

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures et énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers*

**Département de production des hydrocarbures**

## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Production**

Présenté Par :

**LABED Okba, BEKAKRA Abdennasseur & BEN CHAA Ahmed**

**-THEME-**

---

### **OPTIMISATION DES COMPLETIONS PAR ANALYSE DE LA STABILITE DU FLUX DE PRODUCTION SUR LES PUITS EN PROGRAMME LOURD**

---

Soutenue le : 06/ 06 / 2015 devant la commission d'examen

**Jury:**

**Président : Mr. MAMANOU Abdellatif** **Univ.Ouargla**

**Examineurs : Mr. REMITA Abderaouf** **Univ.Ouargla**

**Encadreur : Mr. CHETTI Djamel Eddine** **Univ.Ouargla**

## Résumé :

Dans ce travail, nous avons étudié numériquement la possibilité d'activer les puits intermittents ou fermés par la technique Gaz-Lift. Les puits concernés sont situés dans le bloc n°1 de l'Upside Nord du champ de Hassi Messaoud récemment exploitée. Notre travail consiste d'une part, à appliquer l'Analyse Nodale pour chaque puits en utilisant le logiciel PIPESIME et d'autre part, à élaborer deux scénarios futurs de la production. Le premier scénario est réalisé par l'intermédiaire d'un concentrique installé à l'intérieur du tubing CCE (Velocity string), (changement de design de complétion) et l'autre scénario en utilisant des vannes latérales à l'extérieur du tubing SPM (Side pocket mandrel).

Les mots clés : Gaz-lift, injection, vanne latéral, concentrique et analyse nodale et PIPESIME

## Abstract:

In this work, we studied numerically the possibility to activate the intermittent or closed wells by the Gas-Lift technique. The studied wells are situated in the block n°1 of the North Upside of the field of Hassi Messaoud lately exploited. Our work consists on the one hand, to apply the Nodal analysis for every well while using the software PIPESIME and on the other hand, to elaborate two scripts of production in the future. The first script is réalisé par the mediator of a concentric installed inside the CCE tubing (Velocity G-string), (change of design of complétion) and the other script while using lateral floodgates outside of the SPM tubing (Side pocket mandrel).

The key words: Gas-lift, injection, side pocket, velocity string, nodal analysis and PIPESIME

الملخص:

في هذا العمل قمنا بدراسة للرفع من قدرة الإنتاج للآبار المغلقة أو المتقطعة الإنتاج، و استعملنا تقنية الرفع بالغاز الذي نضخه في وسط البئر للتقليل من الضغط الهيدروليكي بين القاع و السطح. و تقع الآبار المتضررة في كتلة رقم من الاتجاه العلوي للحقل الشمالي لحاسي مسعود، التي تم استغلالها في الآونة الأخيرة . مهمتنا هي: أولاً تطبيق التحليل العقدي لكل بئر باستخدام برنامج PIPESIME و ثانياً تطوير الإنتاج. و لتطوير الإنتاج نستعمل طريقتين . السيناريو الأول عن طريق تثبيت أنبوب صغير 1"66 داخل الأنبوب 4" <sup>1/2</sup>، و سيناريو آخر باستخدام الصمامات الجانبية للأنبوب.

الكلمات المفتاحية الرفع بالغاز، الحقن، الصمامات الجانبية، التحليل العقدي، أنبوب مركزي.



# Remerciements

Tout d'abord, nous remercions le bon Dieu de nous avoir donné la force et le courage pour venir à bout de nos études.

Au terme de ce modeste travail nous tenons à remercier tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce présent mémoire en particulier :

Nous remercions vivement notre encadreur Mr. CHETTI Djamel Eddine qui a accepté d'encadrer ce travail et nous a guidé jusqu'à la fin.

Nous remercions également Mr ZAATOUT Kamel, Mr KHARREZ Djamel et Mr BOUHOCH Tahar qui nous ont beaucoup aidés et conseillés durant notre stage pratique.

Nous remercions également le personnel de l'EP IRARA pour leurs aides.

Mes remerciements à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation à l'université Kasdi Merbah Ouargla.

Okba, Abdennasseur et Ahmed





## Dédicace

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de nos études, nous avons le grand plaisir de dédier ce modeste travail à :*

- ❖ *Nos chers parents.*
- ❖ *Nos chères sœurs.*
- ❖ *Nos chers frères.*
- ❖ *Nos chers oncles.*
- ❖ *Toutes nos grandes familles.*
- ❖ *Tous nos amis chacun en son nom.*
- ❖ *Tous les camarades du groupe 01 production professionnel.*

Okba, Abdennasseur et Ahmed



## Liste des abréviations

$q_0$ : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $P_{wf}$ .

$q_{0max}$ : Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique Nulle ( $P_{wf}=0$ ) (AOF).

$P_{wf}$  : Pression de fond dynamique.

$P_r$  : Pression du réservoir approximative.

$V$  : vitesse apparente (cm/s).

$Q$  : débit volumétrique (cm<sup>3</sup>/s).

$A$  : section de passage de fluide (cm)

$K$  : est le tenseur de perméabilité (md)  $P$  : pression (atm).

$T$  : Température moyenne en °K.

$f$  : coefficient de frottement, il est en fonction de  $Re$  et  $(\epsilon/d)$ .

$S$  : le skin.

$Q_g$  : débit de gaz injecté en (m<sup>3</sup>/j).

$P_G$  : Pression de gisement en bar.

$IP$  : Indice de productivité

(m<sup>3</sup>/h/Kg/cm<sup>2</sup>).  $t$  : temps (hr).

$\rho$  : Masse volumique (kg/m<sup>3</sup>).

$\mu$  : viscosité de l'huile (cp).

IPR: Inflow Performance Relationship

GOR: Gas Oil Ratio

## Liste de tableaux

<b>Tableau</b>		page
<b>Tableau IV.1 :</b>	<i>la profondeur de complétion de puits</i>	21
<b>Tableau IV.2:</b>	<i>Paramètres de Gaz-Lift</i>	23
<b>Tableau IV.3 :</b>	<i>Résultats du calcul par CCE pour l'OMG812</i>	24
<b>Tableau IV.4 :</b>	<i>Sensibilité sur le déclin de la pression du réservoir d'OMG812</i>	25
<b>Tableau IV.5:</b>	<i>Paramètres de Gaz-Lift</i>	27
<b>Tableau IV.6:</b>	<i>Débits d'injections optimales des puits étudiés</i>	28
<b>Tableau IV.7:</b>	<i>Sensibilité sur le diamètre de tubing avec et sans injection GL (SPM)</i>	28
<b>Tableau IV.8:</b>	<i>Design des vannes de Gaz-Lift pour le puits OMG812</i>	29
<b>Tableau IV.9 :</b>	<i>L'effet du Gaz-Lift sur le puits</i>	30
<b>Tableau IV.10 :</b>	<i>la profondeur de complétion de puits</i>	30
<b>Tableau IV.11:</b>	<i>Paramètre de gaz lift</i>	32
<b>Tableau IV.12 :</b>	<i>Résultats du calcul par CCE pour d'OMGZ81</i>	33
<b>Tableau IV.13:</b>	<i>Sensibilité sur le déclin de la pression du réservoir d'OMGZ81</i>	34
<b>Tableau IV.14:</b>	<i>Paramètres de Gaz-Lift pour le puits OMGZ81</i>	35
<b>Tableau IV.15 :</b>	<i>L'effet du Gaz-Lift sur le puits pour le puits OMGZ81 (SPM).</i>	36
<b>Tableau IV.16 :</b>	<i>Design des vannes de Gaz-Lift pour le puits OMGZ81</i>	36
<b>Tableau IV.17 :</b>	<i>L'effet du Gaz-Lift sur le puits</i>	36
<b>Tableau IV.18 :</b>	<i>Sensibilité à la pression de réservoir pour le puits OMGZ81 sans et avec GL (SPM)</i>	37
<b>Tableau IV.19 :</b>	<i>Sensibilité du diamètre de tubing sur la production avec et sans GL (SPM)</i>	38

## Liste de figures

<i>Figures</i>	<b>page</b>
<b>Figure I.1 :</b> <i>Situation géographique du champ de Hassi Messaoud</i>	<b>2</b>
<b>Figure I.2 :</b> <i>Situation de l'Upside Nord</i>	<b>5</b>
<b>Figure I.3 :</b> <i>La répartition des puits sur les bloc</i>	<b>8</b>
<b>Figure II.1 :</b> <i>mode d'injection du gaz</i>	<b>10</b>
<b>Figure II.2 :</b> <i>complétion du gaz-lift direct et gaz-lift indirect</i>	<b>11</b>
<b>Figure III.1 :</b> <i>Représente les différentes pertes de charge dans le système de production.</i>	<b>13</b>
<b>Figure III.2 :</b> <i>Les différentes positions possibles des nœuds.</i>	<b>14</b>
<b>Figure III.3 :</b> <i>point de fonctionnement de system</i>	<b>16</b>
<b>Figure IV.1 :</b> <i>La courbe de l'inflow d'OMG812.</i>	<b>21</b>
<b>Figure IV.2:</b> <i>La corrélation de gradient de pression d'OMG812.</i>	<b>22</b>
<b>Figure IV.3:</b> <i>Point de fonctionnement IPR/VLP d'OMG812</i>	<b>22</b>
<b>Figure IV.4:</b> <i>Courbe de performance du Gaz-Lift pour le puits OMG812 (CCE)</i>	<b>23</b>
<b>Figure IV.5 :</b> <i>Points de fonctionnement IPR/VLP d'OMG812 après CCE.</i>	<b>24</b>
<b>Figure IV.6:</b> <i>Sensibilité de pression de réservoir pour l'OMG812 sans GL</i>	<b>25</b>
<b>Figure IV.7 :</b> <i>Sensibilité de pression de réservoir pour l'OMG812 (CCE).</i>	<b>26</b>
<b>Figure IV.8:</b> <i>Courbe de performance du Gaz-Lift pour le puits OMG812 (SPM)</i>	<b>27</b>
<b>Figure IV.9 :</b> <i>Effet du diamètre de tubing sur la production du puits OMG812 sans GL.</i>	<b>28</b>
<b>Figure IV.10 :</b> <i>L'effet du diamètre du tubing sur la production du puits OMG812 avec GL (SPM).</i>	<b>29</b>
<b>Figure IV.11 :</b> <i>L'effet du Gaz-Lift par SPM sur la production du puits OMG812</i>	<b>29</b>
<b>Figure IV.12 :</b> <i>La courbe de l'inflow d'OMGZ81.</i>	<b>31</b>
<b>Figure IV.13 :</b> <i>La corrélation du gradient de pression d'OMGZ81.</i>	<b>31</b>
<b>Figure IV.14 :</b> <i>Point de fonctionnement IPR/VLP d'OMGZ81</i>	<b>32</b>
<b>Figure IV.15 :</b> <i>courbe de performance du gaz Lift pour le puits OMGZ81(CCE).</i>	<b>33</b>
<b>Figure IV.16 :</b> <i>Point de fonctionnement IPR/VLP d'OMGZ81 avec injection de Gaz-Lift</i>	<b>34</b>
<b>Figure IV.17 :</b> <i> courbe de performance du gaz Lift pour le puits OMGZ81 (SPM).</i>	<b>35</b>
<b>Figure IV.18 :</b> <i>L'effet du Gaz-Lift par SPM sur la production du puits OMGZ81.</i>	<b>37</b>
<b>Figure IV.19:</b> <i>Sensibilité de pression de réservoir pour l'OMG812 (SPM).</i>	<b>37</b>
<b>Figure IV.20 :</b> <i>Effet du diamètre de tubing sur la production du puits OMGZ81 sans GL.</i>	<b>38</b>
<b>Figure IV.21:</b> <i>L'effet du diamètre du tubing sur la production du puits OMGZ81 avec GL (SPM).</i>	<b>38</b>





## sommaire

Liste d'abréviations

Liste de tableaux

Liste de figures

### **Introduction générale**

<b>CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMPS DE H.MD ET L'UPSIDE NORD</b>	<b>2</b>
<b>I-1- Présentation du champ de Hassi Messaoud</b> .....	<b>2</b>
I-1-1-Situation géographique.....	2
I-1-2- Situation Géologique.....	3
I-1-3- Description du réservoir (drains) .....	4
<b>I-2- Généralité sur la zone et le block a étudié</b> .....	<b>4</b>
I-2-1- Introduction : .....	4
I-2-2-Situation de l'Upside Nord :.....	5
I-2-3-Étude de l'historique de la production de l'Upside Nord :.....	5
I-2-4- Etat actuel de la zone.....	6
I-2-4-Generalité sur le block a étudié.....	7
I-2-5- Conclusion : .....	8
<b>CHAPITRE II : GAS-LIFT ET COMPLETION</b> .....	<b>9</b>
<b>II-1-Introduction :</b> .....	<b>9</b>
<b>II-2- Définition :</b> .....	<b>9</b>
<b>II-3-Principe Du Gaz-Lift :</b> .....	<b>9</b>
<b>II-4- Types De Gaz-Lift :</b> .....	<b>9</b>
II-4-1-Classification suivant le mode d'injection :.....	9
<i>a)Gaz-lift continue :</i> .....	9
<i>b) Gaz-lift intermittent:</i> .....	9
II-4-2-Classification en fonction de la complétion :.....	10
a)Gaz lift direct : .....	10
b) Gaz lift indirect : .....	10
<b>II-5-Avantages et Inconvénients du Gaz-Lift :</b> .....	<b>11</b>
II-5-1-Avantages : .....	11
II-5-2-Inconvénients : .....	12
<b>II-6- Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift :</b> .....	<b>12</b>
<b>CHAPITRE III: ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DES PUIITS</b> .....	<b>13</b>
<b>III-1-Introduction :</b> .....	<b>13</b>
<b>III-2- Concept nodal :</b> .....	<b>14</b>

<b>III –3-Procédure et application de l’analyse nodale:</b> .....	15
III –3-1-Procédure.....	16
III-3-3- Application.....	16
<b>III –4- Le choix de Nœud :</b> .....	17
III-4-1. Inflow performance relationship (IPR):.....	17
a) Loi de DARCY: .....	18
b) Méthode de l’indice de productivité : .....	18
c)Méthode de Vogel: .....	19
 <b>CHAPITRE IV : APPLICATION DE L’ETUDE</b> .....	 20
<b>IV-1- Cas des puits verticaux :</b> .....	20
IV-1-1- Complétion de puits OMG812 : .....	20
IV-1-2- Application de l’analyse Nodal avec PIPESIME : .....	21
a) L’entrée des données : .....	21
b) Inflow Performance Relationship (IPR):.....	21
c) Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing :.....	22
d) Le point de fonctionnement IPR/VLP : .....	23
e) L’analyse sur la nouvelle complétion :.....	23
1) Scenario 1 : (écoulement tubing/concentrique CCE) :.....	23
2) Scenario 2: (Side Pocket Mandrel SPM):.....	26
<b>IV-2- Cas des puits horizontaux :</b> .....	30
IV-2-1- Complétion du puits OMGZ81 : .....	30
IV-2-2- Application de l’analyse Nodal avec PIPESIME : .....	30
a) L’entrée des données : .....	31
b) Inflow Performance Relationship (IPR): .....	31
c) Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing :.....	31
d) Le point de fonctionnement IPR/VLP : .....	32
e) L’analyse sur la nouvelle complétion : .....	32
1) Scenario 1 : (écoulement tubing/concentrique CCE) :.....	32
2) Scenario 2: (Side Pocket Mandrel SPM): .....	34

**Conclusion générale**

**Recommandations**

**Bibliographie**

**Annexe**

## Introduction générale

L'énergie occupe une place prépondérante dans le monde. L'Algérie a consacré une grande importance au secteur des hydrocarbures depuis sa nationalisation en février 1971.

L'objectif de tout pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum de réserves en place et la continuité de la production avec toutes les méthodes de récupération assistée. Parmi ces méthodes on a : le pompage électrique de fond, le pompage hydraulique de fond et le gaz-lift.

Vu les excellentes caractéristiques petro-physiques, la faible hauteur utile, la variation aléatoire des paramètres de production (WOR, GOR, débit de production), l'exploitation optimale de ce secteur demande une connaissance parfaite des données de base pour arriver à une récupération maximale avec un coût minimale.

L'exploitation du champ, par déplétion naturelle fait chuter sa pression de gisement d'une façon considérable. La faible épaisseur du réservoir, et la proximité des interfaces G/O et W/O par rapport à l'emplacement des perforations, favorisent le phénomène de coning (water coning et gaz coning) qui diminue considérablement la récupération d'huile et tue le puits. Donc il est devenu impératif de prévoir un soutirage artificiel pour augmenter la récupération du champ.

Vu la disponibilité du gaz en quantités suffisantes dans la région, le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond ; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif.

Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum du gaz lift pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (pression en tête, pourcentage d'eau .....).

Nous avons organisé notre modeste travail comme suit :

Chapitre I : Généralités sur le champ de H. MD et L'UPSIDE NORD ;

Chapitre II : Gaz lift et complétion ;

Chapitre III : Analyse nodale et performance de puits ;

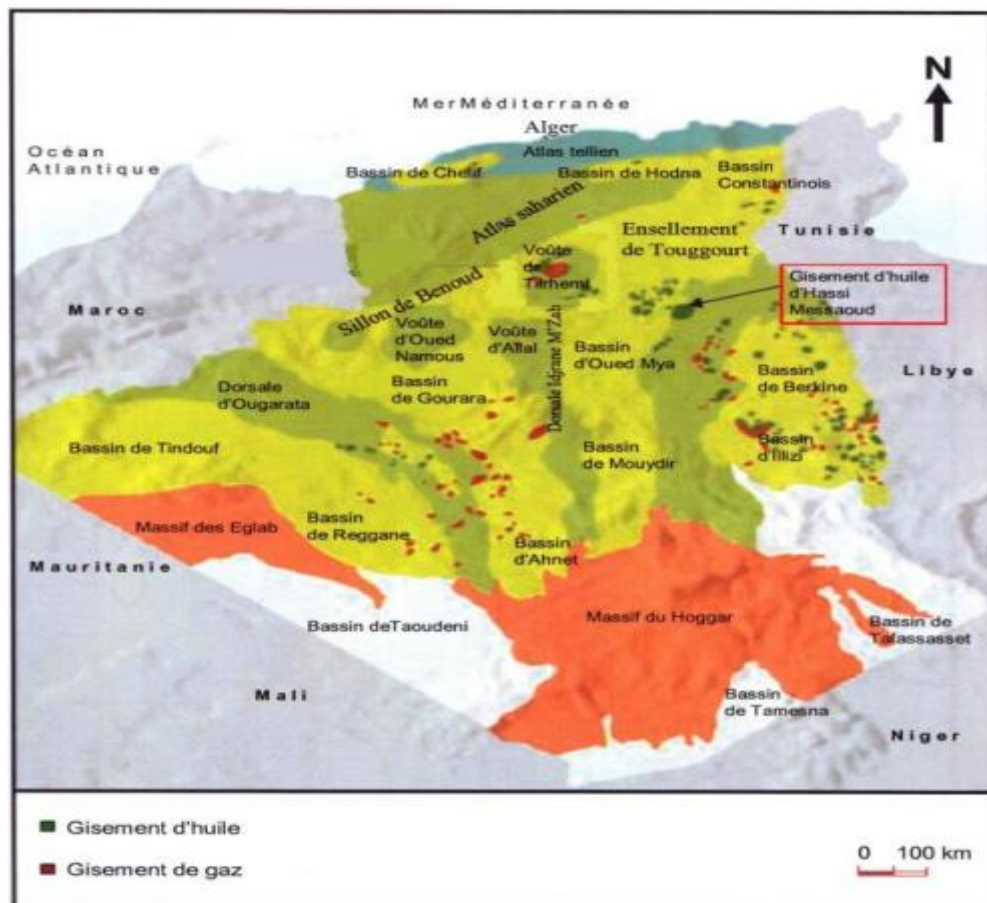
Chapitre VI : Application de l'étude.

## CHAPITRE I :

**GENITALITES SUR LE CHAMPS DE H.MD ET L'UPSIDE NORD****I-1- Présentation du champ de Hassi Messaoud :*****I-1-1-Situation géographique :***

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique et aussi des champs pétroliers paléozoïques. Il se situe à 800 km Sud-Est d'Alger, à 350km de la frontière tunisienne, à 80Km à l'Est de Ouargla. Il a une superficie de 2000km<sup>2</sup> et une altitude moyenne de 142m. Il est limité [4] :

- Au NW par les gisements d'Ouargla, Guellaba, et Haoud-Berkaoui;
- Au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb;
- Au SE par les gisements de Rourde-El-Baguel et Mesdar;
- A l'Est par le gisement de Berkine.



**Figure I-1 :** Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

Les coordonnées Lambert Sud Algérie sont :

- 790 000 à 840 000 Est.
- 110 000 à 150 000 Nord.

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32 15°      - A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30°      - A l'Est par la longitude 6 35°

### ***I-1-2- cadre Géologique :***

La sismique à réfraction, résultant de l'association SN REPAL-CFP(A), a mis en évidence, en 1956, un vaste dôme structural à l'aide du premier forage Md1 qui a permis la découverte d'un gisement d'huile sous saturée dans les grès cambriens à 3338m. La CFP(A) détenait 51% et la SN REPAL 49%. Le gisement est localisé sur la discordance hercynienne et dans les 3 niveaux réservoirs du Cambrien (Ri, Ra, R2, R3). Les paramètres s'améliorent de bas en haut.

La description des niveaux dans le gisement est la suivante :

- ✓ Dans le R3 la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité plus petite (1md et quelque fois nulle).
- ✓ Dans le R2 la porosité augmente de 10 à 13% et la perméabilité reste la même, c'est-à-dire, faible.
- ✓ La zone **Ra** est le réservoir principal. Son épaisseur est 100m l'Est et 145m à l'Ouest. C'est un grès mal classé ou la taille de grains varie beaucoup et parfois reste même supérieur à 1mm. Les lits (bancs) grossiers intercalés par des bancs plus fins de quelques mm d'épaisseurs où la stratification est oblique. Les grès ont un ciment constitué de quartz secondaire et d'argile jusqu'à 100% en moyenne, mais la silicification est très irrégulière. La perméabilité à travers les niveaux poreux varie entre 60 et plus de 100md. La porosité est comprise entre 4 et 20%.
- ✓ Dans le Ri les grains ont la même taille, ne dépasse jamais de 1mm. Ce sont des quartzites fins à moyens et surtout mal classés. Leur porosité est faible en moyenne, quelque dizaines de md et la porosité ne dépasse pas 10 ou 15%, mais la silicification réduit beaucoup le potentiel de ce niveau.

L'épaisseur totale de la partie productive du réservoir cambrien atteint 100-120 mètres. La saturation en huile constitue 85%. Le débit moyen est égal à 300-350 m<sup>3</sup>/jour, par puits peut varier entre 0 et 1900 m<sup>3</sup> /jour.

L'huile est sous-saturée, léger, ayant une masse spécifique de 0,800g/l et avec un pourcentage nul en soufre.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie

### ***I-1-3- Description du réservoir (drains) :***

Du point de vue sédimentologique, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométrique :

- Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- Zone grossière supérieure (Ra supérieure)

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
- ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage progressif entre le D1 et le D2.
- D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

## **I-2- La zone et le block a étudié ou champ Hassi Messaoud :**

### ***I-2-1- Introduction :***

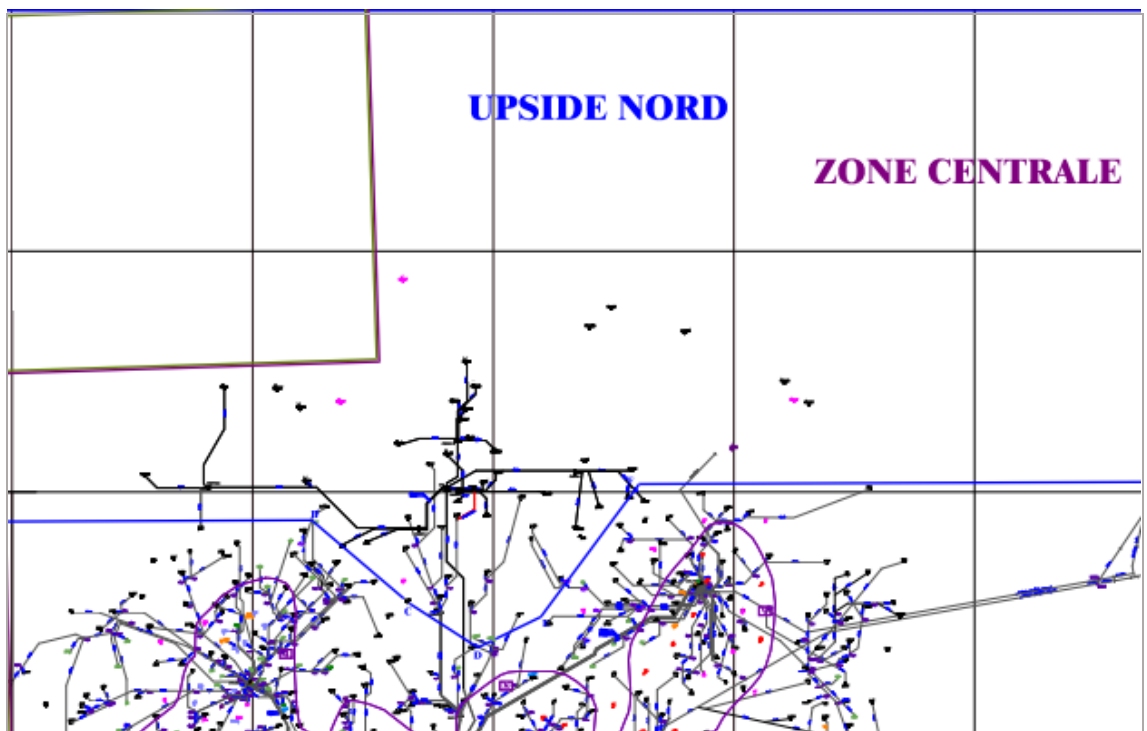
Suite au nombre élevé des puits forés dans l'Upside Nord du champ de Hassi Messaoud et l'existence des failles majeures ce secteur est divisé en plusieurs blocs séparés. Pour l'exercice prévisionnel 2014, il a été décidé par le management de

Sonatrach de ne pas mettre en production les nouveaux puits forés dans l'Upside vu le comportement de production des puits dans ce secteur dans les dernières années qui a montré la chute de productivités des nouveaux puits depuis leurs mise en production et la déplétion de quelque puits en terme de pression de gisement. En 2013 une étude de simulation numérique sur un bloc principal de l'Upside a démontré que la chute drastique de plateau de production est due essentiellement aux problèmes d'exploitation et non à la déplétion de pression de gisement sauf pour certain puits entourés par des failles ou situés dans la partie nord érodé du bloc. Cette étude a pour objectif de construire les modèles puits en faisant des designs de complétion gaz lift standard et velocity string suivi par une évaluation global pour les deux type de complétion avec optimisation des réseaux huile et gaz lift.

### ***I-2-2-Situation de l'Upside Nord :***

Cette zone se trouve à cheval sur deux permis :

HMD Zones Centrales et HMD Zones Complexes. Elle s'étend sur une superficie voisine de 1412 Km<sup>2</sup>, et représente un fort volume potentiel d'huile dans le champ de HMD [6]



***Figure I-2 : Situation de l'Upside Nord.***

**I-2-3-Étude de l'historique de la production de l'Upside Nord:**

- Cette zone a commencé la production en 1969, par le puits OMK64 qui a resté le seul puits producteur jusqu'au l'année 1984 avec un cumul de production de 108573 m<sup>3</sup>
- En 1985 et 1986, deux puits sont en production OMK64 et ONE232, avec un cumul de production de 144785 m<sup>3</sup>.
- En 1987, le puits ONE232 a été fermé et le OMK64 reste en production jusqu'au la fin de 2002 et en 2000 le puits ONE232 a été mis en production à nouveau.
- En 2003 et 2004, deux puits sont en production ONE232 et OMK61 avec un cumul de production de la zone de 304905 m<sup>3</sup>.
- A partir de l'année 2005, on constate une augmentation remarquable de la production de la zone, due au forage des puits horizontaux et la conversion de certains puits en Short Radius.
- En 2007, la production annuelle est doublée par la mise en production des puits OMK64 après conversion en Short Radius, OMKZ643 et OMKZ672.
- La production annuelle dans les deux années 2008 et 2009 a été presque constante de l'ordre de 480000 m<sup>3</sup>, 15 puits ont été en production.
- En 2010 et 2011, la production a été augmentée du fait de la mise en production de quatre nouveaux puits.
- La période de 2012 et 2013 se traduit par chute importante de la production annuelle, due à la fermeture de plusieurs puits à cause des problèmes d'exploitation.
- Le cumul de production de la zone en Mars 2012 est 1670 Ton/d

**I-2-4- Etat actuel de la zone [7] :****a) Etat des puits Horizontaux :**

- 16 puits en service dont :
  - 09 puits produisent avec Qoil >2m<sup>3</sup>/h.
  - 07 puits faible potentiel Qoil <2m<sup>3</sup>/h.
- 10 puits fermés dont :
  - 04 puits fermés temporairement.
  - 06 puits n'ont jamais produit.



**b) Etat des puits Verticaux :**

- 06 puits Sec : OMG33, OMG57, ONE23, OMH13, OMH31 et OMH81.
- 17 puits fermés dont :
  - 15 puits n'ont jamais produit.
  - 02 puits fermés :
- OMG61 : Fracturé en Avril2006, NP=331,2 Mm<sup>3</sup> c'est le meilleur des verticaux.
- ONE232 : fermé en 2004, NP=48,9 Mm<sup>3</sup> Candidats SR.
- 04 puits en service :
  - OMK842 : Fracturé en juillet 2007, Qoil=4m<sup>3</sup>/h, NP=225 M m<sup>3</sup>
  - 03 puits de faible potentiel et des arrêts fréquents :
    - OMG832: Qoil=1,9m<sup>3</sup>/h;
    - OMG73: Qoil=1,7m<sup>3</sup>/h;
    - OMG513 :Qoil= 1,6m<sup>3</sup>/h;
- 03 puits convertis en Short Radius :
  - OMK57 : SR en 2002, NP=65,5 M m<sup>3</sup>;
  - OMK64 : SR en 2007, NP=228 M m<sup>3</sup>;
  - OML16 : SR Abandonné, attente WO.

**I-2-4-Generalité sur le block a étudié :**

Dans notre travail on va fixer comme bloc à étudier pour l'optimisation de sa production le Bloc n°1 (Fig I-3)

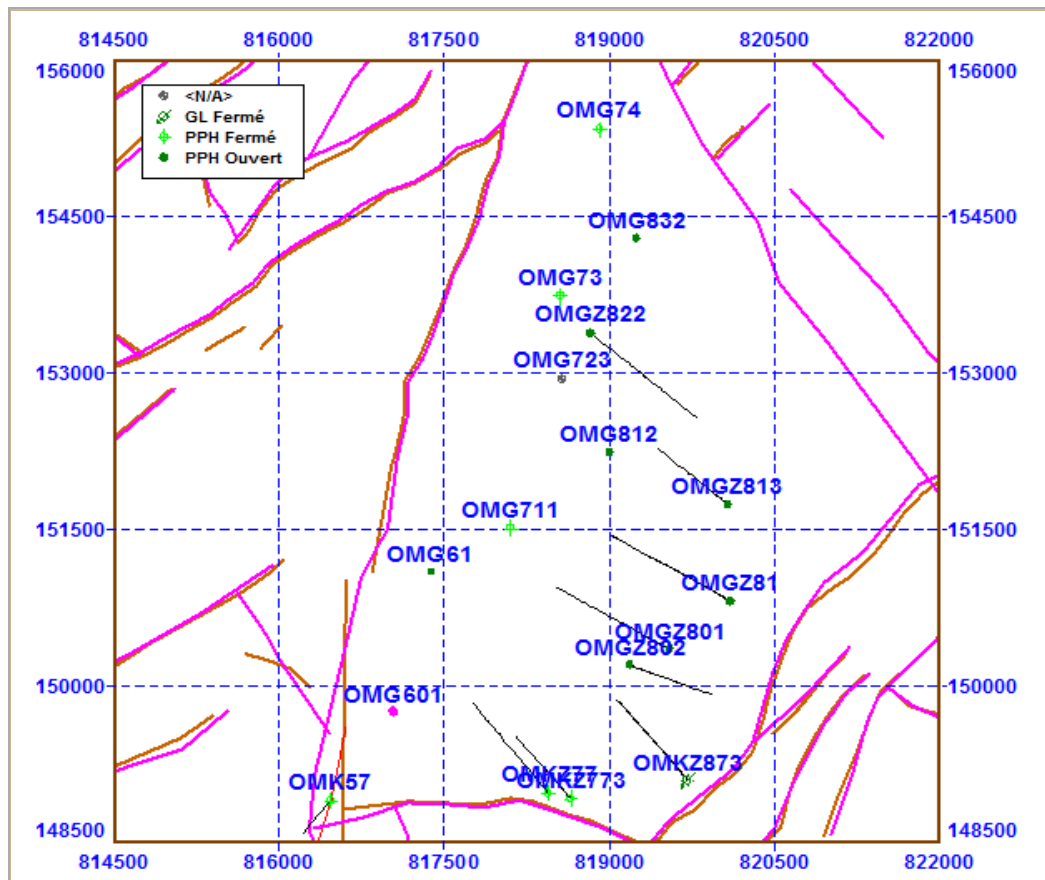


Figure I-3 : La répartition des puits sur les bloc

- Le bloc choisi est situé sur une surface de  $27 \text{ km}^2$ . Il contient 15 puits dont 7 puits verticaux et 8 puits horizontaux. Le premier puits foré est OMG61 en 2003.
- Le bloc est caractérisé par l'absence des drains D5 et D4 à cause de la DH, les meilleurs drains sont les D2, ID et le D1.
- L'historique de production de ce bloc est marqué par deux phases :
  - 1<sup>er</sup> phase de 2003 jusqu'au 2007 : le seul puits producteur c'est OMG61;
  - 2<sup>eme</sup> phase de 2007 jusqu'au 2013 : forage des puits verticaux et horizontaux.

#### I-2-5- Conclusion :

- L'apport des horizontaux dans la production et dans la récupération est plus important que les verticaux.
- Les puits convertis en Short Radius 2002 et 2007 ont présenté un bon comportement juste après la reconversion, mais ont connu par la suite un déclin identique à celui des horizontaux.

- Les autres puits verticaux, soit 25 sur un total de 30 ont contribué uniquement de 3,6% dans la production totale de la zone.
- Le secteur de l'Upside Nord est très important pour le champ de Hassi Messaoud. Il s'étend sur une superficie d'environ 1412 Km<sup>2</sup>.
- L'exploitation de ce secteur par déplétion naturelle et les problèmes de dépôt de sels et d'asphaltes ont fait chuter sa pression de gisement d'une façon considérable, et par conséquence une productivité faible est constaté presque dans tous les puits de cette zone.
- Donc il est devenu impératif d'utiliser des méthodes de récupération assistée, tel que : le pompage à tige, le pompage électrique au fond, le pompage hydraulique de fond et le gaz-lift.

## CHAPITRE II : GAS-LIFT ET COMPLETION

### II-1- Introduction :

Le gaz lift est la méthode d'activation la plus utilisée au champ de Hassi Messaoud.

Le gaz-lift est une technique de production activée permettant la mise en production des puits non ou insuffisamment éruptifs, par diminution de la contre pression hydrostatique entre le fond et la surface [2].

### II-2-Principe Du Gaz-Lift :

L'objectif d'une activation par gaz-lift est de réduire la pression fond en écoulement (bottom hole flowing pressure) du réservoir. Le principe est d'injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. Ceci est similaire à un ajout de puissance au fond du trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient et ce, jusqu'au séparateur [3].

### II-3- Types De Gaz-Lift :

Il existe deux types du gaz lift :

#### II-3-1-Classification suivant le mode d'injection :

Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le gaz-lift. Il est réalisé par injection continue ou intermittente :

##### a) *Gaz-lift continue :*

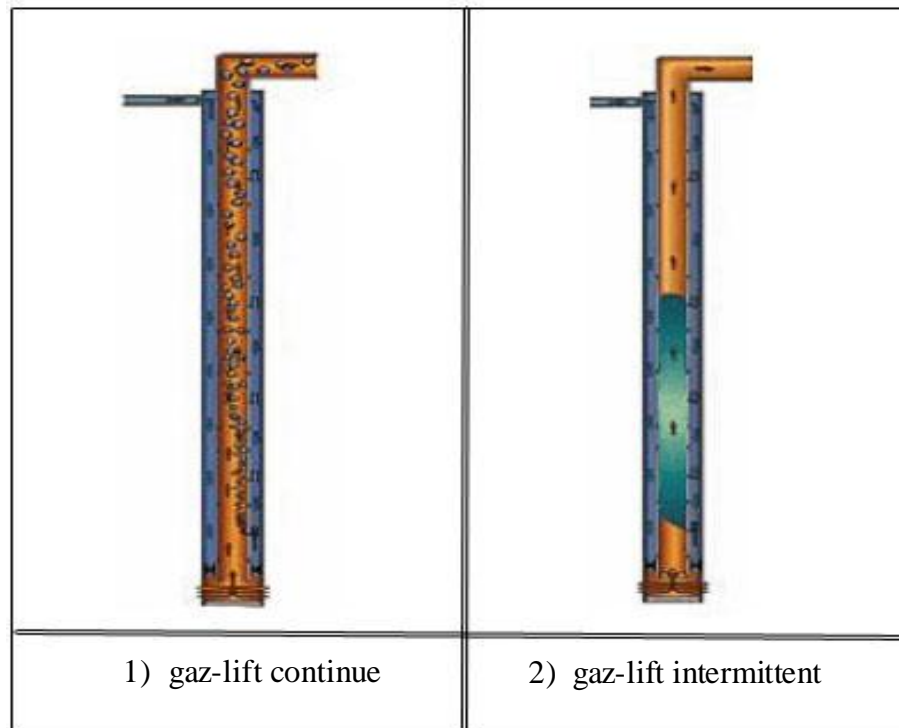
C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif [5].

##### b) *Gaz-lift intermittent :*

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite [5].

En général, le gaz lift continu convient aux puits à bon indice de productivité ( $IP \geq 1 \text{ m}^3/\text{j} / \text{bar}$ ), par contre le gaz lift intermittent est mieux adapté aux puits à faible indice de productivité ( $IP \leq 1 \text{ m}^3 / \text{j} / \text{bar}$ ).

- En résumé, dans le domaine de gaz lift 95% des puits produisent par gaz lift continu.



*Figure II.1 : mode d'injection du gaz.*

### **II-3-2-Classification en fonction de la complétion :**

#### **a) 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 puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement.

#### **b) Gaz lift indirect :**

Dans ce cas la production et la méthode d'injection diffèrent de la précédente.

##### ❖ Production par le casing et injection par le tubing :

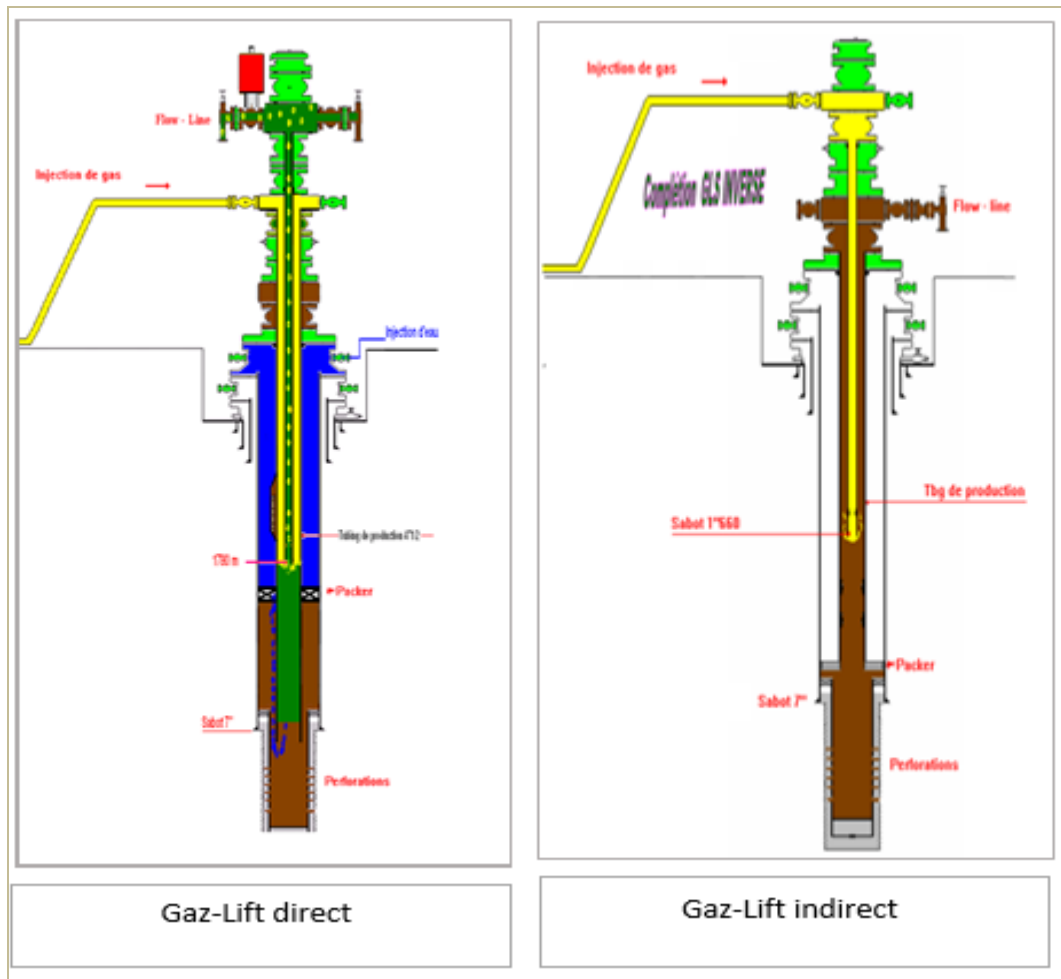
Cette technique convient au débit d'injection plus grand, Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :

- \* Nécessite un très grand volume de gaz.
- \* Le design de l'équipement est très spécial.

\* N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

❖ Tubing concentrique (concentrai tubing string) :

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



**Figure II.2 :** complétion du gaz-lift direct et gaz-lift indirect.

## II-4-Avantages et Inconvénients du Gaz-Lift :

### II-4-1-Avantages :

1. Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
2. Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
3. Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
4. Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.

5. Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.
6. Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie
7. Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
8. Permits de démarrer le puits.
9. adaptation sur puits déviés.
10. utilisation possible du gaz produit sur place.

**II-4-2-Inconvénients :**

1. Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
2. Pas applicable dans un casing en mauvais état.
3. Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
4. Rendement assez faible dans les puits profond.
5. Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.
6. Nécessité de traitement en cas de formation des hydrates : traitement du gaz par déshydratation ou par injection du méthanol.
7. Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter par la mise en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.

**II-5- Facteurs à considérer dans la conception du gaz lift :**

Avant d'entamer un projet de gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi ces facteurs on peut citer :

- 1) La pression en tête de puits (wellhead pressure).
- 2) La pression de gaz à injecter.
- 3) Profondeur d'injection de gaz.
- 4) L'indice de productivité (IP) et l'effet de skin (S).

**CHAPITRE III:**

**ANALYSE NODALE ET PERFORMANCE DES PUITTS**

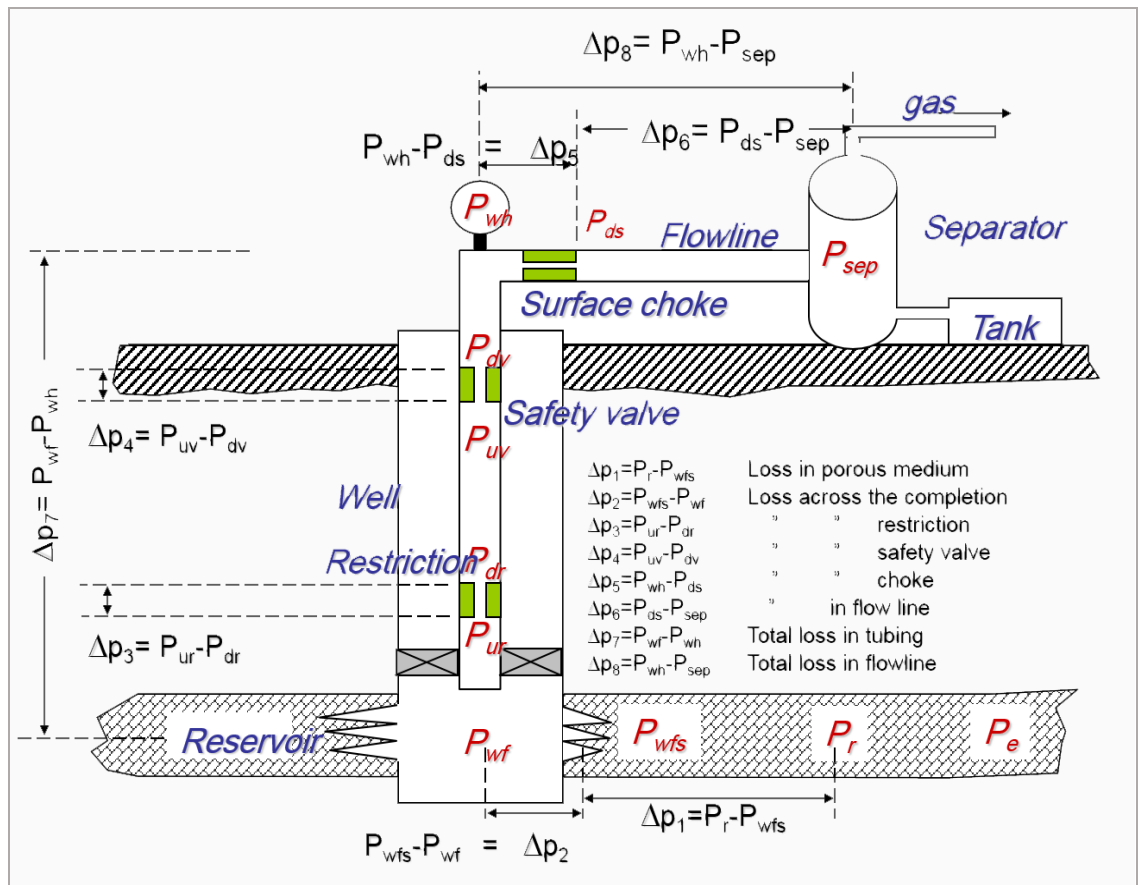
**III-1-Introduction :**

Le système nodal est une subdivision des différents éléments d'une complétion d'un puits dans le but de prévoir un débit et optimiser le système de production

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

Ce système consiste en trois phases:

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.



**Figure III.1 :** représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur [9].



En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit:

- $\Delta P_1 = P_r - P_{wfs}$  = Perte dans la formation.
- $\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf}$  = Perte le long de la complétion.
- $\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR}$  = Perte dans les restrictions.
- $\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV}$  = Perte dans la vanne de sécurité.
- $\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC}$  = Perte dans la duse de surface.
- $\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep}$  = Perte dans les conduites horizontales de surface.
- $\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh}$  = Perte totale dans le tubing.
- $\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep}$  = Perte totale dans les collectes.

**III-2- Concept nodal :**

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans les différentes parties du système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

Afin de simplifier le système, les nœuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles (Comme dans la figure ci-dessous). Le système devient donc subdivisé en deux parties.

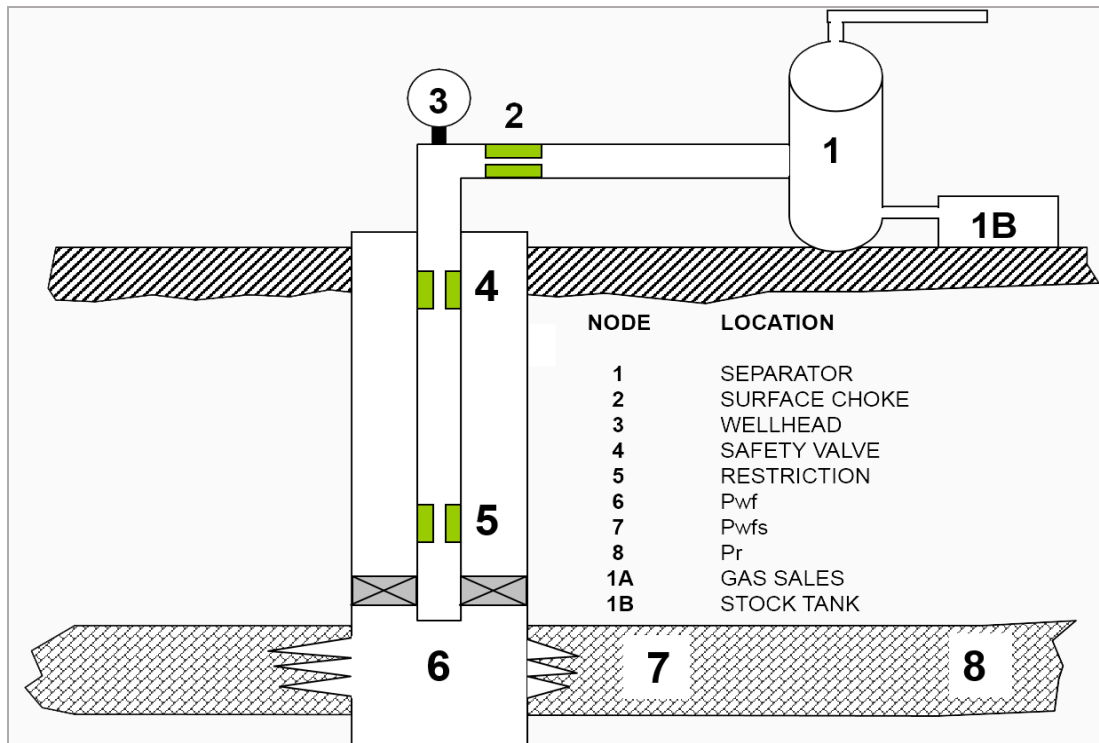


Figure III.2 : Les différentes positions possibles des nœuds [9].

## ❖ Les différentes positions du nœud:

- Nœud 1: (séparateur).
- Nœud 2:( Duse).
- Nœud 3: Tête de puits (well head).
- Nœud 6: (fond du puits).
- Nœud 7: (au niveau des perforations).
- Nœud 8: (réservoir).

**III –3-Procédure et application de l’analyse nodale:**

Afin de simplifier le système, des nœuds sont placés pour lier les différents segments. On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point P Nœud 6 (Fond de puits), où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- ✓ Système de réservoir.
- ✓ Système d'équipement du puits (tubing, pipe ligne).

En se basant sur le principe du système nodal, on peut tracer l'évolution de la pression de réservoir en fonction de débit qu'on appelle 'inflow' et la pression de fond en fonction de la pression en tête, qu'on appelle le 'outflow' [8].

## ❖ Equation de l’inflow :

$$P_{\text{node}} = P_r - \Delta P_1 \quad \dots\dots\dots(\text{III-1})$$

## ❖ Equation de l’Outflow :

$$P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} - \Delta P_7 \quad \dots\dots\dots(\text{III-2})$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q, une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point, appelé le point de fonctionnement du système.

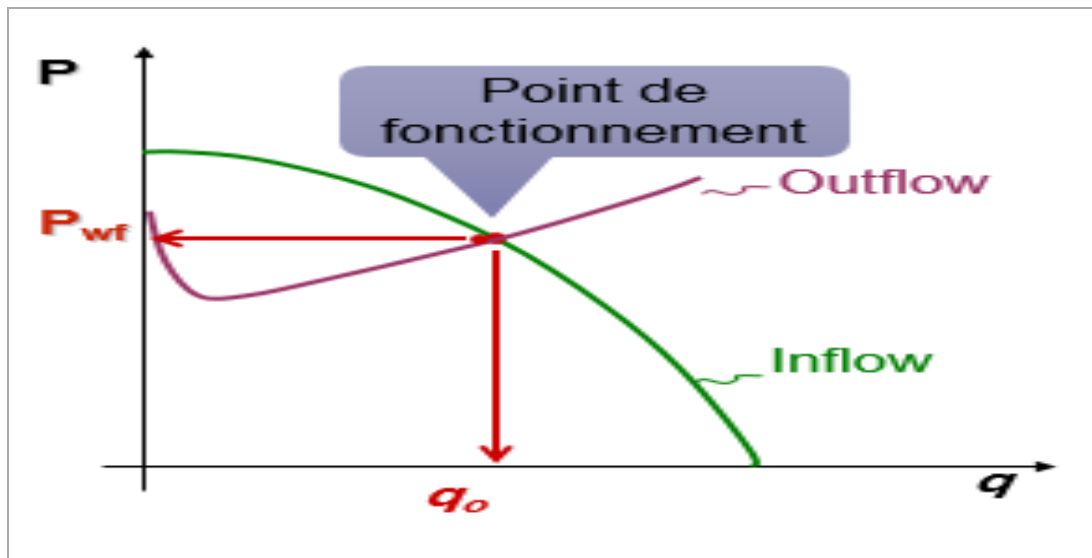


Figure III.3 : point de fonctionnement de système.

Ce graphe repente deux courbes, la courbe VLP décrit les pertes de charge dans le tubing à partir de deux paramètres (la friction et le frottement). La courbe inflow décrit l'écoulement dans le réservoir, supérieure inférieure la pression de bull.

### III -3-1-Procédure

- ☒ Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- ☒ Choisir les composants à optimiser.
- ☒ Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- ☒ Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- ☒ Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- ☒ Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

### III-3-3- Application:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz ; certaines des applications possibles de l'analyse Nodale sont comme suit:

- ☒ Choix du diamètre du tubing.

- ☒ Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- ☒ Choix du diamètre de la duse de surface.
- ☒ Optimisation de la production par gaz lift.
  
- ☒ Evaluation des puits stimulés.
- ☒ Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

### III –4- Le choix de Nœud :

- ☒ Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'*IPR* (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont Courbe *IPR* mesurée dans le puits (well bore).
- ☒ Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- ☒ Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- ☒ Pression de séparateur (séparation).

#### ✓ Remarque :

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés.

Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

#### **III-4-1. Inflow performance relationship (IPR):**

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres, tels que les propriétés pétro-physiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des

fluides, la formation endommagée ou stimulée [12]....

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a

**a) Loi de DARCY :**

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy : la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante :

$$V = Q/A = - (k/\mu) \partial P / \partial x \quad \text{.....(III-3)}$$

Avec :

- V : vitesse apparente (cm/s).
- Q : débit volumétrique (cm<sup>3</sup>/s).
- A : section de passage de fluide (cm<sup>2</sup>).
- K: est le tenseur de perméabilité (md).
- P : pression (atm).

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- ✓ écoulement à faible vitesse (laminaire).
- ✓ écoulement permanent.
- ✓ formation homogène.
- ✓ pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

**b) Méthode de l'indice de productivité:**

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi du drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique:

$$J = Q / (P_{ws} - P_{wf})$$

..... (III-4)

$J$  : indice de productivité (bpd/psi).

$Q$  : le débit produit (baril par jour).

$P_{ws}$  : Pression de fond statique (psi).

$P_{wf}$ : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle.

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

**c) Méthode de Vogel:**

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. il a déduit son équation :

$$\frac{q_0}{q_{0\max}} = 1 - 0.2 \times \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \times \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots (III-5)$$

$q_0$  : Débit entrant (inflow rate) correspondant à  $P_{wf}$ .

$q_0$  (max): Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique Nulle ( $P_{wf} = 0$ )

## CHAPITRE IV : APPLICATION DE L'ETUDE

### IV-1- Cas des puits verticaux :

Dans la présente étude sept puits sont concernés par l'analyse et l'optimisation. Dans ce qui suit, on se limitera au développement détaillé d'un puits typique, qui est OMG812.

Le puits OMG812 est un producteur d'huile, foré le 24/12/2008 dans le cadre du développement de la zone d'Upside Nord du champ de HMD, sa profondeur est de 3540m. Il est situé au Centre de la zone, implanté suivant les coordonnées :

X : 819007.5493, Y : 152235.721, Z Tab : 178 m.

#### IV-1-1- Complétion de puits OMG812 :

- Le puits "OMG812" est complété d'un tubing 4" ½.
- Le puits traverse le D2, l'ID, le D1 et le Z-PSG du réservoir cambrien (Ra), et le (R2),
- La longueur de la section open hole est de 58 m.

*Tableau IV.1 : la profondeur de complétion de puits.*

Fond initial	3540 m.
OTIS L. Nipple "R" 4"1/2NV L : 0.35m	3359,51 m
Baker Packer SABL3 7" 32-38# (Comp :20T)	3374 m
1 Millout Extension 5" Vam L : 1.59m+1 Red 4"1/2NV x 5" Vam L : 0.2m	3376,6 m
OTIS L. Nipple "RN" 4"1/2NV L : 0.45m	3377,9 m

#### IV-1-2- Application de l'analyse Nodal avec PIPESIME :

Pour déterminer le point de fonctionnement de system ( $Q_o$ ,  $P_{wf}$ ), on va introduire les données du dernier jaugeage pour le puits OMG812 dans le logiciel PIPESIME, les étapes de l'application sont les suivantes :

##### a) L'entrée des données :

Pour créer un modèle, PIPESIME exige un certain nombre de données :

## ❖ Les données PVT :

La pression de bulle, la densité de l'huile et de gaz, la viscosité du fluide, la température de gisement, le pourcentage d'eau, Rs, GOR .....

## ❖ Les données du puits :

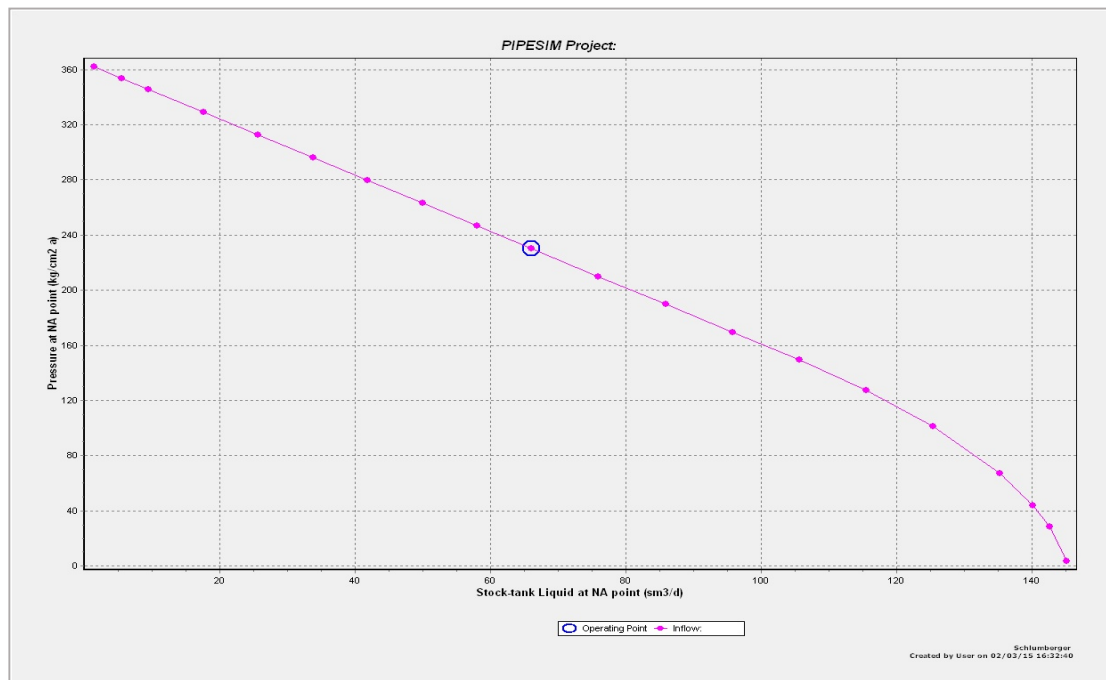
- Les déviations du sondage.
- Les équipements du fond du puits.
- Le gradient géothermique.

## ❖ Les données du réservoir :

- La pression de gisement.
- L'indice de productivité.

**b) Inflow Performance Relationship (IPR):**

On a utilisé la fonction « **Nodal Analysis** » pour déterminer la courbe de l'inflow, (l'écoulement dans le réservoir).



**Figure IV.1:** La courbe de l'inflow d'OMG812.

**c) Le choix de corrélation des pertes de charge dans le tubing :**

On a proposé les corrélations suivantes dans le système:

Beggs and Brill, Gray et Hagedorn and Brown

On a utilisé la corrélation de Hagedorn & Brown pour l'OMG812 parce que nous



avant obtenu le résultat ci-dessous :

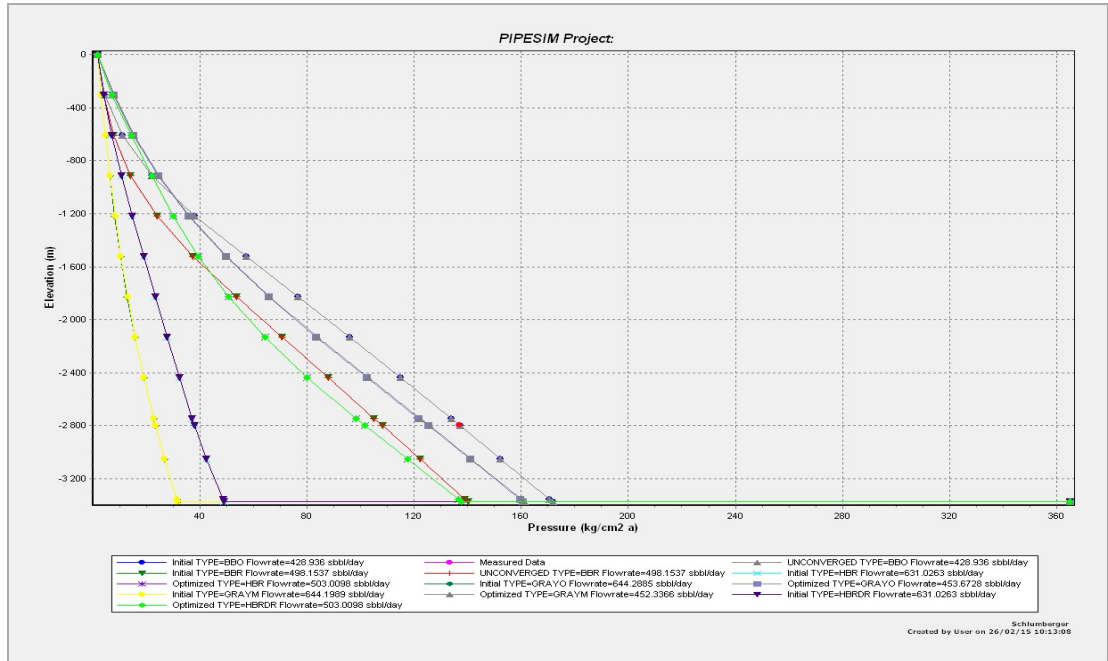


Figure IV.2 : La corrélation de gradient de pression d'OMG812.

d) Le point de fonctionnement IPR/VLP :

Les points de fonctionnement d'après les données de dernier jaugeage est comme suit :

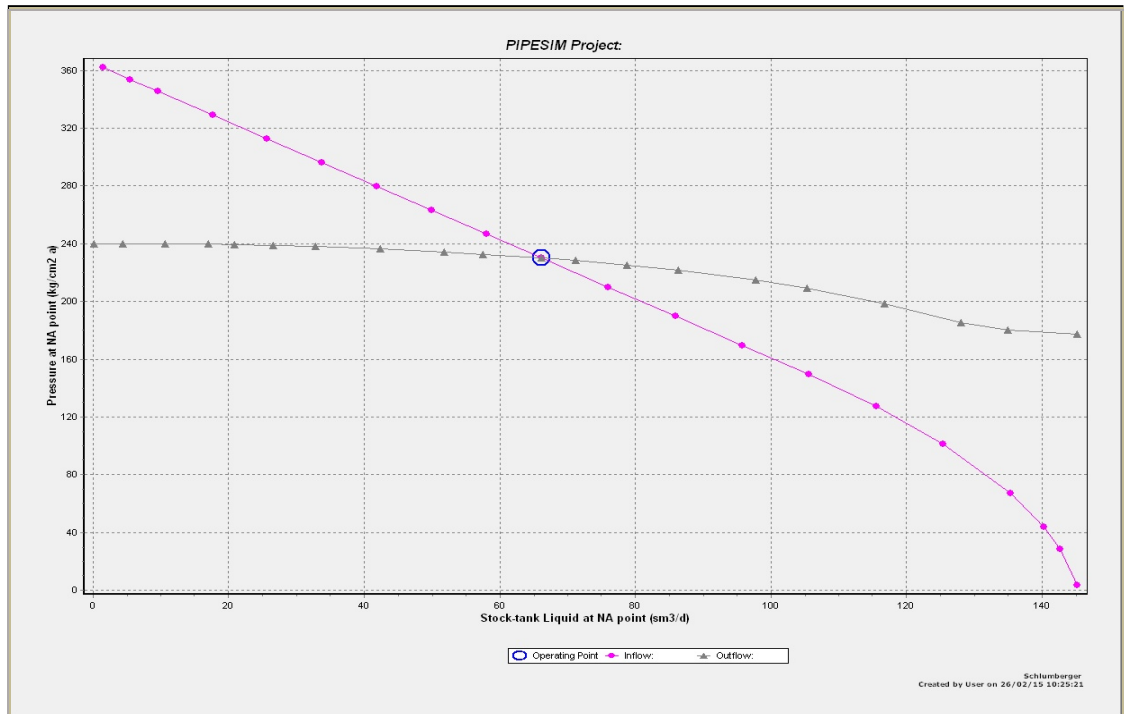


Figure IV.3: Point de fonctionnement IPR/VLP d'OMG812.

e) *L'analyse sur la nouvelle complétion :*

1) *Scenario 1 : (écoulement tubing/concentrique CCE):*

On a refait l'analyse sur le puits OMG812 après le changement de complétion (Équipement du fond) avec un concentrique 1"66 à l'intérieur de tubing 4"½ et en faisant des sensibilités à la pression du réservoir.

A. *Paramètres du Gaz-Lift :*

Le tableau suivant montre les paramètres du gaz-lift et la profondeur d'injection maximale possible pour les deux puits en question.

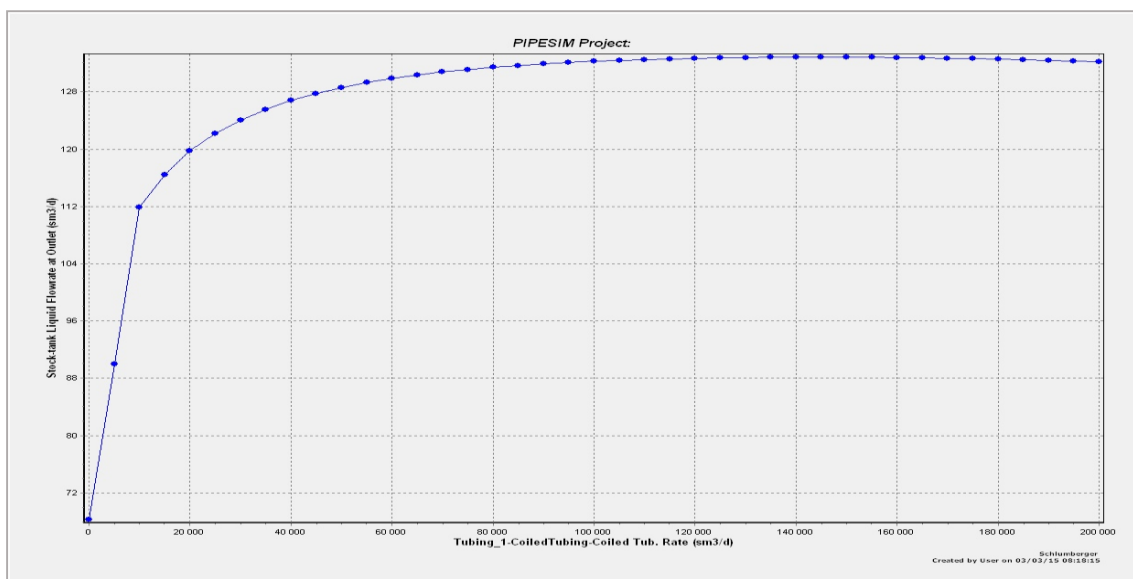
*Tableau IV.2 : Paramètres de Gas-Lift.*

Puits	OMG812
Pression de démarrage -kick off pressure- (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Pression de service- Avalable injection pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Densité du gaz injecté (inj .Gas S.G)	0.65
La pression en tête (kg/cm <sup>2</sup> )	25
Profondeur d'injection max (m)	3353.61

B. *Détermination des débits de gaz à injecté :*

A l'aide de la fonction de « **system analysis** » de **PIPESIME**, on fait une sensibilité sur le débit du gaz à injecté,

La simulation a donné les résultats suivants :



*Figure IV.4: Courbe de performance du Gaz-Lift pour le puits OMG812 (CCE).*

La courbe ci-dessus montre l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté :

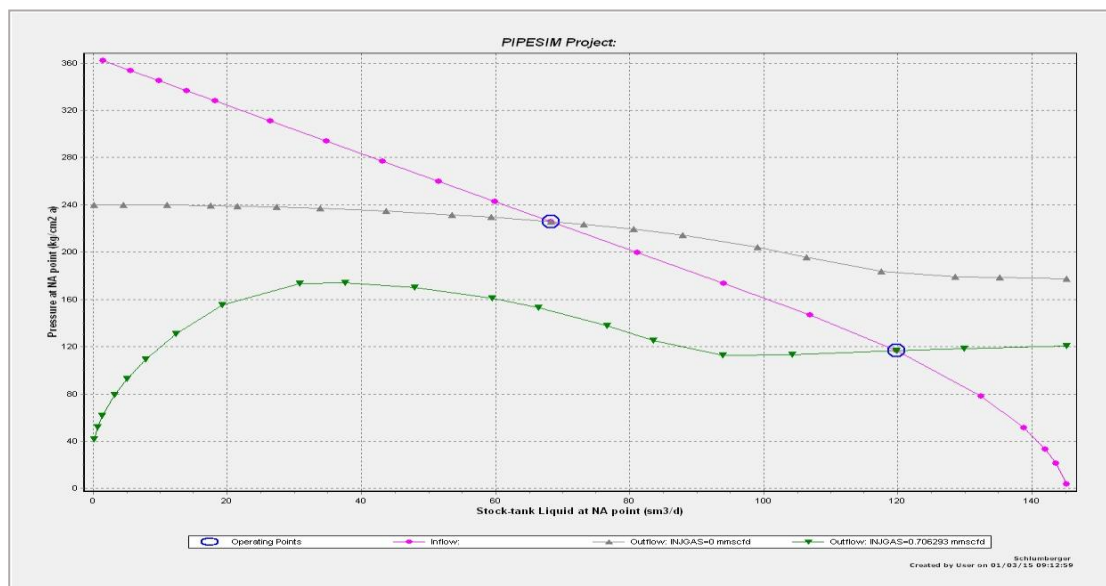
- Le débit de liquide augmente avec l'augmentation de débit de gaz injecté jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale, cela est dû à la diminution des pertes de charge hydrostatiques.
- A partir d'un certain débit d'injection, le débit de liquide commence à diminuer à cause de l'augmentation des pertes de charge due au frottement dans le tubing.

Le tableau ci-dessous englobe le débit optimal d'injection de gaz et de production d'huiles pour le puits étudié.

**Tableau IV.3 : Résultats du calcul par CCE pour l'OMG812.**

Puits	La cote CCE (m)	CCE (pouce)	Pr (Bar)	Pt (Bar)	Le débit d'injection du gaz (1000m <sup>3</sup> /j)	Q avec CCE (m <sup>3</sup> /J)	PFD (Bar)
OMG812	3353.61	1.660	365	25	0	68	225
					20	120	115.73

Les points de fonctionnement avant GL et après GL pour le puits sont présentés dans le graphe ci-dessous :



**Figure IV.5: Points de fonctionnement IPR/VLP d'OMG812 après CCE.**

**C. La Sensibilité à la déplétion de la pression du réservoir(Pr) :**

A Hassi Massoud, ce phénomène est devenu très important au cours de ces dernières années.

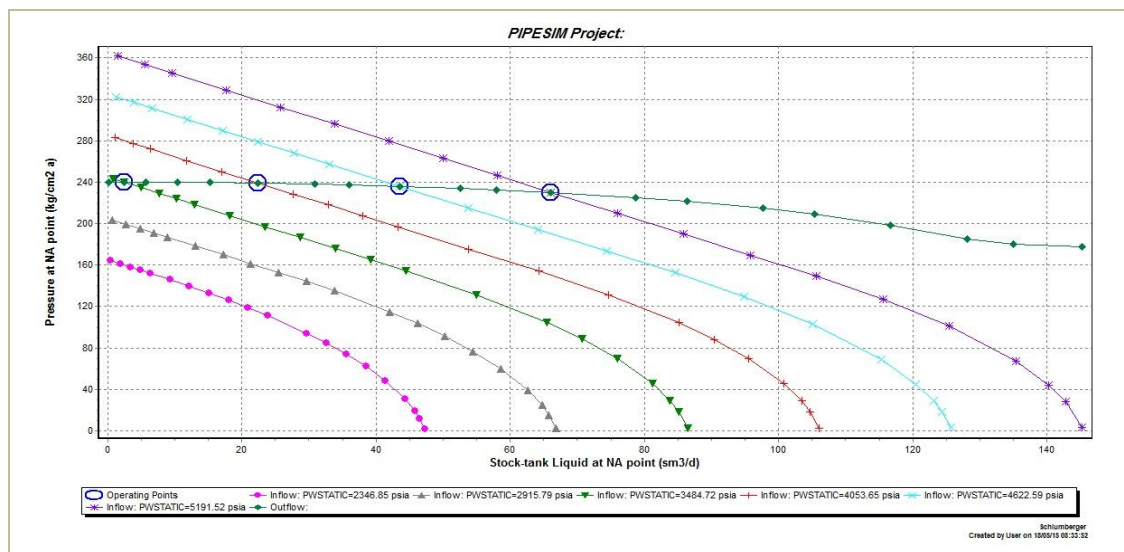
Le tableau suivant illustre l'évolution de la déplétion de Pression du réservoir (Pr) avec la production d'huile correspondante pour le puits OMG812 à la présence du GL.

**Tableau IV.4 :** Sensibilité sur le déclin de la pression du réservoir d'OMG812.

Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /J) avec injection GL	Le débit (m <sup>3</sup> /J) sans injection GL
365	120	66.06
225	101.45	43.55
285	62.4	22.37
245	34.48	2.43
205	21.48	0
165	13.70	0

Déclin de la pression du réservoir d'OMG812(CCE) On constate qu'avec un déclin de pression de 365bars à 165bars, l'OMG812 est toujours en production mais avec une diminution de débit du liquide de 119.8 m<sup>3</sup>/J à 13.7 m<sup>3</sup>/J, par contre, le puits s'arrête la production si la pression atteint 245 bars sans GL.

D'après l'analyse nodale le CCE nous a permis de gagner un taux de production très important, donc il faut accélérer le raccordement de gaz-lift pour ce puits parce que ce dernier pourrait s'arrêter à tout moment parce que leur énergie n'est pas suffisante pour garder le puits actif longtemps.



**Figure IV.6 :** Sensibilité de pression de réservoir pour l'OMG812 sans GL.

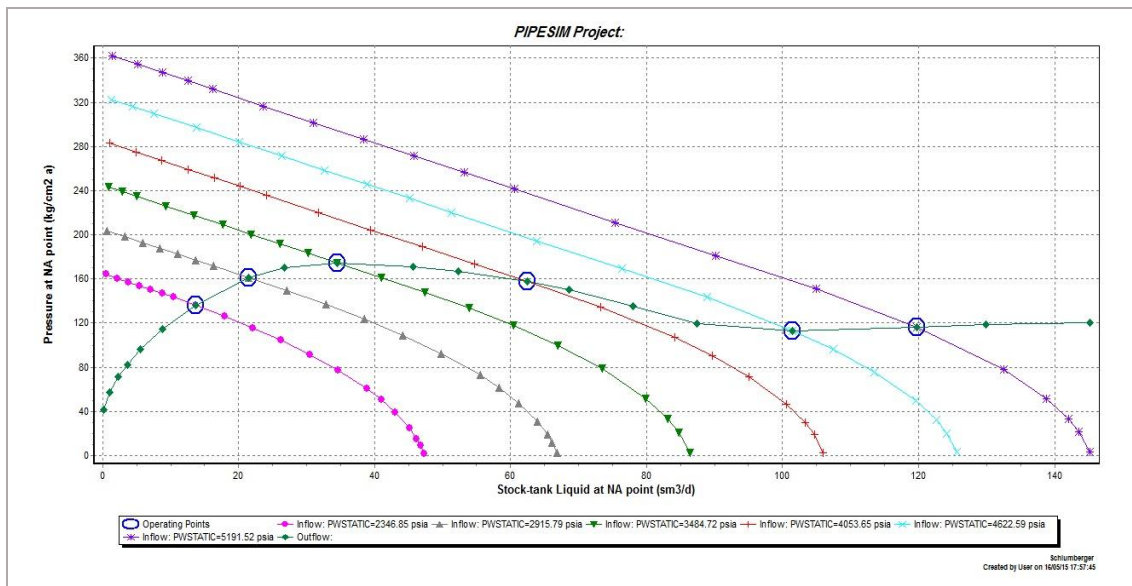


Figure IV.7: Sensibilité de pression de réservoir pour l'OMG812 (CCE).

2) Scenario 2: (Side Pocket Mandrel SPM):

On a refait l'analyse sur les puits et OMG812 après le changement de complétion (équipement du fond) avec des vannes latérales (SPM) et en faisant des sensibilités sur cette complétion et des sensibilités à la pression du réservoir.

A. Paramètres du Gaz-Lift :

Le tableau suivant montre les paramètres du gaz-lift et la profondeur d'injection maximale possible pour le puits.

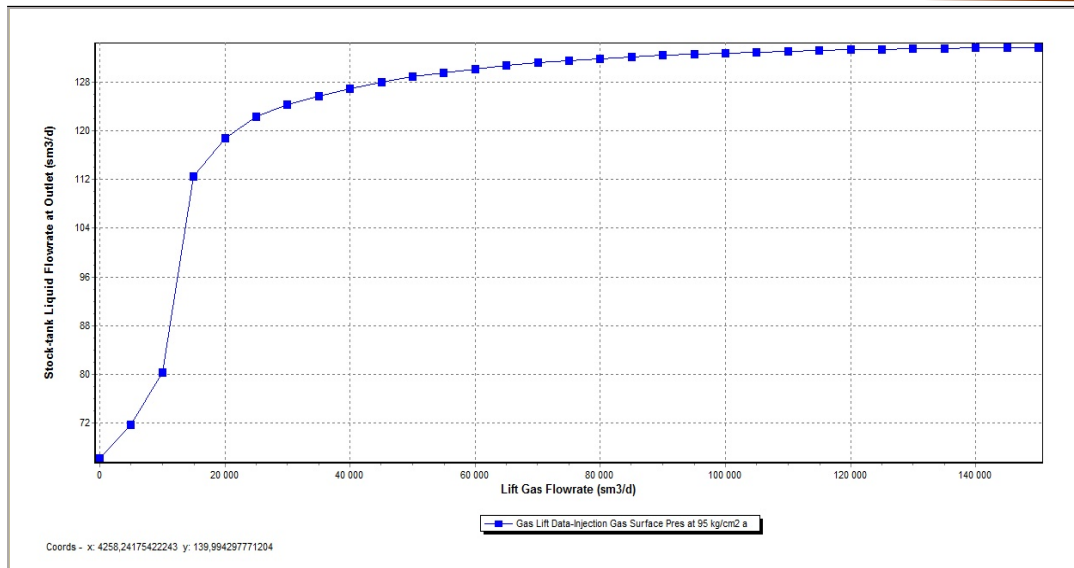
Tableau IV.5 : Paramètres de Gaz-Lift.

Puits	OMG812
Pression de démarrage -kick off pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Pression de service (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Densité du gaz injecté (inj. Gas S.G)	0.65
La pression en tête (kg/cm <sup>2</sup> )	25
Profondeur d'injection max (m)	3175

B. Détermination des débits de gaz à injecter :

A l'aide de la fonction "System analysis" de logiciel PIPESIME on fait une sensibilité sur le débit d'injection du gaz.

La simulation a donné les résultats suivants :



**Figure IV.8 :** Courbe de performance du Gaz-Lift pour le puits *OMG812(SPM)*.

Les courbes ci-dessus montrent l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté.

- Le débit de liquide augmente avec l'augmentation de débit de gaz injecté jusqu'à ce qu'il atteigne une valeur maximale, cela est dû à la diminution des pertes de charge hydrostatiques.
- A partir d'un certain débit d'injection, le débit de liquide commence à diminuer à cause de l'augmentation des pertes de charge due au frottement dans le tubing.

Le tableau ci-dessous en globe les débits optimaux d'injection de gaz et de production d'huiles pour le puits étudié.

**Tableau IV.6 :** Débits d'injections optimales des puits étudiés.

Puits	$Q_{opt}(m^3/J)$	$Q_{g\ opt}(1000m^3/j)$
OMG812	118.84	20

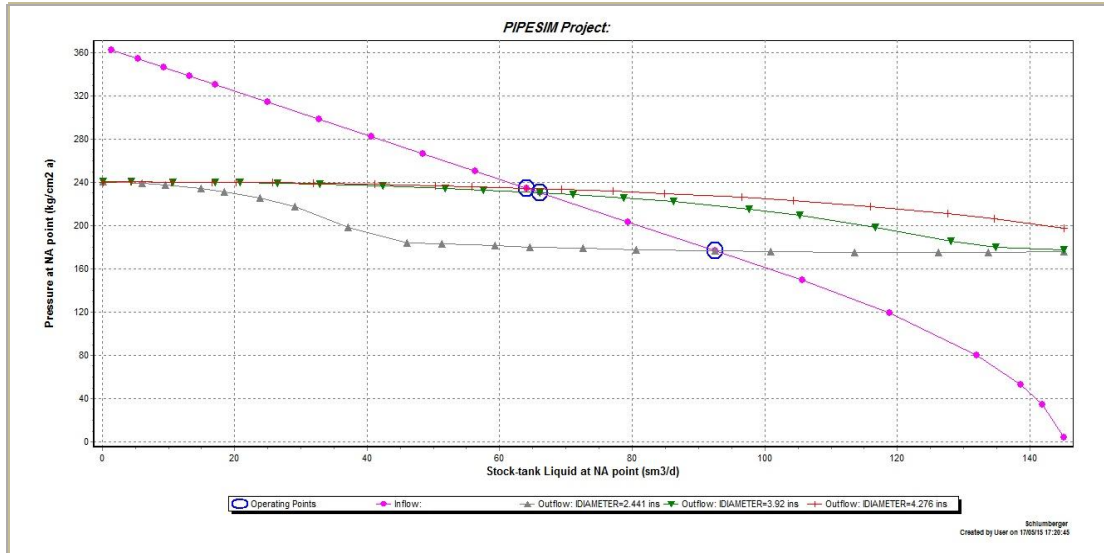
**C. Influence du diamètre intérieur du tubing :**

Dans ce cas, on fait varier le diamètre intérieur du tubing et on enregistre le débit d'huile correspondant à chaque diamètre avec et sans gaz-lift, afin de construire une courbe qui permettra d'évaluer l'influence de la réduction du diamètre intérieur sur la production du puits.

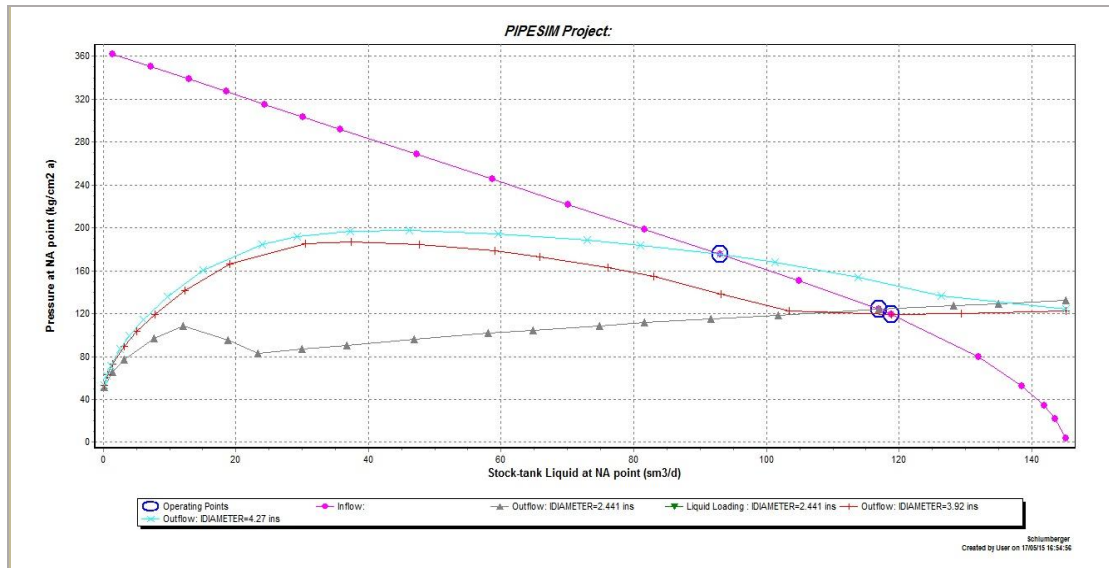
Les tableaux suivants montrent l'influence du diamètre de tubing sur la production de puits OMG812.

**Tableau IV.7 :** Sensibilité sur le diamètre de tubing avec et sans injection GL (SPM).

ID de tubing de production	Le débit (m <sup>3</sup> /J) avec injection GL	Le débit (m <sup>3</sup> /J) Sans injection du gaz
4.276	93.1	92.56
3.92	118.84	66.1
2.441	116.92	64.1



**Figure IV.9 :** Effet du diamètre de tubing sur la production du puits OMG812 sans GL.



**Figure IV.10 :** L'effet du diamètre du tubing sur la production du puits OMG812 avec GL (SPM).

**D. Positionnement des vannes de gaz-lift :**

Les positions et le tarage des vannes sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV.8 : Design des vannes de Gaz-Lift pour le puits OMG812.

Numéro de vanne	Type de vanne	Profondeur verticale (m)	Taille de l' orifice 64	Pression d' ouverture de vanne (bar)	Pression de fermeture vannes (bar)
1	Valve	2557.9	3/16	141.088	140.208
2	Valve	2781.3	1/4	149.97	147.618
3	Valve	2943.5	1/4	155.02	152.188

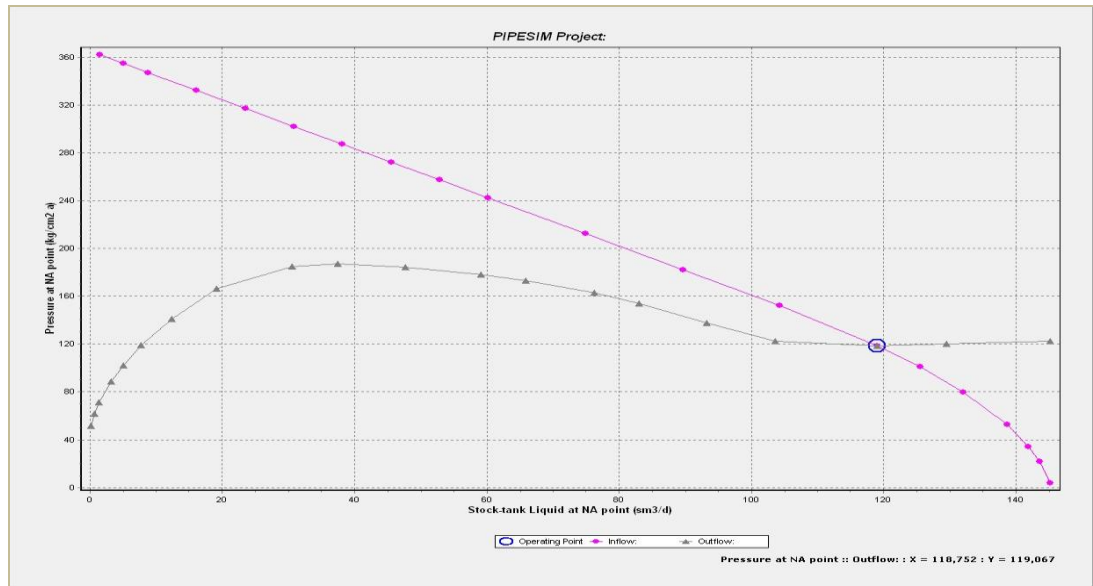


Figure IV.11 : L'effet du Gaz-Lift par SPM sur la production du puits OMG812.

- D'après ces résultats on constate une amélioration de débit de production grâce au Gaz-Lift.

Tableau IV.9 : L'effet du Gaz-Lift sur le puits(SPM).

Puits	Q <sub>O</sub> sans gaz lift (m <sup>3</sup> /J)	Q <sub>O</sub> avec gaz lift (m <sup>3</sup> /J)
OMG812	66.09	119

**IV-2- Cas des puits horizontaux :**

L'étude porte sur le block (A) de l'Upside nord de Hassi-Messaoud. Il contient huit puits horizontaux qui sont concernés par l'analyse et l'optimisation. Mais dans la présente étude, un seul puits (OMGZ81) est analysé en détail.

Le puits OMGZ81 est un producteur d'huile, foré le 29/09/2008 dans le cadre du développement de la zone d'Upside Nord du champ de HMD, sa profondeur est de



3399m. Il est situé au Centre de la zone, implanté suivant les coordonnées :

X: 820106.63, Y: 150808.98, Z Tab :158.18 m.

#### **IV-2-1- Complétion du puits OMGZ81 :**

- La complétion de "OMG812" est un tubing 4" ½. .
- Le puits traverse le D2, l'ID, du réservoir cambrien(Ra), la longueur de la section cased hole est de 782.72m.

**Tableau IV.10 : la profondeur de complétion de puits.**

fond initial TVD	3399 m
KOP	3030 m
OTIS L. Nipple "R" 4"1/2NV L : 0.40m	2996.16 m
OTIS L. Nipple "RN" 4"1/2NV L : 0.38m	3006.62 m
Hallib Ratch latch 4"1/2New Vam	3017.2 m
Hallib Packer "TWR" 7" 23-38# Comp: 20T	3018.1 m

#### **IV-2-2- Application de l'analyse Nodal avec PIPESIME :**

Pour déterminer le point de fonctionnement de system ( $Q_o$ ,  $P_{wf}$ ), on va introduire les données du dernier jaugeage pour le puits OMGZ81 dans le logiciel PIPESIME, les étapes de l'application sont les suivantes :

##### **a) L'entrée des données :**

Comme dans le cas de puits verticaux.

##### **b) Inflow Performance Relationship (IPR):**

On a utilisé la fonction « **Nodal Analysis** » pour déterminer la courbe de l'inflow, (l'écoulement dans le réservoir).

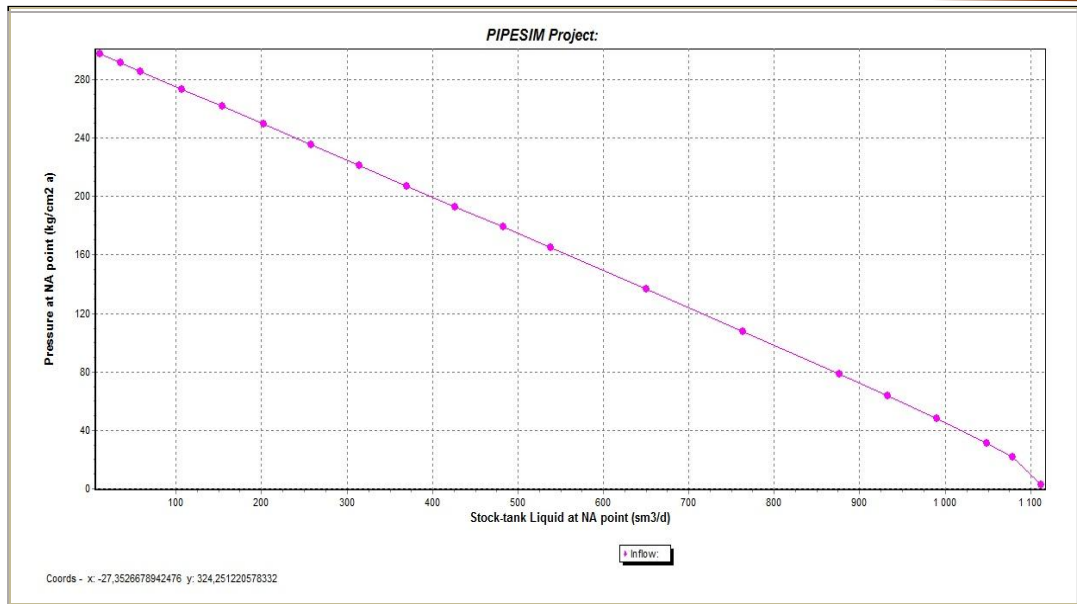


Figure IV.12 : La courbe de l'inflow d'OMGZ81.

c) Les choix de corrélation de pertes de charge dans le tubing :

On a utilisé la corrélation de Hagedorn Brown pour l'OMGZ81 parce que nous avons obtenu le résultat ci-dessous :

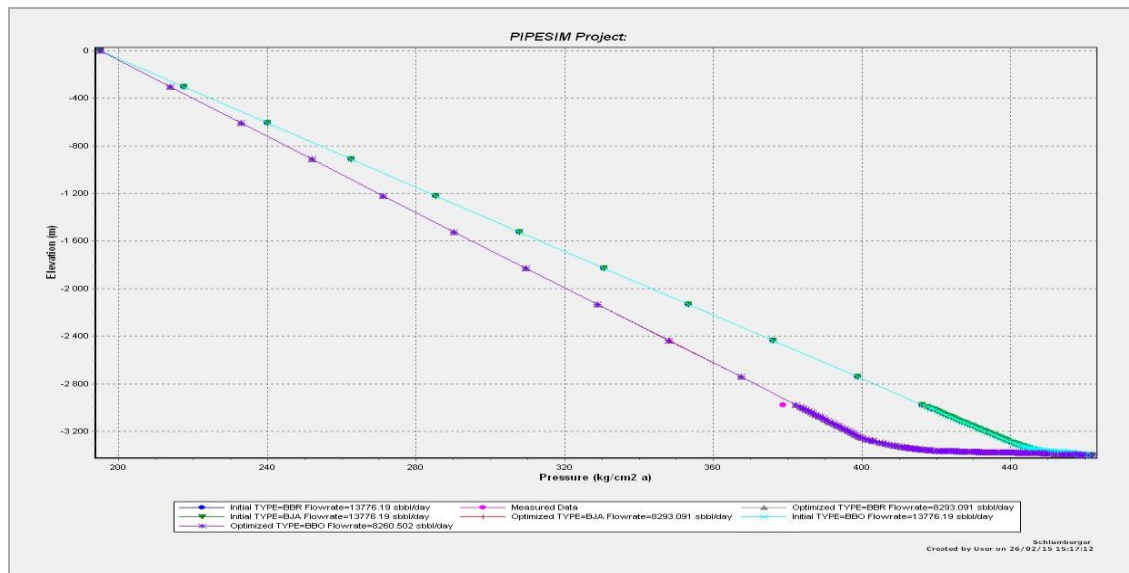


Figure IV.13: La corrélation du gradient de pression d'OMGZ81.

d) Le point de fonctionnement IPR/VLP :

Le point de fonctionnement d'après les données du dernier jaugeage pour le puits :

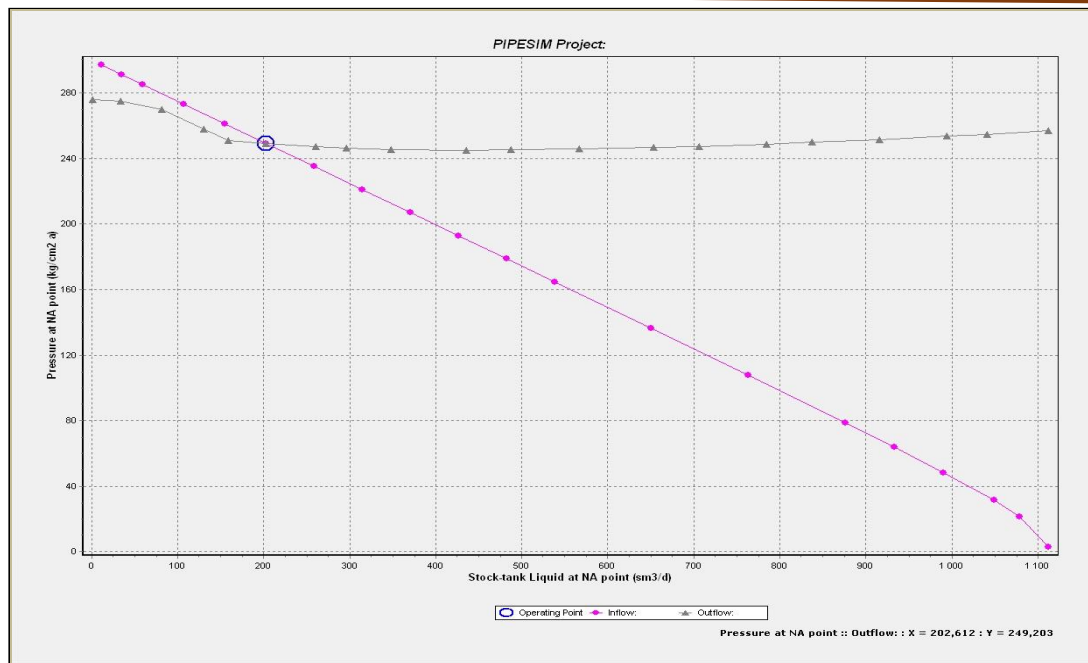


Figure IV.14 : Point de fonctionnement IPR/VLP d'OMGZ81.

e) L'analyse sur la nouvelle complétion :

1) Scenario1 : (écoulement tubing /concentrique CCE)

On a refait l'analyse sur le puits OMGZ81 après un changement de complétion (équipement du fond) avec un concentrique 1"660 à l'intérieur de tubing 4" ½ et en faisant des sensibilités sur cette complétion et des sensibilités sur la pression du réservoir.

A. Paramètres du gaz lift :

Le tableau suivant montre les paramètres du gaz-lift et la profondeur d'injection maximale possible pour le puits.

Tableau IV.11: Paramètre de gaz lift.

Puits	OMGZ81
Pression de démarrage –kick off pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Pression de service (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Densité de gaz injecté (inj .Gaz S.G)	0.65
La pression en tête (kg/cm <sup>2</sup> )	55.6
Profondeur d'injection max (m)	3000

B. Détermination de débit de gaz a injecté :

A l'aide de la fonction "System Analysis" de logiciel PIPSIME on va choisir débit optimal du gaz à injecter pour le puits OMGZ81.

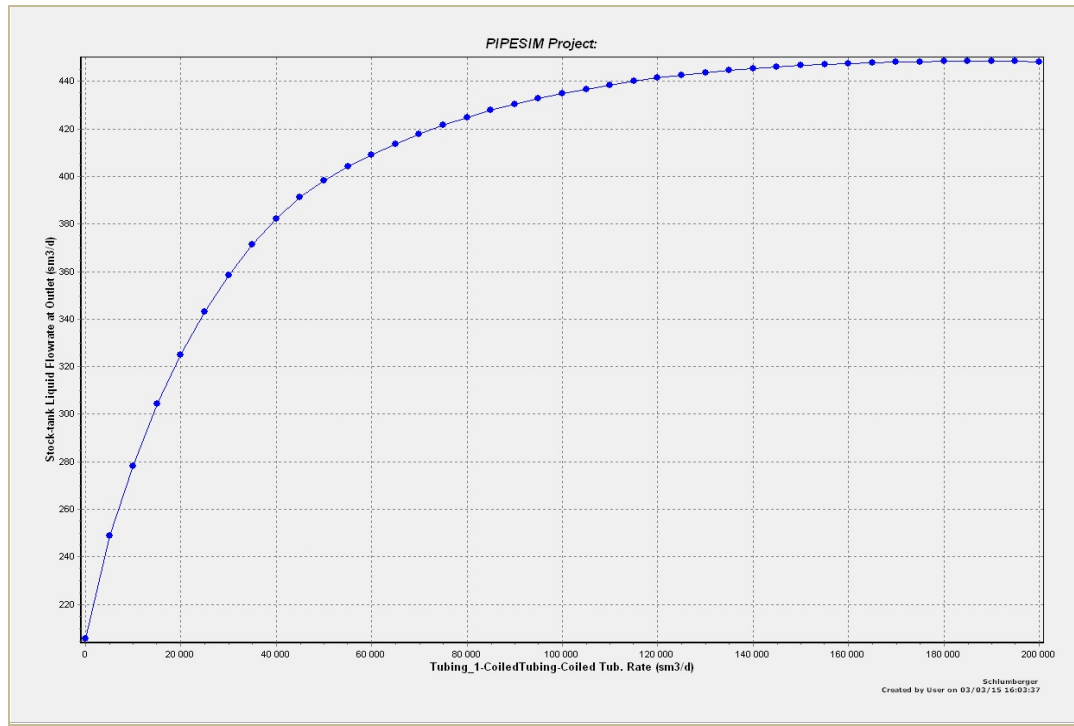


Fig IV.15 : courbe de performance du gaz Lift pour le puits OMGZ81 (CCE).

Le tableau ci-dessous englobe les débits d'injection de gaz et de production d'huiles optimaux pour le puits étudié.

Tableau IV.12 : Résultats du calcul par CCE pour d'OMGZ81.

Puits	La cot CCE (m)	CCE (pouce)	Q avant CCE (m <sup>3</sup> /h)	P <sub>r</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Gaz lift injection Rate (1000m <sup>3</sup> /j)	Q avec CCE (m <sup>3</sup> /h)	PFD (Bar)
OMGZ81	3032	1,66	8,42	300	55,6	0	207	248
						60	409.22	197

Le point de fonctionnement après injection GL pour le puits et présenté dans le graphe ci-dessous :

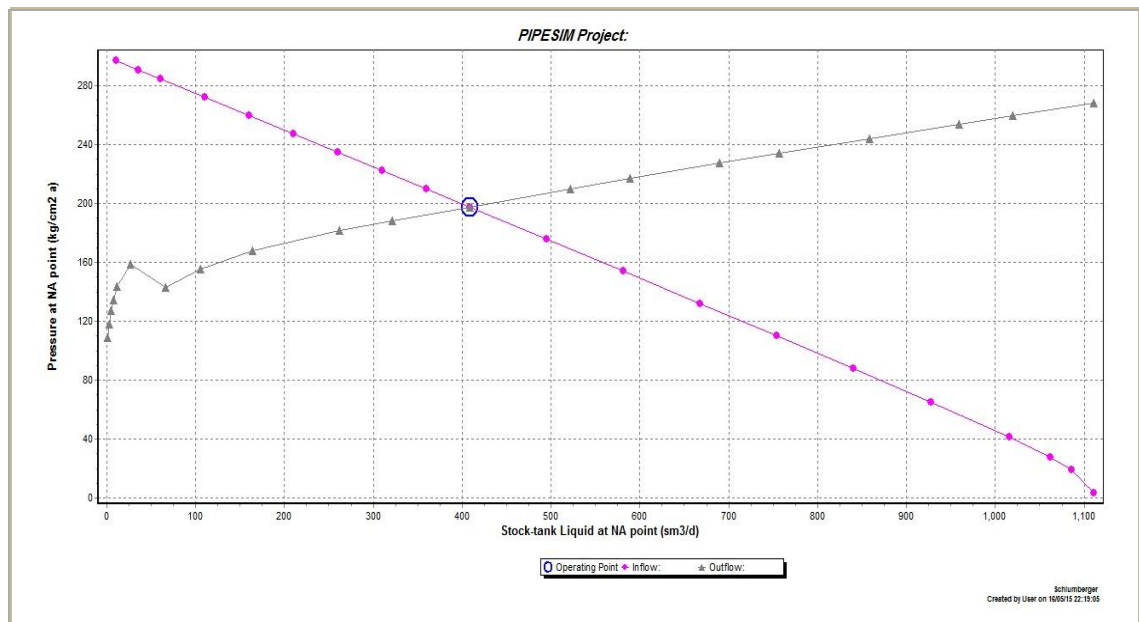


Figure IV.16 : Point de fonctionnement IPR/VLP d'OMGZ81 avec injection de Gaz-Lift.

**C. La Sensibilité à la déplétion de la Pression du réservoir(Pr) :**

Le tableau suivant illustre l'évolution de la déplétion de Pression du réservoir (Pr) avec la production d'huile correspondante pour le puits OMGZ81 à la présence du GL.

Tableau IV.13 : Sensibilité sur le déclin de la pression du réservoir d'OMGZ81.

Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /J) Sans injection GL	Le débit (m <sup>3</sup> /J) avec inj GL
300	207	409.22
280	30	351.76
240	0	241.78
200	0	144.18
160	0	66.68

On constate qu'avec un déclin de pression de 300bars à 160bars **l'OMGZ81** est toujours en production mais avec une diminution de débit du liquide de 409.22 m<sup>3</sup>/J à 66.68 m<sup>3</sup>/J dans le cas d'injection gaz lift, mais le puits s'arrête à produire si la pression de fond est moins que 280 bars.

**2) Scenario 2: (Side Pocket Mandrel SPM)**

**A. Paramètres du Gaz-Lift :**

Le tableau suivant montre les paramètres du gaz-lift et la profondeur d'injection maximale possible pour le puits.

Tableau IV.14 : Paramètres de Gaz-Lift pour le puits OMGZ81.

Puits	OMGZ81
Pression de démarrage –kick off pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Pression de service (kg/cm <sup>2</sup> )	120
Densité de gaz injecté (inj .Gaz S.G)	0.65
La pression en tête (kg/cm <sup>2</sup> )	55.6
Profondeur d'injection max (m)	3000

**B. Détermination des débits de gaz à injecter :**

- ✓ Le puits produit plus de 30m<sup>3</sup>/J. Ce qui justifie le choix du Gaz Lift Continu.
- ✓ A l'aide de la fonction **GAS-LIFT REPONSE** on choisit le mode Gas Lift Continu comme méthode d'activation pour les deux puits.

La simulation a donné les résultats suivants :

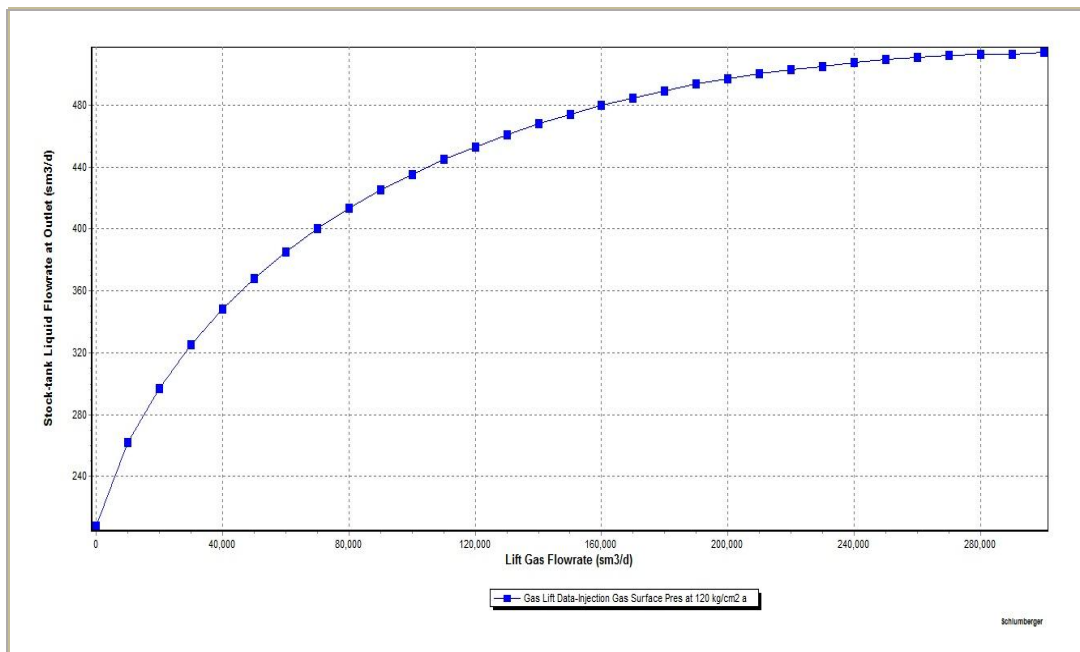


Figure IV.17 : courbe de performance du gaz Lift pour le puits OMGZ81 (SPM).

Le tableau ci-dessous englobe les débits d'injection de gaz et de production d'huiles optimaux pour le puits étudiés.

Tableau IV.15 : L'effet du Gaz-Lift sur le puits pour le puits OMGZ81 (SPM).

Puits	Q <sub>O</sub> sans gaz lift (m <sup>3</sup> /J)	Q <sub>O</sub> avec gaz lift (m <sup>3</sup> /J)
OMG812	201	397.46

**C. Positionnement des vannes de gaz-lift :**

Les positions et le tarage des vannes sont détaillés dans le tableau ci-dessous :

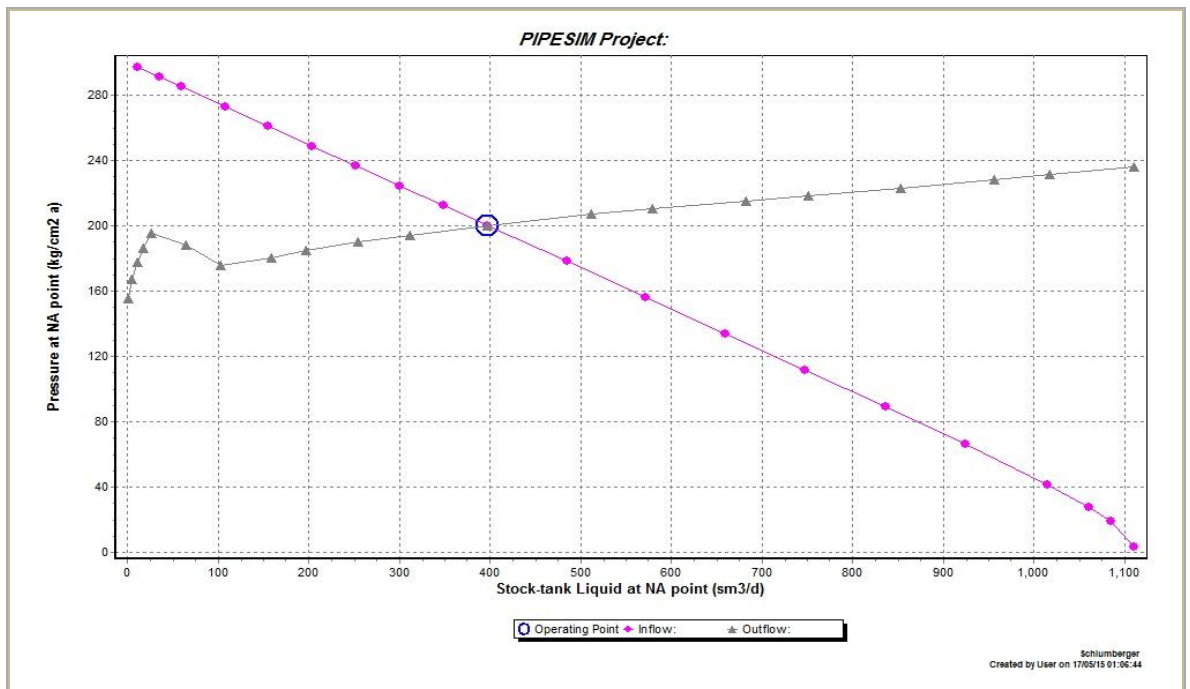
**Tableau IV.16 : Design des vannes de Gaz-Lift pour le puits OMGZ81.**

Numéro de vanne	Type de vanne	Profondeur verticale vraie(m)	diamètre de l' orifice 64	Pression d' ouverture de vanne (bar)	Pression de fermeture vannes (bar)
1	Valve	1451.4	5/16	142.3	140.83
2	Valve	1784	3/8	145.96	144.42
3	Valve	1998.8	3/8	149.46	148.187
4	Valve	2144.5	7/16	154.52	153.483

Le tableau ci-dessous englobe le débit d'injection de gaz et de production d'huiles optimales pour le puits étudié.

**Tableau IV.17 : L'effet du Gaz-Lift sur le puits.**

Puits	Q <sub>O</sub> sans gaz lift (m <sup>3</sup> /J)	Q <sub>O</sub> avec gaz lift (m <sup>3</sup> /J)
OMG812	207	397.46



**Figure IV.18 : L'effet du Gaz-Lift par SPM sur la production du puits OMGZ81.**

**D. Sensibilité à la déplétion de la pression du réservoir**

Suite à l'absence de maintien de pression l'Upside Nord de Hassi-Messaoud

souffre d'un phénomène de la déplétion de la pression de réservoir qui contribue la diminution de la production des puits au fil des années .dans cette partie de travail on va étudier l'effet du déclin de la pression de réservoir sur la production des puits étudié avec et sans GL ; et les résultats sont présenté dans le tableau ci-dessous.

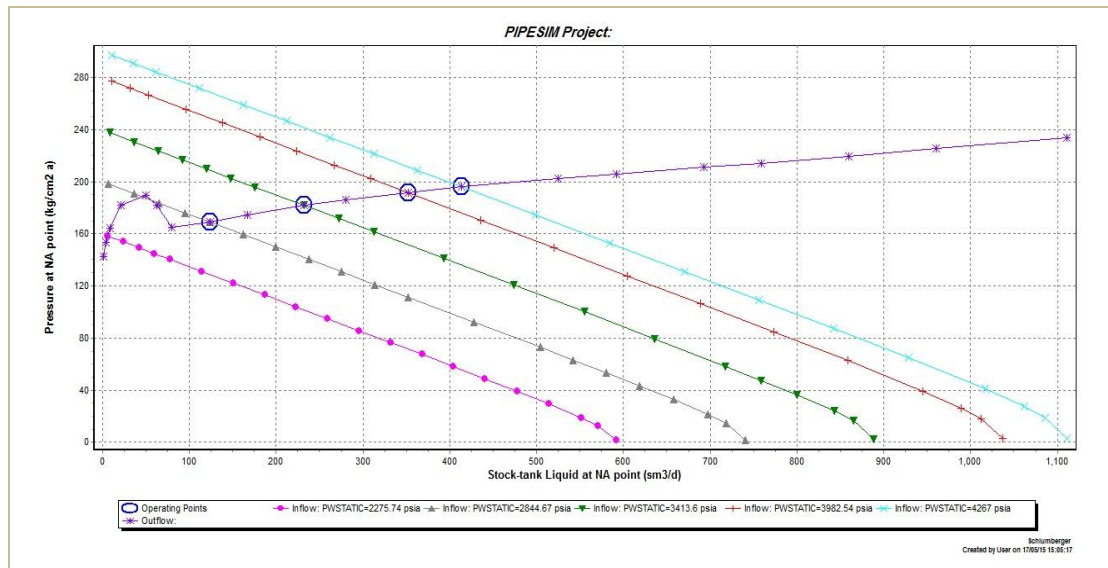


Figure IV.19 : Sensibilité de pression de réservoir pour l'OMG812 (SPM).

Tableau.18 : Sensibilité à la pression de réservoir pour le puits OMGZ81 sans et avec GL (SPM).

Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /J)	Le débit (m <sup>3</sup> /J) Sans injection du gaz
300	413	207
280	351.9	25
240	231.88	0
200	124.05	0
160	0	0

**E. Influence du diamètre intérieur du tubing :**

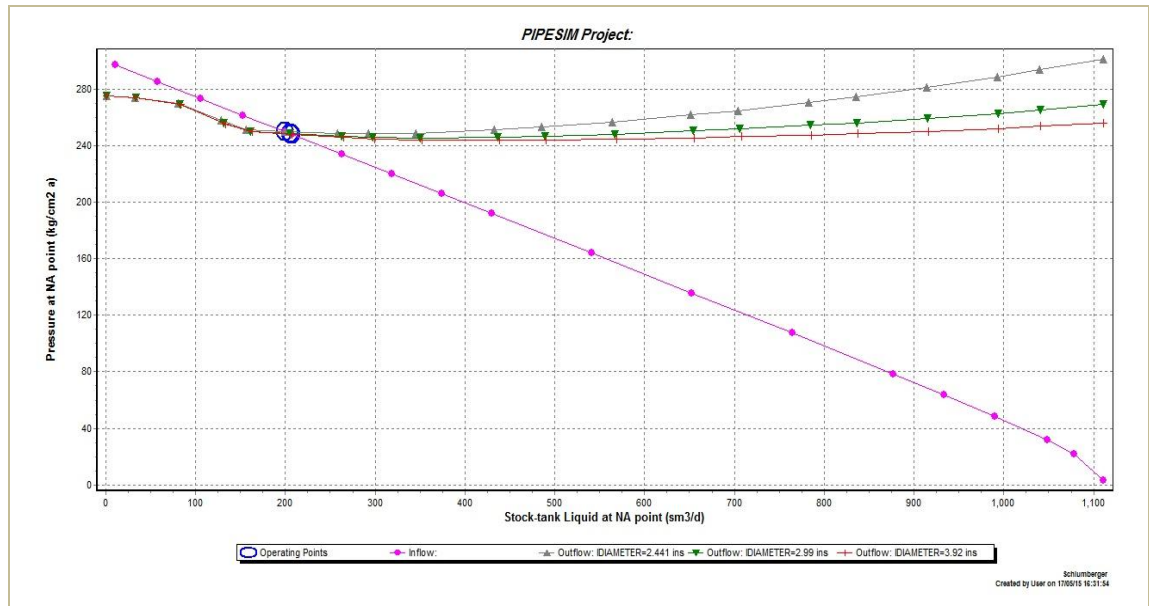
Dans ce cas, on fait varier le diamètre intérieur du tubing et on enregistre le débit d'huile correspondant à chaque diamètre avec et sans gaz-lift.

Le tableau suivant montre l'influence du diamètre de tubing sur la production de puits.

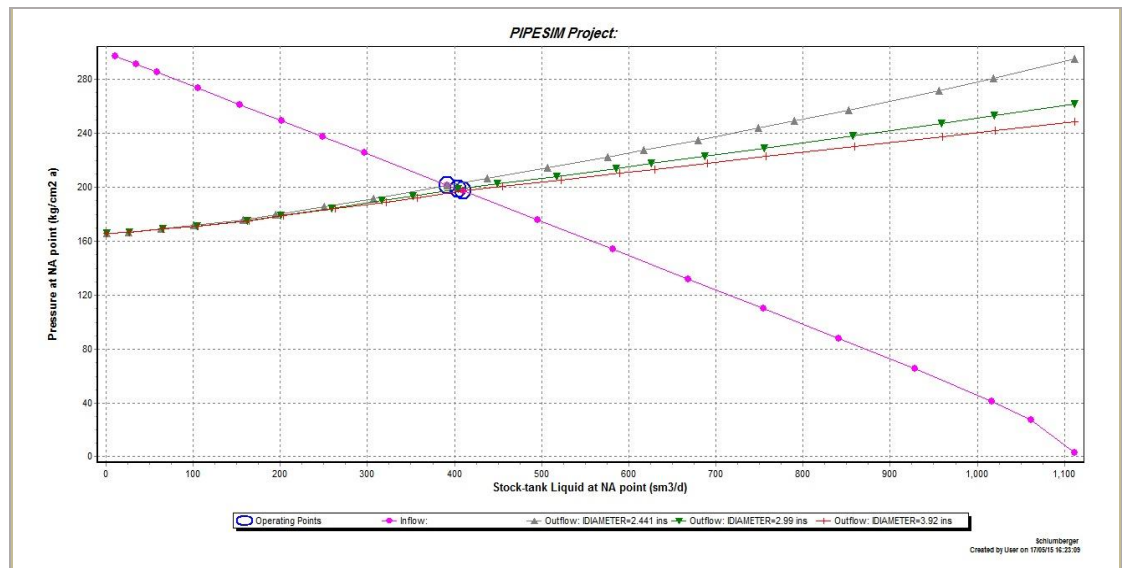


**Tableau.19 :** Sensibilité du diamètre de tubing sur la production avec et sans GL (SPM).

ID de tubing de production	Le débit (m <sup>3</sup> /J) avec injection GL	Le débit (m <sup>3</sup> /J) Sans injection du gaz
3.92	413	207
2.992	404.38	204.9
2.441	391.74	199.7



**Figure IV.20 :** Effet du diamètre de tubing sur la production du puits OMGZ81 sans GL.



**Figure IV.21 :** L'effet du diamètre du tubing sur la production du puits OMGZ81 avec GL (SPM).

## Conclusions générale

Suite à l'étude d'optimisation faite sur les puits de l'UPSIDE Nord du champ Hassi-Messaoud, on conclut que :

- Les paramètres des puits candidats à l'injection de gaz-lift

( $P_{tête} = P_{pip}$ ) PFD diminue et GOR faible.

- Le gaz-lift est le moyen d'activation sur l'anneau d'huile qui a pour but d'augmenter la récupération.
- La corrélation de HAGEDORN & BROWN donne les meilleurs résultats de calcul des pertes de charge verticales dans le tubing, pour la majorité des puits étudiés du block.
- D'après l'étude de sensibilité du diamètre de tubing ; Le changement de ce dernier a un impact sur la production. Avec les conditions actuelles le diamètre adéquat pour la majorité des puits du block avec ou sans GL le diamètre convenable est 4" <sup>1/2</sup>.
- La mise en GL nous a montré que le débit du gaz injecté pour le CCE est similaire ou légèrement supérieur à celui des SPM.
- La mise en GL de l'ensemble des puits aura un impact significatif quant à l'augmentation de la production de l'UPSIDE ou la durée de vie du puits.

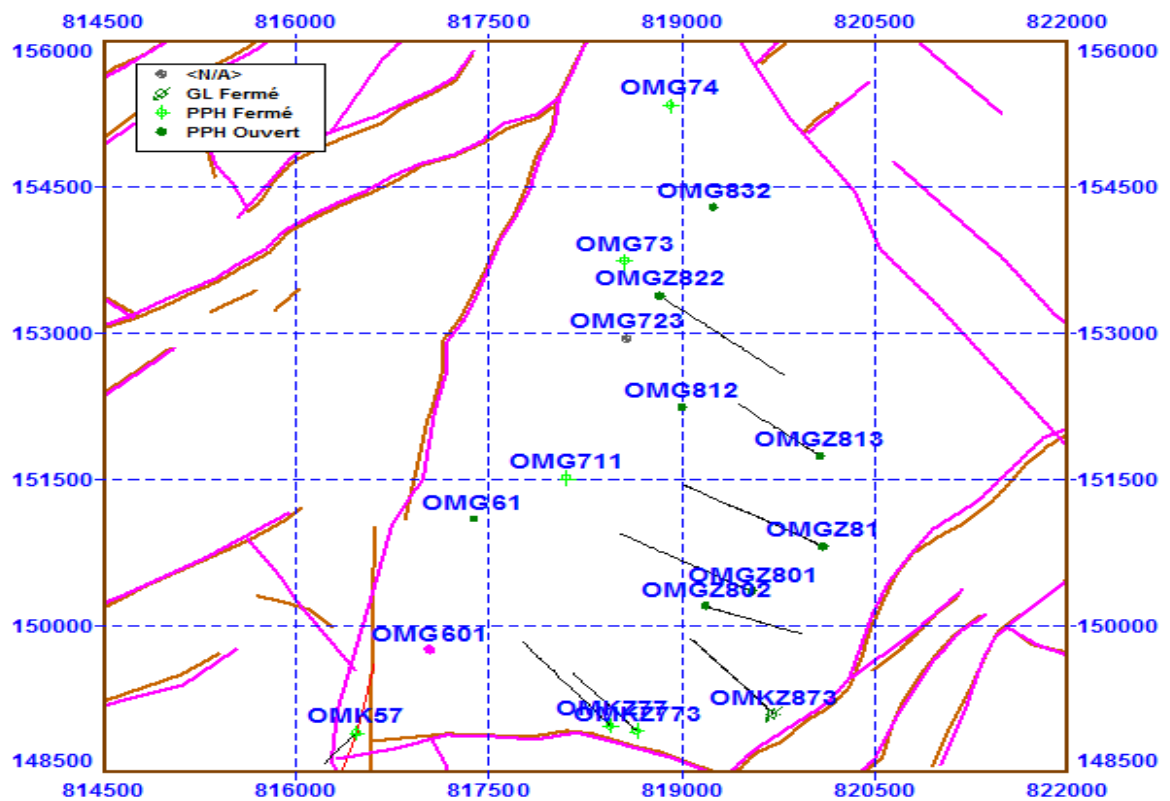
## **Recommandations**

Enfin pour un développement efficace de la production d'huile, nous suggérons les recommandations suivantes :

- Faire des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement du réservoir.
- Faire un contrôle quotidien du débit et pression d'injection GL
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres de production.
- Il est impérativement nécessaire de stimuler l'ensemble des puits avant la mise en GL, car cette opération permettra de générer un cash-flow supplémentaire qui aidera à accélérer la réalisation du projet GL.

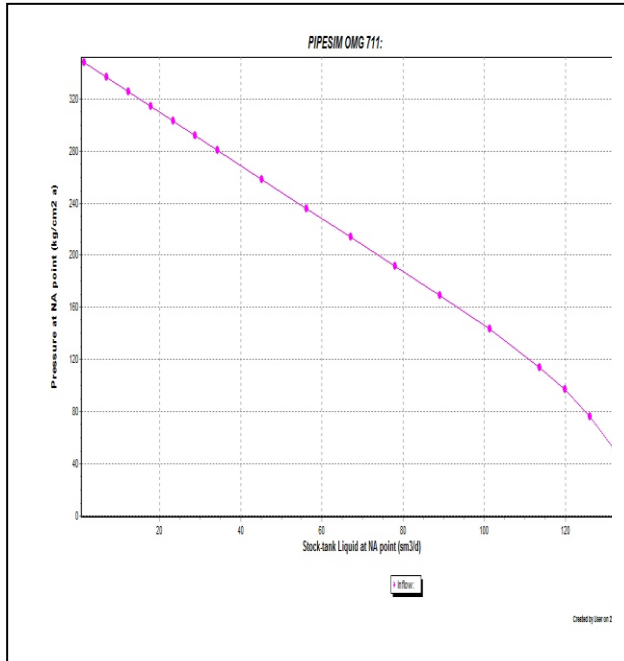
## Annexe : Résultats des puits

Position des puits : OMG711 , OMG61 , OMG73 , OMG601 , OMG832 , OMGZ801 ,  
OMKZ773 .

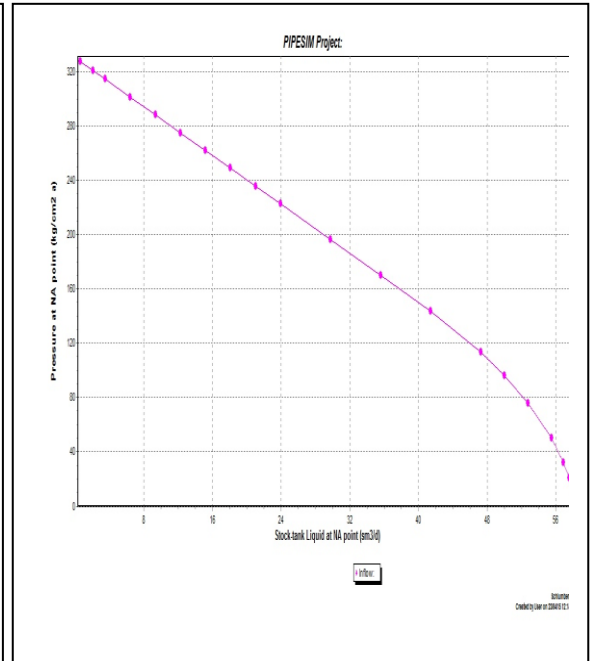


# La courbe de l'inflow (IPR)

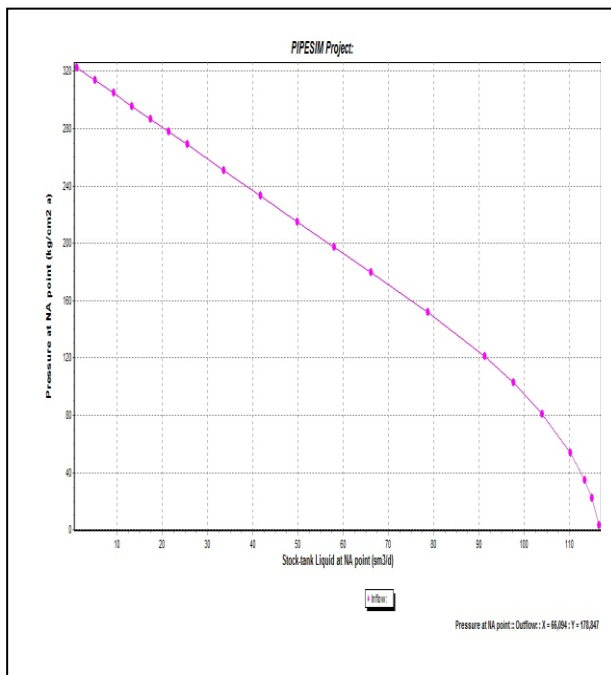
OMG711



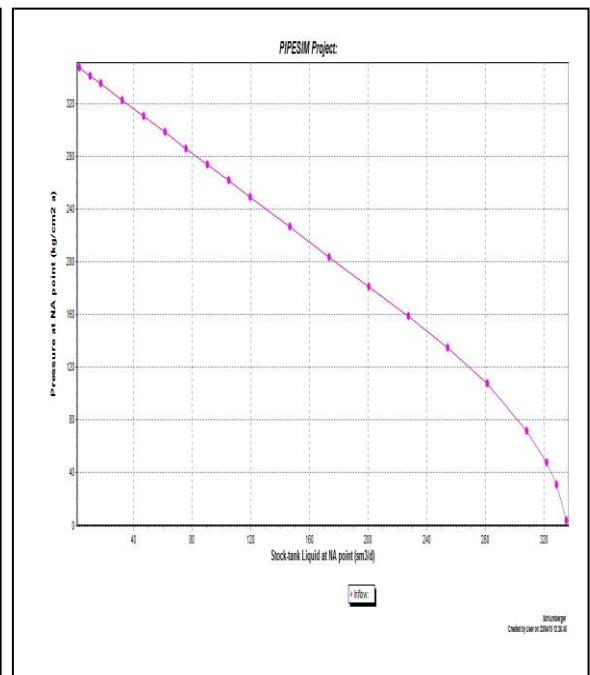
OMG61



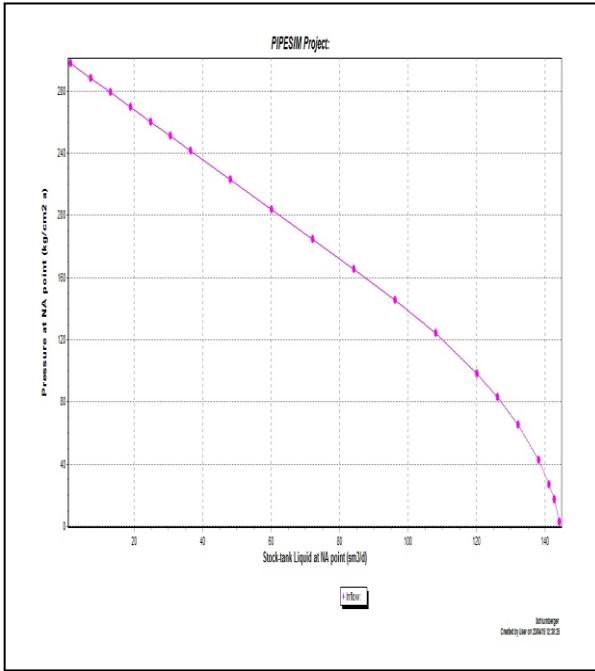
OMG73



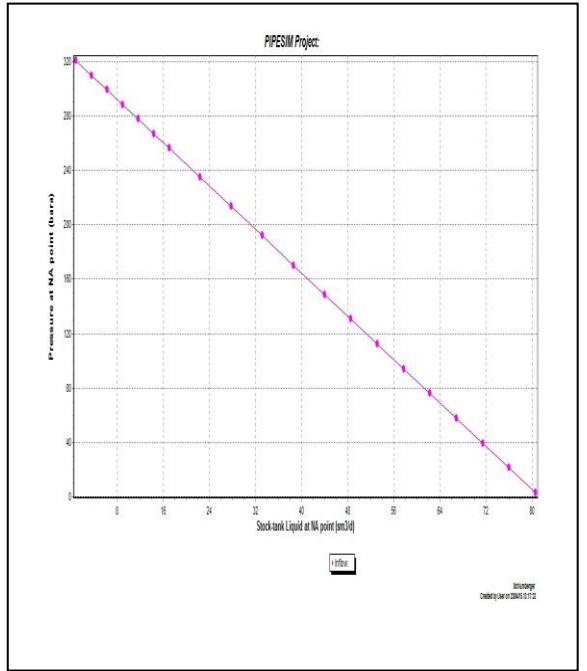
OMG601



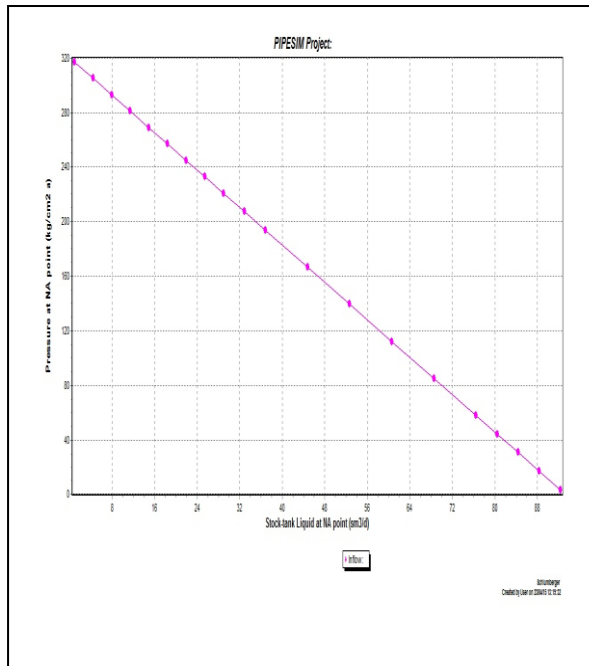
# OMG832



# OMGZ801

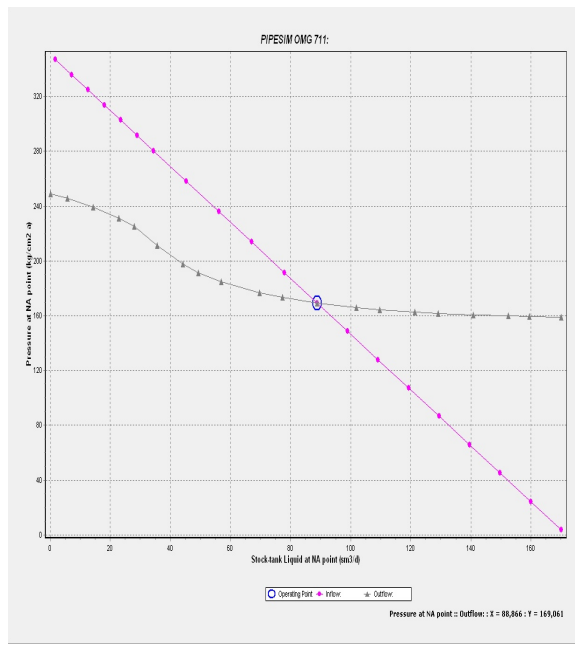


# OMKZ773

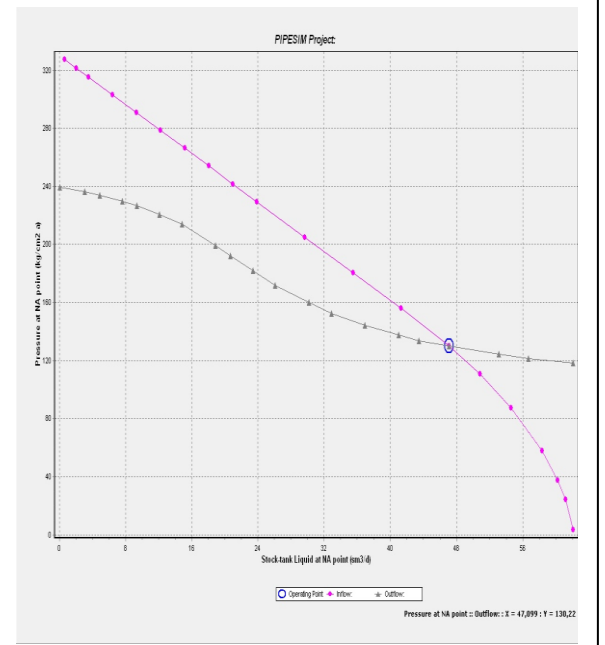


# Point de fonctionnement IPR/VLP.

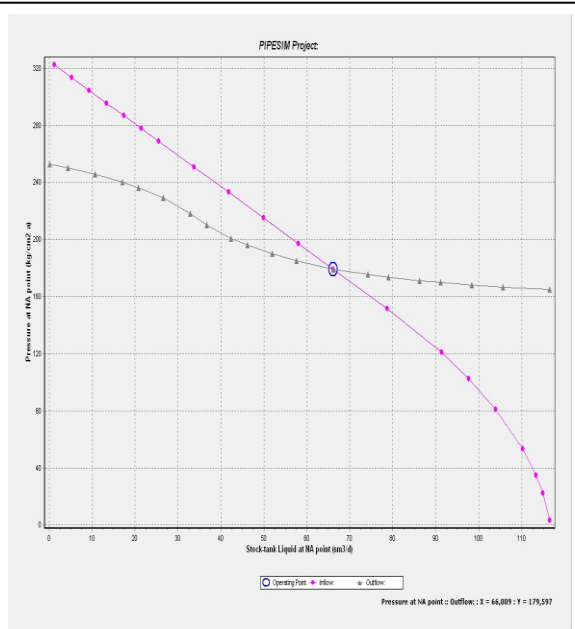
OMG711



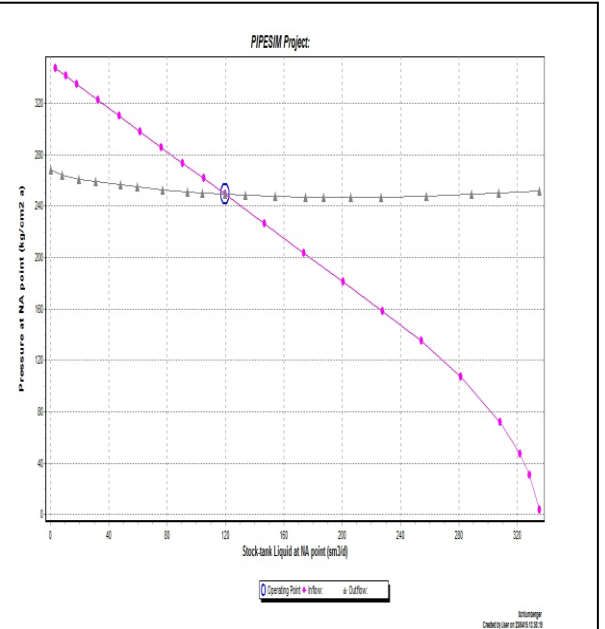
OMG61



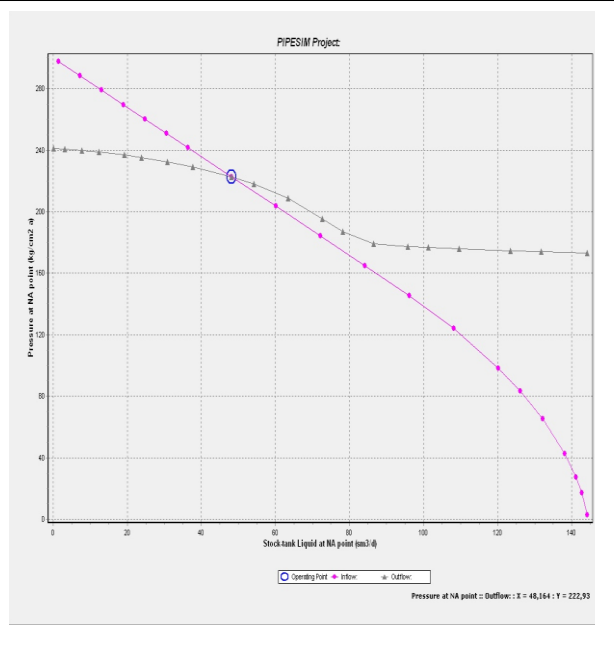
OMG73



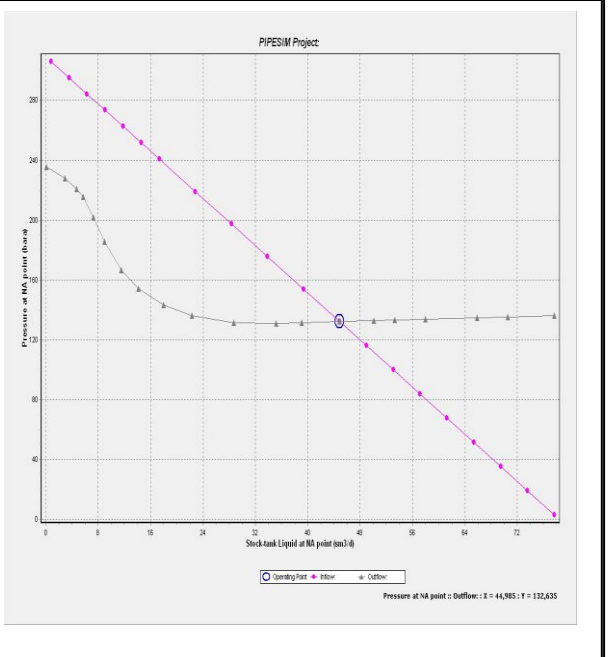
OMG601



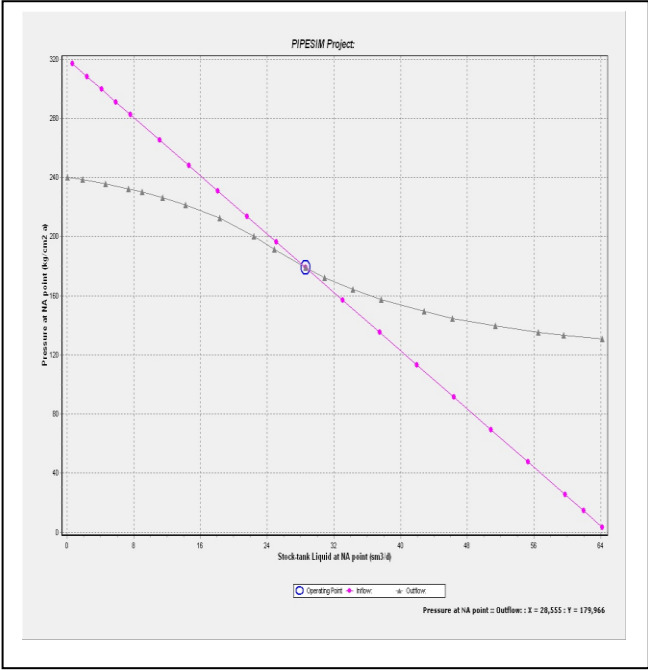
# OMG832



# OMGZ801



# OMKZ773



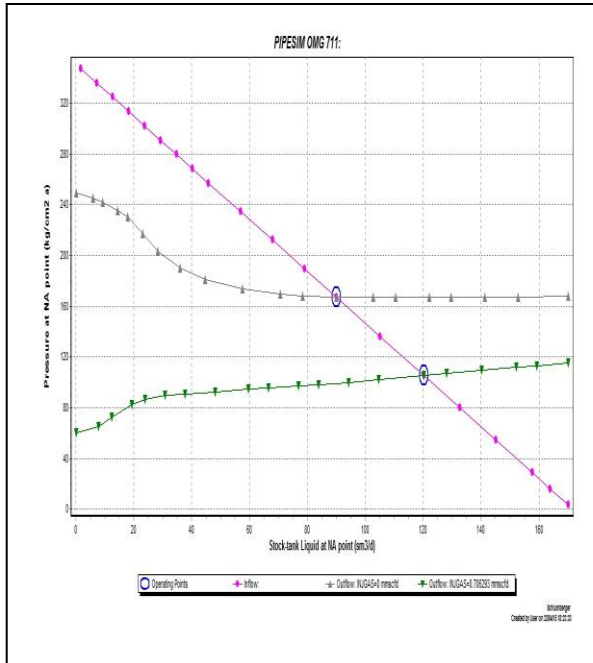


L'analyse sur la nouvelle complétion :

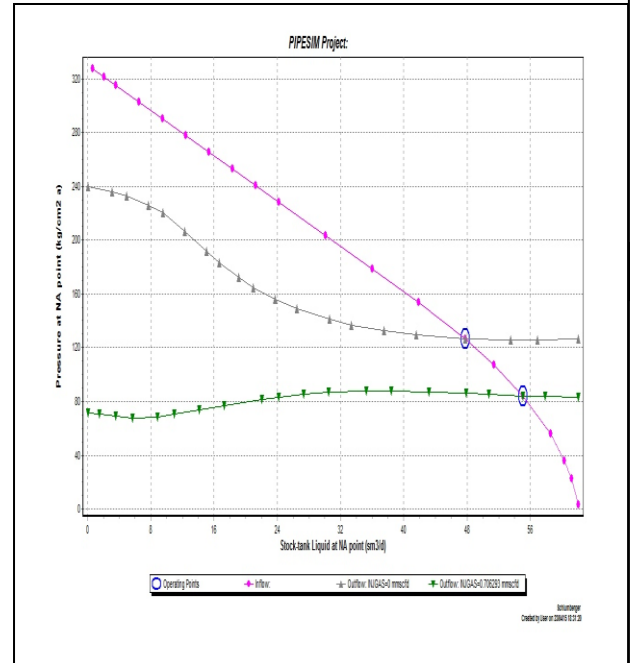
a. Scenario1 : (écoulement tubing/concentrique CCE)

Point de fonctionnement IPR/VLP après CCE

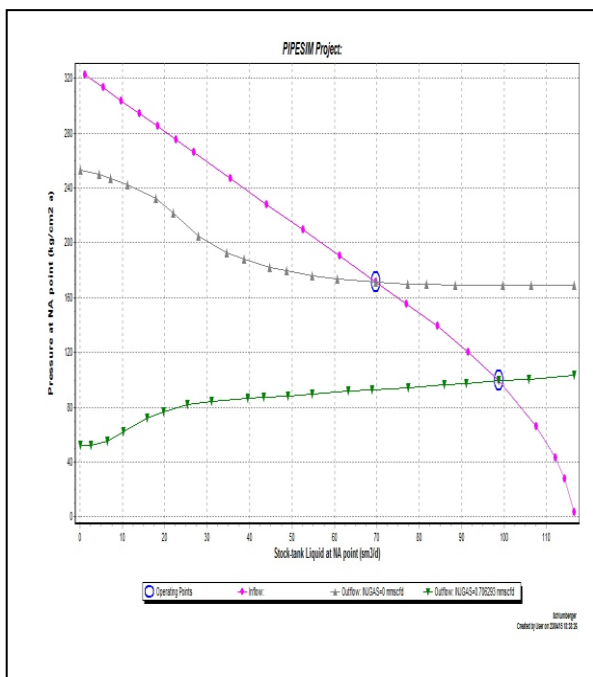
OMG711



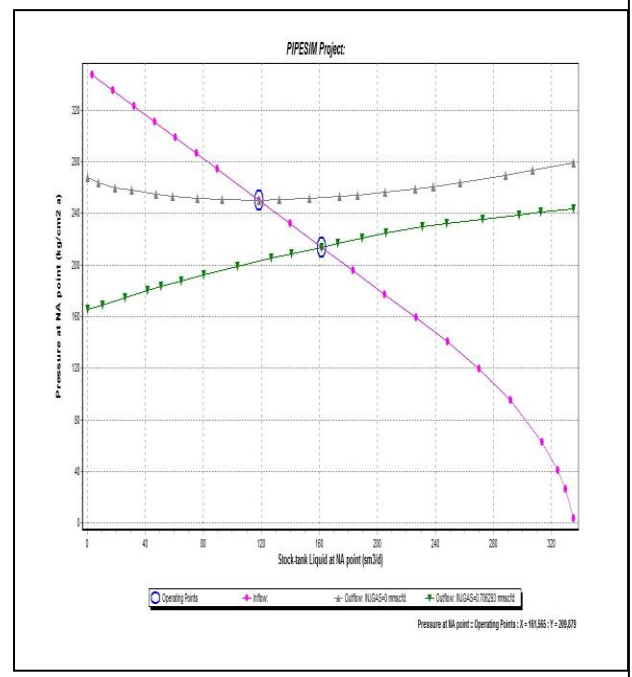
OMG61



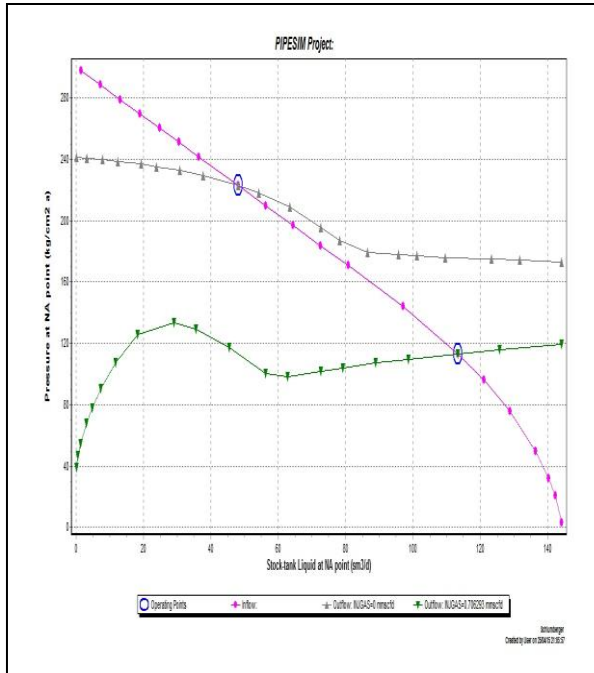
OMG73



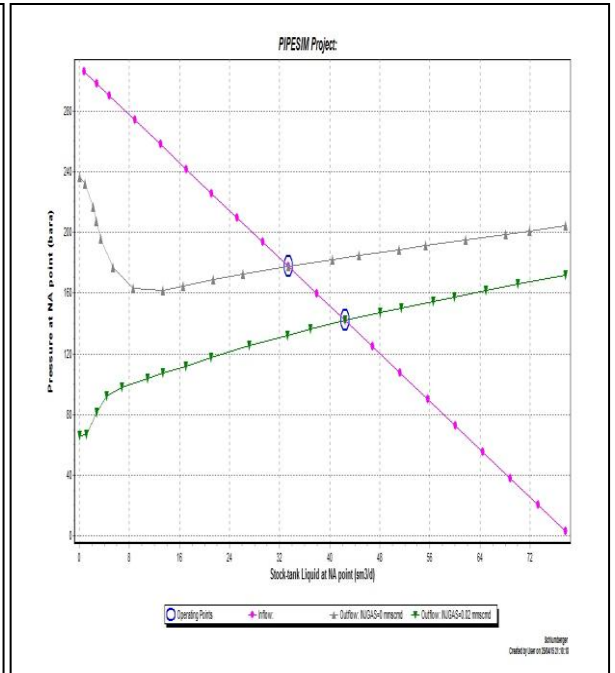
OMG601



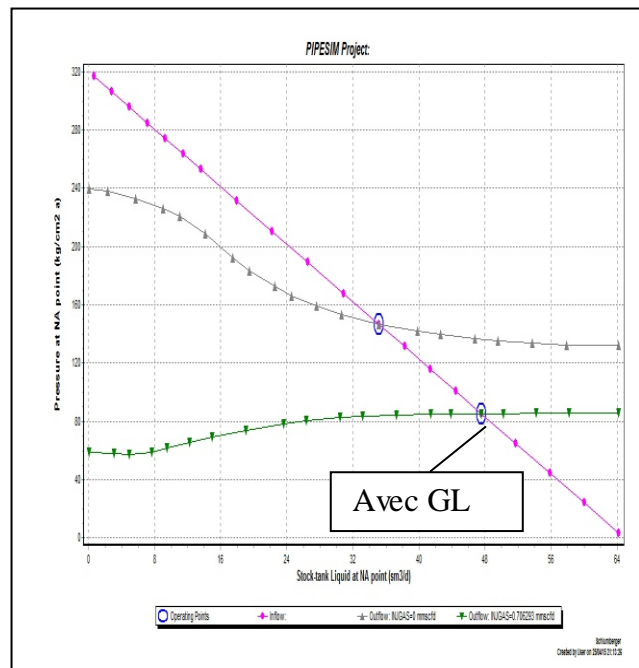
### OMG832



### OMGZ801



### OMKZ773



## Résultats du calcul par CCE

### OMG61

Cote CCE (m)	CCE (pous)	P <sub>g</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Débit d'inj de gaz (m <sup>3</sup> /d)	Q (m <sup>3</sup> /d)	PFD (Bar)
2775	1.66	330	17.5	0	47	126.58
				20000	55	84.31

### OMG601

Cote CCE (m)	CCE (pous)	P <sub>g</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Débit d'inj de gaz (m <sup>3</sup> /d)	Q (m <sup>3</sup> /d)	PFD (Bar)
3351	1.66	350	45	0	118	250.18
				20000	161	213.84

### OMG73

Cote CCE (m)	CCE (pous)	P <sub>g</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Débit d'inj de gaz (m <sup>3</sup> /d)	Q (m <sup>3</sup> /d)	PFD (Bar)
3384	1.66	325	30	0	70	171.33
				20000	99	99.10

### OMGZ801

Cote CCE (m)	CCE (pous)	P <sub>g</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Débit d'inj de gaz (m <sup>3</sup> /d)	Q (m <sup>3</sup> /d)	PFD (Bar)
3015	1.66	315	21	0	34	177.45
				20000	43	141.80

OMG832

Cote CCE (m)	CCE (pous)	P <sub>g</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Débit d'inj de gaz (m <sup>3</sup> /d)	Q (m <sup>3</sup> /d)	PFD (Bar)
3395	1.66	300	22.5	0	49	222.85
				20000	114	133.33

OMKZ773

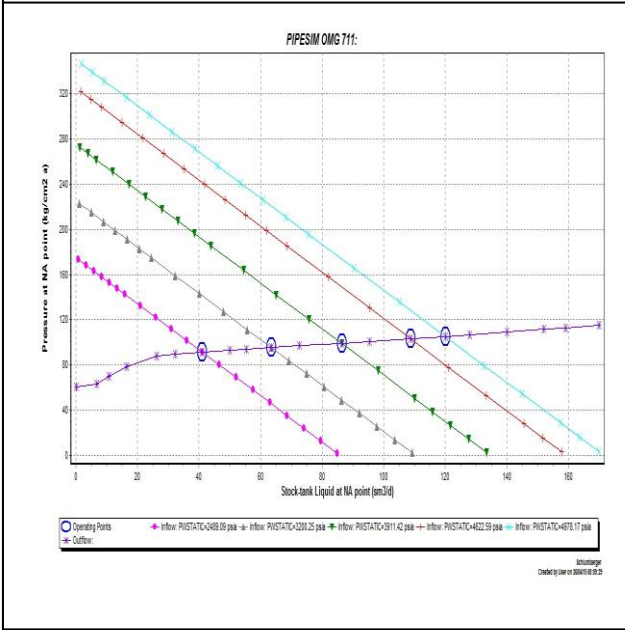
Cote CCE (m)	CCE (pous)	P <sub>g</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Débit d'inj de gaz (m <sup>3</sup> /d)	Q (m <sup>3</sup> /d)	PFD (Bar)
3030	1.66	320	21	0	36	146.45
				20000	48	85.27

OMG711

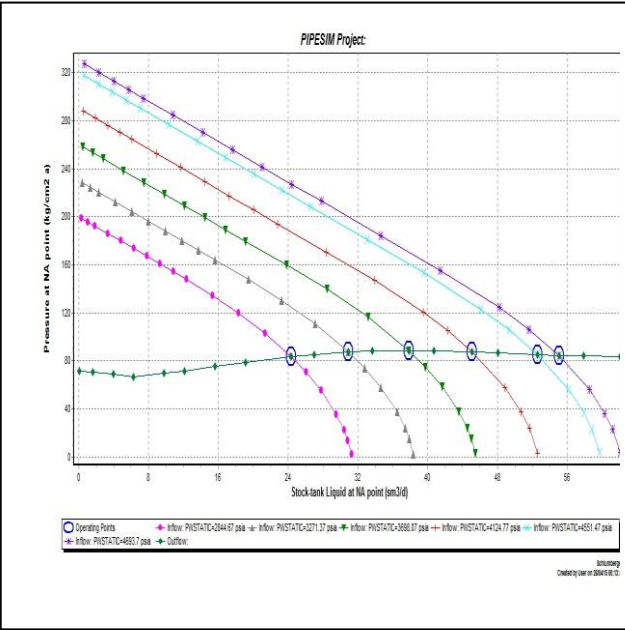
Cote CCE (m)	CCE (pous)	P <sub>g</sub> (Bar)	P <sub>t</sub> (Bar)	Débit d'inj de gaz (m <sup>3</sup> /d)	Q (m <sup>3</sup> /d)	PFD (Bar)
3137	1.66	350.5	30.5	0	90	166.88
				20000	120	105.35

# Sensibilité à la déplétion de la pression du réservoir avec GL (CCE)

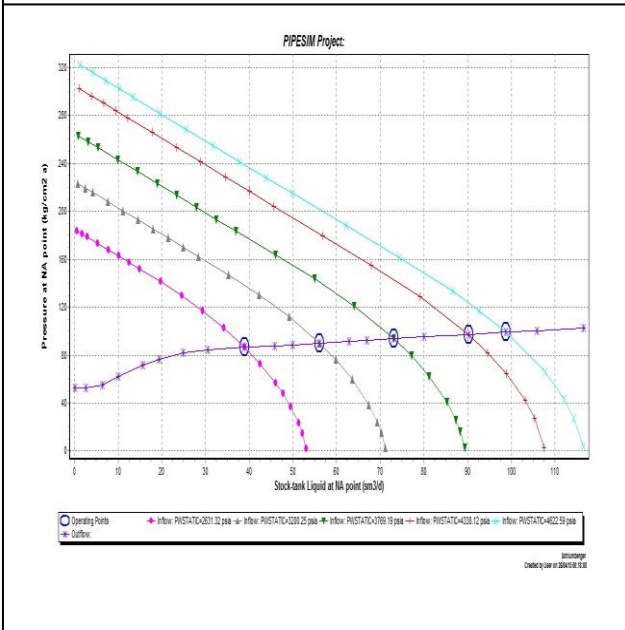
OMG711



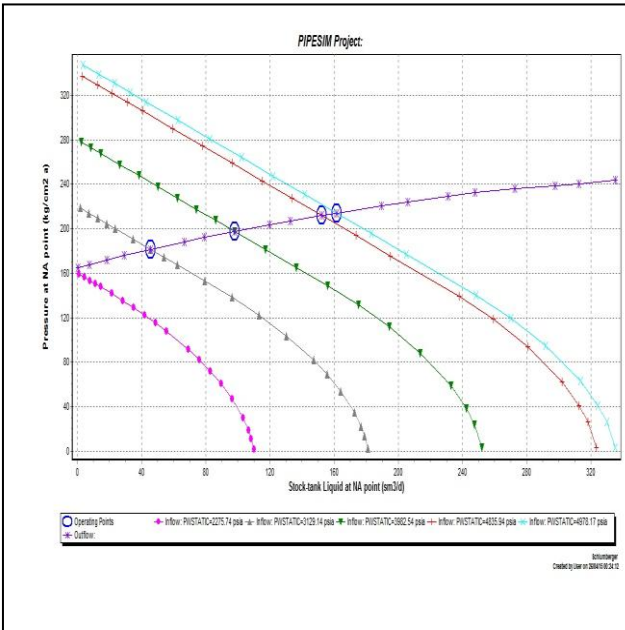
OMG61



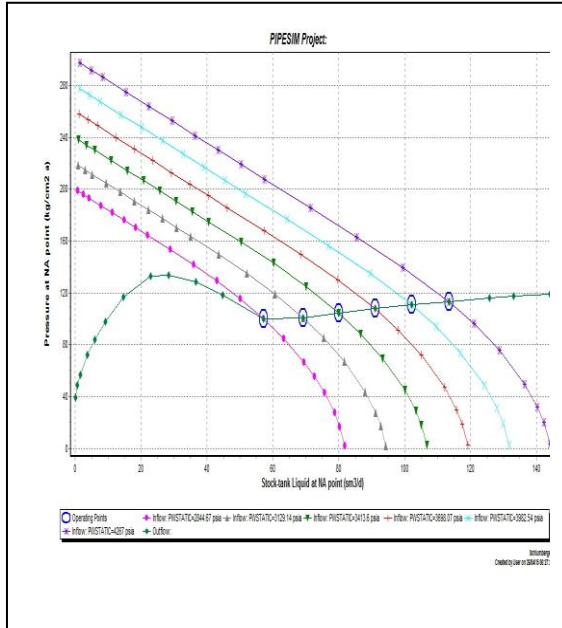
OMG73



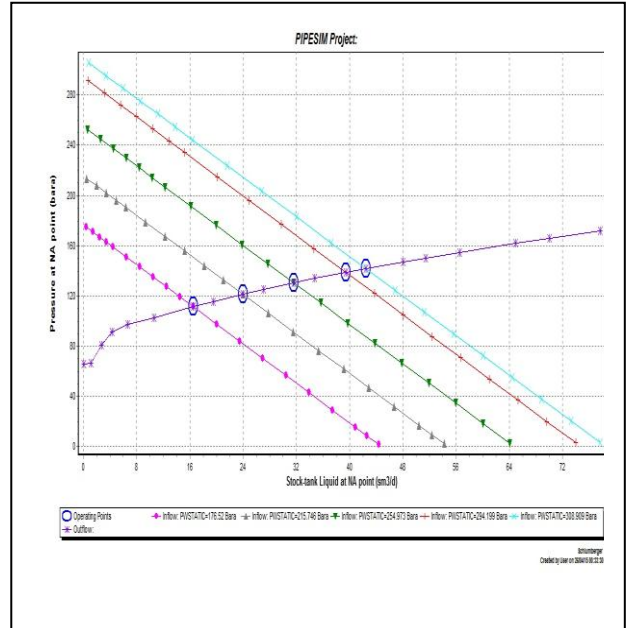
OMG601



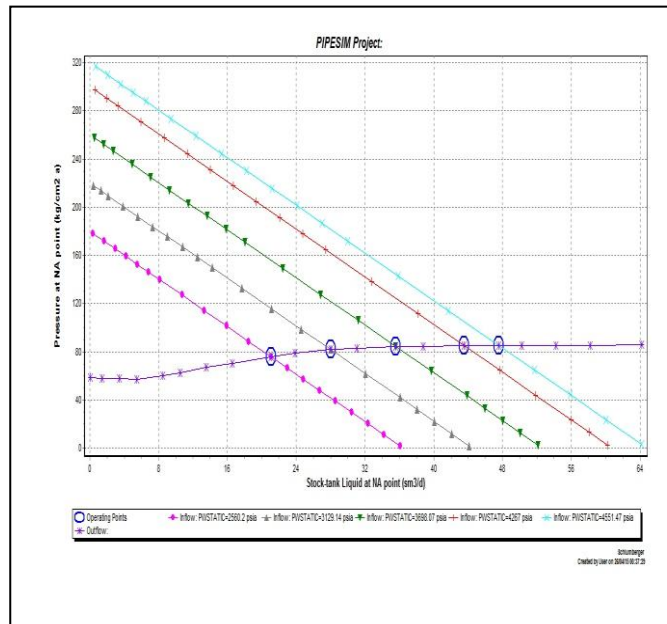
### OMG832



### OMGZ801



### OMKZ773



## Sensibilité à la déplétion de la pression du réservoir avec GL (CCE)

OMG71

Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /d)	Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /d)
350	120	330	55
325	109	320	53
275	87	290	45
225	64	260	37
175	41	230	31
		200	24

OMG61

OMG73

Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /d)
325	98
305	90
265	73
225	56
185	39

OMG60

Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /d)
350	162
340	152
280	98
220	46
160	0

OMG83

Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /d)
300	114
280	103
260	91
240	80
220	69
200	57

OMGZ80

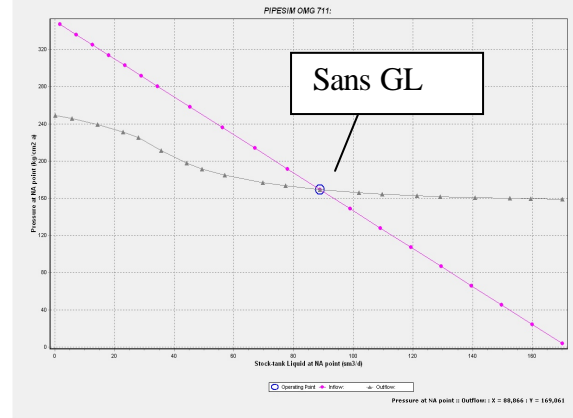
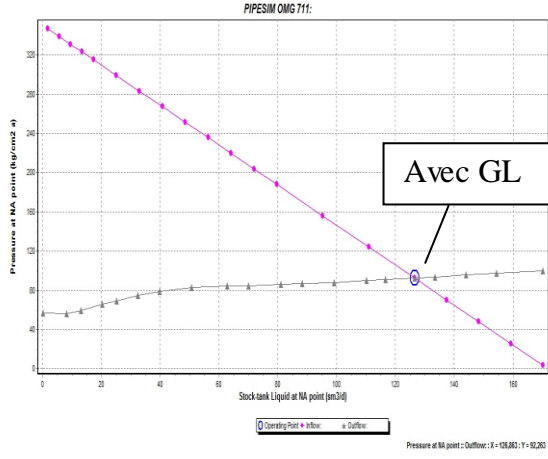
Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /d)
315	43
300	40
260	32
220	24
180	17

OMKZ77

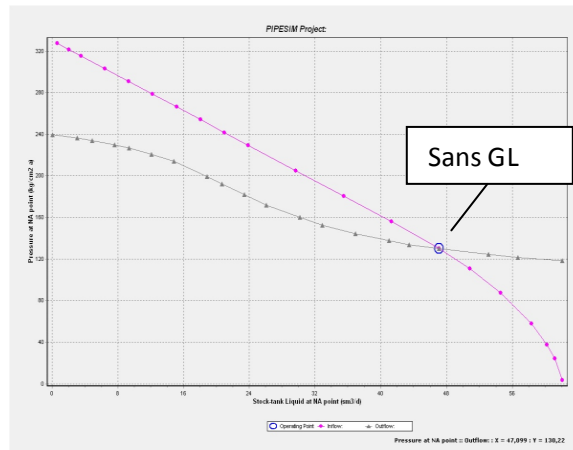
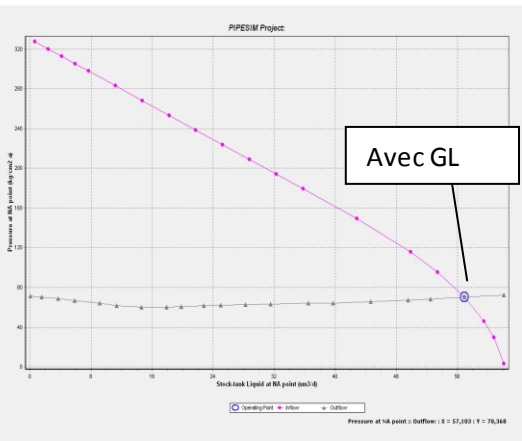
Sensibilité à la Pr (Bar)	Le débit (m <sup>3</sup> /d)
320	48
300	44
260	36
220	28
180	21

**b. Scenario2 : (Side Pocket Mondrel SPM)**  
**Point de fonctionnement IPR/VLP après SPM**

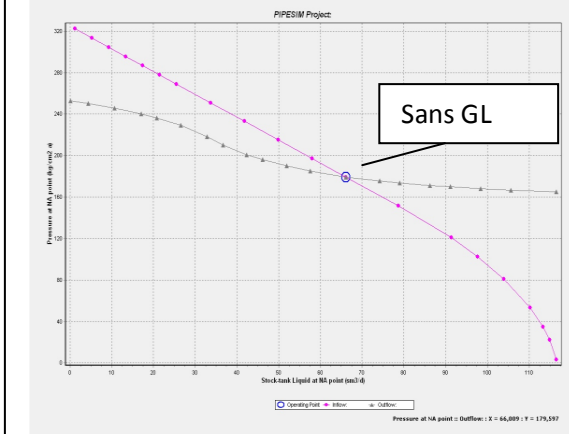
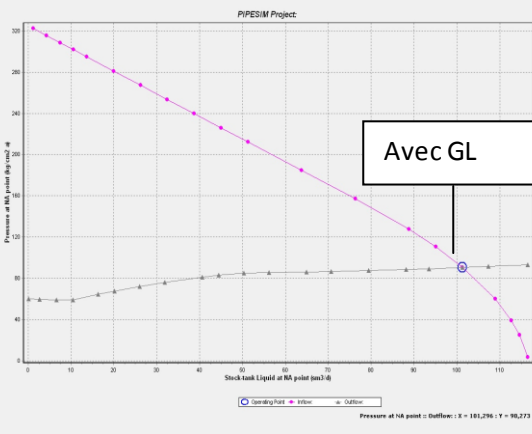
OMG711



OMG61

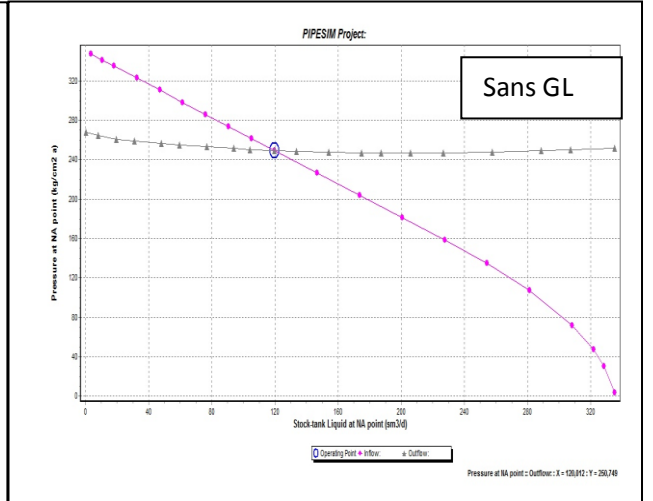
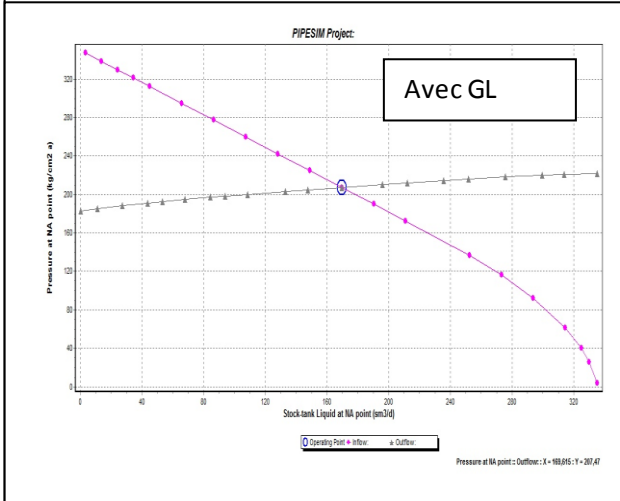


OMG73

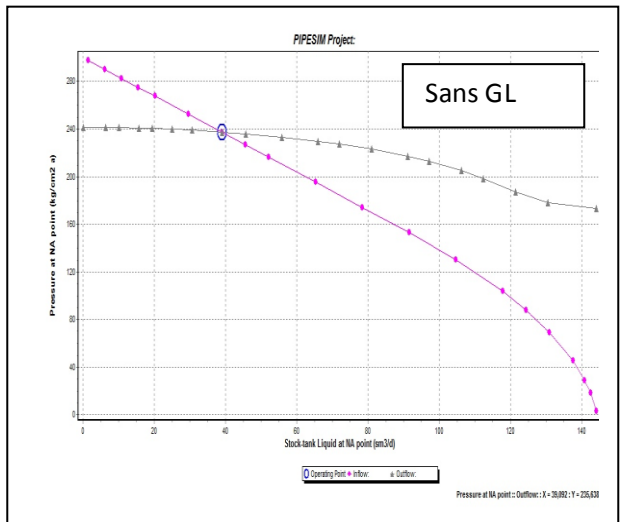
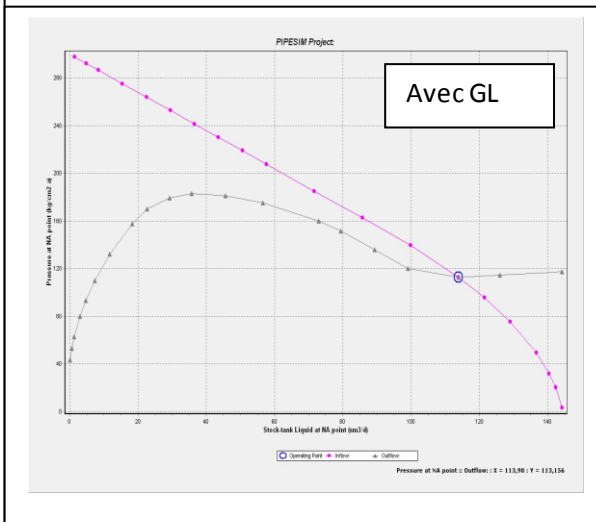




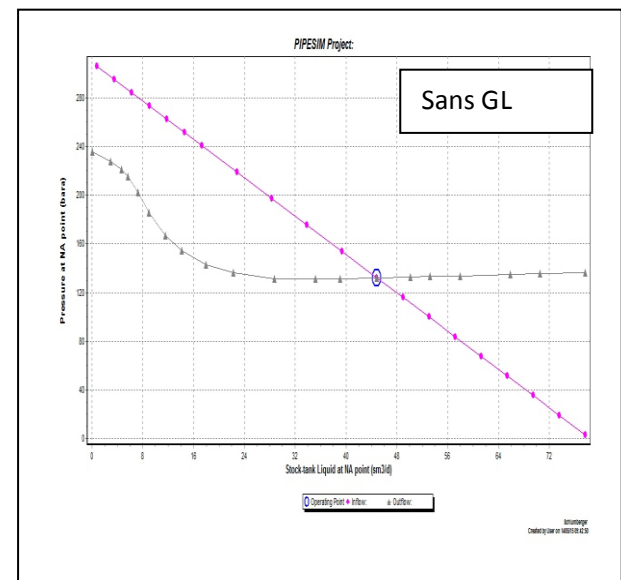
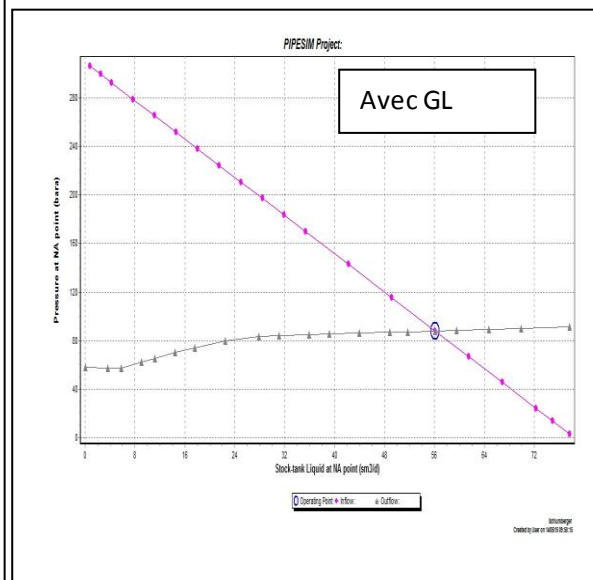
OMG601



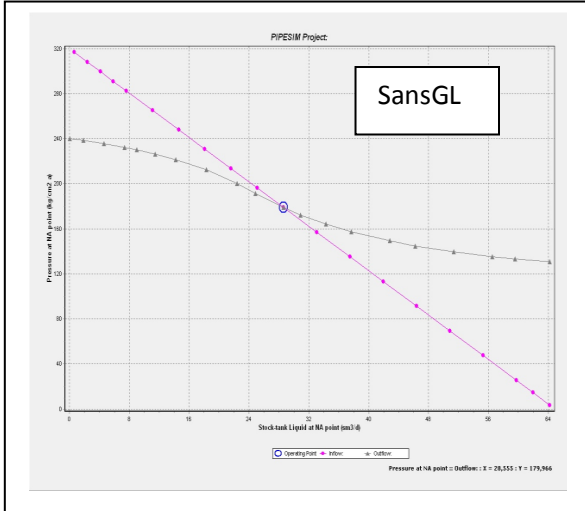
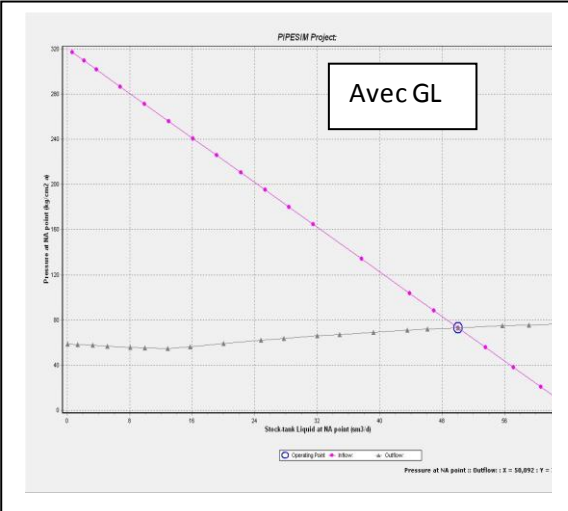
OMG832



OMKZ801



OMKZ773



## Résultats du calcul par SPM

OMG711

puits	Q gaz inj(m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>o</sub> sans GL (m <sup>3</sup> /j)	Q <sub>o</sub> avec GL (m <sup>3</sup> /j)
OMG711	20000	89	127

OMG61

puits	Q gaz inj(m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>o</sub> sans GL (m <sup>3</sup> /j)	Q <sub>o</sub> avec GL (m <sup>3</sup> /j)
OMG61	20000	48	60

OMG73

puits	Q gaz inj(m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>o</sub> sans GL (m <sup>3</sup> /j)	Q <sub>o</sub> avec GL (m <sup>3</sup> /j)
OMG73	20000	66	101

OMG601

puits	Q gaz inj(m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>o</sub> sans GL (m <sup>3</sup> /j)	Q <sub>o</sub> avec GL (m <sup>3</sup> /j)
OMG61	20000	119	170

OMG832

puits	Q gaz inj(m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>o</sub> sans GL (m <sup>3</sup> /j)	Q <sub>o</sub> avec GL (m <sup>3</sup> /j)
OMG832	20000	48	114

OMGZ8

puits	Q gaz inj(m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>o</sub> sans GL (m <sup>3</sup> /j)	Q <sub>o</sub> avec GL (m <sup>3</sup> /j)
OMGZ801	25000	56	56

OMKZ7

puits	Q gaz inj(m <sup>3</sup> /d)	Q <sub>o</sub> sans GL (m <sup>3</sup> /j)	Q <sub>o</sub> avec GL (m <sup>3</sup> /j)
OMKZ773	20000	30	50

OMG61

N	Type de vanne	Profondeur verticale de vanne	Diamètre de porte	P. ouverture on surface (bar)	P. fermeture on surface (bar)
1	Valve	1999.2	1/8	200	197.9
2	valve	2775	1/8	198.9	196.9

OMG601

N	Type de vanne	Profondeur verticale de vanne	Diamètre de porte	P. ouverture on surface (Bar)	P. fermeture on surface (Bar)
1	valve	1965.8	1/8	200	198.8
2	valve	3090	1/8	198.6	197.7

OMG711

N	Type de vanne	Profondeur verticale de vanne	Diamètre de porte	P. ouverture on surface	P. fermeture on surface
1	Valve	3152.99	3/16	120	118.6
2	valve	3380	3/16	117.6	117.6

OMG73

N	Type de vanne	Profondeur verticale de vanne	Diamètre de porte	P. ouverture on surface (Bar)	P. fermeture on surface (Bar)
1	valve	2507.5	3/16	90	89.17
2	valve	2868.6	3/16	88.82	88.12
3	valve	3182.6	3/16	87.65	87.65

OMG832

N	Type de vanne	Profondeur verticale de vanne	Diamètre de porte	P. ouverture on surface	P. fermeture on surface
1	Valve	1943.6	1/8	200	198.1
2	valve	3350	1/8	198.6	197.1

OMKZ773

N	Type de vanne	Profondeur verticale de vanne	Diamètre de porte	P. ouverture on Surface(Bar)	P. fermeture on surface (Bar)
1	valve	1921.7	3/16	120	117.9
2	valve	2880.3	3/16	118.7	116.8
3	valve	3030	3/16	117.6	115.8

## a-Corrélation de BEGGS et BRILL :

Cette corrélation est faite d'origine pour l'écoulement dans les conduites horizontales

Cette méthode est basée sur la détermination du régime d'écoulement qui dépend de :

(1) le Hold-up de liquide sans frottement,  $\lambda$  : 
$$\lambda = \frac{q_L}{(q_L + q_g)}$$

(2) nombre de Froude,  $N_{FR}$  : 
$$N_{FR} = \frac{V_m^2}{g \times d}$$

où  $V_m$  : vitesse superficielle du mélange.

(3) calcul des paramètres de correction:

$$L_1 = 316 \times \lambda^{0.302} \quad L_2 = 0.0009252 \times \lambda^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.1 \times \lambda^{-1.4516} \quad L_4 = 0.5 \times \lambda^{-6.738}$$

(4) Sélection du régime d'écoulement:

➤ Ségrégation :  $\lambda < 0.01$  et  $N_{FR} < L_1$

Ou  $\lambda \geq 0.01$  et  $N_{FR} < L_2$

➤ Transition:  $\lambda \geq 0.01$  et  $L_2 < N_{FR} \leq L_3$

➤ Intermittent:  $\lambda \geq 0.01$  et  $L_3 < N_{FR} \leq L_1$

Ou  $\lambda \geq 0.4$  et  $L_3 < N_{FR} \leq L_4$

➤ Distribution:  $\lambda < 0.4$  et  $N_{FR} > L_1$

Ou  $\lambda \geq 0.4$  et  $N_{FR} > L_4$

(5) Déterminer le hold-up horizontal:

$$H_L(0) = \frac{a\lambda^b}{N_{FR}^c}, \text{ avec:}$$

écoulement	A	b	C
Distribution	1.065	0.582	0.0609
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Segregation	0.98	0.4846	0.0868

Dans le cas d'un écoulement de transition,

$$H_L(0) = A \times H_L(\text{Segregation}) + B \times H_L(\text{Intermittent})$$

ou: 
$$A = \frac{L_3 - N_{FR}}{L_3 - L_2} \text{ et } B = 1 - A$$

(6) calcul de facteur de correction d'inclinaison

$$C = (1 - \lambda) \ln(d \times \lambda^e \times N_{IV}^f \times N_{FR}^g)$$

avec

Écoulement	d	e	f	g
Segregation	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermittent	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribution c=0	_____	_____	_____	_____

(7) calcul le facteur de correction du Hold-up :

$$\psi = 1 + c \times \left[ \sin(1.8 \times \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 \times \theta) \right]$$

Pour le tubing vertical,  $\psi = 1 + 0.3 \times c$

(8) Calcul le liquide hold-up:  $H_L(\theta) = H_L(0) \times \psi$

(9) Calcul le rapport de friction:  $F_{TP} / F_{NS} = e^S$

avec  $S = (\ln Y) / \left[ -0.0523 + 3.182 \ln Y - 0.8725 (\ln Y)^2 + 0.01853 (\ln Y)^4 \right]$

$$Y = \lambda / [H_L(\theta)]^2$$

(10) calcul le facteur de frottement sans glissement :

$$F_{NS} = \frac{1}{\left[ 2 \times \log(N_{RE}) / (4.5223 \times \log N_{RE} - 3.8215) \right]^2}$$

(11) calcul le facteur de frottement pour les deux phases :

$$F_{TP} = F_{NR} \times F_{TP} / F_{NS}$$

(12) le gradient de pression:

$$\frac{\Delta p}{\Delta h} = \frac{\rho_{TP} + F_{TP} \times G_m \times V_m / 2 \times g \times d}{1 - \rho_{TP} \times V_m \times V_{sg} / g \times p}$$

ou:

$$\rho_{TP} = \rho_L \times H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$G_m = \rho_L \times V_{SL} + \rho_g \times V_{sg}$$

$$V_m : \text{vitesse superficielle, } V_m = V_{SL} + V_{sg}$$

**b-Corrélation de HAGEDON et BROWN :**

$$\Delta h = \frac{144 \times \Delta P - \rho_m \frac{\Delta V_m^2}{2g}}{\frac{f_w^2}{2.9652 \times 10^{11} \times d^5 \rho_m} + \rho_m}$$

## Bibliographie

- ✓ [1]. Recupération assistée par gaz-lift (Serpro).
- ✓ [2]. Mémoire de fin d'étude [optimisation gaz-lift (cas de puits HRZ03 dans l'anneau d'huile de HR)] de MERADJI. F et BOUAFIA B.
- ✓ [3]. Gas-lift (Formation techniciens production- Naftogaz.
- ✓ [4]. Situation-et-organisation du champ Hassi-Messaoud.
- ✓ [5]. Gas-lift, Richard MARQUEZ, EDITION NEXT ,2006.
- ✓ [6]. Document Sonatrach EP HMD .
- ✓ [7]. Data Banc EP HMD.
- ✓ [8]. Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs, H. D, Edition OGCI, 1999.
- ✓ [9] WELL PERFORMANCE Isabelle REY-FABRET.
- ✓ [10]. Nodal Analysis section 6 Shlumberger 1998.