη με εφαρμογές EOR δεν βρίσκεται στην επονομαζόμενη «κοιλάδα του θανάτου» (valley of death), η οποία αφορά τη φάση που μεσολαβεί από την έρευνα και ανάπτυξη μιας τεχνολογίας ως και την πρώιμη εγκατάστασή της (early deployment phase) που είναι και ιδιαίτερη πρόκληση τόσο για τις κυβερνήσεις όσο και για τη βιομηχανία. Στο Σχήμα 4.9 απεικονίζεται η καμπύλη ρίσκου επένδυσης των τεχνολογιών CCS ανάλογα με τη φάση ωρίμανσης τους όπου παρατηρείται ότι τα μεγάλα έργα EOR της βιομηχανίας υδρογονανθράκων τοποθετούνται στην αρχή της περιοχής των τεχνολογιών που είναι ευρέως εγκατεστημένα και ανεπτυγμένα (widely deployed), ενώ η αποθήκευση CO₂ σε κοιτάσματα υδρογονανθράκων και η παρακολούθηση (monitoring) τοποθετείται ως προς την ωριμότητα στη φάση ανάπτυξης (deployment).



Σχήμα 4.9: Καμπύλη ρίσκου επένδυσης τεχνολογιών CCS ανάλογα με τη φάση ωρίμανσης αυτών
Πηγή: (SBC Energy Institute, 2012)

Επί του παρόντος, έχουν καταγραφεί σε παγκόσμια κλίμακα 22 έργα CCS μεγάλης κλίμακας που βρίσκονται σε διάφορες φάσεις του κύκλου ζωής τους. Στον Πίνακα 4.1 παρουσιάζονται συγκεκριμένα τα 16 έργα (συνυπολογίζεται και το έργο In Salah στην Αλγερία το οποίο ωστόσο έχει σταματήσει την εισπίαση CO₂ από το 2011) και τα έξι έργα υπό κατασκευή. Σε αυτόν πίνακα τα 12 έργα αφορούν EOR και τα 4 αποκλειστική αποθήκευση (dedicated storage) ενώ όσον αφορά τα έργα υπό κατασκευή, τα 4 από τα 6 επίσης αφορούν εφαρμογή μεθόδων EOR. Τα έργα αυτά έχουν τη δυνατότητα να δεσμεύσουν 28 Mt CO₂/έτος και θεωρούνται ως έργα-οδηγοί, που θα συντελέσουν στη μείωση του κόστους εφαρμογής, στην απόκτηση εμπειρίας αλλά και στη διαμόρφωση πολιτικών και νομοθετικών πλαισίων.

Πίνακας 4.1: Έργα CCS μεγάλης κλίμακας υπό λειτουργία ή σε φάση ανάπτυξης
 Πηγή: (Global CCS Institute, 2017)

Project name	Country	Operation date	Source of CO ₂	CO ₂ capture capacity (mtpa)	Primary storage type
OPERATING PROJECTS					
Val Verde Natural Gas Plants	US	1972	Natural gas processing	1.3	EOR
Enid Fertilizer CO ₂ -EOR Project	US	1982	Fertiliser production	0.7	EOR
Shute Creek Gas Processing Facility	US	1986	Natural gas processing	7.0	EOR
Sleipner CO ₂ Storage Project	Norway	1996	Natural gas processing	0.9	Dedicated
Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project	Canada	2000	Synthetic gas	3.0	EOR
In Salah CO ₂ Storage*	Algeria	2004	Natural gas processing	1.0/0.0	Dedicated
Snohvit CO ₂ Storage Project	Norway	2008	Natural gas processing	0.7	Dedicated
Century Plant	US	2010	Natural gas processing	8.4	EOR
Air Products Steam Methane Reformer EOR Project	US	2013	Hydrogen production	1.0	EOR
Coffeyville Gasification Plant	US	2013	Fertiliser production	1.0	EOR
Lost Cabin Gas Plant	US	2013	Natural gas processing	0.9	EOR
Petrobras Lula Oil Field CCS Project	Brazil	2013	Natural gas processing	0.7	EOR
Boundary Dam Carbon Capture and Storage Project	Canada	2014	Power generation	1.0	EOR
Quest	Canada	2015	Hydrogen production	1.0	Dedicated
Uthmaniyah CO ₂ EOR Demonstration Project	Saudi Arabia	2015	Natural gas processing	0.8	EOR
Abu Dhabi CCS Project	United Arab Emirates	2016	Iron and steel production	0.8	EOR
UNDER CONSTRUCTION					
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project	US	2017	Chemical production	1.0	Dedicated
Kemper County Energy Facility	US	2016	Power generation	3.0	EOR
Petra Nova Carbon Capture Project	US	2016	Power generation	1.4	EOR
Alberta Carbon Trunk Line ("ACTIL") with Agrium CO ₂ stream	Canada	2017	Fertiliser production	0.3-0.6	EOR
ACTIL with North West Sturgeon Refinery CO ₂ stream	Canada	2017	Oil refining	1.2-1.4	EOR
Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	Australia	2017	Natural gas processing	3.4-4.0	Dedicated

Εκατομμύρια τόνοι CO₂ χρησιμοποιούνται κάθε χρόνο από τη βιομηχανία. Ο μεγαλύτερος καταναλωτής αυτής της ποσότητας είναι η πετρελαϊκή βιομηχανία στην εφαρμογή μεθόδων EOR σε ποσότητες που εκτιμώνται σε περίπου 70Mt CO₂/έτος (Global Status of CCS, 2017). Παρόλα αυτά η μεγαλύτερη ποσότητα προέρχεται από φυσικές πηγές CO₂. Άρα είναι σαφές ότι η ποσότητα αυτή πρέπει να αντικατασταθεί από ανθρωπογενείς πηγές παραγωγής CO₂ (κυρίως μονάδες παραγωγής ενέργειας) λόγω της ανάγκης για μείωση των εκπομπών του CO₂ αλλά και λόγω της επερχόμενης εξάντλησης των φυσικών πηγών του CO₂, όμως με το σκεπτικό πέραν

της επαύξησης της τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου και της αποθήκευσης του CO₂. Έτσι εξασφαλίζεται η χρήση μιας μεγάλης ποσότητας CO₂ που διαφορετικά θα αποτελούσαν εκπομπές προς την ατμόσφαιρα, στο πλαίσιο μιας μόνιμης λύσης αποθήκευσής του. Βασική προϋπόθεση για αυτό αποτελεί ο κατάλληλος χαρακτηρισμός της περιοχής (site characterization) αλλά και η παρακολούθηση (monitoring) του έργου. Οι ταμιευτήρες υδρογονανθράκων αποτελούν αποδεδειγμένες «παγίδες» καθώς συγκρατούσαν για πάρα πολλά χρόνια ασφαλώς υδρογονάνθρακες, ενώ η γνώση του χώρου που έχει αποκτηθεί από την φάση ανάπτυξης και της λειτουργίας του από τις πετρελαϊκές εταιρείες είναι ιδιαίτερα σημαντική. Η παρακολούθηση και ιδιαίτερα της πιθανής αποθήκευσης CO₂ σε ταμιευτήρες υδρογονανθράκων αποτελεί ένα σημαντικό ζήτημα η οποία όπως παρατηρήθηκε και στην προηγούμενη ενότητα εκτιμάται ότι είναι σε φάση πρώιμης εγκατάστασης (early deployment phase) αλλά και σύμφωνα με τη νομοθεσία υπόκειται σε διατάξεις της Οδηγίας 31/2009 σχετικά με την ασφαλή για το περιβάλλον αποθήκευση CO₂.

Τα παραπάνω αναπτύσσονται βάσει της οπτικής του CO₂-EOR ως λύση μόνιμης αποθήκευσης CO₂. Παρόλα αυτά ένα έργο EOR προκειμένου να αντιμετωπιστεί ως ένα έργο CCS αποτελεί μία ιδιαίτερη περίπτωση που θα πρέπει να ικανοποιεί τόσο τους κανόνες παραγωγής υδρογονανθράκων όσο και τους κανόνες των χώρων γεωλογικής αποθήκευσης CO₂. Ένας ταμιευτήρας υδρογονανθράκων είναι προκαθορισμένος και δεν μελετήθηκε από την αρχή για λόγους αποθήκευσης CO₂. Άρα θα πρέπει να υπάρχει μία ξεχωριστή διαδικασία που θα εκτιμά τον ταμιευτήρα που βρίσκεται σε φάση επαύξησης απόληψης πετρελαίου προκειμένου να καθοριστεί η βιωσιμότητά του για μακροπρόθεσμη αποθήκευση CO₂ υπό τους κανόνες και τη νομοθεσία που διέπουν το CCS. Οι εταιρείες που χρησιμοποιούν το EOR βασιζόμενοι στο εμπορικό όφελος της και όχι σε κανένα πρόσθετο περιβαλλοντικό όφελος, έχουν τις δικές τους ανησυχίες για οποιεσδήποτε νέες νομικές απαιτήσεις που αντιλαμβάνονται ότι θα μπορούσαν να επιφέρουν κόστος ή να παρεμποδίσουν την ικανότητά τους να συνεχίσουν να χρησιμοποιούν το EOR σύμφωνα με τις παραδοσιακές δραστηριότητες πετρελαίου και φυσικού αερίου. Προκειμένου να ενθαρρυνθεί η χρήση του EOR, οι τυχόν προτεινόμενες αλλαγές των πολιτικών και των νομικών πλαισίων σε σχέση με τη μετάβαση στην αποθήκευση CO₂ πρέπει να

λαμβάνουν υπόψη αυτές τις ανησυχίες, να παρέχουν σαφή νομική καθοδήγηση σχετικά με τις αβεβαιότητες και να προτείνουν οικονομικά αποδοτικές λύσεις.

4.2.2. Δυναμικότητα αποθήκευσης CO₂ στα έργα CO₂ – EOR

Διάφορες μελέτες έχουν διεξαχθεί κατά καιρούς προσπαθώντας να ποσοτικοποιήσουν τη δυναμικότητα αποθήκευσης του CO₂ που λαμβάνει χώρα κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO₂-EOR, η οποία λογίζεται ως συμπτωματική, όπως αναφέρθηκε και αναλύθηκε εκτενώς στο Κεφάλαιο 3. Αντίστοιχες μελέτες εκτίμησης της δυναμικότητας αποθήκευσης του CO₂ που παρέχεται μέσω της εφαρμογής των τεχνολογιών CO₂-EOR προηγμένης γενιάς, έχουν διεξαχθεί παρουσιάζοντας τα αποτελέσματα σε παγκόσμια κλίμακα προκειμένου να γίνει αντιληπτό το περιβαλλοντικό όφελος που θα προκύψει από την εφαρμογή των τεχνολογιών CO₂-EOR προηγμένης γενιάς.

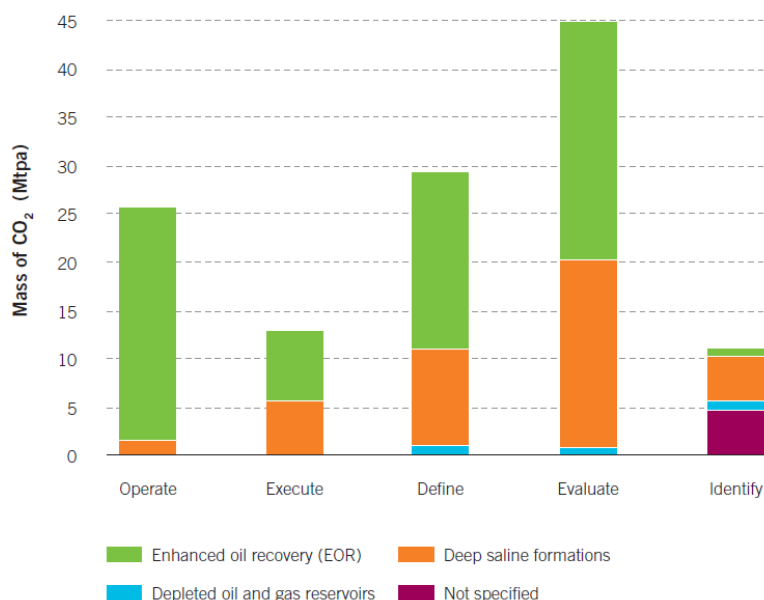
Στη μελέτη που διεξήχθη από τους (Godec, Kuuskra, Melzer, Leeuwen, & Wildgust, 2011) προκειμένου να γίνει μια εκτίμηση των πιθανών ανακτήσιμων ποσοτήτων πετρελαίου και της δυναμικότητας συμπτωματικής αποθήκευσης του CO₂ κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR, εξετάστηκαν οι 50 μεγαλύτερες λεκάνες υδρογονανθράκων (largest oil basins), οι οποίες αντιπροσωπεύουν το 95% των εκτιμώμενων ανακτήσιμων ποσοτήτων πετρελαίου σε παγκόσμια κλίμακα. Προκειμένου να εκτιμηθεί η δυναμικότητα συμπτωματικής αποθήκευσης του CO₂ κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO₂-EOR, πραγματοποιήθηκε ανάλυση παλινδρόμησης, της οποίας η μεθοδολογία βασίστηκε σε προηγούμενη έρευνα που διεξήχθη από το Advanced Resources International και αφορούσε κοιτάσματα και ταμειυτήρες στις ΗΠΑ. Πραγματοποιώντας διαλογή των ταμειυτήρων από τις 50 αυτές λεκάνες ανά τον κόσμο, και αποκλείοντας τους ταμειυτήρες που δεν ήταν κατάλληλοι για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR υπό συνθήκες ανάμιξης προέκυψε ότι παρέχεται η δυνατότητα συμπτωματικής αποθήκευσης του CO₂ που αντιστοιχεί σε ποσότητες περίπου ίσες με 140 δισεκατομμύρια τόνους (Gt), όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.2.

Πίνακας 4.2: Εκτιμώμενες ποσότητες συμπτωματικής αποθήκευσης του CO₂ και ανάκτησης πετρελαίου ανά τον κόσμο

Πηγή: (Godec, Kuuskra, Melzer, Leeuwen, & Wildgust, 2011)

Region Name	CO ₂ EOR Oil Recovery (MMBO)	Miscible Basin Count	CO ₂ Oil Ratio (tonnes/Bbl)	CO ₂ Stored (Gigatonnes)
Asia Pacific	18,376	6	0.27	5.0
Central and South America	31,697	6	0.32	10.1
Europe	16,312	2	0.29	4.7
Former Soviet Union	78,715	6	0.27	21.6
Middle East and North Africa	230,640	11	0.30	70.1
North America/Non-U.S.	18,080	3	0.33	5.9
United States	60,204	14	0.29	17.2
South Asia	-	0	N/A	-
Sub-Saharan Africa and Antarctica	14,505	2	0.30	4.4
Total	468,530	50	0.30	139.0

Όσον αφορά τις ποσότητες του CO₂ που έχουν αποθηκεύονται ή δύνανται να αποθηκευτούν από τα τρέχοντα έργα CO₂-EOR μέχρι το πέρας της διάρκειας ζωής τους, σύμφωνα με τη μελέτη του (Global CCS Institute, 2013) εκτιμώνται περίπου ίσες με 25 εκατομμύρια τόνους ετησίως, ενώ έργα τα οποία βρίσκονται σε φάση προετοιμασίας (execute) και αξιολόγησης (evaluate) μπορούν δυνητικά να προσφέρουν ακόμα μεγαλύτερες ποσότητες αποθήκευσης του CO₂ όπως φαίνεται στο Σχήμα 4.10.



Σχήμα 4.10: Εκτιμώμενες ποσότητες συμπτωματικής αποθήκευσης του CO₂ κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR
Πηγή: (Global CCS Institute, 2013)

Αντίστοιχες μελέτες για την εκτίμηση των πιθανών ανακτήσιμων ποσοτήτων πετρελαίου και της δυναμικότητας στοχευμένης αποθήκευσης του CO₂ κατά την

εφαρμογή των τεχνολογιών CO₂-EOR προηγμένης γενιάς, έχουν διεξαχθεί από τον (Carpenter, 2012) και από την (IEA, 2015). Η μελέτη του (Carpenter, 2012) βασίστηκε στην εξέταση των ίδιων δεδομένων με τη μελέτη που διεξήχθη από τους (Godec, Kuuskra, Melzer, Leeuwen, & Wildgust, 2011) που παρουσιάστηκε προηγουμένως, εξετάζοντας τη δυναμικότητα στοχευμένης αποθήκευσης του CO₂ κατά την εφαρμογή των τεχνολογιών CO₂-EOR προηγμένης γενιάς. Σύμφωνα με τη μελέτη του (Carpenter, 2012) κατά την εφαρμογή των τεχνολογιών CO₂-EOR προηγμένης γενιάς δύνανται να αποθηκευτούν ποσότητες του CO₂ περίπου ίσες με 300 δισεκατομμύρια τόνους CO₂, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4.3. Αντίστοιχα, σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από την (IEA, 2015), οι ποσότητες που δύνανται να αποθηκευτούν κατά την εφαρμογή των τεχνολογιών CO₂-EOR προηγμένης γενιάς, κυμαίνονται μεταξύ 60–360 δισεκατομμύρια τόνους (Gt CO₂) σε παγκόσμια κλίμακα.

Πίνακας 4.3: Εκτιμώμενες ποσότητες στοχευμένης αποθήκευσης CO₂ κατά την εφαρμογή των τεχνολογιών CO₂ – EOR προηγμένης γενιάς
Πηγή: (Carpenter, 2012)

Oil Recovery and CO₂ Storage Potential in World's Oil Basins*

Region	CO ₂ -EOR Oil Recovery ("Next Generation" CO ₂ -EOR)	CO ₂ Storage Capacity ("Next Generation" CO ₂ -EOR)
	(Billion Barrels)	(Billion Metric Tons)
1. Asia Pacific	47	10
2. C. & S. America	93	21
3. Europe	41	10
4. FSU	232	50
5. M. East/N. Africa	595	142
6. NA/Other	38	11
7. NA/U.S.**	177	41
8. South Asia	-	-
9. S. Africa/Antarctica	74	16
TOTAL	1,296	301

* Includes potential from discovered and undiscovered fields, but not estimated future growth in discovered fields

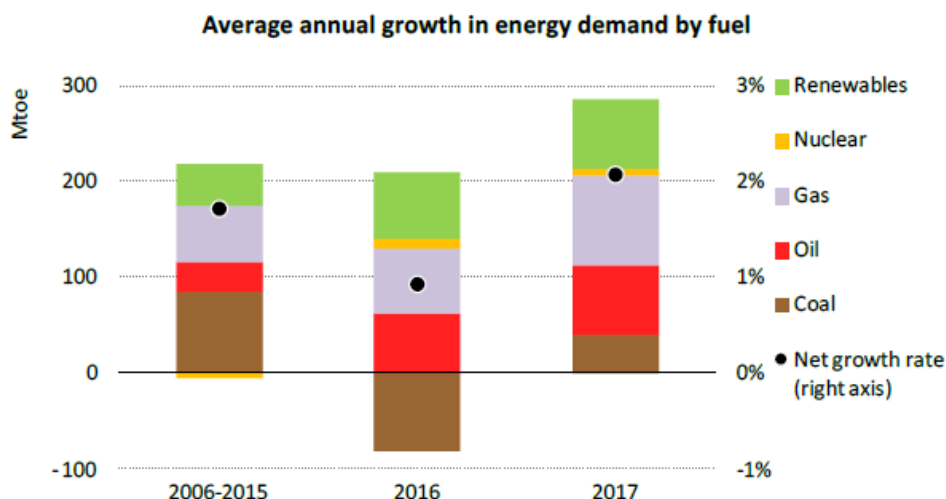
** Not including offshore & Alaska

Τέλος, αξίζει να σημειωθεί το γεγονός πως όπως παρατηρείται από τον Πίνακα 4.2 και τον Πίνακα 4.3 η κατανομή της δυναμικότητας αποθήκευσης του CO₂ δεν είναι ομοιόμορφα κατανομημένη ανά τον κόσμο, ούτε εντοπίζεται η πλειονότητα της στις ΗΠΑ όπου εφαρμόζονται τα περισσότερα έργα, γεγονός που οφείλεται σε γεωλογικούς παράγοντες που καθιστούν τους ταμειυτήρες κατάλληλους ή μη για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR αντίστοιχα. Αντίθετα, η πλειονότητα της

δυνατότητας αποθήκευσης του CO₂ εντοπίζεται στην περιοχή της Μέσης Ανατολής και στην περιοχή της πρώην Σοβιετικής Ένωσης. Το αξιοσημείωτο είναι ότι στις περιοχές αυτές μόνο ένα έργο CO₂-EOR διεξάγεται το οποίο άρχισε το 2015 τη λειτουργία του και αφορά το έργο Uthmaniyah CO₂-EOR που διεξάγεται στην περιοχή της Σαουδικής Αραβίας από την εταιρεία Saudi Aramco.

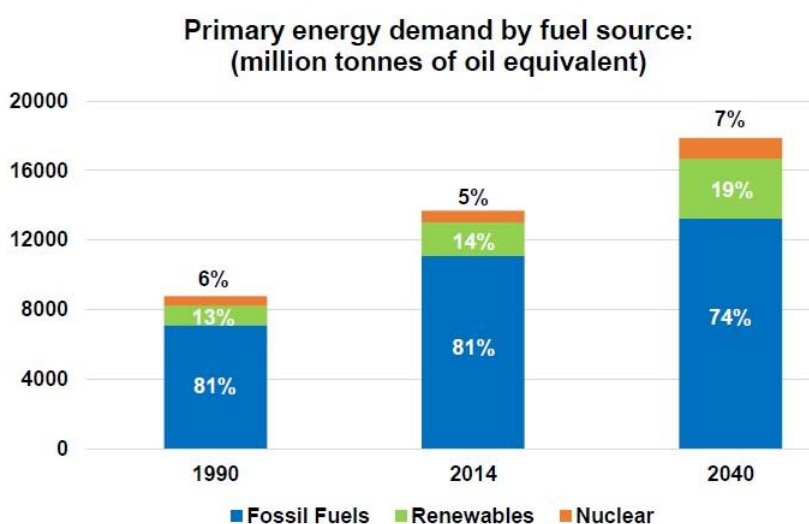
4.3. Τάσεις που διαμορφώνονται στη ζήτηση ενέργειας και στις νέες ανακαλύψεις συμβατικών κοιτασμάτων υδρογονανθράκων

Τα ορυκτά καύσιμα που διαθέτει και εκμεταλλεύεται κάθε χώρα και ιδιαίτερα για την παραγωγή ενέργειας είναι σημαντικό εργαλείο στο πλαίσιο της ενεργειακής της ασφάλειας. Ταυτόχρονα η παγκόσμια ζήτηση σε ενέργεια το 2017 (IEA, 2018) αυξήθηκε κατά 2,1% σύμφωνα με την IEA τιμή διπλάσια από το ρυθμό αύξησης το 2016. Η ζήτηση αυτή αντιστοιχεί σε περίπου 14.050 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (Mtoe) σε σχέση με τα 10.035 Mtoe το 2000. Τα ορυκτά καύσιμα αντιστοιχούν στο 70% της αύξησης στη ζήτηση ενέργειας, με το φυσικό αέριο να κατέχει το μεγαλύτερο μερίδιο (22%) στο σύνολο της ενεργειακής ζήτησης. Παρόλη και την αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, το συνολικό μερίδιο των ορυκτών καυσίμων στην παγκόσμια ζήτηση ενέργειας το 2017 παρέμεινε στο επίπεδο του 81%, ένα επίπεδο που διατηρείται σταθερό για περισσότερο από τρεις δεκαετίες. Η αύξηση στη ζήτηση ενέργειας συγκεντρώνεται στην Ασία, όπου η Κίνα και η Ινδία μαζί αντιπροσωπεύουν το 40% της αύξησης (IEA, 2018). Στο Σχήμα 4.11 παρουσιάζεται η μέση ετήσια αύξηση στη ζήτηση ενέργειας ανά τύπο καυσίμου.



Σχήμα 4.11: Μέση ετήσια αύξηση παγκόσμιας ζήτησης ενέργειας ανά τύπο καυσίμου
Πηγή: (IEA, 2018)

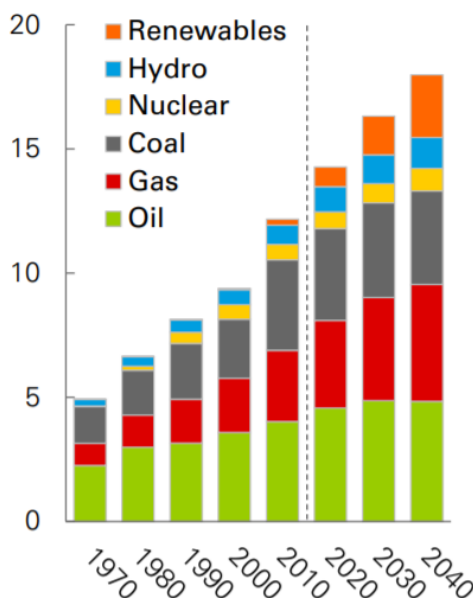
Σε επίπεδο μελλοντικής πρόβλεψης η συμμετοχή των ορυκτών καυσίμων στη ζήτηση ενέργειας παρουσιάζεται σε σημαντικό ποσοστό της τάξης του 74% για το 2040, όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.12 με αποτέλεσμα τα ορυκτά καύσιμα να παραμένουν η κύρια ενεργειακή πηγή.



Σχήμα 4.12: Πρόβλεψη ενεργειακής ζήτησης ανά πηγή καυσίμου
Πηγή: (Global Status of CCS, 2017)

Πιο ειδικά όσον αφορά το πετρέλαιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με τη μελέτη της BP (BP Energy Outlook, 2018) προβλέπεται ότι η συνεισφορά του πετρελαίου στη συνολική παροχή ενέργειας θα παραμείνει σταθερή από το 2020 έως το 2040, συνεισφέροντας με ιδιαίτερα σημαντικό ποσοστό στο συνολικό ισοζύγιο ενέργειας

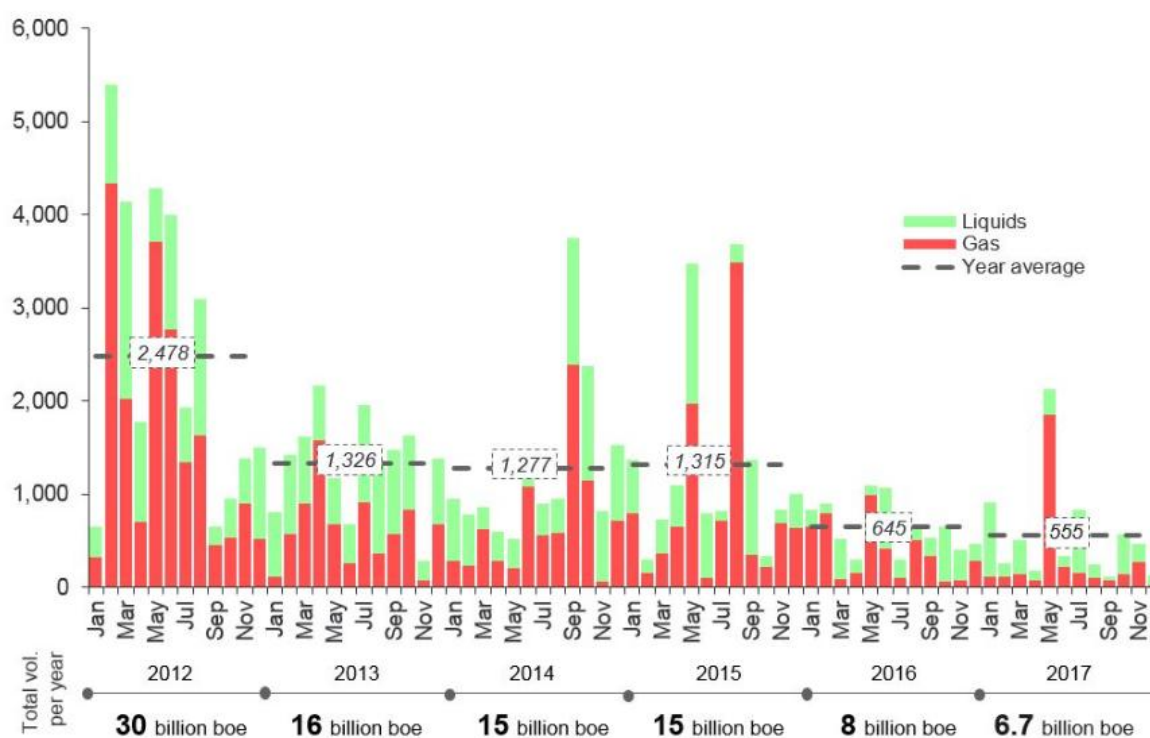
όπως παρουσιάζεται στο Σχήμα 4.13. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (OPEC, 2018) το ποσοστό με το οποίο το πετρέλαιο θα συμβάλει στο συνολικό ισοζύγιο ενέργειας το 2040 θα ισούται με 28%, ποσοστό υψηλότερο από τη συνεισφορά του φυσικού αερίου και του άνθρακα.



Σχήμα 4.13: Πρόβλεψη κατανομής ενεργειακής ζήτησης ανά τύπο καυσίμου
Πηγή: (BP Energy Outlook, 2018)

Όσον αφορά τις ανακαλύψεις νέων κοιτασμάτων, σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον οίκο ανάλυσης στον τομέα ενέργειας Rystad Energy, το έτος 2017 οι ανακαλύψεις νέων κοιτασμάτων μειώθηκαν δραματικά, με αποτέλεσμα την χειρότερη ετήσια επίδοση από το έτος του 1940. Συνολικά ανακαλύφθηκαν λιγότερα από 7 δισεκατομμύρια βαρέλια ισοδύναμου πετρελαίου, συμπεριλαμβανομένων και των ανακαλυφθεισών ποσοτήτων φυσικού αερίου, ποσό που αντιστοιχεί περίπου σε 555 εκατομμύρια βαρέλια μηνιαίως. Για να γίνει ακόμα πιο αντιληπτό το κρίσιμο αυτό ζήτημα, ο ρυθμός αναπλήρωσης των διαθέσιμων πόρων (reserve replacement ratio), ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος του αθροίσματος των ανακαλυφθεισών ποσοτήτων υδρογονανθράκων προς το άθροισμα των παραχθεισών ποσοτήτων υδρογονανθράκων σε παγκόσμια κλίμακα, για το έτος 2017 ισούται με 11%, ενώ το 2012 η αντίστοιχη τιμή ισούταν με 50%. Σύμφωνα με την ανάλυση από την Rystad Energy, το πιο πρόσφατο έτος στο οποίο ο ρυθμός αναπλήρωσης των διαθέσιμων πόρων ήταν ίσος με 100%, ήταν το 2006 (Rystad Energy, 2017). Στο Σχήμα 4.14 παρουσιάζεται η σταδιακή μείωση των ανακαλυφθεισών ποσοτήτων υδρογονανθράκων τη χρονική περίοδο 2012-2017.

Global conventional discoveries** [Million boe]



Σχήμα 4.14: Ανακαλυφθείσες ποσότητες συμβατικών υδρογονανθράκων σε παγκόσμια κλίμακα κατά τη χρονική περίοδο 2012-2017
 Πηγή: (Rystad Energy, 2017)

Μία ακόμη σημαντική παράμετρος στον τομέα των ανακαλύψεων, είναι τα περιβάλλοντα στα οποία αυτές γίνονται. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με τα στοιχεία της μελέτης (Rystad Energy, 2017), οι μεγαλύτερες ανακαλύψεις κοιτασμάτων, όπως για παράδειγμα η ανακάλυψη υπεράκτιου κοιτάσματος στην Guyana από την ExxonMobil, με αποδεδειγμένα αποθέματα ενός δισεκατομμυρίου βαρελιών πετρελαίου, έγινε σε ultra-deerwater περιβάλλον καθώς το ύψος της στήλης νερού είναι ίσο με 6.365ft (1.940m), και βάθος σχηματισμού ίσο με 18.000ft (5.500m), γεγονός που όπως γίνεται αντιληπτό εγείρει σημαντικά τεχνικο-οικονομικά ζητήματα. Για παράδειγμα, μικρότερα κοιτάσματα με την υπάρχουσα τιμή του πετρελαίου δε δύνανται να αναπτυχθούν υπό τέτοιες γεωλογικές συνθήκες λόγω οικονομικών. Όπως σημειώνεται στη μελέτη που διεξήχθη από τον οίκο ανάλυσης IHS Markit (IHS Markit, 2016) η δραματική μείωση την ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων που συμβαίνει, οφείλεται κατά κύριο λόγο στην απότομη μείωση των τιμών του πετρελαίου. Το γεγονός αυτό είχε ως αποτέλεσμα οι εταιρείες να μειώνουν τις επενδύσεις τους στα τμήματα έρευνας και ανάπτυξης. Σύμφωνα με τα στατιστικά στοιχεία της μελέτης αυτής, οι ερευνητικές γεωτρήσεις που διεξήχθησαν το 2015 σε

βαθιά νερά (deerwater) και σε πολύ βαθιά νερά (ultra deerwater), παρουσίασαν μείωση κατά 20% και 40% αντίστοιχα, σε σχέση με τα στοιχεία του 2014, προκειμένου να περιοριστεί ο κίνδυνος έκθεσης ζημιών των εταιρειών λόγω του υψηλού ρίσκου που διακατέχει τον κλάδο όσον αφορά την ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων. Η μελέτη αυτή καταλήγει, επισημαίνοντας ότι οι εταιρείες πλέον επικεντρώνονται στην επαύξηση των τεχνικά ανακτήσιμων ποσοτήτων υδρογονανθράκων και στην περαιτέρω ανάπτυξη των ήδη ανακαλυφθέντων κοιτασμάτων, στοχεύοντας στην εφαρμογή μεθόδων EOR.

Βάσει των προαναφερθέντων είναι εμφανές ότι η τεχνολογία του CO₂-EOR αποτελεί σημαντικό μέσο μετριασμού της κλιματικής αλλαγής. Ταυτόχρονα η χρήση νέων τεχνολογιών θα αποφέρει σημαντική βελτίωση στην ανάκτηση του υπολειμματικού πετρελαίου αλλά και θα συνεισφέρει με μεγαλύτερα ποσοστά αποθήκευσης CO₂ εντός των ταμιευτήρων. Ειδικά μετά τη Συμφωνία του Παρισιού δίνεται η δυνατότητα στην πετρελαϊκή βιομηχανία να έχει το βασικό ρόλο στο μετριασμό της κλιματικής αλλαγής μέσω της εξειδίκευσης που έχει πάνω στα θέματα της εισπίεσης CO₂ για επαύξηση απόληψης πετρελαίου, προσανατολισμένη πλέον σε μία συνέργεια αυτών των δύο θεμάτων.

Κεφάλαιο 5. Τεχνολογίες CO₂ – EOR προηγμένης γενιάς – βελτιστοποίηση ανάκτησης πετρελαίου και αποθήκευσης CO₂

Στο Κεφάλαιο 3, περιγράφηκαν αναλυτικά οι κύριες αιτίες λόγω των οποίων οι συμβατικές τεχνικές εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR επιτυγχάνουν μικρότερες τριτογενείς ανακτήσεις πετρελαίου σε σχέση με τις εργαστηριακές δοκιμές. Στο Κεφάλαιο 5, περιγράφονται αναλυτικά οι τεχνολογίες προηγμένης γενιάς για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR. Οι τεχνολογίες αυτές αποσκοπούν τόσο στη βελτίωση και επαύξηση της τριτογενούς ανάκτησης, όσο και στην επίτευξη της αποθήκευσης μεγαλύτερων ποσοτήτων CO₂ από αυτές που αποθηκεύονταν στις συμβατικές τεχνικές εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR. Οι τεχνολογίες προηγμένης γενιάς, στοχεύουν:

1. στη διεύρυνση των ορίων συνθηκών επίτευξης πλήρους ανάμιξης μεταξύ CO₂ και πετρελαίου,
2. στην αύξηση των εισπιεζόμενων ποσοτήτων του CO₂,
3. στην αντιμετώπιση της ετερογένειας του ταμιευτήρα μέσω της εισπίεσης ενώσεων πολυμερών, αφρών και όρυξης ενδιάμεσων γεωτρήσεων στις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας
4. στη βελτίωση του λόγου κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου προκειμένου να βελτιωθεί η αποτελεσματικότητα της μακροσκοπικής σάρωσης του ταμιευτήρα.
5. στη βελτιστοποίηση, μόνιμη και ασφαλή αποθήκευση CO₂.

Τα σημεία 1-4 συμβάλλουν στην βελτιστοποίηση της επαύξησης της ανάκτησης του πετρελαίου σε συνδυασμό με το σημείο 5 το οποίο αφορά σε στοχευμένη αποθήκευση όγκου CO₂ και όχι πλέον σε «συμπτωματική» αποθήκευση.

5.1. Διεύρυνση ορίων συνθηκών επίτευξης πλήρους ανάμιξης μεταξύ CO₂ και πετρελαίου

Για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR, ισχύουν τρεις μηχανισμοί εκτόπισης πετρελαίου. Η εφαρμογή γίνεται είτε υπό συνθήκες πλήρους ανάμιξης (miscible conditions), είτε από συνθήκες κοντά σε αυτές τις πλήρους ανάμιξης (near miscible

conditions) είτε υπό συνθήκες μη ανάμιξης (immiscible conditions) μεταξύ του CO₂ και του πετρελαίου. Όπως έχει αναλυθεί στο Κεφάλαιο 2 της παρούσας εργασίας, η μεγαλύτερη δυνατή ανάκτηση πετρελαίου επιτυγχάνεται υπό συνθήκες πλήρους ανάμιξης. Η επίτευξη ή μη των συνθηκών πλήρους ανάμιξης, εξαρτώνται από το εάν η εφαρμογή της μεθόδου διεξάγεται υπό το εύρος των πιέσεων κατά το οποίο επιτυγχάνονται οι συνθήκες πλήρους ανάμιξης. Πιο συγκεκριμένα το όριο για την επίτευξη των συνθηκών πλήρους ανάμιξης είναι η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας (Minimum Miscibility Pressure-MMP). Η αδυναμία λειτουργίας της εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR κάτω από συνθήκες πλήρους ανάμιξης μπορεί να οφείλεται σε ποικίλους λόγους, όπως για παράδειγμα η πίεση ρωγμάτωσης του σχηματισμού να είναι μικρότερη από την ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας ή ακόμα και σε οικονομικούς λόγους, λόγω του αυξημένου κόστους συμπίεσης και λειτουργίας των αντλιών εισπίεσης, προκειμένου να επιτευχθεί η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας. Ως εκ τούτου γίνεται ευνόητο, ότι η μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας θα επιφέρει σημαντικές βελτιώσεις καθώς θα είναι εφικτή η εφαρμογή της μεθόδου υπό συνθήκες πλήρους ανάμιξης. Αξίζει να αναφερθεί ότι το CO₂ προερχόμενο από ανθρωπογενείς δραστηριότητες, όπως οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως περιέχει διάφορες προσμίξεις. Οι συνηθέστερες από αυτές είναι η παρουσία αζώτου (N₂), υδρογόνου (H₂), οξυγόνου (O₂), υδρόθειου (H₂S) και μεθανίου (CH₄). Σύμφωνα με ποικίλες μελέτες που έχουν διεξαχθεί από τους (Metcalf et al, 1982), (Talbi et al, 2008) και (Jin, Hawthorne, 2017) με αντικείμενο έρευνας την επίδραση των προσμίξεων αυτών στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας, η παρουσία του αζώτου (N₂) και του μεθανίου (CH₄) έχουν δυσμενή επίδραση στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας καθώς προκαλούν την αύξηση της.

Αντίθετα, η παρουσία υδρόθειου (H₂S) και ενδιάμεσων υδρογονανθράκων, κυρίως μείγματος προπανίου (C₃H₈) και βουτανίου (C₄H₁₀), συχνά αναφερόμενο και ως LPG, έχει αποδειχθεί ότι επιφέρει θετική επίδραση στην εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR καθώς προκαλεί τη δραστική μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας. Μία μελέτη που διεξήχθη από τους (Sayegh, Huang, Zhang, 2006) ανέλυσε την επίδραση που επιφέρει η παρουσία υδρόθειου στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας, αναλύοντας δεδομένα από δύο ταμειυτήρες του πεδίου Zama Reefs, στην Αλμπέρτα του Καναδά. Για να γίνει σύγκριση της επίδρασης του υδρόθειου στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας, η μελέτη προχώρησε στην μελέτη προσομοίωσης τριών

σεναρίων. Το ένα αφορούσε εισπίεση καθαρού CO₂ (100% pure CO₂), το δεύτερο εισπίεση μείγματος 80% CO₂-20% H₂S και το τρίτο εισπίεση μείγματος 60% CO₂-40% H₂S αντίστοιχα. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 5.1, η σταδιακή προσθήκη υδρόθειου στο ρεύμα εισπίεσης επέφερε σημαντική μείωση της MMP σε σχέση με την αντίστοιχη του καθαρού CO₂, η οποία αγγίζει ποσοστά μείωσης της τάξης του 30% στην περίπτωση εισπιεζόμενου ρεύματος με σύσταση 60% CO₂-40% H₂S.

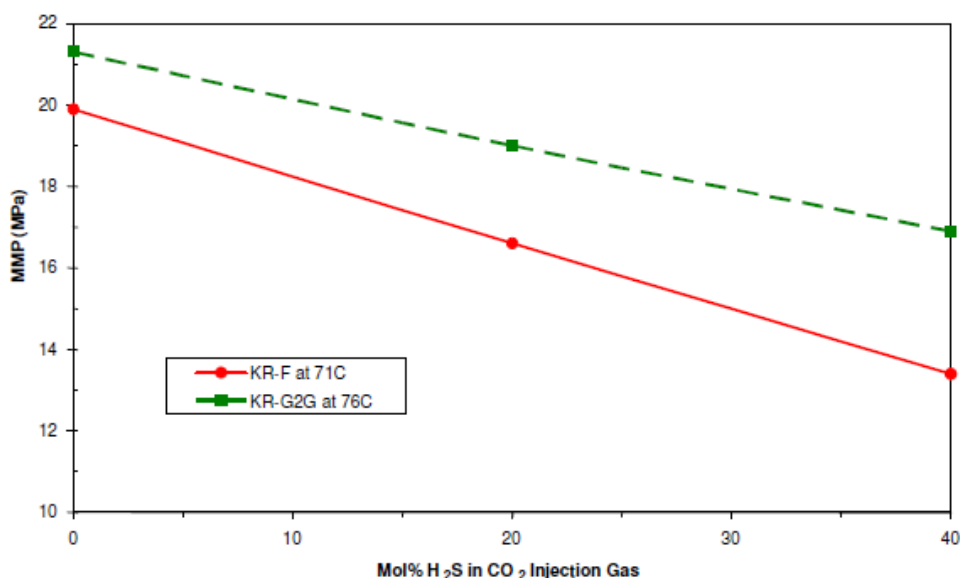
Πίνακας 5.1: Προσδιορισμός ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας σε σχέση με το ποσοστό ανάμιξης CO₂-H₂S

Πηγή: (Sayegh, Huang, Zhang, 2006)

Recombined Oil Sample Well	KR-F	KR-G2G
Temperature (°C)	71	76
Injection Gas Composition (% H₂S)*	MMP (MPa)	MMP (MPa)
0	19.9	21.3
20	16.6	19.0
40	13.4	16.9

* Balance is CO₂

Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.1, η μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας, εμφανίζει σχεδόν γραμμική σχέση με το αυξανόμενο ποσοστό συμμετοχής του υδρόθειου στο μείγμα εισπίεσης.



Σχήμα 5.1: Διάγραμμα ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας σε σχέση με το ποσοστό συμμετοχής του H₂S στο μείγμα εισπίεσης.

Πηγή: (Sayegh, Huang, Zhang, 2006)

Όπως γίνεται αντιληπτό η παρουσία υδρόθειου εντός του μείγματος εισπίεσης CO₂-H₂S, είναι ικανή να επιφέρει δραστική μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας. Ωστόσο είναι αναγκαίο να γίνει περαιτέρω μελέτη και έρευνα σε άλλες πτυχές της παρουσίας του υδρόθειου. Πιο συγκεκριμένα, πρέπει να μελετηθούν κρίσιμοι παράγοντες όπως η ασφάλεια της εκτέλεσης των εργασιών και η αντοχή των μεταλλικών στελεχών της γεώτρησης και των μηχανημάτων διαχείρισης των ρευστών στην επιφάνεια κατά της διάβρωσης των μετάλλων λόγω της παρουσίας υψηλών συγκεντρώσεων σε υδρόθειο.

Η μελέτη που διεξήχθη από τους (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004) και αφορούσε τον τρόπο μείωσης της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας για τα πεδία Weyburn και Steelman στον Καναδά, ανέδειξε την επίπτωση της παρουσίας υδρόθειου (H₂S), ενδιάμεσων υδρογονανθράκων (αιθάνιο-C₂H₆ και προπάνιο C₃H₈) όπως επίσης και της παρουσίας διοξειδίου του θείου (SO₂) στη μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας. Στον Πίνακα 5.2 και στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζεται η διακύμανση που εμφανίζει η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας του πεδίου Weyburn σε σχέση με τη σύσταση του εισπιεζόμενου αερίου μίγματος.

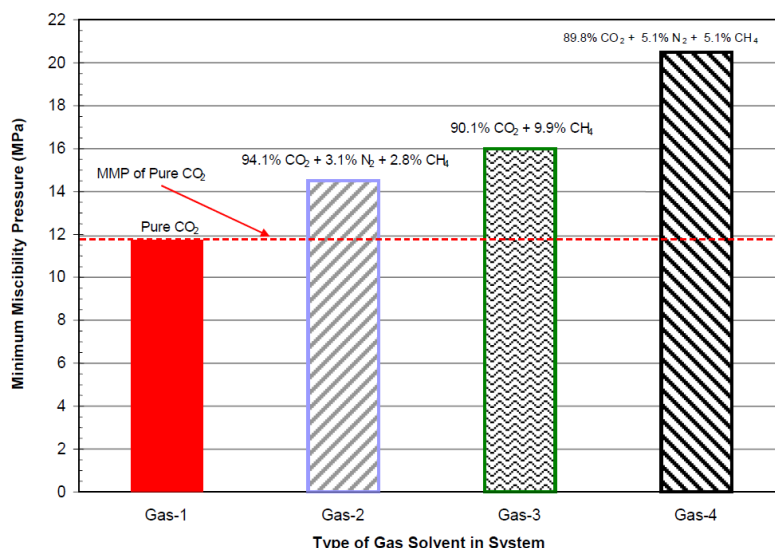
Πίνακας 5.2: Επίδραση της σύστασης του μείγματος εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας

Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)

Oil Sample	Weyburn Live Oil ¹ at 59°C			Steelman STO ² at 61°C		
	Exp. MMP (MPa)	Calc. MMP (MPa)	Error (%)	Exp. MMP (MPa)	Calc. MMP (MPa)	Error (%)
Pure CO ₂	11.7	12.0	2.6	11.8	12.0	1.7
Gas-2 (94.1% CO ₂ + 3.1% N ₂ + 2.8% CH ₄)	14.5	14.0	3.4	-	-	
Gas-3 (90.1% CO ₂ + 9.9% CH ₄)	16.0	16.3	1.9	-	-	
Gas-4 (89.8% CO ₂ + 5.1% N ₂ + 5.1% CH ₄)	20.5	18.3	10.7	-	-	
Gas-5 (70% CO ₂ + 30% H ₂ S)	-	-		10.4	10.8	3.8
Gas-6 (70% CO ₂ + 30% SO ₂)	-	-		8.7	7.7	11.5
Gas-7 (85% CO ₂ + 15% N ₂)	-	-		33.0	22.5	31.8
Gas-8 (65% CO ₂ + 15% N ₂ + 20% SO ₂)	-	-		34.0	17.3	49.1
Gas-9 (80% CO ₂ + 5% N ₂ + 5% O ₂ + 10% SO ₂)	-	-		22.5	16.8	25.3

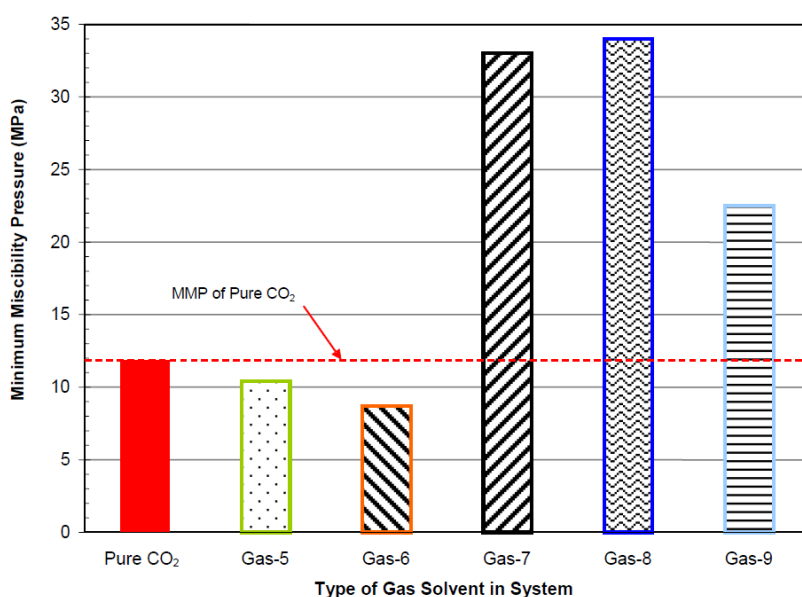
1- Weyburn Live Oil was reconstituted by the separator oil and separator gas collected from Well 14-17-6-13 W2M.

2- Steelman Stock Tank Oil (STO) was collected from Well 3B-15-4-6 W2M.



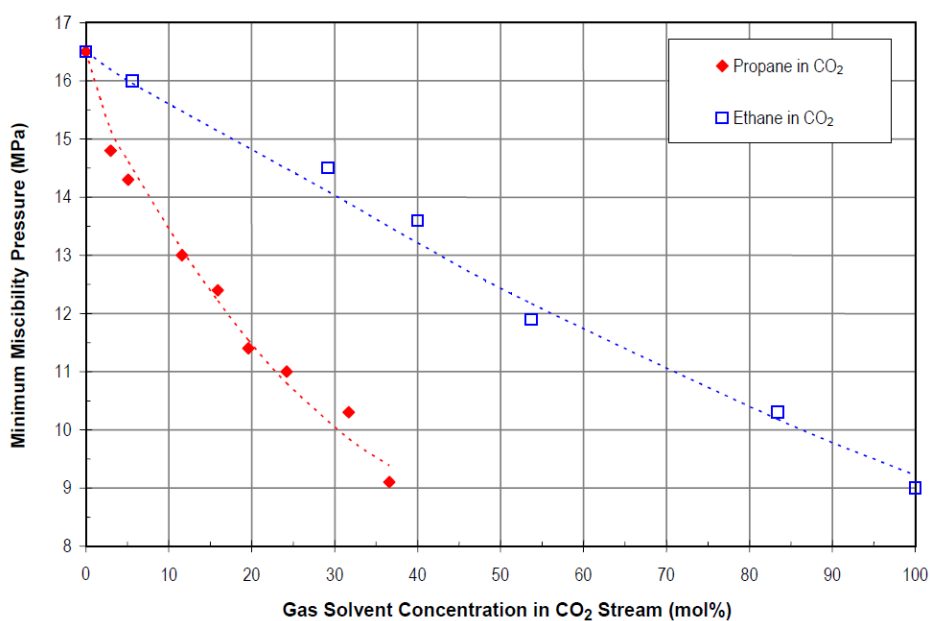
Σχήμα 5.2: Επίδραση της σύστασης του μείγματος εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας του πεδίου Weyburn
 Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)

Όπως παρατηρείται από τον Πίνακα 5.2 και το Σχήμα 5.2, η παρουσία αζώτου και μεθανίου στο ρεύμα εισπίεσης του διοξειδίου του άνθρακα, σε διάφορες αναλογίες επιφέρει αρνητικές επιπτώσεις, καθώς προκαλείται αύξηση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας. Αντίθετα, όσον αφορά το πεδίο Steelman, όπως φαίνεται από τον Πίνακα 5.2 και το Σχήμα 5.3, η παρουσία υδρόθειου (H₂S-Gas 5) και διοξειδίου του θείου (SO₂-Gas 6) επιφέρει ευεργετικές αλλαγές λόγω της μείωσης της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας.



Σχήμα 5.3: Επίδραση της σύστασης του μείγματος εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας του πεδίου Steelman
 Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)

Πιο συγκεκριμένα, η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας μεταξύ καθαρού CO₂ και πετρελαίου για το πεδίο Steelman είχε αρχικά υπολογιστεί ίση με 12 MPa. Με την προσθήκη διοξειδίου του θείου, η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας μειώθηκε κατά 4,3MPa, υπολογιζόμενη ίση με 7,7 MPa, ενώ η αντίστοιχη ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας παρουσίας υδρόθειου υπολογίστηκε ίση με 10,8MPa. Στην ίδια μελέτη εξετάστηκε ακόμα ένα σενάριο για τη μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας, αναμειγνύοντας CO₂ με αιθάνιο (C₂H₆) και προπάνιο (C₃H₈). Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.4, η προσθήκη αιθανίου και προπανίου προκαλεί δραστική μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας. Μεταξύ των δύο αυτών υδρογονανθράκων, παρατηρείται μεγαλύτερη και αμεσότερη μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας με την προσθήκη προπανίου. Για το λόγο αυτό θεωρείται προτιμότερη λύση η προσθήκη προπανίου στο μείγμα εισπίεσης.



Σχήμα 5.4: Επίδραση προσθήκης αιθανίου και προπανίου στο μείγμα εισπίεσης στην ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας
 Πηγή: (Zhang, Huang, Sayegh, Zhou, 2004)

Χαρακτηριστικά, παρατηρείται στο Σχήμα 5.4 ότι με την προσθήκη 25% προπανίου στο μείγμα εισπίεσης επιτυγχάνεται μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας μειωμένη κατά 1MPa από την αρχικά απαιτούμενη. Αντίστοιχα, για να φτάσει αυτή την τιμή το μείγμα αιθανίου-CO₂, απαιτεί την σύσταση του μείγματος κατά 70% από αιθάνιο.

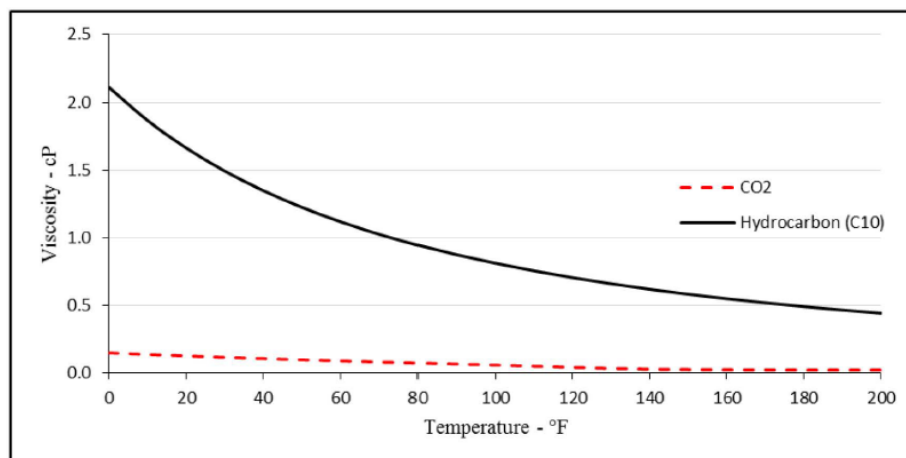
Τέλος μία μελέτη που διεξήχθη από τους (Hamdi, Awang, Bataee, Vatanparast, 2017), επικεντρώθηκε στη δυνατότητα μείωσης της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας, εισπίζοντας σε χαμηλότερη από την επικρατούσα στον ταμιευτήρα, θερμοκρασία CO₂. Η μελέτη αυτή αναφέρεται κυρίως σε ταμιευτήρες σε σχετικά μεγάλο βάθος στους οποίους επικρατούν υψηλές θερμοκρασίες (High Temperature Reservoirs). Από παλαιότερες μελέτες (Metcalf et al, 1980) έχει αποδειχθεί ότι η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας επηρεάζεται άμεσα από την επικρατούσα εντός του ταμιευτήρα θερμοκρασία, και πιο συγκεκριμένα, με την αύξηση της θερμοκρασίας παρατηρείται αύξηση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας. Κατά τη διάρκεια των πειραματικών διαδικασιών που διεξήχθησαν από τους (Hamdi, Awang, Bataee, Vatanparast, 2017), , προσομοίωσαν τις συνθήκες που επικρατούν εντός ενός ταμιευτήρα υψηλής θερμοκρασίας (High Temperature Reservoirs). Στο δείγμα πυρήνα που χρησιμοποιήθηκε, σε σταθερή θερμοκρασία ίση με 140°F η οποία θεωρείται η θερμοκρασία του ταμιευτήρα έγιναν μετρήσεις της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας συσχετιζόμενες με διάφορες θερμοκρασίες εισπίεσης του ρευστού (CO₂). Τα αποτελέσματα φαίνονται στον Πίνακα 5.3

Πίνακας 5.3: Παρατηρούμενες τιμές ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας σε σχέση με τη θερμοκρασία εισπίεσης του CO₂
Πηγή: (Hamdi, Awang, Bataee, Vatanparast, 2017)

#	Slimtube Temperature - F	Injection Temperature - F	Obtained MMP - Psi
1	140	140	1890
2	140	75	1770
3	140	50	1735
4	140	34	1720

Αξίζει να υπενθυμιστεί ότι η κρίσιμη θερμοκρασία του CO₂ είναι ίση με 88°F. Όπως παρατηρείται από τον Πίνακα 5.3, παρατηρείται μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας με την μείωση της θερμοκρασίας εισπίεσης. Ωστόσο, η μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας γίνεται όλο και λιγότερο αισθητή για θερμοκρασίες μικρότερες από την κρίσιμη θερμοκρασία του CO₂. Η αιτία του φαινομένου αυτού είναι ότι σε χαμηλές θερμοκρασίες της τάξεως των μικρότερων των 60°F το ιξώδες των ενδιάμεσων και βαρέων υδρογονανθράκων αρχίζει να αυξάνεται απότομα, ενώ το ιξώδες του CO₂ δε μεταβάλλεται έντονα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.5. Η αλλαγή αυτή στο ιξώδες των μεσαίων και βαρειών υδρογονανθράκων έχει ως αποτέλεσμα να

δημιουργείται ανεπιθύμητα μεγάλος λόγος κινητικότητας μεταξύ πετρελαϊκής φάσης και του CO₂ με αποτέλεσμα την μη αποτελεσματική αλληλεπίδραση μεταξύ των δύο αυτών φάσεων.



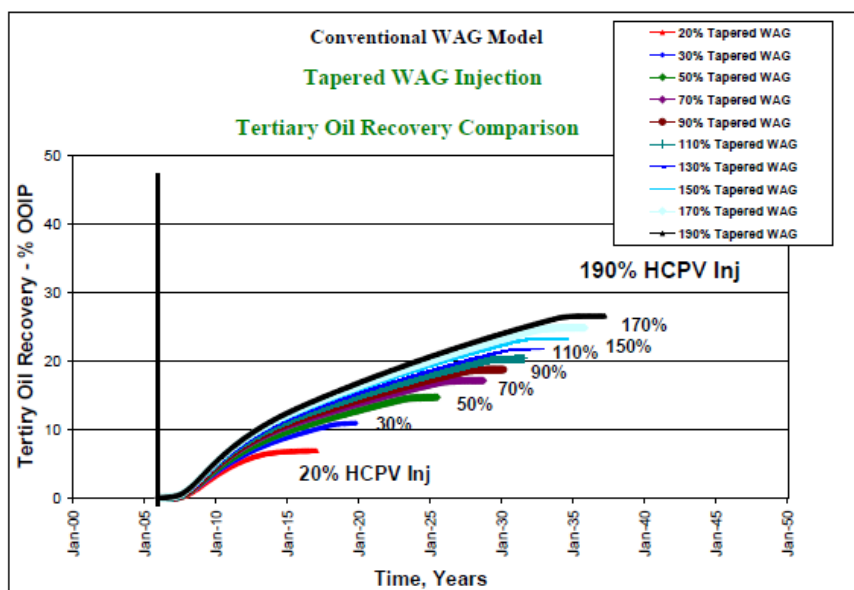
Σχήμα 5.5: Μεταβολή του ιξώδους βαρειών υδρογονανθράκων και CO₂ σε σχέση με την θερμοκρασία

Πηγή: (Hamdi, Awang, Bataee, Vatanparast, 2017)

Όπως γίνεται αντιληπτό οι νέες τεχνολογίες εστιάζουν στη μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας MMP μέσα από τη μελέτη της επίδρασης διαφόρων προσμίξεων που βρίσκονται εύκολα σε ένα ταμιευτήρα υδρογονανθράκων, αλλά και μέσω της μείωσης της θερμοκρασίας του εισπνευόμενου ρευστού. Πρακτικά, η επίτευξη αναμιξιμότητας σε πιέσεις χαμηλότερες από τις αρχικά απαιτούμενες, θα προσδώσει την δυνατότητα σε έργα τα οποία είτε εφαρμόζαν τη συμβατική μέθοδο CO₂ – EOR υπό συνθήκες μη ανάμιξης, είτε δεν εφαρμόζαν τη μέθοδο αυτή λόγω της αδυναμίας του πετρώματος του ταμιευτήρα να αντέξει πιέσεις στο εύρος της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας, να εφαρμόσουν πλέον τη μέθοδο υπό συνθήκες ανάμιξης, βελτιώνοντας αισθητά την τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου, μέσω της δράσης των μηχανισμών που αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 2. Επιπλέον με την προσθήκη χημικών ενώσεων, όπως για παράδειγμα του υδρόθειου, δίδεται η δυνατότητα διαχείρισης χημικών ενώσεων του ταμιευτήρα, των οποίων η διαχείριση τους αποτελούσε ζήτημα τεχνικής και οικονομικής φύσεως για τους διαχειριστές των έργων.

5.2. Αύξηση εισπνεζόμενου όγκου CO₂

Όπως επισημάνθηκε στο Κεφάλαιο 3, μία εκ των βασικών αιτιών για την χαμηλή ανάκτηση πετρελαίου κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR είναι η εισπίεση μικρών όγκων εισπνεζόμενων ρευστών εκτόπισης, είτε καθαρού CO₂ στην περίπτωση της συνεχούς εισπίεσης CO₂, είτε του αθροίσματος των όγκων νερού και CO₂ στην περίπτωση εφαρμογής μεθόδου εισπίεσης νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση αερίου (WAG methods). Κατά την εφαρμογή των τεχνολογιών προηγμένης γενιάς της μεθόδου CO₂-EOR, εισπνέζεται όγκος ρευστού εκτόπισης αισθητά μεγαλύτερος σε σχέση με τις συνήθεις εφαρμογές της μεθόδου CO₂-EOR. Πιο συγκεκριμένα, προκειμένου να επιτευχθεί ο σκοπός της επαύξησης της ανάκτησης του πετρελαίου εισπνέζονται όγκοι μεγαλύτεροι του όγκου των πόρων του ταμειυτήρα που αρχικά καταλαμβάνονταν από υδρογονάνθρακες (1 HCPV) και ανάλογα την εφαρμογή μπορεί ο εισπνεζόμενος όγκος να ξεπεράσει τα 1,5 ή 2 HCPV (Perera et Al., 2016) (Aryana, 2014) (Wallace, Kuuskraa & DiPietro, 2013). Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (Merchant, 2010) ο συνολικός όγκος εισπίεσης επηρεάζει σημαντικά την απόδοση της μεθόδου CO₂-EOR. Επισημαίνεται ότι όσο αυξάνει ο όγκος του εισπνεζόμενου CO₂, αυξάνει και η ανάκτηση πετρελαίου. Στη μελέτη αυτή επιλέχθηκε ως προτιμότερο σχήμα εισπίεσης αυτό της εισπίεσης νερού εναλλασσόμενη με σταδιακά μειούμενη εισπίεση αερίου (Tapered WAG). Ο κύριος λόγος που έγινε η επιλογή αυτή η μέθοδος εισπίεσης είναι ότι σύμφωνα με τα αποτελέσματα της μελέτης, η συγκεκριμένη μέθοδος επιτυγχάνει τις υψηλότερες ανακτήσεις κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR, ενώ ταυτόχρονα επιτυγχάνει τη βελτίωση της σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο του ταμειυτήρα και την παράταση ζωής του έργου. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.6 και στον Πίνακα 5.4 με την αύξηση του εισπνεζόμενου όγκου ρευστού εκτόπισης (όγκος νερού + όγκος CO₂) ίσου με 190% επί του όγκου που αρχικά καταλαμβάνονταν από υδρογονάνθρακες (HCPV) επιτυγχάνεται ανάκτηση ίση με 26%.



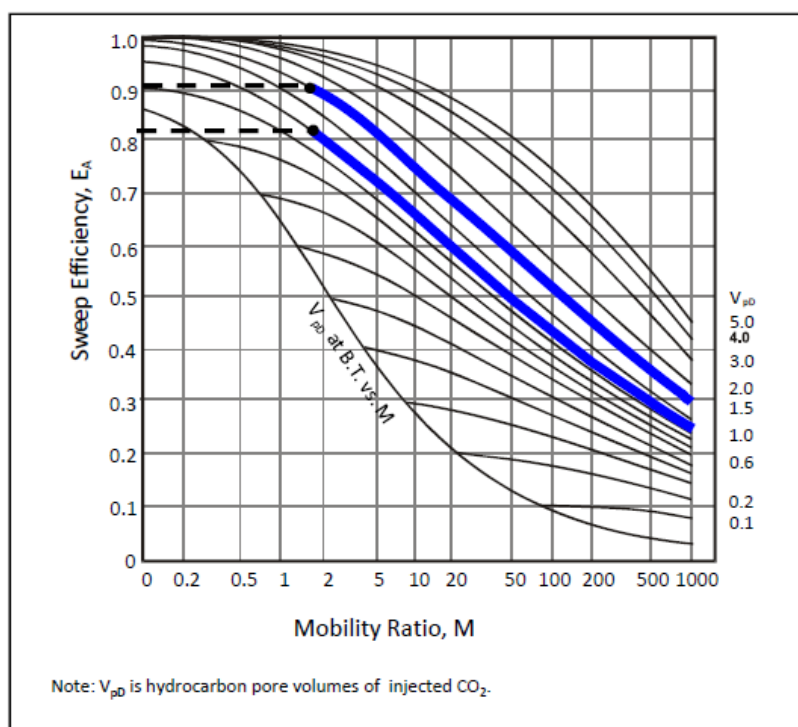
Σχήμα 5.6: Επίδραση εισπιεζόμενου όγκου στην τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου
 Πηγή: (Merchant, 2010)

Πίνακας 5.4: Συσχέτιση εισπιεζόμενου όγκου ρευστού εκτόπισης με την τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου.
 Πηγή: (Merchant, 2010)

Size of CO ₂ Slug (HCPV)	Oil Recovery from CO ₂ -EOR (% OOIP)
50%	15%
100%	21%
190%	26%

Μεγαλύτεροι εισπιεζόμενοι όγκοι ρευστού δίνουν τη δυνατότητα στο εισπιεζόμενο CO₂ να έρθει σε επαφή με μεγαλύτερες ποσότητες υπολειμματικού πετρελαίου, με αποτέλεσμα να κινητοποιούνται μεγαλύτερες ποσότητες υπολειμματικού πετρελαίου μέσω των μηχανισμών που αναλύθηκαν στο Κεφάλαιο 2. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (Claridge, 1972), επισημαίνεται ότι η αύξηση του εισπιεζόμενου όγκου CO₂ σε όγκο μεγαλύτερο του 1 HCPV, επιφέρει ως αποτέλεσμα τη βελτίωση της αποτελεσματικότητας σάρωσης σε οριζόντιο επίπεδο του ταμιευτήρα από το μέτωπο του εισπιεζόμενου ρευστού. Για παράδειγμα, μελέτη που διεξήχθη από τους (Wallace, Kuuskraa & DiPietro, 2013), θεωρώντας λόγο κινητικότητας, μεταξύ εισπιεζόμενου ρευστού και πετρελαίου ίσο με 1.43 και αυξάνοντας τον όγκο εισπιεζόμενου ρευστού από 1 HCPV σε 1.5 HCPV, παρατηρήθηκε αύξηση της

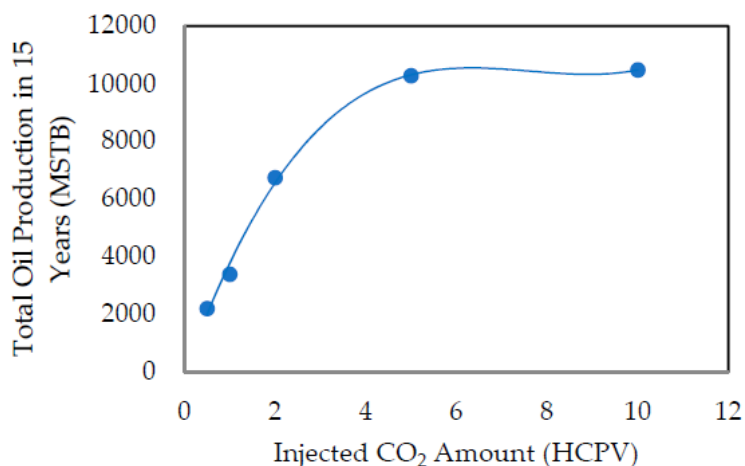
αποτελεσματικότητας σάρωσης σε οριζόντιο επίπεδο του ταμιευτήρα κατά 10%, από 82% σε 92%, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.7.



Σχήμα 5.7: Επίδραση της αύξησης του όγκου εισπνεζόμενου ρευστού στην αποδοτικότητα της επιφανειακής σάρωσης του ταμιευτήρα.

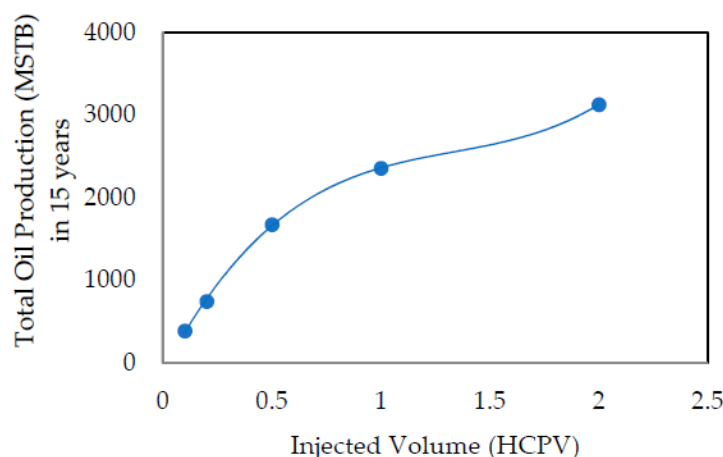
Πηγή: (Wallace, Kuuskraa & DiPietro, 2013) & (Claridge, 1972)

Σε πρόσφατη μελέτη που διεξήχθη από τους (Perera et Al., 2016) διερευνήθηκε η επίδραση διαφορετικών όγκων εισπνεζόμενου CO₂ ως συνάρτηση ποσοστών του HCPV και ποιο συγκεκριμένα όγκοι ίσοι με 0,5, 1, 2, 5 και 10 HCPV. Όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.8 παρατηρείται μεγάλη αύξηση της ανάκτησης πετρελαίου, με την αύξηση του εισπνεζόμενου όγκου από 0,5 HCPV σε 10 HCPV. Το γεγονός αυτό έρχεται, σε συνδυασμό με τις μελέτες των (Merchant, 2010) και (Comberiatì and Zammerilli, 1982), να επιβεβαιώσει τη σημαντική επίδραση που επιφέρει ο εισπνεζόμενος όγκος ρευστού στην ανάκτηση πετρελαίου κατά τη διεξαγωγή της μεθόδου CO₂-EOR. Η αύξηση του εισπνεζόμενου όγκου, πέραν της δυνατότητας να έρθουν μεγαλύτερες ποσότητες CO₂ σε επαφή με το πετρέλαιο, προκαλεί και την επιτάχυνση της δράσης των μηχανισμών που συμβάλλουν στην επαύξηση της ανάκτησης του πετρελαίου κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR, όπως η μείωση του ιξώδους του πετρελαίου και η διόγκωση του (Perera et Al., 2016).



Σχήμα 5.8: Επίδραση εισπιεζόμενου όγκου CO₂ στην παραγωγή πετρελαίου
 Πηγή: (Perera et Al., 2016)

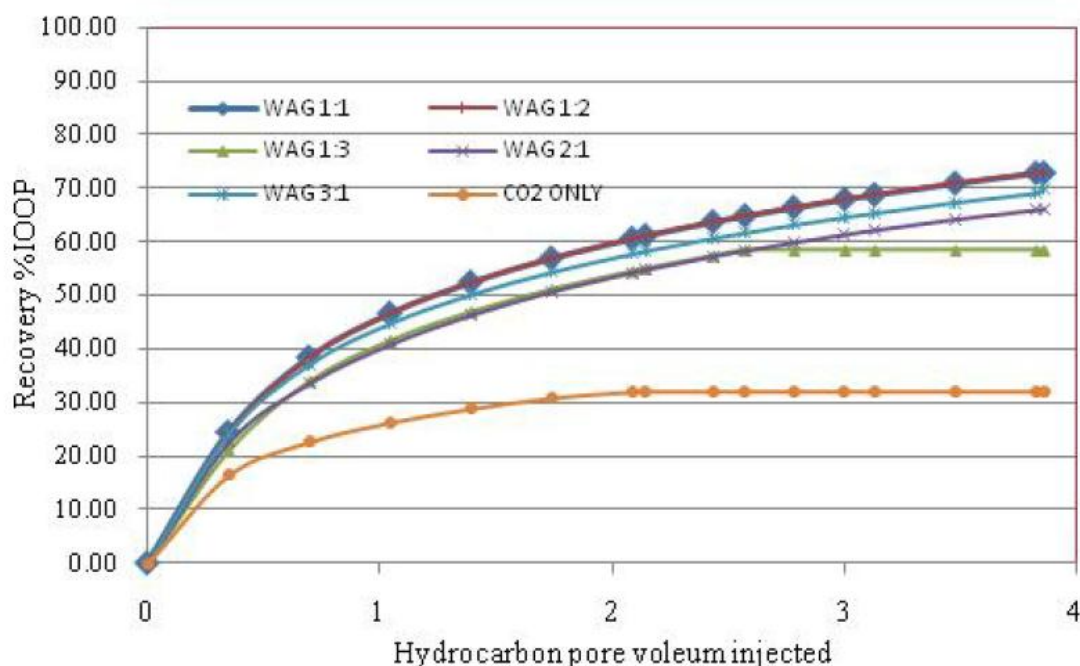
Ωστόσο, όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.8, μετά την εισπίεση όγκου CO₂ ίσο με 5 HCPV, δεν επιτυγχάνεται κάποια σημαντική αύξηση στην παραγωγή πετρελαίου. Το γεγονός αυτό οφείλεται πιθανότατα στο ότι κατά την εισπίεση όγκου CO₂ ίσου με 5 HCPV, θα έχει ανακτηθεί το υπολειμματικό πετρέλαιο που δύναται να κινητοποιηθεί από την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR. Αντίστοιχη έρευνα, στην ίδια μελέτη πραγματοποιήθηκε εξετάζοντας αυτή τη φορά την εφαρμογή μεθόδου εισπίεσης νερού εναλλασσόμενου με εισπίεση αερίου (WAG). Για να μελετηθεί η επίδραση που επιφέρει η αύξηση του εισπιεζόμενου όγκου ρευστού (Άθροισμα όγκου νερού+ όγκου CO₂) στην παραγωγή πετρελαίου, αυξήθηκε ο εισπιεζόμενος όγκος ρευστών από 0.5 HCPV σε 2 HCPV. Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.9, η παραγωγή πετρελαίου παρουσιάζει αυξητική τάση που προκαλείται από την ταυτόχρονη αύξηση του εισπιεζόμενου όγκου των ρευστών. Ωστόσο, η επίδραση της αύξησης του όγκου εισπιεζόμενων ρευστών στην παραγωγή πετρελαίου, μειώθηκε αισθητά μετά την εισπίεση όγκου ρευστών ίσου με 2 HCPV. Αντίστοιχα με την περίπτωση της συνεχούς εισπίεσης CO₂, το φαινόμενο αυτό οφείλεται πιθανότατα ότι κατά την εισπίεση όγκου νερού και CO₂ ίσου με 2 HCPV, θα έχει ανακτηθεί το υπολειμματικό πετρέλαιο που δύναται να κινητοποιηθεί από την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR, μέσω της εισπίεσης νερού εναλλασσόμενης με εισπίεση αερίου (WAG).



Σχήμα 5.9: Επίδραση εισπιεζόμενου όγκου νερού και CO₂ στην παραγωγή πετρελαίου κατά την εφαρμογή της μεθόδου WAG
 Πηγή: (Perera et Al., 2016)

Τέλος, αξίζει να γίνει αναφορά σε ένα παράγοντα που επηρεάζει σημαντικά την απόδοση της μεθόδου CO₂-EOR, κατά την εφαρμογή μεθόδου εισπίεσης τύπου WAG. Η αναλογία όγκων εισπιεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπιεζόμενου CO₂ (WAG Ratio) αποτελεί βασική παράμετρο του συνολικού σχεδιασμού της μεθόδου εισπίεσης WAG. Πολυάριθμες μελέτες έχουν διεξαχθεί προκειμένου να ποσοτικοποιηθεί η επίδραση της παραμέτρου αυτής στην απόδοση της μεθόδου CO₂-EOR. Σύμφωνα με τις μελέτες η ανάκτηση πετρελαίου αυξάνεται με την μείωση της αναλογίας εισπιεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπιεζόμενου CO₂ (WAG Ratio). Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τον (Mohanty, 2003) η επιθυμητή αυξημένη τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου, επιτυγχάνεται αμεσότερα με μείωση της αναλογίας εισπιεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπιεζόμενου CO₂ (WAG Ratio). Το γεγονός αυτό οφείλεται στις μεγαλύτερες κατ' όγκο ποσότητες CO₂ σε σχέση με τον όγκο του νερού, με αποτέλεσμα να επιδρά πιο αποτελεσματικά υπό συνθήκες ανάμιξης με το πετρέλαιο. Μελέτη η οποία διεξήχθη από τους (Zekri et Al., 2011), προκειμένου να μελετήσει την επίδραση της αναλογίας εισπιεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπιεζόμενου CO₂ (WAG Ratio) στην ανάκτηση πετρελαίου, διεξήγαγε πειράματα με χρησιμοποιούμενες αναλογίες εισπιεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπιεζόμενου CO₂ (WAG Ratio) ίσες με 1:1, 1:2, 2:1, 3:1, 1:3 και συνεχόμενη εισπίεση CO₂ (WAG Ratio=0). Τα αποτελέσματα της μελέτης ανέδειξαν ότι υψηλότερη δυνατή ανάκτηση επιτυγχάνεται με την εφαρμογή αναλογίας εισπιεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπιεζόμενου CO₂ (WAG Ratio) ίση με 1:2 επιτυγχάνοντας ανάκτηση πετρελαίου ίση με 73% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP), όπως φαίνεται και στο

Σχήμα 5.10. Αντίθετα, η συνεχής εισπίεση CO₂ εμφάνισε τα πιο δυσμενή αποτελέσματα όσον αφορά την ανάκτηση πετρελαίου, επιτυγχάνοντας ανάκτηση ίση με μόλις 32% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP). Τέλος, στο Σχήμα 5.10, παρατηρείται και η έντονη επίδραση στην ανάκτηση πετρελαίου που επιφέρει η αύξηση του εισπιεζόμενου όγκου ρευστών εκτόπισης (νερού και CO₂) κατά την εφαρμογή μεθόδων προηγμένης τεχνολογίας CO₂-EOR.



Σχήμα 5.10: Επίδραση αναλογίας εισπιεζόμενου νερού προς τον όγκο εισπιεζόμενου CO₂ (WAG Ratio) και εισπιεζόμενου όγκου ρευστών εκτόπισης στην ανάκτηση πετρελαίου. Πηγή: (Zekri et Al., 2011)

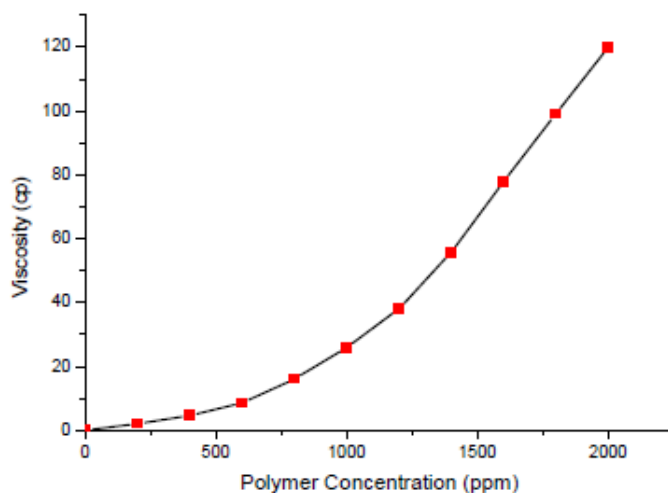
5.3. Βελτίωση λόγου κινητικότητας μεταξύ εισπιεζόμενου ρευστού και πετρελαίου (Enhanced Mobility Ratio)

Μία εκ των βασικών αιτιών για τη χαμηλή ανάκτηση που επιτυγχάνεται κατά την εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR, όπως επισημάνθηκε στο Κεφάλαιο 3, είναι η χαμηλή πυκνότητα και το χαμηλό ιξώδες που χαρακτηρίζουν το CO₂. Αρχικά η χαμηλή πυκνότητα του CO₂ σε σχέση με την πυκνότητα του πετρελαίου, προκαλεί φαινόμενα υπερπήδησης του πετρελαίου από το θύσανο του CO₂ λόγω διαφοράς βαρύτητας, φαινόμενο γνωστό και ως gravity override, με αποτέλεσμα να περιορίζονται οι όγκοι πετρελαίου που έρχονται σε επαφή με το CO₂ μειώνοντας την απόδοση της σάρωσης του μετώπου. Εν συνεχεία, λόγω του χαμηλού ιξώδους που χαρακτηρίζει το CO₂ σε σχέση με το υψηλότερο ιξώδες του νερού και του

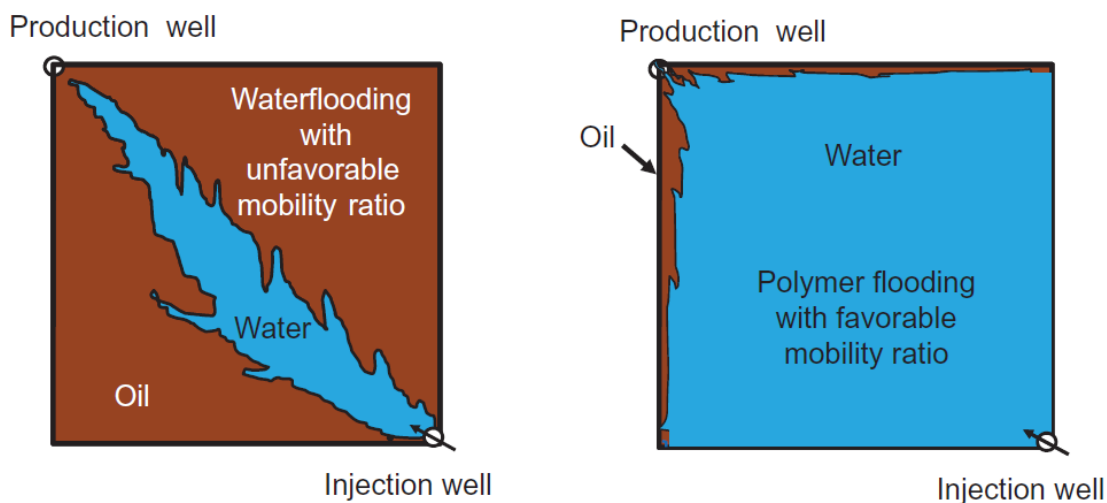
πετρελαίου, προκαλούνται έντονα φαινόμενα εμφάνισης δακτυλισμών στη ροή λόγω διαφοράς ιξώδους (viscous fingerings) τα οποία έχουν ως αποτέλεσμα την πρόωμη εμφάνιση (breakthrough) του CO₂ στην παραγωγική γεώτρηση και μειωμένους ρυθμούς παραγωγής και τελικά χαμηλή τριτογενή ανάκτηση επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (OOIP) (Enick et Al., 2012).

Μία λύση στην προβληματική αποδοτικότητα σάρωσης του πετρελαίου σε μακροσκοπικό επίπεδο που οφείλεται στον ανεπιθύμητα μεγάλο λόγο κινητικότητας μεταξύ εισπνεζόμενου ρευστού και πετρελαίου, είναι η αύξηση του ιξώδους του εισπνεζόμενου ρευστού. Πρακτικές οι οποίες εφαρμόζονται για τον σκοπό αυτό εστιάζονται είτε στη χρήση διαφορετικών τεχνικών εισπίεσης CO₂ είτε στη χρήση πρόσθετων. Τέτοιες πρακτικές είναι η εφαρμογή εισπίεσης νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση αερίου (WAG methods), η χρήση χημικών πρόσθετων συστατικών όπως χρήση αφρών με βάση το CO₂ (CO₂ based foams), εισπίεση πολυμερών εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ (PAG methods), τασιενεργών ουσιών (surfactants) και η χρήση χημικών πρόσθετων για αύξηση της πυκνότητας του εισπνεζόμενου ρευστού (CO₂ thickeners) (Talebian et Al., 2014). Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τους (Enick et Al., 2012) η χρήση χημικών πρόσθετων για αύξηση της πυκνότητας του εισπνεζόμενου ρευστού (CO₂ thickeners) αποτελεί τη λιγότερο αποδοτική μέθοδο για βελτίωση της προβληματικής σάρωσης πετρελαίου σε μακροσκοπικό επίπεδο. Οι κύριοι λόγοι είναι ότι ενώ υπάρχουν χημικές ενώσεις που επιτυγχάνουν τη δραστική αύξηση του ιξώδους του CO₂, εντούτοις είτε απαιτούν εισπίεση του μείγματος υπό μη αποδεκτό εύρος πιέσεων (10.000-40.000psia), είτε απαιτούνται μεγάλες ποσότητες χημικών προσθέτων, γεγονός που καθιστά την εφαρμογή τους αντί-οικονομική, είτε γιατί τελικά μειώνεται κατά πολύ η δραστηριότητα τους στις επικρατούσες συνθήκες του ταμειυτήρα. Μελέτη η οποία διεξήχθη από τους (Yang et Al., 2018) διερεύνησε την επίδραση στην ανάκτηση πετρελαίου που επιφέρει η εισπίεση πολυμερών εντός του εισπνεζόμενου νερού, εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂. Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.11, το ιξώδες του εισπνεζόμενου ρευστού που αποτελείται από ενώσεις πολυμερών και νερό και αντικαθιστά το εισπνεζόμενο νερό στη μέθοδο εισπίεσης νερού με εναλλασσόμενη εισπίεση CO₂ (WAG method), αυξάνει δραστικά με την αύξηση της συγκέντρωσης των πολυμερών ενώσεων. Με τον τρόπο αυτό βελτιώνεται ο λόγος κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου, καθώς το CO₂ διαλυτοποιείται εντός του εισπνεζόμενου

ρευστού που αποτελείται από ενώσεις πολυμερών και νερό με αποτέλεσμα να αυξάνεται το ιξώδες του ρευστού που περιέχει το CO₂ και αλληλεπιδρά με το πετρέλαιο, όπως φαίνεται στο Σχήμα 5.12.



Σχήμα 5.11: Συσχέτιση του ιξώδους του εισπνεζόμενου ρευστού με τη συγκέντρωση πολυμερών εντός αυτού
Πηγή: (Yang et Al., 2018)



Σχήμα 5.12: Βελτίωση της αποδοτικότητας σάρωσης πετρελαίου σε μακροσκοπικό επίπεδο του ταμιευτήρα μέσω εφαρμογής εισπίεσης πολυμερών ενώσεων
Πηγή: (Sydansk & Romero-Zerón, 2011)

Στη μελέτη αυτή εξετάστηκαν πέντε διαφορετικά σενάρια εισπίεσης, και συγκρίθηκαν οι ανακτήσεις πετρελαίου που επετεύχθησαν. Τα σενάρια αυτά είναι η κατάκλιση του σχηματισμού με νερό (waterflooding), η συνεχόμενη εισπίεση CO₂ (CGI), η εισπίεση νερού με εναλλασσόμενη εισπίεση CO₂ (WAG method), η εισπίεση πολυμερών (PF) και η εισπίεση πολυμερών εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ (PAG).

Στη συνεχόμενη εισπίεση πολυμερών, χρησιμοποιήθηκε μείγμα νερού και πολυμερών συγκέντρωση 1000ppm. Αντίστοιχα κατά την εισπίεση πολυμερών εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ (PAG), χρησιμοποιήθηκε η ίδια συγκέντρωση πολυμερών, αλλά εναλλασσόταν με εισπίεση CO₂. Όπως παρατηρείται στον Πίνακα 5.5, η υψηλότερη ανάκτηση πετρελαίου επιτεύχθηκε με την εφαρμογή σχήματος εισπίεσης πολυμερών εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ (PAG) η οποία είναι κατά 57% υψηλότερη από την ανάκτηση που επιτυγχάνεται κατά την εφαρμογή εισπίεσης νερού εναλλασσόμενης με εισπίεση CO₂ (WAG method).

Πίνακας 5.5: Αποτελέσματα ανακτήσεων πετρελαίου επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων, ανά διαφορετική μέθοδο τριτογενούς παραγωγής
Πηγή: (Yang et Al., 2018)

Case	Water injection (bbls)	Gas injection (mmscf)	Gas production (mmscf)	Oil production (bbls)	Oil recovery Factor
Waterflooding	5.00×10^6			0.48×10^6	14.20
Polymer flood	3.79×10^6			0.78×10^6	23.16
CGI	1.84×10^6	6.38×10^3	6.10×10^3	0.68×10^6	19.91
WAG	3.44×10^6	3.16×10^3	2.85×10^3	0.72×10^6	21.10
PAG	3.24×10^6	3.16×10^3	2.54×10^3	1.15×10^6	33.60

Επίσης παρατηρήθηκε μείωση του παραγόμενου νερού από 90% επί του παραγόμενου όγκου μείγματος στην επιφάνεια που παρατηρήθηκε κατά την εφαρμογή εισπίεσης νερού εναλλασσόμενης με εισπίεση CO₂ (WAG method), σε 28% κατά την εφαρμογή σχήματος εισπίεσης πολυμερών εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ (PAG). Το γεγονός αυτό βελτιώνει σημαντικά την οικονομική απόδοση της εφαρμογής της μεθόδου CO₂-EOR.

Ένας επιπλέον τρόπος βελτίωσης του λόγου κινητικότητας μεταξύ του εισπιεζόμενου CO₂ και του πετρελαίου, είναι η χρήση αφρού με βάση το CO₂ και εφαρμόζεται με επιτυχία ήδη αρκετές δεκαετίες από την πετρελαϊκή βιομηχανία. Ο αφρός σε πορώδες μέσο ορίζεται ως ένα μείγμα αέριας και υγρής φάσης, όπου η αέρια φάση αποτελείται από φυσαλίδες που διαχωρίζονται μεταξύ τους με λεπτές μεμβράνες που ονομάζονται λεπίδια (lamellae). Η υγρή φάση αποτελείται από τασιενεργές ουσίες οι οποίες σταθεροποιούν τα διαχωριστικά αυτά λεπίδια (lamellae) και έρχεται σε επαφή με το πέτρωμα. Η ασυνεχής αέρια φάση που αποτελείται από φυσαλίδες μεγέθους περίπου

ίσου με το μέγεθος των πόρων του πετρώματος καταλαμβάνει τον ενδοπορικό χώρο, ενώ η υγρή φάση διαβρέχει τα τοιχώματα των πόρων του πετρώματος (Bergeron et Al., 1994).

Η εφαρμογή του αφρού με βάση το CO₂ δύναται να επηρεάσει την ανάκτηση πετρελαίου, σε σχέση με την συνεχή εισπίεση CO₂ και την εισπίεση νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ (WAG), με τρεις τρόπους:

- Σταθεροποιώντας το μέτωπο εκτόπισης μέσω της αύξησης του ιξώδους του εισπνεζόμενου ρευστού. Με τον τρόπο αυτό μειώνεται η κινητικότητα του CO₂ και βελτιώνεται ο λόγος κινητικότητας μεταξύ του CO₂ και του πετρελαίου
- Φράζοντας τις περιοχές υψηλής διαπερατότητας που αποτελούν κανάλια προτιμητέας κίνησης για το CO₂, και εκτρέποντας το στις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας με υψηλό κορεσμό σε υπολειμματικό πετρέλαιο, βελτιώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο τη σάρωση του ταμιευτήρα σε μακροσκοπικό επίπεδο, και
- Περιορίζοντας την επίδραση των τριχοειδών δυνάμεων μέσω της μείωσης των διεπιφανειακών τάσεων μεταξύ του πετρελαίου και των πόρων του πετρώματος, λόγω της ύπαρξης και δράσης των τασιενεργών ενώσεων, βελτιώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο και τη σάρωση του ταμιευτήρα σε μικροσκοπικό επίπεδο.

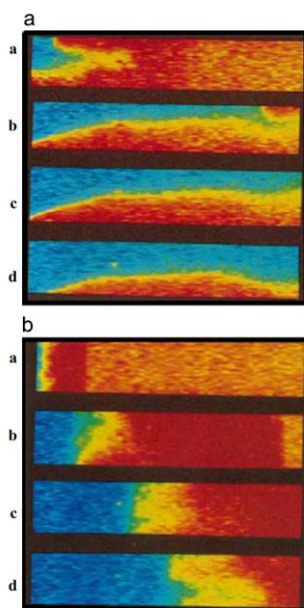
Ο σχηματισμός και η εισπίεση του αφρού εντός του ταμιευτήρα πραγματοποιείται με δύο τρόπους. Είτε με ταυτόχρονη εισπίεση CO₂ και αφρού αποτελούμενου από τασιενεργές ενώσεις και νερό, είτε από εισπίεση τασιενεργών ενώσεων σε υδατικό διάλυμα εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ (SAG – Surfactant Alternate Gas). Στην περίπτωση αυτή ο αφρός σχηματίζεται εντός του ταμιευτήρα όταν το CO₂ έρθει σε επαφή με τις τασιενεργείς ενώσεις.

Σύμφωνα με τη μελέτη των (Ransohoff & Radke, 1988) οι μηχανισμοί μέσω των οποίων προκαλείται ο σχηματισμός του αφρού, είναι οι ακόλουθοι τρεις.

- Snap-off
- Lamellae division
- Leave behind

Οι μηχανισμοί μέσω των οποίων προκαλείται ο σχηματισμός του αφρού, δεν αποτελούν σκοπό και μέρος της παρούσας εργασίας και για το λόγο αυτό δεν αναλύονται περαιτέρω.

Ένα επιπλέον σημαντικό επίτευγμα της επίδρασης του αφρού με βάση το CO₂ είναι η αντιμετώπιση του φαινομένου υπερπήδησης του πετρελαίου από το CO₂ λόγω της διαφοράς πυκνότητας (gravity override). Λόγω της αύξησης του ιξώδους και της μείωσης της κινητικότητας του CO₂ το φαινόμενο αυτό περιορίζεται σημαντικά. Όπως χαρακτηριστικά παρατηρείται στο Σχήμα 5.13, όταν γίνεται εισπίεση CO₂ χωρίς την παρουσία αφρού, παρατηρούνται φαινόμενα υπερπήδησης του πετρελαίου. Στο άνω μέρος του Σχήματος 5.13, με μπλε χρώμα απεικονίζεται το CO₂, με κίτρινο το νερό που υπάρχει λόγω της δευτερογενούς παραγωγής και με κόκκινο χρώμα το υπολειμματικό πετρέλαιο. Αντίθετα, στο κάτω μέρος του Σχήματος 5.13, όπου με κόκκινο χρώμα συμβολίζεται το υπολειμματικό πετρέλαιο, με μπλε χρώμα το CO₂ και με κίτρινο η επιφανειοδραστική ένωση, λόγω της ύπαρξης της τελευταίας, σχηματίζεται αφρός με βάση το CO₂, μεταξύ του μετώπου του CO₂ και του πετρελαίου, γεγονός που οδηγεί σε ομαλό προφίλ μακροσκοπικής σάρωσης, χωρίς την ύπαρξη φαινομένων υπερπήδησης του πετρελαίου από το CO₂.



Σχήμα 5.13: Μέτωπο σάρωσης υπολειμματικού πετρελαίου με συνεχή εισπίεση CO₂ χωρίς την ύπαρξη αφρού (άνω τμήμα) και με την ύπαρξη αφρού με βάση το CO₂ (κάτω τμήμα)
Πηγή: (Wellington and Vinegar, 1985)

Όπως γίνεται αντιληπτό μεγαλύτερες ποσότητες του CO₂ έρχονται σε επαφή με το πετρέλαιο με αποτελεσματικό τρόπο, μεγαλύτερες ποσότητες υπολειμματικού πετρελαίου κινητοποιούνται τελικά λόγω διαλυτοποίησης υδρογονανθράκων εντός του θυσάνου του CO₂ και λόγω της περαιτέρω μείωσης του ιξώδους του πετρελαίου

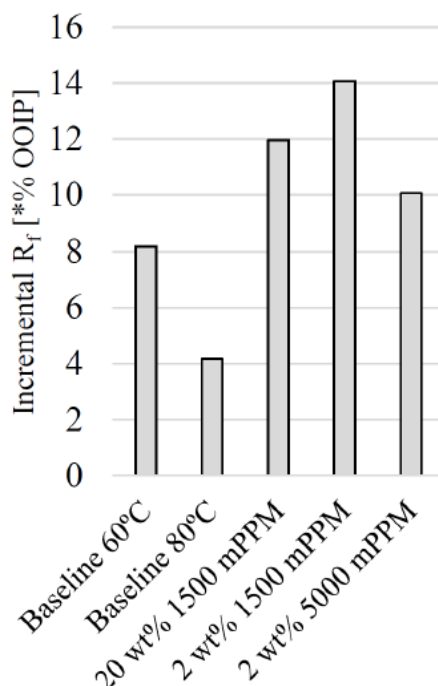
κατά τρόπο ανάλογο με τους μηχανισμούς που περιγράφηκαν εκτενώς στο Κεφάλαιο 2.

Η σταθερότητα του αφρού (foam stability) αποτελεί ένα παράγοντα επιτυχίας της εφαρμογής εισπίεσης αφρού με βάση το CO₂. Αφροί οι οποίοι χαρακτηρίζονται από σταθερότητα δύνανται να εκτρέψουν το εισπνεζόμενο CO₂ στις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας οι οποίες περιέχουν σημαντικές ποσότητες υπολειμματικού πετρελαίου. Μερικοί παράγοντες που επηρεάζουν τη σταθερότητα του αφρού είναι ο τύπος της τασιενεργούς ένωσης που χρησιμοποιείται (type of surfactant), η σύσταση των ρευστών του ταμιευτήρα και χαρακτηριστικά του ταμιευτήρα, όπως για παράδειγμα η θερμοκρασία του. Εκ φύσεως, ο αφρός είναι ένα θερμοδυναμικά ασταθές σύστημα, του οποίου η σταθερότητα είναι δύσκολο να διατηρηθεί κατά την εφαρμογή στο πεδίο για μεγάλο χρονικό διάστημα. Η σταθερότητα του αφρού μπορεί να επιδεινωθεί αισθητά από την παρουσία πετρελαίου σε υψηλά επίπεδα κορεσμού. Επίσης έχει αποδειχθεί πειραματικά ότι οι τασιενεργείς ενώσεις τείνουν να απολέσουν την επίδραση σε σύντομο χρονικό διάστημα τους λόγω των υψηλών θερμοκρασιών που επικρατούν εντός του ταμιευτήρα (Espinosa, Caldelas, Johnson and Bryant, 2010), με αποτέλεσμα την αποσταθεροποίηση των αφρών και την απώλεια των επιθυμητών δράσεων τους (Kovscek, Ferno et Al., 2018).

Προκειμένου να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα αυτό έχει προταθεί η αντικατάσταση των τασιενεργών ενώσεων από νανοσωματίδια (nanoparticles) χαρακτηριζόμενα ως η επόμενη γενιά σταθεροποιητών των αφρών (next generation foam stabilizers) (Bennetzen et Al., 2014). Τα νανοσωματίδια χαρακτηρίζονται από έντονη προσαρμοστικότητα των ιδιοτήτων τους σε διάφορες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας, και σε συνάρτηση με το χαμηλό κόστος παραγωγής τους εμφανίζονται ως μια ενδιαφέρουσα προοπτική για την εφαρμογή στις μεθόδους τριτογενούς παραγωγής πετρελαίου. Ως νανοσωματίδια χαρακτηρίζονται σωματίδια διαμέτρου που κυμαίνεται από 1-100 nm. Επίσης, η σταθερότητα που εμφανίζουν τα νανοσωματίδια σε ακραίες τιμές θερμοκρασίας, αλατότητας και πίεσης, τα κάνει προτιμητέα σε σχέση με τις τασιενεργείς ενώσεις οι οποίες χάνουν τις επιθυμητές ιδιότητες σε σύντομο χρονικό κάτω από αυτές τις συνθήκες, που επικρατούν στους ταμιευτήρες (Bennetzen et Al., 2014).

Στη μελέτη που διεξήχθη από τους (Kovscek, Ferno et Al., 2018) εξετάζεται η τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου και η επίδραση στην αποθήκευση του CO₂ που

επιφέρει η ταυτόχρονη εισπίεση μείγματος CO₂ με υδατικό διάλυμα που περιέχει νανοσωματίδια πυριτίου (silica nanoparticles). Η εφαρμογή των πειραμάτων πραγματοποιήθηκε κάτω από συνθήκες πλήρους ανάμιξης. Τα πειράματα διεξήχθησαν σε διάφορες συνθήκες προκειμένου να μελετηθεί η επίδραση διαφόρων παραγόντων. Πιο συγκεκριμένα, σαν περίπτωση αναφοράς (baseline) χρησιμοποιήθηκε η τριτογενής ανάκτηση που επιτεύχθηκε ύστερα από την εφαρμογή εισπίεσης νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂. Εξετάστηκαν περιπτώσεις εισπίεσης CO₂ και νανοσωματιδίων υπό συνθήκες αλατότητας από 2% έως 25% wt NaCl, περιεκτικότητας σε νανοσωματίδια από 1500 mppm έως 5000 mppm και θερμοκρασίας 60°C και 80°C. Κατά τη διάρκεια του πειράματος, παρατηρήθηκε ότι ο αφρός που σχηματίστηκε με τη συμμετοχή νανοσωματιδίων πυριτίου, παρέμεινε σταθερός, παρά τις ακραίες τιμές θερμοκρασίας και αλατότητας που εξετάστηκαν. Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.14, οι τριτογενείς ανακτήσεις που επιτυγχάνονται με την εισπίεση νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂ στους 60°C, με την εισπίεση CO₂ με νανοσωματίδια πυριτίου συγκέντρωσης 1500 mPPM και σε συνθήκες αλατότητας 2%wt NaCl, με την εισπίεση CO₂ με νανοσωματίδια πυριτίου συγκέντρωσης 5000mppm σε συνθήκες αλατότητας 2% wt NaCl και σε θερμοκρασία 80°C και τέλος σε συνθήκες αλατότητας 20% % wt NaCl και συγκέντρωσης νανοσωματιδίων πυριτίου ίση με 1500mppm σε θερμοκρασία 60°C, είναι ίσες με 8,2%, 14,1%, 10,1% και 12% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων (ΟΟΙΡ) αντίστοιχα. Παρατηρείται ότι η αύξηση της αλατότητας δεν επηρέασε σημαντικά την τριτογενή ανάκτηση, γεγονός που επιβεβαιώνει τη σταθερότητα του αφρού με βάση το CO₂ χρησιμοποιώντας ως σταθεροποιητή νανοσωματίδια πυριτίου. Τέλος παρατηρείται ότι με την αύξηση της θερμοκρασίας επέρχεται μία μικρή μείωση της τριτογενούς ανάκτησης, που πιθανόν να οφείλεται στην αλλοίωση κάποιων χαρακτηριστικών ιδιοτήτων των νανοσωματιδίων πυριτίου (Kovscek, Ferno et Al., 2018).



Σχήμα 5.14: Τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου κατά την εφαρμογή εισπίεσης αφρού με βάση το CO₂ και ως σταθεροποιητές αφρού νανοδοματίδια πυριτίου
Πηγή: (Kovscek, Ferno et Al., 2018)

Όσον αφορά την αποθήκευση του CO₂ που επιτυγχάνεται κατά την εφαρμογή της εισπίεσης αφρού με βάση το CO₂, παρατηρήθηκε ότι αποθηκεύονται αισθητά μεγαλύτερες ποσότητες CO₂ κατά την εφαρμογή εισπίεσης αφρού με βάση το CO₂ σε σχέση με την εισπίεση νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂. Όπως παρατηρείται και στον Πίνακα 5.6 αποθηκεύονται διπλάσιοι όγκοι CO₂ κατά την εισπίεση αφρού με βάση το CO₂ σε σχέση με τον όγκο του CO₂ που αποθηκεύεται κατά την εισπίεση νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂. Το γεγονός αυτό οφείλεται στην εκτόπιση μεγαλύτερων όγκων νερού και πετρελαίου που επιτυγχάνεται κατά την εφαρμογή εισπίεσης αφρού με βάση το CO₂, παρέχοντας κατ' αυτό τον τρόπο μεγαλύτερο όγκο διαθέσιμων πόρων για αποθήκευση του CO₂.

Πίνακας 5.6: Τριτογενείς ανακτήσεις πετρελαίου και όγκοι CO₂ που αποθηκεύτηκαν κατά τη διάρκεια των πειραμάτων
Πηγή: (Kovscek, Ferno et Al., 2018)

Experiment ID	ΔR_f [% OOIP]	ΔS_o [% PV]	ΔS_w [% PV]	CO ₂ stored [% PV]
Baseline 60°C	8.2	-5.6	-5.9	11.5
Baseline 80°C	4.2	-3.0	-2.2	5.2
20 wt% 1500 mPPM, 60°C	12.0	-9.1	-4.9	14.0
2 wt% 1500 mPPM, 80°C	14.1	-10.2	-11.9	22.1
2 wt% 5000 mPPM, 80°C	10.1	-7.0	-15.1	22.1

5.4. Αντιμετώπιση ετερογένειας του ταμιευτήρα

Όπως έχει ήδη αναφερθεί στο Κεφάλαιο 3, η ύπαρξη φυσικών ρωγματώσεων εντός του ταμιευτήρα και η ετερογένεια του, δηλαδή η διαφορετική διαπερατότητα που συναντάται σε διαφορετικές περιοχές εντός του ταμιευτήρα, προκαλεί προβλήματα στην αποδοτικότητα της σάρωσης πετρελαίου στον ταμιευτήρα σε μακροσκοπικό επίπεδο, καθώς το CO₂ κινείται στις περιοχές όπου προκαλούνται προτιμητέα κανάλια κίνησης (channeling) γεγονός που έχει ως επίπτωση την πρόωρη εμφάνιση του CO₂ στις παραγωγικές γεωτρήσεις και την αναποτελεσματική σάρωση του ταμιευτήρα. Το πρόβλημα εντείνεται ακόμα περισσότερο στις περιπτώσεις όπου ο ταμιευτήρας χαρακτηρίζεται από έντονη ετερογένεια, δηλαδή υπάρχουν περιοχές με υψηλή διαπερατότητα (high permeability layers) σε σχέση με άλλες οι οποίες χαρακτηρίζονται από μικρότερη διαπερατότητα.

Οι βασικές μέθοδοι αντιμετώπισης της ετερογένειας και της «συμμόρφωσης» του ταμιευτήρα έναντι της μεθόδου CO₂-EOR επικεντρώνονται στα εξής:

Η αποτροπή της κίνησης του CO₂ προς τα κανάλια προτιμητέας κίνησης (gas channeling blocking) είναι αναγκαία προκειμένου να γίνεται πιο αποτελεσματική σάρωση του πετρελαίου από το CO₂. Η βασική ιδέα αντιμετώπισης του φαινομένου αυτού είναι η εισπίεση κάποιας ένωσης μεγάλου ιξώδους με χαρακτηριστικά παρόμοια με των αφρών, για να φράξει μόνο τις περιοχές που χαρακτηρίζονται από υψηλή διαπερατότητα. Με τον τρόπο αυτό θα επιτευχθεί η μετατόπιση του ρευστού εκτόπισης (CO₂ ή/και νερό) προς τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας, οι οποίες δεν έχουν σαρωθεί επαρκώς κατά τη δευτερογενή παραγωγή με αποτέλεσμα την ύπαρξη υψηλού κορεσμού σε υπολειμματικό πετρέλαιο στις περιοχές αυτές.

Διάφορες τεχνικές έχουν αναπτυχθεί για την αντιμετώπιση αυτού του προβλήματος. Ενδεικτικά μερικές από αυτές είναι η εισπίεση CO₂ υπό τη μορφή αφρού σε συνδυασμό με προσθήκη τασιενεργών ενώσεων (CO₂ foams with surfactants), η εισπίεση πολυμερών ενώσεων (Polymer flooding), και η εισπίεση αλκαλικών τασιενεργών πολυμερών ενώσεων (Alkaline Surfactant Polymer flooding) (Li, Fang et Al., 2018). Ωστόσο σε ακραίες συνθήκες θερμοκρασίας (100°C) και αλατότητας που επικρατούν εντός των ταμιευτήρων όλες οι παραπάνω τεχνικές αποτυγχάνουν.

Για παράδειγμα η εφαρμογή εισπίεσης πολυμερών ενώσεων ενδείκνυται μόνο για εφαρμογές χαμηλών θερμοκρασιών, πιο συγκεκριμένα κάτω από 90°C, καθώς πέραν αυτού του ορίου θερμοκρασίας τα πολυμερή χάνουν τις επιθυμητές ιδιότητες τους (Zhao, Jia et Al., 2011). Ομοίως η εισπίεση αλκαλικών τασιενεργών πολυμερών ενώσεων, αποτυγχάνει να διατηρήσει τα επιθυμητά χαρακτηριστικά της κάτω από συνθήκες υψηλής θερμοκρασίας και αλατότητας.

Ωστόσο μία πρόσφατη μελέτη που διεξήχθη από τους (Ren, Li, Zhang, Liu and Kang, 2016) ανέδειξε ιδιαίτερα ελπιδοφόρα αποτελέσματα για την αντιμετώπιση του φαινομένου μέσω της εισπίεσης γέλης (gel). Η γέλη γενικά αποτελείται από ενώσεις πολυμερών, νερό, διασυνδετικές ουσίες-πρόσθετα (crosslinker additives), ρητίνες (resins) και διάφορες άλλες προσμίξεις. Κατά τη μελέτη αυτή, εξετάστηκε η αποδοτικότητα της γέλης να φράξει τα κανάλια προτιμητέας κίνησης του CO₂ και εξετάστηκε και η επίπτωση που θα επιφέρει η εφαρμογή της γέλης στην τριτογενή ανάκτηση. Η προτεινόμενη από τη μελέτη γέλη αφορά ένα είδος γέλης ευαίσθητη στην παρουσία του CO₂ (CO₂ sensitive gel system). Πιο συγκεκριμένα, προτάθηκε η ταυτόχρονη αλλά ξεχωριστή εισπίεση του CO₂ μαζί με τις διάφορες χημικές ενώσεις που συμμετέχουν στη σύσταση της γέλης εντός του ταμιευτήρα. Η γέλη που εξετάστηκε αποτελείται από ένα μείγμα των ενώσεων πολυακρυλαμίδιο - μεθенаμίνη και ρεσορκινόλη (polyacrylamide-methenamine-resorcinol). Οι ενώσεις αυτές πρόκειται να αντιδράσουν με το CO₂ εντός του ταμιευτήρα με αποτέλεσμα το σχηματισμό της γέλης εντός του ταμιευτήρα. Ο μηχανισμός σχηματισμού και δράσης της γέλης είναι ο ακόλουθος. Με την εισπίεση του CO₂ εντός του ταμιευτήρα και τη διαλυτοποίηση του εντός του νερού, προκαλείται pH της τάξεως των 2-4 βαθμών, με αποτέλεσμα το σχηματισμού όξινου περιβάλλοντος. Οι χημικές ενώσεις που αποτελούν τη γέλη, γίνονται ευαίσθητες στην παρουσία του CO₂ υπό υψηλές συγκεντρώσεις, γεγονός που συμβαίνει εντός των περιοχών στις οποίες υπάρχουν προτιμητέα κανάλια κίνησης (high permeability layers), με αποτέλεσμα το σχηματισμό της γέλης εντός των περιοχών αυτών. Θεωρητικά, με τον τρόπο αυτό γίνεται επιλεκτική έμφραξη περιοχών του ταμιευτήρα (high permeability layers blocking) και το εισπιεζόμενο ρευστό εκτόπισης εκτρέπεται προς τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας, βελτιώνοντας κατ' αυτό τον τρόπο την αποδοτικότητα σάρωσης του ταμιευτήρα σε μακροσκοπικό επίπεδο. Πράγματι, τα πειραματικά

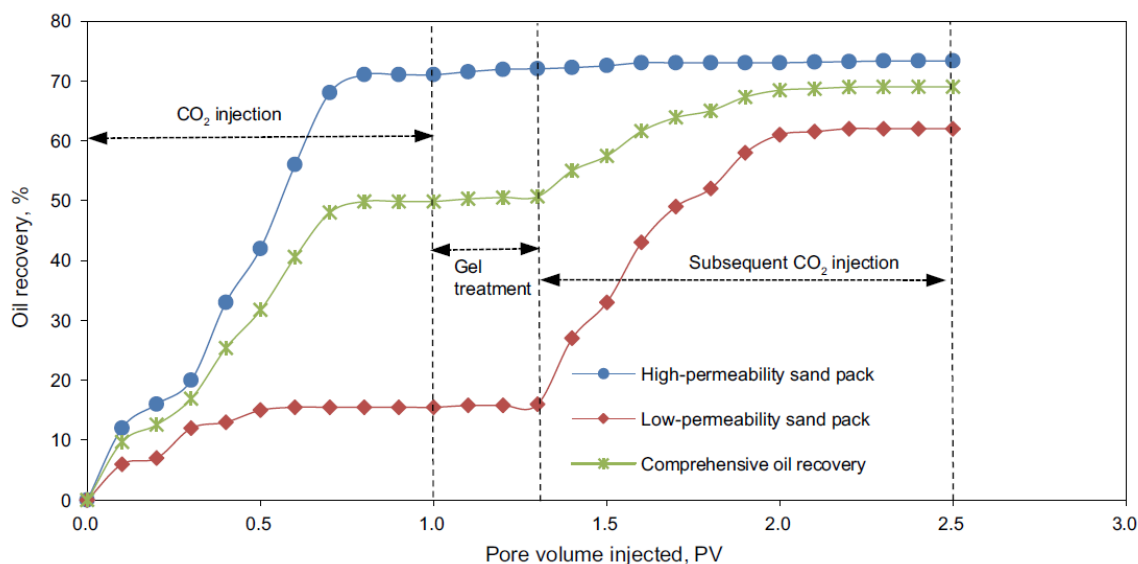
δεδομένα επαληθεύουν απολύτως τη θεωρητική προσέγγιση. Όπως παρατηρείται στον Πίνακα 5.7, σε ακραίες τιμές θερμοκρασίας (90°C) και αλατότητας (200.000 ppm) η γέλη που σχηματίστηκε εντός του ταμιευτήρα (PAM-methenamine-resorcinol Gel solution, συγκέντρωσης 1%wt) επέτυχε την έμφραξη των περιοχών υψηλής διαπερατότητας στις οποίες υπήρχαν κανάλια προτιμητέας κίνησης του CO₂, μειώνοντας την διαπερατότητα στις περιοχές αυτές κατά 90%. Επίσης αξίζει να τονιστεί ότι η συγκεκριμένη γέλη επιτυγχάνει υψηλότερη μείωση της διαπερατότητας από άλλα δύο είδη γελών με τα οποία συγκρίνεται. Πιο συγκεκριμένα η γέλη με ονομασία Sodium aluminate, σε ηπιότερες συνθήκες ταμιευτήρα επιτυγχάνει μείωση της διαπερατότητας κατά 82,9%, ενώ η γέλη με ονομασία Resol phenol-formaldehyde resin επιτυγχάνει τελική μείωση της διαπερατότητας των περιοχών υψηλής διαπερατότητας κατά 30,5%.

Πίνακας 5.7: Αποτελέσματα μείωσης της διαπερατότητας του ταμιευτήρα από τρία είδη γέλης, συγκέντρωσης 1%wt.
Πηγή: (Ren, Li, Zhang, Liu and Kang, 2016)

System	Temperature, °C	Salinity of the formation water, ppm	Sand pack		Water injection volume, PV	Maximum permeability reduction, %	Final permeability reduction, %
			Pore volume, mL	Initial permeability, mD			
PAM-methenamine-resorcinol gel solution	90	200,000	110	1698.5	3	92.7	90.0
	80	20,000	100	19.4	2	94.5	93.8
	70	20,000	100	59.6	2	98.9	98.2
	70	20,000	109	120.2	2	97.8	97.3
Sodium aluminate	80	20,000	98	31.6	2	89.3	82.9
Resol phenol-formaldehyde resin	80	20,000	105	26.1	2	87.3	30.5

Η επίδραση της γέλης (PAM-methenamine-resorcinol Gel solution, συγκέντρωσης 1% wt) στην ανάκτηση του πετρελαίου απεδείχθη ιδιαίτερα σημαντική. Πιο αναλυτικά, όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.15, πριν το σχηματισμό της γέλης στον ταμιευτήρα, η ανάκτηση πετρελαίου που προερχόταν από τις περιοχές υψηλής διαπερατότητας, στις οποίες διοχετεύονταν η μεγαλύτερη μάζα του εισπιεζόμενου ρευστού ήταν ίση με 71% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων, ενώ αντίθετα η ανάκτηση πετρελαίου που προερχόταν από τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας ήταν ίση με 15,5% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων. Ωστόσο, μετά το σχηματισμό της γέλης εντός του ταμιευτήρα και την έμφραξη των περιοχών υψηλής διαπερατότητας, το εισπιεζόμενο CO₂ διοχετεύτηκε προς τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας με αποτέλεσμα τη ραγδαία αύξηση της ανάκτησης πετρελαίου από

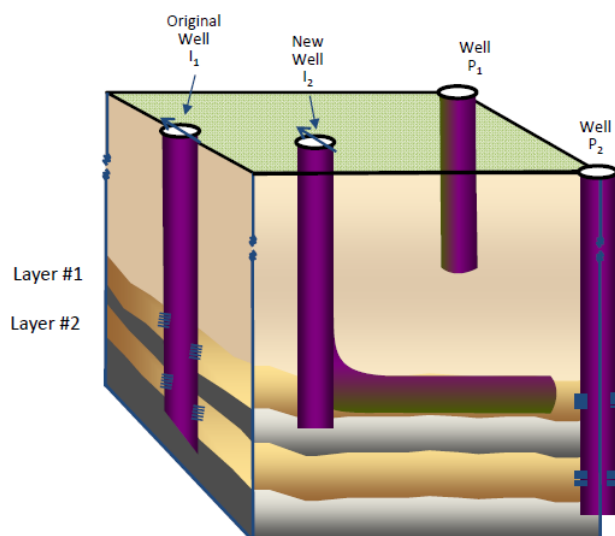
τις περιοχές αυτές. Πιο συγκεκριμένα, η ανάκτηση πετρελαίου από τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας ανήλθε σε ποσοστό 62% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων. Αντίθετα, η ανάκτηση πετρελαίου από τις περιοχές υψηλής διαπερατότητας, δεν παρουσίασε αισθητή μεταβολή.



Σχήμα 5.15: Αθροιστική ανάκτηση πετρελαίου στις περιοχές υψηλής και χαμηλής διαπερατότητας εντός του ταμιευτήρα, πριν και μετά το σχηματισμό της γέλης εντός του ταμιευτήρα.

Πηγή: (Ren, Li, Zhang, Liu and Kang, 2016)

Μία επιπλέον τεχνική για την αντιμετώπιση της ετερογένειας του ταμιευτήρα, είναι η όρυξη νέων γεωτρήσεων (infill drilling). Οι νέες γεωτρήσεις μπορεί να είναι κατακόρυφες, οριζόντιες ή κεκλιμένες. Συνηθέστερα, οι νέες γεωτρήσεις είναι κεκλιμένες ή οριζόντιες, και ορύσσονται εντός των περιοχών χαμηλής διαπερατότητας του ταμιευτήρα, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.16. Με τον τρόπο αυτό επιτυγχάνεται αισθητή βελτίωση της σάρωσης των περιοχών χαμηλής διαπερατότητας, οι οποίες δεν είχαν σαρωθεί αποτελεσματικά πριν την όρυξη των γεωτρήσεων αυτών. Ωστόσο αποτελεί μια λύση υψηλού κόστους με αποτέλεσμα η εφαρμογή της τεχνικής να φθίνει με την πάροδο των χρόνων και την εξέλιξη της τεχνολογίας. Στον αντίποδα, αποτελεί μια λύση χαμηλού ρίσκου καθώς στοχεύοντας περιοχές χαμηλής διαπερατότητας με υψηλό κορεσμού σε υπολειμματικό πετρέλαιο, θα βελτιώσει σημαντικά την αποδοτικότητα της σάρωσης των περιοχών αυτών και θα επιτευχθεί επαύξηση της ανάκτησης πετρελαίου (Sydansk & Romero-Zerón, 2011).



Σχήμα 5.16: Όρυξη ενδιάμεσης κεκλιμένης γεώτρησης εισπίεσης εντός του στρώματος χαμηλής διαπερατότητας (Layer 1) του ταμιευτήρα.
Πηγή: (Wallace, Kuuskraa & DiPietro, 2013)

5.5. Πρόσθετες απαιτούμενες τεχνικές προδιαγραφές για την εφαρμογή των τεχνολογιών CO₂-EOR προηγμένης γενιάς

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, ο στόχος των τεχνολογιών προηγμένης γενιάς της μεθόδου CO₂-EOR είναι διττός: να βελτιωθεί η τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου και παράλληλα να επιτευχθεί ασφαλής και μόνιμη αποθήκευση σημαντικών ποσοτήτων CO₂.

Ωστόσο για να επιτευχθεί η αποθήκευση του CO₂ απαιτούνται να λάβουν χώρα περαιτέρω δραστηριότητες πριν, κατά τη διάρκεια, αλλά και μετά το πέρας της εφαρμογής της εισπίεσης CO₂ εντός του ταμιευτήρα. Πιο συγκεκριμένα, απαιτούνται οι ακόλουθες δραστηριότητες (Sacuta, Young and Worth, 2015):

- Ενδεδειγμένη γεωλογικός και γεωμηχανικός χαρακτηρισμός του περιβάλλοντος του ταμιευτήρα και του πεδίου γενικότερα (Additional site characterization and geology integrity). Βασικός λόγος είναι η ανάγκη για επιπρόσθετες πληροφορίες που αφορούν την ακεραιότητα του αδιαπέρατου πετρώματος-κάλυμμα (cap rock integrity) και των πετρωμάτων που περιβάλλουν τον ταμιευτήρα στον οποίο γίνεται η εισπίεση του CO₂.
- Πλήρης εξέταση της ακεραιότητας των γεωτρήσεων (wellbore integrity) καθώς αποτελούν τα πιθανότερα σημεία διαφυγής του CO₂ προς την επιφάνεια και την ατμόσφαιρα.

- Συνεχής και λεπτομερής παρακολούθηση της διαδικασίας εισπίεσης και αποθήκευσης του CO₂ (Storage Monitoring)
- Τακτική δειγματοληψία, έλεγχος, μετρήσεις στην επιφάνεια για τυχόν διαφυγή CO₂ στην ατμόσφαιρα (Soil gas sampling)
- Αλλαγές στη διαδικασία ολοκλήρωσης και εγκατάλειψης των γεωτρήσεων (Changes in cementing and abandonment processes).

5.5.1. Ενδεδειγμένος γεωλογικός και γεωμηχανικός χαρακτηρισμός του περιβάλλοντος του ταμιευτήρα και του πεδίου γενικότερα (Additional site characterization and geology integrity).

Για τον περαιτέρω ενδεδειγμένο γεωλογικό και γεωμηχανικό χαρακτηρισμό του περιβάλλοντος του ταμιευτήρα και του πεδίου γενικότερα, εξετάζονται δεδομένα που αφορούν την υδρογεωλογία της περιβάλλουσας περιοχής, τα γεωμηχανικά χαρακτηριστικά του ταμιευτήρα και των περιβαλλόντων πετρωμάτων, όπως η πίεση ρωγμάτωσης, το πορώδες και η διαπερατότητα των πετρωμάτων και η λεπτομερής αποτύπωση και αξιολόγηση των ρηγμάτων στην περιοχή

Η εξέταση και καταγραφή της υδρογεωλογίας της περιοχής είναι ιδιαίτερα σημαντική καθώς, σε περίπτωση ατυχήματος, η πορεία της ροής που θα ακολουθήσει το CO₂ προς την επιφάνεια καθορίζεται από αυτήν πάνω από τον ταμιευτήρα αλλά και από τη διαπερατότητα των ανώτερων γεωλογικών στρωμάτων (Rostron et Al., 2012).

Όσον αφορά την εξέταση των γεωμηχανικών χαρακτηριστικών του πετρώματος του ταμιευτήρα, εξετάζεται το ανώτατο όριο πίεσης ρωγμάτωσης του ταμιευτήρα λόγω της αύξησης της πίεσης που θα λάβει χώρα κατά την εισπίεση του CO₂. Ακόμα γεωχημικοί έλεγχοι πραγματοποιούνται για την εξέταση της συμπεριφοράς του πετρώματος του ταμιευτήρα με το νερό των πόρων, όπως επίσης και εξέταση της συμπεριφοράς του πετρώματος του ταμιευτήρα όταν έρθει σε επαφή με το μείγμα τσιμέντωσης, ώστε να διαπιστωθεί η ακεραιότητα του πετρώματος του ταμιευτήρα, γεγονός απαραίτητο για την αποθήκευση του CO₂.

Επιπρόσθετα, η καταγραφή των ρηγμάτων και των ρωγματώσεων εντός του ταμιευτήρα, αλλά και των περιβαλλόντων πετρωμάτων, είναι ιδιαίτερα σημαντική, γιατί όπως γίνεται αντιληπτό αποτελούν προτιμητέα κανάλια κίνησης και διαφυγής του CO₂ προς την επιφάνεια. Για να πραγματοποιηθεί ένα έργο της μεθόδου CO₂-EOR, με τις τεχνολογίες προηγμένης γενιάς, απαραίτητη προϋπόθεση είναι η

διαπίστωση της ακεραιότητας του αδιαπέρατου πετρώματος (cap rock integrity), ούτως ώστε να πραγματοποιηθεί η μόνιμη και ασφαλής αποθήκευση του CO₂. Στο πλαίσιο του περαιτέρω γεωλογικού χαρακτηρισμού του ταμιευτήρα και των περιβαλλόντων πετρωμάτων, από τη μελέτη που διεξήχθη από τους (Sacuta, Young and Worth, 2015) προτείνεται η εφαρμογή των παρακάτω:

- Ανάλυση δειγμάτων (πυρήνων) του πετρώματος του ταμιευτήρα, και των περιβαλλόντων πετρωμάτων που έχουν ληφθεί με δειγματοληψία, ώστε να εξακριβωθούν η διαπερατότητα και το πορώδες.
- Έλεγχος της πίεσης ρωγμάτωσης του πετρώματος του ταμιευτήρα και καταγραφή της βαθμίδας πίεσης
- Υδρογεωλογική μελέτη της περιοχής και γεωχημικός έλεγχος
- Αποτύπωση ρηγμάτων και ρωγματώσεων με τη χρήση σεισμικών μεθόδων υψηλής ανάλυσης

5.5.2. Πλήρης εξέταση της ακεραιότητας των γεωτρήσεων (wellbore integrity)

Η πλήρης εξέταση της ακεραιότητας των γεωτρήσεων γίνεται κυρίως γιατί αποτελούν τις πιθανότερες οδούς διαφυγής του CO₂ προς την επιφάνεια. Αυτή η επιπρόσθετη τεχνική προδιαγραφή στοχεύει στην εξέταση της επίδρασης που μπορεί να έχει η παρουσία του CO₂ στη σωλήνωση της γεώτρησης και αν διατηρείται η ακεραιότητα της λόγω φαινομένων διάβρωσης από την επαφή των μεταλλικών τμημάτων της με το CO₂. Επίσης εξετάζονται ενδεχόμενα αποκατάστασης εγκαταλελειμμένων γεωτρήσεων (abandoned well remediation) και μετατροπής ήδη υπαρχουσών παραγωγικών γεωτρήσεων σε γεωτρήσεις εισπίεσης (Hawkes and Gardner, 2012).

Σύμφωνα με τη μελέτη των (Sacuta, Young and Worth, 2015) η επιφανειακή σωλήνωση (surface casing) παρέχει έναν επιπλέον φραγμό ασφαλείας καθώς προστατεύει τους επιφανειακούς υδροφόρους ορίζοντες. Ακόμη, τονίζεται ότι η επίδραση της διαδικασίας τσιμεντώσης αποτελεί ένα βασικό παράγοντα για την ακεραιότητα της γεώτρησης καθ' όλη τη διάρκεια του έργου. Προτείνεται, όλες οι γεωτρήσεις εισπίεσης του CO₂ να τσιμεντώνονται με τσιμέντο ειδικής σύνθεσης για αυξημένη αντοχή στο CO₂, σε όλο το μήκος της ζώνης που πραγματοποιείται η εισπίεση του CO₂. Επιπρόσθετα, εξέχουσας σημασίας είναι η επιτυχής ολοκλήρωση της διεργασίας της τσιμεντώσης. Πιο συγκεκριμένα, μετά το πέρας της τσιμεντώσης, η πρόσφυση του τσιμέντου προς τη σωλήνωση αλλά και προς τα τοιχώματα του

ταμιευτήρα, να είναι απόλυτα σωστή ούτως ώστε να μην δημιουργούνται δίοδοι διαφυγής του CO₂ είτε προς το πέτρωμα του ταμιευτήρα με πιθανή μετανάστευση του προς την επιφάνεια, είτε προς τη σωλήνωση προκαλώντας προβλήματα διάβρωσης της σωλήνωσης.

Αναφορικά με υφιστάμενα έργα CO₂-EOR που μελετώνται εκ νέου στη βάση της εφαρμογής τεχνολογιών νέας γενιάς, επιτυγχάνοντας και μόνιμη αποθήκευση CO₂, ο έλεγχος και η πιθανή αποκατάσταση των ήδη υπαρχουσών γεωτρήσεων αποτελεί μείζον θέμα. Πιο συγκεκριμένα, είναι πιθανό οι γεωτρήσεις αυτές να μην έχουν τσιμεντωθεί με τον κατάλληλο τύπου ανθεκτικού στο CO₂ μείγματος τσιμέντου. Στην περίπτωση αυτή είναι αναγκαία η διενέργεια εκ νέου της τσιμεντώσης στο τμήμα που πραγματοποιείται η εισπίεση του CO₂, με τον κατάλληλο τύπο μείγματος τσιμεντώσης. Όσον αφορά γεωτρήσεις οι οποίες πιθανόν να έχουν σφραγιστεί και εγκαταλειφθεί, απαιτείται έλεγχος της τσιμεντώσης καθ' όλο το μήκος τους, και προτείνεται η εφαρμογή διατάξεων σφραγίσματος και απομόνωσης (implementation of isolation plugs) (Sacuta, Young and Worth, 2015). Για τη διεξαγωγή του ελέγχου αυτού, προτείνεται από τους (Hawkes and Gardner, 2012) η διεξαγωγή των παρακάτω:

- Διεξαγωγή διαγραφιών εντός των γεωτρήσεων για πιθανή απομόνωση ζωνών και τον έλεγχο της τσιμεντώσης σε όλο το μήκος της σωλήνωσης (logs for zonal isolation and cement evaluation)
- Δειγματοληψία τσιμέντου για τον ποιοτικό έλεγχο αντοχής και χημικής σύστασης του πολφού τσιμεντώσης

5.5.3. Παρακολούθηση της διαδικασίας εισπίεσης και αποθήκευσης του CO₂ (Storage Monitoring)

Η συνεχής και διεξοδική παρακολούθηση της διαδικασίας εισπίεσης και αποθήκευσης του CO₂ (Storage Monitoring) διεξάγεται με μία σειρά δράσεων, τόσο κατά τη διάρκεια της εισπίεσης CO₂ όσο και μετά το τέλος της εισπίεσης του CO₂ προκειμένου να παρακολουθείται σε μόνιμη βάση για λόγους ασφαλείας αλλά και για λόγους επαλήθευσης των αποτελεσμάτων που αναμένεται να έχει η διεργασία.

Αρχικά, πραγματοποιείται δειγματοληψία από τους επιφανειακούς υδροφόρους ορίζοντες ανά τακτά χρονικά διαστήματα και εξετάζεται η χημική τους σύσταση. Σα βάση αναφοράς, θεωρούνται οι μετρήσεις που έχουν πραγματοποιηθεί πριν την

έναρξη της εισπίεσης του CO₂. Εάν δεν παρατηρούνται αλλαγές στη σύσταση των υπογείων νερών, κυρίως όσον αφορά τη συγκέντρωση ενώσεων όπως το CO₂ και το HCO₃, σημαίνει ότι δεν έχει διαρρεύσει το CO₂ εκτός του ταμειυτήρα. Επίσης, πραγματοποιούνται γεωχημικοί έλεγχοι μέσω δειγματοληψίας των ρευστών του ταμειυτήρα και γίνεται ανάλυση τους, επικεντρώνοντας το ενδιαφέρον στη διαλυτότητα του CO₂ στο νερό, η εξέταση του pH εντός του ταμειυτήρα και τη μεταβολή της αλκαλικότητας εντός του ταμειυτήρα με την πάροδο του χρόνου. Τα δεδομένα αυτά αξιοποιούνται για την προσομοίωση και εκτίμηση του όγκου του CO₂ που τελικά θα αποθηκευτεί όπως επίσης και για να αξιολογηθεί η επίπτωση των συνθηκών που επικρατούν στον ταμειυτήρα στα ευαίσθητα τμήματα της σωλήνωσης (Johnson and Roston, 2012). Η καλύτερη παρακολούθηση της κατανομής του CO₂ στον ταμειυτήρα γίνεται με τη χρήση γεωφυσικών μεθόδων. Πιο συγκεκριμένα, με την εφαρμογή τρισδιάστατων σεισμικών (3D Seismic method) σε συνάρτηση με τη μεταβολή τους χρονικά, παρακολουθείται λεπτομερώς η κατανομή του CO₂ εντός του ταμειυτήρα. Επίσης μέσω αυτής της μεθόδου παρέχεται η δυνατότητα εντοπισμού του CO₂ στην περίπτωση που έχει διαρρεύσει προς ανώτερα στρώματα από το αδιαπέρατο κάλυμμα-πέτρωμα του ταμειυτήρα (detecting migration of CO₂ above the cap rock reservoir seal) (White, 2012).

5.5.4. Επιφανειακός τακτικός έλεγχος για τυχόν διαφυγή CO₂ στην ατμόσφαιρα (Soil gas sampling)

Για τον έλεγχο τυχόν διαρροής του CO₂ προς την επιφάνεια, επιβάλλεται η ανά τακτά χρονικά διαστήματα δειγματοληψία αερίων των εδαφικών πόρων (periodic soil gas sampling). Μία βελτιωμένη εκδοχή αυτής της μεθόδου παρακολούθησης, εφαρμόστηκε από την εταιρεία Saudi Aramco στο πρώτο πιλοτικής μορφής έργο της εταιρείας, εφαρμογής προηγμένων τεχνικών της μεθόδου CO₂-EOR το 2016. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από τους (Adam, Sanni et Al., 2016), η μέθοδος αυτή διεξάγεται ανά τακτά χρονικά διαστήματα με τη δειγματοληψία αερίων των εδαφικών πόρων, στα οποία εξετάζεται η περιεκτικότητα τους σε CO₂ και CH₄. Οι αναλύσεις αυτές συγκρίνονται με ανάλυση δειγματοληψίας που έχει γίνει πριν την έναρξη της εισπίεσης του CO₂. Η δειγματοληψία διεξάγεται και πέραν των ορίων της εκμετάλλευσης ώστε να αυξηθεί η ακρίβεια των μετρήσεων και να ελεγχθεί μεγαλύτερη επιφάνεια για τυχόν διαφυγές του CO₂ στην ατμόσφαιρα. Η διαδικασία δειγματοληψίας πραγματοποιείται από ειδικές συσκευές που πραγματοποιούν τη

δειγματοληψία και βρίσκονται σε βάθος 2-3 μέτρα από την επιφάνεια. Οι συσκευές δειγματοληψίας πραγματοποιούν συνεχόμενες δειγματοληψίες από αέρια των εδαφικών πόρων για να παρατηρούνται τυχόν μεταβολές στις συγκεντρώσεις του CO₂ και του CH₄ στην περιοχή ενδιαφέροντος, αν και η αξιολόγηση τους γίνεται ανά τακτά χρονικά διαστήματα, ακόμα και μετά το πέρας της εκμετάλλευσης (Adam, Sanni et Al., 2016).

5.5.5. Αλλαγές στη διαδικασία ολοκλήρωσης και εγκατάλειψης των γεωτρήσεων (Changes in cementing and abandonment processes)

Όσον αφορά τις διαδικασίες ολοκλήρωσης και εγκατάλειψης της γεώτρησης, εμπίπτουν ζητήματα όπως η αντοχή της τσιμεντώσης στα κατώτερα τμήματα των γεωτρήσεων στη διάβρωση λόγω της μακροχρόνιας επαφής με το CO₂, της εισροής, λόγω διάβρωσης της τσιμεντώσης, ρευστών από τους γύρω σχηματισμούς ή ακόμα και της εισροής του CO₂ διαφεύγοντας προς την επιφάνεια. Βασικός στόχος στις εφαρμογές προηγμένης γενιάς της μεθόδου CO₂-EOR, είναι η ελαχιστοποίηση του κινδύνου αστοχίας του τσιμέντου με αποτέλεσμα το σχηματισμού καναλιών διαφυγής του CO₂ προς την επιφάνεια. Η έρευνα για την υλοποίηση του στόχου αυτού επικεντρώνεται στην ανάπτυξη νέων τύπων τσιμέντου και σχετικών πολφών (μιγμάτων τσιμέντου με νερό και χημικά πρόσθετα), που θα επιτυγχάνει καλύτερη πρόσφυση στα τοιχώματα της γεώτρησης και θα έχει ικανοποιητική αντοχή στην επαφή με το CO₂ προκειμένου να εξασφαλίζεται η επαρκής προστασία κατά φαινομένων διαρροής του CO₂ (Sacuta, Young and Worth, 2015).

5.6. Αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης ανάκτησης πετρελαίου και ταυτόχρονης αποθήκευσης CO₂

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, σκοπός της εφαρμογής τεχνολογιών προηγμένης γενιάς της μεθόδου CO₂-EOR είναι τόσο η επαύξηση της απόληψης πετρελαίου σε σχέση με τις συμβατικές μεθόδους, όσο και η «μόνιμη» αποθήκευση CO₂ έναντι της συμπτωματικής που λάμβανε χώρα κατά τις συμβατικές μεθόδους.

Στη μελέτη που διεξήχθη από τους (Kamali and Cinar, 2014), πραγματοποιήθηκαν σειρά προσομοιώσεων, με στόχο τη διερεύνηση της βελτιστοποίησης της ανάκτησης πετρελαίου με την ταυτόχρονη αποθήκευση του CO₂ εξετάζοντας διαφορετικά σενάρια σχημάτων εισπίεσης. Στη μελέτη αυτή χρησιμοποιήθηκε η αντικειμενική

συνάρτηση βελτιστοποίησης της ανάκτησης πετρελαίου και της ταυτόχρονης αποθήκευσης του CO₂ (5.1), η οποία είναι η εξής:

$$f = w_1 \times \frac{N_P}{OIP} + w_2 \times \left(1 - \frac{M_{CO_2}^P}{M_{CO_2}^I}\right) \quad (5.1)$$

Όπου:

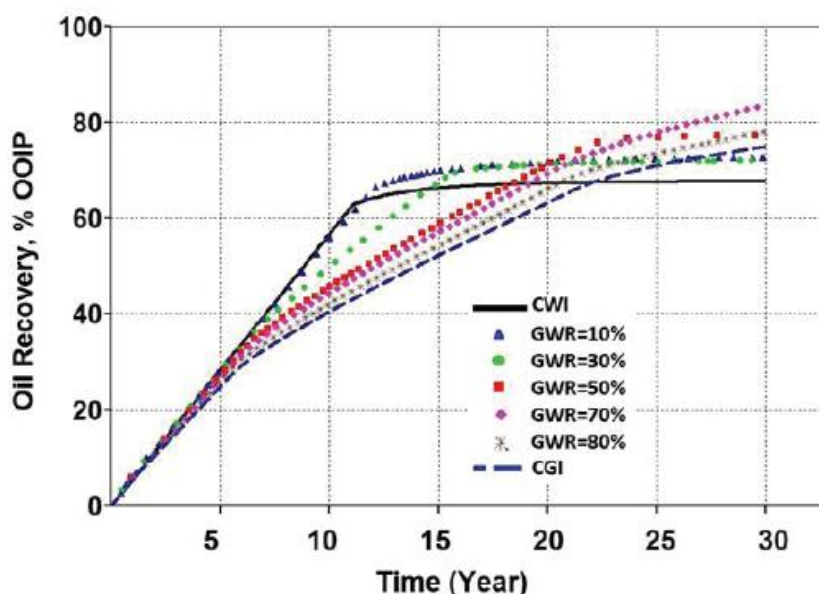
- w_1 και w_2 οι συντελεστές βαρύτητας για την ανάκτηση πετρελαίου και την αποθήκευση του CO₂, αντίστοιχα και ισχύει ότι $w_1 + w_2 = 1$
- N_P η παραγωγή πετρελαίου σε stb,
- OIP τα αρχικά επί τόπου αποθέματα σε stb
- $M_{CO_2}^P$ και $M_{CO_2}^I$ η ποσότητα του CO₂ που συμπαραάγεται με το πετρέλαιο στην επιφάνεια και η ποσότητα του CO₂ που εισπίζεται εντός του ταμιευτήρα, αντίστοιχα.

Η αντικειμενική συνάρτηση (5.1) προσεγγίζει το συντελεστή ανάκτησης και την αποθήκευση του CO₂ με οικονομικούς όρους, όπου συνυπολογίζονται και οι δύο αυτές διεργασίες. Ο στόχος της αντικειμενικής συνάρτησης είναι η βελτιστοποίηση τόσο της ανάκτησης πετρελαίου, όσο και της ταυτόχρονης αποθήκευσης του CO₂. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης (5.1), δηλαδή προσεγγίζει τη μονάδα (ή 100%), αυξάνεται η Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου. Αξίζει να τονιστεί ότι οι εξισώσεις που αφορούν την αποθήκευση του CO₂ οι οποίες παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3, εξακολουθούν να ισχύουν.

Θεωρώντας ίσης σημασίας την ανάκτηση πετρελαίου και την αποθήκευση του CO₂, δηλαδή θεωρώντας $w_1 = w_2 = 0.5$ (ή 50% έκαστος), και εφαρμόζοντας ως σχήματα εισπίεσης την ταυτόχρονη εισπίεση νερού και CO₂ (SS-WAG), για αναλογίες εισπίεσης όγκου αερίου προς τον όγκο νερού (Gas Water Ratio, GWR) ίσες με 10%, 30%, 50%, 70%, 80% και συνεχούς εισπίεσης CO₂, υπό συνθήκες πλήρους ανάμιξης, έγινε προσομοίωση αυτών των διαφορετικών σεναρίων στη βάση της αντικειμενικής συνάρτησης (5.1), με τη χρήση του πολυσυστατικού προσομοιωτή (compositional simulator) GEM της εταιρείας CMG. Είναι αναμενόμενο ότι το καταλληλότερο σχήμα εισπίεσης θα προκύψει από την περίπτωση που θα εμφανίσει την υψηλότερη τιμή αντικειμενικής συνάρτησης, ιδανικά κοντά στη μονάδα (ή

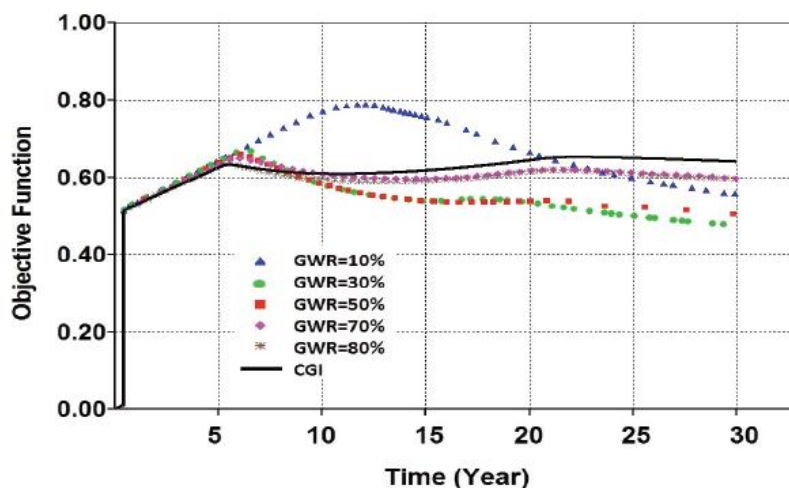
100%), ωστόσο συνυπολογίζεται και ξεχωριστά το αποτέλεσμα στην ανάκτηση του πετρελαίου και των ποσοτήτων του CO₂ που αποθηκεύεται.

Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.17 η μεγαλύτερη ανάκτηση πετρελαίου ισούται με 83.6% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων σε χρόνο εφαρμογής 30 ετών και αντιστοιχεί σε αναλογία εισπίεσης όγκου αερίου προς τον όγκο νερού ίση με 70%.



Σχήμα 5.17: Ανάκτηση πετρελαίου συσχετιζόμενη με διάφορες αναλογίες εισπίεσης όγκου αερίου προς όγκο νερού
Πηγή: (Kamali and Cinar, 2014)

Στο Σχήμα 5.18, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης βελτιστοποίησης ύστερα από χρονικό διάστημα εφαρμογής 30 ετών, για την περίπτωση αυτή ισούται με 60% και είναι υψηλότερη από τις υπόλοιπες περιπτώσεις ταυτόχρονης εισπίεσης νερού και CO₂, εκτός της περίπτωσης της συνεχούς εισπίεσης CO₂, στην περίπτωση της οποίας η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης ισούται με 65%.



Σχήμα 5.18: Διακύμανση της τιμής της αντικειμενικής συνάρτησης βελτιστοποίησης, για τα διάφορα σενάρια εισπίεσης, σε χρονικό διάστημα 30 ετών
Πηγή: (Kamali and Cinar, 2014)

Όπως παρατηρείται στον Πίνακα 5.8, η τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης για τη συνεχή εισπίεση CO₂ είναι ίση με την περίπτωση εισπίεσης αερίου και νερού σε αναλογία 70%, φτάνοντας τιμή ίση με 65%, ενώ αντίστοιχα η υψηλότερη τιμή της αντικειμενικής συνάρτησης επιτυγχάνεται κατά την εισπίεση αναλογίας όγκου αερίου προς όγκο νερού ίσο με 10%, φτάνοντας τιμή για τη συνάρτηση βελτιστοποίησης ίση με 79%. Αυτό οφείλεται στην καθυστέρηση της εμφάνισης του CO₂ στην παραγωγική γεώτρηση, με αποτέλεσμα να επιτυγχάνεται υψηλή αποδοτικότητα σάρωσης του πετρελαίου σε μακροσκοπικό επίπεδο. Ωστόσο, λόγω της εισπίεσης μικρών όγκων CO₂, τελικά αποθηκεύονται μικρές ποσότητες CO₂, σύμφωνα με τα στοιχεία του Πίνακα 5.8. Όσον αφορά την αποθήκευση του CO₂ παρατηρείται ότι μεγαλύτερες ποσότητες CO₂ αποθηκεύονται κατά τη συνεχή εισπίεση CO₂, γεγονός που οφείλεται κατά κύριο λόγο στην εισπίεση πολύ μεγαλύτερων ποσοτήτων CO₂ σε σχέση με τις υπόλοιπες περιπτώσεις που εισπίζεται μαζί με νερό, καθώς η παραγωγική ζωή του έργου εκτείνεται σε διάστημα 22 περίπου ετών, έναντι των 12 περίπου ετών που αποτελεί το μέγιστο στις περιπτώσεις εισπίεσης νερού εναλλασσόμενη με εισπίεση CO₂. Ωστόσο, όπως παρατηρείται στον Πίνακα 5.7, στην περίπτωση συνεχούς εισπίεσης CO₂ παρατηρείται η χαμηλότερη τιμή αποδοτικότητας αποθήκευσης του CO₂ σε σχέση με τις υπόλοιπες περιπτώσεις ταυτόχρονης εισπίεσης νερού και CO₂.

Πίνακας 5.8: Ανάκτηση πετρελαίου, αποθήκευση CO₂ και μέγιστη τιμή αντικειμενικής συνάρτησης, υπό συνθήκες ανάμιξης για την κάθε περίπτωση

Πηγή: (Kamali and Cinar, 2014)

Case	Maximum Objective function %	Production life, year	EOR R.F%	CO ₂ efficiency %	CO ₂ mass storage, million tonne
CGI	65	22.2	68	63	3.26
GWR=10%	79	12	66	92	0.30
GWR=30%	67	6.3	35	99.7	0.46
GWR=50%	66	6.1	33	99.2	0.72
GWR=60%	66	6.1	32	99	0.84
GWR=70%	65	5.9	31	98.7	0.99
GWR=80%	65	5.4	28	99.2	1.03

5.7. Σύνοψη

Η εφαρμογή των τεχνολογιών προηγμένης γενιάς της μεθόδου CO₂-EOR, γίνεται αντιληπτό ότι προσφέρει μεγάλα περιθώρια βελτίωσης, τόσο στον τομέα της ανάκτησης πετρελαίου όσο και στην αποθήκευση μεγάλων ποσοτήτων CO₂. Το γεγονός αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό, καθώς έτσι ανακτώνται χρήσιμοι πόροι υδρογονανθράκων που συνεισφέρουν στη συνεχώς αυξανόμενη ζήτηση πετρελαίου, ενώ ταυτόχρονα επιτυγχάνεται αποθήκευση σημαντικών ποσοτήτων CO₂, γεγονός ιδιαίτερα σημαντικό καθώς ενισχύει την προσπάθεια μείωσης των ρύπων για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής. Ωστόσο προκειμένου η αποθήκευση του CO₂ να γίνει μόνιμη και με ασφαλή τρόπο είναι αναγκαίο να εφαρμοστούν μια σειρά από απαιτούμενες τεχνικές προδιαγραφές, οι οποίες αναφέρθηκαν στο Κεφάλαιο 5.

Κεφάλαιο 6. Οικονομική διάσταση έργων CO₂-EOR

6.1. Εισαγωγή

Η τιμή του πετρελαίου, ύστερα από την κρίση του 2014 όπου από τα 125\$/βαρέλι έφτασε στα 40\$/βαρέλι, συνεχίζει να παρουσιάζει διαρκείς διακυμάνσεις, αν και τον τελευταίο χρόνο έχει σταθεροποιηθεί στα 70\$/βαρέλι, χωρίς να έχει ανακάμψει πλήρως. Όπως σημειώνεται στη μελέτη των (Welkenhuysen et al., 2017) σε περιόδους όπου επικρατούν χαμηλές τιμές πετρελαίου, αποτελεί πρόκληση για την πετρελαϊκή βιομηχανία να διατηρήσει την παραγωγή πετρελαίου σε υψηλά επίπεδα και ακόμα πιο μεγάλη πρόκληση η εφαρμογή τριτογενών μεθόδων παραγωγής που απαιτούν επιπρόσθετες υψηλές κεφαλαιακές επενδύσεις, όπως η μέθοδος CO₂-EOR. Ωστόσο η προϋπάρχουσα εμπειρία από την εφαρμογή της μεθόδου αυτής κατά κύριο λόγο στις ΗΠΑ, έχει αποδείξει ότι αποτελεί μια οικονομικά συμφέρουσα τεχνική. Συνδυαζόμενη η μέθοδος αυτή, με τη στοχευμένη – μόνιμη αποθήκευση του CO₂ για λόγους μείωσης των εκπομπών του CO₂ στην ατμόσφαιρα και καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής, είναι δυνατό να επιφέρει επιπρόσθετα οικονομικά οφέλη μέσω φοροελαφρύνσεων ή χρηματοδότησης από διάφορους φορείς, καθιστώντας την μέθοδο αυτή ακόμα πιο ελκυστική στους επενδυτές και τις πετρελαϊκές εταιρείες.

Η συνολική οικονομική μελέτη ενός έργου CO₂-EOR είναι μοναδική για κάθε έργο και επηρεάζεται έντονα από ποικίλους παράγοντες όπως:

- το μέγεθος του κοιτάσματος,
- τον υπολειμματικό κορεσμό σε πετρέλαιο του ταμιευτήρα που καθορίζει τα προσδοκώμενα έσοδα από την επαυξημένη ανάκτηση πετρελαίου,
- το βάθος του ταμιευτήρα,
- η τοποθεσία του κοιτάσματος (αν πρόκειται για χερσαίο ή υπεράκτιο πεδίο) και
- η ύπαρξη ή μη των αναγκαίων υποδομών, τόσο σε εξοπλισμό όσο και σε εγκαταστάσεις μεταφοράς του CO₂ από την πηγή στον ταμιευτήρα.

Όπως σημειώνεται από τους (Algharaib & Al-Soof, 2012) στη μελέτη τους, τα οικονομικά στοιχεία ενός έργου CO₂-EOR μπορούν χωριστούν ως εξής:

- Κεφαλαιουχικές δαπάνες (CAPEX)
- Λειτουργικές δαπάνες (OPEX)
- Έσοδα από τις πωλήσεις πετρελαίου

- Έξοδα ή/και φοροελαφρύνσεις λόγω της αποθήκευσης του CO₂

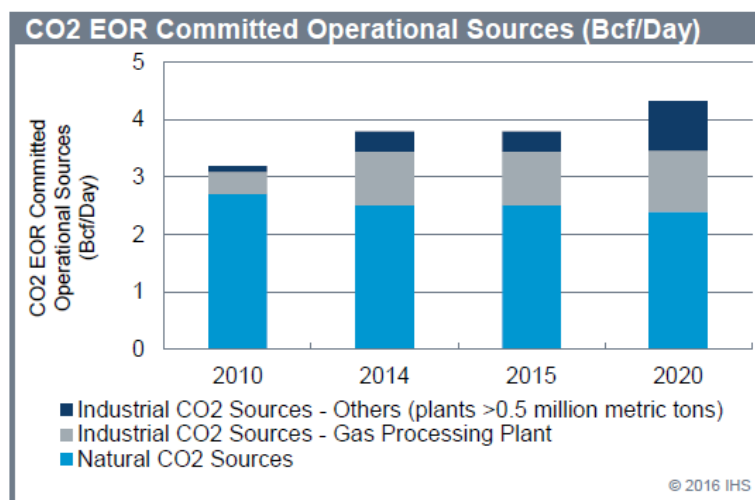
Στις κεφαλαιουχικές δαπάνες συμπεριλαμβάνονται διάφορα κόστη όπως το κόστος απόκτησης του CO₂, το οποίο επηρεάζεται κατά κύριο λόγο από το κόστος δέσμευσης του CO₂ και το κόστος μεταφοράς του από την πηγή δέσμευσης του στην περιοχή του κοιτάσματος, την απόκτηση ειδικού εξοπλισμού για τη διαχείριση του CO₂ στις εγκαταστάσεις και την πιθανή μετατροπή των ήδη υπάρχουσών γεωτρήσεων, σε γεωτρήσεις ικανές να διαχειριστούν το CO₂ κυρίως για λόγους διάβρωσης.

Όσον αφορά τα κόστη λειτουργίας, αυτά συμπεριλαμβάνουν τυπικά έξοδα λειτουργίας όπως η συντήρηση του εξοπλισμού, τα κόστη συμπίεσης, διαχωρισμού και επανεισπίεσης του CO₂ και κόστη γεωφυσικής παρακολούθησης του έργου. Όπως σημειώνεται στη μελέτη των (Wei, Li, Dahowski, Davidson, Liu, & Zha, 2015) τα έξοδα αυτά παρουσιάζουν διακυμάνσεις στην τιμή τους λόγω γεωγραφικής τοποθεσίας κυρίως, αναλόγως εάν είναι χερσαίο ή υπεράκτιο κοιτάσμα. Ωστόσο σε γενική βάση, δεν αποτελούν μεγάλα κόστη. Για παράδειγμα το κόστος γεωφυσικής παρακολούθησης κυμαίνεται μεταξύ 0,05-0,1 \$/τόνο CO₂ (Wei, Li, Dahowski, Davidson, Liu, & Zha, 2015). Τα μεγαλύτερα κόστη και συνεπώς τα μεγαλύτερα ζητήματα των εφαρμογών CO₂-EOR, τα οποία θα αναλυθούν είναι το κόστος δέσμευσης του CO₂ και η μεταφορά του στην τοποθεσία του κοιτάσματος.

6.2. Κόστος δέσμευσης CO₂

Το πρώτο στάδιο στο πλαίσιο της δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂ είναι η δέσμευση του CO₂. Το στάδιο αυτό αποτελεί και το μεγαλύτερο κόστος όσον αφορά τον κύκλο της δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂ (IPCC, 2005). Η ανάγκη δέσμευσης του CO₂ από ανθρωπογενείς πηγές καθίσταται επιτακτική για δύο σημαντικούς λόγους. Πρώτον, όσον αφορά το περιβαλλοντικό αποτύπωμα και την προσπάθεια για μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων στην ατμόσφαιρα, όπως αναλύθηκε εκτενώς στο Κεφάλαιο 2, η αποθήκευση του ανθρωπογενούς προέλευσης CO₂ καθίσταται επιτακτική προκειμένου να επιτευχθούν οι στόχοι που έχουν τεθεί από τη Συμφωνία του Παρισιού. Ο δεύτερος λόγος αφορά το γεγονός ότι οι φυσικές πηγές του CO₂ οι οποίες προμηθεύουν ένα μέρος των υπάρχουσών εφαρμογών CO₂-EOR δεν επαρκούν για την κάλυψη των αναγκών τους. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με τη μελέτη των (Smith & Rao, 2016) οι φυσικές πηγές του CO₂ καλύπτουν μόνο το

65% των απαιτήσεων των έργων CO₂-EOR, ενώ το υπόλοιπο 35% προέρχεται από βιομηχανικές εγκαταστάσεις. Σύμφωνα με την έρευνα αυτή, και όπως παρατηρείται στο Σχήμα 6.1 μέχρι το 2020 πρόκειται να αυξάνεται συνεχώς το απαιτούμενο ποσό του CO₂ που απαιτείται για την εφαρμογή έργων CO₂-EOR με αποτέλεσμα την ολοένα και μεγαλύτερη συνεισφορά ανθρωπογενούς προέλευσης CO₂.



Σχήμα 6.1: Απαιτούμενες ποσότητες CO₂ για την εφαρμογή έργων CO₂-EOR στην Permian Basin, και πηγή προέλευσης του CO₂
Πηγή: (Smith & Rao, 2016)

Το κόστος δέσμευσης του CO₂ από ανθρωπογενείς πηγές, δηλαδή βιομηχανικές εγκαταστάσεις παρουσιάζει σημαντική διακύμανση. Σύμφωνα με τη μελέτη που διεξήχθη από το (Michigan Agency for Energy, 2017) η διακύμανση αυτή οφείλεται στο κόστος που απαιτείται για να εγκατασταθεί ο κατάλληλος εξοπλισμός για τη δέσμευση του CO₂ στην εκάστοτε βιομηχανία αλλά και στη φάση ωρίμανσης που βρίσκεται την εκάστοτε περίοδο η τεχνολογία δέσμευσης του CO₂. Με το πέρασ του χρόνου θεωρείται σχεδόν βέβαιο ότι η τιμή δέσμευσης του CO₂ θα μειώνεται σταδιακά χάρις στην εξέλιξη και ωρίμανση της τεχνολογίας δέσμευσης του. Όπως τονίζεται στη μελέτη του (IEA, 2011) η δέσμευση του CO₂ επιτυγχάνεται ευκολότερα από βιομηχανίες οι οποίες έχουν ως παραπροϊόν της διαδικασίας παραγωγής τους, CO₂ υψηλής καθαρότητας και σε υψηλές συγκεντρώσεις (high purity and high concentration CO₂ byproduct stream). Τέτοιου είδους βιομηχανίες κατάλληλες από οικονομικής και τεχνικής άποψης, είναι οι βιομηχανίες επεξεργασίας φυσικού αερίου, παραγωγής υδρογόνου και τα διυλιστήρια. Αντίθετα, πιο κοστοβόρες τεχνολογίες για τη δέσμευση του CO₂ απαιτούνται σε βιομηχανίες όπως η τσιμεντοβιομηχανία και η βιομηχανία παραγωγής σιδήρου και χάλυβα. Ενδεικτικές τιμές δέσμευσης και

μεταφοράς του CO₂ από διαφορετικού τύπου βιομηχανίες, παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.1. Πρέπει να διευκρινιστεί ότι οι τιμές αυτές είναι ενδεικτικές για τις ΗΠΑ και δεν αποτελούν βάση για τις εφαρμογές ανά τον κόσμο. Ωστόσο λόγω πληθώρας έργων στις ΗΠΑ, η βιβλιογραφία εστιάζει κυρίως στις εφαρμογές έργων CO₂-EOR που βρίσκονται στις ΗΠΑ.

Πίνακας 6.1: Κόστος δέσμευσης και μεταφοράς του CO₂ από διαφορετικού τύπου βιομηχανίες
Πηγή: (Michigan Agency for Energy, 2017)

Industrial CO ₂ Source	Cost of CO ₂ Capture and Transp. (\$/Metric ton)	Approximate Cost per Barrel of Oil Recovered*
Coal and biomass-to-liquids	36.10	14.44
Natural gas processing	36.29	14.52
Hydrogen plants	36.67 to 46.12	14.66 to 18.45
Refineries (Hydrogen)	36.67 to 46.12	14.66 to 18.45
Ammonia plants	39.69	15.88
Ethanol plants	42.15	16.86
Cement plants	81.08	32.43

* As a general rule of thumb, one metric ton of CO₂ injected will conservatively yield an incremental 2.5 barrels of oil.

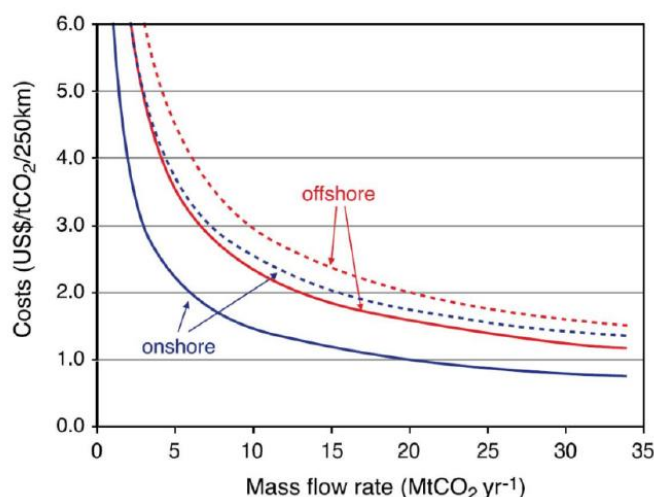
6.3. Κόστη και τρόποι μεταφοράς CO₂

Ένα σημαντικό ζήτημα που απασχολεί τους διαχειριστές των έργων, είναι ο τρόπος και το κόστος μεταφοράς του CO₂, από την πηγή στο πεδίο όπου λαμβάνει χώρα η εισπίαση του. Πέραν αυτού του ζητήματος, υπάρχουν και άλλα εμπόδια που πρέπει να ξεπεραστούν στον τομέα της μεταφοράς του CO₂. Είναι σύνηθες το φαινόμενο, οι δεσμευόμενες ποσότητες CO₂ από μια ανθρωπογενή πηγή να μην επαρκούν για να καλυφθούν οι απαιτήσεις ενός έργου CO₂-EOR με αποτέλεσμα να καθίσταται αναγκαίος ο συνδυασμός προμήθειας CO₂ από παραπάνω από μία πηγή. Όλα τα παραπάνω ζητήματα όπως γίνεται αντιληπτό, άπτονται του θέματος της μεταφοράς του CO₂ και του συσχετιζόμενου κόστους. Η μεταφορά του CO₂ είναι δυνατό να γίνει με 2 κυρίως τρόπους: α) μέσω αγωγών (pipeline transport) και (β) μέσω πλοίου (ship transport). Η καθεμία επιλογή διαθέτει πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα έναντι της άλλης. Η επιλογή του τρόπου μεταφοράς γίνεται ύστερα από μελέτη των συνθηκών της εκάστοτε περίπτωσης. Όπως σημειώνεται στη μελέτη που διεξήχθη από το (Carbon Sequestration Leadership Forum, 2017) οι κύριες παράμετροι που πρέπει να ληφθούν υπόψη προτού γίνει η επιλογή του τρόπου μεταφοράς είναι οι εξής:

- Αριθμός έργων που πρόκειται να εξυπηρετηθούν (εξέταση πιθανής γειτνίασης με υποψήφια για CO₂-EOR πεδία)
- Εκτιμώμενη διάρκεια ζωής του έργου
- Απαιτούμενες ποσότητες όγκου CO₂
- Γεωγραφική τοποθεσία του έργου
- Εγγύτητα του έργου σε ανθρωπογενείς πηγές δέσμευσης CO₂
- Πιθανή επαναχρησιμοποίηση ήδη υπαρχουσών εγκαταστάσεων (αναφέρεται σε ήδη υπάρχον δίκτυο αγωγών στην περιοχή του έργου)

6.3.1. Μεταφορά CO₂ μέσω αγωγών

Η μεταφορά ρευστών (πετρελαίου και φυσικού αερίου) μέσω αγωγών αποτελεί μια πάγια και ώριμη τεχνική στην πετρελαϊκή βιομηχανία. Σε παγκόσμια κλίμακα υπάρχει ένα ευρύ δίκτυο μεταφοράς ρευστών και ως εκ τούτου είναι γνωστοί οι κίνδυνοι και τα τεχνικά ζητήματα που πρέπει να αντιμετωπιστούν. Στις ΗΠΑ υπάρχει δίκτυο μεταφοράς αποκλειστικά για το CO₂ και εκτείνεται σε 6.300 χιλιόμετρα, με το 80% της έκτασης αυτής να βρίσκεται εντός της Permian Basin (Global CCS Institute, 2013). Μεταφορά CO₂ μέσω αγωγού δύναται να γίνει είτε σε χερσαίο περιβάλλον (onshore) είτε σε θαλάσσιο περιβάλλον (offshore). Όπως σημειώνεται στη μελέτη που διεξήχθη από τον (Rouper, 2014) το κόστος μεταφοράς μέσω αγωγών επηρεάζεται από μια σειρά παραγόντων, όπως το είδος χρήσης των περιοχών που διαπερνά ο αγωγός (κατοικήσιμες ή μη), φορολογικά δικαιώματα των περιοχών μέσω των οποίων διέρχεται ο αγωγός και η γεωγραφική τοποθεσία του αγωγού (χερσαίος ή υποθαλάσσιος αγωγός). Όπως επισημαίνεται στη μελέτη του (IPCC, 2005) το κόστος κατασκευής χερσαίου αγωγού αυξάνεται κατά 50 - 100% εάν διαπερνά πυκνοκατοικημένες περιοχές, ενώ η κατασκευή υποθαλάσσιου αγωγού είναι κατά κανόνα πιο ακριβή κατά 40-70% από την κατασκευή χερσαίου αγωγού ίδιων χιλιομέτρων. Στο Σχήμα 6.2 παρουσιάζεται μια εκτίμηση κόστους, σε ακραίες συνθήκες κόστους (high and low estimates) για την μεταφορά του CO₂ σε απόσταση 250 χιλιομέτρων μέσω χερσαίων και υποθαλάσσιων αγωγών, σε συνάρτηση με τις μεταφερόμενες ποσότητες CO₂.



Σχήμα 6.2: Εκτίμηση κόστους μεταφοράς CO₂ σε απόσταση 250 χιλιομέτρων μέσω χερσαίων και υποθαλάσσιων αγωγών, σε συνάρτηση με τις μεταφερόμενες ποσότητες CO₂
 Πηγή: (IPCC, 2005)

Όπως παρατηρείται από το Σχήμα 6.2, το κόστος μεταφοράς του CO₂ μέσω αγωγών μειώνεται με την αύξηση των μεταφερόμενων ποσοτήτων. Το γεγονός αυτό οφείλεται στη βέλτιστη αξιοποίηση των αγωγών, καθώς με την αύξηση των μεταφερόμενων ποσοτήτων κοντά στο ανώτερο όριο μεταφοράς, επιταχύνεται η απόσβεση των κεφαλαιουχικών επενδύσεων που χρησιμοποιήθηκαν για τη κατασκευή του δικτύου των αγωγών.

Στη μελέτη που διεξήχθη από το (IEA GHG, 2010) παρουσιάστηκαν συντελεστές συσχέτισης κόστους κατασκευής του δικτύου των αγωγών και μεταφοράς του CO₂, ανάλογα το περιβάλλον στο οποίο αναπτύσσεται. Οι συντελεστές αυτοί παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.2: Συντελεστές συσχέτισης κόστους κατασκευής δικτύου αγωγών και μεταφοράς του CO₂, ανάλογα το περιβάλλον ανάπτυξης

Πηγή: (IEA GHG, 2010)

Terrain	Factor
Flat	1.0
Mountainous	2.5
Desert	1.3
Forest	3.0
Offshore (<500m depth)	1.6
Offshore (>500m depth)	2.7

Όπως παρατηρείται στον Πίνακα 6.2, σαν βάση συσχέτισης λαμβάνεται περίπτωση ανάπτυξης και κατασκευής δικτύου αγωγών και μεταφοράς του CO₂ σε επίπεδη περιοχή, όπως για παράδειγμα κατασκευή δικτύου αγωγών σε πεδιάδες. Σε ορεινό περιβάλλον το αντίστοιχο κόστος θα ήταν 2,5 φορές μεγαλύτερο ενώ σε δασική έκταση το κόστος κατασκευής δικτύου αγωγών και μεταφοράς του CO₂ είναι τριπλάσιο σε σχέση με την κατασκευή του δικτύου αγωγών σε επίπεδη περιοχή. Στη συνέχεια εξετάζεται η κατασκευή υποθαλάσσιου δικτύου αγωγών και το κόστος μεταφοράς του CO₂ σε βάθη μικρότερα και μεγαλύτερα των 500 μέτρων. Όπως σημειώνεται από την έρευνα αυτή, το συνολικό κόστος κατασκευής του δικτύου αγωγών και μεταφοράς του CO₂ είναι 1,6 και 2,7 φορές μεγαλύτερο για την κάθε περίπτωση αντίστοιχα.

Τέλος, στη μελέτη (ZEP, 2011) παρουσιάστηκε το κόστος μεταφοράς του CO₂ εκφρασμένο σε μονάδες €/τόνο μεταφερόμενου CO₂, σε για εύρος αποστάσεων από 180 έως 1500 χιλιόμετρα, και για μέγιστη χωρητικότητα αγωγού 20Mt/year. Τα αποτελέσματα της μελέτης αυτής απεικονίζονται στον Πίνακα 6.3.

Πίνακας 6.3: Κόστος μεταφοράς CO₂ χωρητικότητας 20Mt/year για εύρος αποστάσεων 180-1500 km

Πηγή: (ZEP, 2011)

Distance (km)	Onshore	Offshore
180	1.5	3.4
500	3.7	6.0
750	5.3	8.2
1,500	n/a	16.3

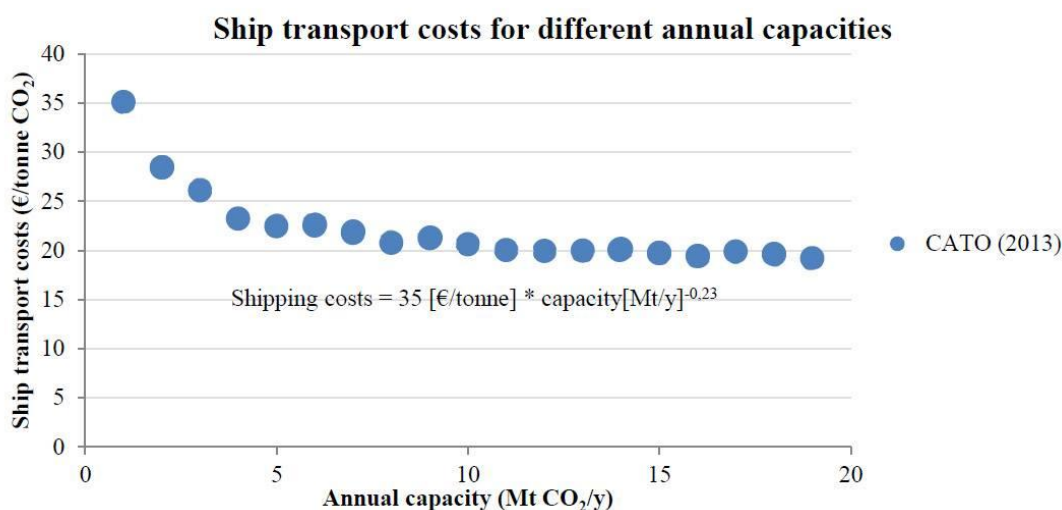
Όπως παρατηρείται στον Πίνακα 6.3, το κόστος μεταφοράς του CO₂ μέσω αγωγών, επηρεάζεται έντονα από το απαιτούμενο μήκος του δικτύου των αγωγών που πρέπει να αναπτυχθεί. Πιο συγκεκριμένα, παρατηρείται ότι με την αύξηση της απόστασης διακίνησης του CO₂ παρατηρείται και ταυτόχρονη έντονη αύξηση του κόστους μεταφοράς του, τόσο σε χερσαίο περιβάλλον, όσο και σε υποθαλάσσιο. Τέλος αξίζει να αναφερθεί, ότι στη μελέτη (ZEP, 2011) εξετάζεται και το κόστος μεταφοράς του CO₂ για το ίδιο εύρος αποστάσεων, αλλά για μικρότερης χωρητικότητας αγωγών με τα αποτελέσματα να αναδεικνύουν ότι με την αύξηση των διακινουμένων ποσοτήτων CO₂ παρατηρείται μείωση του κόστους μεταφοράς, συμπέρασμα που έρχεται σε συμφωνία με την παρατήρηση της μελέτης του (IPCC, 2005) που αναφέρθηκε προηγουμένως.

6.3.2. Μεταφορά CO₂ μέσω πλοίου

Όπως επισημάνθηκε προηγουμένως, η καθεμία επιλογή μεταφοράς του CO₂ παρουσιάζει τα δικά της πλεονεκτήματα, έναντι της άλλης, ανάλογα τις επικρατούσες συνθήκες. Η περίπτωση μεταφοράς του CO₂ μέσω πλοίου, σύμφωνα με τη μελέτη (CATO2, 2013) είναι προτιμητέα όταν το CO₂ μετακινείται σε μεγάλες αποστάσεις, σε σχετικά μικρούς όγκους και επιπλέον όταν η εκτιμώμενη διάρκεια ζωής ενός έργου CO₂-EOR είναι σχετικά μικρή.

Η βασική διαφορά στο κόστος μεταξύ της μεταφοράς με πλοίο ή μεταφοράς με αγωγούς είναι οι κεφαλαιουχικές δαπάνες που απαιτούνται στην έναρξη του έργου. Η μεταφορά του CO₂ μέσω πλοίου απαιτεί πολύ λιγότερες κεφαλαιουχικές δαπάνες σε σχέση με την κατασκευή του δικτύου των αγωγών, καθώς το κόστος απόκτησης ή ενοικίασης πλοίου είναι πολύ μικρότερο σε σχέση με το κόστος κατασκευής δικτύου

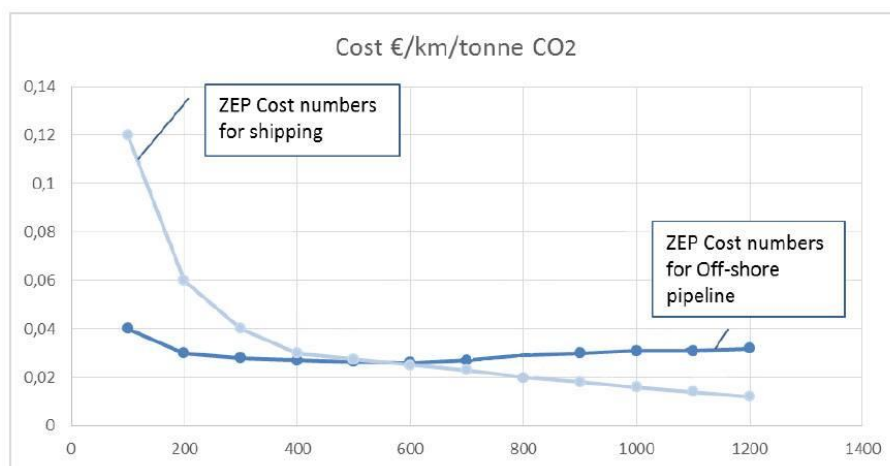
αγωγών. Επιπλέον, το κόστος μεταφοράς του CO₂ μέσω αγωγών επηρεάζεται έντονα από την απόσταση μεταφοράς, ενώ το αντίστοιχο κόστος για μεταφορά μέσω πλοίου δεν επηρεάζεται σημαντικά (CATO2, 2013). Το κόστος μεταφοράς του CO₂ μέσω πλοίου περιλαμβάνει τις απαιτούμενες κεφαλαιουχικές επενδύσεις για την απόκτηση του πλοίου και του σταθμούς φόρτωσης και εκφόρτωσης για αποθήκευση και συμπίεση-υγροποίηση του CO₂, καθώς η μεταφορά του CO₂ μέσω πλοίων γίνεται σε υγρή μορφή για λόγους ασφαλείας. Σαφώς, υπάρχουν και κόστη λειτουργίας και συντήρησης του εξοπλισμού. Ωστόσο δεν υπάρχει πληθώρα μελετών και διαθέσιμων πληροφοριών για την επιλογή μεταφοράς του CO₂ μέσω πλοίου καθώς μέχρι πρόσφατα δεν έχει πραγματοποιηθεί σε έργο μεγάλης κλίμακας (μεταφορά ποσοτήτων μεγαλύτερων του 1Mt CO₂/year) η χρήση αυτής της επιλογής (Rouper, 2014). Στη μελέτη (CATO2, 2013) παρουσιάστηκε ένα διάγραμμα (Σχήμα 6.3) στο οποίο απεικονίζεται το κόστος μεταφοράς του CO₂ ανά τόνο σε σχέση με τις μεταφερόμενες ποσότητες σε ετήσια βάση.



Σχήμα 6.3: Κόστος μεταφοράς CO₂/τόνο μέσω πλοίου σε σχέση με τις μεταφερόμενες ποσότητες CO₂ σε ετήσια βάση
Πηγή: (CATO2, 2013)

Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 6.3, το κόστος μεταφοράς υπολογίζεται περίπου στα 35€/τόνο όταν οι διακινούμενες ποσότητες CO₂ είναι 1-2Mt/έτος. Από τα 5Mt και για μεγαλύτερες ποσότητες CO₂ που διακινούνται σε ετήσια βάση, το κόστος μειώνεται περίπου στα 20€/τόνο και σταθεροποιείται, χωρίς να επέρχεται επιπρόσθετη μείωση με την αύξηση των διακινουμένων ποσοτήτων.

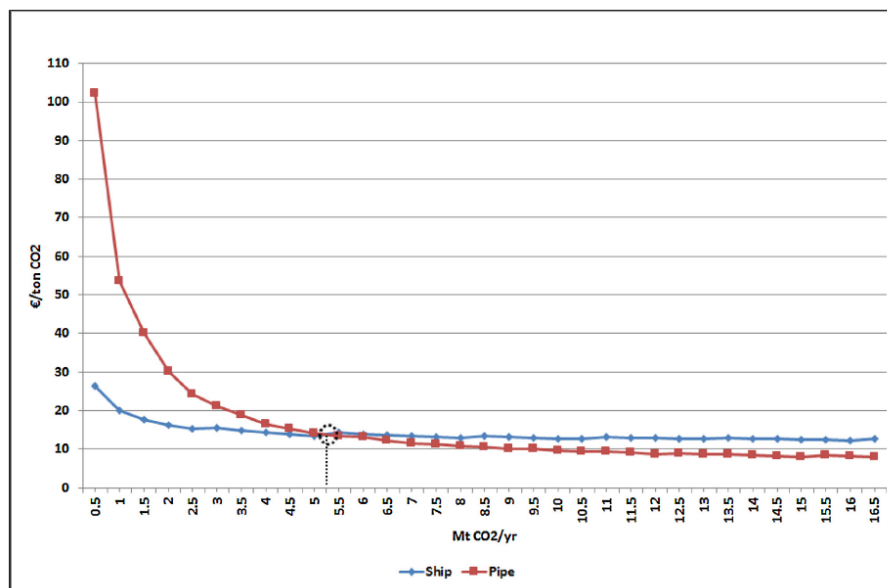
Στη μελέτη (ZEP, 2011) παρουσιάστηκε ένα διάγραμμα(Σχήμα 6.4), στο οποίο γίνεται σύγκριση κόστους μεταφοράς CO₂ μέσω πλοίου και αγωγών, ποσότητας ίσης με 10Mt ανά έτος, και για απόσταση μεταφοράς 100 έως 1200 χιλιομέτρων.



Σχήμα 6.4: Σύγκριση κόστους μεταφοράς CO₂ μέσω πλοίου και μέσω υποθαλάσσιων αγωγών σε σχέση με την απόσταση μεταφοράς
Πηγή: (ZEP, 2011)

Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 6.4 η μεταφορά σε υπεράκτιο κοίτασμα είναι οικονομικότερη να πραγματοποιηθεί μέσω υποθαλάσσιων αγωγών, για αποστάσεις μεταξύ πηγής του CO₂ και πλατφόρμας ίσων με 600 χιλιομέτρων. Για μεγαλύτερες αποστάσεις από αυτή, όπως παρατηρείται, γίνεται οικονομικότερη η μεταφορά του CO₂ μέσω πλοίων.

Τέλος στη μελέτη που διεξήχθη από τους (Kjärstad, Skagestad, Eldrup, & Johnsson, 2016) παρουσιάζεται ένα διάγραμμα (Σχήμα 6.5) στο οποίο γίνεται σύγκριση κόστους μεταφοράς του CO₂ μέσω αγωγών και μέσω πλοίου, σε σχέση με τις διακινούμενες ποσότητες σε ετήσια βάση, για απόσταση μεταφοράς ίση με 500 χιλιόμετρα.



Σχήμα 6.5: Σύγκριση κόστους μεταφοράς CO₂ μέσω πλοίου και μέσω αγωγών σε σχέση με τις διακινούμενες ποσότητες σε ετήσια βάση
 Πηγή: (Kjärstad, Skagestad, Eldrup, & Johnsson, 2016)

Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 6.5, η μεταφορά του CO₂, μέσω πλοίων είναι οικονομικότερη από τη μεταφορά μέσω αγωγών για διακινούμενες ποσότητες μικρότερες των 5Mt ετησίως. Για ποσότητες μεγαλύτερες από αυτή, παρατηρείται ότι η μεταφορά του CO₂ μέσω αγωγών καθίσταται η οικονομικότερη επιλογή.

Όπως γίνεται αντιληπτό το κόστος μεταφοράς του CO₂ μέσω πλοίων είναι δύσκολο να εκτιμηθεί με ακρίβεια καθώς επηρεάζεται από πολλούς παράγοντες, όπως η απόσταση μεταφοράς και οι διακινούμενες ποσότητες. Ωστόσο, αρκετές μελέτες έχουν καταλήξει στο συμπέρασμα ότι η μεταφορά του CO₂ μέσω πλοίων μπορεί να αποτελέσει μια οικονομικά συμφέρουσα λύση για την εφαρμογή έργων CO₂-EOR.

6.4. Έσοδα έργων CO₂-EOR

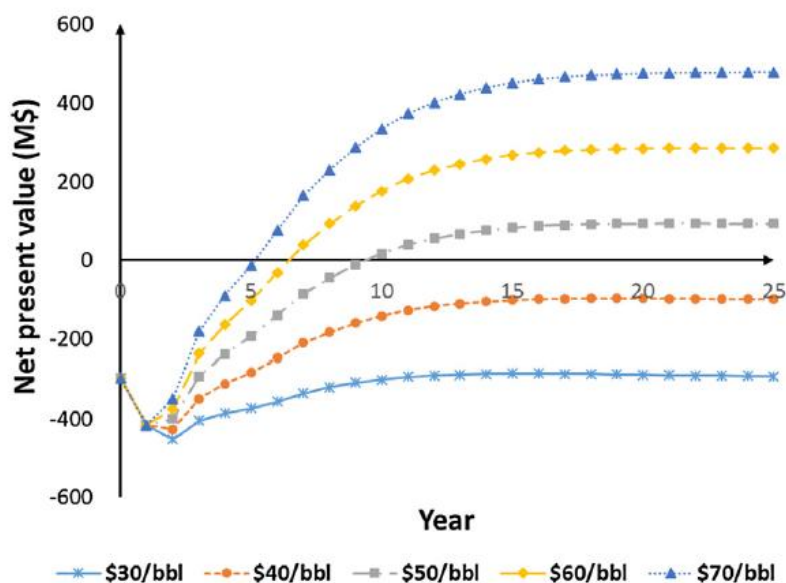
Τα έσοδα των έργων CO₂-EOR προέρχονται από δύο πηγές. Η μία πηγή εσόδων είναι τα έσοδα που προκύπτουν λόγω της πώλησης του πετρελαίου και η δεύτερη πηγή εσόδων αφορά τις φοροελαφρύνσεις ή τη χρηματοδότηση του έργου από κάποιο φορέα, λόγω της αποθήκευσης του CO₂. Μέχρι σήμερα έχουν διεξαχθεί διάφορες οικονομικές μελέτες που προσεγγίζουν διαφορετικά έργα ανά τον κόσμο, ωστόσο δεν υπάρχει κάποια πάγια τακτική που ακολουθείται προκειμένου να αναδειχθεί η οικονομικότητα ή μη ενός έργου CO₂-EOR. Το γεγονός αυτό οφείλεται κυρίως ότι οι μελέτες αυτές επηρεάζονται έντονα από τις συνεχείς διακυμάνσεις της τιμής του

πετρελαίου, τις συνεχείς διακυμάνσεις των εκάστοτε πολιτικών φορολόγησης ανά κράτος και στις διακυμάνσεις που παρατηρούνται στις τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων. Όπως γίνεται αντιληπτό μια οικονομική μελέτη αφορά συγκεκριμένη περίπτωση και δεν δύναται να απεικονίσει την πραγματική κατάσταση για τις εφαρμογές έργων CO₂-EOR ανά τον κόσμο.

6.4.1. Έσοδα από τις πωλήσεις πετρελαίου

Τα έσοδα για την πετρελαϊκή εταιρεία που προκύπτουν από τις πωλήσεις πετρελαίου, είναι ευνόητο ότι εξαρτώνται άμεσα από την τριτογενή ανάκτηση πετρελαίου. Η τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου όπως έχει αναλυθεί και πρωτύτερα στα Κεφάλαια 3 και 5, επηρεάζεται έντονα από διάφορες γεωλογικές παραμέτρους. Αυτός είναι ένας ακόμη λόγος για τον οποίο κάθε οικονομική μελέτη αφορά ένα συγκεκριμένο πεδίο και όχι όλα εν γένει.

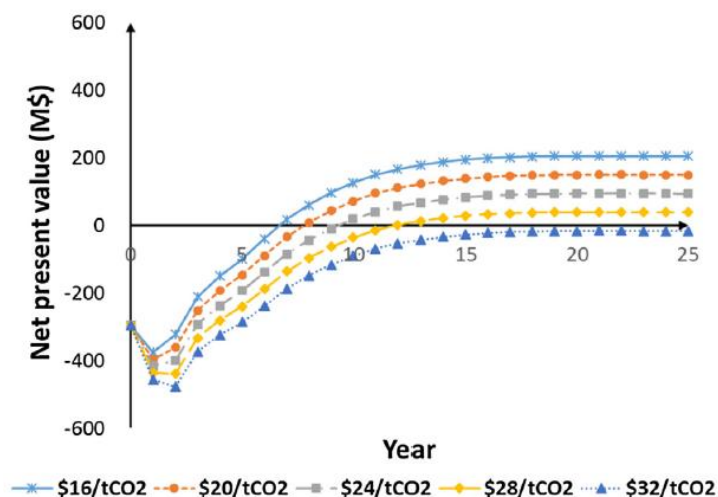
Τα έσοδα που προκύπτουν ύστερα από τις πωλήσεις πετρελαίου και η οικονομική βιωσιμότητα ή μη του έργου, επηρεάζεται κατά κύριο λόγο από την τιμή πώλησης του πετρελαίου καθώς τα κόστη δεν μεταβάλλονται αισθητά. Για να γίνει αντιληπτή η επίδραση των τιμών του πετρελαίου, στα έσοδα και τη βιωσιμότητα ενός έργου CO₂-EOR, θα παρουσιαστούν αποτελέσματα της μελέτης που διεξήχθη από τους (Kwak & Kim, 2017). Όλες οι οικονομικές αναλύσεις προκειμένου να γίνει μια εκτίμηση της απόδοσης της επένδυσης και κατά πόσο κρίνεται βιώσιμη η επένδυση περιλαμβάνει εκτιμήσεις ενός οικονομικού μεγέθους που ονομάζεται Καθαρή Παρούσα Αξία-NPV(Net Present Value) και αναφέρεται στην ονομαστική αξία χρημάτων που θα αποτιμάται το έργο ύστερα από ένα χρονικό διάστημα. Η Καθαρή Παρούσα Αξία σύμφωνα με τη μελέτη των (Kwak & Kim, 2017) επηρεάζεται σημαντικά από την τιμή του πετρελαίου. Στο έργο για το οποίο έγινε η μελέτη αυτή, επιτεύχθηκε τριτογενής ανάκτηση ίση με 59,3 εκατομμύρια βαρέλια πετρελαίου (MMbbl) ενώ αγοράστηκαν 13,4 εκατομμύρια τόνοι CO₂ εκ των οποίων οι 9,7 αποθηκεύτηκαν μόνιμα εντός του ταμιευτήρα, και ανακυκλώθηκαν περίπου 32 εκατομμύρια τόνοι CO₂. Το κόστος απόκτησης του CO₂ ισούται με 16,5\$/τόνο CO₂ ενώ το κόστος μεταφοράς του CO₂ ισούται με 2,5\$/τόνο CO₂. Στη μελέτη αυτή έγινε διερεύνηση της Καθαρής Παρούσας Αξίας του έργου για τιμές πετρελαίου εντός του εύρους 30 έως 70\$/βαρέλι πετρελαίου.



Σχήμα 6.6: Εκτίμηση Καθαρής Παρούσας Αξίας της επένδυσης για τιμές πετρελαίου εντός του εύρους 30-70\$/βαρέλι πετρελαίου
Πηγή: (Kwak & Kim, 2017)

Στο Σχήμα 6.6 παρατηρείται ότι περίπου τα 5 πρώτα χρόνια η Καθαρή Παρούσα Αξία εκτιμάται ως αρνητική. Το φαινόμενο αυτό οφείλεται ότι στα πρώτα χρόνια γίνεται η απόσβεση των απαιτούμενων κεφαλαιουχικών επενδύσεων για το έργο CO₂-EOR και λόγω των αρχικά αυξημένων απαιτήσεων σε απόκτηση CO₂ για την εισπίεση. Ύστερα από περίπου ένα χρόνο αρχίζει η τριτογενής ανάκτηση πετρελαίου με αποτέλεσμα τη σταδιακή απόσβεση του έργου. Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 6.6 για τιμές πετρελαίου 30\$/βαρέλι και 40\$/βαρέλι το έργο κρίνεται αντιοικονομικό καθώς σε όλη τη διάρκεια της ζωής του έργου, η Καθαρή Παρούσα Αξία παραμένει αρνητική. Σύμφωνα με τους υπολογισμούς της μελέτης των (Kwak & Kim, 2017) η οριακή τιμή για εφαρμογή του έργου κρίνεται ίση με 46\$/βαρέλι. Στην τιμή αυτή τα έσοδα ισούνται με τα έξοδα. Για οποιαδήποτε τιμή μεγαλύτερη από αυτή, το έργο κρίνεται προσοδοφόρο και προκρίνεται η εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή του πετρελαίου, αυξάνει και η Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου.

Επίσης έγινε εκτίμηση της επίδρασης του κόστους απόκτησης του CO₂ στην Καθαρή Παρούσα Αξία. Για δεδομένη τιμή πετρελαίου ίση με 50\$/βαρέλι, στο Σχήμα 6.7 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα που επιφέρει το κόστος απόκτησης του CO₂ στην Καθαρή Παρούσα Αξία.



Σχήμα 6.7: Εκτίμηση Καθαρής Παρούσας Αξίας σε σχέση με το κόστος απόκτησης του CO₂ για τιμή πετρελαίου ίση με 50\$/βαρέλι
Πηγή: (Kwak & Kim, 2017)

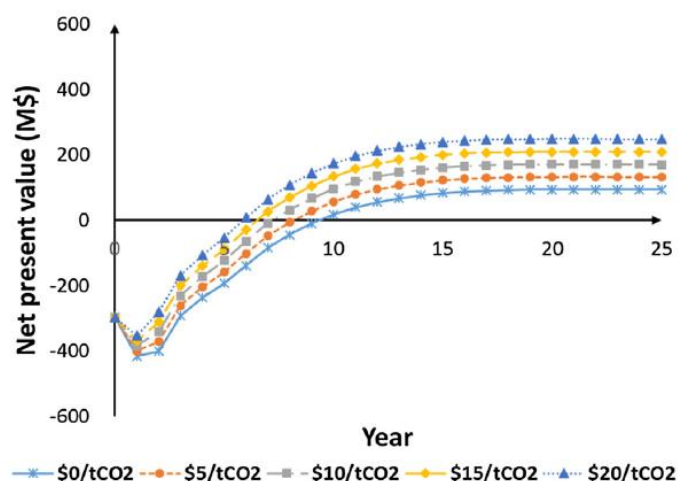
Όπως φαίνεται στο Σχήμα 6.7, τα αποτελέσματα είναι τα αναμενόμενα. Δηλαδή, με την αύξηση του κόστους απόκτησης του CO₂ επέρχεται μείωση της Καθαρής Παρούσας Αξίας. Για τιμή ίση με 32\$/τόνο CO₂ η Καθαρή Παρούσα Αξία παραμένει αρνητική καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, συνεπώς η εφαρμογή της μεθόδου CO₂-EOR κρίνεται αντιοικονομική. Ωστόσο, τα αποτελέσματα αυτά είναι ενδεικτικά και αφορούν τη συγκεκριμένη περίπτωση, καθώς τα υπόλοιπα κόστη, όπως και η τιμή του πετρελαίου δύναται να διαφοροποιηθεί αισθητά, με αποτέλεσμα να είναι πιθανά οικονομική εφαρμόσιμη η μέθοδος αυτή υπό άλλες συνθήκες.

6.4.2. Έσοδα των πετρελαϊκών εταιρειών λόγω κινήτρων αποθήκευσης CO₂

Σε διάφορες περιοχές ανά τον κόσμο ακολουθούνται φορολογικές πρακτικές φοροαπαλλαγών για τα έργα CO₂-EOR προκειμένου να ενθαρρυνθεί η εφαρμογή τέτοιων έργων αποσκοπώντας στην καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής μέσω της μόνιμης αποθήκευσης του CO₂. Μηχανισμοί πρόωθησης τέτοιων έργων είναι ο Μηχανισμός Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών στην Ευρωπαϊκή Ένωση (EU ETS) ο οποίος αναλύθηκε εκτενώς στο Κεφάλαιο 4 και ο Φορέας-Ενότητα Sector Q45 που εφαρμόζεται στις ΗΠΑ παρέχοντας οικονομικά κίνητρα για τα έργα CO₂-EOR. Πιο συγκεκριμένα, μέσω αυτού του μηχανισμού στις ΗΠΑ τα έργα λαμβάνουν επιχορήγηση από το κράτος ύψους 10\$/τόνο CO₂ που αποθηκεύεται μέσω των έργων CO₂-EOR, με τη μορφή φοροαπαλλαγών, ενώ οι εγκαταστάσεις στις οποίες πραγματοποιείται η δέσμευση του CO₂ λαμβάνουν αντίστοιχη επιχορήγηση ύψους 35\$/τόνο CO₂ που δεσμεύουν, ενώ εν συνεχεία τους παρέχεται η δυνατότητα να

πουλήσουν το δεσμευμένο CO₂ στις πετρελαϊκές εταιρείες για την κάλυψη των απαιτήσεων των έργων CO₂- EOR. Όπως αναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 4, οι πετρελαϊκές εταιρείες δεν συμπεριλαμβάνονται στις εταιρείες που συμμετέχουν στο Μηχανισμό Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών. Πιο συγκεκριμένα, εφαρμογές που χρησιμοποιούν το CO₂ αποκλειστικά με γνώμονα την επαύξηση της τριτογενούς παραγωγής δεν συμπεριλαμβάνονται στο Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (COM, 2017). Ωστόσο όταν το CO₂ τελικώς αποθηκεύεται και παραμένει εντός του ταμιευτήρα μετά το πέρας του έργου με αποτέλεσμα τη μόνιμη αποθήκευση του CO₂ τότε το έργο υπάγεται στο Μηχανισμό Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών και δικαιούται να εκμεταλλευθεί τα οικονομικά οφέλη που αυτός προσφέρει (COM, 2017).

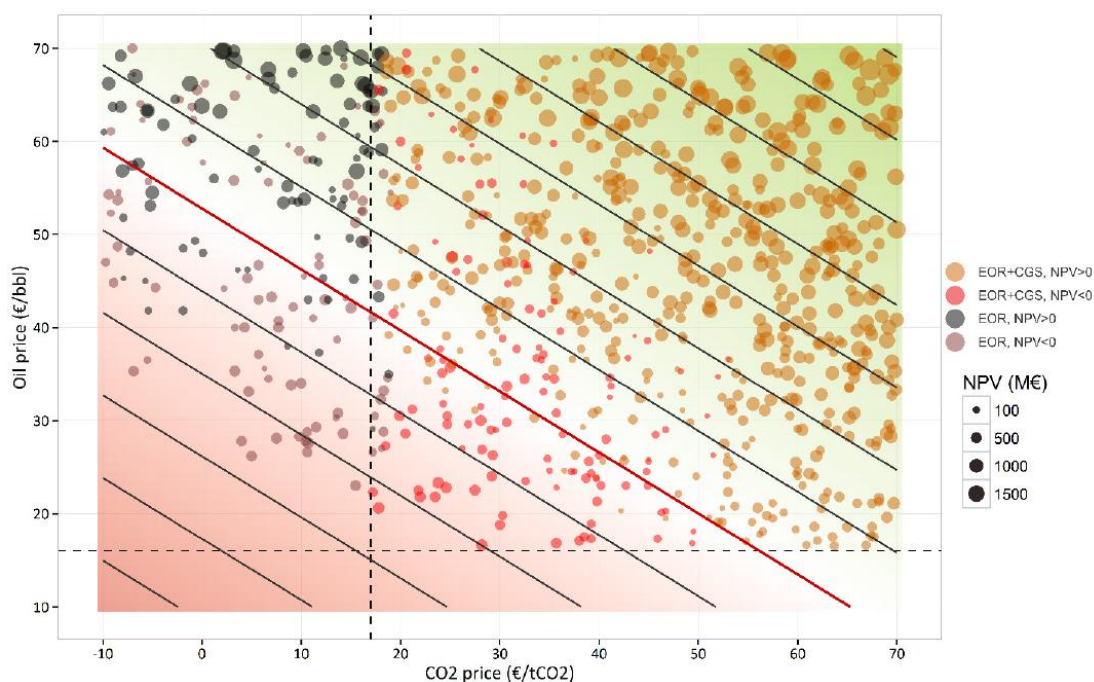
Ωστόσο αξίζει να τονιστεί το γεγονός ότι οι μηχανισμοί αυτοί δεν έχουν καταστεί ιδιαίτερα αποτελεσματικοί στην προώθηση εφαρμογής έργων CO₂-EOR και μόνιμης αποθήκευσης CO₂. Πιο αναλυτικά, λόγω των συνεχών και έντονων διακυμάνσεων των τιμών του δικαιώματος εκπομπής ρύπων, επικρατεί αβεβαιότητα με αποτέλεσμα να μη δίνεται η δυνατότητα δημιουργίας οικονομικής μελέτης χαμηλού ρίσκου διότι οι συνεχείς διακυμάνσεις των τιμών μπορεί να επιφέρουν αρνητικά αποτελέσματα. Επίσης, μέχρι το 2016 η τιμή των εκπομπών ρύπων στον Ευρωπαϊκό Μηχανισμό Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών, ήταν ίση με 5€/τόνο CO₂, τιμή που κρίνεται ιδιαίτερα χαμηλή και δεν παρείχε ουσιαστικό κίνητρο στις εταιρείες να προχωρήσουν σε επενδύσεις για την εφαρμογή έργων CO₂-EOR και μόνιμης αποθήκευσης CO₂. Ωστόσο με τη σημερινή τιμή που κυμαίνεται στο εύρος των 20€/τόνο CO₂ το ενδιαφέρον για την εφαρμογή τέτοιων έργων οξύνεται αισθητά. Στη μελέτη των (Kwak & Kim, 2017) έγινε διερεύνηση της επίπτωσης στην Καθαρή Παρούσα Αξία που δύναται να επιφέρουν τα κίνητρα μέσω χρηματοδότησης από τα δικαιώματα εκπομπής ρύπων για εύρος τιμών από 0\$/τόνο CO₂ (δηλαδή χωρίς την ύπαρξη κινήτρων) έως 20\$/τόνο CO₂ που αποθηκεύεται.



Σχήμα 6.8: Επίδραση των κινήτρων αποθήκευσης CO₂ μέσω του Συστήματος Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών, στην Καθαρή Παρούσα Αξία του έργου, για δεδομένη τιμή πετρελαίου ίση με 50\$/βαρέλι
Πηγή: (Kwak & Kim, 2017)

Όπως παρατηρείται από το Σχήμα 6.8 η επίδραση των κινήτρων αποθήκευσης του CO₂ που παρέχονται από το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών είναι ιδιαίτερα σημαντική. Πιο αναλυτικά, για τιμή του δικαιώματος εκπομπής ρύπων ίση με 20\$/τόνο CO₂ η Καθαρή Παρούσα Αξία αυξάνεται από τα 93 εκατομμύρια δολάρια, που προκύπτει χωρίς συνεισφορά των κινήτρων αποθήκευσης του CO₂, σε 247 εκατομμύρια δολάρια.

Τέλος στην μελέτη που διεξήχθη από τους (Welkenhuysen et al., 2017) διερευνήθηκε το ενδεχόμενο εφαρμογής έργων CO₂-EOR και μόνιμης αποθήκευσης CO₂ υπό χαμηλές τιμές πετρελαίου, εντός του εύρους 40-50€/βαρέλι πετρελαίου. Η μελέτη αυτή κατέληξε σε δύο σημαντικά συμπεράσματα. Υποθέτοντας τιμή πετρελαίου ίση με 45€/βαρέλι και κόστος δέσμευσης του CO₂ ίσο με 30€/τόνο CO₂, κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι για να είναι κερδοφόρο ένα τέτοιο έργο CO₂-EOR απαιτούνται ισχυρά κίνητρα από το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών. Πιο συγκεκριμένα τονίζεται ότι για να γίνει κερδοφόρο αυτό το έργο απαιτείται τιμή δικαιώματος εκπομπών ρύπων ίση με 45€/τόνο CO₂. Προκειμένου να διευρυνθεί η εφαρμογή της μελέτης αυτής, παρουσιάστηκε από τους συγγραφείς ένα σχήμα το οποίο συσχετίζει την οικονομική βιωσιμότητα ενός έργου CO₂-EOR και μόνιμης αποθήκευσης CO₂, μέσω της Καθαρής Παρούσας Αξίας, με την τιμή του πετρελαίου, εντός του εύρους 10-70€/βαρέλι και της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων.



Σχήμα 6.9: Συσχέτιση της Καθαρής Παρούσας Αξίας ενός έργου CO₂-EOR με την τιμή του πετρελαίου και την τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών από το EU ETS.

Πηγή: (Welkenhuysen et al., 2017)

Τα σημεία με χρυσό χρώμα που συναντώνται στο Σχήμα 6.9 αντικατοπτρίζουν έργα CO₂-EOR τα οποία συνδυάζουν την επαυξημένη ανάκτηση πετρελαίου με ταυτόχρονη αποθήκευση πετρελαίου και εμφανίζουν θετική Καθαρή Παρούσα Αξία. Αντίστοιχα τα σημεία με ροζ χρώμα αντικατοπτρίζουν έργα CO₂-EOR τα οποία συνδυάζουν την επαυξημένη ανάκτηση πετρελαίου με ταυτόχρονη αποθήκευση πετρελαίου αλλά εμφανίζουν αρνητική Καθαρή Παρούσα Αξία. Τα γκρι και μωβ σημεία αντικατοπτρίζουν έργα CO₂-EOR τα οποία ωστόσο αποσκοπούν μόνο στην επαύξηση της τριτογενούς ανάκτησης και εμφανίζουν θετική και αρνητική Καθαρή Παρούσα Αξία αντίστοιχα. Λαμβάνοντας υπόψη τις ισχύουσες τιμές πετρελαίου ανά βαρέλι (70€/βαρέλι πετρελαίου) και τις αντίστοιχες τιμές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (22€/τόνο CO₂ που αποθηκεύεται), βρισκόμαστε εντός περιοχής όπου ενδείκνυται η εφαρμογή έργων CO₂-EOR τα οποία συνδυάζουν την επαυξημένη ανάκτηση πετρελαίου με ταυτόχρονη αποθήκευση πετρελαίου και εμφανίζουν θετική Καθαρή Παρούσα Αξία. Μάλιστα βρισκόμαστε εντός της περιοχής όπου παρουσιάζεται υψηλή εκτιμώμενη κερδοφορία μεγέθους 1000 εκατομμυρίων ευρώ, σύμφωνα με την εκτίμηση των (Welkenhuysen et al., 2017).

6.5. Σύνοψη

Η οικονομική βιωσιμότητα ενός έργου CO₂-EOR όπως έγινε αντιληπτό μέσα από αυτό το Κεφάλαιο είναι ένα πολύ-παραγοντικό ζήτημα. Με τη διαρκή εξέλιξη της τεχνολογίας εκτιμάται ότι θα μειωθούν αισθητά τόσο τα κόστη δέσμευσης του CO₂ από ανθρωπογενείς πηγές, όσο και τα κόστη μεταφοράς του. Συνδυαζόμενα αυτά τα δύο με τα κίνητρα που προωθούνται και πρόκειται να συνεχιστούν λόγω του ζητήματος περιορισμού των εκπομπών του CO₂, και με την σταθεροποίηση των τιμών του πετρελαίου, η εφαρμογή έργων CO₂-EOR καθίσταται οικονομικά προσοδοφόρα για τις πετρελαϊκές εταιρείες. Μέσω της εφαρμογής τέτοιων έργων επιτυγχάνεται τόσο ο στόχος για μείωση των εκπομπών του CO₂ που είναι αναγκαίος για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής, αλλά παράλληλα στηρίζεται η αύξηση των παραγομένων ποσοτήτων υδρογονανθράκων που είναι αναγκαία για την κάλυψη των συνεχώς αυξανόμενων ενεργειακών απαιτήσεων σε παγκόσμια κλίμακα. Τέλος, η εφαρμογή έργων CO₂-EOR μπορεί να προσδώσει ένα ακόμη σημαντικό όφελος στις πετρελαϊκές εταιρείες. Πιο συγκεκριμένα, σε περιόδους κάμψης των τιμών πετρελαίου, εάν υφίστανται οι κατάλληλες τιμές-κίνητρα των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, μέσω της εφαρμογής τέτοιων έργων, είναι δυνατή η κατά μέρους έκθεση τους σε επενδυτικούς κινδύνους, όπως η έρευνα νέων κοιτασμάτων υδρογονανθράκων. Προφανώς θα συνεχιστεί η έρευνα για ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων αλλά πιθανόν όχι με την ίδια ένταση, αναμένοντας την επανάκαμψη των τιμών του πετρελαίου.

Κεφάλαιο 7. Συμπεράσματα

Τα τελευταία χρόνια λόγω της ραγδαίας αύξησης του πληθυσμού και των ενεργειακών απαιτήσεων, τα ζητήματα ενέργειας έχουν έρθει στο προσκήνιο. Με την δραματική πτώση των τιμών του πετρελαίου και τη σημαντική μείωση των ανακαλύψεων νέων κοιτασμάτων, η περαιτέρω αξιοποίηση και επαύξηση της απόληψης του πετρελαίου από τα ήδη υπάρχοντα κοιτάσματα καθίσταται επιτακτική ανάγκη. Μία από τις μεθόδους που έχει αποδειχθεί ιδιαίτερα αποτελεσματική στην αύξηση της τριτογενούς παραγωγής είναι η συμβατική μέθοδος CO₂ – EOR. Οι μηχανισμοί μέσω των οποίων επιτυγχάνεται η επαύξηση της τριτογενούς ανάκτησης πετρελαίου είναι επιγραμματικά οι ακόλουθοι:

- Διόγκωση πετρελαίου
- Μείωση ιξώδους πετρελαίου
- Μείωση διεπιφανειακών τάσεων μεταξύ εισπιεζόμενου μείγματος νερού - CO₂ και πετρελαίου
- Μείωση λόγου κινητικότητας μεταξύ νερού-πετρελαίου και
- Εξάτμιση ελαφριών και ενδιαμέσων υδρογονανθράκων

Η συμβατική μέθοδος CO₂ – EOR δεν επιφέρει ικανοποιητικά αποτελέσματα σε όλων των ειδών ταμιευτήρων. Για το λόγο αυτό έχουν προταθεί κατά καιρούς από διάφορους μελετητές κριτήρια καταλληλότητας ταμιευτήρων για την εφαρμογή της μεθόδου CO₂ – EOR. Τα κριτήρια επιλογής του κατάλληλου ταμιευτήρα με τη μεγαλύτερη βαρύτητα σημασίας είναι τα ακόλουθα:

- μέγεθος του κοιτάσματος και υπολειμματικός κορεσμός πετρελαίου του ταμιευτήρα. Ταμιευτήρες με αρχικά εκτιμώμενα απολήψιμα αποθέματα μικρότερα των 12,5 εκατομμυρίων βαρελιών πετρελαίου και με υπολειμματικό κορεσμό σε πετρέλαιο μικρότερο από 20%, αποκλείονται καθώς θεωρείται αντί-οικονομική η επένδυση
- η πυκνότητα και το ιξώδες του πετρελαίου (22 - 45 °API και 0,4 - 6 cP αντίστοιχα)
- η ελάχιστη πίεση αναμιξιμότητας σε σχέση με την πίεση ρωγμάτωσης του σχηματισμού του ταμιευτήρα και
- η θερμοκρασία του ταμιευτήρα (82 – 260 °F).

Η συμβατική μέθοδος CO₂ – EOR επιτυγχάνει τριτογενείς ανακτήσεις εντός του εύρους 5-20% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων, ενώ θεωρητικά οι ανακτήσεις θα έπρεπε να είναι πάνω από 20% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων. Οι αιτίες στις οποίες οφείλεται η μειωμένη τριτογενής ανάκτηση της μεθόδου CO₂ – EOR είναι επιγραμματικά οι ακόλουθοι:

- **Ανεπαρκείς εισπνεζόμενες ποσότητες CO₂.** Στη συμβατική μέθοδο CO₂ – EOR συνηθίζεται να εισπνέζεται όγκος CO₂ ίσος με 80% HCPV (όγκος των πόρων που αρχικά καταλαμβάνονταν από υδρογονάνθρακες).
- **Χαμηλή αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο.** Η αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο επηρεάζεται άμεσα από τη γεωλογική ανομοιογένεια του ταμιευτήρα όπως για παράδειγμα την ανομοιογενή κατανομή του πορώδους, την ύπαρξη στρωμάτων υψηλής διαπερατότητας, τις ιδιότητες των ρευστών, τόσο του εκτοπιζόμενου όσο και του εισπνεζόμενου, το λόγο κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου και από τη διάταξη των γεωτρήσεων. Συσχετιζόμενα φαινόμενα με τη χαμηλή αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο είναι η ύπαρξη δακτυλισμών στη ροή λόγω διαφοράς ιξώδους και ο διαχωρισμός λόγω βαρύτητας μεταξύ του CO₂ και του πετρελαίου με αποτέλεσμα την πρόωμη εμφάνιση του CO₂ στις παραγωγικές γεωτρήσεις και την μειωμένη απόληψη πετρελαίου.
- **Χαμηλή αποδοτικότητα σάρωσης σε μικροσκοπικό επίπεδο.** Η αποδοτικότητα σάρωσης σε μακροσκοπικό επίπεδο επηρεάζεται από την πίεση και τη θερμοκρασία του ταμιευτήρα, τη σύσταση του πετρελαίου, την ύπαρξη τριχοειδών φαινομένων σε κλίμακα πόρων, την προτίμηση διαβροχής του πετρώματος του ταμιευτήρα και τη γεωμετρία των πόρων του ταμιευτήρα.
- **Ανομοιογένεια του ταμιευτήρα.** Αφορά την αδυναμία αποτελεσματικής διοχέτευσης του CO₂ εντός των στρωμάτων του ταμιευτήρα με υψηλό υπολειμματικό κορεσμό σε πετρέλαιο. Σχετίζεται άμεσα με την γεωλογική ετερογένεια του ταμιευτήρα και είναι υπεύθυνη για την υπέρμετρη παραγωγή νερού στις παραγωγικές γεωτρήσεις, φαινόμενο που είναι απόρροια της αναποτελεσματικής σάρωσης του ταμιευτήρα σε οριζόντιο και κατακόρυφο επίπεδο.
- **Ανεπαρκής χαρακτηρισμός του ταμιευτήρα και λειτουργικής επιτήρησης του έργου.** Η δυνατότητα εντοπισμού των περιοχών ή ζωνών του ταμιευτήρα με

υψηλό κορεσμό σε υπολειμματικό πετρέλαιο, είναι δυνατό να οδηγήσει στη βελτίωση της ανάκτησης του πετρελαίου. Μετά το πέρας της δευτερογενούς παραγωγής και πριν την έναρξη της μεθόδου τριτογενούς παραγωγής με εισπίεση CO₂, οι διαχειριστές του έργου συνήθως δεν προχωρούν σε περαιτέρω αξιολόγηση του ταμιευτήρα με αποτέλεσμα να μην υπάρχει επαρκής γνώση των περιοχών στις οποίες υπάρχει υψηλός κορεσμός σε υπολειμματικό πετρέλαιο προκειμένου να γίνουν οι αναγκαίες μετατροπές για την αύξηση της τριτογενούς ανάκτησης από τις περιοχές αυτές.

- **Σχηματισμός και απόθεση ασφαλτενίων.** Οφείλεται στην κροκίδωση και καθίζηση των ήδη υπαρχόντων διάσπαρτων ασφαλτενίων κατά τη δράση του μηχανισμού εξάτμισης ενδιάμεσων υδρογονανθράκων. Τα ασφαλτένια είναι ικανά να προκαλέσουν σοβαρά προβλήματα στην παραγωγή καθώς παρεμποδίζεται η ροή του πετρελαίου προς τις παραγωγικές γεωτρήσεις.

Κατά την εφαρμογή της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR λαμβάνει χώρα και συμπτωματική αποθήκευση του CO₂. Σύμφωνα με δεδομένα από πραγματικές εφαρμογές η συμπτωματική αποθήκευση του CO₂ κυμαίνεται μεταξύ 30-50% επί των συνολικά εισπνευόμενων ποσοτήτων του CO₂. Παράγοντες που επηρεάζουν την αποθήκευση του CO₂ είναι το είδος, το πορώδες και η διαπερατότητα του ταμιευτήρα, το σχήμα εισπίεσης, η απόσταση και η διάταξη μεταξύ των γεωτρήσεων εισπίεσης και παραγωγής και ο συνολικά εισπνευόμενος όγκος του CO₂.

Ωστόσο, πέραν του ζητήματος των συνεχώς αυξανόμενων ενεργειακών απαιτήσεων, ένα ακόμη σημαντικό ζήτημα σε παγκόσμια κλίμακα είναι αυτό της κλιματικής αλλαγής. Σύμφωνα με τη μελέτες, για να επιτευχθούν οι στόχοι της Συμφωνίας του Παρισιού έως το 2050, απαιτείται η συνεισφορά του CCS με ποσοστό 14% επί των συνολικά αποθηκευμένων ποσοτήτων του CO₂, ποσοστό που αντιστοιχεί σε αποθηκευόμενες ποσότητες CO₂ ίσες με 5 δισεκατομμύρια τόνους. Η ανάγκη για μείωση των εκπεμπόμενων ποσοτήτων CO₂ στην ατμόσφαιρα, οδήγησε στην μετατροπή της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR, σε CO₂ – EOR με ταυτόχρονη αποθήκευση του CO₂, μέθοδος γνωστή πλέον ως «τεχνολογίες CO₂ – EOR προηγμένης γενιάς» η οποία αποτελεί μια περιβαλλοντικά και οικονομικά ελκυστική λύση, συγκριτικά με τα έργα που αφορούν αποκλειστικά την αποθήκευση του CO₂. Αυτό αποδεικνύεται περίτρανα από το γεγονός ότι η πλειονότητα των έργων CCS γίνεται συνδυαζόμενη με εφαρμογή της μεθόδου CO₂ – EOR καθώς προσφέρει

οικονομικά οφέλη στους διαχειριστές των έργων μέσω της πώλησης πετρελαίου ενώ ταυτόχρονα αποθηκεύονται σημαντικές ποσότητες ανθρωπογενούς προέλευσης CO₂. Σήμερα, μέσω της εφαρμογής έργων της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR επιτυγχάνεται αποθήκευση του CO₂ σε ετήσια βάση ίση με 25 εκατομμύρια τόνους. Σύμφωνα με τη μελέτη της (IEA, 2015) μέσω της εφαρμογής των τεχνολογιών CO₂ – EOR προηγμένης γενιάς σε παγκόσμια κλίμακα, προσφέρεται δυνατότητα αποθήκευσης ποσοτήτων CO₂ ίσων με 60 έως 360 δισεκατομμύρια τόνους, ενώ τα ανακτήσιμα απολήψιμα αποθέματα πετρελαίου υπολογίζονται περίπου ίσα με 1300 δισεκατομμύρια βαρέλια πετρελαίου.

Οι τεχνολογίες προηγμένης γενιάς της μεθόδου CO₂ – EOR στοχεύουν στην αντιμετώπιση των αιτιών λόγω των οποίων δεν επιτυγχάνεται η βέλτιστη δυνατή ανάκτηση πετρελαίου μέσω της συμβατικής μεθόδου CO₂ – EOR, και στη μεγιστοποίηση της αποθήκευσης του CO₂. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται αξίζει να αναφερθεί ότι συχνά αποτελούν σύνθετη λύση διαφόρων ζητημάτων και δε στοχεύουν αποκλειστικά στην επίλυση ενός τεχνικού ζητήματος αποκλειστικά. Οι τεχνικές που χρησιμοποιούνται αναφέρονται επιγραμματικά και είναι οι εξής:

- **Διεύρυνση συνθηκών πλήρους ανάμιξης μεταξύ CO₂ και πετρελαίου.** Επιτυγχάνεται μέσω της προσθήκης διάφορων προσμίξεων και μείωση της θερμοκρασίας εισπίεσης, αποσκοπώντας στην ελάττωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας. Ευεργετικές ως προς τη μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας είναι η προσθήκη υδρόθειου, προπανίου και διοξειδίου του θείου. Η σημαντικότερη μείωση της ελάχιστης πίεσης αναμιξιμότητας κατά 30%, καταγράφηκε με προσθήκη υδρόθειου σε ποσοστό 40%, ωστόσο απαιτείται περαιτέρω διερεύνηση για την δυνατότητα εφαρμογής προσθήκης υδρόθειου σε τόσο υψηλές περιεκτικότητες λόγω ζητημάτων ασφαλείας και αδυναμίας διαχείρισης των παραγομένων μειγμάτων από τον ήδη υπάρχον εξοπλισμό.
- **Αύξηση εισπιεζόμενου όγκου CO₂.** Η αύξηση του εισπιεζόμενου όγκου CO₂ επιφέρει αύξηση της τριτογενούς ανάκτησης σε επίπεδα έως και 26% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων. Προτείνεται εισπίεση όγκων ίσων μέχρι 2 HCPV καθώς για εισπίεση μεγαλύτερων ποσοτήτων δεν παρατηρείται σημαντική αύξηση της τριτογενούς ανάκτησης. Η αύξηση του εισπιεζόμενου όγκου, αποτελεί μια σύνθετη λύση, καθώς επιτυγχάνει βελτίωση και στο λόγο κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου έως και κατά 12%.

- **Βελτίωση λόγου κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου.** Ο πιο αποτελεσματικός τρόπος για τη βελτίωση της κινητικότητας μεταξύ CO₂ και πετρελαίου είναι η χρήση αφρών με προσμίξεις νανοσωματιδίων λόγω της διατήρησης των μηχανικών χαρακτηριστικών και των ευεργετικών ιδιοτήτων τους κάτω από ακραίες συνθήκες πίεσης, θερμοκρασίας και αλατότητας που πιθανόν να απαντηθούν εντός του ταμιευτήρα. Η εισπίεση αφρού συνδυάζει και την επίλυση του ζητήματος της αναποτελεσματικής διοχέτευσης του CO₂ εντός του ταμιευτήρα, καθώς ο αφρός λόγω του μεγάλου ιξώδους του φράζει τις περιοχές υψηλής διαπερατότητας και εκτρέπει το CO₂ προς τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας με υψηλό κορεσμό σε υπολειμματικό πετρέλαιο. Αξίζει να τονιστεί ότι σε πειράματα εφαρμογής εισπίεσης αφρού παρατηρήθηκε τριτογενής ανάκτηση ίση με 14% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων και αποθήκευση CO₂ ίση με 11,5% επί του όγκου των πόρων του ταμιευτήρα, τιμή που αντιστοιχεί στη διπλάσια (5.2%) με αυτή που αποθηκεύτηκε το CO₂ κατά τη συμβατική μέθοδο CO₂ – EOR.
- **Αντιμετώπιση της ετερογένειας του ταμιευτήρα.** Επιτυγχάνεται μέσω εισπίεσης γέλης η οποία συντίθεται στις περιοχές με υψηλή περιεκτικότητα σε CO₂, δηλαδή στις περιοχές υψηλής διαπερατότητας. Με τον τρόπο αυτό φράζει τις περιοχές προτιμητέας κίνησης του CO₂ και το εκτρέπει προς τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας. Πειραματικά σημειώθηκε μείωση της διαπερατότητας ίση με 90% σε περιοχές υψηλής διαπερατότητας, με ταυτόχρονη αύξηση της τριτογενούς ανάκτησης από τις περιοχές χαμηλής διαπερατότητας από 15,5 σε 62% επί των αρχικών επί τόπου αποθεμάτων στις περιοχές αυτές, πριν και μετά την εισπίεση της γέλης αντίστοιχα.

Προκειμένου να εφαρμοστούν οι τεχνολογίες προηγμένης γενιάς της μεθόδου CO₂ – EOR ,απαιτούνται μια σειρά επιπρόσθετων τεχνικών προδιαγραφών. Επιγραμματικά είναι οι ακόλουθες:

- **Ενδεδειγμένος γεωλογικός και γεωμηχανικός χαρακτηρισμός του περιβάλλοντος του ταμιευτήρα και του πεδίου γενικότερα.** Βασικός λόγος είναι η ανάγκη για επιπρόσθετες πληροφορίες που αφορούν την ακεραιότητα του αδιαπέρατου πετρώματος-κάλυμμα και των πετρωμάτων που περιβάλλουν τον ταμιευτήρα στον οποίο γίνεται η εισπίεση του CO₂.

- **Πλήρης εξέταση της ακεραιότητας των γεωτρήσεων**, καθώς αποτελούν τα πιθανότερα σημεία διαφυγής του CO₂ προς την επιφάνεια και την ατμόσφαιρα.
- **Συνεχής και λεπτομερής παρακολούθηση της διαδικασίας εισπίεσης και αποθήκευσης του CO₂**
- **Τακτική δειγματοληψία, έλεγχος, μετρήσεις στην επιφάνεια για τυχόν διαφυγή CO₂ στην ατμόσφαιρα**
- **Αλλαγές στη διαδικασία ολοκλήρωσης και εγκατάλειψης των γεωτρήσεων.** Λόγω της διαβρωτικής επίδρασης του CO₂, κρίνεται αναγκαία η χρήση ειδικού τσιμέντου ούτως ώστε να εξασφαλίζεται η απολύτως σωστή πρόσφυση μεταξύ σωλήνωσης – τσιμέντου – πετρώματος, αποτρέποντας το σχηματισμό καναλιών διαφυγής του CO₂ προς τους περιβάλλοντες σχηματισμούς και την επιφάνεια.

Όσον αφορά την οικονομική βιωσιμότητα ενός έργου CO₂ – EOR, αποτελεί ένα πολύ-παραγοντικό ζήτημα. Επηρεάζεται κυρίως από τα κόστη δέσμευσης και μεταφοράς του CO₂, τις ισχύουσες τιμές πετρελαίου και τα φορολογικά κίνητρα που παρέχονται στους διαχειριστές των έργων από τους φορείς. Εδώ και δεκαετίες εφαρμόζονται τα έργα αυτά με επιτυχία στις ΗΠΑ, λόγω της ύπαρξης σταθερού πλαισίου κινήτρων και κυρίως λόγω της ύπαρξης υποδομών μεταφοράς και φυσικών πηγών του CO₂. Συνεπώς είναι αποδεδειγμένη η τεχνική και οικονομική βιωσιμότητα τέτοιων έργων. Ωστόσο προκειμένου να ενθαρρυνθεί και επιταχυνθεί η εφαρμογή τέτοιων έργων και σε άλλες περιοχές, όπως για παράδειγμα η Ευρώπη, απαιτείται ένα σταθερό σχέδιο φορολογικών κινήτρων που θα προσφέρεται στους διαχειριστές των έργων, η δημιουργία δικτύου υποδομών μεταφοράς του CO₂ και η σταθεροποίηση των τιμών του πετρελαίου σε τιμές υψηλότερες από 50\$/βαρέλι προκειμένου να καταστούν τα έργα αυτά βιώσιμα. Η διστακτικότητα στις επενδύσεις έργων CO₂ – EOR είναι πιθανό να οφείλεται εν μέρει και στην έλλειψη ισχυρών κινήτρων, λόγω της χαμηλής τιμής των δικαιωμάτων εκπομπής του CO₂ μέσω του μηχανισμού εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων και στις συνεχείς διακυμάνσεις των τιμών του πετρελαίου, καθώς τα έργα CO₂ – EOR απαιτούν υψηλές κεφαλαιουχικές επενδύσεις στο αρχικό τους στάδιο.

Κεφάλαιο 8. Βιβλιογραφία

(n.d.). Ανάκτηση από <http://www.eor-alliance.com/solutions/foam>.

Adam, Sanni et Al. (2016). *Geochemical Monitoring Plan for the First CO₂-EOR and Sequestration project in Saudi Arabia*. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition held in Dammam, Saudi Arabia, 25–28 April 2016: Society of Petroleum Engineers.

Advanced Resources International. (2005). *BASIN ORIENTED STRATEGIES FOR CO₂ ENHANCED OIL RECOVERY: ONSHORE CALIFORNIA OIL BASINS*.

Advanced Resources International. (2011). *GLOBAL TECHNOLOGY ROADMAP FOR CCS IN INDUSTRY SECTORAL ASSESSMENT CO₂ ENHANCED OIL RECOVERY*. Arlington, VA 22203 USA: Advanced Resources International, Inc.

Al Adassani and Bai. (2011). *Analysis of EOR projects and updated screening criteria*. J. Petr. Sci. Eng. 79, 10–24.

Algharaib, & Al-Soof. (2012). *Economical Evaluation of CO₂-EOR Projects in the Middle East*. Petroleum Science and Technology, <http://dx.doi.org/10.1080/10916460802706471>.

Alvarez. (2013). Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research, Vol. 2*.

Anderson. (1987). *Wettability literature survey—part 6: the effects of wettability on waterflooding*. Journal of Petroleum Technology 39, 1605–1622. (doi:10.2118/16471-PA).

Aryana. (2014). *North Cross Devonian Unit - A Mature Continuous 200% HCPV Injection*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 27–29 October 2014.

Azzolina, Melzer et al. (2015). *CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations*. International Journal of Greenhouse Gas Control.

- Bachu and Shaw. (2002). *Screening, evaluation, and ranking of oil reservoirs suitable for CO₂-flood EOR and carbon dioxide sequestration*. Journal of Canadian Petroleum technology.
- Bachu. (2015). *Identification of oil reservoirs suitable for CO₂-EOR and CO₂ storage using reserves databases, with application to Alberta, Canada*. International Journal of Greenhouse Gas Control.
- Bachu S. and Shaw J. (2003). *Evaluation of the CO₂ sequestration capacity in alberta's oil and gas reservoirs at depletion and the effect of underlying aquifers*. Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Baker. (1998). *Reservoir Management for Waterfloods—Part II*. The Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Bennetzen et Al. (2014). *Novel Applications of Nanoparticles for Future Enhanced Oil Recovery*. International Petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 10–12 December 2014.: International Petroleum Technology Conference.
- Bergeron et Al. (1994). *The Influence of Disjoining Pressure on Foam Stability and Flow in Porous Media, Colloids Surfaces A Physicochem*. doi:10.1016/0927-7757(94)80094-4.
- BP Energy Outlook. (2018). *BP Energy Outlook*.
- Bradshaw. (2008). *CO₂ storage capacity estimation: Issues and development of standards*. International Journal of Greenhouse Gas Control.
- Carbon Sequestration Leadership Forum. (2017). *Enabling Large-scale CCS using Offshore CO₂ Utilization and Storage Infrastructure Developments*. CSLF Offshore CO₂-EOR Task Force.
- Carpenter. (2012). *CCUS – Opportunities to Utilize Anthropogenic CO₂ for Enhanced Oil Recovery and CO₂ Storage*. Arlington, VA: ADVANCED RESOURCES INTERNATIONAL.
- CATO2. (2013). *Transport and Storage Economics of CCS Networks in the Netherlands: Analysis of international CCS business cases around the North Sea (Phase 2) (pp. 1–63)*. Report for CATO2, prepared by TNO and Ecofys.
- Christensen. (2001). *Review of WAG Field Experience*. SPE, 4(02), 97-106.

Christensen, Stenb, & Skauge. (2001). *Review of WAG field experience: SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. SPE paper 71203.

Claridge. (1972). *Prediction of Recovery in Unstable Miscible Displacement*. J)SPE 12(2) 143-155.

COM. (2017). *Έκθεση σχετικά με τη λειτουργία της ευρωπαϊκής αγοράς άνθρακα*. Βρυξέλλες, 1.2.2017: ΕΚΘΕΣΗ ΤΗΣ ΕΠΙΤΡΟΠΗΣ ΠΡΟΣ ΤΟ ΕΥΡΩΠΑΪΚΟ ΚΟΙΝΟΒΟΥΛΙΟ ΚΑΙ ΤΟ ΣΥΜΒΟΥΛΙΟ, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2017/EL/COM-2017-48-F1-EL-MAIN-PART-1.PDF>.

Comberiati and Zammerilli . (1982). *THE EFFECTS OF PETROLEUM RESERVOIR CONDITIONS ON OIL RECOVERY BY CARBON DIOXIDE INJECTION*. MORGANTOWN, WEST VIRGINIA : UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY .

Crawford. (1963). *Carbon Dioxide A Multipurpose Additive for Effective Well Stimulation*. Journal of Petroleum Technology.

Dake. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*.

Directive 2009/31/EC. *On the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006*. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>.

DOE & NETL. (2012). *Mobility and Conformance Control for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂-EOR) via Thickeners, Foams, and Gels – A Detailed Literature Review of 40 Years of Research*. DOE/NETL, Page 35-36.

DOE. (2010). *Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery: Untapped Domestic Energy*.

Don & Willwhite. (1998). *ENHANCED OIL RECOVERY*. SPE.

Edwards. (2000). *CO₂ in Alberta – a vision for the future*. J. Can. Petr. Technol. 39(9), 48–53.

Enick et Al. (2012). *Mobility and Conformance Control for CO₂ EOR via Thickeners, Foams, and Gels - A Literature Review of 40 Years of Research and Pilot Tests*.

Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14–18 April 2012: Society of Petroleum Engineers.

Espinosa, Caldelas, Johnson and Bryant. (2010). *Nanoparticle-Stabilized Supercritical CO₂ Foams for Potential Mobility Control Applications*.

Ettehadtavakkol & Lake. (2014). *CO₂-EOR and storage design optimization*. Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, United States.

European Commission. (2015). *EU ETS HANDBOOK*. European Commission, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/ets_handbook_en.pdf.

Gao, & Zekri. (2011). *Applications of Microbial-Enhanced Oil Recovery Technology in the Past Decade*. Petroleum Engineering, UAE University, Al Ain, United Arab Emirates: Taylor & Francis Group, LLC, DOI: 10.1080/15567030903330793.

Ghadimi. (2006). Simulation of Microbial. *Society of Petroleum Engineers* .

Ghedan. (2009). *Global laboratory experience of CO₂-EOR flooding: Society of Petroleum Engineers 125581*. Presented at the 2009 SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, United Arab Emirates, October 19–21, 2009, 15 p.: SPE ,.

Global CCS Institute. (2013). *Global Status of CCS*. Melbourne, Australia: Global CCS Institute.

Global CCS Institute. (2017). www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects.

(2017). *Global Status of CCS*. Presentation to Japan Central Environment Committee: Global CCS Institute.

Godec, Kuuskra, Melzer, Leeuwen, V., & Wildgust. (2011). *CO₂ Storage in Depleted Oil Fields: The Worldwide Potential for Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery*. Energy Procedia 4 (2011) 2162–2169, doi:10.1016/j.egypro.2011.02.102.

Green&Willwhite. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.

Gunter. (1993). *Aquifer disposal of CO₂-rich gases: reaction design for added capacity*. Energy Conversion and Management, 34, 941–948.

Hadlow. (1992). *Update of Industry Experience With CO₂*. SPE 2492.

Hamdi, Awang, Bataee, Vatanparast. (2017). *Proposing Low Temperature CO₂ for Enhancing Miscibility in High Temperature Reservoirs*. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition held in Abu Dhabi, UAE, 08-10 May 2017.: Society of Petroleum Engineers.

Hategekimana. (2016). *EOR Techniques: Water Flooding*. American University of Nigeria.

Hawkes and Gardner. (2012). *Well integrity. Best Practices for Validating CO₂ Geological Storage: Observations and Guidance from the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project*. Geoscience Publishing.

Haynes&al. (1990). Study of the Mechanisms of Carbon Dioxide Flooding and Applications to More Efficient EOR Projects. *SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma.

Hindi&Cheng&Wang. (1992). *CO₂ Miscible Flood Simulation Study, Roberts Unit, Wasson Field, Yoakum County*. Texas: SPE 24185.

Holm. (1987). Evolution of the carbon dioxide flooding processes. *Journal of petroleum technology* .

<http://ji.unfccc.int/index.html>, 2018.

<http://ji.unfccc.int/index.html>, 2018.

<http://www.co2crc.com.au/>. (n.d.).

<http://www.consilium.europa.eu/el/>, 2015.

<https://cdm.unfccc.int/>, 2018.

<https://cdm.unfccc.int/>, 2018.

https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030_en.

https://ec.europa.eu/commission/index_el, 2018.

Hughes. (2015). *SPE lecturer program Offshore CO₂ EOR as part of a National CCS Program - Opportunities and Challenges*. SPE.

IEA. (2011). *Carbon Capture and Storage in Industrial Applications: Technology Synthesis Report Working Paper, United Nations Industrial Development Organization*. International Energy Agency.

IEA. (2016). *Energy Technology Perspectives: Towards Sustainable Urban Energy Systems*. IEA.

IEA GHG. (2010). *CO₂ Pipeline Infrastructure: An analysis of global challenges and opportunities*. International Energy Agency Greenhouse Gas Programme.

IEA. (2018). *Global Energy & CO₂ Status Report 2017*. International Energy Agency,

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GECO2017.pdf>.

IEA. (2015). *Storing CO₂ through Enhanced Oil Recovery-Combining EOR with CO₂ storage (EOR+) for profit*. International Energy Agency-
https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/CO2EOR_3Nov2015.pdf.

IEA-Energy Technology Perspectives 2016. (2017). *Catalysing energy technology transformations*. Paris, France. ISBN 978-92-64-27050-3/PDF 978-92-64-27597-3.: OECD/International Energy Agency.

IHS Markit. (2016). *Conventional Discoveries Outside North America Continue Their Decline; 2015 Marked Lowest Year for Discovered Oil and Gas Volumes Since 1952*. IHS MARKIT-<https://news.ihsmarkit.com/press-release/energy-power-media/conventional-discoveries-outside-north-america-continue-their-decli>.

IPCC. (2014). *Climate Change 2014 Climate Synthesis Report*. THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE-ISBN 978-92-9169-143-2.

IPCC Fifth Assessment Synthesis Report. (2014). *Summary for Policymakers*.

IPCC. (2005). *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*. IPCC.

Islam. (2001). *Advances in Petroleum Reservoir Monitoring Technologies*, SPE 68804. SPE, Dalhousie University.

Jarrell et al. (2002). *Practical aspects of CO₂ flooding*.

Jelmert&Høier. (2010). In *Comparative Study of Different EOR Methods*. Norwegian University of Science & Technology, Trondheim, Norway.

Jin, Hawthorne. (2017). *Impact of CO₂ impurity on MMP and oil recovery performance on the Bell Creek Field*. Energy Procedia 114, 6997-7008.

Johnson and Roston. (2012). *Geochemical Monitoring. Best Practices for Validating CO₂ Geological Storage: Observations and Guidance from the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project*. Geoscience Publishing.

Kamali and Cinar. (2014). *Co-optimizing enhanced oil recovery and CO₂ storage by simultaneous water and CO₂ injection*. School of Petroleum Engineering, University of New South Wales.

Kjärstad, Skagestad, Eldrup, & Johnsson. (2016). *Ship transport—A low cost and low risk CO₂ transport option in the Nordic countries*. Elsevier Ltd, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.08.024>.

Klins. (1984). *Carbon Dioxide Flooding: Basic Mechanisms*. Boston, Massachusetts: International Human Resources Development.

Klins. (1991). Carbon Dioxide Flooding. *International Human Resources Development Corporation*.

Koottungal . (2014). *2014 worldwide EOR survey*. Special report. Oil Gas Journal.

Kossack. (2013). *EOR Processes – Miscible Gas Injection*. Las Vegas, Nevada, USA: Schlumberger / SIS Training and Development.

Kovscek, Ferno et Al. (2018). *Performance of Silica Nanoparticles in CO₂-Foam for EOR and CCUS at Tough Reservoir Conditions*. SPE Norway One Day Seminar held in Bergen, Norway, 18 April 2018: SPE.

Kwak, & Kim. (2017). *Techno-economic evaluation of CO₂ enhanced oil recovery (EOR) with the optimization of CO₂ supply*. Department of Chemical Engineering, Hanyang University, 222 Wangsimni-ro, Seongdong-gu, Seoul 04763, Republic of Korea: Elsevier Ltd., <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.01.002>.

Lake. (1989). *Enhanced Oil recovery*. University of Texas at Austin.

Lewis. (2018). *Carbon Countdown- Prices and Politics in the EU ETS*. Carbon Tracker.

Li, Fang et Al. (2018). *Study on a Novel Gelled Foam for Conformance Control in High Temperature and High salinity reservoirs*. Energies, doi:10.3390/en11061364.

Lyons & Plisga. (2005). *Standard Handbook of petroleum & natural gas engineering, second edition*. Elsevier.

- Market Business Insider. (2018). <https://markets.businessinsider.com/commodities/co2-emissionsrechte>.
- Martinius et al. (2005). *Reservoir challenges of heterolithic tidal sandstone reservoirs in the Halten Terrace, mid-Norway*. *Petroleum Geoscience* 11, 3-16.
- Mathiassen, O. (2003). CO₂ as injection gas for enhanced oil recovery and estimation of the potential on the Norwegian continental shelf. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Trondheim: NTNU.
- Meer, V. d. (2005). *Carbon Dioxide Storage in Natural Gas Reservoirs*. Institut français du pétrole: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 60 (2005), No. 3, pp. 527-536.
- Melzer, S. (2015). The Range of Impacts of Oil Price Crashes on CO₂ EOR. *2nd Biennial CO₂ for EOR as CCUS Conference*. Rice University, Houston, Texas.
- Merchant. (2010). *Life beyond 80-A look at conventional WAG recovery beyond 80% HCPV in CO₂ tertiary floods*. New Orleans, LA: SPE paper NO.139516-PP.
- Metcalf et al. (1980). *Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures*. *SPE Journal of Petroleum Technology* 32(1): 160–168.
- Metcalf et al. (1982). *Effects of Impurities on Minimum Miscibility Pressures and Minimum Enrichment Levels for CO₂ and Rich-Gas Displacement*. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22, 219-225.
- Michigan Agency for Energy. (2017). *Review of Policies Relating to Carbon Dioxide Capture from Industrial Sources and the Use and Sequestration of Captured Carbon Dioxide in Enhanced Oil Recovery*. Michigan Agency for Energy.
- Mingfei Yin. (2015). *CO₂ miscible flooding application and screening criteria*. MISSOURI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY.
- MIT. (2016). From http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_eor.html
- Mohanty. (2003). *Development of shallow viscous oil reservoirs in north slope*. US development of energy.
- Muggeridge. (2014). *Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits*. London: Department of Earth Science and Engineering, Imperial College.

- Nasir. (2009). *The effect of different carbon dioxide injection modes on oil recovery*. Universiti Teknologi PETRONAS: International Journal of Engineering & Technology IJET-IJENS Vol:09 No:10.
- Nunez-Lopez and Hovorka. (2008). *Quick-look assessment to identify optimal CO₂ EOR storage sites*. . Environ.Geol. 54 (8), 1695–1706.
- Olajire. (2014). *Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges*. Industrial and Environmental Chemistry Unit, Department of Pure and Applied Chemistry, Ladoke Akintola University of Technolog: Elsevier Ltd.
- OPEC. (2018). *World Oil Outlook 2040*. Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Peck, Azzolina et al. (2017). *Quantifying CO₂ storage efficiency factors in hydrocarbon reservoirs: A detailed look at CO₂ enhanced oil recovery*. Elsevier Ltd, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.12.005>.
- Perera et Al. (2016). *A Review of CO₂-Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis*. Energies 2016, 9, 481; doi:10.3390/en9070481.
- Pyo,Damián-Díaz,Powell, Van Nieuwkerk. (2003). *CO₂ Flooding in Joffre Viking Pool*. Canadian International Petroleum Conference: Penn West Petroleum Ltd.
- R.C. Ferguson, V.A. Kuuskraa. (2010). *Storing CO₂ With Next Generation CO₂-EOR Technology*. SPE 139717.
- Ransohoff, & Radke. (1988). *Mechanisms of foam generation in glass-bead packs*. . SPE Reservoir Eng., 3(2): 573-585.
- Ren, Li, Zhang, Liu and Kang. (2016). *CO₂-triggered gelation for mobility control and channeling blocking during CO₂ flooding processes*. Springerlink.com, DOI 10.1007/s12182-016-0090-9.
- Rivas et al. (1994). *Ranking reservoirs for carbon dioxidedflooding*. SPE Paper 23641, SPE Adv. Technol. Series 2, pp. 95–103.
- Rostron et Al. (2012). *Best Practices for Validating CO₂ Geological Storage: Observations and Guidance from the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project*. Geoscience Publishing.

Roupert. (2014). *Impact of geological uncertainty on project valuations for offshore CO₂-enhanced oil recovery*. Universiteit Utrecht.

Rystad Energy. (2017). *ALL-TIME LOW FOR DISCOVERED RESOURCES IN 2017: AROUND 7 BILLION BARRELS OF OIL EQUIVALENT WAS DISCOVERED*. Rystad Energy-<https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/all-time-low-discovered-resources-2017>.

Sacuta, Young and Worth. (2015). *International Energy Agency (IEA) Greenhouse Gas (GHG) Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project, Final Technical Report*. Petroleum Technology Research Centre, Regina, Saskatchewan, Canada.

Saini. (2017). *Synergy between Enhanced Oil Recovery and CO₂ storage*. Bakersfield, CA: Department of Physics and Engineering California State University.

Sandhu . (2012). *Canadian CO₂-EOR Project Reserves/Appraisal*. In: *Presented at "Putting the Business Elements together for CO₂ EOR using Captured Carbon" Conference*. April 4–5, 2012, Golden, CO, USA.

Sarkar&Georgiou. (1994). A Model for Convective Transport and Growth. *Biotechnol. Bioeng.*, Vol. 44. In *Transport of Bacteria in Porous Media:II*. (pp. 499-508).

Satter, A. (2008). *Practical Enhanced Reservoir*.

Sayegh, Huang, Zhang. (2006). *Effect of H₂S and Pressure Depletion on the CO₂ MMP of Zama oils*. Calgary, Alberta, Canada, June 13 – 15, 2006: PETROLEUM SOCIETY, Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum.

SBC Energy Institute. (2012). *LEADING THE ENERGY TRANSITION-Bringing Carbon Capture and Storage to Market*. SBC Energy Institute.

Smith, & Rao. (2016). *NORTH DAKOTA CO₂ EOR – RECOVERY ECONOMICS AND ECONOMIC IMPACT*. IHS.

SPE 24928 . (1992).

Sydansk & Romero-Zerón. (2011). *Reservoir Conformance Improvement*. Society of Petroleum Engineers.

Taber et al. (1997). *EOR screening criteria revisited – Part 1:introduction to screening criteria and enhanced oil recovery projects*. SPE Res.Eng. 12 (3), 189–198.

- Talbi et al. (2008). *Experimental investigation of CO₂-based VAPEX for recovery of heavy oils and bitumen*. Journal of Canadian Petroleum Technology.
- Talebian et Al. (2014). *Foam assisted CO₂-EOR: A review of concept, challenges, and future prospects*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.013>: Journal of Petroleum Science and Engineering.
- Todd and Grand. (1993). *Enhanced oil recovery using carbon dioxide*. Energy Convers. Manag. 34 (9–11), 1157–1164.
- Tunio et al, S. (2011). Comparison of Different Enhanced Oil Recovery. *International Journal of Applied Science and Technology* .
- U.S. Department of Energy. (2012). *The 2012 United States Carbon Utilization and Storage Atlas–(Atlas IV), fourth edition*. U.S. Department of Energy National Energy Technology Laboratory.
- United States Treaty Collection. (2018). <https://treaties.un.org/>.
- Verma. (2015). *Fundamentals of Carbon Dioxide-Enhanced Oil Recovery A Supporting Document of the Assessment Methodology for Hydrocarbon Recovery Using CO₂-EOR Associated with Carbon Sequestration, page 15/24*. USGS.
- Wallace, Kuuskraa & DiPietro. (2013). *An In-Depth Look at “Next Generation” CO₂-EOR Technology*. National Energy Technology Laboratory.
- Wei, Li, Dahowski, Davidson, Liu, & Zha. (2015). *Economic evaluation on CO₂-EOR of onshore oil fields in China*. Elsevier Ltd, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.01.014>.
- Welkenhuysen et al. (2017). *A profitability study of CO₂-EOR and subsequent CO₂ storage in the North Sea under low oil market prices*. 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18, November 2016, Lausanne, Switzerland: Elsevier Ltd, doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.1848.
- Wellington and Vinegar. (1985). *CT studies of surfactant-induced CO₂ mobility control*. Proceedings of the SPE-ATC. Las Vegas, NV, September 22–26, 1985.
- White. (2012). *Geophysical Monitoring. Best Practices for Validating CO₂ Geological Storage: Observations and Guidance from the IEAGHG Weyburn-Midale CO₂ Monitoring and Storage Project*. Geosciences Publishing.

Wiggins & Hughes . (2005). *Evaluation and enhancement of carbon dioxide flooding through sweep improvement. In: Annual Technical Report: Project Period October 1, 2004 through September 30, 2005, DE-FC26-04NT15536.*

Wilson, M. and M. Monea, Eds. . (2004). *Weyburn CO2 monitoring and storage project summary report 2000-2004.* IEA.

www.ypeka.gr.

Yang et Al. (2018). *Using Polymer Alternating Gas to Enhance Oil Recovery in Heavy Oil.* State Key Laboratory of Enhanced Oil Recovery, Petrochina, Beijing, China: IOP Publishing Ltd.

Zekri et Al. (2011). *Evaluation of Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) Injection –Oil-Wet and Water-Wet Systems.* SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 19–21 July 2011: Society of Petroleum Engineers, SPE 143438.

ZEP. (2011). *The Costs of CO2 Transport .* European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants.

Zhang, Huang, Sayegh, Zhou. (2004). *Effect of CO2 Impurities on Gas-Injection EOR Processes.* SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 17–21 April 2004: Society of Petroleum Engineers Inc.

Zhao, Jia et Al. (2011). *Experimental Investigation of the Novel Phenol–Formaldehyde Cross-Linking HPAM Gel System: Based on the Secondary Cross-Linking Method of Organic Cross-Linkers and Its Gelation Performance Study after Flowing through Porous Media.* Energy Fuels, doi:10.1021/ef101334y.

Zhilin Wang. (2016). *Oil recovery performance and permeability reduction mechanisms in miscible CO2 water-alternative-gas (WAG) injection after continuous CO2 injection: An experimental investigation and modeling approach.* Journal of Petroleum Science and Engineering.

Zhiqiang&Gu. (2009). From <http://www.ep.liu.se/ecp/119/031/ecp15119031.pdf>