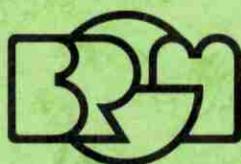


BUREAU DE RECHERCHES  
GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES  
B.R.G.M.

AGENCE FRANÇAISE  
POUR LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE  
A.F.M.E.

**CONFIDENTIEL**

# ACTIVATION DE PUIITS GÉOTHERMIQUES PAR GAS-LIFT CONTINU



INSTITUT MIXTE DE RECHERCHES GÉOTHERMIQUES

SERVICE GÉOLOGIQUE NATIONAL

Rapport du B.R.G.M.

**84 SGN 195 IRG**

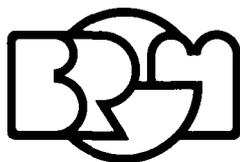
**BUREAU DE RECHERCHES  
GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES  
B.R.G.M.  
B.P. 6009  
45060 ORLÉANS**

**AGENCE FRANÇAISE  
POUR LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE  
A.F.M.E.  
27, Rue Louis-Vicat  
75737 PARIS**

# **ACTIVATION DE PUIITS GÉOTHERMIQUES PAR GAS-LIFT CONTINU**

par

**J.L. HONEGGER**



**INSTITUT MIXTE DE RECHERCHES GÉOTHERMIQUES**

**SERVICE GÉOLOGIQUE NATIONAL**

**B.P. 6009 - 45060 Orléans Cedex - Tél.: (38) 63.80.01**

Rapport du B.R.G.M.

**84 SGN 195 IRG**

Jun 1984

# S O M M A I R E

---

RESUME

INTRODUCTION .....	1
1 - GENERALITES .....	2
1.1 - CONDITIONS D'ERUPTIVITE D'UN PUIS .....	2
1.2 - MATERIEL ET OPERATION DE GAS-LIFT .....	3
1.3 - AVANTAGES DU GAS-LIFT .....	3
2 - GAS-LIFT RECYCLE .....	4
2.1 - DESCRIPTION .....	4
2.2 - PROFONDEUR .....	6
2.3 - FONCTIONNEMENT .....	7
3 - ETUDE DE FAISABILITE DEJA REALISEE : AIR LIFT CONTINU .....	7
3.1 - CONDITION DE FONCTIONNEMENT .....	7
3.2 - ASPECT ECONOMIQUE .....	8
3.3 - CRITIQUE DU PROCEDE .....	9
4 - REALISATION PILOTE : "EQUILIBRIUM FLASH PRODUCTION SYSTEM" (E.F.P) .....	9
5 - APPLICATION AU PUIS GMY2 DE MELLERAY .....	11
5.1 - CALCUL DES PARAMETRES DE GAS-LIFT .....	11
5.2 - COMPARAISON DES CALCULS AVEC LES ESSAIS D'AIR LIFT DISPONIBLES .....	13
5.3 - CRITERES DE CHOIX .....	14
6 - ANALYSE ECONOMIQUE .....	16
CONCLUSION .....	19

## RESUME

L'activation de puits géothermiques en continu par effet "gas-lift" est envisagée d'un point de vue technique et économique.

La fiabilité du procédé, sa souplesse d'utilisation et de maintenance ainsi que le temps de retour des investissements mettent en concurrence ce gas-lift continu avec l'exploitation classique par pompe électrique immergée.

## INTRODUCTION

Pour éviter les problèmes liés à l'utilisation de pompes immergées en milieu géothermique basse température (chambres de pompage, pannes, maintenance etc...), il peut être intéressant d'envisager un autre procédé d'activation qui ne présente pas ces inconvénients : le gas-lift continu. Dans ce cas on utilise un principe connu mais en l'optimisant au plan énergétique. Des quantités déterminées de gaz sous pression sont injectées dans le puits. Les bulles entraînent un allègement de la colonne de fluide qui abaisse les pertes de charge gravitaires et permet d'augmenter la pression de sortie et/ou le débit d'exhaure d'un puits. Le procédé est déjà employé en géothermie au moment des essais de production d'un puits. Ce système d'activation, comme le recours aux pompes hydrauliques immergées, permet d'exploiter des débits importants.

## I - GENERALITES

### 1.1. - CONDITION D'ERUPTIVITE D'UN PUIITS

Un puits est éruptif si sa pression de fond (Pf) en production est inférieure à la pression de gisement (Pg). Il aura un débit d'autant plus important que la différence (Pg - Pf) est grande.

Deux autres paramètres sont fondamentaux :

- la perte de charge dans le tubing, qui est la somme des pertes de charges gravitaires, de frottement et d'accélération des fluides (Pc),
- la pression en tête de puits nécessaire au fonctionnement de l'installation (Ps).

$$Pf = Pc + Ps$$

Le puits étant éruptif, on fera décroître Pf en diminuant Ps par ouverture des vannes en tête de puits (la variation de Pc variant peu pour une production ± stabilisée).

Quand Ps aura atteint sa valeur minimale (ex : point de bulle du fluide géothermal, ou perte de charge de l'installation en surface...), on doit faire appel à des méthodes de production artificielles pour diminuer Pc et donc Pf jusqu'à la valeur nécessaire pour amener le débit à la quantité voulue. Pour ce faire ce sont les pertes de charges gravitaires que l'on va diminuer

Les pertes gravitaires étant proportionnelles à  $\rho h$

$\rho$  : masse volumique du fluide

h : hauteur du puits

L'activation par pompage revient virtuellement à diminuer la hauteur h tandis que le gas-lift réduit la masse volumique équivalente du fluide.

## 1.2 - MATERIEL ET OPERATION DE GAS-LIFT

Deux procédés sont envisageables :

### Gas-lift direct :

L'injection du gaz sous pression s'effectue par l'annulaire tubing/casing ; le puits produisant le mélange diphasique dans le tubing, le diamètre de celui-ci doit être maximum, pour limiter les pertes de charge par frottement. Ce procédé permet au casing de ne pas se trouver au contact de la saumure.

### Gas-lift inverse :

Sa dénomination provient du fait qu'il est plus rarement employé dans le milieu pétrolier. L'injection du gaz sous pression s'effectue par le tubing et la remontée diphasique par l'annulaire.

Le tubing d'injection étant de faible diamètre (40-60 mm) les pertes de charges dans le milieu diphasique ainsi que la compression du gaz en tête seront légèrement plus faibles que dans le système direct. Quel que soit le procédé choisi il demandera un matériel identique en surface.

### Matériel de surface :

Le gas-lift envisagé, contrairement à l'air-lift pratiqué au cours des essais de production en géothermie, nécessite un recyclage du gaz moteur. Dans une installation de géothermie utilisant ce principe nous avons donc en surface :

- Un séparateur saumure/gaz de travail,
- Une unité de traitement du gaz (séchage),
- Un compresseur à gaz,
- Une installation classique : d'échangeur, de pompe de réinjection et de canalisations.

## 1.3 - AVANTAGES DU GAS-LIFT

Le principal intérêt de ce type d'activation en géothermie est la simplicité du matériel situé dans le puits (plus de turbomachine et moteur électrique en contact avec la saumure. (Fig. 1)

Nous envisageons ci-après le cas du gas-lift inverse pour des raisons de prix de revient de l'installation. Le gas-lift direct reste néanmoins possible si l'on souhaite protéger le casing de la corrosion due au fluide géothermal sur la hauteur de la colonne de gas-lift.

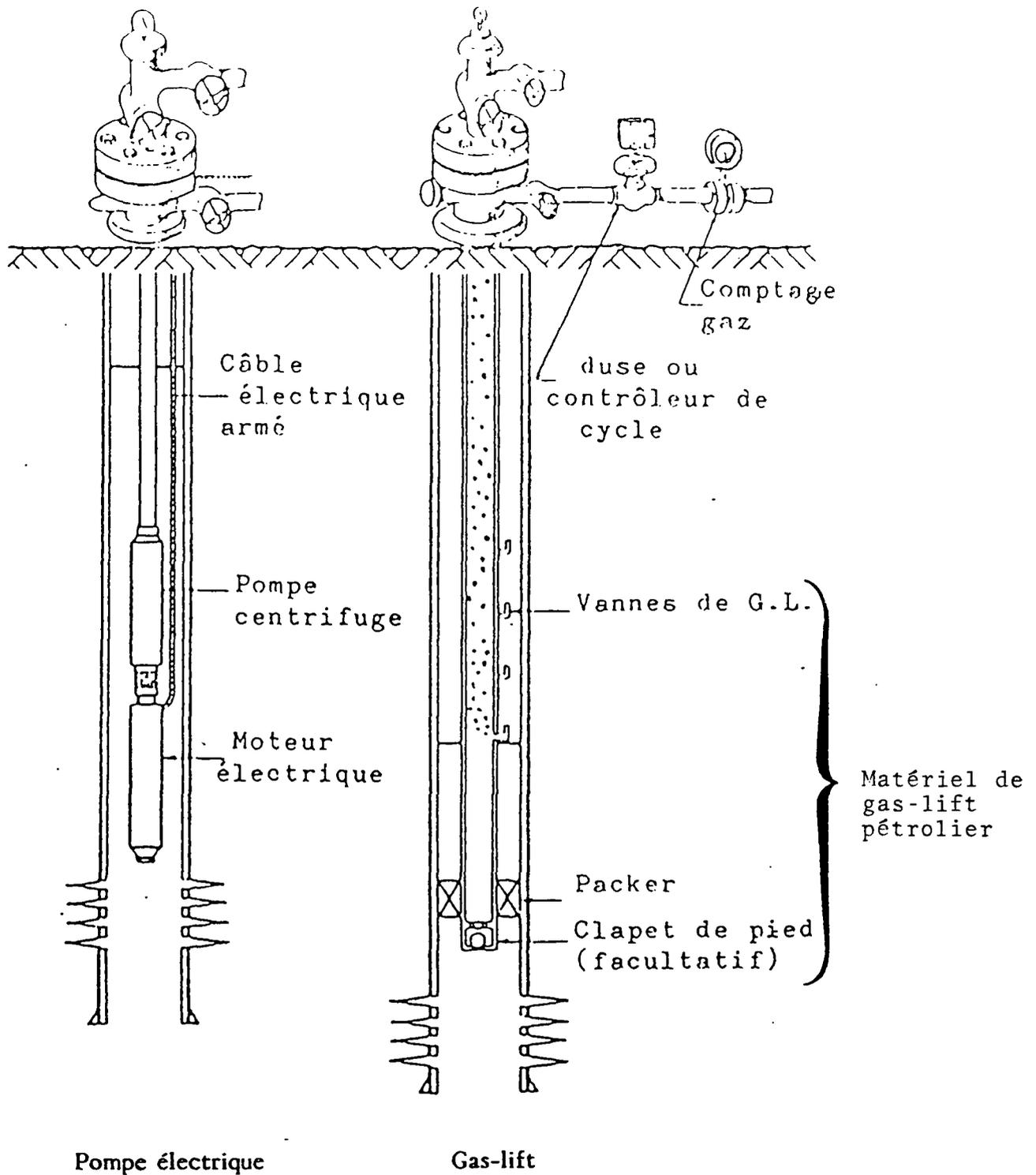


FIG. 1 - COMPARAISON DU MATERIEL SITUE DANS LE PUIT

Le matériel de gas-lift envisagé en géothermie ne comprend qu'un tubing dont la partie inférieure comporte de nombreuses perforations (sur 1 ou 2 m) et quelques centreurs permettant au tubing d'injection de ne pas heurter le casing.

La viscosité importante des fluides pétroliers nécessite l'injection du gaz à plusieurs niveaux par des vannes automatiques réglant à la fois les pressions et les débits d'injection.

Dans le système envisagé l'injection peut se faire sur une profondeur très limitée grâce à des perforations du tubing.

- La souplesse d'utilisation du gas-lift permet d'adapter la production du puits aux besoins en surface par une légère variation des débits et donc de la pression du gaz injecté.
- Le procédé permet d'actionner des puits présentant déjà une phase gazeuse (sursaturation en  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  ...), ainsi que des phases cristallines (oxydes, carbonates, sable).
- Outre de sérieuses promesses de fiabilité, le procédé a le double avantage d'éviter une chambre de pompage importante (réduction des coûts de forage) et de réaliser de sérieuses économies lors des essais de production puisque le matériel d'essais et d'exploitation est le même.

## 2 - GAS-LIFT RECYCLE

### 2.1 - DESCRIPTION

La pression nécessaire en tête de puits géothermique est plus imposée par les caractéristiques physico-chimiques (point de bulle) du fluide que par l'installation de surface (perte de charge de l'échangeur des canalisations ...). Les dépôts ainsi que les problèmes de cavitation des pompes étant liés au dégazage du fluide, il est nécessaire de maintenir celui-ci à une pression supérieure à son point de bulle.

Par rapport à l'air-lift (traditionnellement utilisé lors de la plupart des essais de production), l'utilisation d'un circuit de gas-lift (suivi d'un recyclage du gaz), présente deux avantages principaux :

a) le fluide moteur peut être choisi en fonction de la composition de la saumure. Pour minimiser les pertes de gaz de travail, on peut utiliser le gaz dissous le plus proche de la saturation. Ainsi le dioxyde de carbone sera choisi comme fluide de travail pour les ressources carbogazeuses (production type Dogger). Le maintien de sa pression partielle au niveau requis éliminant les problèmes de dépôts des carbonates. L'azote ou le méthane peuvent être envisagés dans certains cas encore que la présence d'hydrocarbures chauds et sous pression en tête de puits soit contraignante.

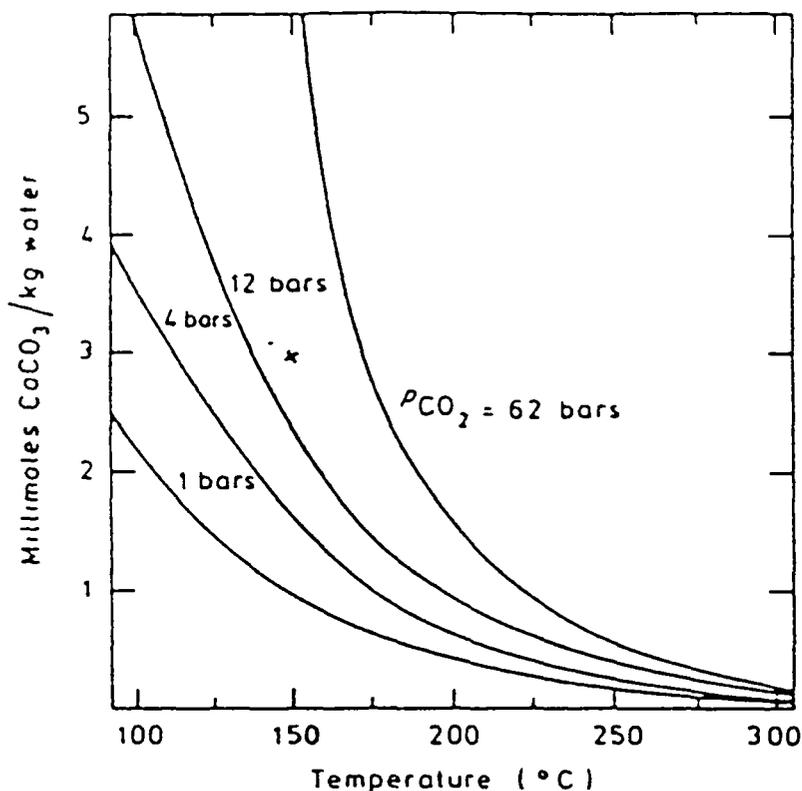


FIG. 2 - COURBE DE SATURATION DE LA CALCITE EN FONCTION DE LA TEMPERATURE ET DE LA PRESSION PARTIELLE EN CO<sub>2</sub>

b) La pression d'aspiration du compresseur utilisé pour l'injection du gaz est égale à celle du séparateur par principe et non pas à la pression atmosphérique comme dans le cas de l'air-lift. Ceci permet de limiter fortement le travail fourni par le compresseur.

Dans le cas de saumures carbogazeuses, la séparation du fluide de travail et de la saumure géothermale doit s'effectuer sous une pression suffisamment élevée pour éviter des dépôts non seulement à ce niveau mais également en aval. De cette contrainte résulte une profondeur d'injection de gaz suffisamment grande pour équilibrer une pression en tête de puits qui doit rester de l'ordre de 10 bars pour l'aquifère du Dogger.

Le maintien de cette pression élevée n'induit pas de perte d'énergie dans la mesure où le travail de la pompe de réinjection est réduit d'autant. De plus, la séparation en tête de puits évite la formation d'un écoulement diphasique pénalisant pour cette pompe et présentant des risques à la réinjection.

## **2.2 - PROFONDEUR ET DEBIT D'INJECTION DU GAZ**

Les paramètres principaux à déterminer sont la profondeur et le débit optimaux d'injection du gaz moteur correspondant à un puits donné. Ce calcul, classique en milieu pétrolier (de nombreux puits sont équipés en gas-lift continu ou intermittent) s'effectue grâce à des abaques de même type que ceux de la figure 3. On déduit la profondeur du ou des points d'injection ainsi que leurs débits en recoupant des courbes de gradient de pression. L'établissement de ces courbes est complexe du fait de la compressibilité du fluide diphasique, ce qui entraîne une variation du gradient de pression tout au long de la zone de gas-lift.

Ces abaques sont adaptés aux problèmes pétroliers : production de quantités très variables de fluides complexes (mélanges pétrole, eau, gaz ..., de 1 à 100 m<sup>3</sup>/h) dans des tubings de production de petits diamètres. (FIG. 3)

Les caractéristiques de production en géothermie sont très différentes ce qui impose des calculs de gradient diphasique, spécifiques.

Les données numériques qui caractérisent le réservoir (pression statique, porosité, perméabilité, hauteur productrice, viscosité du fluide) ainsi que celles du puits (profondeur, diamètre du casing...) permettent d'évaluer de manière théorique des gradients de pression "naturels" pour un débit que l'on se fixe a priori. Dans certains cas les gradients calculés sont fictifs, le puits ne pouvant physiquement produire les débits fixés a priori (certains puits ne sont même pas artésiens). Cette méthode permet cependant d'obtenir la pression réelle en fonction de la profondeur depuis la base du puits jusqu'à un niveau au dessus duquel, la présence d'une activation est supposée. Ce calcul s'effectue en prenant comme origine le toit du réservoir.

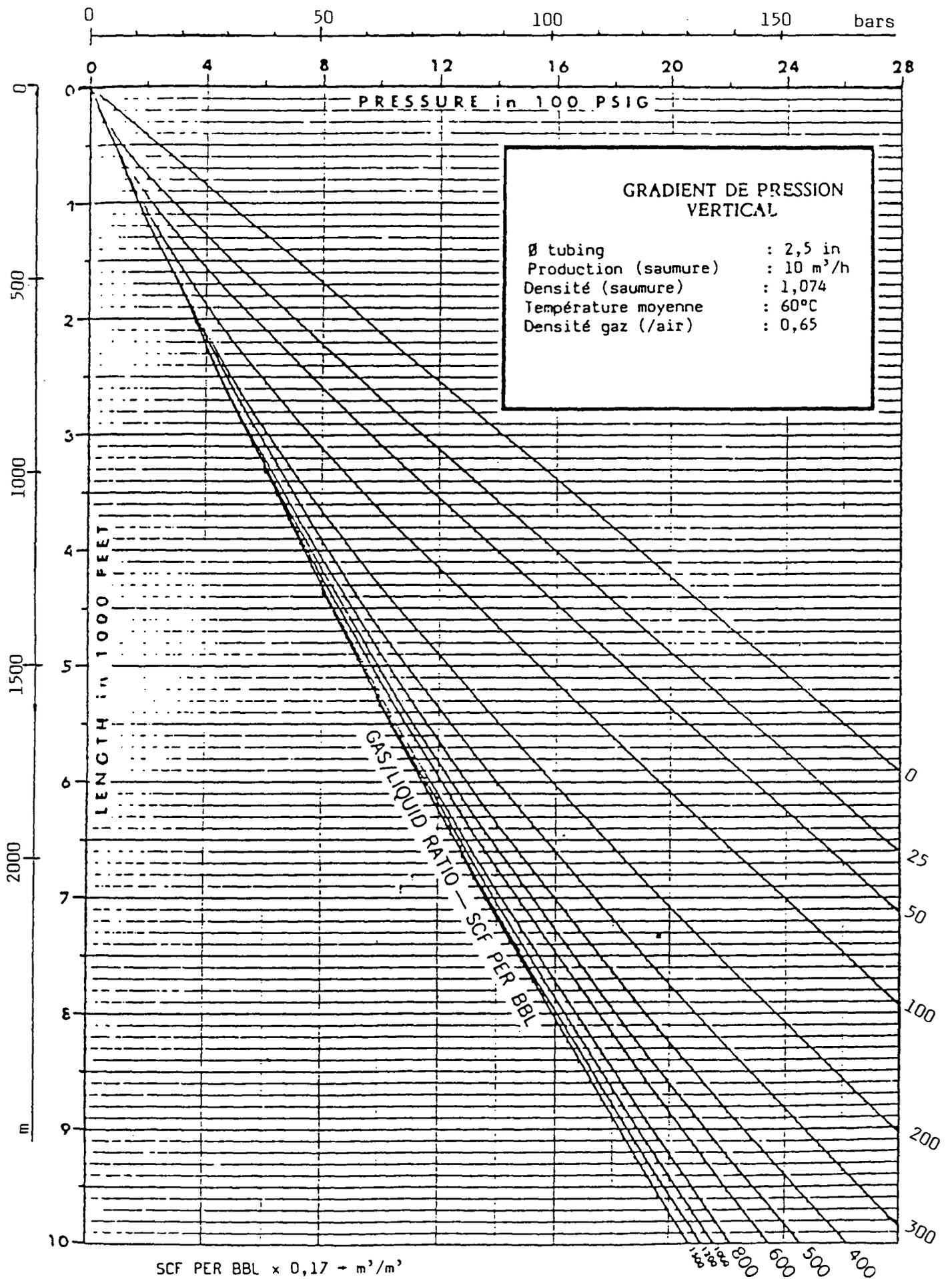


FIG.3 - GRADIENT DE PRESSION DIPHASIQUE (Hagedorn et Brown)

Les débits étant fixés (saumure et gaz injecté), on peut estimer l'évolution de la pression avec la profondeur en milieu diphasique pour un diamètre hydraulique donné.

Le point de convergence de deux courbes (pour des débits de saumure et de gaz donnés), fixe la cote d'injection du gaz. En tenant compte du gradient de pression à l'intérieur du tubing d'injection, ainsi que des pertes de charges, on déduit la pression d'injection du gaz en tête de puits. Il est alors possible de calculer la puissance de compression nécessaire pour que le gaz passe de la pression du séparateur à la pression d'injection pour un débit de gaz injecté donné. On recherchera donc la profondeur d'injection pour que l'amortissement du prix du compresseur ajouté au prix de la puissance nécessaire soit minimum pour le débit de saumure voulu.

### **2.3 - FONCTIONNEMENT**

En régime continu la régulation automatique du système ne présente pas de difficulté majeure : un débit-mètre et une sonde de pression sur la saumure à la sortie du séparateur peuvent déterminer des ajustements du réglage débit-pression de sortie du compresseur par exemple.

Les phases transitoires et principalement le démarrage de la stimulation sont à surveiller. La colonne liquide subissant une accélération graduelle au cours de la remontée, il faut éviter d'injecter le débit nominal du gaz dans un puits encore monophasique ou en début de stimulation : ceci aurait pour effet la création d'écoulement "à bouchons" c'est-à-dire une alternance de zones liquides et gazeuses créant des contraintes importantes en tête de puits. Le démarrage doit s'effectuer d'une manière très progressive.

## **3 - ETUDE DE FAISABILITE DEJA REALISEE : AIR LIFT CONTINU**

### **3.1 - CONDITION DE FONCTIONNEMENT**

L'air lift comme procédé d'activation continu de puits géothermique a été envisagé en 1979 par la **Société Elf Aquitaine** (production). La solution proposée alors consistait à injecter de l'air sous pression à 100 ou 200 mètres de profondeur en gas-lift direct ou inverse.

Les conditions de pompage étaient les suivantes :

- diamètres maxi du casing : 0, 305 m
- saumure salée à 30 g/l + traces H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>
- débit 150 m<sup>3</sup>/h
- température 80°C
- pression requise au point d'utilisation 4,9 bars
- température d'injection du gaz comprimé 100°C

L'injection d'air non désoxygéné dans la saumure pose de graves problèmes d'oxydo-réduction au niveau des casing et tubing métalliques. La Société Elf Aquitaine envisageait l'utilisation de la fibre de verre.

Le dégazage du fluide diphasique s'effectuant à pression atmosphérique, il était prévu une pompe de reprise de la saumure la pressurant à 4,9 bars (50 CV).

### 3.2 - ASPECT ECONOMIQUE

Après réactualisation des prix (inflation 10 %/ans)

(en KF)

	Injection 100 m	Injection 200 m
<b><u>AIR LIFT INVERSE</u></b>		
Tubing 2" 7/8 fibre de verre	16	32,2
Casing 13"3/8 " " "	241,5	402,5
Compresseur + Moteur du skid	1 546 (480 CV)	1 932
1 étage compresseur en stand by	644	733
Système de dégazage	242	242
Pompe de reprise 4,9 bars	80,5	80,5
Pompe de reprise en stand by	80,5	80,5
	<b><u>2 851 KF</u></b>	<b><u>3 543 KF</u></b>
<b><u>AIR LIFT DIRECT</u></b>		
Même matériel avec tubing 7" fibre de verre au lieu de 2" 7/8	56,4	112,7
	<b><u>2 891 KF</u></b>	<b><u>3 623 KF</u></b>

### 3.3. - CRITIQUE DU PROCEDE

Les inconvénients majeurs de l'air lift continu sont :

- La présence d'oxygène en contact avec un fluide très réducteur souvent sulfuré favorise les précipitations de sulfate et d'oxydes métalliques. L'acidification du fluide conditionne les dépôts et influe sur la corrosion des matériaux métalliques (acier du tubing, casing, tête de puits, séparation) non revêtus de matériaux spéciaux.
- Du fait de l'aspiration à la pression atmosphérique, le travail de compression est très important ; la puissance nécessaire pour comprimer 20 000 m<sup>3</sup>/h de gaz entre 1 et 10 bars est de 300 CV. Cette puissance sera de 100 CV pour comprimer ce même débit entre 10 et 50 bars (on considère un gaz ayant un coefficient polytropique de 1,25).
- Pendant la séparation à pression atmosphérique la quasi-totalité des gaz incondensables est éliminée de la saumure ce qui favorise les dépôts en aval.

Ces inconvénients sont pratiquement supprimés par le procédé de gas-lift continu présenté ici ; cependant le problème de l'élimination des gaz incondensables se pose. En effet, le système impose une pression minimum (en tête de puits) supérieure ou égale à la pression de "point de bulle" de la saumure. La présence d'une pression inférieure, dans la zone diphasique (saumure/fluide de travail) permettrait une pollution rapide et même un remplacement du fluide de travail par les gaz incondensables.

Ceci ne constitue pas forcément un inconvénient, le fluide dégazé pouvant, dans certains cas, être recyclé partiellement et ainsi éliminer l'approvisionnement de fluide de travail résultant de l'efficacité du séparateur.

## 4 - REALISATION PILOTE : "EQUILIBRIUM FLASH PRODUCTION SYSTEM" (E.F.P.)

Il s'agit d'une unité de production géothermique utilisant du CO<sub>2</sub> recyclé réalisée en 1982 sur le puits B 21.2 à Desert Peak, Nevada.

L'objet principal de cette opération n'est pas la stimulation du puits, la température du réservoir permettant le flash partiel de la saumure (et ainsi un débit artésien important), mais le maintien artificiel de la pression partielle au  $\text{CO}_2$ .

Le  $\text{CO}_2$  est injecté dans le puits en dessous du point de bulle (580 m) dans un tubing ( $3\frac{1}{2}$ " ) et le fluide diphasique passe dans l'annulaire du casing ( $9\frac{5}{8}$ " ).

Avec un débit d'injection de  $1,76 \text{ kg/s}$  de  $\text{CO}_2$  et une pression en tête de 18.8 bars, le puits produit le même débit ( $180 \text{ m}^3/\text{h}$ ) qu'en l'absence d'activation (en artésien) avec une pression de 4.5 bars (en tête). Un régime de production de  $150 \text{ m}^3/\text{h}$ , 9,7 bars en tête et  $1 \text{ kg/s}$  de  $\text{CO}_2$ , a été maintenu pour la durée d'un test de 30 jours. La puissance de compresseur était de 180 CV (135 KW), mais il faut ajouter la puissance thermique du condenseur. En effet ce pilote étant adapté à un puits de moyenne température, la séparation en tête de puits libère le  $\text{CO}_2$  et de la vapeur d'eau, qui doit être condensée pour recycler le  $\text{CO}_2$  (après séchage). Comme la solubilité du  $\text{CO}_2$  augmente avec sa pression partielle, un approvisionnement en  $\text{CO}_2$  est nécessaire dès que la pression en tête devient supérieure à 10 bars.

Ce pilote a permis de prouver la faisabilité du système, la précipitation de calcite ayant quasiment disparu au cours des essais.

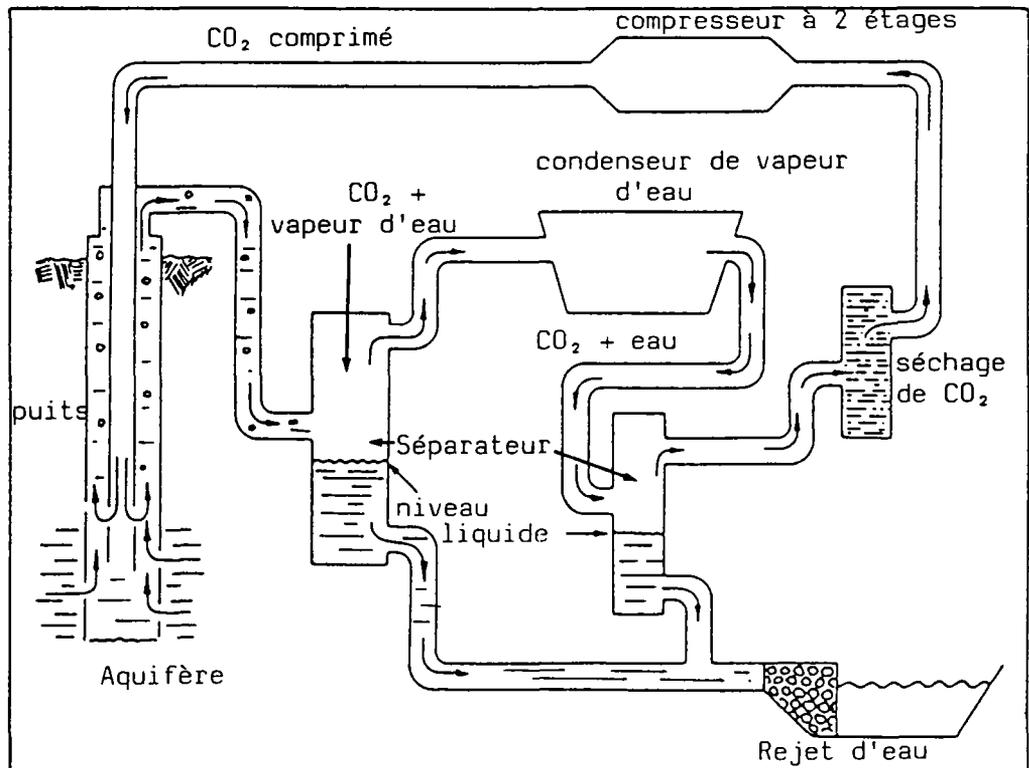


FIG.4 - SCHEMA DE PRINCIPE

## 5 - APPLICATION AU Puits GMY2 DE MELLERAY

Pour un premier essai sur la méthode, on envisage de mettre en production le puits GMY2 de Melleray actuellement inutilisé.

### 5.1 - CALCUL DES PARAMETRES DE GAS-LIFT

La méthode de calcul s'appuie sur la convergence des courbes de gradient de pression. Le calcul des pressions dans le puits monophasique s'effectue à partir des caractéristiques physiques du réservoir et de la complétion, pour différents débits (en supposant dans certains cas un système d'activation situé au-dessus) et pour toutes les profondeurs.

Les conditions imposées du gas-lift (pression du fluide diphasique en tête, débit et profondeur d'injection du gaz), la complétion et un débit choisi de saumure permettent de calculer les pressions du fluide diphasique en tout point de la zone d'injection. La variation du paramètre permet de tracer un faisceau de courbes.

Les points de rencontre de la première courbe avec le faisceau donnent les profondeurs où doivent se situer les perforations du tubing (ou émulseur) de gaz lift pour chaque condition d'injection.

Les courbes et commentaires A, B, C, D précisent les conditions de fonctionnement avec les paramètres suivants :

- A** = Injection de 0,82 kg/s de CO<sub>2</sub> à 600 m pour un débit de saumure de 100 m<sup>3</sup>/h et une pression en tête de 10 bars.
- B** = Injection de 1,8 kg/s de CO<sub>2</sub> à 600 m pour un débit de 125 m<sup>3</sup>/h, et une pression en tête de 10 bars.
- C** = Injection de 1,3 kg/s de CO<sub>2</sub> à 400 m, pour un débit de 100 m<sup>3</sup>/h, et une pression en tête de 10 bars .
- D** = Injection de 1,5 kg/s de CO<sub>2</sub> à 500 m, pour un débit 100 m<sup>3</sup>/h, et une pression en tête de 13,5 bars.

Les commentaires associés aux courbes donnent différents paramètres de fonctionnement ; en particulier :

- la température en tête de puits,
- la pression d'injection du gaz en tête de puits,
- la puissance de compression,

Deux étages d'un mètre (le premier et le dernier) de la discrétisation du calcul sont présentés, donnant : la profondeur, la température du fluide diphasique, le volume massique du CO<sub>2</sub>, le volume massique total, les variations de pression par frottements (DPFROT) par gravité (DPGRAV) par accélération (DPACCE), la somme des trois (DPTOT) et la pression à cette profondeur.

Le choix de la pression en tête de 10 bars n'est pas arbitraire. La pression importante du point de bulle de cette saumure (13.4 bars) peut être dépassée (courbes D : 13.5 bars en tête). Les conditions d'exploitation d'origine prévoient une pression de 8 bars en tête, ce qui permettrait un dégazage maximal de 1,5 % en volume. La pression de 10 bars est un compromis entre une réduction des risques du dégazage et le coût d'une puissance de compression importante.

Le dégazage n'induirait pas de pertes sur le cycle si le gaz était constitué exclusivement de CO<sub>2</sub>. Mais la composition des gaz libérés au cours de la séparation est la suivante :

Concentration en Moles/litres :

CO <sub>2</sub> : 1,42 10 <sup>-3</sup>	O <sub>2</sub> : 1,02 10 <sup>-4</sup>	N <sub>2</sub> : 1,085 10 <sup>-2</sup>
CH <sub>4</sub> : 1,73 10 <sup>-3</sup>	Traces : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> , H <sub>2</sub>	

Absence de H<sub>2</sub>S

Cette répartition de gaz (Azote, Méthane prépondérant) impose leur maintien en solution au niveau de la tête du puits pour ne pas polluer la boucle de CO<sub>2</sub>.

**Les taux de saturation de la calcite et de l'aragonite (respectivement 0,3 et 0,08) pour les eaux du Trias, ainsi que le fort pourcentage d'azote au dégazage conduisent au choix de l'azote à la place du CO<sub>2</sub> comme autre fluide moteur possible, les résultats des calculs n'en seront que fort peu modifier. Un essai au méthane pourrait être également envisagé.**

On remarquera que la détente du gaz au cours de la remontée dans le puits induit un refroidissement du fluide diphasique. La température de la saumure chute de 0,1 à 1°C.

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.00  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg : 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.68  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.526  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
1	72.5	63.170	0.003218		
DPFROT		DPCRAU	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.011096		0.030488	0.000000	0.041584	10.041584
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
600	73.7	12.209	0.001421		
DPFROT		DPCRAU	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.004902		0.069012	0.000000	0.073914	45.408259

 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 1414707. 00246  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 1.86  
 Pression injection en tete : 42.41  
 Temperature apres compression C: 172.43  
 Puissance de compression (n=0.8) KW: 103.63

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 0.90  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg : 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.61  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.539  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
1	72.5	63.172	0.003004		
DPFROT		DPCRAU	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.010559		0.032360	0.000000	0.043219	10.043219
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
600	73.6	11.709	0.001367		
DPFROT		DPCRAU	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.004805		0.071777	0.000000	0.076531	47.002434

 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 1273237. 00253  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 1.48  
 Pression injection en tete : 43.42  
 Temperature apres compression C: 172.44  
 Puissance de compression (n=0.8) KW: 92.79

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 0.80  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg : 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 79.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 165.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphasique C 79.51  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.539  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
1	72.5	69.171	0.002788	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.010022	0.035185	0.000000	0.045208	10.045208
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
600	79.5	11.191	0.001315	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.004726	0.074622	0.000000	0.079348	48.769797

 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 1131766. 0.00261  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 1.15  
 Pression injection en tete : 44.63  
 Temperature apres compression C: 172.43  
 Puissance de compression (r=0.8) KW: 81.98

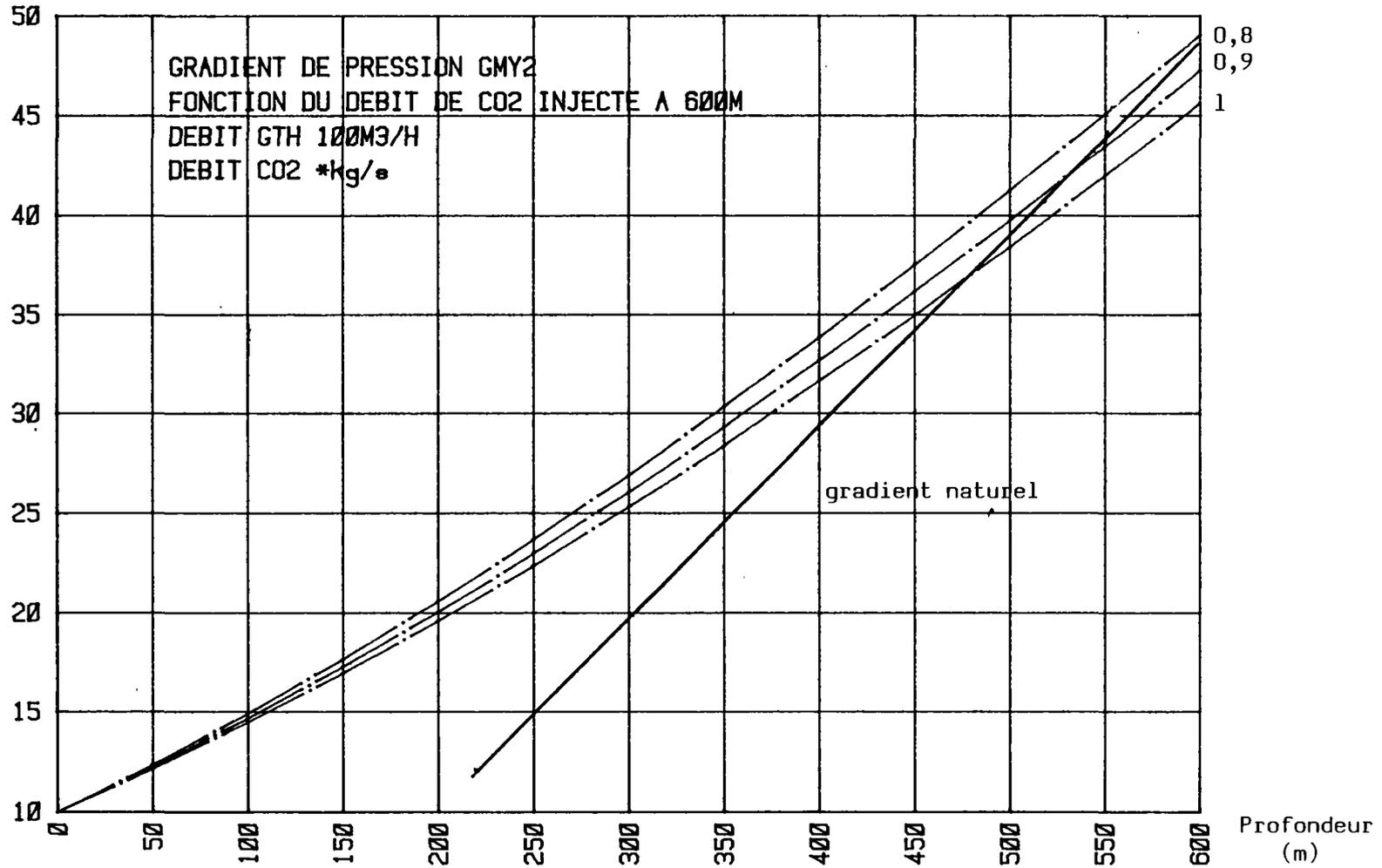
Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 0.82  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg : 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 79.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphasique C: 79.55  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.585  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
1	72.6	69.182	0.002832	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.010131	0.034644	0.000000	0.044775	10.044775
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
600	79.6	11.301	0.001325	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.004741	0.074037	0.000000	0.078777	48.397436

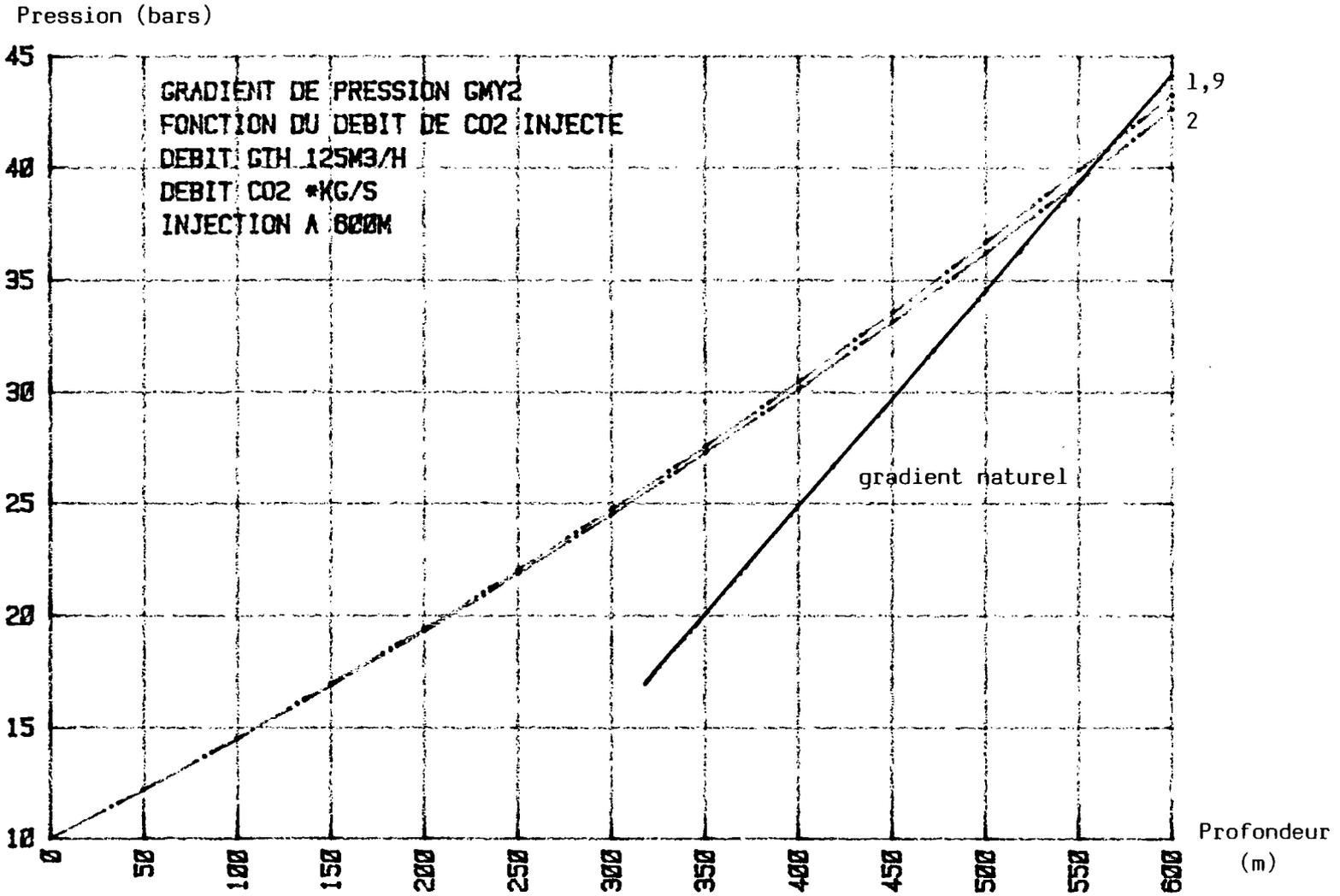
 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 1160060. 0.00259  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 1.22  
 Pression injection en tete : 44.37  
 Temperature apres compression C: 172.48  
 Puissance du compression (r=0.8) KW: 84.14

Courbes A

Pression (bars)



Courbes B



Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 2.00  
 Debit geothermique kg/s: 34.72  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphasique C: 74.05  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.361  

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
1	72.4	63.136	0.004390	
DPEROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.021724	0.022346	0.000000	0.044070	10.044070
Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
600	74.0	13.223	0.001689	
DPEROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.008356	0.058098	0.000000	0.066454	42.523115

 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 2829415.00207  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 6.75  
 Pression injection en tete: 44.78  
 Temperature apres compression C: 172.26  
 Puissance dL compression (r=0.8) KW: 204.72

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.90  
 Debit geothermique kg/s: 34.72  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphasique C: 74.00  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.369  

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
1	72.4	63.136	0.004230	
DPEROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.021085	0.023193	0.000000	0.044278	10.044278
Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
600	74.0	13.001	0.001645	
DPEROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.008203	0.059620	0.000000	0.067822	43.127968

 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 2687944.00210  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 6.07  
 Pression injection en tete: 44.63  
 Temperature apres compression C: 172.27  
 Puissance dL compression (r=0.8) KW: 194.64

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.80  
 Debit geothermique kg/s: 34.72  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.95

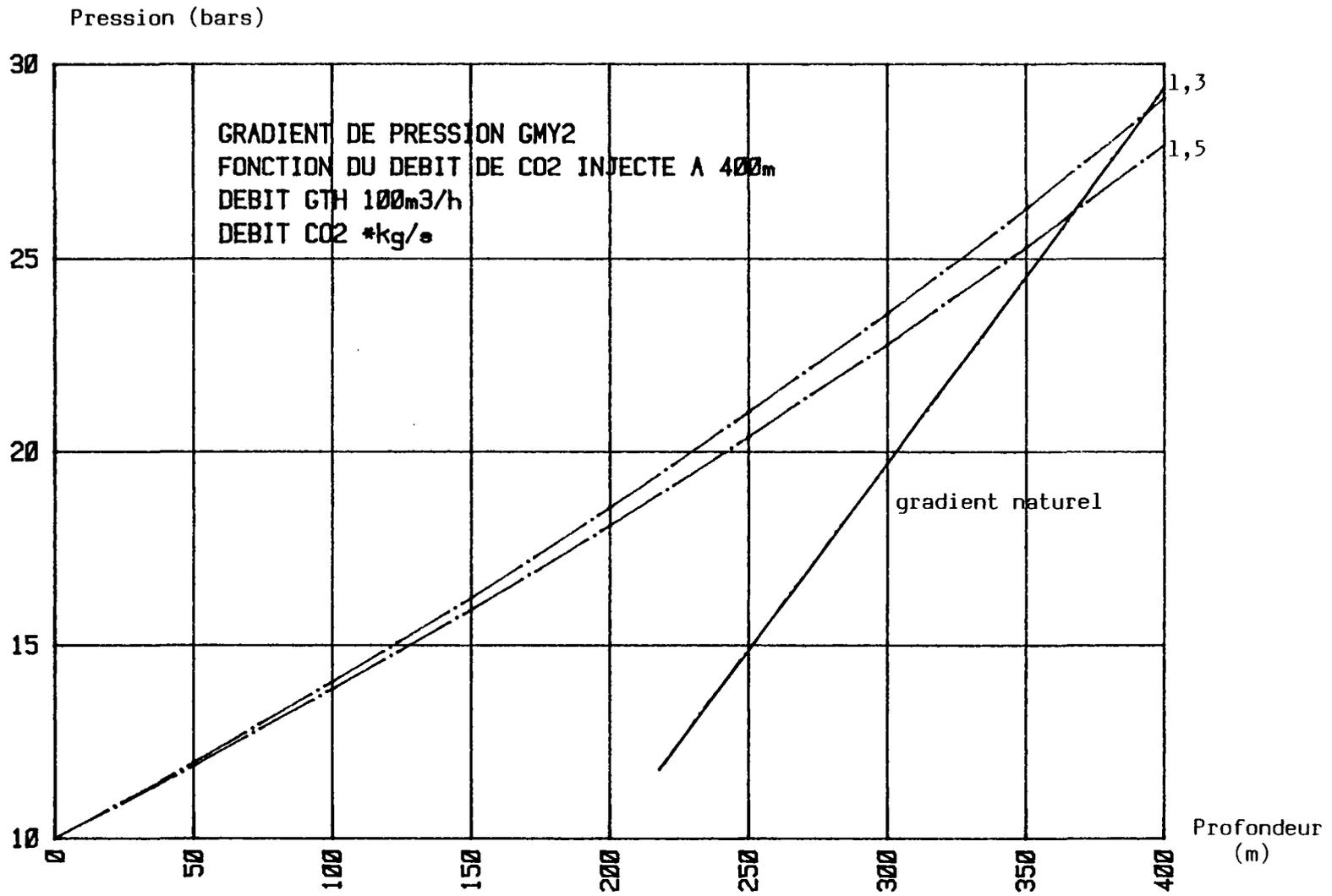
Temperature en tete avec detente isentropique: 72.427

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg		
1	72.4	63.149	0.004069		
DPFROT		DPGRAV	DPACCF	DPTOT	PRESSION
0.020448		0.024109	0.000000	0.044557	10.044557
Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg		
600	74.0	12.771	0.001609		
DPFROT		DPGRAV	DPACCF	DPTOT	PRESSION
0.008055		0.061199	0.000000	0.069254	43.784468

DOWN HOLE

Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 2546473. 0.00213  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 5.43  
 Pression injection en tete: 44.56  
 Temperature apres compression C: 172.33  
 Puissance du compression (r=0.8) KW: 184.48

Commentaires B (suite)



Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 400.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.50  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 160.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.91  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.806  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
1	72.8	63.227	0.004269	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.013779	0.022982	0.000000	0.036761	10.036761
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
400	73.9	21.400	0.002093	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.006757	0.046864	0.000000	0.053621	27.863452

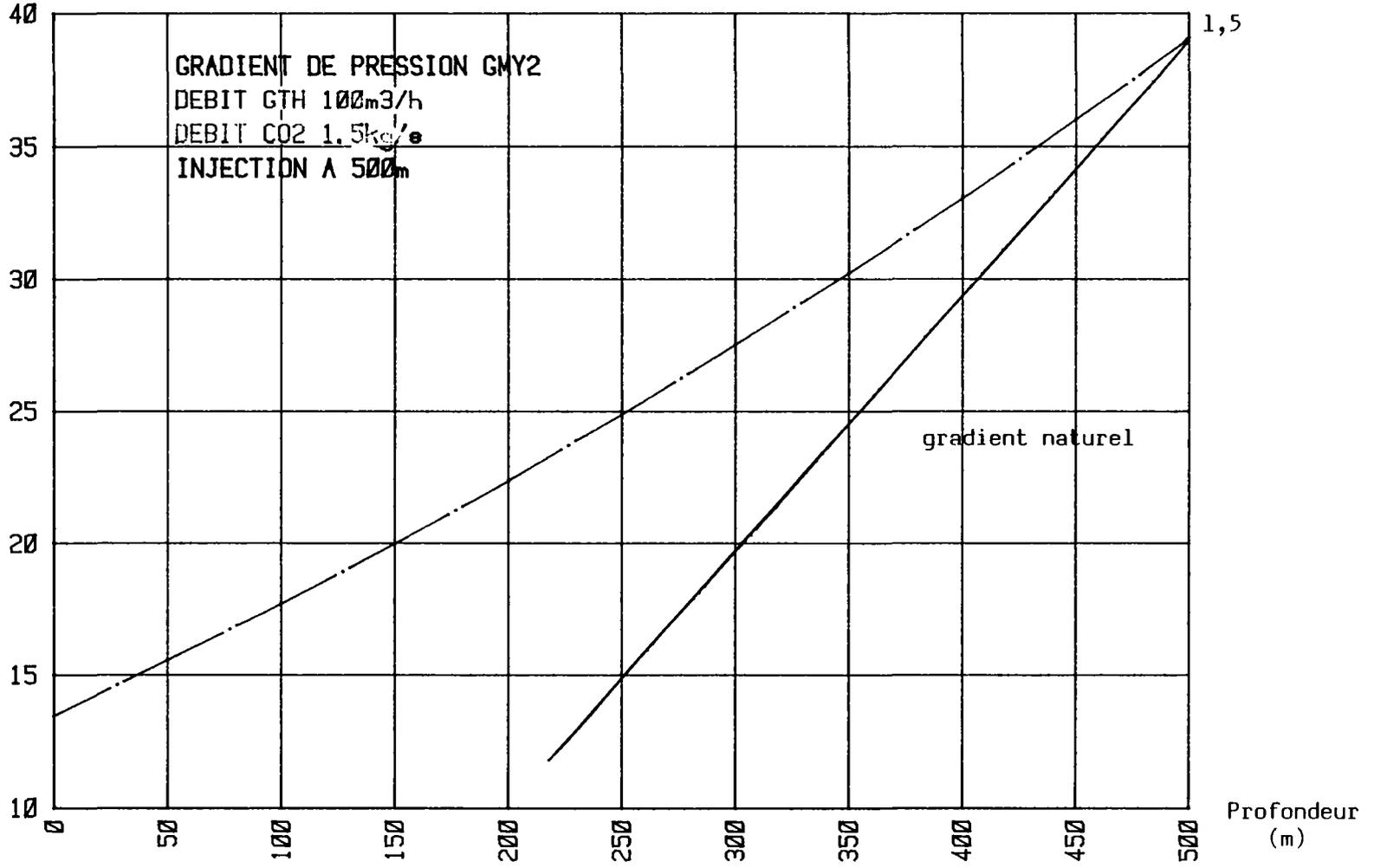
 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 2122061. 0.00223  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 4.42  
 Pression injection en tete : 30.44  
 Temperature apres compression C: 164.21  
 Puissance de compression (n=0.8) KW: 148.34

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 400.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.30  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg : 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 160.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.79  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.796  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
1	72.8	63.225	0.003853	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.012712	0.025458	0.000000	0.038170	10.038170
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
400	73.8	20.436	0.001913	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.006311	0.051273	0.000000	0.057589	29.035942

 DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 1839119. 0.00231  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 3.29  
 Pression injection en tete : 30.39  
 Temperature apres compression C: 164.00  
 Puissance de compression (n=0.8) KW: 128.26

Pression (bars)



Pression en tete bars: 19.50  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 500.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.50  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 79.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 9850.5  
 Temperature d'injection fluide secondaire: 160.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 79.91

Temperature en tete avec detente isentropique: 72.696  
 Prof I Temp U.m.CO2 dm3/kg U.m.dip m3/kg  
 1 72.7 46.253 0.003378

DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.010905	0.029038	0.000000	0.039943	19.539943

Prof I Temp U.m.CO2 dm3/kg U.m.dip m3/kg  
 500 79.9 14.628 0.001737

DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.005509	0.056461	0.000000	0.062070	38.988191

DOWN HOLE

Diametre hydraulique d'injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de frottement a l'injection: 2122061. 0.00223  
 Pertes de charges par frottements a l'injection bars: 3.77  
 Pression injection en tete: 39.33  
 Temperature apres compression C: 161.40  
 Puissance du compression (n=0.8) KW: 140.46

Commentaires D

## 5.2 - COMPARAISON DES CALCULS AVEC LES ESSAIS D'AIR LIFT DISPONIBLES

Les données enregistrées au cours des essais d'air lift du puits GMY2 permettent de vérifier l'ordre de grandeur des calculs. Le programme de calcul est alors appliqué avec les conditions des essais. Cependant la différence des paramètres thermodynamiques entre les deux gaz considérés (principalement  $\gamma_{\text{air}} = 1,42$  ;  $\gamma_{\text{CO}_2} = 1,23$ ) et l'imprécision sur les conditions mêmes de l'air lift, en ce qui concerne l'évaluation des débits de gaz (donné par les caractéristiques du compresseur) et de saumure (estimée à l'aide d'un déversoir) ne permettent pas un recouplement très précis.

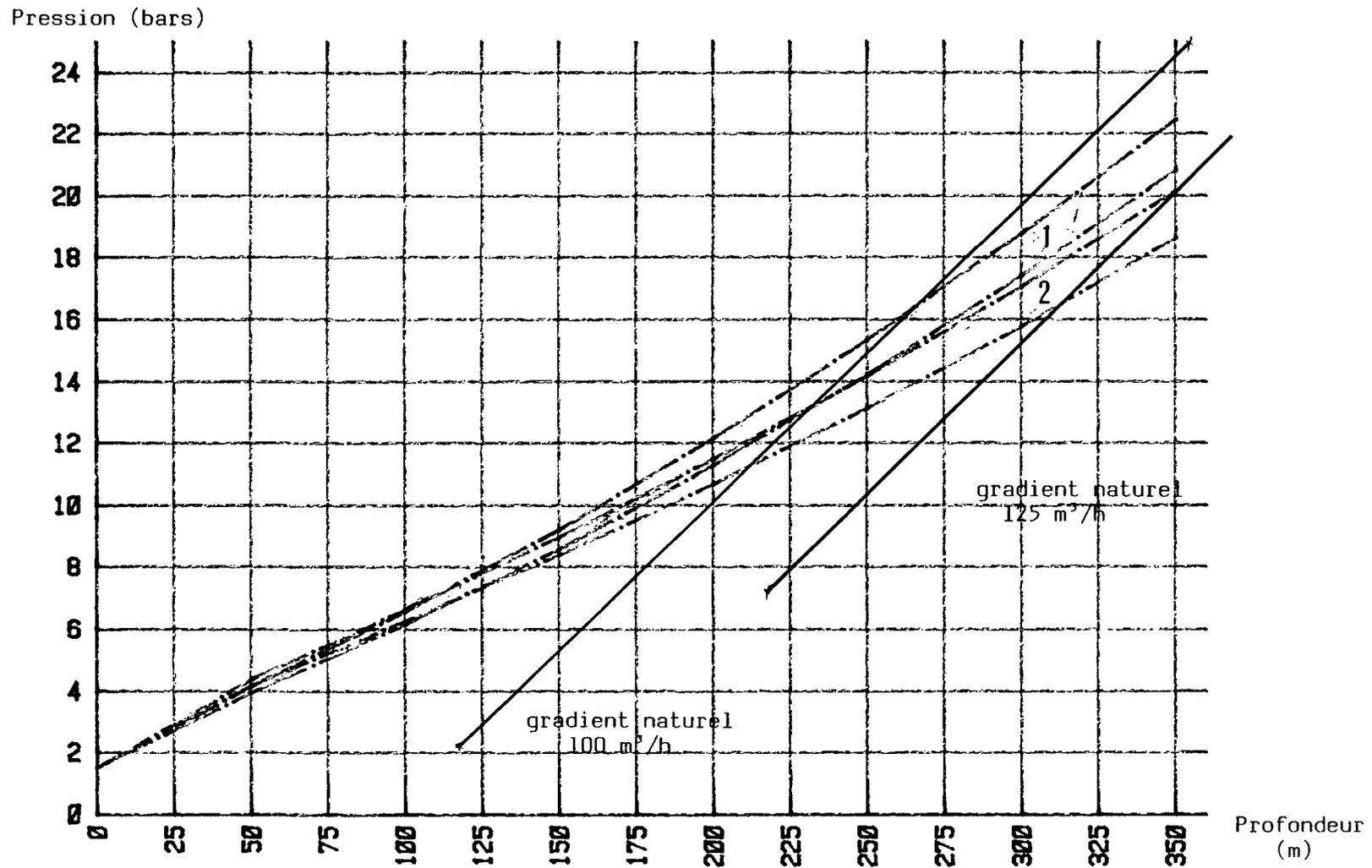
Les caractéristiques de l'air lift :

- Compresseur : pression d'aspiration 1 bar  
pression de refoulement 21 bars (avec booster)  
débit : 1980 m<sup>3</sup>/h
- Profondeur d'injection : 351 mètres
- Débit de saumure : 110 - 120 m<sup>3</sup>/h
- Pression en tête 1,5 bars

La comparaison des résultats peut se faire avec les mêmes débits massiques ou débits volumiques de CO<sub>2</sub> par rapport à l'air.

La zone 1 de la figure 5, correspondant au même débit massique (CO<sub>2</sub> et air), se place précisément dans les conditions de gas-lift 110 - 120 m<sup>3</sup>/h et 1,5 bars en tête. La zone 2 correspondant à un même débit volumique, induit une stimulation trop importante : ce résultat s'explique par la différence importante de masse volumique des deux gaz (condition normale : Air = 1,2 kg/m<sup>3</sup>, CO<sub>2</sub> = 1,8 kg/m<sup>3</sup>).

FIG. 5



### 5.3 - CRITERES DE CHOIX

Ils sont de deux ordres :

#### 5.3.1. - Critères techniques :

Pour une profondeur d'injection, ou une puissance de pompage déterminée, il existe une limite au débit de saumure que l'on peut obtenir pour un diamètre du puits fixé.

Les courbes et commentaires E et F montrent deux exemples d'impossibilité de production avec le procédé envisagé :

E = Injection à 300 m pour produire 100 m<sup>3</sup>/h avec 10 bars en tête,

F = Injection à 600 m pour produire 150 m<sup>3</sup>/h avec 10 bars en tête.

La figure 6 construite à partir des résultats F montre que la diminution de pression à une profondeur fixée (600 m) se stabilise (courbe 2) malgré l'augmentation du débit de gaz et donc de la puissance de compression (courbe 1).

#### 5.3.2. - Critères économiques :

Les conditions A, B, C, D, permettant la production nécessitent les puissances de compression suivantes :

	600 m	500 m	400 m
100 m <sup>3</sup> /h 10 bars	A 84.1 KW		C 128,3 KW
125 m <sup>3</sup> /h 10 bars	B 185 KW		
100 m <sup>3</sup> /h 13,5 bars		D 140,5 KW	

La diminution de la puissance nécessaire avec l'augmentation de la longueur du tubing d'injection (conditions A et C, pour une production et une pression de saumure équivalente) est due aux conditions d'injection du gaz. En injectant plus profond, on diminue la quantité de gaz mise en jeu ; corrélativement les pertes de charge par frottement dans le tubing d'injection

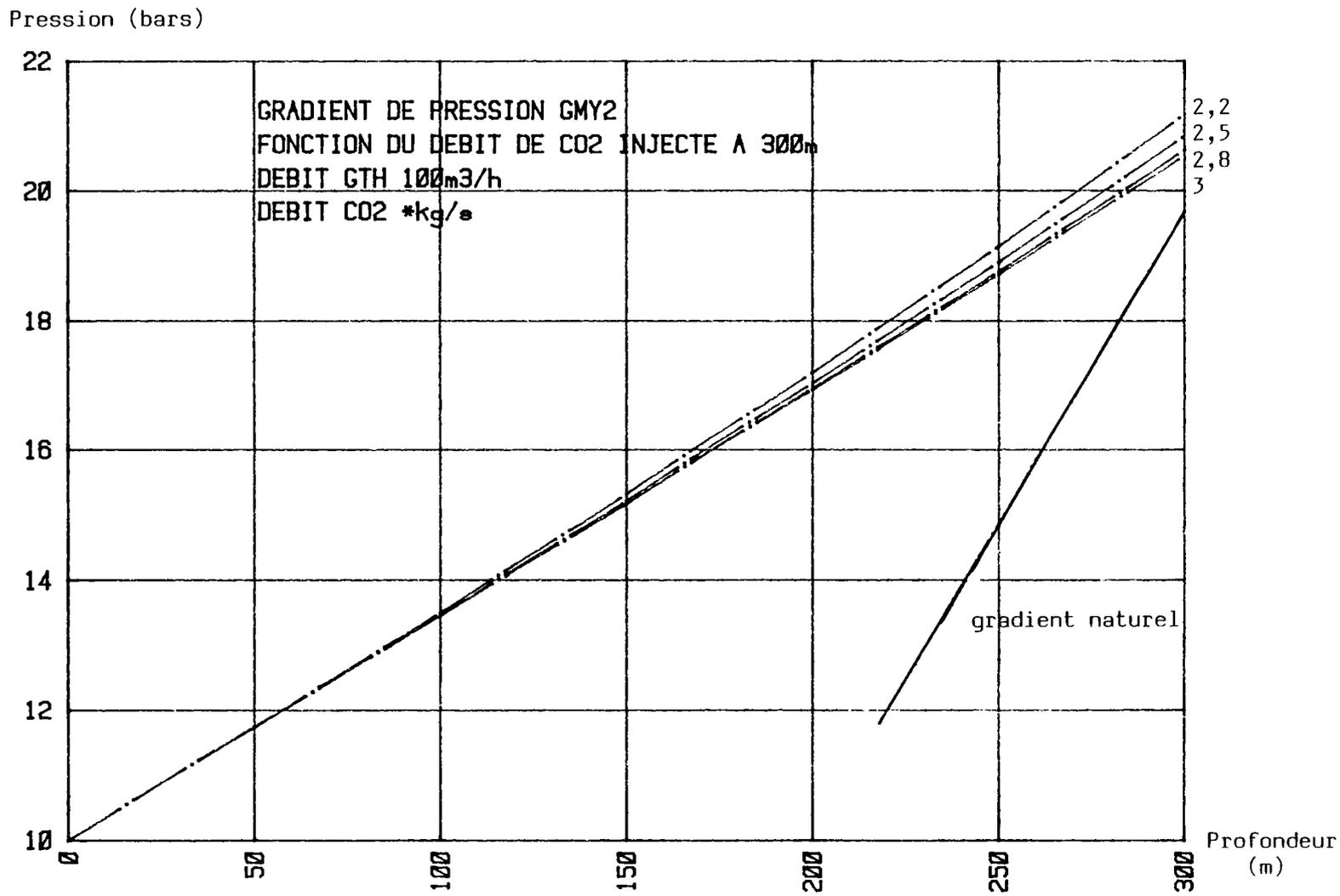
sont réduites et on profite du poids de la colonne de gaz. En fait, en changeant le diamètre du tubing d'injection pour obtenir des conditions d'écoulement équivalentes (même nombre de Reynolds) la puissance de compression est presque constante, ce qui est logique du point de vue du bilan énergétique.

Mais les caractéristiques des compresseurs à utiliser sont différentes au niveau du rapport débit/pression de refoulement. C'est donc l'évolution du coût des compresseurs avec ce paramètre qu'il faut comparer au coût du tubing de production.

L'augmentation du débit de saumure (100 à 125 m<sup>3</sup>/h) avec une injection à une profondeur constante (conditions A et B) nécessite de multiplier la puissance de compression par 2,2. Les caractéristiques de l'aquifère en sont la cause.

La production de 150 m<sup>3</sup>/h, 10 bars en tête, semble irréalisable avec ce procédé (puissance de compression 500 KW, injection 100 m). Par contre, il semble que l'on atteindra une production de 100 m<sup>3</sup>/h sans difficultés particulières (puissance de compression nécessaire 140 KW) et qu'une production de 125 m<sup>3</sup>/h est tout-à-fait envisageable.

La pompe actuellement en place sur GMY1 consomme environ 100 KW pour un débit de 150 m<sup>3</sup>/h avec une pression en tête de 8 Bars.



Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 300.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 2.80  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphasique C: 74.87  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 73.478  

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	
1	73.5	63.364	0.006844	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.020658	0.014333	0.000000	0.034991	10.034991
Prof J	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	
300	74.9	29.818	0.003722	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.011233	0.026959	0.000000	0.037593	20.613480

DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 3961180.00191  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 13.76  
 Pression injection en tete: 33.98  
 Temperature apres compression C: 173.28  
 Puissance dL compression (n=0.8) KW: 303.34

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 300.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 2.50  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 165.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphasique C: 74.59  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 73.325  

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	
1	73.3	63.332	0.006269	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.019077	0.015648	0.000000	0.034725	10.034725
Prof J	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	
300	74.6	29.470	0.003428	
DPFROT	DPGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.010431	0.028620	0.000000	0.039051	20.621342

DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 3536768.00196  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 11.16  
 Pression injection en tete: 30.98  
 Temperature apres compression C: 166.33  
 Puissance dL compression (n=0.8) KW: 251.85

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 300.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 3.00  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp diphasique C: 75.00  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 73.519

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
1	73.5	63.372	0.007221	
DPFROT		DPCRAV	DPACCE	DPTOT
0.021709		0.013586	0.000000	0.035295
10.035295				
Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
300	75.0	29.967	0.003910	
DPFROT		DPCRAV	DPACCE	DPTOT
0.011755		0.025090	0.000000	0.036845
20.526507				

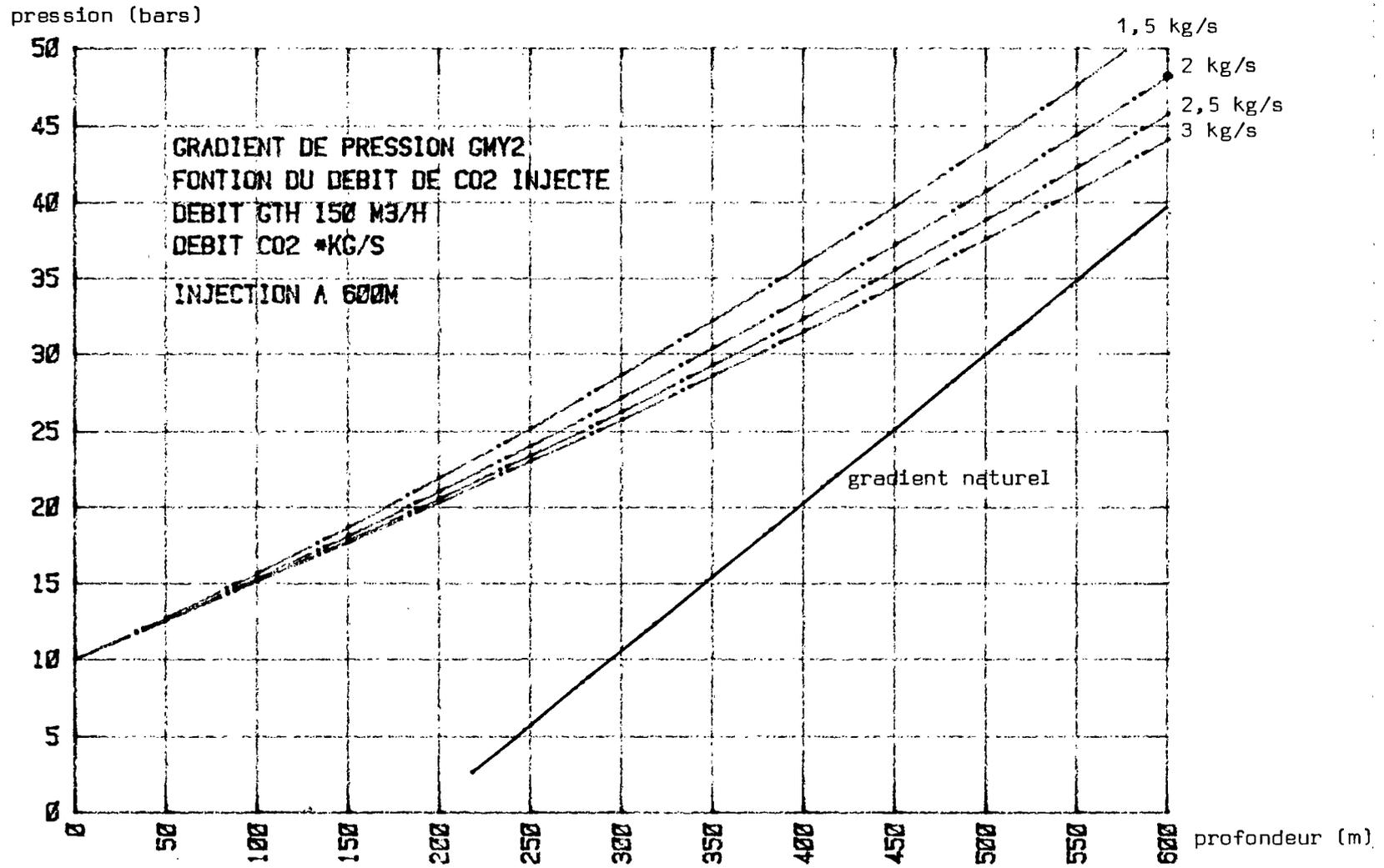
DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 4244122. 00187  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 15.60  
 Pression injection en tete: 35.14  
 Temperature apres compression C: 173.42  
 Puissance dQ compression (r=0.8) KW: 322.69

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 300.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 2.20  
 Debit geothermique kg/s: 27.11  
 Concentration eq mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 160.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphasique C: 74.32  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 73.192

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
1	73.2	63.305	0.005683	
DPFROT		DPCRAV	DPACCE	DPTOT
0.017495		0.017262	0.000000	0.034757
10.034757				
Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg	PRESSION
300	74.3	28.951	0.003122	
DPFROT		DPCRAV	DPACCE	DPTOT
0.009611		0.031422	0.000000	0.041034
21.151504				

DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 3112356. 00202  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 8.77  
 Pression injection en tete: 28.90  
 Temperature apres compression C: 159.92  
 Puissance dQ compression (r=0.8) KW: 206.47

Commentaires E (suite)



Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 3.00  
 Debit geothermique kg/s: 41.67  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 165.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 74.24  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.072

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
1	72.1	63.077	0.005175		
DPEROT	DGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION	
0.034241	0.018958	0.000000	0.053199	10.053199	
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
600	74.2	12.714	0.001809		
DPEROT	DGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION	
0.011972	0.054222	0.000000	0.066194	43.988545	

DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 4244122. 0.00187  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 13.17  
 Pression injection en tete: 52.47  
 Temperature apres compression C: 171.97  
 Puissance de compression (r=0.8) KW: 294.75

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 2.50  
 Debit geothermique kg/s: 41.67  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 165.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 74.04  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.178

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
1	72.2	63.099	0.004520		
DPEROT	DGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION	
0.030610	0.021702	0.000000	0.052312	10.052312	
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg		
600	74.0	12.163	0.001654		
DPEROT	DGRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION	
0.011203	0.059298	0.000000	0.070501	45.615586	

DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 3536768. 0.00196  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 9.17  
 Pression injection en tete: 49.89  
 Temperature apres compression C: 172.08  
 Puissance de compression (r=0.8) KW: 249.08

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 2.00  
 Debit geothermique kg/s: 41.67  
 Concentration eq.mol/kg : 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 167.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.85  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.290  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
1	72.3	63.122	0.003851	
DPFROT	DPCRAV	DPACCF	DPTOT	PRESSION
0.026951	0.025475	0.000000	0.052426	10.052426
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
600	73.8	11.424	0.001500	
DPFROT	DPCRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.010497	0.065406	0.000000	0.075904	48.015067

DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 2829415. 00207  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 5.84  
 Pression injection en tete : 48.65  
 Temperature apres compression C: 172.19  
 Puissance de compression (r=0.8) KW: 200.62

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.50  
 Debit geothermique kg/s: 41.67  
 Concentration eq.mol/kg : 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy.saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 165.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.63  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.375  

Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
1	72.4	63.139	0.003165	
DPFROT	DPCRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.023261	0.030995	0.000000	0.054256	10.054256
Prof I	Temp	U.m.CO2 dm3/kg	U.m.dip m3/kg	
600	73.6	10.464	0.001351	
DPFROT	DPCRAV	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.009950	0.072606	0.000000	0.082536	51.535049

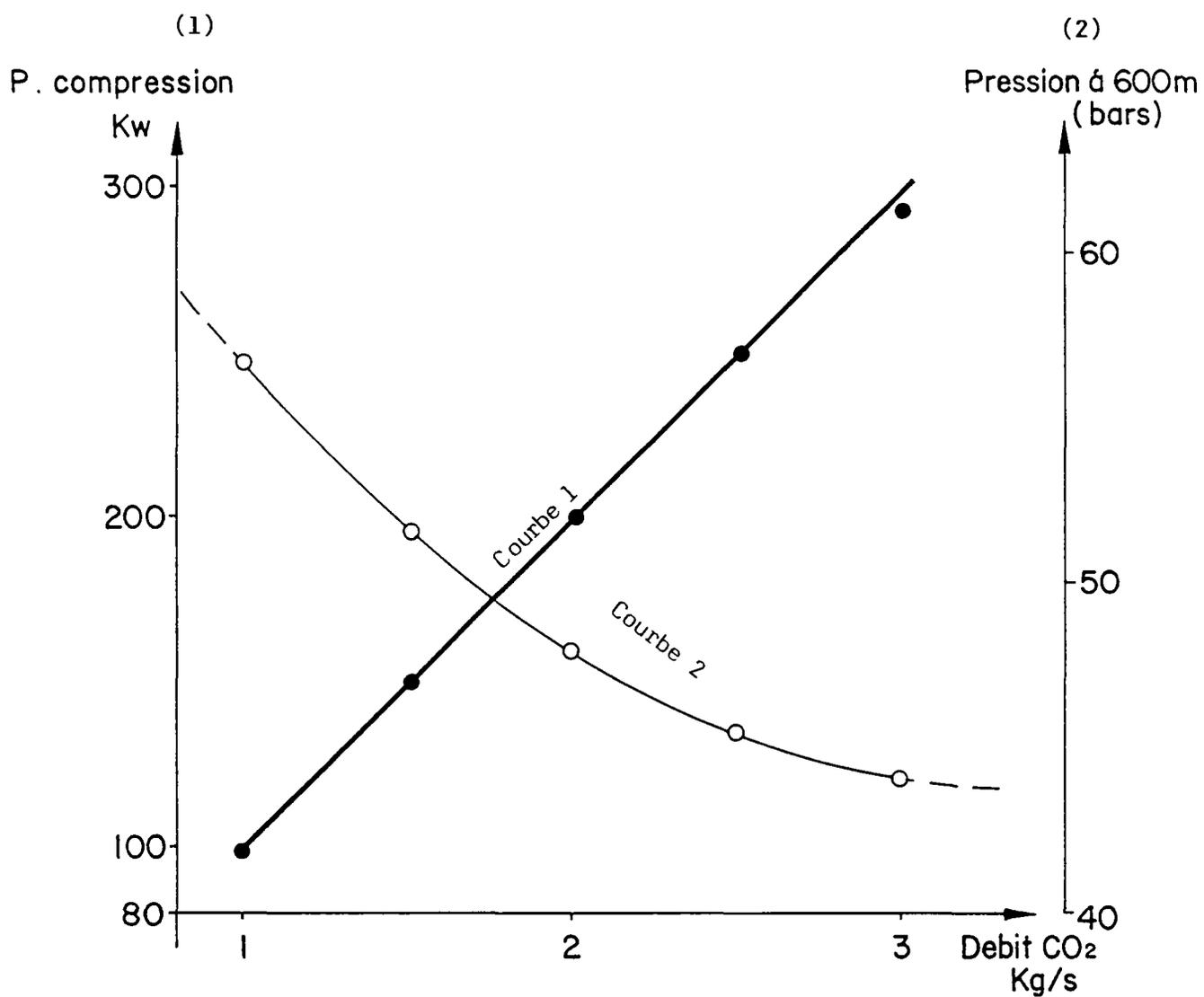
DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m : 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de.frottement a l injection: 2122061. 00228  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 3.23  
 Pression injection en tete : 49.10  
 Temperature apres compression C: 172.23  
 Puissance de compression (r=0.8) KW: 150.14

Pression en tete bars: 10.00  
 Profondeur du puits en gas-lift m.: 600.0  
 Diametre hydraulique de production m.: 0.1178  
 Debit massique fluide de travail: 1.00  
 Debit geothermique kg/s: 41.67  
 Concentration eq.mol/kg: 0.60  
 Temperature de la saumure .C: 73.00  
 Chaleur mass.moy saumure j/kg: 3850.5  
 Temperature d injection fluide secondaire: 170.00  
 Chaleur mass.moy.CO2 j/kg: 732.2  
 Temp.diphase C: 73.44  
 Temperature en tete avec detente isentropique: 72.541

Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg		
1	72.5	63.173	0.002463		
DPFROT		DPCRAU	DPACCE	DPTOT	PRESSION
0.019573		0.039827	0.000000	0.059400	10.059400
Prof I	Temp	V.m.CO2 dm3/kg	V.m.dip m3/kg		
600	73.4	9.280	0.001216		
DPFROT		DPCRAU	DPACCF	DPTOT	PRESSION
0.009663		0.080670	0.000000	0.090333	56.675542

DOWN HOLE  
 Diametre hydraulique d injection m: 0.05  
 Reynolds \_ coeff.de frottement a l injection: 1414707. 0.00246  
 Pertes de charges par frottements a l injection bars: 1.41  
 Pression injection en tete: 51.70  
 Temperature apres compression C: 172.44  
 Puissance dq compression (r=0.8) KW: 98.75

Commentaires F (fin)



**GM Y2**  
**Injection CO<sub>2</sub> : 600 m**  
**Pression en tête : 10 bars**  
**Débit saumure : 150 m<sup>3</sup>/h**

FIG. 6

## 6 - ANALYSE ECONOMIQUE (cas type d'un forage du Dogger)

Profondeur du gisement  $\approx$  1800 m - Pression en tête  $\approx$  à 10 bars -

Débit de saumure maximum attendu  $\approx$  200 m<sup>3</sup>/h

Le matériel nécessaire au procédé décrit est le suivant :

- Un tubing d'injection 200 - 500 m,
- Un diffuseur (perforations latérales du tubing),
- Un séparateur statique en tête de puits,
- Une unité de stockage et séchage de CO<sub>2</sub>
- Un compresseur (mono-étagé).

Le séchage du CO<sub>2</sub> avant le ballon de stockage et le compresseur a pour but d'éliminer l'acide carbonique issu du contact CO<sub>2</sub>/saumure.

Dans l'industrie, ce séchage s'effectue dans des enceintes à 120°C avec un temps de rétention de 30 minutes. Cette étape semble très couteuse pour obtenir une bonne efficacité du séchage. Elle peut être évitée en utilisant au niveau du compresseur des matériaux résistant à la corrosion comme certains inox.

Le coût du matériel et de l'installation a été estimé en supposant une injection à 400 m avec un compresseur de 360 CV.

	(Conditions contraignantes)	KF - HT
- Tubing	:	40
- Séparateur	: Ø = 1,1 m - 2 = 4.6 m acier carbone revêtu vinyl-ester, accessoires inox, poids 2-3 tones	125
- Compresseur + moteur	: 8 - 10 bars, 360 KW, Norme API avec accessoires (régulateur, refroidissement, etc...)	2.200
- Descente	: Ballon de stockage + vannes et canalisations de surface : 50, la machine de forage étant sur place (fin de forage)	80
		2.445
	<u>TOTAL</u>	2.500

Les opérations d'entretien de ce matériel s'effectuent en surface. Ce prix doit être comparé à celui de l'utilisation d'une pompe électrique immergée ainsi qu'à la complétion spéciale qu'elle nécessite.

Pompe + Moteur + Tubing + Variateur + Descente = 2 000 KF

Le prix moyen d'un forage (Dogger  $\approx$  1800 m) dans le bassin parisien avec chambre de pompage 13-3/8" (outil 17- $\frac{1}{2}$ ) 6 300 KF

L'économie réalisée en forant une même profondeur en 7" (outil 8- $\frac{1}{2}$ ") peut s'élever de 2 000 à 3 000 KF.

**COMPARAISON ECONOMIQUE (EN KF CONSTANTS) DE L'INVESTISSEMENT  
ET DU COUT DE FONCTIONNEMENT DE DEUX ACTIVATIONS**

	GAS-LIFT CONTINU	POMPE IMMERGEE
Investissement	2 500	2 000
Manoeuvre/8ans	-	480
Entretien avec garantie totale (35 %/an sur 8 ans)	-	3 200
Entretien préventif (5 %/an sur 8 ans)	880	-
Energie électrique (40 cts/KWH) sur 8 ans	3 400	2 800
<b>TOTAL SUR 8 ANS</b>	<b><u>6 780</u></b>	<b><u>8 480</u></b>
Economie sur le puits GTH	- 2 500	-
Pertes d'exploitation sur 8 ans (30 KF/jour, 5 jours/an)	-	1 200
Appoint de gaz sur 8 ans 1 % par vol/vol saumure	1 800	-
<b>TOTAL SUR 8 ANS</b>	<b><u><math>\approx</math> 6 100</u></b>	<b><u><math>\approx</math> 9 700</u></b>

(On suppose une production géothermique continue sur 8 ans)

La puissance nécessaire au fonctionnement des deux installations est plus importante pour le gas-lift ce qui induit un coût de fonctionnement supérieur de  $\approx 80$  KF par an (référence Dogger). La consommation du fluide de travail, fonction de l'efficacité de la séparation, doit rester très faible si la saumure est saturée pour ce gaz mais elle peut influencer notablement sur le coût de fonctionnement dans certains cas.

## CONCLUSION

Les caractéristiques du gas-lift recyclé appliqué à la production géothermique sont très différentes de celles du gas-lift pétrolier et de l'air-lift actuellement pratiqués pendant les essais de production en géothermie.

**Dans le premier cas** l'injection est très profonde et nécessite de nombreux systèmes de contrôle et régulation qui se révèlent coûteux.

**Dans le second cas** les puissances de compression sont très importantes (600 CV).

Le projet envisagé de production géothermique par gas-lift continu améliore la fiabilité de l'exploitation grâce à :

- une accessibilité du matériel mécanique,
- la limitation des zones à risque (pas de moteur électrique immergé ni de câble).

Ces deux avantages, loin d'entraîner un surcoût sur l'installation, permettent au contraire d'espérer des économies significatives sur l'ouvrage de production et son exploitation (supérieur à 3 MF sur 8 ans dans le cas d'un ouvrage au Dogger en Région parisienne).

Il apparaît donc tout à fait opportun, voire même urgent, d'entreprendre (sur le puits GMY2, par exemple) l'expérimentation du procédé afin de contrôler la validité des résultats théoriques présentés dans ce rapport.