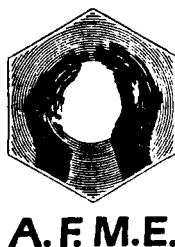




IMRG



A.F.M.E.



**ACTIVATION DES Puits GEOTHERMIQUES
DE BASSE ENTHALPIE PAR GAS-LIFT RECYCLE**

- DOSSIER TECHNIQUE -

Jean-Luc HONEGGER

**mars 1986
RAPPORT BRGM 86 SGN 090 IRG**

**INSTITUT MIXTE DE RECHERCHES GÉOTHERMIQUES
SERVICE GÉOLOGIQUE NATIONAL
B.P. 6009 - 45060 Orléans Cedex - Tél.: (38) 63.80.01**

R E S U M E

Le concept d'activation par Gas-Lift, jusqu'ici presque exclusivement réservé à la production de pétrole, peut être étendu, moyennant adaptations au domaine géothermique.

Ce procédé d'activation présente de nombreux avantages dans la mesure où : il est compatible avec des débits de fluide important et des températures élevées, il ne présente que peu de matériel dans le puits (en contact direct avec le fluide géothermique), il est très peu sensible à la présence de particules, et c'est un moyen puissant de contrôle chimique du fluide.

Cependant, le dimensionnement des installations fait appel à des corrélations essentiellement empiriques et les paramètres liés à l'activation des puits géothermiques du Dogger du Bassin Parisien ne correspondent pas aux plages d'utilisation classiques de ces modèles. Certains de ces paramètres (indice de productivité quasi constant, artésianisme important, ... etc) en font un "gas-lift" tout à fait particulier, qu'il est nécessaire de modéliser et de tester, si possible en grandeur réelle.

Les fluides géothermaux étant, la plupart du temps, assez pauvre en gaz, celui-ci doit être recyclé pour limiter les coûts de fonctionnement. Selon la qualité du fluide géothermique, il conviendra d'équilibrer la contre pression en tête de puits pour permettre ou non un dégazage de ce fluide.

La mise au point d'un modèle simple de simulation a permis de reconstituer des essais d'air lift et de préciser le dimensionnement d'une unité pilote sur un site d'exploitation du réservoir du Dogger (Bassin Parisien).

OBJECTIF DU PROJET

A l'heure actuelle, dans la plupart des opérations de géothermie, la production est assurée grâce à l'emploi de pompes le plus souvent immergées. Quelques opérations fonctionnent par artésianisme naturel.

Ces pompes travaillent dans des conditions très sévères en raison de la température généralement élevée du fluide (de 50 à 100°C) et de son agressivité. Ceci induit des coûts de maintenance et de renouvellement élevés, non seulement en raison du coût des pompes, mais également à cause des coûts d'intervention : les opérations de remontée-decente de pompes sont généralement longues et délicates et nécessitent des équipes spécialisées.

Pour éviter les problèmes liés à l'utilisation de pompes immergées en milieu géothermique basse enthalpie (pannes, maintenance etc.), il peut être intéressant d'envisager un autre procédé d'activation qui ne présente pas ces inconvénients : le gas-lift continu et recyclé. Dans ce cas on utilise un principe connu mais en l'optimisant au plan énergétique et chimique. Des quantités déterminées de gaz sous pression sont injectées dans le puits. La présence de bulles entraîne un allègement global de la colonne de fluide qui diminue l'effet des forces gravitaires ce qui permet d'augmenter la pression de sortie et/ou le débit d'exhaure du puits. Il est à noter que l'air lift est déjà employé en géothermie au moment des essais de production des puits. Par ailleurs, ce système d'activation, permet d'obtenir le plus souvent, des débits aussi importants qu'avec des pompes immergées ce qui est fondamental pour la rentabilité des opérations.

S O M M A I R E

I - TECHNOLOGIES CONNEXES ET BIBLIOGRAPHIE	1
1 - INTRODUCTION	2
2 - SELECTION D'UN MODE D'ACTIVATION	2
3 - HISTORIQUE DU GAS LIFT	2
4 - EVOLUTION DE LA CONNAISSANCE	8
II - DESCRIPTION GENERALE DU PROCEDE	10
1 - INTRODUCTION	11
2 - DISPOSITIF	11
3 - CYCLE THERMODYNAMIQUE DU GAZ : ASPECT THEORIQUE	13
4 - PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT ET DE DIMENSIONNEMENT DE GAS LIFT	15
4.1. - Régime d'écoulement établi	15
4.2. - Régimes transitoires	15
III - DESCRIPTION DU MATERIEL	20
1 - INTRODUCTION	21
2 - MATERIEL DE COMPRESSION	21
3 - MATERIEL DE DETENTE	22
3.1. - tête de puits	22
3.2. - tube d'injection . dimensionnement	22
. matériaux	24
. mécanisme d'injection	24
4 - MATERIEL DE SEPARATION	25
5 - MATERIEL DIVERS	25
5.1. - Instrumentation	25
5.2. - Système d'acquisition numérique	25
5.3. - Contrôle de la corrosion	28
IV - ANNEXE 1 : PROGRAMME DE SIMULATION DU SYSTEME - APPLICATION A UN ESSAI D'AIR LIFT	29
ANNEXE 2 :	
A - HYDRODYNAMIQUE - INFORMATIONS ET INTERPRETATION	37
B - ANALYSE ET EVOLUTION THEORIQUE DES CARACTERISTIQUES DES FLUIDES	45

I

TECHNOLOGIES CONNEXES

ET

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

1 - INTRODUCTION

Le gas lift n'ayant jamais été employé comme procédé d'activation continu sur des puits géothermiques, les données sont essentiellement relatives au domaine pétrolier ou aux essais et expérimentations de courtes durées en air lift sur des puits géothermiques. Compte tenu de la sensibilité des paramètres mécaniques en milieux diphasiques, les extrapolations à partir des débits plus faibles utilisés dans le domaine pétrolier doivent faire l'objet de vérification. Il faut noter que les calculs effectués à l'occasion du dimensionnement des opérations de gas lift pétrolier concernant principalement les gradients de pression diphasique reposent sur des corrélations empiriques.

2 - SELECTION D'UN MODE D'ACTIVATION

Différents critères d'origine géologique, technique ou économique peuvent limiter ou éliminer certains modes d'activation. Nous citerons en particulier :

- le débit attendu,
- le diamètre du puits,
- la production de particule,
- les caractéristiques du réservoir et son évolution,
- la température du fluide,
- les dépôts et la corrosion,
- l'environnement,
- la profondeur du puits,
- le gaz liquide ratio du fluide,
- la déviation du puits,
- l'éloignement des puits.

Les modes d'activation les plus classiques en milieu pétrolier sont les suivants :(fig. 1 - Tab 1.2.3.)

- le pompage aux tiges (ou à balancier),
- le pompage hydraulique (avec piston),
- le pompage hydraulique par jet,
- le pompage électrique immergé,
- le pompage par gas lift,

Il est admis que au dessus de 3 200 m³/jour (133 m³/h) seul les pompes immergées et le gas lift restent en concurrence.

3 - HISTORIQUE DU GAS LIFT

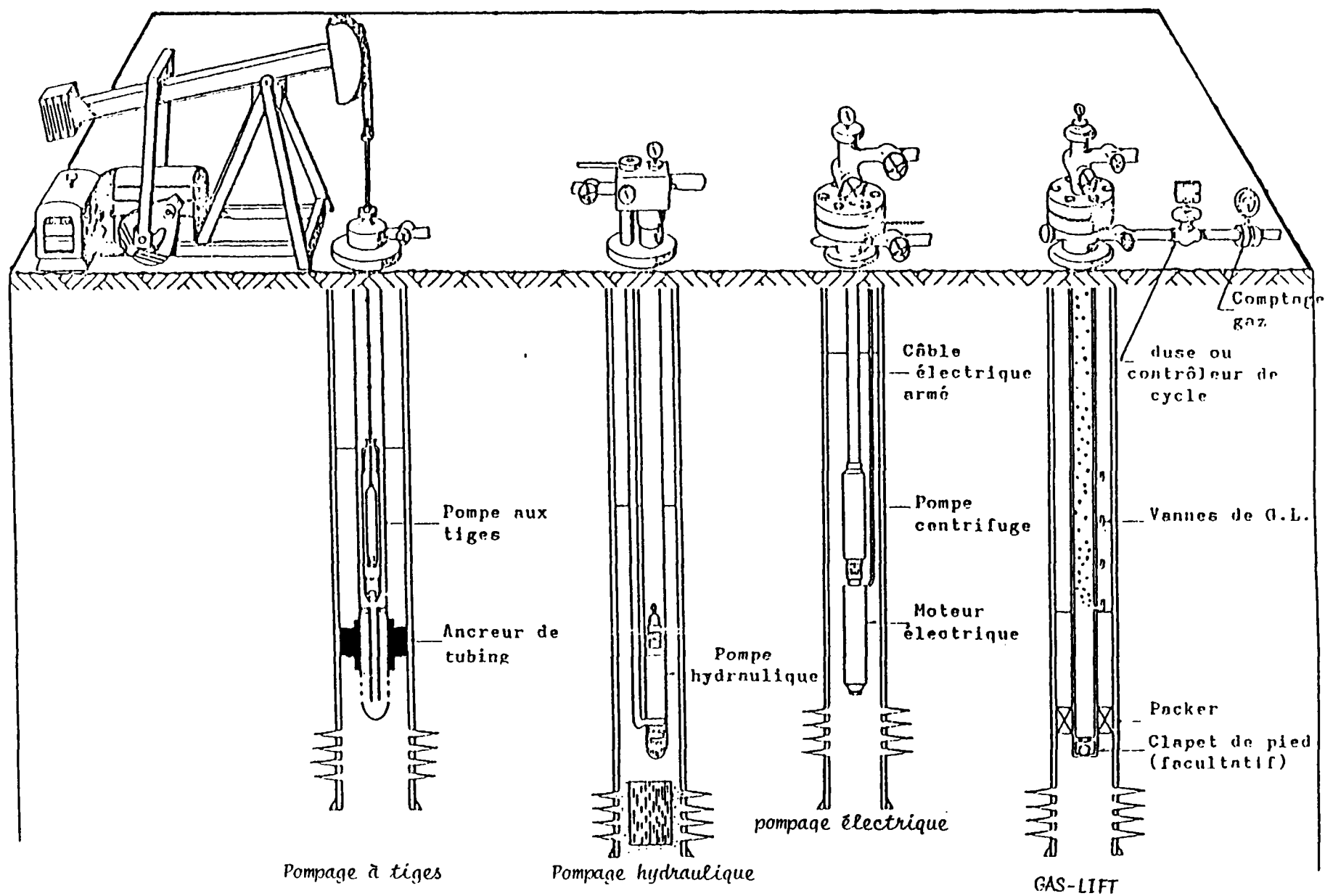
- les premières étapes :

1797 : C.E. LOSCHER utilise de l'air comprimé pour "lifter" des liquides,

1846 : Première application pratique de l'air-lift sur des puits à huile en Pennsylvanie.

1865 : Premier brevet pour un "Ejecteur d'huile".

Figure 1 : Différentes techniques de stimulation pétrolière



- Séquences de développement :

1864- : De l'air comprimé injecté dans l'annulaire ou le tubing est utilisé
1890 pour la décharge de puits de mine noyés. Différents brevets sur matériel sont pris.

1899 : Gas lift en URSS

1900- : Période de "l'air à louer" (sous pression) sur le golf du Mexique.
1920 Début de la notion de champ activé par gas lift.

1920- : Gas lift direct appliqué sur le champ de Seminole (Oklahoma USA)
1929

1929- : 25 000 brevets déposés sur différents types de vannes appelées "de
1945 débits".

1945 : La vanne à soufflet remplace pratiquement les autres types de vannes.

Actuellement (statistique 1980) 91,5 % des puits pétroliers sont activés (624 500 puits en production dont 52 500 éruptifs) et 12 % de ces activations sont des opérations de gas lift. Le pourcentage de l'utilisation du gas lift est en croissance continue du fait de la déplétion des puits existants (donc descente dans le puits du lieu d'activation, facteur limitant les systèmes d'activations concurrents) et de l'amélioration de la maîtrise du système.

Pour ce qui est de la géothermie, cette technique est encore au stade embryonnaire. Son application se limite à de la stimulation transitoire de puits avec de l'air comprimé pour estimer les propriétés des aquifères grâce à l'aspect des courbes de remontée de pression après une phase de débit important. Le matériel utilisé est réduit au maximum : on utilise le plus souvent une tige de forage avec un embout simplement perforé. L'utilisation de l'air comme gaz moteur provoque des problèmes de dépôt et de corrosion (contact avec un fluide réducteur) qui sont négligés du fait de la durée des essais (2-3 jours).

L'expérimentation de différents systèmes appliqués à la géothermie se rapproche des conditions de gas lift. Nous citerons principalement :

- La vaporisation contrôlée de puits géothermique de haute enthalpie par l'injection de CO₂ sous pression pour limiter sa chute de pression partielle. Il s'agit d'un système évitant la sursaturation de la calcite testé actuellement sur le puits 1321-2 de Desert Peak (Nevada - USA). La faisabilité technique a été prouvée, la précipitation de calcite étant réduite. Le procédé induit en plus une activation supplémentaire au flash naturel du fluide dans le puits.
- Une activation géothermique utilisant une injection de gaz naturel en Hongrie (actuellement à l'étude).
- Un cycle utilisant une boucle thermogravimétrique à Castel Novo (Italie). L'injection de Fréon 114 vaporisé (à l'aide d'un échangeur géothermique) est injecté à la base d'une colonne d'eau. la densité plus faible du milieu diphasique résultant permet une récupération d'énergie grâce à une turbine hydraulique située à la base d'une autre colonne monophasique au sommet de laquelle a lieu la séparation eau/vapeur de fréon.

Tableau 1

AVANTAGES DES MOYENS D'ACTIVATION
selon R.C. PHILLIPS (Union Oil of Calif.)

	POMPAGE AUX TIGES	HYDRAULIQUE-PISTON	JET PUMP	POMPAGE ELECTRIQUE	GAS LIFT
GOR (gaz oil - ratio)	oui si ventilé mais \ de rdt	Non	insignifiant si 90 - 180 m ³ /m ³	Non	Pas de problème
Ø mini casing	> 2"	5 1/2 4" possible	5 1/2	7" si volume import. 5 1/2 possible	7"
Puits dévié	Mauvais	Pas de problème	Pas de problème	Pas de problème	OK
Solides dans fluide	Mauvais si > 3 %	Pb si > 2 %	Pas de pb si < 10 %	5 % maxi	Pas de problème
Coûts de pulling	Modérés		Très faibles	Importants (pulling tubing)	Importants
Débit	Le plus faible	4ème plus élevé	3ème plus élevé	Le plus élevé	2ème plus élevé
Simplicité et possibilité d'analyse	Oui	Non	Oui/Non	Non	Moyen
Offshore	Non	OK	OK	OK	OK
Déplétion du réservoir	OK système souple	Possible mais coûteux	Non	Non	Possible
Principal avantage	souple et simple	profondeur importante	profondeur importante	Débit important	Peu coûteux si gaz disponible

151

Tableau 2
AVANTAGES RELATIFS DES MOYENS D'ACTIVATION
 selon S.G. GIBBS (Nabla Corp.)

POMPAGE AUX TIGES	POMPAGE HYDRAULIQUE	POMPAGE ELECTRIQUE	GAS LIFT
- Efficace, simple, facile à opérer pour les gens des champs - Applicable à des complétions de petit diamètre ou à des complétions multiples - Peut fonctionner avec des pressions de fond très basses - Système laissant l'annulaire libre pour ventiler le gaz séparé du fond et mesurer le niveau fluide - Système souple qui peut s'adapter à la baisse de potentiel du puits lors du déclin - Facile à analyser - Peut pomper des fluides à haute température et très visqueux - Peut utiliser une source d'énergie électrique ou à gaz - Il est facile de procéder à des traitements contre la corrosion et les dépôts - Contrôle automatisé possible si alimentation électrique	- Moins limité en profondeur et débit (500 BFPD à 15 000 ft) - Pas de problème pour les puits déviés - Ne présente pas de nuisance dans des zones urbaines - La source d'énergie peut être disposée loin du puits - Facile à analyser - Souple, peut s'adapter au déclin du puits - Peut utiliser indifféremment l'énergie électrique ou le gaz - Les pompes de fond peuvent être remontées par circulation - Peut fonctionner avec des pressions de fond très basses - Applicable à des complétions multiples - Applicable offshore	- Peut pomper des volumes extrêmement importants (20 000 BPD*) dans des puits peu profonds avec des casings de fort diamètre - Ne présente pas de nuisance en milieu urbain - Facile à opérer - Possibilité d'installer des appareils de fond de mesure de pression reliés à la surface par câble - Pas de problème en puits dévié - Applicable offshore	- Peut accepter sans trop de problème des quantités importantes de solides en suspension - Peut lifter de grands débits dans des puits à fort IP** (Gas lift continu) - Peut être converti en gas lift intermittent au déclin du puits - Ne présente pas de nuisance en milieu urbain - La source d'énergie peut être disposée loin du puits - Il est facile de connaître les pressions de fond et les gradients fluides - Pas de problème pour les fluides contenant du gaz - Une unité wire line suffit le plus souvent au servicing - Pas de problème pour les puits déviés - Ne nécessite parfois pas de source d'énergie - Normalement pas trop de problèmes avec la corrosion - Applicable offshore

* BPD barrel oil per day (20 000 BPD = 133 m³/h)

** IP : indice de productivité

Tableau 3

INCONVENIENTS RELATIFS DES MOYENS D'ACTIVATION
selon S.G. GIBBS (Nabla Corp.)

POMPAGE AUX TIGES	POMPAGE HYDRAULIQUE	POMPAGE ELECTRIQUE	GAS LIFT
- Les puits déviés présentent des problèmes de frottement - Des quantités importantes de solides en suspension peuvent être nuisibles - La présence de gaz dans le fluide abaisse le rendement volumétrique - La profondeur est limitée par la capacité des tiges - Peut provoquer des nuisances en milieu urbain - Installations lourdes et volumineuses pour l'offshore - Des problèmes de paraffine peuvent nuire au fonctionnement	- Les installations pour l'huile moteur présentent un risque pour l'incendie - Les spécifications de l'huile moteur la rendent coûteuse - De grandes quantités de solides en suspension peuvent être nuisibles - Coûts d'opérations souvent élevés - Il n'est pas toléré de gaz dans le fluide car il n'est pas prévu normalement de ventilation par l'annulaire - Si on veut une ventilation annulaire cela requiert un tubing supplémentaire (coûteux) - Traitements contre la corrosion et les dépôts difficiles - Dépannages délicats pour le personnel du champ - Essais de puits peu significatifs pour des puits à faible volume	- Non applicable aux complétions multiples - Demande exclusivement de l'énergie électrique - Des voltages importants sont nécessaires (1 000 V+) - Impossible à utiliser dans des puits de faible volume ou pour des hauteurs de refoulement trop importantes - L'adaptation du déclin du puits demande un échange coûteux du matériel - Le câble pose des problèmes lors de la manipulation - Le câble est fragile à haute température - Système limité en profondeur en raison du prix du câble et de l'impossibilité d'amener assez de puissance au fond - Problèmes si présence de gaz en trop grande quantité ou si présence de particules solides en suspension	- Difficile à utiliser avec des complétions multiples - Peu facile à utiliser dans des réservoirs en déplétion par "solution gas drive" - Le gaz est coûteux - Le gaz n'est pas toujours disponible - Peu rentable pour des petits champs ou pour un seul puits

4 - EVOLUTION DE LA CONNAISSANCE

Les différentes étapes de l'utilisation du gas lift ainsi que l'évolution parallèle des matériels utilisés sont liées à l'évolution de la connaissance et de la maîtrise de la technique. Les caractéristiques particulières des milieux diphasiques (principalement les difficultés d'application des lois de similitude) sont à l'origine des travaux essentiellement empiriques. Ceci est aussi lié aux problèmes d'adéquation d'une technique à des caractéristiques géologiques extrêmement diverses (Indice de productivité, débits, densité etc..., très variable selon les puits de pétrole) conduisant à différents régimes d'écoulement dans les puits. Le tableau suivant réunit les travaux essentiels concernant le développement théorique du gas lift pétrolier.

AUTEUR	TYPE DE TRAVAUX	Ø DE CONDUITES	FLUIDE	OBSERVATIONS
POETTMAN ET CARPENTER (1952)	Méthode semi-empirique à partir de données de champs	2" 2" 1/2 3"	Huile + Eau + gaz	Développement d'une solution pratique pour conduites de faible diamètre GLR limité Débit > 65 m ³ /j
GILBERT (1954)	Utilisation de données de champs	2" 2" 1/2 3"	Huile + Eau + gaz	Présentation d'un réseau de courbes pour des écoulements verticaux - multiphase -
DUNS ET ROS (1961)	Expériences de laboratoires et données de champ	tout diamètre	Huile + Eau + gaz	Corrélation pour une large gamme de débits
HAGERDORN ET BROWN (1965)	Expériences sur champs	1" à 4"	Huile + Eau + Gaz	Développement de corrélations généralisées
ORKIZEWSKI (1967)	Utilisation de méthodes antérieures + propres corrélations	tout diamètre	Huile + eau + gaz	Arrangement des corrélations de ROS
BEGGS ET BRILL (1973)	Expériences de laboratoire			
ELF (1976-81) + CFP + IFP	Expérimentation en condition semi-réelle	6"	Huile + gaz	Ecoulement diphasique horizontal - programme "Pepite Transport"

GLR = Gaz/Liquide Ratio

CFP = Compagnie Française des Pétroles

IFP = Institut Français du Pétrole

Actuellement les compagnies pétrolières se servent d'abaques représentant des courbes de gradients de pression verticaux et déduisent le dimensionnement de la complétion à mettre en place par des méthodes graphiques.

Depuis 1982, le groupement ELF-CFP-IFP met au point un programme informatique de dimensionnement, à partir d'expérimentation en grandeur moyenne (conduites 3" et 6" d'environ 30 m de long inclinable 0-90°). Il s'agit du programme "Pépité Puits" en phase d'être opérationnel.

Les sociétés commercialisant les vannes d'injection de gaz (FLOPETROL, CAMCO ...) possèdent aussi des versions informatisées des corrélations citées. Les essais réalisés en fin de forage de puits de pétrole sont analysés et permettent dans la plupart des cas de sélectionner la corrélation la plus adéquate aux conditions de couple réservoir/puits. Ex : pour Flopétrol, les corrélations utilisées sont :

DUNS et ROS - BEGGS et BRILL - ORKISZEWSKI
MUKERJEE ET BRILL - HAGEDORN et BROWN

La corrélation étant déterminée, une optimisation du nombre de vannes de gas lift ainsi que du débit de gaz injecté peut être effectuée. Cette méthode présente un pourcentage de réussite acceptable.

Il faut cependant noter que les diamètres de conduite expérimentée, ou en production, sont généralement inférieures ou égales à 6" et que les débits de liquide (mélange huile-eau) sont rarement supérieurs à 100 m³/h. Le système presque universellement choisi est le gas lift direct, c'est-à-dire l'injection de gaz par l'annulaire du casing-tubing.

II

DESCRIPTION GENERALE DE L'ACTIVATION

DE L'EXHAURE GEOTHERMALE

PAR GAS-LIFT RECYCLE

I - INTRODUCTION

Le réservoir géothermique le plus sollicité actuellement en France est le Dogger du centre du Bassin Parisien. La plupart des forages réalisés ont permis d'obtenir des puits artésiens. Les premières installations (ex : Melun l'Almont 1969) n'ont utilisé que le fluide géothermique amené en surface par la seule pression du réservoir. Ce type d'exhaure simplifié se heurte à deux difficultés :

- La détente du fluide géothermique au cours de sa remontée vers la surface (gradient de pression naturel) provoque une libération de différents gaz initialement dissous au niveau du réservoir. Non seulement ces gaz sont généralement corrosifs (présence de H_2S et CO_2) mais l'apparition du milieu diphasique (liquide/gaz) provoque une évolution des caractéristiques chimiques du fluide (pH et états des saturations minérales), tout en créant des problèmes hydrodynamiques et thermiques (présence d'un échangeur en aval). Ce processus n'a pas que des inconvénients mais demanderait des traitements appropriés.
- Le débit naturel de ces puits reste faible par rapport à la production théorique maximale économiquement rentable.

L'activation par pompage permet à la fois de maintenir une pression minimale sur tout le trajet du fluide géothermique (en particulier en surface) supérieure à la pression de dégazage de ce fluide (pression de point de bulle) et d'augmenter la production du puits donc la rentabilité de son exploitation.

Parmi les différents procédés d'activation le gaz lift est un système de plus en plus utilisé principalement pour la production des puits pétroliers. Il est inspiré d'un processus naturel : les fluides pétroliers présentant généralement une pression de point de bulle très élevée ainsi qu'une réserve potentielle de gaz importante, la plupart des puits artésiens sont "auto-stimulés" par un gas-lift naturel (une colonne monophasique de fluide équilibrerait la pression de réservoir), l'utilisation d'une activation par gas lift sur ces puits se résume à une augmentation artificielle du ratio gaz/liquide (GLR). Ce processus naturel se retrouve en géothermie quand les puits produisent avec une contre-pression en surface inférieure à la pression de point de bulle (ex : pression atmosphérique au moment des essais de puits) ; cependant cette pression de point de bulle et la quantité de gaz dissous ne permettent pas généralement une activation suffisante.

2 - DISPOSITIF (cf. fig. 2)

L'objet de cette étude est de présenter le procédé d'activation par gas-lift continu recyclé et inverse.

Le gas lift consiste à injecter une quantité de gaz sous pression à une certaine profondeur par l'intermédiaire d'une canalisation descendue dans le puits. Il s'agit d'un gas lift continu, le débit de gaz étant permanent pendant la production. Le choix d'un recyclage du gaz moteur servant à l'allègement de la colonne de fluide apporte deux éléments fondamentaux :

- L'équilibre, après une certaine durée de fonctionnement, des pressions partielles des différents gaz issus du fluide géothermique

Figure 2

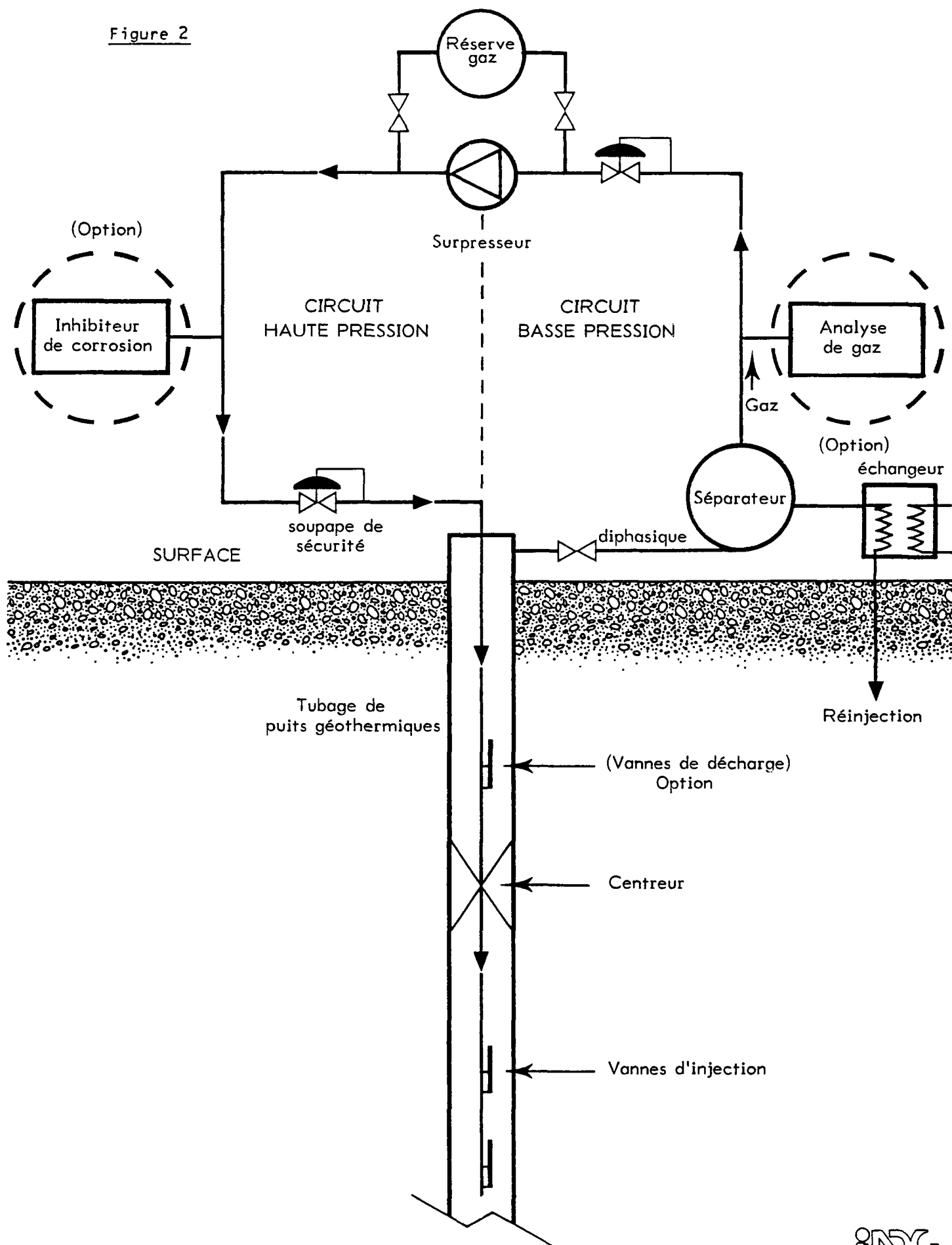


SCHÉMA SYNOPTIQUE DU GAS-LIFT RECYCLÉ GÉOTHERMIQUE



permet d'éviter tout dégazage en maintenant une pression totale en tête de puits approximativement égale à la pression de point de bulle.

- La présence de cette pression, après séparation gaz/liquide, à l'aspiration du surpresseur permet de limiter le travail de compression.

Ce gas-lift est dit inverse car l'injection du gaz s'effectue par un tube central (la plupart des opérations de gas lift pétrolier utilisent une injection par l'annulaire du puits). Ce choix est dicté par l'optimisation des diamètres équivalents des deux conduites de fluide. Les débits importants de fluide géothermique, la limitation des diamètres de forage et les variations de ces derniers (puits "télescopiques") ne permettent généralement pas la production par gas lift normal (production par le tube central).

3 - CYCLE THERMODYNAMIQUE DU GAZ : ASPECT THEORIQUE

Le gaz servant à l'activation du puits étant réutilisé, il subit un cycle continu.

Il s'agit d'un cycle semi-ouvert car le gaz se trouve en contact direct avec le fluide géothermal dans le puits. Le mélange de gaz idéal étant réalisé, nous supposons que le choix de la pression en tête de puits ne permet aucune perte finale par dissolution et que la séparation entre les deux fluides est idéale (aucun entraînement de bulle ou de goutte). Cette hypothèse réaliste (rendement de séparation > 99 % industriellement possible) permet d'établir un cycle théorique simplifié. Les opérations de dispersion du gaz dans le fluide géothermal au niveau de l'injecteur, de dissolution et de dégazage partiel ainsi que de séparation étant négligeable du point de vue énergétique comparées aux compressions et détente mises en jeu, nous n'en tiendrons pas compte.

Le point A (fig. 3) pris comme point de départ du cycle correspond à la sortie du séparateur de phase (aspiration du surpresseur). Le cycle se compose des évolutions suivantes supposées idéales :

- 1 - Une compression adiabatique AB (surpresseur),
- 2 - Une détente isenthalpique faible BC (tubing d'injection)
- 3 - Un refroidissement isobare CD (mélange des deux fluides)
- 4 - Une détente isotherme DA (remontée diphasique)

- 1 - Différentes irréversibilités ne permettent pas une compression idéale du gaz. Ce type de machine présente en général un rendement isentropique compris en 0,5 et 0,7. Le gaz subit un échauffement important.
- 2 - Cette détente correspond aux pertes de charge dans le tubing d'injection. Le diamètre de ce tube doit être choisi pour les minimiser sans pénaliser le diamètre équivalent de l'annulaire.
- 3 - Le contact direct entre le gaz réchauffé par la compression et le fluide géothermal à une température plus basse provoque une évolution des températures vers un équilibre. Les coefficients volumiques de transfert thermique et les débits relatifs des deux fluides permettent d'atteindre effectivement l'équilibre en quelques mètres. En ne considérant que le gaz (chauffé par la compression) il s'agit d'un refroidissement qui peut être considéré comme isobare.

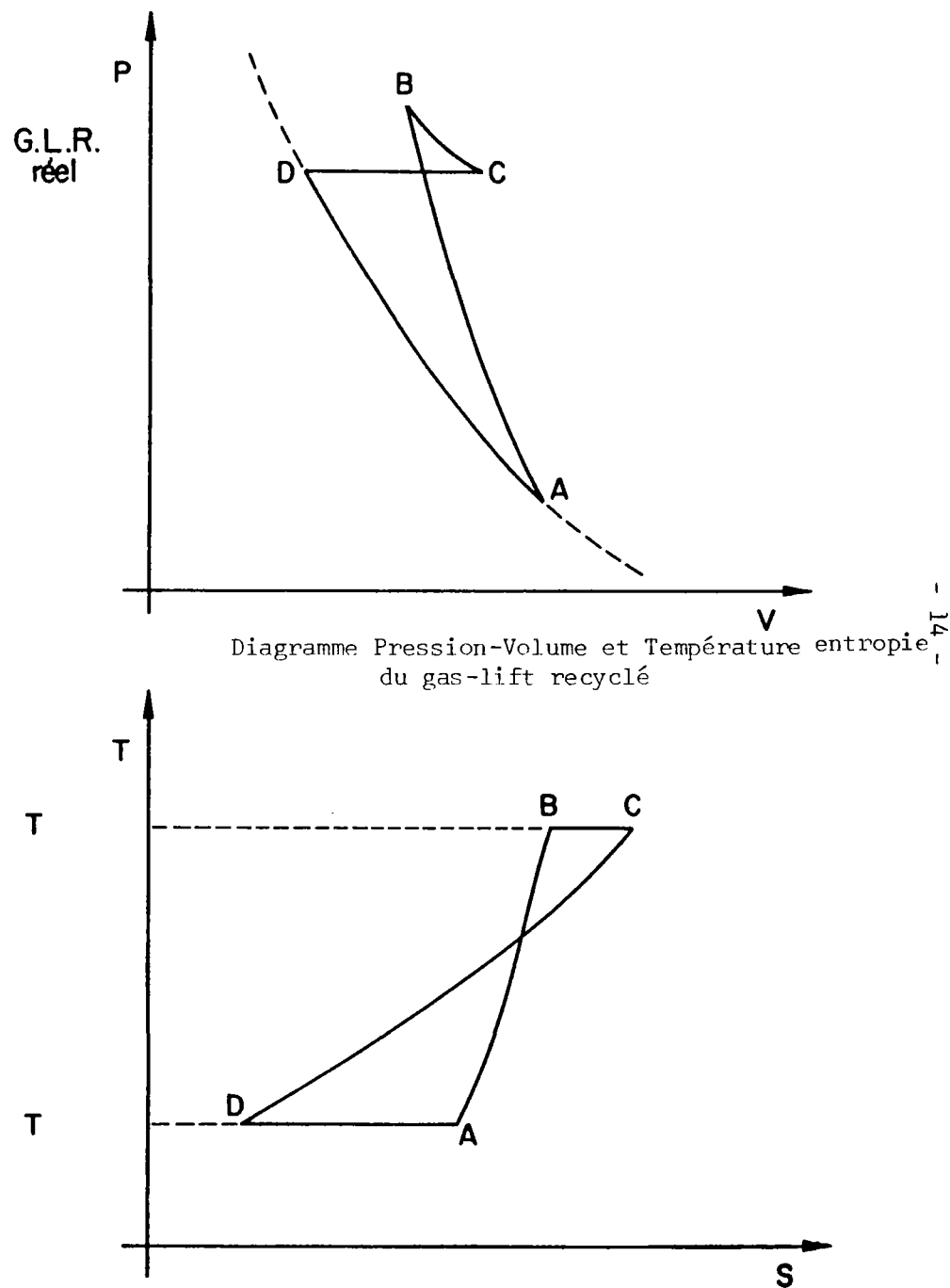
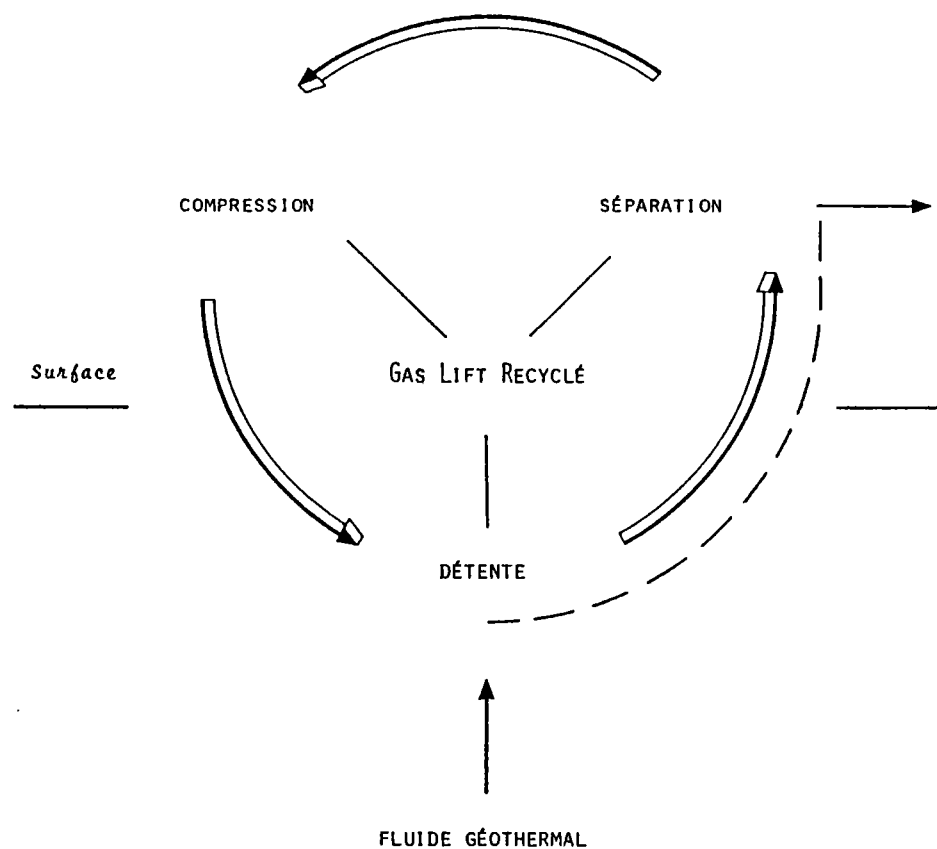


Fig. 3 : CYCLE A CONTACT DIRECT - GAZ-FLUIDE GEOTHERMAL

- 4 - La remontée du milieu diphasique vers la surface peut être assimilée à une détente isenthalpique. Le faible ratio massique de gaz dans le fluide géothermal (environ 1,5 %) influe très peu sur la température du fluide total, aussi cette détente peu être considérée comme isotherme. (Le casing est supposé être une enceinte adiabatique sur la hauteur du gas-lift, après une phase de mise en température).

4 - PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT ET DE DIMENSIONNEMENT DE GAS LIFT*

4.1. - REGIME D'ECOULEMENT ETABLI

Le gas lift continu consiste à injecter du gaz dans une colonne de fluide. Cette injection réduit la masse spécifique à partir du point d'injection. L'allègement résultant réduit la pression dynamique de fond et permet ainsi l'augmentation du débit. A débit constant, le gas lift peut permettre d'augmenter la pression en tête de puits. Généralement l'utilisation du gas lift a ces deux objectifs, la plupart des puits n'étant pas artésiens, et l'installation de surface provoquant des pertes de charges (donc présence d'une contre pression en tête de puits). (fig. 4).

Pour un débit de liquide donné, les gradients de pression dépendent du rapport volumique gaz/liquide (GLR) : l'injection de gaz provoque deux effets antagonistes :

- La réduction des pertes de charges gravitaires par l'allègement de la colonne
- L'augmentation des pertes de charges par frottement et par l'accélération du fluide.

L'augmentation du GLR permet d'améliorer l'activation du puits jusqu'à ce que l'effet d'augmentation des pertes de charge par frottement soit supérieur à l'allègement. (fig. 5)

4.2. - REGIMES TRANSITOIRES

La pression d'injection du gaz en tête de puits est directement liée à la pression de l'annulaire à la profondeur de l'injection, cette pression est maximum lorsque cet annulaire ne contient que du liquide (ou dans le cas d'une contre pression importante en surface). De ce fait, l'injection en un seul point de la complétion impose un surdimensionnement de l'unité de compression uniquement liée au démarrage.

Les schémas suivants (fig. 6) montrent comment résoudre ce problème en multipliant les points d'injection sur des opérations de gas-lift pétroliers.

L'ouverture des vannes utilisées dans cet exemple est commandée par la pression régnant dans l'annulaire.

* D'après J. FRANC (Sté Flopétrol) et BERTAIN (Sté SNEA) - Cours ENSPM 1983.

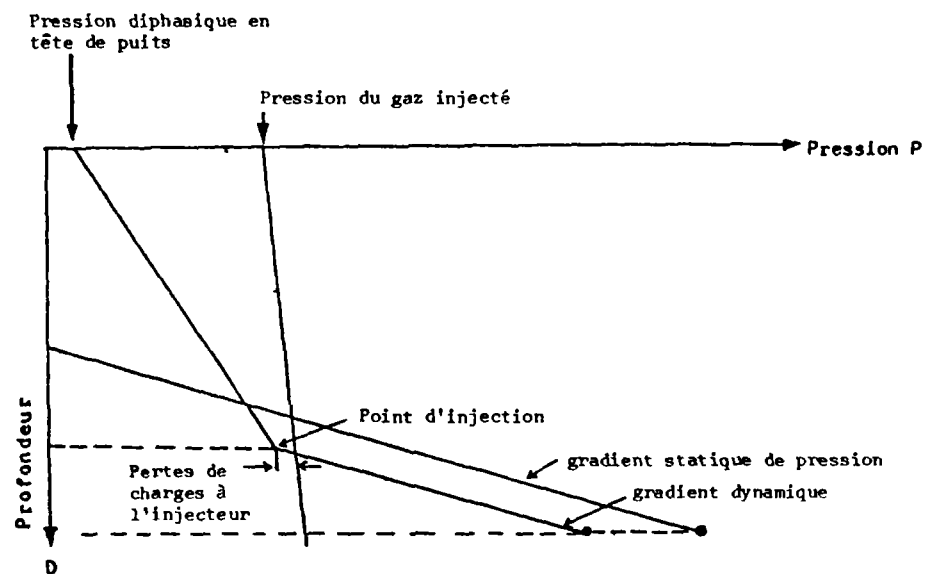
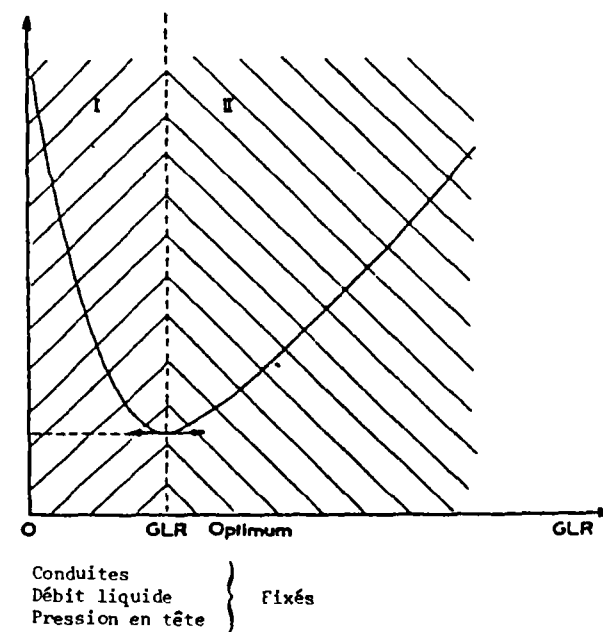


Figure 4

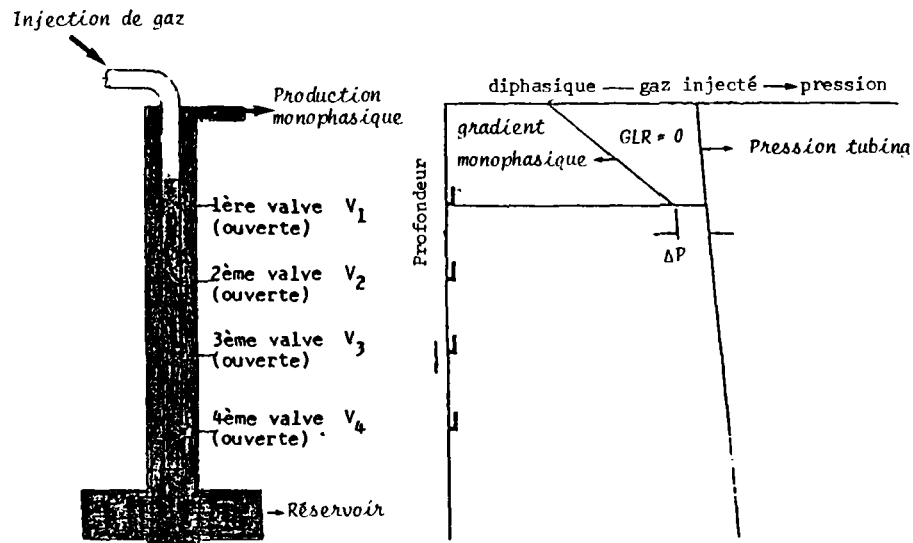
Evolution du gradient
de pression moyen
de l'annulaire



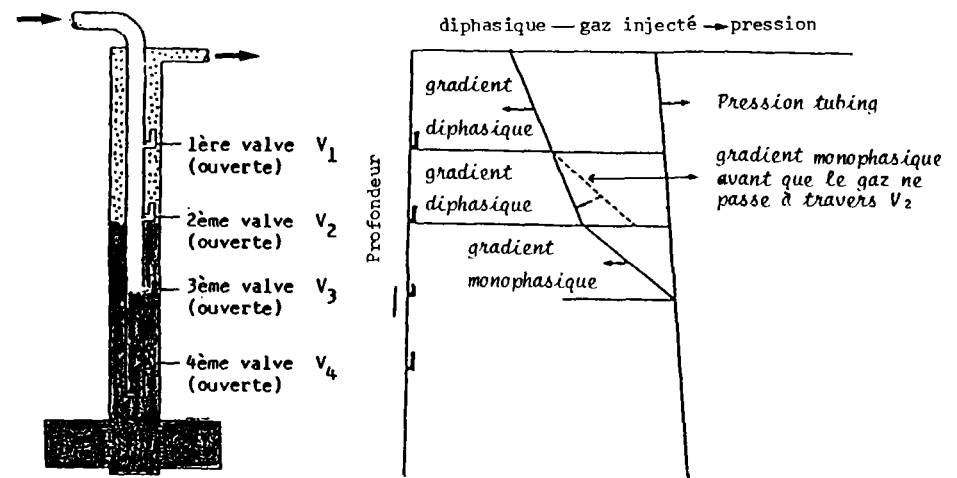
I - Zone d'optimisation du gas-lift par augmentation
du GLR

II - Zone de chute du rendement du gas-lift avec
l'augmentation du GLR.

Figure 5

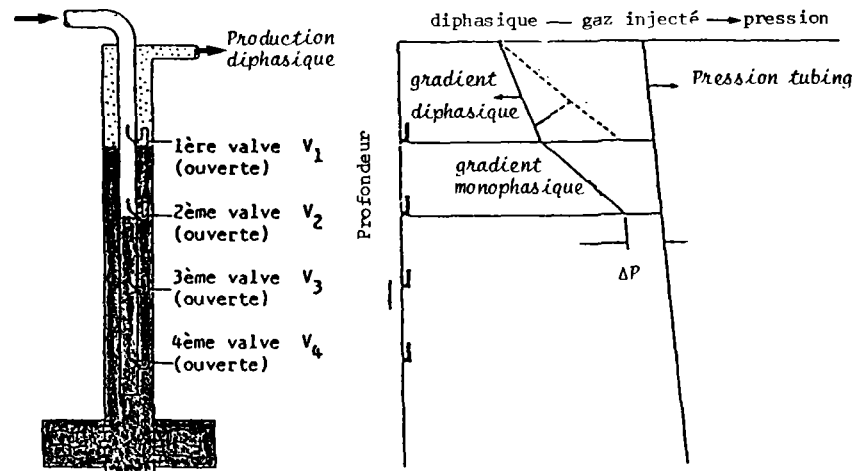


(A)



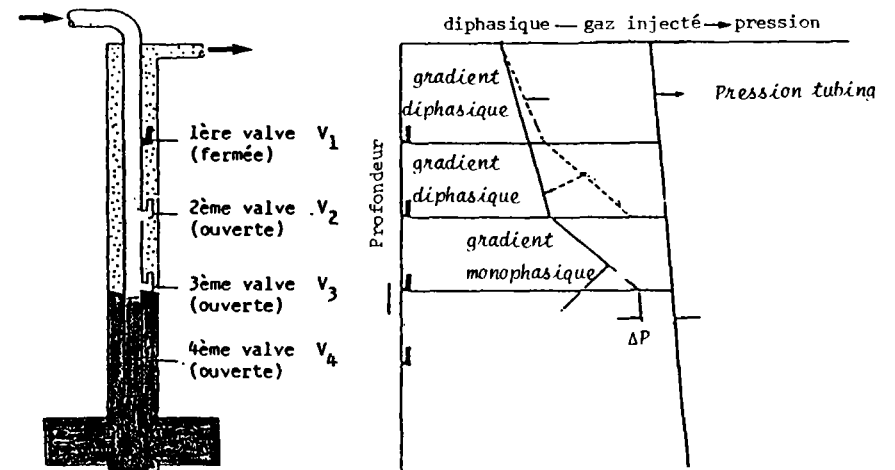
(C)

Figure 6



(B)

ΔP : perte de charge au travers de la vanne en question.



(D)

ΔP : perte de charge au travers de la vanne en question.

L'utilisation de vannes dont l'ouverture est commandée par la pression de gaz est aussi possible, mais nécessite la variation de la pression d'injection et complique l'exemple.

FIG. 6A - Début d'injection de gaz. Toutes les vannes sont ouvertes pour permettre de chasser le liquide du tube d'injection.

FIG. 6B - Vannes ouvertes - le gaz atteint la vanne V2 et passe dans l'annulaire au V1. Ceci provoque un effet de gas lift qui réduit la pression de l'annulaire et augmente légèrement le débit de liquide.

FIG. 6C - Vanne ouverte - le gaz atteint la vanne V3 et passe dans l'annulaire par V1 et V2.

FIG. 6D - V1 fermée - le gaz passant par la vanne V3 et V2 allège suffisamment la colonne de liquide pour permettre à la vanne V1 de se fermer.

Le processus continue jusqu'à ce que le débit de gaz passe entièrement par la vanne la plus profonde, les vannes situées au dessus étant refermées. Le calcul du dimensionnement d'une opération de gas lift consiste non seulement à indiquer la profondeur et le débit optimum de gaz pour une production de liquide donnée, mais aussi le nombre, l'espacement, le tarage et le diamètre de vannes nécessaire au démarrage du puits. Il faudra noter que le démarrage de puits de pétrole en gas lift peut durer parfois plusieurs heures.

Pour l'application à la géothermie et plus particulièrement au réservoir du Dogger du Bassin Parisien, l'utilisation d'une vanne intermédiaire peut réduire la pression de démarrage de puits. On pourrait multiplier le nombre des vannes, mais l'augmentation artificielle de la contre pression en tête de puits ne peut être effective qu'après le démarrage du puits. Cette contre pression nécessitant une pression d'injection élevée, sa régulation est le paramètre principal lors des phases transitoires.

Le choix du gas lift recyclé, avec une séparation fine de deux phases est dicté par la faible quantité de gaz contenu dans les fluides géothermiques considérés. L'ajout systématique d'une grande quantité de gaz étant d'un coût prohibitif, il est nécessaire de recycler le gaz.

Les régimes transitoires posent également le problème de l'apport initial de gaz. Deux possibilités sont envisagées :

- **Le démarrage du système à l'aide de l'air atmosphérique.**

Cette solution, très simple, pose de nombreux problèmes chimiques, liés principalement à l'apport d'oxygène. Outre les effets d'oxydation et de destabilisation des équilibres chimiques, l'oxygène doit être remplacé progressivement (gaz recyclé) par les autres gaz. Par ailleurs, la proportion importante d'alcanes et la présence d'oxygène sont particulièrement dangereuses. Cette option est du même type que les opérations classiques d'air lift géothermique. Elle nécessite soit un compresseur en amont de l'aspiration du surpresseur, soit une machine acceptant les caractéristiques atmosphériques à l'entrée (la pression de refoulement étant directement liée à celle d'aspiration).

- Le démarrage du système à l'aide d'un gaz déterminé ;

Pour limiter les problèmes chimiques, ce gaz doit être choisi en fonction du fluide géothermal. L'azote présente différents atouts supplémentaires : son stockage peut se faire soit liquide en réduisant le volume et le coût d'intervention (8 FF/Nm³ pour une quantité minimum de 10.000 Nm³/an) mais la détente aux débits requis (minimum d'aspiration du surpresseur) nécessite un réchauffeur ; soit en supercritique (racks de bouteilles classiques à 200 bars) avec l'avantage d'une énergie interne permettant l'injection directe et la finesse du réglage du débit (prix de l'ordre de 17 FF/Nm³ + location).

L'utilisation d'air desoxygéné (échappement du moteur thermique du surpresseur par exemple) peut être aussi utilisé, mais généralement à pression atmosphérique rejoignant ainsi certaines contraintes du démarrage à l'air.

L'utilisation du mélange de gaz, comprimé dans un ballon par le surpresseur, lors de la phase d'arrêt du cycle, peut être prévue pour les démarrages ultérieurs.

La durée d'une phase de démarrage est difficile à prévoir dans la mesure où elle comprend :

- La vidange du tube d'injection (au premier démarrage, car les clapets anti-retour des vannes d'injection simplifient cette opération en conservant le tubing en gaz),
- La remontée du milieu diphasique avec bouchons de gaz causés par l'inertie de la colonne liquide,
- La stabilisation de l'écoulement diphasique,
- L'établissement progressif de la contre pression en tête de puits,
- Le branchement en circuit fermé.

III

DESCRIPTION DU MATERIEL

GAS LIFT RECYCLE GEOTHERMIQUE

I - INTRODUCTION

Le cycle de gaz utilisé comporte trois étapes successives : une compression, une détente et une séparation. Le matériel nécessaire à ces trois opérations étant spécifique, il peut servir à définir trois ensembles. Les caractéristiques approximatives de ces matériels ont été estimées à l'aide de calculs théoriques (IMRG, CAMCO, FLOPETROL) et des connaissances acquises au cours d'utilisations différentes de l'effet gas lift (activation de puits de pétrole, test de puits géothermiques,...). Les plages de variation prévues de certains paramètres ont leur origine dans :

- L'expérimentation de la technique appliquée aux conditions très particulières de la géothermie (débits $> 150 \text{ m}^3/\text{h}$, contre pression de surface $> 5 \text{ bars}$) et du gas-lift inverse (production par l'annulaire),
- L'incertitude sur les gradients de pression obtenus (qui sont un des résultats attendus de l'expérimentation sur le pilote proposé),
- L'adaptabilité de l'ensemble à différents puits, donc à des conditions différentes.

2 - MATERIEL DE COMPRESSION

Il se situe en surface entre la sortie du séparateur de phase et la tête d'injection du gaz. Il a pour rôle de surpresser le mélange de gaz à partir de la pression approximative de l'annulaire en tête de puits jusqu'à la pression d'injection. Celle-ci, ainsi que le débit de gaz doivent être précisément ajustés, ce qui est assez contraignant pour un surpresseur dont la pression d'aspiration peut aussi fluctuer.

L'utilisation d'un mélange de gaz hydratés corrosifs impose la présence de séparateurs de phase (à l'entrée, entre les étages de compression et accessoirement à la sortie) pour éliminer les traces de condensation, ainsi que des matériaux non altérables au contact de ces fluides.

Le choix des caractéristiques de ce matériel repose sur la possibilité de son application pour différentes conditions d'expérimentation ainsi que différents puits.

Exemple : Puits de Melun l'Almont

- Caractéristiques des effluents :

- . Mélange de gaz principaux : CH_4 , N_2 , CO_2
- . Débit variable $800 - 3200 \text{ Nm}^3/\text{h}$

- Conditions opératoires :

- . Pression d'aspiration : 1-10 bars abs.
- . Pression de refoulement : 30-55 bars abs (variable)

Différents types de matériel ont été examinés :

- Les surpresseurs à pistons,
- Les surpresseurs périphériques
- Les surpresseurs centrifuges.

Le premier type correspond à la réponse classique des fabricants aux conditions requises. Ce sont des machines volumétriques bien adaptées au système, d'un rendement acceptable (de l'ordre de 0,7 en régime nominal). Leurs inconvénients sont d'être encombrantes, bruyantes et de présenter un grand nombre de pièces à frottement. Leur régulation peut s'effectuer de manière progressive en agissant sur les clapets ou de manière discrète par l'annulation de l'effet de différentes chambres de compression.

Les surpresseurs centrifuges et périphériques ont le double avantage de la simplicité et d'une taille réduite. Mais ce ne sont pas des machines volumétriques et leur fonctionnement est lié à la nature du gaz. Leur dimensionnement fait appel à de la fluidique élaborée et malgré cela les rendements semblent plafonner à 50 % (périphérique) et 70 % (centrifuge) et chutent en dehors du régime nominal. (D'où une incompatibilité entre la régulation et l'économie énergétique).

3 - MATERIEL DE DETENTE

Nous regroupons sous cette rubrique tout le matériel situé entre la sortie du surpresseur et l'entrée du séparateur de phase.

3.1. - LA TETE DE PUIITS (cf. fig. 7)

L'injection de gaz s'effectuant par un tube central, la tête de puits doit assurer les fonctions suivantes :

- sortie de l'écoulement de l'annulaire du puits,
- étanchéité sur le casing du puits et le tubing d'injection,
- suspension du tubing d'injection

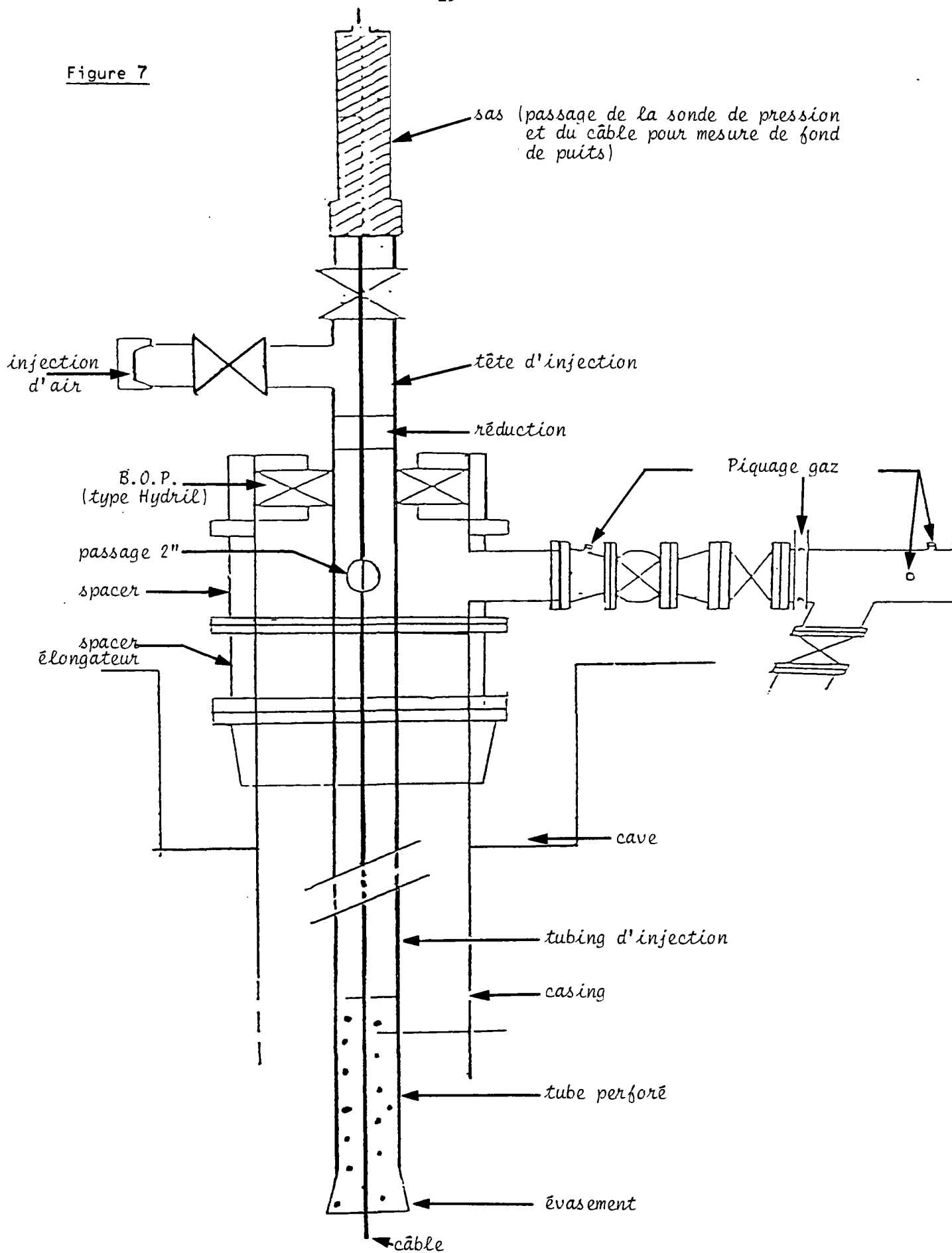
Pour effectuer des essais, la présence d'un système souple d'étanchéité (B.O.P avec fermeture sur tige) au niveau du tubing d'injection présente l'intérêt de simplifier les opérations de mouvement de ce tube (montée - descente - changement de la profondeur d'injection), mais nécessite un matériel de levage sur site.

3.2. - TUBE D'INJECTION (OU TUBING)

3.2.1. - Dimensionnement

La longueur du tubing correspondant à la profondeur maximale d'injection du gaz est un des paramètres fondamentaux du gas lift.

Figure 7



DETAIL DE L'EQUIPEMENT DE TETE DE Puits

POUR DES ESSAIS D'AIR LIFT

L'écoulement, avec des débits importants dans l'annulaire étant très sensible aux pertes de charge par frottement, il y a lieu de maximiser cette section d'écoulement. Les débits de gaz injectés ne permettant pas l'utilisation de tubing de faible diamètre, le dimensionnement passe par une optimisation des diamètres relatifs casing/tubing pour ne pas avoir de perte énergétique excessive dans le tubing ou l'annulaire.

L'injection de gaz augmente le nombre de Reynolds du fluide géothermal qui s'écoule déjà en régime turbulent. Les phases transitoires de démarrage étant en plus souvent brutales (bouchon de gaz) ce tubing doit être centré dans le casing pour ne pas battre dans le puits. Les centreurs utilisés ainsi que leur nombre ne doivent pas nuire à l'écoulement de l'annulaire.

3.2.2. - Matériaux

Ce tube étant destiné à être descendu dans un puits, toutes les précautions doivent être prises pour éliminer les risques de perte. Ce tube est immergé dans deux fluides corrosifs (mélange de gaz avec ou sans fluide géothermal) contenant du dioxyde de carbone hydraté et des traces de sulfure d'hydrogène. Ce dernier provoque une fragilisation de certains métaux, aussi une utilisation d'alliage en chrome (type VC 13 ou VS 22 Vallourec) est fortement conseillée. Le choix des matériaux de la tête de puits, des vannes d'injection, des centreurs, de la sonde, nécessite les mêmes exigences. D'autres solutions, comme l'utilisation d'acier revêtu ou de matériaux composites sont à l'étude. Il faut noter qu'une injection d'inhibiteur de corrosion avec le gaz moteur est prévue.

3.2.3. - Mécanisme d'injection

Trois systèmes peuvent être envisagés : un tubing simplement perforé à sa base (multitude de trous nus), des clapets anti-retours, des vannes de gas-lift. Ces systèmes présentant des niveaux de sécurité croissants quant au fonctionnement du système.

- Les perforations :

Ce système est utilisé pour les essais d'air lift, où il s'est révélé efficace. Cependant ces perforations présentent différents inconvénients :

- Leur utilisation avec une pression importante de gaz (contre pression de l'annulaire en surface, injection à une profondeur supérieure à 300 m ...) n'est pas maîtrisée.
- L'absence de régulation peut déclencher des phénomènes de battement de l'injection avec production de bouchons de gaz, et leur récupération sous forme de coups de bélier en tête de puits,
- La colonne de gaz est noyée dès l'arrêt de l'injection,
- Le démarrage est brutal dès que le niveau du gaz atteint les perforations (ceci peut être amélioré en étageant ces perforations sur une certaine hauteur).

- Les clapets anti-retours :

Ils ont l'avantage de conserver la colonne en gaz après l'arrêt de l'injection, ce qui facilite et réduit la durée de démarrage, mais laissent subsister les autres inconvénients des perforations.

- Les vannes de gas lift : (fig 8 - 9)

Elles sont d'un usage général sur les opérations de gas lift pétrolier. Elles présentent actuellement une grande sécurité d'emploi, dans la mesure où le dimensionnement a été bien effectué. Leur ouverture est commandée automatiquement par les pressions soit du gaz soit du milieu diphasique (avec une légère influence réciproquement de l'un ou de l'autre), ce qui permet de les utiliser surtout au moment des phases de démarrage de puits (allègement progressif de la colonne). Leur utilisation présente de nombreux avantages, principalement :

- Un dosage progressif du gaz éliminant les phénomènes de battement,
- Un clapet anti retour,
- La possibilité de choisir le point d'injection à partir de la surface en disposant plusieurs vannes étagères, commandées par la pression du gaz (ce qui induisent une opération de mouvement des tiges pour les deux autres cas).

Le fonctionnement de ces vannes nécessite par contre une perte de charge entre l'entrée et la sortie augmentant légèrement le travail de compression.

4 - MATERIEL DE SEPARATION

Il se situe en surface, entre la tête de puits (raccordement à l'annulaire du puits) et le surpresseur.

- Caractéristiques des effluents : (ex du puits de Melun l'Almont)

. Liquide : fluide géothermal
débit 100 - 150 m³/h
salinité 13 g/l

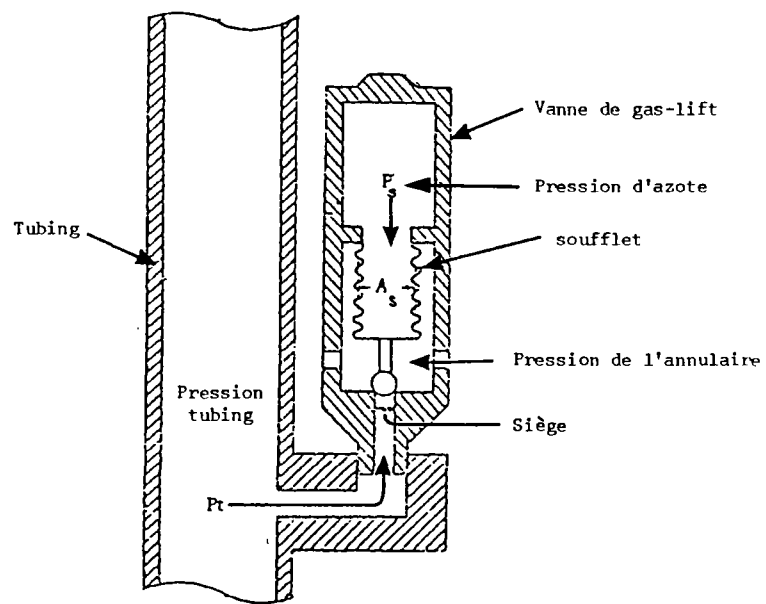
. Gaz : débit 800 à 3200 Nm³/h

Composition moyenne : CH₄ : 60 % - N₂ : 30 % - CO₂ : 6 %
(% en volume)
C₂H₆, C₃H₈ : 4 % - H₂S traces

- Conditions opératoires :

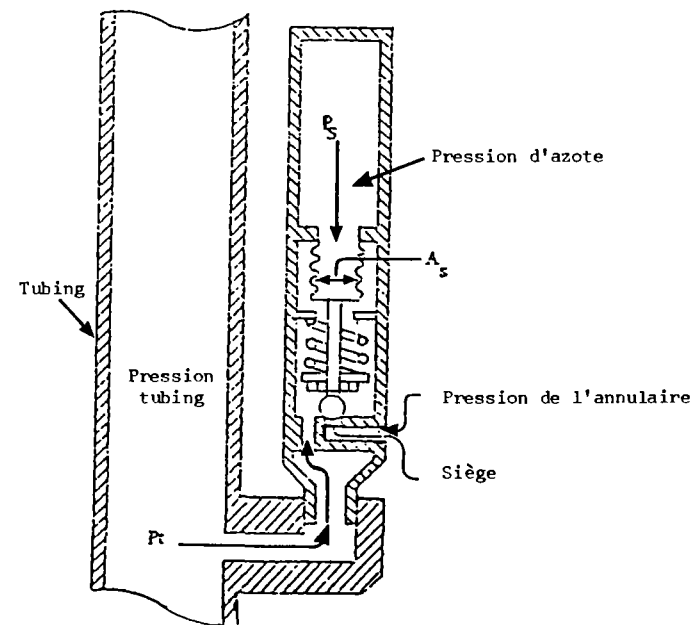
- . pression 1 - 12 bars (abs)
- . température 69 - 72°C
- . temps de rétention 1,5 mn

Figure 8



VANNE DE GAS-LIFT A SOUFFLET SANS RESSORT
COMMANDEE PRINCIPALEMENT PAR LA
PRESSION ANNULAIRE

Figure 9



VANNE DE GAS-LIFT A SOUFFLET ET RESSORT
COMMANDEE PRINCIPALEMENT PAR LA PRESSION
DU TUBING

Il s'agit d'une pièce maîtresse du système dans la mesure où une séparation médiocre pénalise le fonctionnement du cycle pour les raisons suivantes :

- L'entraînement de fluide géothermal avec le gaz peut provoquer l'endommagement du surpresseur,
- L'entraînement de bulles de gaz avec le fluide géothermal pénalise le cycle par perte de gaz nécessitant l'approvisionnement, ainsi que par perte énergétique causée par la présence d'un milieu diphasique dans les échangeurs et la pompe de réinjection (avec en plus des problèmes d'érosion/corrosion).

Pour certains fluides, une forte proportion des gaz dissous d'origine peut être éliminée (pression de séparation inférieure à la pression de point de bulle) sans provoquer de précipitation en aval. Dans ce cas, la contre pression en surface sera réduite au minimum pour optimiser énergétiquement le cycle.

5 - MATERIEL DIVERS

5.1. - INSTRUMENTATION

Le fonctionnement d'une opération de gas lift est directement lié à de nombreux paramètres (principalement les débits-pressions-températures). Aussi tous les sites de gas lift pétroliers sont largement instrumentés.

Le réservoir du Dogger du Bassin parisien présente l'avantage d'une faible évolution de l'indice de productivité de chaque puits (en supposant une exploitation classique avec réinjection). Ceci permet de réduire le nombre de données nécessaires pour des exploitations futures.

L'objectif de l'installation pilote étant par contre la maîtrise de la technique, une instrumentation importante est nécessaire. Elle doit permettre de séparer des informations liées au fonctionnement de l'ensemble du système, de données propres à chacun des sous ensembles. Autrement dit cela consiste à contrôler chacun des paramètres en entrée et sortie de ces sous-ensembles.

5.2. - SYSTEME D'ACQUISITION NUMERIQUE

Dans un premier temps, ce système doit permettre de stocker automatiquement toutes les données issues des différentes sondes. Dans un second temps le système doit évoluer vers l'acquisition et le traitement simplifié pour permettre une régulation du système.

La maîtrise de la technique est directement liée à l'interprétation des essais, c'est-à-dire au traitement des données stockées. Une unité d'acquisition fiable capable de scruter un minimum de 15 voies à différentes fréquences (liées aux phases de démarrage/arrêt ou de fonctionnement) doit être prévue.

5.3. - CONTROLE DE LA CORROSION

L'utilisation en circuit semi-fermé d'un mélange de gaz ainsi que d'un fluide géothermal corrosif implique un conditionnement spécial du matériel en contact avec ces derniers. Outre l'utilisation de matériaux spéciaux permettant de diminuer une attaque rapide de leur structure, la présence d'un tube d'injection dans un puits géothermique rend particulièrement simple l'utilisation de produits anti-corrosifs. Ceux-ci doivent être injectés en très petite quantité (de l'ordre de 10 ppm de fluide géothermal) au niveau du tube d'injection haute pression. Ils doivent présenter un pouvoir anti-corrosif dans les conditions réelles (mélange de gaz - milieu diphasique..) sans entraîner de dépôts ou de fabrication de moissés (qui nuiraient au fonctionnement du séparateur). Ce produit devant être injecté en continu sur une exploitation, il ne doit pas non plus gréver le budget de fonctionnement. Il faut noter que l'action de ce produit doit se retrouver sur l'ensemble de la boucle en aval du point d'injection (zone de gas lift - surface - puits de réinjection), et que le produit injecté aura, dans certains cas, une action anti-dépôts (inhibition de croissance minérale).

CONCLUSION

Le nombre et la nature des paramètres servant au dimensionnement d'activation par gas-lift limite la précision des calculs. Cependant, l'analyse des données existantes a permis de préciser les caractéristiques du système le plus adéquat à l'activation de puits géothermiques. La réalisation d'une unité pilote sur un site en exploitation doit permettre de maîtriser le procédé ainsi que son dimensionnement dans différentes conditions. (cf.annexe).

Cet acquis est nécessaire à l'étude économique et énergétique du système qui ne doit pas se limiter à l'exploitation du Dogger du Bassin Parisien. En effet, l'optimisation de ce procédé ouvre les portes à l'activation de puits géothermiques de moyenne et de haute enthalpie, ainsi que de puits producteurs d'eau.

IV

-- ANNEXE I --

PROGRAMME DE SIMULATION DU SYSTEME

- APPLICATION A UN ESSAI D'AIR LIFT -

Les caractéristiques relevées au cours des essais supplémentaires de Juin 1982 sur le puits GMY2 (Melleray, Loiret) permettent d'appliquer le modèle théorique de comportement du gas-lift recyclé géothermique. Ce test par air lift avait pour objectif l'acquisition de connaissances sur le réservoir du trias, grâce à l'étude de la remontée de pression après une période de production, et a néanmoins été suffisamment instrumenté pour connaître la pression d'injection de l'air (approximativement 15 et 21 bars) pour des injections respectivement à 256 et 351 mètres. Le débit d'air comprimé étant de 1980 Nm³/h environ, les débits de fluide géothermal mesurés au déversoir ont été respectivement d'environ 100 et 110 m³/h.

Les caractéristiques de réservoir et de puits retenues ainsi que les résultats obtenus à partir du modèle sont présentés dans les tableaux suivants et les courbes 10., 11., 12.

- REMARQUES -

- Le modèle appliqué (dit homogène, car ne tenant pas compte de glissement possible entre les phases) permet de reconstituer l'évolution possible de pressions au cours des essais. Il faut noter que ceci nécessite l'adéquation de plusieurs paramètres, dont principalement le coefficient de frottement dans l'annulaire. Ce paramètre ne peut être fixé que par interprétation des essais ou une connaissance très fine de l'état de surface de ces tubes (facteur très évolutif).
- L'augmentation très importante de la perte de charge par frottement (et de la perte de charge totale) dans les 60 derniers mètres de l'annulaire et due à l'accélération du fluide diphasique. En effet l'absence de contre pression en surface provoque la détente du gaz presque jusqu'à la pression atmosphérique et donc l'augmentation rapide du volume massique du fluide diphasique. Le gas lift recyclé permet de diminuer cette perte, mais l'augmentation de la contre pression en tête de puits implique un débit supérieur de gaz injecté et/ou une plus grande profondeur d'injection (répercussion sur la puissance de compression).

N.B. : Le gas lift étant une technique issue du dernier pétrolier, donc très "américanisé", différents termes ou normes sont employés en dépit de la langue française ou du système international. Nous les utiliserons par souci de simplicité, ceux-ci ayant une spécificité bien définie :

- Casing (cuvelage du puits - généralement cimenté à la formation),
- tubing (composant de la complétion descendu dans le puits),
- Norme de diamètre en pouce (toujours extérieur, le diamètre intérieur étant fonction de l'épaisseur de métal).
- GLR (Gaz/liquide Ratio),

CARACTERISTIQUES DU Puits GMY 2

- Pression statique du réservoir (extrapolée)	162 bars
- Porosité effective moyenne de la couche productive	0,17
- Perméabilité moyenne	1,24 darcy
- Hauteur cumulée de la zone productive	12 m
- Température de fluide géothermal	55°C
- Concentration (équivalent NaCl)	0,7 mole/kg
- Coefficient de skin	+ 3
- Durée de production	0,1 mois
- Diamètre - hauteur (verticale)	6" (0,152 m) : 200 m (trou nu)
	7" (0,159 m, l.D) : 1393 m (casing)

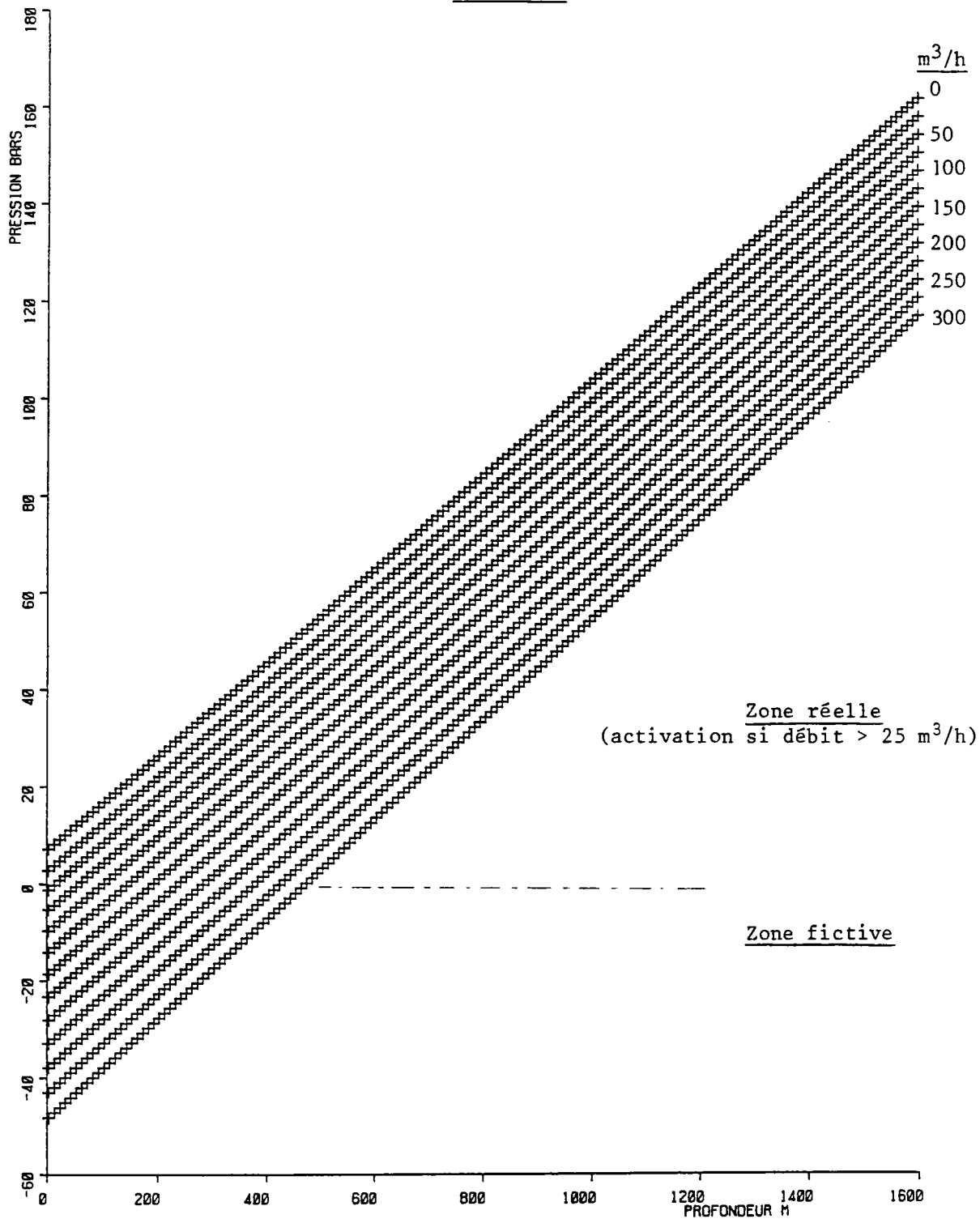
RESULTATS : cf courbe de réponse en pression (fig.10)

INTERPRETATION DES ESSAIS :

- Pression en tête de puits (annulaire)	1,5 bars abs
- Diamètre du casing (l.D)	(7") 0,159 m
- Diamètre du tubing (O.D)	(2" 7/8) 0,073 m
- Débit d'air	1980 Nm ³ /h
- Température d'injection d'air (refroidi)	35°C
- Température de production du fluide géothermique	55°C
- Coefficient moyen de frottement	0,014 - 0,015
- Profondeur d'injection	256 351 m
- Débit géothermal	27.2 29.4 kg/s
- Température en tête de puits (annulaire)	54.8 54.8°C
- Pression au niveau de l'injection	15.5 22,4 bars
- Volume massique de l'air à l'injection	63.2 43.6 dm ³ /kg
- Puissance de compression (avec $\rho = 0.7$)	280 330 Kw

La reconstitution graphique de ces essais d'air lift est présentée , (fig.11 et 12) sous forme de courbes de pression des différents écoulements ou de gradient en fonction de la profondeur.

Figure 10



COURBE DE REPONSE EN PRESSION DE PUIITS POUR DIFFERENTS DEBITS
(pas de 25 m³/h)

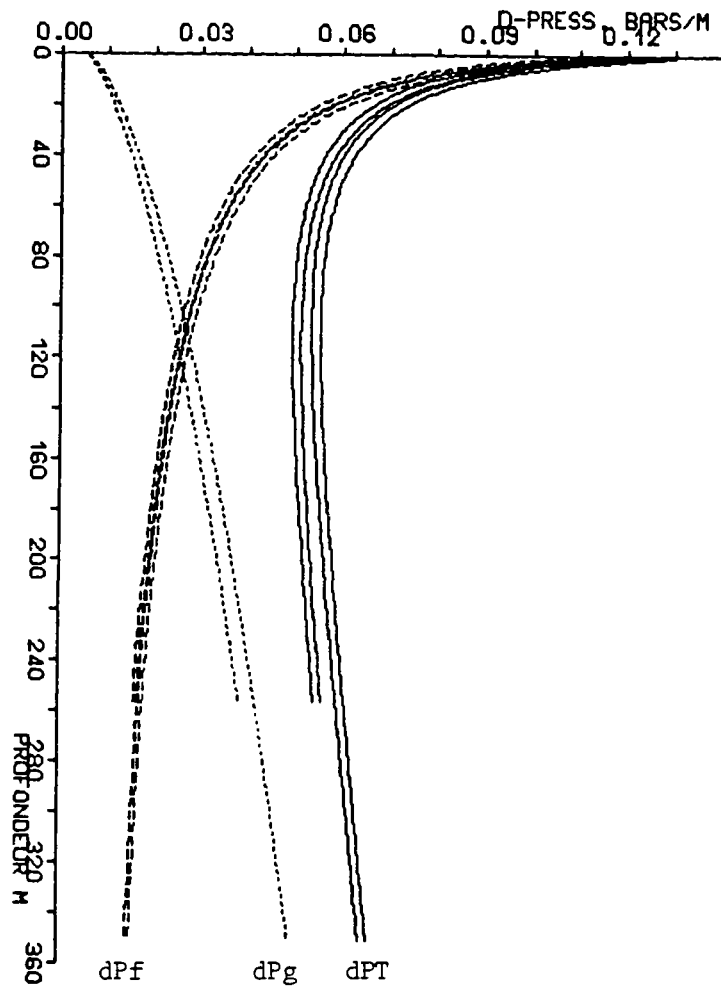


Figure 11

Courbe de gradient de perte de charge (bars par mètres)

Profondeur d'injection 256 et 351 m

dPg : évolution des pertes de charge gravitaire

dPf : " " " par frottement

dPT : " " " totale

Les courbes dPf et dPT sont doublées correspondant à l'utilisation de deux coefficients de frottement (0,014 et 0,015)

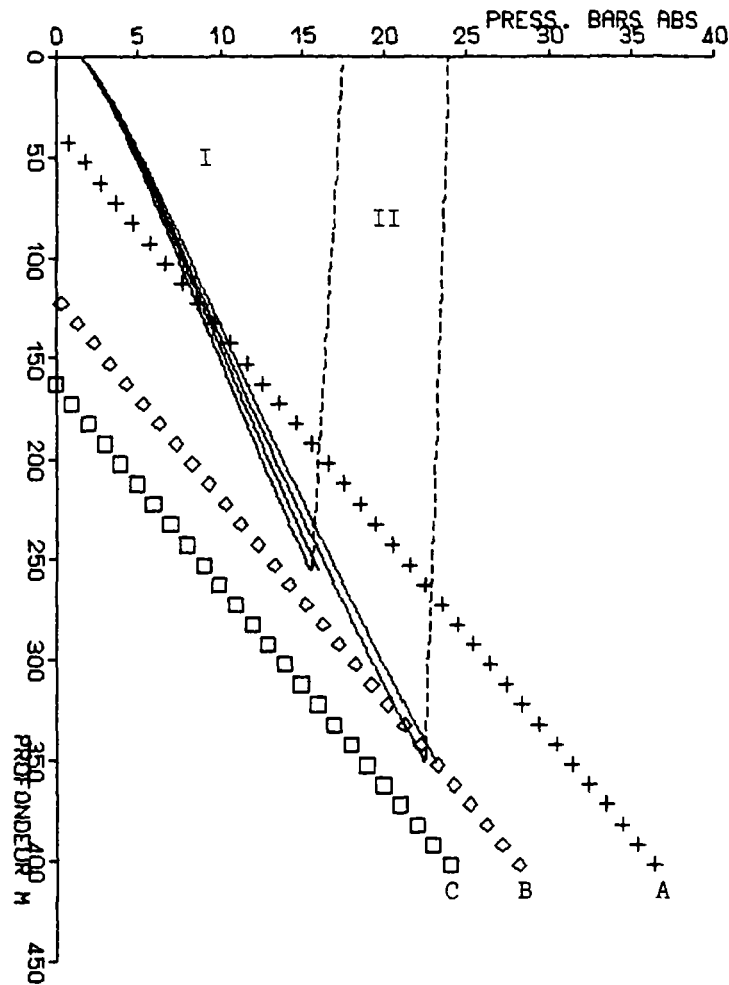


Figure 12

Reconstitution graphique des essais d'air lift

A, B, C représentent la relation pression/débit/profondeur respectivement pour 50, 100, 125 m³/h.

Les courbes I (4) représentent les pressions du milieu diphasique annulaire pour les injections à 256 et 351 m et pour deux coefficients de frottement (0,014 et 0,015)

Les courbes II (2) représentent les pressions dans le tube d'injection du gaz.

PROGRAMME DE SIMULATION DU GAS-LIFT RECYCLE

(Informatisé sur VAX)

DONNEES :

- Fluide géothermal
 - . Fond de puits (débit, température)
 - . Tête de puits (pression du milieu diphasique annulaire)
- Caractéristiques de l'injection du gaz
 - . Débit
 - . Profondeur d'injection
 - . Température

CALCUL :

Caractéristiques du milieu diphasique annulaire (effectué pas à pas d'un mètre depuis la tête de puits jusqu'à la profondeur d'injection à l'aide du modèle homogène)

- Pression de vapeur d'eau
- Température diphasique
- Volume spécifique du fluide géothermal (fonction de la température, de la pression, et de la salinité)
- Viscosité du fluide géothermal (fonction de la température, de la pression, et de la salinité)
- Volume et enthalpie spécifique du gaz (fonction de la pression et de la température)

- . Pertes de charge par frottement
- . Evolution de la charge gravitaire

RESULTAT : (Partiel) : pression de l'annulaire au niveau de l'injection

Pressions
différentes

Comparaison avec
la réponse en pression de
l'aquifère et du puits monophasique
au débit donné et à la profondeur
de l'injection

Pressions équivalentes

RESULTAT :

- . Pertes de charge dans le tube d'injection
- . Pression d'injection du gaz en tête de puits
- . Puissance de compression

-- ANNEXE 2 --

DIMENSIONNEMENT DU PILOTE SUR LE PUIT

DE PRODUCTION DE MELUN L'ALMONT

- A : HYDRODYNAMIQUE
- B : CHIMIE

A - HYDRODYNAMIQUE - INFORMATIONS ET INTERPRETATION

M E L U N L' A L M O N T

Bassin

- Bassin Parisien

Objectif géologique

- Dogger

Faciès

- Calcaire oolithique

Type de puits

- Doublet - 2 puits déviés

Profondeur

- Verticale : Puits 1 : 1 887 m - Puits 2 : 1 836 m
- Dévié : Puits 1 : 1 967 m - Puits 2 : 1 919 m

Complétion

- Open-hole

Dernier tubage posé

- Tubages 7" - Cimentation étagée

Date et durée

- Puits 1 : du 11/03/1969 au 14/04/1969,
- Puits 2 : du 17/04/1969 au 28/05/1969

Epaisseur de la formation réservoir

- 122 m

Epaisseur utile, productrice

- 75 m

Transmissivité

- 37,5 dm

Température de fond

- 72,4° C

Pression de fond

- 178,8 bars à 1 637 m

Pression en tête ou niveau statique

- 7,5 bars

Salinité

- 13 g/l

Débit d'essai (éruptif et/ou en air-lift)

- 136 m³/h
- 110/115 m³/h

Débit d'exploitation

- 90/96 m³/h (hiver - artésianisme) à 70° C
- 15/25 m³/h (été - thermosiphon) à 66° C

Pression de réinjection

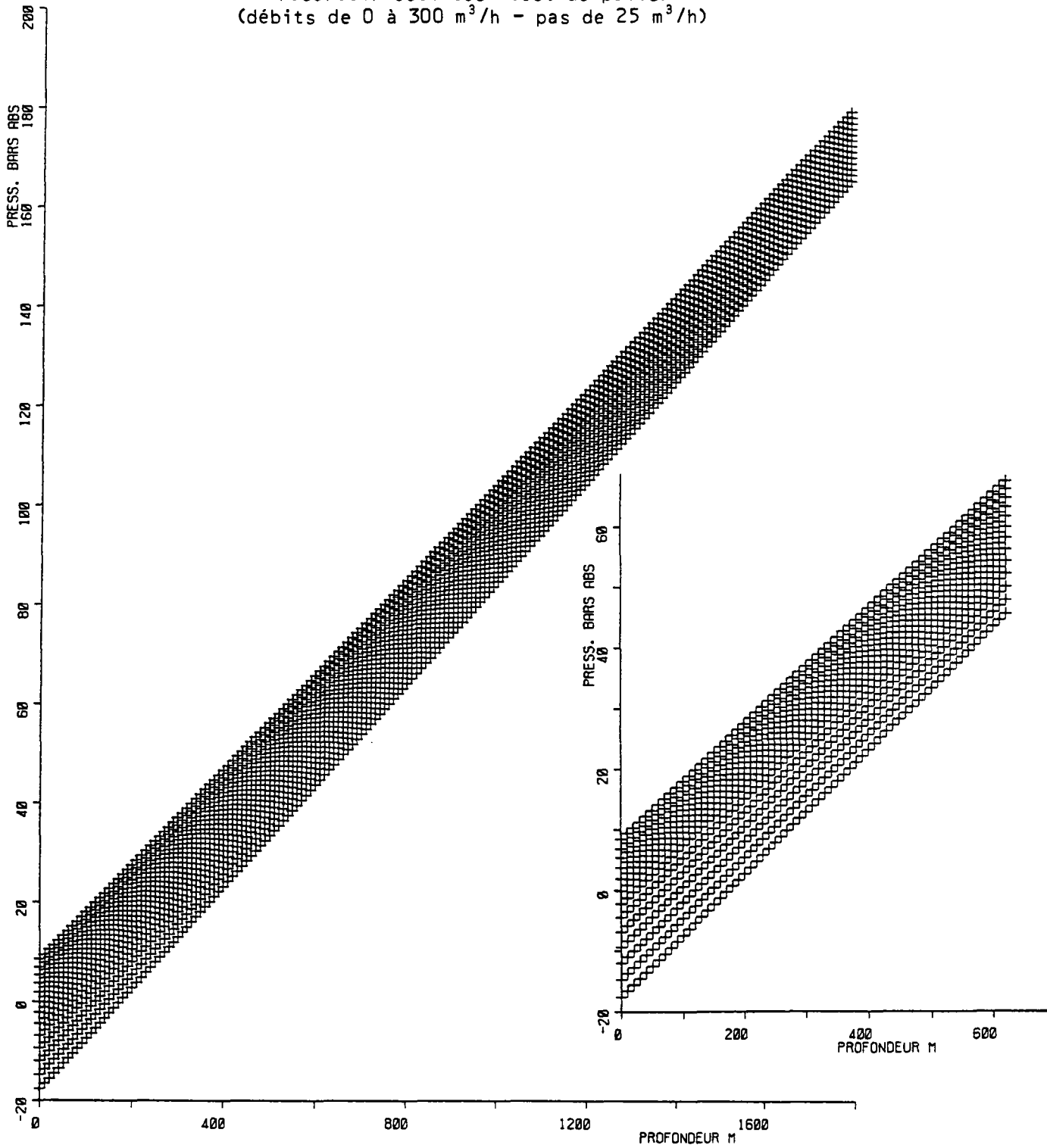
- 15 bars (hiver)
- 7 bars (été)

Observations

Forages exécutés rapidement, malgré la présence de pertes partielles jusqu'à la base de la Craie (350 m). Après tubage 9"5/8, reprise du forage en déviation avec une boue inverse à l'huile. Productivité faible, sans doute due à l'absence de développement et de stimulation acide après mise en eau.

RELATION PRESSION-PROFONDEUR-DEBIT

du puits de production (PM2)
à partir des caractéristiques de
réservoir estimées (test de puits)
(débits de 0 à 300 m³/h - pas de 25 m³/h)



(programme de calcul IMRG)

Figure 13

Les courbes suivantes indiquent des gradients de pression des fluides dans le puits.

Les traits pleins représentent l'évolution de la pression avec la profondeur du milieu diphasique pour les conditions :

Fig. 14 - 100 m³/h de fluide géothermal - 1000 Nm³/h gaz : A
f = 0,011 - 2000 Nm³/h gaz : B
- 3000 Nm³/h gaz : C

Fig. 15 - idem avec coefficient de frottement f = 0,015

Fig. 16 - idem avec 150 m³/h et f = 0,011

Fig. 17 - idem avec 150 m³/h et f = 0,015

Les courbes A' B' C' représentent l'évolution de la pression du gaz dans le tube d'injection.

Les courbes 1, 2, 3 représentent l'évolution de la pression naturelle de fluide géothermique pour des débits respectivement de 100, 125, 150 m³/h en supposant une activation située au-dessus de la zone considérée.

Toutes ces courbes sont réalisées pour une injection à 560 m, une pression en tête de 7 bars absolus et une perte de charge au niveau de l'injection de 2 bars.

Les caractéristiques choisies pour établir ces courbes ont été dictées par le choix d'un débit (150 m³/h), d'une contre pression en tête (7 bars abs) et une optimisation énergétique permettant de préciser le diamètre, la profondeur et la gamme de débit de l'injection.

Une comparaison a été établie à partir des calculs de l'I.M.R.G. et de ceux de la Société FLOPETROL (fig. 18) par extrapolation de leur programme GLAD (gas-lift analysis design). Il apparait que le modèle homogène utilisé ici, induit une perte de charge diphasique légèrement plus importante (différence de l'ordre de 2 bars sur 700 m pour le coefficient de frottement le moins contraignant). Cependant les gammes de débit et profondeur d'injection se recoupent, ce qui a permis d'étayer le choix des caractéristiques du matériel pour les essais.

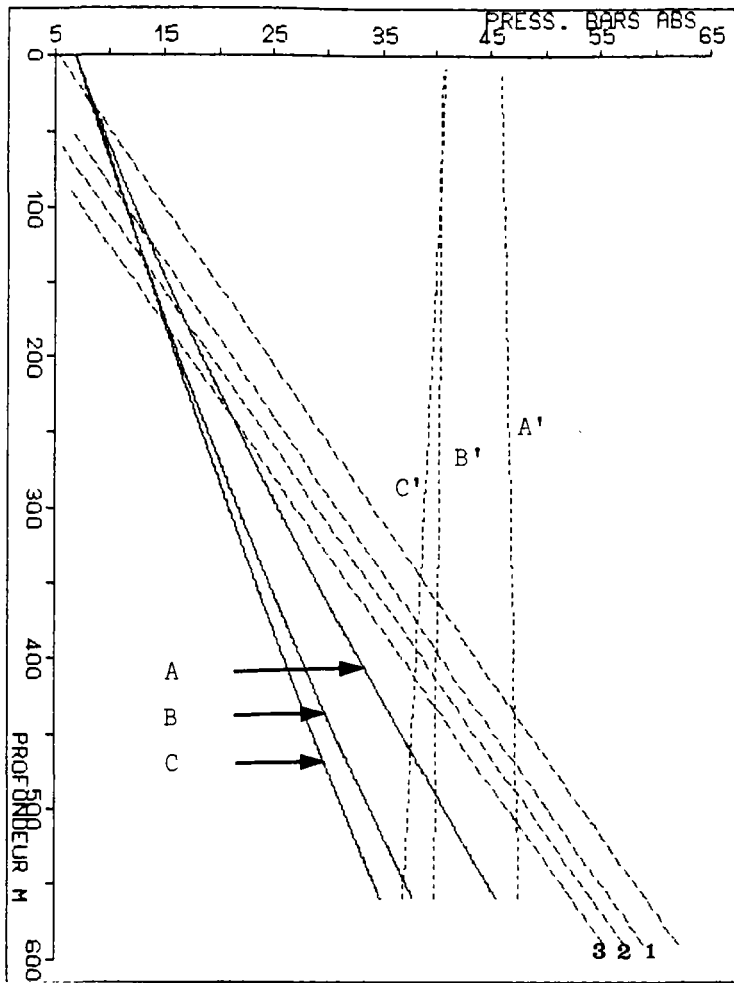


Figure 14

$f = 0,011$

Caractéristique commune :

débit : $100 \text{ m}^3/\text{h}$

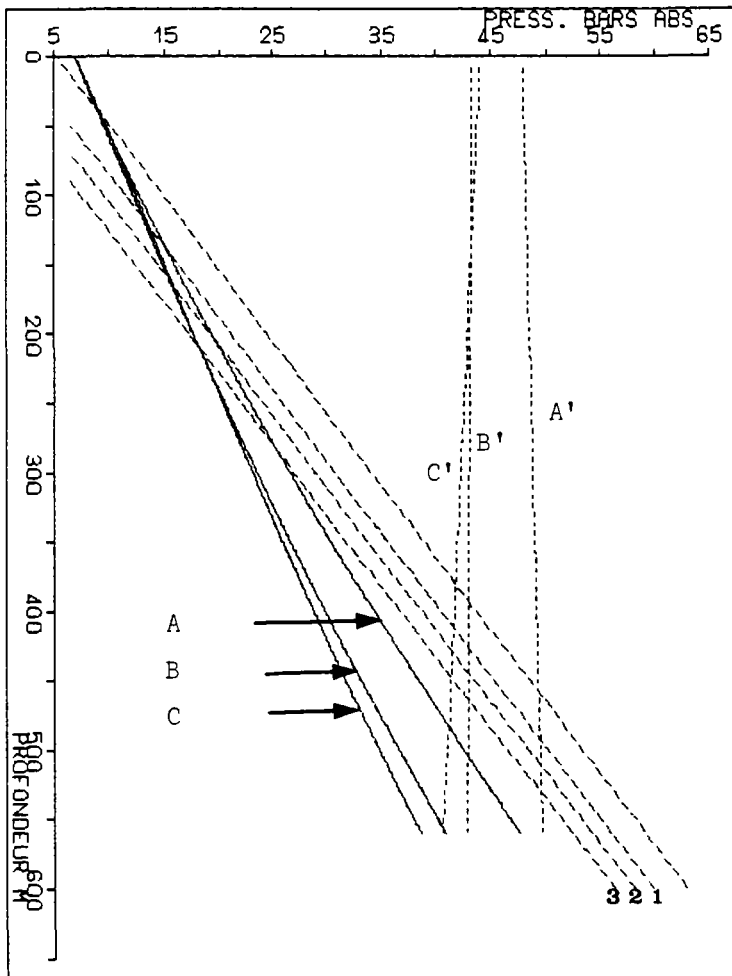


Figure 15

$f = 0,015$

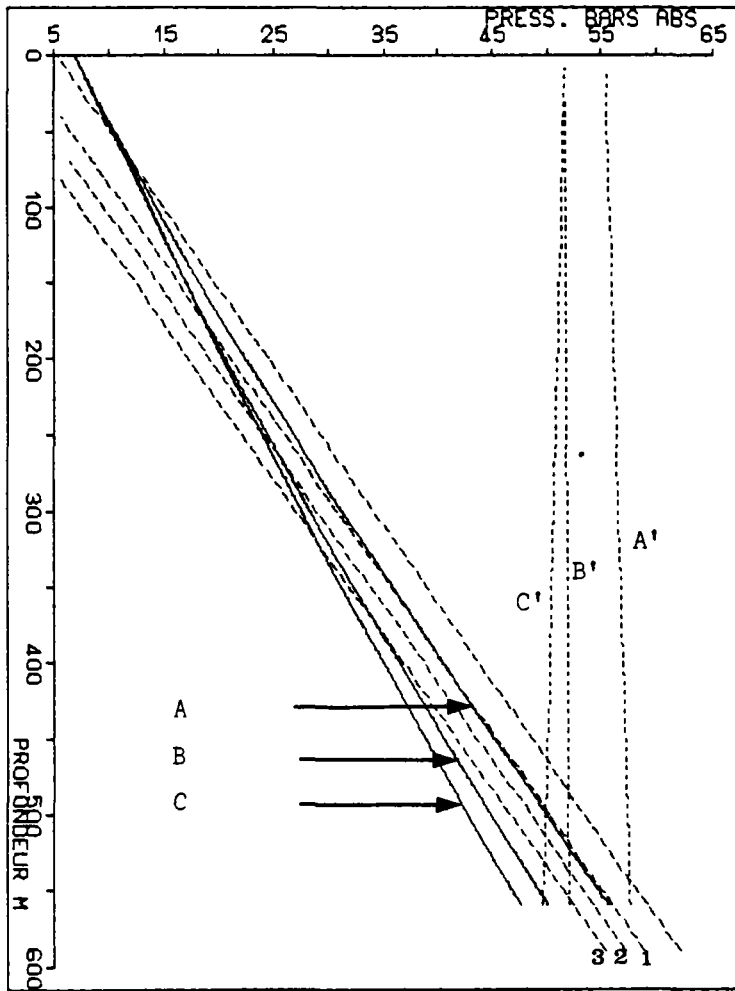


Figure 16

$f = 0,011$

caractéristique commune :
débit : $150 \text{ m}^3/\text{h}$

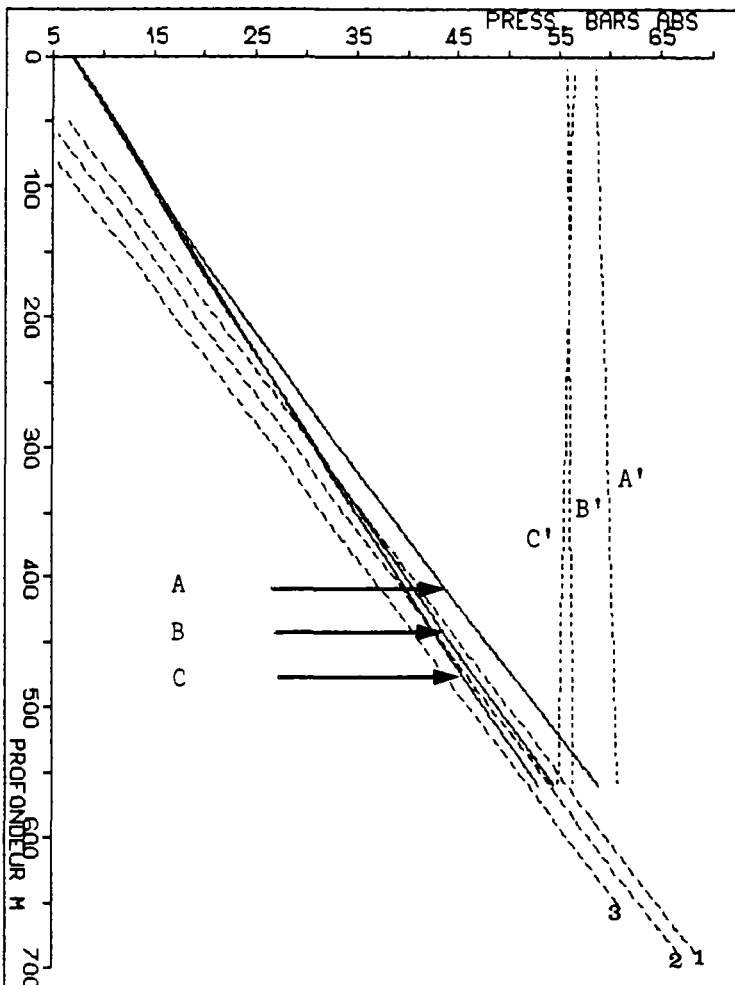


Figure 17

$f = 0,015$

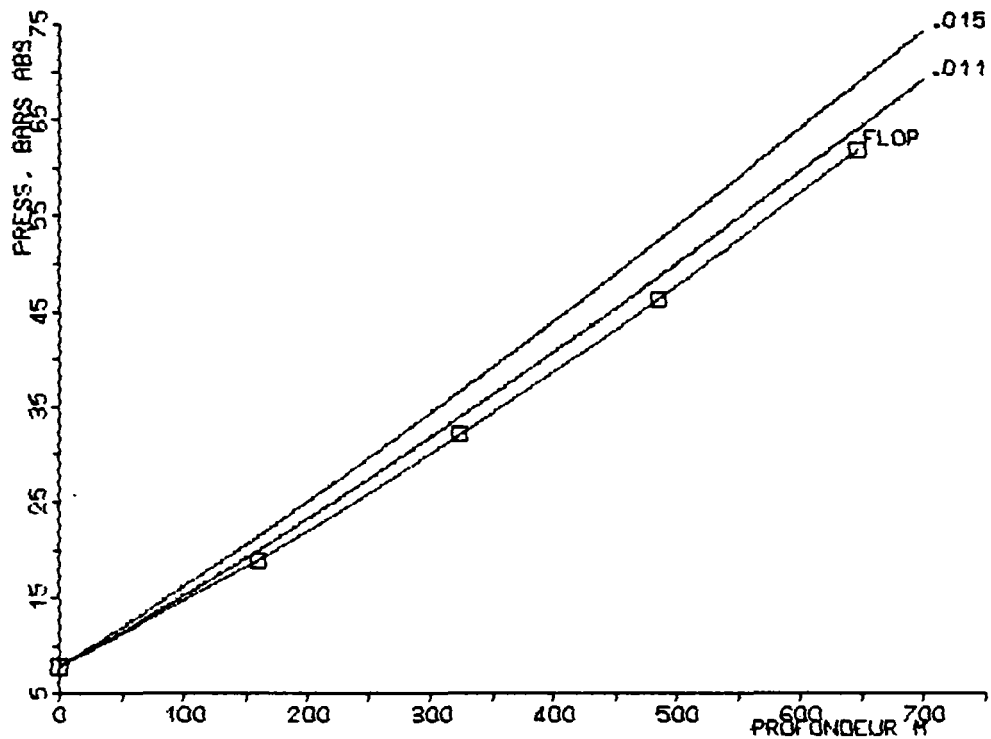


Figure 18

Comparaisons des gradients calculés pour les mêmes caractéristiques entre : le modèle homogène appliqué avec deux coefficients de frottement et une modélisation Flopétrol utilisant la corrélation de Hagedorn et Brown - Griffith et Wallis.

Caractéristiques :

- casing 7"
- tubing 2" 7/8
- débit liquide : 25000 BLPD ($157 \text{ m}^3/\text{h}$)
- débit gaz : 1250 MSCF/D ($1474 \text{ Nm}^3/\text{h}$)
- pression en tête : 100 PSIG (6.9 bars relat.)

B - ANALYSE ET EVOLUTION THEORIQUE DES CARACTERISTIQUES

DES FLUIDES

I - RESULTATS D'ANALYSE CHIMIQUE DE L'EAU DE MELUN L'ALMONT (1977)*

(ppm sauf mention contraire)

MESURE	1	2
ph (laboratoire)		6,6
Résistivité (/cm à 20c)		50
Résidu sec (g/l) (3)		17,266
TH (degré français)		211,0
TAC (degré français)		26,5 ⁰
Oxygène cédé par KMnO ₄ (mg/l.O ₂)		14,5
Ca	+	580
Mg	+	141
Na	+	4 300
K	+	68
NH ₄		20
Fe	+	3,45
Mn	+	0,09
Al	+	< 0,1
Cl	+	7 160
SO ₄		680
HCO ₃		323
PO ₄	+	< 0,02
F	+	4,5
SiO ₂	+	22
Li	+	
B	+	
Se	+	
Ti	+	
V	+	
Cr	+	0,03
Cd	+	0,05
Co	+	0,2
Cu	+	0,05
Zn	+	0,12
As	+	
Se	+	0,003
Br	+	
Rb	+	
Sr	+	30
Hg		< 0,0001
Ni		0,17
Pb		< 0,5
Ag		< 0,05
Sn		< 2
S	+	
Y	+	

- 1 - Détermination semi quantitative (spectrométrie de masse à étincelle). La présence des éléments notés + a été détectée (LDP).
- 2 - Analyse quantitative (service de contrôle des eaux). Les éléments métalliques non dosés n'ont pas été détectés sur un spectre d'émission d'arc.
- 3 - Les analyses portant sur les ions majeurs effectuées périodiquement pendant cette étude ont fourni des valeurs de résidu sec différentes de celle-ci et avoisinant 14,6 g/l.

Localité MELUN ALMONT	Code forage	Prélèvement				Remarques : Prélèvement et analyses (Michard) sulfure sur site
		date	auteur	point	fiabilité	
		18.01.83	F. IUNDT JP BASTIDE	Tête puits		

				ppm	m mole/l		ppm	m mole/l		ppm	mole/l
t°C	70,9		Na	3703	161	HCO ₃			SiO ₂		
pH à t°	-		K	68,0	1,74	CO ₃			F		
Eh à t° (mv)	-		Ca	569,1	14,2	Cl	7090	200	B	8,9	8,3.10 ⁻⁴
Cond. à t° (mS cm ⁻¹)	43,8		Mg	146	6,0	SO ₄	711	7,4	NO ₃		
O ₂ (ppm)	-					HS	8,6	0,26	I		
						S			Br		

	ppm	mole/l		ppb	mole/l		Gaz libres % vol	Gaz dis. mole/l		Isotopes	mg/l
NH ₄			Ba			CO ₂			D	- 33,2	
Li	1,46	2,1.10 ⁻⁴	As			N ₂			¹⁸ O	- 3,8	
Sr	32,4	3,7.10 ⁻⁴	Cs			O ₂			³⁴ S _{SO₄}	+ 25,7	608
Rb						H ₂ S			³⁴ S _{H₂S}	+ 10,6	136
Mn						H ₂			¹³ C _{CO₂}		
Fe						He			¹³ C _{HCO₃}		
						CH ₄					
						C ₂ H ₆					

Localité MELUN ALMONT	Code forage	Prélèvement				Remarques :
		date	auteur	point	fiabilité	
		17.04.84	F. IUNDT	Tête puits	- 7,3 %	

				ppm	m mole/l		ppm	m mole/l		ppm	mole/l
t°C	62,5°	70,9°	Na	3680	160	HCO ₃	329	5.4	SiO ₂	45.0	0.75
pH à t°	6,54/62,5°C	6,35/70,9	K	74	1.9	CO ₃	-		F	3.0	0.158
Eh à t° (mv)	- 310 mv	- 332 mv	Ca	577	14.4	Cl	7029	198.3	B	9.4	0.87
Cond. à t° (mS cm ⁻¹)	37.0 mS cm ⁻¹ à 62,5°C	39,9	Mg	154	6.3	SO ₄	742	7.4	NO ₃		
O ₂ (ppm)						HS		0.28	I		
						S			Br		
						RS ⁻		0.01			

+ 203.3

- 218.8

	ppm	mole/l 10 ⁻³		ppb	mole/l 10 ⁻⁶		Gaz libres % vol	Gaz dis. mole/l		Isotopes	mg/l
NH ₄	16.4	0.91	Ba	160	0.85	CO ₂			D		
Li	1.4	0.2	As	41		N ₂			¹⁸ O		
Sr	30.4	0.35	Cs			O ₂			³⁴ S _{SO₄}		
Rb	1 ppb		Ag	4.2	0.039	H ₂ S			³⁴ S _{H₂S}		
Mn	6.0	0.109	Al	37.0	1.37	H ₂			¹³ C _{CO₂}		
Fe	0.316	0.0056	Cu	10	0.157	He			¹³ C _{HCO₃}		
						CH ₄					
						C ₂ H ₆					

2 - EVOLUTION DU FLUIDE GEOTHERMIQUE LIEE A L'INJECTION DE GAZ

L'injection de gaz sous pression dans le puits induit une variation chimique du fluide géothermique.

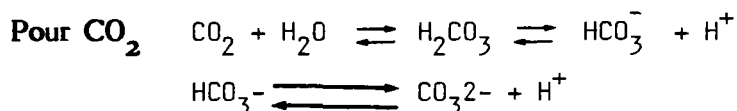
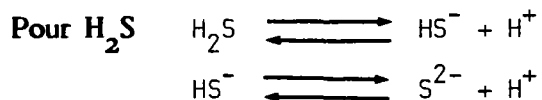
Pour ce qui concerne les gaz inertes chimiquement, ils vont se dissoudre dans le fluide jusqu'à atteindre la saturation. Ils suivent approximativement une loi de Henry (concentration de gaz dissous proportionnelle à sa pression partielle).

Cette concentration de gaz dissous représente un maximum dans la mesure où le temps de contact entre le gaz injecté et le fluide géothermique peut être inférieur au temps nécessaire pour établir un équilibre conforme à la loi Henry en raison du retard lié à la cinétique de dissolution.

Dans le cas du gaz lift recyclé, ces gaz sont principalement l'azote, le méthane et autres hydrocarbures, l'hélium et l'argon.

On peut considérer que dans ces conditions la quantité de gaz dissous supplémentaire causée par l'injection des gaz est négligeable devant la quantité de gaz recyclé. La contre pression en tête de puits étant de l'ordre de grandeur (égale ou inférieure) de la pression du point de bulle du fluide d'origine, le supplément de gaz dissous repasse progressivement en phase gazeuse au cours de la remontée du fluide diphasique sans influencer notablement la physico-chimie du fluide géothermique d'origine.

Pour ce qui concerne les gaz dits réactifs chimiquement, (ici l'hydrogène sulfuré et le dioxyde de carbone), leur influence n'est pas négligeable dans la mesure où ils se dissocient partiellement (fonction acide) :

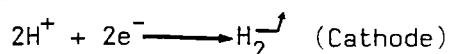


Ceci conduit à une augmentation de la concentration en H^+ et donc à une baisse du pH.

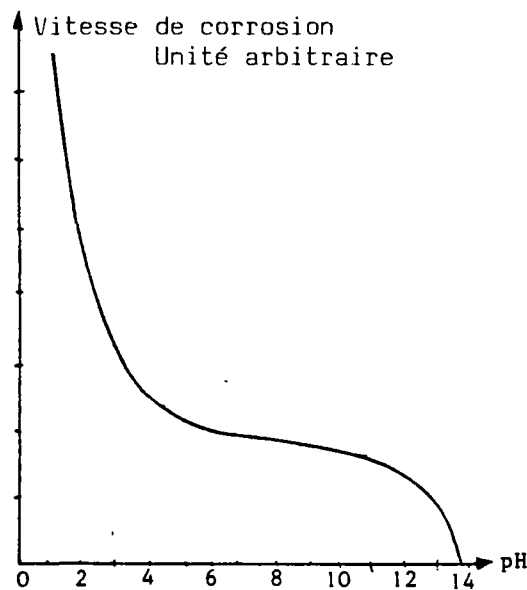
Cette diminution de pH est très favorable pour éviter la cristallisation de différents minéraux et donc les dépôts ($CaCO_3$, FeS ...). Par contre l'augmentation des ions H^+ stimule l'effet de dépassivation cathodique en piégeant les électrons provenant de la réaction :



par la réaction :



Ceci peut provoquer une augmentation sensible de la corrosion. D'après G.V. AKIMOV (théorie et méthode d'essais de la corrosion) la vitesse de corrosion en fonction du pH est donnée par la courbe suivante : (Fig. 19).



On notera la présence d'un pallier de cette vitesse de corrosion entre des pH de 5 et 9. (Les pH des fluides provenant du dogger du bassin parisien se situent entre 6.2 et 7.9). Aussi en première approximation, la chute de une à deux unités pH, selon les fluides, peut être envisagée sans provoquer une augmentation notable de la corrosion due à la concentration en H^+ .

A partir des caractéristiques suivantes, ainsi que d'un programme de simulation chimique développé actuellement à l'IMRG, le pH du fluide de l'installation de Melun l'Almont, activé par gas lift recyclé, pourrait passer au maximum de 6.42 (pH d'origine) à 5.56 (dissolution à saturation du mélange de gaz dous 52 bars).

Caractéristiques :

- Fluide géothermique : (mole/kg)

Na	0.192		CO_3	0.892	10^{-2}	N_2	0.113	10^2
K	0.178	10^{-2}	SiO_3	0.376	10^{-3}	CH_4	0.327	10^{-2}
Ca	0.148	10^{-1}	Cl^{-2}	0.270		He	0.277	10^{-4}
Mg	0.594	10^{-2}	SO_4	0.725	10^{-2}	Ar	0.139	10^{-4}

- Gaz recyclé : (dégazage à une pression proche de celle du point de bulle - % molaire)

CH_4	:	61,1
N_2	:	35,2
CO_2	:	2,6
He	:	0,9
Ar	:	0,2

3 - PRELEVEMENT ET ANALYSE DES GAZ

La diversité des résultats d'analyses précédentes et le manque de données concernant le dégazage sous pression sont à l'origine d'une campagne de prélèvement.

3.1. - TABEAU DES RESULTATS BRUTS

GAZ	POURCENTAGE VOLUMIQUE			ANALYSE 1977	
	A *	B *	C *	REGIME D'ETE	REGIME D'HIVER
CO ₂	17.6	7.55	5.1	5.8	10
Ar	.22	.30	.37		
O ₂	.04	1.75	4.07	.5	.7
N ₂	19.74	27.1	30.7	25.5	25
He	.48	.56	.71		
H ₂	< 2 ppm	.001	< 2 ppm		
H ₂ S	.27	< 8 ppm	< 8 ppm	8.5 vpm	8.5 vpm
CH ₄	53.3	48.2	46.8	59.5	56
C ₂ H ₆	3.2	3.1	3.0	5	4
C ₃ H ₈	2.2	2.2	2.1	2	2
C ₄ H ₁₀	1.2	1.3	1.2	1	1
C ₅ H ₁₂	.7	.7	.7		
C ₆ H ₁₄	.4	.35	.3		
	99.35	93.11	95.05		
H ₂ O	.65	6.89	4.95		

D'autres analyses ont été effectuées et montrent des variations importantes principalement en ce qui concerne le dioxyde de carbone, ce qui peut s'expliquer par des variations très faible de la pression ou de la température de prélèvement.

* Pression de prélèvement (absolue)

A : P = P atm

B : 1,7 < P < 2

C : 2 < P < 2,5

La présence d'oxygène dans les échantillons B et C peut être interprétée comme une pollution du gaz par l'atmosphère. En supposant un rapport volumique constant N_2/O_2 de 3.9 dans l'air, on peut reconstituer approximativement l'échantillon d'origine :

GAZ	A *	B *	C *
CO ₂	17.6	8.23	6.4
N ₂	19.74	22.1	18.5
CH ₄	53.3	56.6	58.4
H ₂ O	.56	7.2	6.7

3.2. - MESURE ET CALCUL DU GLR (Gaz Liquide Ratio)

DUREE REMPLISSAGE (en s)	VOLUME LIQUIDE (en l)	VOLUME GAZ (en cm ³)
96.8	1.380	205
97.8	1.38	205
(chang. débit)		
40.6	1.60	206.5

⇒ 14.9 %
 ⇒ 14.9 %
 ⇒ 12.9 %

On notera que le changement du débit de prélèvement (donc de passage dans la cellule) diminue la turbulence au niveau de la séparation de phase ce qui induit un GLR plus faible. Dans les deux cas aucun entrainement visible de bulle n'a été observé (faible vitesse d'écoulement, respectivement 14.3 et 3.9 cm²/s) ce qui a permis une bonne séparation).

- GLR à différente température de gaz (dégazage à 71°C)
 (hyp. 205 cm³ - 70°C - gaz parfait - $7.29 \cdot 10^{-3}$ moles)

* 15°C 172 cm³ GLR = 12,5 %
 * 0°C 163 cm³ GLR = 11,8 %

3.3 - MESURE DE LA PRESSION DE POINT DE BULLE (Pb)

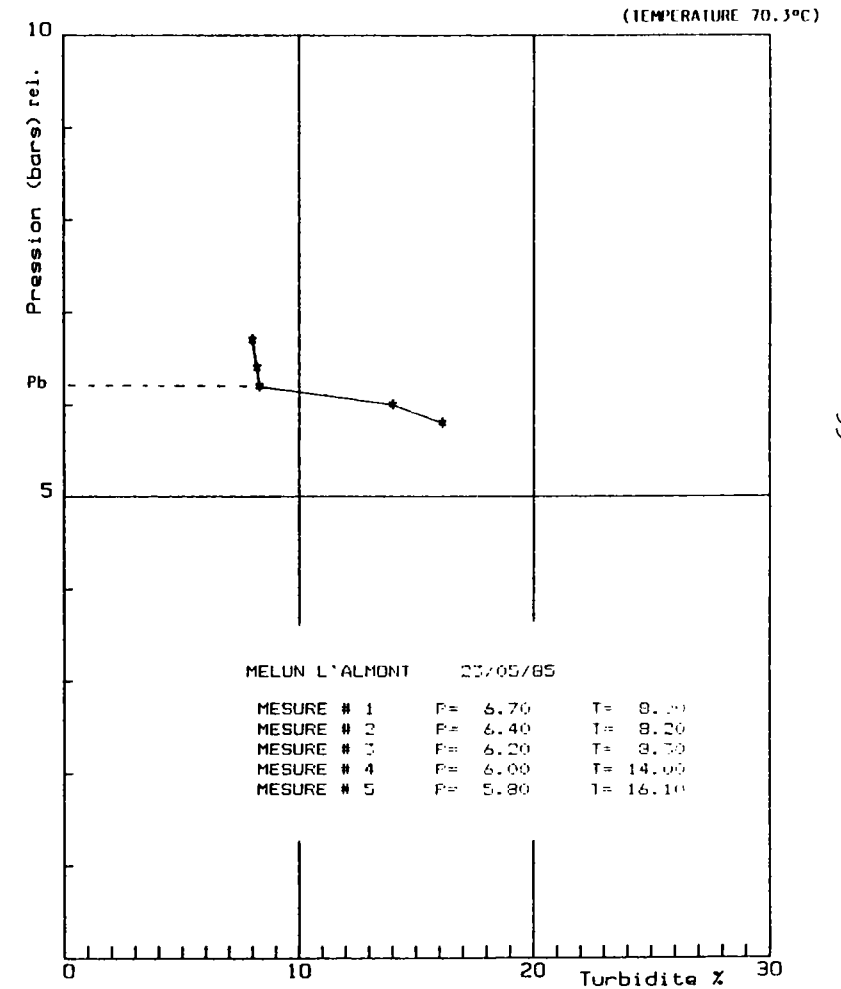
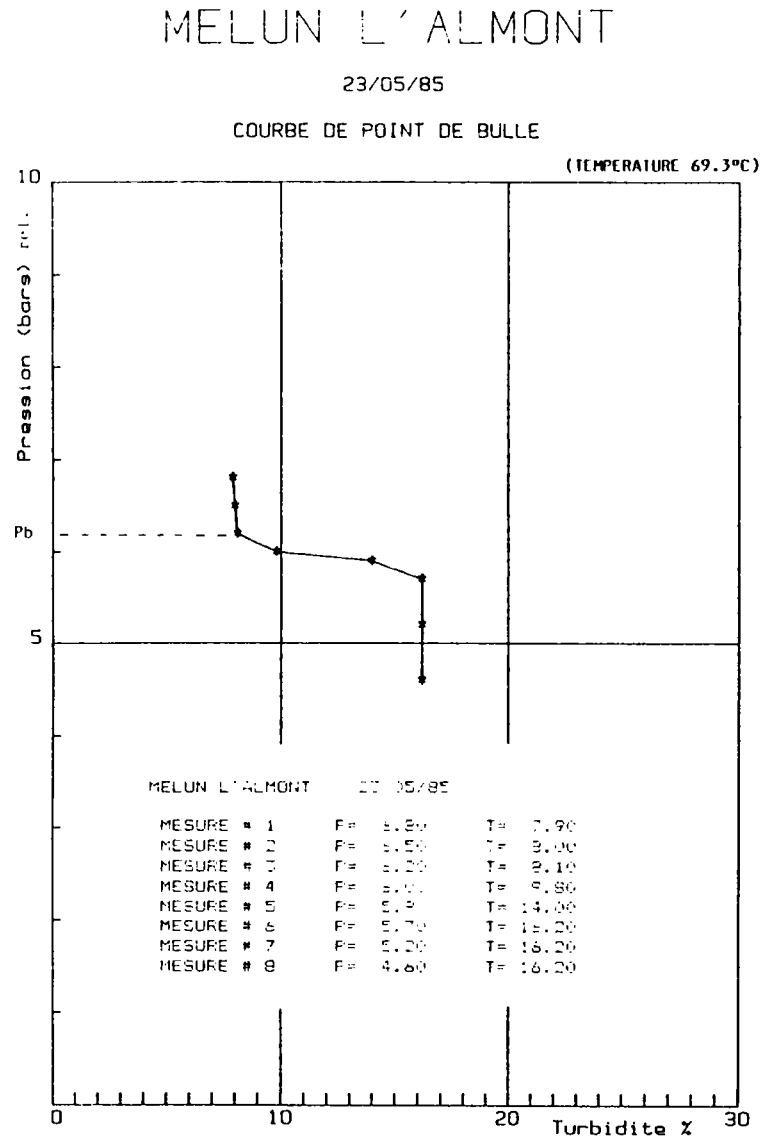


Figure 20

4 - ETUDE THEORIQUE DU COMPORTEMENT DU FLUIDE DE MELUN L'ALMONT

AU COURS DE SON DEGAZAGE

Selon la contre-pression exercée en tête de puits pendant le fonctionnement du gas lift recyclé, le fluide se trouve dans diverses conditions de dégazage.

A partir des résultats de terrains (§ 3.1.) et d'un programme de calcul I.M.R.G. (Thèse de I. LAURIOL - CZERNICHOWSKI en cours) il est possible d'évaluer les différentes configurations ; en particulier la composition du mélange de gaz issu du fluide sous différentes pressions. Ce paramètre est essentiel car les caractéristiques thermodynamiques de ce mélange sont nécessaire au dimensionnement du surpresseur et de la boucle complète (masses volumiques, coefficient polytropyque, viscosité etc...) et l'évolution du fluide géothermal ou des canalisations est une fonction de ce mélange.

En admettant le bon fonctionnement du cycle avec une contre-pression en tête de puits (ou au séparateur de phase) de l'ordre de la pression de point de bulle (7 bars) le mélange théorique des gaz principaux est (% molaire)

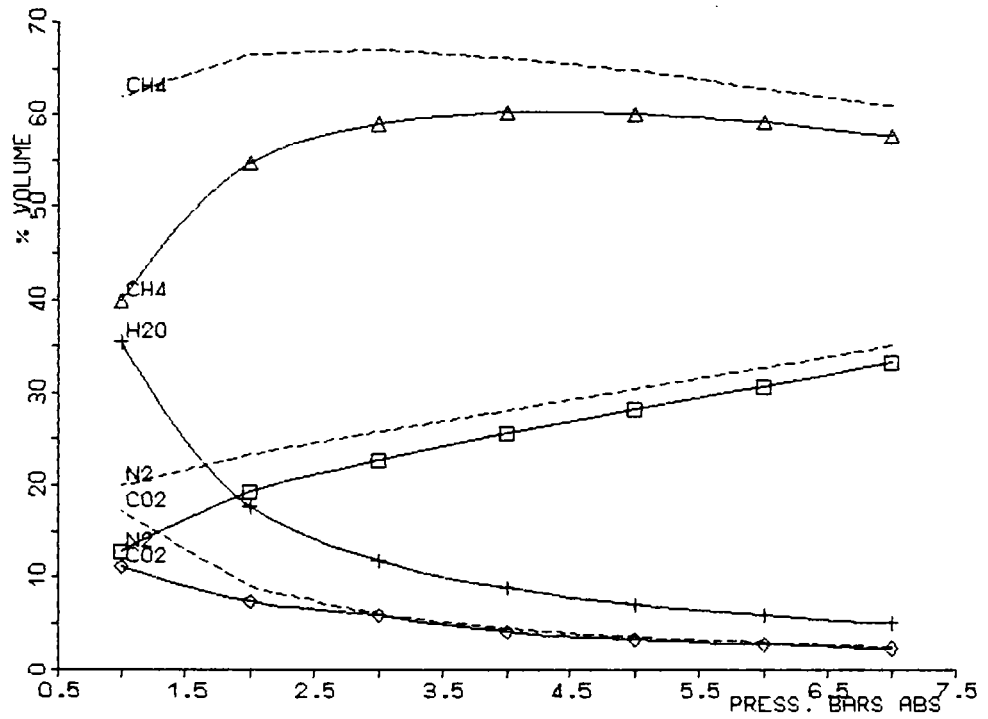
$\text{CH}_4 = 61$; $\text{N}_2 = 25$; $\text{CO}_2 = 2,6$ (§ fig 21)

Le modèle a montré que la proportion des espèces (CO_2 , H_2S) réactives chimiquement avec le fluide ou les canalisations (corrosion) diminue avec l'augmentation de la pression de séparation (fig. 21, § 3.1).

La figure 22, présente une évaluation théorique des changements de saturations minérales (calcite, argonite, dolomite) en fonction de la présence de dégazage. Dans ce cas le dégazage change très peu les taux de saturation (ceci recoupe une information de terrain ; l'exploitation actuelle admettant un certain dégazage, le puits de production et l'installation de surface ne présente que très peu de dépôts).

La formation d'hydrates (hydrocarbures + eau) est un problème majeur lors de la compression d'hydrocarbures légers en pression de vapeur d'eau : le stockage de gaz naturel en aquifère nécessite l'injection de glycol pendant certaines périodes. Dans le cas du gas lift recyclé, la production de fluide géothermique (puits chauds) et la proximité du surpresseur (température de refoulement du gaz $> 100^\circ \text{C}$) ne permettent pas l'apparition de ces hydrates (§ fig.23)

Figure 21



- Pourcentage volumique (ou molaire) des gaz principaux au cours de la dépressurisation du fluide de Melun l'Almont.
- Idem après élimination artificielle de la vapeur d'eau (les analyses de gaz étant effectuées à la température ambiante, le pourcentage de vapeur d'eau devient très faible à la suite d'une condensation).

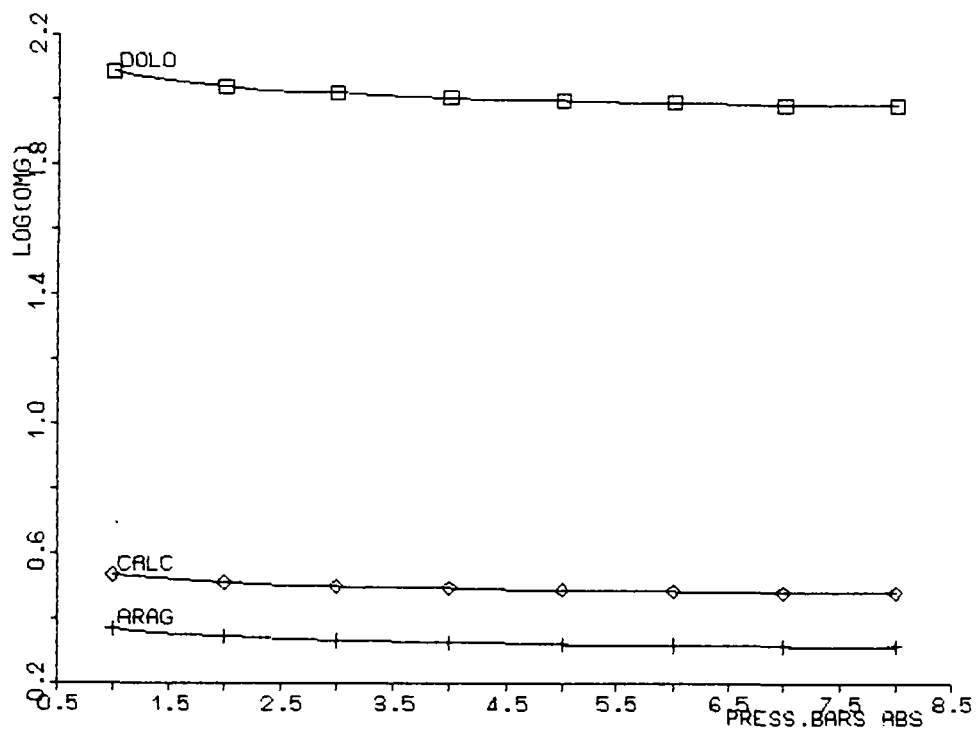


Figure 22

Evolution de la sursaturation de la Dolomite, Calcite et Aragonite en fonction de la pression totale - (Etude théorique - fluide de Melun l'Almont reconstitué).

ordonnée : logarithme de Ω

Ω étant le rapport du produit d'activité ionique par la constante d'équilibre à la température du fluide.

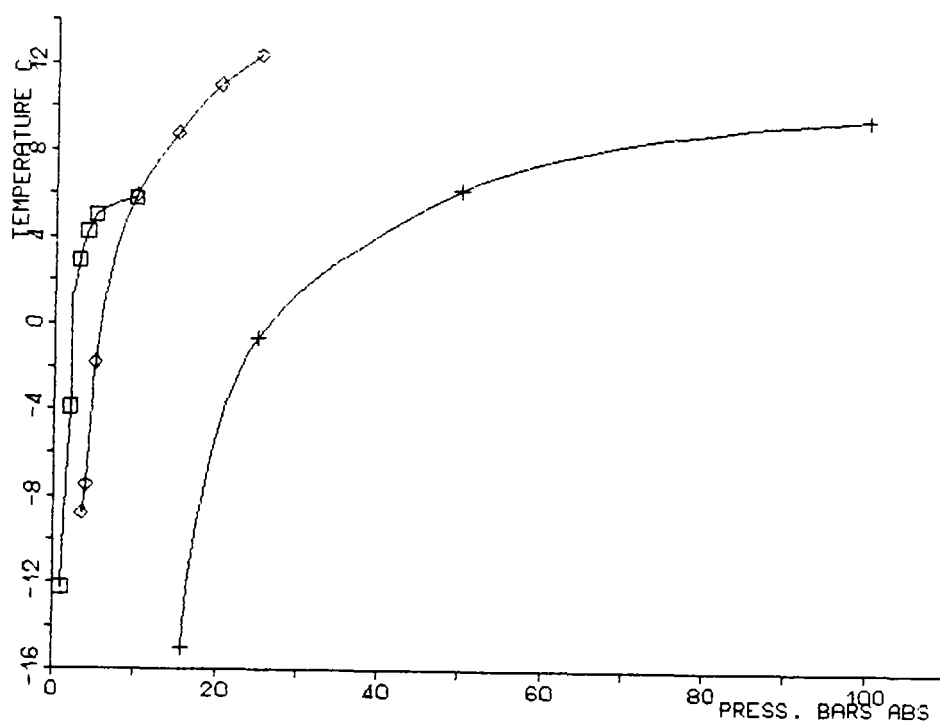


Figure 23

Courbes d'apparition des hydrates : 1 - CH₄ - nH₂O
2 - C₂H₆ - nH₂O
3 - C₃H₈ - nH₂O

(origine des données : Air liquide)

Ces courbes permettent de prévoir la formation d'alcane hydratés. Hormis pour des phases de démarrage avec une température extérieure inférieure à 8°C, l'élévation de température due à la compression du gaz et le contact avec le fluide géothermal éliminent ce problème majeur.

BIBLIOGRAPHIE

BLANN J.R., WILLIAMS J.D., (1984),

Determining the most profitable gas injection pressure for a gas lift installation, Journal of Petroleum Technology, August 1984 p 1305 - 1311.

BOISDET A., (1985),

Mission aux U.S.A. du 29 Septembre au 12 Octobre 1985, Rapport B.R.G.M. 85 USA 074 IRG.

C.C.E. (1983),

Analyses des conditions de forage et de complétion géothermique, Rapport EUR 8247 FR.

CORTEVILLE J., GROUVEL M., ROUX A., LAGNIERE M., (1983),

Experimentation des écoulements diphasiques en conduites pétrolières : boucles d'essais de Boussens, revue de l'Institut Français du Pétrole, vol. 38 n° 2 Mars, Avril 1983, p 143 - 151.

DE LAJARTE G., (1983),

Formation permanente : Séminaire "d'activation de puits", Manuel de gas-lift Cours ENSPM.

DUNS Jr., ROS N.C.J (1963),

Predicting Two-phase pressure drops in vertical pipe, sixth world petroleum congress, Drilling and Production, section II, Frankfurt June, 19 1963, p 451 - 465.

ERSCHNEIDER G., (1983),

Écoulements diphasiques gaz-liquide à poches et à bouchons en conduites, Revue de l'Institut Français du Pétrole, Vol. 38 n°2 Mars, Avril 1983, p 153 - 182.

FRANC J., (1985)

Exploitation par gas-lift des puits géothermiques producteur d'eau chaude, Rapport FLOPETROL REF. 85/CSS 092 à la demande de l'I.M.R.G.

GRINGARTEN A.C., (1974),

Calcul du champ de pression créé par un doublet hydrothermique. Rapport B.R.G.M. n° 74 SGN 284 GTH.

HONEGGER J.L., (1985),

Etude d'un échangeur à contact direct co-courant pour la valorisation thermodynamique de la géothermie moyenne enthalpie - Document B.R.G.M. n° 98 - 1985.

HUG M., (1975),

Mécanique des fluides appliquée, Cours de l'école nationale des ponts et chaussée, Ed. Eyrolles.

HUSAIN L.A, SPEDDING P.L, (1975)

The theory of the gas-lift pump, Int J Multiphase Flow, Vol 3, pp 83-87.

KERMIT E. BROWN, JAMES F. LEA., (1985),

Nodal Systems analysis of oil and gas wells, Journal of Petroleum Technology oct. 1985, p 1751 - 1763.

KUWADA J.T. (1982),

Field demonstration of the E.F.P. System for carbonate scale control, Geothermal Res Council, Bull 11 (9), pp 3-9.

LAURIOL I. CZERNICHOWSKI,

Thèse en cours.

LE GOFF P. (1982),

Energétique industrielle, 3 tomes, Coordonnateur ed technique et documentation.

LINE A., MASBERNAT L., (1985),

Ecoulements intermittents de gaz et de liquide en conduite verticale, Revue de l'institut Français du Pétrole, vol 40, n°3 Mai Juin 1985.

MADDOX R.N., MOHSEN V.S., (1985),

Slip velocity added to two phase pipeline calculations, oil and gas journal, june 17 1985, p 94-96.

MENJOZ A., (1981),

Approche numérique du comportement d'un forage géothermique à production diphasique eau-vapeur, Rapport B.R.G.M. 81 SGN 712 GTH.

ORKISZEWSKI J. (1967),

Predicting two phase pressure drops in vertical pipe, Journal of Petroleum Technology, June 1967, p 829 - 838.

RUSSEL JAMES, (1982),

Large flows of low enthalpy géothermal wells can be due to non condensable gas-lift, Geothermal Energy, Vol 10, n°5, Mai 1982.

INSTITUT MIXTE DE RECHERCHES GÉOTHERMIQUES



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



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

Laboratoire Pilotes et Production

Orléans, le 7 avril 1986

Responsable : A. BOISDET

N/Réf. : SGN/IRG n° 52/86 JL.H/md

COMPTE-RENDU DE REUNION

"EXPLOITATION BASSE ENTHALPIE"

du 24 mars 1986

Diffusion : A. BOISDET - M. BRACH - A. CRIAUD - JC. FOUCHER - C. FOUILLAC
H. FABRIOL - A. GERARD - JC. MARTIN - A. MENJOZ - J. ROJAS -

Copie : J. VARET (DIV/E) - J. GOGUEL - H. DE LA ROCHE (DS) - R. FERRANDES (AFME)

ETAT D'AVANCEMENT DU PROJET

1 - MODELISATIONS CHIMIQUES

Le programme de simulation de l'évolution chimique d'un fluide géothermal subissant des changements de pression, de température et de saturation en gaz a été complété par l'adjonction des espèces souffrées. Il est donc maintenant possible de suivre l'évolution théorique de 19 minéraux dont 11 minéraux souffrés, sous l'effet d'une chute de température et surtout de dégazage.

Ce programme est actuellement opérationnel sous réserve d'essais à la fois pour acquérir la maîtrise de certains paramètres fonctionnels (variables d'avancement ...) et la vérification expérimentale des résultats et de leur précision.

2 - PRELEVEMENT DE SURFACE

Ceci pose le problème de la représentativité des résultats d'analyse, car le procédé de prélèvement actuel ne permet pas un suivi précis des températures et pressions du mélange diphasique. Il est donc nécessaire de concevoir un séparateur instrumenté pour permettre des mesures fines du gaz-liquide ratio (G.L.R.) et une reconstitution théorique précise de l'échantillon d'origine (liquide + gaz).

L'aspect modélisation du fluide géothermal au cours du dégazage ou de la chute de température (en présence d'espèces souffrées) a été traité par les laboratoires modélisation (A. Menjoz, I. Czernichowski-Lauriol) et géochimie (C. Fouillac, A. Criaud). Il est maintenant nécessaire de mettre au point un système de prélèvement de surface adéquat pour permettre de tester ces modèles.

Ce travail visant à la compréhension des évolutions chimiques des fluides est fondamental pour l'action "diagnostic de colmatage" qui est prévue pour l'été 1986.

3 - PRELEVEMENTS DE FOND

Dans la même optique, le dimensionnement et le choix d'un préleveur de fond adapté aux mesures nécessaires à diagnostic (analyses précises du fer, soufre, hydrogène, ...) ont été réalisés. La commande du matériel doit être effective très rapidement dans la mesure où les délais de fabrication et de mise au point du matériel correspondent juste avec le planning d'intervention sur site prévu en juillet 1986.

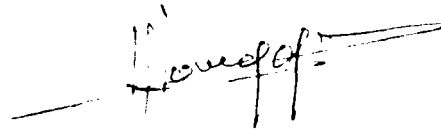
4 - DIAGNOSTIC DE COLMATAGE DE PUIITS

Des opérations de "reprise de puits" colmatés (reforage des bouchons, stimulation, ...) semblent non seulement devoir se déclancher, mais aussi s'enchaîner pendant l'été 1986. L'IMRG doit donc se tenir prêt à engager les opérations décrites dans le précédent compte-rendu et dont la logique a été approuvée par la C.F.G.

5 - PILOTES D'ACTIVATION DE PUIITS

Le rapport gas-lift -dossier technique- est paru et fait l'objet d'une circulation dans le groupe de travail. Ce rapport va être utilisé pour relancer la demande de financement.

Une demande de financement succincte du mini-pilote d'activation de puits avec dégazage a été transmise à l'AFME. Ce système étant en relation directe avec les problèmes de colmatage (élimination maximale des caractéristiques entartrantes du fluide), l'utilisation des modélisations (§ 1) permet de faire progresser l'aspect fondamental de ce projet.



Jéan-Luc HONEGGER