

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

N° Série/2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures, des énergies renouvelables et des sciences de la terre et de
l'univers

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnel

Présenté Par :

Boulifa Abdallah et Benseddik Ayoub et Beddiaf Youcef

-THÈME-

Phénomène liquid loading dans les puits de hassi touareg -Gassi Touil

(Etude de cas puits HTG10)

Soutenue le : 05/06/2023, à 14 h, devant la commission d'examen

Président	BOUFADES Djamila	MCB	Univ. Ouargla
Encadreur	ALI ZERROUKI Ahmed	PROF	Univ. Ouargla
Examineur	LEBTAHI Hamid	MCB	Univ. Ouargla

2023 /2022



Dédicace

Il n'y a pas de plaisir égal à partager votre bonheur avec les gens que vous aimez.

A la fin de mes études, j'ai l'honneur de dédier ce modeste travail

A ma chère mère à qui je dois qui je suis, qui a toujours été là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A ma femme, pour tous les conseils que vous m'avez prodigués, le soutien que vous m'avez apporté et les sacrifices que vous avez consentis pour ma réussite.

Aussi mes amis et collègues

Pour tous les enseignants et personnels administratifs



BOULIFA ABDALLA, BENSEDDIK AYOUB, BEDDIAF YUCEF

Remerciements

Toute la gratitude et le merci à Dieu

Notre créateur qui nous a donné

La force pour effectuer ce travail.

Nous tenons à remercier chaleureusement

☞ *Notre Encadreur : **Mr : ALI ZERROKI Ahmed***

Pour sa patience, sa disponibilité, et sa compréhension.

☞ *Nous tenons à remercier également le service*

Technique puits et Service puits

Division EP SONATRACH DP/GTL

☞ *A toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

Merci encore une autre fois.



Le puits de gaz à condensat possède des caractéristiques de réservoir uniques et un comportement perturbé, qui affecte considérablement le taux de production. L'objectif de ce travail est d'élaborer une méthode afin d'accroître le rendement de puits de gaz à condensat du HTG GASSI TOUIL . La productivité de ces puits est réduite en raison d'un problème en amont « Liquid Loading » aux abords du puits. Notre travail sert à éliminer ce problème, en réalisant une méthode d'optimisation à l'aide des outils informatiques. Tous en cherchant une solution rapide et efficace, un changement d'évaluation technique avec des rendements économiques rapides et positifs.

Mot clé: Optimisation, Liquide Loading, liquide loading velocity, Corrélations, pertes de charge, nœud, condensation rétrograde

Résumé

The gas condensate well has unique reservoir characteristics and disturbed behavior, which greatly affects the production rate. The objective of this work is to develop a method to increase the yield of gas and condensate wells of HTG GASSI TOUIL. The productivity of these wells is reduced due to an upstream problem "Liquid Loading" near the well. Our work aims to eliminate the problem, realizing an optimization method using computer tools for a quick and effective solution, a change of technical evaluation with quick and positive economic returns.

Keyword: Optimization, Liquid Loading, liquid loading velocity, Correlations, pressure loss, node, retrograde condensation

Abstract

يتميز بئر مكثف الغاز بخصائص فريدة وسلوك مضطرب، مما يؤثر بشكل كبير على معدل الإنتاج. الهدف من هذا العمل هو تطوير طريقة لزيادة محصول الغاز وأبار حاسي الطوارق ناحية قاسي الطويل حيث يتم تقليل إنتاجية هذه الآبار بسبب مشكلة المنبع "تحميل السائل". يهدف عملنا إلى القضاء على المشكلة وإدراكها عن طريق التحسين باستخدام تطبيقات الكمبيوتر لحل سريع وفعال يعود بفوائد اقتصادية سريعة وإيجابية.

الكلمة الرئيسية: التحسين، تحميل السائل، سرعة تحميل السائل، الارتباطات، خسائر الضغط، العقدة، التكاليف الرجعي

ملخص

DEDICACE

REMERCIEMENTS

RESUME

TABLEAUX MATRICE

LISTE DES ABREVIATIONS

INTRODUCTION GENERALE

CHAPITRE I : Présentation De La Région	2
I.1 Introduction Sur La Région De Gassi Touil :	2
I.2 Description Du Champ De HASSI TOUAREG	3
I.2.1 Situation Géographique	3
I.2.2 Historique Du Gisement	4
I.2.3 Géologie Du Réservoir	5
Chapitre II: Phénomène "Liquid Loading"	8
II .1. Introduction	8
II .2. Types De Gaz	8
II .2.1. Gaz Sec :	10
II .2.2. Gaz Humide	10
II .2.3. Gaz A Condensat	11
II .3. Phénomène "Liquid Loading"	12
II .4. Source Des Liquides :	12
II .4.1. L'eau De L'aquifère :	13
II .4.2. Condensation Du L'eau :	13
II .4.3. Condensation Des Hydrocarbures :	13
II .4.4. Production De L'eau A Partir D'une Autre Zone :	13
II .4.5. L'eau Libre Dans La Formation :	13

II .5. Formations De Liquide Loading :	14
II .6. Evaluation Du Liquid Loading (Hold-Up)	14
II .6.1.Description Du Système	15
II .7.Prédiction Des Pertes De Charge Dans Le Puits.....	15
II .7.1.Pertes De Charge Dans Le Milieu Poreux (Infow).....	15
II .8. Pertes De Charge Dans Le Tubing (Outflow)	18
II .8.1. Configuration De L'écoulement Vertical Diphasique :.....	18
II .8.2.Equations Et Concepts De Base :.....	19
II .9.Méthodes De Calcul Des Pertes De Charge Dans Le Tubing :.....	26
II .9.1.Modèles Homogènes :.....	26
II .9.2.Modèles De Glissement :	26
II .9.3.Modèles Généralisé :.....	26
II .10.Les Principales Corrélations Des Pertes De Charge :.....	26
Chapitre III : Analyse De Nodal.....	30
III.1.Introduction	30
III.1.1.L'analyse Nodale	30
III.1.2.Application De L'analyse Nodale :	31
III.1.3.Procédure D'application De L'analyse Nodale	32
III.1.4.Objectifs De L'analyse Nodale	32
III.2.Les Paramètres Qui Contrôlent <i>Inflow</i> Et <i>Outflow</i>	33
III.3. Inflow Performance Relationship (IPR).....	33
II.3.1.Méthode De Vogel :.....	34
III .4.Corrélations D'ipr Pour Les Puits A Gaz :	35
III .4.1. Corrélacion De Jones :.....	35

III .4.2.Corrélation De Forcheimer :	35
III.4.3. Modified Isochronal :	36
III.4.4. Forcheimer Avec Pseudopressure :	36
III.5. Vertical Lift Performance (VLP)	37
III.5 .1.Outflow Performance	37
III.5.2. L'utilité Des Corrélations	38
III.5.3. Les Différentes Corrélations	39
III.5.4.Résultats	40
Chapitre IV : Etude De Cas	42
IV .1. Introduction.....	42
IV .2. Utilisation Du Logiciel Pipesim	43
IV .2.1 Présentation Du Logiciel D'optimisation.....	43
IV .3. Procédure Du Travail :	44
IV .3. 1. Cas Initial.....	44
IV .3. 2. Cas Actuel & Prévisionnel :	49
IV .3. 3. Evaluation Economique :	57
CONCLUSION	59
BIBLIOGRAPHIE	60
ANNEXE	61

Liste de figure

Figure 1: Les Champs de la région de Gssi-Touil.....	2
Figure 2 : Situation de champs HTG	3
Figure 3 : Détail sur le champ de HTG	4
Figure 4 : Plan de position des puits.....	6
Figure 5 : Diagramme De Phase	8
Figure 6 : condensation rétrograde.....	9
Figure 7 : diagramme de phase d'un gaz sec	10
Figure 8 : diagramme de phase d'un gaz humide.....	11
Figure 9 : diagramme de phase Gaz à condensat	12
Figure 10 : diagramme de phase PT	14
Figure 11 : system (fluide -tubing).....	15
Figure 12 : écoulement linéaire.....	17
Figure 13 : écoulement radial.....	18
Figure 14 : configuration d' écoulement	19
Figure 15 : différentes pertes de charge.....	30
Figure 16 : les différentes positions des nœud	31
Figure 17 : le point de fonctionnement.....	40
Figure 18 : Courbe IPR de HTG10	47
Figure 19 : Le choix de corrélation le plus valable	48
Figure 20 : Historique de production de HTG-10.....	49
Figure 21 : Historique de production et Pt de HTG-10.....	49
Figure 22 : Absolute Open Flow	50
Figure 23 : Courbe IPR VS VLP.....	51
Figure 24 : Courbe de LLVR pour tubing 5	51
Figure 25 : les valeurs de liquide loading velocity ratio selon le diamètre de tubing	53
Figure 26 :LLVR Tubing diamètre sensitivity.....	54
Figure 27 : Nodal Analysis Tubing Diameter Sensitivity	54
Figure 28 : débit vs de la pression tête de HTG10 après W.O.....	55
Figure 29 : Production Mensuel.....	56
Figure 30 : Production Mensuel GPL et CND.....	56
Figure 31 : Fiche Technique Avant Workover	63
Figure 32 : Fiche Technique Après Workover.....	64

Liste de tableaux

Tableau 1: Les Caractéristiques Petro physique de HTG Sud	5
Tableau 2: Les Caractéristiques Petro physiques de HTG Nord.....	5
Tableau 3: Classification Des Corrélations De Perte De Charge	27
Tableau 6 : Résultats Des Essais De Puits	46
Tableau 7 : Résultats De Simulation Pour Le Tubing 5"	52
Tableau 8 : Résultats De Simulation Pour Le Tubing 4" ½.....	52
Tableau 9 : Résultats De Simulation Pour Le Tubing 3" ½.....	53
Tableau 10 : Résultats Mensuel	55

Liste des abréviations, notations et symboles

<i>AOF</i>	absolute open flow	[<i>mmscf/jour</i>]
<i>API</i>	American Petroleum Institut	
<i>CCB</i>	Le cricondenbar	[Pa]
<i>CCT</i>	Le cricondentherme	[°C]
<i>CGR</i>	Condensate-to-gas ratio	
<i>f</i>	Coefficient de friction	
<i>FLP</i>	Flow line pressure	[<i>bar</i>]
<i>FTHP</i>	Flow tubing head pressure	[<i>bar</i>]
<i>g_e</i>	Gradient thermique de formation	
<i>GLR</i>	Gaz liquid ration	
<i>GPL</i>	Le gaz de pétrole liquéfié	
<i>IPR</i>	Inflow Performance Relationship	
<i>HTG</i>	HASSI TOUAREG	
<i>N_{re}</i>	Nombre de Reynolds	
<i>P</i>	Préssion	[<i>psi</i>]
<i>P₀</i>	Pression initiale	[<i>psi</i>]
<i>P_r</i>	Pression de réservoir	[<i>psi</i>]
<i>P_s</i>	Pression de surface	[<i>psi</i>]
<i>P_{SEP}</i>	Pression de séparateur	[<i>psi</i>]
<i>PLT</i>	Production logging tool	
<i>P_{WFS}</i>	Préssion de fond	[<i>psi</i>]
<i>ρ_n</i>	Masse volumique du mélange sans glissement	[<i>Kg/m³</i>]
<i>q_o(h)</i>	Débit volumique du liquide	[<i>bbl/jour</i>]
<i>q_g(h)</i>	Débit volumique du gaz	[<i>mmscf/jour</i>]
<i>TAGI</i>	Triassique argileux gréseux inférieur	
<i>T</i>	Température du fluide	[°C]

T_0	Température initiale	[°C]
T_e	Température de formation	[°C]
T_S	Température de surface	[°C]
T_F	Température entre P_c et P_0	[°C]
T_{ei}	Température de la formation en $x=0$ (côté de la tête de puits)	[°C]
$\lambda(h)$	Hold-up sans glissement	
μ_s	Viscosity	[pa. s]
$v_{c,w}$	Vitesse critique condensat, l'eau	$[\frac{ft}{s}]$
$v_{g,cond}$	Vitesse critique gaz, condensat	$[\frac{ft}{s}]$
v_m	Vitesse du mélange	$[\frac{ft}{s}]$
v_{sg}	Vitesse superficielle du gaz	$[\frac{ft}{s}]$
v_t	Vitesse critique du gaz	$[\frac{ft}{s}]$
VLP	Vertical Lift Performance	
WSO	Swabbing Shut-Off	
WTH	Well Head Pressure	
LL	liquid loading	
LLVR	liquid loading vilosity ratio	

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Avec l'augmentation des activités pétrolières et la révolution que ce secteur a connu dans les dernières années, l'interprétation du well testing est une très bonne technique qui nous aidera à extraire beaucoup d'informations sur le comportement des réservoirs, afin d'assurer un mode de production stable et continu.

L'étude des régimes transitoires est très importante dans un test pour pouvoir tirer le maximum d'informations sur le puits et le réservoir. (L'indice de productivité, kh du réservoir, le facteur d'endommagement (skin), la pression statique et dynamique, la nature et les limites de réservoir...etc.), et l'état de potentiel de production du puits.

La présence de liquide dans le réservoir peut poser le problème d'accumulation de celui-ci dans le tubing, tout en réduisant la production jusqu'à ce que la pression de réservoir ne puisse vaincre la contre pression agissant par ces liquides.

Il y a un certain nombre de solutions pour ce genre des problèmes, par exemple l'optimisation de la complétion de telle sorte à empêcher le liquide accumulé (liquid loading).

L'optimisation du diamètre et la pression en tête sont les deux méthodes les plus communes. Dans ce cadre beaucoup des logiciels ont été élaborés pour étudier avec précision la performance de notre système en traçant des différentes courbes (ex : L'IPR, VLP)

Dans notre étude on fait une simulation de problème de colmatage sur un modèle des puits de champ HTG et on fait une étude sur le phénomène de liquide loading de HTG par logiciel PIPESIM. [1]

Chapitre

I

APERÇU SUR LE APERÇU SUR LE CHAMP DE HASSI TOUAREG

CHAPITRE I : Présentation de la région**I.1 Introduction sur la région de Gassi Touil :**

La région **Gassi Touil** est l'une des dix régions qui constituent actuellement la division production de la branche Amont.

Elle est constituée de dix champs (Figure 1.1) : Gassi Touil (GTL), Gassi Touil Supérieur (GTS), Hassi Chergui (HCH), Nezla Sud (NZS), Nezla Nord (NZN), Toual (TOU), Hassi Touareg (HTG), Brides (BRD), Gassi El Adem (GEA) et Rhourde El Khalf (REK).

La production de brut a débutée en 1963 par l'exploitation du champ GTL. Celle du gaz en 1976 par l'exploitation du champ GTS. Les champs producteurs déversent dans un seul centre composé de trois unités : Traitement Brut (CPC), Traitement Gaz (UTG), et Réinjection Gaz (URGA). [1]

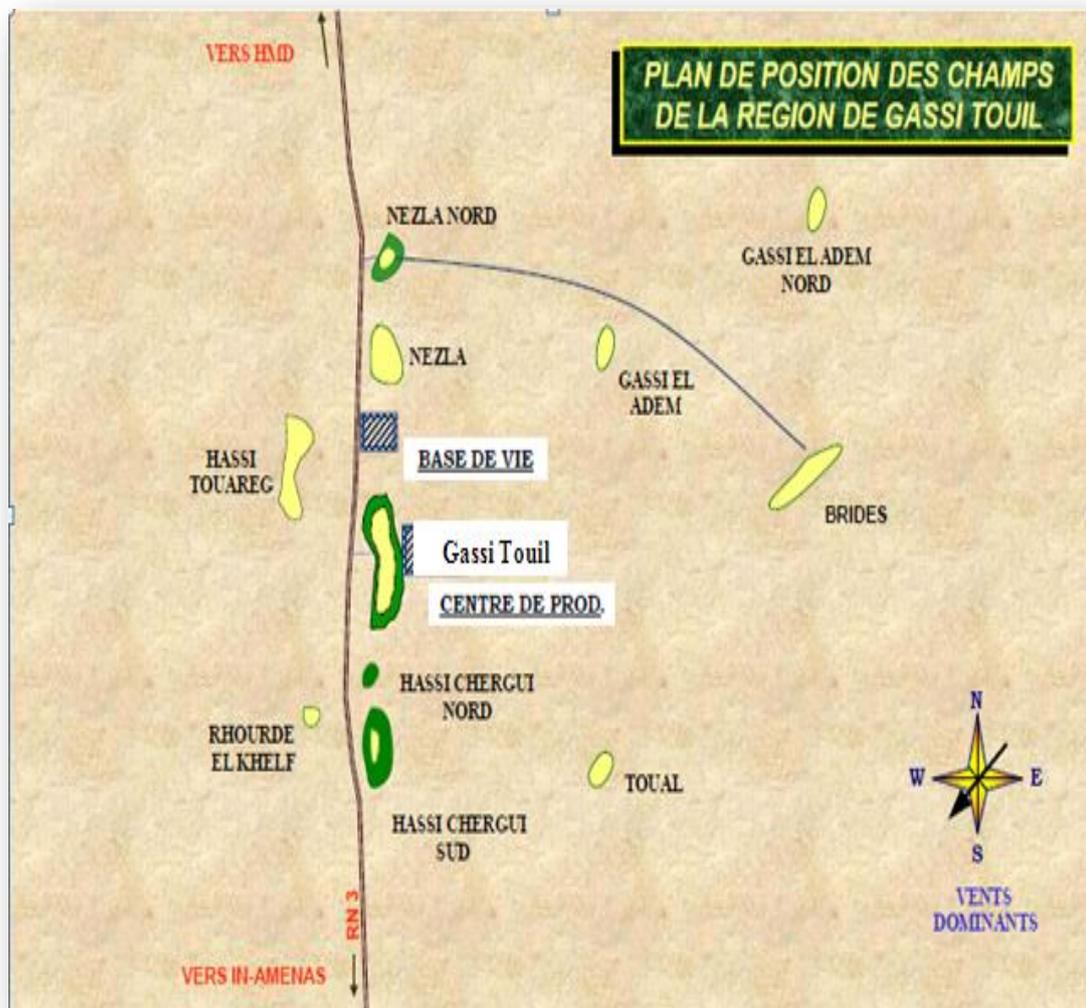


Figure 1: Les Champs de la région de Gssi-Touil

I.2 Description du champ de HASSI TOUAREG**I.2.1 Situation géographique**

La Structure de Hassi-Touareg constitue un trend Nord-Sud, présentant un double anticlinal séparé l'un de l'autre par une distance de 14 Kms.

La Structure se situe dans la province Triassique du Sahara Algérien à une distance d'environ 150 Kms au Sud-est d' Hassi Messaoud. [1]

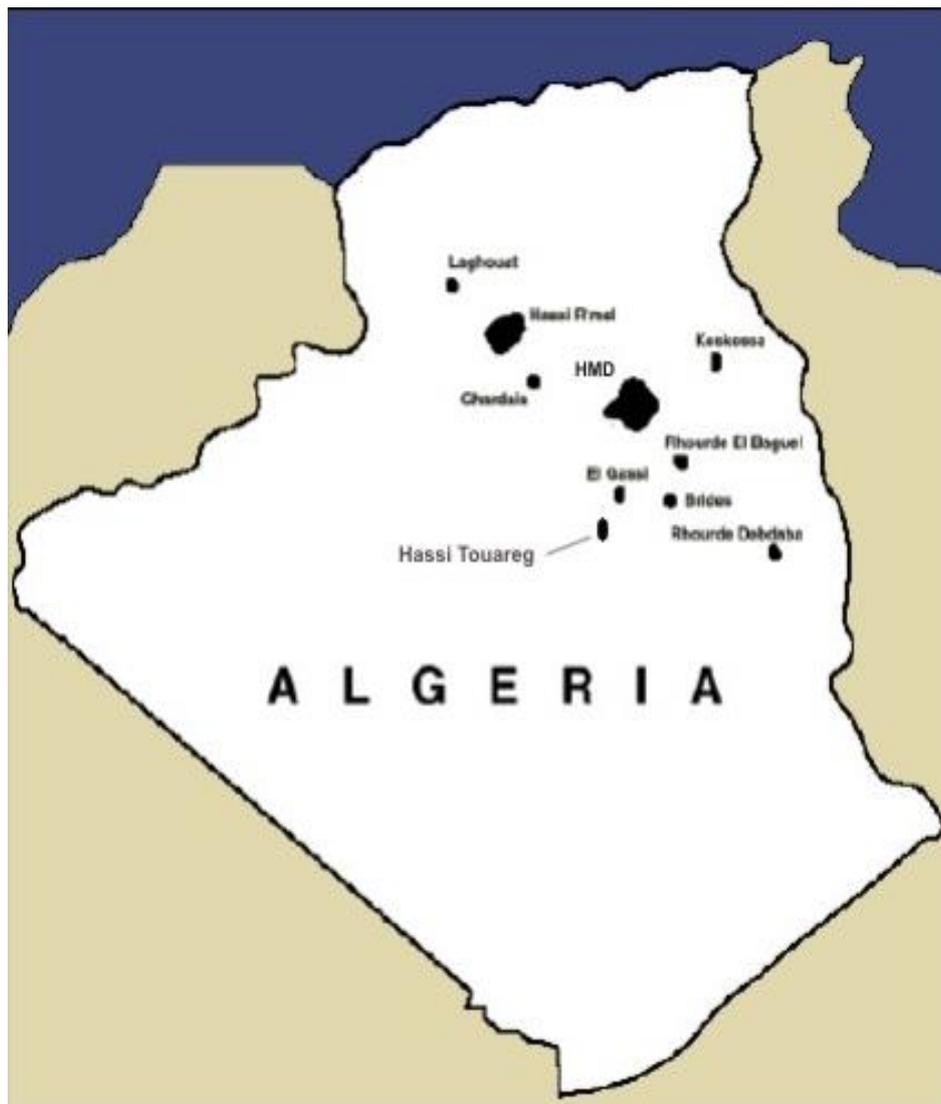


Figure 2 : Situation de champs HTG

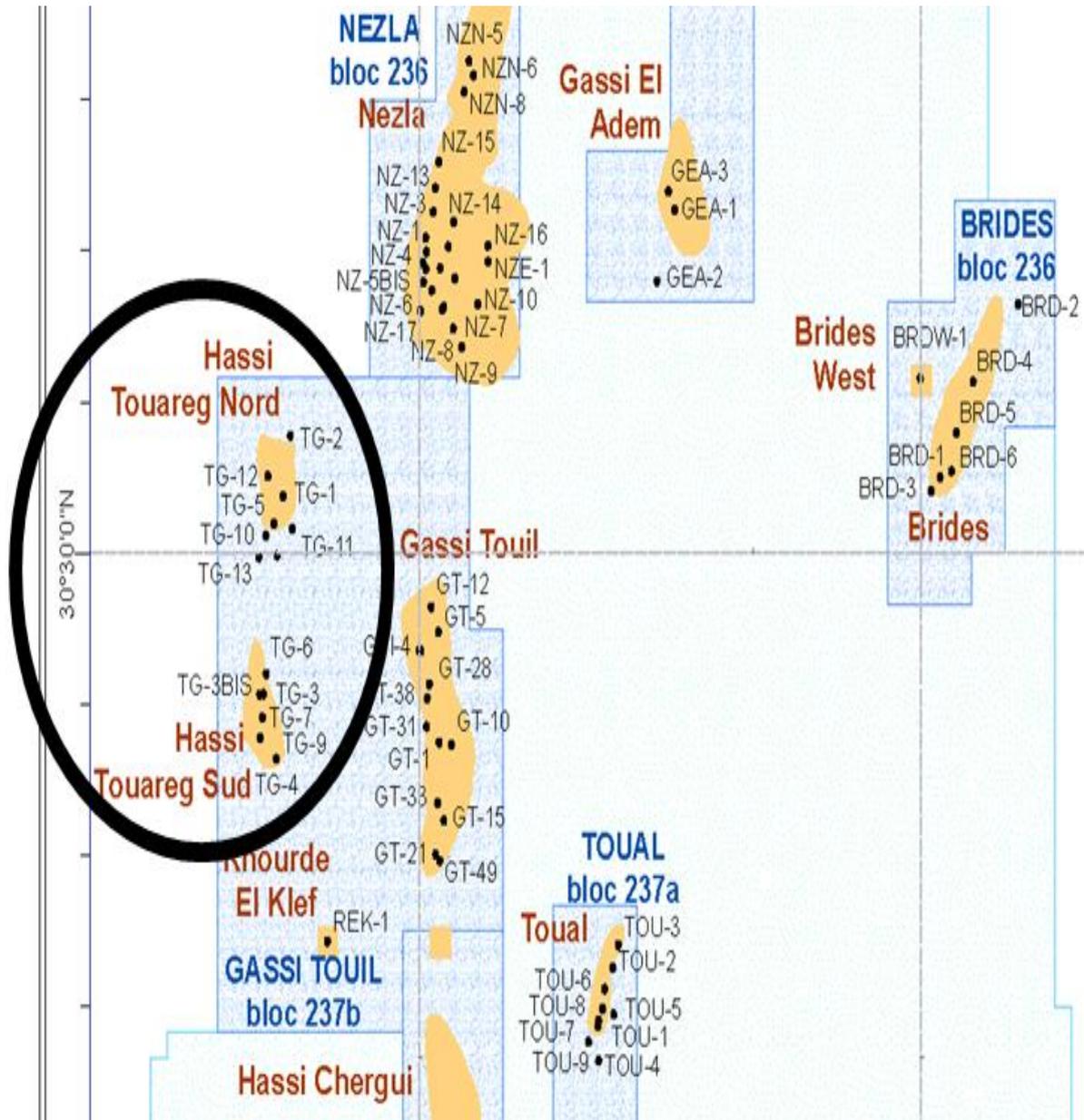


Figure 3 : Détail sur le champ de HTG

I.2.2 Historique du gisement

La Structure de Hassi Touareg, à été mise en évidence grâce aux résultats combinés de la gravimétrie et de la sismique réflexion et réfraction.

Elle a été découverte en 1959 par le forage HTG-1 qui a atteint la profondeur de 2922 m. Le Cambrien a été à 2678 m. Les grès du Cambrien et de l’Ordovicien qui constituaient les objectifs principaux se sont avérés aquifères .Toutefois, la traversée du TAGS a permis de découvrir d’importantes quantités de gaz, ce qui a encouragé la poursuite d’autre forages sur les deux Structures. A l’exception de HTG-2 qui a rencontré le TAGS structurellement bas, le

situant dans le panneau affaissé à cause du passage d'une faille, tous les autres forages de HTG-1 à HTG-13 sont productifs de Gaz. [1]

I.2.3 Géologie du réservoir

Caractères géologiques du réservoir :

Le TAGS est constitué comme son nom l'indique d'argile et de grès. Selon les carottes et les logs qui sont disponibles, ces grès et argiles sont tantôt en intercalations, séparés faisant un ensemble de séries alternées d'argiles et de grès contenant du sel (NaCl) en ciment.

Les caractéristiques pétro physiques de HASSI-TOUAREG sud sont les suivantes :

Tableau 1: Les Caractéristiques Petro physique de HTG Sud

Profondeur	1440 m / N mer
Hauteur total	72 m
Hauteur utile	16 m
Porosité Ø	12,5 %
Perméabilité K	99 md
Saturation en eau Sw	34 %
Surface	39,85 Km ²

Tableau 2: Les Caractéristiques Petro physiques de HTG Nord

Profondeur	1360 m/mer
Hauteur total	74 m
Hauteur utile	32 m
Porosité Ø	12 %
Perméabilité K	55 md
Saturation en eau Sw	24 %
Surface	19,9 Km ²

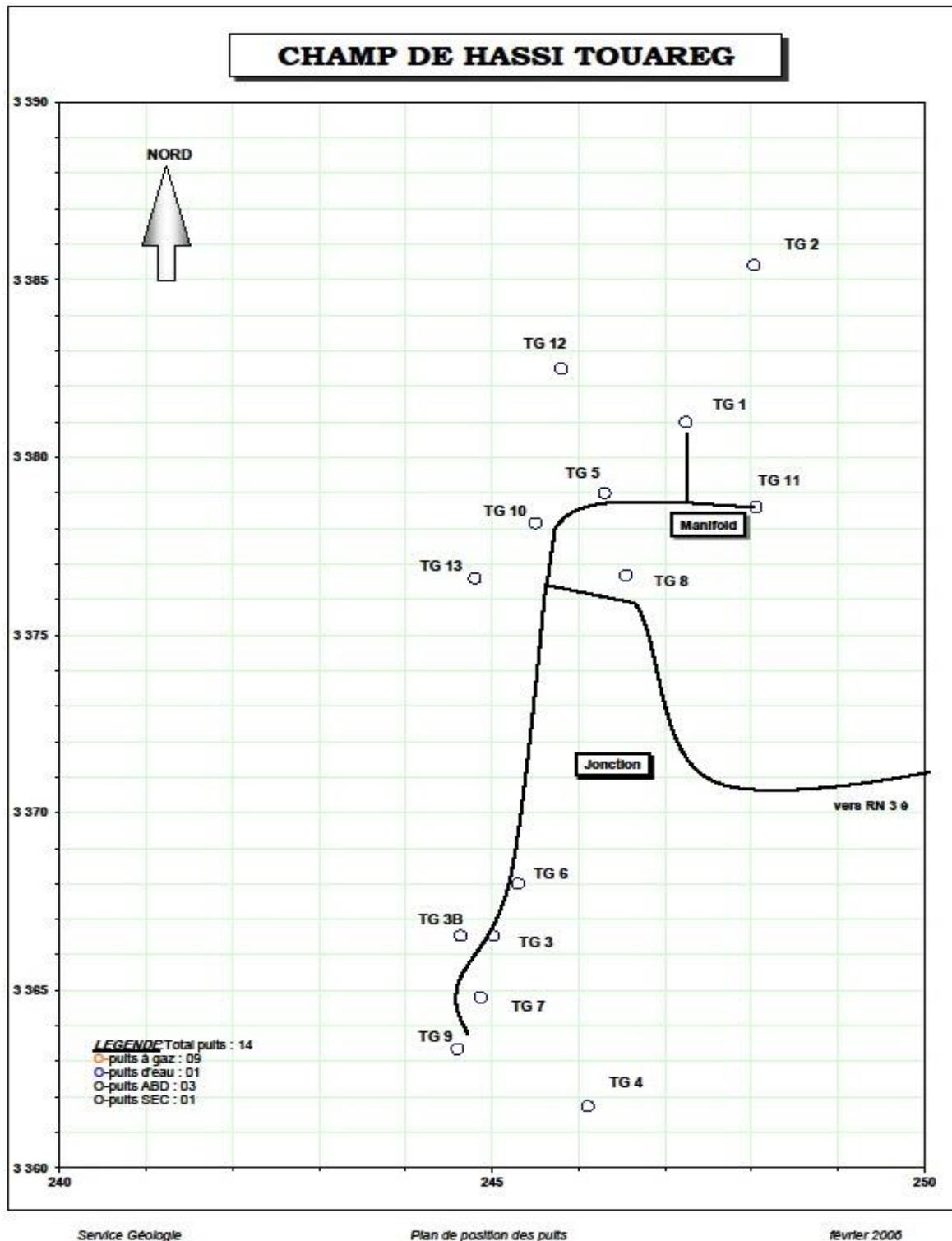
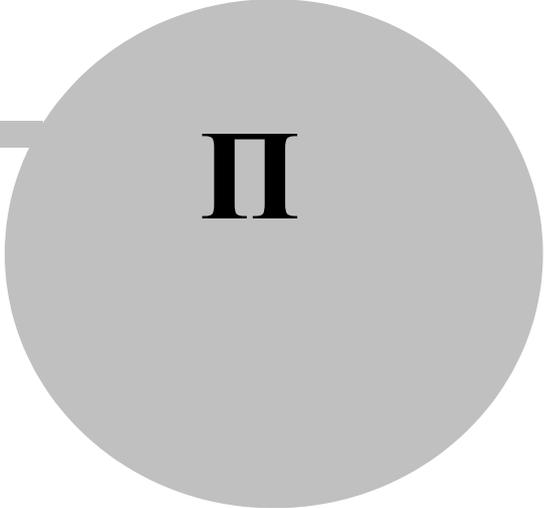


Figure 4 : Plan de position des puits

Chapitre



II

PHENOMENE LIQUID
PHENOMENE LIQUID

LOADING

Chapitre II : Phénomène "Liquid Loading"

II .1. Introduction

L'une des premières informations requises pour exploiter un gisement de gaz naturel concerne le diagramme de phases. Selon qu'une phase liquide d'hydrocarbures coexiste ou non avec la phase vapeur à un certain stade de la production, le gaz est dit sec, associé ou à condensat.[2]

II .2. Types de gaz

Les différents types de gaz sont classés selon la nature des phases en présence dans les conditions du gisement et de surface.

Considérons le diagramme de phases du fluide de réservoir (figure 5). [2]

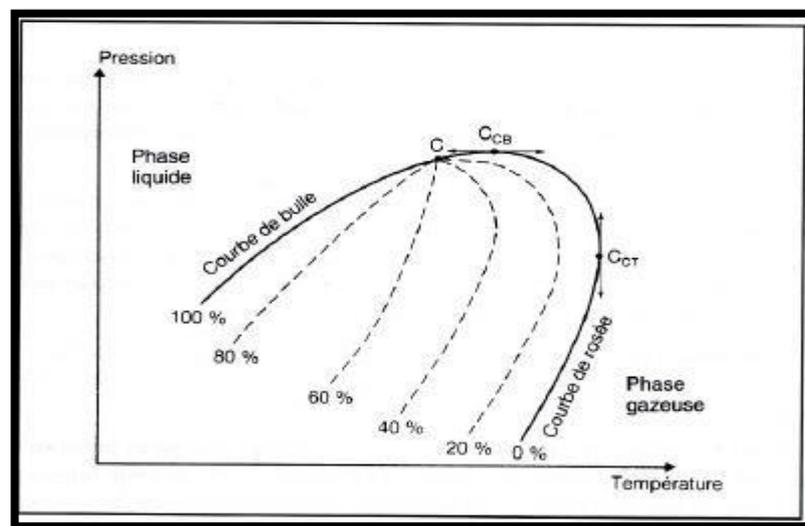


Figure 5 : Diagramme De Phase

Sur ce diagramme, le domaine d'équilibre liquide-vapeur se situe entre la courbe de bulle et la courbe de rosée, qui représentent respectivement les conditions de saturation lorsque le mélange est entièrement liquide (100 % de phase liquide) et entièrement gazeux (0% de phase liquide). La courbe de bulle et la courbe de rosée se rejoignent au point critique C.

Le cricondentherme : désigne le point de l'enveloppe du domaine diphasique (courbe de bulle + courbe de rosée) qui correspond à la température maximale d'existence d'un équilibre diphasique.

Le cricondenbar (C_{CB}): désigne le point de l'enveloppe du domaine diphasique pour lequel la pression est maximale.

NB « Les courbes tracées en pointilles représentent tes courbes d'équilibre correspondant aux différentes proportions molaires de phase liquide » [2]

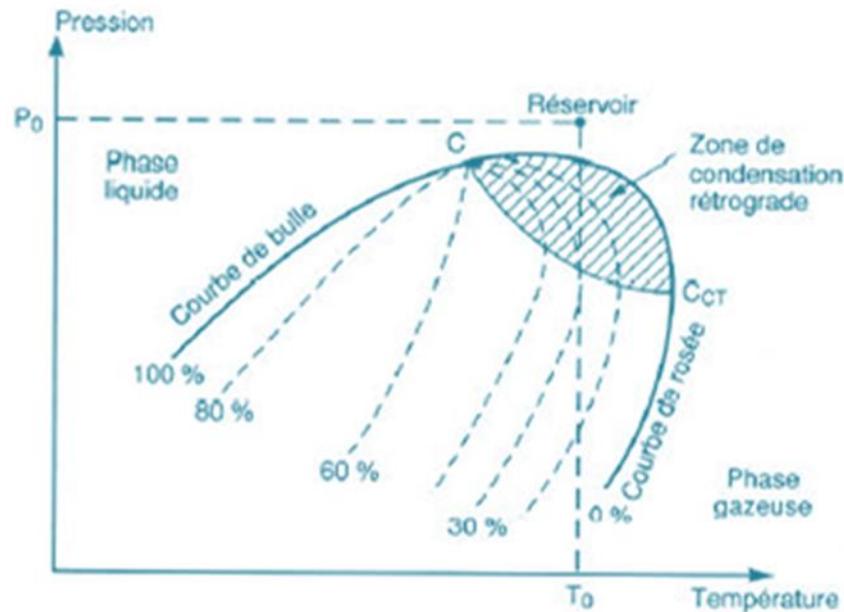


Figure 6 : condensation rétrograde

La région hachurée sur (la figure 6) est qualifiée de zone de condensation rétrograde. Dans cette zone, l'abaissement de pression conduit à la formation d'une phase liquide. En effet, considérons une décompression isotherme à la température T_0 traversant la zone de condensation rétrograde. Lorsque la pression est réduite à partir d'une valeur initiale P_0 , la première goutte de liquide apparaît au moment où l'isotherme traverse la courbe de rosée, puis la proportion de liquide augmente avec l'abaissement de pression : c'est le phénomène de condensation rétrograde. Sur l'exemple représenté sur (la figure 2), la fraction liquide atteint une valeur maximale de 30 %. Cette valeur maximale de la fraction liquide déposée marque la fin du phénomène de condensation rétrograde. L'abaissement de pression conduit alors à une vaporisation progressive de la fraction liquide, jusqu'au moment où la courbe de rosée est à nouveau traversée. Le mélange redevient alors entièrement gazeux.

La forme de l'enveloppe du domaine diphasique dépend de la composition du gaz naturel. Si le gaz est formé de méthane presque pur, le domaine diphasique est étroit et se réduit à une courbe unique pour le méthane pur (courbe d'équilibre liquide-vapeur du

méthane).

Lorsque la proportion d'hydrocarbures plus lourds augmente, le domaine diphasique s'élargit et une phase liquide peut apparaître dans les conditions de production.

L'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface. [2]

Ceci conduit à distinguer les cas suivants :

II .2.1. Gaz sec :

Un gaz sec ne forme pas de la phase liquide dans les conditions de production. C'est-à-dire que les points représentant les conditions dans le réservoir et en surface se trouvent tous deux en dehors du domaine diphasique (fig. 7).

Au cours de la production d'un tel gaz, il ne se forme jamais de phase liquide. Ceci reste vrai ~~lors~~ que la pression dans le réservoir décroît avec le temps pendant l'exploitation du gisement. Cette situation implique un domaine diphasique relativement étroit. Le gaz doit être concentré en méthane et contenir très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'Ethane. [2]

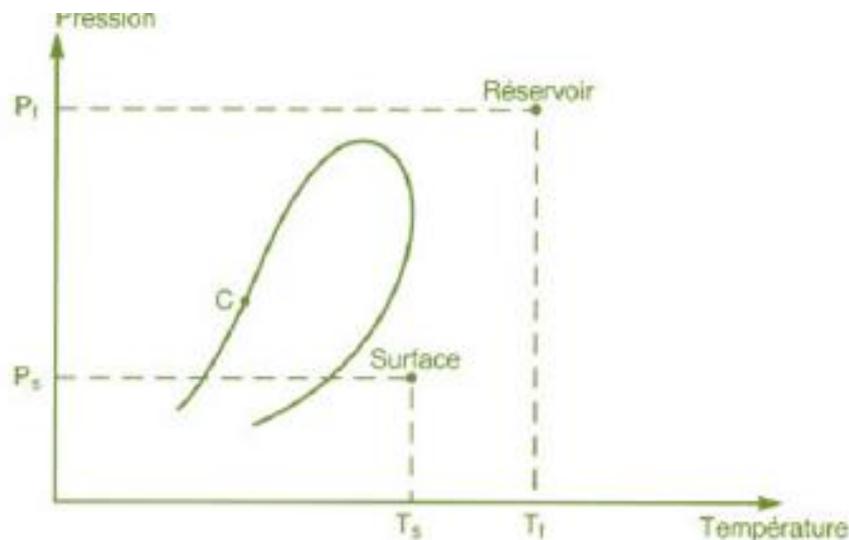


Figure 7 : diagramme de phase d'un gaz sec

II .2.2. Gaz humide

Un gaz humide s'il y a production de la phase liquide en surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement (fig. 8).

Dans le cas d'un gaz humide, la température du réservoir est supérieure à la température du cricondentherme et l'isotherme, qui correspond à la température du réservoir qui ne

traverse pas la zone diphasique : il n'apparaît pas de phase liquide dans le réservoir lorsque la pression baisse en cours de production (déplétion du gisement) par contre, il se forme une phase liquide en surface, les coordonnées des points P_s, T_s qui représentent les conditions de surface étant situés dans le domaine liquide-vapeur

Si les conditions en surface restent fixées au cours de l'exploitation du gisement, la fraction h_i produite en surface reste constante et la composition de l'effluent n'évolue pas au cours d'temps [2]

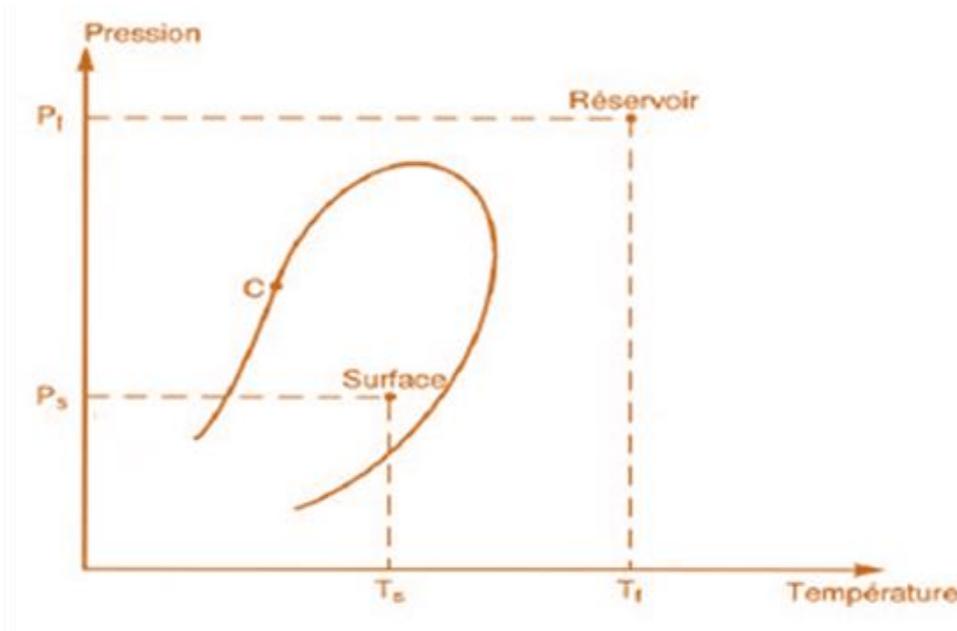


Figure 8 : diagramme de phase d'un gaz humide

II .2.3. Gaz à condensat

Dans le cas d'un gaz à condensât, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde. La température T_F du réservoir est comprise entre la température critique et la température du cricondentherme. Tandis que le point représentant les conditions dans le réservoir se trouve à l'intérieur ou au-dessus de la zone de condensation rétrograde (fig.9).

Lors la production, la décompression du gaz à la température T_f conduit à la formation par condensation rétrograde d'une phase liquide qui se dépose dans la roche-réservoir. Au cours de la remontée dans le puits, le gaz se refroidit, avec production de liquide en surface.

Dans la majorité des cas, la pression initiale est proche de la pression de rosée rétrograde et la mise en production amène très vite à une condensation d'hydrocarbures. La phase condensée s'enrichissant en constituants lourds, la composition du gaz produit évolue en fonction du temps.[2]

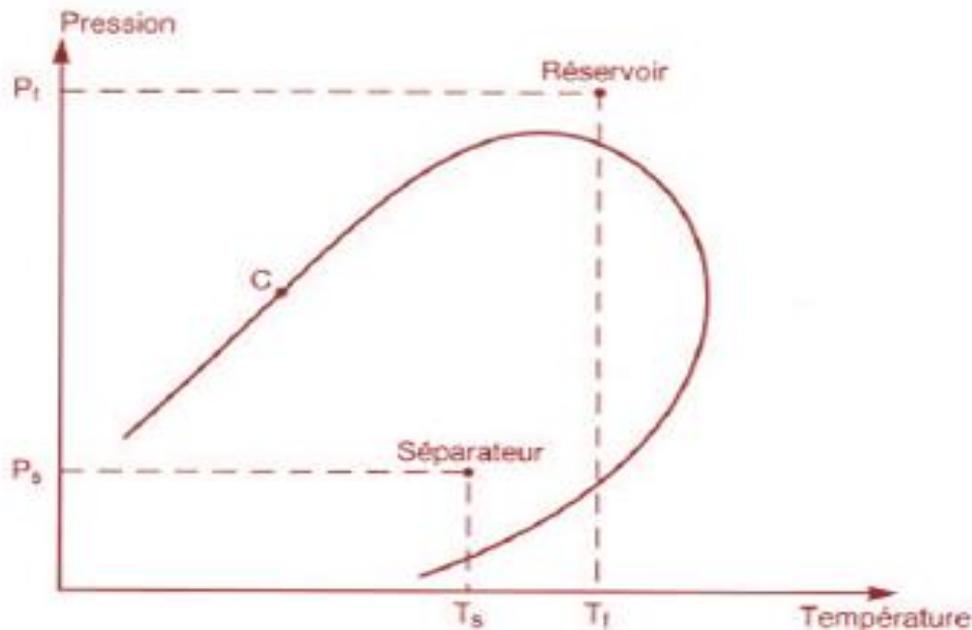


Figure 9 : diagramme de phase Gaz à condensat

II .3.PHENOMENE "LIQUID LOADING"

Par définition "Liquid-Loading" est l'incapacité d'un puits de gaz à produire, car ça pression hydrostatique de la colonne de production est supérieure à la pression du réservoir, et cela due à la nature de fluide circulé du fond de puits jusqu'aux les installations de surface.

II .4.SOURCE DES LIQUIDES :

Les sources principales de ces liquides sont :

- Présence une couche aquifère au-dessous de la zone du gaz qui peut favoriser "water conning".
- L'eau libre actuelle dans la formation.
- La vapeur de l'eau et/ou d'hydrocarbures se condense le long du tubing

vers la surface, tout dépend de la pression du réservoir, et de tête du puits.

II .4.1.L'eau de l'aquifère :

Si le réservoir possède le mécanisme de l'eau de l'aquifère ça pression supporte le gaz produisez et éventuellement atteindre les perforations du puits, ce qui augmente la gravite du problème du liquide accumulé, après nous aurons une variation de la pression du réservoir d'une façon décroissante.

II .4.2.Condensation du l'eau :

Juste au voisinage des puits qui contient des formations a eau libre, le gaz naturel qui présent au niveau de réservoir peut être saturé si les conditions souhaitables sont présentes pour que l'eau se dissoudre dans le gaz, dans ce cas l'eau va pénétrer dans le puits d'une façon vapeur.

II .4.3. Condensation des hydrocarbures :

Comme l'eau, Les hydrocarbures qui prennent la phase liquide en surface ou bien les conditions atmosphériques peut écouler dans le fond de puits sous forme vapeur comme l'écoulement du gaz en surface. L'état vapeur des hydrocarbures transforme en liquide quand les conditions chutent au-dessous du point de condensation à ce moment la transformation des hydrocarbures est minime, on l'appelle la condensation juste comme d'eau.

II .4.4. Production de l'eau à partir d'une autre zone :

Particulièrement, dans les puits complétés avec un trou ouvert et la présence de plusieurs perforations, il est possible de produire des liquides à partir d'une autre zone, et cela se fait intentionnellement.

II .4.5.L'eau libre dans la formation :

L'eau peut être produite avec le gaz à partir des mêmes perforations, bien sur si le réservoir contient du l'eau libre.

Comme il est mentionné, il existe différentes sources qui favorisent le phénomène du liquide accumulé, et il existe divers méthodes de solution pour éliminer les liquides ou l'élimination de ce problème dans les puits de gaz. Cependant, il existe une incertitude en ce qui donnera méthodologie le meilleur résultat notamment puits de gaz. Cette étude vise à répondre à cette question. [3]

II .5. Formations De Liquide Loading :

Plusieurs puits ne produisent pas que le gaz mais aussi le condensat et l'eau si la pression de réservoir a abaisse dessous le point de rosée.

Dans le liquide, si la pression de réservoir dessus le point de rose crée un écoulement polyphasique de gaz et condensat et l'eau.

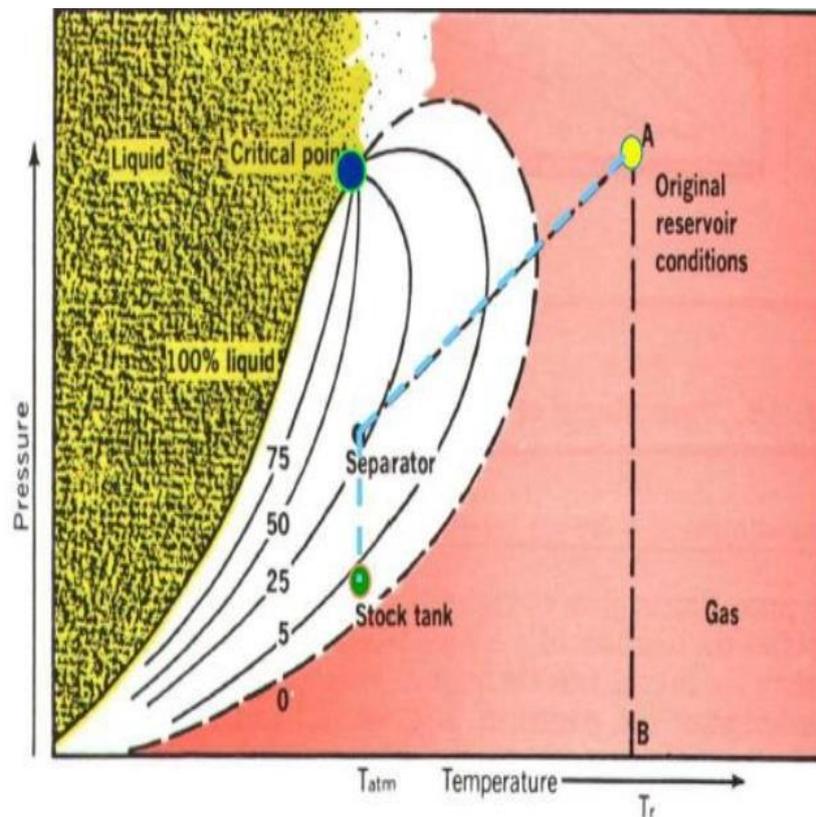


Figure 10 : diagramme de phase PT

II .6. Evaluation du liquid loading (hold-up)

Les rétentions liquides sont les quantités de fluide contenues dans la section efficace de transfert dans le puits (colonne) par unité de volume de colonne vide. C'est la rétention de liquide (liquide holdup) qui est le plus souvent mesurée, puis on en déduit la rétention gazeuse en connaissant la porosité du garnissage. La rétention liquide, notée (h_l), joue un rôle important sur les pertes de pression de la colonne en fonctionnement et sur les performances du transfert. [3]

II .6.1.Description du système

Le système (fluide-tubing) est représenté dans la figure ci-dessous.

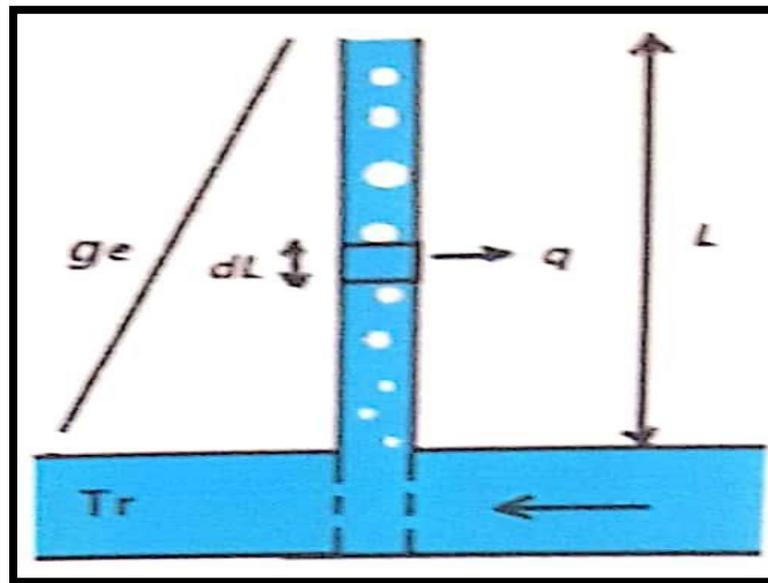


Figure 11 : system (fluide -tubing)

Le système est composé d'un fluide qui s'écoule à travers le tubing vers la surface. Notre system est considéré comme un système ouvert. [3]

II .7.Prédiction des pertes de charge dans le puits

II .7.1.Pertes de charge dans le milieu poreux (Infow)

Une des composantes les plus importantes dans le système total d'un puits est le réservoir qui est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression unique. [3]

L'écoulement vers le puits dépend du *drawdown* ou de la chute de pression dans le réservoir. $(P_R - P_{wf})$. La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de plusieurs paramètres, tel que les propriétés de la roche, les propriétés des fluides, le régime d'écoulement, la saturation de la roche en fluide, la compressibilité du fluide, l'état de la formation (endommagée ou stimulée) etc...

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé par Gilbert « Inflow performance »; et la représentation du débit en fonction de pression de fond dynamique est appelé « Inflow performance relationship » ou IPR.

II .7.1.1. L'équation de Darcy :

Pour calculer la chute de pression produite dans un réservoir, une équation qui exprime les pertes d'énergie ou de pression dues aux forces de cisaillement ou de frottement visqueux en fonction de vitesse ou de débit exigé

Bien que la forme de l'équation puisse être toute à fait différente pour différents types de fluides, l'équation de base est la loi de Darcy. Cette équation proposée en 1856 par Henry Darcy relie la vitesse apparente de fluide à la chute de pression à travers la filtrante, bien que les expériences ayant été exécutées avec l'écoulement seulement dans la direction verticale de haut en bas, l'expression est également valide pour l'écoulement horizontal, qui est la direction la plus importante dans l'industrie de pétrole. Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué du sable complètement saturé à l'eau. [3]

Les filtres de sable de Darcy étaient de section constante, ainsi l'équation ne tenait pas compte des changements de vitesse avec l'endroit, écrite en forme différentielle, la loi de Darcy s'exprime :

$$v = -\frac{k}{u} \frac{dP}{dx} \quad (\text{II.1})$$

Ou :

k : Perméabilité du milieu poreux.

v : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

dP/dx : Gradient de pression dans le sens d'écoulement

II .7.1.2.Ecoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (figure 12) :

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{k \cdot dP}{\mu} = -\frac{q}{A} \cdot \int_0^L dx \tag{II.2}$$

Si on suppose que k, μ et q sont indépendants de la pression où elles peuvent être évaluées à une pression moyenne, l'équation devient :

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot \int_0^L dx \tag{II.3}$$

Par intégration :

$$P_2 - P_1 = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L \tag{II.4}$$

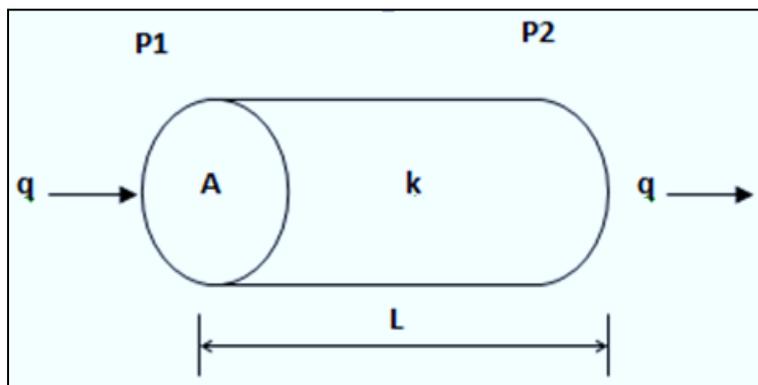


Figure 12 : écoulement linéaire

II .7.1.3.Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (.1), en se référant à la figure 13, on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dr} \tag{II.5}$$

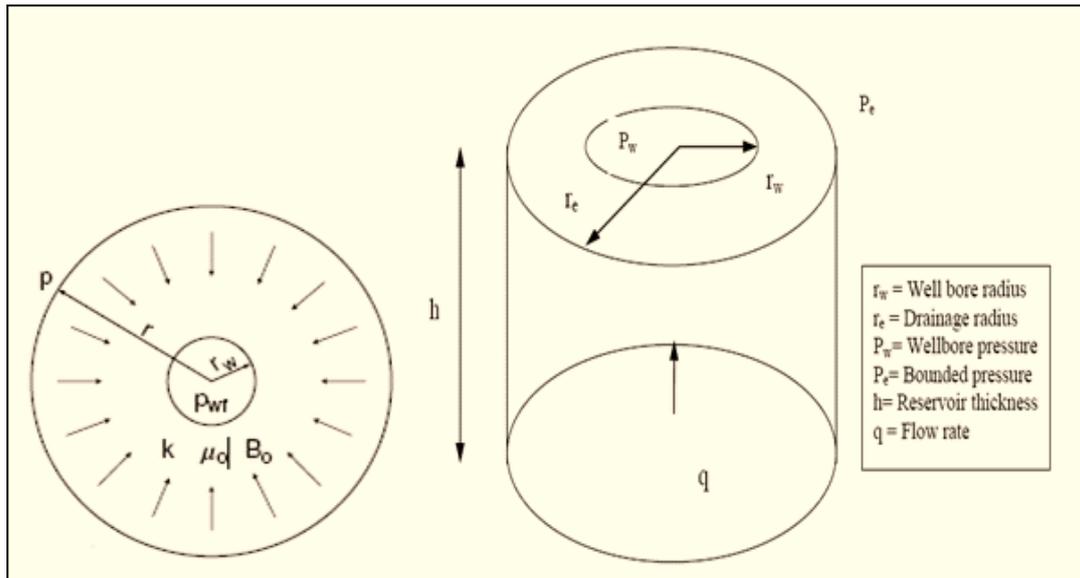


Figure 13 : écoulement radial

II .8. Pertes de charge dans le tubing (Outflow)

L'équation de perte de charge est composée par trois termes dans n'importe quel écoulement :

- Le terme d'élévation où le terme statique
- Le terme de frottement (friction)
- Le terme d'accélération

II .8.1. Configuration de l'écoulement vertical diphasique :

Quand deux fluides avec des propriétés physiques différentes s'écoulent simultanément dans une conduite, il existe une large gamme des modèles d'écoulements possibles.

La distribution de chaque phase par rapport à l'autre dans la conduite est la référence pour lequel on établit le modèle.

Plusieurs modèles essayent de prédire la configuration d'écoulement qui peut exister pour différentes séries de conditions, et plusieurs appellations différentes ont été données pour ces configurations, pour plus de fiabilité, certaines corrélations de pertes de charge comptent sur la connaissance de la configuration d'écoulement.

Govier a présenté une série descriptive pour les configurations d'écoulement pour l'air et l'eau. Ces configurations dépendent dans une certaine mesure de l'ampleur relative de la vitesse superficielle du liquide V_{SL} et celle du gaz V_{Sg} , et de la pression.

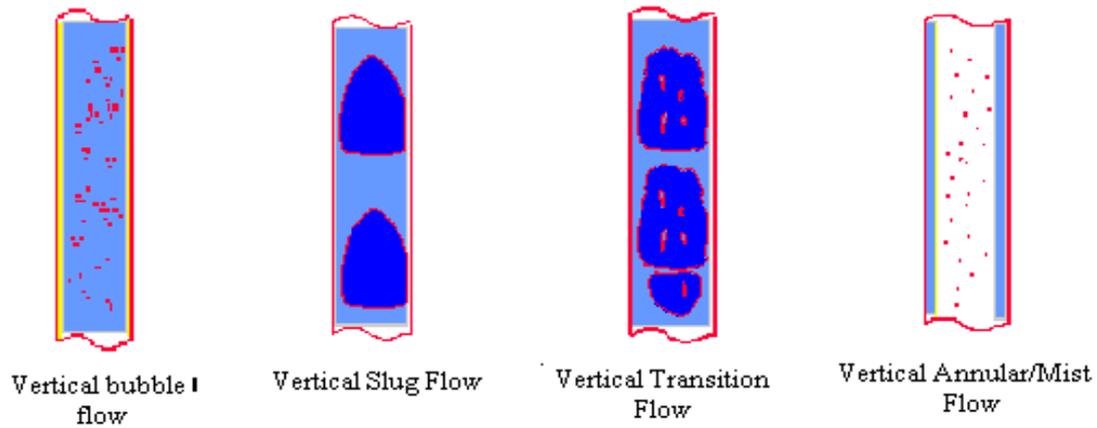


Figure 14 : configuration d'écoulement

II .8.2.Equations et concepts de base :

Les gradients de pression qui se produisent pendant l'écoulement diphasique dans les pipes peuvent être calculés si tous les changements d'énergie (transfert d'énergie) qui interviennent dans les fluides peuvent être déterminés, pour ce faire un bilan d'énergie est indispensable.

Selon le premier principes de la thermodynamique, "L'énergie d'un fluide entrant dans un volume de contrôle, plus n'importe quel travail fait ou subi par ce fluide, plus n'importe quelle quantité de chaleur donnée au fluide ou cédée par celui- ci doit être égale à l'énergie qui sort de l'élément de volume de contrôle".

Considérant un système en état d'équilibre, le bilan énergétique peut être s'écrit comme suit :

$$U_1 + PV_1 + \frac{m \cdot v_1^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_1}{g_c} + q' + W_s' = U_2 + P_2V_2 + \frac{m \cdot v_2^2}{2 \cdot g_c} + \frac{m \cdot g \cdot Z_2}{g_c} \quad (II.6)$$

Avec :

U' : Energie initiale.

PV : Energie d'expansion ou de compression.

$\frac{m \cdot v^2}{2 \cdot g_c}$: Energie cinétique.

$\frac{m \cdot g \cdot Z}{g_c}$: Energie potentielle.

q' : Energie calorifique ajustée au fluide.

W_s' : Travail subi par le fluide de l'entourage.

Divisant l'équation (6) par la masse m et sous forme différentielle elle devient :

$$dU + d\left(\frac{P}{\rho}\right) + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \quad (\text{II.7})$$

L'équation de bilan énergétique sous cette forme est difficile à appliquer, à cause du terme de l'énergie interne, elle est souvent convertie au bilan d'énergie mécanique par l'utilisation des équations de la thermodynamique :

$$dU = dh - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \quad (\text{II.8})$$

$$dh = Tds + \frac{dP}{\rho} \quad (\text{II.9})$$

$$dU = Tds + \frac{dP}{\rho} - d\left(\frac{P}{\rho}\right) \quad (\text{II.10})$$

Avec :

h : Enthalpie.

s : Entropie.

T : Température.

Remplaçant l'équation (II.10) dans l'équation (II.7) et après simplification :

$$Tds + \frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dq + dW_s = 0 \quad (\text{II.11})$$

Pour un processus irréversible, l'inégalité de Clausius :

$$Tds = -dq + dL_w \quad (\text{II.12})$$

Avec :

dL_w : Pertes due à l'irréversibilité, comme le frottement.

En utilisant cette relation et supposant que le fluide ne fait et ne subit aucun travail, l'équation devient :

$$\frac{dP}{\rho} + \frac{V \cdot dV}{g_c} + \frac{g}{g_c} dZ + dL_w = 0 \quad (\text{II.13})$$

Si on considère que la pipe est inclinée par rapport à l'horizontale par un angle θ donc l'équation (II.13) devient :

$$\frac{dP}{dL} + \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \rho \cdot \frac{dL_w}{dL} = 0 \quad (\text{II.14})$$

L'équation Peng-Robinson peut être résolue pour le gradient de pression, et si la chute de pression est considéré comme positive dans la direction de l'écoulement :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \left(\frac{dP}{dL} \right)_f \quad (\text{II.15})$$

Où :

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \rho \cdot \frac{dL_w}{dL} \text{ Gradient de pression dû à la perte de charge par frottement.}$$

Et le facteur de frottement :

$$f' = \frac{2 \cdot \tau_w \cdot g_c}{\rho \cdot v^2} \quad (\text{II.16})$$

$$\tau_w = \frac{d}{4} \cdot \left(\frac{dP}{dL} \right) \quad (\text{II.17})$$

Remplaçant l'équation (.17) dans l'équation (.16) on trouve l'équation de Fanning:

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{2 \cdot f' \cdot \rho \cdot v^2}{d \cdot g_c} \quad (\text{II.18})$$

En termes de facteur de friction de Darcy-Wiesbach ou Moody : $f = 4 \cdot f'$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_f = \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot d \cdot g_c} \quad (\text{II.19})$$

Remplaçant l'équation (.19) dans l'équation (.15) on trouve :

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dL} + \frac{g}{g_c} \cdot \rho \cdot \sin \theta + \frac{f \cdot \rho \cdot v^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \quad (\text{II.20})$$

Donc on aura :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \quad (\text{II.21})$$

$\left(\frac{dP}{dL}\right)$: Perte de charge totale.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$: Composante due à l'énergie potentielle.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$: Composante due au frottement.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc}$: Composante due à l'énergie cinétique.

Les gammes de contribution de chacune des composantes par rapport à la perte totale dans le puits peuvent être représentées par le tableau suivant pour les puits d'huile et de gaz.

Composante	Puits à huile	Puits à gaz
Elévation	70-90 %	20-50 %
Friction	10-30 %	30-60 %
Accélération	0 -10 %	0 -10 %

Variables D'écoulement Diphasique :

Holdup Liquide (HL) :

C'est la fraction de l'élément d'une conduite occupée par le liquide à un instant (t).

$$H_L = \frac{\text{Le volume de liquide dans l'élément de conduite}}{\text{Le volume de l'élément de conduite}}$$

Il est nécessaire de déterminer H_L pour calculer les caractéristiques de mélange gaz/liquide (densité de mélange, vitesse de liquide et du gaz, transfert de chaleur).

La valeur de H_L ne peut pas être calculée analytiquement. Elle doit être déterminée à partir des corrélations empiriques, c'est une fonction de plusieurs paramètres (propriétés de gaz et de liquide, configuration de l'écoulement, diamètre de conduite et l'inclinaison de la conduite).
[4]

Le gaz Holdup est : $H_g = 1 - HL$

Holdup du liquide sans glissement :

Il est défini comme étant la fraction du volume de la conduite qui serait occupée par le liquide si les deux fluides (gaz et liquide) s'écoulaient à la même vitesse, c'est-à-dire sans glissement.

Il peut être calculé par la formule suivante :

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \tag{II.22}$$

Le Holdup gaz de non glissement est : $\lambda_g = 1 - \lambda_L$

Masse Volumique du Mélange :

On suppose qu'il n'y a pas de glissement entre l'eau et l'huile :

$$\rho_L = \rho_o \cdot f_o + \rho_w \cdot f_w \tag{II.23}$$

Avec : $f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w}$ et $f_w = 1 - f_o$

Le calcul de la masse volumique du mélange gaz/liquide nécessite la connaissance de H_L . Trois équations sont proposées par différents auteurs :

$$\rho_s = \rho_L \cdot H_L + \rho_g \cdot H_g \tag{II.24}$$

$$\rho_n = \rho_{L \times} \times \lambda_L + \rho_g \times \lambda_g \tag{II.25}$$

$$\rho_k = \frac{\rho_L \cdot \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \cdot \lambda_g^2}{H_g} \tag{II.26}$$

- L'équation (.24) est utilisée pour calculer $\left(\frac{dP}{dL}\right)_{ele}$.
- L'équation (.25) est utilisée pour calculer la densité des deux phases si on suppose qu'il n'y a pas de glissement entre ces deux phases.
- L'équation (.26) est utilisée pour calculer la densité du mélange pour l'utiliser dans le calcul de $\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$.

Vitesse :

La vitesse superficielle d'une phase d'un fluide est la vitesse de cette phase comme si elle s'écoule toute seule à travers la section transversale de conduite.

La vitesse superficielle du gaz :

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \tag{II.27}$$

La surface réel traversée par le gaz est réduite par la présence de la deuxième phase liquide à $(A \times H_g)$.

Donc la vitesse réelle du gaz est :

$$V_g = \frac{q_g}{A \cdot H_g} \tag{II.28}$$

La vitesse superficielle et réelle du liquide est :

$$V_{sL} = \frac{q_L}{A} \tag{II.29}$$

$$V_L = \frac{q_L}{A \times H_L} \tag{II.30}$$

La vitesse de mélange (gaz +liquide) est calculée à partir de :

$$V_m = \frac{q_L + q_g}{A} = V_{sL} + V_{sg} \tag{II.31}$$

La vitesse de glissement est la différence entre la vitesse actuelle du gaz et celle du liquide:

$$V_s = V_g - V_L = \frac{V_{sg}}{H_g} - \frac{V_{sL}}{H_L} \quad (\text{II.32})$$

$$\lambda_L = \frac{V_{sL}}{V_m} \quad (\text{II.33})$$

$$H_L = \frac{V_s - V_m + \left[(V_m - V_s)^2 + 4 \cdot V_s \cdot V_{sL} \right]^{1/2}}{2 \cdot V_s} \quad (\text{II.34})$$

Viscosité:

Les équations suivantes sont utilisées par différents auteurs pour calculer la viscosité diphasique (gaz +liquide) :

$$\mu_n = \mu_L \cdot \lambda_L + \mu_g \cdot \lambda_g \quad (\text{II.35})$$

$$\mu_k = \mu_L^{H_L} \cdot \mu_g^{H_g} \quad (\text{II.36})$$

$$\mu_s = \mu_L \cdot H_L + \mu_g \cdot H_g \quad (\text{II.37})$$

La viscosité de mélange liquide (huile + eau) est :

$$\mu_L = \mu_o \cdot f_o + \mu_w \cdot f_w \quad (\text{II.38})$$

Cette relation n'est pas valable s'il y a émulsion entre l'huile et l'eau.

Glissement :

C'est le rapport de vitesse moyenne des deux phases dans la section.

$$\gamma = \frac{V_g}{V_L} \quad (\text{II.39})$$

Nombre de REYNOLDS :

$$N_{Re} = \frac{\rho_m \cdot V_m \cdot D}{\mu_m} \quad (\text{II.40})$$

II .9.Méthodes de Calcul des pertes de charge dans le tubing :

Plusieurs méthodes empiriques existent pour le calcul des pertes de charges liées au tubing de production. Parmi ces méthodes on peut citer les modèles suivants :

- Modèle homogène.
- Modèle de glissement.
- Modèle généralisé.

II .9.1.Modèles homogènes :

Ne tient pas compte de H_L pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases, considère une même vitesse d'écoulement gaz et liquide.

Ces modèles ont des domaines de validité assez réduit, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois (03) phases.

II .9.2.Modèles de glissement :

On les considéré plus précis que les précédent, et admettent que le liquide et le gaz se déplacent à des vitesses différentes.

Ce modèle comprend ceux qui calculent la densité du mélange en fonction de H_L . Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de perte de charge qui dépend lui-même des propriétés des fluides. La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction de H_L et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue.

Dans ce sens, plusieurs théories ont vue le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), BEGGS et BRILL (1973), ALL (1974).

II .9.3.Modèles généralisé :

Sont apparus pour combler les lacunes laissées par le modèle de gisement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est considérée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement, et de l'énergie de chaque phase [4]

II .10.Les principales corrélations des pertes de charge :

Les corrélations utilisées pour estimer les pertes de charges peuvent être classées en trois catégories

- Catégorie ‘‘a’’ : Elles ne prennent en considération ni le glissement ni le régime d’écoulement.
- Catégorie ‘‘b’’ : Elles prennent en compte le glissement mais pas le régime d’écoulement.
- Catégorie ‘‘c’’ : Elles tiennent compte du glissement ainsi que du régime d’écoulement.

Le tableau suivant donne les corrélations permettant le calcul des pertes de charges dans les écoulements verticaux et les catégories auxquelles elles appartiennent. [4]

Tableau 3: Classification Des Corrélations De Perte De Charge

Méthode	Catégories
Poettmann and Carpenter	a
Baxendell and Thomas	a
Fancher and Brown	a
Hagedorn and Brown	b
Gray	b
Asheim	b
Duns and Ros	c
Orkiszewski	c
Aziz et al.	c
Chierici et al.	c
Beggs and Brill	c

Chapitre

III

Analyse nodale

Analyse nodale

Chapitre III : Analyse de nodal

III.1.Introduction

Lors de la mise en production d'un puits, les ingénieurs se préoccupent de l'efficacité de sa production. La production pourrait être du pétrole, de l'eau, du gaz ou une combinaison de tous en même temps. Le comportement de production d'un puits est caractérisé par deux indicateurs de performance :

Inflow performance, qui traite l'écoulement du fluide de formation dans le réservoir et fond du puits.

Vertical lift Performance (outflow), qui traite les pertes de pression à travers les tubes de production verticaux, produisant ainsi des monophasique, diphasiques ou un mixte.

C'est pour ça que nous devons bien analyser la performance de puits, avec la méthode la plus courante **l'analyse de nodal**.

III.1.1.L'analyse nodale

Lors de la production, plusieurs types de pertes de charges freinent l'écoulement du fluide du réservoir jusqu'à la surface, diminuant ainsi la production en participant à la chute de pression. La figure ci-dessous représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu. [5]

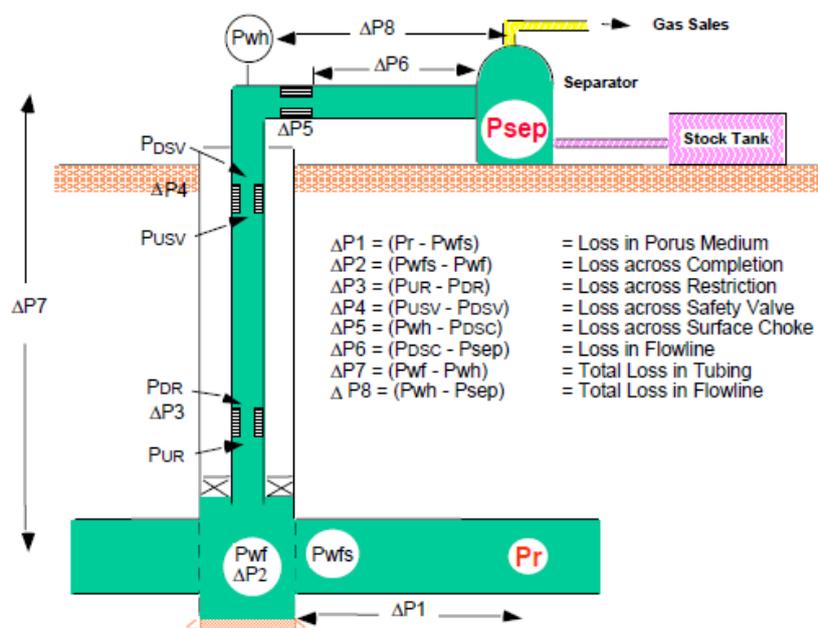


Figure 15 : différentes pertes de charge

Afin de simplifier le système, des noeuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles, comme indiqué dans la figure 16. Le système devient donc subdivisé des deux parties :

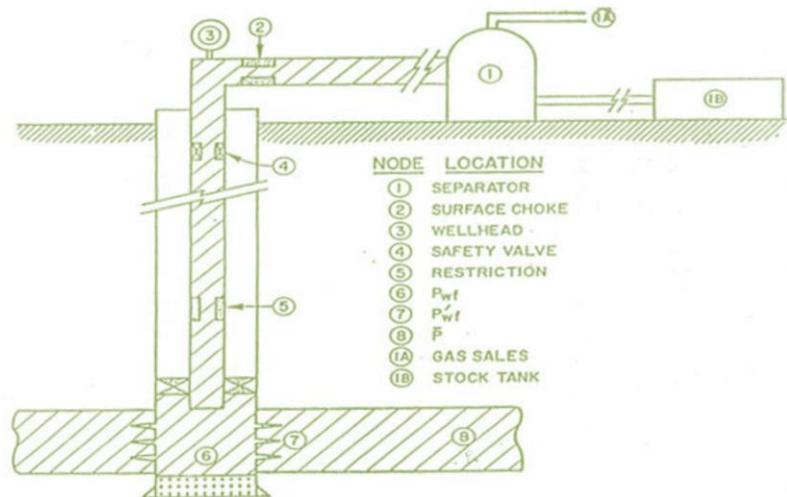


Figure 16 : les différentes positions des nœud

Avec le point nodal, le système peut être subdivisé, comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux (8 ,7 et 6)
2. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (5, 4 et 3).
3. L'écoulement dans une conduite horizontale ou inclinée, en surface (3,2 et 1)

III.1.2.Application de l'analyse nodale :

L'analyse nodale peut être employée pour analyser plusieurs problèmes des puits d'huile et de gaz. La procédure peut être appliquée pour les puits qui débitent naturellement et les puits à gaz lift, la procédure peut également être appliquée à l'analyse des performances des puits injecteurs par la modification appropriée des expressions de l'inflow et de l'outflow.

Les paramètres utilisés le plus souvent dans l'analyse nodale pour l'optimisation sont :

- Diamètre du tubing.
- Pression de tête du puits ou de séparateur.
- L'effet de la complétion.
- Le skin du puits

III.1.3. Procédure d'application de l'analyse nodale

L'analyse nodale est appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant les uns sur les autres. Le procédé consiste à choisir un noeud dans le puits et diviser le système au niveau de ce noeud. Les noeuds utilisés sont illustrés dans la figure 3.2. Tous les composants en amont du noeud composent la section *Inflow*, alors que la section *Outflow* est composée par tous les éléments en aval de noeud. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système une fois qu'on sélectionne le noeud, la pression à ce dernier est déterminée par : [5]

$$\text{Inflow: } P_{\text{node}} = P_r - \Delta P \quad (\text{III.1})$$

$$\text{Outflow: } P_{\text{node}} = P_{\text{SEP}} + \Delta P \quad (\text{III.2})$$

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 qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement de système. L'effet de changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression de noeud en fonction de débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante.

III.1.4. Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (D'abord par écoulement naturel).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou s'épuisera.
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système (déterminer si elle affecte beaucoup le taux de production).
- Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aider à choisir la méthode. [5]

III.2. Les paramètres qui contrôlent *inflow* et *outflow*

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.

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du noeud (la courbe de performance du réservoir (*inflow*)), et l'écoulement en aval du noeud (la courbe de performance du tubing (*outflow*)). On peut donc prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production.

Cette optimisation faite en déterminant le point de fonctionnement qui est le point d'intersection des deux courbes, il faut donc que le *inflow* soit égal au *outflow* sinon il n'y aura pas d'écoulement du fond jusqu'à la surface. Ceci est l'application de la loi des noeuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation. [5]

III.3. 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 ($P_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de 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....

L'IPR (*Inflow Performance Relationship*) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

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

La technique 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 défini comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation [5]

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (\text{III.3})$$

J : indice de productivité (bpd/psi)

Q : le débit produit (baril par jour)

pws: Pression de fond statique (psi)

pwf: 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 (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

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. [6]

III.3.1.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 calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétro physiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe, il a fait une approche numérique pour déduire son équation :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{III.4})$$

q_o : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf}

q_{\max} : Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique nulle

$p_{wf} = 0$

p_{wf} : Pression de fond dynamique

p_r : Pression du réservoir approximative.

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gaz drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP).

Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.

III .4.Corrélations d'IPR pour les puits à gaz :

Si toutes les variables dans les équations d'inflow pourraient être calculées, les équations résultantes de l'intégration de la loi de Darcy, pourraient être employées pour construire les IPR.

Malheureusement, les informations sont rarement existantes d'une manière suffisante pour appliquer ces équations. Donc des méthodes empiriques doivent être employées pour prévoir le débit d'inflow d'un puits. Plusieurs de ces méthodes empiriques, les plus largement utilisées pour construire les IPR d'un puits à gaz, sont présentées dans cette section.

La plupart de ces méthodes exigent au moins un test de stabilisation sur un puits, et certains exigent plusieurs essais dans lesquels P_{wf} et q doivent être mesurés.

Les corrélations les plus utilisées pour tracer l'IPR des puits à gaz sont [6]

III .4.1. Corrélacion de Jones :

L'équation de Jones pour le gaz est une forme modifiée de l'équation de Darcy qui prend en considération les pertes de charge dans l'écoulement laminaire et turbulent, elle est exprimée sous la forme :

$$(P_r - P_{wf}) = A Q^2 + BQ \quad \text{(III.5)}$$

"A" et " B " : sont calculés à partir les propriétés de réservoir, comme ils peuvent être déterminés à partir les essais multi-rate ; en traçant la courbe $\Delta P / Q = f(Q)$ en coordonnées cartésiennes, on obtient une ligne droite ayant une pente " A " et une intersection "B" quand le débit (Q) égale à zéro.

III .4.2.Corrélacion de Forcheimer :

Cette corrélation exprime l'IPR en fonction des coefficients de perte de charge dans l'écoulement turbulent et l'écoulement laminaire.

$$(P_r - P_{wf}) = A Q^2 + BQ \quad \text{(III.6)}$$

Tel que : A : coefficient de perte de charge due à l'écoulement turbulent.

 B : coefficient de perte de charge due à l'écoulement laminaire.

Back pressure:

Sa forme est :
$$Q = c(Pr^2 - Pwf^2)^n \quad (III.7)$$

Où "c" et "n" sont déterminés à partir de pression et des propriétés de réservoir.

- **C and N :**

C'est la même forme que l'équation back pressure mais elle diffère dans la manière de l'obtention des constante c et n :

$$Q = c(Pr^2 - Pwf^2)^n \quad (III.8)$$

Où "c" et "n" sont déterminés en traçant la courbe de Q en fonction de $(Pr^2 - Pwf^2)$ sur un papier log-log

Et "n" varie de 0.5 pour un écoulement turbulent à 1 pour un écoulement laminaire.

- **Multi-rate "c and n" :**

Plus de 10 points de test peuvent être entrées pour adaptés l'équation précédant "c and n".

- **Multi-rate Jones :**

Plus de 10 points de test peuvent être introduits pour adaptés la corrélation de Jones pour les gaz qui est exprimé sous la forme suivante :

$$(Pr^2 - Pwf^2) = A Q^2 + BQ \quad (III.9)$$

III.4.3. Modified isochronal :

Les tests isochrones modifiés sont généralement utilisés pour les puits à gaz parce qu'ils ont besoin moins de temps et d'argent pour produire les même résultats que ceux du test isochrone. Ce modèle est basé sur celui de back pressure :

$$Q = c(Pr^2 - Pwf^2)^n \quad (III.10)$$

$$si n = 1 \text{ alors } c = \frac{0,703 k h}{u g T Z \ln\left(\frac{0,606 r e}{r w}\right)} \quad (III.11)$$

III.4.4. Forcheimer avec pseudopression :

C'est un modèle récent qu'est basé sur le modèle standard de Forcheimer, en remplaçant le terme pression par la fonction pseudo pression :

$$(\Psi_r - \Psi_{wf}) = A Q^2 + BQ \quad (\text{III.12})$$

Ou :

$$\Psi_i = 2 \int_0^{P_i} \frac{P}{\mu.z} dP \quad (\text{III.13})$$

Les deux coefficients A et B sont différents de A et B introduits dans le modèle de Forcheimer.

III.5. Vertical lift performance (VLP)

L'écoulement dans le puits est du sommet de la perforation à la surface est connu comme verticale lift performance.

L'intrigue du débit de production en fonction de la pression d'écoulement *bottomhole* est appelée VLP CURVE, mais aussi appelé (VLP CURVE, LIFT CURVE, OUTFLOW CURVE ou UBING CURVE).

III.5 .1.Outflow performance

La performance *outflow* décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation sont compliqués, du fait de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe *outflow* requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance *outflow* sont les plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (*flowing bottom hole pressure*) en fonction du débit, à une pression avalée fixée (pression de tête, ou pression du séparateur). [6]

L'équation de perte de charge est composée de trois termes dans n'importe quel écoulement:

- Le terme d'élévation ou terme statique.
- Le terme de frottement (friction).
- Le terme d'accélération.

III.5.2. L'utilité des corrélations

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises, qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- Déterminer les dimensions correctes des tubings
- Prédire le moment où le puits va perdre son éruptivité et nécessite une activation.
- Faire le design des systèmes d'activation.
- Déterminer la pression de fond dynamique Pwf.
- Déterminer les IP des puits.
- Prédire les débits maximums

Chaque corrélation est établie à partir des trois composants du gradient de pression :

- **Gradient hydrostatique** (gradient d'élévation) : qui vient de la densité de la colonne des fluides ; qui est calculé à partir de la connaissance de la proportion prise par le liquide dans la section d'écoulement, et de la densité des différentes phases. C'est proportionnel au cosinus de la déviation (étant 0 dans une conduite horizontale).

- **Gradient de friction** (frottement) : qui vient à partir du contact des fluides avec les parois des conduites. Il se calcule de manière spécifique pour chaque corrélation, mais généralement utilise le concept du diagramme de facteur de friction, pour calculer ce facteur qui est la fonction du nombre de Reynolds et de la rugosité. Ce facteur est donc utilisé pour calculer le gradient de friction.

Gradient d'accélération : qui vient de l'énergie cinétique croissante des fluides, qui accélèrent avec la diminution de la pression. Ce terme est souvent négligé, mais qui est toujours inclus dans certaines corrélations. [7]

III.5.3. Les différentes corrélations

Tableau 4 : Les Différentes Corrélations

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	But
1ere	POETTMAN & CARPENTER	<ul style="list-style-type: none"> - Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont à la même vitesse). - Pas de considération de régime d'écoulement. - Le mélange (gaz- huile- eau) est considéré monophasique 	La corrélation permet la détermination : <ul style="list-style-type: none"> - Le facteur de frottement diphasique
2eme	HAGERDORN & BROWN	<ul style="list-style-type: none"> - Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas à la même vitesse). - Pas de considération de régime d'écoulement 	La corrélation permet la détermination : <ul style="list-style-type: none"> - Le liquide Hold – up - Le facteur de frottement diphasique
3eme	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	<ul style="list-style-type: none"> - Glissement de phase. - Prise en compte du régime d'écoulement. 	Ces corrélations permettent la détermination : <ul style="list-style-type: none"> - le régime d'écoulement - le Hold-up - le facteur de frottement diphasique

III.5.4.Résultats

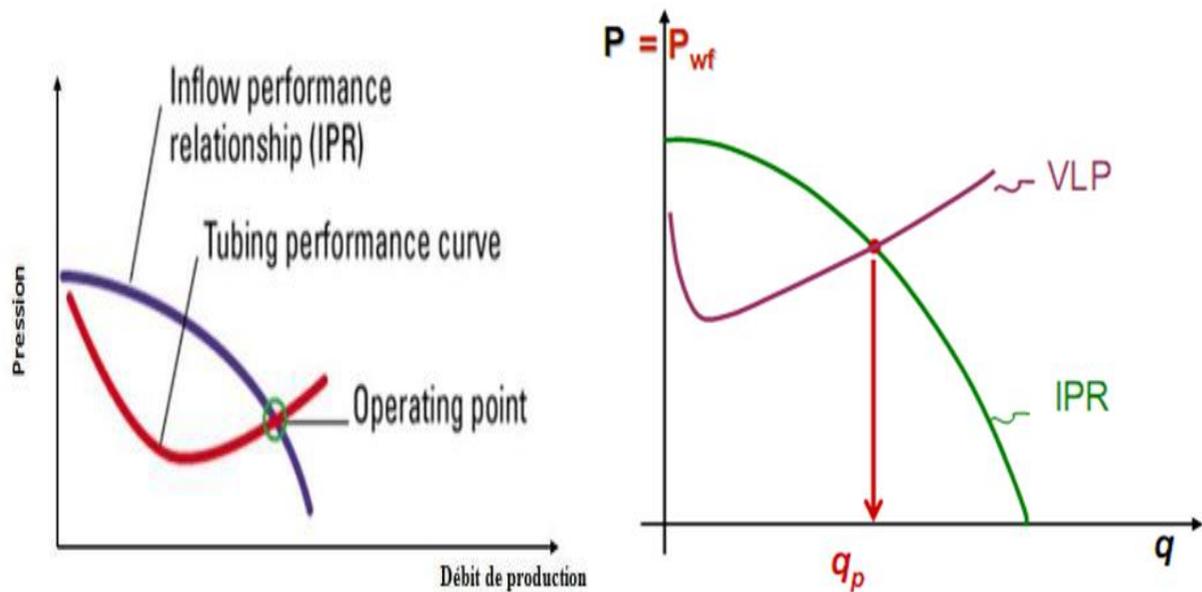


Figure 17 : le point de fonctionnement

Après l'analyse *d'inflow* et *outflow*, on obtient deux courbes IPR et VLP. L'intersection de ses deux courbes, c'est le point de fonctionnement.

Pour les réservoirs riches en gaz et en condensat, et dont la pression du réservoir est inférieure à la pression de rosée, on utilise les modèles suivants : Multi rate Jones, C and N pour tracer l'IPR et les corrélations de Duns and Ros, Petroleum Expert pour établir le VLP.

Chapitre

IV

Etude de cas

Chapitre IV : Etude de cas**IV .1. Introduction**

Le débit critique de gaz est le débit qui a une vitesse suffisante pour transporter des liquides que le condensat, l'huile ou l'eau. Les puits qui ont un débit en dessous de ce débit, permettent aux liquides de glisser dans la colonne de gaz, et de commencer à s'accumuler dans le puits ou à se « *load* ». À mesure que l'accumulation de liquides se poursuivra, les débits du gaz deviendront irréguliers et finiront par ralentir ou arrêter la production.

L'identification tôt du liquide loading permet d'éviter les pertes de production. Les corrélations empiriques sont les méthodes les plus courantes pour prédire le début de liquide loading. Une deuxième méthode de détection de liquide loading, consiste à constater des modifications dans le profil de production, telle qu'une baisse de la production de l'eau ou le rapport eau / gaz. Les changements de pression dans le tubing et le casing pourraient également être utilisés pour indiquer le potentiel de liquide loading.

L'équipe de production a plusieurs puits à surveiller, contre toutes sortes de problèmes. L'application de corrélations sur tous les puits, pour détecter des inflexions subtiles dans les profils de production. [7]

But de l'étude

L'étude se concentre sur une création de plusieurs scénarios de solutions, pour le problème de liquide loading existant aux abords du puits de condensat du HTG10. Pour une récupération optimum du condensat, cela se fait, soit par traitement matriciel ou par optimisation de l'écoulement, au niveau de well board.

Choix des puits candidat

Selon une analyse des chartes qu'on a développée entre (CGR, IP, les résultats des tests, temps, historique des opérations), On a choisi les puits les plus dégradés et favorables d'être rentables techniquement.

Comparaison de CGR : préparation d'un sommaire des well tests pour comparer le CGR des puits de condensat de gaz.

IV .2. Utilisation du logiciel pipesim

IV .2.1 Présentation du logiciel d'optimisation

Le logiciel PIPESIM (Pipeline Simulator) 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 le réservoir jusqu'au séparateur en surface. [7]

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).

1) Application du logiciel PIPESIM

- L'optimisation des équipements des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits.
- L'optimisation des systèmes de production.
- L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux.
- L'optimisation des systèmes de récupération.

2) Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance).
- Les données petro-physiques.
- Rapport géologique.
- Données PVT.
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage.
- Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits.

IV. 3. Procédure du travail :

Le présent travail a pour objet de faire une investigation approfondie sur le puits HTG10, afin d'augmenter la production de gaz du champ.

Suite à la diminution de la production du puits HTG 10, il est clair que la chute de la pression du réservoir du puits HTG 10 en dessous de la pression de rosée qui a causé le phénomène de la condensation rétrograde. A cet effet, en basant sur l'optimisation de choix de complétion pour obtenir des résultats adéquats.

Par ailleurs, voir la possibilité de réaliser des opérations sur le puits (Work Over....), et comparer les résultats pour prendre une décision.

En basant sur les données disponibles, le plan de travail sera comme suit :

- Cas Initial : Calage du modèle, en basant sur les données PVT initiale du fluide réservoir ainsi que les données du jaugeage réalisé le 10/03/2020. [8]
- **Cas Actuel & Prévisionnel :**
 - Historique de production de HTG10 avec exposition de problème
 - Etude avec pipesim HTG10
 - Diagnostique du problème de LL
 - Impact du changement de la cote de packer sur le LL
 - Etude de sensibilité sur le diamètre du tubing sur le LL
- **Conclusions et recommandations.**

IV. 3. 1. Cas Initial :**IV. 3. 1. 1. Données générales du puits HTG 10 :****But du forage :**

Le puits HTG10 a été foré du 13/09/1979, l'objectif était le réservoir TAGS, foré dans le cadre de développement de Champ de Hassi Touareg.

Plan de position de puits HTG

Plan de position de puits. (Voir chapitre I).

Coordonnées : UTM

X= 245500,180

Zsol =203,85 m

Y=3378150,250

Zt = 208,30 m

Complétion Initial :

La fiche technique Figure 30 et 31. (Voir Annexe).

a. Perforation :

Tableau 5 :Perforations

Top (m)	Bottom (m)
1478	1486

b. Données Petro physiques :

Tableau 6 : Données Petro physiques

Réservoirs	Epaisseur (m)	Porosité moyenne(%)	Perméabilité moyenne (md)	Saturation d'eau initiale (%)
TAGS	32m	12	55	24

IV. 3. 1. 2. Application l'analyse nodale sur le champ de HTG 10 :

Le but de ce travail est d'avoir la performance des puits et l'établissement des courbes Inflow et Outflow afin de prédire la production future de ces derniers.

IV. 3. 1. 2. 1 Etude de performance de puits HTG 10 :

Pour avoir la performance de puits on doit suivre les étapes suivantes :

1. Le modèle réservoir.
2. Les données PVT.
3. La complétion.
4. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
5. Le tracé des courbes inflow et outflow.

a. Le modèle du réservoir :

Puisque le réservoir TAGS de Hassi Touareg est un gaz à condensât dont la pression de réservoir est inférieure à la pression de rosée, et notre essai de puits à partir desquels on a pris les données pour tracer l'IPR sont de types : Isochronal Flow après Flow Test, on a choisi le modèle : Multi-rate C and N.

b. Les données de PVT :

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans notre puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle (*condensat*). Puisque l'étude PVT est faite et la corrélation de Chew and Connely. [8]

c. Les données des essais des puits :**Tableau 4 : Résultats Des Essais De Puits**

Date	Tubing head P (psig)	Tubing head T °F	P de Separator	Gas rate (sm ³ /day)	Gauge depth (m)	Gauge P (psig)	Reservoir P (psig)
09/03/2020	622,25	86	186,1	45781,26	1324	780,15	1100
08/03/2020	677,57	75,2	128	34629,2	1324	788,06	1100
07/03/2020	711,37	73,4	115,3	22430,8	1324	813,12	1100

A partir des résultats de test (tableau 3), et notamment P_r , P_{wf} et Q_g , nous pourrions tracer les courbes de performances de réservoir (IPR) pour le puits HTG 10. Ces résultats sont introduits dans le logiciel Pipesim pour l'établissement d'IPR de puits. Le principe de calcul est simple. Il s'agit de la recherche des coefficients c et n de la méthode multi-rate choisie précédemment par la méthode de moindres carrés.

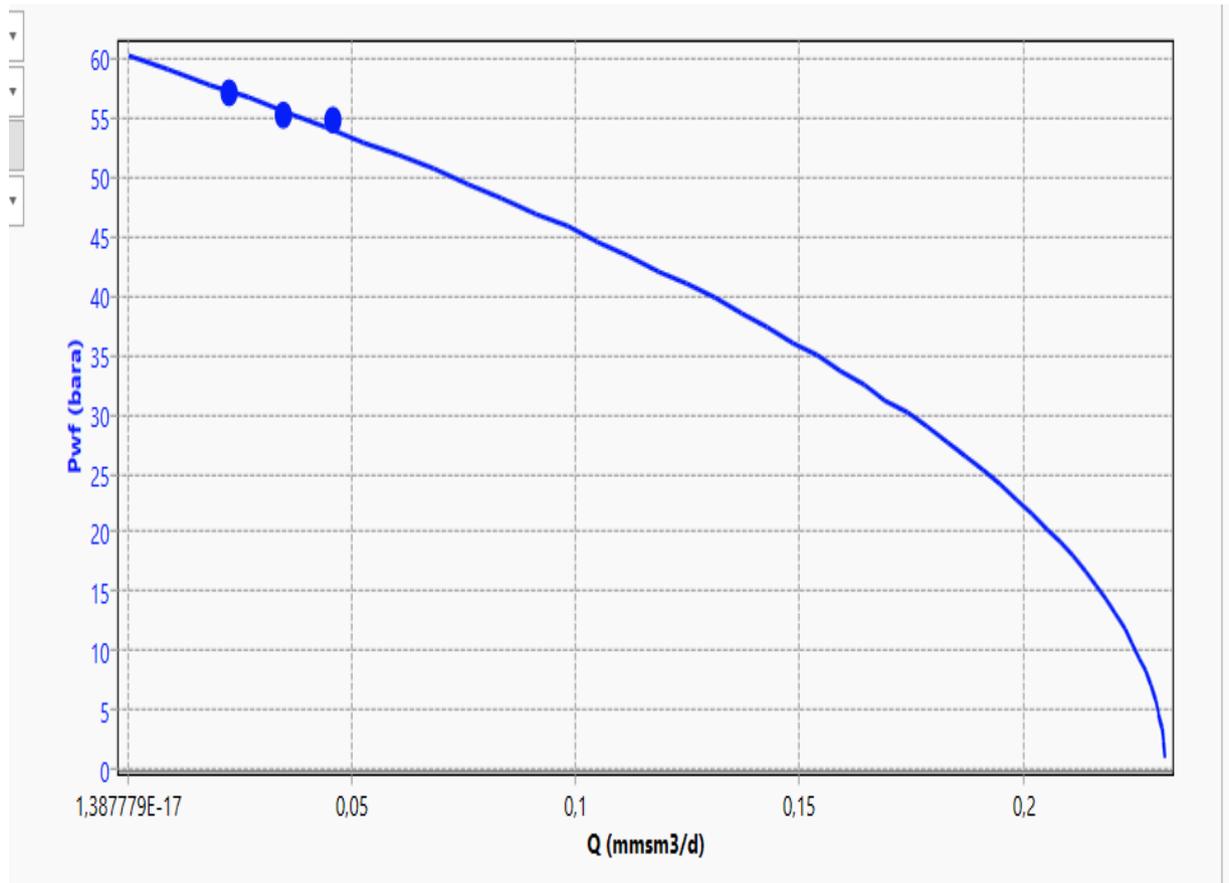


Figure 18 : Courbe IPR de HTG10

d. La complétion des puits :

Les données d'entrées du système des équipements sont :

- Les équipements de fond de puits.

e. Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical :

Afin de construire un modèle du puits fiable, nous devons choisir une corrélation d'écoulement verticale adéquate. Cette corrélation doit être celle qui donne la plus petite erreur relative par rapport aux données mesurées. PIPESIM nous offre une multitude de corrélation, parmi lesquelles nous citons :

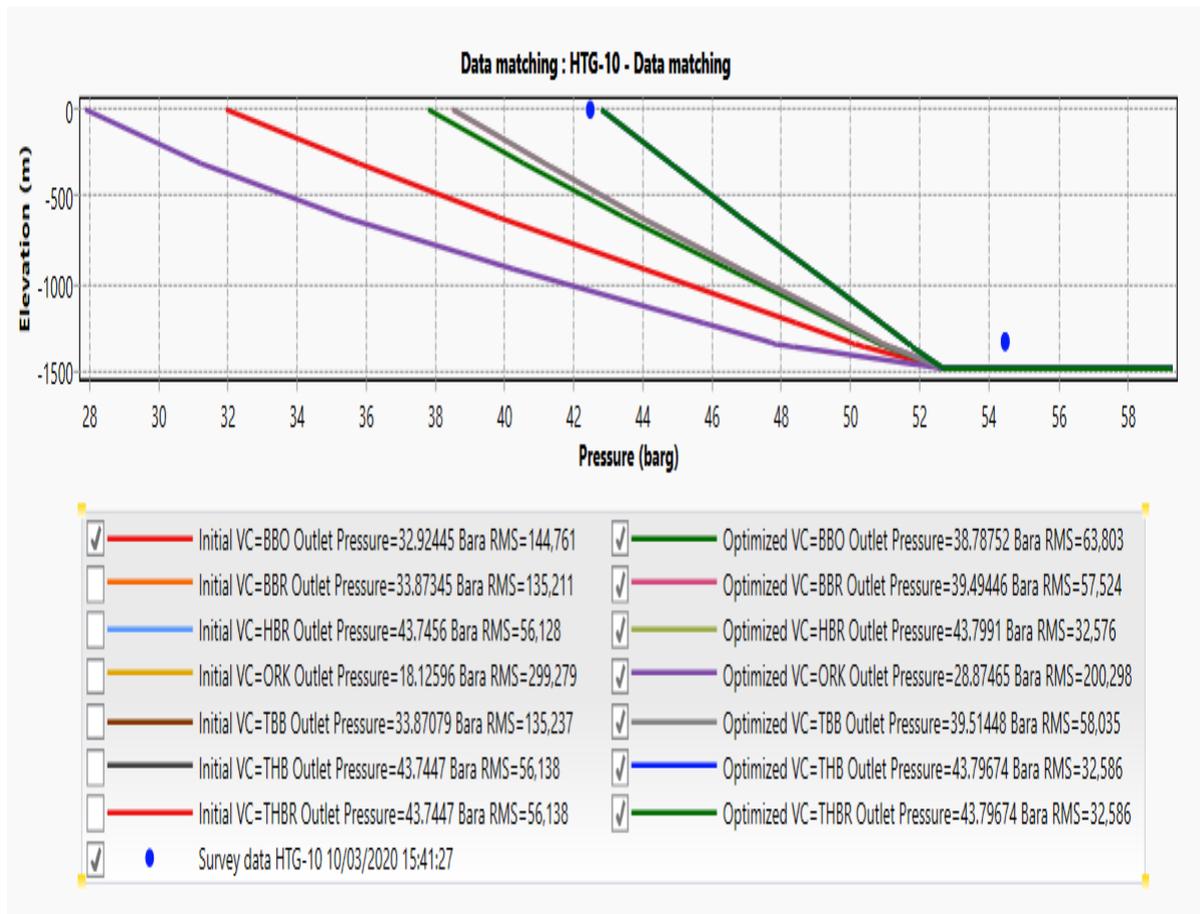


Figure 19 : Le choix de corrélation le plus valable

On a choisi la corrélation BEGGS and BRILL original s qui donne les meilleures prédictions des pertes de charge pour notre puits HTG 10 parce que c'est celle qui bien modélisé l'écoulement dans le tubing

Le modèle une fois calé, sera utilisé dans la prédiction de performance de puits du réservoir TAGS de HTG qui résulterait des différents scénarios de développement

IV. 3. 2. Cas Actuel & Prévisionnel :

IV. 3. 2. 1. Historique de production de HTG10 avec exposition de problème :

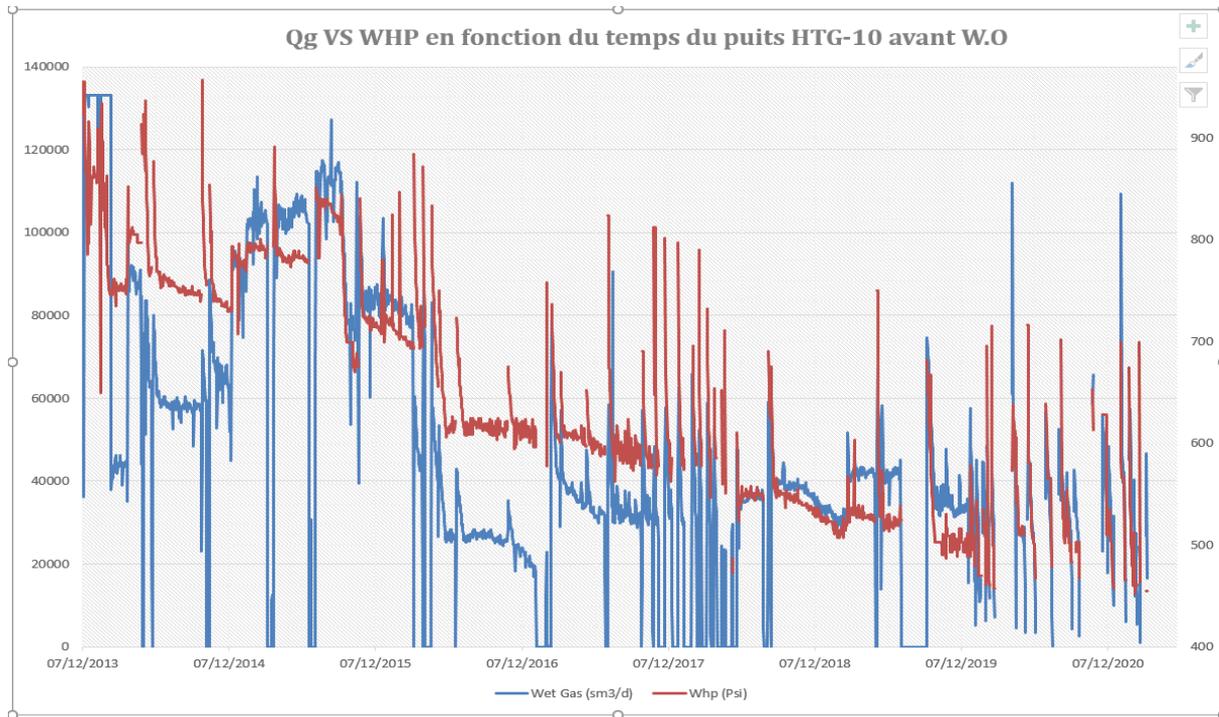


Figure 20 : Historique de production de HTG-10

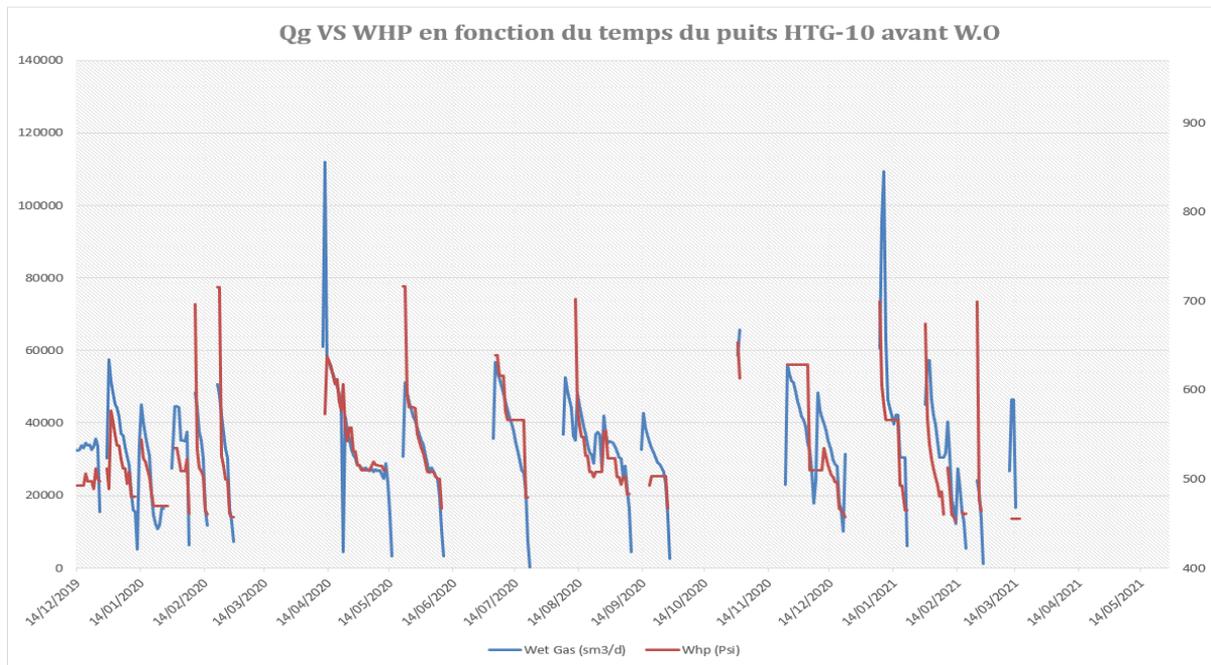


Figure 21 : Historique de production et Pt de HTG-10

Après le démarrage du CPF en décembre 2013, la production a connu une stabilisation d'environ 100 000 Sm³/jour (voir graphe). Ensuite, elle a diminué pour atteindre 30 000 Sm³/jour en 2019. Par la suite, le puits a connu plusieurs déclenchements, causés par une chute significative de la pression de tête.

Donc La question qui se pose : pourquoi cette diminution de la production et la pression de tête ?

IV. 3. 2. 2. Performance de HTG 10 :

Le software PIPESIM est utilisé afin de modéliser le comportement du puits, et les résultats obtenus sont montrés dans les graphes

Puisque notre teste est réalisée en 2020, on doit actualiser les résultats à la date actuelle. En remarque que le puits HTG 10 a un AOF de l'ordre de 231 400 Sm³/jour

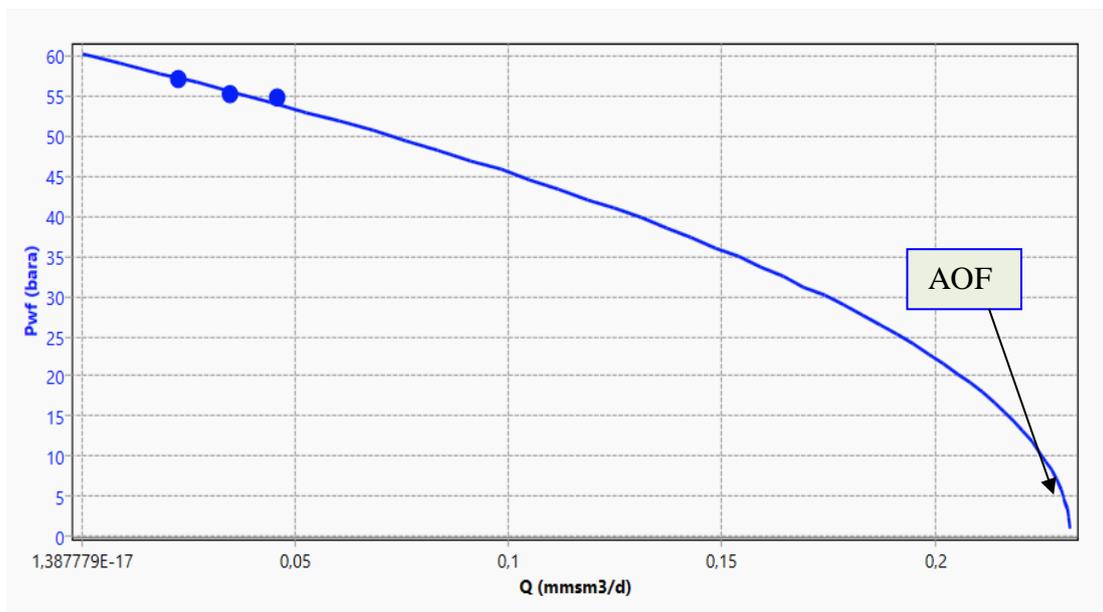


Figure 22 : Absolute Open Flow

Pour le calcul des pertes de charges dans la colonne de production, on a utilisé la corrélation de BBO parce que c'est celle qui bien modélisé la condensation du liquide dans le tubing

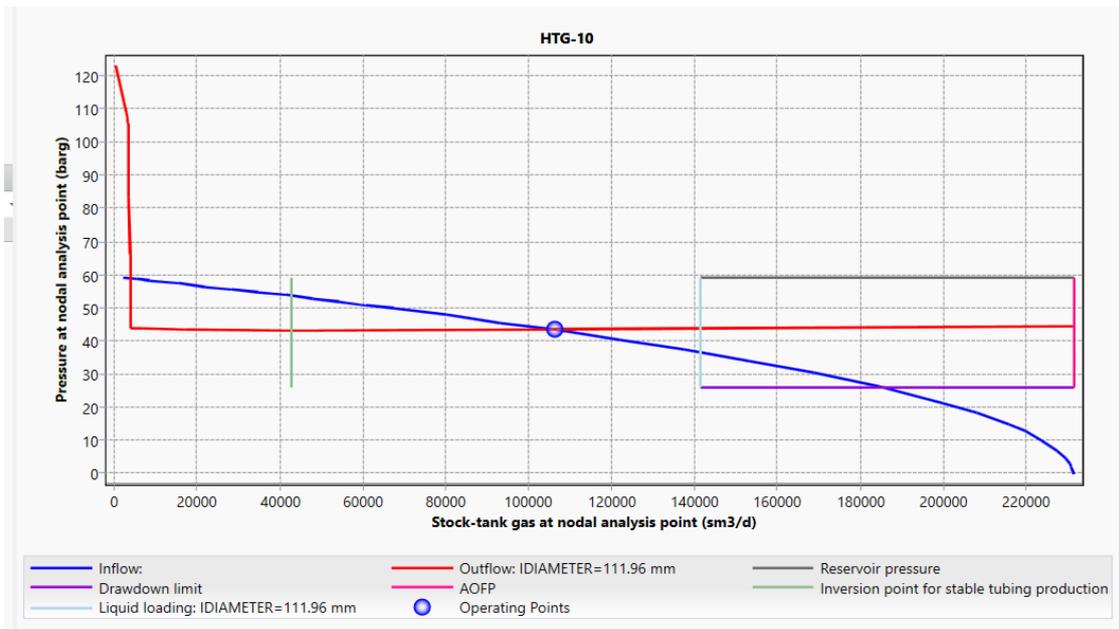


Figure 23 : Courbe IPR VS VLP

Nous constatons que le point de fonctionnement du puits est en dehors de la zone de sécurité et que le débit de production est inférieur au débit critique du gaz pour la formation du LL

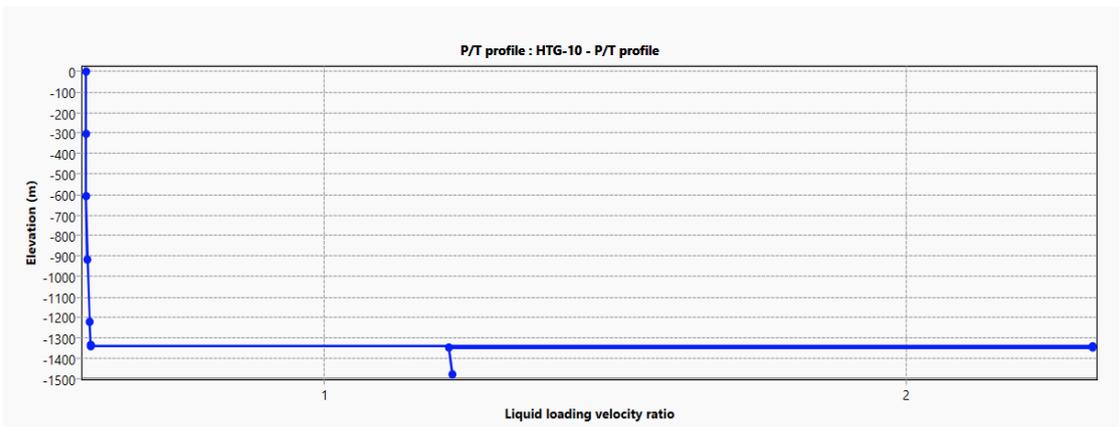


Figure 24 : Courbe de LLVR pour tubing 5

D'après l'image ci-dessus le rapport de vitesse de liquid loading atteint un max de 2.32 dans le casing 9 5/8", ce qui montre une autre fois le phénomène du LL

IV. 3. 2. 3. Choix de complétion pour HTG10 :

L'étude de choix de la complétion de puits HTG10 a été faite pour les diamètres suivants : 3''1/2 et 4''1/2 et 5''

Les résultats de la simulation sont montrés dans les tableaux ci-dessous

Tableau 5 : Résultats De Simulation Pour Le Tubing 5"

	élévation	Pressure (barg)	Fluid velocity mean (m/s)	EVR	LLVR	G-L pattern
Tubing 5"	-1477	43,34512	1,517307	1,777349	1,17713045	Slug
	-1461	43,24843	1,520682	1,779914	1,17619875	Slug
	-1461	43,24792	3,082797	1,779977	0,5802158	Slug
	-1347	42,54631	3,128676	1,797678	0,57734545	Slug
	-1347	42,54631	3,128791	1,797723	0,57733862	Slug
	-1219,2	41,7655	3,173862	1,81586	0,57483521	Slug
	-914,4	39,9216	3,261678	1,854009	0,57101669	Slug
	-609,6	38,09577	3,330995	1,887493	0,56915489	Slug
	-304,8	36,282	3,39031	1,918616	0,56834939	Slug
	0	34,47701	3,444823	1,948934	0,56813078	Slug

Tableau 6 : Résultats De Simulation Pour Le Tubing 4" 1/2

	élévation	Pressure (barg)	Fluid velocity mean (m/s)	EVR	LLVR	G-L pattern
Tubing 4" 1/2	-1477	43,51509	1,497402	1,772654	1,1896533	Slug
	-1461	43,41818	1,500727	1,77521	1,18871504	Slug
	-1461	43,41727	3,773498	1,775285	0,47277384	Slug
	-1347	42,70074	3,830885	1,793318	0,47038261	Slug
	-1347	42,70074	3,831031	1,793364	0,47037683	Slug
	-1219,2	41,90331	3,888348	1,812044	0,46823079	Slug
	-914,4	40,02064	4,00294	1,851918	0,46475551	Slug
	-609,6	38,15765	4,096219	1,887422	0,46281232	Slug
	-304,8	36,30849	4,177603	1,920652	0,46172634	Slug
	0	34,46986	4,253277	1,952958	0,46108392	Slug

Tableau 7 : Résultats De Simulation Pour Le Tubing 3" ½

	élévation	Pressure (barg)	Fluid velocity mean (m/s)	EVR	LLVR	G-L pattern
tubing 3 1/2"	-1477	44,77664	1,352947	1,738575	1,29157611	Slug
	-1461	44,67814	1,35591	1,741067	1,29058409	Slug
	-1461	44,67509	5,966564	1,741199	0,29330921	Slug
	-1347	43,86265	6,06825	1,761064	0,29165615	Slug
	-1347	43,86265	6,068513	1,761116	0,29165204	Slug
	-1219,2	42,95789	6,174187	1,78225	0,29007128	Slug
	-914,4	40,82126	6,400057	1,829243	0,28715225	Slug
	-609,6	38,70849	6,600919	1,873126	0,28504083	Slug
	-304,8	36,61465	6,789235	1,915655	0,28337905	Slug
	0	34,53685	6,974485	1,958129	0,28192339	Slug

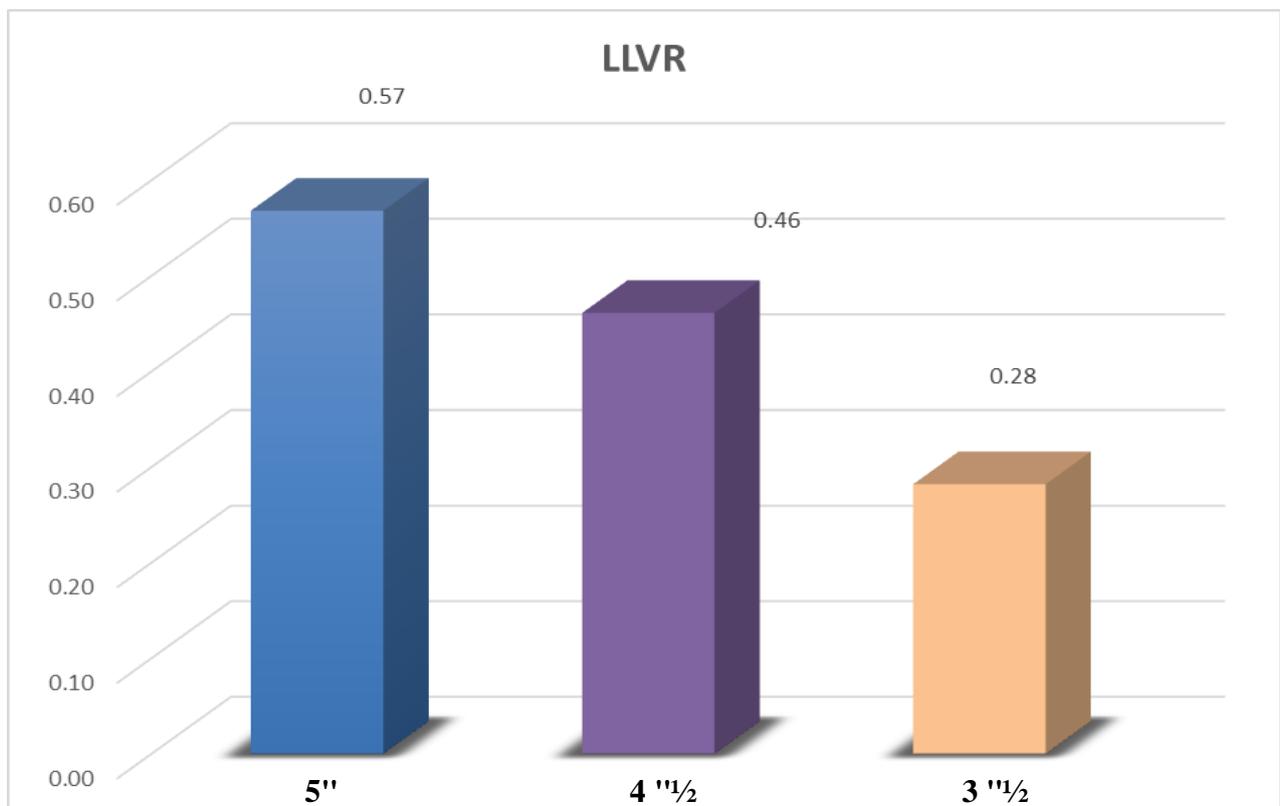


Figure 25 : les valeurs de liquide loading velocity ratio selon le diamètre de tubing

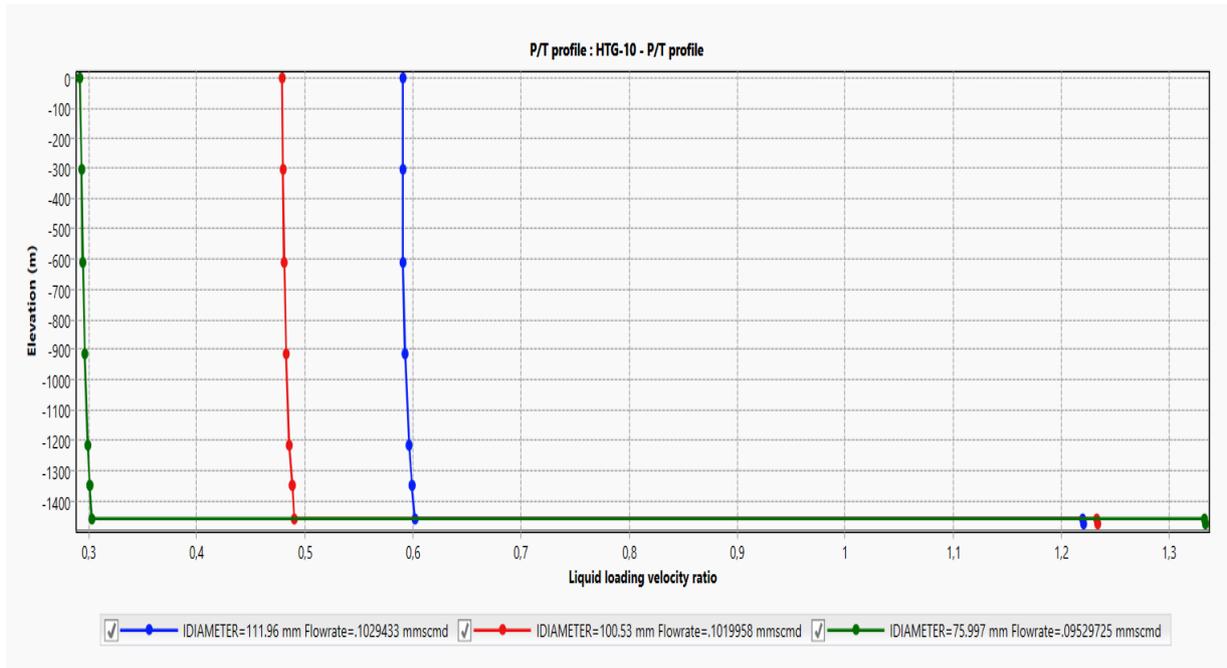


Figure 26 :LLVR Tubing diamètre sensitivity

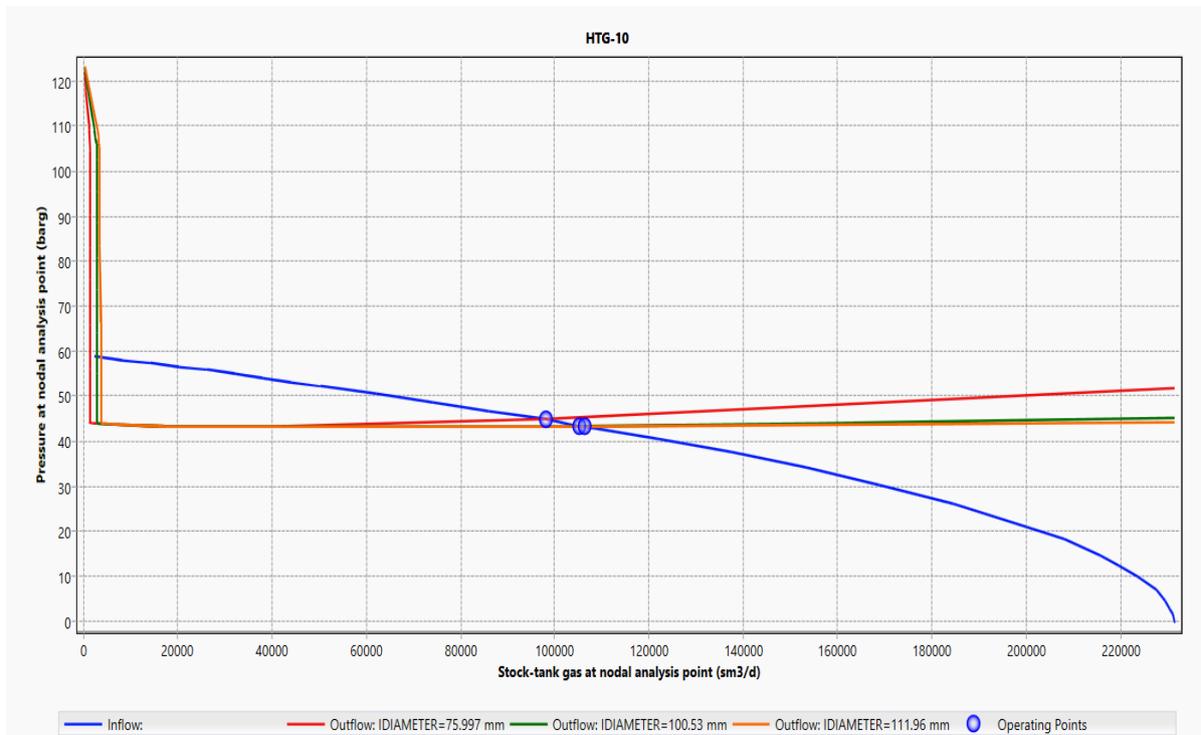


Figure 27 : Nodal Analysis Tubing Diameter Sensitivity

Les résultats de la simulation montrent que la complétion du puits par un tubing 3’’1/2 est le cas optimal.

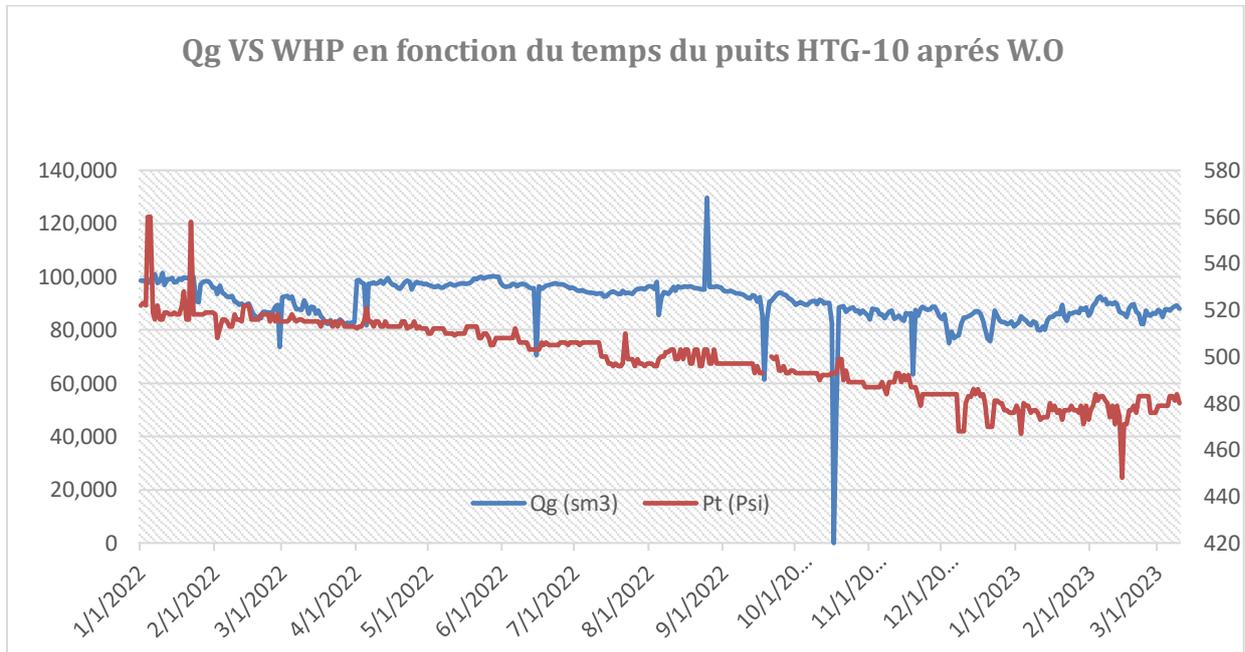


Figure 28 : débit vs de la pression tête de HTG10 après W.O

Tableau 8 : Résultats Mensuel

mensuel				
	Taux disponibilité puits	GAZ BRUT	GPL M3	CND M3
AV WO	30%	621 604,00	131,74	60,19
AP WO	100%	2 806 048,00	482,73	217,30
augmentation		351%	266%	261%

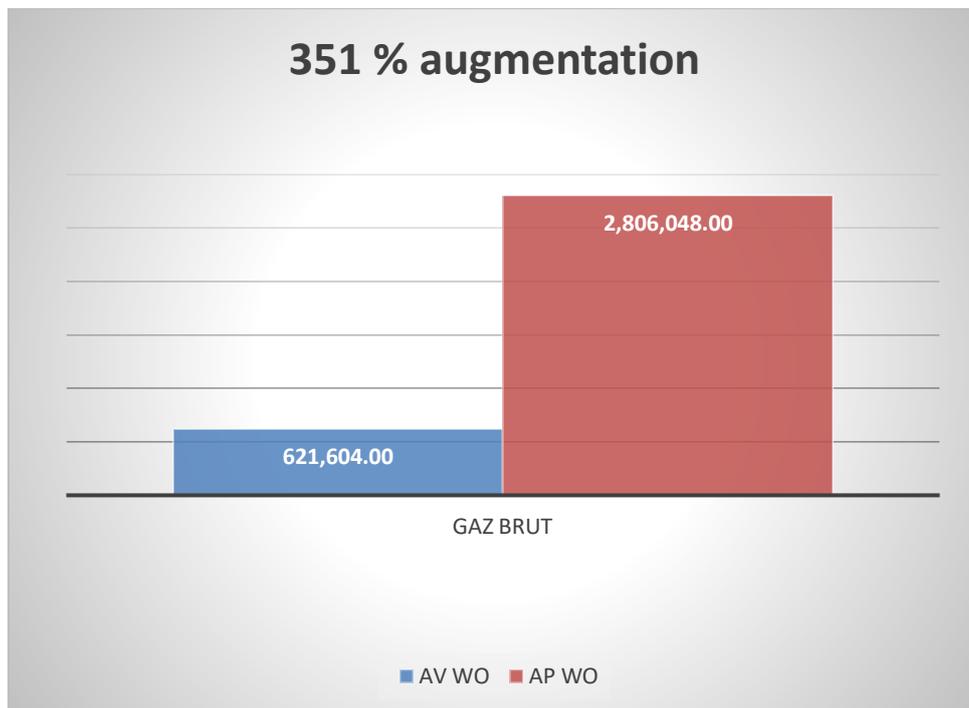


Figure 29 : Production Mensuel

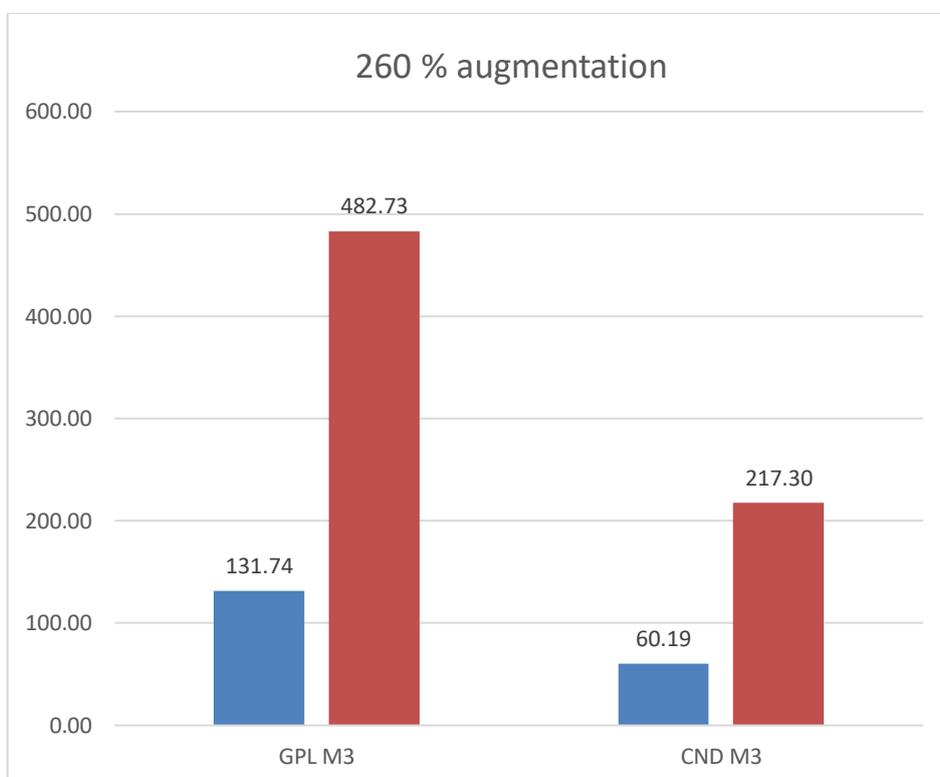


Figure 30 : Production Mensuel GPL et CND

Après étude et opérations sur le puits HTG10 nous avons obtenez les résultats suivants:

- ✓ taux disponibilité avant worover 30%
- ✓ Taux disponibilité après worover 100%
- ✓ Production mensuel GAZ BRUT avant work over 351%
- ✓ Production mensuel GPL avant work over 266%
- ✓ Production mensuel CON avant work over 261%

IV. 3. 3. Evaluation Economique :

L'évaluation économique des opérations Work Over (changement du diamètre du tubing) est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part ; à calculer le coût total de l'opération, et d'une autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après l'opération, pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec des simples calculs, on pourrait juger la rentabilité des opérations.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de calcul de gain de puits **HTG-10**.

IV. 3. 3.1 le revient réel :

gaz sec=	52907516	m3
CND=	4095,649	Tonne
GPL=	6426,315	Tonne

Revenue = 2,05E+07 USD

IV. 3. 3.2 NPT durant le W.O : 15/03/2021 19/08/2021

Q	40000	
J W.O	157	
PRD WET GAS=	6280000	m3
GAZ SEC	5840400	m3
CND	433,32	Tonne
GPL	797,56	Tonne

Cost = 2,30E+06 USD

IV. 3. 3.3. le revient estimé en cas ou le puits reste sans changement du diamètre de tubing :

Du 19/08/2021 au 21/05/2023, les jours de marche = 640 – 210

Q	40000	
J	430	
PRD WET GAS	17200000	m3
GAZ SEC	15996000	m3
CND	1186,8	Tonne
GPL	2184,4	Tonne

Revenue = 6,29E+06 USD

IV. 3. 3.4. Le cout de W.O et les travaux :

BTU	2,80E-05	m3		
BARREL	0,13642565	tonne		
PRIX CND	76	usd/barrel	557,08	usd/Tonne
PRIX GPL	71,6	usd/barrel	524,828	usd/Tonne
PRIX GAZ SEC	10,6	USD/ MM BTU	2,80E-01	USD/ m3

Cost= 2319223,78 USD.

IV. 3. 3. 5Le bilan entre les charges et le revenu :

Gain = Montant réel - (Montant W.O + Montant estimé + Montant NPT)

Donc le gain = 9,57E+06 USD

CONCLUSION

Le phénomène de liquid loading n'est pas été totalement résolu mais il a été diminué. La vitesse critique du gaz est un paramètre essentiel pour maintenir le débit critique, les solutions au niveau du réservoir sont limitées et sans rentabilités rapides. De ce fait, la recherche des des solutions au niveau de la *complétion* était un choix obligatoire.

Certaines solutions technologiques pour le liquid loading, telles que, le piston élévateur (plunger lift) et l'outil vortex, ne sont pas applicables aux puits de gaz proches de leur phase de déplétion ultime, à cause de leur prix excessif et la rentabilité faible de la production.

Toutes les solutions technologiques de liquide loading ne sont pas des solutions permanentes à long terme donc le calcul de la rentabilité ou le POT (pay out time) est très important avant l'exécution, tant que le problème de liquide loading ne concerne pas un seul puits : l'installation d'un system de compression en surface est la solution la plus optimale afin d'obtenir une production en mode continu.

L'utilisation d'un mousseur, d'une pompe multiphasique, d'une chaîne de vélocité (velocity string), d'un outil vortex et du plunger lift au début de la période de déplétion des puits, peuvent augmenter la récupération des réserves et prolongent la durée de vie des puits, car ces opération nécessitent une fermeture du puits pour la préparation d'une installation ou un batch traitement en ajoutant les pertes de production aux dépenses de ces technologies, et les chance d'avoir un bon POT (pay out time) dans des puits de faible débit va décroître.

BIBLIOGRAPHIE :

- [1] Service géologie, (division EP/ GTL) présentation de la région

- [2] Y. Nallaparaju, «Prediction of Liquid Loading,» Pandit Deendayal Petroleum University ,2012.

- [3] https://www.researchgate.net/figure/1-The-diagram-of-process-of-nodal-Analysis-in-petroleum-production-process_fig1_339327444

- [4] J. M. ZINSALO, « Mécanique de fluides pour les ingénieurs ».

- [5] MEMOIRE Simulation des problèmes de colmatage et liquid loading par l'utilisation des essais de puits et l'analyse nodale dans le champ ELRAR

- [6] MEMOIRE Optimisation de la production des puits de gaz à condensat sur le champ MLE bloc 405-b

- [7] Service puits, Service technique puits , (division EP/ GTL)

- [8] Les données de PVT SITE OSPREY GASSI TOUIL

ANNEXE

Donnes Pvt du HTG Nord

Données de réservoir

Champ		Hassi touareg nord
Zone		Trias supérieur, Gaz
Contact gaz - eau		- 1363 m
Niveau de référence		- 1363 m
Température de fond		68°C
Pression initiale		179 kg/cm ² absolu
Pression de rosée		179 kg/cm ² absolu
FVF Gaz a PR		5,337 m ³ /m-m ³
Teneur de l'effluent		141,66 m ³ Liq. St./MM-M ³
Conditions standards		141,66 MM HG A 15°C

Propriétés de la phase gazeuse

Pression KG/CM2 absolu	Facteur Z			Densité GM/CC	Viscosité CPS
	Gaz en équilibre	Bi - Phasique	FVF Gaz m ³ /m- m ³		
179	0,7825	0,7825	5,337	0,1856	0,0224
170	0,7816	0,7813	5,613	0,1756	0,0214
160	0,7822	0,7814	5,969	0,1642	0,0204
150	0,7847	0,7831	6,386	0,1527	0,0194
140	0,7889	0,7863	6,88	0,141	0,0185
130	0,7949	0,791	7,465	0,1294	0,0176
120	0,8025	0,797	8,165	0,1178	0,0168
110	0,8117	0,8043	9,009	0,1064	0,0161
100	0,8221	0,8125	10,038	0,0952	0,0155
90	0,8338	0,8217	11,311	0,0843	0,0149
80	0,8466	0,8316	12,92	0,0737	0,0144
70	0,8602	0,8419	15,003	0,0634	0,014
60	0,8746	0,8524	17,797	0,0535	0,0136
50	0,8897	0,8628	21,724	0,0439	0,0133
40	0,9055	0,8725	27,64	0,0347	0,013
30	0,9219	0,8802	37,519	0,0258	0,0128
20	0,939	0,8827	57,316	0,0171	0,0126

Propriétés du liquide rétrograde

Pression KG/CM2 absolu	Fraction du Vol. Liquide V/V A PR	Masse Mole	Densité GM/CC
179	0	70,9	0,5868
170	0,0026	70,93	0,5864
160	0,0051	70,99	0,5863
150	0,0073	71,19	0,5866
140	0,0092	71,62	0,5878
130	0,0107	72,31	0,5898
120	0,0119	73,31	0,5928
110	0,0128	74,63	0,5968
100	0,0133	76,29	0,6016
90	0,0135	78,36	0,6074
80	0,0135	80,88	0,6142
70	0,0132	83,94	0,6219
60	0,0127	87,66	0,6306
50	0,0121	92,19	0,6404
40	0,0112	97,79	0,6513
30	0,0102	104,85	0,6636
20	0,009	114,16	0,6779

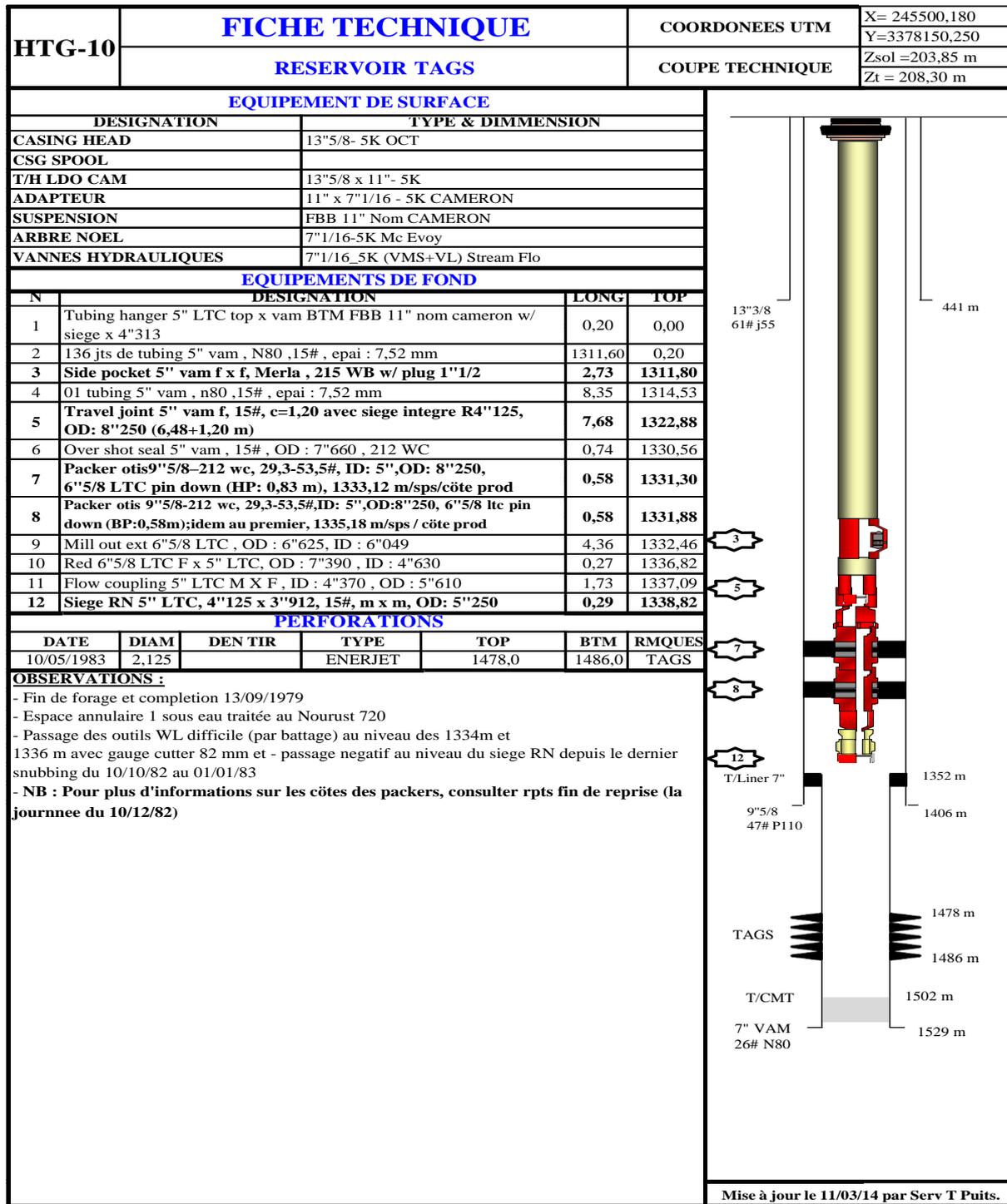


Figure 31 : Fiche Technique Avant Workover

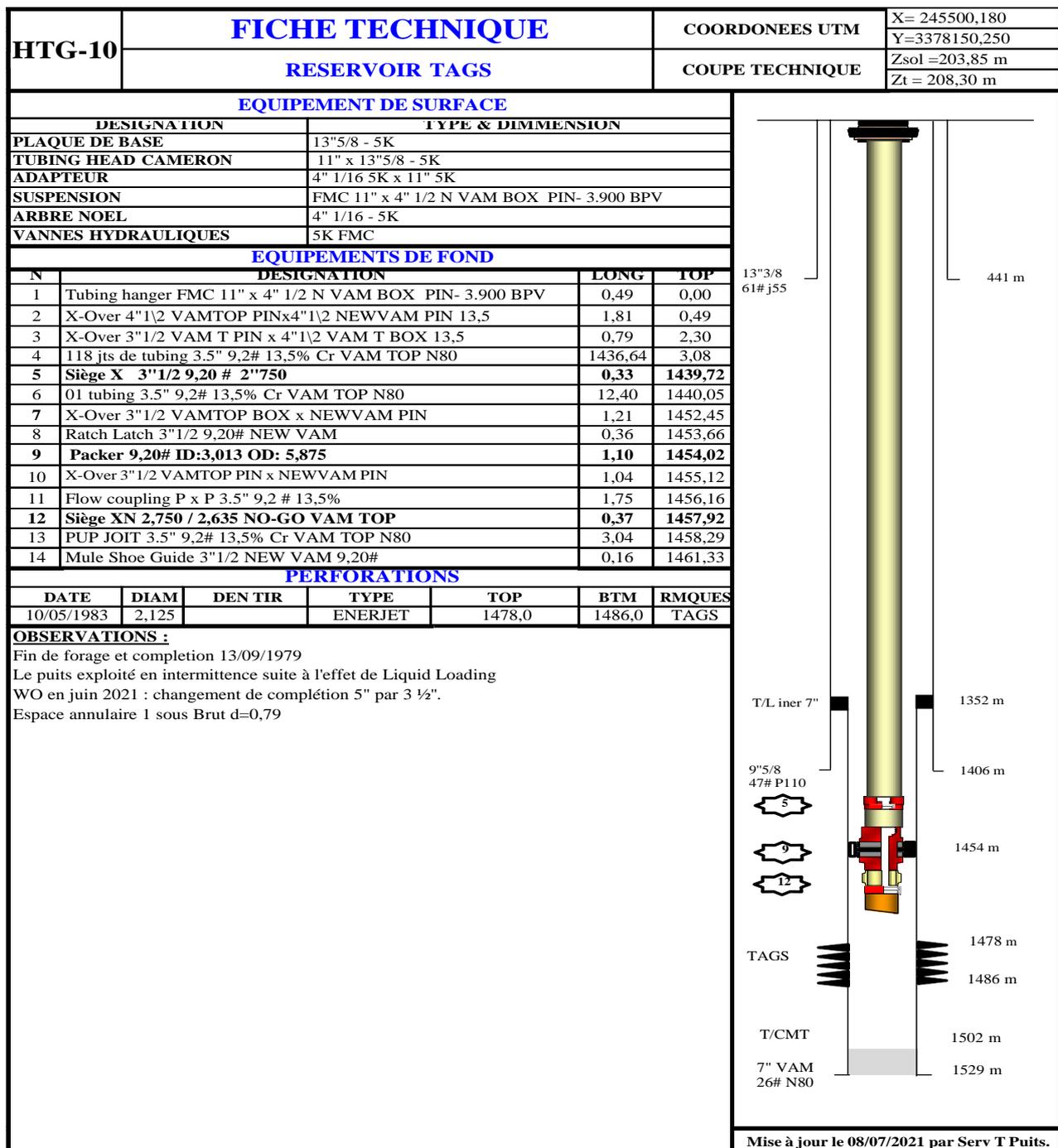


Figure 32 : Fiche Technique Après Workover

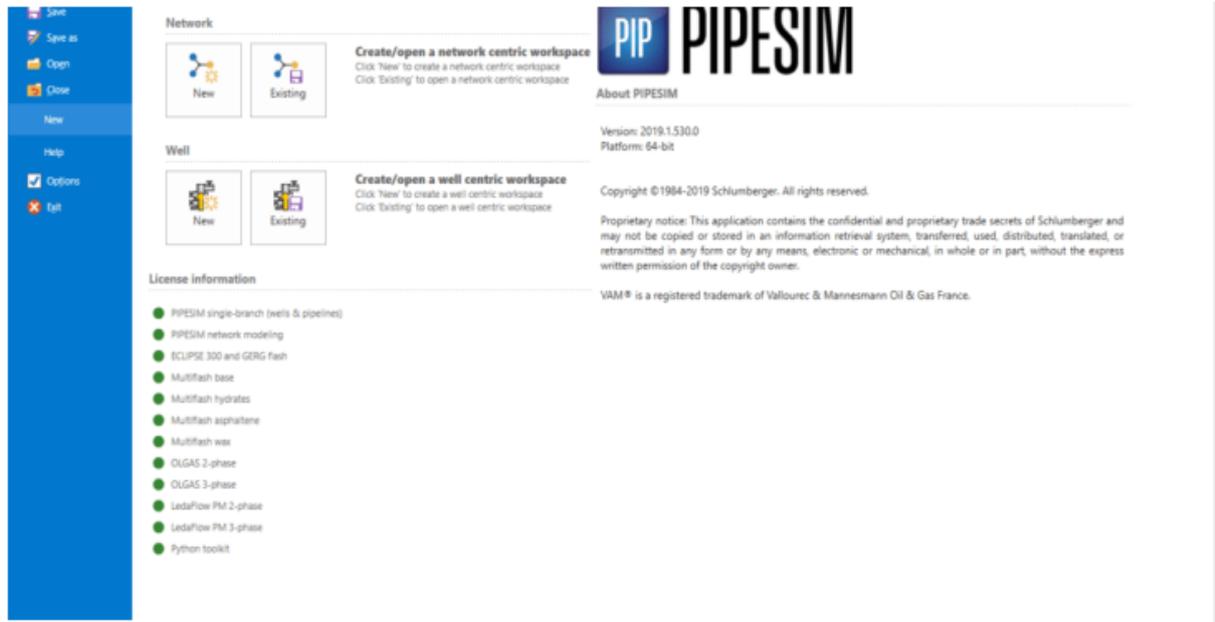


Figure 0-1 Interface De Prosper

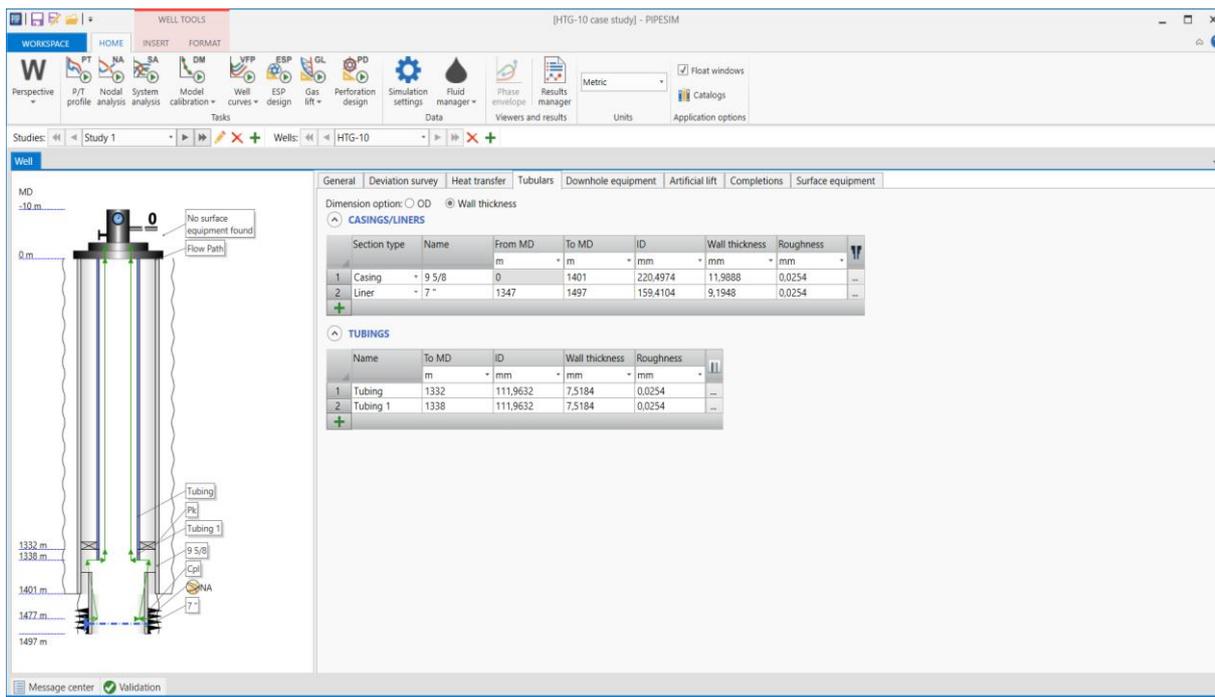


Figure 0-2 Compétions

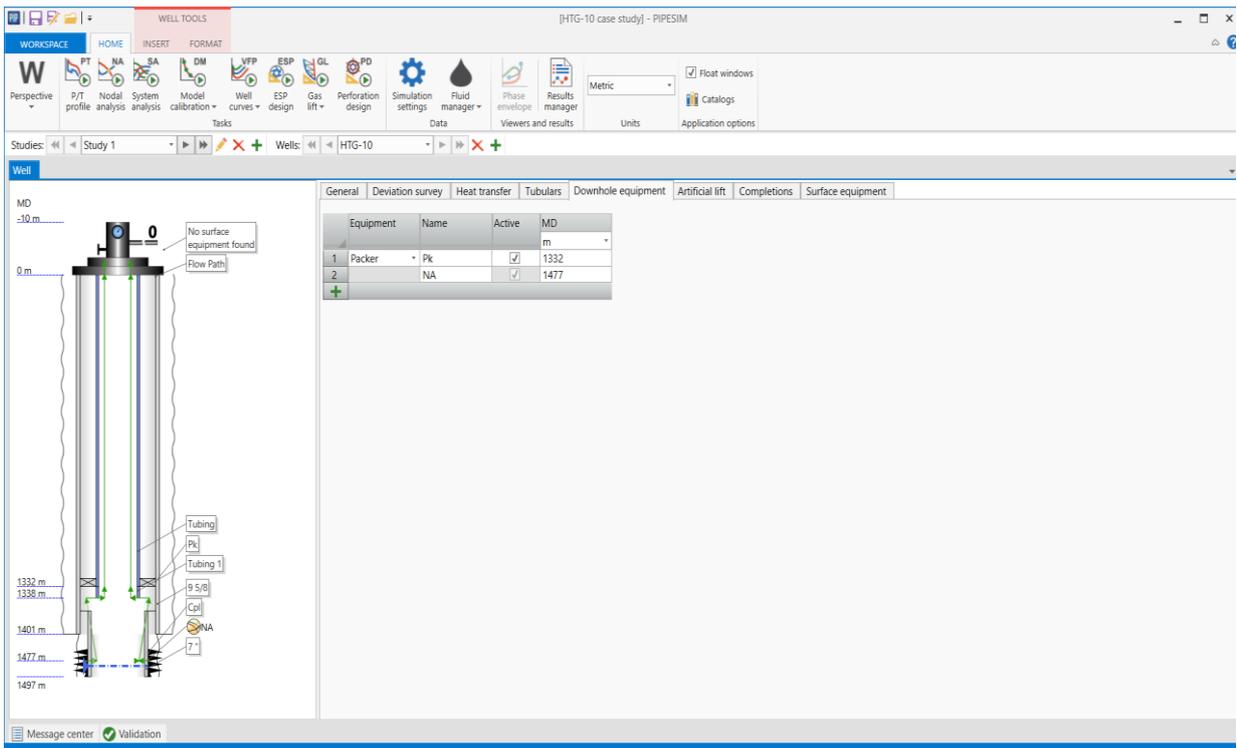


Figure 0-3 Donnée Packer

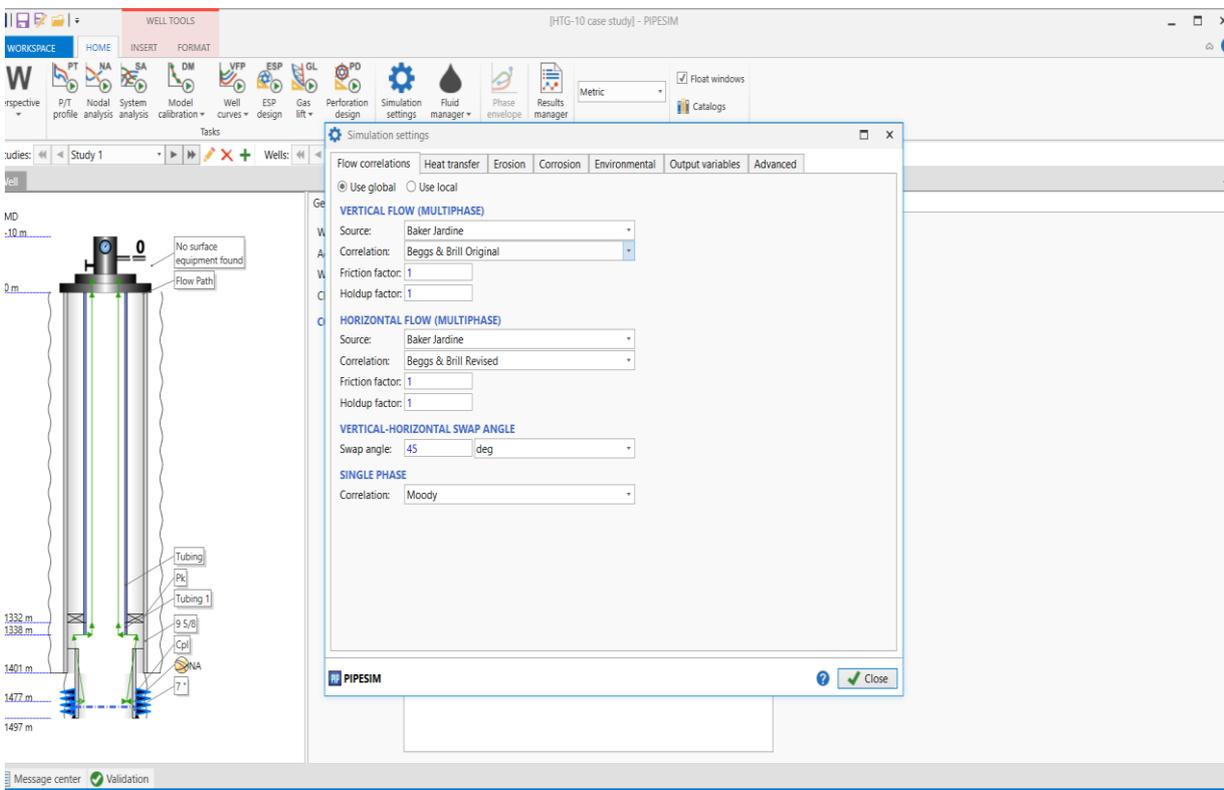


Figure 0-3 : PVT Pipesim

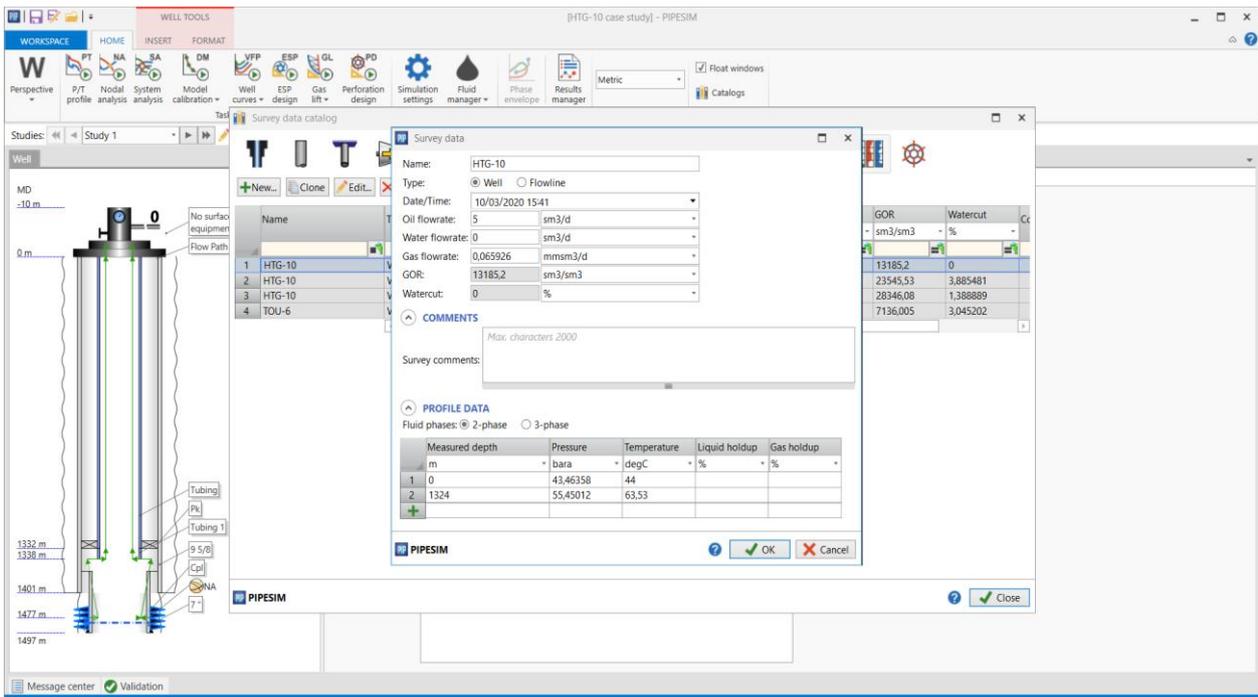


Figure 0-5 : PVT Pipesim

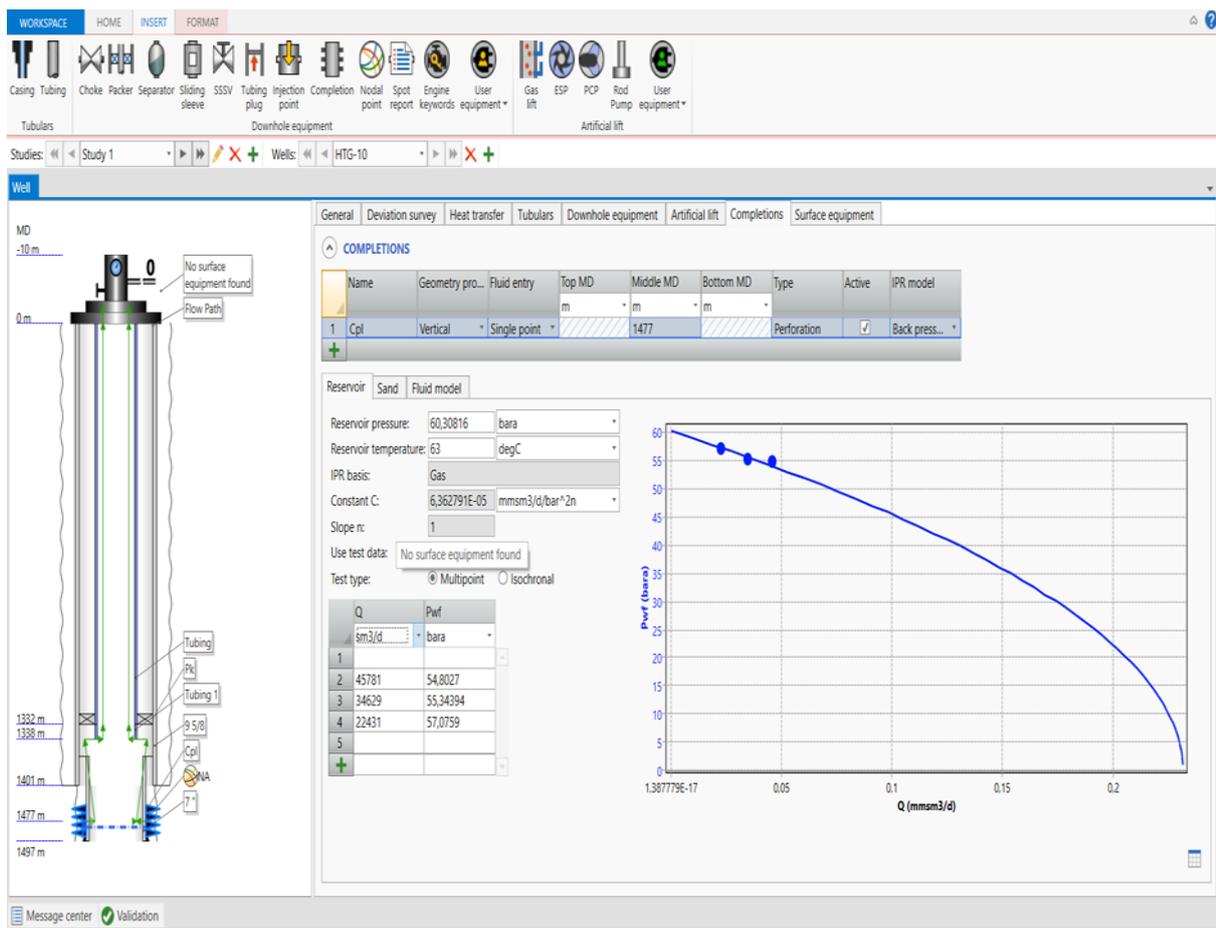


Figure 0-6 : Courbe IPR de HTG10

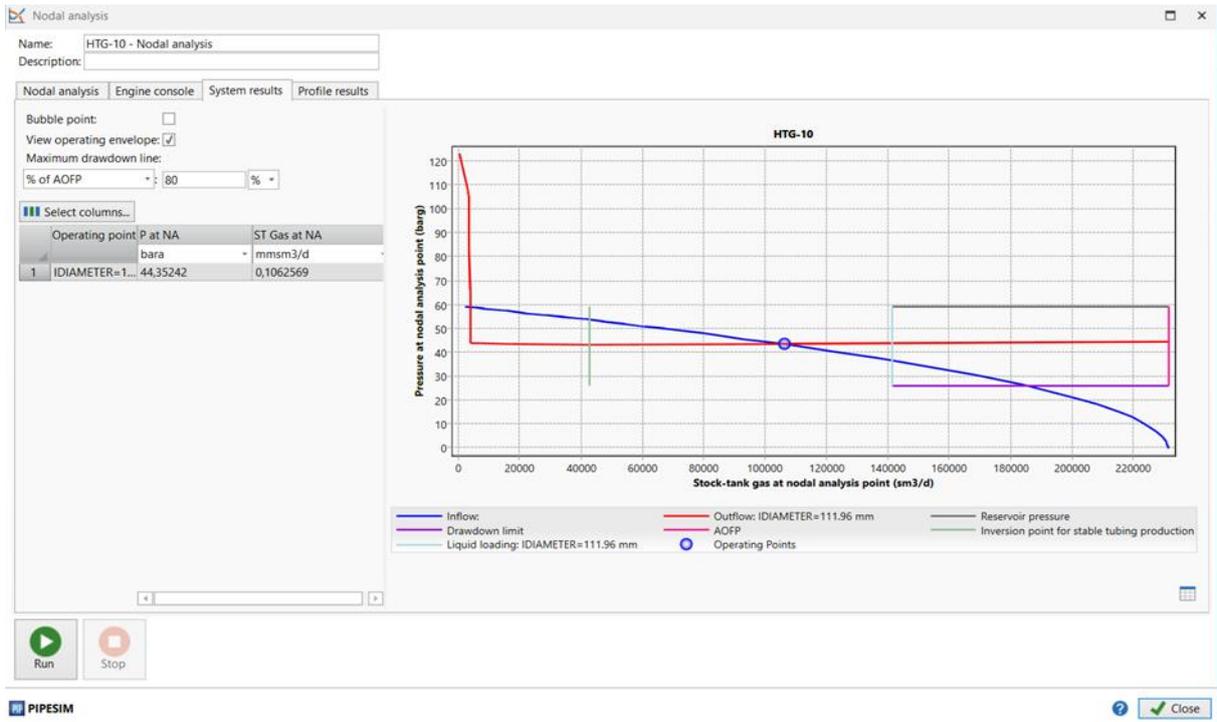


Figure 0-7 : Courbe IPR VS VLP

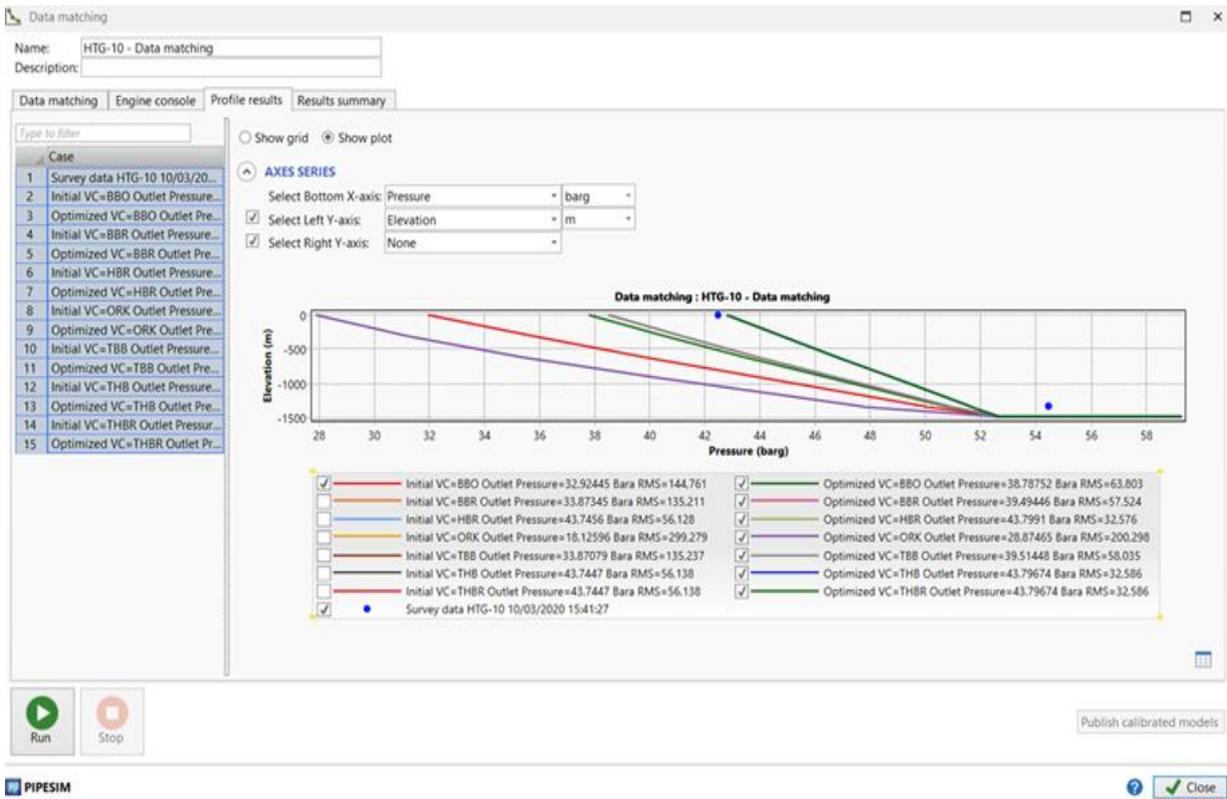


Figure 0-8 : Le choix de corrélation

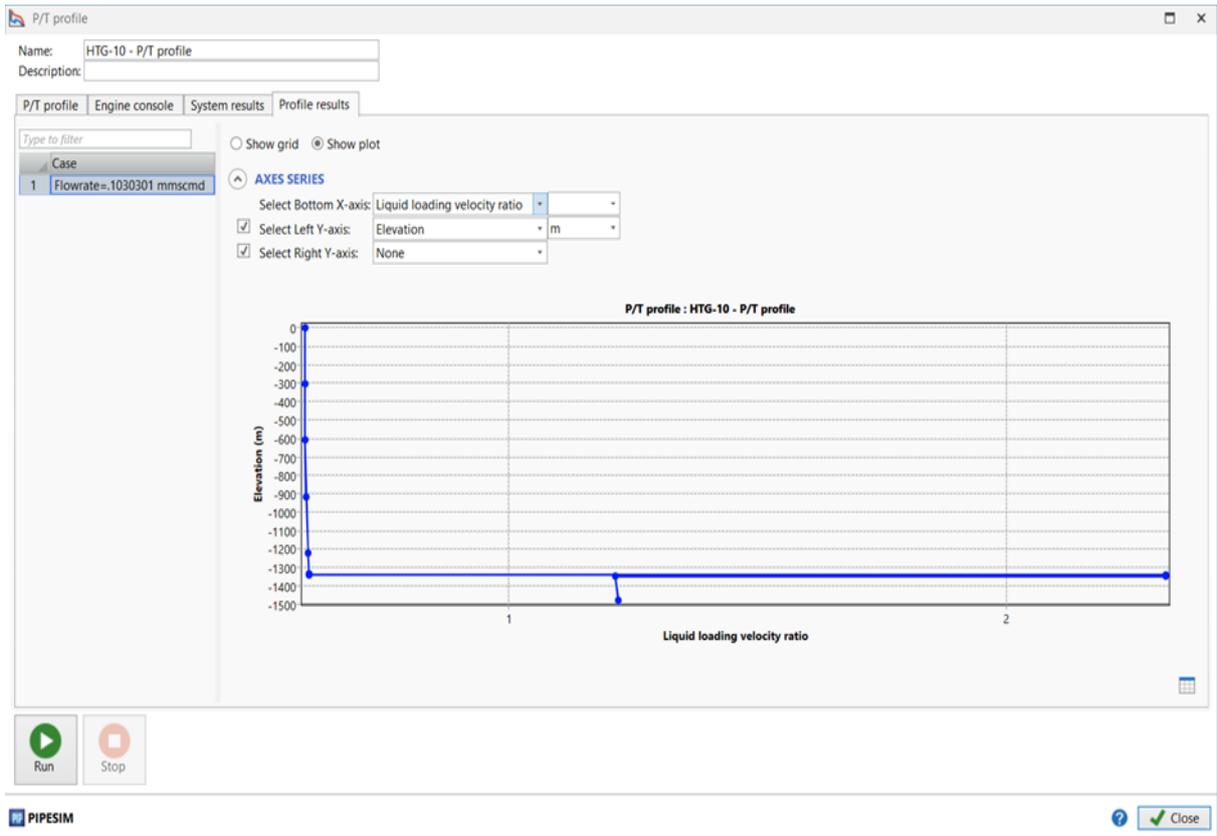


Figure 0-9 : Courbe de LLVR pour tubing 5

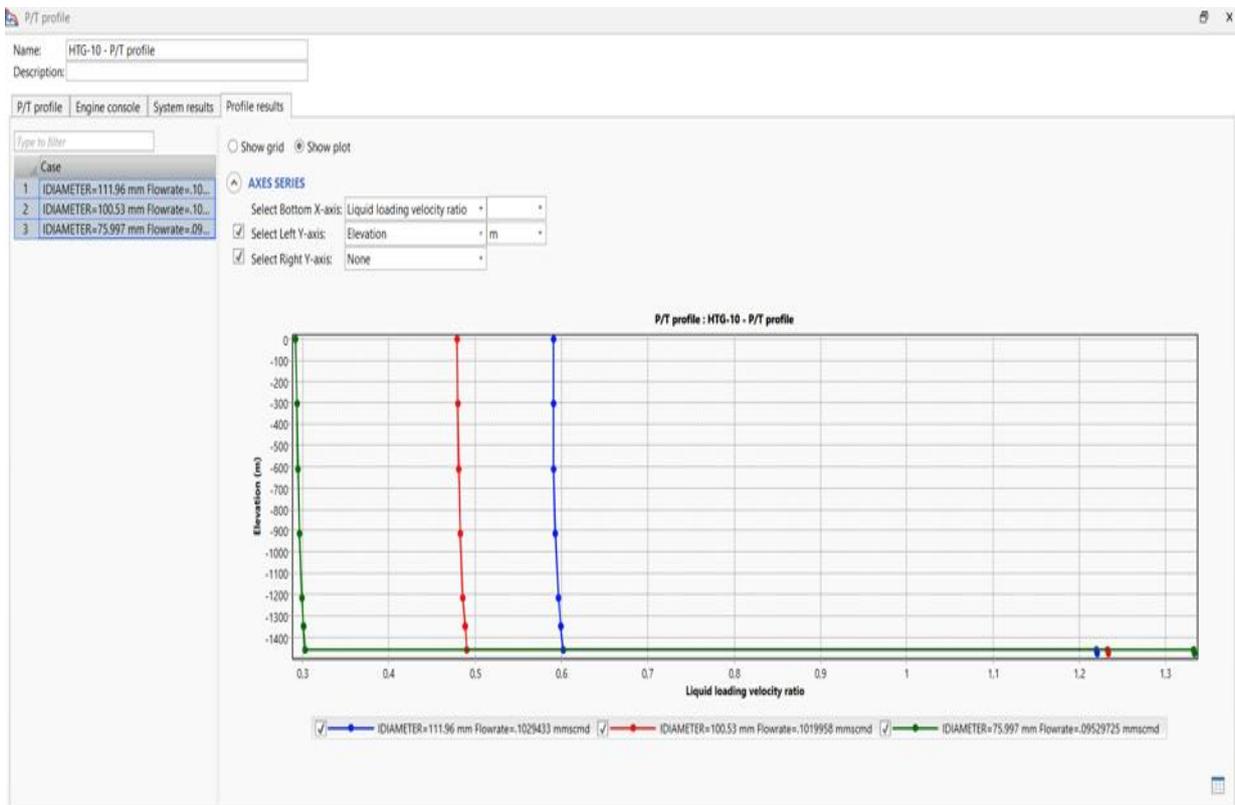


Figure 0-10: LLVR Tubing diameter sensitivity

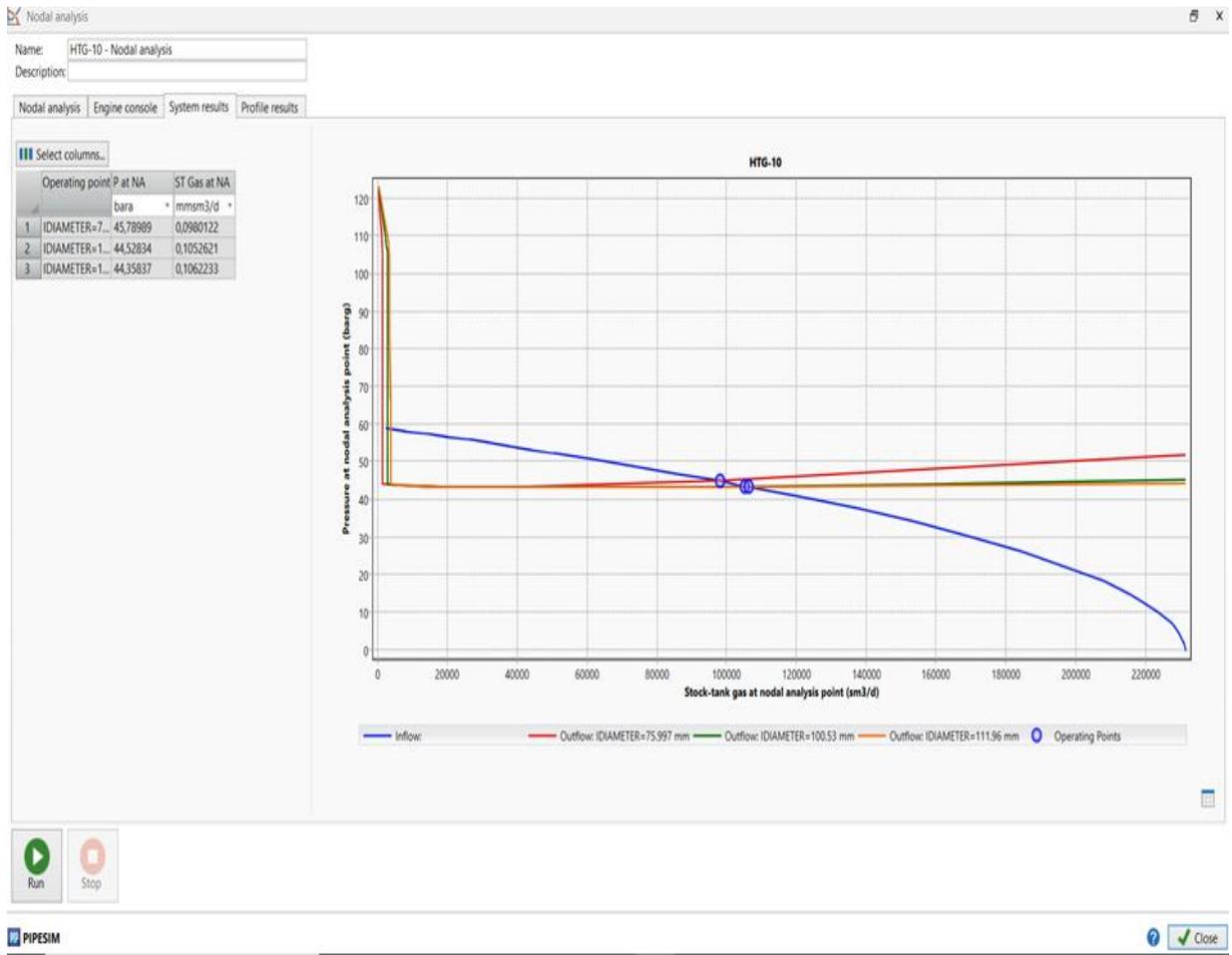


Figure 0-11: Nodal Analysis Tubing Diameter Sensitivity