

REPUBLICQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

Faculté des sciences appliquées

Département de génie des procédés



Mémoire Master Académique

Option : Génie du gaz naturel

Présenté par :

Laouar Ali

Thème

Étude technico-économique de la production d'électricité géothermique par utilisation de CO_2 comme fluide de fonctionnement

Soutenu publiquement

Le : 02/06/2015

Devant le jury

Mr. KAHOUL	Fares	MCA UKM Ouargla	Président
Mr. HAMZIOUI	Louanes	MCA UKM Ouargla	Examineur
Mr CHENNOUF	Nasreddine	MCB UKM Ouargla	Encadreur

Année universitaire 2014 / 2015

DEDICACE

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti d'effort rien que pour *me voir réussir*. Et voilà une occasion qui s'est présentée devant moi.

Je dédie ce modeste travail :

À celui qui a fait de moi un homme, mon Père.

À l'être le plus cher de ma vie, ma Mère.

À mes frères Et mes sœurs

Et à toute ma famille

Sans oublier mes frères et collègues

Laouar Ali

REMERCIEMENT

REMERCIEMENT

Au terme de cette étude, je tiens à exprimer mes sincères remerciements à toutes les personnes qui m'ont aidée à accomplir ce travail dans les bonnes conditions.

J'exprime toute ma gratitude à mon encadreur Mr N.Chennouf pour ses conseils et la bienveillance avec laquelle il m'a suivi durant tout mon travail.

Et je tiens à remercier vivement les membres de mon jury, d'avoir accepté de juger le présent travail.

Je remercie également mes amis pour leur aide.

Résumé

L'objectif de cette étude est de réduire la concentration des gaz à effet de serre, en combinant le stockage géologique de ce dernier avec l'énergie géothermique et les intégrer dans un système qui utilise le CO₂ comme fluide de travail pour la production d'électricité, on a choisis plusieurs sites pour essayer d'illustrer l'influence du gradient géothermique.

Une analyse économique des coûts d'investissement et des gains du projet est également effectuée dans cette étude pour discuter la rentabilité et la faisabilité du système proposé.

Mots clés:

Gaz à effet de serre, dioxyde de carbone, énergie géothermique, électricité.

Abstract

The objective of this study is to minimize the concentration and effects of greenhouse gases, by combining the geological storage of the last one, and geothermal energy and integrate them in system which used the CO₂ as working fluid for the production of electricity.

In this study, we choose different sites to try to explain and illustrate the influence of the geothermal gradient.

Also, in this study we make an economic analysis of the investment costs and project gains to discuss of the profitability and feasibility of the proposed system.

Key words:

Greenhouse gases, Carbone dioxide, geothermal energy, electricity.

الهدف من هذه الدراسة هو تقليل تركيز الغازات المسببة للاحتباس الحراري، والجمع بين التخزين الجيولوجي لهذه الأخيرة مع الطاقة الحرارية الأرضية وإدماجها في نظام يستخدم CO₂ سائل عمل لإنتاج الكهرباء، وقد تم اختيار عدة مواقع في محاولة لتوضيح تأثير التدرج أيضا في هذه الدراسة يتم إجراء التحليل الاقتصادي للتكاليف الاستثمارية ومكاسب المشروع لبحث ربحية وجدوى النظام

الكلمات المفتاحية:

غازات الدفيئة، ثاني أكسيد الكربون، الطاقة الحرارية الأرضية والكهرباء.

Sommaire

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre « I » : <i>LES CARACTERISTIQUES DE CO₂</i>	
I.1. Introduction	3
I.2. Le dioxyde de carbone	4
I.3. Origine de CO ₂	4
I.4. Le rôle de CO ₂ dans la nature	4
I.5. L'utilisation de CO ₂	4
I.5.1. Sous forme gazeuse	4
I.5.2. Sous forme liquide	5
I.5.3. Sous forme solide	5
I.5.4. En phase supercritique	6
I.6. Propriétés de CO ₂	7
I.6.1. Les propriétés chimiques	7
I.6.2. Les propriétés physiques	7
I.6.3. Thermochimie	7
I.6.4. Les propriétés électroniques	7
I.6.5. Cristallographie	7
I.6.6. Les propriétés optiques	7
I.7. Les différentes opérations appliquées sur le CO ₂	8
I.7.1. Le captage et stockage géologique de CO ₂	8
I.7.2. Coût	8
I.7.3. Les techniques de captage	9
I.7.3.1. Captage de postcombustion	9
I.7.3.2. Captage d'Oxyfuel (en cours de la combustion)	10
I.7.3.3. Captage de précombustion	10
I.7.4. Méthodes de transport de CO ₂	11
I.7.5. Les techniques de stockage	11

I.7.5.1. Le stockage géologique de CO ₂	12
I.8. Propriétés de Géo fluide (dioxyde de carbone)	13
I.8.1. Équations d'état	13

Chapitre « II » : LA GEOTHERMIE

II.1. Présentation	16
II.2. Origine et ressources	16
II.3. Forme de l'énergie géothermique	16
a) La géothermie haute énergie	17
b) La géothermie moyenne énergie	17
c) La géométrie basse énergie	17
d) La géothermie de très basse énergie	17
e) Géothermie roche chaude sèche (HDR)	17
II.4. Le flux géothermique	18
II.5. Le gradient géothermique	19
II.6. la conductivité thermique des roches	20
II.7. Principaux types de ressources géothermiques	21
II.7.1. Réservoirs de vapeur	22
II.7.2. Réservoirs d'eau chaude	22
II.7.3. La géothermie des roches fracturées	22
II.8. Les ressources d'énergie géothermique	22
II.8.1. Ressources de faibles profondeurs	22
II.8.2. Ressources de grandes profondeurs	22
a) Captage de l'eau souterraine	23
b) Pieux échangeurs	23
c) Aquifère profond	23
d) Hot Dry Rock	24
II.9.Évaluation du flux de chaleur	24

Chapitre « III » : LA CONCEPTION DE SYSTEME, LES FORMULES

MATHIMATIQUES

III.1.Cycle de l'énergie géothermique	25
III.2.Conception générale de système	25
III.2.1.Puits injecteur	25
III.2.2.Réservoir	26
III.2.3.Puits de récupération (producteur)	26
III.2.4.Turbine	26

III.2.5.	Condenseur	26
III.2.6.	Le changement des propriétés	26
III.3.	Calcul	27
III.3.1.	Propriétés de CO ₂	27
III.3.2.	Puits injecteur	27
III.3.3.	Réservoir	29
III.3.4.	Puits producteur	31
III.3.5.	La turbine	31
III.3.6.	Le condenseur	32
III.3.7.	Absence de pompe	32
III.4.	Modélisation	33
III.4.1.	Les propriétés de CO ₂	33
III.5.	Descriptions de cycle de CO ₂ dans ce système	33
III.5.1.	Le débit	33
III.5.2.	Le réservoir	34
III.5.3.	Les changements de pression et de température dans les puits	34
III.5.4.	La turbine	35
III.5.5.	Le condenseur	36
III.5.6.	Balancement du système	37

Chapitre « IV » : CALCUL ECONOMIQUE

IV.1.	Introduction	39
IV.2.	Transport	39
IV.2.1.	Calcul de diamètre de pipeline	39
IV.2.2.	Coût de transport de CO ₂	41
IV.2.3.	Coût opérationnel et de maintenance (O&M)	41
IV.3.	Injection	42
IV.3.1.	Coût opérationnel et de maintenance O&M	42
IV.4.	Coût de système mécanique (Turbine, Condenseur et Alternateur)	41
VI.5.	Les cas étudiées	44
IV.5.1.	L'électricité produite pour chaque lieu	45
IV.5.2.	Coûts d'électricité produite	46
IV.5.3.	Transport	47
IV.5.3.1.	Diamètre	47
IV.5.3.2.	Coût de pipeline	48
IV.5.4.	Injection	48
IV.5.5.	Coût de système mécanique	49
IV.5.6.	Coût total	49
1-	Guerrara	51

2-Ghardaia et Laghouat	51
3-Ouargla	52
4-Tindouf et Biskra	52
5-Ménéa	53
6-Tébessa, Adrar, et Annaba	53
7-In Salah	54
8-Béni abbes, Béchar, Timimoun	54
9-Douar bel-kaid	55
Conclusion Générale	56
Références bibliographique	57
Annexe	59

LISTE DES TABLEAUX

Chapitre « II » : LA GEOTHERMIE		
Tableau (II.1)	Conductibilité thermique de différents types de Roche	21
Chapitre « III » : LA CONCEPTION DE SYSTEME, LES FORMULES MATHIMATIQUES		
Tableau (III.1)	le changement des propriétés dans le système	27
Chapitre « IV » : CALCUL ECONOMIQUE		
Tableau (IV.1)	Les sites étudiés avec le gradient géothermique correspondant	44
Tableau (IV.2)	Prix d'électricité produite en différent prix de KWh	46
Tableau (IV.3)	Le cout de transport \$	48
Tableau (IV.4)	Le cout de l'injection	48
Tableau (IV.5)	Le cout de système mécanique \$	49
Tableau (IV.6)	Le cout total	50

liste des figures

liste des figures

Chapitre « I » : LES CARACTERISTIQUES DE CO₂		
Fig. (I.1)	Granulats de « glace sèche » se sublimant à l'air	6
Fig. (I.2)	Diagramme de phase pression-température du dioxyde de carbone, montrant le point triple et le point Critique	8
Fig. (I.3)	Schéma indiquant le cout d'investissement de chaque opération	9
Fig. (I.4)	Technique de captage postcombustion	10
Fig. (I.5)	Technique de captage Oxyfuel	10
Fig. (I.6)	Technique de captage précombustion	11
Fig. (I.7)	Type de roche Grès (Sandstone)	12
Fig. (I.8)	Diagramme de Mollier pour le CO ₂ Divisé selon Duan et Sterner	14
Chapitre « II » : LA GEOTHERMIE		
Fig. (II.1)	Lac de boue bouillante (Islande)	16
Fig. (II.2)	L'énergie produite lors de la fission	16
Fig. (II.3)	Carte du flux de chaleur du Sud algérien. (D'après D.Takherist, 1986)	18
Fig. (II.4)	tranche dans la terre montre l'effet du gradient géothermique	20
Chapitre « III » : LA CONCEPTION DE SYSTEME, LES FORMULES MATHIMATIQUES		
Fig. (III.1)	Représentation schématique de cycle du système	25
Fig. (III.2)	distribution de flux de la chaleur autour de la terre (mW/m ²)	29
Fig. (III.3)	distribution du front thermique dans le réservoir	30
Fig. (III.4.a)	le diagramme (P-h)	34
Fig. (III.4.b)	représentation schématique indique le réservoir	34
Fig. (III.5.a)	le diagramme (P-h)	34
Fig. (III.5.b)	représentation schématique indique les puits	34
Fig. (III.6.a)	le diagramme (P-h)	35
Fig. (III.6.b)	représentation schématique indique la turbine	35
Fig. (III.7)	une détente illustrée sur un diagramme (T-S)	35
Fig. (III.8)	l'enthalpie spécifique de CO ₂ en fonction de pression(T=296K).	36
Fig. (III.9.a)	le diagramme (P-h)	36
Fig. (III.9.b)	représentation schématique indique le condenseur	36
Fig. (III.10)	l'orientation de balancement du cycle en diagramme (P-h)	37
Fig. (III.11)	Organigramme général montre le processus du calcul à l'aide de code Matlab	38

Chapitre « IV » : CALCUL ECONOMIQUE		
Fig. (IV.1)	Le calcul de diamètre de pipeline de transport de CO ₂	40
Fig. (IV.2)	Cout des pipelines en fonction de débit de CO ₂ et longueur de pipeline	41
Fig. (IV.3)	Cout annuel d'injection en fonction de débit de CO ₂ et nombre de puits	43
Fig. (IV.4)	L'électricité produite pour chaque endroit	45
Fig. (IV.5)	Le prix de l'électricité produite à l'échelle national	47
Fig. (IV.6)	Le point critique pour Guérrara	51
Fig. (IV.7)	Le point critique pour Ghardaïa et Laghouat	51
Fig. (IV.8)	Le point critique pour Ouargla	52
Fig. (IV.9)	Le point critique pour Tindouf et Biskra	52
Fig. (IV.10)	Le point critique pour Ménéa	53
Fig. (IV.11)	Le point critique pour Tébessa, Adrar, et Annaba	53
Fig. (IV.12)	Le Point critique pour In salah	54
Fig. (IV.13)	Le Point critique pour Béni-abbes, Bechar, Timimoune.	54
Fig. (IV.14)	Le Point critique pour Douar bel-kaid (Oran)	55

Nomenclature

<i>Symboles</i>	<i>Désignations</i>	<i>Unités</i>	<i>Valeur</i>
T	température	-	-
$\Delta_f H^0_{\text{gaz}}$	Thermochimie de CO ₂	kJ·mol ⁻¹	-393,52
P	Pression	bar	-
a,b,c,d,e	Paramètre des équations	-	-
, ,	Paramètre des équations	°	90,00
ρ	Densité	mol m ⁻³	-
R	Constante des gaz	J K ⁻¹ mol ⁻¹	8.314472
b _x	Coefficients de l'équation	dm ³ /mol	-
z	Facteur de compressibilité	-	-
v	Volume molaire	m ³	-
P	Pression	bar	-
C _x	Coefficients de l'équation	-	-
P _r	pression réduite	Pa	-
V _r	volume réduit	m ³	-
T _r	température réduite	K	-
P _C	pression critique	bar	73.8
V _C	Volume critique	m ³	-
T _C	température critique	K	304.1
h	La profondeur	m	-
ρ	La densité	kg/m ³	-
g	La gravité	m/s ²	-
f	Facteur de frottement	-	-
v	La vitesse	m/s	-
D	Le diamètre	m	-



Introduction générale

La consommation d'énergie, depuis le siècle dernier, a considérablement augmenté à cause de l'industrialisation massive. Les prévisions des besoins en énergie pour les années à venir ne font que confirmer, notamment compte tenu de l'évolution démographique et du développement de certaines zones géographiques.

Les variations actuelles du système climatique sont liées aux forçages naturels (éruptions volcaniques, activité solaire), mais aussi aux émissions de gaz à effet de serre générées par les activités anthropiques (combustion des énergies fossiles). Les scientifiques estiment aujourd'hui que moins de 10% du réchauffement apparu depuis 1750 proviendrait d'un forçage radiatif d'origine solaire.

Pour éviter une catastrophe environnementale, les actions doivent être prises pour réduire ces émissions. Une de ces actions est le protocole de Kyoto, plusieurs mesures sont prises pour faire face à ces objectifs, comme les techniques de capture et stockage de CO₂.

Une des solutions envisagées pour l'émission du CO₂ est la séquestration géologique, elle consiste à réinjecter le gaz via des puits d'injection, et le récupérer via un puits producteur à travers des structures souterraines susceptibles pour produire l'électricité géothermique.

Dans ce travail, notre objectif est de faire une conception d'un système qui permet de produire de l'électricité ; le principe est d'injecter dans un réservoir le CO₂ à travers un puits injecteur où il échange la chaleur avec la géologie d'origine géothermique puis remonte à la surface par un puits producteur.

Une étude comparative entre plusieurs lieux pour voir l'influence de quelques paramètres tel que le gradient géothermique pour le choix de la meilleure région pour l'implantation de notre projet, et on termine par une étude économique par laquelle on va voir la rentabilité du projet et les facteurs les plus importants qui influent sur les gains de ce dernier.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres:

- Le premier chapitre est consacré à la description des propriétés thermo-physiques de CO₂ et suivie des techniques appliquées sur ce fluide.
- On parle dans le deuxième chapitre sur l'énergie géothermique.
- Le troisième chapitre est consacré à la présentation du système proposé.

Introduction générale

- Dans le quatrième chapitre on présente une analyse économique des coûts.
- Et on termine par une conclusion générale.



Chapitre « I »

I.1. Introduction :

La satisfaction de leurs besoins en énergie est l'un des principaux facteurs de la transformation de leur environnement par les sociétés industrielles. Les combustibles carbonés fossiles, qui représentent environ 90% de la production commerciale d'énergie dans le monde, ont un rôle important dans ce processus de transformation.

Au cours du XXe siècle, les observations des scientifiques ont indiqué une augmentation de 0,6 °C de la température moyenne de la planète. Le niveau des mers a également augmenté de 10 à 20 cm. Ces évolutions sont si rapides et si importantes qu'elles n'ont pu être causées que par les gaz à effet de serre rejetés par les activités humaines.

Le changement climatique est aussi appelé réchauffement planétaire actuel conduira la planète d'un climat déjà chaud vers un climat encore plus chaud.

La lutte contre le réchauffement de la planète constitue une priorité absolue au niveau mondial, les décideurs politiques ont mis en place une réduction volontaire de leurs émissions à travers le protocole de Kyoto, instauré en 1997. Ce protocole prévoit la réduction de 5,2 % des émissions de gaz à effet de serre des pays développés d'ici 2008-2012, par rapport au niveau de référence de 1990. [1]

Dans le contexte climatique actuel, il devient urgent de se préoccuper de l'effet de serre, notamment en ce qui concerne le rejet de gaz à effet de serre dans l'atmosphère dû aux activités humaines. En effet, l'effet de serre est un phénomène naturel, dû aux gaz à effet de serre (GES), qui permet de réchauffer la planète. Cependant, l'un des principaux GES, le dioxyde de carbone (CO₂), via sa concentration atmosphérique va augmenter en raison des activités humaines, notamment dans le domaine du transport, qui représente 21% des rejets de CO₂ totaux. [2]

Mais les émissions de gaz à effet de serre issues des activités humaines ne s'arrêteront pas du jour au lendemain. Elles entraîneront par conséquent un déséquilibre climatique bien supérieur. Selon les niveaux d'émissions futurs, la température moyenne de la planète devrait encore augmenter d'au moins 1,1 °C d'ici la fin de ce siècle, dans le cas le plus favorable, et dans le cas le plus pessimiste, les scientifiques avancent le chiffre de 6,4 °C.

Il est techniquement et économiquement capable de faire des efforts importants pour réduire les atteintes de l'activité humaine sur le climat et l'environnement. Une des possibilités est d'accroître le taux de production d'électricité à partir de ressources de type non-fossiles et renouvelables. [3]

I.2. Le dioxyde de carbone :

Le dioxyde de carbone (ou gaz carbonique) est un des principaux gaz à effet de serre contribuant au réchauffement climatique mondial, est un gaz incolore et inodore, dont la molécule est formée d'un atome de carbone relié à deux atomes d'oxygène par deux doubles liaisons (formule brute : CO₂). Dioxyde de carbone est presque inoffensif aux humains, où seulement les concentrations élevées peuvent poser des problèmes. [4]

- ✓ **Biologiquement** : le Dioxyde de carbone joue un rôle important dans la formation et la décomposition des sucres. Les plantes, utilisant la photosynthèse, décomposent le CO₂ pour produire les composés organiques, alors que les humains produisent le CO₂ par décomposition du sucre, des graisses et de plus.
- ✓ **Environnement** : le Dioxyde de carbone est un gaz à l'état de trace, compensant plus moins de 0.1% du gaz dans l'atmosphère. En outre, le Dioxyde de carbone est un gaz à effet de serre, actuellement responsable environ de 60% de l'effet de serre provoqué par les influences d'humain (anthropiques). [5]

I.3. Origine de CO₂ :

L'atmosphère contient des quantités variables de CO₂, allant de 200 à 300 ppm (parties par million) sur les 100 000 dernières années ; mais cette concentration a atteint 350 ppm depuis la fin du XXe siècle, accentuant le phénomène d'effet de serre d'origine anthropique. [5]

I.4. Le rôle de CO₂ dans la nature :

Les plantes absorbent le CO₂ atmosphérique et, sous l'effet de la lumière, le transforment en composés contenant du carbone (sucres, cellulose, etc.) qui forment la matière organique végétale : c'est la photosynthèse. À l'inverse, la nuit, par manque de lumière, les plantes (comme les autres êtres vivants) émettent du dioxyde de carbone.

Lorsque les plantes meurent, les micro-organismes du sol décomposent la matière organique végétale et libèrent une partie du carbone dans l'atmosphère sous forme de CO₂, l'autre partie du carbone est stockée dans le sol, une très large proportion du CO₂ est aussi dissoute dans les océans. [5]

I.5. L'utilisation de CO₂ :

I.5.1. Sous forme gazeuse :

Le CO₂ a beaucoup d'utilisations, dont :

- ✓ L'extinction des feux : beaucoup de Datacenter (salles de serveurs d'ordinateurs) ou de salles des archives sont équipées d'un système qui, en cas d'incendie, remplit la salle de CO₂ ce qui a pour effet d'éteindre le feu ;
- ✓ Composant pétillant dans les boissons gazeuses ;

- ✓ En aquariophilie et culture sous serre pour une meilleure croissance des plantes ;
- ✓ En emballages à atmosphère contrôlée comme élément neutralisant ;
- ✓ En distribution d'eau potable, associé au carbonate;
- ✓ Solubilisation du calcaire dans les eaux dures (TH > 25 °F) ;
- ✓ On se sert aussi parfois du CO₂ dans les grands abattoirs de porcs afin de les insensibiliser avant de les saigner ; il a été utilisé pour la conservation de la viande.
- ✓ L'extraction de la caféine du café (pour produire du café décaféiné d'une part et de la caféine d'autre part). [5]

I.5.2. Sous forme liquide :

Sous forme liquide, il est utilisé comme :

- ✓ Réfrigérant pour congeler certains aliments ;
- ✓ Réfrigérant dans l'industrie électronique ;
- ✓ Agent d'extinction dans les extincteurs dits « au dioxyde de carbone », on parle parfois de neige carbonique parce que le CO₂ liquide se solidifie immédiatement à la sortie de l'extincteur en produisant une poudre blanche ;
- ✓ Agent propulseur (et parfois également carbonatant) pour les boissons servies à la pression.

Quand il est utilisé comme fluide frigorigène, le CO₂ porte la dénomination **R744**. On note qu'à la pression atmosphérique, le dioxyde de carbone n'est jamais sous forme liquide. Il passe directement de la forme solide à la forme gazeuse (sublimation). [5]

I.5.3. Sous forme solide :

Le dioxyde de carbone sous forme solide a de nombreuses appellations : « glace carbonique », « neige carbonique », « carboglace », « glace sèche ». Il est issu de la solidification du CO₂ liquide. On obtient de la neige carbonique qui est ensuite comprimée pour obtenir de la glace carbonique. Cette glace carbonique se sublime en ne laissant aucun résidu et consomme une grande quantité de chaleur (150 cal/kg, soit 628 J/kg, à -78,5 °C). [5]

On lui a donc rapidement trouvé de multiples utilisations en tant que réfrigérant. Il est commercialisé sous différentes présentations selon son usage :

- ✓ En granules (de la taille d'un grain de riz de 3 mm de diamètre) : essentiellement pour le nettoyage et le décapage cryogénique ;
- ✓ En bâtonnets (d'une longueur d'environ 16 mm) : pour la conservation, le transport des produits sous température dirigée (produits pharmaceutiques, transport de surgelés, transport d'échantillons, etc.) ;
- ✓ Pour la recherche fondamentale ou appliquée ;

- ✓ Pour la vinification : il ralentit la fermentation et évite l'oxydation ;
- ✓ En plaquette ou en blocs : pour le ravitaillement aérien (catering), les traiteurs, les pompes funèbres, ...etc.
- ✓ En pains : pour faire de la fumée épaisse (effets spéciaux, cinéma, vidéo).

Le dioxyde de carbone sous forme solide est également présent en abondance aux pôles de la planète Mars, où il forme de véritables calottes glaciaires. [5]



Fig. (I.1): Granulats de « glace sèche » se sublimant à l'air [5]

I.5.4. En phase supercritique :

Au-delà de son point critique, le dioxyde de carbone entre dans une phase appelée supercritique. La courbe d'équilibre liquide assurant à la phase supercritique un continuum des propriétés physico changement de phase. C'est une phase aussi dense qu'un liquide mais assurant des propriétés de transport (viscosité, diffusion) proches de celles d'un gaz. Le dioxyde de carbone supercritique est utilisé comme solvant vert, les extraits étant exempts de trace de solvant.

Sous cette forme, il sert :

- ✓ À la décaféinassions
- ✓ À la mise en forme de principes actifs micronisés et sous forme nanométrique
- ✓ À l'extraction de composés chimiques ou biologiques
- ✓ À la purification de composés chimiques (phase mobile en notamment en SFC)
- ✓ Pour le transport et le stockage lors de carbone (dans de rares applications industrielles).

I.6. Propriétés de CO₂ :

I.6.1. Les propriétés chimiques :

- ✓ Masse molaire : $44,0095 \pm 0,0014$ g/mol ;

✓ Pourcentage molaire: 27,29 %, O 72,71 %,

I.6.2. Les propriétés physiques :

- ✓ T° fusion : -56,6 °C (5,2)
- ✓ T° ébullition : -78,48 °C (sublimation, 760 mm Hg) ;
- ✓ Solubilité : dans l'eau à 20 °C : 88 ml/100 ml ;
- ✓ Masse volumique : 1,87 kg·m⁻³ (gaz à 25 °C 1,013 bar) plus dense que l'air ;
- ✓ Pression de vapeur saturante : 5 720 kPa (20 °C) ; 569,1 mm Hg (-82 °C); 104,2 mm Hg (-100 °C); 10,5 mm Hg (-120 °C) ;
- ✓ Viscosité dynamique : 0,07 mPa·s à -78 °C ;
- ✓ Point critique : 31,3 °C; 72,9 atm ; 0,464 g·cm⁻³ ;
- ✓ Point triple : -56,6 °C à 5,11 atm ;
- ✓ Conductivité thermique : 16.0512×10⁻³ W·m⁻¹·K⁻¹ à 20 °C

I.6.3. Thermochimie :

✓ fH⁰ gaz=-393,52 kJ·mol⁻¹

I.6.4. Les propriétés électroniques :

✓ 1ère énergie d'ionisation : 13,773 ± 0,002 eV (gaz)

I.6.5. Cristallographie :

- ✓ Classe cristalline ou groupe d'espace : P42 mmm ;
- ✓ Paramètres de maille : a = 3,535 Å ; b = 3,535 Å ; c = 4,140 Å ; α = 90,00 ° ; β = 90,00 ° ; γ = 90,00 ° ;

I.6.6. Les propriétés optiques :

✓ Indice de réfraction : n⁰₅₈₉ 1,00045 (1 atm). [2]

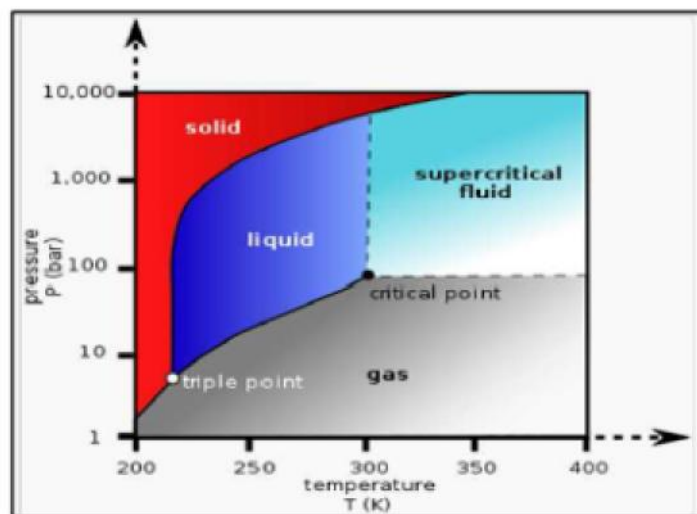


Fig. (I.2) : Diagramme de phase pression-température du

dioxyde de carbone, montrant le point triple et le point

Critique [2]

I.7. Les différentes opérations appliquées sur le CO₂ :

La perspective du changement climatique est une question de préoccupation publique profonde. Il y a un consensus croissant que l'action appropriée pour atténuer le changement climatique signifiera la stabilisation de la concentration du CO₂ dans l'atmosphère. Il y a beaucoup des options technologique qui peuvent aider, mais il est clair que tous puissent ajouter le coût additionnel au prix que nous payons l'énergie. On va parler dans notre projet à la combinaison de l'énergie géothermique avec l'utilisation de CO₂ comme un fluide de travail pour le but de produire de l'électricité.

I.7.1. Le captage et stockage géologique de CO₂ :

L'idée est de capturer le CO₂ de grandes sources industrielles, avant qu'il soit émis à l'atmosphère, et le stocker profondément sous terre dans des formations géologique bloquées, où il serait emprisonné pour recevoir de la chaleur géothermique.

I.7.2. Coût :

Aujourd'hui, la technologie à capturer et stocker de CO₂ est chère. La table au-dessous du CCP montre les recherches basées sur des évaluations pour chaque étape du processus. En premier lieu le plus cher est la séparation et la capture du CO₂ – varie selon la source. L'exécution de différents schémas de capture et de stockage de CO₂ dépendra de l'évaluation du coût contre le bénéfice comparé à d'autres options de réduction de l'effet de serre et des incitations financières qui sont mises en place pour réduire les émissions des GES (gaz à effet de serre), par exemple à travers les schémas commerciales des émissions. En attendant, le développement des technologies avancées et plus peu coûteuses augmente la portée de l'application potentielle. On note que ce schéma est à titre d'indication.

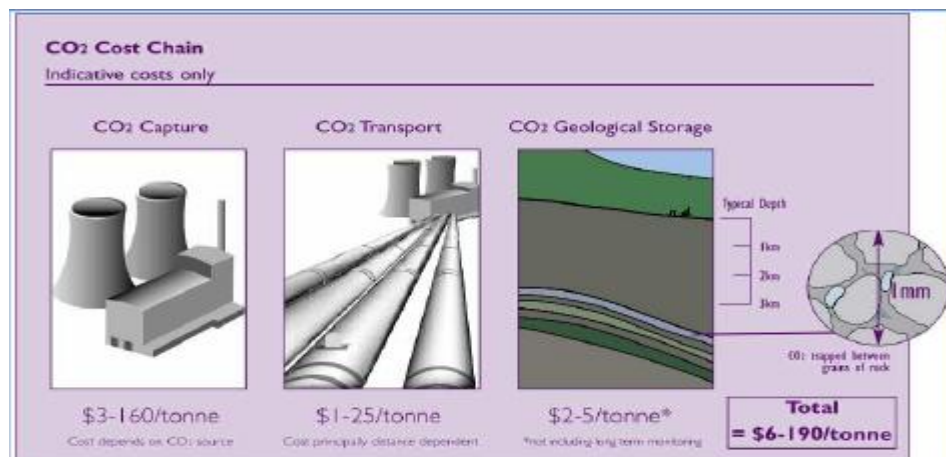


Fig. (I.3) : Schéma indiquant le cout d'investissement de chaque opération [6]

I.7.3. Les techniques de captage :

Le CO₂ a été capturé des sources normales et industrielles pendant beaucoup d'années. Le défi pour l'application répandue est de réduire des coûts et de développer les technologies qui peuvent être appliquées aux plus grandes sources du CO₂ du monde, s'étendant du charbon et les centrales électriques à gaz aux raffineries de pétrole, les usines chimiques et les installations productives de sidérurgique. Les trois techniques principales pour la capture de CO₂ sont décrites ci-dessous.

I.7.3.1. Captage de postcombustion :

Le CO₂ capturé peut provenir d'un gaz d'échappement, d'une combustion de carburant, en utilisant des solvants d'amines ou aussi d'un processus d'absorption. Le CO₂ est absorbé par les amines à des températures et pressions particulières, et peut être ensuite dissocié de ces mêmes amines en faisant varier la pression et la température.

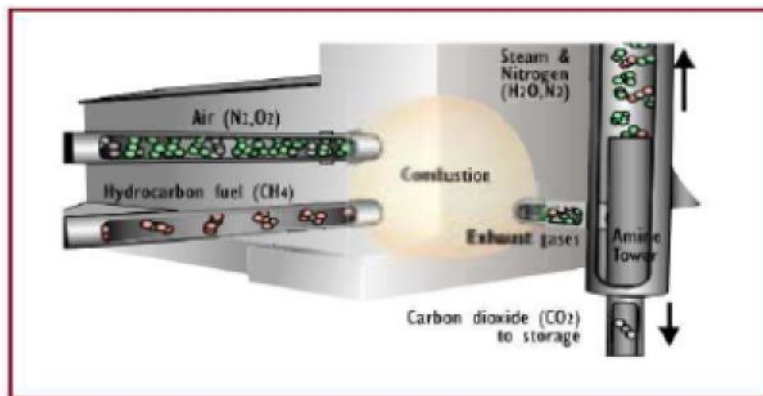


Fig. (I.4) : Technique de captage postcombustion [6]

I.7.3.2. Captage d'Oxyfuel (en cours de la combustion) :

Les combustibles fossiles peuvent être brûlés dans de l'oxygène pur qu'en dans l'air. Ce résultat dans une combustion à haute température et quand la capture de CO₂ n'est pas exigée est en soi plus chère, mais quand la capture de CO₂ est exigée, elle donne l'avantage d'un jet d'échappement composé presque exclusivement de CO₂ et de vapeur. Le CO₂ peut être capturé simplement et à bon marché en condensant la vapeur.

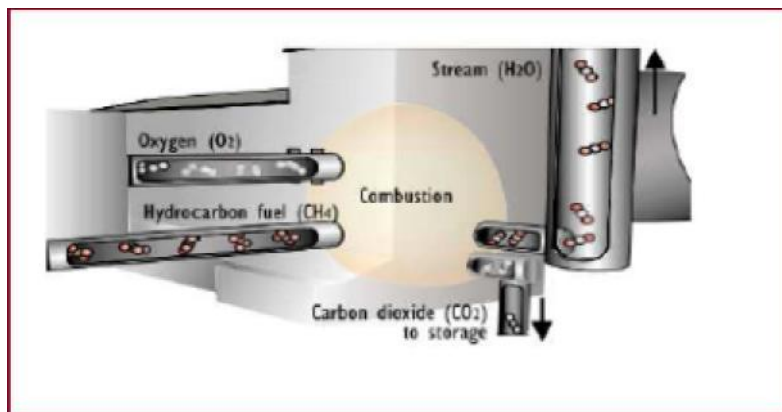


Fig. (I.5) : Technique de captage Oxyfuel [6]

I.7.3.3. Captage de précombustion :

Le processus de capture de précombustion est basé sur deux étapes principales ; premièrement la conversion d'un combustible fossile dans un mélange contenant l'hydrogène et le CO₂ (connus sous le nom de syngas) et en second lieu la séparation du CO₂, laissant l'hydrogène à employer comme carburant propre. La combustion de l'hydrogène ne produit aucune émission de CO₂ et le sous-produit principal est de l'eau.

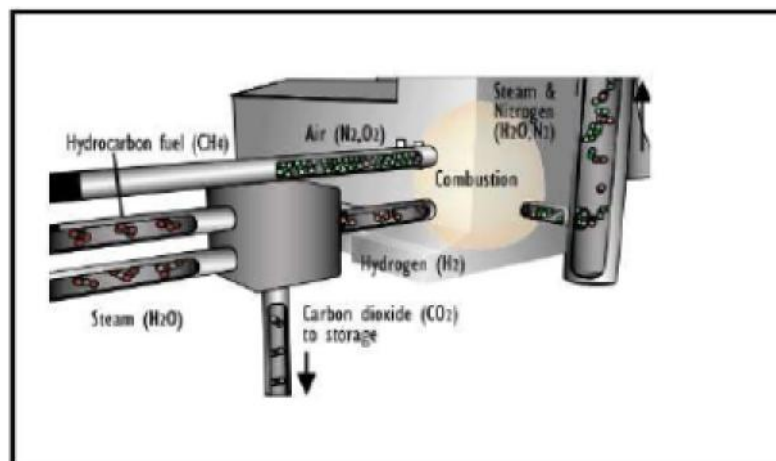


Fig. (I.6) : Technique de captage précombustion [6]

I.7.4. Méthodes de transport de CO₂ :

Quand des usines sont situées directement au-dessus d'un dépôt géologique, le CO₂ capturé doit être transporté du point de capture à un dépôt. Cette section passe en revue les principales méthodes de transport CO₂ et évaluent les aspects de santé, de sûreté et d'environnement, et des coûts.

Les canalisations aujourd'hui fonctionnent comme technologie mûre du marché et sont la méthode la plus commune pour transporter le CO₂. Le CO₂ gazeux est typiquement comprimé à une pression au-dessus de 8MPa afin d'éviter des régimes d'écoulements diphasiques et

d'augmenter la densité du CO₂, le rendant de ce fait plus facile et moins coûteux pour transporter. Le CO₂ peut également être transporté comme liquide dans des citernes de bateaux, de route ou de wagon qui portent le CO₂ dans les réservoirs isolés à une température bien au-dessous d'ambiant, et à des pressions beaucoup plus basses.

I.7.5. Les techniques de stockage :

Les meilleures roches pour le stockage de CO₂ sont les champs de pétrole et de gaz et les formations salines profondes. Ce sont des couches de roche poreuse (telles que le grès) plus de 1km au fond, situé sous une couche de la roche imperméable (connue sous le nom d'une chapeau-roche) qui agit en tant que joint.

Dans le cas des champs de pétrole et de gaz, c'était cette chapeau-roche qui a emprisonné le souterrain de pétrole et de gaz pour des millions d'années.

- ✓ Les champs de pétrole et de gaz sont les meilleurs endroits pour commencer à stocker le CO₂ parce que leur géologie est bien connue et ils sont les pièges prouvés.
- ✓ Les formations salines profondes sont des roches avec les pores qui sont remplis avec de l'eau très salé (beaucoup plus salé que l'eau de mer). Elles existent dans la plupart des régions du monde et semblent avoir une capacité très grande pour le stockage de CO₂.

Actuellement la géologie des formations salines est moins bien comprise que pour des champs de pétrole et de gaz ainsi plus de travail doit être effectué pour comprendre à quelles formations sont mieux pour le Stockage de CO₂.

La photographie ci-dessous montre un grès qui conviendrait à un stockage géologique du CO₂.

On rencontre dans le stockage géologique de CO₂ des fuites et en conséquent une perte de certaine quantité de celui-ci. Des dépôts potentiels devront être soigneusement choisis et parvenus afin de réduire au minimum n'importe quelle possibilité de la fuite de CO₂. Une fois que le CO₂ a été placé dans l'endroit de stockage, les puits devront être scellés (fermés) pour s'assurer que le CO₂ reste en place. Sur la surface, de l'air et le prélèvement de sol peuvent être employés pour détecter la fuite potentielle de CO₂ tandis que des changements peuvent être surveillés profondément sous terre par les changements de détection sains (séismique), électromagnétiques, de pesanteur ou de densité dans les formations de roche.

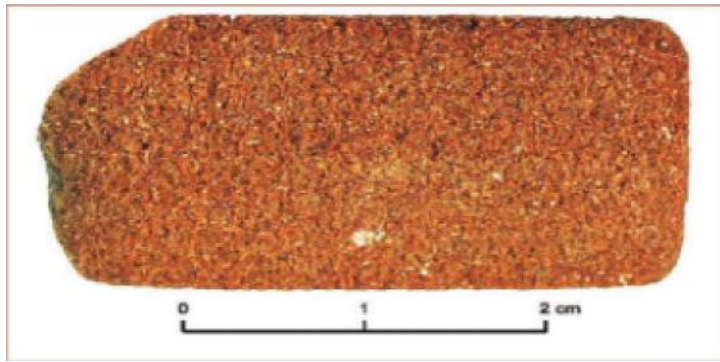


Fig. (I.7) : Type de roche Grès (Sandstone) [7]

I.7.5.1. Le stockage géologique de CO₂ :

Plusieurs projets géologiques à grande échelle de stockage sont déjà en fonction, et beaucoup plus ont été proposés. La carte ci-dessous montre les endroits des projets existants et proposés de stockage de CO₂, avec les endroits des projets où le CO₂ est actuellement employé pour augmenter la récupération de pétrole et de gaz.

I.8. Propriétés de Géo fluide (dioxyde de carbone) :

I.8.1. Équations d'état :

Dans le début de la recherche sur les propriétés de dioxyde de carbone, deux problèmes principaux réveillés :

- ✓ Tout d'abord, le dioxyde de carbone est loin d'être un gaz idéal, alors que les gaz idéaux sont utilisés dans une partie des calculs trouvés en littérature et présentent de très bonnes approximations.
- ✓ Le deuxième problème a résulté du premier, puisqu'il n'y a aucune formule exacte décrivant le rapport entre la pression, la température, la densité et le volume pour le dioxyde de carbone dans le cas d'un gaz réel.

Pour résoudre ces problèmes une équation d'état est employée. Une EDE est une équation qui décrit la relation entre les diverses variables d'état d'une certaine substance. En utilisant une EDE, il est possible de calculer ces variables. Cependant, une EDE n'est également rien davantage qu'une approximation. Il y a beaucoup d'articles disponibles dans la littérature décrivant les EDE pour le CO₂ (Fedyunina, et al, 1992) (Duan et Sun, 2002) (Duan, Moller et Waere, 1992) (Sterner, et al, 1994) (Vukolovich, et al, 1963) (Sandri, et al, 1969) (Tsiklis, 1969). Ces modèles sont valables pour des plages de température et de pression allant respectivement jusqu'à 20000 K et à 8000 bars. Ces modèles sont analysés et comparés aux données expérimentales données sous forme de tableaux pour déterminer l'EDE optimale pour la gamme de pression et de température choisie.

Il y a deux d'EDE qui donnent de bons résultats dans la gamme choisie. Cependant, tous les deux ont donné des problèmes autour de la frontière gazeuse liquide. L'EDE Duan (Duan, Moller et Waere, 1992), a donné une certaine déviation du côté liquide tandis que l'EDE Sterner (Sterner, et al. 1994), donnait la déviation du côté de gaz. Par conséquent, un choix a été fait pour employer l'EDE multiple. D'abord, la densité est calculée en utilisant l'EDE de Duan. La densité de Duan est alors employée pour calculer l'enthalpie spécifique.

Toutes les fois que l'enthalpie spécifique est plus haute que l'enthalpie spécifique au point critique, la densité sera recalculée en utilisant l'EDE de Sterner. (Voir Fig. I-7), où la ligne rouge représente l'enthalpie spécifique au point critique. De l'aile gauche de cette ligne l'EDE de Sterner est employée tandis que du côté droit de cette ligne l'EDE de Duan est employée.

L'équation d'état donnée par Sterner est comme suite :

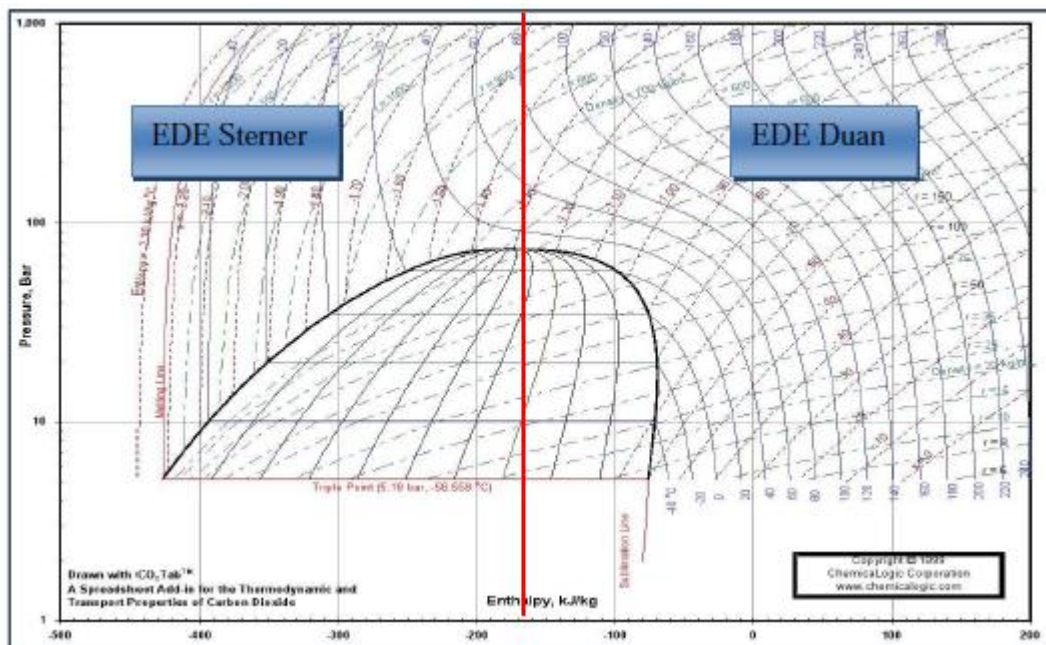


Fig. (I.8) : Diagramme de Mollier pour le CO₂ Divisé selon Duan et Sterner [8]

$$\frac{P}{RT} = \rho + b_1\rho^2 - \rho^2 \frac{b_3+2b_4\rho+3b_5\rho^2+4b_6\rho^3}{(b_2+b_3\rho+b_4\rho^2+b_5\rho^3+b_6\rho^4)^2} + b_7\rho^2 e^{-\rho b_8} + b_9\rho^2 e^{-\rho b_{10}} \quad (I.1)$$

P : Pression (Pa)

T : Température (K)

ρ : Densité (mol m⁻³)

R : Constante des gaz (8.314472 J K⁻¹ mol⁻¹)

b_x : Paramètre (annexe 1)

Et l'équation d'état donnée par Duan est comme suit :

$$Z = \frac{PV}{RT} = \frac{P_r V_r}{T_r} = 1 + \frac{B}{V_r} + \frac{C}{V_r^2} + \frac{D}{V_r^4} + \frac{E}{V_r^5} + \frac{F}{V_r^2} \beta + \frac{\gamma}{V_r^2} e^{-\frac{\gamma}{V_r^2}} \quad (\text{I.2})$$

Où :

$$B = C_1 + \frac{C_2}{T_r^2} + \frac{C_3}{T_r^3}; C = C_4 + \frac{C_5}{T_r^2} + \frac{C_6}{T_r^3}; D = C_7 + \frac{C_8}{T_r^2} + \frac{C_9}{T_r^3}; E = C_{10} + \frac{C_{11}}{T_r^2} + \frac{C_{12}}{T_r^3}$$

$$F = \frac{C_{13}}{T_r^3}$$

Z = Facteur de compressibilité

P = Pression (Pa)

V = Volume molaire (dm³/mol)

T = La température (K)

C_x = paramètre de l'annexe 1

P_r = P/P_c : pression réduite

V_r = V/V_c : volume réduit

T_r = la température réduite = T/T_c

P_c = 73.8 bar : pression critique

V_c = $\frac{RT_c}{P_c}$: volume critique

T_c = 304.1K : température critique

En utilisant les deux EDE, la densité et le volume de CO₂ peuvent être calculés pour la pression entière et la gamme de température du système. En outre, la densité et le volume, d'autres propriétés de CO₂ sont également calculées.



Chapitre « II »

II.1. Présentation :

Géothermie, science qui étudie les phénomènes thermiques internes du globe terrestre.

La géothermie intègre les données géophysiques, géochimiques et géologiques dans des modèles, afin de reproduire et de comprendre la mécanique thermique de la croûte terrestre. Son application pratique principale est la recherche de concentrations naturelles d'eau chaude, utilisées pour produire de l'électricité, comme moyen de chauffage ou comme source de chaleur dans certains procédés industriels. [1]



Fig. (II.1): Lac de boue bouillante (Islande) [1]

II.2. Origine et ressources :

La plus grande partie de la chaleur interne de la Terre (87%), est produite par la radioactivité des roches qui constituent le manteau et la croûte terrestre :

Radioactivité naturelle produite par la désintégration de l'uranium, du thorium et du potassium [5]

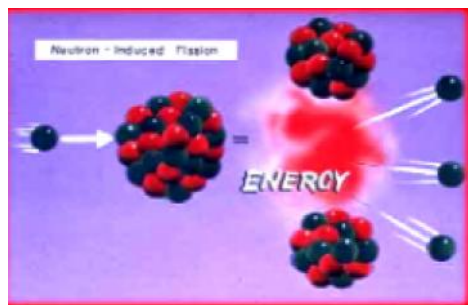


Fig. (II.2) : L'énergie produite lors de la fission [5]

II.3. Forme de l'énergie géothermique :

En géothermie, on exploite la chaleur du fluide soit pour le chauffage de locaux ou la production d'eau chaude sanitaire par exemple, soit en produisant de l'énergie électrique. On distingue quatre catégories :

a) **La géothermie haute énergie :** (150 °C_320 °C) Elle n'est exploitable que dans des régions géologiques particulières présentant par exemple une convection magmatique qui réchauffe les réservoirs d'eau superficiels. Elle est généralement utilisée dans des régions volcaniques comme aux Philippines, en Indonésie, en Amérique du Nord ou encore en Guadeloupe. En 1995, la capacité de production dans le monde était d'environ 5800 MW dont 46 % aux États-Unis et 15 % aux Philippines.

b) **La géothermie moyenne énergie :** (90 °C_150 °C) correspond à l'exploitation de la chaleur des nappes profondes dans des régions géologiques présentant un gradient de température non particulier. Après forage, on injecte dans le sol un fluide calorifuge, tel que le Fréon ou l'ammoniac, qui est chauffé et ramené à la surface où on l'utilise pour chauffer des bâtiments, produire de l'eau chaude sanitaire. Le principe est identique à celui d'une machine frigorifique fonctionnant à l'envers.

c) **La géométrie basse énergie :** (50 °C _ 90 °C) Beaucoup plus répandue que les précédentes, elles en diffèrent toutefois par la profondeur beaucoup plus faible de la source géothermique (de 0 à 1000 m). Le forage est donc plus rapide et moins coûteux. De plus, il n'est pas toujours nécessaire de réinjecter le fluide caloporteur, l'installation est donc moins complexe.

d) **La géothermie de très basse énergie :** (12°C_50°C) géothermie des faibles profondeurs. Principale utilisation : les chauffages et la climatisation.

e) **Géothermie roche chaude sèche (HDR) :** D'autres techniques en géothermie ont été mises, c'est la géothermie roche chaude sèche ou Hot Dry Rock ou la géothermie HDR.

La technique consiste d'abord à prospector les sites géothermiques favorables qui sont les sites renfermant des roches sèches en profondeur (moins de 6 km), tels que les granites. De l'eau froide sous forte pression est injectée par la suite en profondeur dans des puits ou forages d'injection.

L'eau élargit les fissures dans les massifs rocheux. Elle acquiert ainsi une forte quantité de chaleur, puis elle remonte en surface par un forage production.

Avant de réinjecter cette eau dans le forage, ses calories sont récupérées et exploitées au niveau d'une centrale géothermique.

Le circuit ainsi formé peut produire une importante quantité d'énergie géothermique. [9]

II.4. Le flux géothermique :

Il y a un flux de chaleur, appelé flux géothermique $Q_g(W/m^2)$, à travers la croûte terrestre (continentale et marine) causé par la chaleur transférée du manteau à la base de la croûte terrestre ainsi que par la désintégration des matériaux radioactifs contenus dans la croûte.

Pour les continents, le flux géothermique moyen varie entre $40 mW/m^2$ dans les cratons stables et $70 mW/m^2$ dans les provinces tectoniques tertiaires.

Une partie de la chaleur au niveau de la croûte terrestre provient de l'intérieur de la terre. Une forte quantité de chaleur est stockée dans le noyau et le manteau du globe. Une infime partie de cette chaleur est dissipée vers la surface surtout dans les régions volcaniques et sismiques.

Par contre la plus grande partie de la chaleur dans la croûte provient de la radioactivité de certaines roches qui la compose. La désintégration des éléments radioactifs représente à elle seule plus de 90% du flux de chaleur terrestre; les 10% du flux de chaleur restant semble être due à :

- ✓ La chaleur dégagée par réaction chimique exothermique à l'intérieur de la croûte.
- ✓ La friction au niveau des failles causées par les tensions tectoniques.
- ✓ La chaleur dégagée par cristallisation ou solidification des roches en fusion au cours du refroidissement.

La chaleur se déplace du corps le plus chaud au corps le plus froid jusqu'à ce que la température se stabilise. Tous les corps (solide, liquide ou gazeux) subissent ce phénomène d'échange de chaleur.

La chaleur se transmet par conduction, convection et rayonnement. Ces modes d'échange sont bien souvent "cumulés".

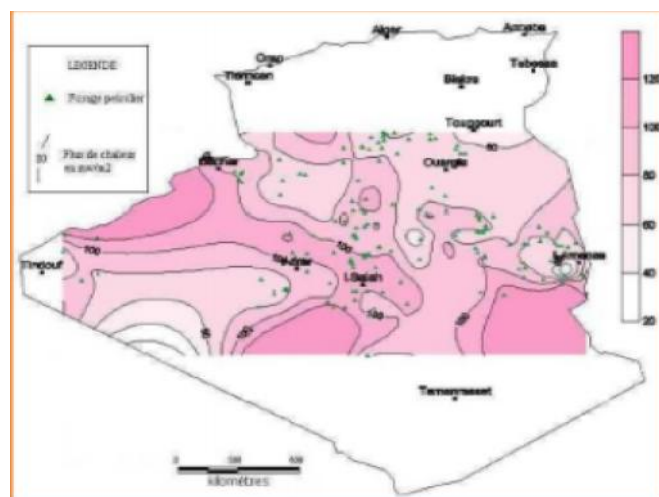


Fig. (II.3) : Carte du flux de chaleur du Sud algérien. (D'après D.Takherist, 1986) [10]

II.5. Le gradient géothermique:

La température des roches augmente en moyenne de 1°C tous les 30 mètres de profondeur : c'est le gradient géothermique terrestre moyen. En certains points du globe, et notamment dans les régions volcaniques, qui correspondent à des intrusions de magma dans la croûte terrestre, le gradient géothermique est plus élevé (10°C par 100 mètres en Alsace et même exceptionnellement 100 °C par 100 mètres à Larderello, Italie, seulement 1 °C par 100 mètres près de Padoue) et l'eau des précipitations qui traverse les roches s'échauffe de plus en plus en profondeur.

Le gradient géothermique g_G (°C/m) représentant l'augmentation de la température avec la profondeur (T / z), sera donc directement fixé par la magnitude du flux géothermique et la conductivité thermique ($w / m \cdot ^\circ C$) du matériel terrestre traversé par ce flux, tel que spécifié par la loi de Fourier (conduction thermique).

$$g_G = \frac{\partial T}{\partial z} \frac{q_G}{\lambda} \quad \text{En } [^\circ C / 100m] \quad \text{(II.1)}$$

Dans le cas simple ou tout le matériel considéré à une seule valeur de conductivité thermique, le profil de température en fonction de la profondeur augmentera linéairement avec la profondeur en fonction du gradient géothermique à partir de la température moyenne à la surface du sol.

$$T(Z) = T_s + \frac{\partial T}{\partial z} \cdot Z = T_s + g_G \cdot Z = T_s + \frac{q_G}{\lambda} \cdot Z \quad \text{(II.2)}$$

Lorsque l'évolution de la température à travers toute l'épaisseur de la croûte terrestre est considérée, il faut alors tenir compte de la diminution du flux géothermique avec la profondeur. Dans la partie supérieure de la croûte, les gradients géothermiques sont soumis à toutes sortes de perturbations qui donnent en fait des indications importantes sur plusieurs processus géologiques : perturbations par la topographie en région montagneuse ; effet persistant de la dernière glaciation et effet majeur de la présence de pergélisol sur le gradient géothermique ; effets de processus tectoniques, volcaniques, géothermaux et intrusions de sel. Enfin, l'identification de régions de forts gradients géothermiques est faite lors de l'évaluation du potentiel d'exploitation de l'énergie géothermique. Cette énergie renouvelable pourrait représenter globalement un apport plus important à la consommation énergétique.

[11]

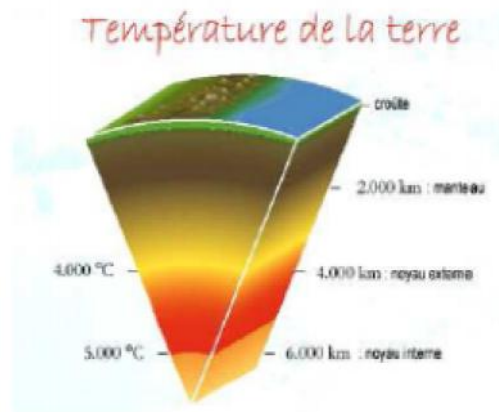


Fig. (II.4): tranche dans la terre montre l'effet du gradient géothermique [11]

II.6. la conductivité thermique des roches :

La conductivité thermique mesure l'aptitude des roches au transfert de chaleur par conduction. Elle influe directement sur la configuration des isothermes. Leur évaluation peut être réalisée par deux approches différentes.

- Mesure directe par la méthode de l'aiguille chauffante en laboratoire pour quelques échantillons.
- Estimation à partir de la composition minéralogique, en tenant compte de la porosité et des valeurs publiées dans la littérature pour différents minéraux

La conductivité d'une roche λ_e est fonction de la conductivité de la matrice solide λ_s et celle de fluide qu'elle contient λ_f , la relation s'exprime par la formule (II-3)

$$\lambda_e = \lambda_s^{(1-\phi)} \lambda_f^\phi \quad \text{(II.3)}$$

ϕ c'est la porosité.

Quand la roche est pluri minérale, la conductivité de matrice λ_s est calculée à l'aide d'un modèle géométrique:

$$\lambda_s = \prod_{i=1}^n \lambda_i^{e_i} \quad \text{(II.4)}$$

Où e_i représente la proportion dans la roche du minérale de conductivité λ_i . La composition minéralogique peut être déduire des a partir des analyses sur les carotte. Quand une formation est composée d'une alternance de fines couches des roches simples, la conductivité de la formation peut être calculée par un modèle en série (2-4) :

$$\lambda_s = 1 \sum_i^n e_i \lambda_i \quad \text{(II.5)}$$

Tableau (II.1): Conductivité thermique de différents types de Roche. [12]

Type de roche	Conductivité thermique λ (W/mK)		
	Min	Typique	max
Roches magmatiques			
Basalte	1.3	1.7	2.3
Diorite	2.0	2.6	2.9
Gabbro	1.7	1.9	2.5
Granit	2.1	3.4	4.1
Péridotite	3.8	4.0	5.3
Rhyolithe	3.1	3.3	3.4
Roches métamorphiques			
Gneiss	1.9	2.9	4.0
Marbre	1.3	2.1	3.1
Méta quartzite	×	Env. 5.8	×
Micaschistes	1.5	2.0	3.1
Schistes argileux	1.5	2.1	2.1
Roches sédimentaires			
Calcaire	2.5	2.8	4.0
Marne	1.5	2.1	3.5
Quartzite	3.6	6.0	6.6
Sel	5.3	5.4	6.4
Grés	1.3	2.3	5.1
Roches argileuses, limoneuses	1.1	2.2	3.5
Roches non consolidées			
Gravier, sec	0.4	0.4	0.5
Gravier, saturé d'eau	×	Env. 1.8	×
Moraine	1.0	2.0	2.5
Sable, sec	0.3	0.4	0.8
Sable, saturé d'eau	1.7	2.4	5.0
Argile/limon, sec	0.4	0.5	1.0
Argile/limon, saturé d'eau	0.9	1.7	2.3

II.7. Principaux types de ressources géothermiques:

La chaleur géothermique peut être exploitée grâce à la présence dans le sous-sol de véritables gisements où se trouve stockée l'énergie calorifique. Selon la nature des terrains, on classera

ces gisements en trois catégories : réservoirs de vapeur, réservoirs d'eau chaude, ou roches chaudes sèches.

Les deux premiers types de gisements sont constitués par des infiltrations d'eau circulant dans une couche géologique perméable et poreuse recouverte de terrains imperméables. [12]

II.7.1. Réservoirs de vapeur :

Si l'eau de gisement est partiellement vaporisée, elle pourra être récupérée sous la forme de vapeur sèche directement utilisable pour faire tourner les turbines des centrales électriques. Cependant, ces gisements de vapeur sont relativement rares. Les gisements les plus connus sont Lardarello (Italie), Geysers (Californie) et Matsukawa (Japon).

II.7.2. Réservoirs d'eau chaude :

Le plus souvent, l'eau des gisements géothermiques reste liquide et, suivant sa température, elle peut être utilisée soit pour le chauffage, soit pour la production d'électricité.

Dans ce dernier cas, la baisse de pression que subit l'eau chaude pendant sa remontée vers la surface produit sa vaporisation de sorte qu'en tête de puits on dispose d'un mélange diphasique eau-vapeur dont on peut utiliser la phase gazeuse pour alimenter des turbines.

II.7.3. La géothermie des roches fracturées:

Consiste à récupérer la chaleur de roches chaudes en profondeur par une circulation d'eau vers la surface. Elle constitue une énorme réserve d'énergie puisque l'exploitation de la chaleur contenue dans une sphère de 1 km de rayon permettrait d'alimenter pendant un siècle une centrale électrique de 10 MW.

La principale difficulté consiste à créer un échangeur souterrain par stimulation hydraulique des fractures existantes dans la roche en profondeur. [12]

II.8. Les ressources d'énergie géothermique :

Selon la profondeur des gisements les ressources en énergie géothermique peuvent se classer, on tient compte des moyennes de leur exploitation comme suit :

II.8.1. Ressources de faibles profondeurs:

- Sondes géothermiques
- Collecteur enterré horizontal
- Captage de l'eau souterraine
- Pieux échangeurs (pieux de fondation)

II.8.2. Ressources des grandes profondeurs:

- Sondes géothermiques profondes
- Aquifère profond

- Eau du tunnel
- Hot dry rock

a) Captage de l'eau souterraine:

Lorsque la perméabilité du terrain est suffisamment élevée. L'eau de la nappe phréatique est une source froide idéale pour une pompe à chaleur. L'exploitation de la nappe phréatique fait appel à un puits unique ou multiple (puits de production et injection).

b) Pieux échangeurs:

Un pieu échangeur est un pieu de fondation dans lequel un tube ou un réseau de tube a été installé de manière à pouvoir faire circuler un fluide caloporteur pour échanger de la chaleur avec le terrain. Ses deux principales fonctions sont donc de reporter en profondeur les charges d'une construction et de servir d'échangeur de chaleur avec le terrain. Un réseau de pieux de fondation est mis en œuvre lorsque le sol en surface n'a pas une résistance suffisante pour supporter les charges de l'ouvrage par l'intermédiaire de fondations superficielles. D'une longueur unitaire pouvant varier de quelques mètres à plusieurs dizaines de mètres, une partie ou la totalité des pieux peuvent être équipés à une en « pieu échangeur ». Le système de pieux échangeurs, généralement raccordé à une pompe à chaleur, permet d'extraire la chaleur du sous-sol pour satisfaire des besoins de chaleur en hiver et d'y rejeter des charges thermiques issues de la production de froid en été.

c) Aquifère profond:

Les bains thermaux sont certainement la forme la plus ancienne d'exploitation de l'énergie géothermique. Alors que l'on exploitait initialement les sources d'eau chaude jaillissant en surface, on n'a pas tardé à augmenter tant le débit que la température en effectuant des sondages et en construisant des puits. Des forages géothermiques profonds permettent de nos jours de pomper de l'eau thermale à la surface et de l'exploiter à diverses fins de chauffage selon le principe de l'utilisation en cascades.

Si les eaux souterraines profondes ne sont pas que faiblement minéralisées (moins de 2 g/L) et s'il est possible d'évacuer l'eau refroidie après l'extraction thermique dans un exutoire (cours d'eau ou lac), un seul forage de production suffira alors (forage singlet). Si la teneur minérale dépasse 2g/L, un second forage est nécessaire pour réinjecter l'eau refroidie dans les profondeurs (doublet).

Le principe de fonctionnement d'un doublet géothermique est comme suit : un forage de production amène de l'eau thermale chaude à la surface au moyen d'une pompe immergée ; un échangeur de chaleur ainsi qu'une pompe à chaleur disposée en aval permettent d'obtenir

la température de chauffage désirée. Le circuit de chauffage est restitué à l'aquifère par un forage d'injection.

d) Hot Dry Rock:

Depuis les années 70, un certain nombre de programmes de recherche ont été lancés pour développer la technologie Hot Dry Rock (HDR). Tout d'abord aux États-Unis, puis Angleterre, ensuite en Allemagne, en France, au Japon et en Suède. Des projets relativement récents ont débuté en Australie et en Suisse.

Le principe de fonctionnement du Hot Dry Rock est relativement simple. On extrait l'énergie géothermique d'un réservoir souterrain créé artificiellement en vue de la production de chaleur et d'électricité. Dans le réservoir géothermique fissuré, l'eau injecté se réchauffe puis revient à la surface de la terre par un ou plusieurs forages de production. Un échangeur de chaleur transfère l'énergie à un deuxième circuit alimentant un turbogénérateur pour produire d'électricité. L'utilisation de machines ORC (Organic Rankine Cycle) permet une production de courant économique déjà à des températures de 100 C environ en tête de forage.

Une grande partie de la chaleur résiduelle peut être injecté dans un réseau de chauffage à distance. Un puits d'injection complète le circuit fermé et restitue l'eau refroidie au réservoir.

Le réservoir géothermique souterrain est créé en élargissant hydrauliquement les systèmes de fractures naturelles. Après avoir effectué un premier forage à grande profondeur (4000-6000m), on injecte de l'eau sous une pression de plusieurs centaines de bars. Pour maintenir la pression le temps nécessaire à la formation du réservoir (plusieurs semaines), on injecte de l'eau à mesure que la taille du réservoir se développe. Le développement du réservoir est détecté par des techniques de mesure micro sismique. Elles écoutent chaque mouvement de rocher pendant le procédé de stimulation, et permettent de localiser précisément les sources de chaque émission de façon tridimensionnelle. [12]

II.9.Évaluation du flux de chaleur :

Le calcul du flux de chaleur peut être réalisé par inversion stochastique en utilisant l'algorithme développé par Vasseur et al. (1985). Pour un milieu stratifié de n couches horizontales et semi infinies, dont la $j^{ème}$ couche est d'épaisseur H_j et de résistivité thermique $R_{ej} = \frac{1}{\lambda_j}$ la température T_j à une profondeur Z_j est liée à celle de la surface par l'équation [II-5]:

$$T_j = T_0 + q_s \cdot \sum_{j=1}^n H_j R_{ej} \quad \text{(II-6)}$$



Chapitre « III »

III.1. Cycle de l'énergie géothermique :

Ce chapitre décrit le cycle théorique de l'énergie géothermique. Avant que chaque aspect du cycle soit décrit en détail avec des équations une description générale du système et des prétentions utilisées sont données.

Cette description est seulement censée pour donner une impression de l'importance des différents composants et une impression du système dans son ensemble. [4]

III.2. Conception générale de système :

Le système de base, qui sera employé comme une base pour l'analyse fonctionnelle plus tard dans ce rapport, se compose d'un doublet : un seul puits d'injection et un autre puits de récupération, un réservoir, une turbine et un condensateur, suivant les indications du schéma III-1.

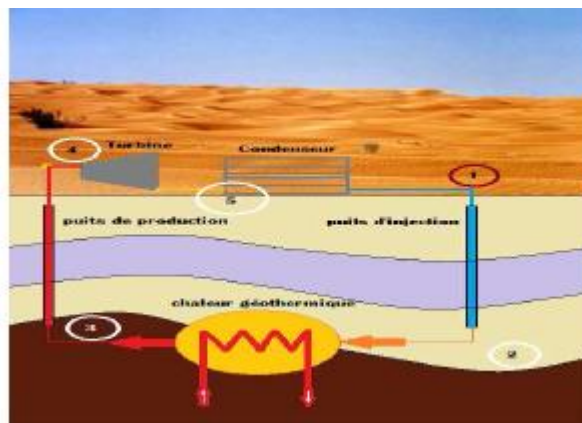


Fig. (III.1): Représentation schématique de cycle du système

Les distances sont seulement montrées pour donner une impression et peuvent varier pour chaque endroit différent. La turbine et le condensateur sont placés sur la surface tandis que les puits sont placés dans la surface. La chaleur géothermique est montrée en tant que petit échangeur de chaleur tandis que la chaleur est extraite entre les puits.

Pour simplifier les calculs, on suppose que le système est conçu comme cycle fermé équilibré. Ceci signifie qu'avant que le système débute à fonctionner là, soit déjà un réservoir rempli de CO₂. En outre, aucune perte de CO₂ aux environnements n'a été tenue compte.

III.2.1. Puits injecteur :

Le puits injecteur est un tube de diamètre environ de 20 cm et d'environ 2000 m de hauteur. Le puits injecteur est employé pour transporter le CO₂ au réservoir (sous forme liquide). La conception de système courante prend une valeur initiale pour la pression et la température, qui sont obtenues à partir de la sortie du condensateur. L'utilisation de ces valeurs initiales permet de calculer la densité au-dessus du puits. Ceci tient compte d'un calcul de haut en bas pour l'augmentation de densité et de pression.

III.2.2.Réservoir :

Le réservoir est un milieu poreux localisé souterrain par lequel le CO₂ passe et là où il se réchauffe. Cette étude se concentre sur les gisements secs ayant des failles à grandes dimensions.

Par l'utilisation de plusieurs conditions de frontière telles que la vie du système, la température du réservoir, la température de CO₂ et plus, il est possible de calculer la quantité d'énergie qui peut être extraite ou l'espacement entre le puits d'injection et le puits de récupération exigés pour extraire une certaine quantité d'énergie. L'espacement entre les puits est la seule propriété qui physiquement peut être changée en plaçant le puits injecteur et puits de récupération aux distances variables.

III.2.3.Puits de récupération (producteur) :

Le puits de récupération est employé pour extraire le CO₂ du réservoir à la turbine. On suppose que le puits de récupération a les mêmes calculs que puits injecteur, à l'exception unique que le CO₂ circule dans une autre direction. La différence principale entre le puits d'injection et le puits de récupération serait l'état physique de CO₂, cet état physique est changé par la chaleur gagnée dans le réservoir.

III.2.4.Turbine :

Dans la turbine, le CO₂ est subi une détente adiabatique (cas idéal), Le rôle de ce composant est de faire la conversion de l'énergie contenue dans le fluide en énergie de rotation pour produire de l'électricité.

III.2.5.Condenseur :

Le CO₂ est refroidi en utilisant l'eau ou de l'air en tant que fluide d'échange thermique jusqu'à ce qu'un changement de phase du gaz au liquide se produise.

III.2.6.Le changement des propriétés :

Les propriétés de CO₂ changent le long de son parcours par le système. Le tableau 3.1 montre quelles propriétés changent aux différentes parties du système. Les nombres dans le tableau se rapportent aux nombres sur le schéma III.1. Le tableau ne montre pas les nombres mais les expositions à plus ou moins pour une augmentation ou diminution. Un double plus ou double moins se rapporte à une grande augmentation ou diminution. Un zéro signifie qu'il n'y a aucun changement. [4]

Tableau (III.1) : le changement des propriétés dans le système. [4]

	Pression	Température	Enthalpie	Entropie	Phase
Puits injecteur	++	+	0	-	Liquide
Réservoir	-	++	++	++	Liquide
Puits producteur	--	-	0	+	S.critique / Gaz
Turbine	--	--	-	+	Gaz
Condenseur	0	--	--	--	Gaz / Liquide

++ Grande augmentation

-- Grande diminution

0 Au qu'un changement

III.3.Calcul :

Tous les calculs sont faits en utilisant Matlab (The Math Works, 2010). Les dossiers (Matlab .m) sont plus adéquats pour un calcul facile et efficace. Tous les dossiers (Matlab .m) peuvent être trouvés dans l'annexe 01.

Tous les calculs mentionnés ci-dessous dans cette étude assument un système en état d'équilibre (stationnaire).

Ceci inclut le fait que le réservoir est plein de CO₂ déjà. L'évolution des propriétés de CO₂ est calculée par étapes pour un chaque pas de profondeur (100m). Toutes les propriétés initiales sont calculées, utilisant la pression et la température initiales pour le premier pas. Les résultats d'une étape seront les conditions initiales pour la prochaine étape, continuant jusqu'à l'extrémité du puits.

III .3.1.Propriétés de CO₂:

La subroutine CO₂ properties.m est pour modeler et calculer les propriétés de CO₂. Ce dossier exige seulement la pression et la température comme entrée et donne plusieurs des propriétés de CO₂ comme sortie. CO₂ properties.m emploie des itérations pour calculer le volume et la densité réduits utilisant l'EDE de Duan et Sterner.

III.3.2.Puits injecteur :

Comme mentionné au-dessus le calcul des puits est fait par étapes.

➤ **Augmentation de pression**

La température et la pression au-dessus du puits sont connues et employées pour calculer les propriétés de CO₂. L'augmentation de pression est défini comme suit (Paterson, et autres, 2008) :

$$\frac{dP}{dh} = -\rho_p \cdot t \cdot g - \frac{f \rho v^2}{2D} \quad \text{(III-1)}$$

P : La pression, [bar]

h: La profondeur, [m]

ρ : La densité, [kg/m³]

g : L'accélération de la pesanteur, [m/s²]

f: Facteur de frottement (perte de charge)

v : La vitesse, [m/s]

D: Le diamètre, [m]

Le facteur de frottement est défini comme suit (TNO Bouw en Ondergrond, 2009):

$$F = [1.14 - 2 \log \frac{\varepsilon}{D} \frac{21.25}{Re^{0.9}}]^2 \quad \text{(III-2)}$$

ε : La rugosité de la paroi, $\varepsilon/D=0.00015$

$Re = vD/\mu$: Le nombre de Reynolds

μ : La viscosité dynamique, [Pa.s]

➤ Augmentation de la température

Le changement de température dans le puits a deux sources étant ; le changement de température dû à l'échange thermique avec les environnements et le changement de température dû à la détente ou à la compression de CO₂.

Pour analyser le changement de température dû à l'échange thermique avec l'environnement, l'équation suivante a été utilisée (Paterson, et autres, 2008) :

$$q_{w,puits} = \frac{4\pi K_{i,g}(\Delta T_{av})}{\ln(\frac{4\alpha_t g t}{\sigma r_c^2})} \quad \text{(III-3)}$$

$q_{w,puits}$ = La perte de chaleur par unité de longueur, [W/m]

$K_{i,g}$ = conductivité Thermique de roche

T_{av} = différence de température moyenne entre le fluide et les roche sur tous le puits, K

= coefficient de diffusivité Thermique du roche, $1.2 * 10^{-6} m^2/s$

= 1.781072

t = temps depuis le démarrage de système, [s]

r_c = Rayon de puits avec sa couverture, [m]

$$\frac{dT}{dh} = \frac{q_{w,puits}}{Q_m C_p} \quad \text{(III-4)}$$

Q_m = débit massique, [kg/s]

C_p = chaleur spécifique de CO₂, [kJ/kg/K]

Le calcul énergétique des puits dans le système étant un isenthalpique.

III.3.3. Réservoir :

En raison de la température du noyau terrestre, le réservoir a une plus haute la température que la température de surface. Selon l'emplacement géologique le gradient géothermique varie de 30 degrés par km à 80 degrés par km. Le schéma III.2 montre le flux de chaleur du noyau terrestre qui est proportionnellement au gradient géothermique. Cependant, la majorité de tous les emplacements ont un bas gradient géothermique, les gradients plus élevés sont souvent trouvés dans le secteur volcanique ou sur la frontière de la plaque tectonique, comme peut être vu sur le schéma III.2 qui montre la distribution globale de flux de la chaleur. (Lokhorst, et al, 2007). [4]

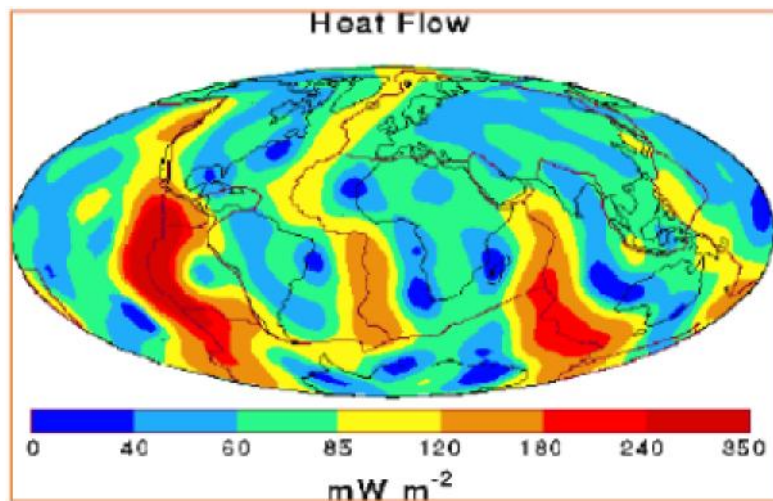


Fig. (III.2): la distribution de flux de la chaleur autour de la terre (mW/m²) [4]

➤ L'écoulement de fluide dans le réservoir :

Les centrales géothermiques conventionnelles utilisent une pompe comme force d'entraînement pour l'écoulement. Dans la conception courante, l'écoulement de CO₂ dans le réservoir n'utilise pas une pompe, mais emploie la différence de pression au puits producteur et puits injecteur pour conduire l'écoulement. C'est dû possible grâce à la grande différence de la densité entre les têtes de puits, qui peuvent aller à un facteur 2, (c.-à-d. la densité de CO₂ en début d'injection peut aller au double que celle-ci dans le puits de production). Pour calculer l'écoulement, l'équation suivante est employée par TNO (TNO Bouw en Ondergrond, 2009)

$$\Delta P = Q_v \frac{\mu}{2\pi k h_r R n} \left(\ln \frac{L}{r} \right) \quad \text{(III-6)}$$

k : La perméabilité, [m²]

hr: L'épaisseur de réservoir, [m]

Rn: Rapport entre l'épaisseur théorique (100m) et l'épaisseur brut de réservoir.

L : La distance horizontale du réservoir, [m]

r : Le rayon du puits, [m]

➤ **L'espace horizontal entre les puits :**

La distribution du front thermique représentée par une ligne bleue dans le réservoir est montrée sur la figure III.3, utilisant l'équation pour la distance ci-dessous, ce qui introduit le débit volumique comme variable, il est possible à calculer combien d'espace est exigé pour une certaine durée de vie du projet. L'espace décrit dans la figure représente la distance entre le puits d'injection et le puits de production (ministère de l'énergie d'États-Unis, 2001).

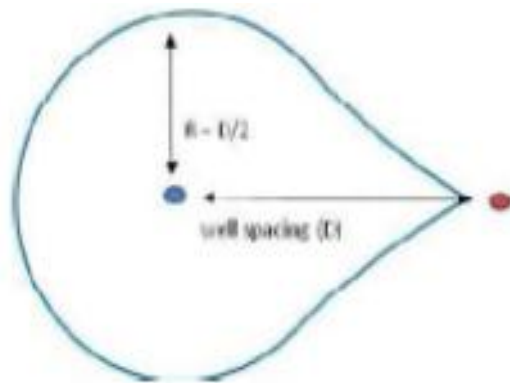


Fig. (III.3) : distribution du front thermique dans le réservoir [4]

$$L = \frac{T_l Q_v T_f}{\pi \phi h_r f_{ert}} \quad \text{(III-7)}$$

L : L'espace des puits, [m]

R = L/2: rayon thermique, [m]

Tl : La durée de vie du système, [année]

tf = fraction de fonctionnement, heure/ans

hr : La taille du réservoir, [m]

ϕ : La porosité

fert : Le facteur de retardement, le facteur entre le flux de la masse et le flux de chaleur traversent le réservoir (ministère de l'énergie d'États-Unis, 2001)

$$f_{ert} = \frac{1 - \phi C_{p\text{CO}_2}}{\phi C_{p\text{roche}}} \quad \text{(III-8)}$$

Cp, roche : la capacité calorifique des roches, [j/m³/K]

III.3.4. Puits producteur :

Les équations utilisées pour le puits de production sont exactement identiques que les équations pour le puits injecteur avec la seule différence que le puits de production est calculé à partir du réservoir vers la surface.

III.3.5. La turbine :

La conversion de l'énergie contenue dans le fluide est faite par la turbine où l'électricité est produite. Dans la turbine le CO₂ se détend de l'état supercritique vers l'état gaz. On assume que cette détente est isentropique c.-à-d. sans pertes d'entropie, le rendement de la turbine peut être calculé en utilisant les différences d'enthalpie et le débit massique (Nieuwlaar, et al, 2007-2009) :

$$W_p = Q_m(\Delta h) \quad (\text{III-9})$$

Q_m : Le débit massique de CO₂, [kg/s]

h : La différence d'enthalpie, [kJ/kg]

W_p : L'électricité produite, [kWe]

➤ Le rendement de la turbine :

L'équation pour le rendement électrique ci-dessus est valide pour la détente isentropique, ceci ne sera jamais possible en réalité. Pour n'importe turbine, il y aura toujours quelques pertes, particulièrement quand employant des basses températures. Dans la plage de 289 à 353 K, un rendement isentropique maximum de 80% est réalisable. [4].

➤ Les pertes de chaleur et de pression dans la surface :

Il y a 2 pertes possibles quand le dioxyde de carbone est transporté de puits de producteur au puits injecteur, étant des pertes de pression et des pertes de chaleur. Cependant, la tuyauterie extérieure n'est pas limitée à un certain diamètre, comme pour les puits ayant des plus grands diamètres et des pertes de plus basse pression. Par conséquent, les pertes de pression dans la tuyauterie extérieure sont négligeables.

Il n'y a aucune perte de chaleur quand le dioxyde de carbone est transporté du condenseur au puits injecteur. Puisque le dioxyde de carbone est déjà refroidi à la température ambiante il y aura seulement une petite différence de la température entre l'environnement et le dioxyde de carbone entrant dans le puits.

Et quand le dioxyde de carbone est transporté de puits producteur à la turbine, la différence de la température avec l'entourage est beaucoup plus grande ce qui engendre des pertes de chaleur vers l'extérieur.

III.3.6.Le condenseur:

Quand le CO₂ sort la turbine il est en état gazeux. Une étape importante doit être prise pour convertir cet état gazeux en un état liquide. Pour faire ceci, un grand saut dans l'enthalpie spécifique doit avoir lieu, qui exige une grande énergie de refroidissement.

Dans le scénario courant, l'air ambiant a été choisi en tant que fluide de refroidissement dû à sa grande disponibilité. Pour s'assurer l'obtention de dioxyde de carbone en état liquide au début de puits injecteur, un refroidissement suffisant doit être fait.

Aucun autre calcul a été fait sur le condenseur, puisque on assume qu'il y a une quantité disponible et suffisante de l'air pour réaliser le refroidissement.

III.3.7.Absence de pompe :

Dans ce projet aucune pompe n'est exigée. La différence principale entre un système géothermique utilisant de l'eau et un système utilisant le CO₂ est principalement dans les propriétés de CO₂. Au puits injecteur l'eau a une densité d'environ 1010 kg/m³ par contre le CO₂ a une densité d'environ 980 kg/m³ (institut national de Normes et technologie, 2008). Les deux substances seront chauffées jusqu'à la température du réservoir. Si le système bas est employé avec une température de réservoir de 353 K la densité de fin de l'eau égale 986 kg/m³, alors que la densité de CO₂ égale 725 kg/m³. En raison de cette grande différence dans la densité pour le CO₂ il est également possible de gagner une grande différence de pression dans le puits étant donné que le composant hydrostatique de pression dans le puits de récupération est inférieur que le composant hydrostatique de pression dans le puits injecteur. Cette différence de pression est capable de forcer l'écoulement de CO₂, elle peut remplacer la pompe.

III.4.Modélisation :

Il y a un accouplement fort dans les équations gouvernantes pour le dioxyde de carbone dans le système. Par exemple les pressions aux têtes de puits dépendent de débit tandis que le débit dépend de pressions aux têtes de puits. On va discuter la modélisation pour résoudre ces relations inter liées. Les codes de Matlab sont trouvés dans l'annexe 01.

III.4.1.Les propriétés de CO₂ :

Les propriétés de CO₂ peuvent varier avec de la pression et la température. Cependant, où la pression et la température sont employés comme entrées dans l'équation, il n'est pas possible d'écrire l'EDE donnée en chapitre II sous une forme explicite qui donne la densité en fonction

de la pression et de la température puisqu'il y a un grand nombre des paramètres. Par conséquent, une méthode itérative est employée pour résoudre cette EDE.

III.5. Descriptions de cycle de CO₂ dans ce système :

Le cycle énergétique de CO₂ se compose de cinq parties comme mentionné précédemment: Puits injecteur, réservoir, puits producteur, turbine et condenseur. En outre, plusieurs des équations indiquées en chapitre précédent ont des couplages entre eux. Ce chapitre décrit les codes Matlab écrits pour résoudre ce genre de couplage. Les codes sont trouvés dans l'annexe 02.

III.5.1. Le débit :

Le débit joue un rôle dans 3 parts dans le système étant les puits et le réservoir. Cependant, le débit joue le plus grand pour calculer de la différence de pression dans les puits.

Distribution de pression Le changement de pression est distribué parmi 4 parts du système, étant les puits, le réservoir et la turbine. Seulement le puits injecteur a une augmentation de pression. L'équilibre se fait comme suit :

$$\Delta P_{injection} = \Delta P_{reservoir} \Delta P_{production} \Delta P_{turbine} \quad \text{(III-10)}$$

III.5.2. Le réservoir :

Quand la pression et le débit dans les puits sont calculés, on a des données suffisantes pour calculer les propriétés du réservoir. Le débit est employé pour calculer la différence de pression dans le réservoir et aussi l'espacement (L) en utilisant des équations (III-6) et (III-7).

La température est calculée à partir de la température de surface moyenne et du gradient géothermique.

La figure (III-4) montre cette étape dans le diagramme (P-h) ainsi qu'une représentation Schématique dans le système

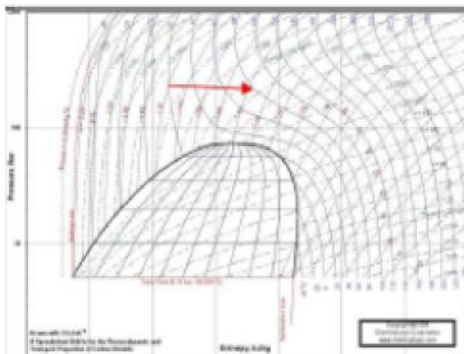


Fig. (III.4.a) : le diagramme (P-h)

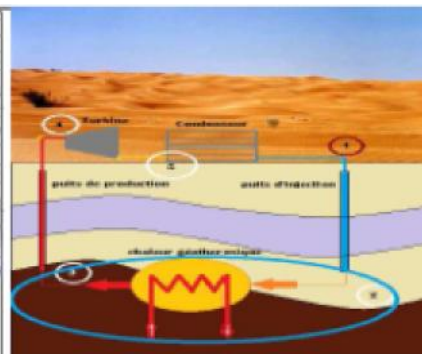


Fig. (III.4.b) : représentation schématique indique le réservoir

III.5.3. Les changements de pression et de température dans les puits :

L'évolution de CO₂ dans les puits est supposée précédemment isenthalpique, le calcul les propriétés de CO₂ se fait pour chaque pas de profondeur (hs=100m) jusqu'à la fin des puits, la figure (III.5.a) illustre cette évolution. La figure (III.5.b) montre cette évolution.

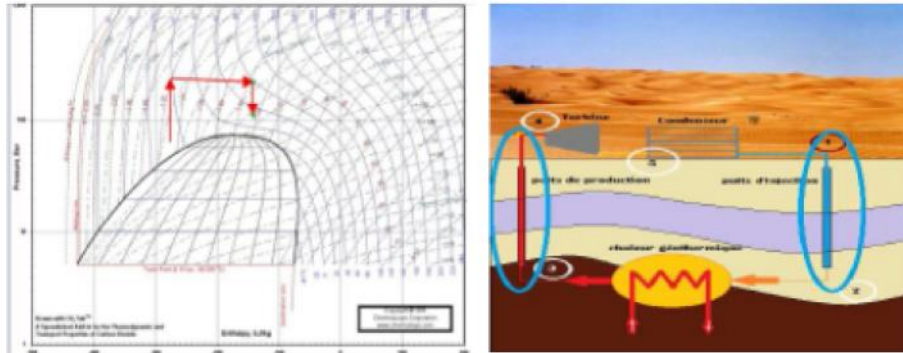


Fig. (III.5.a) : le diagramme (P-h) Fig. (III.5.b) : représentation schématique indique les puits

III.5.4. La turbine :

À ce moment-là, la pression et la température à la fin de puits producteur sont connus. Cependant, il n'y a aucune équation disponible pour calculer la pression en fin de la turbine, un calcul par étapes est employé. C'est simple on va juste simuler la détente poly tropique par des petites détente isentropique et isobarique. Tout d'abord, la pression et la température sont diminués suivant une allure isentropique. Jusqu'à l'atteinte de la ligne de saturation dans le points critique. Dans ce processus la température augmente jusqu'à ce que la différence d'enthalpie (détente réelle) égale la différence initiale d'enthalpie (détente isentropique) multipliée par le rendement isentropique de la turbine Ces étapes sont répétées plusieurs fois jusqu'à la fin de la détente. Le schéma III-6 montre cette évolution et un diagramme (T -s) élargi illustre ce processus.

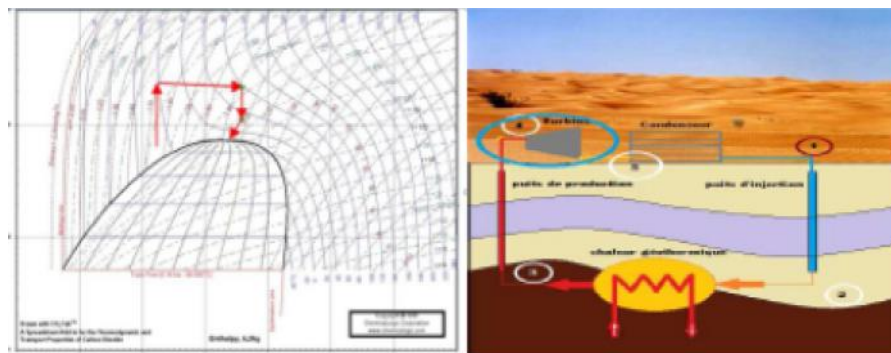


Fig. (III.6.a) : le diagramme (P-h) Fig. (III.6.b) : représentation schématique indique la turbine

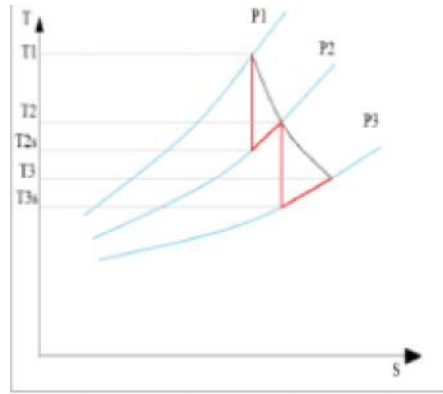


Fig. (III.7) : une détente illustrée sur un diagramme (T-S)

III.5.5. Le condenseur :

La dernière étape du cycle est la diminution de la température dans le condenseur qui est indépendante du débit et de la pression. Il y a cependant une condition à la limite basée sur la pression. La température minimum dans le condenseur est 296 K. Pour s'assurer qu'il y a un changement de phase en état liquide dans le condenseur, la pression doit être au-dessus d'une certaine valeur (73 bars et 296K) comme montré sur la figure (III-8).

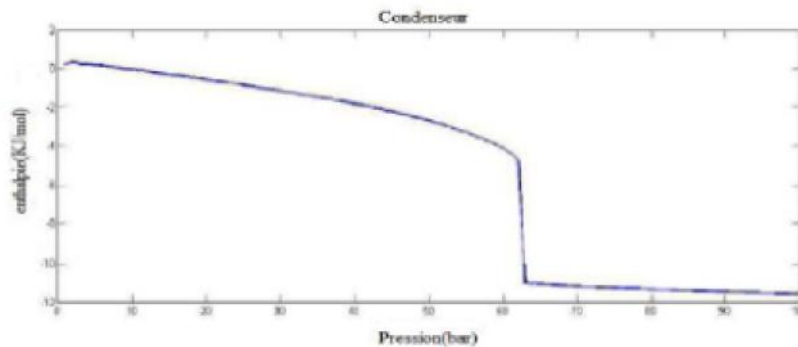


Fig. (III.8) : l'enthalpie spécifique de CO² en fonction de pression (T=296K). [4]

La figure III-8 montre un déclin progressif de l'enthalpie molaire tant que la pression augmente. Quand la pression atteint 62 bar l'enthalpie molaire chute soudainement à -11 kJ/mol où après le déclin progressif continue. L'abaissement soudain à 62 bars représente le changement de phase du gaz au liquide à 296 K. Ceci signifie qu'à la température minimum de 296 K la pression nécessaire minimum d'obtenir un liquide égale 63 bars.

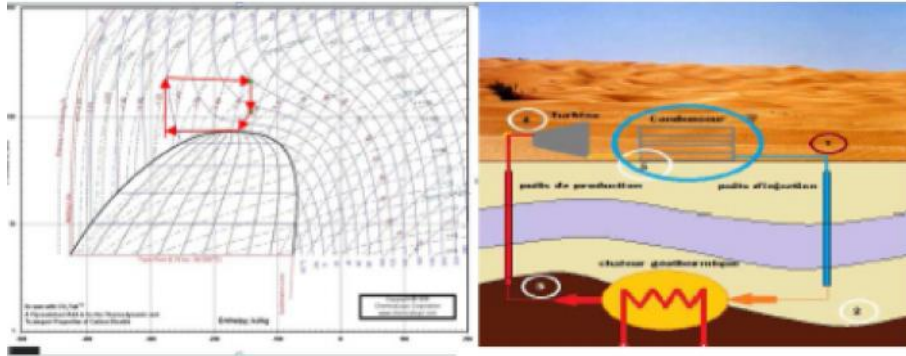


Fig. (III.9.a) : le diagramme (P-h) Fig. (III.9.b) : représentation schématique indique le condenseur

La figure III-9 montre l'évolution dans le condenseur dans le diagramme (P-h), et aussi un schéma représentatif du condenseur dans le système.

III.5.6. Balancement du système :

En ce point les propriétés de CO₂ sont calculées pour chaque partie du système. Il est également possible de calculer l'électricité produite et l'efficacité du système géothermique.

La pression à la fin du condenseur ne peut pas être identique que la pression d'entrée au puits injecteur. Quand la pression à la fin du condenseur est trop haute le débit est bas et vice versa.

La modification sur le débit massique est employée pour équilibrer le système. À la fin du premier cycle le débit massique est changé en conséquence de la différence de pression. Le nouveau débit sera alors employé pour le deuxième cycle. Ce processus est répété plusieurs fois jusqu'à ce que le système soit équilibré. La figure III-10 montre le cycle après le balancement.

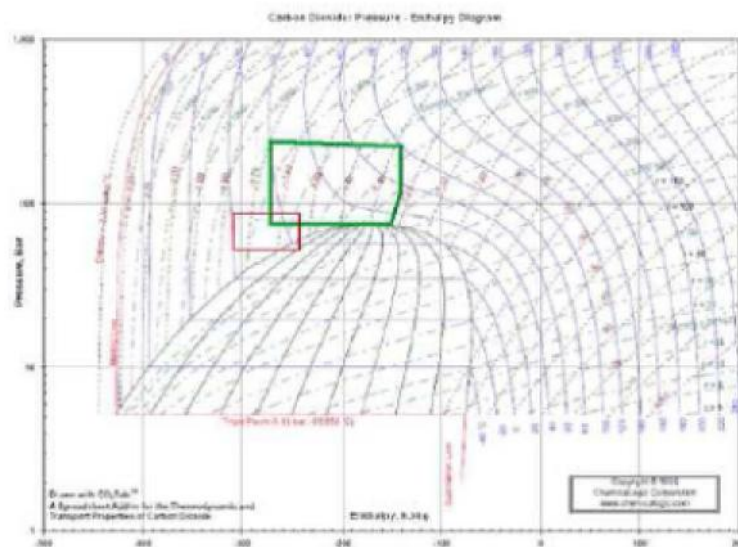


Fig. (III.10) : l'orientation de balancement du cycle en diagramme (P-h) [4]

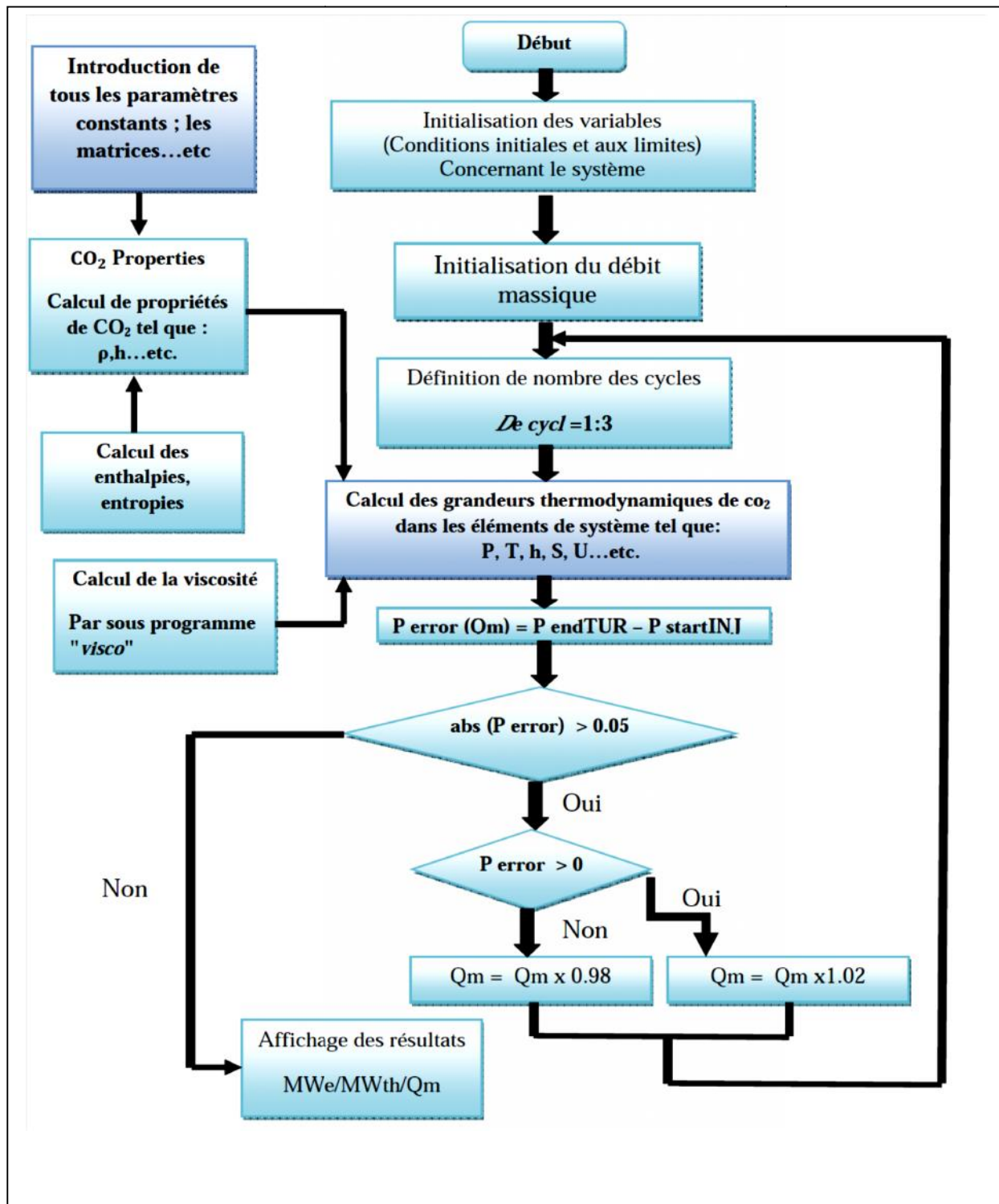


Fig. (III.11): Organigramme général montre le processus du calcul à l'aide de code Matlab



Chapitre « IV »

IV.1. Introduction :

Le coût des opérations de captage, transport et stockage du CO₂ est estimé en fonction des expérimentations en cours. Il dépend de nombreux paramètres que sont les technologies de captage employées, les infrastructures industrielles concernées, les instances à parcourir pour le transport et les méthodes de stockage sélectionnées. Au stade actuel des programmes engagés à travers le monde, le coût de l'ensemble de la chaîne varie de 60 à 100€ par tonne de CO₂ stockée [13].

De nombreuses études économiques estiment que le captage et stockage de CO₂ pourra prendre une place significative si son coût est réduit à un niveau voisin de 25€ par tonne de CO₂ stockée. La baisse des coûts du CSC est donc un enjeu essentiel des développements actuels.

IV.2. Transport :

Dans cette étude on va discuter le transport par pipeline.

IV.2.1. Calcul de diamètre de pipeline :

Le calcul de diamètre des pipelines se fait par méthode itérative, il faut d'abord initialiser la valeur de diamètre $D = D_0$.

Le processus exige également une connaissance de la température (T) et la pression (P_m) de CO₂ dans le pipeline, où P_m est la pression entre l'entrée et la sortie du pipeline.

$$P_{inter} = (P_{in} + P_{out}) / 2 \quad (IV.1)$$

En outre, une estimation de la densité et viscosité de CO₂ (à T et P_{inter}) est requise, et vu que le CO₂ présente des tendances inhabituelles vers ces propriétés sur l'intervalle de températures et de pressions qui seraient rencontrées dans le transport par pipeline, il est difficile à fournir une seule valeur de densité ou de viscosité.

Le nombre de Reynolds (Re) et le facteur de friction (F_f) pour l'écoulement de CO₂ dans le pipeline sont calculés par les équations suivantes [14] :

$$Re = (4 \cdot 1000 / 24 / 3600 / 0.0254) \cdot m / (\mu \cdot D) \quad (IV.2)$$

$$F_f = \frac{1}{4 - 1.8 \log \frac{6.91}{Re} + \frac{12 \varepsilon/D}{3.7}^{1.11} }^2 \quad (IV.3)$$

$\varepsilon = 0.00015$

Le diamètre du pipeline est calculé par l'équation suivante :

$$D = (1/0.0254) [(32 \times F_f \times m^2) (1000/24/3600)^2 / (\rho \cdot (P/L) \times 106/1000)]^{(1.5)} \quad (IV.4)$$

Enfin, puisque le processus de calcul de diamètre du pipeline est itératif, il faut comparer le diamètre calculé à partir de cette dernière équation avec la valeur qui a été initialement proposé au début du processus, s'il y a beaucoup de différence entre les deux, alors le processus doit être répété jusqu'à ce que la différence entre les itérations soit infiniment petite.

L'organigramme suivant montre la procédure de calcul de diamètre :

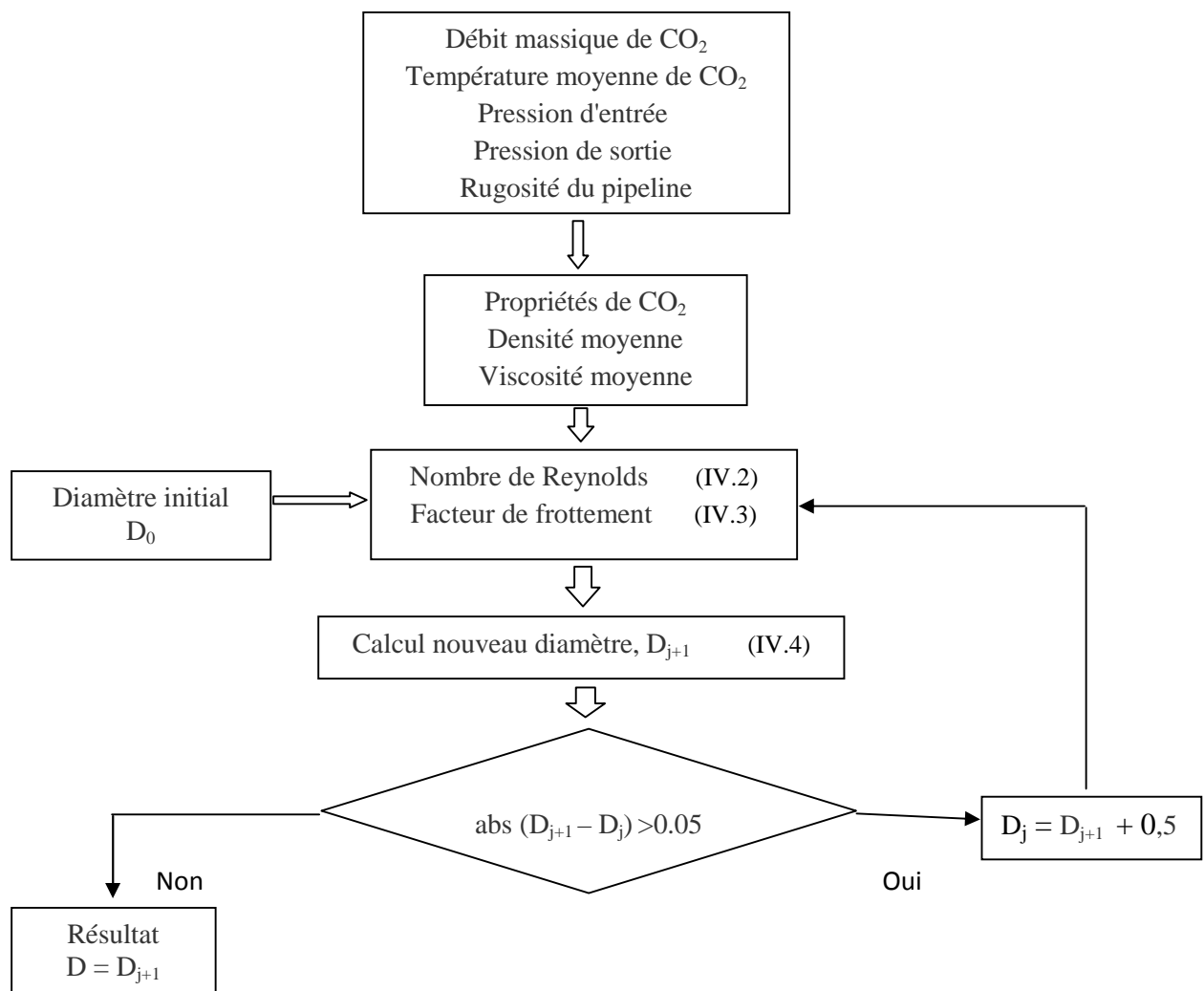


Fig. (IV.1). Le calcul de diamètre de pipeline de transport de CO₂

IV.2.2. Coût de transport de CO₂ :

Le coût de transport de CO₂ par pipeline est donné par la relation suivante [15] :

$$C_{\text{total}} = 9970 \times (m^{0.35}) (L^{0.13}) \times F_L \times F_T \times L \quad \text{(IV.5)}$$

Où (F_{L=1}) représente un facteur de localisation et (F_{T=1,2}) un facteur de terrain.

IV.2.3. Coût opérationnel et de maintenance (O&M) :

Les coûts d'O&M sont estimés à 2,5% du coût total [16].

$$C_{\text{O\&M}} = C_{\text{total}} \times 0.025 \quad \text{(IV.6)}$$

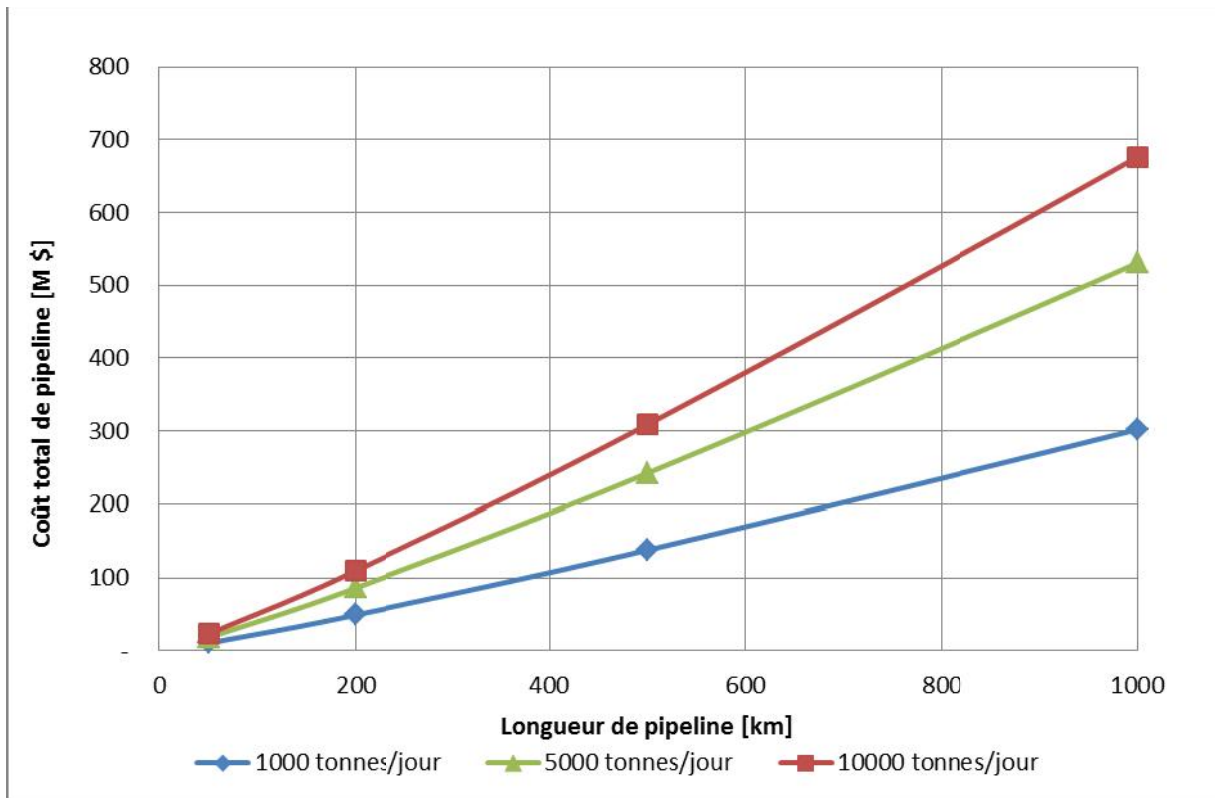


Fig. (IV.2) : Coût des pipelines en fonction de débit de CO₂ et longueur de pipeline

D'après ce graphe on peut voir que le cout de pipeline a une relation directe avec le débit massique de CO₂ qui a une relation avec le avec la longueur du pipeline.

IV.3. Injection :

IV.3.1. Coût équipements, forage, et site :

Les coûts des équipements d'injection comprennent les équipements des puits d'approvisionnements et les coûts de maintenance [17].

$$C_{\text{equip}} = N_{\text{puits}} \times (49,433 \text{ [m / (280 x } N_{\text{puits})}]^{0.5}) \quad \text{(IV.7)}$$

L'estimation du coût de forage d'un puits d'injection est donnée par la relation suivante :

$$C_{\text{forage}} = N_{\text{puits}} \times 10^6 \times 0.1063 e^{0.0008*d} \quad \text{(IV.8)}$$

- Où (d) représente le diamètre de puits

Par conséquent, le coût total est donné par la relation suivante :

$$C_{\text{total}} = C_{\text{site}} + C_{\text{equip}} + C_{\text{forage}} \quad \text{(IV.9)}$$

Où C_{site} est un cout propre au site qui concerne l'aménagement et les études supplémentaires (sismique, topographique, ...).

Le coût total est obtenu en appliquant un facteur de récupération du capital :

$$C_{\text{annual}} = C_{\text{total}} \times 0.15 \quad \text{(IV.10)}$$

IV.3.2. Coût opérationnel et de maintenance O&M :

Les coûts opérationnels et de maintenance ont également été développés à partir de l'EIA. Ils peuvent être regroupés dans les 04 catégories suivantes : dépenses quotidiennes, matériels consommables, maintenance pour les équipements de surface et de fond [14].

- Le coût de maintenance des puits quotidien est :

$$C_{\text{jour}} = N_{\text{puits}} \times 7,596 \quad \text{(IV.11)}$$

- Le coût lié aux matériels consommables est :

$$C_{\text{cons}} = N_{\text{puits}} \times 20,295 \quad \text{(IV.12)}$$

- Le coût de maintenance des équipements de surface est :

$$C_{\text{sur}} = N_{\text{puits}} \times (15,420 \times \text{[m / (280 x } N_{\text{puits})}]^{0.5}) \quad \text{(IV.13)}$$

- Le coût de maintenance des équipements de fond est :

$$C_{\text{fond}} = N_{\text{puits}} \times [5669 \times (d / 1219)] \quad (\text{IV.14})$$

- Le coût de maintenance total est :

$$C_{\text{O\&M}} = C_{\text{jour}} + C_{\text{cons}} + C_{\text{sur}} + C_{\text{fond}} \quad (\text{IV.15})$$

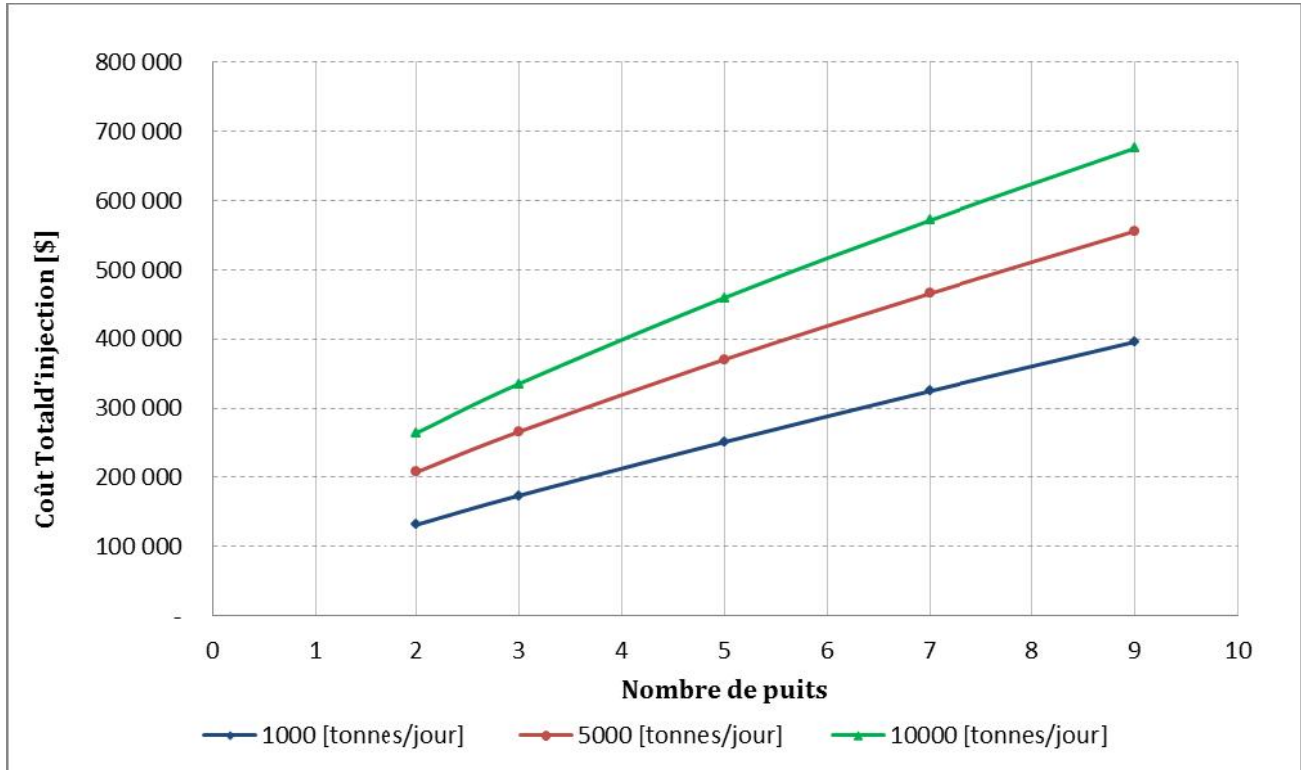


Fig. (IV.3) : Coût annuel d'injection en fonction de débit de CO₂ et nombre de puits

Ce graphique montre l'évolution de coût annuel (matériels + maintenance) d'injection en fonction de débit massique de CO₂ et le nombre de puits, car le coût de matériel qui peut supporter de grand débit est plus élevé.

IV.4. Coût de système mécanique (Turbine, Condenseur et Alternateur) :

Le coût de l'installation des équipements en surface, et ceci en utilisant des turbines jusqu'à une puissance de 20 MW, est donné par la relation suivante : Une équation a été formée pour calculer le prix par kW_e. Cette relation est utilisée dans le cas de l'emploi des turbines à gaz ; Nous supposons que les turbines de CO₂ utilisées dans ce process ont des coûts semblables [18].

$$C_{\text{inst}} (\text{M€}) = 0,0004 \times P (\text{kWe}) + 0,4137 \quad (\text{IV.16})$$

Où :

P représente la puissance électrique en kWh produite par le système.

Le coût de maintenance de l'installation (turbine et condenseur) est estimé à 2,5% du coût total, ce coût est donné par la relation suivante :

$$C_{O\&M} = C_{inst} \times 0.025 \quad \text{(IV.17)}$$

VI.5. Les cas étudiés :

Dans cette étude, nous allons estimer les différents coûts occasionnés par l'utilisation du procès proposé, coût d'injection et d'installation de notre système géothermique, et surtout le cout de transport tout ça par rapport à l'électricité produite.

Tableau (IV.1) : Les sites étudiés avec le gradient géothermique correspondant.

Nom	Gradient (°C/100)	Mwe
Guerarra	2,5	0,7
Ghardaïa	3	0,98
Laghouat	3	0,98
Ouargla	3,5	1,25
Tindouf	4	1,51
Biskra	4	1,51
Menéa	4,5	1,75
Tbessa	5	1,98939824
Adrar	5	1,98939824
Annaba	5	1,98939824
In Salah	6,1	2,47
Béni-Abbès	8	3,21
Béchar	8	3,21
Timimoun	8	3,21
Douar-Bel-Kaid (Oran)	12	4,58

Données principales du projet :

- La quantité injectée est de 1,16 millions de tonne de CO₂ par an [19] ;
- Le coût de purification et compression est estimé à 6 \$/tonne [19] ; donc pour 50 ans le cout est 334 800 000
- La durée de vie de système est estimée de **50 ans** ;
- Le système de base se compose de **2** puits, un injecteur et l'autre producteur ;

- Les heures de fonctionnement de système sont estimées à 7750 [h/an].

IV.5.1.L'électricité produite pour chaque lieu :

Nom	Kwh	Kwh/ans	Kwh/50ans
Guerarra	700	5425000	271250000
Ghardaia	980	7595000	379750000
Laghouat	980	7595000	379750000
Ouargla	1250	9687500	484375000
Tindouf	1510	11702500	585125000
Biskra	1510	11702500	585125000
Menéa	1750	13562500	678125000
Tbessa	1989,39824	15417836,3	770891817
Adrar	1989,39824	15417836,3	770891817
Annaba	1989,39824	15417836,3	770891817
In salah	2470	19142500	957125000
Béni-Abbès	3210	24877500	1243875000
Béchar	3210	24877500	1243875000
Timimoun	3210	24877500	1243875000
Douar-Bel-Kaid (Oran)	4580	35495000	1774750000

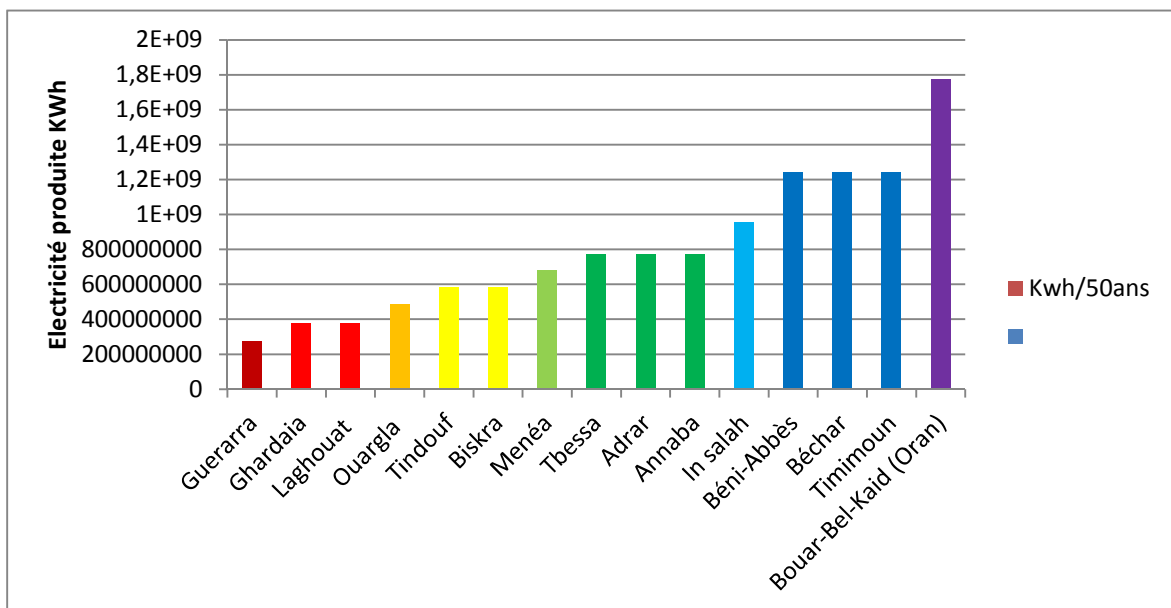


Fig. (IV.4) : L`électricité produite pour chaque endroit

D'après ce graphe on peut voir clairement l'impact du gradient géothermique sur la production de l'électricité ; quand le gradient géothermique augmente la production aussi augment et l'inverse.

IV.5.2. Coûts d'électricité produite : (Prix de vente l'électricité produite).

Tableau (IV.2) : Prix d'électricité produite en différent prix de kWh [20].

		Prix actuel Algérien	Prix standard international
Prix de kWh (\$)		0.04	0.11
Nom	Kwh/50ans	Prix national \$	Prix international \$
Guerarra	271250000	10850000	29837500
Ghardaia	379750000	15190000	41772500
Laghouat	379750000	15190000	41772500
Ouargla	552436440	22097457,6	60768008,4
Tindouf	585125000	23405000	64363750
Biskra	585125000	23405000	64363750
Menéa	678125000	27125000	74593750
Tbessa	770891817	30835672,67	84798099,85
Adrar	770891817	30835672,67	84798099,85
Annaba	770891817	30835672,67	84798099,85
In salah	957125000	38285000	105283750
Béni-Abbès	1243875000	49755000	136826250
Béchar	1243875000	49755000	136826250
Timimoun	1243875000	49755000	136826250
Douar-Bel-Kaid (Oran)	1774750000	70990000	195222500

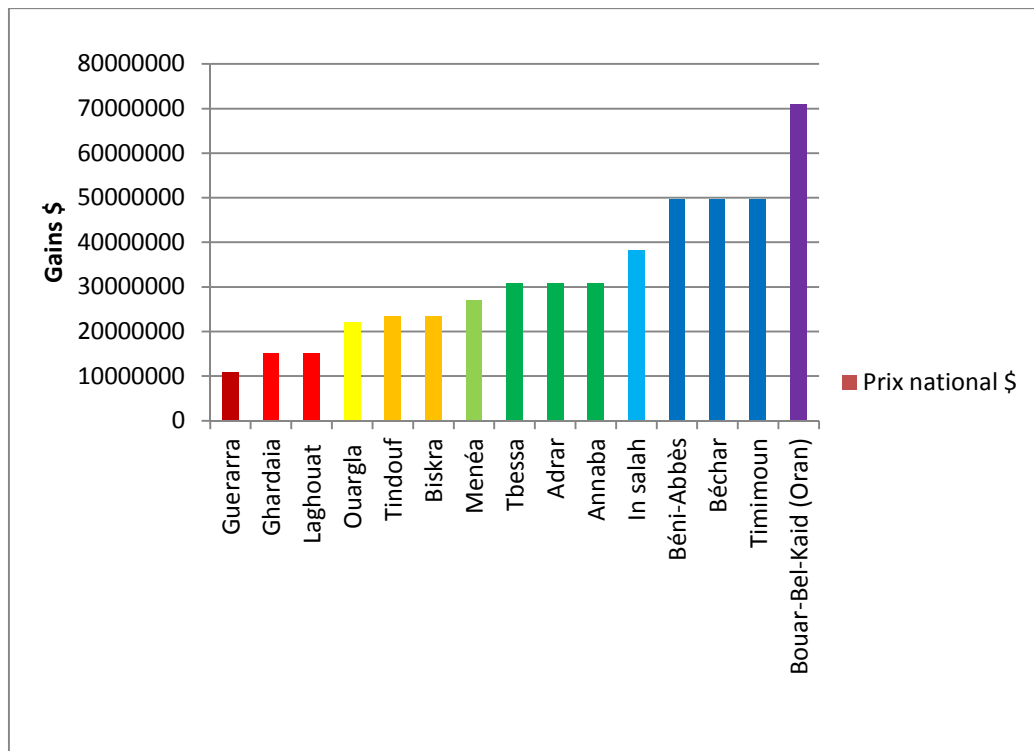


Fig. (IV.5): Le prix de l'électricité produite à l'échelle national.

Le graphe ci-dessus représente que la rentabilité du projet a une relation directe avec la valeur de gradient géothermique (le gain a une relation proportionnelle avec le gradient géothermique).

IV.6 Étude techno-économique :

IV.6.1 Transport :

Dans la partie transport on va calculer en première étape le diamètre de pipeline requis pour transporter le CO₂ du centre de traitement au site de stockage.

IV.6.1.1 Diamètre :

Avec une pression et température moyennes égales à 73 bar et 23°C, on a calculé le diamètre de pipeline de transport de CO₂ en utilisant le processus de calcul itératif comme indiqué ci-haut, et nous a donné un diamètre de **30,7''**

IV.6.1.2. Coût de pipeline :

Le CO₂ doit être transporté à une température inférieure à 31°C en raison de rester à un état liquide, un enterrement des pipelines peut être requis pour ce fait, le prix moyen d'enterrement de pipeline est 28,23 \$/m [21].

Pour couvrir une grande plage on a choisit 100Km comme exemple, et on la répartit 10Km par pat.

Après application de la méthode de calcul des coûts liés au transport de CO₂, nous avons obtenu les résultats suivants :

Tableau (IV.3) : Le cout de transport \$

TRANSPORT				
Distance Km	Cout d'enterrement 28,23\$/m	Cout pipe \$	Cout opération, maintenance	Total
1	28230	197733,398	4943,33495	202676,733
10	282300	2667350,15	66683,7536	2734033,9
20	564600	5837728,93	145943,223	5983672,15
30	846900	9230538,7	230763,468	9461302,17
40	1129200	12776380	319409,5	13095789,5
50	1411500	16440542,1	411013,553	16851555,7
60	1693800	20201840,7	505046,018	20706886,7
70	1976100	24045887,7	601147,193	24647034,9
80	2258400	27962224,3	699055,607	28661279,9
90	2540700	31942879,7	798571,991	32741451,7
100	2823000	35981563,4	899539,085	36881102,5

IV.6.2. Injection :

IV.6.2.1. Equipement, forage, et site :

L'application des équations de calcul des coûts d'injection nous a donné les résultats suivants :

Tableau (IV.4) : Le cout de l'injection.

Équipement	Forage \$	Cite \$	Total \$
6676283	1171763,649	1857773	9705819,649

Remarque : Le cout de l'injection est presque stable dans toutes les endroits, malgré il y a des lieux où on a déjà des puits forés, mais on a fait le calcul comme Hassi Messaoud, Hassi r'mel, In Salah.

IV.6.2.2. Coût de système mécanique : (Turbine, Condenseur et Alternateur)

D'après les formules on obtient les résultats suivants :

Tableau (IV.5) : Le cout de système mécanique \$

Cout de système mécanique			
Nom	Cout système M\$	Cout maintenance M\$	Total M\$
Guerarra	0,6937	0,0173425	0,7110425
Ghardaia	0,8057	0,0201425	0,8258425
Laghouat	0,8057	0,0201425	0,8258425
Ouargla	0,9137	0,0228425	0,9365425
Tindouf	1,0177	0,0254425	1,0431425
Biskra	1,0177	0,0254425	1,0431425
Menéa	1,1137	0,0278425	1,1415425
Tbessa	1,20945929	0,030236482	1,23969578
Adrar	1,20945929	0,030236482	1,23969578
Annaba	1,20945929	0,030236482	1,23969578
In salah	1,4017	0,0350425	1,4367425
Béni-Abbès	1,6977	0,0424425	1,7401425
Béchar	1,6977	0,0424425	1,7401425
Timimoun	1,6977	0,0424425	1,7401425
Douar-Bel-Kaid (Oran)	2,2457	0,0561425	2,3018425

IV.6.3. Coût total :

Après avoir estimé les sous-prix des composants de système géothermique (Les formules IV.5.6.7.8.9.10.11.12.13.14.15.16.17) le coût total de projet durant sa durée de vie indiqué ci-haut est obtenu par la relation suivante :

$$C_{\text{Total}} = C_{\text{compression}} + C_{\text{transport}} + C_{\text{injection}} + C_{\text{installation}} \quad \text{(IV.18)}$$

On comptabilise le cout total pour chaque pas (10Km).

Tableau (IV.6) : le cout total

TOTAL \$ =TRANSPORT+ INJECTION + SYSTÈME MECANIQUE						
Nom	1Km	10Km	20Km	30Km	40Km	
Guerarra	10619538,9	13150896	16400534,3	19878164,3	23512651,6	
Ghardaia	10734338,9	13265696	16515334,3	19992964,3	23627451,6	
Laghouat	10734338,9	13265696	16515334,3	19992964,3	23627451,6	
Ouargla	10845038,9	13376396	16626034,3	20103664,3	23738151,6	
Tindouf	10951638,9	13482996	16732634,3	20210264,3	23844751,6	
Biskra	10951638,9	13482996	16732634,3	20210264,3	23844751,6	
Menéa	11050038,9	13581396	16831034,3	20308664,3	23943151,6	
Tbessa	11148192,2	13679549,3	16929187,6	20406817,6	24041304,9	
Adrar	11148192,2	13679549,3	16929187,6	20406817,6	24041304,9	
Annaba	11148192,2	13679549,3	16929187,6	20406817,6	24041304,9	
In salah	11345238,9	13876596	17126234,3	20603864,3	24238351,6	
Béni-Abbès	11648638,9	14179996	17429634,3	20907264,3	24541751,6	
Béchar	11648638,9	14179996	17429634,3	20907264,3	24541751,6	
Timimoun	11648638,9	14179996	17429634,3	20907264,3	24541751,6	
Douar-Bel-Kaid (Oran)	12210338,9	14741696	17991334,3	21468964,3	25103451,6	
	50Km	60Km	70Km	80Km	90Km	100Km
	27268417,8	31123748,8	35063897	39078142	43158313,8	47297964,6
	27383217,8	31238548,8	35178697	39192942	43273113,8	47412764,6
	27383217,8	31238548,8	35178697	39192942	43273113,8	47412764,6
	27493917,8	31349248,8	35289397	39303642	43383813,8	47523464,6
	27600517,8	31455848,8	35395997	39410242	43490413,8	47630064,6
	27600517,8	31455848,8	35395997	39410242	43490413,8	47630064,6
	27698917,8	31554248,8	35494397	39508642	43588813,8	47728464,6
	27797071,1	31652402,1	35592550,3	39606795,3	43686967,1	47826617,9
	27797071,1	31652402,1	35592550,3	39606795,3	43686967,1	47826617,9
	27797071,1	31652402,1	35592550,3	39606795,3	43686967,1	47826617,9
	27994117,8	31849448,8	35789597	39803842	43884013,8	48023664,6
	28297517,8	32152848,8	36092997	40107242	44187413,8	48327064,6
	28297517,8	32152848,8	36092997	40107242	44187413,8	48327064,6
	28297517,8	32152848,8	36092997	40107242	44187413,8	48327064,6
	28859217,8	32714548,8	36654697	40668942	44749113,8	48888764,6

1-Guerrara :

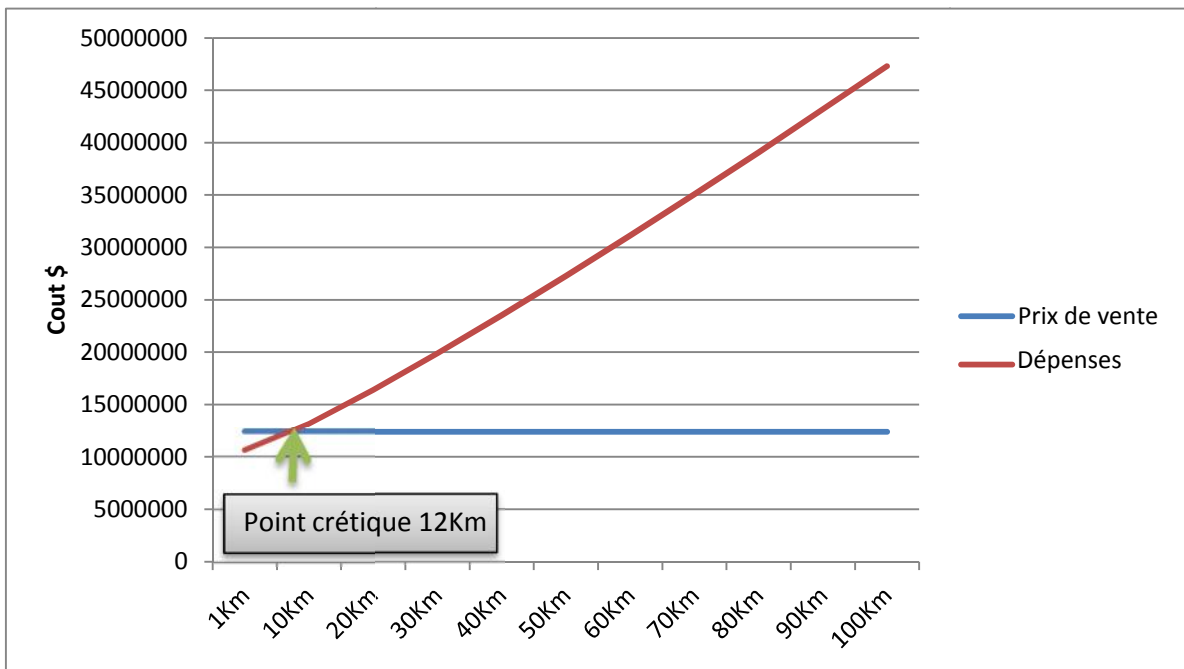


Fig. (IV.6): Le point critique pour Guerrara.

D'après ce graphe on peut voir que haut de la 12éme Km le projet il ne devient pas rentable.

2-Ghardaia et Laghouat :

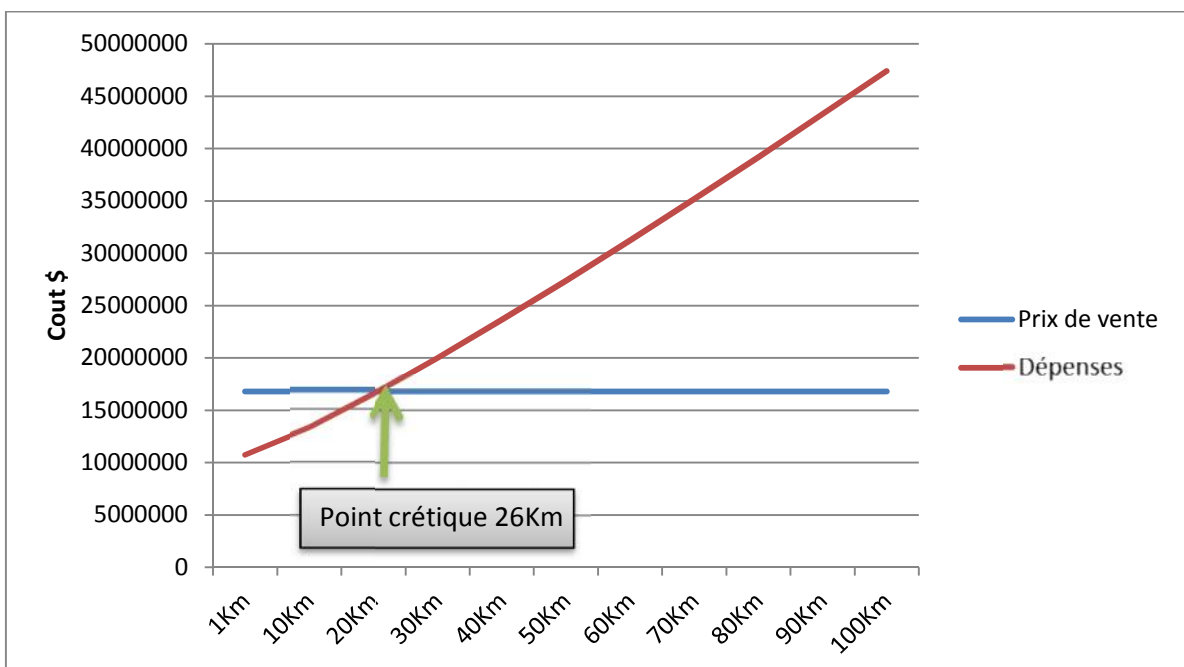


Fig. (IV.7): Le Point critique pour Ghardaïa et Laghouat

3-Ouargla :

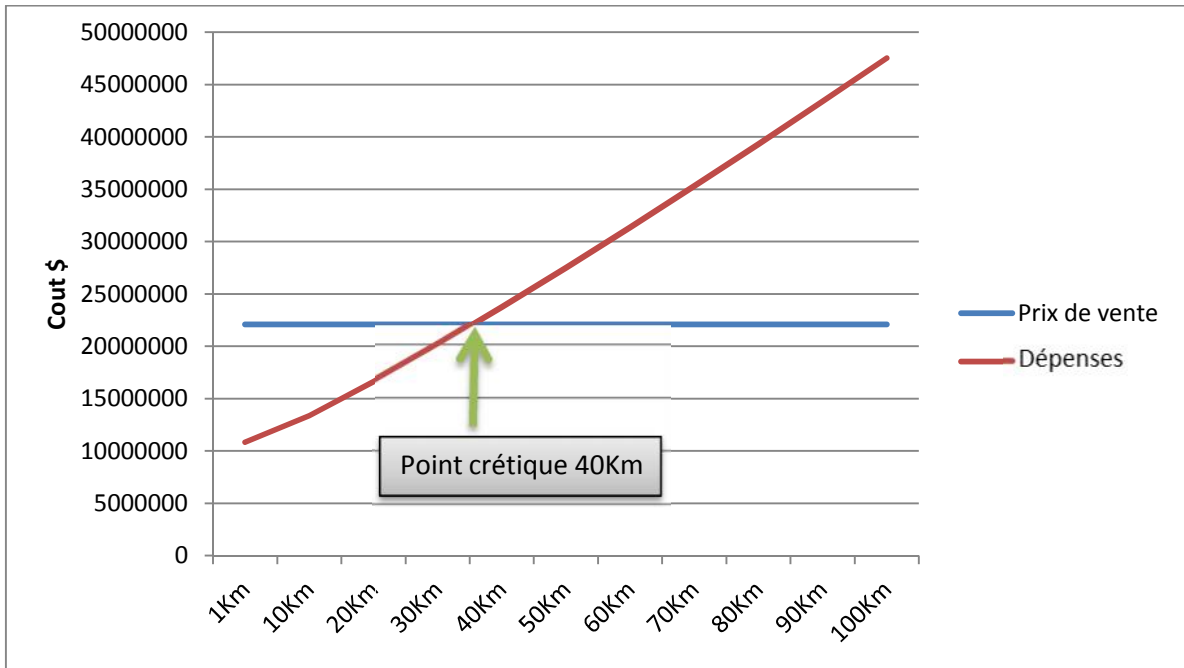


Fig. (IV.8): Le Point critique pour Ouargla

4-Tindouf et Biskra :

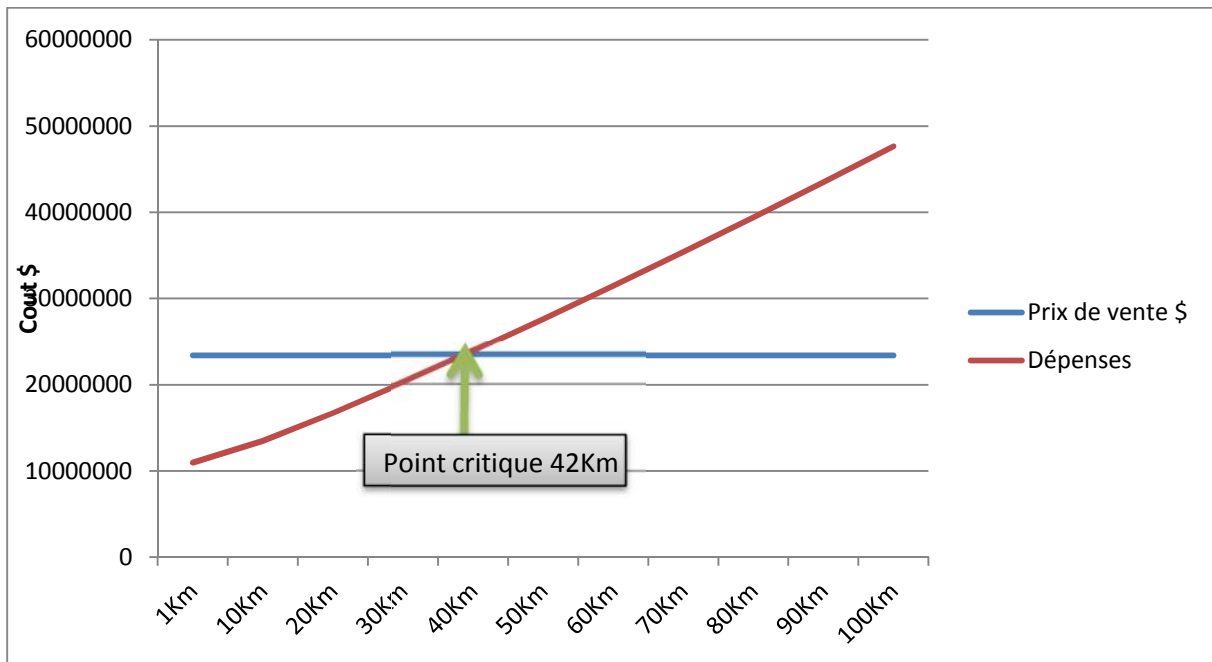


Fig. (IV.9): Le Point critique pour Tindouf et Biskra.

5-Ménéa :

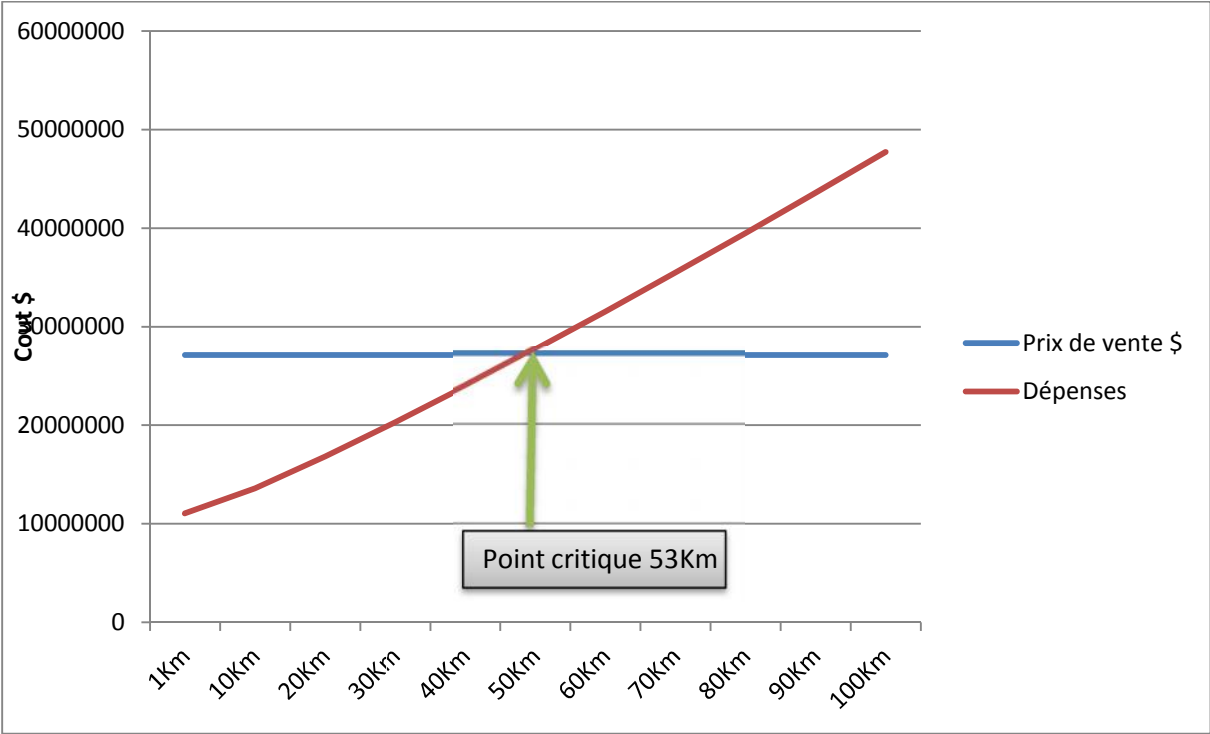


Fig. (IV.10): Le Point critique pour Ménéa.

6-Tébessa, Adrar, et Annaba :

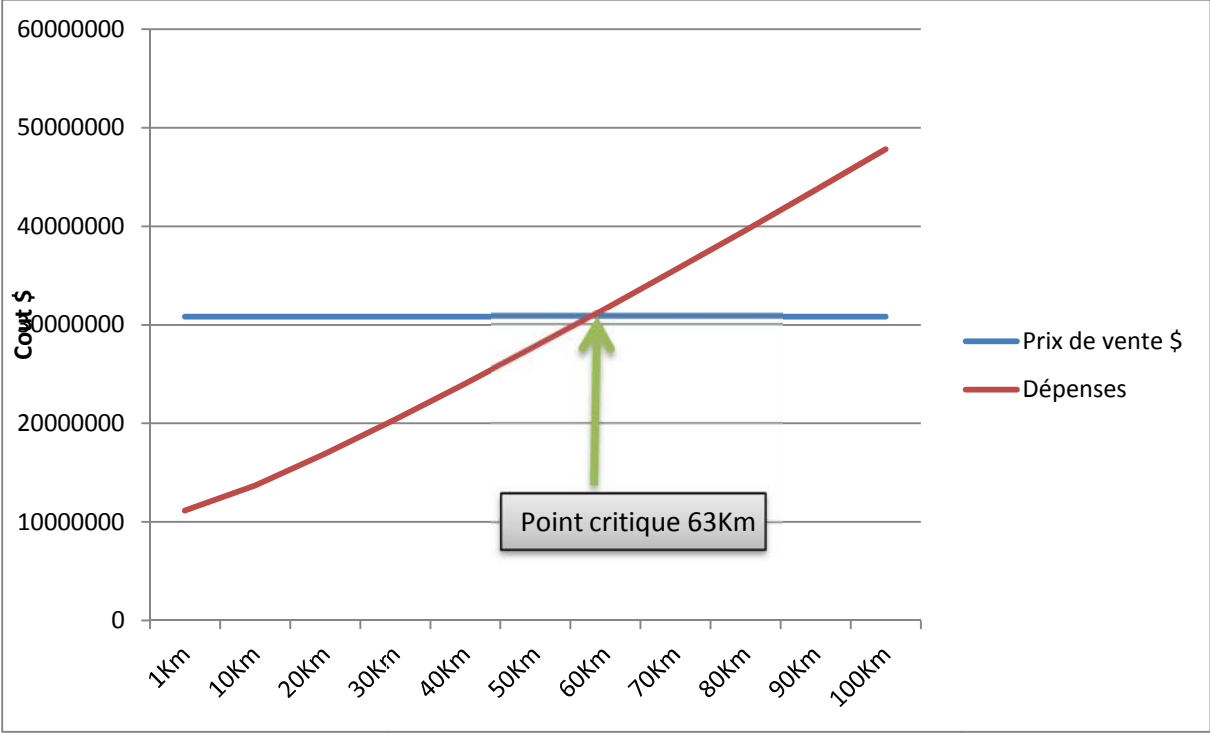


Fig. (IV.11): Le Point critique pour Tébessa, Adrar, et Annaba.

7-In Salah :

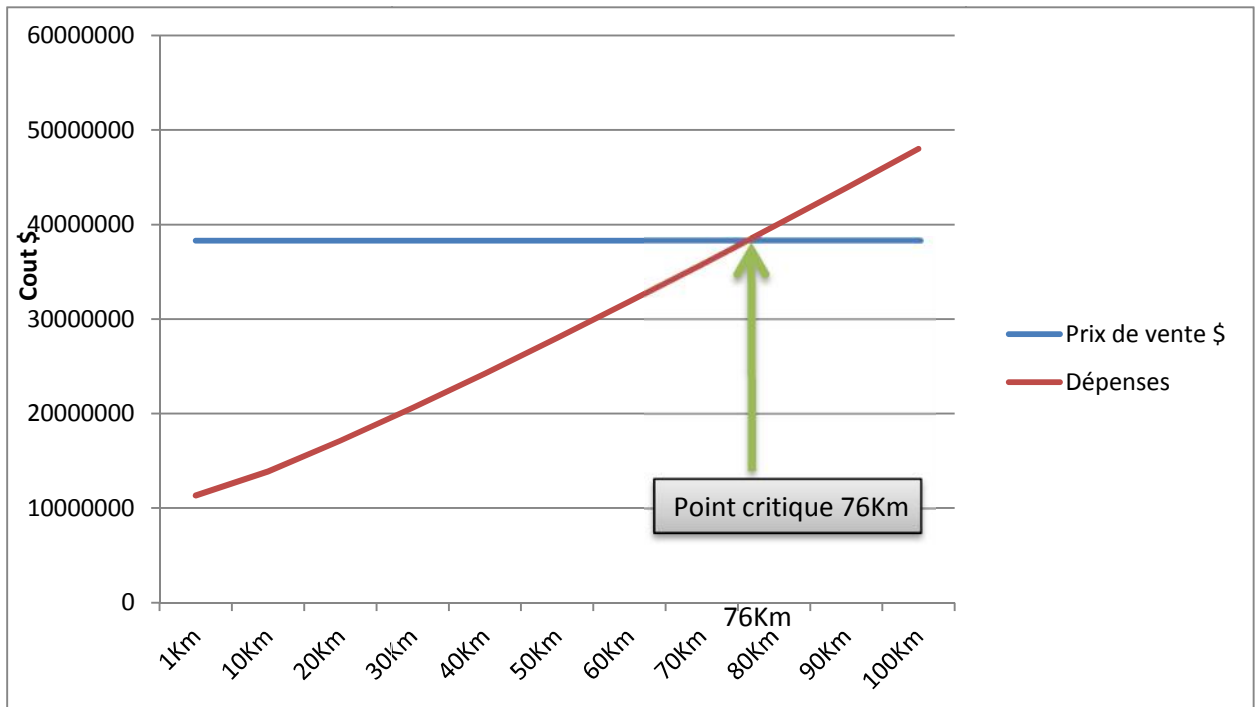


Fig. (IV.12): Le Point critique pour In salah.

8-Béni-abbes, Bechar, Timimoun :

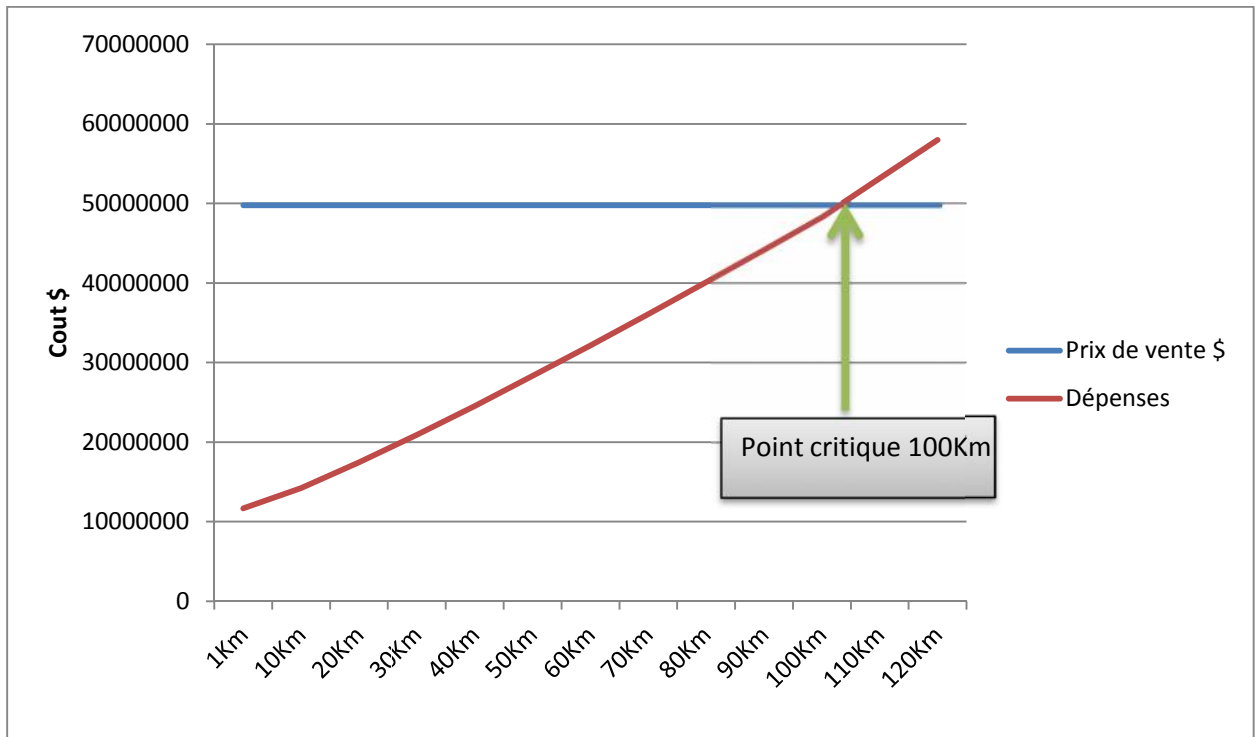


Fig. (IV.13): Le Point critique pour Béni-abbes, Bechar, Timimoune.

8-Douar bel-kaid :

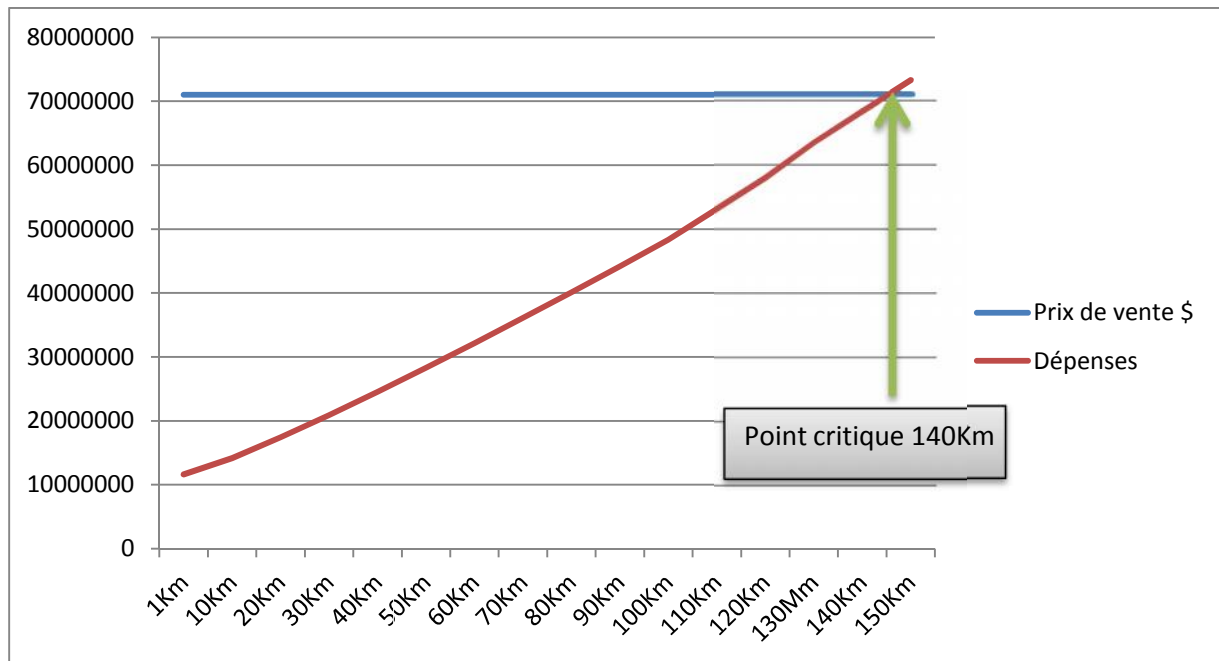


Fig. (IV.14): Le Point critique pour Douar bel-kaid (Oran)

D'après les graphes en remarque pour les endroits qui ont des gradients géothermiques élevés on peut ramener le CO₂ à des distances longues comme (Douar bel-kaid 140Km, Béchar 100Km), et le contraire pour les endroits qui ont des gradients géothermiques faibles on peut pas aller loin comme (Guérara 12Km, Ghardaia 26Km).

Conclusion

Le travail présenté dans ce mémoire est relatif à une étude, par voie de simulation numérique, la faisabilité d'un système géothermique utilisant le CO₂ comme fluide de travail. Le résultat principal de ce travail est de présenter une méthodologie qui combine le stockage géologique de CO₂ avec la production de l'électricité d'origine géothermique.

Le système proposé a été appliqué sur plusieurs sites, selon les différents gradients géothermiques.

Le système extrait une puissance thermique à partir du réservoir et la transforme en puissance électriques, les résultats obtenues montrent l'effet de gradient géothermique sur la production de l'énergie électrique.

L'analyse économique nous a donné une image bien claire sur le cout de l'électricité produite, elle est raisonnable pour des distances de transport de CO₂ les plus proches de notre zone de conception.

Le cout augmente si on travaille avec des distances importantes malgré la zone à un gradient géothermique très élevés.

Références bibliographiques

- [1] : Réchauffement climatique, Encyclopédie Microsoft encarta 2009.
- [2] : Étude du rejet de CO₂ dans l'atmosphère du au transport de la tomate. Visité le 01/05/2011 à 09 :39.
- [3] : M. Lopez, Contribution a l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée, Visité Le 23/02/2011 à 17 :24.
- [4] : D.H.M. Janse , Combining geothermal energy with CO₂ storage Feasibility study of low temperature geothermal electricity production using carbon dioxide as working and storage fluid. (2010).
- [5] : <http://fr.wikipedia.org/> Dioxyde de carbone. Visité le 19/04/2011 à 09h:31.
- [6] : CCP2_Newsletter_May_2008. Visité le 04/03/2011 à 09 :50.
- [7]: Storing CO₂ Underground.2007. Visité le 04/03/2011 à 09:53.
- [8]: Chemalogic Corporation Mollier Charts (Pressure-Enthalpy with constant - Temperature, Density and Entropy Lines) [Online] // ChemicaLogic Corporation. - ChemicaLogicCorporation, May29, 2009.-October30, 2009. <http://www.chemicalogic.com/mollier/default.htm>.
- [9] : L'énergie géothermique. Le 21/02/2011 à 19 :08.
- [10] : S.OUALI .Étude géothermique du sud de l'Algérie, Mémoire de magister, Université M'hamed Bouguerra Boumerdes, (2006).
- [11] : M. Djeridi et N. Niboua. Conversion de l'énergie géothermique en énergie électrique par un cycle binaire dans le sud Algérien.
- [12] : M. Zerouki Contribution à la valorisation de l'énergie géothermique application à la région Ouargla. Mémoire de magistère, Université de Ouargla (2007).

Références bibliographiques

- [13]: “Projet pilote de captage et de stockage géologique de CO2 dans le bassin de Lacq”, Total S.A. (2007).
- [14]: “Techno-Economic models for Carbon Dioxide Compression, Transport, and Storage” David L. McCollum, Joan M. Ogden (2006).
- [15]: “CO2 Transportation System” Skovholt. O, (1993).
- [16]: “Conceptual Design of Optimized Fossil Energy Systems with Capture and Sequestration of Carbon Dioxide” Ogden, J, C.Yang, N. Johnson, (2004).
- [17]: “Costs and Indices for Domestic Oil and Gas Field Equipment and Production Operations” Energy Information Administration (2005).
- [18]: “Combining geothermal energy with CO2 storage Feasibility study of low temperature geothermal electricity production using carbon dioxide as working and storage fluid”, D.H.M. Janse (2010).
- [19]: <http://www.insalahco2.com>. Visité le 20/04/2012 à 12 :50
- [20]: “International Electricity & Natural Gas Report & Cost Survey ” International Electricity & Natural Gas Survey & Cost Comparison (2009)
- [21]: “Construction and Rehabilitation Costs for Buried Pipe with a Focus on Trenchless Technologies” Zhao, J.Q and Rajani, B, (2002).

Code Matlab

CO₂ Géothermie.m :

```

clear all; clc
%General
counter=1; %counter to show percentage of
calculation, reset at use
Tge=50; %temperature gradient in (K/km)
hs=100; %calculation steps (meter/step)
Ti=296;%temperature after condensor (K)
h=3000; %well heighth (m)
Pi=64; %pressure after condensor (bar)

% Wells
Rt=0.1778; %diameter of the well (m)(7")

% Turbine
effi=0.1; %turbine efficiency
%Pvalve=115; %pressure at valve before turbine
(bar)
Runfact=7750; %runtime in (hr/yr)
Lifetime=50; %of the system (yr)

% Reservoir
resheight=100; %height of the reservoir (m)
poro=0.15; %porosity of the reservoir
CProck=2.2; %heat capacity of Rock (kJ/kg/K)
Wellspacing=1000; %Initial Wellspacing
%Wellspacing=round(sqrt(L^2/2)/hs)*hs; %initial
Wellspacing
perm=1.5*10^-13; %permeability
RatioBN=1; %Gross-net ratio
rhoROCK=2800; %density of the rock

%% Setting initial values
T=Ti;
P=Pi;
Geoconstants
CO2properties
resultSTEP=0;
ForVAR=1;
Perror=0;
P=Pi; %set initial pressure
PstartINJ=P
T=Ti; %set initial temperature
CO2properties %Calculate CO2 properties
for Qm=80
    Qm=Qm
%% injection well
P=Pi;
PstartINJ=P
T=Ti;
CO2properties

% H0
% HC
% pause
HxINJ=HCmol;
SstartINJ=Smol;
HstartINJ=HCmol
RstartINJ=rho2
TstartINJ=T
for ForINJ=1:hs:h

```

ANNEXE

```

    ForINJ;
    CO2properties
    flowrateINJ=Qm/rho2;
    v=4*flowrateINJ/(pi*Rt^2);
    P=P+(rho2*9.81-0.014*rho2*v^2/(2*Rt))*hs*10^-5;
    CO2properties
    TxINJ=0; %Isenthalpic temperature change
    while TxINJ==0
        T=T+0.1;
        CO2properties

        if HCmol>HxINJ;
            TxINJ=1;
        end
        rho2st(ForINJ)=rho2;
    Tst(ForINJ)=T;
    Pst(ForINJ)=P;
    resultSTEP=resultSTEP+1;
    end
end
PendINJ=P
TendINJ=T
HendINJ=HCmol
RendINJ=rho2
SendINJ=Smol;
fprintf('Finished: injection well\n')
%% reservoir
flowrate=Qm/rho2;
wellspacing %Calculate the required well spacing
deltaP=(flowrate*Muxx/(2*pi*perm*resheight*RatioBN)
*log(Wellspacing/(Rt/2))...
)/10^5; %Pressure difference in the reservoir
PendRES=PendINJ-deltaP
PstartREC=PendRES;
P=PstartREC;
T=305+Tge*h/1000; %Set reservoir temperature
TendRES=T
CO2properties

```

```

HendRES=HCmol
RendRES=rho2
fprintf('Finished: reservoir\n')
%% recovery well
P=PstartREC;
PstartREC=PendRES
TstartREC=T
CO2properties
SstartREC=Smol;
HstartREC=HCmol
RstartREC=rho2
HxREC=HCmol;

% calculate the properties of CO2 in the recovery
well
for ForREC=1:hs:h
    CO2properties
    flowrateREC=Qm/rho2;
    v=4*flowrateREC/(pi*Rt^2);
    TstartREC;
    P=P-(rho2*9.81+0.014*rho2*v^2/(2*Rt))*hs*10^-5;
    CO2properties
    TxREC=0;%Isenthalpic temperature change
    while TxREC==0
        T=T-0.1;
        CO2properties
        if HCmol<HxREC;
            TxREC=1;
        end
        rho2st(h+ForREC)=rho2;
    Tst(h+ForREC)=T;
    Pst(h+ForREC)=P;
    resultSTEP=resultSTEP+1;
    end

    resultSTEP=resultSTEP+1;
    % variableWRITE
end

```

ANNEXE

```

PendREC=P
TendREC=T
SendREC=Smol;
HendREC=HCmol
RendREC=rho2
H1=HCmol
S1=Smol;
fprintf('Finished: recovery well\n')
%% turbine
P=PendREC;
T=TendREC;
CO2properties;
Sx=Smol;
Hx=HCmol;
cnt=0;
for Cyc=1:2 %number of turbine steps
xx=0;

cntx=0;
while xx==0 %isentropic expansion

xxxx=0;
if Cyc>1
while xxxx==0 %Apply turbine efficiency
T=T+0.001;
CO2properties
if HCmol>H1-(H1-H2)*effi
xxxx=1;
T=T-0.001;
end
end
end

P=P-0.2;
% fprintf('P= %g',P);

% fprintf('; T= %g',T);
% fprintf('; H= %g',HCmol);
% fprintf('; S= %g\n',Smol);
cnt=cnt+1;
Ans(cnt,1)=P;
Ans(cnt,2)=T;
Ans(cnt,3)=HCmol;
Ans(cnt,4)=Smol;
xxx=0;
Hx(cnt,1)=HCmol;
while xxx==0 %calculate isentropic temperature
T=T-0.01;
CO2properties;
if Smol<Sx
xxx=1;
T=T+0.01;
CO2properties;
end
end
Hx(cnt,2)=HCmol;

if Hx(cnt,2)>Hx(cnt,1);
cntx=cntx+1;
if cntx==6;
xx=1;
P=Ans(cnt-5,1);
T=Ans(cnt-5,2);
end
else
cntx=0;
end

%end conditions for the turbine
if abs(Hx(cnt,2)/Hx(cnt,1))>1.3;
xx=1;

```

ANNEXE

```

end
if abs(Hx(cnt,2)/Hx(cnt,1))<0.7;
    xx=1;
end
if Hx(cnt,2)>Hx(cnt,1)+0.25;
    xx=1;
end
if P<64;
    xx=1;
end
if T<Tc
    if P>Pc
        xx=1;
    end
end
end
end
P=P+0.2;
CO2properties;
H2=min(Hx(:,2));
end

```

```

PendTUR=P
SendTUR=Smol;
HendTUR=HCmol
TendTUR=T
RendTUR=rho2
fprintf('Finished: turbine\n')
CO2properties
S2=Smol;

```

```

Hverschil=(H1-H2)*effi;
%% condensor
T=298;
Ti=T;
if P<64; Pi=64;

```

```

end
fprintf('Finished: condensor\n')

%% finishing
Perror(Qm)=PendTUR-PstartINJ;
fprintf('Pressure difference between turbine and
injection wellinlet:%g\n',...
    Perror)
MWth(Qm)=Qm*(HendRES-HendINJ)/0.04001/1000;
MWe(Qm)=Qm*Hverschil/0.04401/1000;
counter=counter+1
if abs(Perror(Qm))>2
disp('Please stop the calcul')
% pause
end

end

```

1- Visco (calcul de la viscosité)

```

TR=T*1.8+32+459.67;
T0=527.67;
MUX0=0.0148;
CC=240;
pp=0.555*T0+CC;
bbb=0.555*TR+CC;
Mu=MUX0*(pp/bbb)*(TR/T0)^(3/2);
Muxx=Mu/1000;
T;
disp('Please stop the calcul')
% pause
end

```

2- CO₂ Properties.m

```

%calling visco
% visco

```

ANNEXE

```

Tableau;
%loading constants
GeoConstants;
% T=input('enter the temperature value:')
% P=input('enter the pressure value:')
fff=0; %resetting while loop condition
Vr=1; %setting initial reduced volume
while fff==0
    if Vr>10^4; % boundary condition to make sure
Vr doesnt get too high
        Vr=1;
    end
    if Vr<-10^4; % boundary condition to make sure
Vr doesnt get too low
        Vr=-1;
    end
%calculating reduced pressure using set or
previously calcatd
%reduced volume

Pr2=(1+B/Vr+C/Vr^2+D/Vr^4+E/Vr^5+F/Vr^2*(b(14)+(b(1
5)/Vr^2))*exp(-b(15)/...
    Vr^2))/Vr*Tr;

Zd=(1+B/Vr+C/Vr^2+D/Vr^4+E/Vr^5+F/Vr^2*(b(14)+(b(15
)/Vr^2))*exp(-b(15)/Vr^...
    2));

%comparing calculated and defined reduced
pressure
CalcVr=round(Pr*1000)/round(abs(Pr2)*1000);
%changing of reduced volume based on above
comparison
if CalcVr<1
    Vr=Vr*1.001;
elseif CalcVr>1;
    Vr=Vr*0.999;
else

```

```

        fff=1; %ending the while loop when correct
reduced volume is found
    end
end

Vc=R/100*Tc/Pc; %critical volume calculation
Vmol=Vr*Vc/1000; %molar volume calculation
rho2=1/Vmol*0.04401; %density calculation (kg/m3)
rho=rho2/0.044001/10^6; %density calculation
(mol/cm3)

pitzer %Calculating the enthalpy with the current
properties
HCmolx=HCmol;
if HCmol<1 %comparing whether the enthalpy is above
or below the
    %critical point
    rho2=501;
end

if rho2>500; %comparing whether or not the density
is high
    %enough for change in EOS
% Calculate rho using Sterner for liquid
rho3=1; %initial value for the iteraion
P1=(rho3+a1.*rho3.^2-
rho3.^2.*(a3+2.*a4.*rho3+3.*a5.*rho3.^2+4.*...
a6.*rho3.^3))/(a2+a3...

.*rho3+a4.*rho3.^2+a5.*rho3.^3+a6.*rho3.^4).^2+a7.*
rho3.^2.*exp...
(-a8.*rho3)+a9.*rho3.^2.*exp(-
a10.*rho3)).*R.*T.*10;
f=0; %reset while loop value
while f==0;
    if round(P1.*100)<round(P.*100);

```

ANNEXE

```

        % If pressure1 is too low, density
should be higher
        rho3=rho3.*1.001;
        P1=(rho3+a1.*rho3.^2-
rho3.^2.*(a3+2.*a4.*rho3+3.*a5.*...
rho3.^2+4.*a6.*rho3.^3)./(a2+a3.*rho3+a4.*rho3.^2+.
..
a5.*rho3.^3+a6.*rho3.^4).^2+a7.*rho3.^2.*exp(-
a8.*...
        rho3)+a9.*rho3.^2.*exp(-
a10.*rho3)).*R.*T.*10;
        else
        if round(P1*100)>round(P*100);
        % If pressure1 is too high, density
should be lower
        rho3=rho3.*0.9999;
        P1=(rho3+a1.*rho3.^2-
rho3.^2.*(a3+2.*a4.*rho3+3.*a5.*...
rho3.^2+4.*a6.*rho3.^3)./(a2+a3.*rho3+a4.*rho3.^2+.
..
a5.*rho3.^3+a6.*rho3.^4).^2+a7.*rho3.^2.*exp(-
a8.*...
        rho3)+a9.*rho3.^2.*exp(-
a10.*rho3)).*R.*T.*10;
        else
        f=1; % If pressure is good, end the
while loop
        end
        end
end
rho=rho3; %enter the value calculated with Sterner
EOS as density

```

```

% displaying rho, density
rho2=rho*0.044001*10^6;
end %end if for gas/liquid

%calculating specific enthalpy, entropy, fugacity
and compressibility
%factor
pitzer

% calculating V, volume
V=Z*R*T/P*10; %cc/mol
% Vr=V*Pc/R/Tc/10;
V=V/1000000;

% Internal energy
Umol=HCmol-P*V*100;

%defining the physical state of the CO2
if P<Pc
    if HCmol>-7
        State=('Superheated gas');
    else
        State=('Subcooled liquid');
    end
elseif P>Pc
    if T>Tc
        State=('Supercritical');
    else
        State=('Subcooled liquid');
    end
end

3- Geoconstants.m

Tc=304.1282; %Critical temperature
Pc=73.773; %Critical pressure

```

ANNEXE

```

PcR=Pc; %Critical pressure reference
TcR=Tc; %Critical temperature reference
VcR=4.3071e-3; %Critical volume reference
TrR=T/TcR; %Reduced temperature reference
PrR=P/PcR; %Reduced pressure reference
Tr=T/Tc; %Reduced temperature
Pr=P/Pc; %Reduced pressure
R=8.314472; %Gas constant
Rduan=R/100; %Gas constant in Duan EOS units
Omg0=0.22394; %Acentric factor CO2
OmgH=0.3978; %Acentric factor n-octane reference
boltz=1.381e-23; %Boltzman constant
planck=6.626e-34; %Planck constant

% Coefficients for equations of state
% Sterner EOS
c=[0 0 1.8261340e6 7.9224365e1 0 0; ...
0 0 0 6.6560660e-5 5.7152798e-6 3.0222363e-10; ...
0 0 0 5.9957845e-3 7.1669631e-5 6.2416103e-9; ...
0 0 -1.3270279 -1.5210731e-1 5.3654244e-4 -
7.1115142e-8;
...
0 0 1.2456776e-1 4.9045367 9.8220560e-3 5.5962121e-
6; ...
0 0 0 7.5522299e-1 0 0; ...
-3.9344644e11 9.0918237e7 4.2776716e5 -2.2347856e1
0 0; ...
0 0 4.0282608e2 1.1971627e2 0 0; ...
0 2.2995650e7 -7.8971817e4 -6.3376456e1 0 0; ...
0 0 9.5029765e4 1.8038071e1 0 0];
% Tm=[T^-4; T^-2; T^-1; 1; T; T^2];
% a=c*Tm;

% Sterner EOS for function only
a1=1.8261340e6.*T.^-1+7.9224365e1;
a2=6.6560660e-5+5.7152798e-6.*T+3.0222363e-
10.*T.^2;
a3=5.9957845e-3+7.1669631e-5.*T+6.2416103e-9.*T.^2;

```

```

a4=-1.3270279.*T.^-1-1.5210731e-1+5.3654244e-4.*T-
7.1115142e-8.*T.^2;
a5=1.2456776e-1.*T.^-1+4.9045367+9.8220560e-
3.*T+5.5962121e-6.*T.^2;
a6=7.5522299e-1;
a7=-3.9344644e11.*T.^-4+9.0918237e7.*T.^-
2+4.2776716e5.*T.^-1-2.2347856e1;
a8=4.0282608e2.*T.^-1+1.1971627e2;
a9=2.2995650e7.*T.^-2-7.8971817e4.*T.^-1-
6.3376456e1;
a10=9.5029765e4.*T.^-1+1.8038071e1;

% Duan EOS
b=[8.99288497e-2; ...
-4.94783127e-1; ...
4.77922245e-2; ...
1.03808883e-2; ...
-2.8251686e-2; ...
9.49887563e-2; ...
5.20600880e-4; ...
-2.93540971e-4; ...
-1.77265112e-3; ...
-2.51101973e-5; ...
8.93353441e-5; ...
7.88998563e-5; ...
-1.66727022e-2; ...
1.39800000; ...
2.96000000e-2];
B=b(1)+b(2)/Tr^2+b(3)/Tr^3;
C=b(4)+b(5)/Tr^2+b(6)/Tr^3;
D=b(7)+b(8)/Tr^2+b(9)/Tr^3;
E=b(10)+b(11)/Tr^2+b(12)/Tr^3;
F=b(13)/Tr^3;

% % Coefficients for Sonová viscosity equation
% AA=[0.248566120 0.004894942; ...
% -0.373300660 1.22753488; ...
% 0.363854523 -0.774229021; ...

```


ANNEXE

```

% -0.0639070755 0.142507049];

% data for Pitzer calculation for Enthalpy/Entropy
% Data for CO2
aa=[0.1181193;...
0.265728;...
0.154790;...
0.030323;...
0.0236744;...
0.0186984;...
0;...
0.042724;...
0.155488e-4;...
0.623689e-4;...
0.65392;...
0.060167];

% Date for n-octane reference
bb=[0.2026579;...
0.331511;...
0.027655;...
0.203488;...
0.0313385;...
0.0503618;...
0.016901;...
0.041577;...
0.48736e-4;...
0.0740336e-4;...
1.226;...
0.03754];

% data for ideal enthalpy/entropy calculation
aaa=[11.11374 0.479107 0.762156e-3 -0.35936e-6
0.084744e-9 -0.05775e-13];

```

4- Pitzer.m

```

Vr=1000; % Initial value for reduced volume
%Calculate reduced pressure
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/Tr^...
3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(a
a(11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;
f=0; % Reset while loop value
while f==0
Px=round(Pr*100)/round(abs(Prx)*100); %comparison
between actual reduced pressure and calculated
reduced pressure
if Prx<0
Vr=Vr*0.9; %If calculated reduced pressure is too
low, Vr is reduced
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/Tr^...
3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(a
a(11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;
elseif Px>5
Vr=Vr*0.9;
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/Tr...
^3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(
aa(11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;
elseif Px>2
Vr=Vr*0.99;
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/...
Tr^3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)
*(aa(11)+aa(12)/Vr...
^2)*exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;

```

ANNEXE

```

elseif Px>1
Vr=Vr*0.999;
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/Tr...
^3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(
aa(11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;
elseif Px==1 %If calculated reduced pressure is
good, loop is ended
f=1;
elseif Px<1
Vr=Vr*1.001; %If calculated reduced pressure is too
high, Vr is increased
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/Tr...
^3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(
aa(11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;
elseif Px>0.01; Vr=Vr*1.01;
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/Tr...
^3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(
aa(11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;
else
Vr=Vr*1.1;
Prx=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)- aa(6)/Tr+aa(7)/Tr...
^3)/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(
aa(11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2))*Tr/Vr;
end
end

```

```

%calculate the compressibility factor for the
simple fluid(CO2)
Z0=Pr*Vr/Tr;
Z0=(1+(aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-
aa(4)/Tr^3)/Vr+(aa(5)-aa(6)/Tr+aa(7)/Tr^3)...
/Vr^2+(aa(9)+aa(10)/Tr)/Vr^5+aa(8)/(Tr^3*Vr^2)*(aa(
11)+aa(12)/Vr^2)*...
exp(-aa(12)/Vr^2));
%Calculate the simple fluid part for the enthalpy
calculation
Hx0=-Tr*(Z0-1-
(aa(2)+(2*aa(3)/Tr)+(3*aa(4)/Tr^2))/(Tr*Vr)-
(aa(6)-3*aa(7)/...
Tr)/(2*Tr*Vr^2)+aa(10)/(5*Tr*Vr^5)+3*aa(8)/(2*Tr^3*
aa(12))*(aa(11)+1-...
(aa(11)+1+aa(12)/Vr^2)*exp(-aa(12)/Vr^2)));
Vr1=Vr;%save the calculated reduced volume

%% Calculation of VrR for heavy reference fluid
VrR=Vr1; %Continue with the iterations
PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...
bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
(bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
count=1;
while f==1
if VrR>999999; %Boundary for maximum reduced volume
VrR=1;
end
Px=round(PrR*100)-round(PrRx*100);
if PrRx<0
VrR=VrR*0.9;%If calculated reduced pressure is too
low, Vr is reduced

```

ANNEXE

```

PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
    (bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
elseif Px>5
VrR=VrR*0.9;
PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
    (bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
elseif Px>2
VrR=VrR*0.99;
PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)-bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
    (bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
elseif Px>1
VrR=VrR*0.999;
PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
    (bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
elseif Px==1 %If calculated reduced pressure is
good, loop is ended
f=2;
elseif Px<1

```

```

VrR=VrR*1.001; %If calculated reduced pressure is
too high, Vr is increased
PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
    (bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
elseif Px>0.01;
VrR=VrR*1.01;
PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
    (bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
else
VrR=VrR*1.1;
PrRx=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
    (bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2))*TrR/VrR;
end
end
%calculate the compressibility factor for the
reference fluid(n-octane)
Zh=(Zd-Z0)/(Omg0/OmgH)+Z0;
Zl=(Zd-Z0)/Omg0;

%recalculte the compressibility factor for the
reference fluid as
%validation

```

ANNEXE

```

Zh2=(1+(bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-
bb(4)/TrR^3)/VrR+(bb(5)- bb(6)/TrR+...

bb(7)/TrR^3)/VrR^2+(bb(9)+bb(10)/TrR)/VrR^5+bb(8)/(
TrR^3*VrR^2)*...
(bb(11)+bb(12)/VrR^2)*exp(-bb(12)/VrR^2));
Zh=Zh2;
%Calculate the reference fluid part for the
enthalpy calculation
Hxh=-TrR*(Zh-1-
(bb(2)+(2*bb(3)/TrR)+(3*bb(4)/TrR^2))/(TrR*VrR)-
(bb(6)-3*...

bb(7)/TrR)/(2*TrR*VrR^2)+bb(10)/(5*TrR*VrR^5)+3*bb(
8)/(2*TrR^3*bb(12))*...
(bb(11)+1-(bb(11)+1+bb(12)/VrR^2)*exp(-
bb(12)/VrR^2)));
Vr2=VrR;

%% Pressure effect on enthalpy
HxC=(Hx0+Omg0/Omgh*(Hxh-Hx0));
H0=aaa(1)+aaa(2)*T+aaa(3)*T^2+aaa(4)*T^3+aaa(5)*T^4
+aaa(6)*T^5;
% enthalpy ideal gas (kj/kg)
H0mol=H0*0.04401; % enthalpy ideal gas (kj/mol)
HC=H0-R*Tc/44.01*HxC; % enthalpy real gas (kj/kg)
HCmol=HC*0.04401; % enthalpy real gas (kj/mol)

%% fugacity coefficient

% Fugacity coefficient carbon dioxide part
pB=aa(1)-aa(2)/Tr-aa(3)/Tr^2-aa(4)/Tr^3;
pC=aa(5)-aa(6)/Tr+aa(7)/Tr^3;
pD=aa(9)+aa(10)/Tr;
pE=(aa(8)/(2*Tr^3*aa(12)))*(aa(11)+1-
(aa(11)+1+(aa(12)/Vr^2))*exp(-aa(12)/...
Vr^2));

```

```

lnPhi0=Z0-1-
log(Z0)+pB/Vr+pC/(2*Vr^2)+pD/(5*Vr^5)+pE;

% Fugacity coefficient reference fluid part
pBR=bb(1)-bb(2)/TrR-bb(3)/TrR^2-bb(4)/TrR^3;
pCR=bb(5)-bb(6)/TrR+bb(7)/TrR^3;
pDR=bb(9)+bb(10)/TrR;
pER=(bb(8)/(2*TrR^3*bb(12)))*(bb(11)+1-
(bb(11)+1+(bb(12)/VrR^2))*exp(-...
bb(12)/VrR^2));
lnPhih=Zh-1-
log(Zh)+pBR/VrR+pCR/(2*VrR^2)+pDR/(5*VrR^5)+pER;

% Fugacity coefficient calculation
lnPhiX=lnPhi0+Omg0/Omgh*(lnPhih-lnPhi0); % fugacity
lnPhi=exp(lnPhiX); % fugacity coefficient

%% entropy calculation
SxC=HxC*Tc/T+lnPhiX+log(P*10^2);

%entropy calculation for an ideal gas
S0=((aaa(2)*log(T)+2*aaa(3)*T+3/2*aaa(4)*T^2+4/3*aa
a(5)*T^3+5/4*aaa(6)*...
T^4)-
(aaa(2)*log(298)+2*aaa(3)*298+3/2*aaa(4)*298^2+4/3*
aaa(5)*298^3+...
5/4*aaa(6)*298^4))*44.01+213.74;

% entropy
S=S0/44.01-(R/44.01)*SxC; Smol=S*0.04401;
% write compressibility factor and fugacity
coefficient
Z=Z0; phi=lnPhi; fug=log(phi*P*10^5);

5- Well spacing m

P=PendINJ;

```

ANNEXE

```
T=TendINJ;
% TABLEinterp;
% Cp=1.3706;
% CCP;
Cp=44.2+8.79e-2*T-8.62e5*T^-2;
Cp=Cp*0.0227;
Retardation=1+(((1-poro)*Cp)/(poro*CProck));
%retardation factor
WHILEflowrate=1;
% flowmaxcalc
P=PendINJ;
T=TendINJ;
% TABLEinterp;
Wellspacing=sqrt((Lifetime*Runfact*flowrate*3600*3)
/(pi*resheight*Retardation*poro)); %Apply well
spacing equation
```