

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série :/2024

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

Lachibi Soheyb, Brika Anas, Mesbah Anouar

-THEME-

Étude de la performance de gaz lift dans un puit pétrolier champs Hassi Guettar sud

Soutenu le : 09 / 06 / 2024

Jury :

Président : **BAZZINNE ZINEB**

Dr

Univ. Ouargla

Rapporteur : **ALI ZERROUKI Ahmed**

Professeur

Univ. Ouargla

Examineur : **HADJADJ SADOK**

Dr

Univ. Ouargla

Remerciement

Nous remercions Dieu tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre mémoire de fin d'étude.

Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur

*Pr : **Ali Zerrouki Ahmed**, mine de savoir et D'expérience, pour son grand soutien au travail.*

Nous n'oublierons pas de remercier tous les enseignants de notre département de production des Hydrocarbures, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.

Enfin, grands mercis à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.

Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.



Dédicace

Nous dédions ce travail à nos très chers parents et nos oncles que Dieu les protège et leur donne tout le bonheur du monde qu'ils méritent.

Nous dédions également à nos très chers Frères et sœurs et à tous les membres de nos familles un par un, pour tous les sacrifices, et les encouragements durant toute période de nos études.

Et nos amies de filière d'Hydrocarbure avec qui nous avons partagé les meilleurs moments de nos vies d'étude.

Aussi à tous les enseignants de L'université de Ouargla.



Résumé :

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, c'est de ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface avec des conditions favorables. Pendant la récupération du pétrole, plusieurs problèmes peuvent survenir dans les puits ce qui diminue fortement la productivité des puits et exige une intervention immédiate d'une technique d'extraction artificiel pour récupérer la productivité du puits. Pour notre étude on va baser sur l'optimisation du gaz-lift comme un remède et une technique de récupération artificielle utilisant le PIPSIM pour modéliser les Puits et le réseau de collecte du Champ Hassi Guettar Sud et optimiser le Gas lift et faire une étude de leur efficacité.

Abstract:

The natural exploitation of an oil deposit is to bring the hydrocarbons to the surface with favorable conditions. During oil recovery. several problems can arise in the wells which greatly reduces the productivity of the wells and requires immediate intervention of an artificial extraction technique to recover the productivity of the well. For our study we will base on the optimization of the gas lift as a remedy and an artificial recovery technique using PIPSIM to model the wells and the collection network of the Hassi Guettar Sud field and optimize the Gas lift and carry out a study of their effectiveness.

ملخص:

الاستغلال الطبيعي لحقل النفط هو جلب الهيدروكربونات إلى السطح في ظل ظروف مواتية. أثناء استخراج النفط. يمكن أن تنشأ عدة مشاكل في الآبار مما يقلل بشكل كبير من إنتاجية الآبار ويتطلب التدخل الفوري لتقنية الاستخراج الاصطناعي لاستعادة إنتاجية البئر. في دراستنا سوف نعتمد على تحسين الرفع الغازي كعلاج وتقنية استخلاص اصطناعية PIPESIM لنمذجة الآبار وشبكة التجميع لحقل حاسي قطب سود وتحسين الرفع الغازي وإجراء دراسة لفعاليتها

Mots clés : L'exploitation, hydrocarbures, productivité, intervention, artificiel, optimisation, gaz-lift, artificielle, PIPSIM, Puits, réseau de collecte, Champ Hassi Guettar Sud, efficacité.. **Remerciement**

Table des matières

Remercîment.....	I
Dédicace	II
Table des matières.....	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux.....	V
Abréviation.....	VI
Introduction générale.....	1

Chapitre 1 : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud et Hassi Guettar Sud

I.1 Introduction.....	4
I.2 Présentation du champ de Hassi-Messaoud.....	4
I.2.1 Cadre régional.....	4
I.2.2 Historique du champ.....	4
I.2.3 Situation de champ Hassi-Messaoud.....	5
I.2.3.1 Situation géographique.....	5
I.2.3.2 Situation géologique.....	6
I.2.4 Description du réservoir.....	7
I.2.5 Stratigraphie du champ.....	8
I.2.6 Zonation du champ.....	9
I.3 Champ d'étude « HGA Sud ».....	10
I.3.1 Situation géographique.....	10
I.3.2 Situation géologique du HASSI GUETTAR SUD.....	10
I.3.3 Aspect structural.....	12
I.3.4 Aspect pétrolier.....	13
I.3.4.1) Roches réservoir.....	13
I.3.4.2) Roches couvertures.....	14
I.3.4.3) Roches mères.....	14
I.3.5 Types des pièges.....	15
I.3.6 Migration des hydrocarbure.....	15
I.3.7 Position des puits forés en secteur HGA Sud.....	16

Chapitre II : Généralités sur le Gaz-Lift

II.1 Introduction.....	18
II.2 Définition et principe du gaz-lift.....	18
II.3 Applications du gaz-lift.....	19
II.3.1 Les puits à huile.....	19
II.3.2 Les puits à eau.....	19
II.3.3 Démarrage des puits (kick off)	20
II.3.4 Nettoyage des puits injecteur.....	20
II.4 L'équipement du gaz-lift.....	20
II.4.1 L'équipement de surface.....	20
II.4.1.1 L'équipement de compression.....	21
II.4.1.2 Équipement de mesure et de contrôle.....	21
II.4.1.3 Réseau de Collectes.....	21
II.4.1.4 L'équipement de déshydratation.....	21
II.4.1.5 Réseau de distribution basse pression.....	22
II.4.2 L'équipement de fond.....	22
II.4.2.1 Les mandrins.....	22
II.4.2.2 Les vannes de gaz-lift.....	23
II.4.2.3 Les outils de décentrage et de positionnement.....	23
II.4.3 Autres équipements spécifiques.....	23
II.4.4 La vanne automatique : (nouvelle technologie)	24
II.4.4.1 Le but d'utilisation.....	24
II.4.4.2 La manière de travailler.....	25
II.4.4.3 Les avantages de l'utilisation de la vanne automatique de gaz lift.....	27
II.5 Types de gaz-lift.....	27
II.5.1. Classification suivant le mode d'injection.....	27
II.5.1.1 Gaz-lift continu.....	27
II.5.1.2 Gaz-lift intermittent.....	27
II.5.2. Classification en fonction de la complétion.....	28
II.5.2.1 Gaz lift direct.....	28
II.5.2.2 Gaz lift indirect.....	29
II.5.3 Classification en fonction de circuit d'injection.....	32
II.5.3.1 Circuit fermé.....	32
II.5.3.2 Circuit ouvert.....	32
II.6. Les principaux paramètres du gaz-lift.....	32
II.6.1 La pression en tête de puits (well head pressure)	32
II.6.2 La pression d'injection du gaz.....	32
II.6.3 Profondeur d'injection du gaz.....	33
II.6.4 L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S)	33
II.7 Caractéristiques, avantages et inconvénients du Gas-lift.....	33
II.7.1 Caractéristiques.....	33
II.7.2 Avantages.....	34
II.7.3 Inconvénients.....	34

Chapitre III : Modélisation et optimisation du puits Champ HGASUD :

III.1 Introduction.....	36
III.2 Logiciel PIPESIM.....	36
III.2.1 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM.....	36
III.3 L'analyse nodale.....	36
III.3.1 Concept de l'analyse nodale.....	37
III.4 Modélisation des puits.....	38
III.4.1 Collecte des données.....	39
III.4.1.1 Les complétions des puits (down Hole équipement)	40
III.4.1.2 Les coefficients de transfert de chaleur.....	40
III.4.1.3 Les données derniers jaugeages des puits.....	41
III.4.1.4 Les données des essais des puits.....	41
III.4.1.5 Données PVT.....	42
III.4.2 Le modèle réservoir et le potentiel des puits.....	43
III.4.3 Étude de cas.....	44
III.4.3.1 Les données du puits (Complétion)	45
III.4.3.2 Les données du fluide.....	45
III.4.3.3 Les données au fond.....	46
III.4.4 Modélisation avec PIPESIM.....	47
III.4.5 Cas réel.....	48
III.4.5.1 Buildup Matching (puits HGAS3)	48
III.4.5.2 Méthode de coefficient de décharge CD (puits HGAS13)	51
III.5 Optimisation gaz-lift.....	53
III.5.1 Procédure d'optimisation.....	53
III.5.2 Étude de cas (puits HGAS3)	54
III.5.2.1 Introduire les données de gaz-lift dans le programme.....	54
III.5.2.2 Introduire des valeurs de débit de gaz, et les différents diamètres de Duse.....	54
III.5.2.3 Le choix du diamètre de la Duse.....	55
III.5.2.4 Détermination du débit optimal d'injection de gaz lift.....	55
III.6 L'Étude économique.....	57
III.6.1 Le cout payé pour l'optimisation par le Gas-Lift du champ HGASUD.....	57
III.6.1.1 L'état de chaque puits du champ.....	57
III.6.1.2 Le cout de l'optimisation par Gas-Lift.....	58
III.6.2 Les intérêts obtenus après l'optimisation.....	58
III.6.2.1 Le gain d'huile calculer par le PIPESIM.....	58
III.6.2.2 Les bénéfices obtenus.....	59
III.6.3 Le temps nécessaire pour récupérer le cout.....	59

CHAPITRE IV : Modélisation de réseau HGASUD

IV.1 Introduction.....	61
IV.2 L'utilisation des réseaux dans la production des hydrocarbures.....	61
IV.3 Modélisation avec le PIPESIM.....	62
IV.3.1 Utilisation de logiciel PIPESIM pour faire une optimisation de réseau.....	62
IV.3.2 Fonctionnement du logiciel.....	63
IV.4 Procédure de travail.....	64
IV.5 Création du modèle de PIPESIM.....	65
IV.5.1 Création de réseaux.....	65
IV.5.2 Collecte des données.....	66
IV.5.2.1 Jaugeages.....	66
IV.5.2.2 Historique des puits.....	66
IV.5.2.3 Création de PFD (Process Flow Diagramme)	67
IV.5.3 Données sources.....	67
IV.5.3.1 Définition du fluide (fluide modèle)	67
IV.5.3.2 Insertion les paramètres source.....	68
IV.5.4 Les données Flow-Line.....	68
IV.5.4.1 Les mesures des Pipe.....	68
IV.5.4.2 Profile topographique.....	69
IV.5.4.3 Les données de transfert de chaleur.....	69
IV.5.5 Sélection des corrélations.....	70
IV.6 Les résultats.....	71
IV.6.1 Les résultats de réseau.....	71
IV.6.2 Les résultats de FLOWLINE.....	71
IV.7 Scénarios envisagés.....	72
IV.7.1 Le régime d'écoulement dans les conduits.....	73
Conclusion générale.....	74
Recommandations.....	76
Bibliographie.....	78

Liste des figures :

Figure I. 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.	5
Figure I.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.	6
Figure I. 3 : Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.	8
Figure I. 4 : Carte des zones du champ pétrolier d'Hassi-Messaoud	9
Figure I. 5 : Situation géographique de Hassi Guettar.	10
Figure I. 6 : Situation géographique de Hassi Guettar.	11
Figure I. 7 : Carte structurale sur la structure du HGA Sud.	12
Figure I. 8 : Les coordonnées des puits HGASud.	16
Figure II. 1 : Principe du Gas-lift.	19
Figure II. 2 : Schéma pour les équipements de surface du Gaz-Lift.	20
Figure II. 3 : Mandrin du Gaz-Lift	23
Figure II. 4 : Vanne automatique GL MD169.	24
Figure II. 5 : Schéma technique de la vanne auto automatique.	25
Figure II. 6 : La carte.	26
Figure II. 7 : Débitmètre de gaz d'injection.	26
Figure II. 8 : Gas-lift intermittent et continue.	28
Figure II. 9 : Direct gas-lift.	29
Figure II. 10 : Gaz lift avec tubing concentrique.	30
Figure II. 11 : Gas lift parallèle.	31
Figure II. 12 : Gas lift double.	31

Figure III. 1 : Les différentes positions des nœuds	37
Figure III. 2 : Les étapes pour modéliser des puits	39
Figure III. 3 : Modèle IPR puits HGAS3	44
Figure III. 4 : Les Fiches techniques puits HGAS3 et HGAS13	46
Figure III. 5 : La conception du puits HGAS3 et HGAS13	47
Figure III. 6 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données	49
Figure III. 7 : Calibrated total RMS de chaque corrélation	49
Figure III. 8 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits HGASUD.	50
Figure III. 9 : Les résultats de mode NODALE ANALYSIS du puits HGAS3 avant actualisation.	50
Figure III. 10 : Les données des derniers jaugeages pour calculer e PI et CD.	51
Figure III. 11 : L'index de productivité (IP) on fonction de coefficient de décharge (CD)	51
Figure III. 12 : Déterminations de CD et IP à partir de la pression de la tête de puits	52
Figure III. 13 : L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de Gas injecté.	54
Figure III. 14 : Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.	55
Figure III. 15 : L'effet de l'optimisation gas lift sur le débit d'huile (puit HGAS3).	56
Figure III. 16 : L'augmentation de débit d'huile après l'utilisation de gas lift	58
Figure IV. 1 : L'organigramme de la procédure de modélisation du Network.	64
Figure IV. 2 : Structure du réseau HGASUD dans le PIPESIM (GIS MAP).	65
Figure IV. 3 : L'évaluation de débit en fonction de temps des puits HGASud	66
Figure IV. 4 : Schéma signifie le réseau étudié	67
Figure IV. 5 : Les propriétés physique des fluides puits HGS3	68
Figure IV. 6 : Les paramètres sources pour les puits de réseaux	68

Figure IV. 7 : L'évaluation en fonction de la Longueur (FL HGAS3-HGASM1)	69
Figure IV. 8 : Les données et les coefficients de transfert de chaleur (FL HGAS3-HGASM1)	69
Figure IV. 9 : Le changement de débit au manifold on fonction de changement de pression	72

Liste des tableaux

Tableau III. 1 : Complétion des puits ayant un open Hole.	40
Tableau III. 2 : Les données de transfert de chaleur dans les puits.	40
Tableau III. 3 : Derniers jaugeages des puits.	41
Tableau III. 4 : Données des essais des puits.	42
Tableau III. 5 : Paramètre des PVT des effluents de puits.	43
Tableau III. 6 : Les données de la complétion.	45
Tableau III. 7 : Les données du fluide.	45
Tableau III. 8 : Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.	54
Tableau III. 9 : La variation de débit huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté.	56
Tableau III. 10 : L'état des puits de champ HGASUD.	57
Tableau III. 11 : Le cout nécessaire pour l'optimisation par le Gas-Lift.	58
Tableau III. 12 : Calcule de gain obtenu après l'utilisation de Gas-Lift.	59
Tableau III. 13 : Les bénéfices obtenus on dollars par jour.	59
Tableau III. 14 : Le temps nécessaire pour la récupération	59
Tableau IV. 1 : Les derniers jaugeages des puits des champs HGAS sans Gas-Lift	66
Tableau IV. 2 : Les mesures des pipes de collecte	68
Tableau IV. 3 : Résultat simulation réseau HGASUD (PIPESIM)	71
Tableau IV. 4 : Les résultats de FLOWLINE (PIPESIM)	72
Tableau IV. 5 : Le régime d'écoulement au flowline	73

Abréviation

GL : Gaz-lift.

GOR: Gas Oil Ratio (Gas-oil rapport)

GLR: Gas-liquid Ratio (Gas-liquid rapport).

HGAS: Hassi Guettar Sud.

IPR: Inflow Performance Relationship

ID: Inside diameter (diameter interieur)

OD: Outside diamètre.(diameter exterieur)

Ra : Réservoir anisométrique.

Ri : Réservoir isométrique.

S : Skin.

SG: Specific Gravity.

DEG: Diéthylène glycol.

TEG: Triéthylène glycole.

VLP: Vertical lift Performance.

STB: Stock Baril

Bo : Formation volume factor (Le facteur volumétrique de fond.)

D : Le diamètre.

F : Le facteur de friction.

g : La force de gravité (N/kg).

H : La hauteur (m).

IP : L'indice de productivité (m³/j/bar).

K : La perméabilité absolue (mD).

Ko : La perméabilité relative à l'huile (mD).

L : La distance (m).

Pb : La pression de bulle (kg/cm²).

DP : La perte de charge.

DP H : La perte de charge hydrostatique.

DP f : La perte de charge due aux frictions.

Q : Le débit (m³/h).

Qo : Le débit d'huile (m³/h).

Qomax : Le débit maximal.

Ql : Le débit du liquide.

Qg : Le débit du gaz.

Re : Le nombre du Reynolds.

re : Le rayon de drainage (m).

rw : Rayon of the well (Le rayon de puits (m)).

Pfs : Pression de fond statique.

Pfd : Pression de fond dynamique.

Introduction générale

L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place et la continuité de la production avec toutes les méthodes de récupération assistée, parmi lesquels on a : le pompage à tige, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et **le Gas-lift**.

Le Gas lift est la meilleure technique pour augmenter la production à cause de son faible cout et peu d'équipements utilisés. Il est largement utilisé en Algérie.

Parmi les importants champs de pétrole, dans l'Algérie, on trouve le champ de Hassi Guettar. Il s'étend sur une superficie d'environ 1600 Km².

Pour faciliter le processus d'optimisation de production dans ce champ avec le Gas lift, nous recourons à la simulation par le logiciel PIPESIM. [1]

La modélisation avec PIPESIM permet de simuler le comportement du système de production, en prenant en compte les caractéristiques des puits, des équipements et des fluides. Cette modélisation aide à visualiser et à analyser le fonctionnement du réseau de production, ce qui est essentiel pour identifier les zones d'optimisation. D'autre part, l'optimisation avec le gaz lift vise à ajuster les paramètres du système de production, notamment le débit de gaz injecté, pour maximiser la production d'huile tout en maintenant une efficacité opérationnelle. Il est possible de déterminer le débit de gas optimal pour chaque puits, ce qui permet d'atteindre une production maximale en minimisant les coûts et en assurant une exploitation efficace des ressources disponibles. En combinant la modélisation avec PIPESIM pour comprendre le fonctionnement du réseau de production et l'optimisation avec le gaz lift pour ajuster les paramètres de production, les opérateurs de champs pétroliers peuvent améliorer la rentabilité, la productivité et la durabilité de leurs opérations.

Notre mémoire est divisé en quatre chapitres comme suit :

Le premier chapitre est consacré à la présentation du champ Hassi Guettar Sud, le deuxième chapitre présente le gaz lift et ses techniques et équipements, Modélisation et optimisation du puits exposé avec le gaz lift et l'étude de leur efficacité sont mentionnés dans le troisième chapitre. La modalisation de réseaux avec les études économique sont présentés dans le chapitre quatrième.

Nous avons terminé notre travail avec une conclusion après des études économiques. Le gaz lift est une technique essentielle pour l'industrie pétrolière, elle améliore ainsi la récupération des hydrocarbures et optimise les opérations pétrolières.

Chapitre 1 :
Généralités sur le champ de
Hassi Messaoud et Hassi
Guettar Sud

I.1 Introduction :

Le champ du Hassi-Messaoud situé dans le bassin d'Oued Mya, c'est le plus grand champ de pétrole en Algérie. Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre 9 Gbbl d'un pétrole de très bonne qualité. Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi-Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale [1].

Parmi les structures de Hassi Messaoud il y a la structure de Hassi Guettar qui se situe au Sud-Ouest du ce champ.

I.2 Présentation du champ de Hassi-Messaoud :

I.2.1 Cadre régional :

La région de Hassi Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara Algérien, connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs Cambriens. Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D'autres part, par la transformation diagenétiques dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris la forme ou la configuration actuelle. [4].

I.2.2 Historique du champ :

Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies françaises CFPA (Compagnie Française des Pétroles d'Algérie) et SN-REPAL (Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie) 1946, le SN-REPAL avait commencé sa recherche à travers le Sahara, trois années plus tard, elle débutait la prospection géophysique par reconnaissance gravimétrique.

Le 15 janvier 1956, il fut réalisé le premier forage MD1 (Messaoud 1). Ce forage a mis en évidence les grés du Cambrien producteurs d'huile à 3338 m de profondeur.

Le 16 mai, de la même année à 7,5 Km du MD1 vers le Nord, un deuxième puits OM1 a été foré dans la continuité par la CFPA. De 1959 à 1964, 153 puits ont été forés et mis en exploitation [1].

I.2.3 Situation de champ Hassi-Messaoud :

I.2.3.1 Situation géographique:

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'huile d'Algérie, et se situe à environ 850 km au Sud-Est d'Alger, à 280km au Sud-Est du gisement du gaz de Hassi R'Mel et à 350km à l'Ouest de la frontière Tunisienne (**Figure I. 1**). Il s'étend sur une superficie de 2500 Km².

Il a pour coordonnées Lambert (LSA) :

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Sud-Est par les gisements ; Rhourde El Baguel et Mesdar. [3]

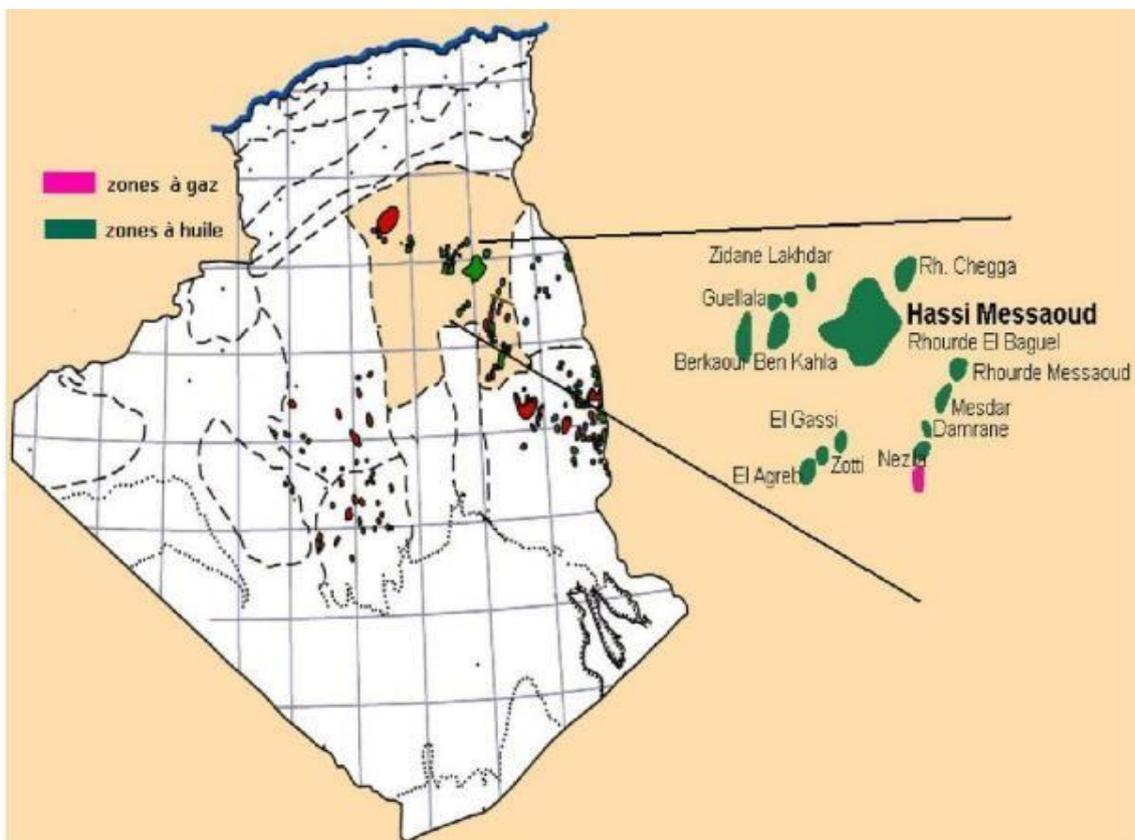


Figure I. 1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.[2]

I.2.3.2 Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, qui est connue par ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs Cambriens. (Figure I. 2).[2]

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression de Oued M'ya.
- Au Sud le prolongement de môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa-Tougourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès

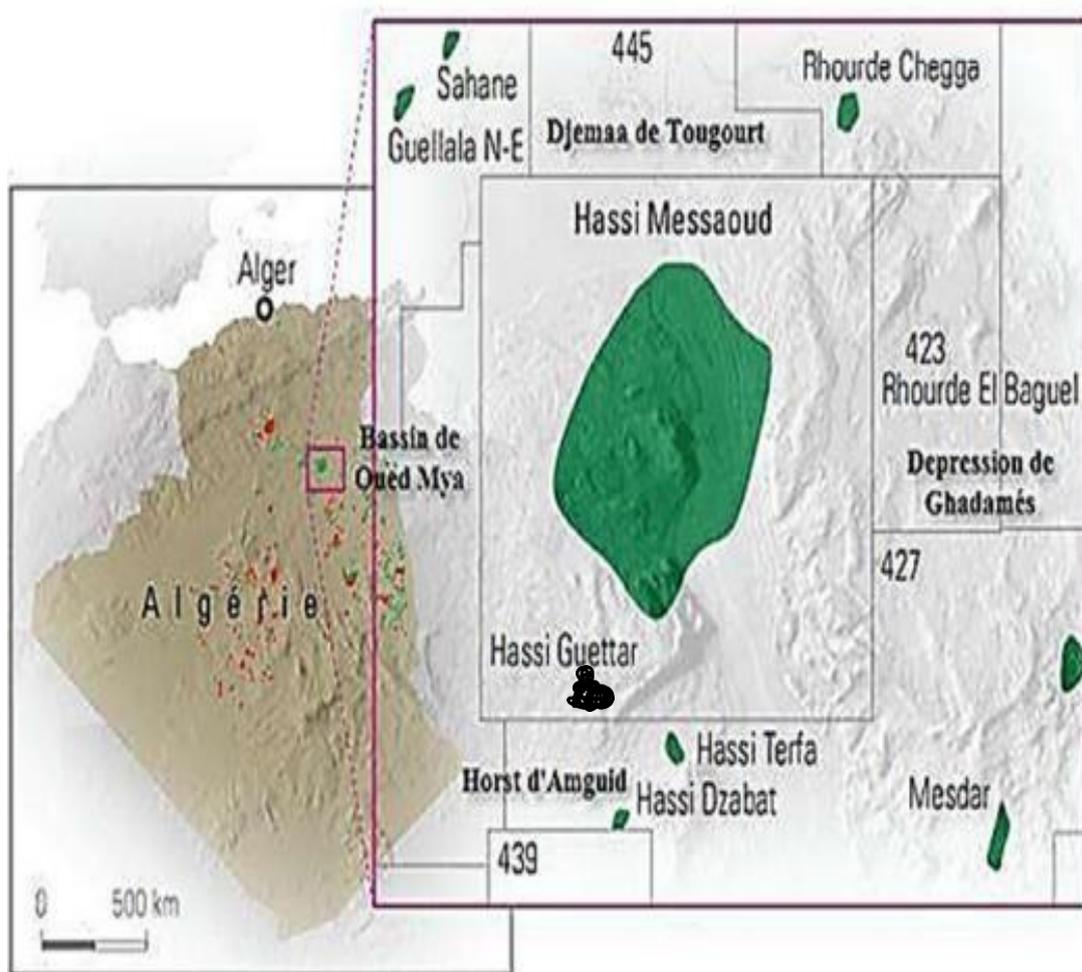


Figure I.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.[2]

I.2.4 Description du réservoir :

Le gisement de Hassi Messaoud à une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion post Paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ.

IL se subdivise de haut en bas de :

- **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45 m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- **R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro conglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m, c'est un granite porphyroïde rose. [3]

I.2.5 Stratigraphie du champ :

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
		JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIASSIQUE		SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et de dolomie
				TS 2	189	Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
		TS 3		202	Sel massif et traces d'argile	
		ARGILEUX	113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
		GRESEUX	35	Grés, argile		
		ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>	0-92	Andésites altérées		
		PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites
	GRES D'EL ATCHANE			25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
	ARGILES D'EL GASSI			50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolites	
	ZONE DES ALTERNANCES			20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
CAMBRIEN	Ri		50	Grés isométriques, fins, silteux		
	Ra		120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
	R2		100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
	R3		300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
INFRA-CAMBRIEN	45		Grés argileux rouges			
S O C L E					Granite porphyroïde rose	

Figure I. 3 : Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.[3]

I.2.6 Zonation du champ :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi-Messaoud en 25 zones, dites de production, d'extension variable, Ces zones (**Figure I.4**) sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement.

Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones. [4]

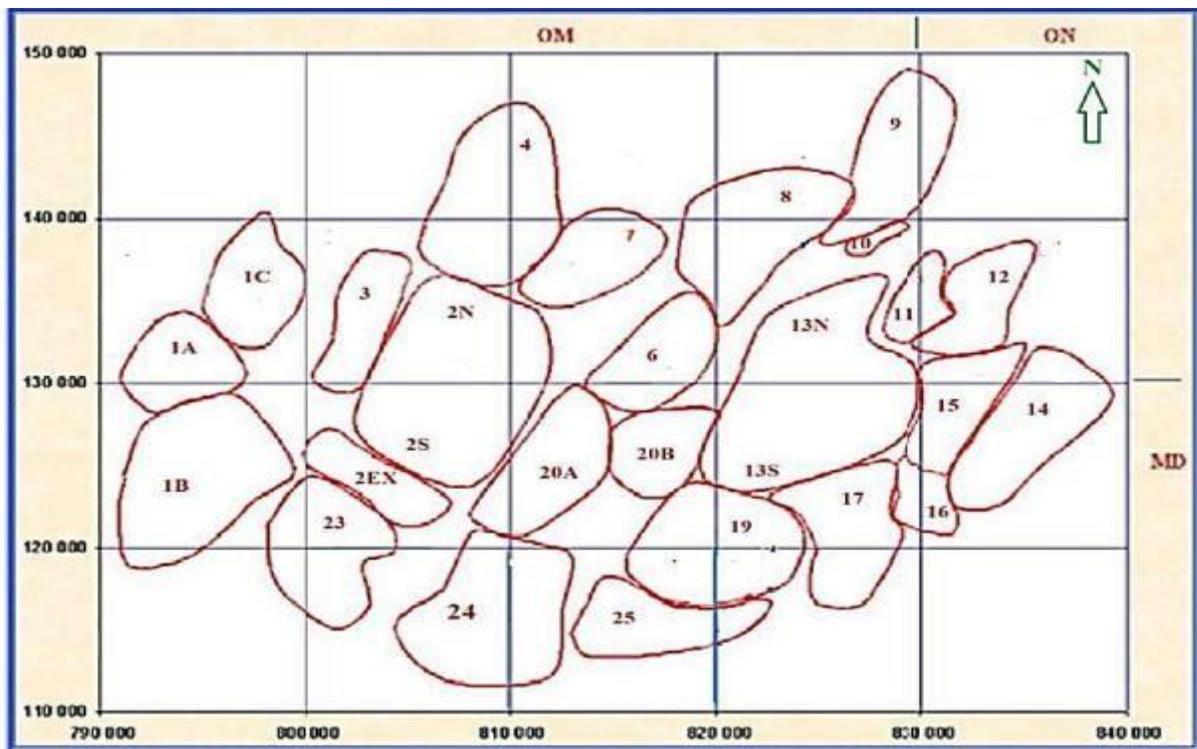


Figure I. 4 : Carte des zones du champ pétrolier d'Hassi-Messaoud. [5]

I.3 Champ d'étude « HGA Sud » :

I.3.1 Situation géographique :

Hassi Guettar Sud correspond à une structure satellite située au Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, dans le bloc n°427, entre les longitudes 5°30' et 6°30' Ouest et les latitudes 30°50' et 31°40' Nord. (Figure I. 5) [6].

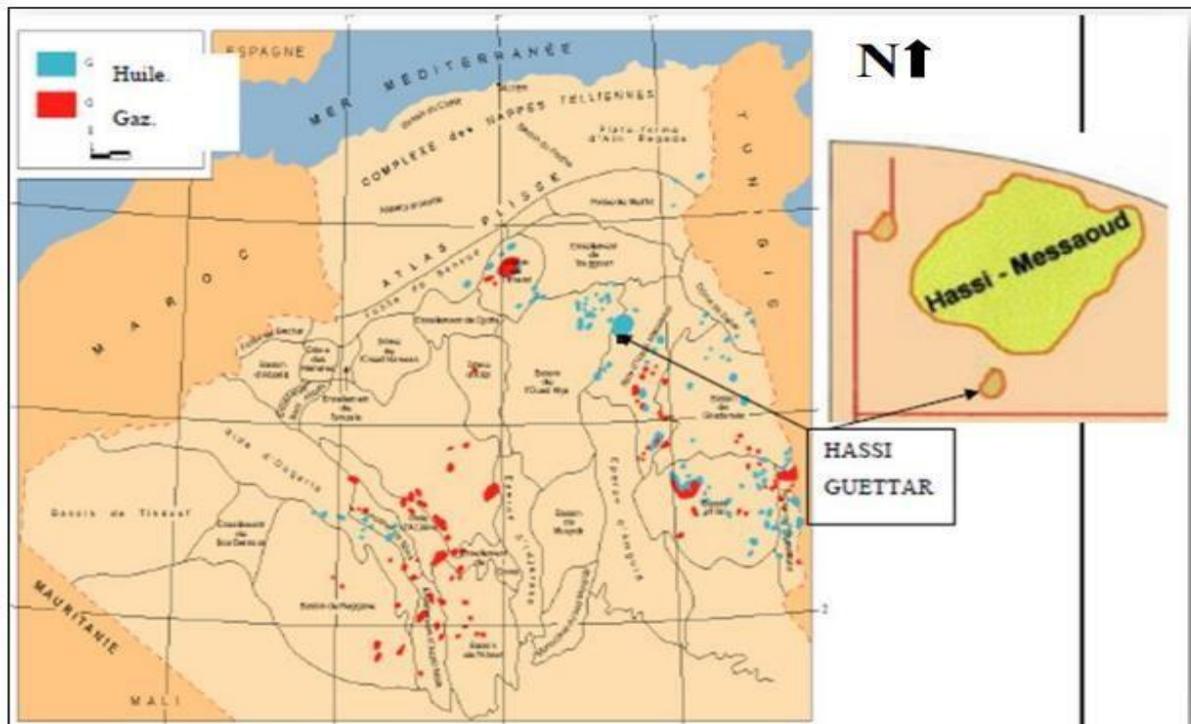


Figure I. 5 : Situation géographique de Hassi Guettar Sud [6].

I.3.2 Situation géologique du HASSI GUETTAR SUD :

Hassi Guettar se trouve sur l'axe haut du trend d'El-Agreb El-Gassi et Hassi Messaoud, ce champ est limité géologiquement par les principaux axes structuraux suivants (Figure I. 6) :

La structure de Hassi Guettar est située sur la dorsale Amguid El Biod / Hassi Messaoud, ses limites sont :

- L'ensellement de Touggourt au Nord.
- La dorsale d'Amguid, qui sépare le bassin d'Illizi de celui de Mouydir, au sud.
- Le bassin de Berkine à l'Est.
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.
- Le dôme de Dahar au Nord-Est.

Elle est répartie sur trois zones hautes :

- Le dôme de Hassi Messaoud.
- Le bourrelet d'El Agreb
- El Gassi plus au Sud
- Le bourrelet de Hassi Brahim à l'Est. [6]

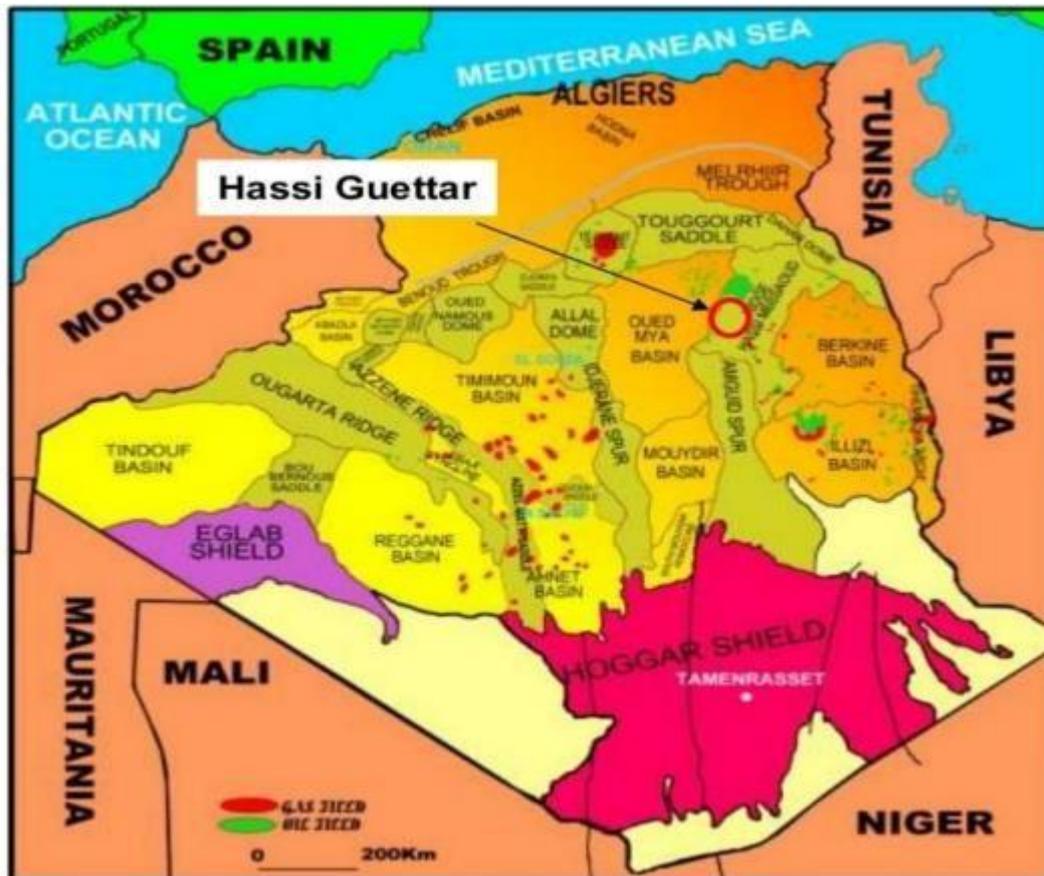


Figure I. 6 : Situation géographique de Hassi Guettar [6].

I.3.3 Aspect structural :

La structure de Hassi Guettar Sud se situe dans le prolongement Sud et Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud. Elle se présente sous forme d'un horst entaillé par un réseau de failles anciennes du socle de direction NW-SE et NE-SW.

Elles sont héritées des événements antéhercyniens ayant rejoué ultérieurement. La structure de Hassi Guettar Sud a été reprise en phase distensive Cambro- Ordovicienne, expliquant ainsi les faibles variations d'épaisseur des argiles d'El Gassi et la mise en place des roches éruptives.

[7]

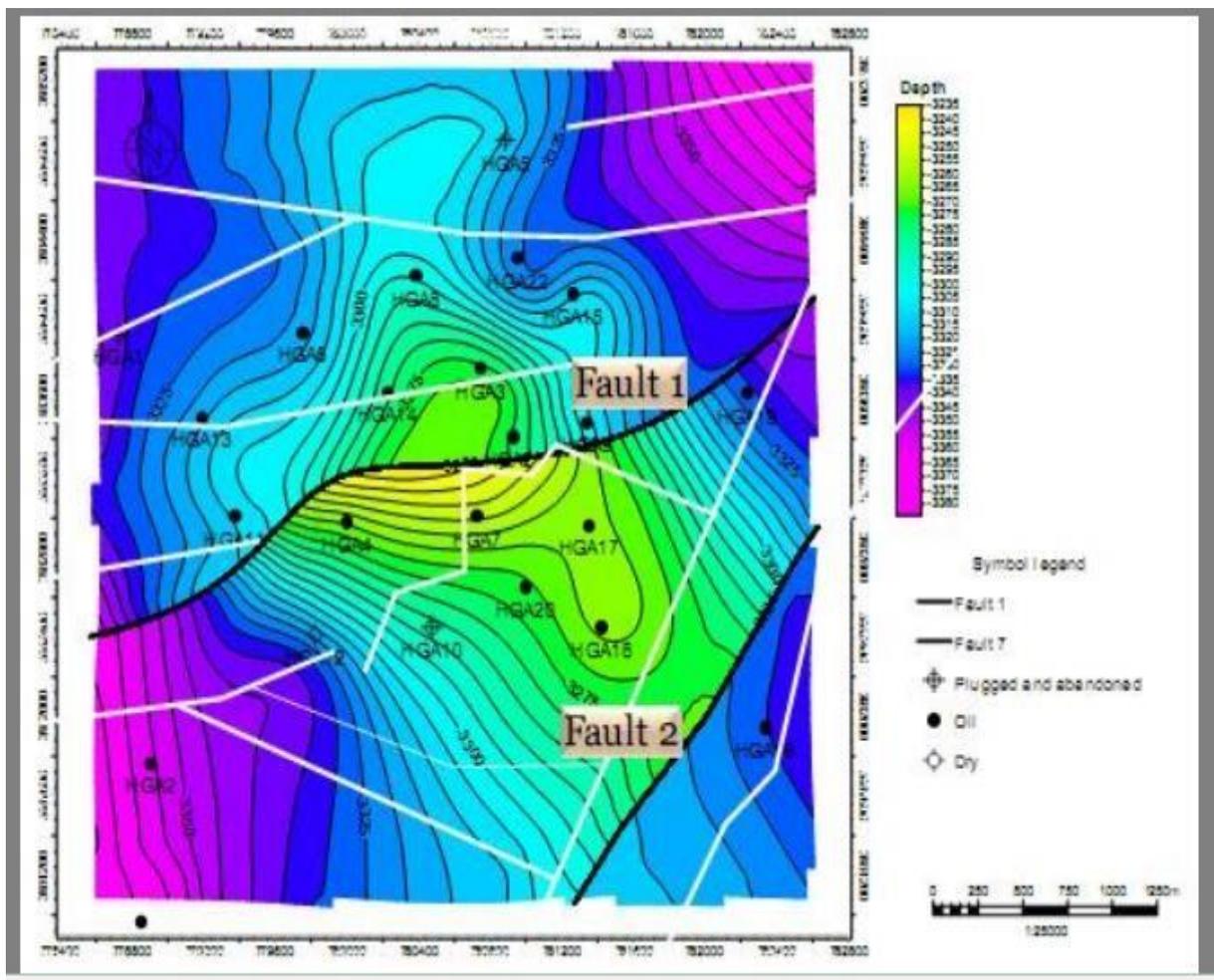


Figure I.7: Carte structurale sur la structure du HGA Sud. [7]

I.3.4 Aspect pétrolier :

L'huile de Hassi Guettar Sud provient des argiles radioactives du Silurien. Présentant les mêmes caractéristiques que celui du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère Silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-Ordovicien. Cette migration accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. [8].

I.3.4.1) Roches réservoir :

A. Cambrien :

Il est constitué par les grès de Hassi Messaoud, qui sont représentés par les unités Ri, Ra et la zone des alternances.

➤ Unité Ra :

Elle est formée par des grès mal classés de taille supérieure à 1mm. C'est une succession de lits millimétriques grossiers et fins avec de bons paramètres pétro physiques : une porosité qui varie de 4 à 18% et une perméabilité de 60 à 100 md.

➤ Unité Ri :

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Guettar Sud constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles caractères pétro physiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

➤ Zone des alternances :

Elle assure une bonne production, c'est un niveau fortement altéré, caractérisé par une alternance de bancs d'argile indurée et de quartzite fine et isométrique.

B. Ordovicien :

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure).

Dans le périmètre étudié, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

I.3.4.2) Roches couvertures :

Les séries argilo-salifères du Lias et à de degré moindre, la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité pour les réservoirs ordoviciens ; quant aux réservoirs cambriens, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite.

I.3.4.3) Roches mères :

Comme dans toute la plateforme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Guetta sud. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine, sont absentes dans la structure de Hassi Guettar à cause de l'érosion hercynienne.

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar Sud en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued M'ya, Mouydir et Berkine [8].

I.3.5 TYPES DE PIEGES :

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar sud sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Guettar Sud sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe). [8].

I.3.6 Migration des hydrocarbures:

Le remplissage des réservoirs de Hassi Guettar Sud (HGASud) en hydrocarbures c'est fait par migration grâce à un pendage favorable vers le Sud, à partir des roches mères Siluriennes préservées au Nord de Hassi Messaoud (HMD) et dans les bassins avoisinants tel qu'Oued Mya, Moydir et Berkine. [8].

La migration primaire et l'alimentation des gisements s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux Triasiques au contact de la discordance hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-ordoviciens affleurant à la discordance Hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

I.3.7 Position des puits forés en secteur HGA Sud :

Les puits HGA SUD sont représentés dans la Figure suivant :

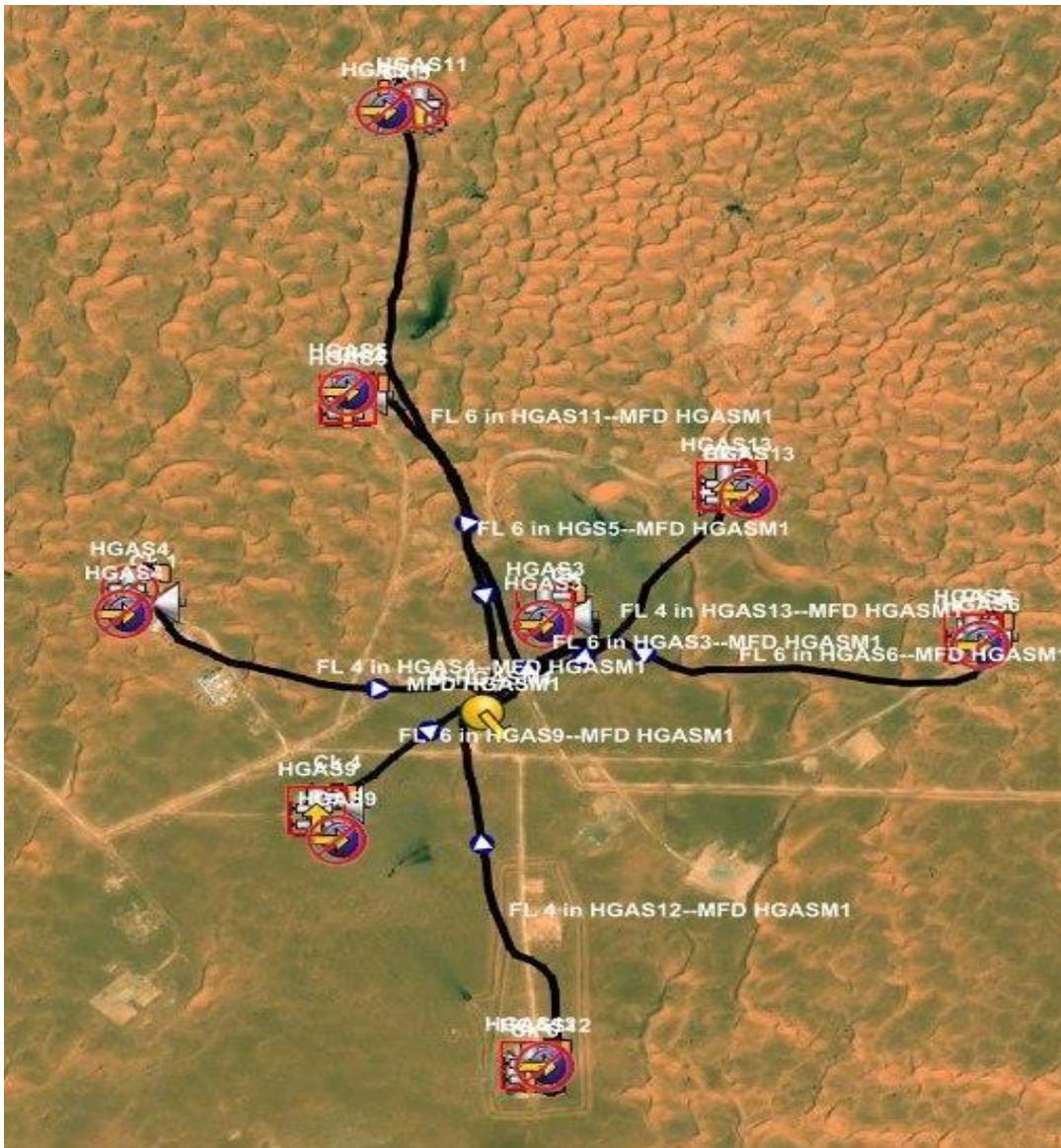


Figure I. 8 : Les cordonnées des puits HGASud.

Chapitre II :

Généralités sur le Gaz-Lift

II.1 Introduction :

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite. Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de la pression. Cette pression risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle. Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. Parmi ces moyens on a l'activation par Gaz-lift qui est l'objectif de notre étude. [9]

II.2 Définition et principe du gaz-lift :

Le Gas-lift est la forme de production assistée qui se rapproche le plus du phénomène naturel d'écoulement de l'huile. C'est un procédé qui consiste à faire remonter les fluides d'un puits, en injectant du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. Le gaz injecté est plus léger que l'huile, donc il réduit la densité du fluide et réduit encore le poids de la colonne de fluide au-dessus de la formation. Cette diminution du poids de la colonne de fluide, produit une pression différentielle entre le fond de puits et le réservoir, ce qui fait produire le puits (**Figure II.1**). Donc le principe consiste à diminuer la pression de fond, par la diminution de la densité de l'effluent, de façon à rétablir la condition suivante : [14]

$$P_g > H \cdot d / 10$$

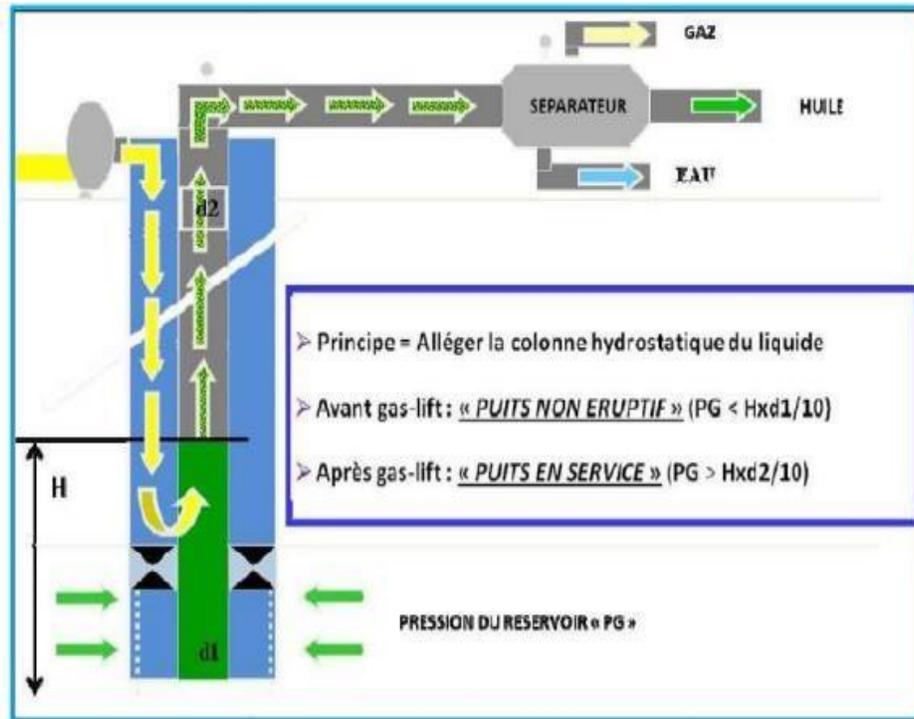


Figure II.1 : Principe du Gas-lift. [15]

II.3 Applications du gaz-lift :

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

II.3.1 Les puits à huile :

L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

II.3.2 Les puits à eau :

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

II.3.3 Démarrage des puits (kick off) :

Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort et dès que sa éruptivité retrouvée le Gaz-Lift sera arrêté.

II.3.4 Nettoyage des puits injecteur :

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gaz-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire. [10]

II.4 L'équipement du gaz-lift :

Le but de l'équipement du gaz lift est de faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique. Si la pression de gaz qui arrive n'est pas suffisante alors il faut un équipement de compression en surface. L'injection de gaz lift nécessite des vannes d'injection équipées au moins d'un clapet anti-retour et d'orifices pour l'injection. [13]

II.4.1 L'équipement de surface :

L'équipement de surface est constitué de :

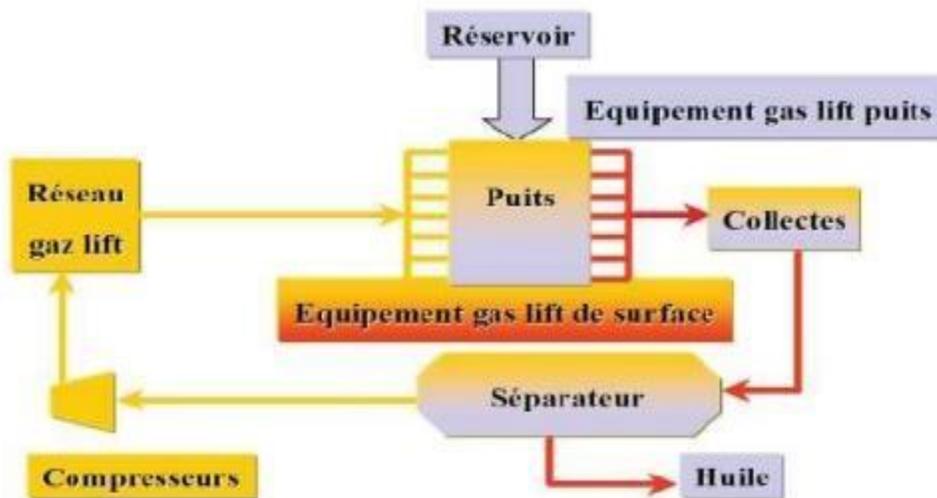


Figure II.2 : Schéma pour les équipements de surface du Gaz-Lift [18]

II.4.1.1 L'équipement de compression :

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée.

Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

II.4.1.2 Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

- a. Équipement de mesure de pression (des manomètres).
- b. Équipement de mesure de température (des thermomètres).
- c. Porte Duse manuel de réglage de débit de gaz.
- d. Équipement de mesure de débit (l'orifice et l'indicateur Barton).

II.4.1.3 Réseau de Collectes :

Il est formé d'un système des pipes (conduites), ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

II.4.1.4 L'équipement de déshydratation :

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions, ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices. La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz. Ces agents sont généralement le d'éthylène glycol (DEG), le tri éthylène glycol (TEG) et le Méthanol.

II.4.1.5 Réseau de distribution basse pression :

Il est composé des pipelines qui transportent le fluide de la tête de puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la première phase consiste à transporter le brut de la tête de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent l'huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation. [19]

II.4.2 L'équipement de fond :

L'équipement de fond d'une installation gaz-lift "standard" est constitué de mandrins et de vanne de gaz-lift. La quantité ou le nombre des mandrins et des vanne utilisées dépend grandement de la pression à l'injection et la profondeur du puits.

II.4.2.1 Les mandrins :

Le mandrin est un tuyau avec une structure de la profondeur requise, qui est placé dans le tuyau (qui fait partie du groupe de tuyaux) (**Figure II.3**). Il peut transporter la vanne sans affecter le diamètre de la canalisation.

Ont distingué plusieurs types de mandrins. On peut citer :

- **Mandrins conventionnels.**
- **Mandrins à poche latérale.**
- **Mandrins avec vanne concentrique.**

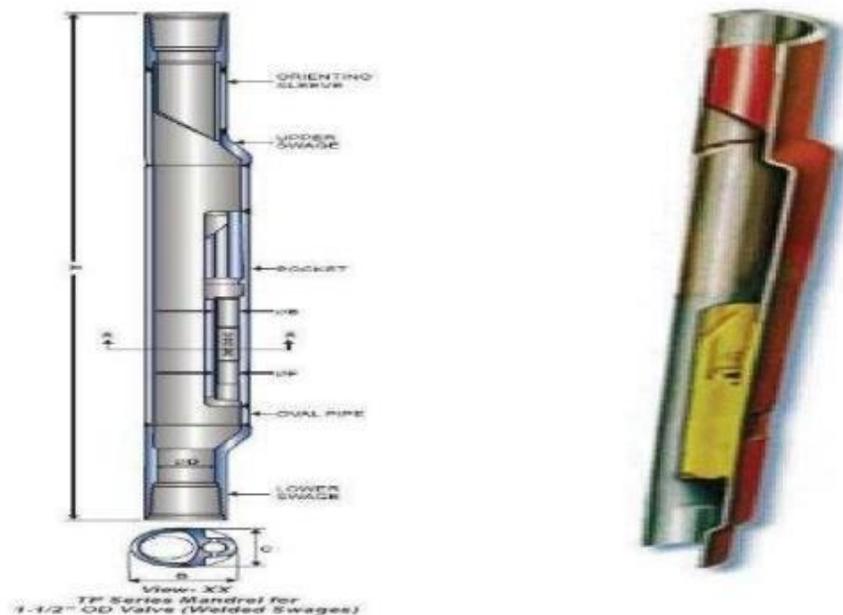


Figure II.3: Mandrin du Gaz-Lift [9]

II.4.2.2 Les vannes de gaz-lift :

Les vannes de gaz lift sont des injecteurs de gaz qui fonctionnent comme des vannes régulatrices au cours du démarrage (décharge) et aussi pour le liftage.

II.4.2.3 Les outils de décentrage et de positionnement :

Le positionnement des vannes de gas lift s'effectue par des outils spéciaux (kick over ou positioning tools) associés à un train de Wire line. [20]

II.4.3 Autres équipements spécifiques :

Parmi ces équipements on a :

- **Clapet anti-retour** : placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation.
- **Sécurité annulaire** : particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.
- **Tubing spool** : équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire. [20]

II.4.4 la vanne automatique : (nouvelle technologie)

La vanne automatique de gaz lift injecté dans les puits pétroliers est un composant essentiel des installations de production pétrolière. Elle contrôle le débit de gaz lift, contribuant ainsi au processus d'extraction du pétrole. Cette vanne est conçue pour réguler la pression et le flux de gaz injecté dans le puits, assurant un fonctionnement efficace et sécurisé de l'ensemble du système. Les vannes automatiques de gaz lift sont équipées de dispositifs de sécurité tels que des clapets anti-retours et des vannes de sécurité pour garantir le bon fonctionnement et la protection des équipements. Elles sont contrôlées par satellite et peuvent être actionnées manuellement en cas de besoin pour isoler la tête de puits ou réagir à des situations d'urgence.

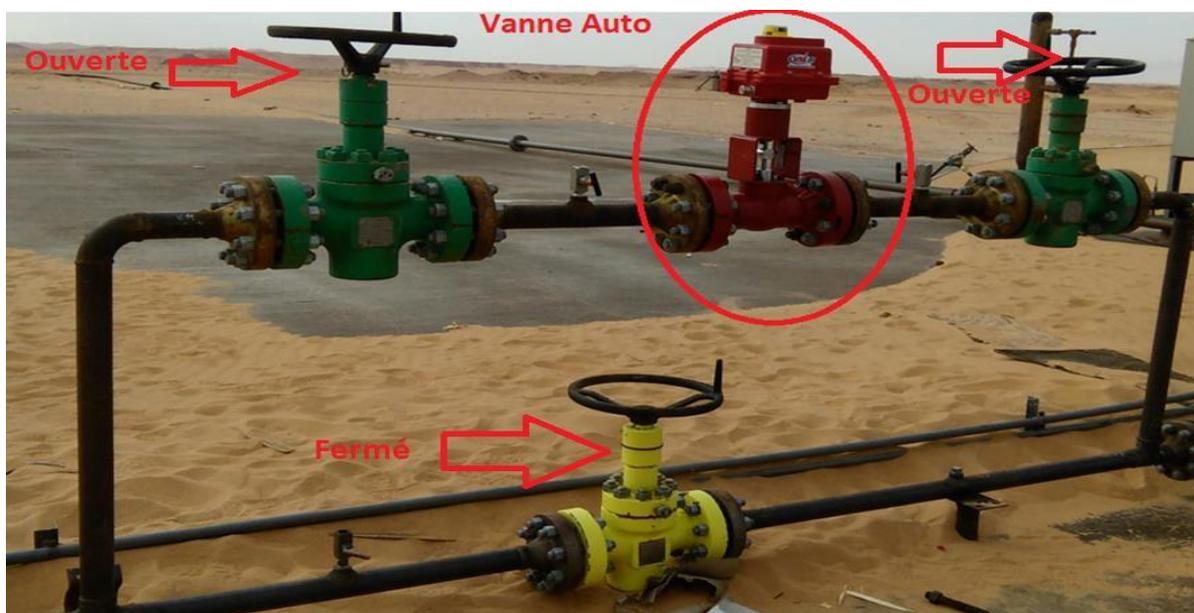


Figure II.4: Vanne automatique GL MD169.

II.4.4.1 le but d'utilisation :

La vanne automatique de gaz lift injecté dans les puits pétroliers est un composant essentiel des installations de production pétrolière. Elle contrôle le débit de gaz lift, contribuant ainsi au processus d'extraction du pétrole. Cette vanne est conçue pour réguler la pression et le flux de gaz injecté dans le puits, assurant un fonctionnement efficace et sécurisé de l'ensemble du système. Les vannes automatiques de gaz lift sont équipées de dispositifs de sécurité tels que des clapets anti-retours et des vannes de sécurité pour garantir le bon fonctionnement et la protection

Des équipements. Elles sont contrôlées par la carte et peuvent être actionnées manuellement en cas de besoin pour isoler la tête de puits ou réagir à des situations d'urgence. [24].

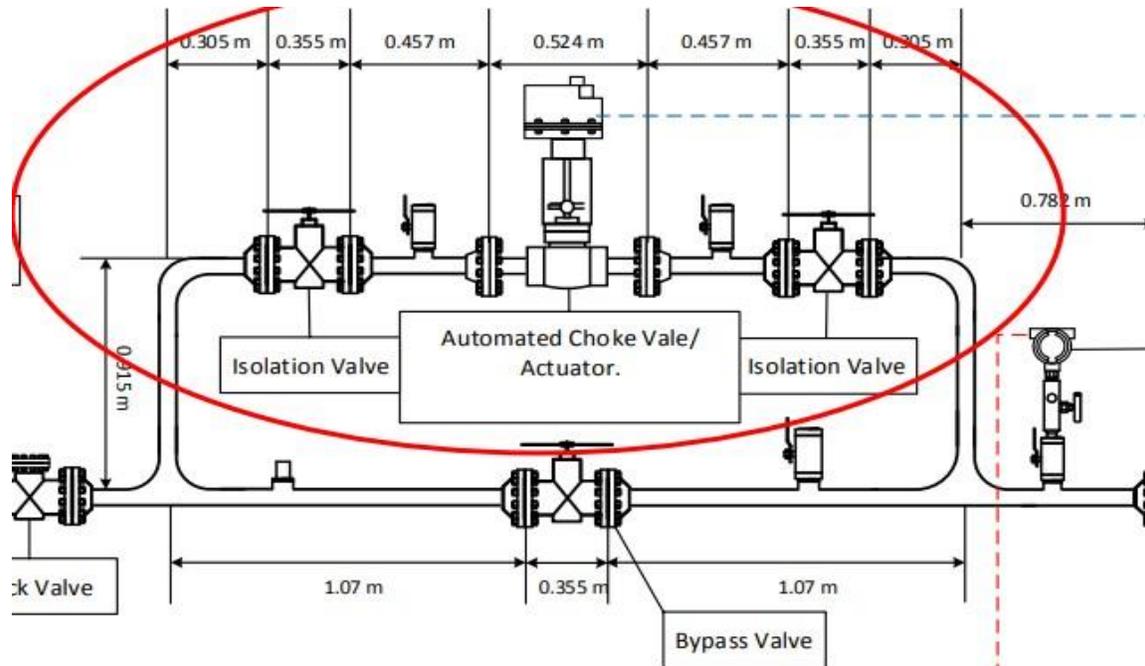


Figure II.5: Schéma technique de la vanne auto.

II.4.4.2 La manière de travailler :

La vanne automatique de gaz lift dans les têtes des puits pétroliers est contrôlée pour régler la pression du gaz lift de la manière suivante :

La vanne automatique ajuste le débit de gaz injecté en fonction de la pression et du débit de production du puits, afin d'optimiser la production. Le débit de gaz lift est contrôlé par la carte (Figure II.6).



Figure II.6: la carte.

La tête de chaque puits comporte des vannes nécessaires au contrôle de l'injection ainsi que des prises de manomètre et de débitmètre (**Figure II.7**). La viscosité importante des fluides pétroliers nécessite l'injection du gaz à plusieurs niveaux par des vannes automatiques réglant à la fois les pressions et les débits.

Les vannes automatiques installées sur les têtes de puits permettent un contrôle précis et automatisé de l'injection de gaz lift en régulant le débit en fonction des conditions de production, grâce à un système de contrôle par la carte et des instruments de mesure de pression et de débit intégré à la tête de puits. [25]



Figure II.7: Débitmètre de gaz d'injection.

II.4.4.3 Les avantages de l'utilisation de la vanne automatique de gaz lift :

Contrôle du Débit de Gaz : La vanne automatique permet de réguler le débit de gaz injecté en fonction des conditions de production du puits, ce qui optimise l'efficacité de l'injection de gaz lift. [26].

Prévention de Problèmes : L'utilisation de la vanne automatique contribue à éviter la formation d'hydrates, ce qui peut entraîner un blocage des conduites de gaz lift et des problèmes de production. [24].

Augmentation de la Production : En évitant la formation d'hydrates et en optimisant l'injection de gaz lift, l'utilisation de la vanne automatique peut augmenter la production de pétrole de manière significative. [26]

En résumé, la vanne automatique de gaz lift dans les têtes des puits pétroliers offre un contrôle précis du débit de gaz, contribue à la prévention de problèmes liés à la production de pétrole, et peut augmenter de manière significative la production de pétrole des puits.

II.5 Types de gaz-lift :

II.5.1. Classification suivant le mode d'injection :

II.5.1.1 Gaz-lift continu :

Le gas-lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de la colonne de production, ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celui-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, et le puits redeviendra éruptif (Figure II.8).

II.5.1.2 Gaz-lift intermittent :

Il se fait par une injection intermittente et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient. La pression sur la couche diminue, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui

s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de **Figure II.8**.

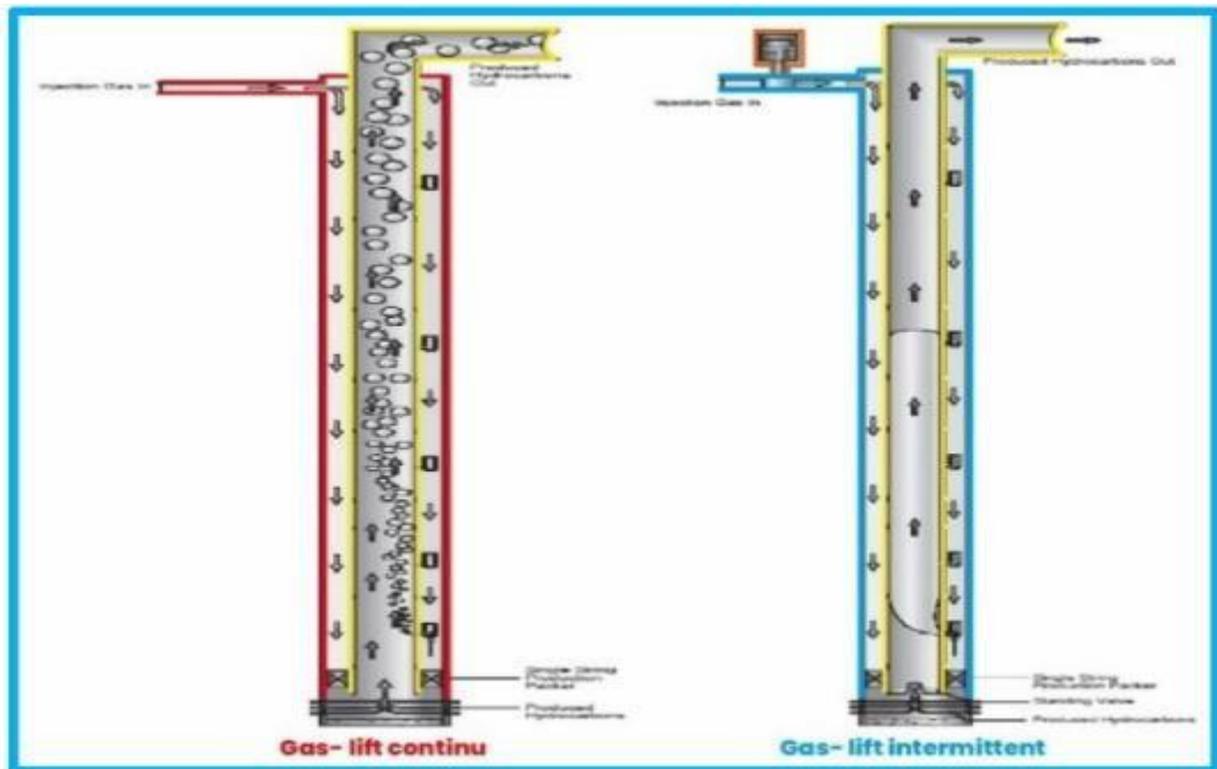


Figure II.8: Gas-lift intermittent et continue. [24]

II.5.2. Classification en fonction de la complétion :

II.5.2.1. Gaz lift direct :

Dans ce cas l'injection de gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est le mode le plus répandu puisqu'il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement (**Figure II.9**).

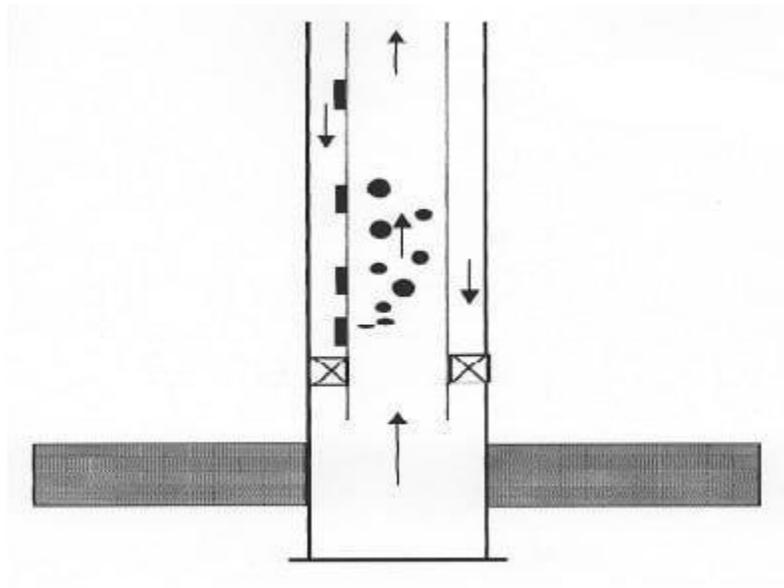


Figure II.9: Direct gas lift.

II.5.2.2. Gaz lift indirect :

Dans ce cas la méthode d'injection se diffère à la précédente et même la production.

1-Production par le casing et injection par le tubing :

Cette technique convient au débit d'injection plus grand, Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :

- Il est possible de faire des mesures sur le cotés effluent.
- Nécessite un très grand volume de gaz.
- Le design de l'équipement est très spécial.
- N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

2- Tubing concentrique :

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération Snubing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand et à la complétion plus de 4 " (Figure II.10).

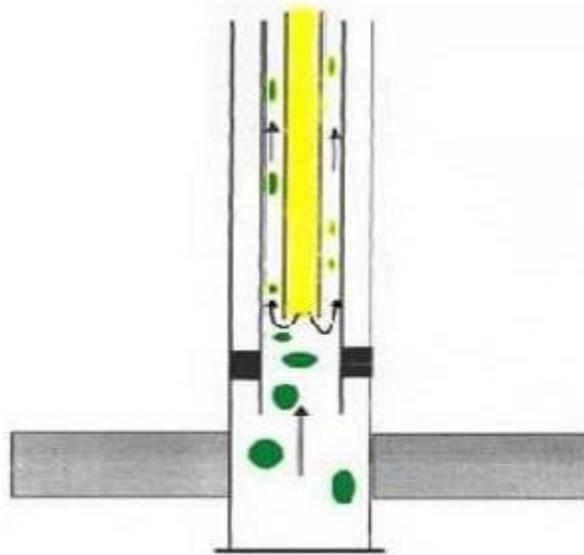


Figure II.10: Gaz lift avec tubing concentrique.

3- Gaz lift parallèle :

Ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les mêmes inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit (**Figure II.11**), il est utilisé dans le cas où :

- Le gaz d'injection corrode le casing.
- Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing.
- Comme injecteur de gaz lift.

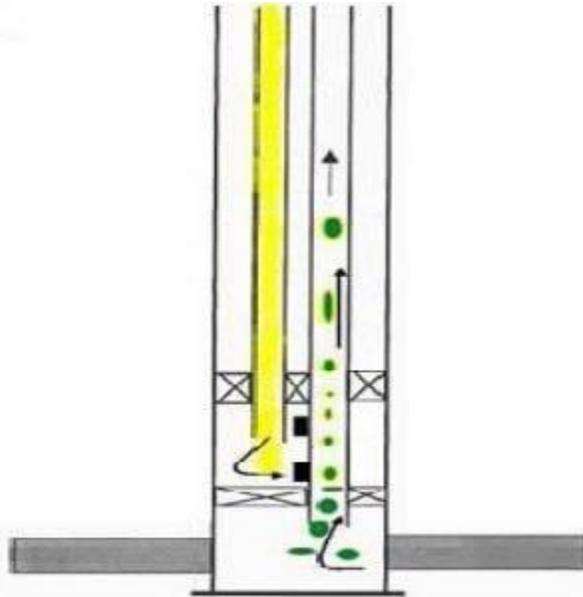


Figure II.11: Gas lift parallèle.

4 -Gaz lift double :

Pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée, le problème de ce type de gaz lift se réside dans L'encombrement surtout au niveau des vannes (Figure II.12).

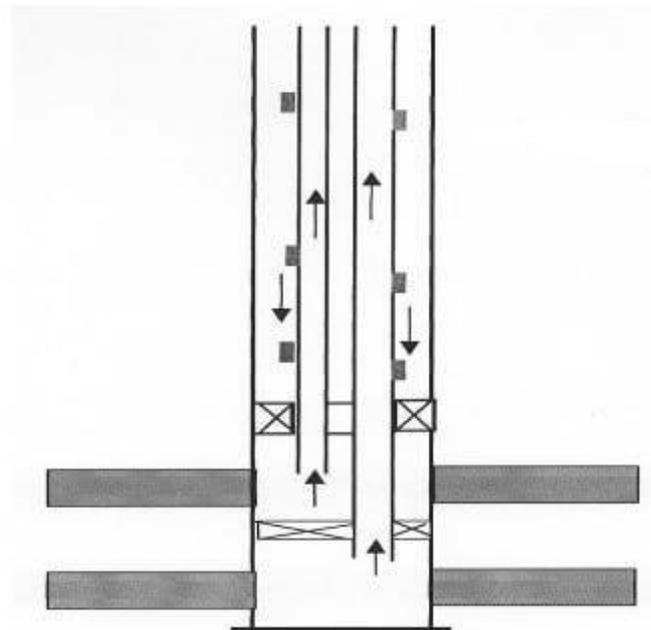


Figure II.12: Gas lift double

II.5.3. Classification en fonction de circuit d'injection :

Le gaz injecté provient soit du GOR de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz voisin. Soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

II.5.3.1. Circuit fermé :

Le gaz qui a servi au gaz lift est récupéré à la sortie des séparateurs après le passage par des phases de traitement, il est ré-comprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits.

II.5.3.2. Circuit ouvert :

Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz utilisé pour le gaz lift. Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé. [11]

II.6. Les principaux paramètres du gaz-lift :

II.6.1 La pression en tête de puits (well head pressure) :

La mise en production d'un puits exige une certaine pression en tête, cette dernière est en fonction des réseaux de collectes et de pression des jonctions (manifolds). Et plus la pression en tête est faible, plus le gaz lift est efficace, et chaque fois la pression de tête est grande on doit injecter plus de gaz pour vaincre les pertes de charges et la pression de tête, c'est pour ça la pression de tête est très importante, elle influe directement sur deux paramètres essentiels de gaz lift, qui sont la pression d'injection et le débit à injecter.

II.6.2 La pression d'injection du gaz :

La pression de gaz à injecter affecte le nombre des vannes de décharge, ainsi une injection avec pression élevée peu permettre de fonctionner sans vannes de décharge (single point) ce qui simplifie grandement la conception exploitation et la maintenance de puits.

II.6.3 Profondeur d'injection du gaz :

Plus le point d'injection est profond, plus le gaz lift est efficace. La détermination de ce point se fait à partir des calculs sur le gradient de pression de fluide dans le puits en débit.

II.6.4 L'indice de productivité (IP) et l'effet skin (S) :

La productivité d'un puits dépend directement de la pression de fond dynamique, le gaz lift et comme les autres méthodes d'activation des puits abaisse cette pression, donc le gaz lift est affecté par l'indice de productivité. L'effet est confirmé dans les puits possédant un IP important où le gaz lift amène des débits spectaculaires. L'effet « skin » ou colmatage de puits, c'est l'endommagement du voisinage de trou, il est lié généralement au filtrat de la boue de forage et d'autre paramètres. L'effet « skin » est une perte de charges supplémentaire dans le réservoir, il réduit directement l'indice de productivité. [23]

II.7 Caractéristiques, avantages et inconvénients du Gas-lift :

II.7.1 Caractéristiques :

- Le Gas-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent en Offshore ou Onshore et surtout ceux à GLR élevé.
- La conception d'une installation Gas-lift n'est pas difficile et les logiciels PIPESIM et PROSPER facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits.
- Les puits en gas-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (tubing mounted valves) mais le diagnostic des pannes est difficile.
- Le principal problème du gas-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. Si le gaz est rare, il doit être recyclé ce qui nécessite de puissants compresseurs.
- Les investissements et les coûts opératoires peuvent être faibles lorsque du gaz de haute pression est disponible sur le site. Néanmoins, ce gaz devra être recomprimé pour être exporté.

II.7.2 Avantages :

- Le coût initial des équipements du GLS (Gas-lift simple) est généralement bas.
- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.
- Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie
- Adaptation sur puits déviés.
- Utilisation possible du gaz produit sur place.

II.7.3 Inconvénients

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- Rendement assez faible dans les puits profonds. [22]

**Chapitre III : Modélisation et
optimisation du puits
Champ HGASUD :**

III.1 Introduction

Les systèmes de production modernes nécessitent des conceptions garantissant un transport sûr et rentable des fluides du réservoir aux installations de traitement. Une fois ces systèmes mis en production, la capacité à garantir un débit optimal est essentielle pour maximiser le potentiel économique. Des puits individuels complexes aux vastes réseaux de production, le simulateur d'écoulement multiphasique en régime permanent PIPESIM permet d'optimiser la production sur l'ensemble du cycle de vie. [23]

III.2 Logiciel PIPESIM :

Le logiciel PIPESIM est un simulateur conçu par la compagnie de service Schlumberger, il nous permet d'analyser la performance des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis de réservoir jusqu'au séparateur en surface. Ce simulateur offre une variété des tâches de simulation spécifiques aux puits, en abordant un large éventail de flux de travail de modélisation des puits. Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir)
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire, ...)
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur, ...). [27]

III.2.1 Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM :

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance, ...)
- Les données pétro physiques
- Rapport géologique
- Données PVT (Pression de bulle, Densité d'huile et de gaz, La viscosité du fluide
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage, ...

III.3 L'analyse nodale :

L'Analyse nodale est un outil d'évaluation des systèmes de production complets (en commençant par la pression statique du réservoir et en terminant par le séparateur) et pour prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être utilisée pour analyser les problèmes de production et améliorer les performances du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz.

Elle consiste à combiner les Possibilités du réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l’effluent en surface. [24]

III.3.1 Concept de l’analyse nodale :

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure IV 2 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique. Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la dusse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l’interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l’une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l’effet de chaque composante sur toute la performance du système. [28]

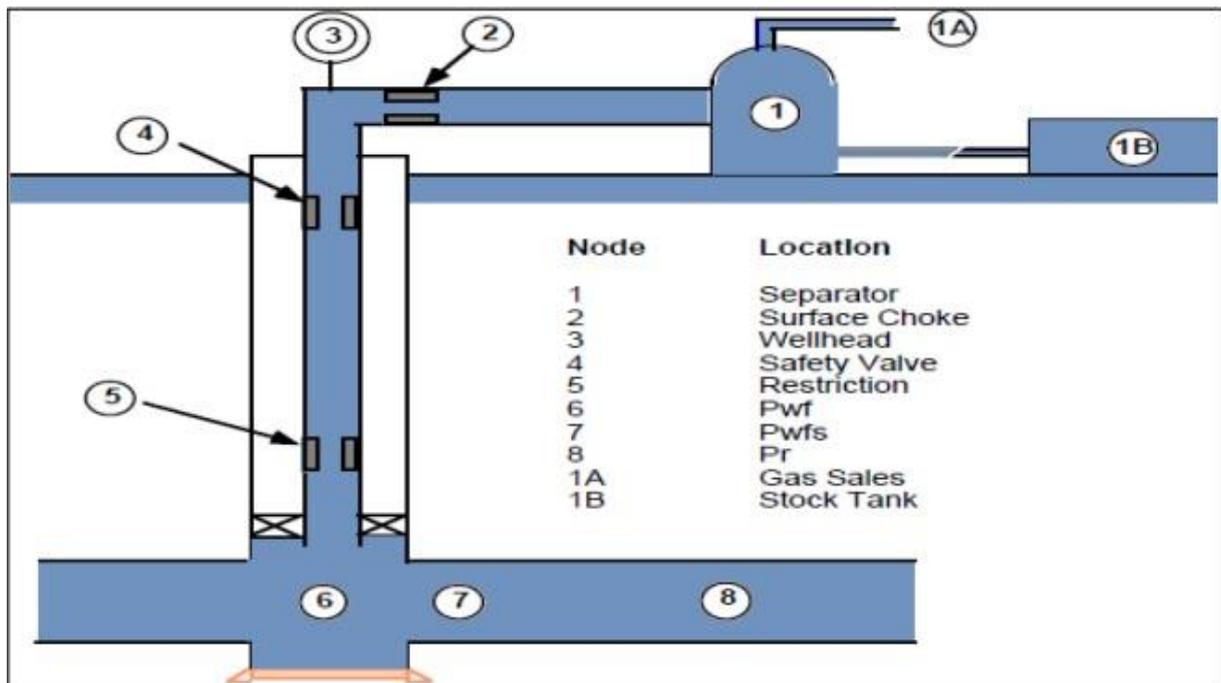


Figure III. 1 : Les différentes positions des nœuds. [28]

III.4 Modélisation des puits

Ce modèle permet de créer les modèles des puits avant d'intégrer dans le modèle de réseau. Les étapes de création de modèle de puits dans le logiciel sont :

- Sélectionnez l'ensemble des unités de votre performance.
- Déterminez le type de complétion : multiple, horizontal, single.
- Ajoutez les composants de modèle (complétion, tubing...) et les données nécessaires.
- Définissez les spécificités de fluides (les données PVT).
- Choisissez la corrélation d'écoulement.
- Tracez la courbes inflow et outflow.
- Enregistrez le modèle.

Ce modèle, et à partir de plusieurs départements au sein de la structure EP on a pu récolter toutes les données nécessaires. Afin d'arriver aux résultats, nous nous appuyons sur la méthode présentée dans la **Figure III.2**.

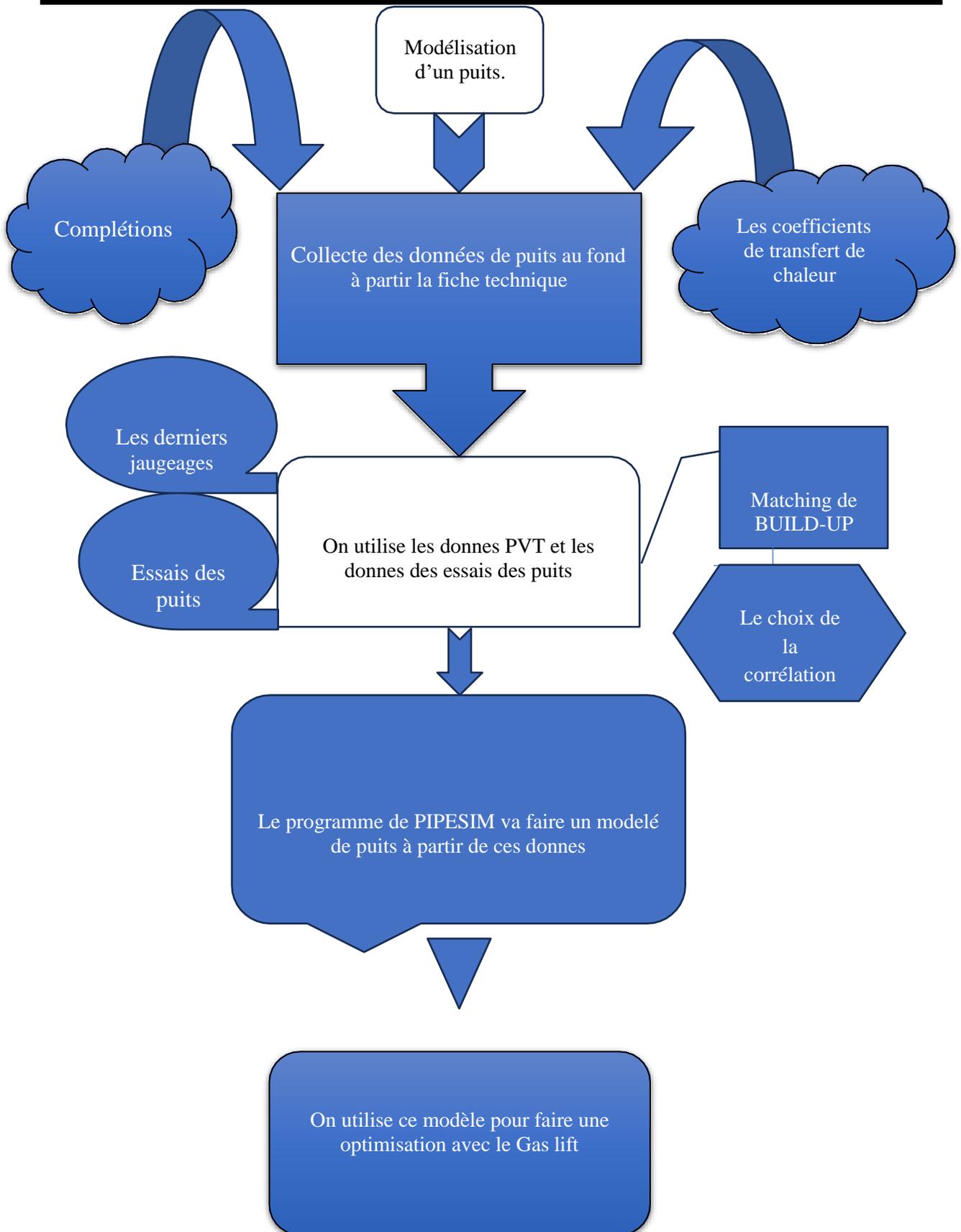


Figure III. 2 : les étapes pour modéliser des puits

III.4.1 Collecte des données :

III.4.1.1 Les complétions des puits (down Hole équipement) :

Le modèle de puits à concevoir à partir de logiciel PIPESIM comporte une partie représentant le tubing de production ainsi que les puits sont open Hole (on utilise les fiches techniques)

ANNAXES.

Les puits	OPEN HOLE			TUBING			
	de MD (m)	vers MD(m)	ID (In)	vers MD(m)	ID (In)	OD (In)	Rugosité
HGAS3	3300	3469	5,2611	3384,5	3.92	4.5	0.001
HGAS4	3357	3457	5,2611	3407	3.92	4.5	0.001
HGAS5	3361	3465	5,2611	3413	3.92	4.5	0.001
HGAS6	3370	3460	5.2611	3415	3.92	4.5	0.001
HGAS9	3347	3449	5.2611	3398	3.92	4.5	0.001
HGAS11	3371	3480	5,2611	3425,5	3.92	4.5	0.001
HGAS12	3373	3439	5,2611	3406	3.92	4.5	0.001
HGAS13	3359	3448	5,2611	3403,5	3.92	4.5	0.001

Tableau III. 1 : Complétion des puits ayant un open Hole.

III.4.1.2 Les coefficients de transfert de chaleur :

Le but est de déterminer le courbe de transfert de chaleur « TEMPERATURE AMBIENT = f(MD) » des puits, ces données ont été présente dans le tableau suivant :

Puits	MD (m)	Température Ambiante (Deg °C)	MD (m)	Température Ambiante (Deg °C)
HGAS3	0	25	3469	117
HGAS4	0	20	3457	120
HGAS5	0	26	3465	119
HGAS6	0	29	3460	118
HGAS9	0	20	3449	117
HGAS11	0	24	3480	117
HGAS12	0	26	3439	120
HGAS13	0	28	3448	118

Tableau III. 2 : Les données de transfert de chaleur dans les puits.

III.4.1.3 Les données derniers jaugeages des puits

Les données des derniers jaugeages sont utilisées afin de caler le modèle du puits par son débit d'huile le plus récent, et ces données ont été présente dans le tableau qui suit (partir le DATA BANK) :

Puits	Date de jaugeage	Duse (mm)	Q (sm ³ /h)	Pt (Kgf/cm ² g)	Pp (Kgf/cm ² g)	Qeau (sm ³ /h)	Etat de puit.
HGAS3	14/01/2024	9,53	3,09	25,8	17,1	0	ouvert
HGAS4	02/11/2021	9	1,75	18	14,8	0	fermé
HGAS5	11/02/2024	9	2,31	23,4	18,3	0	ouvert
HGAS6	13/11/2023	9	5,16	42,5	17,8	0	ouvert
HGAS9	30/12/2023	11	6,94	34,8	15,8	0	ouvert
HGAS11	02/05/2021	9	3,17	27,8	15,1	0	fermé
HGAS12	13/02/2024	9	2,22	22,2	16,5	0	ouvert
HGAS13	16/01/2024	9	1,61	20,6	17,5	0	ouvert

Tableau III. 3 : Derniers jaugeages des puits.

III.4.1.4 Les données des essais des puits

Afin d'obtenir un modèle de puits fiable (approximatif au modèle réel) il nous a fallu encore le calage des pressions du fond statique et dynamique de ce puits, alors des données des essais de puits s'impose, ces derniers elles sont obtenues à partir des tests DST et des BUILD- UP. Cependant, il y avait quelques corrections à faire avant l'utilisation de ces données.

Dans notre cas les pressions PG et PFD sont données directement corrigées.

Le tableau ci-dessous résume les données des tests des puits :

Puits	PG (Kgf/cm ² g)	PFD (Kgf/cm ² g)	PT (Kgf/cm ² g)	Q (Sm ³ /h)	IP (Sm ³ / (d.bar))	Duse (mm)
HGAS3	295	180,6603	25,8	3,09	0,6486	9,53
HGAS4	295	130,5451	18	1,75	0,2554	9
HGAS5	295	141,3808	23,4	2,31	0,3609	9
HGAS6	295	179,048	42,5	5,16	1,0680	9
HGAS9	295	173,3088	34,8	6,94	1,3687	11
HGAS11	295	150,0364	27,8	3,17	0,5248	9
HGAS12	320	137,303	22,2	2,22	0,2916	9
HGAS13	295	142,5544	20,6	1,61	0,2535	9

Tableau III. 4 : Données des essais des puits.

Enfin, les données des derniers jaugeages sont utilisées afin de caler le modèle du puits par son débit d'huile le plus récent, et ces données ont été présentées dans le tableau qui suit :

III.4.1.5 Données PVT :

Pour avoir un modèle fiable qui représente avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle Black oil, car c'est celui qui correspond le mieux à notre cas. En plus l'indisponibilité des données nécessaires suffisantes pour appliquer le modèle compositionnel ou PVT, nous pousse à opter pour le black oil qui reste applicable avec les données disponibles.

Les données nécessaires pour créer ce modèle sont résumées dans le tableau suivant :

Puits	Densité d'huile	GOR (Sm ³ / Sm ³)	WOR (Sm ³ / Sm ³)
HGAS3	0.801	158	0
HGAS4	0.768	49	0
HGAS5	0.795	123	0
HGAS9	0.789	106	0
HGAS9	0.801	101	0
HGAS11	0.804	38	0
HGAS12	0.798	54	0
HGAS13	0.803	21	0

Tableau III. 5 : Paramètre des PVT des effluents de puits

III.4.2 Le modèle réservoir et le potentiel des puits :

Généralement le potentiel d'un puits est caractérisé par le débit délivré par ce puits si on considère que sa pression de fond peut être réduite à la pression atmosphérique ce qui est purement théorique. On peut calculer ce débit maximal (AOFP) à partir de la loi de Darcy qui est utilisée si la pression de fond statique (P_r) est supérieure à la pression de bulle (écoulement monophasique) et si on suppose que le régime d'écoulement est stationnaire.

$$Q = IP (P_r - P_{fd})$$

Avec : **AOFP = IP x Pr** (quand on néglige la pression de fond)

Sachant que L'IP et la pression P_r sont disponibles à partir des données des essais de puits.

Enfin le but est de déterminer les courbes des performances « $Q = f(P)$ » des puits susceptibles de produire sur le réseau de manifold HGAS pour prédire les débits produit par ces puits lors du déclin de leur pression Exemple le puits HGAS3 :

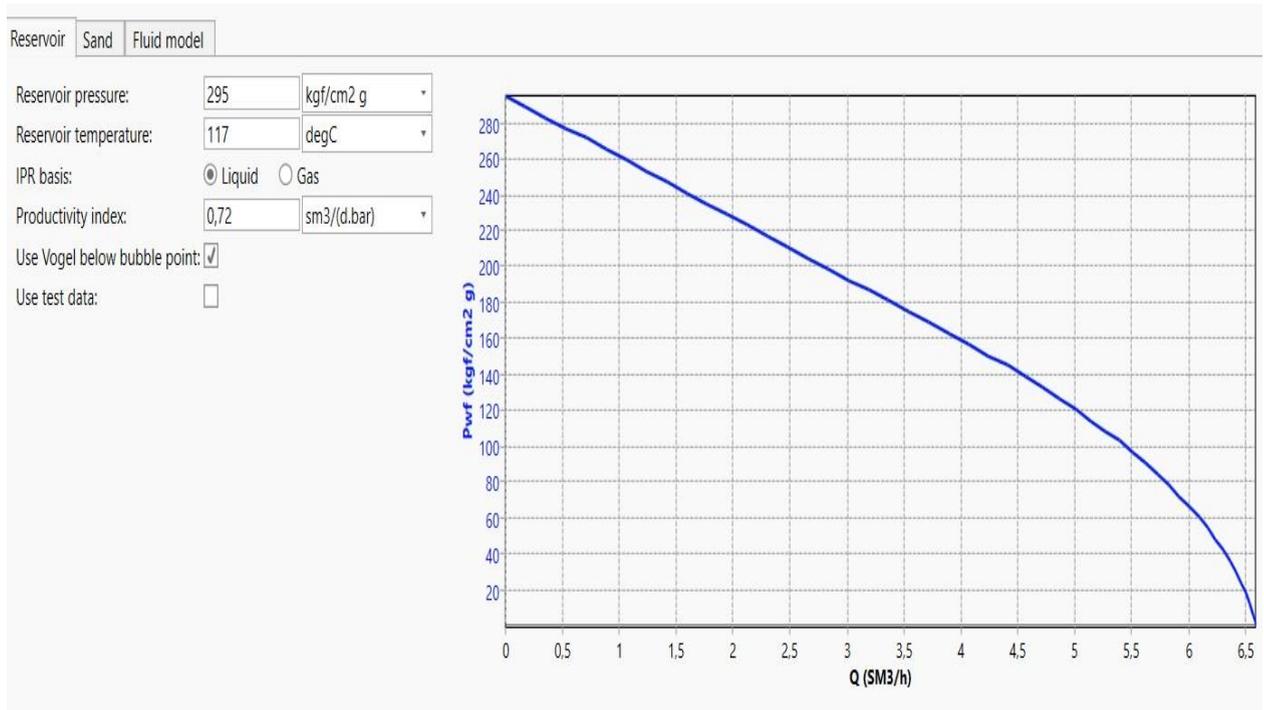


Figure III. 3 : Modèle IPR puits HGAS3.

III.4.3 Etude de cas :

On prend le cas de HGAS3 et HGAS13 :

III.4.3.1 Les données du puits (Complétion) :

Puits	Cote de Top perfo (m)	Longueur du tubing (m)	Diamètre nominal du tubing (in)	Diamètre intérieur du tubing (in)
HGAS3	3384	3300	4 ¹ / ₂	3,92
HGAS13	3404	3359	4 ¹ / ₂	3,92

Tableau III. 6 : Les données de la complétion

III.4.3.2 Les données du fluide :

Puits	Densité d'huile	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Densité de gas	WOR (Sm ³ /Sm ³)
HGAS3	0.801	158	1	0
HGAS12	0.803	21	1	0

Tableau III. 7 : Les données du fluide.

III.4.4 Modélisation avec PIPESIM :

Après avoir introduit les données du puits (le tubage, les données de la complétion, les résultats du dernier test fait du BUILD UP et de JAUGEAGE), le logiciel nous génère la conception de notre puits.

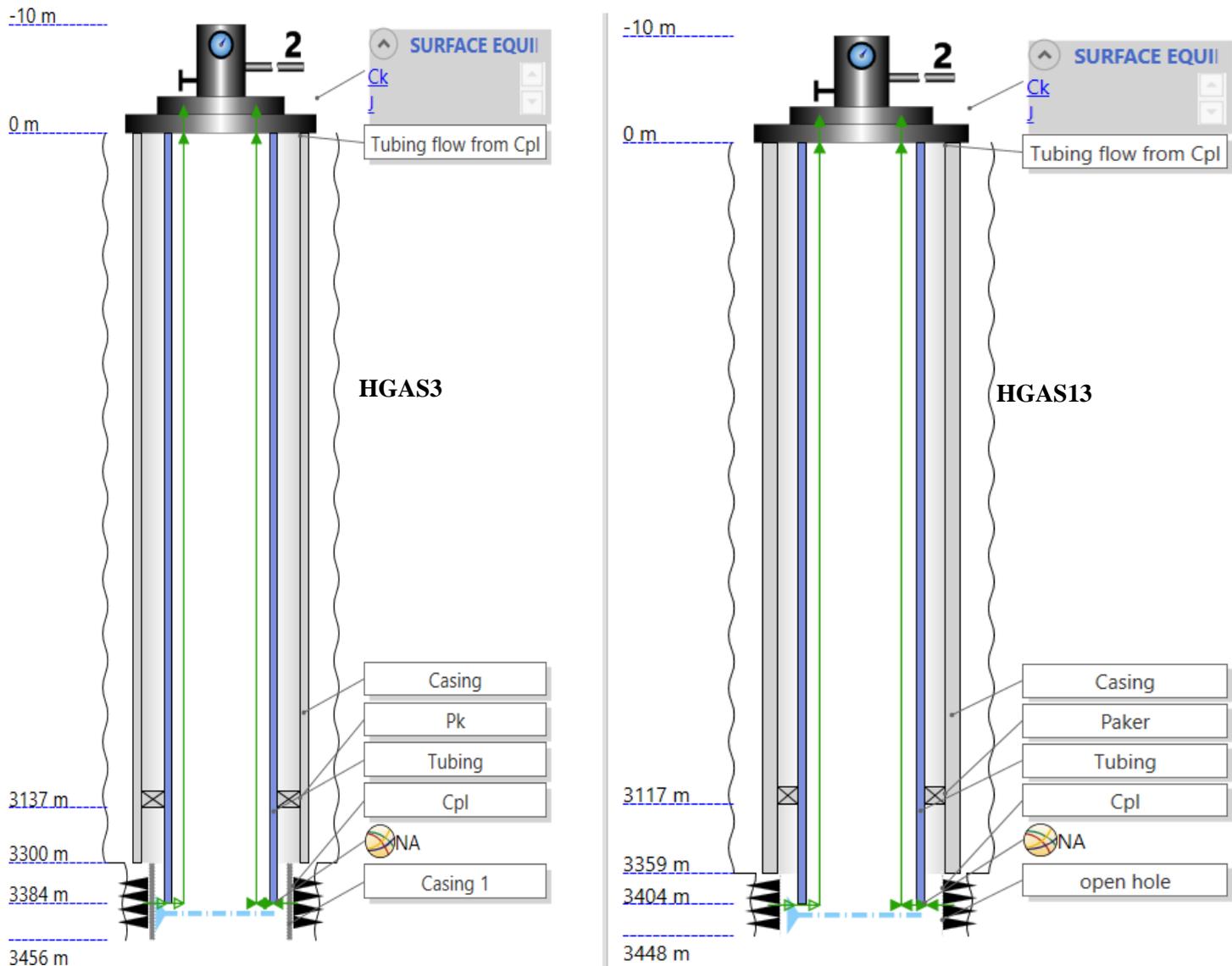


Figure III. 5 : La conception du puits HGAS3 et HGAS13.

III.4.5 Cas réel

On passe à l'étape la plus important.

III.4.5.1 Buildup Matching (puits HGAS3) :

Il est essentiel de disposer des prévisions précises sur la pression de fond dynamique, pour arriver à une conception et une analyse efficace des puits. Il n'est pas toujours simple de choisir une corrélation correspondante à notre cas. De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasiques dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées :

- Duns & Ros [Baker Jardine].
- Hagedorn & Brown.
- No Slip Assumption.
- OLGAS v. 7.3.1 2-Phase.

Pour chaque puits on a adapté une corrélation adéquate afin d'obtenir des résultats approximativement réels.

Le derniers test build up a été effectué le 21/05/2020. Les résultats doivent être matché pour qu'on puisse utiliser la bonne corrélation pour déterminer le point de fonctionnement de l'analyse nodale, on choisit la corrélation qui nous donne un débit plus proche du débit donné dans le test ainsi les pressions doivent être les même que celle corrigées.

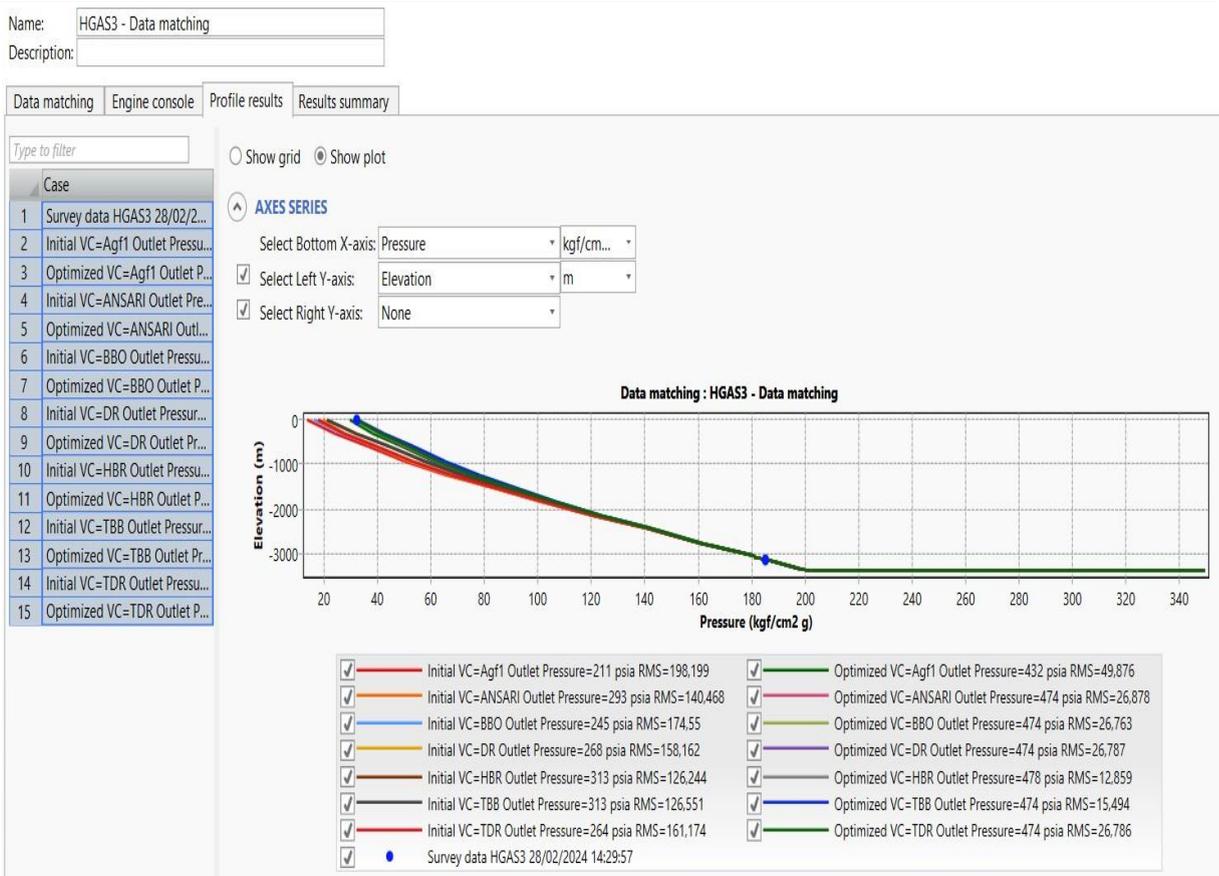


Figure III. 6 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données.

Vertical multiphase correlation	Calibrated vertical friction factor	Calibrated vertical holdup factor	Calibrated U value multiplier	Initial pressure RMS	Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS	Initial holdup RMS	Calibrated holdup RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS
1 Gray (modified)	/	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0
2 Gray (original)	/	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0
3 Hagedorn & Brown	1.02268	0.585968	0.302029	113.953073	7.221278	12.291302	5.638031	0	0	126.244375	12.859309
4 Beggs & Brill [Tulsa (Legacy 1989)]	1.178521	0.508168	0.636457	114.286323	6.175839	12.264268	9.31831	0	0	126.550291	15.494149
5 Beggs & Brill Original	0.709344	0.5	0.1	162.280109	7.101427	12.270183	19.661819	0	0	174.550292	26.763245
6 Duns & Ros [Tulsa (Legacy 1989)]	1.149307	0.5	0.1	148.933151	7.058929	12.241055	19.727352	0	0	161.174206	26.786281
7 Duns & Ros [Baker Jardine]	1.140204	0.5	0.1	145.925415	7.059759	12.23704	19.72724	0	0	158.162456	26.786999
8 Ansari	0.536654	0.5	0.1	128.345588	7.119676	12.122547	19.75858	0	0	140.468135	26.878255
9 Aziz Govier Fogarasi	0.5	0.5	0.1	185.944994	30.321525	12.253857	19.554552	0	0	198.198852	49.876077

Figure III. 7 : Calibrated total RMS de chaque corrélation.

D’après la figure précédente on remarque que la corrélation la plus adéquate pour calculer les pertes de charge dans le tubing du puits HGAS3 est : **Hagedorn & Brown, Phase.**

La figure suivante représente le résultat obtenu lors de notre Matching :

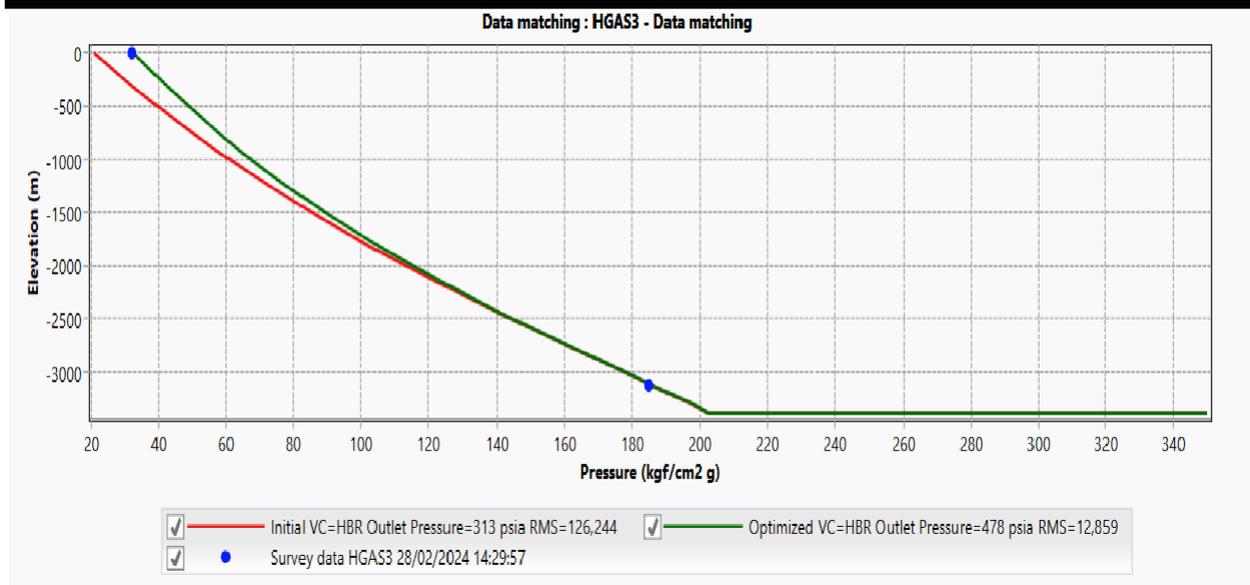


Figure III. 8 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits HGAS3.

On constate que le résultat obtenu est très satisfaisant donc il nous reste que le calage de débits qui va être réalisé à partir du mode NODAL ANALYSIS qui va nous permettre de caler notre modèle entièrement.

Analyse nodal (inflow et outflow) :

Afin d’obtenir le point de fonctionnement des puits qui est une valeur de pression de fond dynamique et une valeur de débit qui lui correspond on fait une simulation en mode nodal analyses pour qu’on puisse savoir le potentiel d’un puits et sensibiliser ensuite quelques paramètres qui affectent sur le débit ainsi la pression de fond dynamique.

Mais avant de faire ces sensibilités un calage de débit actuel des puits est impératif, et les courbes suivantes représentent les résultats obtenus :

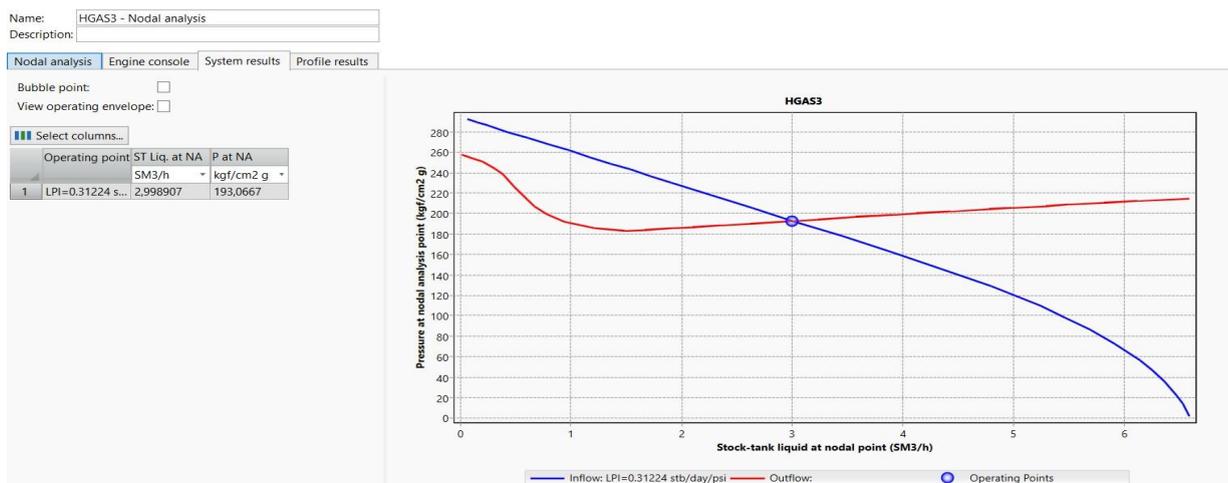


Figure III. 9 : Les résultats de mode NODALE ANALYSIS du puits HGAS3 Avant actualisation.

III.4.5.2 Méthode de coefficient de décharge CD (puits HGAS13) :

L'objectif est d'identifier les CD et les IP à l'aide de Les derniers jaugeages.

La Figure III.10 ci-dessous illustre comment placer les données du puits et du fluide :

CALCULATED VARIABLE

Inlet pressure 295 kgf/cm2 g

Outlet pressure 17,5 kgf/cm2 g

Liquid flowrate 1,61 SM3/h

Custom

Object: Cpl

Variable: Liquid PI

Min. value: 0,01 sm3/(d.bar)

Max. value: 3 sm3/(d.bar)

Proportionality: Direct Inverse

Figure III. 10 : les données des derniers jaugeages pour calculer e PI et CD

Nous obtenons la courbe IP en fonction de CD :

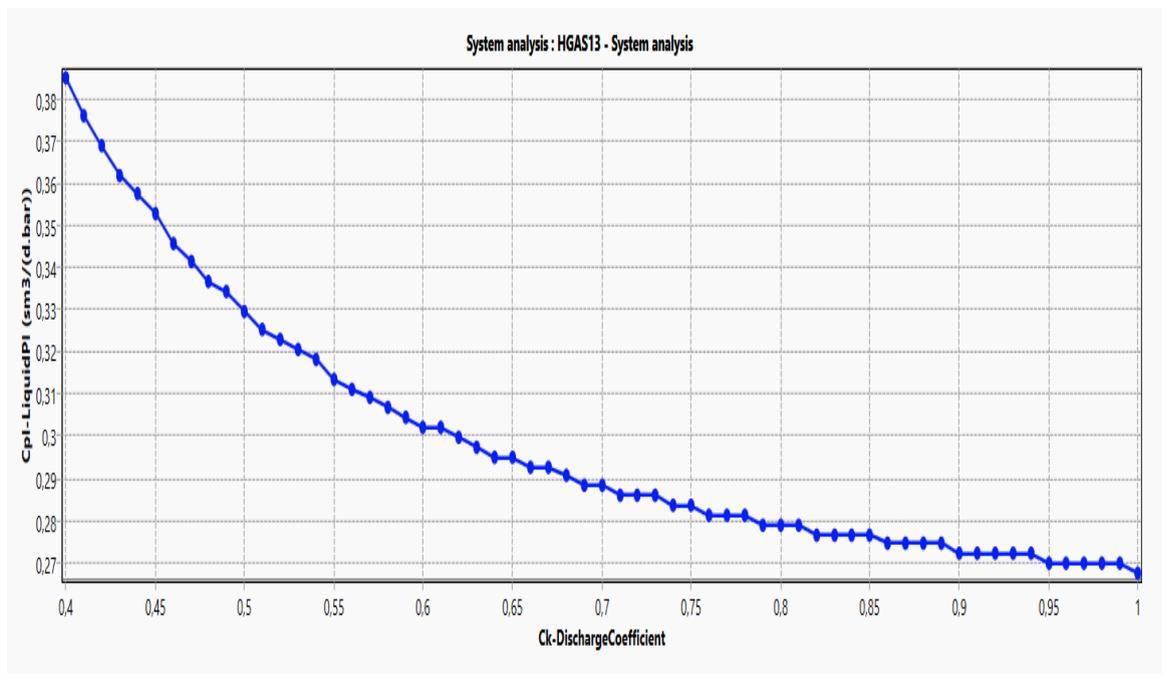


Figure III. 11 : l'index de productivité (IP) on fonction de coefficient de décharge (CD).

La deuxième étape, on fait Matching avec la pression de la tête du puits pour obtenir le CD réel.

(Avec la Pression de la tête est : 20,6 bars)

	Ck-Discharge...	Cpl-LiquidPI	Ck-Discharge...	Pressure at we...
	▼	sm3/(d.bar) ▼	▼	kgf/cm2 g ▼
	Case group 1 [...]			
41	0,8	0,2790158	0,8	21,327
42	0,81	0,2790158	0,81	21,327
43	0,82	0,2767099	0,82	21,04914
44	0,83	0,2767099	0,83	21,04914
45	0,84	0,2767099	0,84	21,04914
46	0,85	0,2767099	0,85	21,04914
47	0,86	0,274404	0,86	20,77678
48	0,87	0,274404	0,87	20,77678
49	0,88	0,274404	0,88	20,77678
50	0,89	0,274404	0,89	20,77678
51	0,9	0,2720981	0,9	20,48532
52	0,91	0,2720981	0,91	20,48532
53	0,92	0,2720981	0,92	20,48532
54	0,93	0,2720981	0,93	20,48532
55	0,94	0,2720981	0,94	20,48532

Figure III. 12 : Déterminations de CD et IP à partir de la pression de la tête de puits

DONC : CD = 0,91 et IP = 0,27 de puits HGAS13.

III.5 Optimisation gaz-lift :

A cause de la disponibilité du gaz dans le gisement de Hassi Messaoud et aussi les stations de compression en quantité et en pression de surface, l'injection se fait à un nouveau Tubing dans le point le plus bas possible et la production sera par l'introduction d'un tubing à l'intérieur. De ce fait, nous ne serons pas obligés d'optimiser la profondeur d'injection du gaz à l'aide de la fonction Gas Lift (Réponse du logiciel PIPESIM). Nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour les puits candidats a optimisé, on prend l'exemple de HGAS3.

III.5.1 Procédure d'optimisation :

Notre but est de déterminer le point que le débit de gaz à injecter et le diamètre de la Duse le plus efficace afin d'avoir un débit d'huile maximal en utilisant le logiciel PIPESIM.

Avec le PIPESIM le travail devient plus simple et plus performant, en gagnant du temps et en diminuant l'erreur (humaine).

Voici les étapes qu'on doit faire pour arriver à déterminer le GOR optimal :

- Introduction des données dans le PIPESIM en introduisant les données opérationnelles du gaz lift avec le changement du diamètre du tubing.
- Le jeu sur la fenêtre « system analyses » permet d'introduire des valeurs différentes de débit de gaz, avec différents diamètres de Duse ce qui permet d'avoir des courbes « multisensitivities – outflow ».
- Le choix du diamètre de la Duse.
- Détermination du débit optimal d'injection de gaz lift

III.5.2 Etude de cas (puits HGAS3) :

III.5.2.1 Introduire les données de gaz-lift dans le programme :

Les données dont nous avons besoin dans l'optimisation sont obtenues à partir des stations de compression du gaz et nous les introduisons dans le PIPESIM.

Puits	HGAS3
Profondeur injection maximal possible (m)	3050(m)
Pression injection	130 kg/cm ²
Temperature injection	5(°C)
Densité de gaz	0.7

Tableau III. 8 : Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.

III.5.2.2 Introduire des valeurs de débit de gaz, et les différents diamètres

de Duse :

On entre les débits de gaz et les différents diamètres de Duse dans la fenêtre

« System analyses » et on obtient les résultats dans les courbes suivante :

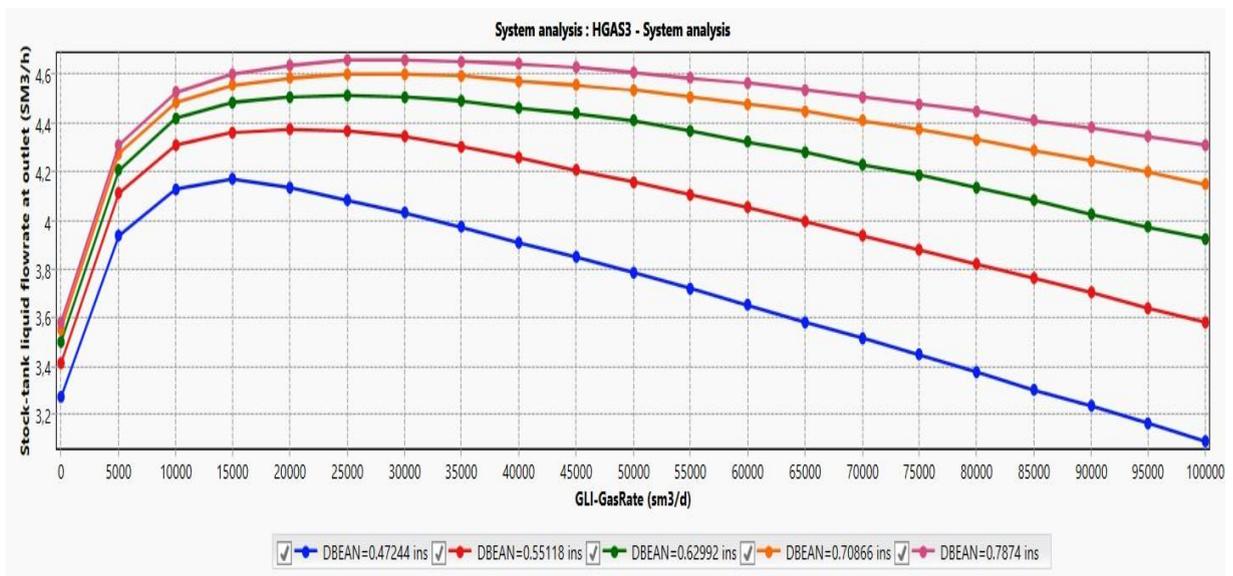


Figure III. 13 : L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des dusses et débit de Gas injecté.

III.5.2.3 Le choix du diamètre de la Duse :

D'après les courbes précédentes, on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile et à partir du diamètre 12 mm Les proportions du gain est presque la même donc on prend la Duse de 12 mm.

III.5.2.4 Détermination du débit optimal d'injection de gaz lift :

Après la détermination du diamètre optimum de la Duse on passe vers la détermination du débit optimal d'injection de gaz lift, le fait d'ajouter une quantité de gaz engendre une augmentation des pertes de charge par frottement puisque l'injection de gaz à augmenter la vitesse de l'effluent, d'autre part il faut diminuer leur densité et donc réduire les pertes de charge gravitaire.

On trace une courbe : le débit d'huile produit en fonction de débit de gaz injecté. Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe. Nous prenons

L'exemple du puits HGAS3. Le graphe ci-dessous représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté :

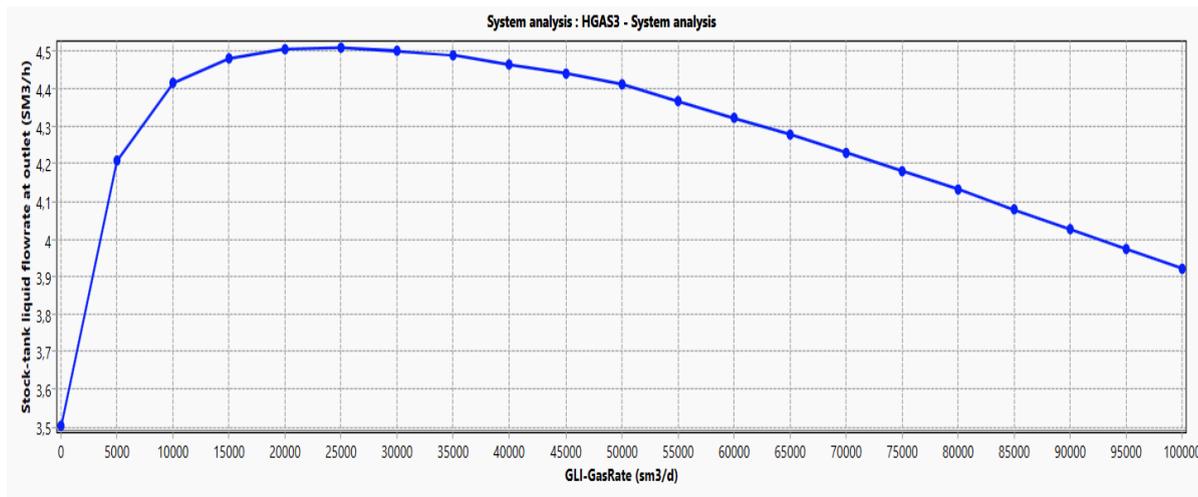


Figure III. 14 : Le débit huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.

D'après la courbe précédente, on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes, c'est-à-dire le rapport (gain de production / débit de gaz injecté) n'est pas le même en tous les cas. Il augmente au fur et à mesure que le débit de gaz injecté augmente pour des valeurs de Q_g inférieur à $15 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ environ, mais au-delà de cette valeur il ne cesse que diminuer Q_g et qui est exprimée dans le tableau suivant :

	GLI-GasRate	Stock-tank liq...
	sm3/d	SM3/h
1	0	3,502278
2	4999,906	4,21031
3	10000,09	4,416645
4	15000	4,482565
5	19999,91	4,505793
6	25000,09	4,509941
7	29998,87	4,503311
8	34999,62	4,487977
9	40000,38	4,465327
10	45001,13	4,43994
11	49999,06	4,410488
12	54999,81	4,367803
13	60000,57	4,323455
14	65001,32	4,277856
15	69999,24	4,230833
16	75000	4,182235

Tableau III. 9 : la variation de débit huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté.

Discussion de résultats :

L'objectif principal de cette étude est de déterminer pour chaque puits qui produit en Gas-lift, le débit d'huile récupéré et le bénéfice économique de cette opération.

- Et donc le débit optimal sera : $Q_g = 15000 \text{ m}^3/\text{j}$.
- Qui est correspond à un débit d'huile de : $Q_o = 4,482565 \text{ Sm}^3/\text{h}$.
- Le diamètre de la Duse est : $D = 12 \text{ mm}$

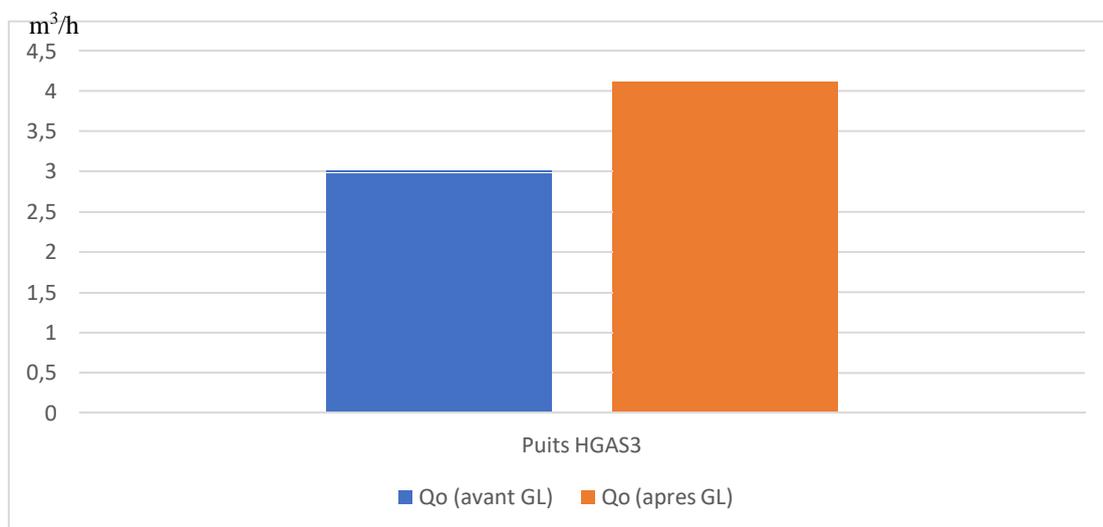


Figure III. 15 : L'effet de l'optimisation Gas-Lift sur le débit d'huile (puits HGAS3).

III.6 L'Etude économique :

Pour connaître l'efficacité de Gaz-Lift, il faut prendre en compte le coût, à la fois le prix du gaz injecté et le prix des opérations sur le puits (SNIBBING), ainsi que le bénéfice obtenu de la quantité d'huile gagnée, et connaître le temps nécessaire pour compenser les pertes.

III.6.1 le cout payé pour l'optimisation par le Gas-Lift du champ HGASUD :

Il faut d'abord déterminer les puits sur lesquels l'opération est réalisée, puis calculer le coût.

III.6.1.1 l'état de chaque puits du champ :

Le **tableau III.9** suivants représentent l'état des puits :

Les puits	L'état
<u>HGAS3</u>	Optimiser par le Gas-Lift
HGAS4	Fermé
<u>HGAS5</u>	Optimiser par le Gas-Lift
HGAS6	Eruptif
HGAS9	Eruptif
HGAS11	Fermé
<u>HGAS12</u>	Optimiser par le Gas-Lift
<u>HGAS13</u>	Optimiser par le Gas-Lift

Tableau III. 10 : l'état des puits de champ HGASUD

III.6.1.2 le cout de l'optimisation par Gas-Lift.

Après avoir déterminé sur quels puits on travaille, nous calculons le cout, et les résultats sont présentés dans le tableau suivant :

Les puits	Le débit de Gas injecté (m ³ /jour)	Le prix de (1000 m ³) de Gas (dollars)	Le cout d'un jour (dollars)	Le cout de l'opération de SNUBBING
HGAS3	15000	200 \$	300 \$	+230 000 \$
HGAS5	15000	200 \$	300 \$	+230 000 \$
HGAS12	20000	200 \$	400 \$	+230 000 \$
HGAS13	15000	200 \$	300 \$	+230 000 \$

Tableau III. 11 : le cout nécessaire pour l'optimisation par le Gas-Lift

Observation :

Nous prenons en considération que le gaz utilisé provient d'autres puits, ce qui signifie que le coût sera inférieur au calcul.

III.6.2. Les intérêts obtenus après l'optimisation :

Le résultat que nous recherchons est le bénéfice obtenu.

III.6.2.1 le gain d'huile calculer par le PIPESIM :

Le **tableau III.11** et le **figure III.16** résument l'augmentation de la quantité d'huile obtenue, que nous calculons avec le programme de PIPESIM.

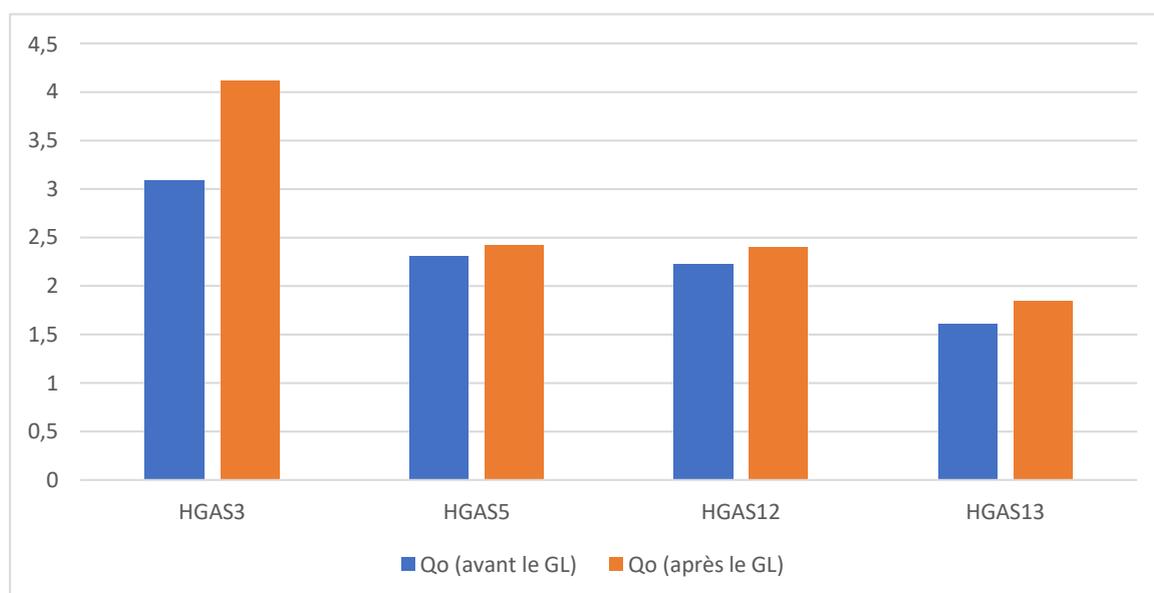


Figure III. 16 : l'augmentation de débit d'huile après l'utilisation de Gas-Lift

Les puits	Le débit avant le GL(m³/h)	Le débit après le GL (m³/h)	Le gain (m³/h)	Le gain (bb/jour)
HGAS3	3,09	4,12	1,03	151
HGAS5	2,31	2,42	0,11	16 ,13
HGAS12	2,22	2,40	0,18	26,39
HGAS13	1,61	1,84	0,238	35

Tableau III. 12 : calcule de gain obtenu après l’utilisation de Gas-Lift.

III.6.2.2 Les bénéfices obtenus :

Le prix de baril = 85.70 \$ (18/03/2024)

Le tableau suivant résume les calculs :

Les puits	Le gain (bb/jour)	Les bénéfices (\$)
HGAS3	151	8866 \$
HGAS5	16 ,13	946,85 \$
HGAS12	26,39	1549,39 \$
HGAS13	35	2048,64 \$

Tableau III. 13 : les bénéfices obtenus on dollars par jour.

III.6.3 le temps nécessaire pour récupérer le cout :

Exemple : puits HGAS3

- Les bénéfices d’un jour : $8866 - 300 = 8566$ \$
- Le temps pour récupérer e cout de SNUBBING : $230\ 000 / 8566 = 27$ jours

On résume les autres calculs des puits dans le tableau suivant :

	Le gain (\$/jour)	Le temps pour la récupération
HGAS3	8566 \$	27 jours
HGAS5	646,85 \$	356 jours
HGAS12	1149,39 \$	200 jours
HGAS13	1748,64 \$	132 jours

Tableau III. 14 : le temps nécessaire pour la récupération

CHAPITRE IV :
Modélisation de réseau
HGASUD

IV1 Introduction :

Les logiciels PIPESIM et OLGA sont utilisés dans l'industrie pétrolière pour modéliser les écoulements en conduite et simuler le comportement des réseaux de collecte. Ces logiciels permettent d'analyser les performances des puits, d'optimiser la production, l'équipement des puits, et d'étudier les réseaux de puits. En utilisant PIPESIM, les ingénieurs peuvent prédire et résoudre les problèmes liés à l'exploration et à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures. Ils peuvent également simuler le comportement des réseaux pour étudier l'impact des différents paramètres sur la production de chaque puits. PIPESIM est un outil complet, rapide et efficace qui aide à augmenter la production et à comprendre le potentiel des réservoirs. Il permet de modéliser la performance des puits, de mener une analyse nodale, et de concevoir des solutions pour optimiser les champs d'hydrocarbures.

IV2 L'utilisation des réseaux dans la production des hydrocarbures :

La modélisation du réseau de collecte des hydrocarbures est un processus essentiel pour évaluer et optimiser les performances des systèmes de production. Les études menées sur les réseaux de collecte des champs d'hydrocarbures, tels que ceux à Hassi Messaoud, visent à évaluer les pertes de charge, les vitesses d'écoulement et la stabilité des collecteurs. Ces études permettent de proposer des solutions d'optimisation du réseau de collecte, comme l'identification des collecteurs stables, des collecteurs en HOLD UP et des collecteurs sous-dimensionnés. La modélisation des réseaux de collecte vise à créer des outils efficaces pour améliorer les performances des collecteurs de production, en prenant en compte des paramètres clés influant sur la production. Cela implique la modélisation des puits, des réseaux, et la proposition de scénarios d'optimisation de la production.

[29]

Afin de connaître le potentiel des puits du manifold HGA Sud et d'en savoir plus sur l'influence de certains paramètres sur eux. En résumé, la modélisation des réseaux de collecte des hydrocarbures est un processus complexe visant à évaluer, étudier et optimiser les performances des systèmes de production, en prenant en considération divers paramètres pour garantir un fonctionnement efficace et optimal du réseau de collecte. [27]

IV3 Modélisation avec le PIPESIM :

IV31 Utilisation de logiciel PIPESIM pour faire une optimisation de réseau :

Les informations des sources fournies mettent en lumière l'utilisation du logiciel PIPESIM pour la modélisation et l'optimisation des réseaux de collecte d'hydrocarbures. Voici un résumé des points clés à retenir :

Modélisation des Réseaux de Collecte :

PIPESIM est utilisé pour modéliser les réseaux de collecte d'hydrocarbures, en intégrant des données telles que la pression, la température, les débits des puits, et les caractéristiques des fluides [29].

Optimisation de la Production :

Le logiciel PIPESIM permet d'optimiser la production en simulant le comportement des réseaux de collecte, en identifiant les problèmes potentiels comme les goulots d'étranglement et en proposant des solutions pour améliorer l'efficacité [27].

Simulation des Écoulements Multiphasiques :

PIPESIM est utilisé pour simuler les écoulements multiphasiques dans les pipelines, en prévoyant des phénomènes tels que les régimes de slug et en proposant des solutions pour minimiser ces effets indésirables [31].

Analyse et Sensibilité :

Le logiciel PIPESIM permet une analyse détaillée des paramètres de production de chaque ligne de collecte, en identifiant les problèmes potentiels comme la corrosion ou l'érosion, et en proposant des ajustements pour optimiser les performances du réseau.

En résumé, l'utilisation du logiciel PIPESIM dans la modélisation des réseaux de collecte d'hydrocarbures permet aux ingénieurs de simuler, analyser et optimiser le fonctionnement de ces réseaux, contribuant ainsi à une meilleure gestion et efficacité des opérations pétrolières.

IV32 Fonctionnement du logiciel

Après le choix et la construction du modèle du puits :

- Introduire les paramètres du puits : P_p , P_t , T , Q , PFD .
- Introduire le type du fluide : Black oil dans notre cas avec ces paramètres GOR, Water-Cut, API et les caractéristiques du point de bulle.
- Introduire les paramètres obtenus à partir de la carte : la longueur et le diamètre intérieur du PIPE(FLOWLINE)
- Modélisation des puits (flow correlations Matching) : dans cette étape le logiciel va construire un modèle à partir des données introduites (Input data) et il nous propose plusieurs corrélations pour le modèle construit et c'est à nous de choisir la meilleure corrélation qui s'adapte bien à notre cas. [30]

IV.4. Procédure de travail :

L’algorithme suivant résume la procédure de la modélisation :

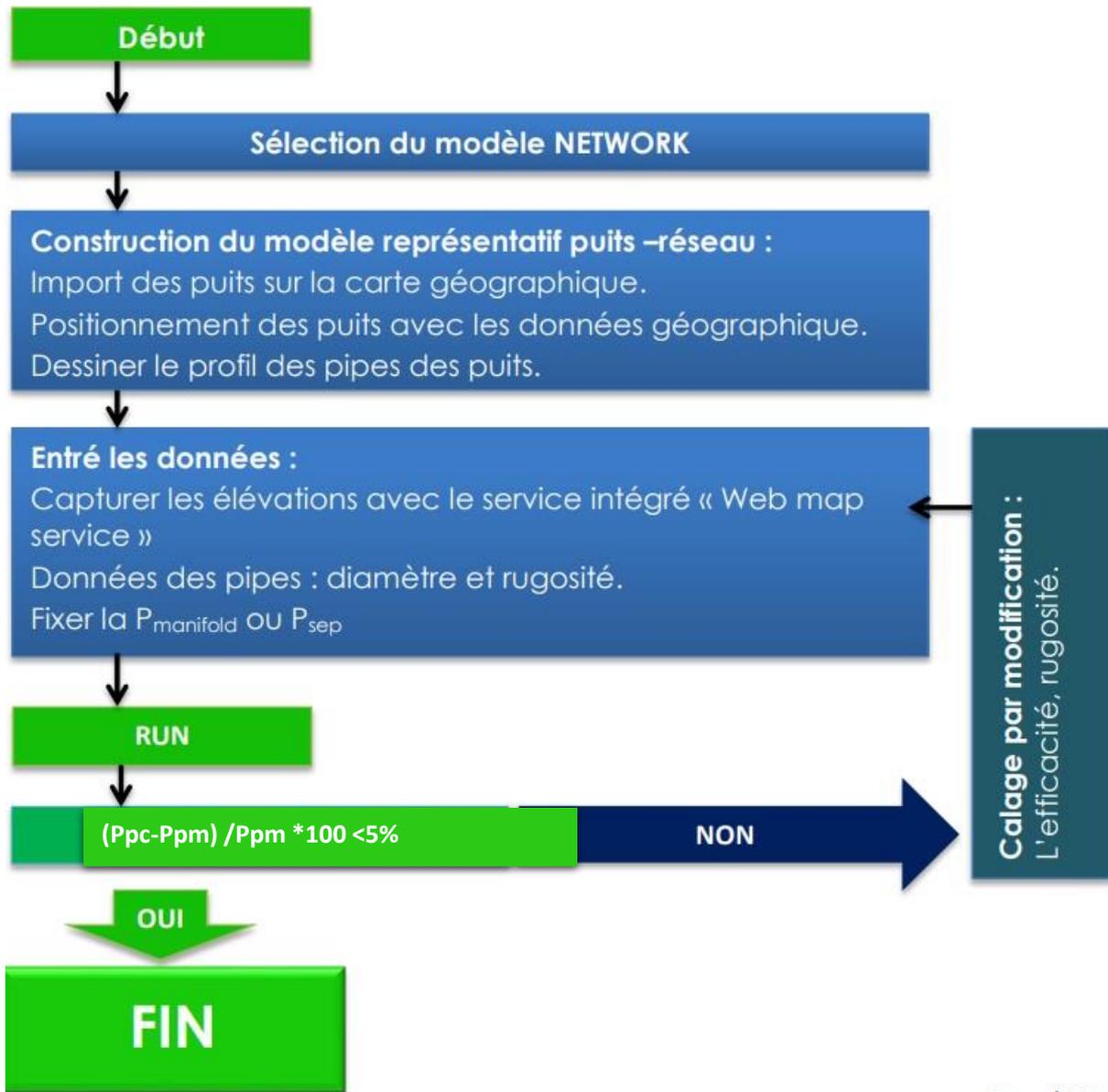


Figure IV. 1 : L’organigramme de la procédure de modélisation du Network

IV.5 Création du modèle de PIPESIM :

IV51 Création de réseaux :

Le puits est seulement un composant du système de production. On ne peut pas analyser la performance du puits sans prendre en considération les pipelines, tant que chacun des composants du système affecte le fonctionnement de la chaîne entière. Le but de ce chapitre est d'établir un modèle de réseau de surface pour le réseau de collecte de HGASUD. Ce modèle sera utilisé comme un outil de simulation et optimisation.

Pour commencer l'optimisation, on crée un modèle pour notre réseau par les outils qui se trouvent en PIPESIM (source, jonction, flow line, sink, séparateur)



Figure IV. 2 : Structure du réseau HGASUD dans le PIPESIM (GIS MAP)

IV52 Collecte des données :

IV.5.2.1 Jaugeages :

Le tableau suivant indique les données des derniers jaugeages :

Puits	Date de dernier jaugeages	Duse	Qoil	GOR	Pt	Pp
HGAS3	14/01/2024	9,53	3,09	158	25,8	17,1
HGAS4	02/11/2021	9	1,57	49	18	14,8
HGAS5	11/02/2024	9	2,31	123	23,4	18,3
HGAS6	13/11/2023	9	5,16	106	42,5	17,8
HGAS9	30/12/2023	11	6,94	101	34,8	15,8
HGAS11	02/02/2021	9	3,17	38	27,8	15,1
HGAS12	13/02/2024	9	2,22	54	22,2	16,5
HGAS13	16/01/2024	9	1,61	21	20,6	17,5

Tableau IV. 1 : Les derniers jaugeages des puits des champs HGAS sans Gas-Lift.

IV.5.2.2 Historique des puits :

La courbe suivante représente l'évaluation de la production avec le temps sans Gas-Lift pour les puits HGA Sud :

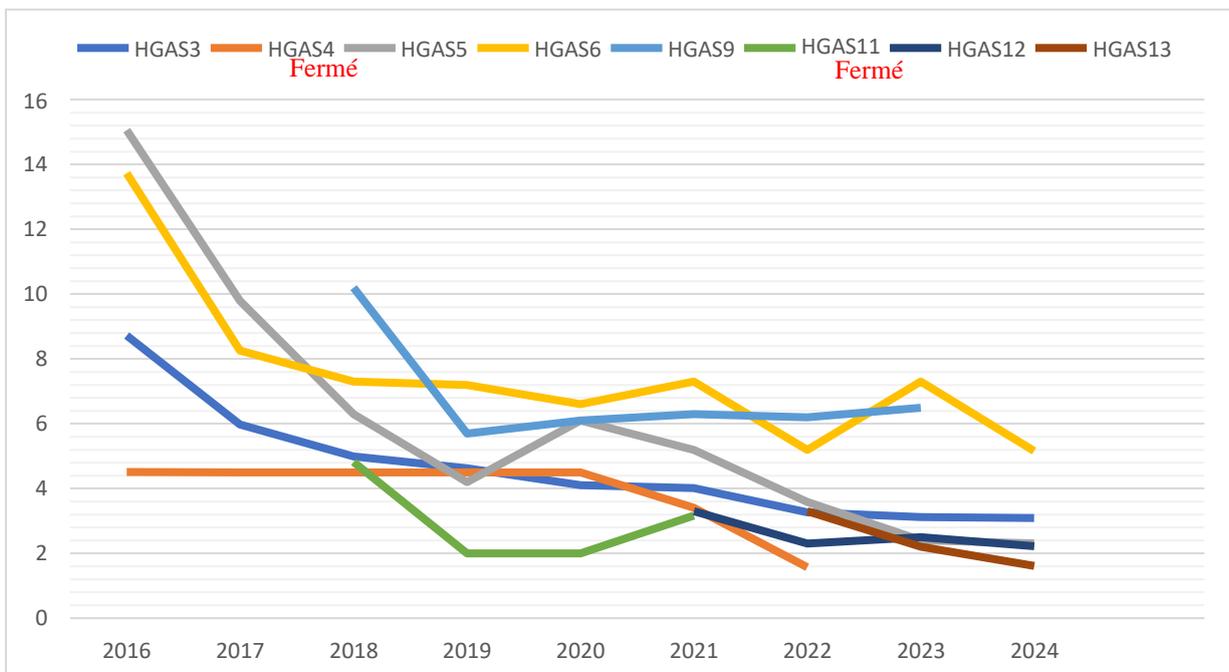


Figure IV. 3 : l'évaluation de débit en fonction de temps des puits HGASud

IV.5.2.3 Création de PFD (Process Flow Diagramme):

La figure suivante signifie le pipe flow diagramme :

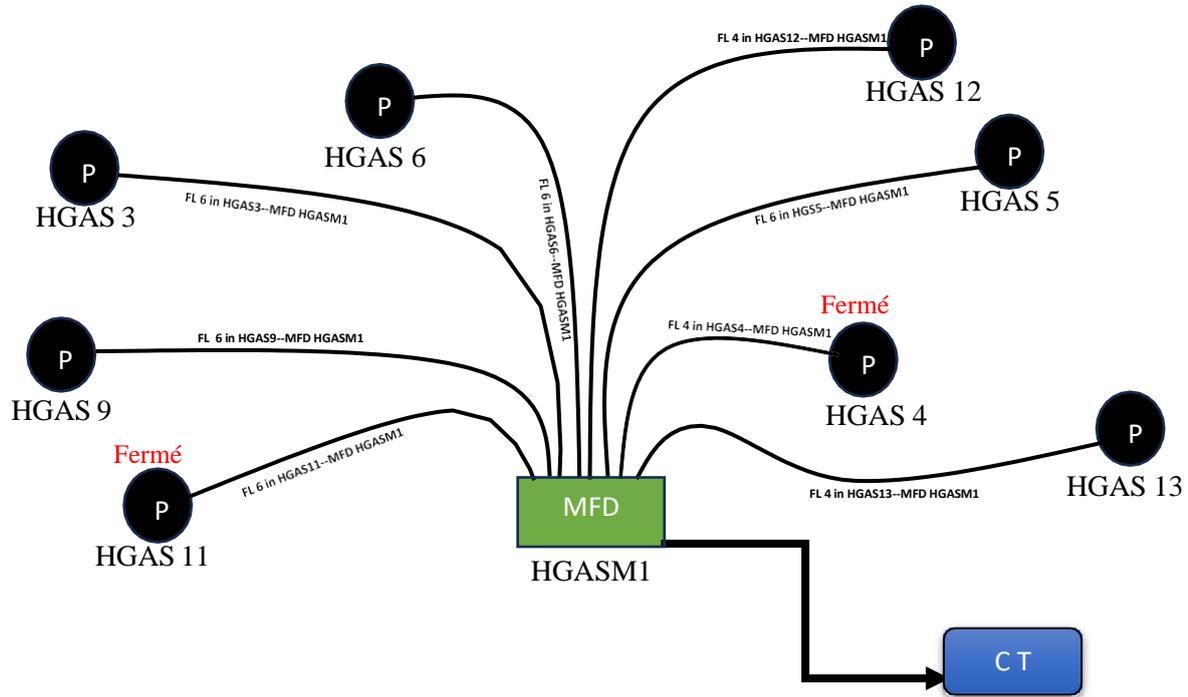


Figure IV. 4 : Schéma signifie le réseau étudié.

IV53 Données sources :

IV.5.3.1 Définition du fluide (fluide modèle) :

Le modèle de fluide choisi dans le logiciel PIPESIM pour modéliser des réseaux de collecte est le modèle Black Oil. Ce modèle simplifié décrit les fluides de gisement par 3 pseudos constituants : Eau, Huile et Gaz, dont la composition reste constante tout au long de la simulation. Il prédit les propriétés des fluides en se basant sur le Gas-Oil Ratio (GOR). [30]

La Figure IV.5 ci-dessous illustre les propriétés physiques des fluides (Exemple puits HGAS3) :

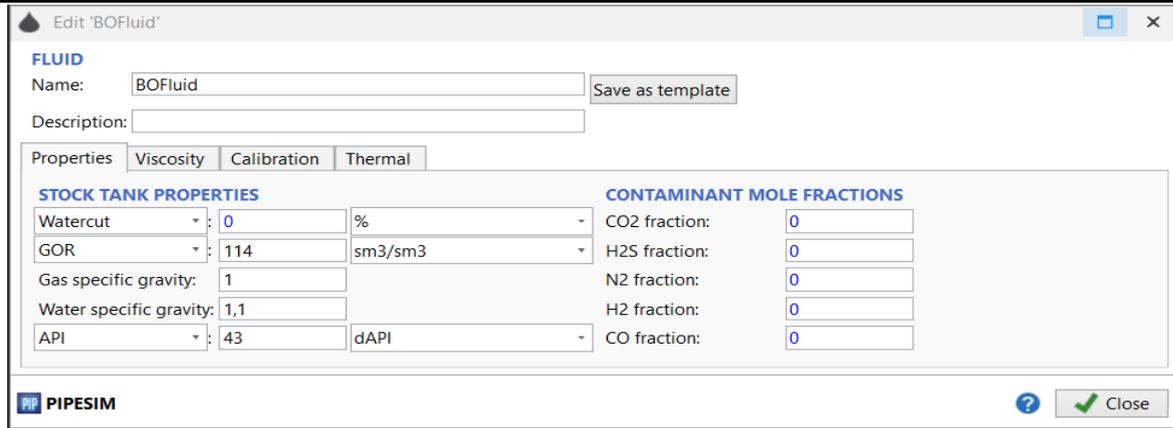


Figure IV. 5 : Les propriétés physique des fluides puits HGAS3

IV.5.3.2 Insertion les paramètres source :

Nous entrons les données (GOR, water-Cut, API, Qg...) pour les puits restants indiqués dans la figure IV.6 suivante :

Well	Source	Fluid	Override...	Gas ratio type	Gas ratio	Gas ratio unit	Water ratio type	Water ratio	Water ratio unit
1	HGAS11	BOFluid 5	<input type="checkbox"/>	GOR	38	sm3/sm3	Watercut	0	%
2	HGAS12	BOFluid 6	<input type="checkbox"/>	GOR	100	sm3/sm3	Watercut	0	%
3	HGAS13	BOFluid 7	<input type="checkbox"/>	GOR	21	sm3/sm3	Watercut	0	%
4	HGAS3	BOFluid 8	<input type="checkbox"/>	GOR	120	sm3/sm3	Watercut	0	%
5	HGAS4	BOFluid 1	<input type="checkbox"/>	GOR	49	sm3/sm3	Watercut	0	%
6	HGAS5	BOFluid 2	<input type="checkbox"/>	GOR	123	sm3/sm3	Watercut	0	%
7	HGAS6	BOFluid 3	<input type="checkbox"/>	GOR	95	sm3/sm3	Watercut	0	%
8	HGAS9	BOFluid 4	<input type="checkbox"/>	GOR	101	sm3/sm3	Watercut	0	%

Figure IV. 6 : les paramètres sources pour les puits de réseaux

IV54 Les données Flow-Line :

IV.5.4.1 Les mesures des Pipe :

Nous collectons les mesures et les longueurs des pipes dans le tableau suivant :

Nom du puits	Diamètre (In)	Longueur (Km)
HGAS3	6	0.577
HGAS5	6	1.089
HGAS6	6	1.464
HGAS9	6	0.531
HGAS12	4	1.099
HGAS13	4	0.917

Tableau IV. 2 : les mesures des pipes de collecte

IV.5.4.2 profile topographique :

Il y a deux méthodes pour obtenir le profile topographique :

- Google Earth intégrée sur le PIPESIM (Exemple la figure IV.7 de FL HGAS3-HGASM1)
- Lecture de la topographie à l'aide de cartes géologiques.

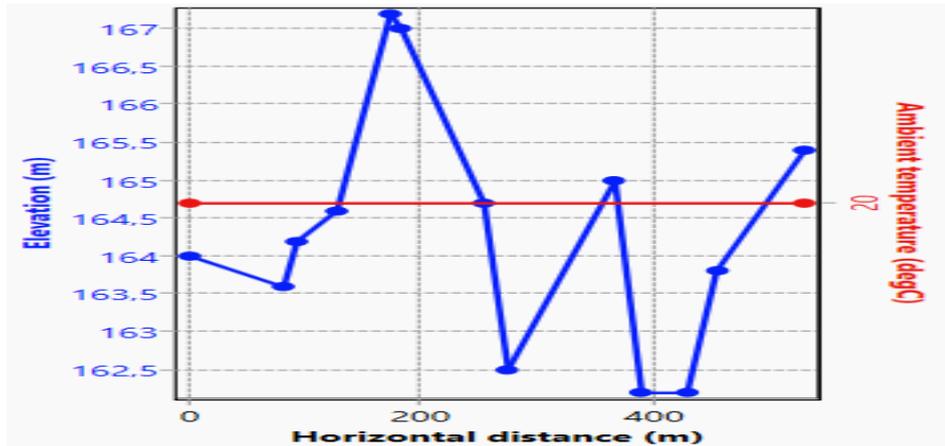


Figure IV. 7 : l'évaluation en fonction de la longueur (FL HGAS3-HGASM1)

IV.5.4.3 les données de transfert de chaleur :

Nous entrons les données de transfert de chaleur (les données de FL HGAS3-HGASM1) :

FLOWLINE
 Name: FL 6 in HGAS3--MFD HGASM1
 Flow type: Pipe Annulus
 Mode: Simple Detailed
 Environment: Land Subsea
 Override global environmental data:

General Heat transfer

THERMAL DATA
 U Value input: Specify Calculate
 Pipe conductivity: 26,01156 Btu/(h.degF.ft)
 Ground conductivity: 0,4478 Btu/(h.degF.ft)
 Pipe burial depth: 0 in
 Wind speed: 16,4042 ft/s

	Hor. distance	Amb. Temp.
	m	degC
1	0	20
2	531,4765	20

PIPE COATING DETAILS

Thermal cond...	Thickness	Description
Btu/(h.deg...	in	

Overall outside diameter: 6,625 in
 Pipe is half buried

PIPESIM Close

Figure IV. 8 : les données et les coefficients de transfert de chaleur (FL HGAS3-HGASM1)

IV.5.5. Sélection des corrélations :

PIPESIM propose plusieurs corrélations pour le modèle construit à partir des données introduites. Il faut choisir la meilleure corrélation qui s'adapte bien.

Parmi les corrélations figurant dans PIPESIM on site :

- Beggs and Brill revised
- Mukherjee and Brill
- Dukler Aga and Flanagan
- Oliemans
- OLGAS 2017.1 3-Phase HD
- Lockhart-Martinelli

Il est important de noter que la calibration du modèle PIPESIM consiste à choisir les corrélations les plus adaptées à la situation réelle, en fonction des données collectées sur les lignes de collecte, les collecteurs et les puits. Cette étape permet d'obtenir un modèle du réseau actuel tel qu'il est dans la réalité, afin de réaliser une analyse détaillée des paramètres de production de chaque ligne de collecte. [32]

Mais seulement une corrélation qui donne des bons résultats pour le réseau périphérique de HMD :

- Dukler Aga and Flanagan (erreur <5% par rapport a les données collectées)

IV.6 les résultats

IV.6.1 les résultats de réseau :

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant (on considère que la pression au manifold HGASM1 est 16 bars)

Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate	ST GOR	ST WCUT	FL Gas rate (...)	FL WCUT	
		kgf/cm2 g	degC	SM3/h	SM3/h	SM3/h	sm3/d	sm3/sm3	%	m3/d	%	
1	Ck	Choke	16,40201	24,23802	4,169504	4,169504	0	26407,7	263,8973	0	1460,357	0
2	Ck 2	Choke	17,64414	21,56398	2,428455	2,428455	0	26423,87	453,3725	0	1353,145	0
3	Ck 3	Choke	17,10278	20,72912	5,461966	5,461966	0	25694,06	196,0074	0	1327,231	0
4	Ck 4	Choke	16,45231	21,47171	6,946041	6,946041	0	32675,41	196,0074	0	1647,887	0
5	Ck 6	Choke	17,36237	21,52696	2,378536	2,378536	0	31188,95	546,3611	0	1639,835	0
6	Ck 7	Choke	16,73918	21,34684	1,855003	1,855003	0	23726,25	532,9338	0	1293,034	0
7	Cpl	Completion	119,1256	113,727	1,855003	1,855003	0	8726,263	196,0074	0	38,40606	0
8	Cpl	Completion	153,112	126,1551	4,169503	4,169503	0	11407,72	113,9995	0	7,539737	0
9	Cpl	Completion	181,391	115,6247	5,461966	5,461966	0	25694,06	196,0074	0	75,85869	0
10	Cpl	Completion	173,3088	116,5347	6,946041	6,946041	0	32675,41	196,0074	0	34,6038	0
11	Cpl	Completion	126,3531	114,6006	2,378535	2,378535	0	11189,05	196,0074	0	42,78821	0
12	Cpl	Completion	127,6952	114,7632	2,428454	2,428454	0	11423,88	196,0074	0	42,54196	0
13	GLI	Gas Lift Injection	131,9968	104,5686	4,169504	4,169504	0	26407,7	263,8973	0	157,3456	0
14	GLI	Gas Lift Injection	113,428	104,7684	2,428455	2,428455	0	26423,87	453,3725	0	219,3234	0
15	GLI	Gas Lift Injection	97,05538	101,376	1,855003	1,855003	0	23726,25	532,9338	0	246,7217	0
16	GLI	Gas Lift Injection	111,1469	104,5017	2,378536	2,378536	0	31188,95	546,3611	0	278,829	0
17	MFD HGASM1	Junction	16,00004	20,15767	23,23951	23,23951	0	166116,2	297,8336	0	9206,002	0
18	M-HGASM1	Sink	16,00004	20,15767	23,24176	23,24176	0	166132,2	297,8336	0	9206,893	0
19	HGAS12	Well	25,26013	22,31328	2,378536	2,378536	0	31188,95	546,3611	0	1103,307	0
20	HGAS13	Well	21,26046	21,80316	1,855003	1,855003	0	23726,25	532,9338	0	1007,893	0
21	HGAS3	Well	33,27962	25,68843	4,169504	4,169504	0	26407,7	263,8973	0	669,4233	0
22	HGAS5	Well	23,10377	22,15358	2,428455	2,428455	0	26423,87	453,3725	0	1016,239	0
23	HGAS6	Well	41,50879	22,4416	5,461966	5,461966	0	25694,06	196,0074	0	476,1259	0
24	HGAS9	Well	34,647	24,74678	6,946041	6,946041	0	32675,41	196,0074	0	658,587	0

Tableau IV. 3 : Résultat simulation réseau HGASUD (PIPESIM)

IV.6.2 les résultats de FLOWLINE :

La Velocity : La vitesse est la rapidité du mouvement d'un objet, tandis que la Velocity est la vitesse combinée à la direction du mouvement.

Pour faciliter l'écoulement des liquides, il doit être que :

$$1 < \text{Mean Velocity} < 5$$

- **Pour un Mean Velocity < 1** (Un grand diamètre provoque une perturbation de l'écoulement du fluide)
- **Pour un Mean Velocity > 5** (Le petit diamètre entraîne la corrosion du conduit)

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau suivant avec l'observation :

Nom de puits	Inlet Velocity	Outlet Velocity	Mean Velocity	EVR (%)	Dp (gradient de pression (Bar/km))	Observation
HGAS3	0,2221291	0,9817993	0,6019642	23,84323	1,90317158	Le conduit est sûr dimensionné
HGAS5	0,1904196	0,9607821	0,57560085	23,56168	2,12694215	Le conduit est sûr démontions
HGAS6	0,2286953	0,8570569	0,5428761	6,382313	1,23956284	Le conduit est sûr démontions
HGAS9	0,4628342	1,1596	0,8112171	14,81371	2,16092279	Le conduit est à bien démontions
HGAS12	0,2010664	1,84802	1,0245432	21,83236	1,76119199	Le conduit est à bien démontions
HGAS13	0,1521633	1,961787	1,05697515	20,9094	1,5580916	Le conduit est à bien démontions

Tableau IV. 4 : les résultats de FLOWLINE (PIPESIM)

IV.7 Scénarios envisagés :

Elle consiste à la mise en place d’un EPF ou d’une pompe dans le manifold HGASM1, ou l’huile sera séparée et pompée vers l’unité de prétraitement pour diminuer la pression au manifold. Les résultats de cette stimulation sont présentés dans la figure suivante :

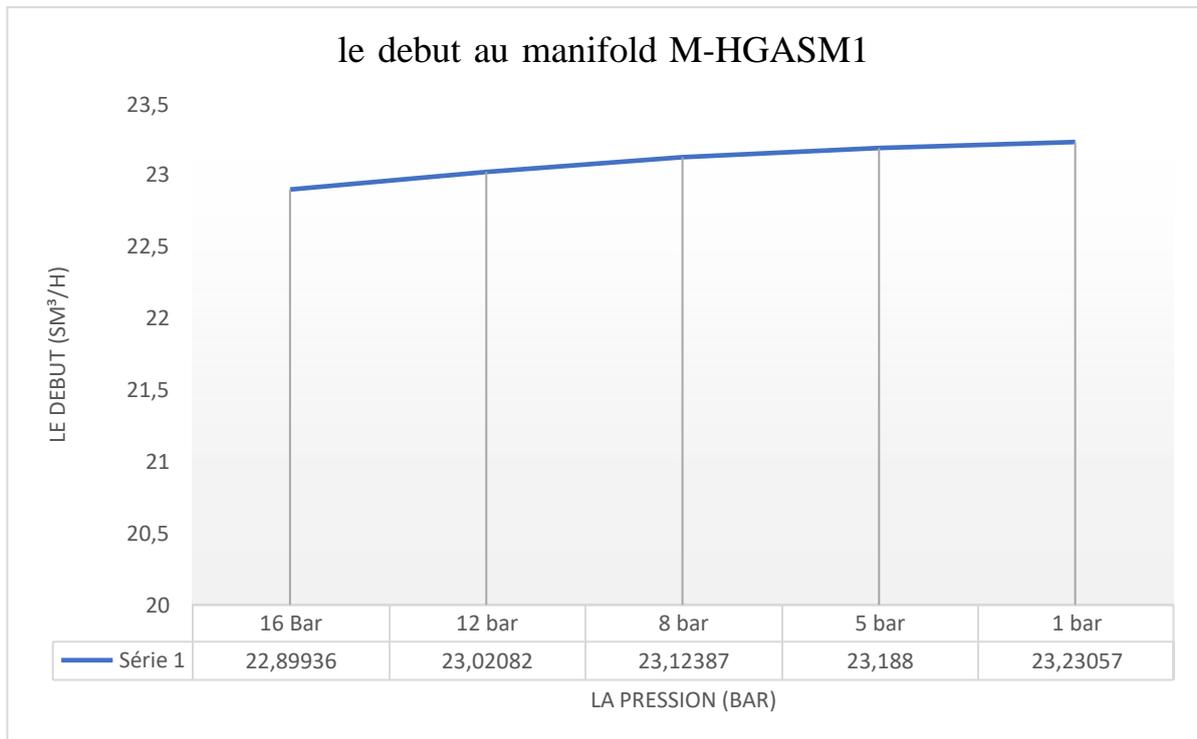


Figure IV. 9 : Le changement de débit au manifold on fonction de changement de Pression

On remarque que l'évolution de débit est légère malgré la diminution de pression dans le manifold à cause de régime d'écoulement dans le conduit qui manque d'influence sur la pression en tête de puits.

IV.71 Le régime d'écoulement dans les conduits :

On a :

- $P_p/P_t < 0,45$: Régime sup critique
- $0,45 < P_p/P_t < 0,75$: Régime transitoire
- $P_p/P_t > 0,75$: Régime critique

Les calculs sont indiqués dans le tableau suivant :

Le nom de puits	Pt (bar)	Ppipe (bar)	(Pp/Pt)	Le régime d'écoulement	Observation
HGAS3	25,8	17,1	0,6627907	Régime transitoire	Petit gain
HGAS5	23,4	18,3	0,78205128	Régime critique	Gain élevé
HGAS6	42,5	17,8	0,41882353	Régime sup critique	Petit gain
HGAS9	34,8	15,8	0,45402299	Régime sup critique	Petit gain
HGAS12	22,2	16,5	0,74324324	Régime transitoire	Gain élevé
HGAS13	20,6	17,5	0,84951456	Régime critique	Gain très élevé

Tableau IV. 5 : le régime d'écoulement au flow line

Conclusion générale :

Le Gas lift est une méthode d'activation des puits de pétrole qui implique l'injection de gaz en bas de la colonne de production pour réduire la densité du mélange et la pression de fond. Cette technique permet d'optimiser la production en diminuant la masse volumique moyenne de l'effluent produit, en favorisant ainsi l'extraction du pétrole de manière plus efficace.

Après avoir réalisé cette mémoire, on conclut que :

- La modélisation des puits avec PIPESIM nous aides à la:
 - Comparaison avec les données réelles : Ce logiciel permet de comparer les résultats de simulation avec les données réelles des puits, assurant ainsi une modélisation précise et fiable.
 - Optimisation de la production : il est possible d'optimiser la production des puits en ajustant divers paramètres pour améliorer l'efficacité globale du système
 - Étude économique : PIPESIM permet également de réaliser des études économiques pour identifier la meilleure technique à utiliser en fonction des performances des puits et des paramètres spécifiques à chaque site
 - Choix des critères de performance
- PIPESIM aide à déterminer les critères de choix des paramètres optimaux du gaz-lift. Cela permet de prendre des décisions éclairées pour maximiser la production
- Nous sommes arrivés à un résultat d'augmentation de débit d'huile après l'utilisation de Gas-Lift comme suite : **HGS3** (+25 %), **HGS5** (+4.5 %), **HGS12** (+7.5 %), **HGS13** (+12.5 %).
- L'étude économique montre que la récupération par gaz lift est la meilleure méthode pour extraire le pétrole en raison de son faible coût et des bénéfices nets qui commencent à apparaître après une courte période. Par exemple : le puits **HGS3**, on peut récupérer le cout de projet dans un bref délais (27 jours)
- La modélisation de réseau permet d'obtenir les résultats de débit et de pression dans le réseau de collecte du pétrole.
- Une fois les problèmes identifiés, on permet de tester différentes solutions pour y remédier, comme le changement de diamètre des conduites, l'ajout de pompes ou de sources de gaz, et d'évaluer leur efficacité.

En conclusion, le Gas lift est une méthode robuste et flexible pour stimuler la production pétrolière, à condition d'être bien conçu et optimisé pour les conditions spécifiques de chaque puits

Recommandations

Dans le domaine de la production des hydrocarbures, l'objectif principal reste d'augmenter la production à un coût réduit. Parmi les techniques les plus efficaces pour accroître la quantité de pétrole produit, on trouve le gaz lift. Pour connaître la capacité de production nous utilisons le programme PIPESIM.

Voici quelques conseils après avoir utilisé le programme PIPESIM pour augmenter la production des hydrocarbures en utilisant le gaz de lift :

- **Optimisation du débit de gaz de lift**

- Ajuster le débit de gaz lift pour chaque puits en fonction des conditions de production optimales.
- Surveiller régulièrement le débit de gaz et effectuer des ajustements si nécessaire pour maintenir une production stable.

- **Maintenance préventive des équipements**

- Effectuer une maintenance régulière des équipements de lift tels que les compresseurs, les vannes et les pipes.
- Remplacer les pièces usées ou défectueuses pour éviter les pannes et les interruptions de production.

- **Surveillance continue des performances**

- Surveiller régulièrement les paramètres de production tels que la pression, le débit et la température.
- Analyser les données pour identifier les tendances et détecter les problèmes potentiels.

- **Optimisation de la conception des puits**

- Revoir la conception des puits pour s'assurer qu'elle est adaptée aux conditions de production actuelles.
- Envisager des modifications telles que l'installation de pompes submersibles ou de systèmes de lift alternatifs si nécessaire.

- **Formation du personnel**

- Former le personnel sur l'utilisation et la maintenance des équipements de lift.
- Encourager une culture de sécurité et de surveillance continue pour garantir une production efficace et sûre.

Dans le cas d'utilisation de gaz de lift, la pression dans les pipelines de transport du pétrole augmentera, ce qui affectera l'écoulement du pétrole des autres puits. Voici quelques

Recommandations pour éviter une baisse de la productivité dans les lignes de collecte des carburants :

- Surveiller attentivement la pression dans les pipelines et ajuster le débit de gaz de lift en conséquence pour maintenir une pression stable.
- Évaluer régulièrement la performance de chaque puits et ajuster les paramètres d'injection de gaz de lift en fonction.
- Envisager l'installation de vannes de régulation de pression ou de débitmètres pour mieux contrôler l'écoulement.
- Pour éviter le phénomène de mauvaise vélocité, il est important de changer pipes au bon diamètre (les pipes 4" de diamètres intérieurs sont les mieux).
- Pour réduire les pertes de charge, il est recommandé d'utiliser des pipes avec une surface intérieure lisse a une faible rugosité, comme l'acier inoxydable poli ou les pipes revêtus de résine époxy,
- Planifier des arrêts programmés pour effectuer l'entretien et les réparations nécessaires sur le système de lift.
- Communiquer étroitement avec les équipes d'exploitation pour coordonner les ajustements de production et éviter les perturbations.
- Éviter les soudures internes saillantes qui créent de la turbulence et augmentent les pertes de charge.

Bibliographie

- [1]. Djimtemadji Charles et Benaicha Hani et Morsli Hamza (Mémoire de Fin d'Etudes) Université de Boumerdès 2008.
- [2]. WEC (2007): Well Evaluation Conference «WEC», SLB document, 539 p
- [3]. Rapport interne : La stratigraphie du champ Hassi Messaoud. Rapport interne, Division Exploration. 35p. SONATRACH (2005). Dévision Exploration, Sontrach.
- [4]. Lamia Yahia, Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à HMD aspect géologique, mémoire de Magister, Université M'Hamed Bougara Boumerdes faculté des hydrocarbures et de la chimie,2010.
- [5]. Amar Khodja Med Djallel. Et Cheikh Billal; Rapport interne: "subdivision des zones dans champ Hassi Messaoud", Division Production, 25p. Sonatrach 2002.
- [6]. Document : Sonatrach DP-HMD, département géologique, service d'étude
- [7]. Article « Sonatrach-Service d'exploration, 2005 ».
- [8]. Livre « (DAOUD, 1996 et LEBLAB, 1998) ».
- [9]. Mémoire Pour obtenir le Diplôme de Master Berrag Aymen, Chergui Riadh Étude de l'efficacité de gaz-lift sur le champ Hassi R'mel.
- [10]. Helis Mohamed, Drihem Tarek Kherfi Abdennour, optimisation du débit d'injection du gaz-lift cas du puits omnz153 dans l'anneau d'huile de HMD pour l'année 2012.
- [11]. Mémoire master professionnel ' Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétroliers du champ Haoud Berkaoui ' - réaliser par Mebrouki Ahmed, Mezzar Soufiane et Ould Habiboullah Med Val - Université Kasdi Merbah -Ouargla- 2012/2013.
- [12]. Mémoire master professionnel 'Activation et modélisation multi puits par Gaz lift avec l'Autoboost au Champ périphérique HMD (HTF14, HTF24, HTF28) Pendant la période 2021-2022' - réaliser par Harour Belkacem, Tammal Nadir - Université Kasdi Merbah -Ouargla- 2012/2013.
- [13]. Livre « Gaz lift équipement (BOTIL) ».

-
- [14]. Mémoire de fin d'études En vue de l'obtention du diplôme : Master Présenté par : Khelkhal Hadjer SEBA Nesrine : étude de la formation des hydrates et leur inhibition dans le réseau de gas-lift du champ de Hassi Messaoud.
- [15]. Le puits active par gaz lift (TOTAL), 2007.
- [16]. Mémoire de Master en Génie Minier Etude des méthodes d'amélioration du rendement des puits en production à faible pression dans le champ de Benkahla.
- [17]. Richard Marquez, Gas-lift, Edition Next, 2006.
- [18]. Optimisation des puits en gaz lift a Hassi Messaoud, Bouakline.2014/2015
- [19]. Matthew AMAO: Electrical submersible pumping (ESP) systems, King Saoud University, 09-03-2014.
- [20]. René Cossé, " techniques d'exploitation pétrolière" (édition 1988).
- [21]. The technology of artificial lift methods, Kermit Brown, Pennwellbooks publishing company 1977.
- [22]. Optimisation d'injection de gaz lift : side pocket mandrel sur les puits de Stah cas d'étude : st17, st50 et st51 (Namous yaaqoub/ Kheroudji Ayoub/ Lazaar Mohammed) Master 2017.
- [23]. Mémoire master professionnel : optimisation de gaz lift a Haoud Berkaoui : Boutouatou, Ahmed · Ghattout, Mohamed Lamine
- [24]. [PDF] activation de puits géothermiques par gas-lift continu – InfoTerre-infoterre. Berg géologiques et minières b.r.g.m. agence française pour la maîtrise de l'énergie a.f.m.e. activation de puits géothermiques par gas-lift continu institut mixte de recherches géothermiques service géologique « bureau de recherches agence française géologiques et minières pour la maîtrise de l'énergie b.r.g.m. a.f.m.e. b.p. 6009 27, rue louis-vicat 45060 orléans 75737 paris ».
- [25]. Mémoire « Optimisation du réseau du gaz lift champ nord de Hassi Messaoud »
- [26]. Mémoire « Contribution à la résolution du problème de givrage des puits gaz » ... [dspace Ouargla]
- [27]. Mémoire « Optimisation de la production d'un champ de puits pétrolier couplé à son réseau

de collecte Application au Nord-Ouest de Hassi Messaoud » Amirouche Yacini et Zakaria Labdi
[28]. Mémoire « Modélisation et optimisation du système de production du champ périphérique
RHOURE CHEGGA du gisement de Hassi Messaoud » ZERAIBI Noureddine et SAIFI Ridha
et BENYOUNES Khaled

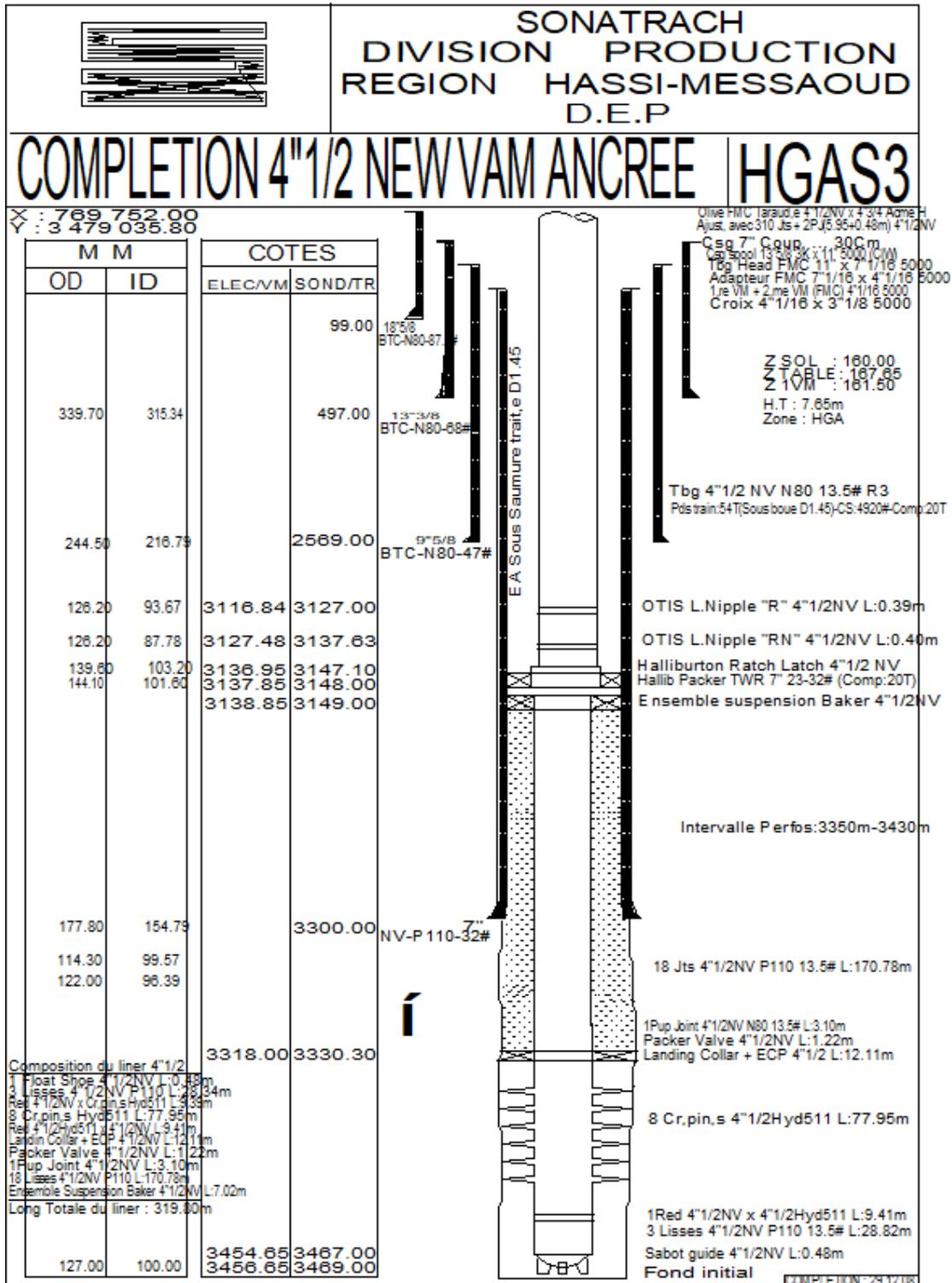
[29]. Mémoire Ben Athman Radhwane « dimensionnement et optimisation du réseau de collecte
d champ de Foukroum a adrar ».pdf

[30]. Mémoire s. chafia et h. chafiq « étude et évaluation de skin a partir d'une interprétation des
tests des puits dans le champs HMD

[32]. BOUTERAA + NEHAL, mémoire « Modélisation et optimisation du réseau de collecte
d'Amassak"

[33]. SONATRACH DATA BANC.

Annexe – A : les fiches techniques.



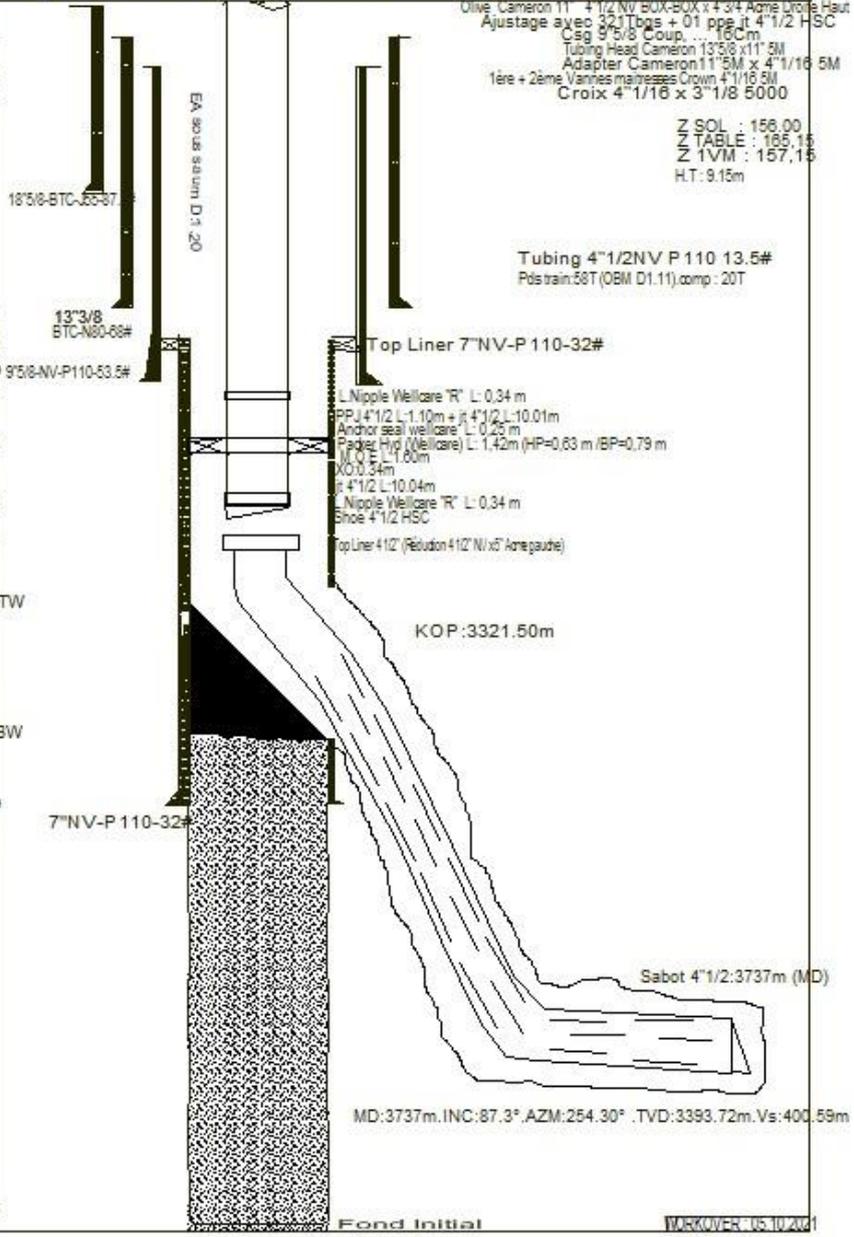


SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE HGAS4

X : 797 462.94
Y : 95 813.19

COTES	
ELEC/M	SOND/TR
448.00	
2479.00	
2615.00	
3250.00	
3253.19	3261.19
3265.18	3273.18
3278.29	3286.29
3280.50	3288.50
3321.50	TW
3324.50	BW
3357.00	
3457.00	



Olive Cameron 11 4 1/2 NV BOX-BOX x 4 3/4 Agre Droite Haut
Ajustage avec 321 Tbs + 01 ppe jt 4 1/2 HSC
Csg 9 5/8 Coup. ... 16Cm
Tubing Head Cameron 13 5/8 x 11 5M
Adapter Cameron 11 5M x 4 1/16 5M
1ère + 2ème Vannes matrices Crown 4 1/16 5M
Croix 4 1/16 x 3 1/8 5000

Z SOL : 156.00
Z TABLE : 165.16
Z 1VM : 157.16
H.T: 9.15m

Tubing 4"1/2 NV P 110 13.5#
Polstrain: 58T (OBM D1.11). comp : 20T

MARKOVER 05.10.2011

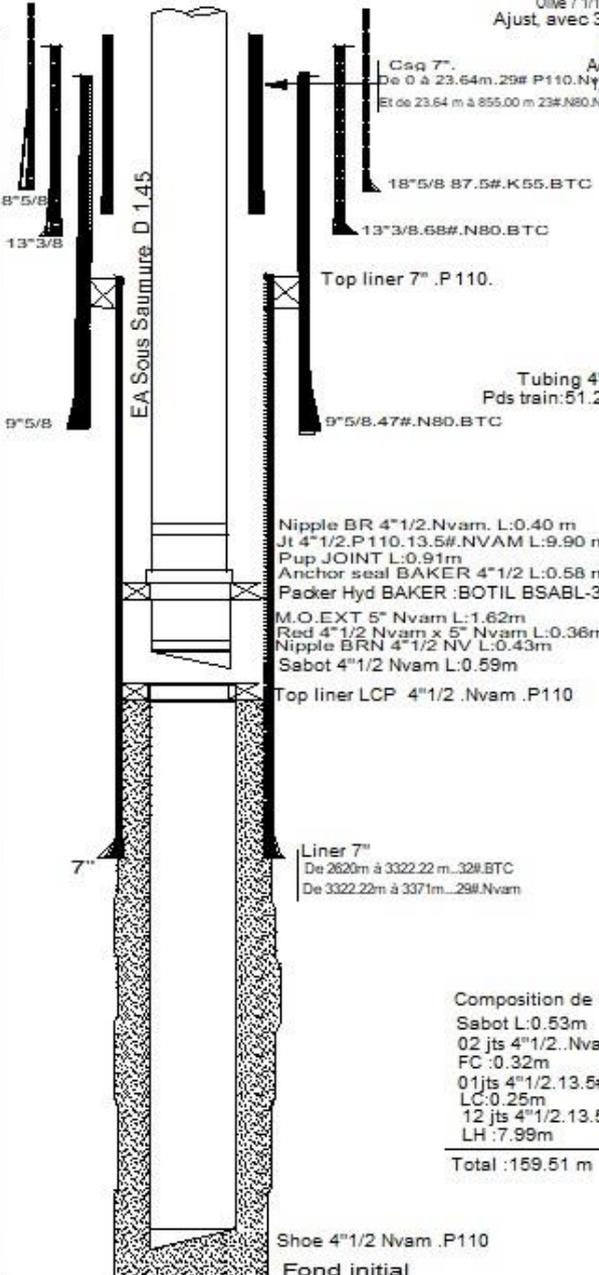


DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P

COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE HIGAS 11

X : 769324.00
Y : 3480479.00

COTES	
ELEC/VM	SOND/TR
	495.00
	855.00
	2474.00
	2620.00
	3265.00
3291.88	3300.50
3304.38	3313.00
3307.38	3316.00
3308.38	3317.00
3308.88	3317.50
3362.38	3371.00
3468.88	3477.50
3471.38	3480.00



Olive 7"1/16 Crown 4"1/2 NV Bas x 4"1/2 NV Haute
Ajust, avec 335 Jts 4"1/2 .NV .P110.13.5#
Coupe 05g 7"1/16 5M
Tbg Head Crown 11" x 7"1/16 5M
Adapteur Crown 7"1/16 x 4"1/16 5000

Z SOL :166.748
Z TABLE :167.248
Z VM :168.628
H.T : 10.5m

18"5/8 87.5#.K55.BTC
13"3/8.68#.N80.BTC

Top liner 7" .P 110.

Tubing 4"1/2NV .P 110.13.5#
Pds train:51.2T(D int sous saum:1.45)-Comp 20'

9"5/8.47#.N80.BTC

Nipple BR 4"1/2.Nvam. L:0.40 m
Jt 4"1/2.P110.13.5#.NVAM L:9.90 m
Pup JOINT L:0.91m
Anchor seal BAKER 4"1/2 L:0.58 m
Packer Hyd BAKER :BOTIL BSABL-3
M.O.EXT 5" Nvam L:1.62m
Red 4"1/2 Nvam x 5" Nvam L:0.36m
Nipple BRN 4"1/2 NV L:0.43m
Sabot 4"1/2 Nvam L:0.59m

Top liner LCP 4"1/2 .Nvam .P110

Liner 7"
De 2620m à 3322.22 m...32#.BTC
De 3322.22m à 3371m...29#.Nvam

Composition de liner LCP 4"1/2
Sabot L:0.53m
02 jts 4"1/2..Nvam .P110 L:20.08m
FC :0.32m
01jts 4"1/2.13.5#.P110 L:10.04m
LC:0.25m
12 jts 4"1/2.13.5#.P110 L:120.30 m
LH:7.99m
Total :159.51 m

Shoe 4"1/2 Nvam .P110
Fond initial

COMPLETION 03/10/18