

N° Ordre /Faculté/UMBB/2024

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BOUKHALFA Walaa

ATTIR Abderraouf

Filière : Hydrocarbures

Option : Génie Pétrolier, Production des hydrocarbures

Thème :

Modélisation et conception d'un réseau de collecte de champ Nord In
Amenas huile du Projet de TINHERT

Devant le jury :

Mr. ZERAIBI Noureddine	Professeur	UMBB	Examineur
Mr. SAIFI Redha	MAA	UMBB	Encadrant
Mr. GARECHE Mourad	Professeur	UMBB	Président
Mr. HAMANI Samir	ING	SH DP STAH	Co-encadrant

Année universitaire: 2023/2024

Remerciement

Nos remerciements s'adressent en premier lieu à notre Dieu pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous tenons à remercier notre encadreur, **Dr. SAIFI Ridha**, pour son encadrement pédagogique et ses conseils précieux. Nous le remercions vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il nous a accordé tout au long de cette période..

Aussi nous remercions Monsieur **LASSOUED Mostafa**, qui nous aide à passer ce stage et je remercie Monsieur **MAHMOUDI Samir** et Monsieur **HAMANI Samir** qui nous ont accompagnés tout au long de cette expérience professionnelle avec beaucoup de patience et de pédagogie.

Nous remercions tout le personnel de la section mesure huile, ainsi que les superviseurs, pour leur accueil chaleureux et les conseils qu'ils ont pu nous prodiguer pendant notre travail.

Nous souhaitons exprimer notre sincère gratitude envers nos familles et nos amis pour leur soutien inconditionnel tout au long de notre parcours académique et de la réalisation de ce projet final

Dédicace

À ma plus **chère mère**, celle qui croit toujours en moi, me soutient, me guide et la source de mon bonheur. Ses prières ont été d'une grande aide pendant toute ma vie.

À mon **très cher père Torki**, un travailleur acharné qui s'occupe de sa famille. Vous avez été et serez toujours mon modèle.

A mes frères **abdelhamid, Yahya, Alaa eddine et Houssam**. Aux deux familles **BOUKHALFA** et **KEZZOUZ**.

À mes amis de l'université / colocataires **Zineddine, Mohamed, Yazide, Abderaouf, Hythem**.

À mes collègues et amis de la **SEG Student Chapter**.

À la famille de **Direction Régionale STAH** et le personnel de **Département Production** sans exception

À Tous ceux que j'ai rencontrés ou rencontrés au cours de mon voyage qu'on appelle la vie. Il est assez difficile de vous mentionner tous dans ces petites lignes, mais vous serez toujours dans mon cœur.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme **ABDERRAOUF** et toute la famille **ATTIR**

Boukhalfa walaa

Dédicace

J'ai le plaisir de dédier ce mémoire :

A mes chers et respectueux **PARENTS**, vraiment aucune dédicace ne saurait exprimer mon attachement, mon amour et mon affection. Ils me donnent toujours l'espoir de vivre et n'ont jamais cessé de prier pour moi. Je vous offre ce travail en témoignage de tous les sacrifices et l'immense tendresse dont vous m'avez toujours su me combler. Puisse dieu tous puisant vous garder et vous procurer santé et bonheur.

A Mes chers et magnifiques **SŒUR** qui m'ont soutenu et encouragé.

A mes très chers amis **HADEF LAID, BADA HAMID, SENGOUGA OUSSAMA**, et tous les étudiants de l'Université et de résidence et ma classe de baccalauréat .

A Tous ceux que **J'AIME** et que je **RESPECTE** et qui **M'AIME**
À chaque **ETUDIANT** de cette faculté s'est battu pour ses droits en toute sincérité et a contribué à obtenir une certaine justice dans cette faculté.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme **WALAA** et toute la famille **BOUKHALFA**

ATTIR ABDERRAOUF

Résumé

Ce projet de fin d'études a pour objectif d'analyser en détail la faisabilité du raccordement de quatre puits producteurs d'huile au centre de traitement d'huile d'Alrar. Initialement, ces puits étaient connectés au centre de traitement d'In Amenas. Cependant, en raison de la capacité insuffisante de ce centre, il a été décidé de rétablir le raccordement vers Alrar. Nous utilisons Pipesim pour modéliser le système de production. Ensuite, nous effectuons divers scénarios de simulation pour prévoir et évaluer les performances du système, tout en prenant en compte les aspects techniques et économiques.

Mots clés : dimensionnement, plan de développement, diamètres, longueurs, pipes, manifolds, scénarios, simulation.

Abstract

This final project aims to thoroughly analyze the feasibility of connecting four oil-producing wells to the Alrar oil treatment center. Initially, these wells were connected to the In Amenas treatment center. However, due to the insufficient capacity of this center, it was decided to redirect the connection to Alrar.

We use Pipesim to model the production system. Then, we conduct various simulation scenarios to predict and evaluate the system's performance, taking into account technical and economic aspects.

Key words: sizing, development plan, diameters, lengths, pipes, manifolds, scenarios, simulation.

المخلص

يهدف هذا المشروع النهائي إلى تحليل جدوى ربط أربعة آبار منتجة للنفط بمركز معالجة النفط في الرار بشكل مفصل. في البداية، كانت هذه الآبار متصلة بمركز معالجة عين أميناس. ولكن، نظرًا لسعة هذا المركز غير الكافية، تقرر إعادة توجيه الربط إلى الرار. نستخدم برنامج Pipesim لنمذجة نظام الإنتاج. ثم نقوم بإجراء سيناريوهات محاكاة مختلفة للتنبؤ وتقييم أداء النظام، مع مراعاة الجوانب الفنية والاقتصادية.

يبقى الربط بمنف

الكلمات الرئيسية: التحجيم، خطة التطوير، الأقطار، الأطوال، الأنابيب، محطات الجمع، السيناريوهات، المحاكاة.

Sommaire

Remerciement	i
Dédicace.....	ii
Dédicace.....	iii
Résumé.....	iv
Liste des Figure.....	viii
Liste des Tableau	x
Nomenclature	xi
Introduction Générale	1
Chapitre I : Présentation du champ TINRHERT	3
I.1 Introduction.....	4
I.2 Aperçue géologique	4
I.2.1 Généralités sur le projet.....	4
I.2.2 Situation géographique.....	4
I.2.3 Situation stratigraphique.....	5
I.2.4 Dévonien.....	6
I.2.5 Silurien argileux	7
I.2.6 Cambro-ordovicien.....	8
I.3 Systèmes pétroliers	8
I.4 Principe d'exploitation.....	9
I.5 Horst Nord In Amenas Dévonien F4	9
I.5.1 Réserves.....	11
I.5.2 Production du Gaz Associé et du Gas Cap.....	11
I.6 Conclusion	11
Chapitre II : Performance de système et porte de l'analyse nodale	12
II.1 Pertes de charge dans le tubing.....	13
II.1.1 Introduction	13
II.1.2 Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing.....	14
II.1.3 Les différents modèles.....	14
II.2 PERTES DE CHARGE DANS LE RESEAU DE COLLECTE	27
II.2.1 Introduction	27
II.2.2 Corrélation de Beggs & Brill.....	27
II.2.3 Procédure de calcul des pertes de charges par la corrélation de Beggs & Brill:	30
II.3 ANALYSE NODAL.....	33
II.3.1 Introduction	33

II.3.2	Concept de l'analyse nodale	35
II.3.3	Procédure d'application de l'analyse nodale	36
II.4	Conclusion	41
Chapitre III	: Modélisation du Puits et du Réseaux de Surface	41
III.1	Généralités.....	42
III.1.1	Définition	42
III.1.2	Plans de réseaux de collecte	42
III.1.3	Implantation	42
III.2	Technologie des collectes	42
III.2.1	Matériel tubulaire avec vannes aux extrémités	42
III.2.2	Accessoires des collectes	43
III.3	Le modèle de puits	46
III.3.1	Completion	47
III.3.2	Le reservoir	49
III.3.3	Le modèle de fluide.....	49
III.3.4	Courbe de performance de réservoir (IPR)	50
III.3.5	Les données de puits (well survey data).....	52
III.3.6	Calibration du modèle	54
III.3.7	Insertion de la corrélation.....	55
III.3.8	Performance des puits	56
III.4	Modélisation des réseaux existants	58
III.4.1	Principe de modélisation	58
III.4.2	Procédure de travail.....	58
III.4.3	Choix de la corrélation horizontale	60
III.4.4	Les structures de réseaux de collecte	61
III.4.5	Comparaison entre les données mesurées et calculées :.....	63
III.5	Conclusion	64
Chapitre IV	: Etude Technico-Economique de raccordement du Puits NIA Huile	65
IV.1	Etude technique.....	66
IV.1.1	Introduction	66
IV.1.2	Positionnement des puits.....	66
IV.1.3	Scenario 1 : Raccordement des puits vers MFD_IFN.....	68
IV.1.4	Scenario 2 : Raccordement des puits vers MFD_IKN	72
IV.1.5	Prévisions de la production	77
IV.2	Étude économique.....	77

IV.2.1	Les Principe de l'étude économique	77
IV.2.2	L'étude économique de raccordement avec M-IKN.....	79
IV.3	Conclusion	80
Conclusion Générale :.....		81
Bibliography		83
ANNEXE		84

Liste des Figure

Figure I-1 : Représente la situation géographique du champ TINRHERT.....	5
Figure I-2 : Représente la situation stratigraphique du champ TINRHERT.....	6
Figure I-3 : Carte structurale TVDSS au toit du Dévonien- Découverte HNIA – Réservoir F4 (Huile).....	10
Figure II-1 :La variation de terme d'élévation	13
Figure II-2 : corrélation de facteur de friction (d'après Hagedorn & Brown).....	17
Figure II-3 : Abaque du coefficient du nombre de la viscosité.....	19
Figure II-4 : Abaque du facteur de holdup.....	21
Figure II-5 : Abaque du facteur de correction secondaire	21
Figure II-6: Perte de charge possible dans un système de production.....	34
Figure II-7: Les différentes positions des nœuds.....	35
Figure II-8:point de fonctionnement.....	36
Figure II-9: l'effet de la pression de séparation.....	37
Figure II-10: l'effet du diamètre de la duse.....	38
Figure II-11: l'effet du diamètre du flowline.....	38
Figure II-12: effet des différentes courbes IPR.....	39
Figure II-13: l'effet du diamètre du tuping.....	40
Figure II-14 : l'effet du déclin de la pression du réservoir.....	40
Figure III-1 : collecte par lignes individuelles.....	44
Figure III-2 : collecte avec manifolds satellites.....	44
Figure III-3 : gare de racleurs	45
Figure III-4 : la fiche technique de Puits NIA 9	46
Figure III-5 : le modèle du puits dans le simulateur	47
Figure III-6 : résultats petrophysique du puits NIA9.....	48
Figure III-7 : les niveaux de perforations sous forme d'un seul point dans logiciel.....	48
Figure III-8 : Onglet "Réservoir" dans le simulateur.....	49
Figure III-9 : les propriétés de modèle black Oil dans Pipesim.....	50
Figure III-10 : Courbe IPR pour puits NIA 9.....	51
Figure III-11 : les systèmes d'entrée et de sortie de puits.....	52
Figure III-12 : catalogue de puits dans Pipesim.....	53
Figure III-13 :Onglet "survey data"	53
Figure III-14 : Calibration du modèle, onglet de "data comparison" -PIPESIM-.....	54
Figure III-15 : choix de corrélations VLP.....	54

Figure III-16 : data comparison puits NIA 9	55
Figure III-17 : Les valeurs de RMS correspondant aux corrélations convergentes.....	55
Figure III-18 : Choix de la corrélation d'écoulement.....	56
Figure III-19 : Point de fonctionnement de puit NIA 9	57
Figure III-20 : Sensibilité de l'IPR sur la pression du réservoir (Pr)	58
Figure III-21 : Les propriétés de la source.....	59
Figure III-22 : Les propriétés de l'arrivée.....	59
Figure III-23 : Les propriétés du pipes	60
Figure III-24 : Schéma représentatif de la structure du réseau	62
Figure IV-1 : positionnement des puits NIA avec google earth	66
Figure IV-2 : Positionnement des puits dans logiciel PIPESIM et le schéma correspondant	67
Figure IV-3 : histogramme de valeur de pression (Puits NIA, M-NIA, Puits IFN et M-IFN) pour les diamètres 6'' et 8''	68
Figure IV-4 : Schéma montre le raccordement des puits avec un collecte de 6''	70
Figure IV-5 : Modélisation du réseau (scenario 1) et de ses élévations (source) avec GIS map.....	70
Figure IV-6 : Schéma montre le raccordement des puits NIA vers M-IFN.....	71
Figure IV-7 : les pressions calculées par PIPESIM	71
Figure IV-8 histogramme de valeur de pression (Puits NIA, M-NIA, IKN5 et M-IKN) pour les diamètres 6'' et 8''	72
Figure IV-9 :Schéma montre le raccordement des puits avec un collecte de 6''	74
Figure IV-10 : Modélisation du réseau (scenario 1) et de ses élévations (source) avec GIS map.....	74
Figure IV-11 : Schéma montre le raccordement des puits NIA vers M-IKN	75
Figure IV-12 : les pressions (Puits NIA, M-NIA,IKN-5 et M-IKN) calculé par PIPESIM	76
Figure IV-13 : Prévisions de la production.....	77
Figure IV-14 : VAN et CFA en fonction des années pour 30\$/bbl	79
Figure IV-15 : VAN et CFA en fonction des années pour 100\$/bbl	80

Liste des Tableaux

Tableau I-1 : Les volumes initialement en place découverte d'huile HNIA (F4).....	10
Tableau I-2 : Volumes cumulés d'hydrocarbures (huile)- HNIA.....	11
Tableau II-1 : Coefficients empiriques de Beggs and Brill pour le liquide HOLDUP.....	28
Tableau II-2 : : Coefficients empiriques de Beggs & Brill pour C.....	29
Tableau III-1 : Informations sur le DST.....	49
Tableau III-2 : Les propriétés PVT.....	50
Tableau III-3 : les données du puit 9.....	53
Tableau III-4 : calcul d'erreur.....	57
Tableau III-5 : Les données des réseaux.....	61
Tableau III-6 : Les données de jaugeage et mesure.....	63
Tableau III-7 : calcul d'erreur.....	63
Tableau IV-1 : Les pressions des puits IFN.....	68
Tableau IV-2 : le rapport de vitesse d'érosion de chaque diamètre de pipe.....	69
Tableau IV-3 : Les pressions des puits IKN.....	72
Tableau IV-4 : le rapport de vitesse d'érosion de chaque diamètre de pipe.....	73
Tableau IV-5: le rapport de vitesse d'érosion de chaque diamètre de pipe (M-NIA vers M-IKN).....	76
Tableau IV-6 : Les prix De raccordement.....	79

Nomenclature

- μ_o : viscosité d'huile (cp).s
 μ_g : la viscosité de gaz (cp).
Bg : facteur volumétrique de gaz.
Pt : pression de tété (bar) ou (kg /cm²).
Pp ou Pl : pression de pipe (bar)ou (kg /cm²)
Pwf : pression de fond dynamique (bar)ou (kg /cm²)
Pg : pression de gisement (bar)ou (kg /cm²)
GOR : le rapporte entre le volume de gaz et le volume d'huile (scf/bbl)
Wcut : Le pourcentage d'eau.
Qo : débite d'huile (sm³/j).
Qeau : débit d'eau (sm³/j).
QL : débit liquide (sm³/j).
k : Perméabilité du milieu poreux.
v : Vitesse apparente du fluide.(ft/s)
 μ : Viscosité du milieu.(cp)
dP /**dx** : Gradient de pression dans le sens d'écoulement.
q : Débit entrant, (STB/day)
h :L'épaisseur du réservoir, (ft)
Pr : Pression du réservoir, (psi)
re : Rayon de drainage du puits, (ft)
rw : Rayon du puits, (ft)
ko : La perméabilité effective de l'huile, (md)
q₀ : Le débit entrant (Inflow rate) correspondant à Pwf, (STB/Day).
q₀(max) : Le débit entrant correspondant à une pression dynamique nulle (Pwf=0).

Introduction Générale

Les hydrocarbures sont une source d'énergie essentielle pour les transports, la production d'électricité, l'industrie et de nombreux autres secteurs. Ils sont utilisés comme carburant pour les véhicules, les avions et les navires, ainsi que pour la production d'énergie dans les centrales thermiques et les réacteurs des centrales électriques. Ils sont également utilisés comme matériau de base pour la synthèse chimique, produisant des produits tels que les plastiques, les solvants et les médicaments.

L'industrie de l'énergie, et plus particulièrement le secteur pétrolier et gazier, joue un rôle crucial dans l'économie mondiale en fournissant les ressources nécessaires pour répondre à la demande croissante en énergie. L'objectif principal de toute entreprise opérant dans ce domaine est de maximiser la récupération des combustibles des réservoirs souterrains tout en minimisant les coûts, et en garantissant la sécurité des opérations. Cependant, la quantité d'huile et de gaz vendue n'est pas uniquement déterminée par les réserves disponibles. Plusieurs facteurs influencent cet aspect, notamment les technologies de récupération, la rentabilité des investissements, et les conditions politiques. Dans ce contexte, il est essentiel d'examiner les stratégies et les défis auxquels sont confrontées les entreprises énergétiques pour comprendre les dynamiques complexes de ce secteur vital.

La vie d'un puits de pétrole commence par une phase où le fluide coule naturellement sous l'effet de la pression du réservoir, qui est entraînée par divers mécanismes tels que l'aquifère, chapeau de gaz, le gaz dissous, l'expansion de la roche, ou une combinaison de ces facteurs. Cependant, avec le temps, cette énergie naturelle s'épuise, rendant le puits non productif par écoulement naturel. Pour prolonger la durée de vie des champs pétroliers et maximiser la récupération des hydrocarbures, diverses techniques ont été développées.

Afin d'améliorer la rentabilité et la performance globale du réseau, tout en assurant une exploitation efficace et durable des ressources en hydrocarbures. Les découvertes de HNIA Dévonien F4 sont situées à l'intérieur du périmètre de recherche d'In Amenas, la production d'huile du gisement de HNIA sera traitée dans le centre d'Alrar. Pour assurer ce travail, il faut dimensionner d'une manière optimale un nouveau réseau, tout en tenant compte les différentes contraintes environnementales, en sus des contraintes technico-économiques.

Pour atteindre notre objectif, nous avons structuré notre projet comme suit :

Le premier chapitre traite la présentation du champ TINHER, une perçue géologique contient une généralité sur le projet, la situation géographique et stratigraphique du champ et les volumes initialement en place découverte d'huile HNIA (F4).

Le deuxième chapitre est consacré aux performances de système et la porte de l'analyse nodale, ce chapitre se divise en trois parties distinctes.

La première partie traite les pertes de charge dans le tubing, les différents modèles empiriques existent pour le calcul des pertes de charges liées au tubing de production. Ensuite, la deuxième partie se focalise sur le calcul de perte de charge dans le réseau de collecte en appliquant des corrélations spécifiques et rigoureusement déterminées. Enfin, la troisième partie aborde l'analyse nodale de système de production.

Le troisième chapitre est consacré à la modélisation du puits NIA 9 et le réseau de collecte IFN et IKN en utilisant un logiciel commercial reconnu dans l'industrie pétrolière pour créer des modèles précis et valides. Ce chapitre se compose de deux sections distinctes.

La première section consiste à collecter les données nécessaires telles que les données de jaugeage, les fiches techniques, les rapports PVT ainsi que les tests de pressions et la construction du modèle puits.

La deuxième consiste à la modélisation de réseau ainsi que le choix de la corrélation horizontale pour évaluer l'efficacité de l'écoulement et identifier d'éventuels problèmes ou limitations.

Dans le quatrième chapitre, nous abordons le dimensionnement du nouveau réseau de collecte. Nous débutons par la collecte des données essentielles, telles que le profil de production, les coordonnées des puits, et les rapports PVT, en portant une attention particulière à :

Le choix des diamètres des collectes et des collecteurs, tout en respectant les différents indices et paramètres techniques caractérisant le fonctionnement des puits. Nous concluons notre travail par une conclusion générale.

Chapitre I : Présentation du champ TINRHERT

I.1 Introduction

Les périmètres d'exploitation concernés par le projet TINRHERT rentrent dans le cadre des Contrats de recherche et d'exploitation signés entre SONATRACH et ALNAFT.

I.2 Aperçue géologique

I.2.1 Généralités sur le projet

Le projet de TINRHERT concerne le développement de dix-sept (17) gisements de gaz, dont sept (07) avec anneau d'huile.

Douze (12) gisements : Sedoukhane Est, Timellouline Sud, Dimeta Nord, Hassi Imoulaye, Tahala Nord, Guelta Nord, Tamadanet Nord, Tamadanet, Timedratine Nord, Tilmas, In Akamil Nord et In Akamil, avec une superficie nette de 5148,93km².

Deux (02) gisements : Ifefane Nord et Zemmouri situés à l'intérieur du périmètre de recherche d'Alrar Sud, avec une superficie nette de 522.41km².

Deux (02) gisements : Trig et Zarzaitine Ordovicien situés à l'intérieur du périmètre de recherche d'In Amenas, avec une superficie nette de 3846.82km².

Un (01) gisement : Horst Nord In Amenas chevauche les deux périmètres d'exploration, Alrar Sud et In Amenas.

I.2.2 Situation géographique

La zone de TINRHERT est située dans la partie Nord Est du bassin d'Illizi et fait partie de la wilaya d'Illizi, limitée par :

- La frontière Algéro-Libyenne à l'Est.
- Le périmètre de recherche de Gara Tisselit à l'Ouest.
- Le périmètre de recherche d'Oudoume Est au Nord.
- Les périmètres d'exploitation des gisements de Tiguentourine et Hassi Farida au Sud.

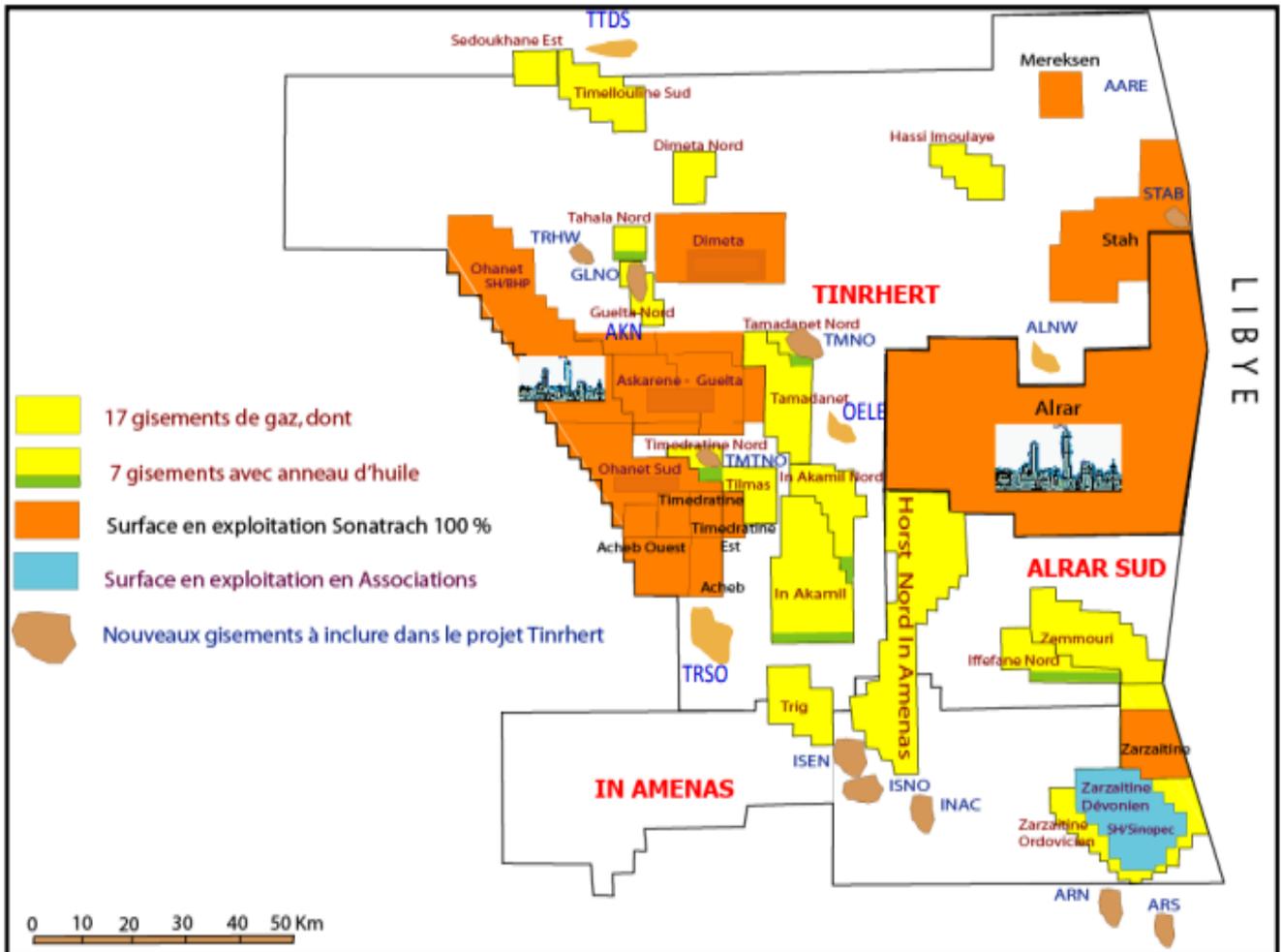


Figure I-1 : Représente la situation géographique du champ TINHERT.

I.2.3 Situation stratigraphique

Les découvertes de TINHERT sont situées sur la bordure Nord-Est du Bassin d'illizi, à l'Est du Sahara algérien. Les principaux réservoirs de ce secteur sont illustrés par la colonne stratigraphique (**Figure I.1**). Il s'agit des réservoirs du Dévonien, du Silurien Supérieur, de l'Ordovicien et du Cambrien. Plusieurs discordances et mouvements tectoniques ont contrôlés la distribution des réservoirs.

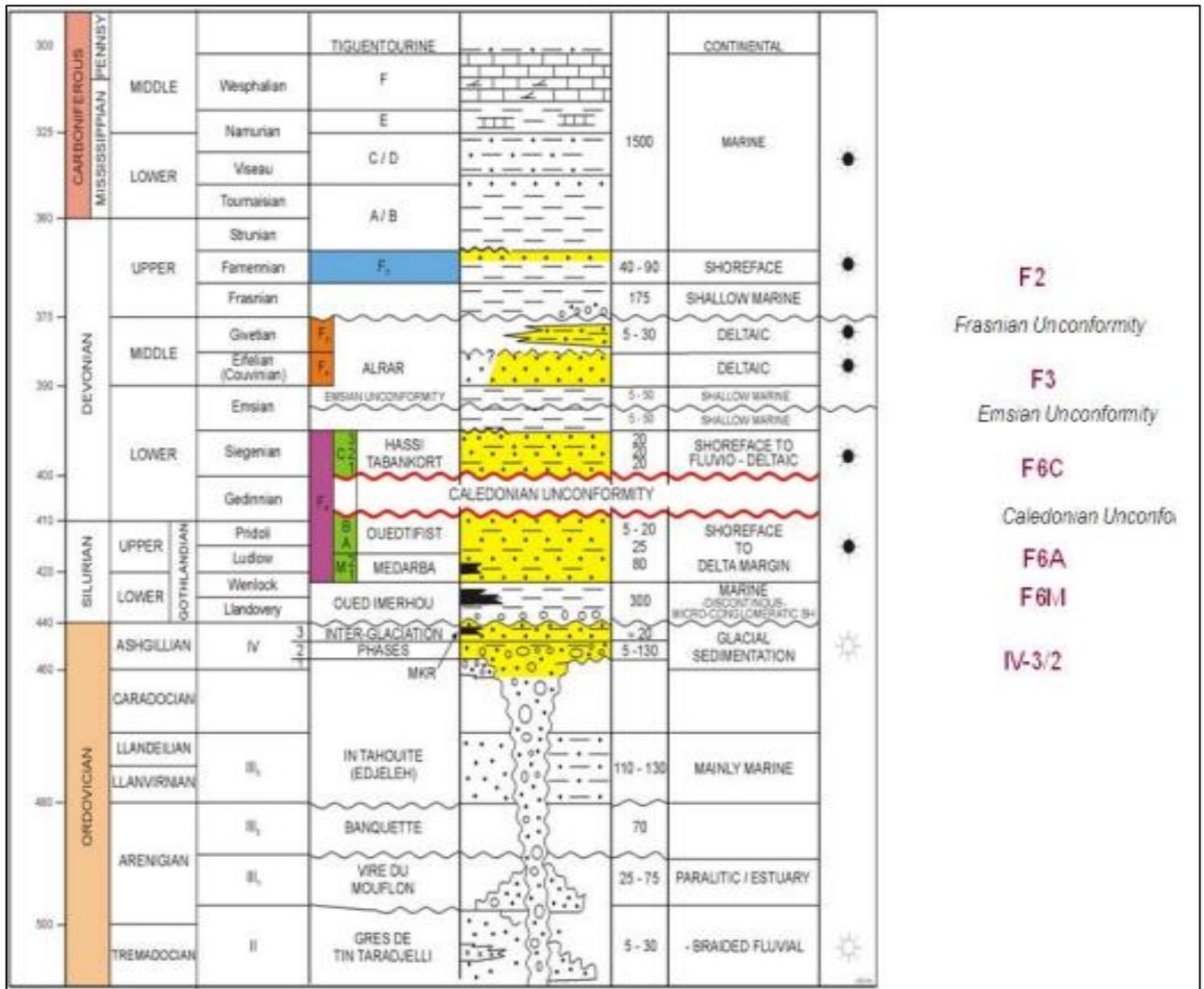


Figure I-2 : Représente la situation stratigraphique du champ TINHERT

I.2.4 Dévonien

I.2.4.1 F-2 (Famménien / Tournaisien)

Connu dans le bassin d’Illizi sous le nom de « Gara mas Malouki », le réservoir Dévonien Supérieur F-2 est composé de grès gris – blanc à gris sombre, fin à moyen, siliceux à silico argileux, pyriteux et carbonaté, en alternance avec des silts et des argiles. La base est soulignée par la présence de carbonates à oolithes blanchâtres. Cet ensemble gréso-argileux ferrugineux est de meilleure qualité à son sommet.

Il surmonte une unité argileuse (F-2 Argileux) avec de rares et fines passées de calcaire et de grès gris - brun, silteux et micacé.

I.2.4.2 F-3 (Givétien)

Le réservoir F-3 est présent au Nord Est de la zone d’étude avec des épaisseurs variant de 0 à 60m. Son absence sur le reste de la zone est due principalement à la Discordance Frasnienne ou à son non-dépôt (by-pass zones). Sa présence est liée aux hauts structuraux d’Ahara et de la Tihemboka. Ce réservoir, constitué d’un banc de grès massif.

I.2.4.3 F-4 (Emsien)

Le réservoir F-4 encore appelé « Argilo gréseux d'ALRAR » est présent sur la totalité du projet TINRHERT excepté au Nord-Ouest (non-dépôt lié à l'activité du môle d'Ahara). Son épaisseur varie de 0 à une soixantaine de mètres à l'Est et au Sud de la zone d'étude. Il est constitué de deux bancs de grès plus ou moins développés dont les propriétés réservoirs sont bonnes. Ces deux bancs sont ségrévés en deux sous-unités - le F-4 Supérieur (à grès fins) et le F-4 Inférieur (à grès fins à moyens parfois grossiers) – séparées par un ensemble argilo-gréseux imperméable. Cette formation est riche en Brachiopodes, qui marquent le retour à des conditions plus marines. Les caractéristiques pétrophysiques de ce réservoir sont assez bonnes et varient de 7 à 28%.

I.2.4.4 F-6 (Siluro-Dévonien)

Le réservoir F-6 est constitué d'un ensemble de couvertures et de réservoirs dont les caractéristiques et l'extension subissent des variations complexes. Il présente des épaisseurs importantes au Nord-Ouest (atteignant plus de 300m) et s'amincit progressivement vers le Sud (une dizaine de mètres sur Zarzaitine) jusqu'à disparaître totalement au Sud Est. Ses fortes variations d'épaisseur sont dues essentiellement à la discordance calédonienne (Dévonien-Silurien). Il est constitué d'une série argilo-gréseuse formée de grès fins localement moyens et très poreux, dont le dépôt s'étale du Silurien supérieur (Ludlow et Pridoli) jusqu'au Dévonien inférieur (Praguien et Lochkovien). Il est divisé en sous-unités C (C1-3) d'âge Dévonien Inférieur, B (B1-B2), A et M (M1-M2) d'âge Silurien Supérieur. Son épaisseur importante et ses qualités réservoirs en font un des objectifs principaux.

A. Unités C :

L'unité C3 constitue le terme supérieur du F-6. Elle est formée de grès fins, souvent siliceux, à fines intercalations argileuses. Cette unité qui marque le début de la transgression du Dévonien Inférieur, est assez bien individualisée et sans variations latérales notables. L'unité C2 constitue un niveau plus argileux. Ce n'est ni une bonne couverture, ni un bon réservoir. L'unité C1 est constituée de grès continentaux qui reposent indifféremment sur l'une ou l'autre des unités du Silurien sous-jacent.

B. Unités B :

L'unité B2, qui appartient au Silurien argilo-gréseux, est constituée essentiellement de grès grossier très mal classés, plus ou moins silicifiés, à stratification oblique. Partout où elle existe sous un faciès exclusivement gréseux, l'unité B2 est surmontée par l'unité C1 discordante avec laquelle elle forme un réservoir unique. L'unité B2 est rarement imprégnée d'hydrocarbures. L'unité B1 n'est régionalement ni un réservoir, ni une bonne couverture pétrolière. Les grès présentent parfois des indices d'huile.

C. Unité A :

Elle est constituée de grès propres alternant avec des niveaux argilo-silteux. Cet ensemble constitue un bon réservoir (porosité moyenne de 7 à 16% et perméabilité moyenne de 1 à 653mD).

D. Unités M :

L'unité M2 est un ensemble argilo-gréseux qui se comporte en général comme une couverture. Elle peut cependant être partiellement constituée par des grès gris beiges fins à moyens, principalement dans sa moitié inférieure, et de ce fait, posséder simultanément des caractéristiques de couverture et de réservoir.

L'unité M1 est formée de grès souvent quartzitiques à intercalations d'argiles silteuses.

I.2.5 Silurien argileux

Cette unité est constituée d'argiles noires, schisteuses, silteuses, micacées avec quelques fines intercalations gréseuses ou argilo – gréseuses.

I.2.6 Cambro-ordovicien

La stratigraphie du Cambro-Ordovicien est d'une très grande complexité sur la zone en raison des nombreux événements tectoniques qui ont affecté la région. En effet, en plus des discordances intra-aréniennienne et taconique, plusieurs épisodes glaciaires ont érodé les terrains et abouti au développement de vallées glaciaires.

Le Cambro-Ordovicien comprend trois unités : IV, III et II, elles-mêmes découpées en sous unités.

I.2.6.1 Unité IV

L'unité IV est formée d'un ensemble argilo-gréseux, de grès gris-clair, fin à moyen à ciment siliceux et souvent fissuré. La base de la série est constituée par les dépôts glaciogéniques du IV-2 délimitant les vallées glaciaires et les interfluves. Les argiles noires de cette unité (correspondant à l'IV-2 Supérieur) alternent avec des grès gris-clair (identifiés comme du V2 inférieur).

L'unité IV-3 constitue la phase terminale des dépôts glaciaires scellée par le complexe postglaciaire de l'unité IV-4.

I.2.6.2 Unité III

L'unité III constitue les dépôts préglaciaires séparés des dépôts du IV-2 par une première surface d'érosion glaciaire (GES). Ils sont distribués en trois unités lithologiques distinctes (Unités III-1, III-2 et III-3).

L'unité III-3 est composée d'alternances argilo-gréseuses dont l'équivalent en âge sont les Quartzites de Hamra.

Les grès qui la constituent sont gris-clair à gris sombre, fin à moyen, silico-argileux à siliceux, bien consolidés avec quelques passées d'argile gris-noir à noire, silteuse, micacée, localement pyriteuse, indurée, avec de nombreuses figures sédimentaires et de joints stilolithiques sur carottes.

L'unité III-1 est constituée d'alternances argilo-silteuses (équivalent en âge des Argiles d'El Gassi). Elle est formée d'argile grise à gris-noir, silteuse, micacée, intercalée de grès gris blanc et gris sombre, parfois gris verdâtre très fin à moyen rarement grossier et moyennement à bien consolidé.

I.2.6.3 Unité II

L'unité II constitue les grès et les quartzites à passées conglomératiques du Cambrien (équivalent en âge du Ri et du Ra) reposant sur le socle cristallin. Elle comprend des grès blancs, parfois gris sombre, fin à moyen, rarement grossier, mal classé, siliceux à silicoargileux, bien consolidé souvent compact. Les Grès sont souvent soulignés par des passées d'argile gris sombre à noire, localement verdâtre, silteuse et micacée.

I.3 Systèmes pétroliers

Les deux systèmes pétroliers du Bassin d'Ilizi sont associés aux roches mères du Silurien argileux et du Dévonien moyen à supérieur. Des études plus récentes ont également montré que les argiles de l'Ordovicien ont généré des hydrocarbures. Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensat et huile).

Dans le périmètre du TINRHERT, les réservoirs du Dévonien (F2, F3 et F4) et du Siluro-Dévonien F-6 constituent les principaux objectifs étant donné leurs extensions régionales et les résultats pétroliers enregistrés dans la région. L'Ordovicien et le Cambrien restent des réservoirs intéressants à forts potentiels, mais bien plus difficiles à caractériser et moins connus. Les roches de couvertures rassemblent les argiles du Namurien, du Visée, du Tournaisien, du Silurien et du Dévonien. Les pièges

sont souvent de type structural, des anticlinaux réguliers associés aux failles, d'orientation Nord-Sud, NO-SE et ONO-ESE. Néanmoins, des pièges stratigraphiques ou mixtes, par variations de faciès ou diagenétiques, existent et peuvent s'avérer importants, en particulier dans les dépôts glaciogéniques de l'Ordovicien.

I.4 Principe d'exploitation

Le principe d'exploitation et de traitement de la production issue de ces 17 gisements, retenu, prévoit l'utilisation d'une synergie avec les installations de traitement de gaz existantes sur les régions de STAH (ALRAR) et OHANET (Gaz). En effet, il est prévu de traiter la production de gaz (6.8 Millions m³ /J) dans l'usine de gaz d'OHANET.

En ajoutant une capacité de traitement de 6.7 Millions de sm³ /j de gaz, adjacente à l'usine d'ALRAR.

La production d'huile sera traitée dans les installations de traitement d'huile existantes à Tamadanet, après revamping et ajout d'éventuelles capacités spécifiques.

Ce nouveau volume prouvé de 88 Milliards m³, plus l'apport de 60 Milliards m³ de gaz des découvertes réalisées au cours de ces quatre dernières années, nous a conduits à augmenter le débit de production de 13,5 millions sm³ /j à 27 millions sm³ /j (13 millions à OHANET et 14 millions à ALRAR).

Le nombre de puits contribuant à cette production est passé de 107 puits (POD 2012) à 239 puits à gaz (POD 2016) se décomposant comme suit :

- **Usine OHANET** : 86 puits.
 - First gaz 26 puits (2018) + 24 puits (2019),
 - Phase de développement 23 puits (2020) +13 (2023),
 - Long terme 14 puits (gaz cap), PPH convertie en PPG
- **Usine d'ALRAR** : 116 puits.
 - First gaz 10 puits (2020).
 - Phase de développement 106 puits (2021, 2022, 2023, 2024 et 2025).
 - Long terme 21 puits (gas cap), PPH convertie en PPG

I.5 Horst Nord In Amenas Dévonien F4

Le puits de développement NIA-9 avait pour objectifs les réservoirs à gaz du Dévonien F2 et F6, du gisement Horst Nord In Amenas (Figure 6.58). L'interprétation des diagraphies a confirmé le potentiel en gaz de ces deux réservoirs (F2 et F6), et a permis de mettre en évidence un intérêt pétrolier au niveau du réservoir F4. Afin d'explorer ce réservoir dans cette zone, un DST derrière casing a été réalisé. Le test a donné 143 Stm³/j d'huile (d= 0.807 à 49°C) plus 7.2 m³/j d'eau et un GOR de 152 Stm³/m³, sous duse 32/64", avec une pression en tête de 420 psi. Le résultat ainsi obtenu confère au puits NIA-9 le statut de découverte d'huile au niveau du réservoir dévonien F4.

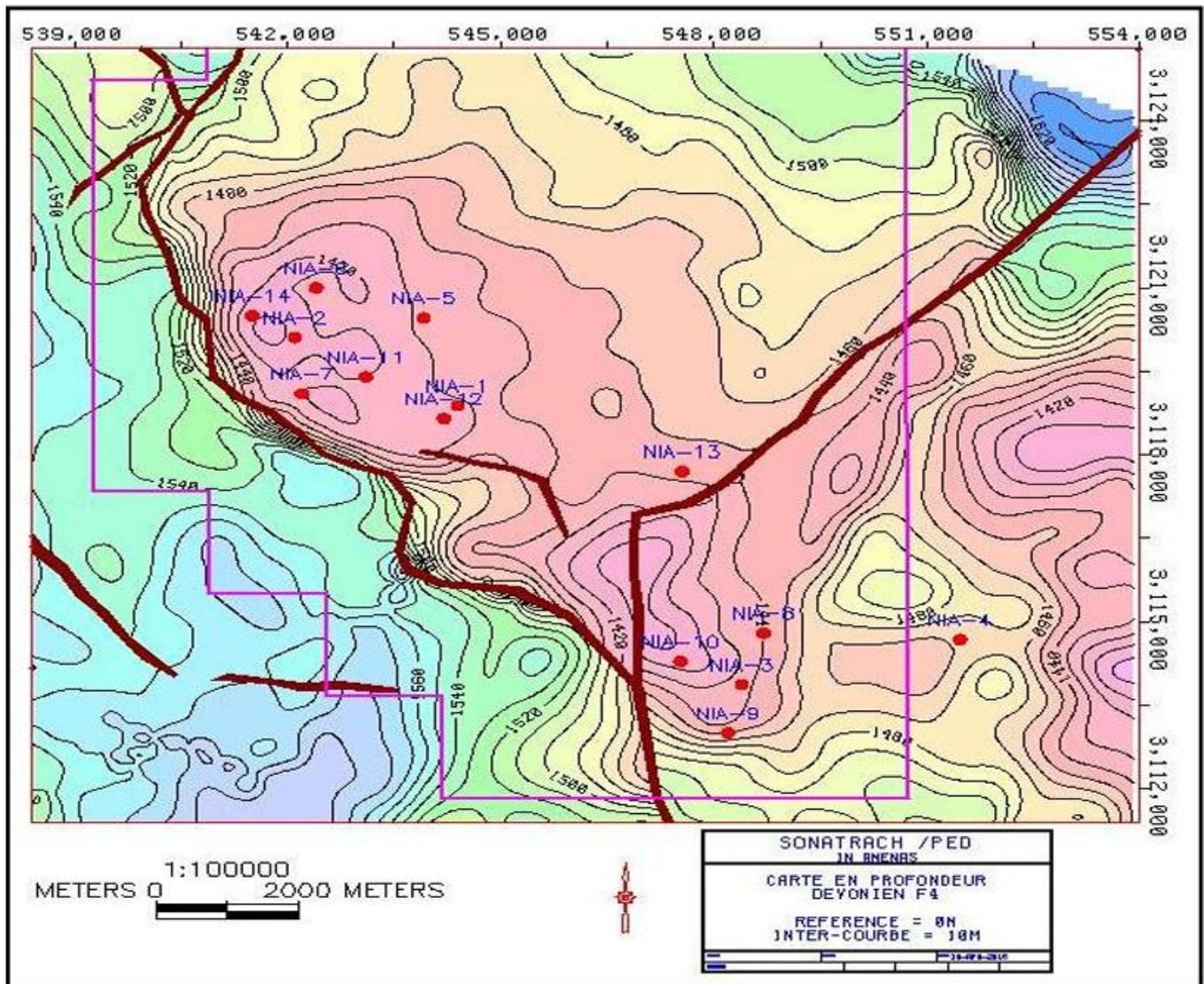


Figure I-3 : Carte structurale TVDSS au toit du Dévonien- Découverte HNIA – Réservoir F4 (Huile).

Les données acquises et disponibles, en particulier, les diagraphies, sont variées et de bonne qualité. Le puits NIA-9 a été interprété, au niveau du réservoir dévonien F4 .

Le schéma de développement huile proposé retient les éléments suivants :

- Trois (3) puits sont dédiés pour la production d’huile, dont deux (2) seront convertis en puits producteur de gaz (blowdown du gas cap, 10 ans après début production d’huile).
- Les conditions de fonctionnement individuel des puits retenus sont les suivantes :
 - Water cut maximal : 95%.
 - Pression de fond minimal : 80 bars (donc au-dessus du point de bulle)
 - Débit minimal d’huile : 2 m3/j.

Tableau I-1 : Les volumes initialement en place découverte d’huile HNIA (F4).

	1P	2P	3P
	HUILE	HUILE	HUILE
	Msm ³	Msm ³	Msm ³
HNIA (F4)	1.6	3.95	3.95

I.5.1 Réserves

Au bout de 30 années de production, la récupération atteindrait 1119 Ksm³ avec un facteur de récupération de 14% . Le plateau de production atteindrait 320 m³/j (durée de ~7 ans).

I.5.2 Production du Gaz Associé et du Gas Cap

Au bout de 30 ans d'exploitation, la production cumulée de gaz associé est de 246 Msm³ et celle du ga cap s'élèverait à 2690 Msm³, ce qui correspond à un taux de récupération de 50% pour le gas cap

La production cumulée d'eau de gisement est estimée à ~ 1.45 Msm³.

Entre les puits dédiés à l'anneau d'huile, et ceux dédiés au gaz cap, la production d'hydrocarbure se décompose de la façon suivante :

- Puits dédiés à l'anneau d'huile :
 - Production cumulée d'huile : 736 Ksm³
 - Production cumulée de gaz : 246 Msm³
- Puits dédiés au Gaz Cap :
 - Production cumulée de condensat : 260 Ksm³
 - Production cumulée de gaz brut : 2690 Msm³

Tableau I-2 : Volumes cumulés d'hydrocarbures (huile)- HNIA.

Type d'hydrocarbure	Cumulé @ 30 ans
Huile	736 Km³
Gaz associé	246 Mm³
Gaz brut	2690 Mm³
Condensat	260 KT
GPL	320 KT

I.6 Conclusion

Le projet de TINHERT l'un des projets essentiels de la société algérienne SONATRACH. Il rentre dans le cadre des Contrats de recherche et d'exploitation signés entre SONATRACH et ALNAFT. L'impact de ce projet sur l'économie national est très considérable à cause de volume de réserve découvert, donc le développement de champ sera un pas prioritaire.

Chapitre II : Performance de système et porte de l'analyse nodale

II.1 Pertes de charge dans le tubing

II.1.1 Introduction

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

Pour un écoulement vertical et incliné, le terme d'élévation est le plus important. L'équation d'écoulement des fluides, qui est valable pour n'importe quel fluide (monophasique où polyphasique) et pour n'importe quelle inclinaison du pipe (figure II-1) est donnée par : [1]

Perte de charge totale = Perte de charge par friction + Perte de charge par élévation + Perte de charge par accélération

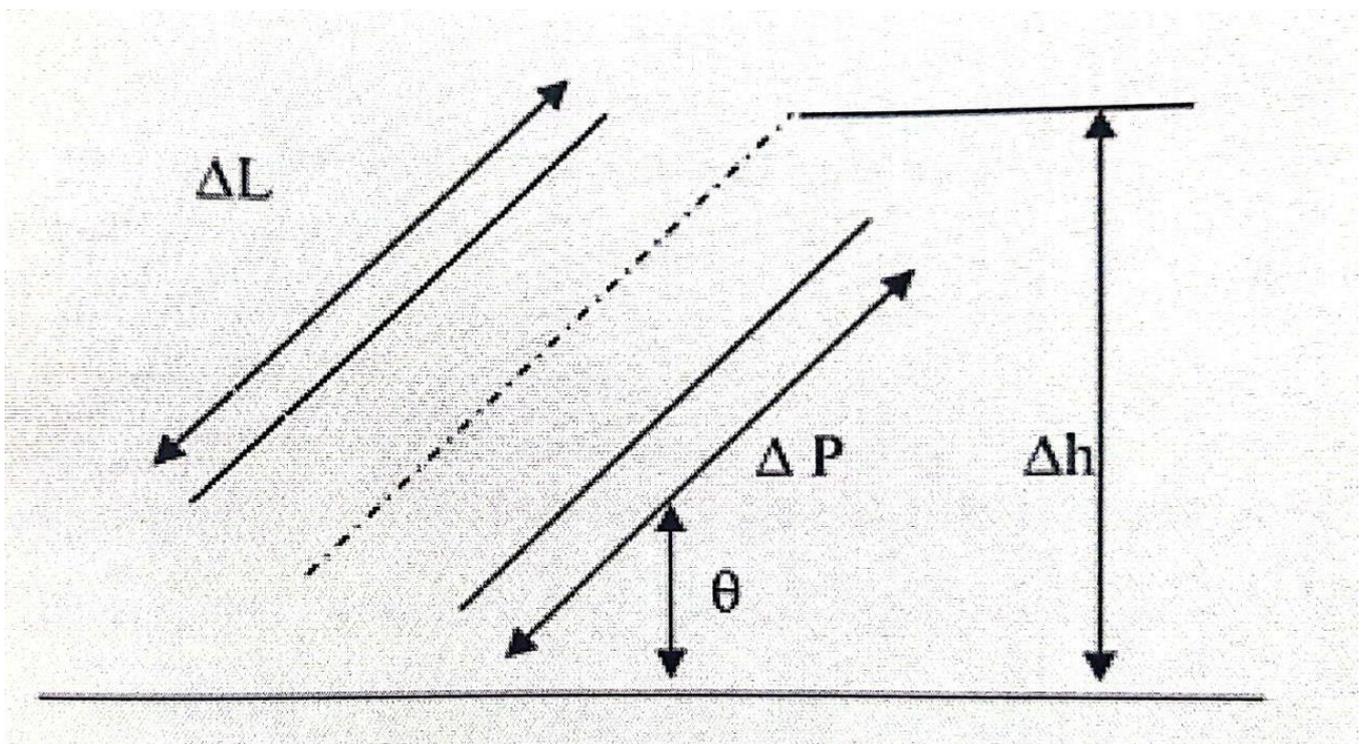


Figure II-1 :La variation de terme d'élévation

II.1.2 Développement des Méthodes de Calcul des Pertes de Charge dans le tubing

II.1.3 Les différents modèles

Plusieurs modèles empiriques existent pour le calcul des pertes de charges liées au tubing de production. Parmi ces modèles on peut citer les modèles suivants : [2]

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

II.1.3.1.1 Modèles homogènes

Ne tient pas compte d'HL pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases. Et 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.1.3.1.2 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 d'HL. Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de pertes 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 d'HL 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.1.3.1.3 Modèles généralisés

Sont apparus pour combler les lacunes laissées par le modèle de glissement. 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.

Les corrélations principales : [3]

Pertes de charge Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique. Beggs et Brill ont récapitulé ces dernières corrélations dans trois catégories principales, chacune varie en termes de complexité et de technique. [3]

- Catégorie A : Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré.
- Catégorie B : L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré.
- Catégorie C : Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés.

Le glissement est défini comme étant le mouvement de la phase gazeuse par rapport à la phase liquide où les deux phases coulent indépendamment à différentes vitesses. Des régimes d'écoulement ont été suggérés pour décrire ces différents types des modèles d'écoulement qui peuvent exister dans l'écoulement multiphasique. Ceux- ci incluant l'écoulement à bulle, a lingot, de transition, et de brume.

Plusieurs corrélations d'écoulements multiphasiques sont développées jusqu'à présent.

Cependant, aucune corrélation ne s'est avérée la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement. Les essais individuels de puits et l'expérience peuvent être employés pour

obtenir la corrélation qui s'adaptera mieux caractéristiques de chaque puits. Au lieu d'avoir des données pour valider un type particulier de corrélation.

Aux Les sections suivantes décrivent certaines corrélations plus prédominantes par le type de catégorie.

➤ **Catégorie A:**

a. Poettmann & Carpenter :

Ils ont utilisé les données de champ pour préparer une corrélation qui a traité l'écoulement multiphasique comme s'il était monophasique, en supposant que l'écoulement est a un degré élevé de turbulence et que cet écoulement serait indépendant des effets de viscosité. Cette méthode peut être employée avec confiance dans les cas ayant les conditions suivantes :

1. L'effet négligeable de viscosité.
2. Le terme de perte de charge due à l'accélération est négligeable (dp/dz) accélération=0.
3. Le type d'écoulement ignoré. Pertes de charge
4. Le facteur de friction est pris comme une valeur moyenne pour toute la longueur de la conduite.
5. Le travail réalisé par le fluide est négligeable. ($W = 0$)
6. Elle est applicable pour les diamètres (2", 2"1/2, 3"), alors que pour un diamètre plus grand, son application est avec précaution.
7. GLR inférieur a 1500 scf/bbl.
8. Débit supérieur à 400 Bpd.

D'après l'équation générale de perte de charge (en considérant les suppositions précédentes).

On a :

$$\int_{P_1}^{P_2} V dp + \Delta h + I_w = 0 \dots \dots \dots (II-1)$$

D'après Fanning

$$I_w = \frac{4f\Delta h v^{-2}}{2gcD} \dots \dots \dots (II-2)$$

Remplaçant (II.2) dans (II.1) et déterminant :

$$\Delta h = \frac{-\int_{P_1}^{P_2} V dp}{\frac{4f\Delta h v^{-2}}{2gcD}} \dots \dots \dots (II-3)$$

$$V = \frac{V_m}{m} \dots \dots \dots (II-4)$$

V: Volume spécifique.

Vm: Volume du mélange d'un BBL.

$$V = \frac{q \cdot V_m}{A} j \dots \dots \dots (II-5)$$

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \dots \dots \dots (II-6)$$

$$V_m = \frac{m}{\rho} \dots \dots \dots (\text{II-7})$$

D'où l'équation (II.3) s'écrit :

$$\Delta h = \frac{\frac{1}{m} \int_{P_2}^{P_1} \bar{V}_m dp}{1 + \frac{f q^2 \bar{V}_m^2}{7.413 \cdot 10^{10} D^5}} \dots \dots \dots (\text{II-8})$$

Si :

$$k = \frac{f q^2 \bar{V}_m^2}{7.413 \cdot 10^{10} D^5} \dots \dots \dots (\text{II-9})$$

Et on a :

$$w = q * m \dots \dots \dots (\text{II-10})$$

D'où:

$$\bar{k} = \frac{f q^2 \frac{m^2}{\rho^2}}{7.413 \cdot 10^{10} D^5} \dots \dots \dots (\text{II-11})$$

$$\Delta h = \frac{\frac{1}{m} \int_{P_2}^{P_1} \bar{V}_m dp}{1 + \bar{k}} \dots \dots \dots (\text{II-12})$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{\Delta P (1 + \bar{k})}{\frac{1}{m} \int_{P_2}^{P_1} \bar{V}_m dp} \dots \dots \dots (\text{II-13})$$

Si:

$$\bar{V}_m = \frac{\int_{P_1}^{P_2} V_m dp}{P_1 - P_2} \dots \dots \dots (\text{II-14})$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{m}{\bar{V}_m} + \frac{m \bar{k}}{\bar{V}_m} \dots \dots \dots (\text{II-15})$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \left[\rho + \frac{f w^2}{7.413 \cdot 10^{10} * \rho D^5} \right] \dots \dots \dots (\text{II-16})$$

b. Fancher & Brown :

La corrélation de FANCHER & BROWN est l'une des meilleures pour le diamètre nominal 2" seulement.

Cette corrélation est un ajustement de la méthode de Poettmann et Carpenter et plus exacte pour des faibles débits et fort GLR à n'importe quel débit.

Elle peut être utilisée avec des bons résultats pour GLR inférieurs à 5000 scf/bbl et des débits inférieurs à 400 BPD, et peut être prolongée vers le Tubing 2"7/8 avec un degré de confiance considérable.

Fancher et Brown utilisaient les mêmes procédures de calcul que celles utilisées par Poettemann et Carpenter avec une petite modification sur la détermination de f (pour GLR<1500 scf/bbl, GLR>300 scf/bbl et 1500<GLR<3000 scf/bbl).

➤ **Catégorie B :**

a. Hagedorn & Brown :

Cette méthode était développée en rassemblant les données expérimentales de pertes de charge et de débit de 1500 puits. Les pressions étaient mesurées pour les écoulements à travers des tubings dont le diamètre extérieur variait entre 1"1/4 et 2"7/8. Une large plage de débits et de GLR était incluse. Les effets de la viscosité du liquide étaient étudiés en utilisant l'huile et l'eau comme phase liquide. L'huile utilisée avait une viscosité, dans les conditions de stockage, de 10, 35 et 110 cp.

Ni le holdup liquide ni le régime d'écoulement n'étaient déterminés pendant l'étude de Hagedorn and Brown, bien qu'une corrélation permettant le calcul du holdup liquide ait été présentée. Les corrélations étaient développées en supposant que le facteur de friction diphasique puisse être obtenu à partir du diagramme de Moody basé sur le nombre de Reynolds diphasique. Ce nombre de Reynolds nécessite une valeur de H_L dans le terme de viscosité.

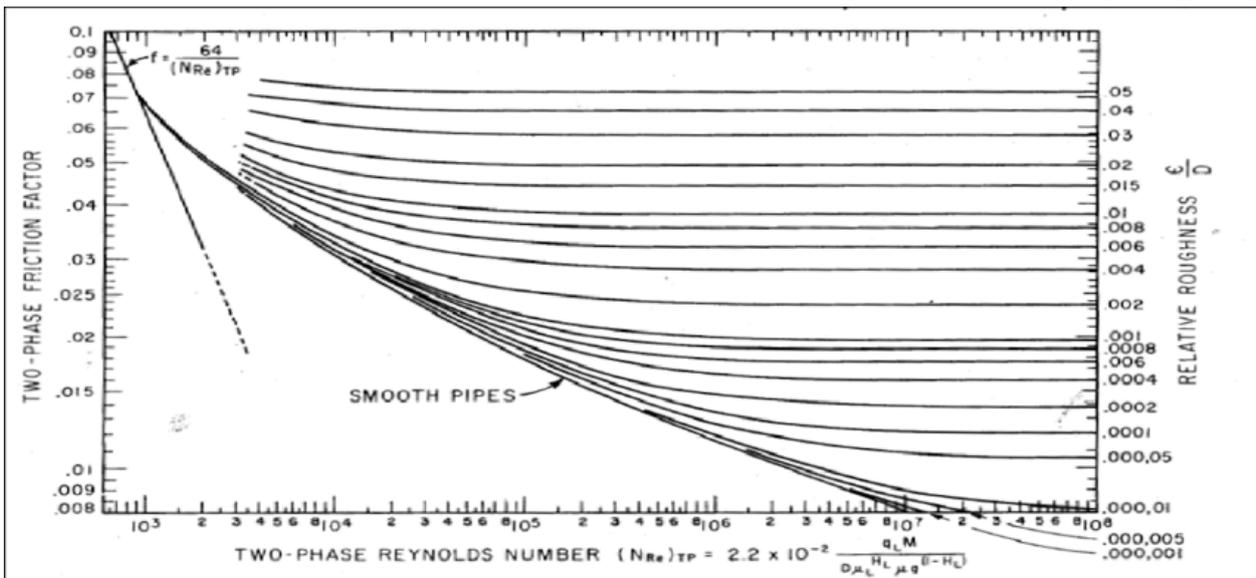


Figure II-2 : corrélation de facteur de friction (d'après Hagedorn & Brown)

Commençant par l'équation du bilan énergétique :

$$144. \frac{g_c}{g} \cdot v dP + \frac{v \cdot dv}{g} + dh + dw_f + dw_e = 0 \dots \dots \dots (II-17)$$

Si le travail $dw_e=0$

$$144. \frac{g_c}{g} \cdot v dP + \frac{v \cdot dv}{g} + dh + dw_f = 0 \dots \dots \dots (II-18)$$

$$dw_f = \frac{f \cdot dh \cdot \bar{v}_m^2}{2 \cdot g \cdot d} \dots \dots \dots (II-19)$$

D'où :

$$144. \frac{g_c}{g} \cdot v dP + \frac{v \cdot dv}{g} + dh + \frac{f \cdot dh \cdot \bar{V}_m^2}{2 \cdot g \cdot d} = 0 \dots \dots \dots (II-20)$$

$$\rightarrow 144. \frac{g_c}{g} \cdot \int_{P1}^{P2} v dP + \int_{v_{m1}}^{v_{m2}} \frac{v_m \cdot dv_m}{g} + \int_{h1}^{h2} dh + \int_{h1}^{h2} \frac{f \cdot dh \cdot \bar{V}_m^2}{2 \cdot g \cdot d} = 0 \dots \dots \dots (II-21)$$

$$144. \frac{g_c}{g} \cdot \int_{P1}^{P2} v dP + \frac{(v_{m2}^2 - v_{m1}^2)}{2 \cdot g} + (h_2 - h_1) + \frac{f \cdot (h_2 - h_1) \cdot \bar{V}_m^2}{2 \cdot g \cdot d} = 0 \dots \dots \dots (II-22)$$

$$(h_2 - h_1) = \frac{144. \frac{g_c}{g} \cdot \int_{P1}^{P2} v dP + \frac{(v_{m2}^2 - v_{m1}^2)}{2 \cdot g}}{1 + \frac{f \cdot \bar{V}_m^2}{2 \cdot g \cdot d}} \dots \dots \dots (II-23)$$

On a :

$$\bar{V}_m = \frac{\int_{P1}^{P2} V_m dp}{P_1 - P_2} \dots \dots \dots (II-24)$$

En injectant dans on obtient :

$$\Delta h = (h_2 - h_1) = \frac{144. \frac{g_c}{g} \cdot (P_1 - P_2) \cdot \bar{V}_m + \frac{(v_{m2}^2 - v_{m1}^2)}{2 \cdot g}}{1 + \frac{f \cdot \bar{V}_m^2}{2 \cdot g \cdot d}} \dots \dots \dots (II-25)$$

$$\bar{V}_m = \bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg} \dots \dots \dots (II-26)$$

$$\Delta h = \frac{144. \frac{g_c}{g} \cdot \Delta P \cdot \bar{V}_m + \Delta \left[\frac{(\bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg})^2}{2 \cdot g} \right]}{1 + \frac{f \cdot (\bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg})^2}{2 \cdot g \cdot d}} \dots \dots \dots (II-27)$$

Puisque $\bar{\rho}_m = \frac{1}{\bar{V}_m}$

$$\Delta h = \frac{144. \frac{g_c}{g} \cdot \frac{\Delta P}{\bar{\rho}_m} \cdot \bar{V}_m + \Delta \left[\frac{(\bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg})^2}{2 \cdot g} \right]}{1 + \frac{f \cdot (\bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg})^2}{2 \cdot g \cdot d}} \dots \dots \dots (II-28)$$

$$\rightarrow \frac{\Delta P}{\Delta h} \cdot 144 = \frac{g_c}{g} \cdot \bar{\rho}_m + \frac{f \cdot \bar{\rho}_m \cdot (\bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg})^2}{2 \cdot g \cdot d} + \bar{\rho}_m + \bar{\rho}_m \cdot \frac{\Delta \left[\frac{(\bar{V}_{sl} + \bar{V}_{sg})^2}{2 \cdot g} \right]}{\Delta h} \dots \dots \dots (II-29)$$

$$\rightarrow \frac{\Delta P}{\Delta h} \cdot 144 = \frac{g_c}{g} \cdot \bar{\rho}_m + \frac{f \cdot w^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m} + \bar{\rho}_m + \bar{\rho}_m \cdot \frac{\Delta \left[\frac{(5.61 \cdot q_o + q_g)^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5} \right]}{\Delta h} \dots \dots \dots (II-30)$$

$$\rightarrow \frac{\Delta P}{\Delta h} \cdot 144 = \frac{g_c}{g} \cdot \bar{\rho}_m + \frac{f \cdot w^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m} + \bar{\rho}_m + \bar{\rho}_m \cdot \frac{\Delta \left[\frac{v_m^2}{2 \cdot g} \right]}{\Delta h} \dots \dots \dots (II-31)$$

Procédure de calcul :

$$1)-m = \left(\frac{1}{1+WOR}\right) \cdot 350 \cdot y_o + y_w \cdot 350 \cdot \left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) + 0.0764 \cdot GLR \cdot y_g \dots\dots\dots(II-32)$$

2)-Le débit massique : $w = q \cdot m$

3)-La masse volumique du liquide est donnée par :

$$\rho_l = \left[\frac{y_o \cdot 62.4 + y_g \cdot R_s \cdot \frac{0.0764}{5.614}}{\beta_o} \right] \left(\frac{1}{1+WOR}\right) + y_w \cdot 62.4 \cdot \left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) \dots\dots\dots(II-33)$$

4)-La masse volumique moyenne du gaz est calculée par :

$$\rho_g = y_g \cdot 0.0764 \cdot \left(\frac{\bar{P}}{14.7}\right) \left(\frac{520}{T}\right) \left(\frac{1}{Z}\right) \dots\dots\dots(II-34)$$

5)-La viscosité du liquide :

$$\mu_l = \mu_o \cdot \left(\frac{1}{1+WOR}\right) + \mu_w \cdot \left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) \dots\dots\dots(II-35)$$

6)-La tension superficielle du liquide :

$$\sigma_l = \sigma_o \cdot \left(\frac{1}{1+WOR}\right) + \sigma_w \cdot \left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) \dots\dots\dots(II-36)$$

7)-Le nombre de viscosité du liquide :

$$N_l = 0.15726 \cdot \mu_l \left(\frac{1}{\rho_l \sigma_l^3}\right)^{1/4} \dots\dots\dots(II-37)$$

8)-Le coefficient du nombre de viscosité liquide (CNL) qui est en fonction du nombre de viscosité liquide, est déterminé à partir de l'abaque

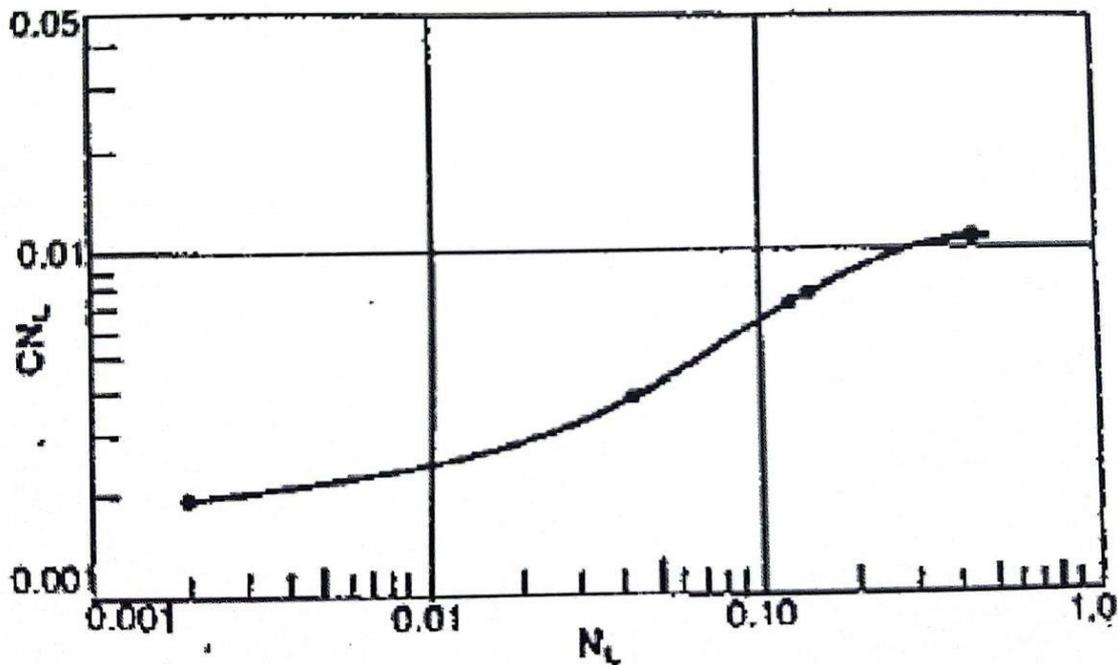


Figure II-3 : Abaque du coefficient du nombre de la viscosité

9)-La vitesse apparente du liquide :

$$v_{sl} = \frac{5.61 \cdot q_l}{86400 \cdot A_p} \left[\beta_o \cdot \left(\frac{1}{1+WOR}\right) + \beta_w \cdot \left(\frac{WOR}{1+WOR}\right) \right] \dots\dots\dots(II-38)$$

Avec :

$$A_p = \frac{\pi \cdot d^2}{4}$$

10)-Le nombre de vitesse apparent du liquide :

$$N_{lv} = 1.938 \cdot v_{sl} \cdot \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l}\right)^{1/4} \dots\dots\dots(\text{II-39})$$

11)-La vitesse apparente du gaz :

$$v_{sg} = \frac{q_l [GLR - R_s \cdot \left(\frac{1}{1+WOR}\right)]}{86400 \cdot A_p} \cdot \left(\frac{14.7}{P}\right) \left(\frac{T}{520}\right) (\bar{Z}) \dots\dots\dots(\text{II-40})$$

12)-Le nombre de vitesse apparente du gaz :

$$N_{lv} = 1.938 \cdot v_{sg} \cdot \left(\frac{\rho_l}{\sigma_l}\right)^{1/4} \dots\dots\dots(\text{II-41})$$

13)-Détermination de régime d'écoulement pour continuer avec la corrélation de Hagedorn & Brown ou bien basculer vers la corrélation de Griffith.

*calcul de la constante 'A' :

$$A = 1.071 - \frac{[0.2218 \cdot (v_{sl} + v_{sg})^2]}{d} \dots\dots\dots(\text{II-42})$$

Si : $A \geq 0.13$, on a utilisé la valeur de 'A' calculé.

Si non ; $A=0.13$

*calcul de la constante 'B' :

$$B = \frac{v_{sg}}{v_{sl} + v_{sg}} \dots\dots\dots(\text{II-43})$$

Si : $B - A \geq 0$; on peut continuer avec la corrélation de Hagedorn & Brown.

Si : $B - A < 0$; on a passe à la corrélation de Griffith.

Premier cas : $B - A \geq 0$ Nous continuons avec la méthode de Hagedorn & Brown :

14)-Le nombre de diamètre de Tubing :

$$N_{lv} = 120.872 \cdot d \cdot \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}} \dots\dots\dots(\text{II-44})$$

15)Le facteur de correction du Hold-Up :

$$\varphi = \left(\frac{P}{14.7}\right)^{0.1} \left(\frac{N_{lv}}{N_{gv}^{0.575}}\right) \left(\frac{CN_l}{N_d}\right) \dots\dots\dots(\text{II-45})$$

16)-Déterminer (H_l / Ψ) à l'aide de l'abaque, en fonction de φ .

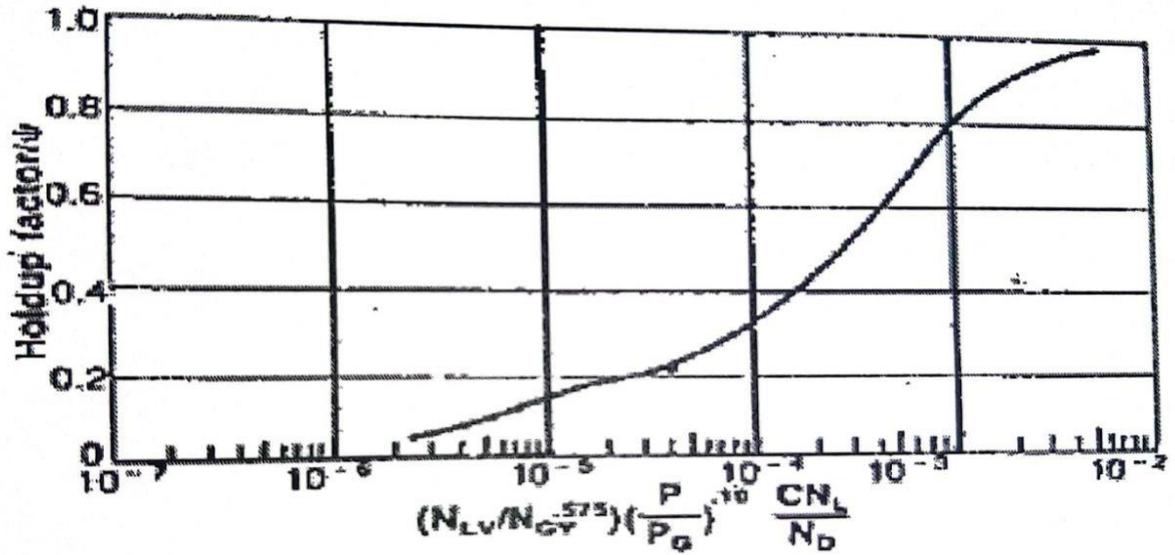


Figure II-4 : Abaque du facteur de holdup

17)-calculant le 2^{ème} facteur de correction : $\varphi = \left(\frac{N_{gv} N_l^{0.38}}{N_d^{2.14}} \right)$

18)-En introduisant cette valeur dans un abaque, on peut déterminer Ψ

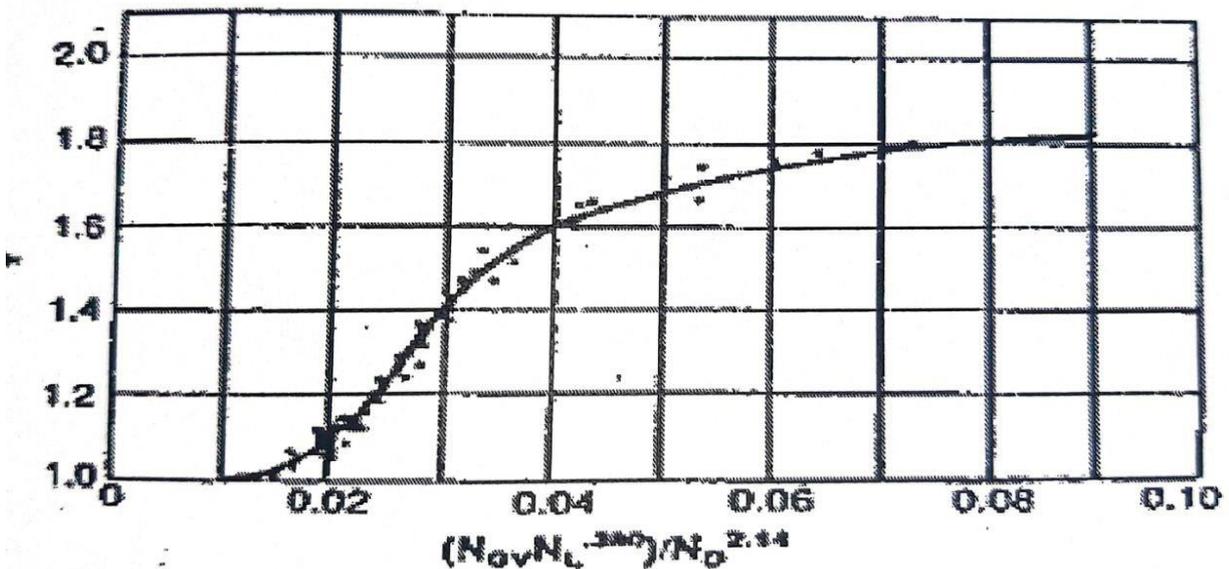


Figure II-5 : Abaque du facteur de correction secondaire

19)-La valeur de Hl : $H_l = \left(\frac{H_l}{\Psi} \right) \cdot \Psi$

Pour une faible viscosité μ_l , il n'y a pas de correction, et $\Psi = 1$

20)-Pour déterminer le facteur de friction (frottement), on calcule le nombre de Reynolds des deux phases (N_{ReTP}):

$$(N_{ReTP}) = \frac{2.2 \cdot 10^{-2} \cdot W}{d \cdot ((\mu_l)^{H_l}) ((\mu_g)^{(1-H_l)})} \dots\dots\dots (II-46)$$

Déterminer la valeur de la rugosité relative (ϵ/d). Avec: ϵ la rugosité.

Si cette valeur n'est pas connue, on prend : $\epsilon = 0.00015ft$.

On introduit les valeurs de (ϵ/d) et (N_{ReTP}): dans un abaque (fig. II.5) et on détermine le facteur de friction.

21)-Le calcul de la densité moyenne des deux phases par deux méthodes :

$$\rho_m = \rho_l \cdot H_l + \rho_g \cdot (1 - H_l) \dots \dots \dots (II-47)$$

$$\rho_m = \frac{M}{v_m} \text{ (Supposons qu'il n'y a pas de glissement).}$$

On utilisera valeur la plus grande des deux ρ_m .

22)-On calcul la valeur de : $\Delta(v_m^2)$

$$\Delta(v_m^2) = (v_{m1}^2 - v_{m2}^2)$$

$$v_{m1} = v_{sl1} + v_{sg1} \text{ Pour la pression } P_1$$

$$v_{m2} = v_{sl2} + v_{sg2} \text{ Pour la pression } P_2$$

23)-Le calcul de Ah correspondant à $\Delta P=(P_1-P_2)$ par la formule :

$$\rightarrow \Delta h = \frac{144 \cdot \Delta P - \rho_m \cdot \Delta \left[\frac{v_m^2}{2 \cdot g} \right]}{\rho_m + \frac{f \cdot w^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m}} \dots \dots \dots (II-48)$$

Deuxième cas : ($B-A < 0$) Nous basculons vers la corrélation de Griffith

14) Calcul H_g :

$$H_g = 0.5 \left[1 + \frac{q_t}{v_s \cdot A_p} - \sqrt{\left(1 + \frac{q_t}{v_s \cdot A_p} \right)^2 - \left(4 + \frac{q_g}{v_s \cdot A_p} \right)} \right] \dots \dots \dots (II-49)$$

V : Vitesse de glissement = 0.8 ft/sec.

15) La densité moyenne du mélange :

$$\rho_m = \rho_l \cdot (1 - H_g) + \rho_g \cdot H_g \dots \dots \dots (II-50)$$

16) Le gradient de friction :

$$\tau_f = \frac{f \cdot \rho_l \cdot v_l^2}{2 \cdot g_c \cdot d_h} \dots \dots \dots (II-51)$$

Avec :

$$v_l = \frac{q_l}{(A_p \cdot (1 - H_g))} \dots \dots \dots (II-52)$$

d : Diamètre hydraulique du pipe (ft).

f : Déterminé à partir de l'abaque fig. (II.5).

17) Déterminer $\frac{\Delta P}{\Delta h}$:

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{1}{144} \cdot \left[\frac{\rho_m + \tau_f}{1 - \frac{W_t \cdot q_g}{4637 \cdot A_p^2 P}} \right] \dots \dots \dots (\text{II-53})$$

d. Gray :

C'est une corrélation largement recommandée pour les puits de gaz et de condensât où la phase prédominante est la phase gazeuse. L'eau où le condensât est considérée comme adhérent à la paroi des conduites, résultant à un terme modifié de la rugosité Elle utilise les paramètres suivants :

$$N_v = \frac{\rho_m^2 V_{sm}^4}{g \tau_m (\rho_l - \rho_g)} \dots \dots \dots (\text{II-54})$$

$$N_d = \frac{g(\rho_l - \rho_g) D^2}{\tau_m} \dots \dots \dots (\text{II-55})$$

$$R = \frac{V_{so} + V_{sg}}{V_{sg}} \dots \dots \dots (\text{II-56})$$

Où :

ρ_m : densité de mélange.

V_{sm} : vitesse superficielle de mélange.

τ_m : tension superficielle de mélange.

D : diamètre de conduite.

Fraction volumique de gaz est estimée en utilisant :

$$f_g = \frac{(1 - E_c)}{(R + 1)}$$

$$E_c = -2.314 \cdot A \cdot B$$

$$A = N_v \left(1 + \frac{205}{N_d} \right)$$

$$B = 0.0841 \left(1 - 0.0554 \ln \left(1 + \frac{730R}{R + 1} \right) \right)$$

La tension superficielle de mélange :

$$\tau_m = \frac{q_o \tau_o + 0.617 q_w \tau_w}{q_o + 0.617 q_w} \dots \dots \dots (\text{II-57})$$

La corrélation de Katz pour la tension superficielle d'huile et d'eau est :

$$\tau_w = (2.115 - 0.119 \ln P) * (0.174 - 2.09 * 10^{-4} * (T - 460)) \dots \dots \dots (\text{II-58})$$

$$\tau_o = 0.044 - 1.3 * 10^{-4} (T - 460) * \frac{P_b - P}{P_b - 2120} * 2.5 \dots \dots \dots (\text{II-59})$$

Où :

P_b : pression de point de bulle

T: température (°R)

L'équation de Colbrook-White est utilisée pour calculer le facteur de frottement :

$$r = r_1 = 28,5 \text{ m/m } V_{2sm} \quad R \geq 0,007$$

$$r = r_g + (r_1 - r_g) R / 0,007 \quad R < 0,007$$

À condition que : $r \geq 2.77 * 10^{-5}$

➤ **Catégorie C :**

a. Beggs & Brill :

Cette équation était développée sur la base d'expérience, en utilisant : [5]

- Des pipes de 1" jusqu'à 1,5".
- Les longueurs d'environ 90 ft.
- Des débits de gaz variables entre 0 à 300Mscft/D.
- Un débit de liquide variant entre 0 à 30 gal/mn.
- Une pression moyenne variant entre : 37 à 95 psia.
- HL variant entre 0 à 87.
- Angle d'inclinaison variant entre : -90 à +90.
- Fluides (air et eau).

b. Orkiszewski :

Développé en utilisant le travail des Duns & ROS et Hagedorn & Brun. Il a utilisé Griffith et Wallismethod pour l'écoulement de bulle, une nouvelle méthode pour l'écoulement en lingots (par bouchons), et Duns & ROS pour l'écoulement transitoire et de brume. Le coefficient de distribution du liquide Triggia peut être employé quand la vitesse de mélange est plus grande que 10 ft/sec. Il a été développé pour éliminer les discontinuités de pression.

c. Duns & Ros :

C'est le résultat du travail de laboratoire où le holdup de liquide et le régime d'écoulement sont observés. Ils ont utilisé une carte du modèle d'écoulement pour déterminer la vitesse de glissement (et par conséquent le holdup de liquide) et le facteur de frottement. Cette corrélation est recommandée pour les puits où les grands rapports gaz-liquide et les vitesses d'écoulement ont induit le comportement de régime.

La méthode de DUNS et ROS est basée sur la détermination de la région d'écoulement en trois régions.

- ✓ Région I : Ecoulement de liquide avec la présence de gaz en bulle ou en bouchon.
- ✓ Région II : Ecoulement de liquide et de gaz par alternance avec des vagues.
- ✓ Région III : L'écoulement continu (stratifié) on a :

$$\rho_l = 62.4 \left[y_o \cdot \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + y_w \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) \right] \dots\dots\dots (II-60)$$

Région I : $0 < N_{gv} < (L_1 + L_2 * N_{lv})$

• Région II : $L_1 + L_2 * N_{lv} < N_{gv} < 50 + (36 * N_{lv})$

Région III : $N_{gv} > 75 + (84 * N)$

Où : N_{lv} N_{gv} sont des nombres de vitesses superficielle du liquide et du gaz et L_1 , L_2 sont des fonctions de N_d (Nombre de diamètre).

$$N_d = 120.872. d. \sqrt{\frac{\rho_1}{\sigma_1}} \dots\dots\dots (II-61)$$

Déterminer le facteur de glissement "Slip factor" qui dépend de la région d'écoulement :

Région I :

$$S = F_1 + F_1 N_{lv} + F'_3 \left(\frac{N_{gv}}{1 + N_{lv}} \right)^2 \dots\dots\dots (II-62)$$

$$F'_3 = F_3 - \frac{F_4}{N_d} \dots \dots \dots (\text{II-63})$$

F1, F2, F3 et F4 Sont des facteurs déterminés à partir des abaques.

Région II :

$$S = (1 + F_5) \cdot \frac{(N_{gv})^{0.982} + F'_6}{(1 + F_7 N_{lv})^2} \dots \dots \dots (\text{II-64})$$

$$F'_6 = 0.029 N_d + F_6 \dots \dots \dots (\text{II-65})$$

F5, F6 et F7 Sont des facteurs déterminés à partir des abaques.

Région III :

S=0

$$H_1 = \frac{1}{1 + \frac{V_{sg}}{V_{sl}}} \dots \dots \dots (\text{II-66})$$

Déterminer le Hold-up des régions I et II :

$$H_1 = \frac{V_s - V_{sg} - V_{sl} \sqrt{(V_{sg} - V_{sg} - V_{sl})^2 + 4 \cdot V_s \cdot V_{sl}}}{2 \cdot V_s} \dots \dots \dots (\text{II-67})$$

Où : V_s : La vitesse de glissement qui dépend de (S) qui est égale à :

$$V_s = \frac{S}{1.938 \cdot \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_1}}} \dots \dots \dots (\text{II-68})$$

Déterminer le gradient de pression due au frottement ;

Région I & II :

$$G_{FR} = \frac{2 F_w \cdot N_{lv} \cdot (N_{lv} + N_{gv})}{N_d} \dots \dots \dots (\text{II-69})$$

$$F_w = \frac{F_1 \cdot F_2}{F_3} \dots \dots \dots (\text{II-70})$$

$$F_3 = 1 + F_1 \cdot \sqrt{\frac{R}{50}} \dots \dots \dots (\text{II-71})$$

Avec : $R = (V_{sg} / V_{sl})$ rapport de viscosité gaz-liquide.

Région III :

$$G_{FR} = 2 \cdot F_w \cdot N_p \cdot \frac{N_{gv}^2}{N_d} \dots \dots \dots (\text{II-72})$$

$N_p = \frac{\rho_g}{\rho_l}$: Rapport de densité gaz-liquide.

$F_w = F_1$ Pour : $\varepsilon > 0.05 \cdot d$

$$F_1 = \frac{1}{(4 \cdot \log(0.027 \cdot \frac{\varepsilon}{d}))^2} + 0.067 \cdot (\frac{\varepsilon}{d})^{1.73} \dots\dots\dots(\text{II-73})$$

Pour : $\varepsilon > 0.05 \cdot d$ La valeur de $(\varepsilon - d)$ doit remplacer la valeur de "d" pour le calcul du gradient de friction, d'où :

$$V_{sg} = \frac{V_{sg} d^2}{(d - \varepsilon)^2} \dots\dots\dots(\text{II-74})$$

Déterminer le gradient total de pression :

Région I & II :

$$G = G_{FR} + G_{ST}$$

$$G_{ST} = H_L + (1 - H_L) \cdot \frac{\rho_g}{\rho_l}$$

G_{ST} : Gradient statique.

Région III :

On tenant compte de l'accélération :

$$G = \frac{G_{FR} + G_{ST}}{1 - (\rho_l \cdot V_{SL} + \rho_g \cdot V_{sg}) \cdot (\frac{V_{sg}}{P})} \dots\dots\dots(\text{II-75})$$

Déterminer ΔP :

$$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{st} = \frac{G_{st} \cdot \rho_l}{144}$$

$$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{fr} = \frac{G_{FR} \cdot \rho_l}{144}$$

$$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{tot} = \frac{G \cdot \rho_l}{144}$$

$$\Delta h = \frac{\Delta P}{\left(\frac{dP}{dh}\right)_{tot}}$$

d. Duns & Ros d'origine :

C'est la méthode éditée originale, sans perfectionnements appliqués dans la corrélation primaire de Duns & ROS. Cette dernière a été développée et optimisée pour l'utilisation avec le condensat.

e. Mukerjee et Brill :

Développée expérimentalement, pour la développer Mukherjee & Brill a utilisé un flowline de 1.5in de diamètre à l'aide d'un flowline en acier incliné à plusieurs angles y'a compris l'écoulement descendant comme régime d'écoulement. Cette équation est recommandée pour l'écoulement incliné ou horizontal.

F. Petroleum Expert :

Cette corrélation combine les meilleurs dispositifs des corrélations existantes. Elle emploie la carte d'écoulement de Gould et Al et la corrélation de Hagedorn Brown dans le slug flow, et des Duns & ROS pour le mist flow. Dans le régime transitoire, une combinaison des résultats de ces modes d'écoulement sont employées.

g. Petroleum Expert 2 :

La corrélation de Petroleum Expert est modifiée pour prévoir la VLP au faible débit et une bonne stabilité.

h. Petroleum Expert 3 :

C'est une modification de la corrélation précédente pour les huiles visqueuses, volatiles et mousseuses.

i. Petroleum Expert 4 :

Corrélation appropriée à n'importe quel fluide même le condensat rétrograde. Particulièrement bonne pour les calculs la chute de pression de canalisation et les calculs d'instabilité (détectant les conditions auxquels l'instabilité se produira).

II.2 Pertes de charge dans le réseau de collecte

II.2.1 Introduction

La détermination des pertes de charge dans les conduites horizontales concerne deux opérations principales de l'industrie pétrolière : [6]

- Le dimensionnement des lignes de transport des mélanges d'huile et gaz.
- Le dimensionnement des collectes de transport du brut depuis la tête de puits

Plusieurs études ont été réalisées pour estimer les pertes de charges dans les conduites horizontales, la première publication dans ce domaine était en 1949 par Lockhart & Martinelli, puis plusieurs corrélations ont été publiées, ces corrélations sont basées sur des études expérimentales à fin de définir des équations générant l'écoulement polyphasique dans les conduites horizontales. Parmi ces corrélations les plus répandus sont :

- Ovide Boulanger (1954)
- Dukle
- Eaton
- Lockhart et Martinelli (1949)
- Beggs et Brill (1973).

A noter qu'il est difficile de juger laquelle de ces corrélations est la plus fiable pour n'importe quel type de fluide et de pipe, car chaque corrélation a été réalisée dans des conditions spécifiées et pour des hypothèses bien déterminées. Dans ce qui suit nous illustrerons la corrélation de Beggs & Brill (1973) qui est la corrélation la plus utilisée dans le calcul des pertes de charge polyphasique des conduites horizontales.

II.2.2 Corrélation de Beggs & Brill

La corrélation de Beggs & Brill est développée à partir des données expérimentales obtenues dans une installation de 1" et 1.5" et de longueur 90 ft. Les paramètres étudiés sont :

- Débit de gaz : de 0 à 300 mscfd
- Débit de liquide : de 0 à 30 gal/min

- Pression moyenne du système : 35 à 95 psia
- Gradient de pression : de 0 à 0.8 psi/ft
- Angle d'inclinaison de -90° à $+90^\circ$
- Les fluides utilisés sont l'eau et l'air

Beggs & Brill ont développé leur corrélation après 580 essais, cette corrélation exige la détermination du régime d'écoulement existant dans la conduite, pour cela ils ont défini des limites pour chaque régime.

Les variables suivantes sont utilisées pour la détermination du régime d'écoulement :

$$N_{FR} = V_m^2 / gd$$

$$\lambda_L = V_{SL} / V_m$$

$$L_1 = 316 \lambda_L^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0009252 \lambda_L^{2.4684}$$

$$L_3 = 0.1 \lambda_L^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5 \lambda_L^{-6.738}$$

Les limites du régime d'écoulement horizontal sont :

- Ségrégation : $L_\lambda < 0.01$ et $N_{FR} < L_1$ ou $L_\lambda > 0.02$ et $N_{FR} < L_2$
- Transition : $L_\lambda > 0.01$ et $L_2 < N_{FR} < L_3$
- Intermittent : $0.01 < L_\lambda < 0.4$ et $L_3 < N_{FR} < L_1$ ou $L_\lambda > 0.4$ et $L_3 < N_{FR} < L_4$
- Distribué : $L_\lambda < 0.4$ et $N_{FR} > L_1$ ou $L_\lambda > 0.4$ et $N_{FR} > L_4$

Le liquide HOLDUP :

Le liquide HOLDUP (taux de présence locale de liquide dans la conduite) est calculé pour chaque type d'écoulement comme suit:

$$H_{L(\varphi)} = \Psi H_{L(0)}$$

Où : Ψ : facteur d'inclinaison

$H_{L(0)}$: le liquide HOLDUP dans une pipe horizontale, il est calculé par la formule suivante:

$$L_4 = a \lambda_L^b / N_{FR}^c$$

a , b et c sont déterminés pour chaque régime d'écoulement à l'aide du tableau suivant :

Tableau II-1 : Coefficients empiriques de Beggs and Brill pour le liquide HOLDUP

Régime d'écoulement	a	b	c
Ségrégation	0.98	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distribué	1.065	0.5824	0.0609

La valeur calculée de $H_{L(0)}$ doit être : $H_{L(0)} \geq \lambda_L$

Le facteur de correction du HOLDUP dû à l'effet de l'inclinaison du pipe est donné par :

$$\Psi = 1 + C [\sin(1.8\varphi) - 0.333 \sin^3(1.8\varphi)]$$

Où :

φ : l'angle du pipe par rapport à l'horizontal.

$C = (1 - \lambda_L) \ln [d L_e N^f_{LV} N^g_{FR}]$; e, f et g sont donnés par le tableau suivant :

Tableau II-2 : : Coefficients empiriques de Beggs & Brill pour C

Régime d'écoulement	d	e	f	g
Ségrégation	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermittent	2.96	0.305	-0.4473	0.0978
Distribué	PAS DE CORRECTION		$C=0, \Psi=1, H_L \neq f(\varphi)$	
Tout régime	4.7	-0.3693	0.1244	-0.5056

Donc la même équation est utilisée pour calculer le HOLDUP pour chaque régime, seuls les coefficients et les exposants utilisés diffèrent d'un régime à un autre.

Quand le régime d'écoulement est transitoire, le HOLDUP doit être calculé en utilisant à la fois les équations du régime intermittent et celui en ségrégation en introduisant deux facteurs A et B :

$$H_L (\text{transition}) = A \times H_L (\text{ségrégation}) + B \times H_L (\text{intermittent})$$

Où :

$$A = L_3 - N_{FR}/L_3 - L_2$$

$$B = 1 - A$$

Une fois $H_L(0)$ est déterminé, la densité diphasique peut être calculée comme suit :

$$\rho_m = \rho_L H_L + \rho_g H_g \dots \dots \dots (\text{II-76})$$

Tel que : $H_g = 1 - H_L$

Le gradient de pression dû à l'élévation est :

$$(dp/dz)_{EL} = g/g_c (\rho_m \sin \varphi) \dots \dots \dots (\text{II-77})$$

Le gradient de pression dû à la friction est :

$$(dp/dz)_f = f_{tp} \rho_n V_m^2 / 2 g_c d \dots \dots \dots (\text{II-78})$$

Où : $\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g$

Le facteur no slip de friction f_n est déterminé à l'aide du diagramme de MOODY ou par l'équation suivante :

$$f_n = 1 / [2 \log (N_{Re} / 4.5223 \log N_{Re} - 3.8215)] \dots \dots \dots (\text{II-79})$$

Où :

N_{Re} : représente le nombre de REYNOLDS,

$$N_{Re} = \rho_n V_m d / \mu_n$$

$$\mu = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g$$

$$f_{tp} / f_n = e^s$$

La fonction s est calculé comme suite :

$$S = [\ln(y)] / \{-0.0523 + 3.182 \ln(y) - 0.8725 [\ln(y)]^2 + 0.01853 [\ln(y)]^4\}$$

$$ET : Y = \lambda_L / [H_{L(0)}]^2$$

Pour des valeurs de Y comprises entre 1/1.2 la fonction S prend pour formule :

$$s = \ln(2.2Y - 1.2)$$

Bien que le gradient d'accélération soit très souvent négligeable, il doit être pris en considération pour les forts débits.

$$(dp/dz)_{acc} = [\rho_m V_m V_{sg} / g c_p] dp/dz$$

Si nous définissons le terme d'accélération comme suit :

$$E_K = \rho_m V_m V_{sg} / g o_p$$

Le gradient de pression totale pourrait donc être enfin calculé par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{g \rho_m \sin \theta + \frac{f_m C_m V_m}{2 g c d}}{1 - \frac{\rho_m V_m V_{sg}}{g \cdot P}} \dots \dots \dots (II-80)$$

II.2.3 Procédure de calcul des pertes de charges par la corrélation de Beggs & Brill:

Le gradient de pression est calculé par l'équation précédente, où :

$$P_{tp} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L) \dots \dots \dots (II-81)$$

Et $\sin \theta = 0$ pour un écoulement horizontal

Les étapes sont les suivantes :

1. premièrement estimer une valeur de DP.
2. Calculer la pression moyenne dans l'intervalle comme suit :

$$\bar{P} = P_1 + \frac{\Delta P}{2}$$

Si P_1 la pression avale :

$$\bar{P} = P_1 + \frac{\Delta P}{2}$$

Si P_1 est la pression amant ;

3. Une partie du calculateur d'analyse PVT : $R_s, B_o, B_g, \mu_o, \mu_g, \mu_w, \sigma_o, \sigma_w$ et Z_g .

4. la densité d'huile : $d_o = \frac{145.5}{131.5 + API}$

5. Calculer la masse volumique du liquide et de gaz aux conditions moyennes de pression et de température :

$$\rho_L = \rho_o \left(\frac{1}{1+WOR} \right) + \rho_w \left(\frac{WOR}{1+WOR} \right) = \rho_o f_o + \rho_w f_w \dots \dots \dots (II-82)$$

$$\rho_o = \frac{350d_o + 0.0764R_s d_g}{5.615B_o}$$

$$\rho_w = \frac{350d_w}{5.615B_w}$$

$$\rho_g = \frac{0.0764d_g \bar{P} 520}{14.7(\bar{T} + 460)Z}$$

6. calculer le débit de gaz et celui du liquide :

$$\begin{aligned} q_g &= \frac{3.2710^{-7} Z(R-R_s)(\bar{T}+460)}{\bar{P}} \dots \dots \dots (II-83) \\ \bar{q}_L &= 6.4910^{-5} (q_o B_o + q_w B_w) \end{aligned}$$

7. Calculer la vitesse superficielle du gaz, liquide, et celle du mélange :

$$\begin{aligned} V_{SL} &= q_L / A_P \\ V_{Sg} &= q_g / A_P \dots \dots \dots (II-84) \\ V_m &= V_{SL} + V_{Sg} \end{aligned}$$

8. Calculer le flux max de gaz, liquide et total :

$$\begin{aligned} G_L &= \rho_L V_{SL}, G_g = \rho_g V_{Sg} \\ G_m &= G_L + G_g \dots \dots \dots (II-85) \end{aligned}$$

9. Calculer le no-slip HOLDUP :

$$\lambda = \frac{q_L}{q_L + q_g} \dots \dots \dots (II-86)$$

10. Calculer le nombre de Froude, la viscosité du liquide, la viscosité du mélange et la tension superficielle :

$$N_{FR} = \frac{V_m}{gd} \dots \dots \dots (II-87)$$

$$\mu_L = \mu_g f_g + \mu_w f_w \dots \dots \dots (II-88)$$

$$\sigma_L = \sigma_o f_o + \sigma_w f_w \dots \dots \dots (\text{II-89})$$

11. Calculer le nombre de Reynolds le nombre de vitesse de liquide :

$$N_R = \frac{G_m d}{\mu_m} \dots \dots \dots (\text{II-90})$$

$$N_{LV} = 1.934 V_{SL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{0.80} \dots \dots \dots (\text{II-91})$$

12. Déterminer le type d'écoulement et le HOLDUP comme il est expliqué précédemment.

13. Calculer la masse volumique des deux phases : $\rho_{tp} = \rho_L H_L + \rho_g (1 - H_L)$

14. Calculer le rapport du facteur de friction :

$$\frac{f_{tp}}{f_{ns}} = e^s \dots \dots \dots (\text{II-92})$$

La fonction s est calculée comme suit :

$$S = [\ln (y)] / \{ -0.0523 + 3.182 \ln (y) - 0.8725 [\ln (y)]^2 + 0.01853 [\ln (y)]^4 \}$$

et: $Y = \lambda_L / [H_{L(0)}]^2$

$$\dots \dots \dots (\text{II-93})$$

Pour des valeurs de Y comprises entre 1/1.2, la fonction S prend pour formule :

$$S = \ln (2.2Y - 1.2)$$

15. Calculer le facteur de friction no-slip

$$f_{ns} = 0.0054 + \frac{0.5}{(N_R)^{0.32}}$$

16. Calculer le facteur de friction des deux phases :

$$f_{tp} = f_{ns} \frac{f_{tp}}{f_{ns}}$$

17. Calculer DP par :

$$\Delta P = \frac{\Delta Z \left(\frac{f_{tp} G_m v_m}{2gd} \right)}{1 - \frac{\rho_{tp} v_m v_{sg}}{gP}} \dots \dots \dots (\text{II-94})$$

18. Si la perte de charge estimée dans l'étape (1) est différente de celle calculée, utiliser la valeur calculée et refaire les calculs à partir de l'étape (2) jusqu'à trouver une valeur estimée égale à celle calculée.

II.3 Analyse nodale

II.3.1 Introduction

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur) et de prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance du puits. Elle est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50. Elle consiste à combiner les possibilités de réservoir de produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface.

L'utilisation pratique des idées de Gilbert était limitée due aux restrictions des méthodes disponibles à cette époque pour modéliser les performances des éléments individuels du système. Plus tard le choix était large avec les modèles de calcul disponibles et l'apparition des ordinateurs qui ont mené à la réapparition des idées de Gilbert dans les années 80. La nouvelle contribution visant la simulation numérique du système de production permet d'optimiser la production (avoir un débit désiré). La méthode d'analyse d'un système de production était appelée "analyse nodale" par K. E. Brown, et cette appellation a été généralement acceptée.

La figure II.6 représente un schéma simplifié de l'écoulement de l'effluent lors de la production et les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur. Il peut être subdivisé comme suit :

1. L'écoulement dans le milieu poreux,
2. Complétion (stimulation, perforation, et gravel pack),
3. L'écoulement dans le tubing vertical ou dirigé (restriction, vanne de Sécurité),
4. L'écoulement en surface dans les réseaux de collecte (duse, pipes, vannes, etc..).

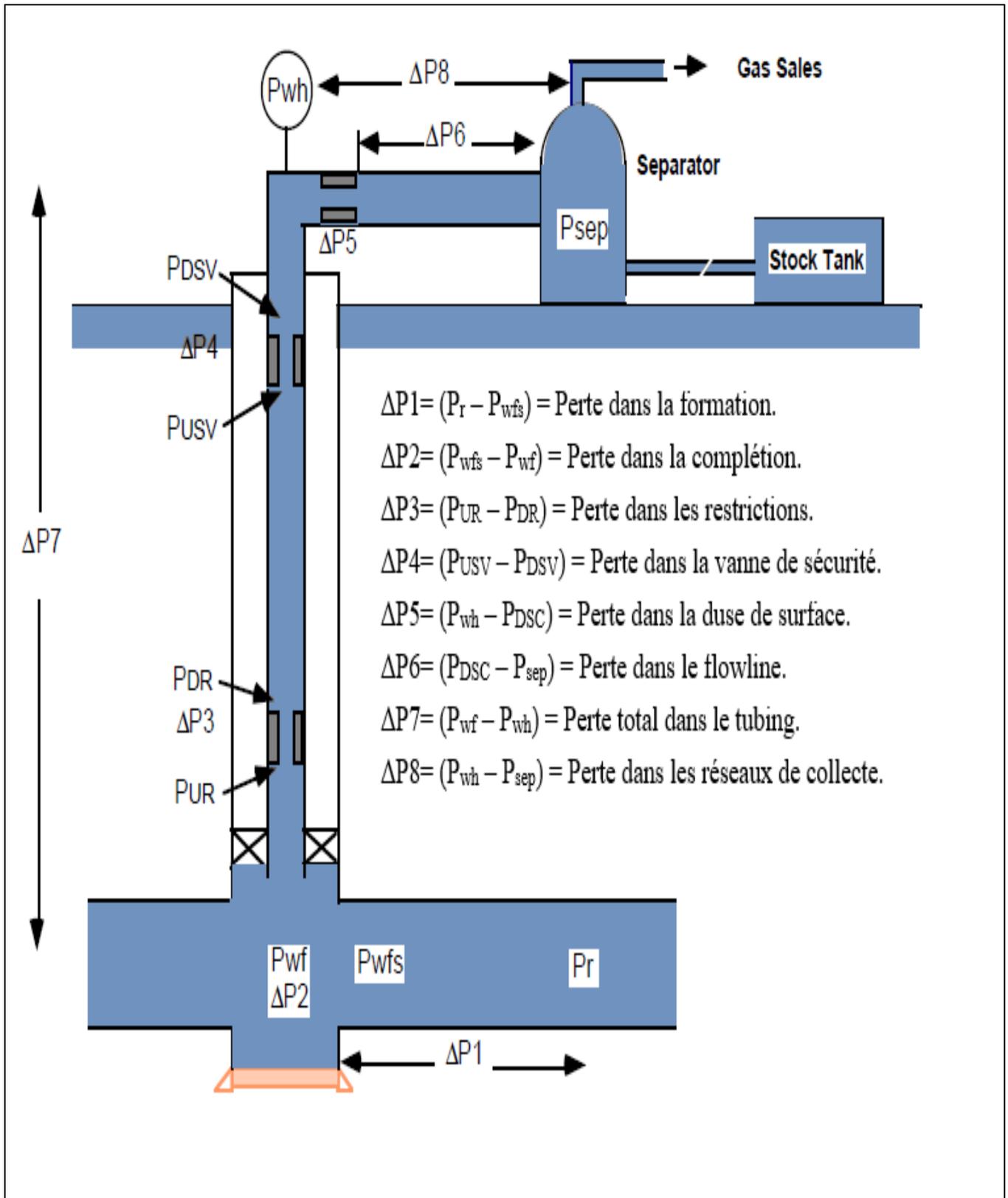


Figure II-6: Perte de charge possible dans un système de production

II.3.2 Concept de l'analyse nodale

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou des segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La Figure II.7 montre les emplacements des divers nœuds. Ces nœuds sont classifiés en tant que nœuds fonctionnels quand la différence entre la pression à ce nœud et la pression ou la réponse du débit peut être représentée par une certaine fonction mathématique ou physique.

Il faut noter que dans le système il y a deux pressions qui ne sont pas fonction du débit qui sont : P_r et P_{sep} et/ou la pression de tête du puits P_t si le puits est commandé par la Duse. Le choix et le dimensionnement des différentes composantes est très important, mais en raison de l'interaction entre elles, un changement de la chute de pression dans l'une peut changer le comportement de la chute de pression dans toutes les autres. Ainsi nous pouvons optimiser la performance du système de la manière la plus économique en isolant l'effet de chaque composante sur toute la performance du système.

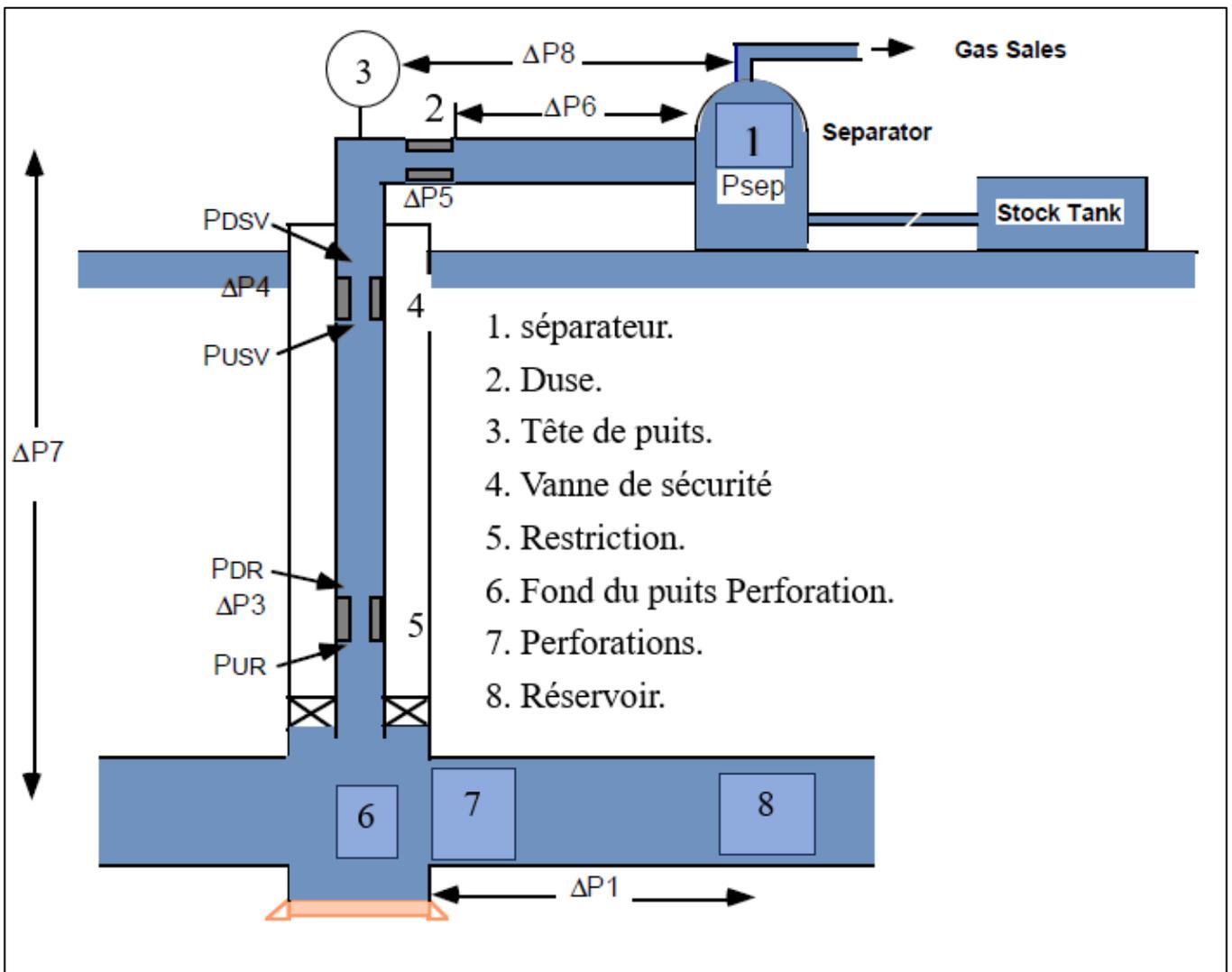


Figure II-7: Les différentes positions des nœuds.

II.3.3 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 nœud dans le puits et diviser le système au niveau de ce nœud. Les nœuds utilisés sont montrés sur la figure II.7 Tous les composants en amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow est composée par tous les éléments en aval du nœud.

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au niveau du nœud :

- ▶ Le débit entrant égal à celui sortant.
- ▶ Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

- ▶ Inflow : $P_{\text{node}} = P_r - \Delta P_1$
- ▶ Outflow : $P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} + \Delta P_2$ ou $P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} + \Delta P_2$

Où : ΔP_1 : les pertes de charge avant le nœud

ΔP_2 : les pertes de charge après le nœud

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 du système.

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'Outflow ne change pas.

Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation. La procédure est la suivante :

- Choisir les composants à optimiser,
- Sélectionner l'endroit du nœud qui ressentira l'effet du changement dans le composant choisi,
- Développer les expressions pour l'Inflow et l'Outflow,
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des IPR,
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants choisis en traçant l'Inflow ou l'Outflow.

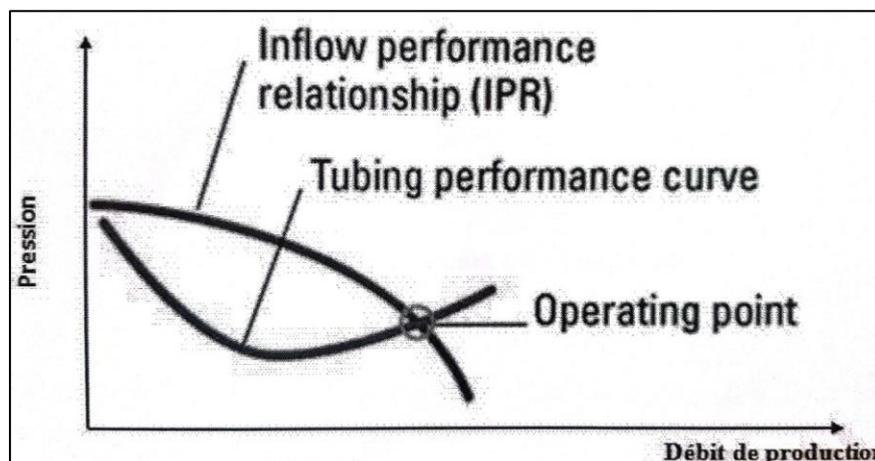


Figure II-8: point de fonctionnement

II.3.3.1 Les différentes positions du nœud

II.3.3.1.1 Nœud 1 : (séparateur)

Le choix du nœud au niveau du séparateur permet d'étudier l'effet de la pression de séparateur sur le fonctionnement du puits.

Les données nécessaires sont :

- IPR mesuré du puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.

La figure II.9 montre l'effet des différentes valeurs de la pression de séparateur sur le débit de production du puits; il est clair que la production est maximale si la pression de séparateur est aussi faible que possible.

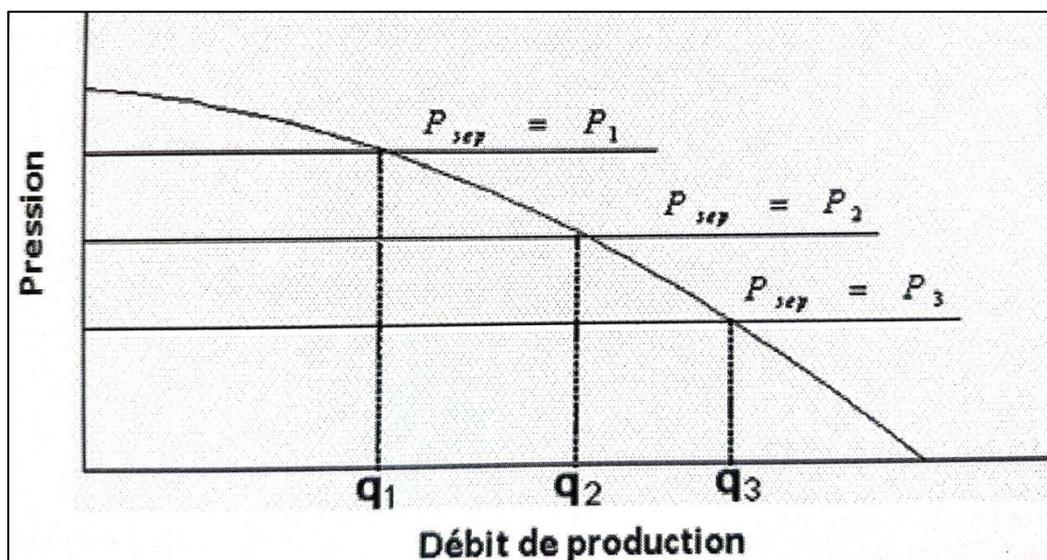


Figure II-9: l'effet de la pression de séparation.

II.3.3.1.2 Nœud 2: (duse)

L'emplacement de nœud 2 (duse) nous permet d'étudier l'effet de la duse et de contrôler le débit de production. Les données nécessaires sont:

- IPR.
- Chute de pression en fonction de débit.
- L'équation $P_{wf} = f(\text{GLR}, q, \varnothing)$.

Avec:

\varnothing : Diamètre de la duse 1/64 in.

q: Débit de production

La figure II.10 montre l'effet du diamètre de la duse sur la performance du puits.

$D_{\text{duse}} \uparrow = Q \uparrow$

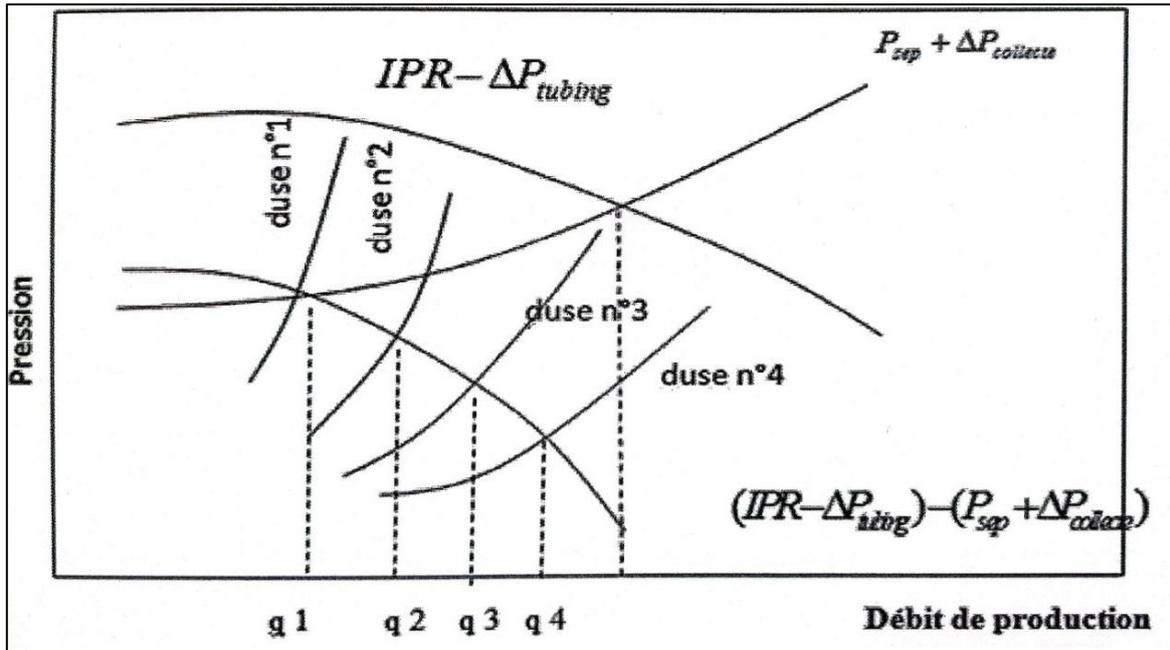


Figure II-10: l'effet du diamètre de la duse.

II.3.3.1.3 Nœud 3: (tête du puits)

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des flowlines sur la performance du puits.

Les données nécessaires sont :

- IPR (Inflow Performance Relationship) du puits.
- Chute de pression du tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit. Pression de séparation.

La figure II.11 montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits, l'augmentation du diamètre de la collecte ($D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$) est suivi par une augmentation de débit de production ($q_1 \rightarrow q_2 \rightarrow q_3$).

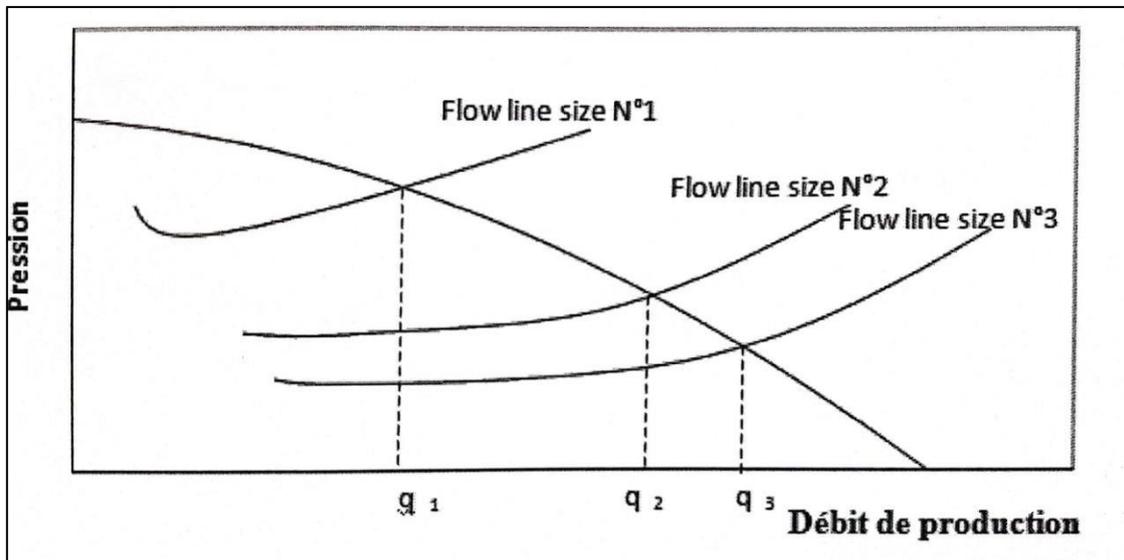


Figure II-11: l'effet du diamètre du flowline.

II.3.3.1.4 • Nœud 6: (fond du puits)

Le choix du nœud dans le fond du puits nous permet d'étudier l'effet de l'IPR (nœud au fond du puits) et de diamètre de tubing sur la performance du puits. Les données nécessaires sont:

- Courbe d'IPR mesurée dans le trou de puits.
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction de débit.
- Pression de séparation.

La figure II.12 montre l'effet des différentes courbe IPR sur la performance du puits. On suppose que:

- IPR (1): courbe IPR pour une couche colmatée.
- IPR (2): courbe IPR pour une couche non colmatée; non stimulée.
- IPR (3): courbe IPR pour une couche stimulée.

Ces courbes indiquent le bénéfice de stimulation d'un puits.

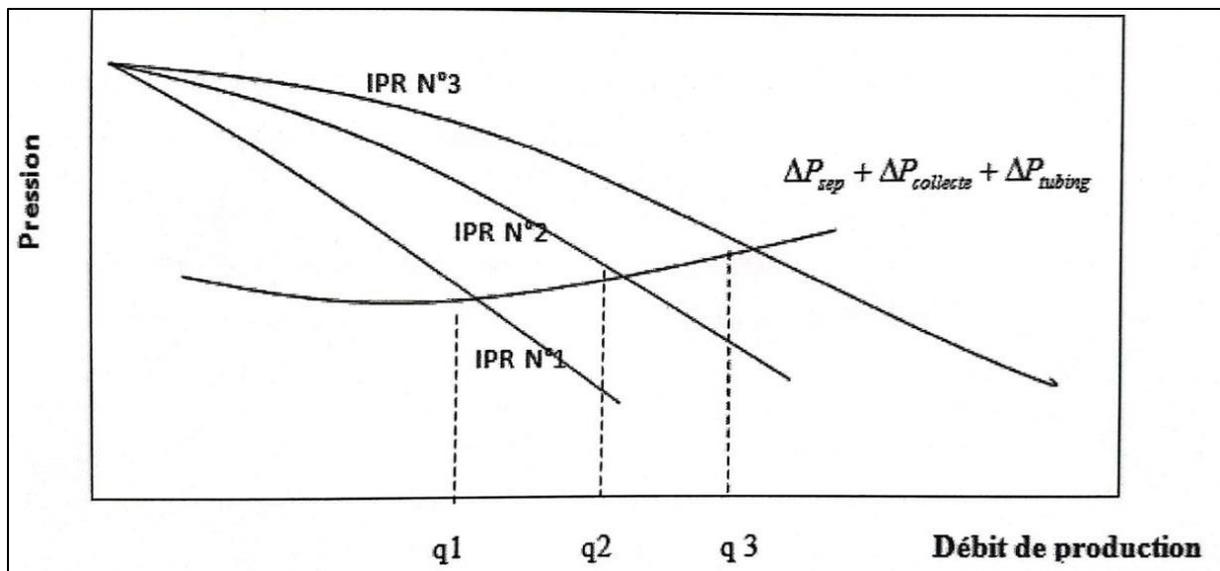


Figure II-12: effet des différentes courbes IPR.

La figure II.13 montre l'effet de quatre diamètres de tubing sur la performance du puits: l'augmentation du diamètre de tubing de ($D_1 \rightarrow D_2 \rightarrow D_3$) est liée par une augmentation de débit sauf pour D_4 qui a tué le puits, donc le D_2 (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre optimal du tubing pour ce puits.

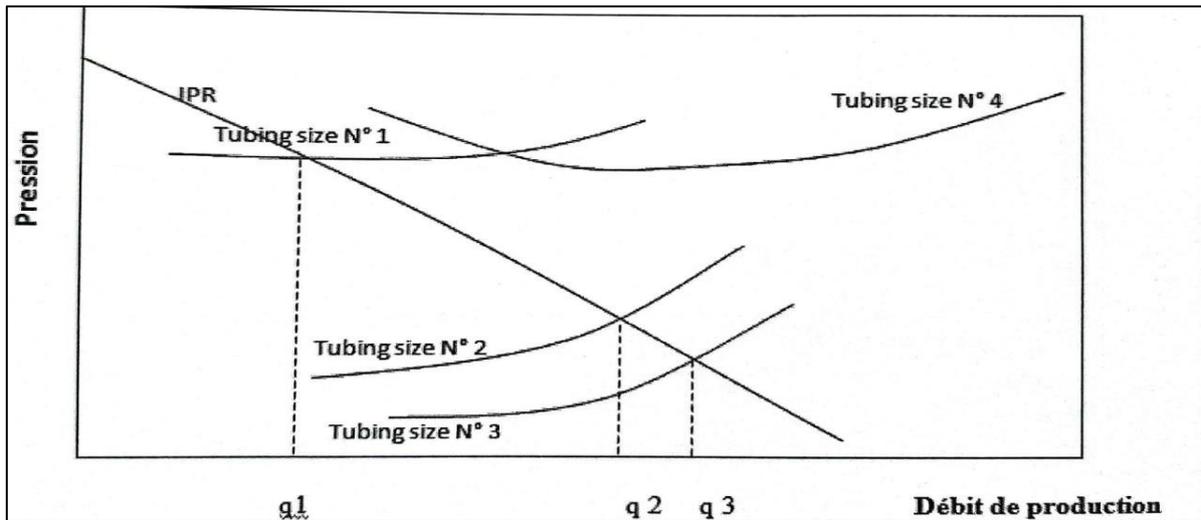


Figure II-13: l'effet du diamètre du tubing

II.3.3.1.5 Nœud 8: (réservoir)

Le choix du nœud dans le réservoir permet de savoir l'effet de l'épuisement du réservoir sur la performance du puits. Les données nécessaires sont :

- IPR.
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit.
- Chute de pression dans le réseau de collecte en fonction du débit.
- Pression de séparation.

La figure II.14 montre l'effet du déclin de la pression dans le réservoir. Le déclin de pression dans le réservoir s'accompagne avec un déclin de la production.

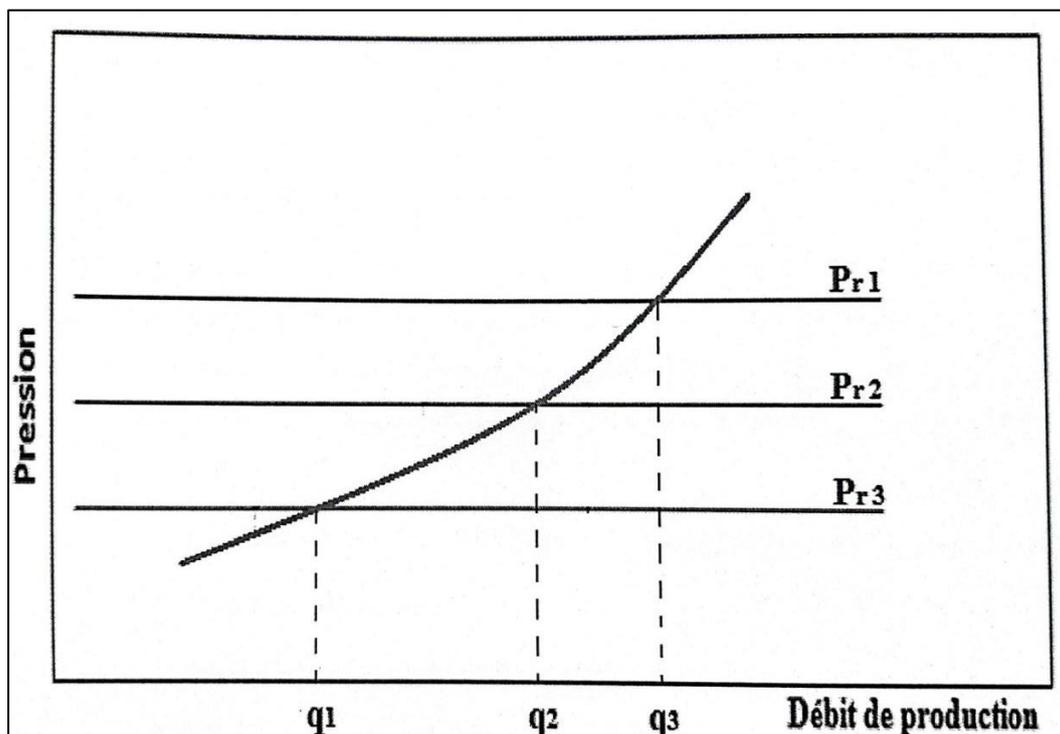


Figure II-14 : l'effet du déclin de la pression du réservoir.

II.3.3.2 Objectifs de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit avec lequel un puits d'huile ou de gaz produira avec la Considération des limitations de la géométrie et de la complétion du puits (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peuvent être liées au temps) un puits cessera de produire.
- Définir le moment opportun pour l'installation d'un mécanisme d'activation artificielle et aider dans le choix de la méthode d'activation
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié.
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affecte négativement ou positivement débit de production).
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut améliorer la production.

II.3.3.3 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.

L'analyse nodale est souvent utilisée pour l'optimisation des paramètres suivants:

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

II.4 Conclusion

L'analyse nodale est un outil indispensable pour les ingénieurs de production pétrolière. Elle permet non seulement d'optimiser la performance des puits et des réseaux de collecte, mais aussi d'assurer une gestion efficace et durable des ressources, contribuant ainsi à la rentabilité et à la sécurité des opérations.

Chapitre III : Modélisation du Puits et du Réseaux de Surface

III.1 Généralités

III.1.1 Définition

Un réseau de transport des effluents des puits est un système de conduites interconnectées utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour acheminer les fluides extraits des puits de production vers une installation centrale de traitement. Ce réseau comprend des pipelines, des collecteurs et des équipements auxiliaires, tels que des vannes, des pompes et des compresseurs, conçus pour transporter en toute sécurité et efficacement le pétrole brut et le gaz naturel. Le but de ce réseau est de faciliter la séparation, la purification et la préparation des hydrocarbures pour le transport ultérieur, le stockage ou la vente.

III.1.2 Plans de réseaux de collecte

- Collectes individuelles.
- Collecte avec manifolds satellites.

a) Collectes individuelles

- avantage : contrôle permanent de l'état de chaque puits,
- inconvénient : peut devenir très onéreuse si le nombre de puits est élevé ou la superficie du champ importante.

b) Collecteurs satellites

Regroupement de plusieurs puits en une seule conduite de gros diamètre. Nécessité de doubler la collecte principale par une ligne de test.

Avantage : prix de revient relativement bas sur champs très étendus.

Inconvénients : (essentiellement techniques) :

- Capacités des conduites calculées sur données Prévisionnelles.
- La production totale peut être polluée par un seul puits (eau, sel, ...).
- L'huile de la ligne de test doit être chassée avant l'essai du puits suivant.

III.1.3 Implantation

- Dans les zones habitées : collectes enterrées,
- Dans les zones désertiques : enterrées ou en surface,
- En offshore (mer ou lac) : reposent sur le fond.

III.2 Technologie des collectes

III.2.1 Matériel tubulaire avec vannes aux extrémités

- Généralement, tubes d'acier soudés fabriqués sous la norme API"5L" et "5 LX" appellation line-pipe.
- Etudes actuelles pour collectes en tubes en fibre ou flexibles armés (techniques Coflexip). Les vannes sont des robinets essentiellement à boisseaux (manœuvre facile).

III.2.2 Accessoires des collectes

III.2.2.1 But

Prévu en fonction des quelque problèmes majeurs, ce réseau de transport des effluents des puits est conçu pour répondre aux défis spécifiques suivants :

- Corrosion interne et externe,
- Dépôts : sable, sel, paraffines, carbonates, hydrates,
- "slugs" liquides et tampons dans le transport diphasique,
- Impératifs de sécurité.

III.2.2.2 Remèdes

Corrosion externe

- Joints isolants entre brides.
- Revêtements.
- Fixations à des anodes métalliques pour protection cathodique.

Corrosion interne

- Injections de produits inhibiteurs.
- Revêtement interne.
- Aciers spéciaux.
- Racleurs.

Dépôts solides : racleurs

Bouchons liquides et tampons de gaz :

- Séparateurs de purge sur les parties hautes d'une collecte huile.
- "slug-catchers" (capacités tampons) en position basse à l'arrivée d'une collecte gaz.
- Racleurs.

Particularités concernant le passage des racleurs :

- Passages très fréquents.
- Utilisation de gares de racleurs au départ et à l'arrivée.
- Utilisation de vannes à réceptacles (départ et arrivée - exemple : vanne ITAG ou PIG ITAG à boisseau cylindrique 1/4 de tour).

Sécurités collecte

Elles concernent les problèmes de pression. Vannes "fail-safe" commandées par pilotes intégrés ou à distance et installées sur la sortie latérale tête de puits. Fermeture du puits en cas d'incident (haute ou basse pression collecte).

Principaux constructeurs : OTIS, AXELSON, CAMERON.

Divers sécurité

- Lyres de dilatation pour remédier aux effets de températures élevées (fluide transporté très chaud ou température extérieure très élevée).
- Ancrage sur masses fixes pour combattre les efforts sur les installations ou les effets naturels tels que les glissements de terrain.

Les types de collecte

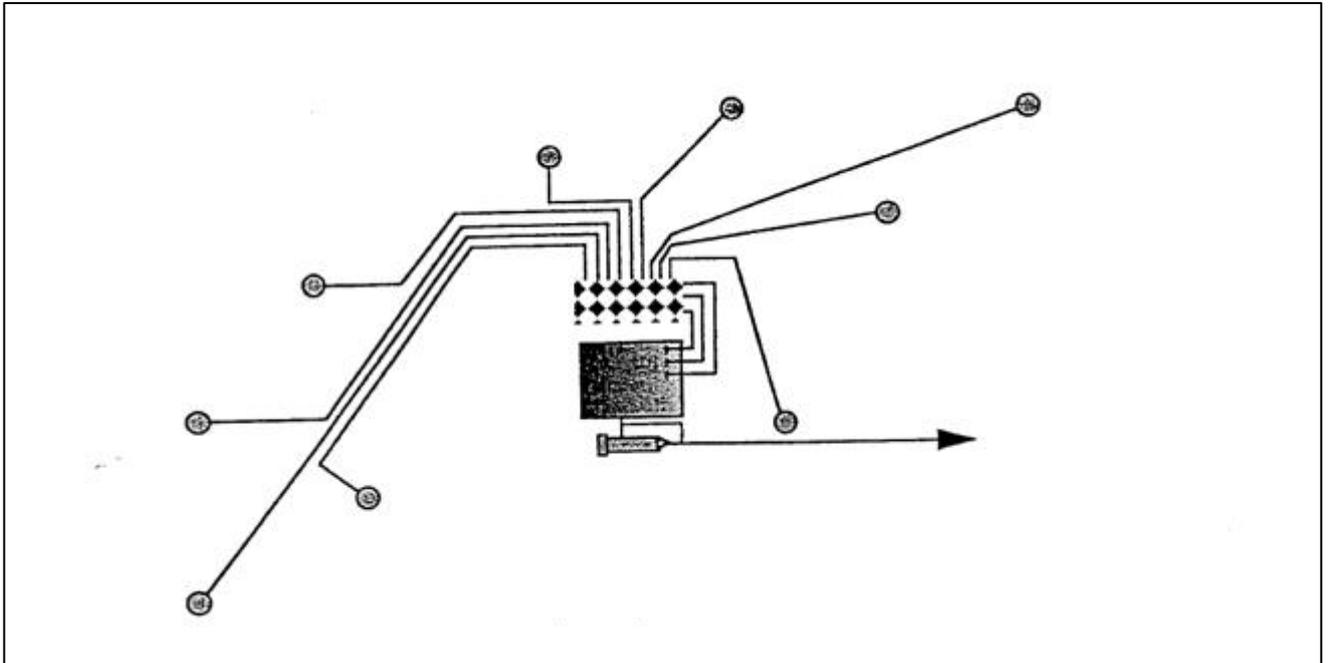


Figure III-1 : collecte par lignes individuelles

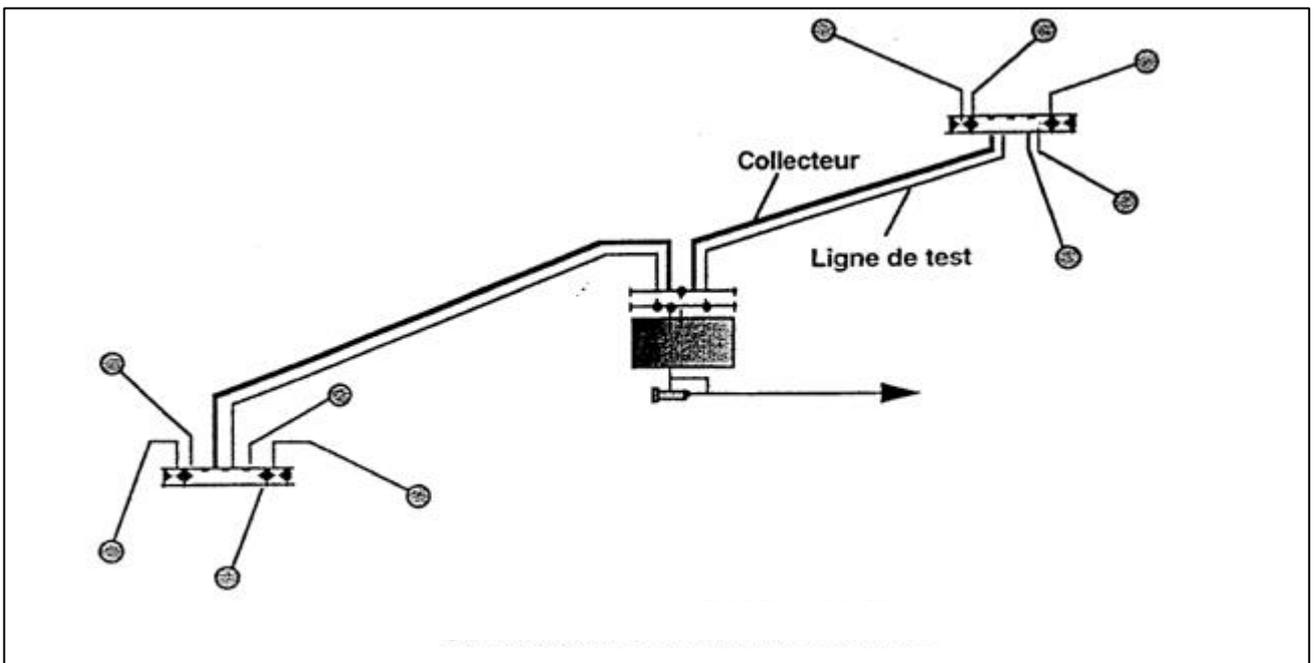


Figure III-2 : collecte avec manifolds satellites

Les racleurs

Les racleurs ou "go devils" sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide. Ils sont à cet effet munis de garnitures assurant une étanchéité suffisante contre les parois.

Il existe de très nombreux modèles conçus pour répondre à tous les besoins particuliers :

A- Des pistons destinés à vérifier l'absence de corps étrangers dans la conduite ou à séparer des envois de deux produits différents. Ils peuvent être constitués par de simples balles en caoutchouc mousse ou par un ensemble de coupelles d'étanchéité montées sur un axe.

B- Des racleurs de nettoyage ou de maintenance. Ils sont munis de brosses. On les utilise pour enlever les dépôts de rouille, de sels et de paraffine.

C- Des racleurs avec lames en carbure de tungstène. Ces racleurs sont envoyés avant la première mise en service d'une conduite pour rogner les gouttes de soudure formant saillie aux joints des tubes.

Dans certains cas, il est nécessaire de repérer le passage ou la position d'un racleur. Par exemple, lorsque celui-ci sépare deux produits différents ou lorsque l'on craint un coincement. On place alors dans un logement ménagé sur l'appareil une pastille radioactive décelable au compteur de Geiger.

Enfin, certains racleurs de grande dimension sont articulés pour franchir les courbes de faible rayon.

Les gares de racleurs

Les gares de racleurs sont des dispositifs utilisés pour introduire et recevoir les racleurs dans une conduite en service, sans en interrompre le fonctionnement ou en ne l'interrompant que durant un minimum de temps.

• Gares de racleurs classiques

Elles sont constituées par un sas portant un système d'ouverture rapide. Un bypass permet d'isoler le sas et de dévier la production dans un circuit auxiliaire pendant les manœuvres. Les installations sont semblables au départ et à l'arrivée ; le sas d'arrivée est seulement prévu plus grand que le sas de lancement pour permettre la réception simultanée de plusieurs racleurs.

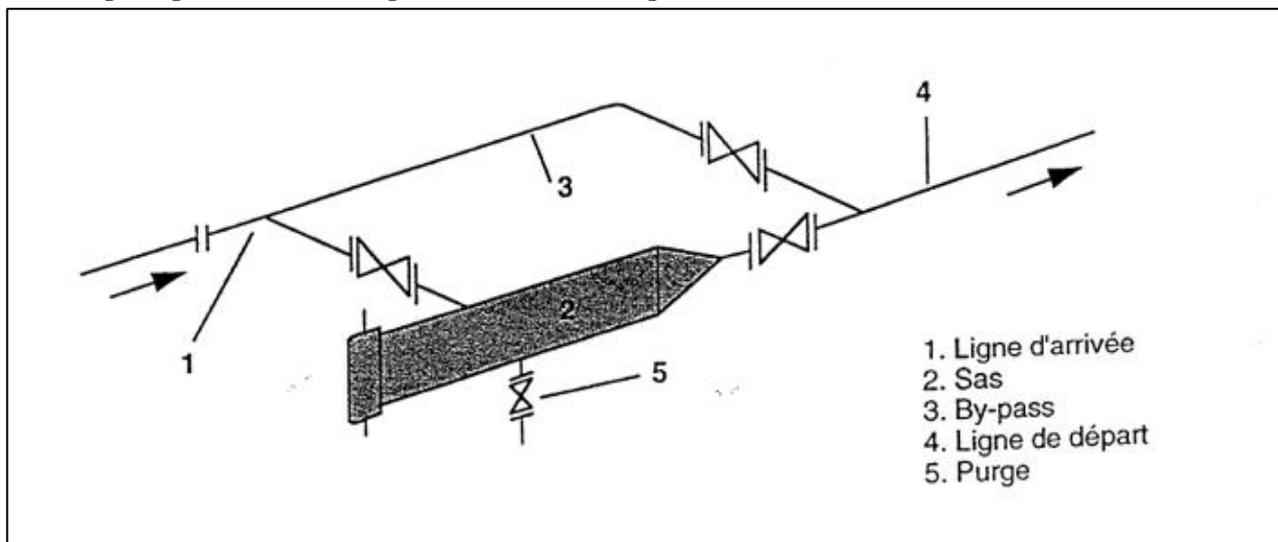


Figure III-3 : gare de racleurs

III.3 Le modèle de puits

Pour construire notre modèle de puits, on ouvre le simulateur PIPESIM, On sélectionne créer un puits et l'espace de travail s'affiche, on sélectionne le type de puits producteur ou bien injecteur, à partir de l'onglet tubulaires, on ajoute le tubage et le tubing par les glisser sur la tête de puits.

Le logiciel propose plusieurs options, allant de la sélection du tubage à choisir la profondeur et d'autres paramètres. Nous utilisons les données issues de la fiche technique du programme de forage pour construire le modèle.

Folio N° 01		EQUIPEMENT DU PUIT						
NIA 9		PPH	COMPLETION SIMPLE		RESERVOIR : F4			
TETE D'ERUPTION					COUPE SCHEMATIQUE DU PUIT			
Marque : CAMERON Pression de sec. : 3000 Embase: 11" 3000 VANNES SAS MARQUE CAMERON NOMBRE 01 et Série 2'9/16.5000		Type : C Attache Tbg : Olive Réduction : 7" 1/6.3000 x 2" 9/16. 5000 Maître : LAT-TBG CAMERON 02 2'9/16.5000		Raet. Sup.: BFW 5"ACME Susp. Tbg Olive : ICC-CXS Fileté 2" 7/8 EU Fileté 2" 7/8 EU Etanchéité s/ tbg. PKB de tête : //	Z Sol : 604.67 Z Forage : 613.82 Z Production : 604.67 Origine cotes Spool Prod. :			
COLONNE TUBING					<p> Ø Colonne surface : 13" 3/8 Foré Ø 16" → 0.65 Sp. att. tbg Sp. Prod. Sbt. 512.85 Foré à : 513.85 → CSG 9" 5/8 P 110 - 47# Foré à : 1813.00 → CSG Ø : 7" Gr: P110 Lbs. 29 - 32 Foré à : 1814.85 → TBG Ø : 2" 7/8 Gr. : J55 Lbs. 6.50 Sbt. à 1813.00 Foré à : 1814.85 Top ciment derrière 7" à : 1560.85 Foré Ø 8" 1/2 → 2053.30 2063.08 2073.40 2079.17 2080.49 2096.85 2105.85 2238.85 Sabot 7" à : 2263.85 Foré jusqu'à : 2264.85 </p>			
Désignation	Nb.	Type	Diam	Longueur		Cote Product.	Ø mini	Observations
Sabot	01	EU	2" 7/8	0.13		2080.49		Manchon 2" 7/8
Tubing court	01	EU	//	1.19				J55 - 6.50 # - RI
Siège	01	D	//	0.48		2079.17		CAMCO, Bore : 2" 813
Tubing court	01	EU	//	3.92				J55 - 6.50 # - RI
Packer	01	PFH	7"	2.08		2073.40		WEATHERFORD - PFH Size : 32 - 35, H = 0.71
Tubing	01	EU	2" 7/8	9.61				J55 - 6.50 # - RII
Siège	01	X	//	0.18		2063.08		OTIS, Bore : 2" 313
Tubing	01	EU	//	9.60				J55 - 6.50 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.07	2053.30		WEATHERFORD	
Tubing	217	EU	//	2049.70			J55 - 6.50 # - RII	
Tubing court	01	EU	//	1.98			J55 - 6.50 # - RI	
Olive	01		7" 1/6	0.20			CAMERON, ICC-CXS	
					2081.14		Fileté en 2" 7/8 EU	
PERFORATIONS								
(Réservoir : F4)								
NIVEAUX PERFORES	Hauteur	Type de Perfo.	Diamètre du Perfo.	Densité au m.	Calage	Nbr. de coups Tirés		
De 2096.85 à 2105.85	09.00	CC	4" 1/2	17	CCL	153		
OBSERVATIONS:								
* Colonne casing 7" mixte de : 0 à 1797 m en 29 Lbs. - P110 de : 1797 à 2263,85 m en 32 Lbs. - P110								
					Annulé le folio N° 00 Mis à jour le : 12 / 09 / 2013 Fin opération le : 05 / 09 / 2013 Vu D. AHMED HAMADA			

Figure III-4 : la fiche technique de Puits NIA 9

Après la construction du modèle, il ressemble comme suite :

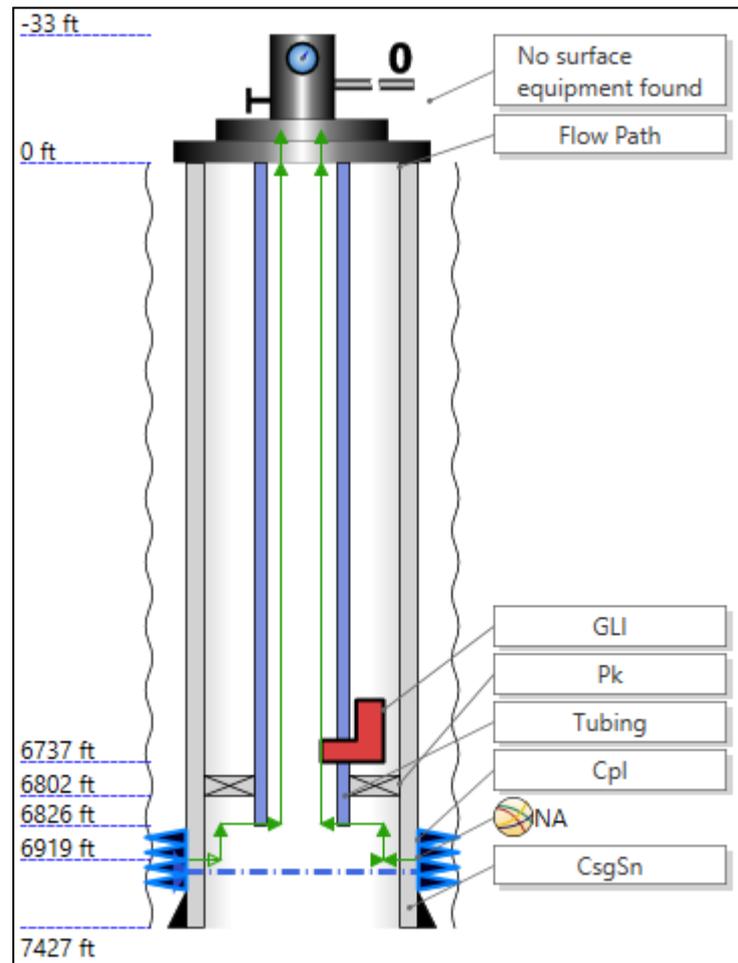


Figure III-5 : le modèle du puits dans le simulateur

III.3.1 Completion

La deuxième étape consiste à déterminer la profondeur de perforation du puits (liaison puits/réservoir) à partir de la diaggraphie du puits et des données pétrophysiques qui ont été fournies comme suit [4] :

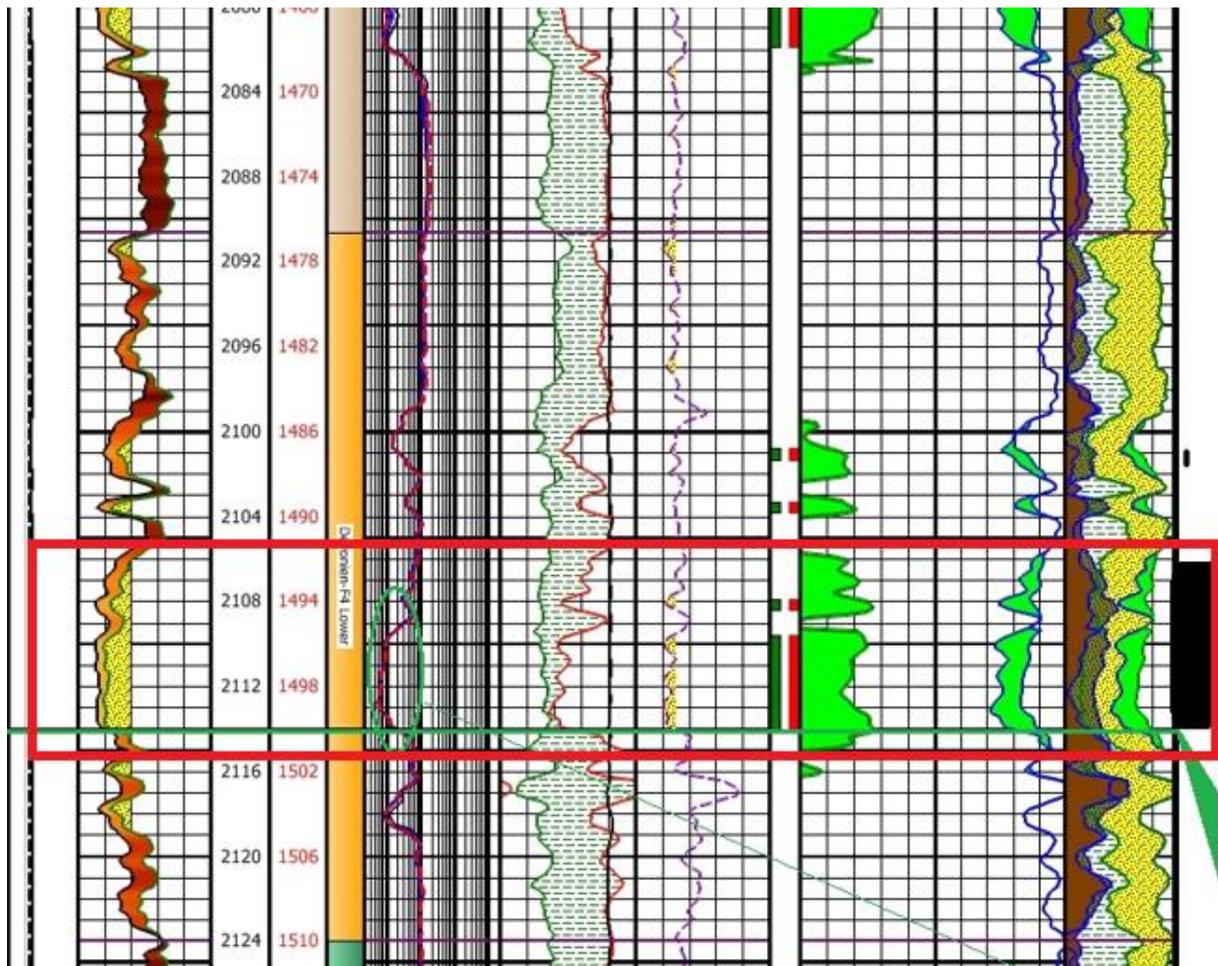


Figure III-6 : résultats petrophysique du puits NIA9

Le simulateur prend un seul point de perforation, donc on saisit le moyen de l'intervalle de perforation selon notre fiche technique.

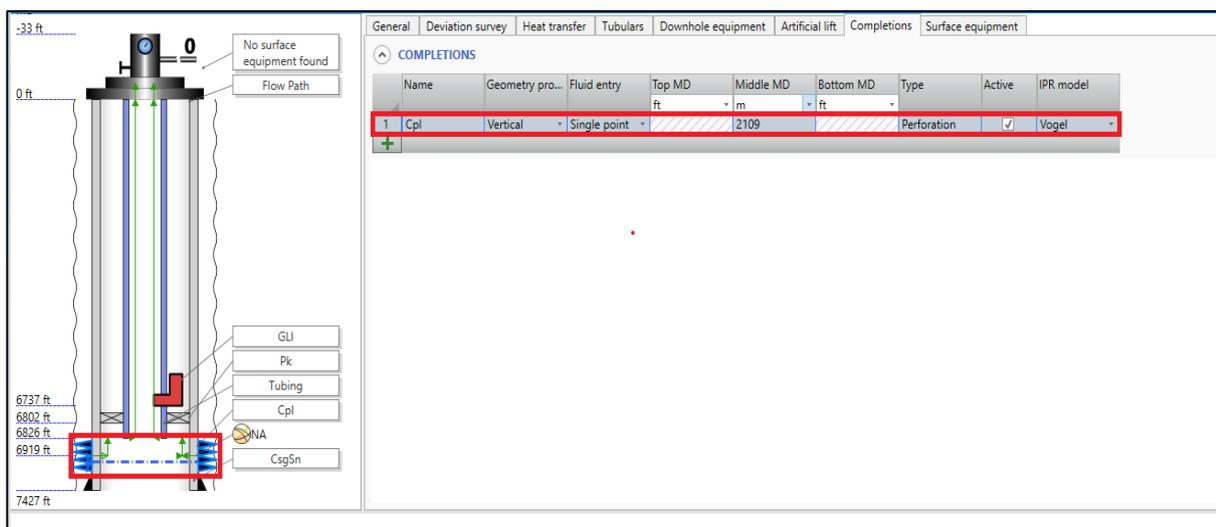


Figure III-7 : les niveaux de perforations sous forme d'un seul point dans logiciel.

III.3.2 Le reservoir

Saisies de données du réservoir (Réservoir data input) :

La qualité de la représentation du réservoir par le logiciel repose sur les données des tests de puits. Dans notre situation, nous avons accès à un test DST, comme indiqué ci-dessous :

Tableau III-1 : Informations sur le DST.

Test	Date	Pg (bar)	Pf (bar)	Pt (bar)	Débit (Sm ³ /h)
DST	22/08/2013	186	138	44	5,8

La température du réservoir évaluée à 107 °C à partir des données pétrophysiques
Nous intégrons toutes ces informations dans le logiciel.

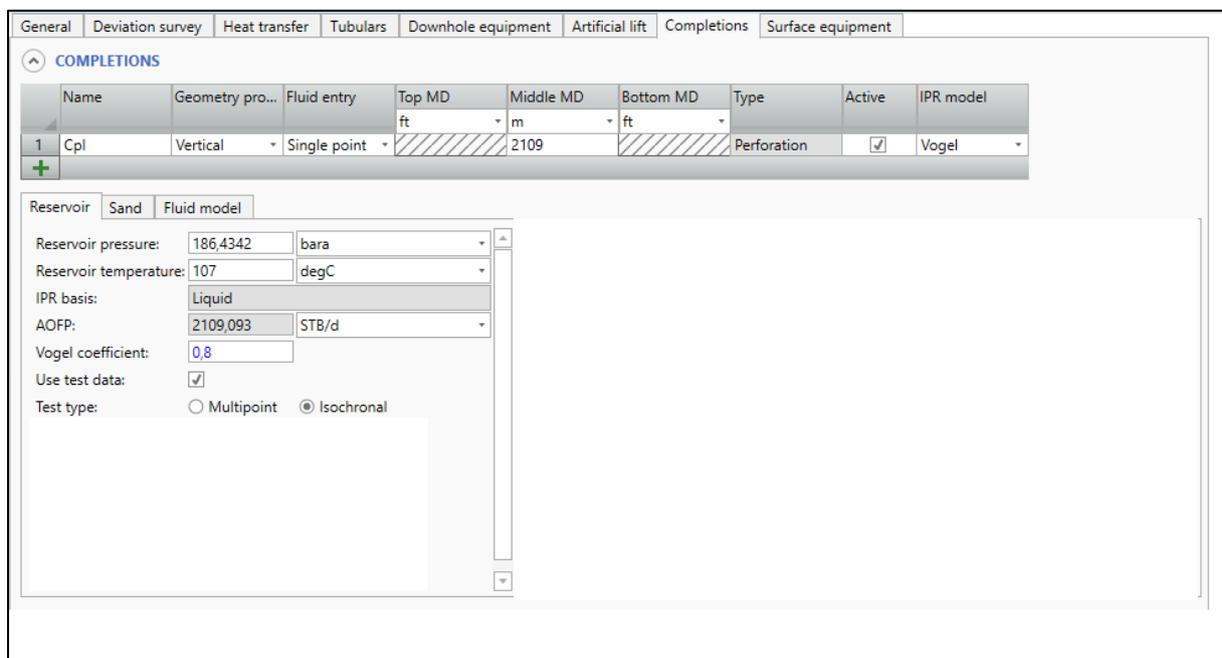


Figure III-8 : Onglet "Réservoir" dans le simulateur.

III.3.3 Le modèle de fluide

Les fluides "Black oil" sont modélisés en trois phases : l'huile, le gaz et l'eau. La quantité de chaque phase est définie dans les conditions du bac de stockage en spécifiant les ratios des phases gaz et eau, généralement le ratio gaz/huile (GOR) et le water-cut. Les propriétés à des pressions et des températures autres que celles du bac de stockage sont déterminées par des corrélations empiriques. On suppose que l'eau reste en phase liquide. La propriété clé pour déterminer le comportement des hydrocarbures en phase est le rapport gaz/huile en solution, qui est utilisé pour calculer la quantité de gaz dissous dans l'huile à une pression et une température donnée [5].

III.3.3.1 Les propriétés PVT

Le tableau ci-dessous présente les données disponibles pour notre puits qui devaient compléter les informations du simulateur afin d'obtenir des résultats plus fiables :

Tableau III-2 : Les propriétés PVT.

Le modèle de fluide	Water cut (%)	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Densité de Gaz	Densité d'eau	Densité d'huile(DOD)
Black oil	0	111,7	0,7	1,02	0,8

En insérant ces statistiques dans notre logiciel, les informations sur les fractions de contaminations ne sont pas disponibles car une analyse PVT approfondie n'a pas été faite pour notre puits, l'onglet fluide est illustré dans la (Figure III-9) :

Figure III-9 : les propriétés de modèle black Oil dans Pipesim.

III.3.4 Courbe de performance de réservoir (IPR)

Une fois que divers ensembles de données ont été introduits dans le simulateur, comme le modèle de puits, les entrées de réservoir et le modèle de fluide, on peut observer une courbe d'IPR (Figure III-10). Étant donné que la pression actuelle du réservoir est inférieure à la pression du point de bulle, l'équation de **Vogel** a été retenue pour modéliser la relation de performance d'écoulement (Inflow Performance Relationship, IPR) dans les puits.

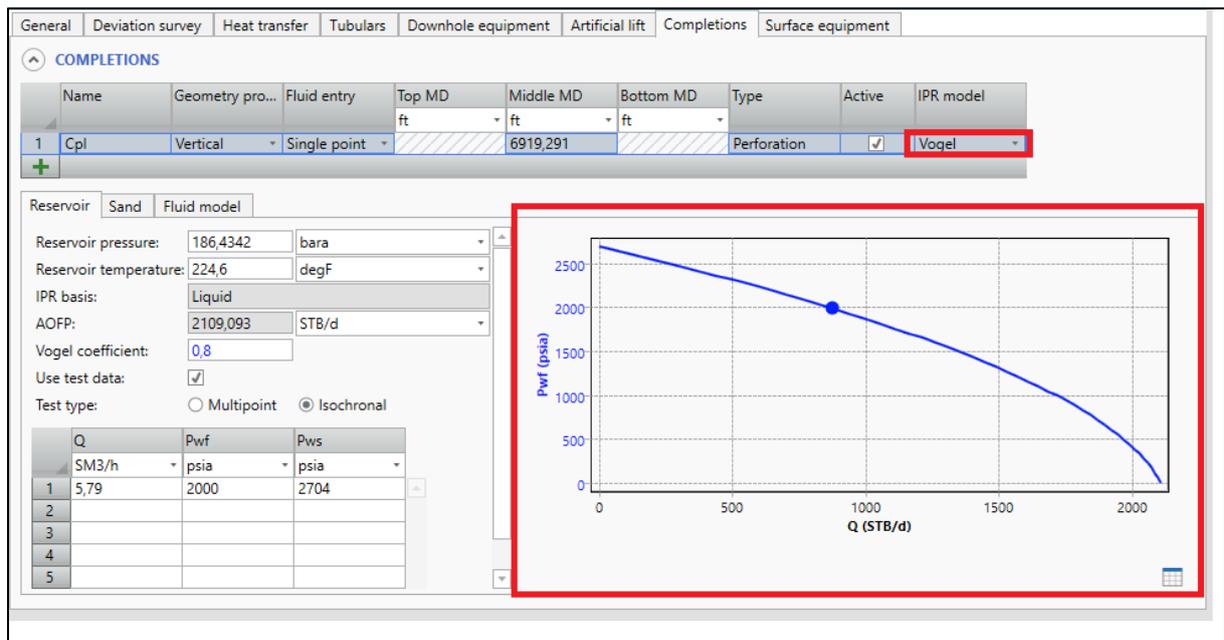


Figure III-10 : Courbe IPR pour puits NIA 9.

III.3.4.1 Méthode de Vogel

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle mathématique de réservoir pour calculer l'IPR des puits produisant à partir de réservoirs saturés. À portée sur plusieurs réservoirs hypothétiques, de perméabilité relative, de positionnement des puits et de facteurs de skin très différents. L'équation finale de la méthode de Vogel était basée sur des calculs effectués pour 21 conditions de réservoir.

Bien que la méthode ait été proposée uniquement pour les réservoirs saturés à gaz dissous, elle est applicable à tout réservoir dans lequel la saturation en gaz augmente lorsque la pression diminue [6].

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{p_R} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2 \dots\dots\dots(III-1)$$

III.3.4.2 Courbe de performance de tubing VLP

La performance de tubing (VLP) concerne le mouvement des fluides du réservoir depuis le fond du puits jusqu'à la duse de production en surface. Les courbes VLP dépendent des pressions d'admission dans le tubing, des pressions de tête du tubing, des diamètres intérieurs du tubing, des pertes de pression dans le tubing, des propriétés du fluide, du comportement de la phase fluide et des performances de la duse. Les systèmes d'entrée et de sortie d'un puits sont illustrés dans la Figure III-11 [7].

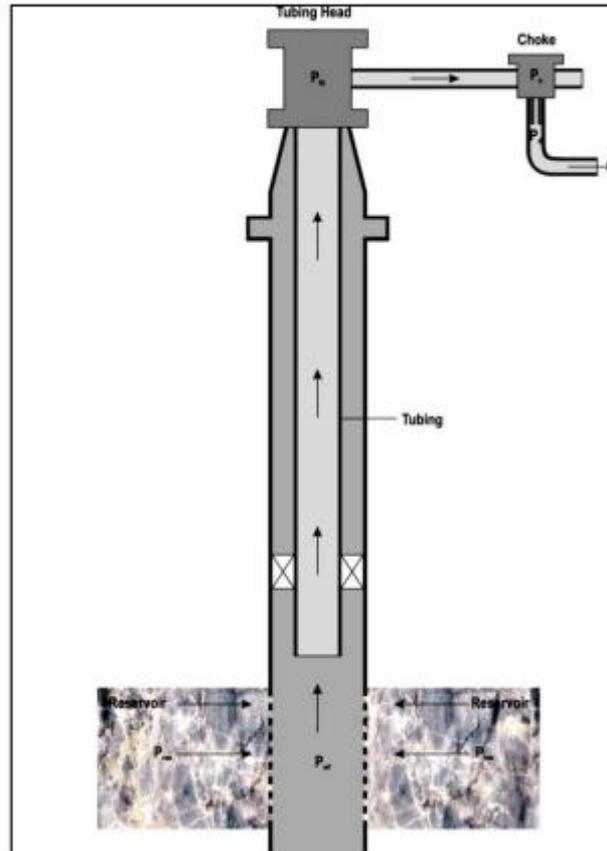


Figure III-11 : les systèmes d'entrée et de sortie de puits.

III.3.4.3 Les éléments qui impactent le VLP

- Taille des tubings.
- Le débit.
- La viscosité du fluide
- La densité du fluide.
- Le rapport gaz-liquide (GLR).
- Le rapport eau-huile (WOR).
- La déviation des puits verticaux.

Pour simuler l'écoulement dans le tubing, plusieurs équations ont été ajoutées au logiciel pour représenter l'écoulement en deux phases. Certaines équations sont générales, tandis que d'autres sont spécifiques dans certains domaines avec certaines restrictions.

Il est nécessaire de suivre quelques étapes afin de sélectionner la corrélation appropriée pour notre système :

III.3.5 Les données de puits (well survey data)

Il est possible d'obtenir des données de la surface et du fond du puits à partir d'un essai de puits, comme le montre le tableau :

Tableau III-3 : les données du puit 9.

Débit d'huile (SM3/h)	Débit de gaz (SM3/h)	Débit d'eau (STB/d)	Température De fond (°C)	Pression de fond « dynamique » (bar)	Pression de tête (bar)	Profondeur de la pression de fond (m)
5,79	648,4605	0	107	137,9	44,8	2109

III.3.5.1 Catalogue de puits dans PIPESIM

Le logiciel permet d'inclure les données du test de puits pour une utilisation future afin de sélectionner l'équation adéquate, comme illustré dans la Figure III-12 :

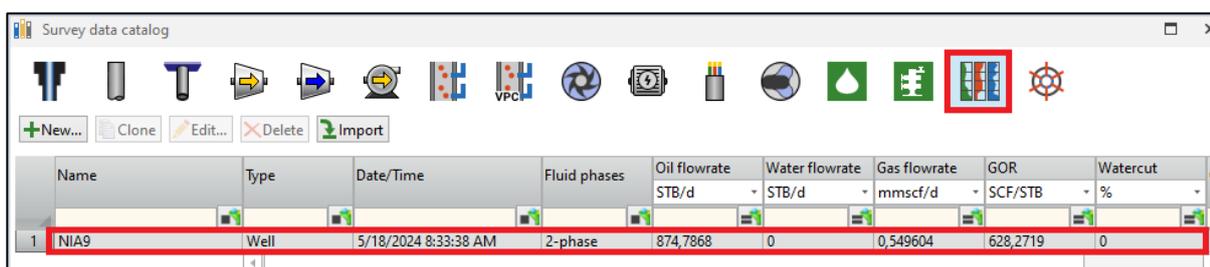


Figure III-12 : catalogue de puits dans Pipesim

L'onglet où les informations du Tableau III-3 peuvent être ajoutées sera illustré dans la figure III-13 :

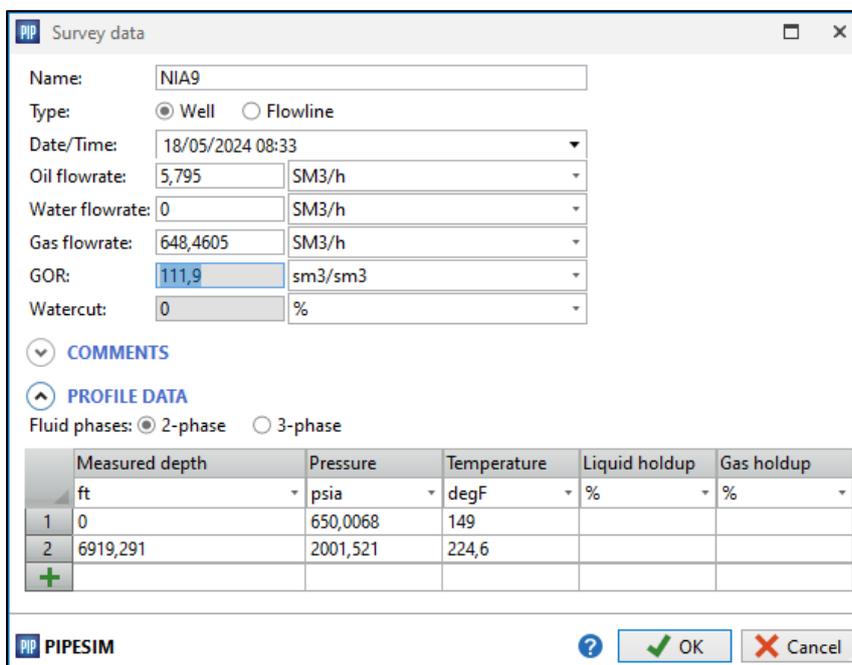


Figure III-13 : Onglet "survey data"

III.3.6 Calibration du modèle

Effectuer des tâches de calibration de modèles pour ajuster les modèles suivants pour qu'ils soient en accord avec les mesures sur le terrain.

Le modèle de calibrage permet de faire des ajustements à partir des corrélations spécifiques.

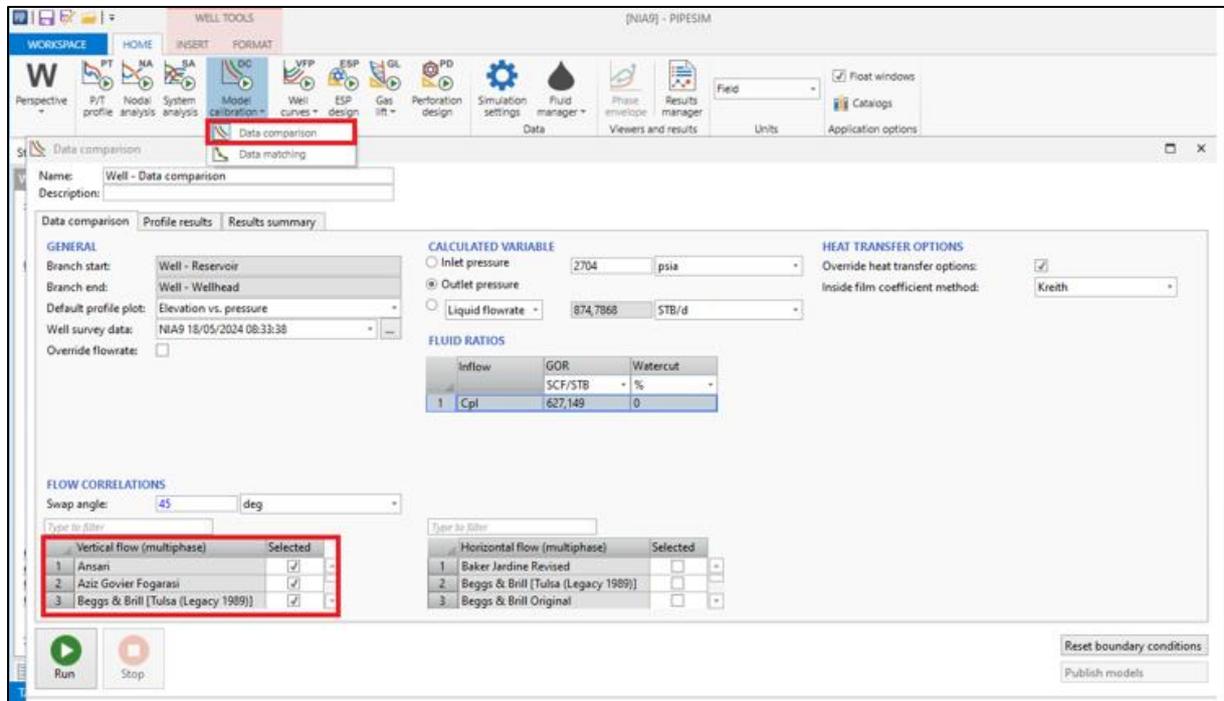


Figure III-14 : Calibration du modèle, onglet de "data comparison" -PIPESIM-

On choisit les corrélations destinées aux puits verticaux et avec écoulement multiphasique
 Les résultats de l'exécution sont représentés ci-dessous :

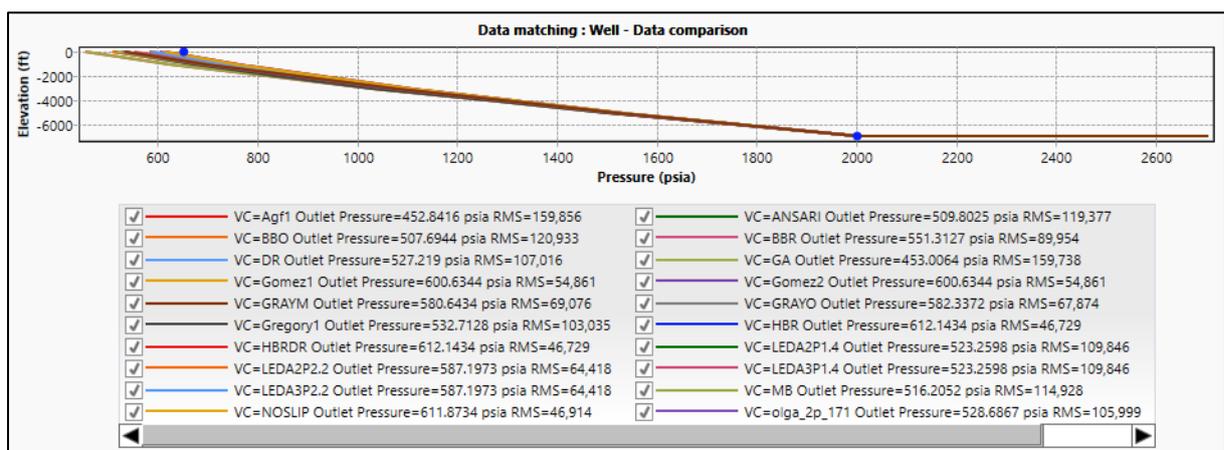


Figure III-15 : choix de corrélations VLP

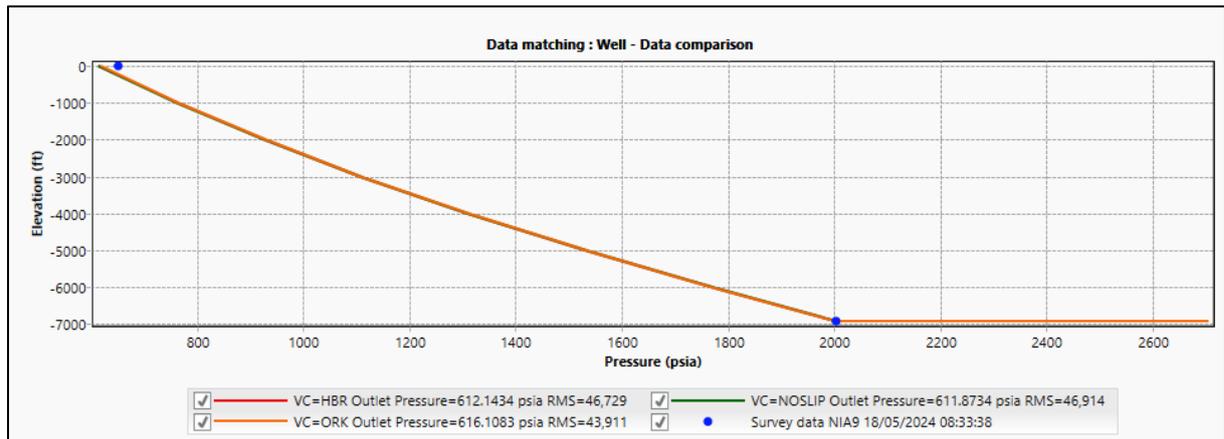


Figure III-16 : data comparison puits NIA 9

	Vertical multiphase correlation	Horizontal multiphase correlation	Initial pressure RMS	Initial temperature RMS	Initial holdup RMS	Initial total RMS	Status
1	Orkiszewski [Baker Jardine]	Beggs & Brill Revised	24.022568	19.888787	0	43.911356	Converged
2	Hagedorn & Brown (Revised) [Tuls...	Beggs & Brill Revised	26.808534	19.908077	0	46.71661	Converged
3	Hagedorn & Brown (Original) [Tuls...	Beggs & Brill Revised	26.808534	19.908077	0	46.71661	Converged
4	Hagedorn & Brown, Duns & Ros m...	Beggs & Brill Revised	26.820855	19.908133	0	46.728987	Converged
5	Hagedorn & Brown	Beggs & Brill Revised	26.820855	19.908133	0	46.728987	Converged
6	No Slip Assumption	Beggs & Brill Revised	27.011474	19.902446	0	46.913919	Converged
7	Gomez	Beggs & Brill Revised	34.948473	19.912518	0	54.86099	Converged
8	Gomez Enhanced	Beggs & Brill Revised	34.948473	19.912518	0	54.86099	Converged

Figure III-17 : Les valeurs de RMS correspondant aux corrélations convergentes

D'après l'étude du graphique précédent et des valeurs de RMS, il est possible de conclure que la corrélation la plus adaptée pour représenter l'écoulement vertical dans le puits NIA 9 est la corrélation de **Orkiszewski [Baker Jardine]** cette corrélation à le RMS le plus faible.

III.3.7 Insertion de la corrélation

On peut changer la corrélation découlement dans le logiciel PIPESIM en cliquant sur l'onglet paramètre de simulation comme l'indique la figure :

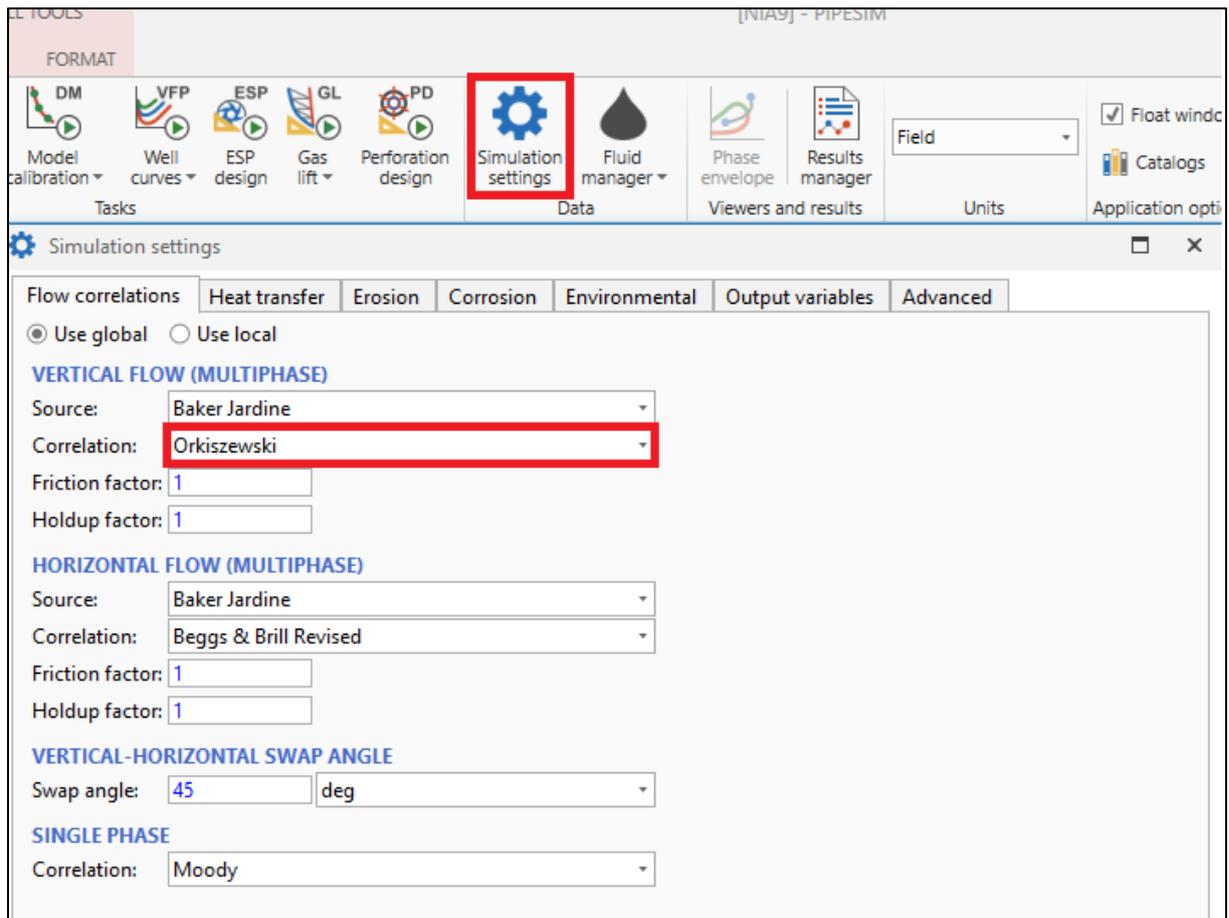


Figure III-18 : Choix de la corrélation d'écoulement

III.3.8 Performance des puits

On cherche le point de fonctionnement de ce puits par l'application de l'analyse nodale comme il est indiqué dans les chapitres précédents.

III.3.8.1 L'analyse nodale dans PIPESIM

On choisit le fond du puits comme nœud, le réservoir est le point d'entrée et la tête du puits est le point de sortie. La pression de sortie est fixée à 44,8 bar ; après l'exécution du modèle, on trouve :

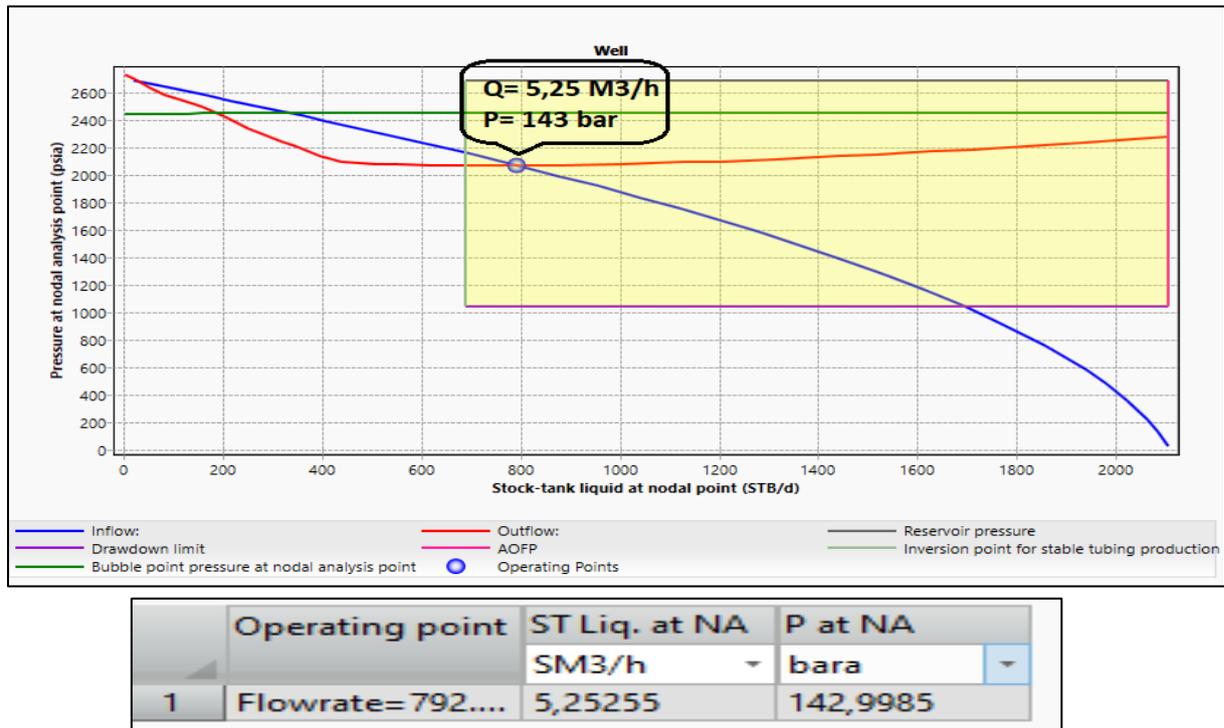


Figure III-19 : Point de fonctionnement de puit NIA 9

Comme présenté dans la figure précédente, le puits fonctionne naturellement sans intervention avec un débit de 5,25 M3/h et une pression de fond de 143 bar.

III.3.8.2 Calculs d'erreur

Pour valider les résultats du simulateur, il est nécessaire de réaliser des calculs d'erreur afin de déterminer l'écart entre la valeur mesurée par le DST et la valeur simulée.

L'équation d'erreur :

$$\text{Erreur} = \left| \frac{\text{Valeur mesuré} - \text{Valeur calculée}}{\text{Valeur mesuré}} \right| < 10\% \dots \dots \dots (\text{III-2})$$

Tableau III-4 : calcul d'erreur.

	DST	PIPESIM	ERREUR (%)
Débit (M3/h)	5,79	5,25	9,32
Pression(bar)	137,9	143	3,69

Étant donné que notre modèle assure la régulation de 10 % de l'erreur, il est raisonnable et peut fournir des résultats précis tout au long des variations des conditions du puits et du réservoir.

III.3.8.3 Diagnostic du réservoir

Choisir la sensibilité de l'inflow pour connaître la pression de réservoir à laquelle on doit faire des interventions sur notre puits.

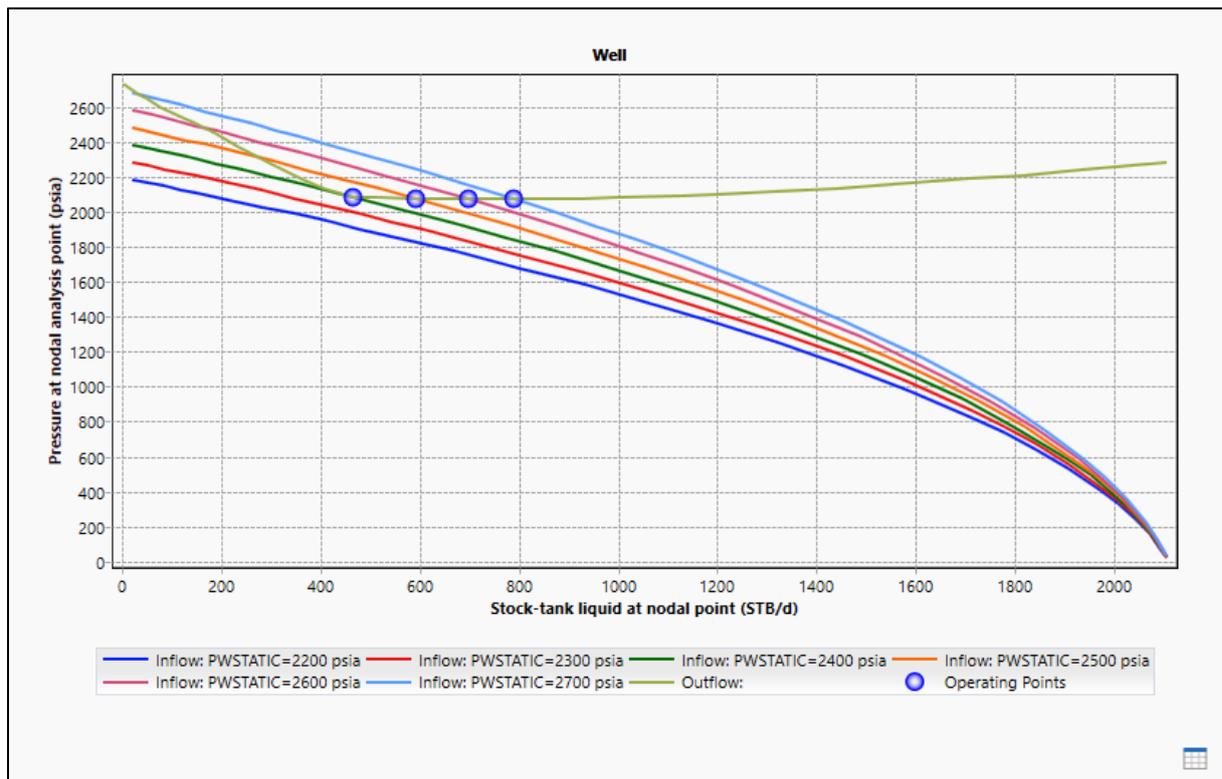


Figure III-20 : Sensibilité de l'IPR sur la pression du réservoir (P_r)

D'après la figure II-20 lorsque la pression du réservoir atteint **2396 psi**, une intervention doit être effectuée pour améliorer les performances du puits (Gas lift, esp, fracturation...).

III.4 Modélisation des réseaux existants

III.4.1 Principe de modélisation

Pour modéliser un réseau de collecte à l'aide du logiciel PIPESIM, il est nécessaire de suivre les étapes suivantes :

- **Introduction des données** : Saisir les données du réseau de collecte et de la production actuelle.
- **Calcul des pertes de charge** : Effectuer le calcul des pertes de charge dans le réseau.
- **Comparaison des pertes de charge et des débits** : Comparer les pertes de charge mesurées et calculées ainsi que les débits correspondants.
- **Ajustement du modèle** : Affiner le modèle en éliminant les écarts entre les pertes de charge mesurées et calculées.

III.4.2 Procédure de travail

Pour calculer les pertes de charge, les étapes suivantes ont été suivies :

- **Positionnement des éléments du réseau** : Placer les sources (puits), les arrivées (manifolds, séparateurs), et les jonctions (manifolds) puis les relier par les conduites (flowlines).
- **Introduction des données nécessaires** : Saisir les données nécessaires pour chaque composant du réseau.

III.4.2.1 Les sources (puits)

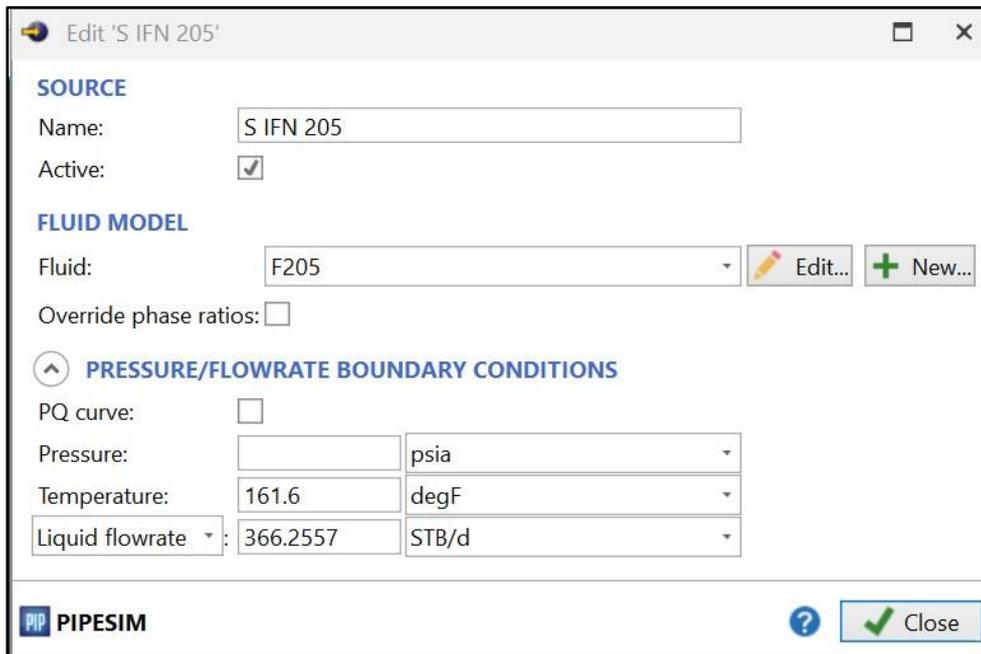


Figure III-21 : Les propriétés de la source.

Les propriétés de la source :

- Nom de la source
- Qh : Débit d'huile
- GOR : Gas-Oil Ratio (rapport gaz-pétrole)
- T° : Température en tête
- WC (**Water Cut**) : Pourcentage d'eau

III.4.2.2 Les arrivées (SEP : séparateur, MFD : Manifold)

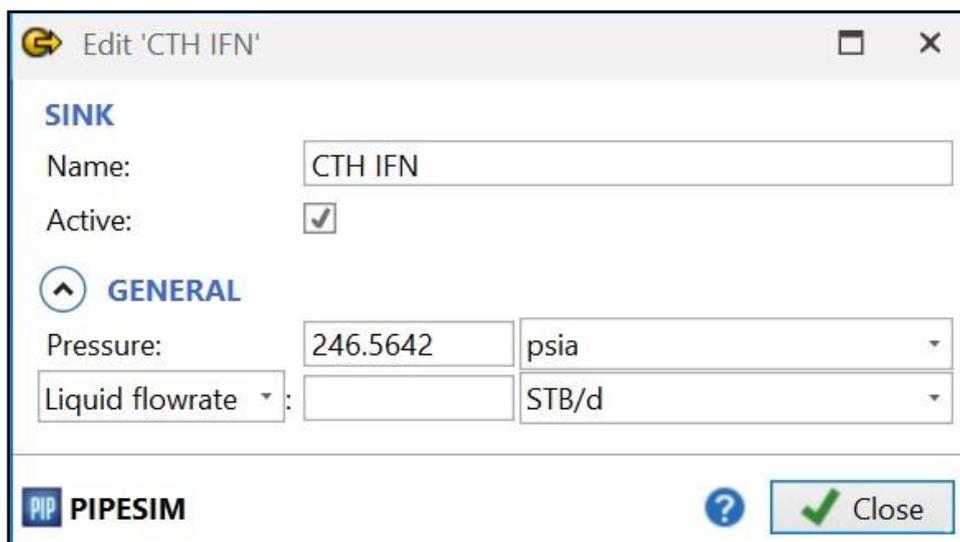


Figure III-22 : Les propriétés de l'arrivée

• **Pression d'arrivée** : Pressions d'arrivée (Pmfd, Psep) fixes

• **T° arrivées** : Températures d'arrivée

III.4.2.3 Les pipes (Flowlines)

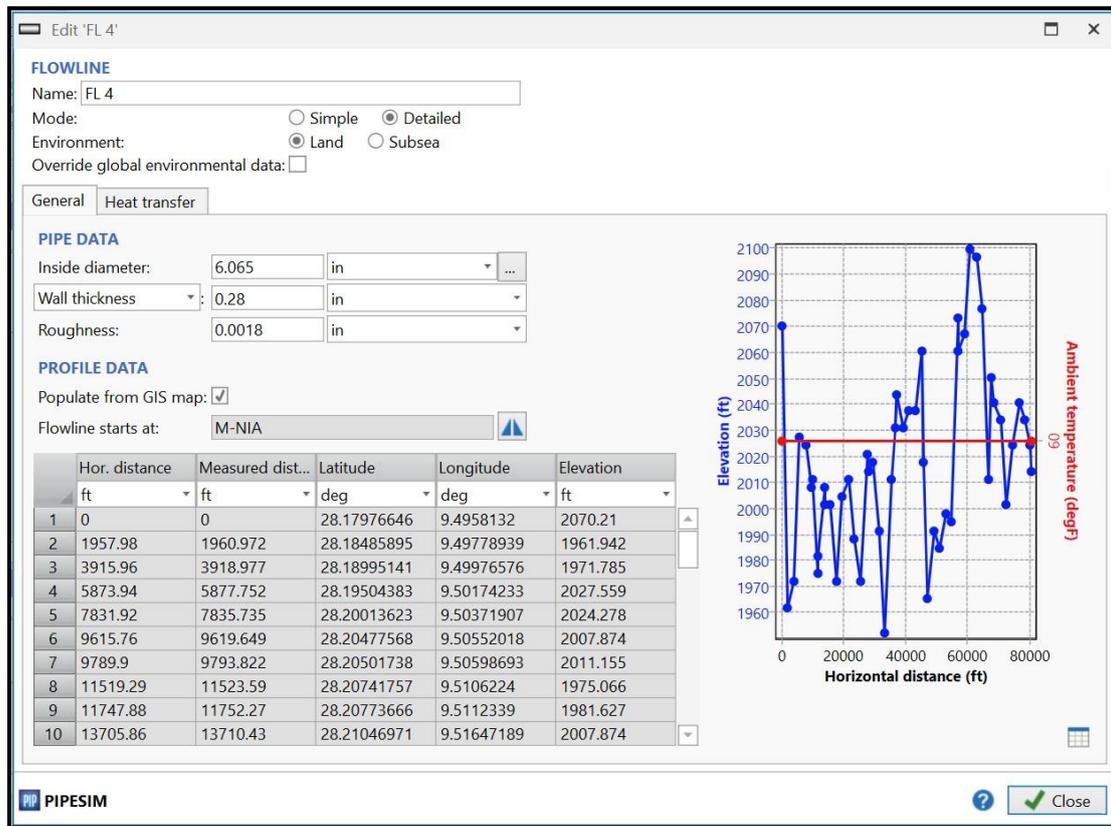


Figure III-23 : Les propriétés du pipes

Les propriétés du pipe :

- Longueur.
- Diamètre.
- Température ambiante.
- Elévation.
- Rugosité et efficacité d'écoulement.

III.4.3 Choix de la corrélation horizontale

Logiciel PIPESIM propose plusieurs corrélations pour le calcul des pertes de charge dans les conduites horizontales, comme cela a déjà été fait pour les écoulements verticaux. Parmi les corrélations disponibles dans PIPESIM, on peut citer :

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

Mais seulement (1) corrélations qui donnent des bons résultats pour le réseau périphérique de NIA :

- Beggs and Brill revised

III.4.4 Les structures de réseaux de collecte

Tableau III-5 : Les données des réseaux

CHEMIN		DIAMETRE (pouce)	LONGUEUR (mètre)
ORIGINE	DESTINATION		
IFN 13	MFD-IFN	4	2025
IFN 204	MFD-IFN	6	1160
IFN 205	MFD-IFN	6	2550
MFD-IFN	CTH	6-8	58533
IKN 5	MFD-IKN	6	1080
MFD-IKN	CTH	10	51192

III.4.4.1 Structure de réseau

Les manifolds principaux sont les suivants :

- MFD IKN, constitué d'un puits (IKN 5) relié au manifold M IKN.
- MFD IFN, constitué de trois puits (IFN 205, IFN 204, IFN 13) reliés au manifold M IFN HP.

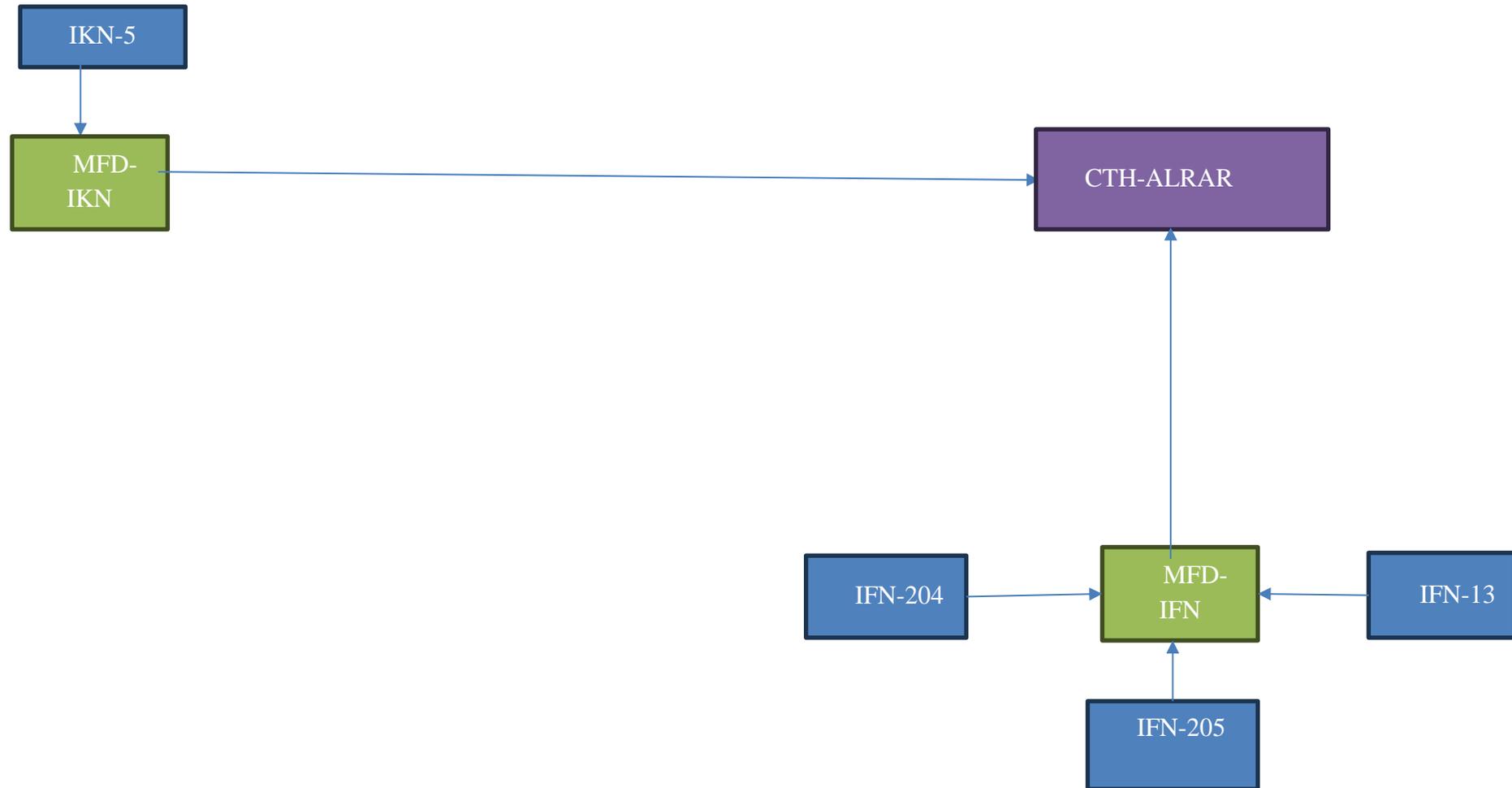


Figure III-24 : Schéma représentatif de la structure du réseau

Après l'exécution du programme dans PIPESIM, on a comparé les Pp (Pression de pipe) calculées à celles mesurées pour estimer l'erreur relative, si la différence entre les deux est négligeable ($\leq 10\%$) le modèle est représentatif, sinon, il faut faire le calage du modèle en modifiant quelques données dont l'écart des pertes de charge dépasse 10%, ces données modifiées peuvent être :

- Le débit de liquide « Q_L » estimé des sources dont le modèle n'a pas convergé, la modification se fait de $\pm 10\%$.
- L'efficacité d'écoulement (ou la rugosité) elle est au départ posé à 100% puis on la diminue jusqu'à ce que les valeurs calculées convergent aux valeurs mesurées.
- Les types des corrélations.

III.4.4.2 Les données des réseaux de collecte existants (M IFN & M IKN)

Tableau III-6 : Les données de jaugeage et mesure.

	Pression de pipe (bar)	Temperature (deg C)	Débit de liquide (Sm^3/h)	Débit d'huile (Sm^3/h)	Débit d'eau (Sm^3/h)	Débit de gaz (Sm^3/h)	GOR (Sm^3/Sm^3)	WC (%)
IFN13	53	76	4,8	3,53	1,27	1726.17	489	26,44
IFN204	52	76	2,41125	2,25	0.16124	2470,5	1098	6,687
IFN205	52	76	2,42625	2,1715	0,2547	1874	863	10,45
MIFN	50		9,6375	7,9515	1,686	6069,67	763,33	17,5
IKN5	26	64	0,97	0,61	0,36	4404	7219	37
MIKN	24		0,97	0,61	0,36	4404	7219	37
CTH	17							

III.4.5 Comparaison entre les données mesurées et calculées :

Tableau III-7 : calcul de l'erreur.

	Pp mesurée (Bar)	Pp calculée (Bar)	L'erreur (%)
IFN 13	53	50.98	3.8
IFN 204	52	49.76	4.3
IFN 205	52	53.086	2.1
M IFN	50	48.73	2.54
IKN 5	26	25.9589	0.158
M IKN	24	25.62	6.75

D'après le tableau(III-7), on observe que l'écart est inférieur à 10 %, ce qui indique que notre modèle de réseau (source) est correctement ajusté et validé.

III.5 Conclusion

Ce chapitre se divise en deux sections principales. La première section explore les concepts théoriques, tandis que la deuxième section est dédiée à l'élaboration du modèle de puits et du réseau de surface.

Les puits du champ TINHERT ont été modélisés de manière optimale en utilisant les corrélations d'écoulement vertical. Principalement, le modèle de Orkiszewski [Baker Jardine] a été majoritairement utilisé pour notre puits.

L'application de la corrélation de Beggs and Brill revised pour analyser la performance de l'écoulement dans les pipelines a produit des résultats satisfaisants

Chapitre IV : Etude Technico-Economique de raccordement du Puits NIA Huile

IV.1 Etude technique

IV.1.1 Introduction

Les objectifs de cette étude sont les suivants :

- Évaluer la faisabilité du raccordement des trois puits d'huile NIA (NIA9, NIA202 et NIA13) au CTH d'ALRAR.
- Élaborer un modèle de puits et un réseau de surface.
- Identifier et évaluer les problèmes potentiels qui pourraient survenir au cours de cette étude et proposer des solutions techniques appropriées.

Sur la base d'une analyse technique et économique, nous concevrons divers scénarios et sélectionnerons le scénario le plus efficace et optimal.

IV.1.2 Positionnement des puits



Figure IV-1 : positionnement des puits NIA avec google earth

(les coordonnes géographiques : 28°10'05"N , 9°30'30"E)

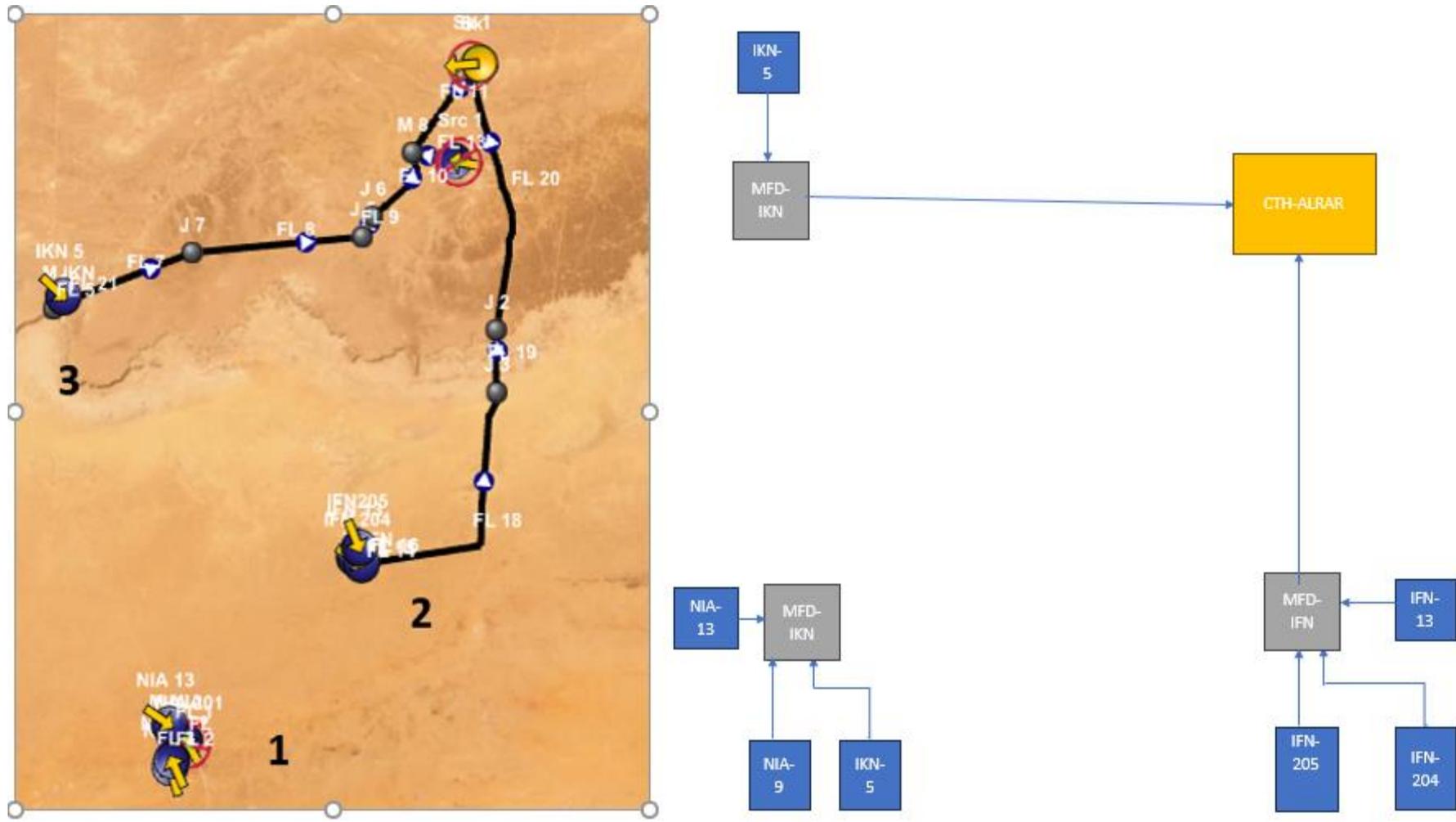


Figure IV-2 : Positionnement des puits dans logiciel PIPESIM et le schéma correspondant

Selon la figure IV-2 :

Numéro 1 représente les puits que nous allons raccorder vers le CTH

Numéro 2 représente le réseau de collection IFN vers le CTH

Numéro 3 représente le réseau de collection IKN vers le CTH

IV.1.3 Scenario 1 : Raccordement des puits vers MFD_IFN

La production d’huile du champ de Ifefane actuellement est assurée par 3 puits qui sont raccordés au centre de traitement par un réseau de collectes comprenant un manifold

Les données des puits IFN sont indiqués dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV-1 : Les pressions des puits IFN

Puit	Pression de pipe (Bar)	Débit (M3/h)
IFN 13	53	4,8
IFN 204	52	2,5
IFN 205	52	2,4

La pression de manifold IFN est **50 bar** comme indique les données de mesure

On suggère de placer le manifold MFD_NIA sur une surface plate, en particulier en dehors des usines et des zones habitées, et de préférence aux centres de puits.

IV.1.3.1 Dimensionnement des collectes des puits

Une étude de sensibilité a été effectuée pour deux diamètres 6" et 8" (Puits NIA vers Manifold NIA) pour estimer la pression

Les résultats sont indiqués dans l’histogramme suivant :

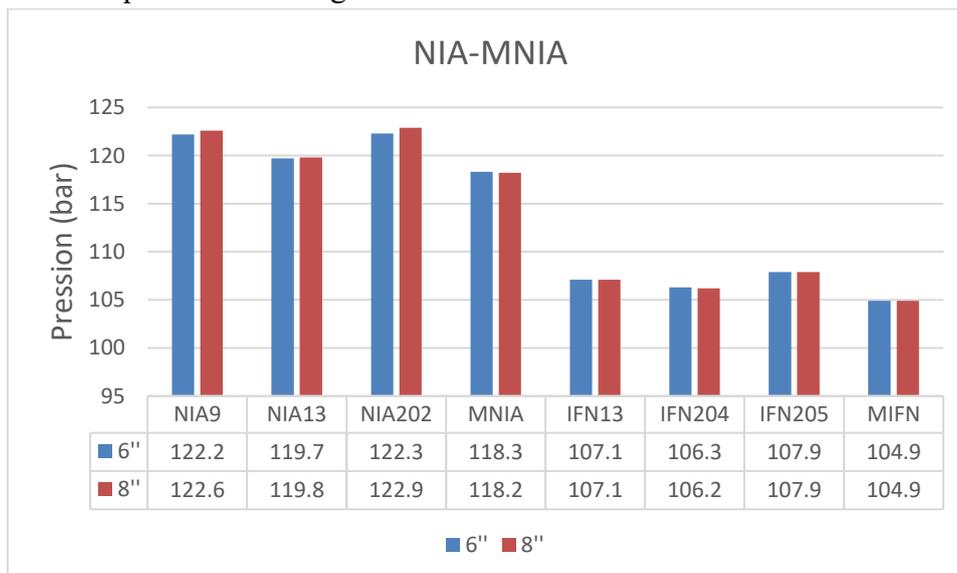


Figure IV-3 : histogramme de valeur de pression (Puits NIA, M-NIA, Puits IFN et M-IFN) pour les diamètres 6'' et 8''

IV.1.3.1.1 Risque d'érosion

Pour indiquer la possibilité d'érosion, nous nous sommes basés sur le rapport de vitesse d'érosion :

Rapport de vitesse d'érosion = vitesse de fluide / vitesse d'érosion

Si : Rapport de vitesse d'érosion ≥ 1 il y a un grand risque d'érosion.

Si : Rapport de vitesse d'érosion < 1 il n'y a pas un risque d'érosion.

La vitesse du fluide simulée par PIPESIM est utilisée pour calculer le rapport de vitesse d'érosion dans les pipelines, et les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV-2 : le rapport de vitesse d'érosion de chaque diamètre de pipe

Les lignes	Diamètre (")	Rapport de vitesse d'érosion
NIA 9 – MANIFOLD NIA	6''	0,07
NIA 13 – MANIFOLD NIA		0,05
NIA202 – MANIFOLD NIA		0,06
NIA 9 – MANIFOLD NIA	8''	0,04
NIA 13 – MANIFOLD NIA		0,03
NIA202 – MANIFOLD NIA		0,05

IV.1.3.1.2 L'interprétation des résultats

Les histogrammes et le tableau ci-dessus montrent le résultat de simulation de raccordement des puits NIA vers le manifold NIA. Deux variantes ont été étudiées, la première consiste à relier les puits aux manifolds avec un pipe de diamètre de 6" et la deuxième consiste à les relier avec un diamètre de 8"

D'après les résultats de simulations, nous observons une variation insignifiante de la pression, ce qui se traduit par une variation négligeable, et d'après la simulation, la vitesse de fluide circulant dans les conduites de 8" on a trouvé que il n'y a pas de risque d'érosion. ($EVR \lll 1$), Pour un diamètre de 6", la valeur de EVR est approximativement de 0,07. Lorsque la vitesse du fluide circulant est faible, la partie lourde du fluide, telle que l'eau a tendance à stagner dans les points bas de la conduite. Cela réduit la section de passage, favorise la corrosion et entraîne une augmentation des pertes de charge dans la conduite.

Et pour cela on choisit le diamètre 6" pour des raisons techniques et économiques.

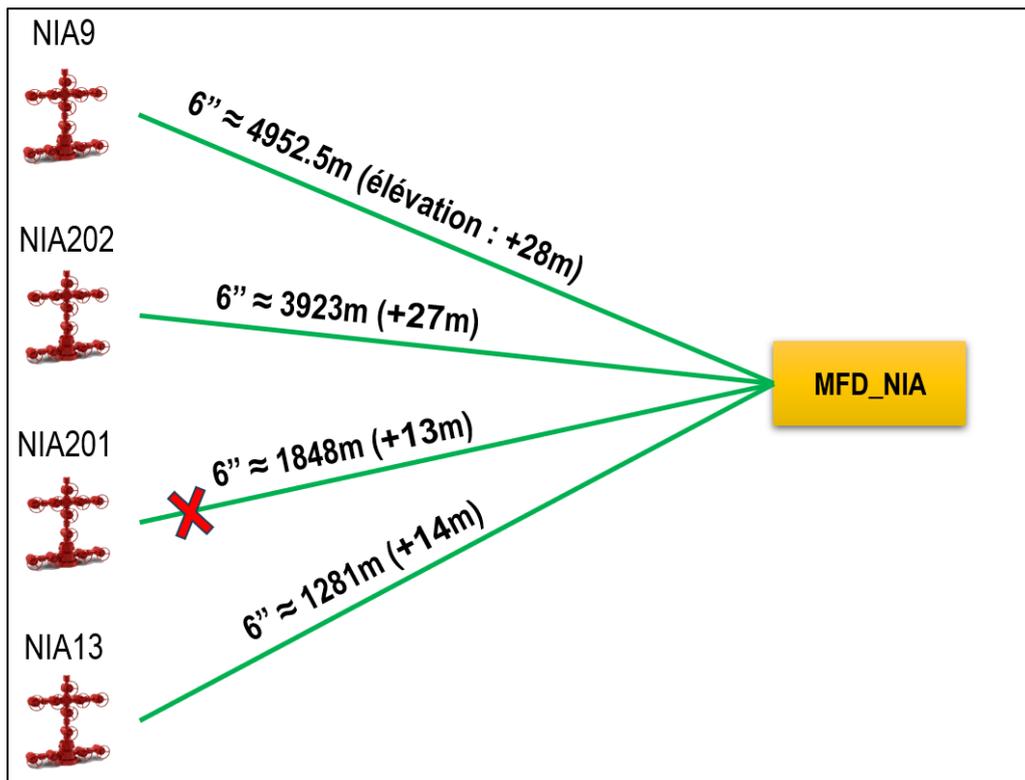


Figure IV-4 : Schéma montre le raccordement des puits avec un collecte de 6''

IV.1.3.2 Dimensionnement des collecteurs de manifolds

IV.1.3.2.1 Construction du modèle sur GIS map

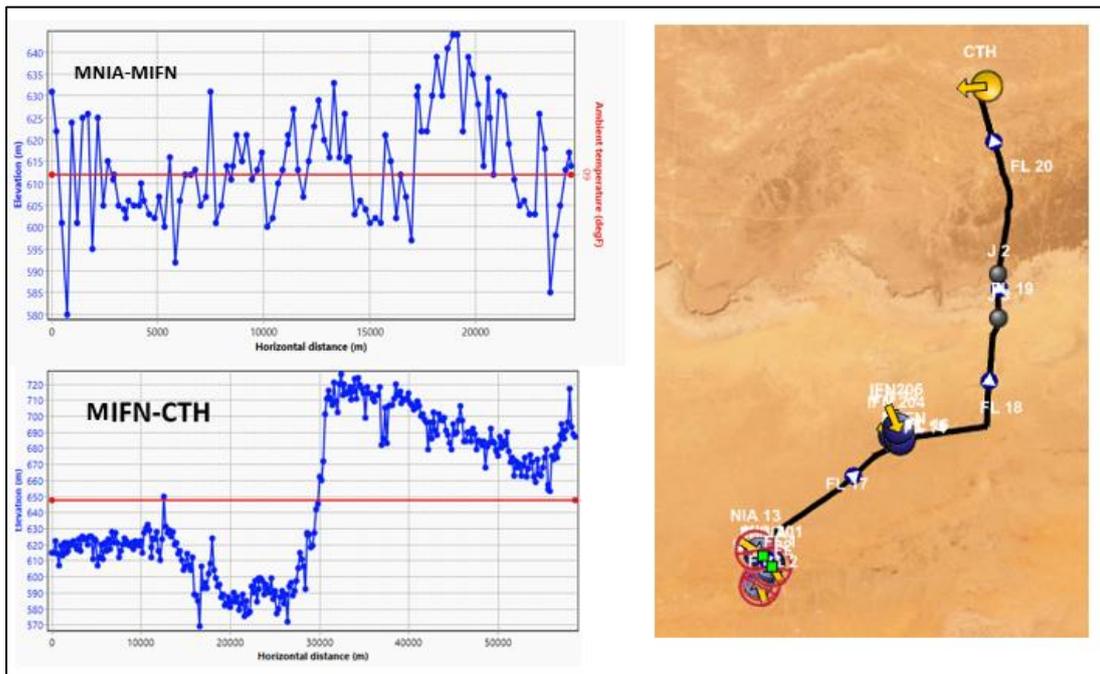


Figure IV-5 : Modélisation du réseau (scenario 1) et de ses élévations (source) avec GIS map.

Après avoir ajusté les diamètres des pipes pour les puits vers le manifold, autre analyse de sensibilité sur le diamètre de collecteur reliant le nouveau manifold MNIA au manifold IFN qui est déjà en existence en utilisant 4 variantes de diamètre 6'', 8'', 10'' et 12''.

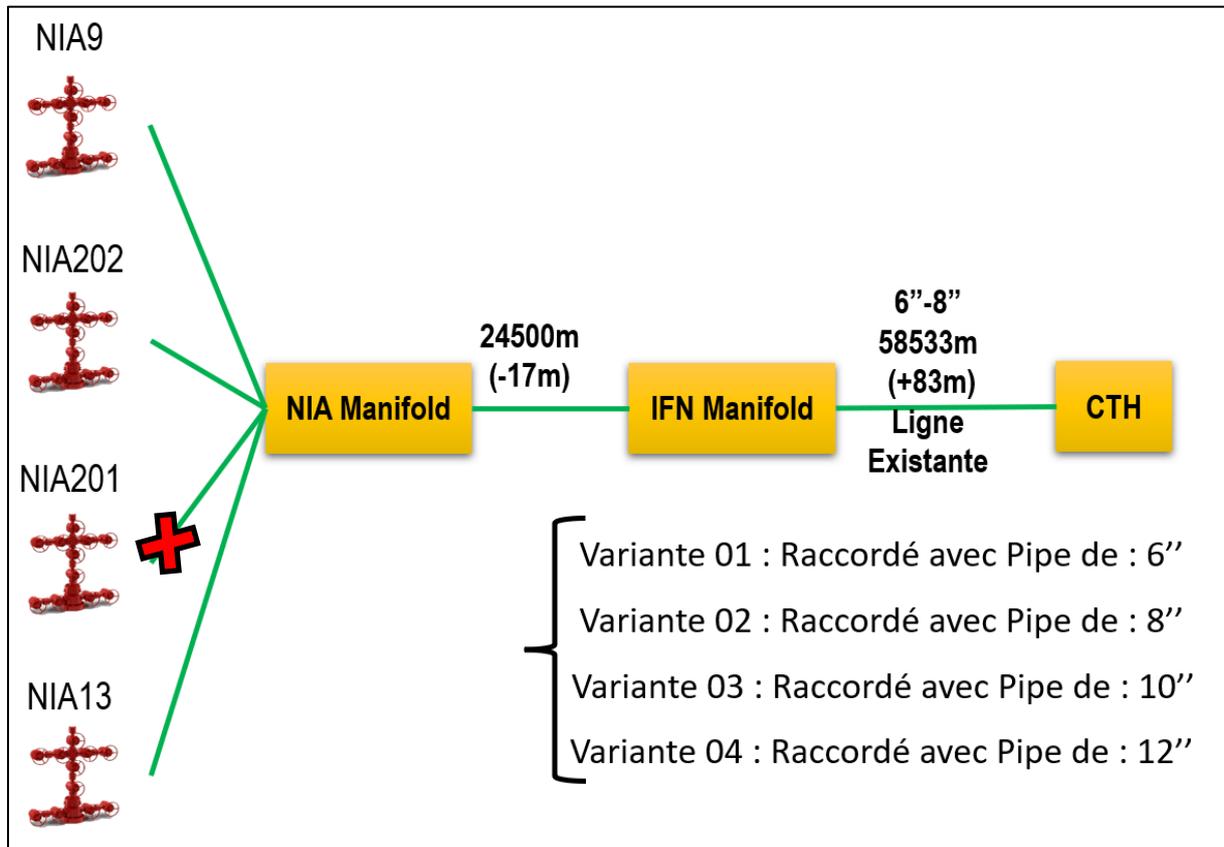


Figure IV-6 : Schéma montre le raccordement des puits NIA vers M-IFN

Dans ce scénario, nous avons spécifié un diamètre de 6 pouces pour les nouveaux pipelines entre Puits NIA et Manifold NIA et varié des diamètres de 6 ,8 ,10 et 12 pouces pour le pipeline entre Manifold NIA et Manifold IFN dans le modèle PIPESIM. Les pressions attribuées à chaque puits. Le modèle converge vers une solution affichée dans le schéma histogramme :

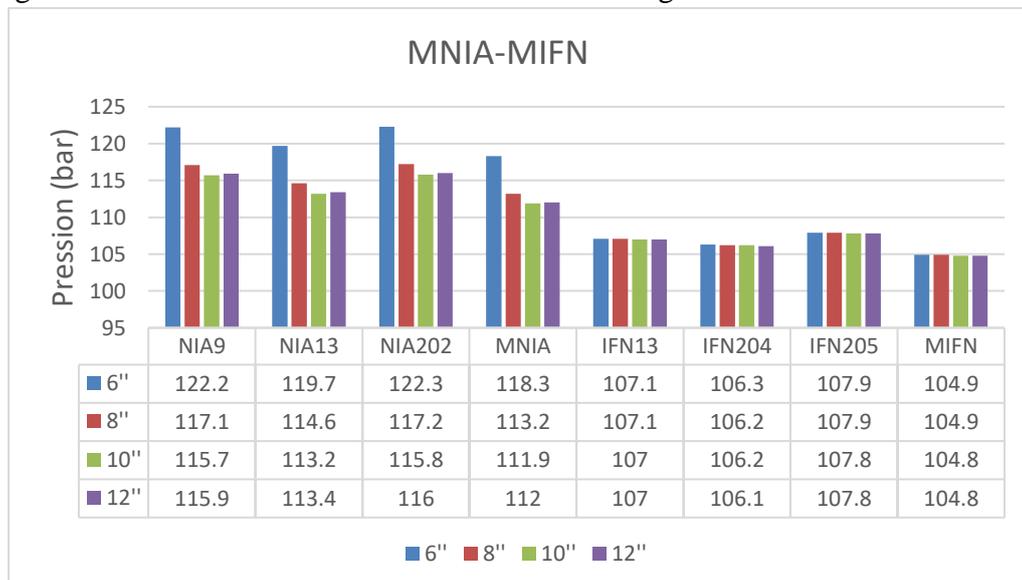


Figure IV-7 : les pressions calculées par PIPESIM

IV.1.3.2.2 L'interprétation des résultats

D'après les résultats des simulations, nous observons une augmentation significative de la pression au niveau du manifold d'IFN, qui peut atteindre 105 bars, quel que soit le diamètre du collecteur. La pression de tête de ces puits est d'environ 100 bars, c'est-à-dire que la pression de tête sera inférieure à la pression du manifold, ce qui se traduit par une absence d'écoulement dans ces conduites. En conséquence, le raccordement des puits NIA huile au manifold IFN est techniquement déconseillé.

IV.1.4 Scenario 2 : Raccordement des puits vers MFD_IKN

La production d'huile du champ de In Akamil (IKN) actuellement est assurée par un seul puits qui est raccordés au centre de traitement par un réseau de collectes comprenant un manifold IKN, les autres puits de ce champ sont fermés

Les données de puits IKN est indiquée dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV-3 : Les pressions des puits IKN

Puits	Pression de tete (bar)	Pression de pipe (bar)	Debit (m3/h)
IKN 5	89	28	0,96

La pression de manifold IKN est **24 bar** comme indique les données de mesure

IV.1.4.1 Dimensionnement des collectes des puits :

Une étude de sensibilité a été effectuée pour deux diamètres 6" et 8" pour estimer la perte de charge. Les résultats sont indiqués dans l'histogramme suivant :

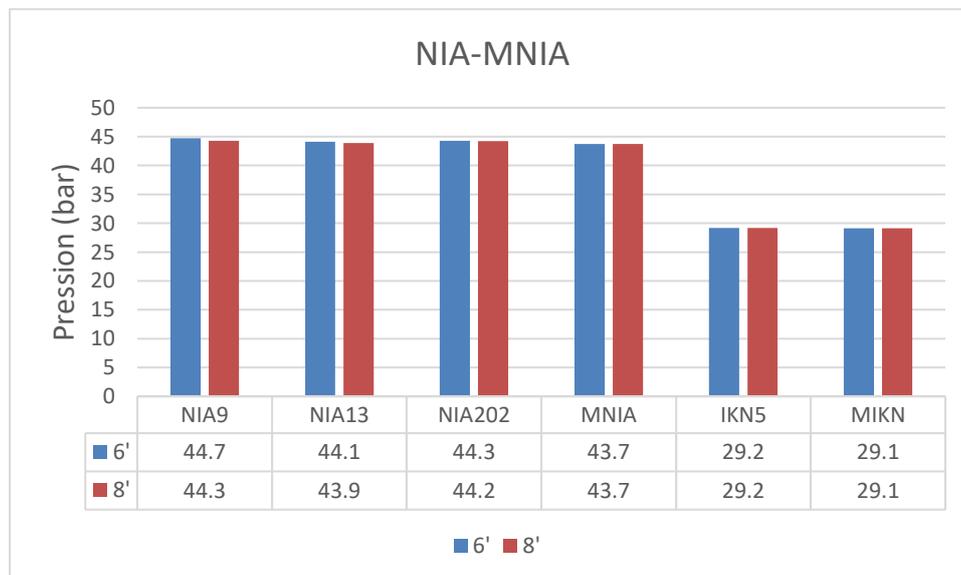


Figure IV-8 histogramme de valeur de pression (Puits NIA, M-NIA, IKN5 et M-IKN) pour les diamètres 6'' et 8''

IV.1.4.1.1 Risque d'érosion

La vitesse du fluide simulée par PIPESIM est utilisée pour calculer le rapport de vitesse d'érosion dans les pipelines, et les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV-4 : le rapport de vitesse d'érosion de chaque diamètre de pipe

Les lignes	Diametre ('')	Rapport de vitesse D'érosion
NIA 9 – MANIFOLD NIA	6''	0,07
NIA 13 – MANIFOLD NIA		0,06
NIA202 – MANIFOLD NIA		0,05
NIA 9 – MANIFOLD NIA	8''	0,04
NIA 13 – MANIFOLD NIA		0,03
NIA202 – MANIFOLD NIA		0,03

IV.1.4.1.2 L'interprétation des résultats :

Les histogrammes et le tableau ci-dessus montrent le résultat de simulation de raccordement des puits NIA vers le manifold NIA. Deux variantes ont été étudiées, la première consiste à relier les puits aux manifolds avec un pipe de diamètre de 6" et la deuxième consiste à les relier avec un diamètre de 8 "

D'après les résultats de simulations, Nous observons une variation insignifiante de la pression, ce qui se traduit par une variation négligeable, et d'après la simulation, la vitesse de fluide circulant dans les conduites de 8'' on a trouvé que in n'y a pas risque d'érosion. ($EVR \lll 1$), Pour un diamètre de 6'', la valeur de EVR est approximativement de 0,07. Lorsque la vitesse du fluide circulant est faible, la partie lourde du fluide, telle que l'eau a tendance à stagner dans les points bas de la conduite. Cela réduit la section de passage, favorise la corrosion et entraîne une augmentation des pertes de charge dans la conduite.

Et pour cela on choisit le diamètre 6" pour des raisons techniques et économiques.

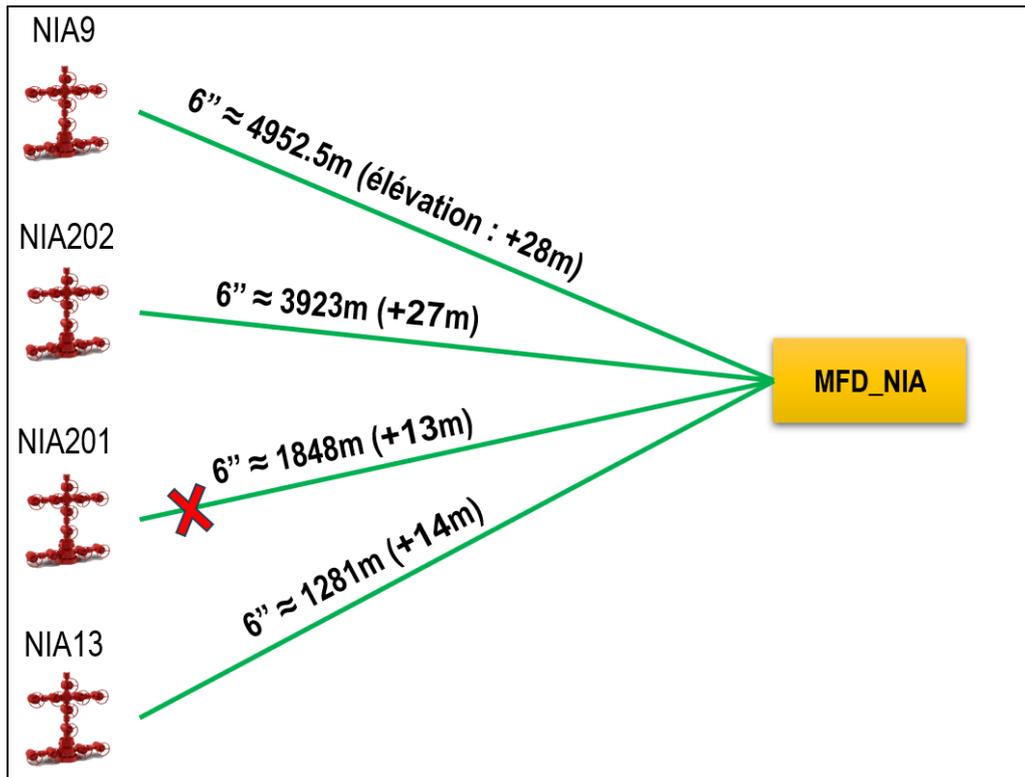


Figure IV-9 :Schéma montre le raccordement des puits avec un collecte de 6''

IV.1.4.2 Dimensionnement des collecteurs de manifolds :

IV.1.4.2.1 Construction du modèle sur GIS map:

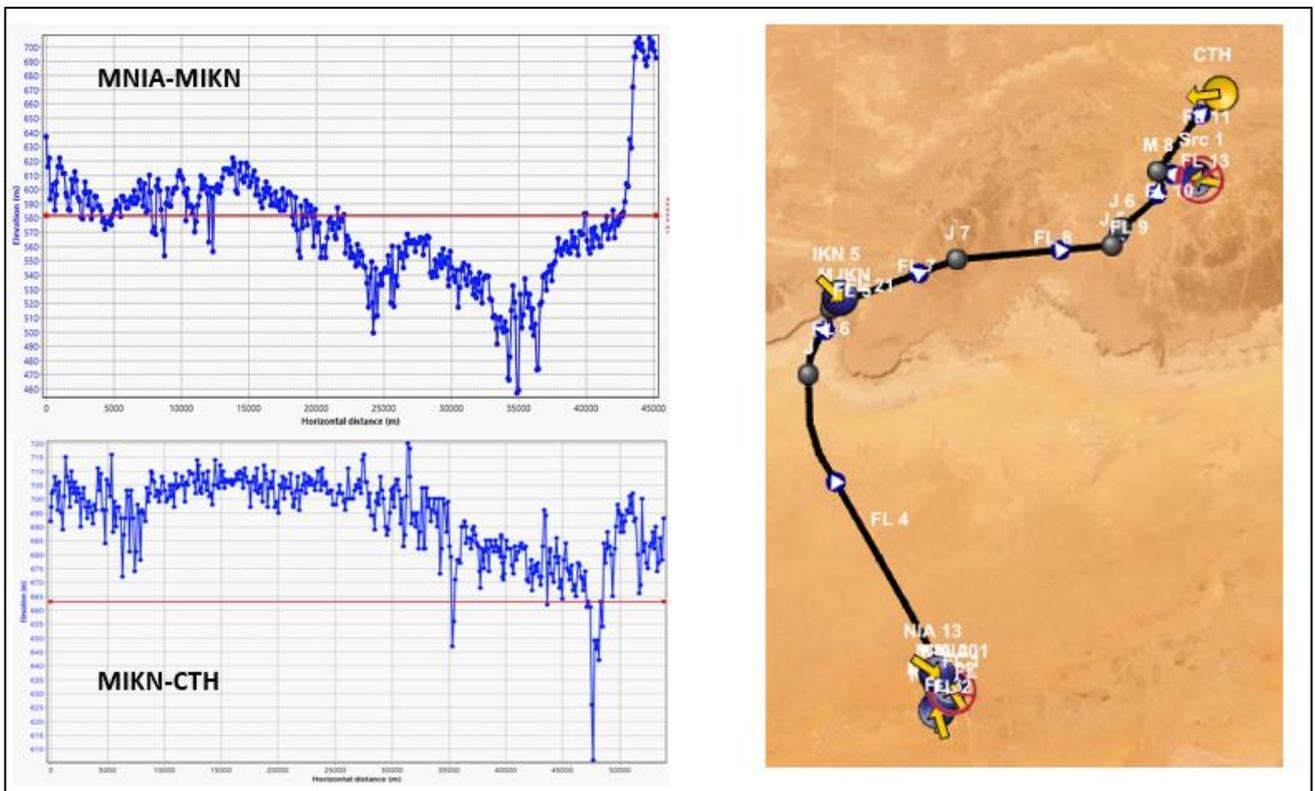


Figure IV-10 : Modélisation du réseau (scenario 1) et de ses élévations (source) avec GIS map.

Après avoir ajusté les diamètres des pipes pour les puits vers le manifold, autre analyse de sensibilité sur le diamètre de collecteur reliant le nouveau manifold NIA au manifold IKN qui est déjà en existence en utilisant 4 variantes de diamètre 6'',8'',10'' et 12''

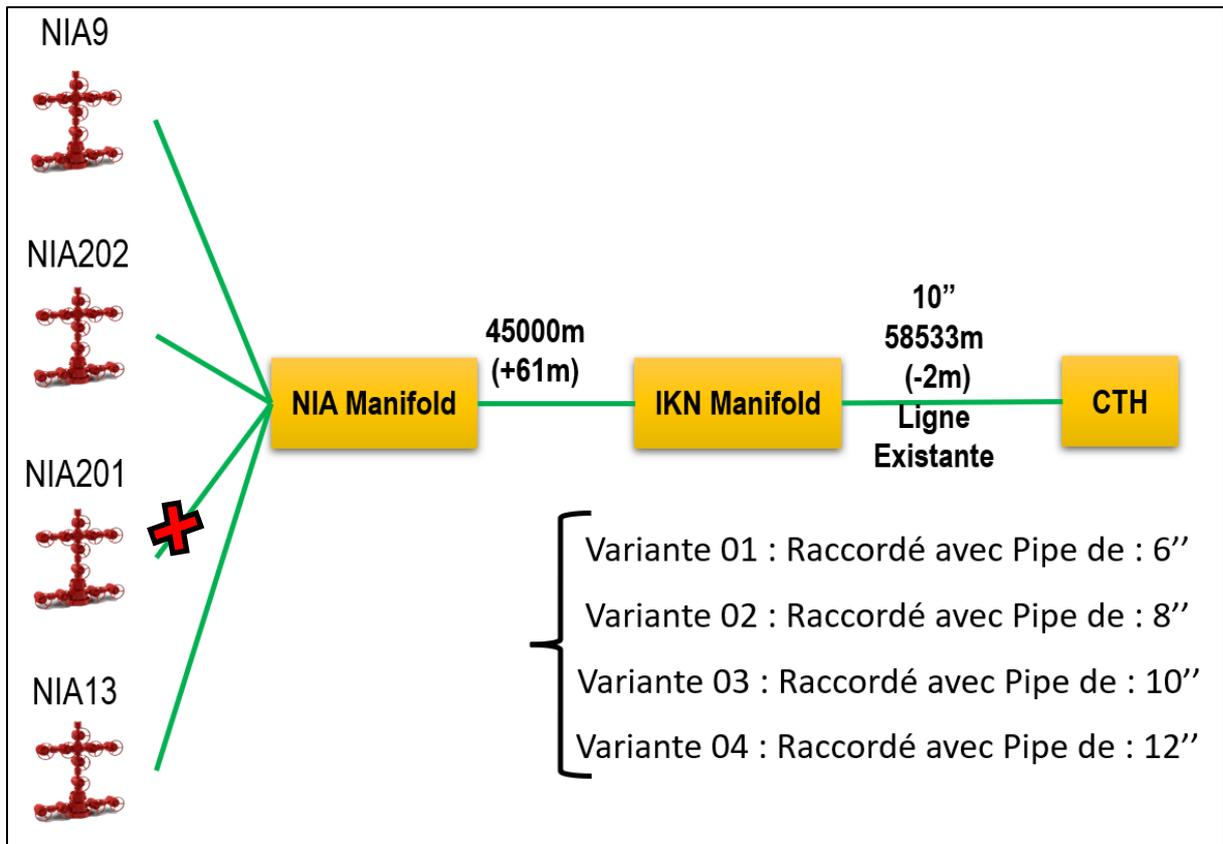


Figure IV-11 : Schéma montre le raccordement des puits NIA vers M-IKN

Dans ce scénario, nous avons spécifié un diamètre de 6 pouces pour les nouveaux pipelines entre Puits NIA et Manifold NIA et varié des diamètres de 6 ,8 ,10 et 12 pouces pour le pipeline entre Manifold NIA et Manifold IKN dans le modèle PIPESIM. Les pressions attribuées à chaque puits. Le modèle converge vers une solution affichée dans le schéma histogramme :

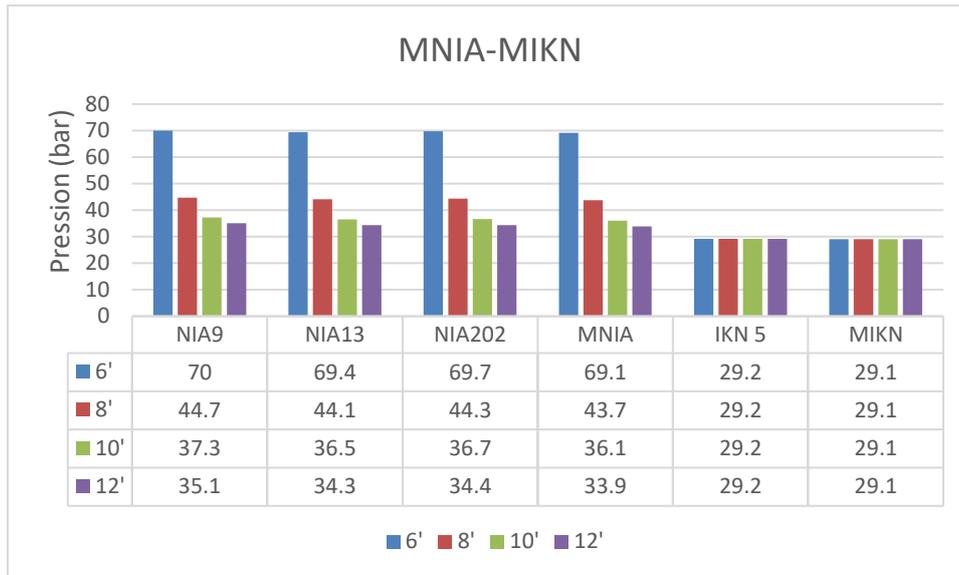


Figure IV-12 : les pressions (Puits NIA, M-NIA,IKN-5 et M-IKN) calculé par PIPESIM

IV.1.4.2.2 Risque d'érosion

La vitesse du fluide simulée par PIPESIM est utilisée pour calculer le rapport de vitesse d'érosion dans les pipelines, et les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau IV-5: le rapport de vitesse d'érosion de chaque diamètre de pipe (M-NIA vers M-IKN)

Les lignes	Diametre ('')	Rapport de vitesse d'érosion
MNIA - MIKN	6	0,34
	8	0,2
	10	0,13
	12	0,09

IV.1.4.2.3 L'interprétation des résultats

Les histogrammes et le tableau ci-dessus montrent le résultat de simulation de raccordement de manifold NIA avec manifold d'IKN. Quatre variantes ont été étudiée, reliant les manifolds avec les diamètres : 6'', 8'', 10'', 12''

Nous constatons qu'à partir de la pipe de diamètre 8'', il n'y a pas de changement significatif de pression au niveau du manifold NIA (une perte de charge pouvant atteindre 8 bars). La vitesse d'écoulement à l'intérieur de chaque diamètre de pipe, à l'exception du 6'', est prouvée et assure le critère de ($EVR \ll 1$). Pour des raisons techniques, nous optons pour un diamètre de 8''. La perte de charge du manifold IKN est estimée à 5,1 bars (très acceptable). En conclusion, ce scénario de

raccordement des puits NIA avec le manifold IKN n’affecte pas le potentiel actuel du puits IKN 5 et reste le scénario le plus faisable à concrétiser sur le terrain.

IV.1.5 Prévisions de la production

Selon le Scenario 02 : chaque année représente un débit, la représentation des données sont indiquées dans les graphes ci-dessous :

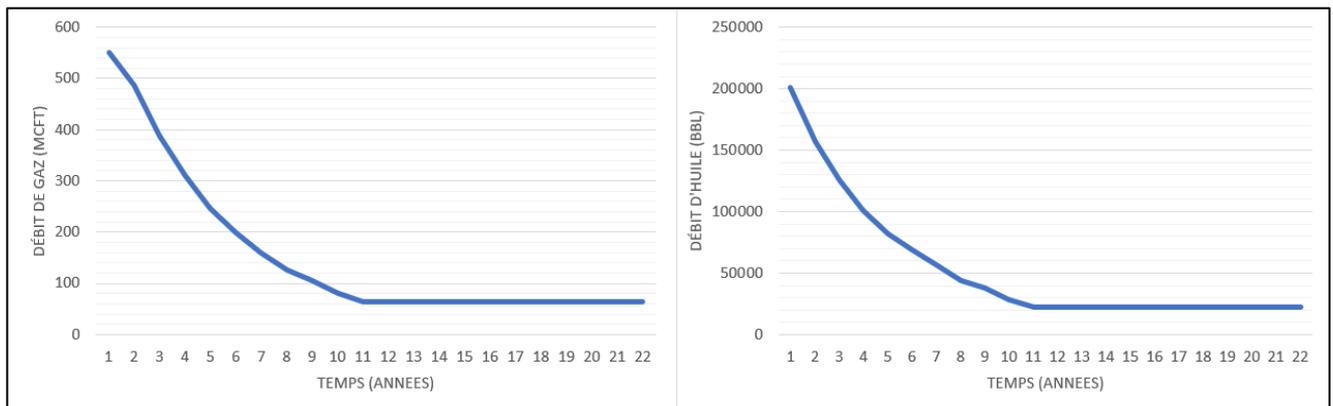


Figure IV-13 : Prévisions de la production

IV.2 Étude économique

La dimension économique joue un rôle essentiel dans la prise de décision.

Suite à l'analyse technique, le facteur qui influence une décision ayant un rendement élevé a un impact économique considérable.

IV.2.1 Les Principe de l'étude économique

IV.2.1.1 Valeur actuelle nette (VAN)

Le revenu actualisé ou la valeur actuelle nette est la somme des cash flows actualisés. La VAN est employée pour élaborer le budget d'investissement et planifier les investissements afin d'évaluer la rentabilité d'un investissement ou d'un projet [8].

$$VAN = \frac{\sum_{n=1}^N CF_n}{(1+a)^n} \dots\dots\dots (IV-1)$$

CF_n : Cash Flow, recettes d'une année n

N : La dernière année d'exploitation.

a : Le taux d'actualisation.

IV.2.1.2 Le cash-flow

est le montant net des liquidités et des équivalents de liquidités transférés dans une entreprise et hors d'une entreprise. Au niveau le plus fondamental, la capacité d'une entreprise à créer de la valeur pour les

actionnaires est déterminée par sa capacité à générer des cash-flow positifs, ou plus précisément à maximiser le cash-flow libre à long terme [9]

IV.2.1.3 L'impact de la VAN sur la décision :

Une VAN positive a signifié un investissement rentable, tandis qu'une VAN négative ne signifie pas forcément une perte nette : c'est simplement que le taux de rendement interne du projet est inférieur au taux de rendement requis [10].

Si	Ça veut dire	Alors
VAN>0	L'investissement apporterait une valeur ajoutée à l'entreprise	le projet peut être accepté
VAN<0	L'investissement soustrairait de la valeur à l'entreprise	Le projet peut être rejeté
VAN=0	L'investissement n'entraînerait ni gain ni perte de valeur pour l'entreprise	Nous devrions être indifférents dans la décision d'accepter ou de rejeter le projet. Ce projet n'ajoute aucune valeur monétaire. La décision devrait être fondée sur d'autres critères, par exemple le positionnement stratégique ou d'autres facteurs qui ne sont pas explicitement inclus dans le calcul.

IV.2.1.4 Taux d'actualisation

Un taux d'actualisation est le taux de rendement utilisé pour actualiser les cash-flows futurs à leur valeur actuelle. Ce taux est souvent le coût moyen pondéré du capital (CMPC) d'une entreprise, le taux de rendement requis ou le taux de rendement minimum que les investisseurs s'attendent à obtenir par rapport au risque de l'investissement. [11]

IV.2.1.5 L'indice de profitabilité :

L'indice de profitabilité (IP), également appelé ratio valeur-investissement (VIR) ou ratio profit-investissement (PIR), décrit un indice qui représente la relation entre les coûts et les bénéfices d'un projet proposé. Il est calculé comme le rapport entre la valeur actuelle des cash flows futurs attendus et le capital initial investi dans le projet. Plus l'IP est élevé, plus un projet sera attrayant [12].

$$ERC = \frac{VAN}{Cost\ Oil} \dots \dots \dots (IV-2)$$

Si : IP>100% le projet est entable et intéressant Si non la projet est juste entable.

IV.2.1.6 Le délai de récupération des capitaux investis (DRCI)

Le délai d'amortissement désigne le temps nécessaire pour récupérer le coût d'un investissement. En termes simples, la période d'amortissement est la durée pendant laquelle un investissement atteint le seuil de rentabilité. L'opportunité d'un investissement est directement liée à sa période de récupération. Des délais de récupération plus courts signifient des investissements plus attrayants [13]

IV.2.2 L'étude économique de raccordement avec M-IKN

IV.2.2.1 Données pour l'étude économique

Notez que ces prix sont limités au contrat conclu entre SONATRACH et la société nationale de pipe services.

Tableau IV-6 : Les prix De raccordement

	Montant	Unités
Pipe 6"	40137.61	\$/Km
Pipe 8"	57339.45	\$/Km
Pipe 10"	86009.17	\$/Km
Pipe 12"	106078	\$/Km
Protection Cathodique	10000	\$
Manifold	45000	\$
Côût de production d'huile	6	\$/bbl
Côût de production de gaz	0.85	m\$/Bcf
Taux d'actualisation	10	%

IV.2.2.2 Analyse des investissements

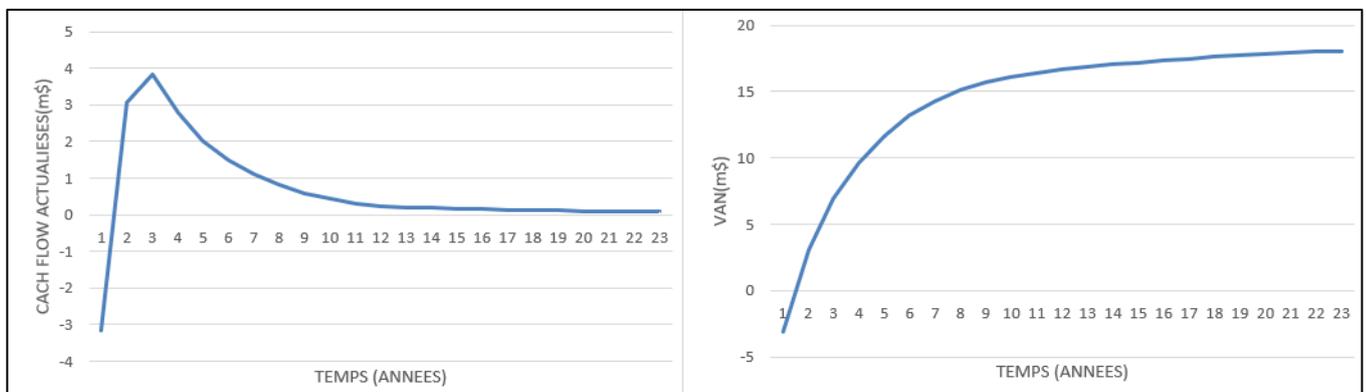


Figure IV-14 : VAN et CFA en fonction des années pour 30\$/bbl

Pour prix d'huile **30\$/bbl** :

- Valeur Actuelle Nette est de **18 083 121 \$**
- L'indice de profitabilité est de **138.548%**
- Le délai de récupération des capitaux investis (POT) est de **5 moins**
- Le profit de l'état est de **19 785 493\$**

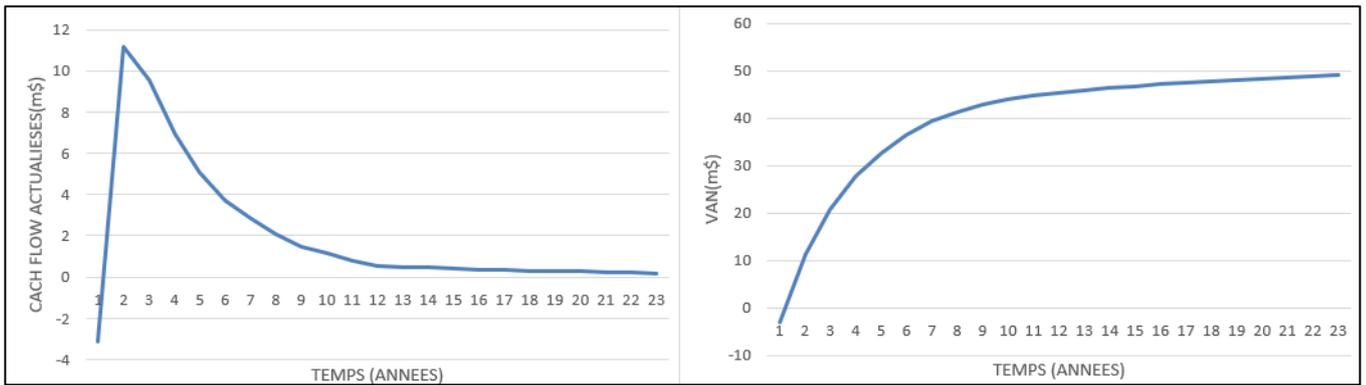


Figure IV-15 : VAN et CFA en fonction des années pour 100\$/bbl

Pour prix d'huile **100\$/bbl** :

- Valeur Actuelle Nette est de **48 969 187\$**
- L'indice de profitabilité est de **375.19 %**
- Le délai de récupération des capitaux investis (POT) est de **2 mois**
- Le profit de l'état est de **50 005 483\$**

IV.3 Conclusion

Après l'étude technique on a trouvé que le raccordement vers M-IFN n'est pas faisable techniquement aux contraires de raccordement vers M-IKN avec le diamètre 8 pouce qui est faisable techniquement après l'étude économique nous constatons que le maximum temps pour récupérer notre investissement est **5 mois** et le minimum d'indice de profitabilité est **138.548%** donc le projet est rentable et intéressant

Conclusion Générale

Conclusion Générale

Travailler sur le projet de TINHERT nous a permis d'aborder les différentes étapes de réalisation d'un projet de design d'un réseau de production d'un champ pétrolier, et ce en passant par la modélisation du comportement de l'effluent, la modélisation du puits et du réseau de surface et le dimensionnement optimal du réseau.

L'optimisation des emplacements des manifolds reliant les puits existants et les puits prévisionnels aux installations de surface est nécessaire tant du point de vue technique qu'économique, mais la nature de la zone (les montagnes, la base de vie de SARPI et les routes) nous empêche de réaliser cette optimisation.

L'analyse nodale est reconnue comme l'outil optimal et indispensable pour évaluer la performance des puits d'huile et de gaz. Cette méthode permet une compréhension approfondie du comportement des puits en examinant les différents points de pression et de débit à travers le système de production, depuis le réservoir jusqu'à la surface.

PIPESIM est un logiciel extrêmement précieux pour diverses applications en production, y compris la modélisation des puits, la simulation des réseaux de surface et ainsi que d'autres fonctionnalités avancées. L'élaboration de modèles d'écoulement dans les puits et le réseau de surface repose sur l'utilisation de corrélations et d'équations pour représenter les différents indices d'exploitation. Des corrélations spécifiques sont appliquées en fonction des conditions d'écoulement vertical, horizontal. Les paramètres du modèle sont estimés grâce à une analyse de production basée sur un modèle fiable. Il est crucial de prédire les performances d'un nouveau réseau de collecte au fil du temps afin d'évaluer son efficacité et son rendement sur une longue période. Cette approche offre une perspective sur les diverses contraintes rencontrées tout au long de la production. Elle permet de repérer les éventuelles contraintes ou limitations du réseau, les risques d'érosion ou les perturbations de pression. Cela facilite la prise de mesures.

Bibliography

- [1] C. Ancey, *Mécanique des fluides* 2018.
- [2] F. BOUHALLEB, *CALCUL DES PERTES DE CHARGE D'UN SYSTÈME DE*, Mémoire de fin d'étude 2021.
- [3] J. PADET, *FLUIDES EN ÉCOULEMENT Méthodes et modèles*.
- [4] BAIZID Anes, BOUKTIR El mouaiz, *Étude comparative de deux méthodes d'activation des puits*, Mémoire de fin d'étude 2020.
- [5] SLB, *Pipesim Manual*, 2020.
- [6] H. D. Beggs, *Production optimisation using NODAL analysis*.
- [7] Weatherford, *Technology and training centre*, "Completion Design," vol. 2, 2009.
- [8] ". <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>, Net Present Value (NPV).
- [9] <https://www.investopedia.com/terms/c/cashflow.asp>, Cash Flow Definition.
- [10] S. MOHAPATRA, *Case Studies in Strategic Management A Practical Approach*, Delhi: Chennai: PushP Printer Services,, 2017.
- [11] <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/discount-rate/>, Discount Rate - Definition, Types and Examples, Issues.
- [12] <https://www.investopedia.com/terms/p/profitability.asp>, Profitability Index Definition..
- [13] «Payback Period Definition.» [En ligne]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/p/paybackperiod.asp>.
- [14] PETTERSEN, *BASIC OF RESEVOIR*, UNIV OF BERGEN, 2006.

ANNEXE

Folio N° 02				EQUIPEMENT DU PUIT			
NIA 9		PPH		COMPLETION SIMPLE		RESERVOIR : F4	
TETE D'ERUPTION						COUPE SCHEMATIQUE DU PUIT	
Marque :CAMERON/FMC Pression de sce. : 3000 Embase: 11'' 3000		Type : TCM Attache Tbg : Olive Réduction : 7''1/6.3000 x 2''9/16. 5000		Ract. Sup: 4NA-2G Susp. Tbg Olive : ICC-CXS Filetée 2''7/8 EU		Z Sol : 604.67 Origine cotes Z Forage : 613.82 Spool Prod. : Z Production : 604.67	
VANNES	SAS	Maitresse	LAT-TBG	LAT-CSG.	Etanchéité s/ tbg. PKR de tête: //		
MARQUE	FMC	FMC	FMC	CAMERON			
NOMBRE	01	02	02	02			
Ø et Série	2''9/16.5000	2''9/16.5000	2''1/16.5000	2''1/16.3000			
COLONNE TUBING							
Désignation	Nb.	Type	Diam	Long-ueur	Cote Product.	Ø. mini	Observations
Sabot	01	EU	2''7/8	0.13	2080.49		Manchon 2''7/8
Tubing court	01	EU	//	1.19			J55 - 6.50 # - RI
Siège	01	D	//	0.48	2079.17		CAMCO, Bore : 2''813
Tubing court	01	EU	//	3.92			J55 - 6.50 # - RI
Packer	01	PFH	7''	2.08	2073.40		WEATHERFORD - PFH Size : 32 - 35, H =0.71
Tubing	01	EU	2''7/8	9.61			J55 - 6.50 # - RII
Siège	01	X	//	0.18	2063.08		OTIS , Bore : 2''313
Tubing	01	EU	//	9.60			J55 - 6.50 # - RII
Mandrin	01	SMO1	//	2.07	2053.30		WEATHERFORD
Tubing	217	EU	//	2049.70			J55 - 6.50 # - RII
Tubing court	01	EU	//	1.98			J55 - 6.50 # - RI
Olive	01		7''1/16	0.20			CAMERON, ICC-CXS
					2081.14		Filetée en 2''7/8 EU
PERFORATIONS							
(Réservoir : F4)							
NIVEAUX PERFORES	Hauteur	Type de Perfo.	Diamètre du Perfo.	Densité au m.	Calage	Nbr. de coups Tirés	
De 2096.85 à 2105.85	09.00	CC	4'' ½	17	CCL	153	
OBSERVATIONS:							
* Colonne casing 7'' mixte De : 0 à 1797 m en 29 Lbs. - P110 De : 1797 à 2263,85 m en 32 Lbs. - P110							
*Changement tête de puits Usagée Après neutralisation puits par bullheading le 02/07/2020							
						Annule le folio N° 01 Mis à jour le : 03/07/2020 Fin opération le : 03/07/2020 Vu S. MAHROUG ERRAS	

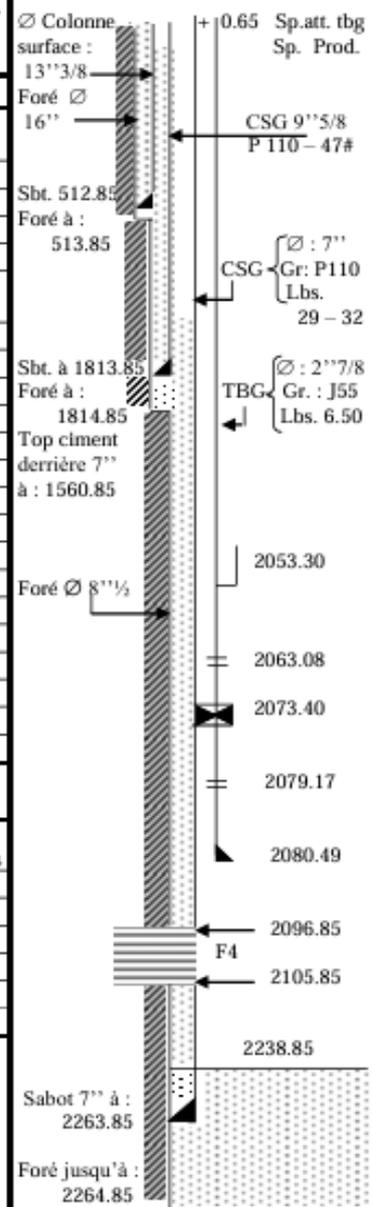


Figure an A- 1 : Fiche Technique puit NIA-9

ANNEXE

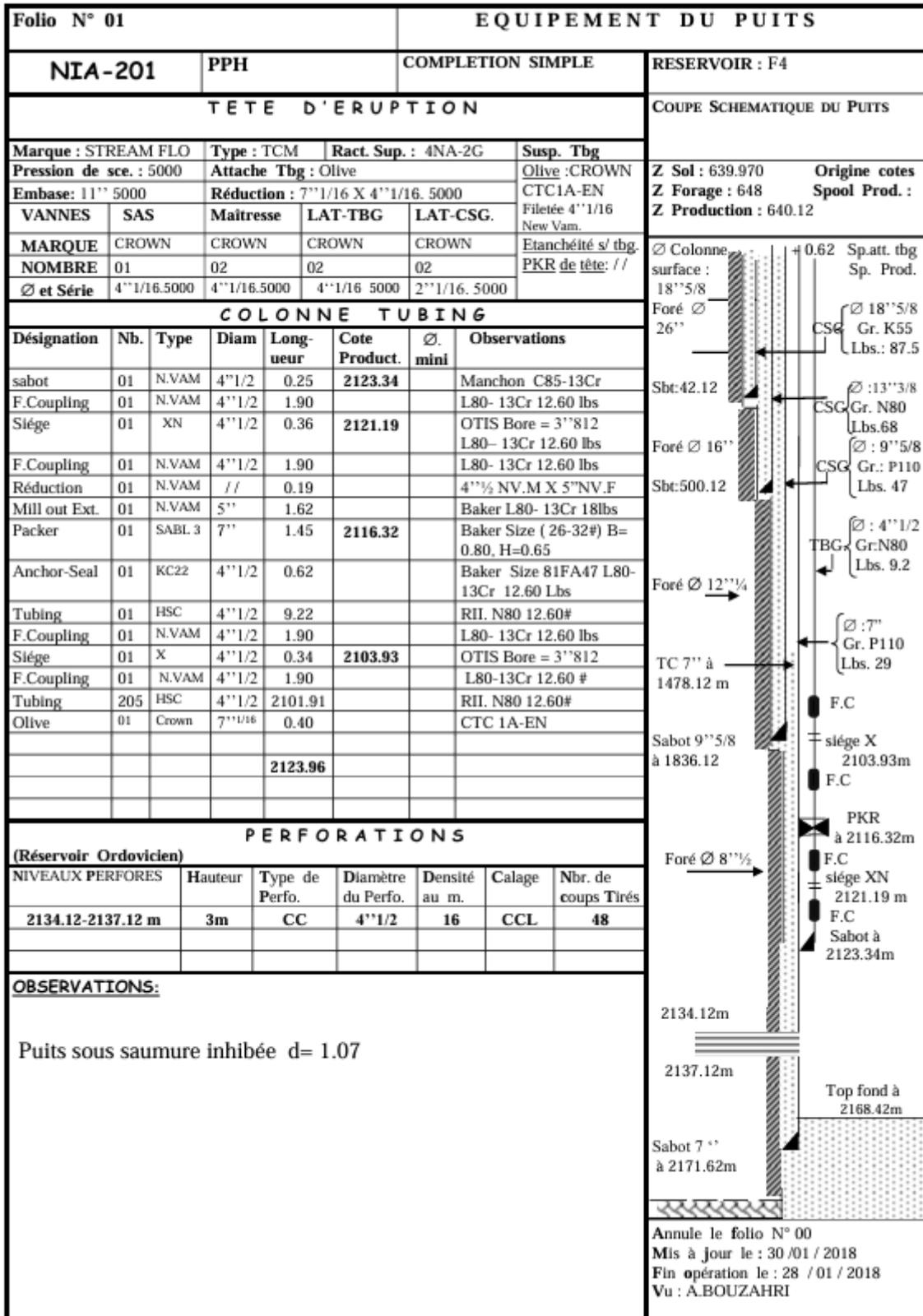


Figure an A- 2: Fiche Technique puit NIA-201

ANNEXE

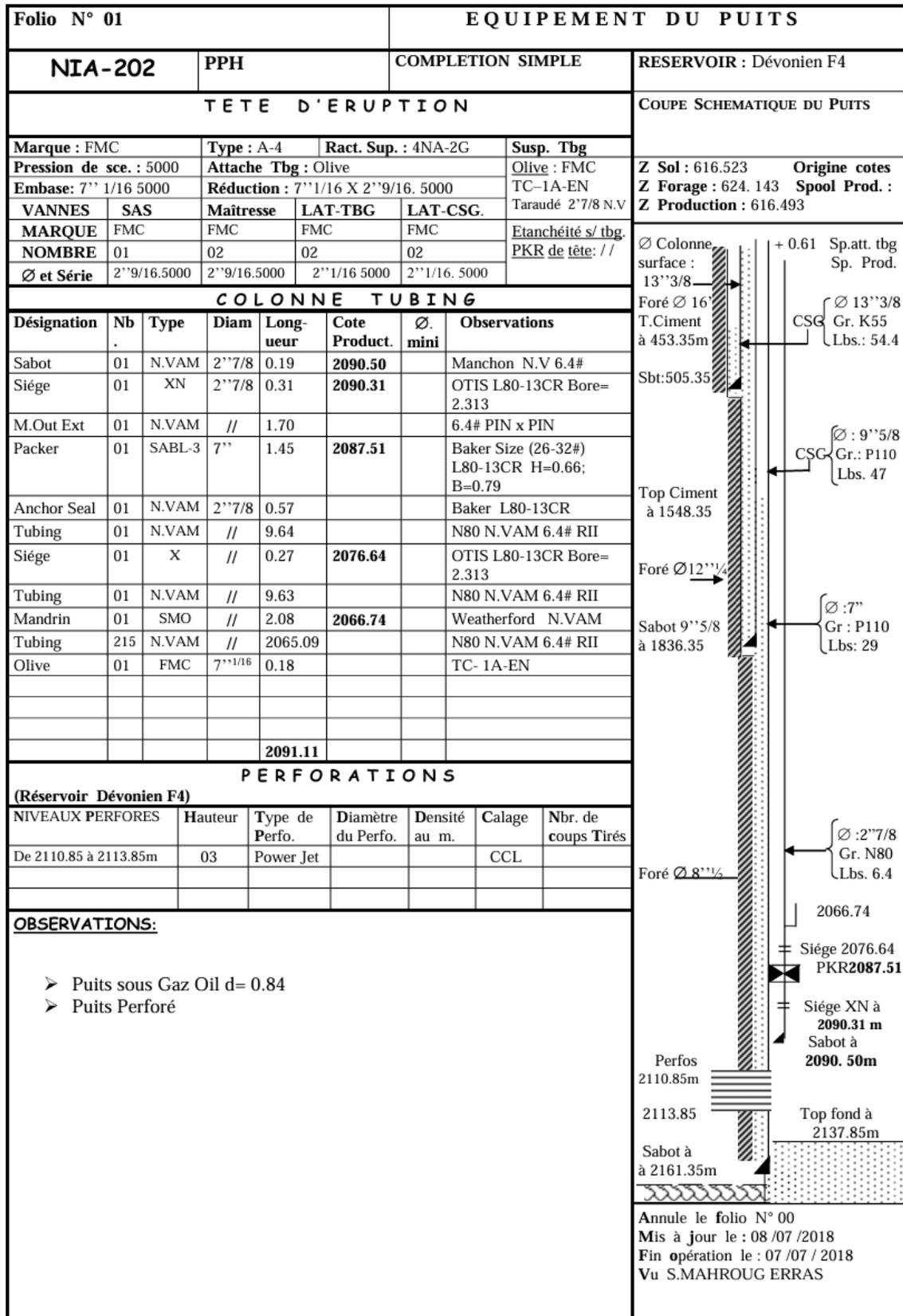


Figure an A- 3: Fiche Technique puit NIA-202

ANNEXE

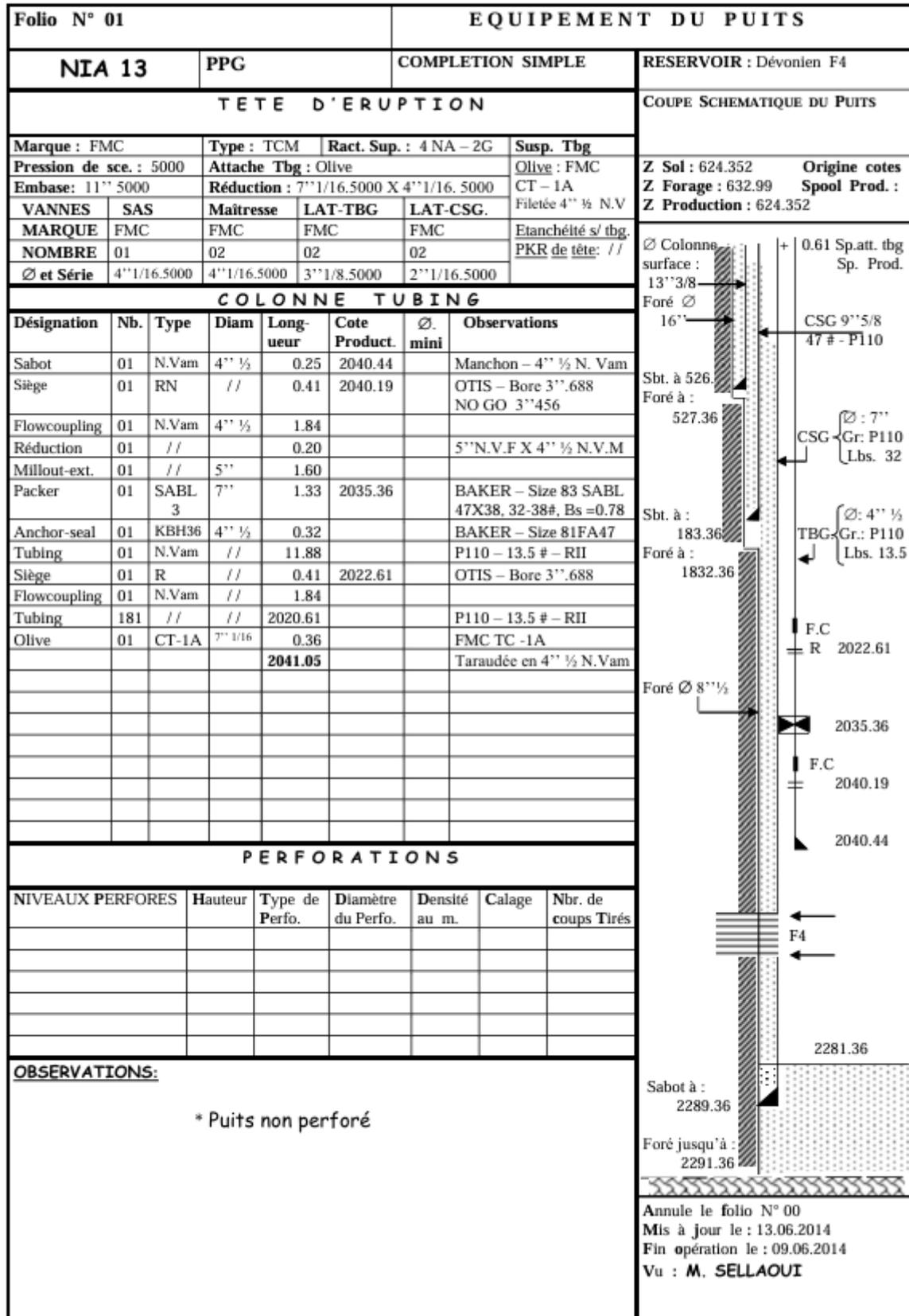


Figure an A- 4: Fiche Technique puit NIA-13