

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية****

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان -

Université Aboubakr Belkaïd – Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



MEMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER**

En : Génie Mécanique

Spécialité : Energétique

Par : GHELLAI MOHAMMED YOUNES

Sujet

Réduction du temps improductif causé par le dépôt d'hydrates

Etude de cas du champ pétrolière d'Alrar

Soutenu publiquement, le 26 /06/2023, devant le jury composé de :

M. B. ROSTANE	MCA	Univ. Tlemcen	Président
M. A. ALIANE	MCB	Univ. Tlemcen	Directeur de mémoire
M. K. MESSAOUDI	Docteur	SONATRACH	Co-directeur de mémoire
Mme. H. SAÏB	MAA	Univ. Tlemcen	Examineur 1

Année universitaire 2022-2023

Remerciements

En premier lieu nous remercions DIEU le tout puissant qui nous a éclairé le chemin et m'a inspiré la persévérance pour réaliser ce modeste travail.

Je tiens à prendre un moment pour exprimer ma profonde gratitude et mes sincères remerciements à chacun d'entre vous pour votre soutien inconditionnel tout au long de mon parcours académique et de la réalisation de ce mémoire.

Tout d'abord, à mes chers parents et à ma famille, je vous suis extrêmement reconnaissant pour votre amour, votre soutien constant et vos encouragements sans faille. Votre confiance en moi et votre soutien moral m'ont donné la force et la motivation nécessaires pour mener à bien ce projet. Vos sacrifices et votre présence ont été essentiels à chaque étape de ce parcours, et je ne saurais jamais assez-vous remercier.

Je voudrais également exprimer ma reconnaissance à mon encadreur M.ALIANE Abdennour pour sa patience, son expertise et ses conseils précieux. Votre expertise dans le domaine et votre engagement envers mon développement académique ont été d'une importance capitale. Vos suggestions judicieuses, votre disponibilité et votre soutien tout au long de ce travail de mémoire ont été inestimables.

Je tiens également à remercier mon co-encadreur mon oncle M. MESSAOUDI Khalid pour sa contribution précieuse à ce projet. Votre expertise complémentaire et votre collaboration ont enrichi mes recherches et ont contribué à une meilleure compréhension du sujet. Je suis reconnaissant d'avoir pu bénéficier de vos conseils et de votre soutien tout au long de ce processus.

Je remercie également tout le personnel de la division engineering et production, de la division production STAH, et de HASSI R'MEL.

Dédicace

Cette dédicace est pour vous, qui avez été là à chaque étape de ma vie. Votre amour et votre soutien ont été les piliers qui m'ont permis de grandir et d'atteindre mes objectifs. Merci d'avoir toujours été là pour moi.

À ma famille aimante,

Votre soutien inconditionnel et votre amour indéfectible m'ont donné la force de persévérer. Vous avez été mes plus grands supporters et mes confidents les plus précieux. Je vous suis profondément reconnaissant pour tout ce que vous avez fait pour moi.

À mes amis,

Vous avez été mes compagnons de route, mes partenaires dans les rires et les larmes. Votre amitié sincère et votre soutien constant ont illuminé ma vie de moments inoubliables. Je vous remercie pour votre présence réconfortante.

À mes mentors et enseignants,

Votre sagesse et votre guidance ont été des éclairages dans ma vie. Vos conseils avisés et votre encouragement ont contribué à façonner ma personne et mes accomplissements. Je vous suis reconnaissant pour votre impact positif sur mon chemin.

À tous ceux qui ont croisé ma route,

Que ce soit par un sourire, un geste de gentillesse ou des mots inspirants, vous avez apporté une lueur de bonheur à ma vie. Je vous remercie sincèrement pour votre contribution et votre soutien.

À vous tous, je dédie cette dédicace avec gratitude et amour. Votre présence a fait une différence dans ma vie, et je suis reconnaissant de vous avoir à mes côtés..

Table des matières

Tables des matières

Table des matières	III
Liste des figures.....	VII
Liste des tableaux	VIII
ملخص.....	IX
RESUME.....	XI
Abstract	X
Introduction Générale.....	1
Introduction générale.....	1
Chapitre I : Présentation de la région de Stah	2
I.1 Introduction.....	3
I.1.1 Situation géographique.....	4
I.1.2 Gisement de Stah.....	4
I.1.3 Gisement de Mereksen	5
I.1.4 Gisement d'Alrar.....	6
I.2 Historique de découverte.....	7
Chapitre II : Techniques de Lifting Dans les Champs Pétrolières	8
II.1 Plunger lift	9
II.1.1 Introduction.....	9
II.1.2 Application	10
II.1.2.1 Élimination des liquides des puits de gaz	10
II.1.2.2 Contrôle de la paraffine et de l'hydratation	11
II.1.3 Types D'équipements de plunger	12
II.1.4 Inconvénients	14
II.2 Sucker rod pump (La pompe à tige aspirante)	15
II.2.1 Définition.....	15
II.2.2 Avantages	16
II.2.3 Inconvénients.....	16

II.3 Electrical submersible pump (Pompe submersible électrique)	17
II.3.1 Définition	17
II.3.2 Avantages	18
II.3.3 Inconvénients	18
II.4 Progressive cavity pump (Pompe à cavité progressive)	18
II.4.1 Définition	18
II.4.2 Avantages	20
II.4.3 Inconvénients	20
II.5 Jet pump (pompe à jet).....	20
II.5.1 Définition	20
II.5.2 Avantages	21
II.5.3 Inconvénients	22
II.6 Gas lift	22
II.6.1 Introduction.....	22
II.6.2 Définition du gas-lift.....	22
II.6.3 Applications du gas-lift:.....	23
II.6.3 Principes du gas-lift et applications :	23
II.6.4 Types de Gas-Lift	25
II.6.4.1 Selon le mode d'injection	25
II.6.4.2 Gas-lift continu	25
II.6.4.3 Gas-lift intermittent.....	25
II.6.4.4 En fonction du type de complétion	26
II.6.4.5 Complétions pour Gas-lift direct.....	26
II.6.5 Gas-lift inverse (Inverse Gas-lift)	27
II.6.6 Equipement de gas-lift	29
II.6.6.1 Introduction.....	29
II.6.6.2 Equipements de surface	30
II.6.7 Equipements de fond	32
Chapitre III : dépôts des hydrates, prévention et traitement	36

III.1 Introduction	37
III.1.2Généralités sur les hydrates	37
III.1.2 Définition des hydrates	38
III.1.3 Structure des hydrates.....	38
III.1.3 Types des hydrates	39
III.2 Facteurs favorisant la formation des hydrates (les conditions).....	39
III.2.2 Mise en point sur les hydrates de gaz	40
III.3 Méthodes de prédiction des conditions de formation des hydrates.....	41
III.3.1 Méthode graphique	41
III.4 Prévention des hydrates	42
III.4.1 Déplacement du domaine de fonctionnement.....	42
III.4.2 Déplacement de la courbe de rosée eau	43
III.4.3 Déshydratation par absorption.....	44
III.4.4 Déshydratation par adsorption.....	44
III.4.5 Déplacement de la courbe de formation des hydrates	44
III.5 Conclusion.....	45
Chapitre IV : Calcul, résultats et discussion	47
IV.1 Introduction.....	48
IV.2 Problème de production.....	48
IV.2 Analyse Thermodynamique	49
IV.3 Quantité de chaleur échangée avec le milieu géologique	51
IV.3.1 Calcul de la masse molaire de mélange CH ₄ C ₂ H ₆	51
IV.3.2 Calcul de la masse pour chaque composant	52
IV.4 Effet de Joule-Thomson	54
IV.5 Transformation polytropique.....	55
IV.5.1 Calcul de l'exposant « n »	55
IV.5.2 Fonctions de variation de la Température T ₂	56
IV.6 Résultats :	59
IV.7 Conclusion.....	60

V. Conclusion générale	61
VI. Annexe	63
VII. Bibliographie	64

Liste des figures

Figure I.1 : Structure de la division production	3
Figure I.2 : Les Gisements de STAH (document SONATRACH).	5
Figure I.3 : Situation Géographique (Document SONATRACH).	6
Tableau I. 1 Historique de découverte	7
Figure II.1 : Plunger lift installation	9
Figure II.2: sucker rode pump	16
Figure II.3 : Pompe submersible électrique	17
Figure II.4 : Pompe à cavité progressive	19
Figure II.5 : jet pump	21
Figure II.6 : Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.	24
Figure II.7 : Gaz lift continu et intermittent [9].	26
Figure II.8 : Gaz lift direct [9].	27
Figure II.9 : Gas-lift par le tubing concentrique.	28
Figure II.10 : Gas-lift dans l'espace annulaire « 4" ½ *CCE ».	29
Figure II.11 : Equipement de Gas lift en surface	30
Figure II.13 : Mandarins conventionnels [8].	33
Figure II.14 : Mandrins Poche latéral [8]	33
Figure II.15 : Configuration d'un puits équipé avec Gas-lift.	35
Figure III.1 : Glace qui brule (Hydrate)	37
Figure III.2 : Structure des hydrates de gaz montrant les molécules d'eau emprisonnant une molécule de méthane	37
Figure III.3 : Structures cristallines d'unité des hydrates [17].	39
Figure III.4: Accumulation des hydrates obtenue après raclage de la conduite lors d'un entretien périodique (source Petrobras, Brasil) [10].	40
Figure II.5 : solutions pour se prémunir des risques de formation d'hydrates	42
Figure III.6 : Facteur de fluctuations de pression	43
Figure III.7 : Réchauffage du gaz à l'amont de la vanne	43
Figure III.8 : Déplacement de la courbe de rosée eau.	43

Figure III.9 : Avant et après l'injection de méthanol	45
Figure IV.1 : Diminution de la pression d'injection causée par la formation des hydrates	49
Figure IV.2 : Variation de la température entre le CTG et le Manifold	50
Figure IV.3 : Variation de la température entre le Manifold et les puits	51
Figure IV.4 : variation de l'énergie de fluide (gaz) au cours de la journée (CTG-Manifold)	53
Figure IV.5 : L'impact de la variation de l'énergie interne de gaz sur le rythme de production	54
Figure IV.6 : Effet Joule-Thomson	54
Figure IV.7 : la variation de la température Aval duse T_2 en fonction de la pression d'alimentation	58
Figure IV.8: Double détente	59

Liste des tableaux

Tableau I. 1 Historique de découverte	7
Tableau IV. 1 Test des puits avant et après l'emplacement de la deuxième vanne dite « Double détente »	59

كما هو مذكور في النصوص والمقالات العلمية، "ضمان التدفق" هو مصطلح جديد نسبياً في الصناعات النفطية والغازية بشكل عام، أعلنت عنه شركة بتروبراس في أوائل التسعينيات [1]. والذي يشير إلى ضمان تدفق السوائل (النفط والغاز) من المكامن إلى نقطة البيع.

ضمان التدفق هو أهم العلوم. كونها تشارك في المعالجة الفعالة للعديد من الرواسب الصلبة مثل، الأسفلت، والشمع، وتكون هيدرات الغاز، والتي تعتبر موضوع دراستنا في هذا المشروع.

يتم تسجيل وقت غير إنتاجي كبير (NPT) كل عام في حقل السطح النفطي خلال فترة الشتاء بسبب انسداد كارثي في أنابيب المخصصة لتقنية رفع الغاز مما يؤدي الي خلل في ضمان التدفق.

طالما أن الرفع بالغاز هو وسيلة أساسية للحفاظ على الإنتاج من المكامن إلى مركز وحدة المعالجة، فإن تعديل عوامل الديناميكية الحرارية (ضغط الحقن، ودرجة الحرارة) ضروري لتجنب تكون الهيدرات وتحقيق النتيجة المثلى.

تم إجراء دراسة ديناميكية حرارية دقيقة للغاية في الحقل، حيث تقدر طول شبكة رفع بالغاز 360 كلم تقريباً بأقطار مختلفة وهذا لتغذية الآبار بغاز الرفع. تم ضبط عوامل الديناميكية الحرارية على مستوي الآبار وقادت الخطوة إلى نتائج مرضية.

الكلمات المفتاحية: حقل الرار النفطي، الإنتاج، ضمان التدفق، الوقت الغير انتاجي(NPT) ، تكوين الهيدرات تقنية رفع الغاز، الديناميكا الحرارية.

Abstract

As aforesaid in literature, «Flow Assurance» is a relatively new term in oil and gas industries, announced by Petrobras in the early 1990s [1]. It denotes to ensure an economical and a successful flow from the reservoir to the sale point (expedition). Flow assurance is the most important mission. It takes part on effective treatment of many solid deposits such as, asphaltting, wax, and gas hydrates formation the target core of the following study.

A significant non-productive time (NPT) is reported each year at Alrar-oil Rim Field during the winter period caused by catastrophic clogging formation in gas lift pipelines and is resulted in flow assurance failure.

As long as the gas-lift is an essential way of maintaining the production from the reservoir to the unit treatment center, an adjustment of the thermodynamic parameters (injection pressure, temperature) is essential to avoid the hydrates formation and achieve an optimal result.

A very precise thermodynamic study was carried out on the field, where the gas-lift network presents a length of 360k approximately with a different size to feed the wells by natural gas. The optimal parameters were fixed and led to a satisfactory result. Other solutions have been proposed and approved on the wells to relieve this problem definitively.

Keywords: Alrar-oil Rim field, Production, Flow assurance, non-productive time (NPT), Hydrate formation, gas-lift, Thermodynami

RESUME

Comme mentionné précédemment dans la littérature, « Flow Assurance » est un terme relativement nouveau dans les industries pétrolières et gazières, annoncé par Petrobras au début des années 1990 [1]. Il s'agit d'assurer un flux économique et réussi du réservoir au point de vente (expédition). L'assurance des flux est la mission la plus importante. Il participe au traitement efficace de nombreux dépôts solides tels que l'asphaltage, la cire et la formation d'hydrates de gaz, le cœur cible de l'étude suivante.

Un temps non productif (NPT) important est signalé chaque année à Alrar-oil Rim Field pendant la période hivernale en raison de la formation de colmatage catastrophique dans les gazoducs et entraîne une défaillance de l'assurance du débit.

Tant que le gas-lift est un moyen essentiel pour maintenir la production du réservoir au centre de traitement de l'unité, un ajustement des paramètres thermodynamiques (pression d'injection, température) est indispensable pour éviter la formation d'hydrates et obtenir un résultat optimal.

Une étude thermodynamique très précise a été réalisée sur le terrain, où le réseau de gas-lift présente une longueur de 360k environ avec une taille différente pour alimenter les puits en gaz naturel. Les paramètres optimaux ont été fixés et ont conduit à un résultat satisfaisant. D'autres solutions ont été proposées et approuvées sur les puits pour remédier définitivement à ce problème.

Mots-clés : Champ Alrar-oil Rim, Production, Flow assurance, non-productive time (NPT), Hydrate formation, gas-lift, Thermodynamique.

Introduction Générale

Introduction générale

Dans le but de l'amélioration de la production, généralement les compagnies pétrolières sélectionnent des techniques qui servent à compenser pression du réservoir pétrolière perdue après un laps de temps de production. Afin de rapprocher et voir de près la performance de ces techniques, une période de stage a été conduit au sein de la division production de Stah qui représente la quatrième région de production des produits pétrolières où la technique de gas lift est sélectionnée depuis 2013 pour faire activer les puits de faible pression de gisement au niveau de l'anneau d'huile d'Alrar.

La division production STAH gère trois gisements d'Alrar, Stah et Mereksen. Le premier gisement contient du gaz à condensat avec un anneau d'huile, les deux derniers sont des gisements à huile.

Notre étude est focalisée sur le changement thermodynamique du gas à travers les conduites de transport à partir de CTG (Centre de Traitement de Gas) d'Alrar jusqu'aux puits. L'étude a été portée sur deux puits alimentés par le gas lift est qui présentent le cas le plus défavorable en termes de présence des hydrates lors de la période hivernale. La formation de ces derniers dans les installations engendre par la suite un manque de production de brute.

La solution proposée dans ce travail représente une approche complémentaire réalisée sur site par l'emplacement de deux vannes de détente afin de minimiser la formation des hydrates dans les installations.

Le plan de travail est scindé en quatre chapitres essentiel, dans le premier chapitre, nous serons conduits à présenter la division production de Stah, le second chapitre portera sur les techniques liftings existés dans les champs pétroliers, le chapitre trois portera les dépôts d'hydrates, quant au chapitre quatre est consacré à l'énergie géothermie et leur impact sur le changement thermodynamique du gas lift

Chapitre I : Présentation de la région de Stah

I.1 Introduction

La Direction Régionale de STAH est une unité opérationnelle de la Société Nationale SONATRACH, Activité Amont, Division Production créée en 1975 suite à l'association SONATRACH-TOTAL ALGERIE qui a été créée en 1965 de l'ancien secteur de In AMENAS.

La direction régionale DP Stah est l'une des grandes structures de la Sonatrach, elle prend en charge l'exploitation des gisements Alrar, Stah et Mereksen pour assurer la production du gaz de vente (C1 et C2), le GPL, le condensat et l'huile. Cette direction comporte neuf divisions, pour chacune d'elles il y a des missions associées. La structuration de la région se caractérise par les niveaux hiérarchiques comme il est montré dans la (figure I.1).

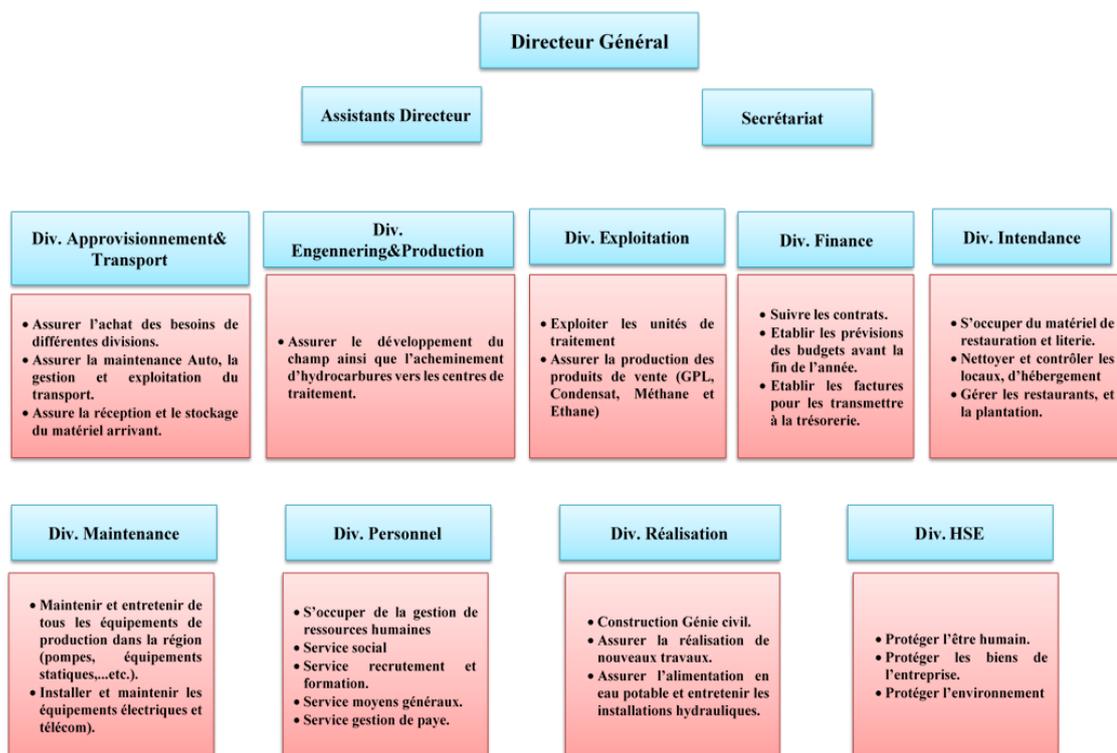


Figure I.1 : Structure de la division production

I.1.1 Situation géographique

Le champ de STAH est Située à 1700 km au Sud-Sud-Est d'Alger et à 400 km au Nord-Nord-Ouest d'Illizi (chef-lieu de wilaya) dont elle relève administrativement.

Limitée au nord et à l'est par la frontière algéro-lybienne (à 30 km), à l'ouest par la route nationale d'In-Amenas et Deb-Deb et au sud par la région d'In- Amenas.

La Direction Régionale de STAH a été créée en 1976 comme indiqué par avant, suite à la décentralisation de l'ancien district d'In-Amenas. Elle est constituée des champs pétroliers de STAH et Mereksen et du gisement de gaz d'Alrar. Elle recouvre une aire de 1070Km² (Figure I.2).

La région de Stah exploite près de 220 puits :

- 105 Puits de gaz (Alrar)
- 74 Puits huile (Stah)
- 33 Puits huile (Mereksen)
- Champs périphérique : 8 puits (Daïa-Zaret, Timissit, Aïn Antar, Ouan-Essar).

Le champ de STAH est constitué par les gisements suivants :

I.1.2 Gisement de Stah

Le gisement STAH, situé à 110 km au nord de D'INAMENAS, est un anticlinal qui a été découvert par le forage STAH -1 dans le réservoir dévonien moyen inférieur et silurien en septembre 1971. Il a été mis en production en juin 1975.

Le gisement est exploité actuellement pour produire de l'huile.

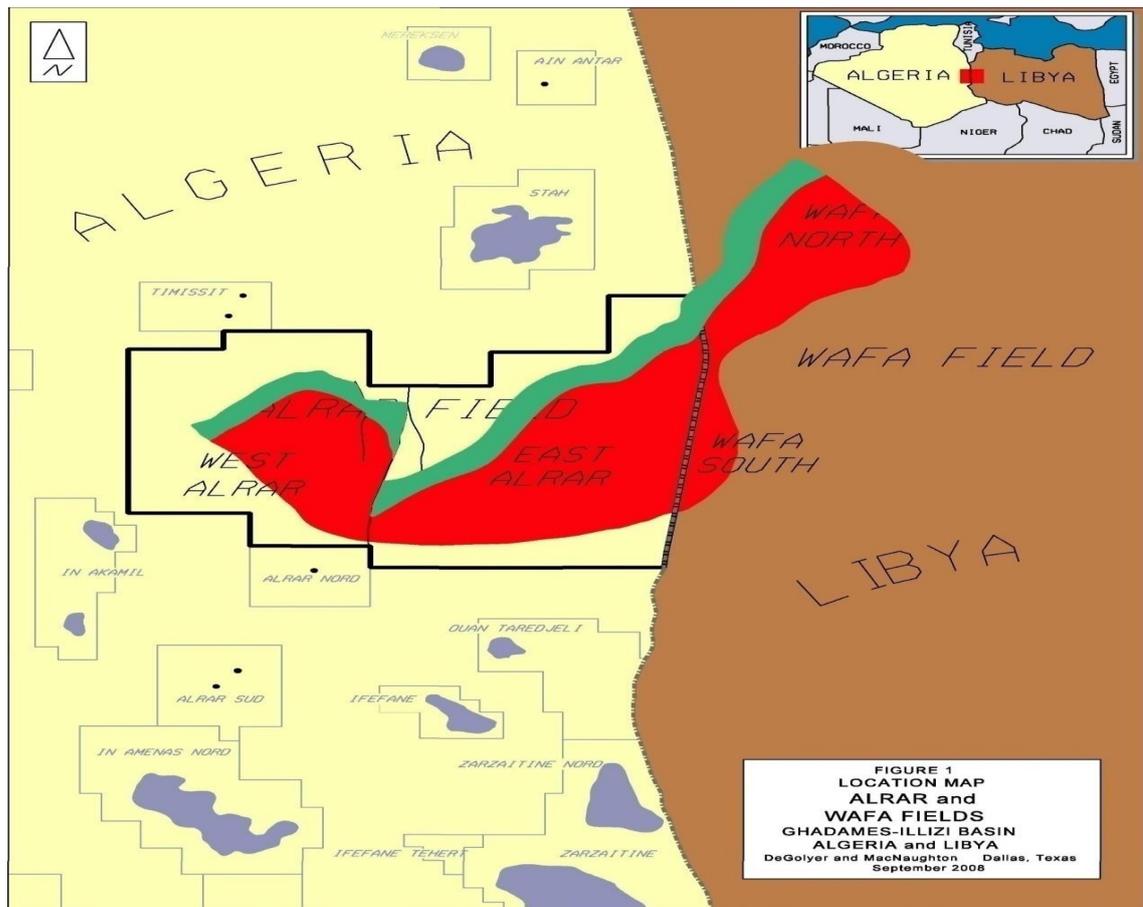


Figure I.2 : Les Gisements de STAH (document SONATRACH).

I.1.3 Gisement de Mereksen

Le gisement de MEREKSEN se trouve à une distance de 130 kilomètres au nord d'INAMENAS et possède une structure anticlinale. Le forage de MRK-1 l'a découvert dans le réservoir Dévonien moyen et inférieur en avril 1974 et il a été mis en production le 18 mars 1975.

Actuellement, l'huile est produite à partir de gisement.

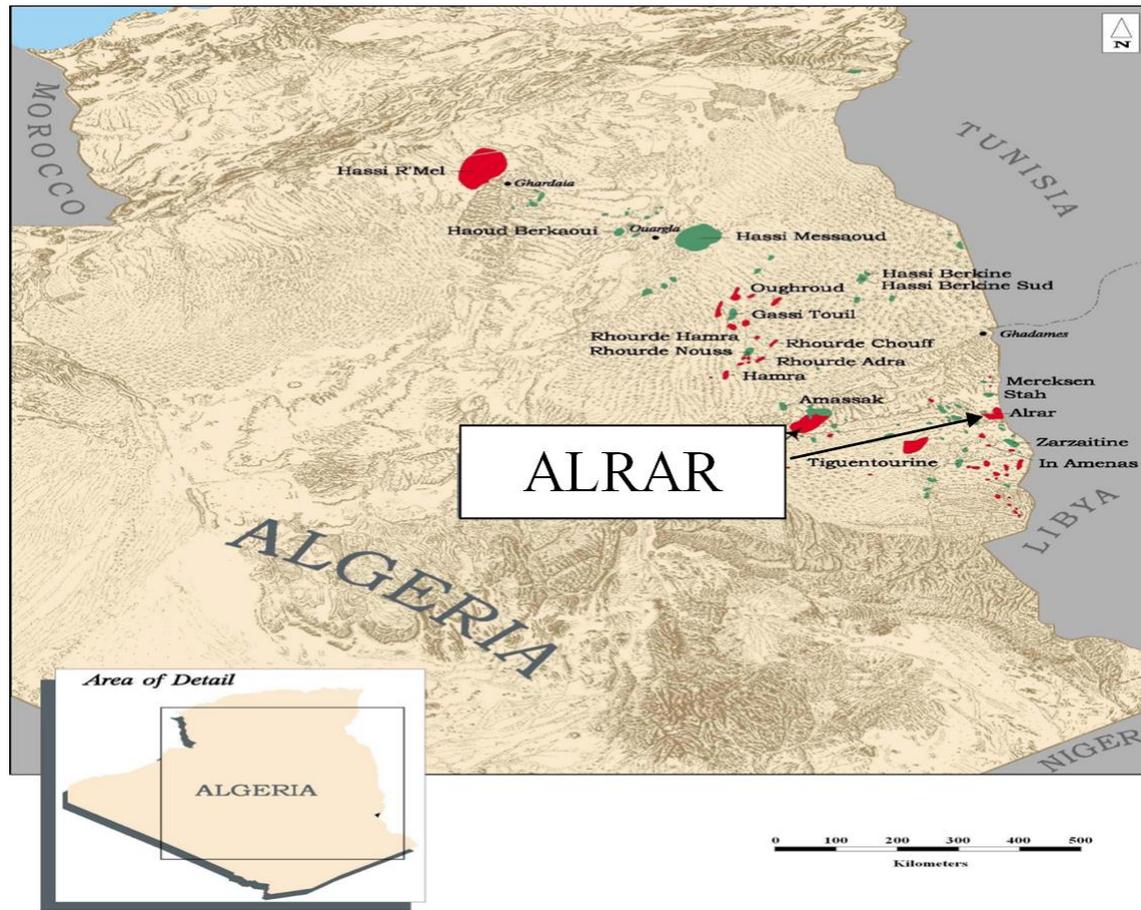


Figure I.3 : Situation Géographique (Document SONATRACH).

I.1.4 Gisement d'Alrar

Le gisement D'ALRAR est situé dans le bassin d'ILLIZI, à la frontière ALGÉRO-LYBIENNE et à 100 km au Nord d'IN AMENAS. Ce gisement est séparé du gisement d'alrar ouest par une faille Majeure non étanche.

Le gisement d'ALRAR a été découvert en Octobre 1961 par le puits d'ALRAR Est - 1(ALE-1) et ALB1 (Ouest), qui ont mis en évidence des accumulations de gaz humide dans le réservoir dévonien moyen. Il a un faible anneau d'huile surmonté d'un grand gaz cap.

Le réservoir d'ALRAR Ouest est identique à celui d'ALRAR Est, le type de piège est monoclinail faillé et incliné au Nord.

I.2 Historique de découverte

Le tableau suivant indique les dates de découverte et de mise en production :

Tableau I. 1 Historique de découverte

Champ	Date de découverte	Date de mise en service
Stah	1971	1975
Mereksen	1974	1975
Alrar	1961	1965

Chapitre II : Techniques de Lifting Dans les Champs Pétrolières

II.1 Plunger lift

II.1.1 Introduction

Le concept du plongeur est basé sur l'utilisation d'un piston libre qui agit comme une interface mécanique entre le gaz de formation et les liquides produits, ce qui augmente considérablement l'efficacité de levage du puits.

Le fonctionnement efficace de ces systèmes repose sur l'hypothèse que les puits n'ont pas d'obturateur ou qu'il y a une communication entre le tube et le tubage au bas de la colonne de production.

Une installation typique se constitue d'une pièce d'arrêt et d'un ressort au bas de la colonne de tubes et d'un lubrificateur et d'un collecteur à la surface, agissant comme un amortisseur à l'extrémité supérieure de la course du plongeur. Le plongeur se déplace sur toute la longueur du tube entre la butée et le lubrificateur. Le système est complété par l'ajout d'un régulateur (temps et/ou pression) et d'une vanne motorisée capable d'ouvrir ou de fermer la conduite d'écoulement. (voir figure 4).

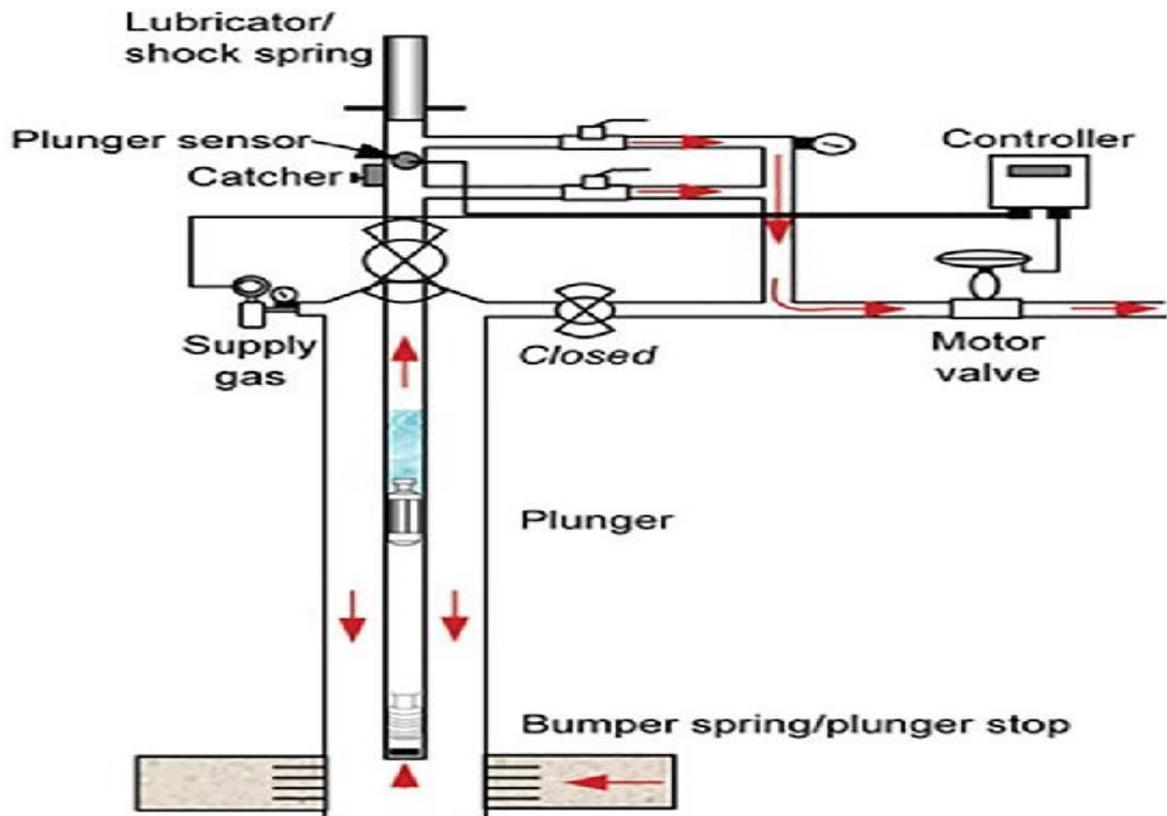


Figure II.1 : Plunger lift installation

Le fonctionnement du système est initié par la fermeture de la conduite d'écoulement et l'accumulation du gaz de formation dans l'anneau du tubage par séparation naturelle. L'anneau sert principalement de réservoir pour le stockage de ce gaz.

Une fois que la pression atteint une valeur déterminée dans le tubage, la ligne d'écoulement est ouverte. Le transfert rapide du gaz du tubage vers le tube, en plus du gaz de la formation, crée une vitesse instantanée élevée qui provoque une chute de pression entre le plongeur et le liquide. Le plongeur se déplace alors vers le haut avec tous les liquides contenus dans le tube au-dessus de lui. Sans cette interface mécanique, seule une partie des liquides aurait été récupérée. [1]

II.1.2 Application

II.1.2.1 Élimination des liquides des puits de gaz

Pratiquement tous les puits de gaz sont amenés à produire des liquides à un certain moment de leur durée de vie. Tant que les conditions sont telles que les puits sont capables de maintenir une vitesse suffisante dans les tubes, les liquides sont transportés avec le gaz sous la forme d'un écoulement multiphasique. En dessous d'une certaine "vitesse critique", les liquides ont tendance à migrer le long du tube et commencent à s'accumuler au fond.

Pendant une certaine période, le puits est en mesure de vider les petites limaces par ses propres moyens. Les indices de surface sont inscrits sur le tableau des ventes. Si aucune mesure corrective n'est prise, le problème s'aggravera jusqu'à ce que le puits se charge et meure.

Les courbes de déclin de la production, tant pour le gaz que pour les liquides, diminuent fortement, ce qui constitue une autre indication des problèmes de charge en liquides. Tout puits qui doit être périodiquement "purgé" est très certainement confronté à une charge de liquide.

La fonction du plongeur est d'empêcher ces liquides de s'accumuler au point que le puits meure ou nécessite une longue période de fermeture pour se rétablir.

Le puits sera fermé lorsqu'il aura été déterminé qu'il y a effectivement un chargement au fond du trou. Le puits est ouvert lorsque la pression du tubage a augmenté suffisamment pour soulever les liquides accumulés dans le tube avec le plongeur lorsque le gaz se brise

autour de l'extrémité du tube. Cette pression et cette vitesse doivent être suffisantes pour surmonter la pression de la conduite de vente ou du séparateur rencontrée lors du trajet vers la surface.

À l'arrivée du piston à la surface, la ligne de tubes est complètement exempte de liquides. C'est à ce moment-là que la formation rencontre le moins de résistance à l'écoulement. En raison de la productivité du puits, des débits élevés peuvent être maintenus en laissant la conduite d'écoulement ouverte pendant un certain laps de temps. Ce laps de temps peut être dicté par une certaine chute de pression sur le tubage ou par l'observation du tableau des ventes pour déterminer un intervalle de temps. Le puits doit être fermé lorsque le chargement est mis en évidence par une diminution du différentiel sur le compteur de vente. Le cycle doit ensuite être répété.

Les plongeurs sont très efficaces même sur les puits de gaz à basse pression qui ont une bonne productivité. Il est nécessaire d'effectuer des cycles fréquents pour retirer de très petites quantités de liquides à la fois. La bonne délivrabilité assure une récupération rapide de la pression du tubage pour le cycle suivant.

On peut s'attendre à une augmentation de la production grâce à l'utilisation de ce système. Le véritable avantage se manifeste dans la production cumulée et la reprise d'une courbe de déclin normale. [1]

II.1.2.2 Contrôle de la paraffine et de l'hydratation

Des millions de dollars sont investis chaque année pour éliminer les accumulations de paraffine au fond des puits (tubing de production). La principale dépense est le coût des câbles, mais elle est aggravée par la perte de production due à la réduction avant la coupe et au temps d'arrêt pendant la coupe.

La paraffine commence à se former sous la forme d'un film microscopique en dessous d'une température d'environ 100°F. Elle ne devient un problème que lorsque le dépôt devient plus épais en raison d'une accumulation sur une certaine période. Ce phénomène peut être accéléré par l'expansion du gaz dans le tube et l'effet de refroidissement qui en résulte. Les puits dont le rapport gaz/liquide est suffisant peuvent utiliser le plongeur comme solution simple au problème.

L'installation d'une vanne d'arrêt et d'un ressort quelque part en dessous de la ligne de paraffine permet d'utiliser un plongeur pour "essuyer" le tube plusieurs fois par jour afin d'empêcher la formation de paraffine. Les plongeurs ne "coupent" pas la paraffine, mais lorsqu'ils sont installés dans un tube propre, ils empêchent l'accumulation grâce à une action mécanique d'essuyage. La fréquence des opérations dépend de la gravité du problème.

La formation d'hydrates en fond de puits est un autre problème qui a été résolu avec succès par l'utilisation de plongeurs. Les hydrates se forment en fonction de la pression et de la température. Plus la pression est élevée, plus la température à laquelle les hydrates se forment est élevée.

Les gisements de gaz à haute pression sont particulièrement exposés à ce problème. Le problème est aggravé s'il y a une zone d'eau douce au fond du trou qui crée une anomalie de température. Cet effet de refroidissement peut entraîner la formation d'hydrates susceptibles de bloquer tout débit dans les tubes.

Le phénomène a été résolu dans de nombreuses régions par l'installation d'un plongeur associé à une pompe chimique pneumatique reliée à la tubulure à la surface. Un cycle typique synchronise l'injection de méthanol ou d'alcool dans le tube lorsque la ligne d'écoulement est fermée et que le plongeur descend. Le méthanol ramollit le bouchon d'hydrate de sorte que le cycle suivant du plongeur élimine tout dépôt.

Ce système peut également être utilisé en conjonction avec le déchargement des liquides du puits de gaz.[1]

II.1.3 Types D'équipements de plunger

II.1.3.1 Contrôleurs

Il existe trois catégories principales de commandes qui déterminent le cycle de la vanne motorisée sur la ligne d'écoulement.

- Cycle de temps
- Contrôleur de pression
- Contrôleur électronique

II.1.3.2 Pistons (plunger)

Il y a plusieurs types de pistons plongeurs, qui seront mentionnés ici. Ils fonctionnent tous selon le même principe de base. Les variations concernent l'efficacité du joint, le poids et la disposition du by-pass. Chaque plongeur présente normalement un avantage dans une situation donnée.

- Joint d'étanchéité turbulent
- Type de rondelle oscillante
- Type de brosse
- Lame d'expansion
- Tampons métalliques rétractables segmentés

II.1.3.3 Lubrificateurs

Le lubrificateur est installé directement sur l'arbre ou la vanne maîtresse. Sa fonction principale est d'absorber l'énergie cinétique du plongeur à l'extrémité supérieure de sa course. Il se compose essentiellement d'un ressort, d'une plaque d'appui et d'un capuchon amovible permettant d'inspecter le plongeur. Le lubrificateur est généralement équipé d'une bille ou d'une came à ressort pour faciliter l'inspection susmentionnée [1].

II.1.3.4 Assemblage du trou inférieur

L'ensemble du trou de fond se constitue d'une butée et d'un ressort. Sa fonction est d'amortir les chocs à l'extrémité inférieure de la course du plongeur. Les combinaisons dépendent du type de tube et du raccordement mécanique du puits. Les pièces normalement utilisées sont les suivantes :

- Butée de collier
- Butée de tube
- Cage de vanne permanente
- Ressort de l'amortisseur du trou inférieur

II.1.4 Inconvénients

II.1.4.1 Bruyantes

Les pompes à piston plongeur sont généralement plus bruyantes que les autres types de pompes. Cela peut être un problème si vous utilisez la pompe dans un environnement où le bruit est un problème.

II.1.4.2 Usure rapide :

Les pièces en mouvement constant dans les pompes à piston plongeur ont tendance à s'user plus rapidement que dans les autres types de pompes. Cela peut entraîner des temps d'arrêt plus longs et des coûts de réparation plus élevés.

II.1.4.6 Maintenance complexe :

Les pompes à piston plongeur peuvent être plus difficiles à entretenir que les autres types de pompes en raison de leur conception complexe et des pièces en mouvement.

II.1.4.7 Risque de fuite :

Les joints et les valves dans les pompes à piston plongeur peuvent se fissurer ou se briser, ce qui peut entraîner des fuites de liquide. Les fuites peuvent entraîner des problèmes de sécurité et de santé, ainsi que des pertes de liquide et des coûts de nettoyage.

II.1.4.8 Pression élevée :

Les pompes à piston plongeur peuvent produire une pression extrêmement élevée, ce qui peut être un avantage dans certaines situations, mais peut également être un inconvénient si la pression doit être régulée ou limitée pour des raisons de sécurité.

II.1.5 Conclusion

Le plus grand bénéfice de l'utilisation d'un plongeur pour produire un puits est économique. Tout d'abord, une opération d'installation moyenne dans l'ensemble de l'industrie coûtera 3 500 dollars, plus quelques services, qui dépendent de l'entreprise qui fournit l'équipement. Ce coût est comparable à celui d'une unité de pompage (28 000 \$) ou d'un petit compresseur (32 000 \$). Deuxièmement, il n'y a pas de consommation d'énergie comme l'électricité (coût initial élevé pour la location) ou le gaz. Toute l'énergie est fournie par le puits, y compris le gaz d'instrumentation. Ensuite, il faut tenir compte

du fait que le plongeur produit souvent plus de produit que toute autre forme de levage. Enfin, le coût d'entretien d'un tel système est faible. En général, la seule pièce qui s'use est le plongeur. S'il est inspecté tous les mois et qu'il présente des signes d'usure, il peut être remplacé ou réparé à un coût minime.

En résumé, on peut affirmer que la technique de l'élévation par piston est un outil de production très efficace et économique et qu'elle doit être envisagée au même titre que d'autres formes d'élévation artificielle. [1]

II.2 pompe à tige aspirante (Sucker rod pump)

II.2.1 Définition

La pompe à tige aspirante est le système d'élévation artificielle le plus ancien et le plus populaire au monde. Sa structure est simple et son utilisation est encore très répandue. Elle est très économique dans les puits à faible production des champs pétrolifères de profondeur moyenne à faible.

Dans ce système, il y a une pompe à déplacement vertical qui est une association d'un baril avec une vanne au fond et d'une vanne de déplacement connectée au plongeur. [2]

Le plongeur est relié mécaniquement à une poutre de surface par la chaîne de la barre d'aspiration. La pompe est actionnée de haut en bas par un moteur électrique ou alternatif alimenté par le mouvement de la poutre de marche.

Le robinet d'arrêt s'ouvre lorsque le plongeur monte, le robinet de marche se ferme et le liquide remplit le fût. Le clapet de translation s'ouvre pendant la descente, le clapet d'arrêt se ferme et le liquide contenu dans le fût est acheminé dans le tuyau. [2]

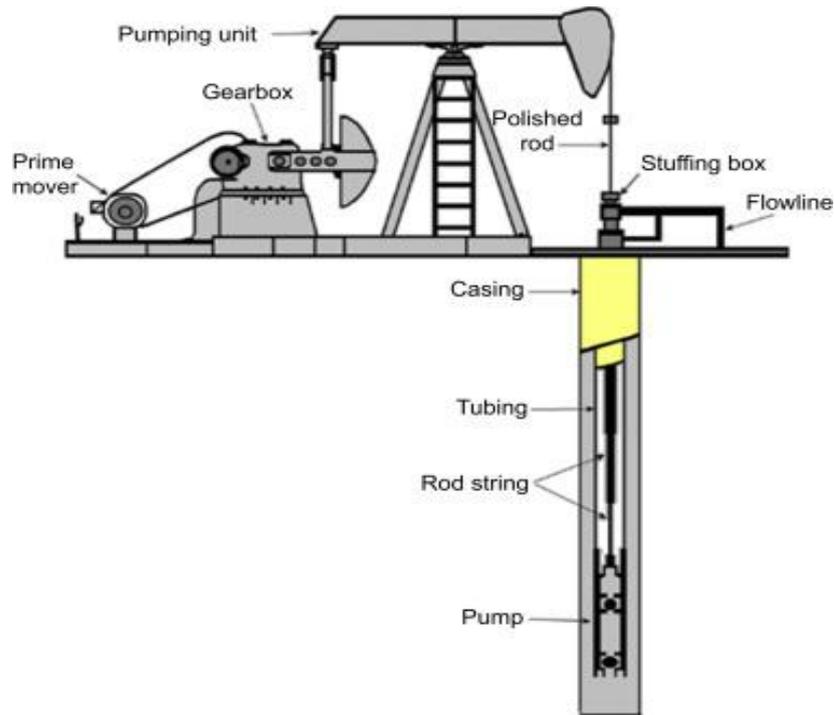


Figure II.2: sucker rode pump

II.2.2 Avantages

- C'est le procédé d'élévation artificielle le plus utilisé dans le monde en raison de sa facilité d'utilisation et de son faible coût.
- Ces catégories de pompes sont utilisées dans les puits de pétrole dont les débits sont jusqu'à 5000 b/j.
- Elles peuvent pomper le pétrole brut visqueux et nécessitent de faibles dépenses d'exploitation.
- Leur coût d'entretien est faible et elles sont faciles à utiliser.
- Elles nécessitent une faible pression d'entrée par rapport aux autres pompes. [3]

II.2.3 Inconvénients

- Sa capacité est réduite avec l'augmentation de la profondeur.
- La présence de gaz arrête son fonctionnement, ce qui les rend très sensibles.
- Elles ne doivent pas être installées en mer car l'équipement est trop lourd.
- -Les pompes à tige aspirante ne sont pas utilisables dans les puits très déviés.
- Elles sont très sensibles à la corrosion.

- La présence de calcaire et de paraffine a un impact sur le fonctionnement de la tige de pompage. [3]

II.3 Pompe submersible électrique (Electrical submersible pump)

II.3.1 Définition

La pompe submersible électrique (ESP) est une pompe centrifuge à plusieurs étages actionnés par un moteur de forage électrique. L'ensemble de la pompe est constitué d'une série de roues centrifuges empilées qui tournent dans une pile de diffuseurs fixes sur un arbre d'entraînement central. Par conséquent, le débit de la pompe varie en fonction de la contre-pression maintenue dans le système.

Le type et le nombre d'étages de la pompe sont déterminés par le débit et la pression nécessaires pour amener le liquide à la surface. [4]

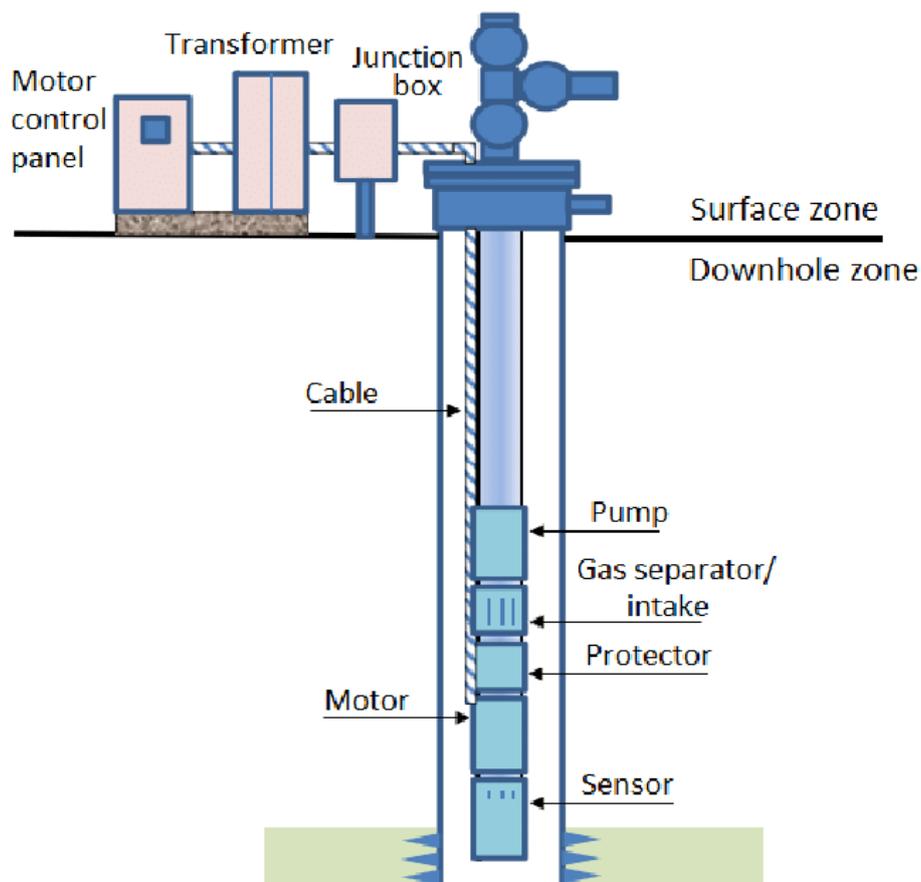


Figure II.3 : Pompe submersible électrique

II.3.2 Avantages

- Cette méthode convient aux puits dont le rapport gaz/pétrole est faible et dont la productivité est élevée.
- Cette technique convient aux puits contenant beaucoup d'eau.
- L'un des grands avantages de cette méthode est qu'elle permet d'amener un plus grand volume de liquide à la surface.
- Il s'agit d'une méthode très flexible qui peut être utilisée pour des puits ayant un débit de 200 à 30 000 barils par jour.
- Surveillance des performances du puits et de la pompe L'ESP permet de contrôler les performances du puits et de la pompe en temps réel.
- Les pompes électriques submersibles peuvent être redémarrées rapidement après un arrêt.
- Les pompes électriques submersibles ont une longue durée de vie [3].

II.3.3 Inconvénients

- Cette méthode ne convient pas aux champs ayant un taux de rendement élevé, ni aux champs produisant du sable.
- Pour changer la pompe, il faut retirer la chaîne de tubes.
- Cette technique entraîne des frais d'entretien élevés, en particulier pour les champs offshore.
- Les pompes submersibles électriques ont besoin d'une tension élevée d'environ 1000 V.
- Cette méthode ne peut pas être appliquée aux puits de pétrole dont la production est très faible (<150 BPD).
- Le pétrole brut visqueux réduit l'efficacité des pompes submersibles électriques.
- Les puits ayant des températures élevées peuvent endommager les moteurs électriques [3].

II.4 Pompe à cavité progressive (Progressive cavity pump)

II.4.1 Définition

Dans les gisements à débit faible à moyen, en particulier sur terre et pour les liquides lourds (et solides), une forme courante de flottabilité artificielle est la pompe à cavité

progressive (PCP). Contrairement aux pompes Jet, ESP et HSP, les PCP sont des pompes volumétriques.

Leur fonctionnement implique un stator en spirale en métal faisant tourner à l'intérieur un rotor en spirale en métal. La rotation provoque le déplacement de la cavité à volume constant formée par le rotor et le stator. [4]

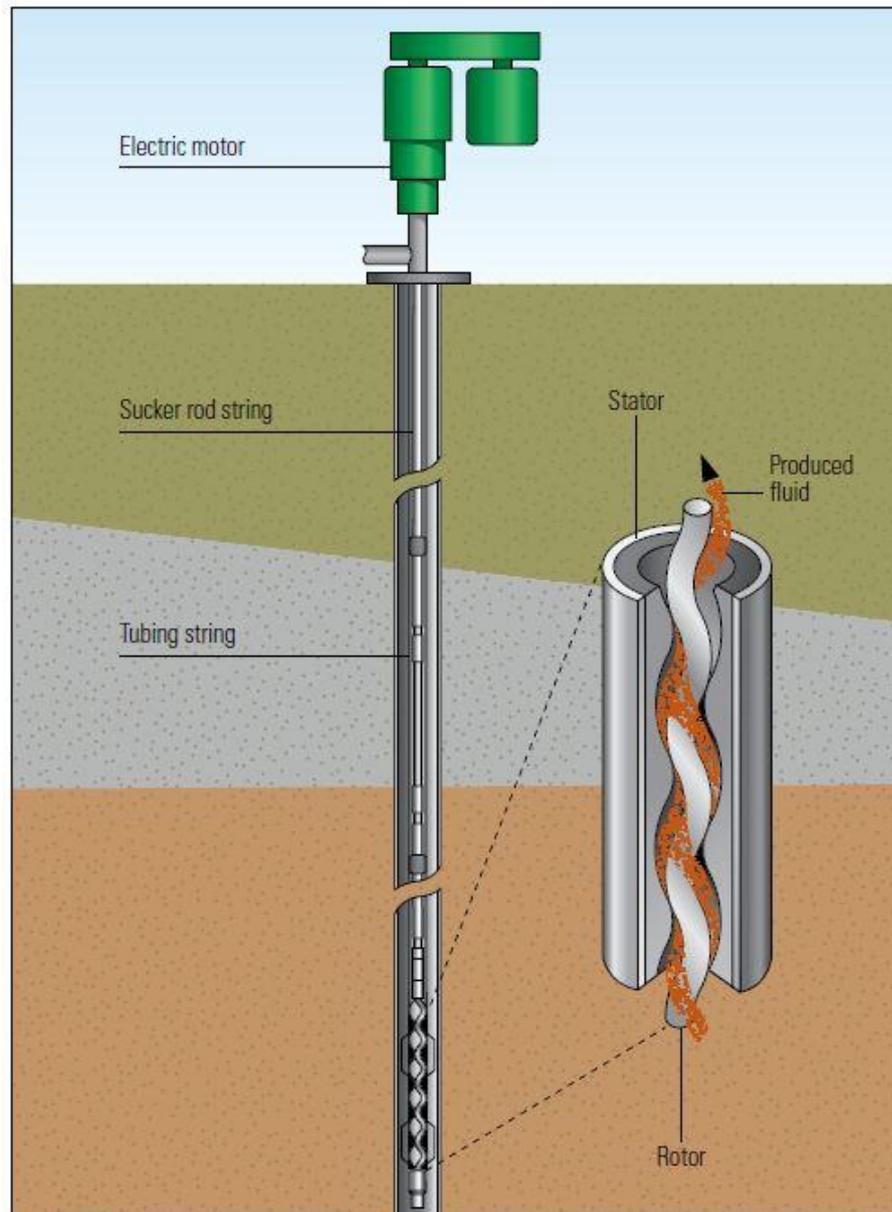


Figure II.4 : Pompe à cavité progressive

II.4.2 Avantages

- Cette pompe est facilement réparable en remplaçant le rotor et le stator dans leur ensemble grâce à sa conception simple.
- En absence de gaz, elle a un haut rendement volumétrique de plus de 80%.
- Ce type des pompes peut être utile pour les pétroles bruts visqueux.
- Par comparaison avec les pompes ESP et HSP, ces pompes ne peuvent pas former d'émulsion en raison de leur faible vitesse de pompage.
- Elles sont capables de pomper du pétrole jusqu'à 6 000 BPD.
- Ces pompes ont une longue durée de vie.
- En raison de leur conception simple et de leur facilité d'utilisation, elles sont idéales pour les zones reculées. [3]

II.4.3 Inconvénients

- Ces pompes demandent un couple de démarrage élevé.
- Leur durée de vie est courte en présence de fluide abrasif. [3]

II.5 pompe à jet (Jet pump)

II.5.1 Définition

La seule technique de pompage artificiel qui ne nécessite pas de pièces mobiles au fond du trou est la pompe à jet. La pompe à jet est une pompe à éjecteur à flux dynamique qui fonctionne sur le principe d'un flux de fluide à haute pression convergeant en un jet au niveau de la buse de la pompe. Un courant à haute vitesse et basse pression est mélangé au fluide du puits en aval de la buse. Par conséquent, le débit du mélange se détend dans le diffuseur et la pression augmente avec la diminution de la vitesse d'écoulement. [4]

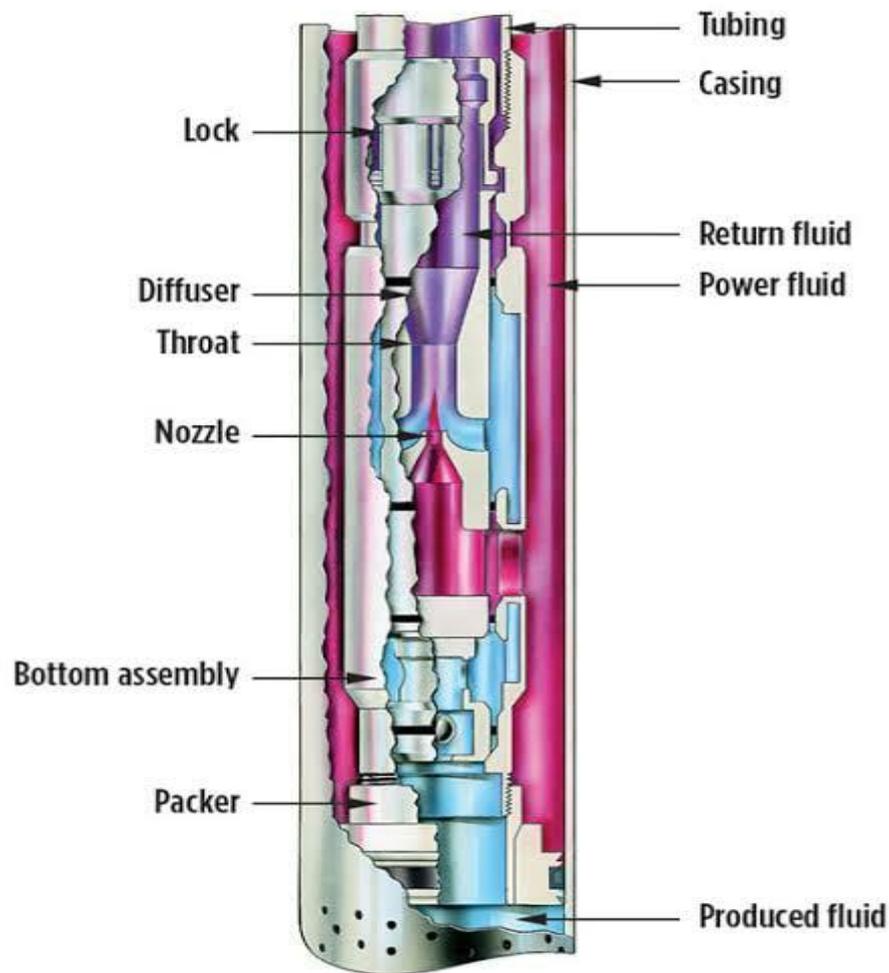


Figure II.5 : jet pump

II.5.2 Avantages

- L'un des avantages les plus importants de la pompe à jet est qu'elle ne nécessite aucune pièce mobile.
- Elle peut être installée et récupérée facilement à l'aide d'un câble.
- Une pompe à jet ne demande aucun type de connexion électrique au fond du trou.
- Cette pompe est parfaite pour les zones reculées car elle peut être utilisée facilement.
- Le fluide utilisé pour les pompes à jet n'a pas besoin d'être propre comme c'est le cas pour les pompes hydrauliques à piston. [3]

II.5.3 Inconvénients

- Les pompes à jet sont moins efficaces que les autres systèmes de pompage.
- Les pompes à jet demandent un grand volume de liquide d'alimentation.
- Il est important de choisir le bon fluide d'alimentation pour les pompes à jet.
- Ces pompes sont très sensibles aux variations de contre-pression.
- Pour obtenir un rendement correct, les pompes à jet doivent être immergées à au moins 20 %. [3]

II.6 Gas lift

II.6.1 Introduction

Le Gas-lift est une méthode de production qui permet d'injecter une grande quantité de gaz dans les puits de production sous la pression d'écoulement du fond de puits afin de produire une perte de charge maximale dans la colonne de production du puits.

La chute de pression maximale le long de la tour de production (colonne de production).

Chaque réservoir de pétrole qui produit des hydrocarbures à une pression appelée "pression du réservoir". Cela est dû à l'énergie naturelle (énergie potentielle) que les liquides et/ou les gaz peuvent faire circuler depuis le fond du gisement.

Le vide du puits permet aux liquides et/ou aux gaz de s'écouler vers la surface.

Au fur et à mesure de la production, les réservoirs de stockage ont commencé à être progressivement épuisés et la pression a continué à baisser. La pression a continué à baisser et peut devenir insuffisante pour maintenir la production de façon naturelle à un moment donné.

À ce stade, on dit que le puits qui a été éruptif est devenu non éruptif, ce qui nécessite le recours à des méthodes de production artificielles comme mentionner par avant, et parmi les techniques les plus répandus c'est la technique du gas lift [5].

II.6.2 Définition du gas-lift

Le gaz lift est une technique de levage artificiel qui utilise un flux de gaz injecté dans le puits de pétrole pour aider à remonter les fluides, tels que le pétrole et l'eau, à la surface. Le gaz lift est utilisé pour augmenter la production de puits de pétrole en réduisant la

pression dans le puits, ce qui permet aux fluides de s'écouler plus facilement vers la surface. Cette technique de levage est souvent utilisée lorsque les autres méthodes de levage artificiel, telles que les pompes à tige aspirante ou les pompes électriques submersibles, ne sont pas efficaces ou appropriées pour le puits. Le gaz utilisé pour le lift peut être du gaz naturel, du gaz de pétrole liquéfié (GPL) ou du gaz comprimé.

II.6.3 Applications du gas-lift:

Les applications de la technique de gas-lift sont nombreuses et environ 20 % des puits de production dans le monde sont concernés par cette méthode d'activation.

- La fonction principale de gas-lift pour puits de pétrole est d'augmenter la production des gisements de pétrole épuisés. Il est de plus en plus utilisé dans les puits qui sont encore utilisés, dans les puits qui sont encore en train de souffler et même dans les nouveaux puits.
- Puits d'eau : ces puits produisent des couches aquifères pour de nombreux usages, tels que les usages domestiques ou la réinjection dans les réservoirs de pétrole. Parfois, le gas-lift peut également être utilisé pour produire de l'eau de mer, et il n'y a pas de différence entre les conceptions de gas-lift pour les puits de pétrole et les puits d'eau. En règle générale, les puits peu profonds utilisent de l'air plutôt que du gaz (gas-lift).
- Le démarrage d'un puits de pétrole. Dans certaines situations, le gas-lift n'est utilisé qu'à l'ouverture d'un puits mort.
- Le nettoyage des puits est une opération régulière du puits d'injection visant à éliminer les particules qui obstruent le trou ou la formation. Cette opération s'effectue généralement en faisant fonctionner un puits de gaz. Si nécessaire, un nettoyage à l'acide peut également être effectué. [5]

II.6.3 Principes du gas-lift et applications :

L'objectif de l'injection de gaz lift est de réduire la pression au fond du puits (pression d'écoulement au fond), augmentant ainsi la production du réservoir.

Le principe est d'injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à une ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et le déplacer jusqu'au séparateur.

Il s'agit du meilleur GLRt (GLRt = rapport gaz/liquide total). Lorsque la capacité de production d'un puits est maximale, le GLTt idéal est un mélange de gaz (quantité injectée + quantité produite) et de liquide produit. L'estimation de la perte de charge dans un écoulement multiphasique, qui peut être obtenue à l'aide d'un ordinateur ou d'un ensemble de courbes, est toujours le point central de la conception des ascenseurs à gaz :

- La première étape est liée à l'état à venir du puits de pétrole : sur la base des données disponibles, calculer le débit, choisir le tubage et estimer le débit. données disponibles, calculer le débit, sélectionner le tubage et estimer la quantité de gaz nécessaire.
- La conception du système de drainage du puits est la deuxième étape.. Au cours de cette étape, il faut déterminer la position du puits de décharge, la taille et le calibrage de la taille et le calibrage de la vanne. L'un des principaux problèmes consiste à choisir le type de vanne à utiliser. Certaines sont commandées par la pression de la conduite (vanne de régulation de fluide = vanne de régulation de conduite), d'autres sont commandées par la pression de l'enceinte (vanne de régulation de gaz = vanne de régulation de l'enceinte). [5]

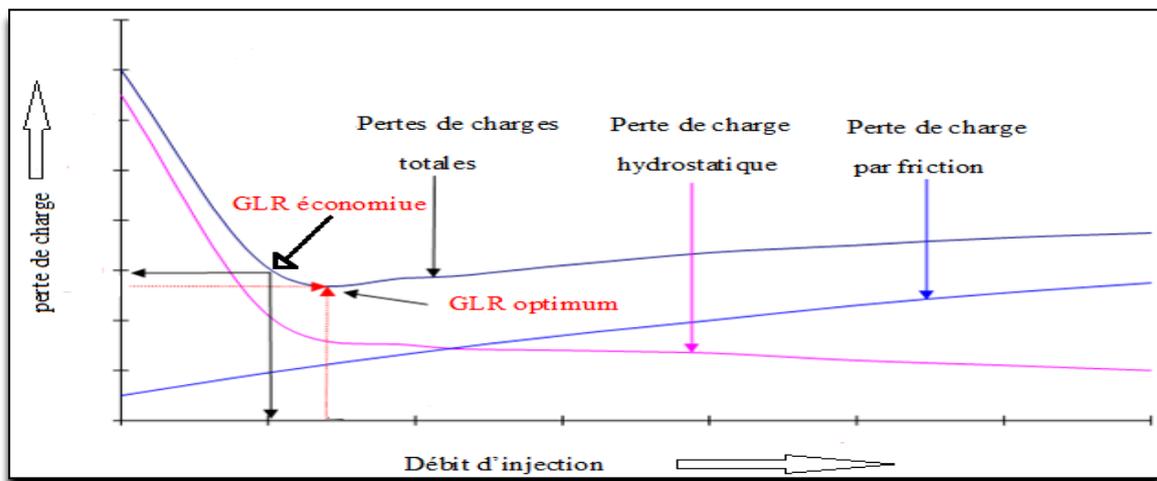


Figure II.6 : Evolution des pertes de charges en fonction du débit de gaz injecté.

On remarque deux zones différentes :

- Dans la première zone, l'augmentation de GLR diminue les pertes de charge totales, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l'augmentation des pertes de charge par friction.
- Dans la deuxième zone, les pertes de charge totales augmentent, avec l'augmentation des pertes de charge par friction et ça malgré l'augmentation de GLR.
- Le minimum des pertes de charge totales correspond à un GLR optimum.

Pour ces raisons il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter

(débit d'injection optimum) pour obtenir une production optimale.

II.6.4 Types de Gas-Lift

II.6.4.1 Selon le mode d'injection

Le Gas-Lift est réalisé par injection de gaz soit continue, soit intermittente.

II.6.4.2 Gas-lift continu

Une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

II.6.4.3 Gas-lift intermittent

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, des forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

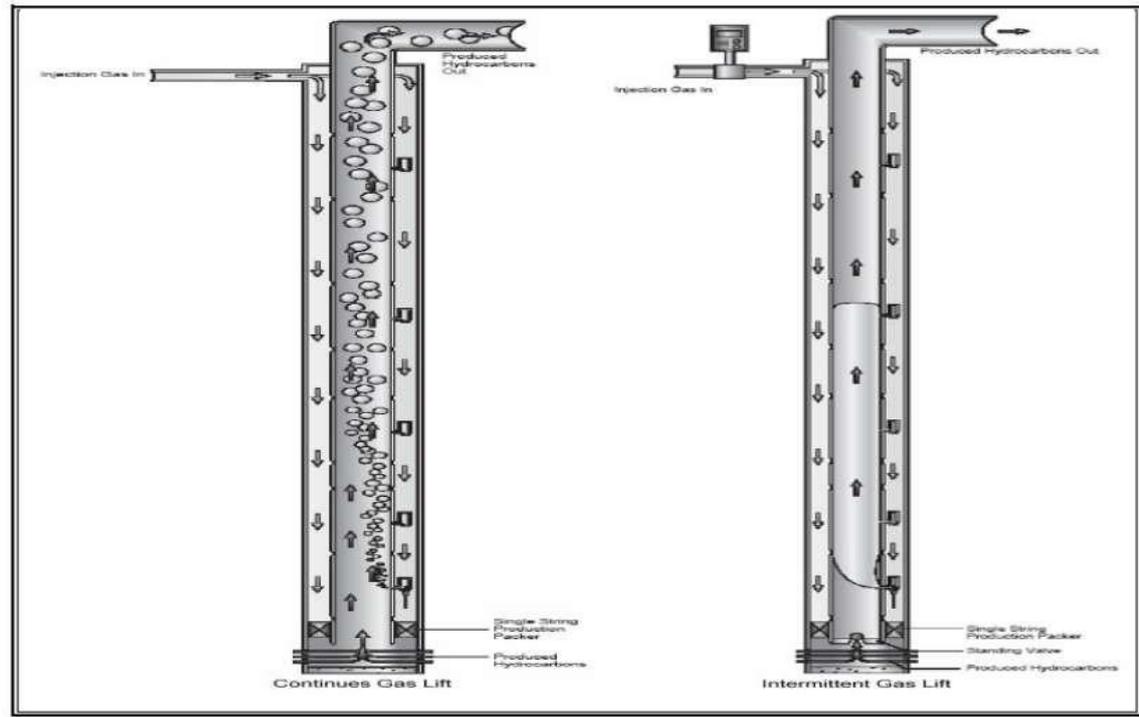


Figure II.7 : Gaz lift continu et intermittent [9].

II.6.4.4 En fonction du type de complétion

Le Gas Lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peuvent être :

II.6.4.5 Complétions pour Gas-lift direct

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent à cause de sa simplicité et sa facilité opérationnelle.

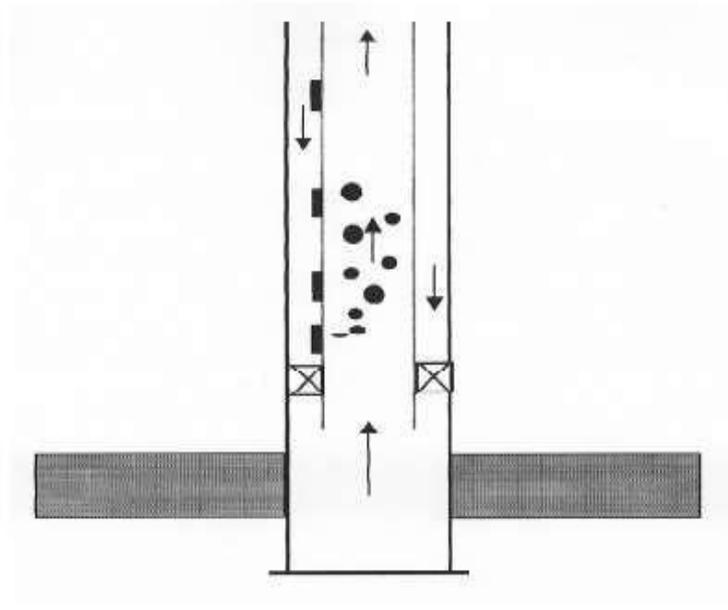


Figure II.8 : Gaz lift direct [9].

II.6.5 Gas-lift inverse (Inverse Gas-lift)

II.6.5.1 Concentric tubing string (Tubing concentrique):

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au Gas-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le Gas-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire (voir Fig. 12).

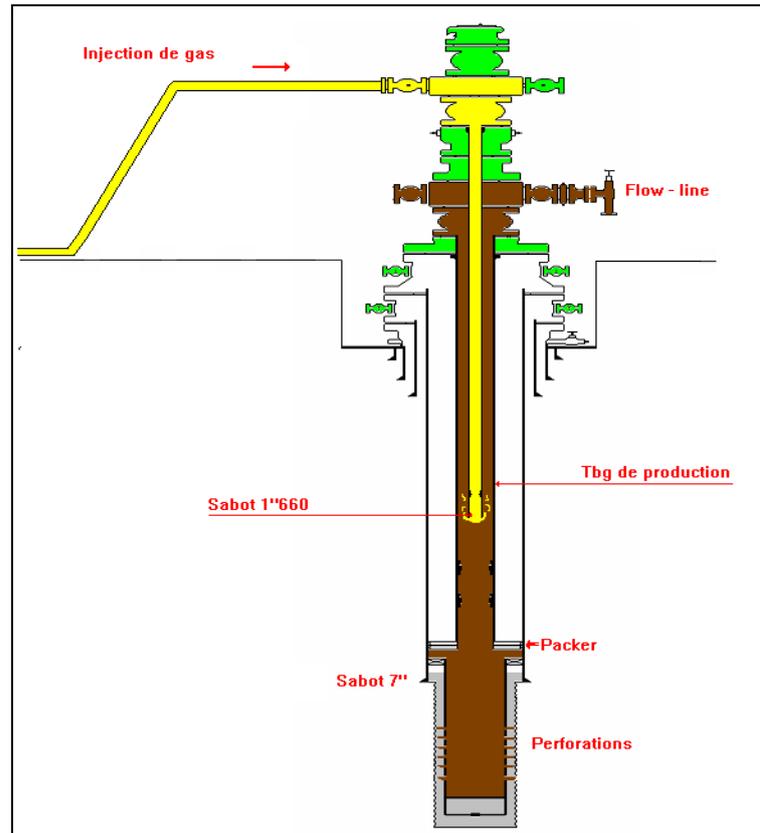


Figure II.9 : Gas-lift par le tubing concentrique.

II.6.5.2 Gas-lift avec production dans le casing :

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing. Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, comme des mesures de pression ou de température.
- De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitant de grandes pressions.
- Le design et les équipements sont spéciaux.
- Le puits n'est pas adapté au Gas-lift intermittent.

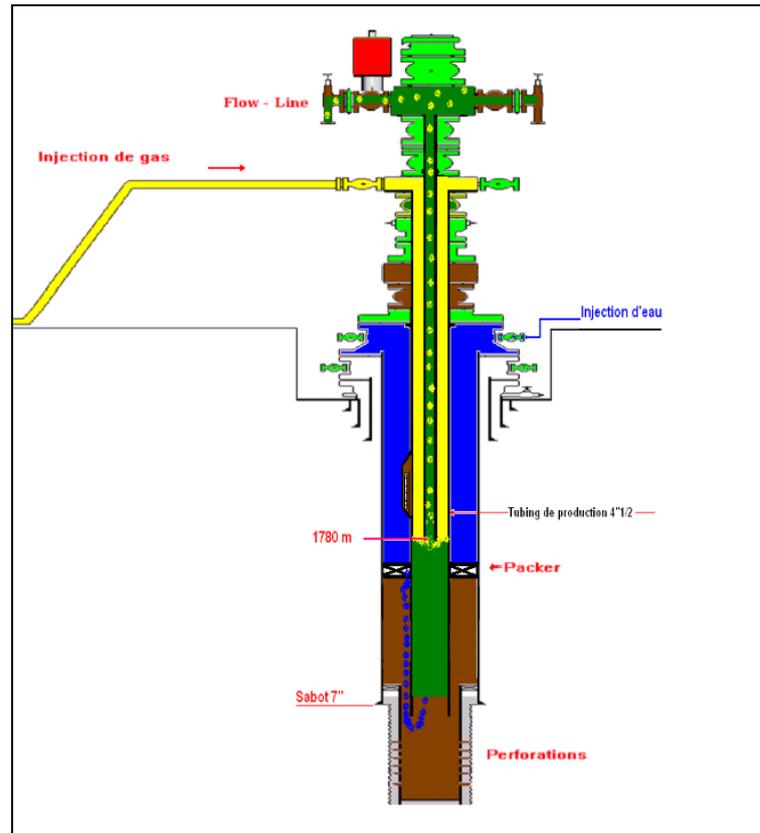


Figure II.10 : Gas-lift dans l'espace annulaire « 4'' ½ *CCE ».

II.6.6 Equipement de gas-lift

II.6.6.1 Introduction

L'objectif de l'équipement de gas lift est de permettre la circulation du gaz dans le pipeline, réduisant ainsi la pression de la tour de pression hydrostatique. Si la pression d'entrée est insuffisante, un équipement de compression en surface est nécessaire. L'injection de gaz de combustion nécessite une vanne d'injection avec au moins un clapet anti-retour et un trou d'injection [7].

II.6.6.2 Equipements de surface

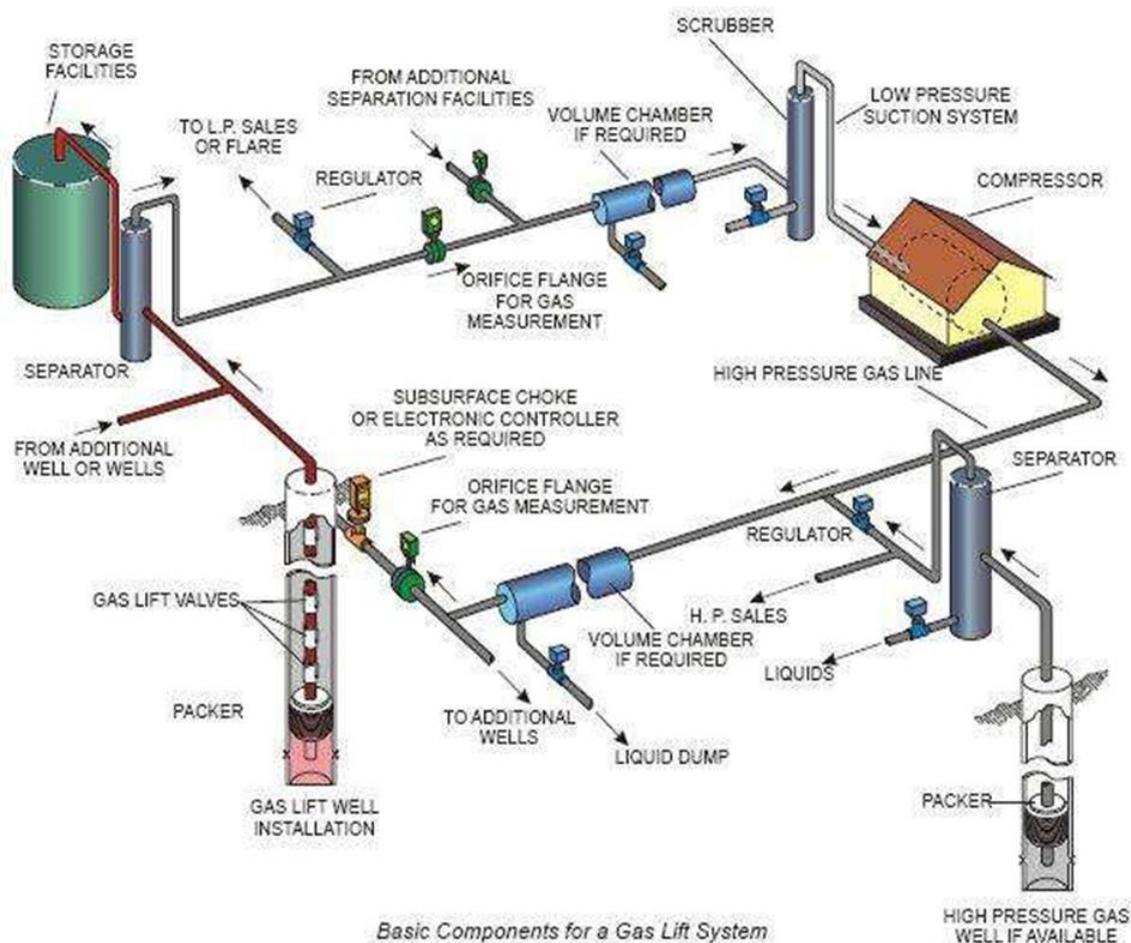


Figure II.11 : Equipement de Gas lift en surface

L'équipement d'injection de gaz lift comprend généralement les éléments suivants :

1. Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante)
2. Un réseau de distribution de haute pression.
3. Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage... etc.)
4. Réseau de récupération des fluides à basse pression.
5. Équipement de déshydratation.

II.6.6.3 Equipements de compression

La pression du gaz qui vient souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection souhaitée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou des

compresseurs axiaux élèvent cette pression et transmettent le gaz au réseau à haute pression pour qu'il soit distribué aux puits voisins.

II.6.6.4 Réseau de distribution HP :

Il s'agit d'un système de conduites (pipelines) pouvant fonctionner à très haute pression, qui distribue le gaz à tous les puits connectés au système.

II.6.6.2 Equipement de mesure et de contrôle :

Le matériel de mesure comprend :

- Un manomètre pour mesurer la pression.
- Un thermomètre pour mesurer la température.
- Le clapet d'étranglement peut être ajusté manuellement pour réguler le débit d'air.
- Matériel pour mesurer le débit (port Daniel et indicateur Barton).

Il existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, et le système le plus utilisé est la plaque à orifice DANIEL.

II.6.6.6 Réseau de distribution basse pression :

Il se constitue de pipelines qui transportent le liquide depuis les têtes de puits jusqu'au système de distribution à haute pression. La première phase consiste à transporter le pétrole brut depuis les têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation, les conduites acheminent le pétrole vers le stock et le gaz est renvoyé vers la station de compression puis de déshydratation.

II.6.6.7 Equipement de déshydratation :

Le gaz naturel comporte de grandes quantités de vapeur d'eau, provenant de la présence de bouchons d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à retenir l'eau dépend principalement de la pression du gaz et de sa température.

La présence de fluides dans le réseau de distribution de gaz peut entraîner la formation d'hydrates.

Les hydrates sont des cristaux de glace qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau dans certaines conditions ; ils peuvent obstruer les conduites, les vannes et les orifices, c'est pourquoi la déshydratation du gaz est essentielle pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des produits ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz.

En règle générale, ces substances sont le diéthylène glycol (DEG) et le triéthylène glycol(TEG).

Remarque : Lorsqu'il s'agit d'une bouteille de gaz intermittente, l'équipement au sol doit être équipé d'un limiteur, qui peut :

- Ajuster la fréquence d'injection.
- Modifiez la durée d'injection

II.6.7 Equipements de fond

Dans une installation de gas-lift "standard", l'équipement de fond de puits se constitue de mandrins et de vannes de gas-lift. La nombre de mandrins et de vannes utilisés dépend fortement de la pression d'injection et de la profondeur du puits.

II.6.7.1 Mandrins

Le mandrin de fond est un dispositif installé à l'extrémité inférieure du tubing (conduit de production) dans le puits. Il comporte des orifices spécifiques permettant au gaz injecté de se mélanger au fluide de production.

Il existe plusieurs types de mandrins, parmi ces types on a :

II.6.7.1.1 Mandrins conventionnels (retirables)

C'est le modèle le plus ancien, ils possèdent un support externe sur lequel est installée la vanne Gas-lift, les vannes et les clapets anti-retour sont fixés à la surface avant la descente, le placement vertical de la vanne est aidé par un petit guide fixé sur le corps.

II.6.7.1.2 Mandrins à poche latérale

Cette Technologie de mandrin a été créée par le fabricant américain CAMCO en 1954 et est utilisée dans les lignes de production de fils d'acier. Le mandrin placé dans la conduite tombe pendant le forage ou est descendu avec une vanne d'essai. Ensuite, on utilise le fil d'acier pour localiser ou récupérer la vanne à la surface du sol.

vanne opératrice. En positionnant la vanne opératrice le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale au gaz injecté. Les vannes situées au-dessus de la vanne opératrice sont appelées **les vannes de décharge** (Unloading valves). Elles sont utilisées pour éliminer (décharger) les fluides lourds présents à l'intérieur du tubing tels que la saumure circulée durant une reprise ou l'eau de formation qui envahit un puits durant un arrêt.

Les vannes de Gas-lift sont conçues pour s'ouvrir et se fermer suivant certaines conditions de pression et de température existant au droit de la vanne. Ces conditions sont données par des calculs faits à la main ou par un ordinateur et seront utilisés pour le tarage des vannes à l'atelier. Durant les opérations normales d'exploitation du puits, toutes les vannes de décharge doivent être fermées.

Il y a de nombreux types de vannes mais elles se classent en deux familles principales :

- Les vannes pilotées par la pression du casing (casing operated valves – COV ou IPO) sensibles à la pression dans le casing ou la pression amont.
- Les vannes pilotées par la pression dans le tubing (tubing Operated valves –TOV ou PPO) sensibles à la pression du tubing ou pression aval.

Les vannes opérées par le casing sont faciles à commander car la pression annulaire est bien connue et facile à contrôler. Ce n'est pas le cas des vannes opérées par la pression du tubing car il est difficile d'estimer la pression au droit des vannes et d'agir sur elle. Ceci est la raison principale de la popularité des COV et de son emploi fréquent. De plus, une conception avec des vannes tubing "TOV" nécessite plus de vannes pour atteindre le point d'injection final. Il faut se souvenir que le type de vannes utilisées et leurs réglages peuvent être facilement modifiés par une opération au câble. Par contre, la profondeur des mandrins est définitive.

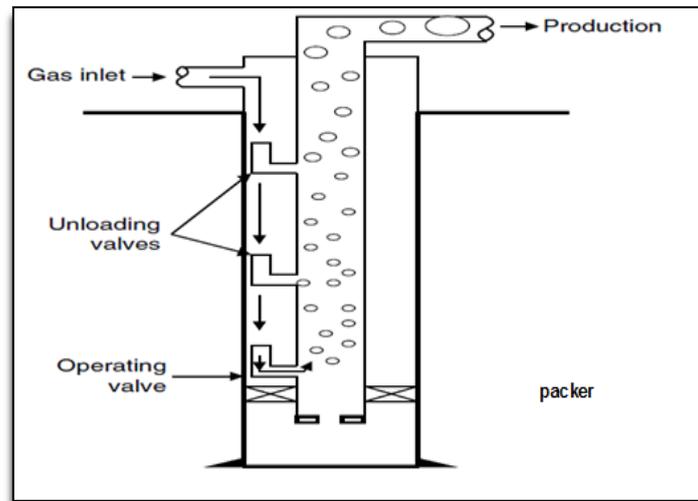


Figure II.15 : Configuration d'un puits équipé avec Gas-lift.

Chapitre III : Dépôts des hydrates, prévention et traitement

III.1 Introduction

III.1.2 Généralités sur les hydrates

Hammer Schmidt [Hammer Schmidt, 1934] a mis en lumière les hydrates de gaz pour la première fois dans le domaine pétrolier, en démontrant que l'obturation fréquente des pipelines de gaz aux États-Unis n'était pas due à la formation de glace, mais plutôt à la création d'hydrates de gaz.

La production de gaz naturel a posé des problèmes liés à la formation de cristaux qui bouchent les gazoducs. La température de formation de la glace est beaucoup inférieure à celle des hydrates qui constituent ces cristaux. Il s'agit de composés d'inclusion qui associent certains composants du gaz à de l'eau, principalement le propane.

Les équipements de production et de transport doivent être protégés contre le risque de la formation d'hydrates, pour éviter l'obstruction des canalisations. La déshydratation du gaz est la première étape. Lorsque cela n'est pas possible, il faut introduire un inhibiteur ou fixer des conditions de pression et de température qui empêchent la formation d'hydrates. La décomposition rapide des hydrates de méthane permet au méthane de pénétrer dans l'atmosphère sous forme de gaz. Quand cette glace est allumée, elle s'enflamme instantanément. Figures (III.1-III.2) [4].



Figure III.1 : Glace qui brûle (Hydrate)

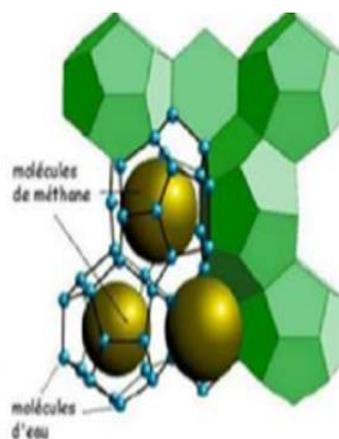


Figure III.2 : Structure des hydrates de gaz montrant les molécules d'eau emprisonnant une molécule de méthane

La réaction de formation des hydrates peut être schématisée de la manière suivante :



M : Représente le formateur des hydrates.

n : est le nombre de moles d'eau pour une mole de formateurs des hydrates (c'est le nombre d'hydratation). β est une phase vapeur ou liquide.

Un hydrate est appelé simple quand les cavités sont occupées par le même type de formateurs d'hydrates. Un hydrate est dit double ou mixte quand les cavités sont occupées par deux ou plusieurs types de formateurs d'hydrates.

III.1.2 Définition des hydrates

Un hydrate est une liaison physique entre l'eau et d'autres petites molécules de gaz, qui produit un solide d'apparence semblable à la glace, mais de nature différente. Les hydrates sont donc formés à partir d'hydrocarbures dissous dans la phase d'eau libre [11].

III.1.3 Structure des hydrates

En cas de gaz léger, les bulles d'eau forment une structure cristalline régulière comprenant des cavités ou des cages, dans lesquelles les molécules de gaz sont piégées.

Il y a deux structures cristallines pour les hydrates. Figure 20.

Les petites molécules de gaz (CH_4 , C_2H_6 et H_2S) forment avec l'eau un corps centré de structure cubique appelé (structure I). Les grosses molécules (C_3H_8 et $i-C_4H_{10}$) forment la (structure II) avec 17 molécules d'eau pour une molécule de gaz [13].

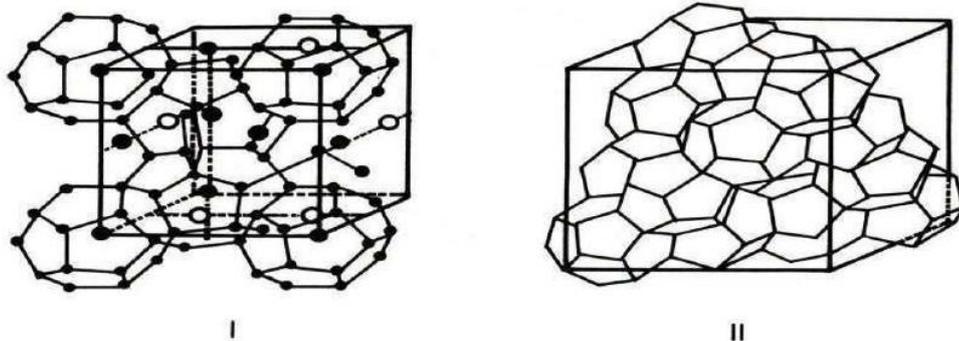


Figure III.3 : Structures cristallines d'unité des hydrates [17].

III.1.3 différents types d'hydrates

Il existe deux catégories d'hydrates :

- Les molécules de petite taille impliquées par les hydrates :

Le méthane est lié à 6 à 7 molécules d'eau (CH_4 , 7 H_2O).

L'éthane est lié à 7 molécules d'eau (C_2H_6 , 7 H_2O).

Le dioxyde de carbone est lié à 6 à 7 molécules d'eau (CO_2 , 7 H_2O).

- Les hydrates impliquant des molécules de grande taille liées à 17 molécules d'eau :

➤ (C_3H_8 , 17 H_2O).

➤ (C_4H_{10} , 17 H_2O).

Les molécules au-delà du n-C4 ont des tailles importantes, ce qui les empêche d'entrer dans le réseau cristallin et d'inhiber la formation d'hydrates. [17].

III.2 Facteurs favorisant la formation des hydrates (les conditions)

Les dangers de la formation d'hydrates se retrouvent à des endroits précis de cette unité où la formation d'hydrates est thermodynamiquement possible, les conditions qui favorisent la formation d'hydrates étant les suivantes :

Facteurs primaires

- Les basses températures (supérieure à 0°C).
- Les hautes pressions.
- Présence d'eau dans le gaz.
- Facteurs secondaires :
 - Les hautes vitesses de circulation en créant une forte turbulence.
 - Les fluctuations de pression.
 - L'agitation.
 - Présence de petits cristaux d'hydrates qui peuvent jouer un rôle de catalyseur de réaction.



Figure III.4: Accumulation des hydrates obtenue après raclage de la conduite lors d'un entretien périodique (source Petrobras, Brasil) [10].

III.2.2 Mise en point sur les hydrates de gaz

Suite à l'étude de Hammer-Schmidt en 1934, de multiples travaux ont été effectués pour préciser les conditions de la formation et de la dissociation des hydrates.

Le premier objectif des opérations a été, tout d'abord, déterminer les conditions d'équilibre (très variables selon la composition des gaz), puis de mettre au point des additifs antigels.

En 1956, Scauzillo a réalisé une étude sur l'efficacité des hydrocarbures liquides et les glycols en tant qu'inhibiteurs de la formation d'hydrates. Il a réalisé ses études dans une cellule de pression, de volume et de température (PVT). Ses principales conclusions sont les suivantes :

- La température de formation est abaissée par la présence de la phase organique.
- La quantité des hydrates formée est plus importante en présence d'une phase organique.

En 1965, Saifeev et Lobkov ont étudié l'impact des tensio-actifs sur la formation d'hydrates de carbone. Pour atteindre cet objectif, ils ont mis en place deux équipements expérimentaux : une cellule PVT en laboratoire et un banc de chantier.

Les résultats de la cellule PVT ont révélé que :

- Les agents hydrosolubles retardent la formation.
- Ces tensio-actifs rendent les hydrates produits moins denses et plus faciles à éliminer.

En 1987, Sugier a proposé une nouvelle technique pour résoudre les problèmes que posent les hydrates dans les écoulements multiphasiques dans les canalisations. Il suggère d'injecter des additifs qui inhibent la formation de cristaux d'hydrates. Par conséquent, il est possible de transporter les hydrates dans une phase liquide d'hydrocarbures [16].

III.3 Méthodes de prédiction des conditions de formation des hydrates

Plusieurs procédés ont été présentés pour déterminer les conditions de formation des hydrates. Elles se divisent en deux catégories principales [15] :

III.3.1 Méthode graphique

Permet de déterminer la formation d'hydrates à une certaine pression, en considérant comme paramètre la densité du gaz.

III.3.2 Méthode basée sur la constante d'équilibre solide-gaz (K_{vs})

Basé sur la prévision de la formation d'hydrates à l'aide des coefficients d'équilibre solide-vapeur définis par:

$$K_{ys} = \frac{Y_i}{X_s} \quad (\text{III.2})$$

Où :

Y_i : Fraction molaire du constituant i en phase vapeur (rapportée aux moles de constituants autre que l'eau).

X_i : Fraction molaire du même constituant i en phase solide (rapportée aux moles de constituants autre que l'eau).

Des courbes du coefficient d'équilibre K_i du propane, de l'isobutane et du butane ont été réalisées en fonction de la température. La température ou la pression de formation des hydrates ne peut être estimée que si la condition suivante est remplie :

$$\sum \frac{y_i}{kvs_i} = 1,0 \quad (III.3)$$

III.4 Prévention des hydrates

La formation d'hydrates peut être évitée en quittant les conditions thermodynamiques de formation. Cela peut être fait en augmentant la température à une certaine pression ou en diminuant la pression à une certaine température. Si cela n'est pas possible, il est nécessaire d'éviter la formation d'hydrates soit en réduisant la teneur en eau du gaz par une opération de séchage, soit en utilisant des inhibiteurs [14].

Trois solutions peuvent être utilisées pour se prémunir des risques de formation des hydrates :

- Le domaine de fonctionnement a été déplacé.
- Déplacement de la courbe des hydrates.
- Le mouvement de la courbe de rosée de l'eau.

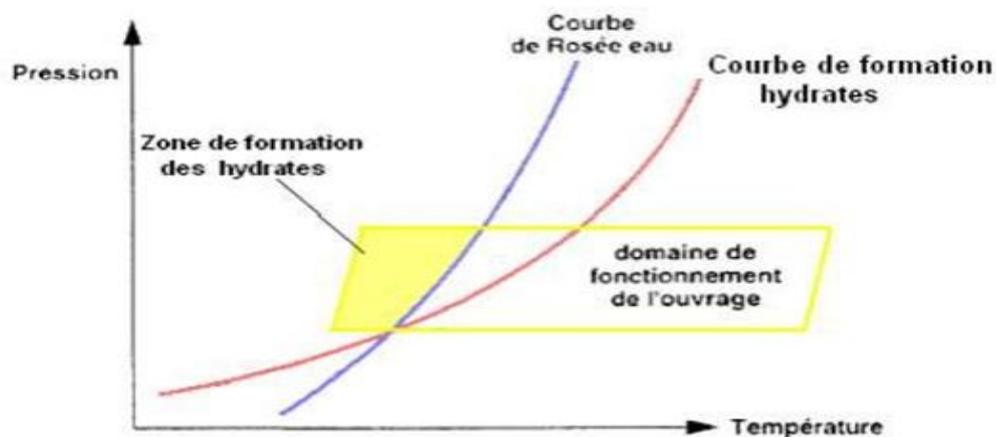


Figure II.5 : solutions pour se prémunir des risques de formation d'hydrates

III.4.1 Déplacement du domaine de fonctionnement

Le refroidissement d'un gaz provoqué par la détente d'un fluide peut engendrer une formation des hydrates à l'aval.

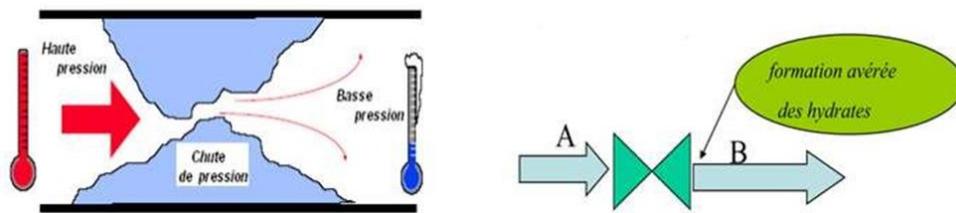


Figure III.6 : Facteur de fluctuations de pression

La résolution recommandée pour éviter la formation d'hydrates à cet endroit localisé peut être :

- Chauffer le gaz en amont de ce détendeur

Dans certaines situations, il est nécessaire de chauffer le gaz en aval du détendeur afin que sa température soit supérieure à la température de formation des hydrates.

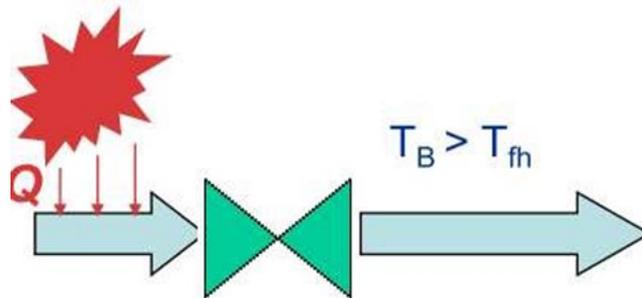


Figure III.7 : Réchauffage du gaz à l'amont de la vanne

III.4.2 Déplacement de la courbe de rosée eau

La déshydratation du gaz permet de déplacer la courbe de rosée (A-B)

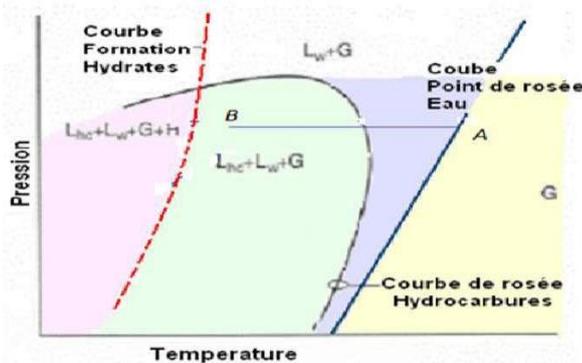


Figure III.8 : Déplacement de la courbe de rosée eau.

La déshydratation du gaz est réalisée par différents types de procédés :

- Adsorption.
- Absorption.

III.4.3 Déshydratation par absorption

La mise en œuvre de solvants physiques (sans réaction chimique) est une méthode très répandue dans l'industrie pour déshydrater les gaz.

De nombreuses sortes de solvants sont utilisables à cette fin, mais les glycols ont donné plus de satisfaction.

III.4.4 Déshydratation par adsorption

L'adsorption est une technologie largement appliquée dans les procédés cryogéniques pour déshydrater les gaz à de très faibles niveaux.

Plusieurs adsorbants peuvent être utilisés pour la déshydratation.

Néanmoins, pour la déshydratation des gaz à très faible teneur, seuls trois adsorbants sont utilisés :

- Gel de silice
- Alumine activée
- Tamis moléculaire

III.4.5 Déplacement de la courbe de formation des hydrates

Il existe deux types d'inhibiteurs qui sont utilisés pour empêcher la formation d'hydrates:

III.4.5.1 Inhibiteurs cinétiques :

Le rôle des inhibiteurs cinétiques est de :

- Ralentir la cinétique de formation des hydrates.
- Fixer sur la surface de l'hydrate et l'empêche de se développer.

Ils sont recommandés pour des sous-refroidissements de moins de 10 °C.

III.4.5.2 Inhibiteurs thermodynamiques

Les structures d'alcools sont constituées de groupements O-H qui se lient aux molécules d'eau par des liaisons hydrogènes, ce qui empêche les molécules d'eau de se combiner pour former des hydrates.

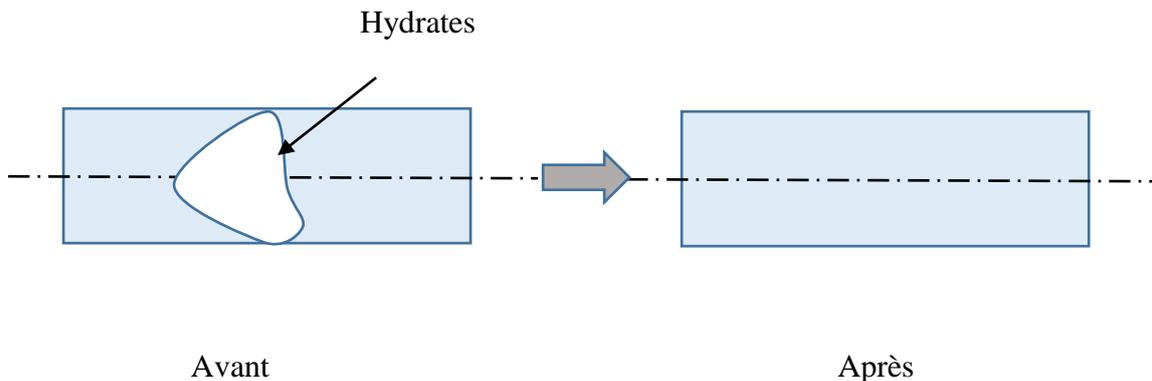


Figure III.9 : Avant et après l'injection de méthanol

Les inhibiteurs thermodynamiques les plus fréquemment utilisés dans l'industrie sont les alcools, en particulier les glycols et le méthanol:

- **Glycol (MEG)** peut être facilement récupéré en phase liquide régénérée par distillation et recyclée, mais son côté visqueux est un inconvénient.
- **Méthanol (MEOH)** est fréquemment utilisé soit de manière temporaire pour détruire un bouchon, soit de manière continue pour éviter la formation d'hydrates.

Alors que le méthanol peu visqueux n'est pas corrosif, sa forte tension de vapeur provoque des pertes importantes en phase gazeuse. De plus, la régénération du méthanol par distillation est assez coûteuse.

Par conséquent, le méthanol est souvent consommé sans interruption sans être récupéré.[12].

III.5 Conclusion

Le problème de la formation d'hydrates dans les conduites et les unités de traitement a augmenté ces dernières années, en particulier avec le développement des méthodes

de production. L'optimisation technico-économique nécessite une amélioration des connaissances.

Chapitre IV : Calcul, résultats et discussion

IV.1 Introduction

La production de pétrole brut avec du gaz naturel et de l'eau à basse température et à haute pression favorise les conditions de formation d'hydrates de gaz qui peuvent causer de nombreux problèmes d'écoulement jusqu'au blocage des pipelines. Cette situation critique nécessite une investigation précise qui rentre dans l'enceinte de la science d'assurance de l'écoulement énoncé par Petrobras au début des années 1990.

Diverses méthodes sont appliquées aux pipelines par addition d'inhibiteurs thermodynamiques, cinétiques comme mentionner dans le chapitre précédent, mais cette fois-ci l'utilisation de ces produits a coûté la division production STAH un budget considérable afin d'assurer l'écoulement depuis le réservoir jusqu'à unité de traitement d'ALRAR.

Comme la réduction des coûts de production représentent un objectif primordial, une solution technique est proposée afin d'éviter le colmatage des lignes transporteurs de gaz.

IV.2 Problème de production

Lors de période hivernal une chute de production est enregistrée suite au problème de dépôts des hydrates au niveau des installations de gas lift. Cette situation est montrée sur la figure 27, une diminution de la pression d'injection causé par la formation des hydrates au niveau de la vanne d'ajustement de l'écoulement. Arrêt de l'injection du gas lift vers le fond de puits va engendre un manque de production (la colonne hydrostatique devient lourde) donc , pas de circulation de pétrole brut en premier lieu , et en deuxième lieu , la situation demande une intervention par l'opération de coild tubing qui est très coûteuse.

Par exemple le puits AL 521, à un potentiel de production de $=3,401m^3/h$, pour une durée de 13h, on enregistre un manque de production de $44,213m^3 /h$ équivalent d'un 283 barils. Un coup de production est estimé par le département finance est de 35\$/baril, alors, les dépôts des hydrates a couté la division production STAH approximativement 9905,66\$ / jour.

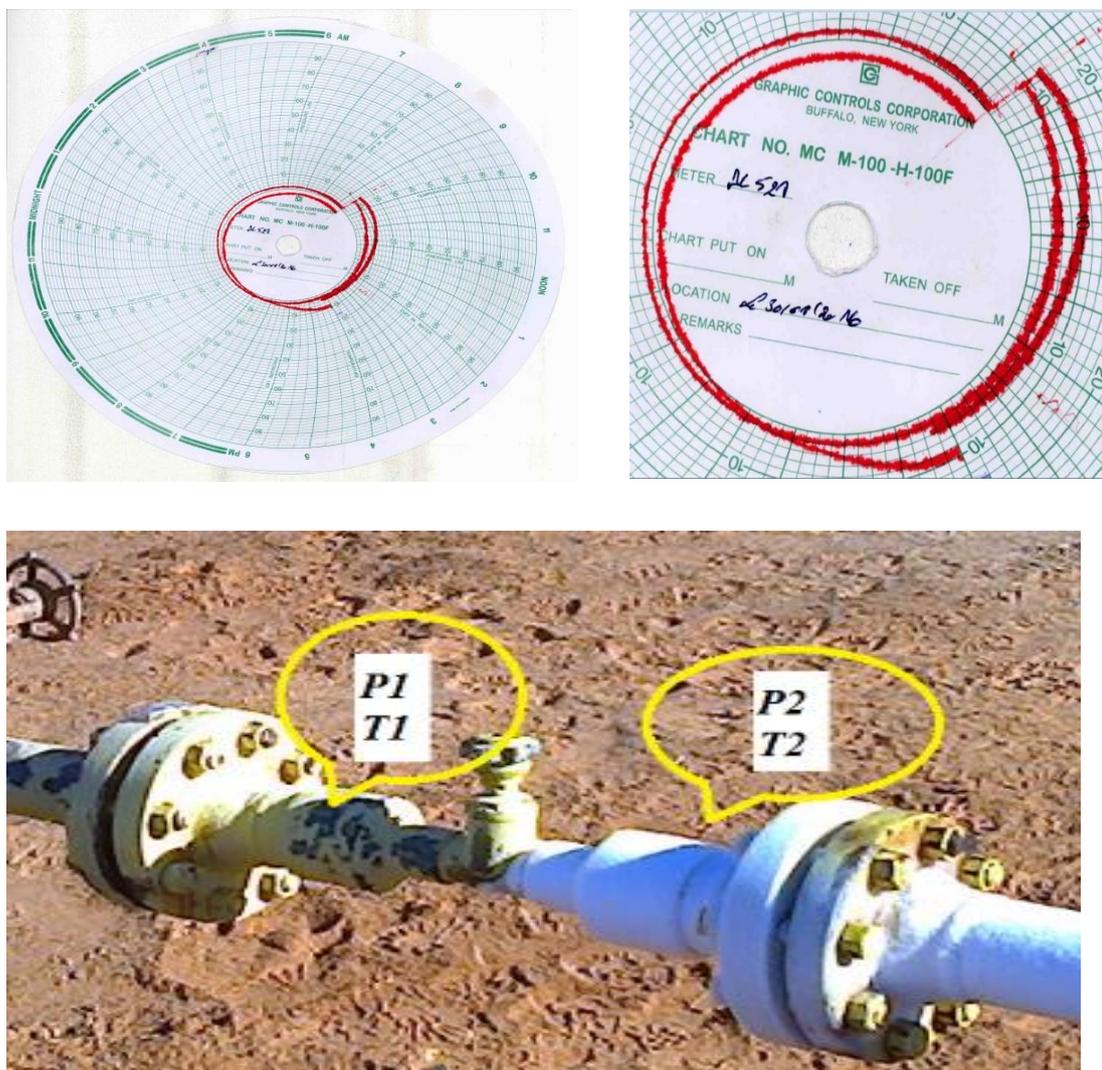


Figure IV.1 : Diminution de la pression d’injection causée par la formation des hydrates

IV.2 Analyse Thermodynamique

Le volume de mélange injecté dans le champ pétrolière Anneau d’huile d’ALRAR est environ $300 \cdot 10^3 \text{ m}^3$. Notre fluide est un mélange gazeux de méthane, éthane et des autres gaz qu’ont des petites fractions comme indiquer ci-après :

CH₄

CH₄= 82,75 %

- ρ_{CH4}=0,656kg/m³
- M_{CH4}=16,04g/mol
- Cp_{CH4}=0.0358 kJ/(mole.K)
- Cv_{CH4}=0.0274 kJ/(mole.k)

C₂H₆

C₂H₆=10,68 %

- ρ_{C2H6}=1280kg/m³
- M_{C2H6}= 30,07g/mol
- Cp_{C2H6}=0.0528kJ/(mole.K)
- Cv_{C2H6}=0.0443kJ/(mole.K)

Les paramètres d’exploitation de la ligne gaz lift entre le centre de traitement de gas CTG et le manifold ainsi que le manifold et le puits sont représentés comme suite :

Départ Complexe CTG

Donnée Thermodynamique 12’’

- P_{départ}= 80bars
- T_{départ}= 51,6 C°

Arrivée-Départ Manifold

Donnée Thermodynamique 6’’

- P_{départ}= 80bars
- T_{Arrivée-Départ}= 27 C°

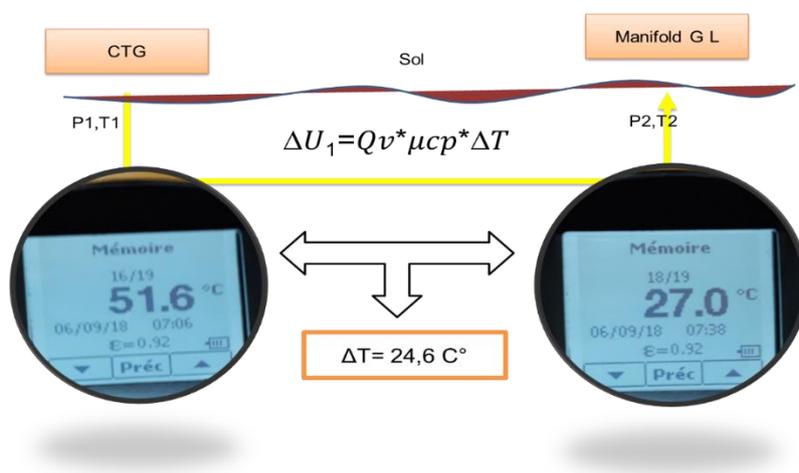


Figure IV.2 : Variation de la température entre le CTG et le Manifold

PUITS

Données avant duse

- $P_1=80$ bars
- $T_1=15,7^\circ$

Données Après duse

- $P_2=42$ bars
- $T_2= -7,5^\circ$

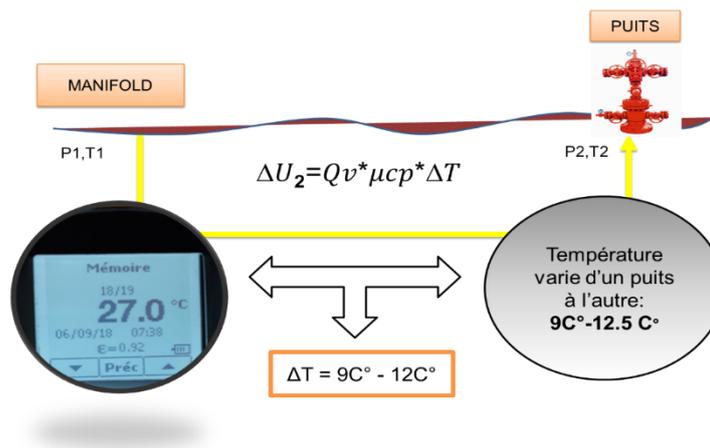


Figure IV.3 : Variation de la température entre le Manifold et les puits

IV.3 Quantité de chaleur échangée avec le milieu géologique

Comme première constatation, nous remarquons une baisse de température dans les deux tronçons : CTG-Manifold et Manifold-puits, ce qui signifie qu'une quantité d'énergie a été dissipée au sol, cette énergie perdue a une influence indirecte sur la production du pétrole brut. Figure 30-31.

IV.3.1 Calcul de la masse molaire de mélange $CH_4C_2H_6$

$$M = (M_C + 4 * M_H) * (\% CH_4) + (M_C * 2 + M_H * 6) * (\% C_2H_6)$$

$$= (12 + (1 * 4)) * 0,8275 + ((12 * 2) + (1 * 6)) * 0,1068$$

➔ $M_{CH_4C_2H_6} \geq 16,44 \text{ gmol}^{-1}$

Le nombre de mole « n » :

- m = masse du produit
- M = masse molaire du produit

$$n = \frac{m}{M}$$

$$300 \cdot 10^3 \rightarrow 100\%$$

$$\text{CH}_4 \rightarrow 82,75\%$$

$$\rightarrow \text{VolCH}_4 = 248,25 \cdot 10^3 \text{ m}^3$$

$$300 \cdot 10^3 \rightarrow 100\%$$

$$\text{C}_2\text{H}_6 \rightarrow 10,68\%$$

$$\rightarrow \text{VolC}_2\text{H}_6 = 32,04 \cdot 10^3 \text{ m}^3$$

IV.3.2 Calcul de la masse pour chaque composant

$$\rho = \frac{m}{v} \rightarrow m = \rho \cdot v$$

$$*m\text{CH}_4 = 248,25 \cdot 0,656 \cdot 10^3$$

$$\rightarrow m\text{CH}_4 = 162,85 \cdot 10^3 \text{ Kg}$$

$$85 \cdot 10^3 \text{ Kg}$$

$$*m\text{C}_2\text{H}_6 = 32,04 \cdot 1,280 \cdot 10^3$$

$$\rightarrow m\text{C}_2\text{H}_6 = 41011,2 \text{ Kg}$$

Kg

Donc.

$$n\text{CH}_4 = \frac{162,852 \cdot 10^3}{0,01604}$$

$$\rightarrow n\text{CH}_4 = 10153 \cdot 10^3 \text{ mole}$$

$$n\text{C}_2\text{H}_6 = \frac{41011,2}{0,03007}$$

$$\rightarrow n\text{C}_2\text{H}_6 = 1363857,66 \text{ mole}$$

$$n = \sum n_i = n_{\text{CH}_4} + n_{\text{C}_2\text{H}_6}$$

$$n = 10153 \cdot 10^3 + 1363857,66$$

$$\rightarrow n = 11516857,66 \text{ mole}$$

Alors, la quantité de chaleur échangée avec le milieu géologique est :

$$Q = n \mu c v \Delta T$$

$$Q = n * [(\mu c v (\text{CH}_4) + \mu c v (\text{C}_2\text{H}_6)) * (T_2 - T_1)]$$

$$Q = 11516857,66 * [27,4 + 44,3] * [(27 + 273,5) - (51,6 + 273,5)]$$

$$\rightarrow Q = -20,313,66 \text{ MJ}$$

Comme première constatation, nous remarquons une baisse de température dans les deux tronçons : CTG-Manifold et Manifold-puits, ce qui signifie qu'une quantité d'énergie a été dissipée au sol, cette énergie perdue a une influence indirecte sur la production du pétrole brut. Figure 30-31, donc le milieu géologique peut jouer un rôle positif ou négatif

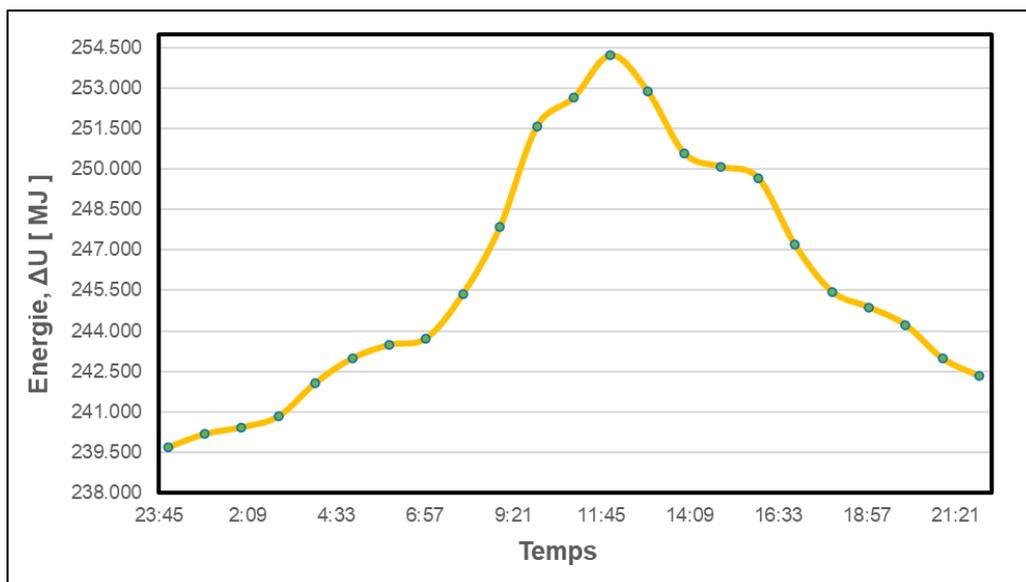


Figure IV.4 : variation de l'énergie de fluide (gaz) au cours de la journée (CTG-Manifold)

Exploration - Production Division Exploitation Direction Régionale STAH CTH-ALRAR : 01/09/2015							
RYTME HORRAIRE DE PRODUCTION							
HEURS	Q huiles (m3)	MP Séparateur			HP Séparateur		
		Q gaz (m³/h)	T ^{sup} (C°)	P (bar)	Q gaz (m³/h)	T ^{sup} (C°)	P (bar)
00H00	61	852	27	1.45	1033	27	14.2
02H00	58.5	857	25	1.45	1035	25	14.2
04H00	67.5	881	22.7	1.45	1030	23.9	14.2
06H00	61.0	889	21.6	1.45	1012	22.9	14.2
08H00	69	887	26.6	1.44	1092	27.6	14.20
10H00	78	939	34	1.47	1123	35	14.20
12H00	83	894	43	1.45	765	44	14.20
14H00	73	791	47	1.45	810	49	14.19
16H00	61	769	47	1.46	787	48	14.20
18H00	59	864	41	1.46	751	41	14.20
20H00	61.5	876	32	1.44	782	32.8	14.20
22H00	62	878	27.7	1.45	760	29.0	14.2
24H00	67	873	25.3	1.45	755	26.1	14.2

Figure IV.5 : L'impact de la variation de l'énergie interne de gaz sur le rythme de production

IV.4 Effet de Joule-Thomson

Une analyse thermodynamique très avancée a été menée par les physiciens "James Prescott Joule et William Thomson" en 1852. À l'exception de l'hydrogène et de l'hélium, les résultats ont montré que la plupart des gaz lorsqu'ils sont passés à travers un étranglement ou une vanne de contrôle de débit, la température du gaz change selon une variation brutale de pression, ce point est connu sous le nom : l'effet Joule-Thomson. Le refroidissement interne se produit lorsque la chaleur est convertie en travail pour surmonter les forces intermoléculaires. Exactement ce qui se passe dans le réseau gas-lift du champs d'Alrar (**Figure IV.6**), L'abaissement de la température de fluide est généré par le changement brusque de la pression d'alimentation qui est égale à 80 bars à une pression dite pression de service égale 40 bars.



Figure IV.6 : Effet Joule-Thomson

IV.5 Transformation polytropique

Une transformation polytropique est une modification de l'état thermodynamique d'un système avec un échange thermique partiel entre ce dernier et son environnement. Un état polytropique se classe donc entre le cas isotherme et le cas adiabatique.

Alors, notre étude est considérée comme étant Transformation Polytropique, puisque le system n'est pas calorifugé :

$$pv^n = c^{te} \rightarrow (p_1 v_1)^n = (p_2 v_2)^n$$

Alors : $PV=nRT$, donc :

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}$$

$$\frac{nRT}{v_1} v_1^n = \frac{nRT}{v_2} v_2^n$$

$$\frac{nRT_1}{v_1} v_1^n = \frac{nRT_2}{v_2} v_2^n$$

$$\frac{T_1}{v_1} v_1^n = \frac{T_2}{v_2} v_2^n$$

$$(T_1 v_1)^{n-1} = (T_2 v_2)^{n-1}$$

$$\frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{v_2}{v_1}\right)^{n-1}$$

D'où la variation en fonction de la pression :

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}$$

IV.5.1 Calcul de l'exposant « n »

Calcul basé sur des données réelles

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}$$

AN: on pose $x = \frac{n-1}{n}$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^x \rightarrow \ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = x \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)$$

$$\rightarrow \ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = x \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)$$

$$x = \frac{\ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right)}{\ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)}$$

$$x = \frac{\ln\left(\frac{273,15 + (-7,5)}{273,15 + (15,5)}\right)}{\ln\left(\frac{42}{80}\right)}$$

$$\rightarrow x = 0,1288$$

$$\rightarrow n = 1,148$$

Une fois on détermine la valeur de l'exposant « n » qui définit notre système, on recalcule la valeur de la température pour des pressions données et des températures qui définissent l'état idéale (**éviter la cristallisation des traces d'eau**)

IV.5.2 Fonctions de variation de la Température T2

Pour une pression d'alimentation de « $P_1=80$ bar » en fonction des pressions

On a :

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{n-1}{n}}$$

$$\text{AN: on pose } x = \frac{n-1}{n} \rightarrow x = \frac{1,148-1}{1,148}$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^x \rightarrow \ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right) = x \ln\left(\frac{P_2}{P_1}\right)$$

$$\rightarrow \ln P_2 = \frac{1}{x} \ln\left(\frac{T_2}{T_1}\right) + \ln P_1$$

$$\rightarrow P_2 = e^{(1/x \ln(T_2/T_1) + \ln P_1)}$$

$$\rightarrow P_2 = e^{(1/x \ln(T_2/T_1) + \ln P_1)}$$

$$\rightarrow P_2 = e^{1/x \ln(T_2/T_1)} * e^{\ln P_1}$$

Alors, maintenant on doit étudier la variation de la température T_2 (Température après duse comment varie ?

$$P_2 = P_1 * \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^{1/x} \text{ Avec, } m=1/x$$

$$P_2 = P_1 * \left(\frac{T_2}{T_1}\right)^m$$

$$T_2 = \sqrt[m]{\frac{P_2 * (T_1)^m}{P_1}}$$

A.N:

T_1 : Température d'arrivée avant duse

P_2 : Pression mesurée après duse

$$m=1/x \rightarrow m=1/0,1288$$

$$\rightarrow m=8,012$$

$$T_2 = \sqrt[8,012]{\frac{42 * (273,15 + 15)^{8,012}}{80}}$$

$$\rightarrow T_2=265,88K = -7,26^\circ$$

L'étude de la variation de la température T_2 en fonction de la pression d'alimentation va nous permettre de fixer à quelle pression les hydrates commence à se former. Sur la figure 33, nous avons tracer la courbe de cette variation et l'apparition du premier cristal d'hydrate par exemple pour la ligne de gas lift qui alimente le puits AL516 et 70 bars, toute en gardant la pression dite pression service constante.

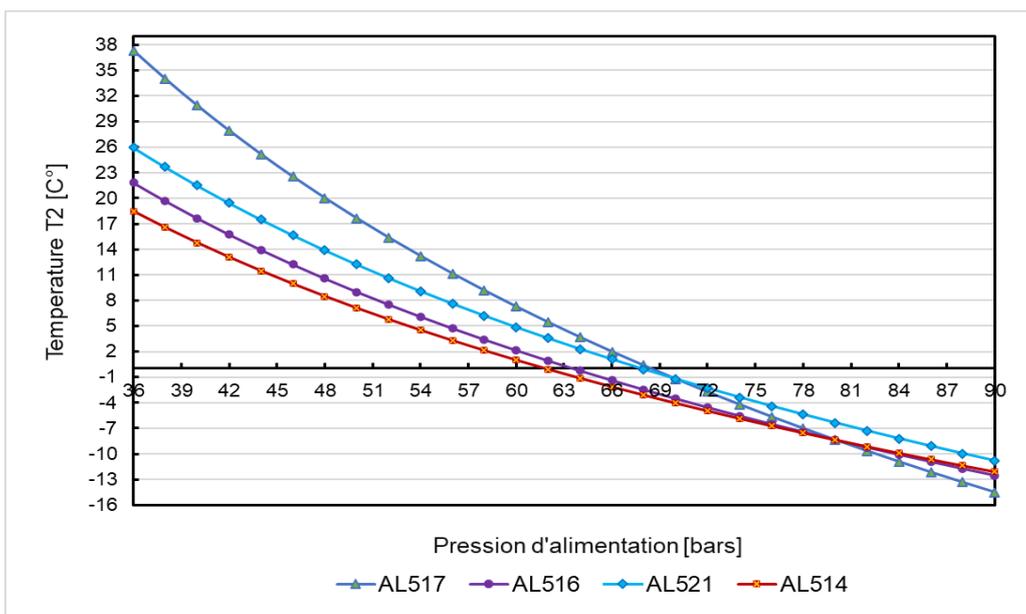
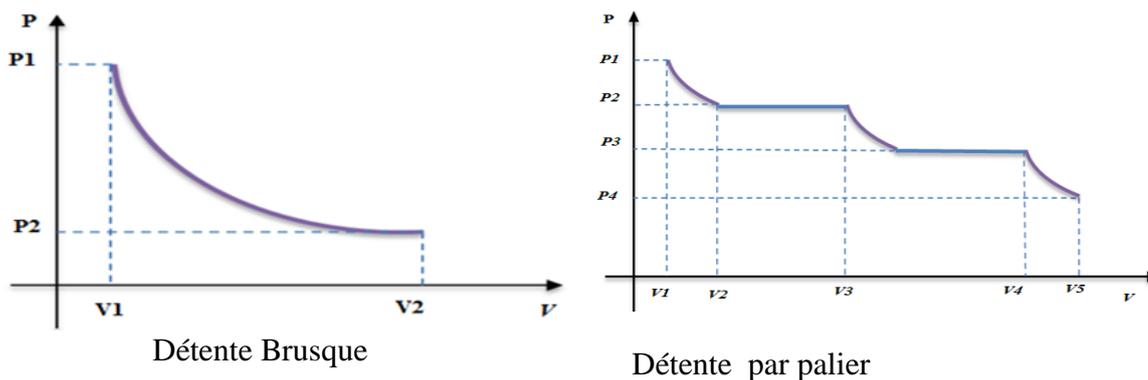


Figure IV.7 : la variation de la température Aval duse T_2 en fonction de la pression d'alimentation

Afin d'éliminer cette anomalie il est préférable de jouer sur la pression d'alimentation par l'ajout d'une autre vanne en amont de la ligne gas lift pour décomposer la détente brusque en double détente de tel façon à créer des paliers de repos pour le fluide. Figure 34. Le diamètre de passage de la vanne sera le même diamètre de la ligne, donc ($\Phi \geq 3''$)



Travaux de l'emplacement de la 2^{ème} vanne**Figure IV.8:** Double détente**IV.6 Résultats :**

Tableau IV. 1 Test des puits avant et après l'emplacement de la deuxième vanne dite « Double détente »

WELL	Action	Date	OIL [m ³ /j]	GaZ de formation [m ³ /j]	Eau [m ³ /j]
AL516	-	01/11/2022	17	7657	-
	DD	22/03/2023	25	9704	-
AL517	-	07/11/2022	00	3655	-
	DD	15/02/2023	4.48	4474	-

AL521	-	20/12/2022	17	7657	-
	DD	25/03/2023	25	9704	-
AL514	-	03/01/2023	2.34	3655	-
	DD	04/04/2023	5.02	1474	-

IV.7 Conclusion

A travers cette étude nous avons fixé les principales causes qui favorisent la formation de des hydrates ainsi la solution qui a été proposé et approuvé sur les puits (AL516, AL 517, AL 514, AL 521).

la vanne de régulation de débit (vanne duse) présente un étranglement, cette dernière favorise d'une façon direct le dépôt des hydrates suite une détente brusque (Effet de Joule-Thomson),en contrepartie la solution d'injection des inhibiteurs (méthanol glycol) a couté la division une enveloppe budgétaire très important.

Donc, il était indispensable de chercher une solution technico-économique, définitive pour pallier ce problème est minimiser le temps non productif.

Placer une deuxième vanne sur la ligne alimentant par le gas-lift était la meilleure solution et ses fruits ont été prouvé par les tests

V. Conclusion générale

Ce travail est réalisé au niveau de la division production Stah, et qui porte sur la mesure et la prévention contre la formation des hydrates dans les pipelines de gas-lift ainsi que l'influence de ces derniers sur la production du pétrole brute.

Les hydrates sont habituellement considérés comme des sources nuisances possible soit pour les unités de production ou pour les puits non éruptifs utilisent la technique de gas-lift.

A travers ce travail, nous avons offert une étude à SONATRACH qui a été utile et leur permettra de mettre les conditions opératoires au cours de la production de pétrole dans l'anneau d'huile d'Alrar dont l'objectif d'augmentation de la production jusqu'à 10,77 % de gaz et 36,85% de brute est d'éliminer le temps non productif.

Le travail réalisé à travers cette étude est résumé dans les points suivants :

- Dans un premier temps, une visite à une été programmé pour avoir une idée sur les installations de centre de traitement de gas CTG d'Alrar, ainsi avoir une idée sur les phases de traitement de gas. Une deuxième visite a été programmé pour les installations de surface des puits producteurs d'huile et de gaz. Cette mission à nous permettre de visualiser de proche les conséquences des dépôts des hydrates.
- Ensuite, nous avons relevé tous les paramètres de départ et d'arrivée (pression-température) sur le réseau gas-lift, et plus précisément les puits qui ont un problème avec les dépôts des hydrates, l'objectif de notre mission au sein de la division production STAH.
- Après avoir sélectionner les points présentant les hydrates, nous avons étudié l'influence de la pression d'injection sur la température de formation des hydrates la courbe (P-T). Cette courbe sera utile pour mettre les conditions d'exploitation en dehors de la zone de formation et de stabilisation d'hydrates, et cela à l'aide de la deuxième vanne proposée afin de minimiser la détente brusque

A la fin de ce travail, il nous semble particulièrement important de souligner qu'un meilleur contrôle de la formation d'hydrates dépend essentiellement de la détermination des paramètres thermodynamiques du fluide, dans notre cas est le gaz.

VI. Annexe

$T_2=f(p)$: Variation de la température T_2 en fonction de la pression d'alimentations pour quatre puits

Pression d'alimentation	Temperature T2 [C°]			
	AL517	AL516	AL521	AL514
90	-14.5	-12.5	-10.8	-12.1
88	-13.3	-11.7	-10.0	-11.4
86	-12.1	-10.9	-9.1	-10.7
84	-10.9	-10.1	-8.2	-9.9
82	-9.6	-9.2	-7.3	-9.1
80	-8.4	-8.4	-6.4	-8.3
78	-7.0	-7.4	-5.4	-7.5
76	-5.6	-6.5	-4.4	-6.7
74	-4.2	-5.5	-3.4	-5.8
72	-2.7	-4.6	-2.3	-5.0
70	-1.2	-3.5	-1.2	-4.0
68	0.4	-2.5	-0.1	-3.1
66	2.0	-1.4	1.1	-2.1
64	3.7	-0.2	2.3	-1.1
62	5.4	0.9	3.6	-0.1
60	7.3	2.1	4.9	1.0
58	9.2	3.4	6.2	2.1
56	11.2	4.7	7.6	3.3
54	13.2	6.1	9.1	4.5
52	15.4	7.5	10.6	5.8
50	17.6	9.0	12.2	7.1
48	20.0	10.6	13.9	8.5
46	22.5	12.2	15.7	10.0
44	25.2	13.9	17.5	11.5
42	27.9	15.7	19.4	13.1
40	30.9	17.6	21.5	14.8
38	34.0	19.7	23.7	16.6
36	37.3	21.8	26.0	18.5

VII. Bibliographie

1. Beauregard, E., & Ferguson, P. L. (1981). Introduction to plunger lift: Application, advantages and limitations. Southwestern Petroleum Short Course Department of Petroleum Engineering Texas Tech University, Lubbock, Texas, 1-10. [01]
2. Baker Hughes Centrilift.2008; "Electrical submersible Pumping System Handbook". Edition v2 [2]
3. Hollund, B.S. (2010). Ascenseur artificiel – Pompe immergée électrique, meilleures pratiques et demandes futures dans les applications sous-marines (Mémoire de maîtrise, Université de Stavanger, Norvège). [3]
4. Ascenseur artificiel de base ; Disponible (Canadian Oil well Systems Company Ltd-2010.) [4]
5. En ligne BEARDEN, J. (2006). Centrilift, Baker Hughes Inc, Manuel d'ingénierie pétrolière : Volume IV-Ingénierie des opérations de production : Chapitre 13–Pompes électriques submersibles, Pgs. 634-720. Société des ingénieurs pétroliers.
6. Documents Internes de Sonatrach, Région Stah.
7. Amao, M. (2014). Systèmes électriques de pompage submersible (ESP). Méthodes de levage artificiel et opérations de surface PGE, 482(09).
8. BAGHDADI, M. L., BERROUBA, M. B., & LAREDJ, K. Modélisation Et Optimisation De Performance Par Injection Du Gas-lift Champ De HMD (Doctoral dissertation).
9. Benzerga Ali, Aroudji mohamed el habib ; Lifting artificiel par une pompe électrique immergée étude de cas: puits AMA52-AMA09 application sur le champ de TFT, mémoire master production, université de Ouargla, 2016.
10. Document interne de l'unité GPL-2_CIS_HMD.
11. N- Hong Due, « Dissociation des bouchons d'hydrates de gaz dans les conduites pétroliers» ; Thèse de doctorat : Ecole supérieure des Mines de Saint-Etienne ; 2005.
12. F-Dufour; «Influence d'additifs antiagglomérants sur l'agrégation et propriétés de transport des hydrates de méthane dans des émulsions

- Eau/dodécane» ; Thèse de doctorat : Ecole supérieure des Mines de Paris; 2005
13. H-BERETIMA et L-ARIBI; « La deshydratation du gaz-Techniques et Problèmes» ; Mémoire de fin d'étude université d'OUARGLA ; 2013.
 14. E- BEREZ, M, A- Bella ; hydrates de gaz, Edition Elsevier (1983).
 15. En ligne Chapoy, A. (2004). Comportement des phases dans les mélanges eau/hydrocarbures impliqués dans les systèmes de production de gaz (Thèse de doctorat, École Nationale Supérieure des Mines de Paris).
 16. PIERRE WUITHIER; «Techniques et appareillage de mélange tome 2 page 1386».
 17. S- SAMER ; « Etude de mesure et prédiction des conditions de formations des hydrates a gaz a condensat» ; Mémoire de magister université de BOUMERDES ; 2011 .

ملخص

كما هو مذكور في النصوص والمقالات العلمية، "ضمان التدفق" هو مصطلح جديد نسبياً في الصناعات النفطية والغازية بشكل عام، أعلنت عنه شركة بتروبراس في أوائل التسعينيات [1]. والذي يشير إلى ضمان تدفق السوائل (النفط والغاز) من المكامن إلى نقطة البيع.

ضمان التدفق هو أهم العلوم. كونها تشارك في المعالجة الفعالة للعديد من الرواسب الصلبة مثل، الأسفلت، والشمع، وتكون هيدرات الغاز، والتي تعتبر موضوع دراستنا في هذا المشروع.

يتم تسجيل وقت غير إنتاجي كبير (NPT) كل عام في حقل السطح النفطي خلال فترة الشتاء بسبب انسداد كارثي في أنابيب المخصصة لتقنية رفع الغاز مما يؤدي الي خلل في ضمان التدفق.

طالما أن الرفع بالغاز هو وسيلة أساسية للحفاظ على الإنتاج من المكامن إلى مركز وحدة المعالجة، فإن تعديل عوامل الديناميكية الحرارية (ضغط الحقن، ودرجة الحرارة) ضروري لتجنب تكون الهيدرات وتحقيق النتيجة المثلى.

تم إجراء دراسة ديناميكية حرارية دقيقة للغاية في الحقل، حيث تقدر طول شبكة رفع بالغاز 360 كلم تقريباً بأقطار مختلفة وهذا لتغذية الآبار بغاز الرفع. تم ضبط عوامل الديناميكية الحرارية على مستوى الآبار وقادت الخطوة إلى نتائج مرضية.

الكلمات المفتاحية: حقل الرار النفطي، الإنتاج، ضمان التدفق، الوقت الغير انتاجي(NPT) ، تكوين الهيدرات تقنية رفع الغاز، الديناميكا الحرارية.

Résumé

Comme mentionné précédemment dans la littérature, « Flow Assurance » est un terme relativement nouveau dans les industries pétrolières et gazières, annoncé par Petrobras au début des années 1990 [1]. Il s'agit d'assurer un flux économique et réussi du réservoir au point de vente (expédition). L'assurance des flux est la mission la plus importante. Il participe au traitement efficace de nombreux dépôts solides tels que l'asphaltage, la cire et la formation d'hydrates de gaz, le cœur cible de l'étude suivante.

Un temps non productif (NPT) important est signalé chaque année à Alrar-oil Rim Field pendant la période hivernale en raison de la formation de colmatage catastrophique dans les gazoducs et entraîne une défaillance de l'assurance du débit.

Tant que le gas-lift est un moyen essentiel pour maintenir la production du réservoir au centre de traitement de l'unité, un ajustement des paramètres thermodynamiques (pression d'injection, température) est indispensable pour éviter la formation d'hydrates et obtenir un résultat optimal.

Une étude thermodynamique très précise a été réalisée sur le terrain, où le réseau de gas-lift présente une longueur de 360k environ avec une taille différente pour alimenter les puits en gaz naturel. Les paramètres optimaux ont été fixés et ont conduit à un résultat satisfaisant. D'autres solutions ont été proposées et approuvées sur les puits pour remédier définitivement à ce problème.

Abstract

As aforesaid in literature, «Flow Assurance» is a relatively new term in oil and gas industries, announced by Petrobras in the early 1990s [1]. It denotes to ensure an economical and a successful flow from the reservoir to the sale point (expedition). Flow assurance is the most important mission. It takes part on effective treatment of many solid deposits such as, asphaltting, wax, and gas hydrates formation the target core of the following study.

A significant non-productive time (NPT) is reported each year at Alrar-oil Rim Field during the winter period caused by catastrophic clogging formation in gas lift pipelines and is resulted in flow assurance failure.

As long as the gas-lift is an essential way of maintaining the production from the reservoir to the unit treatment center, an adjustment of the thermodynamic parameters (injection pressure, temperature) is essential to avoid the hydrates formation and achieve an optimal result.

A very precise thermodynamic study was carried out on the field, where the gas-lift network presents a length of 360k approximately with a different size to feed the wells by natural gas. The optimal parameters were fixed and led to a satisfactory result. Other solutions have been proposed and approved on the wells to relieve this problem definitively.