

N° Série :/2023

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MÉMOIRE

Pour Obtenir Le Diplôme De Master

Option : Production

Présenté Par :

DIF Maroua, AITOUR Hania, HAMOU Bochra

-THEME-

**Evaluation Et Optimisation De La Production Des Puits Activés Par Gaz Lift
Par L'Application De PIPESIM Et L'Analyse Des Courbes De Déclin Dans Le
Champs Du Hassi Messaoud**

Soutenue le : **08 / 06 / 2023** devant la commission d'examen.

Jury :

Président :	Mr. OUZZAZI Mohamed	M.A.A	UKMO
Examineur :	Mr. MEHASOULE Ammar	M.C.A	UKMO
Encadrant :	Mr. GHALI Ahmed	M.A.A	UKMO
Co-Encadrant:	Mr. ADJOU Zakaria	Doctorant	UKMO

Année Universitaire 2022/2023

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH le clément de nous avoir donné la force, la chance et la patience pour terminer ce modeste travail.

Nous exprimons toute notre gratitude à notre cher encadrant Mr GHALI AHMED et notre Co-encadrant Mr ADJOU ZAKARIA pour la confiance qu'il nous a témoignée en acceptant de suivre ce thème, ses conseils, son sérieux et sa disponibilité.

Nous remercions les membres du jury D'examen, Mr OUZZAZI MOHAMED et Mr MEHASOUEL AMMAR d'avoir accepté d'examiner ce travail, pour leurs soutiens et leurs observations constructives.

Nous témoignons notre profonde gratitude à la grande famille de la direction EP-HMD et plus précisément : BENMENZER SOUFYANE, LEMIZE FATIH, SEBTI ABDEL RAHMANE pour leurs aides, leurs critiques, leurs orientations et recommandations au cours de la période du stage et pour le temps bénéfique qu'ils nous ont consacré.

Sans oublier Mr : GHERBIA HOUSSEM ET JULIANNE

Nous remercions aussi tous les enseignants, sans oublier l'équipe administrative du département de production des hydrocarbures de l'université d'Ouargla qui ont participé de près ou de loin à notre formation durant notre cursus universitaire.

Nous remercions aussi nos ami(e)s pour nous avoir soutenus et encouragés pendant toutes ces années.

Nous garderons un très bon souvenir des moments passés à UKMO en compagnie de tous nos Amis. Nous tenons à les remercier vivement pour leur sympathie leurs encouragements et leur Gentillesse.

Merci...

Dédicace

A **Allah** le Tout Puissant, source de toute connaissance, qui m'a donné La force et la volonté pour achever ce modeste travail.

À **MES CHERS PARENTS** Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon estime, mon dévouement, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consentie pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitte jamais assez.

Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçoive.

A ma très chères sœurs **Asmaa, Azza, Meriem, Houria, Youssra, Amina** Aucun langage ne saurait exprimer mon amour, respect et ma considération pour votre soutien et encouragements.

A mon très cher frères **Mohamed, Abdallah, Mokhtar, Younes, Samir** Mon fidèle compagnon dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse. A mes Chères nièces **Aridj, Alaa, Souhaib, Yakin, Roudaina, HAMZA**, que Dieu les Protège.

À **MES AMIS DE TOUJOURS** : **Kamar, Roufaida, Hania, Chaima, Amina, Yasmina, Sélia** pour tous les moments de joie que nous avons vécus ensemble, et mes binômes **AITEUR HANIA** et **Dif Maroua**.

Mes cousins et cousines merveilleux et tous autres membres de ma famille, **LA FAMILLE HAMOU & BAGHDAD & KESSOUAR**.

A toutes ces personnes je dédie ce modeste travail en termes d'amour et De profonde gratitude.

Bouchra Hamou ♥

Dédicace

A **Allah** le Tout Puissant, source de toute connaissance, qui m'a donné La force et la volonté pour achever ce modeste travail.

À **MES CHERS PARENTS** Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon estime, mon dévouement, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être. Je vous remercie pour tout le soutien et l'amour que vous me portez depuis mon enfance et j'espère que votre bénédiction m'accompagne toujours. Que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitterai jamais assez.

Puisse Dieu, le Très Haut, vous accorder santé, bonheur et longue vie et faire en sorte que jamais je ne vous déçoive.

A ma très chères sœurs **ANFALE, LINA** Aucun langage ne saurait exprimer mon amour, respect et ma considération pour votre soutien et encouragements.

A mon très cher frère **LOUAI** Mon fidèle compagnon dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse.

A ma **GRAND-MERE** une dame qui a tant sacrifiée pour nous, que Dieu la Protège. Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au long de ma vie.

À **MES AMIS DE TOUJOURS : CHOUROUK, AMINA, LINA** pour tous les moments de joie que nous avons vécus ensemble, et mes binômes **AITEUR HANIA** et **HAMMOU BOUCHRA**.

Mes cousins et cousines merveilleux et tous autres membres de ma famille, **LA FAMILLE DIF & BELGHOULE**.

A toutes ces personnes je dédie ce modeste travail en termes d'amour et De profonde gratitude.

MAROUA DIF ♥

Dédicace

*A Allah le Tout Puissant, source de toute connaissance,
Je dédie ce modeste travail aux deux êtres qui me sont très chers dans cette
vie, à*

Savoir mon père SAADI et ma mère RAHIMA.

*Je leur dis merci papa du fond de mon cœur pour ton éducation, ton sacrifice,
ton*

*Assistance et pour ce que tu m'as fait et qui m'a permis d'avoir cette
réussite et ce*

Bonheur.

*Je te dis merci et mille fois merci maman pour ta patience, ton courage et
ton*

Sacrifice pour moi.

*Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents Et ne
pourrai*

Jamais n'égaler votre mérite.

A mes très chères sœurs: FERIEL, NEILA, ILYANA.

A mon très cher frère: MOHAMED

A mes amies : BOCHRA, MIRA, CHAIMA.

*A toute la famille AITOUR cet ensemble de personnes qui
Forment comme une forteresse au fond de nous et où l'on peut se réfugier à
tout*

Moment.

A tous mes proches.

HANIA AITOUR ♥

Résumé

L'étude a été menée pour évaluer et optimiser la production des puits du champ Hassi Geuttar. Cette **optimisation** est basée sur : simulation de la situation actuelle des puits candidats et d'optimiser le fonctionnement du **réseau** tout en optimisant à l'aide du logiciel **PIPESIM**.

Le **gaz lift** est désormais la méthode d'activation la plus appliquée au niveau des puits en voix de déplétion dans le champ de Hassi Messaoud, les critères et les propriétés de l'effluent produit, ainsi que la **complétion** des puits candidats sont les paramètres clé à tenir en compte pour évaluer et optimiser la production. L'application de l'analyse des **courbes de déclin** sera la méthode convenable afin d'atteindre les débits désirés en surface. La simulation par **PIPESIM** nous a donné une bonne estimation et prédiction pour la nouvelle exploitation des **22** puits candidats. La méthode de l'analyse de courbes de déclin en utilisant logiciel **MBAL** permet de donner une prévision de production de chaque puits et de champ jusqu'à l'année **2033**.

Mots clés: Gaz lift, Réseau de collecte, Optimisation, Courbe de déclin, Gain, MBAL, PIPESIM, Analyse Nodal, Ecoulement Polyphasique, Complétion.

Abstract

The study was carried out to evaluate and optimize the production of wells in the Hassi Geuttar field. This **optimization** is based on simulating the current situation of the candidate wells and optimizing the operation of the **network** while optimizing using the **PIPESIM** software. **Gas lift** is now the most widely applied activation method for depleting wells in the Hassi Messaoud field, and the criteria and properties of the effluent produced, as well as the completion of candidate wells, are the key parameters to be taken into account when evaluating and optimizing production. The application of **decline curve analysis** will be the appropriate method for achieving the desired surface flow rates. The **PIPESIM** simulation gave us a good estimate and prediction for the new operation of the **22** candidate wells.

The decline curve analysis method using **MBAL** software provides a production forecast for each well and field up to the year **2033**.

Key words: Gas lift, Network, Optimization, Decline curve, Gain, MBAL, PIPESIM, Nodal analysis, Multiphase flow, Completion.

ملخص

اجريت الدراسة لتقييم وتحسين إنتاج البئر في حقل حاسي جاتار. يعتمد هذا التحسين على: محاكاة الوضع الحالي للآبار

المرشحة وتحسين تشغيل الشبكة باستخدام برنامج (PIPESIM). يعتبر رفع الغاز الآن أكثر طرق التنشيط تطبيقاً على مستوى الآبار في حقل حاسي مسعود ، وتعتبر معايير وخصائص الصرف الناتج هي المعايير الأساسية لتحقيق ذلك. يتم أخذها في الاعتبار لتقييم الإنتاج وتحسينه. كما ان تطبيق تحليل منحنيات الانحدار هو الطريقة المناسبة للوصول إلى التدفقات المرغوبة على السطح. أعطتنا المحاكاة التي أجراها (PIPESIM) تقديراً جيداً وتنبؤاً للاستغلال الجديد لـ 22 بئراً مرشحة. طريقة تحليل منحنيات الانحدار باستخدام برنامج (MBAL) تجعل من الممكن إعطاء توقع الإنتاج لكل بئر وحقل حتى عام 2033.

الكلمات المفتاحية: رفع الغاز ، شبكة التجميع ، التحسين ، منحنى الانحدار ، الكسب ، التحليل العقدي ، التدفق متعدد الأطوار ، الإنجاز ، (PIPESIM) ، (MBAL).

Table Des Matières

Résumé.....	V
Abstract	V
Table Des Matières	VII
Liste des figures	XI
Liste des tableaux	XIV
Liste des Symboles et Abréviations	XVI
Introduction	1
CHAPITRE I Théorie d'activation des puits pétrolière	3
Introduction	3
I.1 Procédés d'activation.....	3
I.2 Principe de gaz lift et applications.....	5
I.2.1 Principe	5
I.2.2 Applications du gaz-lift.....	6
I.3 Compositions du gaz injecté.....	7
I.4 Types du gaz-Lift	7
I.4.1 Selon Le Mode D'injection	7
I.4.2 En fonction du type de complétion	9
I.4.3 En fonction du circuit d'injection en surface	14
I.5 Les équipements de gaz lift	16
I.5.1 L'équipement de surface	16
I.5.2 Equipement de fond	18
I.5.3 Les outils de décentrage et de positionnement	23
I.6 Paramètres d'activation par gaz lift	24
I.6.1 Pression en tête de puits (Well Head pressure)	24
I.6.2 Pression du gaz injecté.....	24
I.6.3 Profondeur de l'injection du gaz	24
I.6.4 IP important et effet de peau	24
I.7 Facteurs a considéré dans la conception du gas lift	25
I.8 Application du gaz lift dans le champ de Hassi Messaoud.....	25
I.9 Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud	25
I.9.1 Type d'injection conventionnelle.....	26
I.9.2 Type d'injection non conventionnelle	27
I.10 Les problèmes liés au gaz lift à HMD.....	28
I.10.1 Érosion des équipements	28
I.10.2 Formation des hydrates	28

I.10.3 L'émulsion	28
I.10.4 Formation des givres.....	28
I.12 Bénéfices et limites de Gaz-Lift	29
I.12.1 Bénéfices.....	29
I.12.2 Les limites du gaz-lift.....	30
CHAPITRE II La PERFORMANCE DES PUITES	31
Introduction	31
II.1 Analyse nodale	31
II.1.1 Définition de l'analyse nodale	31
II.1.2 L'Objectif de l'analyse nodale.....	32
II.1.3 Application de l'analyse nodale.....	33
II.1.4 Concept de l'analyse nodale	33
II.1.5 Procédé d'application de l'analyse nodale	34
II.1.6 Les différentes positions du nœud.....	35
II.2 Aperçu sur le réseau de collecte	40
II.2.1 Définition du réseau de collecte.....	40
II.2.2 Classification des conduites	40
II.2.3 Particularités des lignes de collecte.....	41
II.2.4 Plans de réseau de collecte	41
II.2.5 Accessoires des collectes.....	43
II.2.6 Description du réseau de collecte de Hassi Messaoud.....	45
II.3 Etude de perte de charge	48
II.3.1 Ecoulement multiphasique	48
PARTIE PRATIQUE: Modélisation et Optimisation du champ HGA	55
PARTIE I Généralité sur le champ Hassi Geuttar.....	55
III.1 Cadre régional.....	55
III.1.1 Situation géographique et géologique de champ de Hassi Messaoud	55
III.2 Cadre local de la structure de Hassi Geuttar	55
III.2.1 Situation géographique de la région d'étude.....	55
III.3 Historique sur la recherche dans la région	56
III.4 Aspect pétrolier	57
III.4.1 Les roches réservoirs.....	57
III.4.2 Les roches couvertures	58
III.4.3 Les roches mères	58
III.4.4. Types de pièges	58
III.5 PVT des champs.....	58
III.5.1 Interprétation des données pétrophysiques du réservoir Ri.....	58

III.5.2 Interprétation des données pétrophysiques du réservoir Ordovicien (les Quartzites de Hamra)	60
PARTIE II Aperçu sur le logiciel PIPSIM	63
III.6 Aperçu sur le logiciel PIPESIM	63
III.6.1 Présentation du logiciel	63
III.6.2 Application du logiciel PIPESIM	63
III.6.3 Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM	64
III.6.4 Les modèles de PIPESIM	64
III.6.5 Corrélations largement utilisées	65
PARTIE III Modélisation et optimisation du système puits réseaux	68
INTRODUCTION	68
III.7 Collecte des données	68
III.7.1 Les critères de choix des puits candidats	68
III.7.2 L'état Actuel Des Puits Choisis	68
III.7.3 Complétions des puits	68
III.7.5 Les données des essais des puits	71
III.7.6 Le modèle réservoir et le potentiel des puits	73
III.8 L'organigramme de la procédure de la modélisation	74
III.10 Modélisation de puits HGA44	76
III.10.1 Les Data du puits	76
III.10.2 Modélisation avec PIPESIM	78
III.10.3 Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM	82
III.11 Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité	83
III.11.1 Sensibilité Par Rapport au GOR	84
III.11.2 Sensibilité par rapport au diamètre du duse	85
III.11.3 Sensibilité par rapport la pression de gisement	86
III.12 Optimisation gaz-lift	87
III.12.1 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté	88
III.12.2 Procédure d'optimisation	88
III.13 Modélisation et optimisation de réseau de collecte	92
III.13.1 Construction du modèle de réseau	92
III.13.2 L'organigramme de la procédure de la modélisation	94
III.13.4 Structure de réseau	96
III.13.5 Comparaison	99
III.13.6 Construction du modèle représentatif puits-réseau	100
III.13.7 Diagnostique du système	104
III.14 Optimisation du système réseau	107
III.14.1 Optimisation par les diamètres des flowline	107

PARTIE IV L'analyse des courbes de déclin	111
Introduction	111
III.15 Courbe de déclin	111
III.15.1 Principe de la courbe de déclin	111
III.15.2 Théorie d'analyse des courbes de déclin classique.....	112
III.16 Elaboration du plan de développement du champ HGA	115
III.16.1 Aperçu sur le software MBAL.....	115
III.16.2 Historique de production	116
III.16.3 Prévision de production pour le puits HGA35	117
Conclusion	120
PARTIE V L'étude économique de l'optimisation du système de production.....	121
Etude Economique.....	121
Conclusion et Recommandations	122
Bibliographie.....	122
Annexes.....	122

Liste des figures

Figures de chapitre I : Théorie D'activation Des Puits Pétrolière

Figure I.1 : Mode d'activation des puits pétrolier.	5
Figure I.2 : Principe de gaz lift.	6
Figure I.3: Gas lift continue.	8
Figure I.4: Gas Lift Intermittent.	9
Figure I.5: Complétion Gas Lift Direct	10
Figure I.6 : Schéma de Liftage (gaz lift par concentrique).	11
Figure I.7 : Dessin Production Dans Le Casing.	12
Figure I.8: Complétion Gaz Lift Double.	13
Figure I.9 : Complétion Gaz Lift Double Parallèle.	14
Figure I.10 : Circuit Fermé.	15
Figure I.11: Circuit Ouvert.	15
Figure I.12 : Les équipements De Surface.	16
Figure I.13 : Mandrins Conventionnels.	19
Figure I.14 : Mandrins Poche Latérale.	19
Figure I.15 : Mandrins Avec Vanne Concentrique.	20
Figure I.16 : Les Vannes Opérées Par Le Casing (COV).	22
Figure I.17 : Les Vannes Opérées Par Le Tubing (TOV).	23
Figure I.18 : Opération De Mise En Place D'une Vanne De GL Par Un Kick-over.	23
Figure I.19: Complétion Conventionnelle.	26

Figures de chapitre II : Performance Des Puits Activés

Figure II.1 : Les pertes de charge au cours de production.	32
Figure II.2: Inflow VS Outflow Graphes.	33
Figure II.3 : Les différentes positions possibles des nœuds.	34
Figure II.4 : L'effet de la pression de séparation.	35
Figure II.5 : L'effet du diamètre de la Duse.	36
Figure II.6 : L'effet du diamètre du flow line.	37
Figure II.7 : L'effet de Draw Down sur IPR.	38
Figure II.8 : L'effet du diamètre de tubing sur débit de production	39
Figure II.9 : L'effet du déclin de la pression du réservoir.	40
Figure II.10 : Schéma d'un réseau de collecte par une ligne individuelle.	42

Figure II.11 : Schéma de réseaux de collecte.	43
Figure II.12 : Ecoulements Diphasiques.	49
Figure II.13 : Variation de la pression le long d'une conduite.	51
Figure II.14: Liquid Hold up.	52
Figure II.15 : Régimes d'écoulement à travers la duse.	54
Figures de chapitre III : Simulation Et Modélisation (Etude De Cas Champs HMD, HGA)	
Figure III.1 : Carte de position du gisement de Hassi Guettar.	55
Figure III.2 : Cartes-en isopermeabilité du réservoir RI.	59
Figure III.3 : Cartes-en isoporosité totale du réservoir RI.	60
Figure III.4 : Cartes-en isopermeabilité du réservoir QUARTZITE HAMRA.	61
Figure III.5 : Cartes-en isoporosité totale du réservoir QUARTZITE HAMRA	62
Figure III.6 : Modèle IPR puits HGA44.	74
Figure III.7 : Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.	75
Figure III.8 : Fiche technique puits HGA44.	77
Figure III.9 : La conception du puits HGA44.	78
Figure III.10 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données.	79
Figure III.11 : Calibrated total RMS de chaque corrélation	80
Figure III.12 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits HGA44.	81
Figure III.13 : IP matched du puits HGA44.	81
Figure III.14 : Point de fonctionnement du puits HGA44.	82
Figure III.15 : Sensibilité par rapport au GOR du puits HGA44.	84
Figure III.16 : Sensibilité par rapport au diamètre du duse du puits HGA44.	85
Figure III.17 : Sensibilité par rapport à la pression de gisement du puits HGA44.	86
Figure III.18 : Sensibilité par rapport à la pression de tête du puits HGA44.	87
Figure III.19 : L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des duses et débit de gaz injecté.	89
Figure III.20 : Le débit d'huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.	90
Figure III.21 : Point de Fonctionnement du puits HGA44 après la mise en GL.	91
Figure III.22 : L'apport d'activation à la production pour le puits HGA44.	91
Figure III.23 : Organigramme de modélisation réseau.	94

Figure III.24 : Structure de réseau HGA.	96
Figure III.25 : Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM.	97
Figure III.26 : Modélisation de réseau (source) avec GIS Map (PIPESIM).	98
Figure III.27 : Modèle puits-réseau sur PIPESIM.	100
Figure III.28 : Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map).	101
Figure III.29 : digramme de débit d'huile du réseau actuel avant et après l'optimisation.	109
Figure III.30 : Graphe des résultats de la simulation.	110
Figure III.31 : Débit par rapport à la production cumulative.	112
Figure III.32 : Débit par rapport à la production cumulative (avec EUR).	113
Figure III.33 : Le débit en fonction du temps.	114
Figure III.34 : Déclaration des données de production.	118
Figure III.35 : Courbe déclin pour le puits HGA35.	118
Figure III.36 : Profile prévisionnelle du puits HGA35.	119

Liste des tableaux

Chapitre I : Théorie D’activation Des Puits Pétrolière

Tableau I.1 : Les modes d'activation.	3
Tableau I.2 : Compositions du gaz.	7

Chapitre II : Performance Des Puits Activés

Tableau II.1 : Les stations de séparation de champs nord.	46
Tableau II.2 : Les stations de séparation de champ sud.	47
Tableau II.3 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge.	51

Chapitre III : Simulation Et Modélisation (Etude De Cas Champs HMD, HGA)

Tableau III.1 : L’état Actuelle Des Puits.	68
Tableau III.2 : Complétion des puits ayant un liner cimenté perfore.	69
Tableau III.3 : Complétion des puits ayant un Open Hole.	69
Tableau III.4 : Complétion des puits ayant un Casing cimenté perforé.	70
Tableau III.5 : Paramètre des PVT des effluents des puits.	70
Tableau III.6 : Données des essais des puits.	72
Tableau III.7 : Derniers jaugeages des puits.	73
Tableau III.8 : Les data du fluide.	76
Tableau III.9 : Les données de la complétion.	77
Tableau III.10 : Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits.	83
Tableau III.11 : Point de fonctionnement de puits HGA44.	84
Tableau III.12 : Points de fonctionnements de puits HGA44.	85
Tableau III.13 : Points de fonctionnements de puits HGA44.	86
Tableau III.14 : Points de fonctionnements de puits HGA44.	87
Tableau III.15 : Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.	88
Tableau III.16 : la variation de débit d’huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté.	90
Tableau III.17 : Les corrélation de calcul.	92
Tableau III.18 : Les données de réseau de collecte.	95
Tableau III.19 : Les données calculées avec PIPESIM.	98

Tableau III.20 : Comparaison entre les données mesurées et calculées.	99
Tableau III.21 : les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart.	102
Tableau III.22 : les régimes d'écoulement à travers la Duse.	103
Tableau III.23 : les résultats de simulation sur le réseau.	105
Tableau III.24 : Optimisation du réseau actuel (diamètres des flowlines).	107
Tableau III.25 : Résultat des calculs des débits avant et après l'optimisation du réseau actuel.	108
Tableau III.26 : Résultats de la simulation par PIPESIM.	109
Tableau III.27 : Historique de production du puits HGA35 (2020-2023).	117
Tableau III.28 : Prévision de production du puits HGA35.	119
Tableau III.29 : Montant total du projet.	121
Tableau III.30 : Montant total du projet pour l'optimisation.	122

Liste des Symboles et Abréviations

GOR: Gas Oil Rapport (Sm^3/Sm^3).

HP: Haute Pression.

BP : Basse Pression.

MP : Moyenne Pression.

DEG : D'Ethylène Glycol.

TEG: Tri-Ethylene Glycol.

WO: Work Over.

USA: United States of America.

COV: Casing Operated Valves.

TOV: Tubing Operated Valves.

GL: Gas Lift.

IP: Indice de Productivité ($\text{Sm}^3/(\text{J. Bar})$).

HMD: Hassi Messaoud.

CCE: Concentrique.

GLR: Gas Liquid Ratio.

H2S: Hydrogen Sulfide.

Pwf: Reservoir Bottom Hole Flowing Pressure.

Pwhf: Wellhead Flowing Pressure.

IPR: Inflow Performance Relationship.

Pr : Pression De Réservoir.

Psép : Pression De Séparateur.

Q : Débit (m^3/h).

ΔP : Perte De Charge (bar).

$\varnothing$: Diamètre de la Duse (In).

D : Diamètre De Tubing.

P : Pression (Bar).

T : Température ($^{\circ}\text{C}$).

CINA : Centre Industrielle Nailli-Abdelhamid Nord HMD.

CIS : Centre Industrielle Nailli-Abdelhamid Sud HMD.

ρ_m : la densité du mélange [Kg/m^3]

P1, P2 : pression de pipe [bar]

V_m : la vitesse du mélange [m/s]

D : diamètre de la pipe [m]
 g_c : facteur de conversion.
 f_m : facteur de frottement du mélange.
g : accélération de la gravité (9,81 m/s²).
 θ : Pente de la conduite.
A: diamètre de la duse (mm).
K: constante déterminée lors du dernier jaugeage.
Pp : Pression de pipe (kgf/cm²g).
Pt: Pression de tête (kgf/cm²g).
H: Hauteur (m).
HL : Holdup liquid.
Hg : Le gaz Holdup.
HGA : Hassi Guettar.
QH : Quarzites l'Hamra.
NE-SW: Nord Est-Sud West.
NW-SE : Nord West-Sud Est.
LS : Lias Salifère.
LD : Lias dolomitique.
PIPESIM: Pipeline Simulator.
Qliq : Débit De Liquide.
VLP: Vertical Lift Performance.
PVT: Pression, Volume, Température.
DST: Drill Stem Test.
HB: HAGEDORN ET BROWN.
BBO: Beggs ET Brill Original.
BBR: Beggs and Brill Revised.
 v : volume spécifique.
 v_m : volume du mélange d'un BBL.
MD: Mesured Depth.
ID: Inside Diameter.
OD: Outside Diameter.
Pb: pression de bulle (Kgf/cm².g).
WOR: Water Oil Ratio (Sm³/Sm³).
PFD: Pression Du Fond Dynamique (kgf/cm²g).

Pfs : Pression de fond statique (kgf/cm²g).

PG: Pression De Gisement (kgf/cm²).

T huile : Température d'huile (°C).

Qeau: Débit d'eau (L/h).

AOFP: Flow Rate Operating Point.

SL: Slotted Liner.

RMS: Root Mean Squared.

TPC: Tubing Performance Curve.

Qo: Débit d'huile (sm³ /h).

Qg : Débit de Gaz (Sm³/j).

API: Densité De L'Huile.

Ppm : Pression pipe mesuré.

Ppc: Pression pipe calculé.

FL: Flowline.

MFD: Manifold.

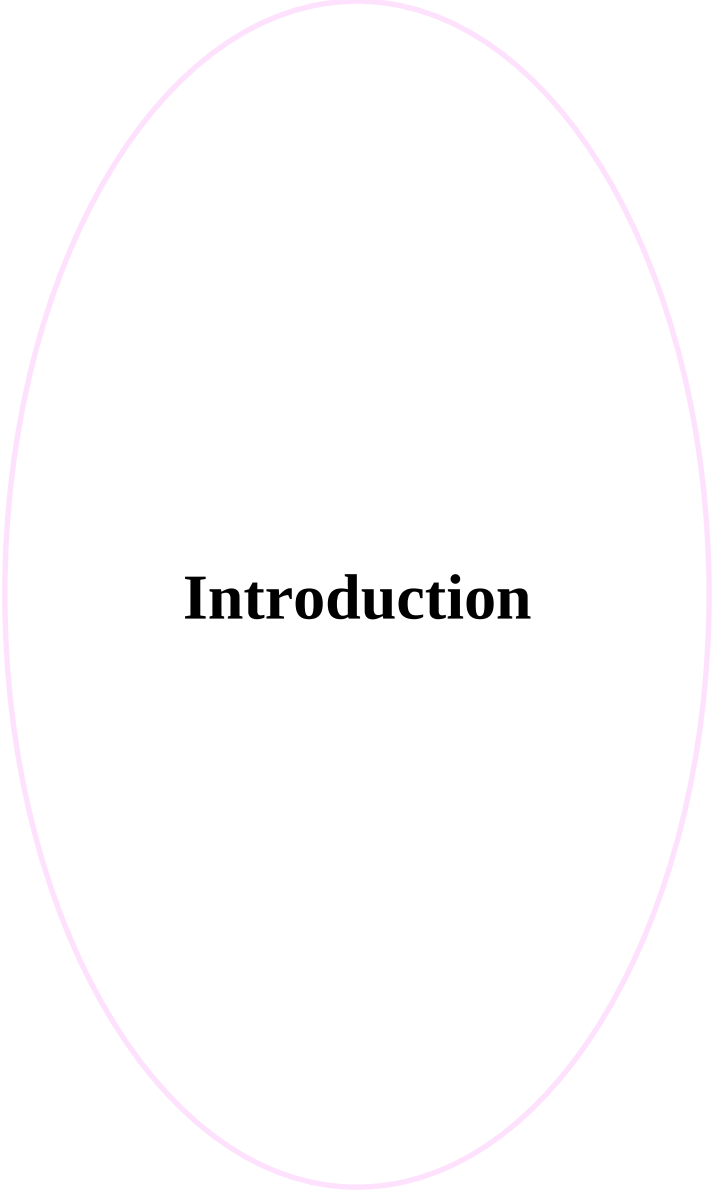
J: Jonction.

EVR: Erosional Velocity Ratio.

EUR: Expected Ultimate Recoverable.

K: La Permeabilité.

S: Le Skin.



Introduction

Introduction

Le pétrole est une source d'énergie vitale pour le fonctionnement de nombreuses industries dans le monde entier. Cependant, son extraction et sa production peuvent être complexes et nécessitent une planification minutieuse pour assurer une rentabilité maximale [1].

La récupération de pétrole par drainage naturel dépasse assez rarement 30 %, et est souvent inférieure à cette valeur en ce qui concerne les gisements d'huile. C'est pourquoi est très vite apparue la nécessité d'injecter dans ces gisements de l'énergie afin d'avoir une meilleure récupération. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou de gaz) étaient mis en œuvre, dans un second temps, après la décompression du gisement d'où leur nom de procédés de récupération secondaire [2].

Parmi les méthodes de récupération assistée, on a le gaz-lift. Cette méthode est basée sur l'injection du gaz en bas de la colonne du fluide produit. Ce gaz réduit la densité du mélange et la pression de fond; ce qui rend le puits apte à produire, comme s'il était éruptif. Mais cette injection doit se faire d'une manière optimale, c'est-à-dire, injecter le minimum pour produire le maximum de l'huile, en tenant compte de l'influence des principaux paramètres du gaz-lift (Pression en tête, pourcentage d'eau...) [3].

L'optimisation de la production des puits activés par gaz lift repose sur l'analyse de la courbe de déclin, qui représente la façon dont la production de pétrole évolue au fil du temps. Cette courbe peut fournir des informations précieuses sur la performance d'un puits, notamment sur les niveaux de pressions, les taux de production et les caractéristiques des fluides. Les ingénieurs pétroliers peuvent utiliser ces informations pour ajuster les paramètres du système de gaz lift afin de maximiser la production de pétrole et minimiser les coûts d'exploitation [4].

Problématique de la recherche

Le champ de Hassi-Messaoud représente l'un des champs les plus complexes de monde. Durant son histoire d'exploitation, ce champ a montré une déplétion remarquable de la production. La production d'un gisement n'est pas liée seulement à son potentiel naturel mais aussi aux performances du système mise en place pour exploiter.

Objectifs de la recherche

Les principaux objectifs de ce travail sont :

- Modélisation des puits à l'aide du logiciel PIPESIM.
- Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilités.
- Etudier l'effet d'activation par gaz lift sur la production.
- Modélisation et Optimisation du réseau de collecte.

INTRODUCTION

- Une étude prévisionnelle de potentiel de champ par MBAL (cas des puits activés par gaz lift pour future plan d'exploitation).

Méthodologie du travail

Le travail est organisé en «3 chapitres »

- ❖ Le premier chapitre est consacré pour donner des généralités sur gaz lift leur principe, types, ces applications, équipements, les Paramètres et les problèmes liée au gaz lift.
- ❖ Le deuxième S'occupe sur l'analyse nodal, les pertes de charges et présenter le réseaux collecte.
- ❖ Le troisième chapitre c'est l'étude pratique consiste à appliquer les courbes de déclin en utilisant logiciel Mbal permet de donner une prévision de production, simuler la situation actuelle de système plus précisément pour le champ de Hassi Guetter afin d'optimiser le fonctionnement de ce système par PIPESIM.

Organisation du mémoire



Figure.1 : Schéma de l'organisation du mémoire.

CHAPITRE I
Théorie
d'activation des
puits pétrolière

Introduction

Ce chapitre est consacré des généralités sur les méthodes d'activation des puits, qui sont utilisées pour les puits non éruptif, cela nécessite une intervention au niveau de la complétion de ces puits à la mise en place des vanne anti retour (side pocket mandral) et activation par concentrique voir même des installations de surface spécifique.

L'activation des puits subdivise en deux grands axes :

- Le pompage.
- Le Gaz lift.

Ce dernier permet de restaurer la production des puits à faible débit sous les phénomènes des percés d'eau ou le brut assez lourd.

I.1 Procédés d'activation

Il existe quatre types du mode d'activation des puits pétrolier (figure I.1, tableau I.1), qui sont :

- 1- Le gaz-lift
- 2- Le pompage centrifuge
- 3- Le pompage hydraulique
- 4- Le pompage aux tiges [3].

Tableau I.1 : Les modes d'activation [5].

Mode d'activation	Principe	Points forts par rapport au gaz-lift	Points faibles par rapport au gaz-lift
Pompage aux tiges	Une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire des tiges d'un système va et vient, la pompe est équipée par deux clapet anti-retour, un clapet fixe et l'autre mobile, l'ouverture et la fermeture de cette dernière base	- utilisable dans les puits isolés. - meilleur rendement pour les huiles lourds.	- réparation difficile. - inadaptable au grand volume de production.

	sur la descente et la remonte des tiges.		
Pompage centrifuge	Une pompe centrifuge multi étagée relié à un moteur électrique submergé par l'intermédiaire d'un protecteur, le moteur est alimenté par un câble électrique fixé à l'extérieure du tubing.	- possède un rendement plus élevé - peut atteindre une pression plus basse de fluide en écoulement.	- panne plus fréquent. - accès au réservoir nécessite des complétions complexes.
Pompage hydraulique	Une pompe de surface permet d'envoyer un fluide motrice vers un moteur au fond du puits à piston double effet, et le moteur repousse le fluide motrice et l'effluent vers la surface.	- utilisable dans les puits plus profonds et déviés. - facilité de modification sur la taille et la cadence de pompe selon les conditions du puits.	- investissement en entretien et équipements assez couteux. - usure relativement rapide des pompes.
Gas-lift	Son principe base sur l'allégement de la colonne de production par l'injection du gaz sous le niveau dynamique du fluide avec des vannes ou bien un tube concentrique.	≠	≠

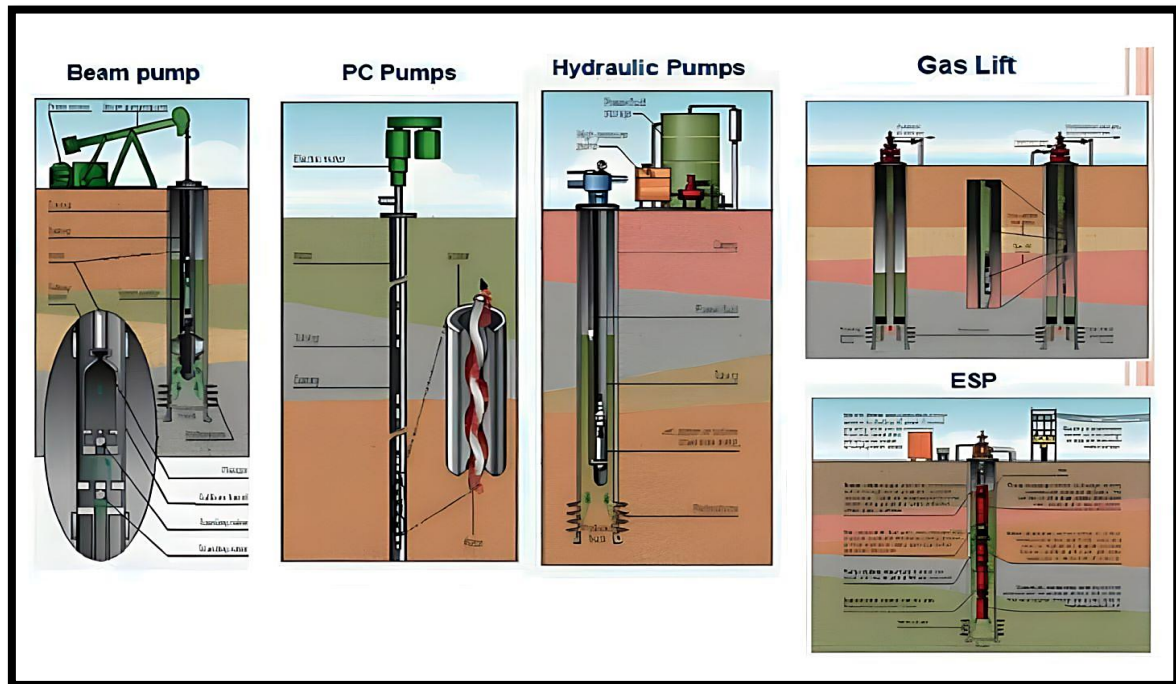


Figure I.1 : Mode d'activation des puits pétrolier [5].

I.2 Principe de gaz lift et applications

I.2.1 Principe

C'est la méthode d'activation la plus utilisée à travers le monde, qui utilise de l'air comprimé à haute pression comme source d'énergie externe.

Le principe est d'injecter, par la surface, du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible, et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique) ; rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface (jusqu'au séparateur). Ceci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire [2].

Cette remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanismes :

- Diminution du gradient dynamique de pression.
- Expansion du gaz injecté.
- Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

La figure (I.2) représente le principe de gaz lift

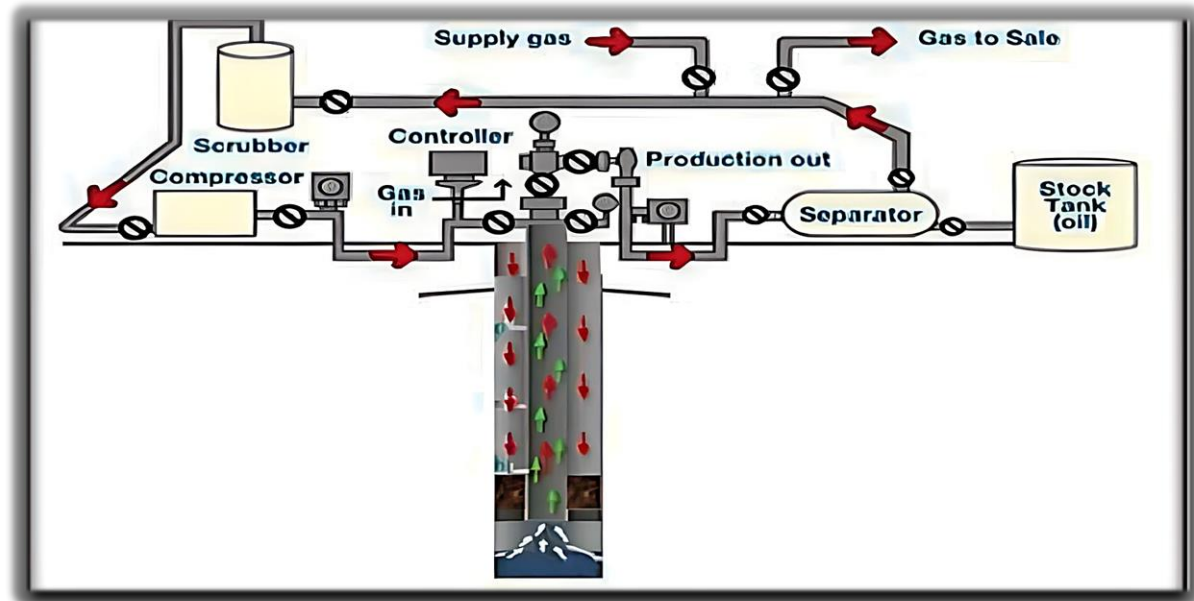


Figure I.2 : Principe de gaz lift [6].

I.2.2 Applications du gaz-lift

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

❖ Les puits à huile

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

❖ Les puits à eau

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

❖ Démarrage des puits

Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruptivité retrouvée.

❖ Nettoyage de puits injecteur

Les puits injecteurs ont besoin Périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrent les Perforations ou la formation.

Cette opération est souvent assurée par un passage du puits En gaz-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire [2].

I.3 Compositions du gaz injecté

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition (Tableau I.2) suivante :

Tableau I.2 : Compositions du gaz [3].

Constituants	N2	CO2	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	n-C5	C6	C7
Fr. Molaire	5.38	0.31	82.98	8.89	1.69	0.28	0.39	0.06	0.02	0.00

I.4 Types du gaz-Lift

Le Gas-lift est un domaine où souvent les ingénieurs se plaisent à dessiner des profils complexes parfois couronnés de beaux succès mais aussi soldés d'échecs sévères. La règle est de chercher la simplicité. Une complétion complexe demande une excellente préparation, un programme opérationnel très détaillé, des calculs précis, des tests en atelier et enfin une supervision sans faille.

I.4.1 Selon Le Mode D'injection

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

- **Gaz- lift continu**

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère le draw down requis pour pouvoir produire au débit désiré. Voir la (Figure I.3) Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif [7].

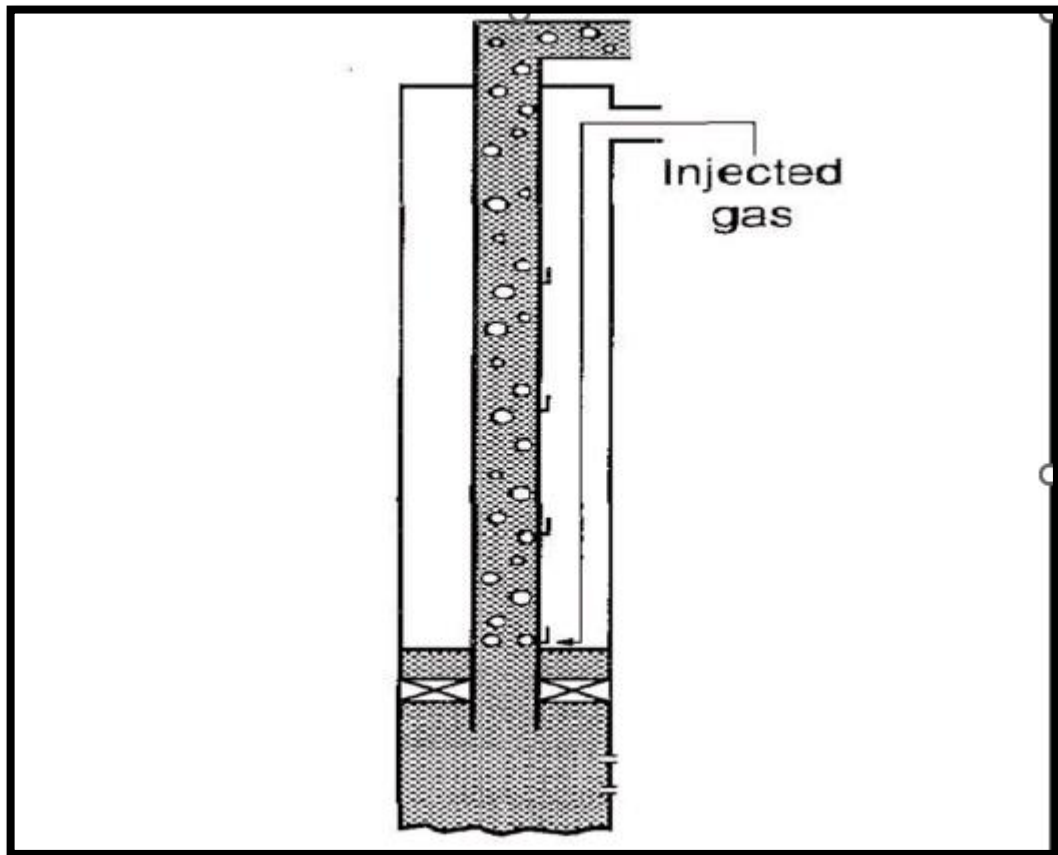


Figure I.3: Gas lift continue [8].

- **Gas- lift intermittent**

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Voir la (Figure I.4) Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite [7].

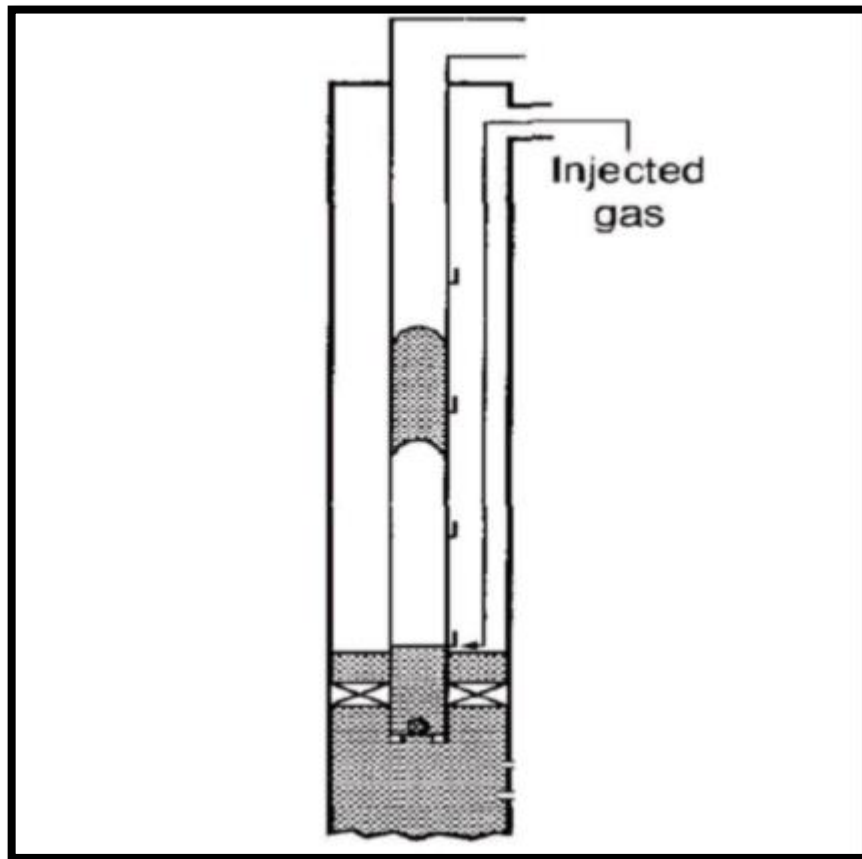


Figure I.4: Gas Lift Intermittent [8].

I.4.2 En fonction du type de complétion

Le gaz lift peut-être utiliser en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peut être :

A. Complétions pour gaz-lift direct

L'injection du gaz est effectuée dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing (voir la figure I.5). C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle [7].

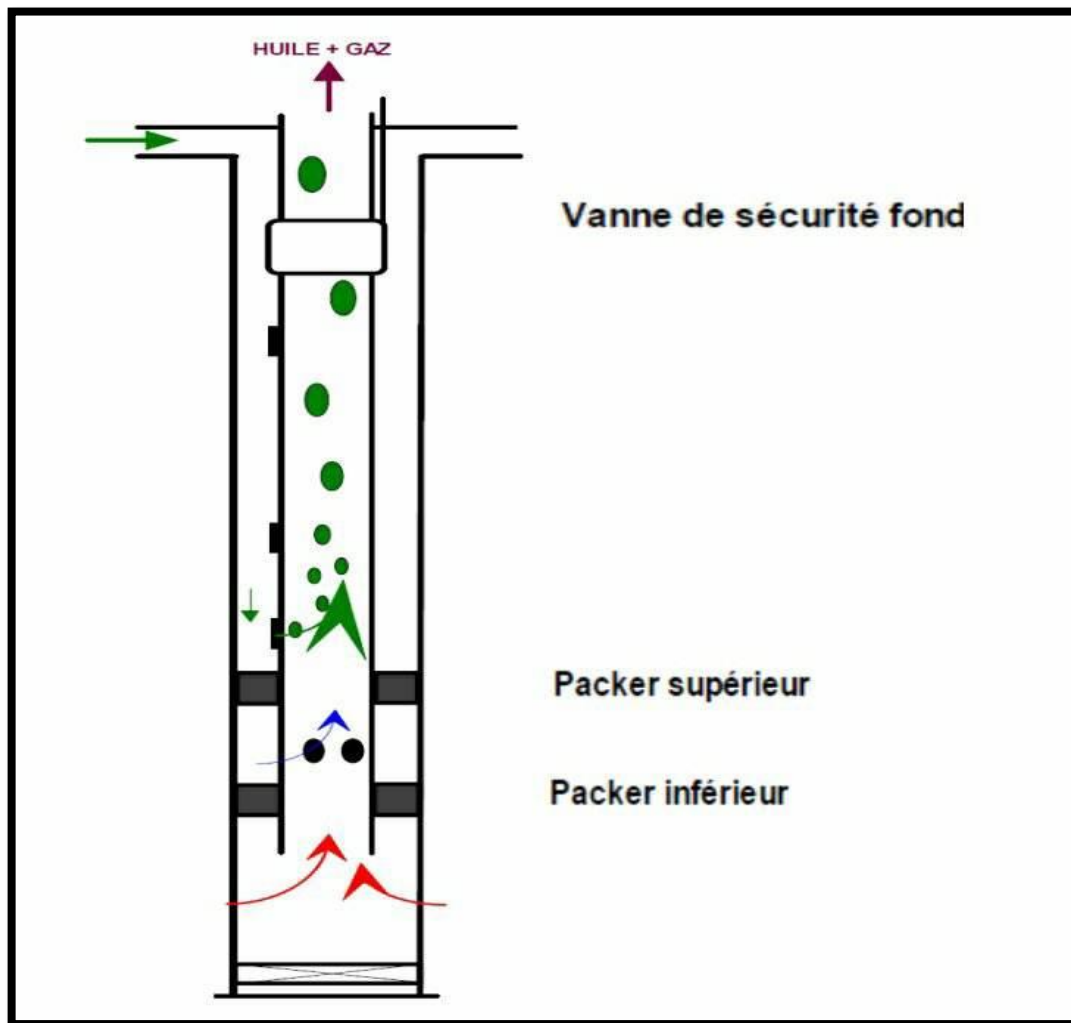


Figure I.5: Completion Gas Lift Direct [8].

B. Gas-lift inverse

B.1 Tubing concentrique

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendu au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4"½ pour activer le puits au gaz lift (voir la figure I.6).

Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits. Et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le Macaroni est en général grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire [9].

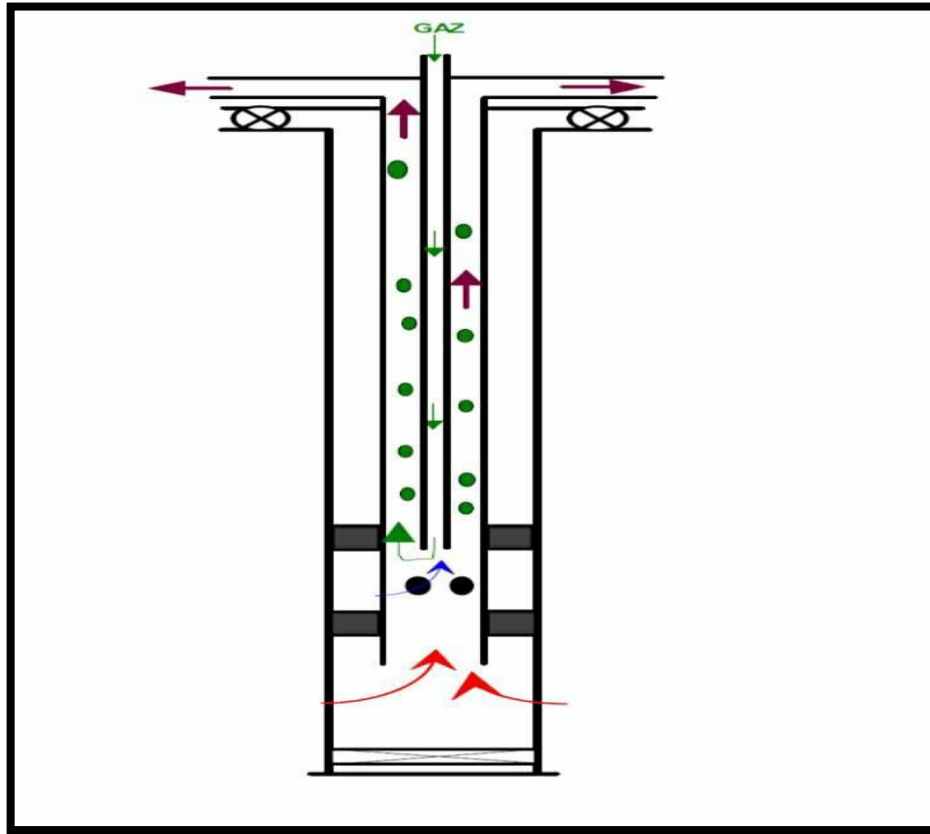


Figure I.6 : schéma de liftage (gaz lift par concentrique) [8].

B.2 Gaz-lift avec production dans le casing

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing (voir la figure I.7).

Ce procédé Présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, telles que des mesures de pression ou de température de gros volumes de Gaz sont nécessaires,
- Le design et les équipements sont spéciaux,
- Le puits est mal adapté au gaz-lift intermittent [9].

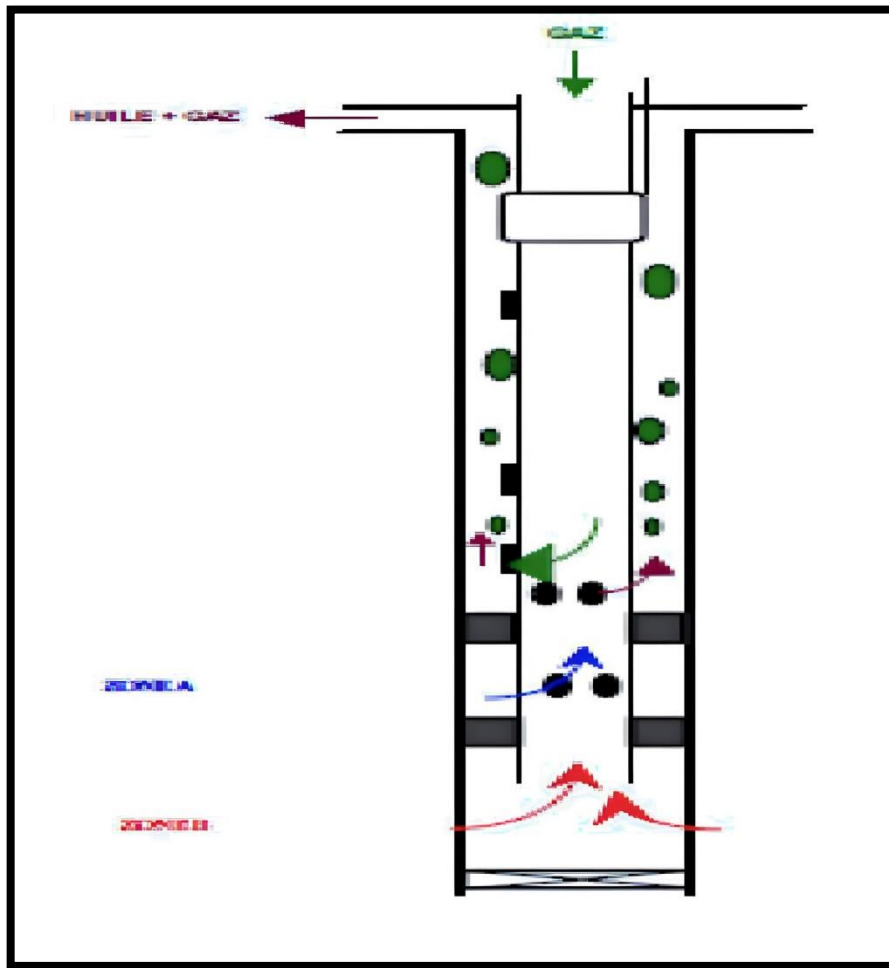


Figure I.7 : Dessin Production Dans Le Casing [8].

C. Gaz-lift double

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée (voir la figure I.8). Parmi les problèmes de cette complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de subsurface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.

En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un tubing sur l'autre.

La mise au point des vannes pour ces puits est très délicate. Le Gas-lift double est donc assez rare, sauf pour des champs où du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge sans utilisation de vannes de décharge [9].

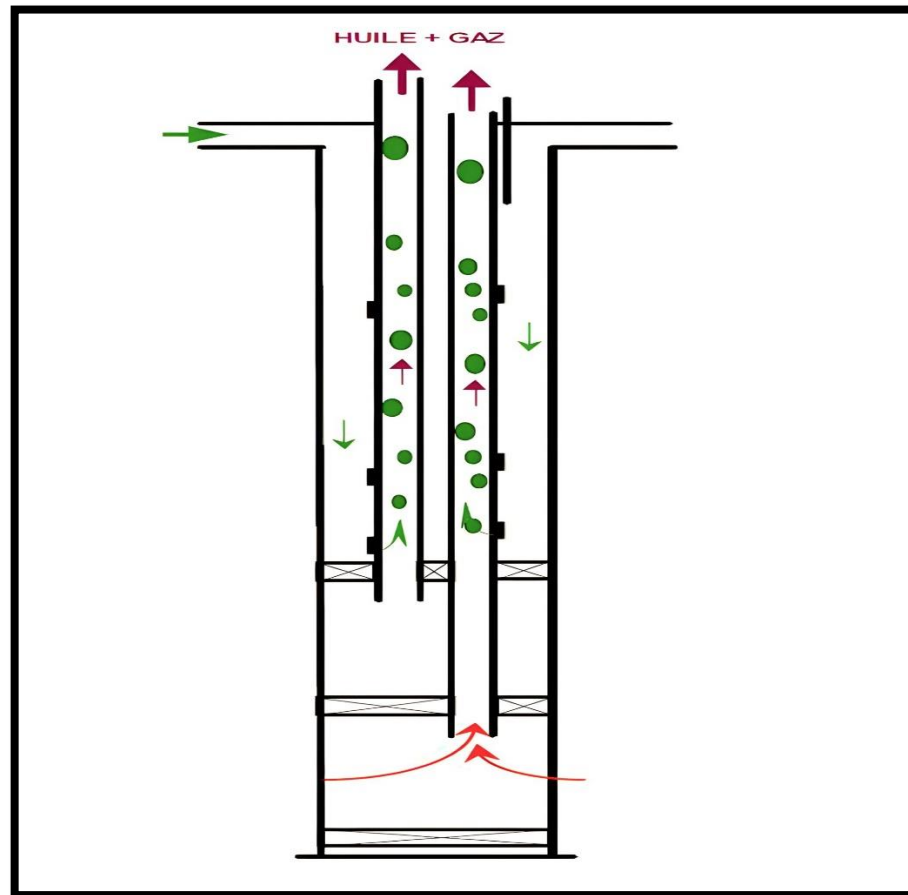


Figure I.8: Complétion Gaz Lift Double [8].

D. Le gaz-lift parallèle

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le Gas-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing (voire la figure I.9)

Le gaz lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconverties lorsque l'un des tubings a perdu son usage [7].

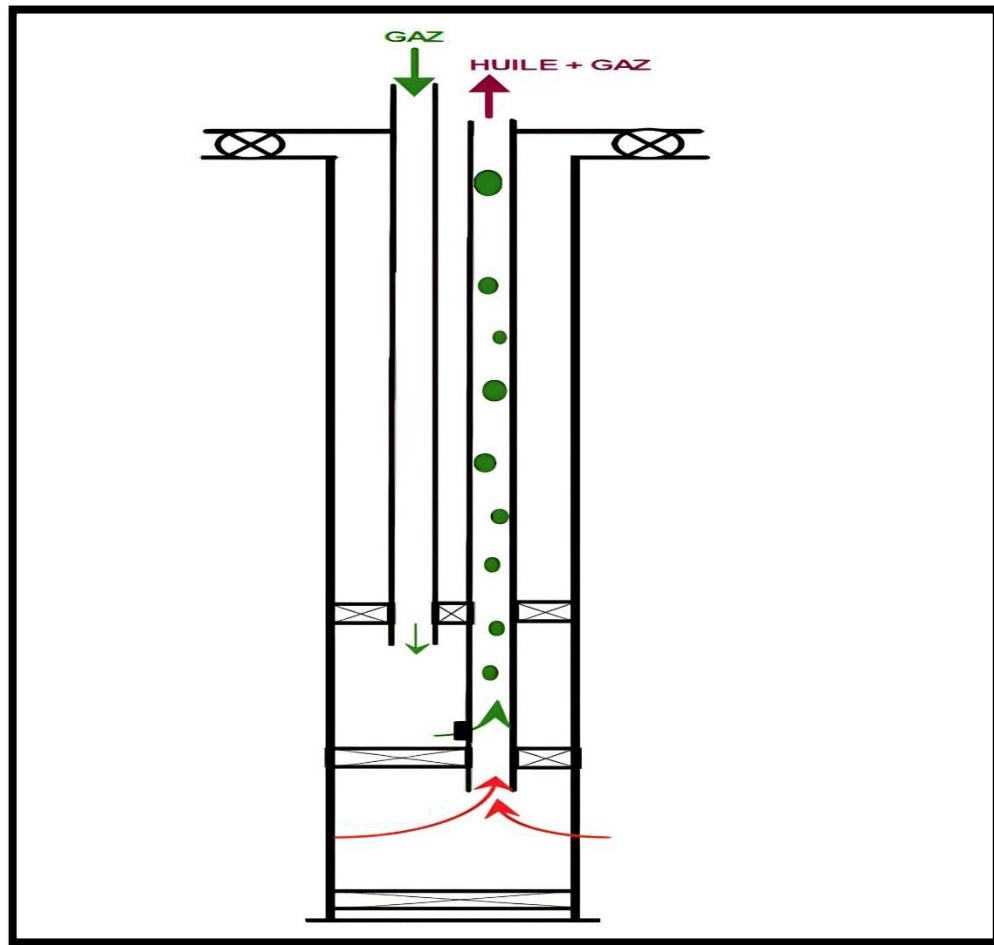


Figure I.9 : Complétion Gaz Lift Double Parallèle [8].

I.4.3 En fonction du circuit d'injection en surface

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue :

a) Gaz lift en circuit fermé

C'est le gaz-lift qui réutilise le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et d'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz (déshydratation, dégazolinage). Le gaz se trouve alors dans une boucle (voir la figure I.10).

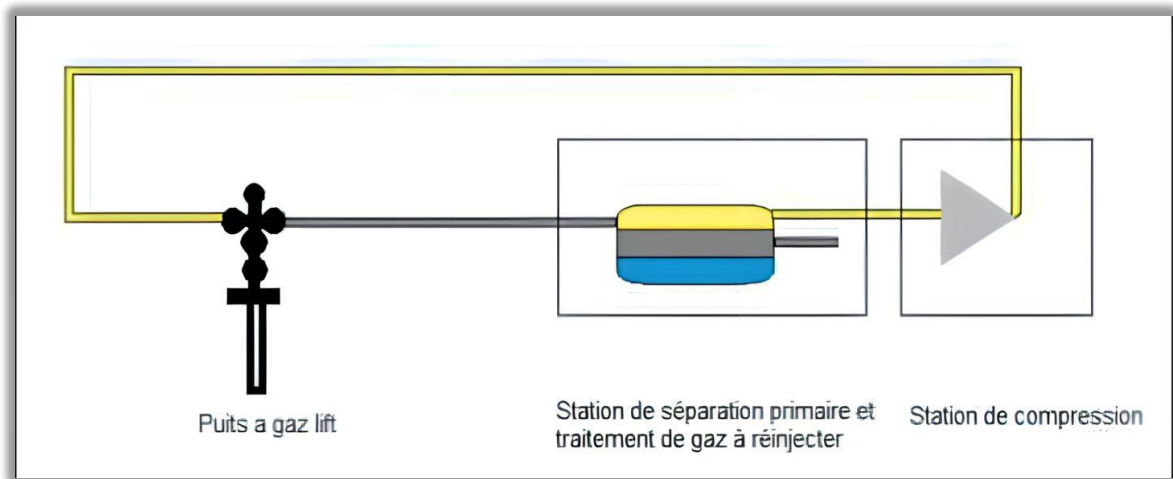


Figure I.10 : Circuit Fermé [10].

b) Gaz-lift en circuit ouvert

Le gaz qui a servi pour le gaz-lift est brûlé à la torche ou bien commercialisé après son utilisation. Dans ce cas, le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz (voir la figure I.11).

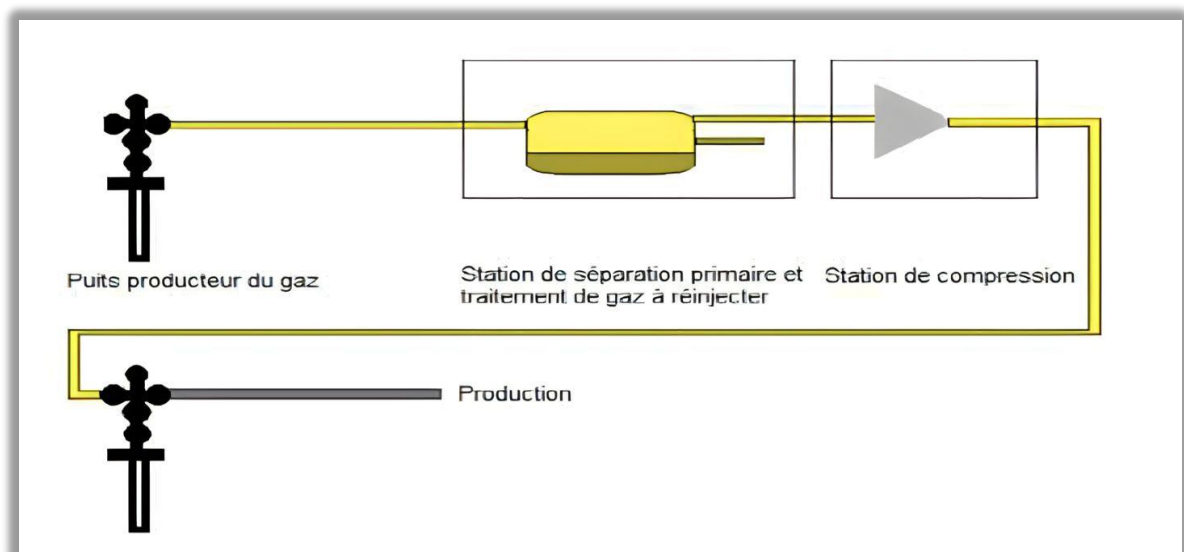


Figure I.11: Circuit Ouvert [10].

c) Auto gaz lift

Si la complétion du puits le permet, l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer [11].

I.5 Les équipements de gaz lift

I.5.1 L'équipement de surface

L'équipement de surface est constitué de :

1. Un équipement de compression (si la pression de gaz n'est pas suffisante)
2. Un réseau de distribution de haute pression.
3. Un équipement de mesure et de commande (jauges, vannes régulatrices, vannes de blocage...etc.).
4. Réseau de récupération des fluides à basse pression.
5. Equipements de déshydratation [12].

La figure (I.12) représente les équipements de surface.

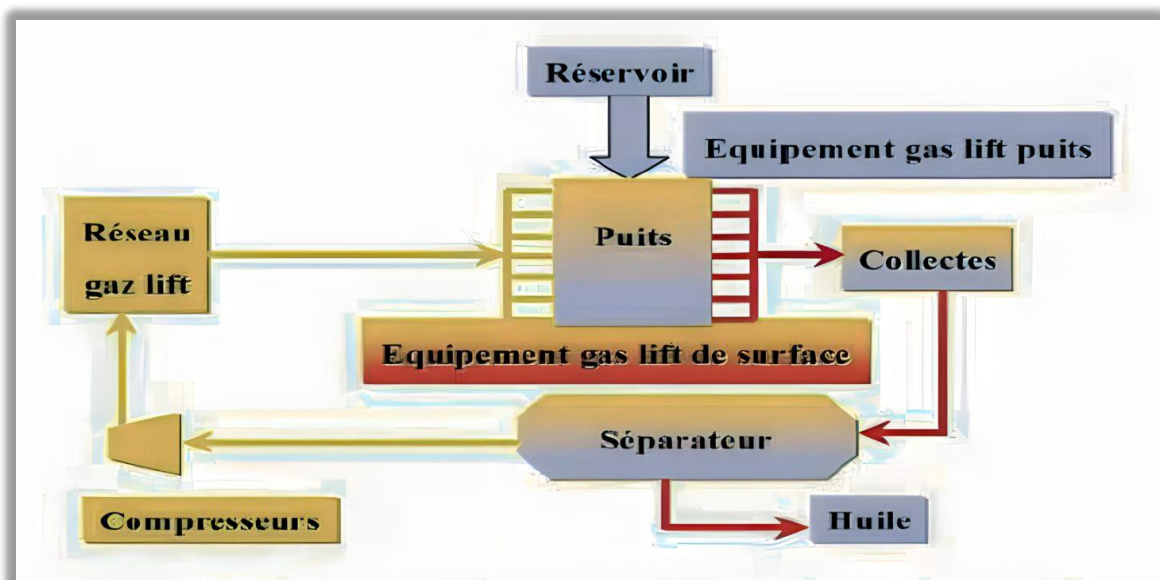


Figure I.12 : Les équipements De Surface [13].

A. L'équipement de compression

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée. Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

B. Le réseau de distribution HP

Il est formé d'un système de pipes (conduites) qui peut travailler à des très grandes pressions, ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

C. Equipement de mesure et de contrôle

L'équipement de mesure est composé de :

Équipement de mesure de pression (des manomètres).

Équipement de mesure de température (des thermomètres).

Duse manuelle de réglage de débit de gaz.

Équipement de mesure de débit (l'orifice Daniel et l'indicateur Barton).

IL existe plusieurs types d'équipements de mesure et de contrôle, le système le plus utilisé est l'orifice DANIEL.

D. Réseau de distribution BP

IL est composé de pipelines qui acheminent le fluide des têtes des puits jusqu'au réseau de distribution haute pression, la 1^{re} phase consiste à transporter le brut des têtes de puits jusqu'à la station de séparation. Après la séparation les pipes acheminent l'huile au stockage et le gaz est renvoyé à la station de compression puis à la déshydratation.

E. L'équipement de déshydratation

Le gaz naturel comporte des quantités importantes de vapeurs d'eau qui viennent de la présence de coning d'eau dans le réservoir. La capacité d'un gaz à contenir de l'eau dépend essentiellement de la pression du gaz et de sa température.

La présence des liquides dans le système de distribution du gaz peut causer la formation des hydrates.

Les hydrates sont ces cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions, ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation, La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenu dans le gaz.

Ces agents sont généralement le d'éthylène glycol (DEG) et le tri éthylène glycol (TEG).

Remarque

En cas d'un gaz-lift intermittent l'équipement de surface nécessite la présence d'un intermitteur qui permet :

- Le réglage de la périodicité des injections.
- Le réglage de la durée de l'injection.

I.5.2 Equipement de fond

L'équipement de fond comprend les mandrins, les vannes de gaz lift et autre équipements spécifique à usage particuliers [14].

a) Les mandrins

Le mandrin est un tubing avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble des tubings) à la profondeur désirée. IL qui permet de porter une vanne sans influencer sur le diamètre du tubing.

On peut trouver principalement trois types de mandrins :

- Mandrins conventionnels.
- Mandrins à poche latérale (side pocket mandral).
- Mandrins pour vannes concentriques.

 Mandrins conventionnels

Ils sont fabriqués à partir d'élément de tubing. Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés avant la descente à la base d'un réceptacle qui percé d'un canal permettant au gaz de passer de l'annulaire vers le tubing.

Ce type de mandrins est le plus ancien il présente plusieurs inconvénients, car toute opération de repêchage ou de maintenance exige un WO, il est utilisé surtout en USA avant l'invention des mandrins à poche latérale, où les puits sont assez profonds (WO ne coûte pas très chère). Voir la figure (I.13)

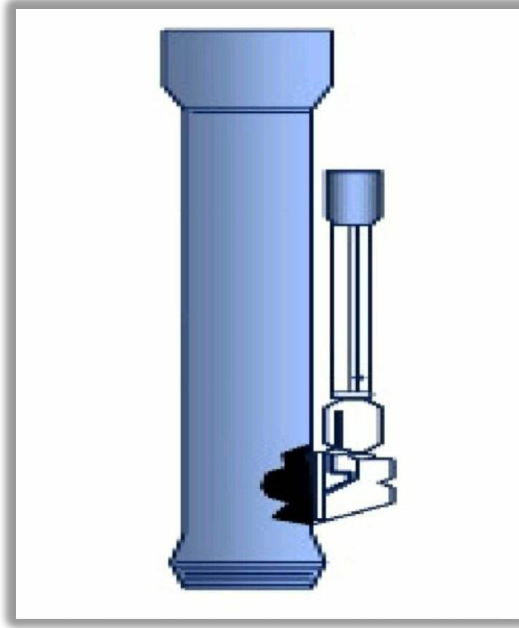


Figure I.13 : Mandrins Conventionnels [15].

Mandrins à poche latérale

Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de Wire line. Incorporé dans le train de tubing, les Mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de Wire line. Voir la figure (I.14)

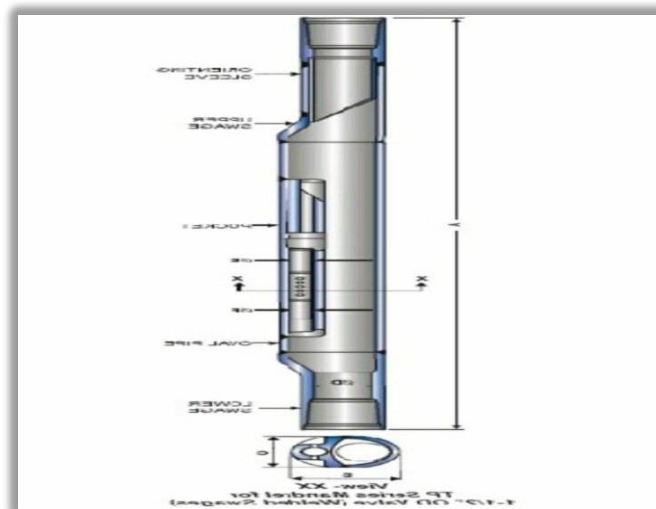


Figure I.14 : Mandrins Poche Latérale [15].

Mandrins avec vanne concentrique

Ces mandrins sont équipés d'une vanne concentrique où le passage du gaz se fait vers celle-ci de l'annulaire.

La vanne concentrique peut :

- soit être intégré au mandrin.
- soit être mise en place par travail au câble.

Ces mandrins avec vanne concentrique peuvent permettre de résoudre certains problèmes tels que problèmes d'encombrement en complétion multiple. Voir la figure (I.15).

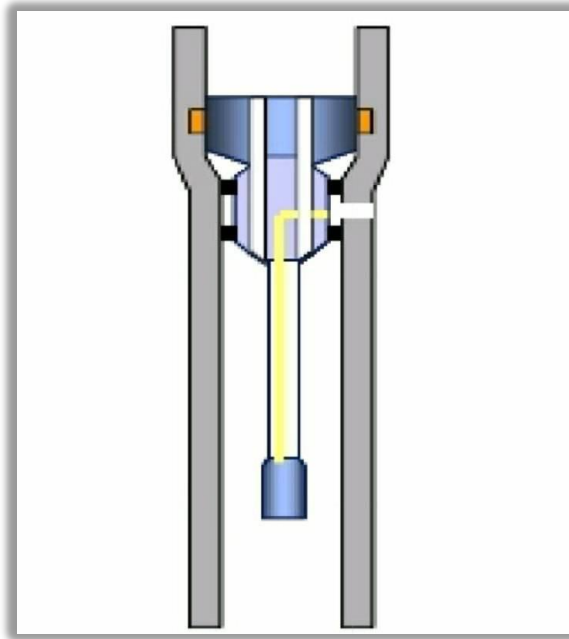


Figure I.15 : Mandrins Avec Vanne Concentrique [15].

b) Autres équipements spécifiques

Parmi ces équipements on a :

- Clapet anti-retour

Placé à la base de tubing, son rôle est d'empêcher le retour de fluide dans la formation il est indispensable en gaz lift intermittent lorsque les puits sont fortement déplétés.

- Sécurité annulaire

Particulièrement aux puits offshore. Elle permet d'assurer la sécurité de l'annulaire où le volume de gaz est important.

- Tubing spool

Équipé à sa base d'un joint isolant permet d'assurer que l'annulaire sous pression ne puisse créer un quelconque danger au dernier casing.

c) Les vannes de gaz lift

Les vannes sont l'élément le plus important dans tout le système de l'injection du gaz, sa fonction est de permettre le passage du gaz de l'espace annulaire vers le tubing, sous une certaine pression, cette pression peut être fournie par la pression de gaz ou du fluide.

Les vannes à gaz lift sont descendues dans le puits grâce au Wire line, elles sont posées dans les mandrins (side pockets).

❖ Principe général d'une vanne à gaz lift

Le corps de la vanne est en acier inoxydable. A l'intérieur un clapet hémisphérique en carbure de tungstène ouvre ou ferme sur un siège appelé orifice (port) en carbure de tungstène ou en monel dimensionné en fonction de débit d'injection souhaité. Le clapet est relié par une tige au servomoteur.

A la base de corps de vanne, la plupart des vannes de gaz lift sont équipées de clapet antiretour. Ceux-ci n'offrent pratiquement pas de résistance au passage du gaz et empêchent le retour inverse de fluide évitant ainsi le remplissage de l'annulaire quand le puits est fermé. Ils sont très utiles en cas d'opération ultérieure de stimulation.

Le servomoteur, dont le rôle est de permettre l'ouverture ou la fermeture de clapet sur son siège, peut être de deux types :

- a) Pneumatique à soufflet.
- b) Mécanique à ressort.

❖ Types des vannes de gaz lift

Il existe deux principaux types des vannes à gaz lift :

- **Les vannes opérées par le casing**

Elles sont connues aussi sous le nom de vannes de pressions, elles sont sensibles à la pression de l'espace annulaire (casing), elles ont une sensibilité de 50 à 100 % à la pression du casing lorsqu'elles sont fermées, mais à 100 % lorsqu'elles sont dans la position ouverte.

Elles sont relativement faciles à commander car la pression de l'espace annulaire est connue et facilement contrôlable.

Pour l'ouverture de la vanne il faut que la pression du casing augmente, et pour la fermeture il faut qu'elle diminue. Avec l'injection continue du gaz comprimé dans l'annulaire, lorsque la pression d'injection atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime par conséquent la bille de clapet décale de son siège, ce qui permet au gaz de s'écouler à travers l'orifice. Voir la figure (I.16).

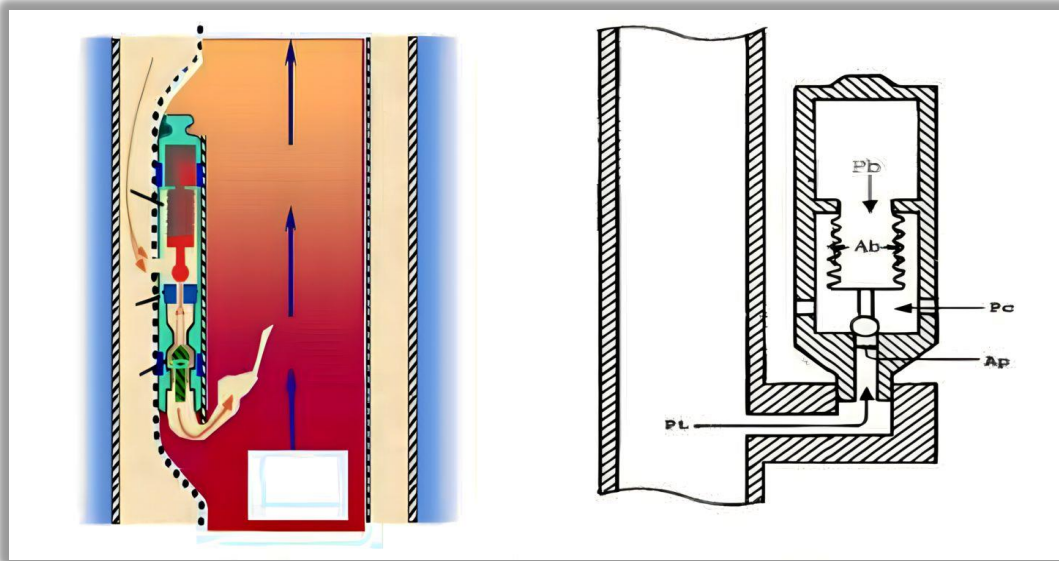


Figure I.16 : Les Vannes Opérées Par Le Casing (COV) [15].

- **Les vannes opérées par le tubing**

Elles sont sensibles à la pression de l'effluent (dans le tubing), la pression annulaire n'intervient que pour l'ouverture de la vanne que sur l'aire du clapet alors que la pression Tubing s'applique sur le soufflet transmetteur de forces. En conséquence, l'effet de pression casing est beaucoup moins important que l'effet tubing pour l'ouverture. De plus, l'orifice du clapet étant d'usage auparavant, quand la pression du tubing atteint la pression d'ouverture, le soufflet se comprime et la bille du clapet se déplace de son siège permettant ainsi au gaz de s'écouler à travers l'orifice (Figure I.17).

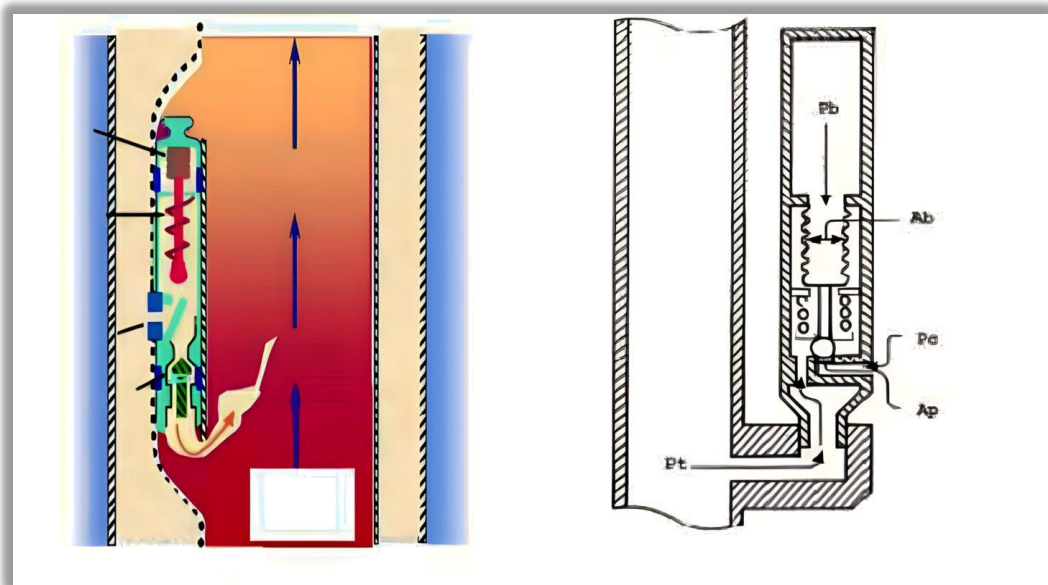


Figure I.17 : Les Vannes Opérées Par Le Tubing (TOV) [15].

I.5.3 Les outils de décentrage et de positionnement

Le positionnement des vannes de gaz lift s'effectue par des outils spéciaux (Kick over ou positioning Tools) associés à un train de Wire line.

La figure (I.18) représente les étapes de positionnement.

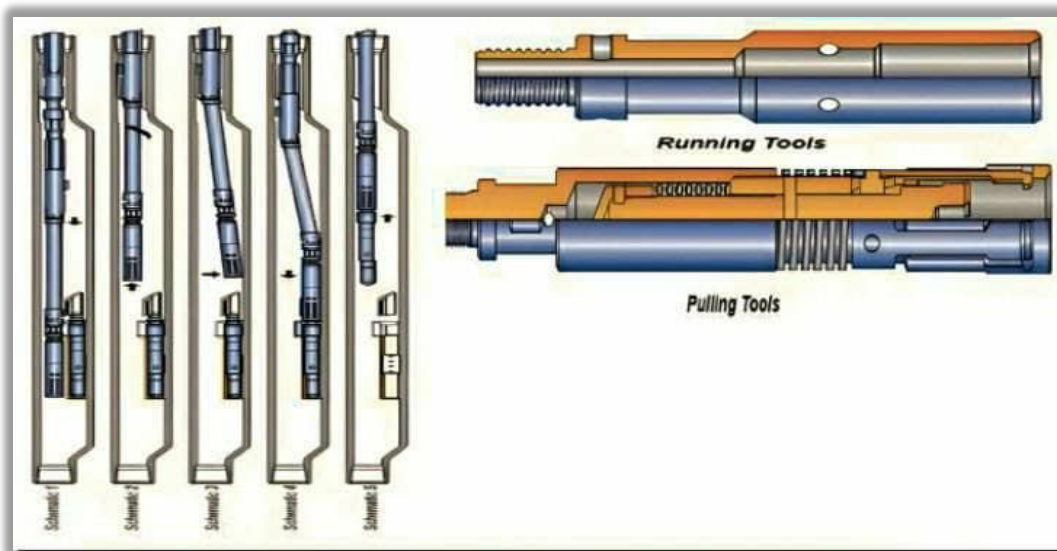


Figure I.18 : Opération De Mise En Place D'une Vanne De GL Par Un Kick-over [15].

I.6 Paramètres d'activation par gaz lift

I.6.1 Pression en tête de puits (Well Head pressure)

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

I.6.2 Pression du gaz injecté

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en (single point) ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits.

Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the Well).

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits. Ce sera le cas si le gaz provient d'un champ à gaz sur le déclin ou s'il sort de compresseur de moins en moins performants.

I.6.3 Profondeur de l'injection du gaz

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à index de productivité forts.

De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (Operating valve). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

I.6.4 IP important et effet de peau

La production d'un puits dépend directement du draw-down appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gaz-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener.

L'effet de peau est l'endommagement des premiers centimètres du réservoir.

L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la reperforation, etc.

Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz [2].

I.7 Facteurs à considérer dans la conception du gas lift

Avant d'entamer un projet ou une étude d'équiper un puits en gaz lift, il faut prendre en considération certains facteurs qui peuvent influencer sur cette opération, parmi les majeurs facteurs on peut citer [2] :

- A. La pression en tête de puits (Well head pressure).
- B. La pression de gaz à injecter.
- C. Profondeur d'injection de gaz.

I.8 Application du gas lift dans le champ de Hassi Messaoud

L'exploitation de certaines zones du champ de Hassi-Messaoud en gaz-lift a été décidée pour les raisons suivantes [16] :

- Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs (principalement la zone 4).
- Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression).
- L'activation par pompe électrique n'était pas possible suite aux limitations des moyens de l'époque.

I.9 Les différents types d'injection à Hassi-Messaoud

Afin d'améliorer les interventions sur les différents problèmes qui occurred dans les puits à huile que ce soit alourdissement de la colonne, bouchage de sel ou bien givrage et augmenter la production d'huile, nous décidâmes de faire une visite sur le site de HMD pour profiter de leur expérience étant donné qu'ils ont la plus grande région pétrolière en Algérie [16].

Actuellement dans le champ de Hassi Messaoud il y a trois types de complétion double injection:

I.9.1 Type d'injection conventionnelle

On utilise cette complétion dans les puits salés, on injecte le gaz lift à travers l'espace annulaire (4"1/2 et 2"7/8) et l'injection de l'eau à travers le CCE, et la production d'huile à travers l'espace annulaire (2"7/8 et CCE). (Voir la figure I.19)

Avantages

- Idéal pour les puits salés avec faible énergie.

Inconvénients

- Complétion très lourde qui peut présenter un risque d'affaissement.

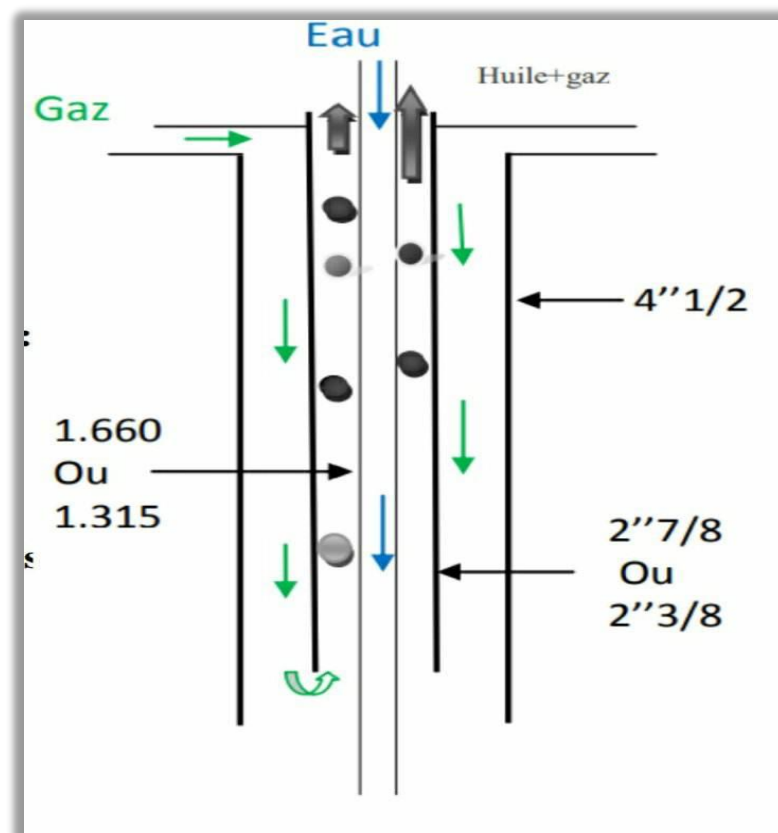


Figure I.19: Complétion Conventionnelle [5].

I.9.2 Type d'injection non conventionnelle

A. Chemisage

Le gaz et l'eau sont injecter dans l'espace annulaire entre le chemisage et le tubing, on utilise le chemisage sur les puits salés non éruptifs avec des dépôts organiques des asphaltes, le diamètre de chemisage est sélectionné par le macaroni 2 7/8 pour faciliter le traitement des dépôts par la stimulation avec coiled tubing. Ce genre de profil est très courant. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le chemisage 2 7/8.

- L'injection d'eau par chemisage nécessite un repêchage chaque année pour les puits de HMD.

Avantage

- La facilité de faire des différentes interventions de maintenance sur le puits par exemple ; coiled tubing, diagraphie, Wire-line.

Inconvénient

- L'injection dans le chemisage nécessite plus de pression de réseau gaz et eau pour assurer la continuité d'injection

B. Concentrique CCE

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Il y a deux diamètres de concentrique utilisé 1 660 et 1 900. Aussi, Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin de la complétion du puits et la pose d'un tube macaroni c'est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de Snubbing, avec ou sans pression dans le puits Comme le chemisage mais Dans tous ces puits, la production se fait par l'espace annulaire entre CCE et tubing.

- L'injection d'eau par CCE nécessite un repêchage chaque année pour les puits de HMD.

Avantages

- Considérer comme étant la méthode la moins chère et la plus facile à appliquer.

Inconvénients

- Diamètre réduit en cas de nécessité d'intervention.

I.10 Les problèmes liés au gaz lift à HMD

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate, Les principaux problèmes sont [16] :

I.10.1 Érosion des équipements

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement.

I.10.2 Formation des hydrates

La formation des hydrates provoque la perte de production dans des conditions (baisse Pression et haute température). Cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

I.10.3 L'émulsion

L'émulsion augmente significativement les pertes de charge le long du tubing. L'émulsion est favorisée par le ratio gaz lift injecté / huile mais aussi par les impulseurs des PCI. Comme :

- Mauvaise performance du puits.
- Problème de séparation eau/huile et gaz.

I.10.4 Formation des givres

Le passage de gaz dans la duse de gaz-lift au niveau de puits provoque une diminution de la Pression dans les pipes (0.4 à 0.50c/bars), cette diminution s'accompagne par la diminution de température, la présence de l'eau dans les pipes favorise ce phénomène, et cela est dû au mauvais traitement de gaz et aussi dans le cas où il y'a une injection d'eau. La formation des givres empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits.

I.11 Caractéristiques De Gaz Lift

- Le gaz-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent des solides, offshore ou onshore et surtout ceux à GLR élevé.

-La conception d'une installation gaz-lift n'est pas difficile et les ordinateurs Disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail. Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits.

-De même, les puits en gaz-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (tubing mounted valves) et qui nécessitent une reprise (work over). Néanmoins, le diagnostic des pannes est difficile.

-Le principal problème du gaz-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de Gaz comprimé sont nécessaires.

-A la sortie des séparateurs, une partie du gaz recueilli est recomprimé pour son utilisation dans le circuit gaz lift et le reste est exporté ou injecté dans le réservoir [17].

I.12 Bénéfices et limites de Gaz-Lift

I.12.1 Bénéfices

-L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.

-Le gaz-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la manœuvre des vannes.

-Grâce au gaz-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite à cette production.

-Le gaz-lift est tout à fait compatible avec de hauts GLR : le gaz de la formation aidera à remonter le contenu du tubing. Cependant, aux faibles pressions de fond, du gaz se libère dans la formation ce qui réduit la productivité du réservoir.

-Le gaz-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau.

-Le gaz-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface.

-Les vannes de gaz-lift sont récupérables au câble à faible coût.

-Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie.

-Augmentation de la section de production.

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.

- Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.

- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.

- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.

- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale [17].

I.12.2 Les limites du gaz-lift

- Le gaz-lift nécessite d'importants investissements en surface. Une station de compression (compression plant) est à prévoir et nécessite la construction d'une nouvelle plate-forme dans les développements offshore.

- Le gaz-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir en écoulement devient très basse. Dans de telles conditions, le gaz-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.

- Le gaz-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après recompressions, un arrêt complet des installations avec purge peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres puits. Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro-submersibles sont à prévoir pour permettre de produire du pétrole et son précieux gaz associé.

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.

- Érosion des équipements créés par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement.

- Son efficacité est parfois faible comparée à celle des autres techniques d'activation.

- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz par la déshydratation.

- Rendement reste faible dans les puits profonds.

- Le gaz-lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre pression est élevée.

- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.

- Le gaz-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre dus à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en présence de H₂S dans le gaz [17].

CHAPITRE II
La
PERFORMANCE
DES PUITES

Introduction

Ce chapitre est basé sur la performance du puits, Pour une production optimale, le choix de la complétion d'un puits exige certaines considérations techniques très complexes.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entrée dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (réservoir bottom hole flowing pressure - P_{wf}) et atteint la surface à sa Pression de tête de puits (wellhead flowing pressure - P_{whf}). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges sont la somme de deux facteurs :

Des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing.

Le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculés par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents.

II.1 Analyse nodale

II.1.1 Définition de l'analyse nodale

C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des 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. Cette technique permet de créer des diagrammes d'entrées-sorties à n'importe quel point du système. Des analyses de sensibilité peuvent être effectuées sur n'importe quelle variable du système, ce qui permet de comprendre où se trouvent les possibilités d'amélioration de la production.

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. Les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système du réservoir jusqu'au séparateur peuvent être subdivisées 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) [18].

La figure (II.1) représente Les pertes de charge au cours de production :

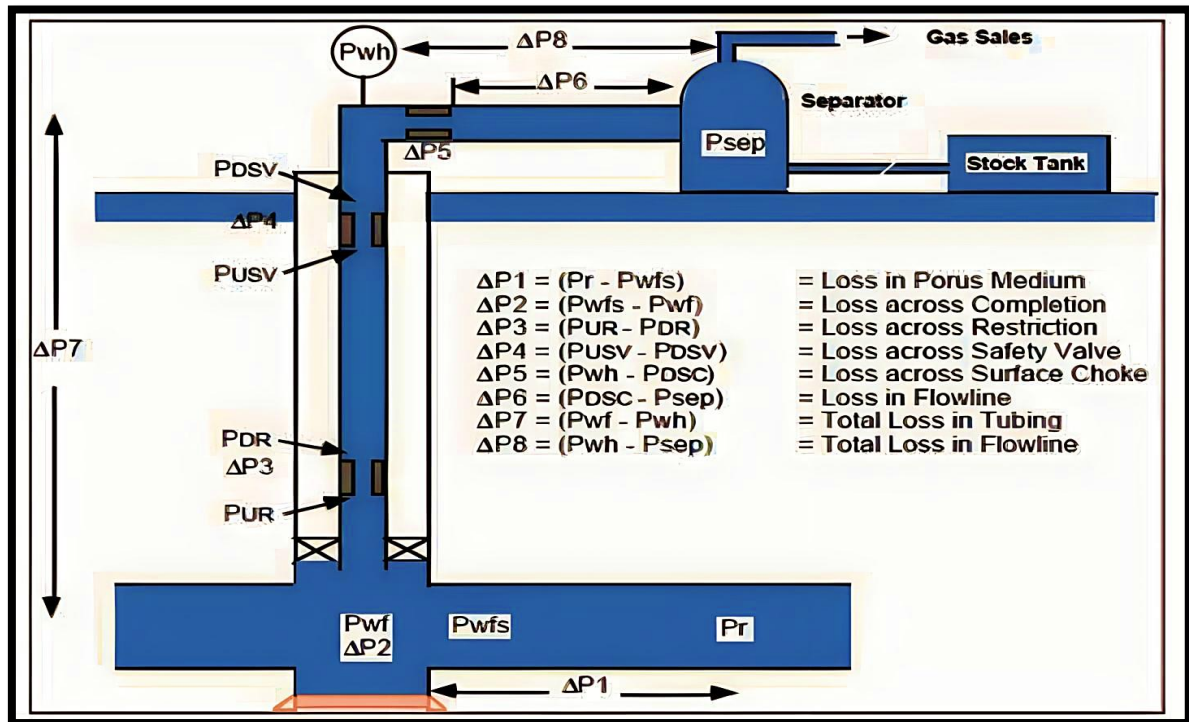


Figure II.1 : Les pertes de charge au cours de production [6].

II.1.2 L'Objectif de l'analyse nodale

- Déterminer le débit optimum d'un puits avec prendre en considération les dimensionnements de la complétion.
- Vérifier chaque composante dans le système puits.
- Permet d'identifier rapidement les manières avec lesquelles on peut augmenter les taux de production.
- Déterminer les points de fonctionnement d'un puits (voir la figure II.2), ce point représente l'intersection entre deux courbes qui sont la courbe de l'IPR et le courbe de l'Outflow [19].

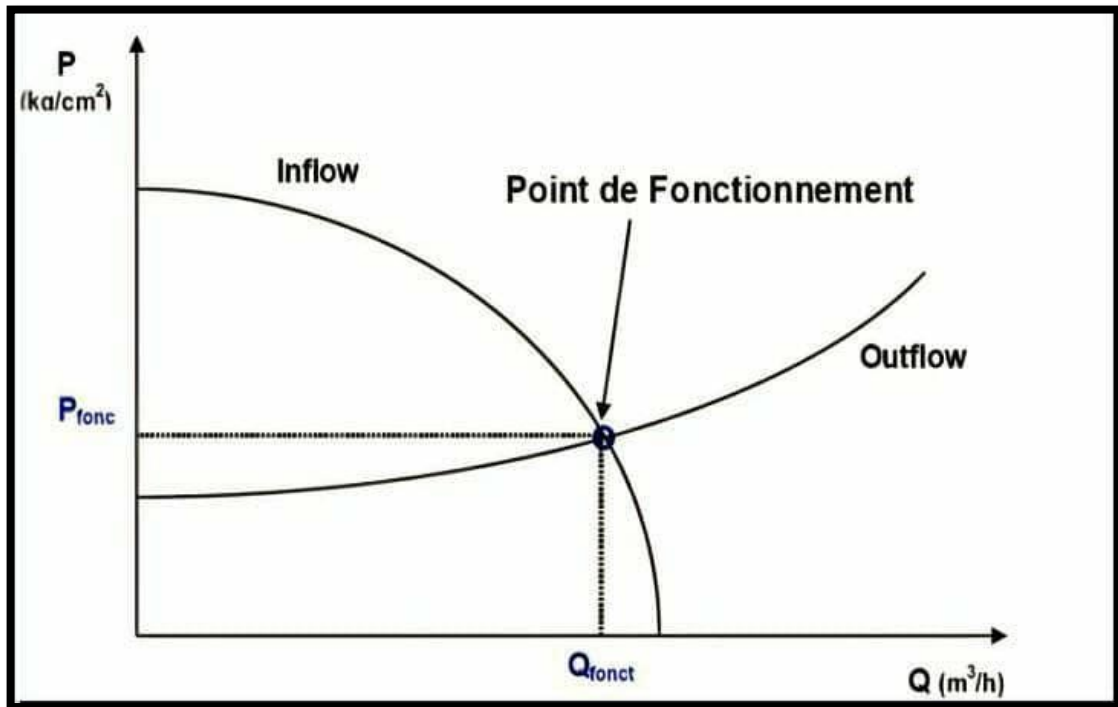


Figure II.2: Inflow VS Outflow Graphes [20].

II.1.3 Application de l'analyse nodale

Parmi les applications possibles de l'analyse nodale on peut citer :

- L'évaluation des puits stimulus.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.
- Le choix du diamètre du tubing.
- Le choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- La conception du Gravel Pack.
- Le choix du diamètre de la Duse de surface.
- L'optimisation de la production par gaz lift.
- L'analyse de l'effet de la densité des perforations [21].

II.1.4 Concept de l'analyse nodale

Dans le système de production, Un nœud est un point quelconque entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être calculée en fonction de débit. Les deux extrêmes nœuds dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur, on appelle les pressions dans ces nœuds, la pression moyenne de réservoir P_r et la pression de séparateur P_{sep} respectivement, les deux autres nœuds importants sont le fond de trou (6), où la pression

d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits (3), où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël. Si les pressions sont mesurées ou calculés à chaque nœud, on peut mesurer la perte de charge entre les nœuds en fonction des débits. Certains nœuds (2,4, et 5 dans la figure II.3) où la chute de pression se produit à travers le changement de section (safety valves) ...etc. Le débit dans chaque nœud est en fonction de la chute de pression : $Q = f(\Delta P)$.

La figure (II.3) représente les différents nœuds dans le système de production [22] :

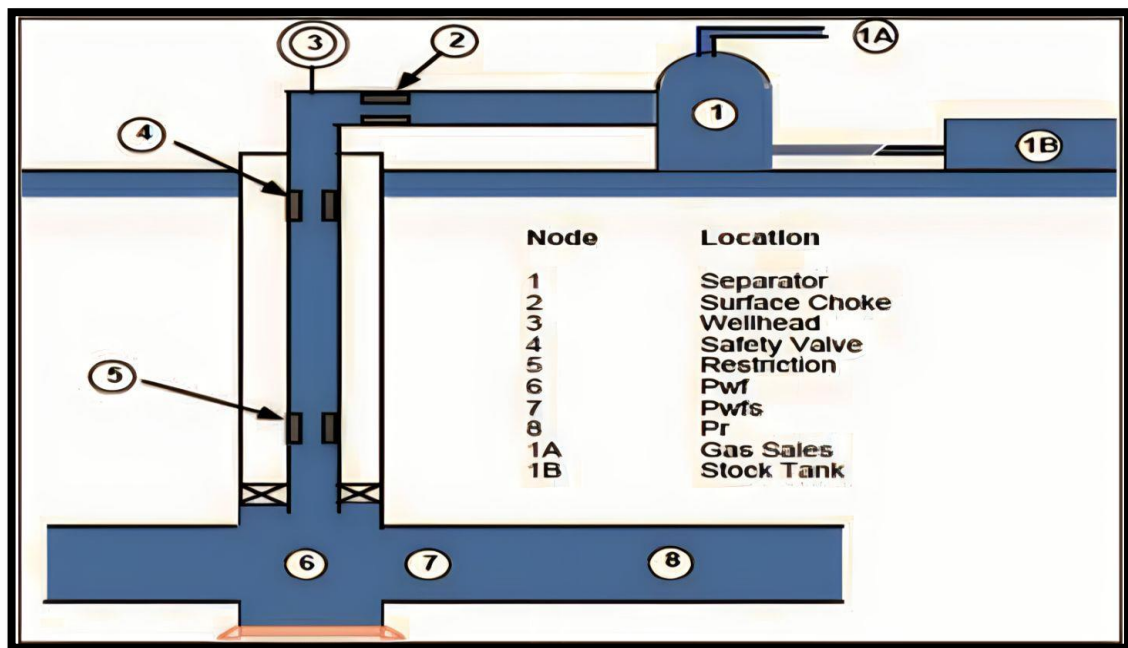


Figure II.3 : Les différentes positions possibles des nœuds [6].

II.1.5 Procédé d'application de l'analyse nodale

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

1. Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.
2. Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.
3. Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion et plan d'écoulement), et les corrélations désirées.

4. Calculer le cas et vérifiez le rendement graphiquement.
5. Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits.
6. Ajuster l'entrée et calculer encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires.
7. Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas [18].

II.1.6 Les différentes positions du nœud

♦ 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.4) 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.

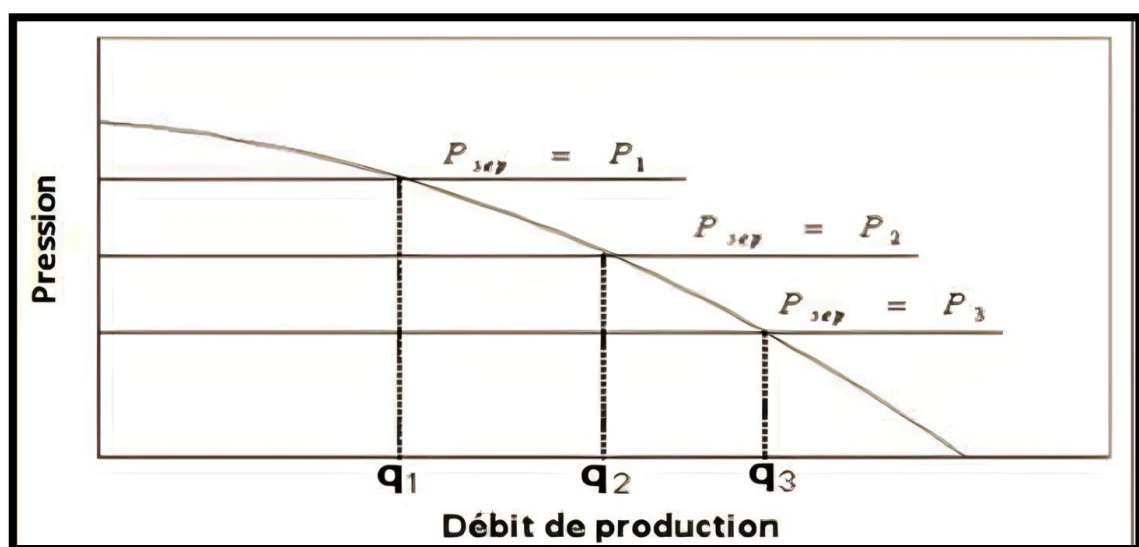


Figure II.4 : L'effet de la pression de séparation [20].

♦ 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 $P_{wf} = f(GLR, q, \varnothing)$.

Avec :

$\varnothing$: Diamètre de la Duse $\frac{1}{64}$ in.

q : Débit de production.

La figure (II.5) montre l'effet du diamètre de la Duse sur la performance du puits.

Duse $\nearrow \Rightarrow Q \nearrow$

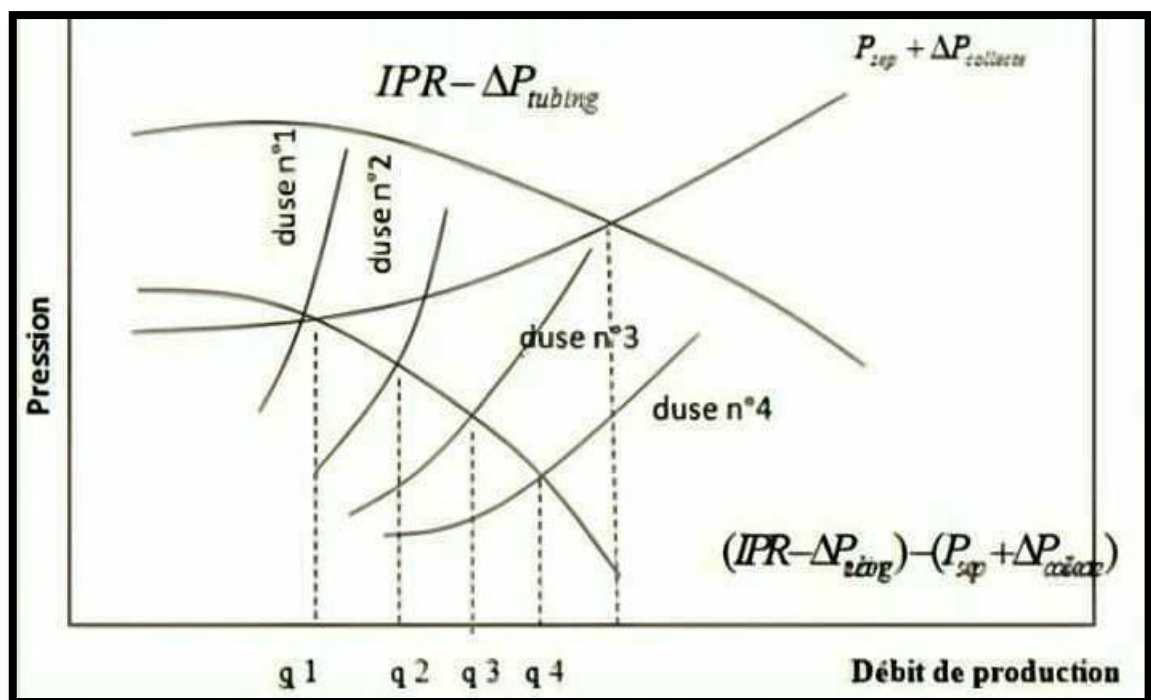


Figure II.5 : L'effet du diamètre de la Duse [20].

♦ Nœud 3 : Tête de puits

Le choix du nœud au niveau de la tête de puits permet d'étudier l'effet du diamètre des flow lines 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.6) montre l'effet de trois diamètres de collecte sur la performance du puits ; l'augmentation du diamètre de la collecte ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$) est suivie par une augmentation de débit de production ($q1 \rightarrow q2 \rightarrow q3$).

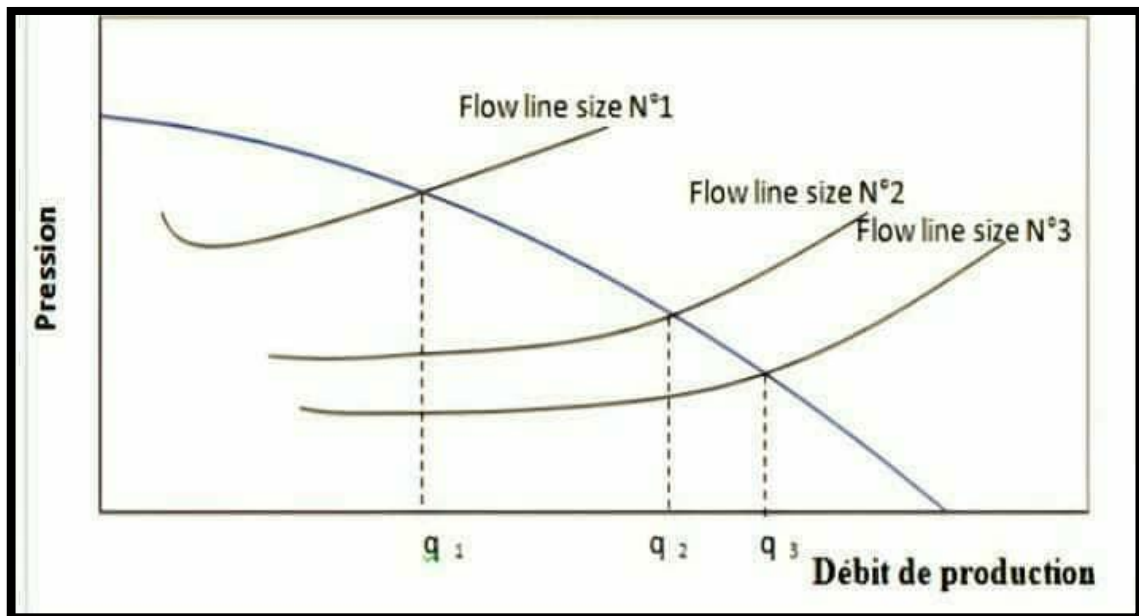


Figure II.6 : L'effet du diamètre du flow line [20].

♦ Nœud 4 : 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.7) 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.

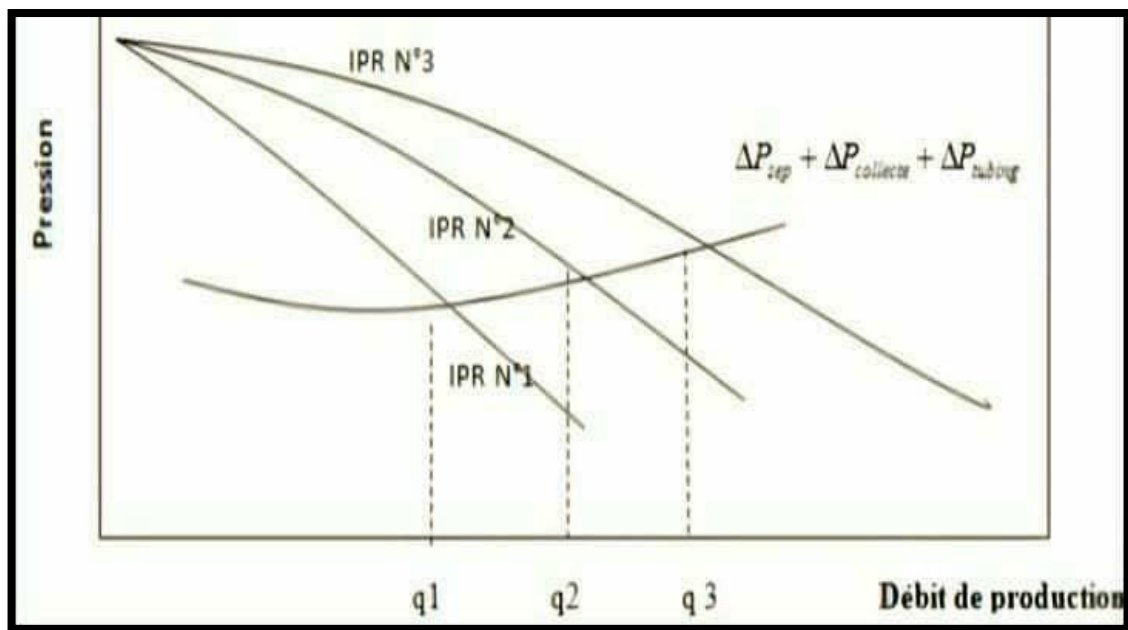


Figure II.7 : L'effet de Draw Down sur IPR [20].

La figure (II.8) montre l'effet de quatre diamètres de tubing sur la performance du puits : l'augmentation du diamètre de tubing de ($D1 \rightarrow D2 \rightarrow D3$) est liée par une augmentation de débit sauf pour $D4$ qui a tué le puits, donc le $D2$ (diamètre du tubing) semble d'être le diamètre optimal du tubing pour ce puits.

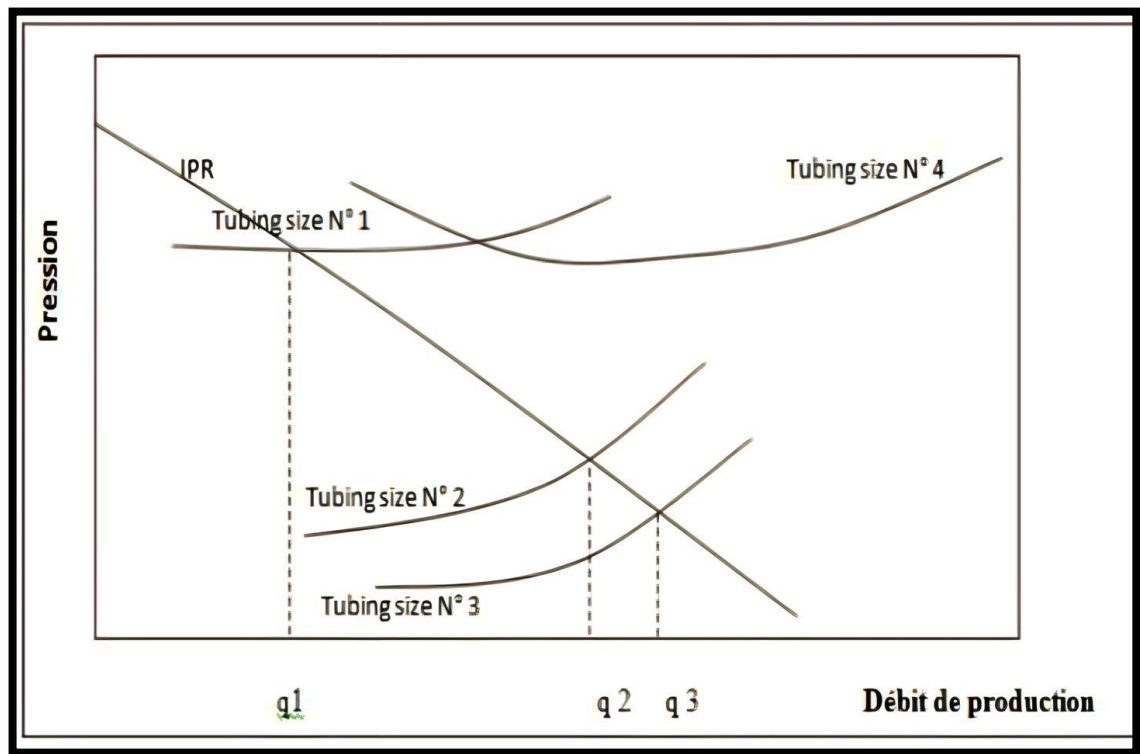


Figure II.8 : L'effet de diamètre de tubing sur débit de production [20].

♦ Nœud 5 : Au niveau des perforations

Le choix du nœud au niveau des perforations, permet d'étudier l'effet de la densité des perforations dans le puits.

♦ Nœud 6 : 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.9) 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 [20].

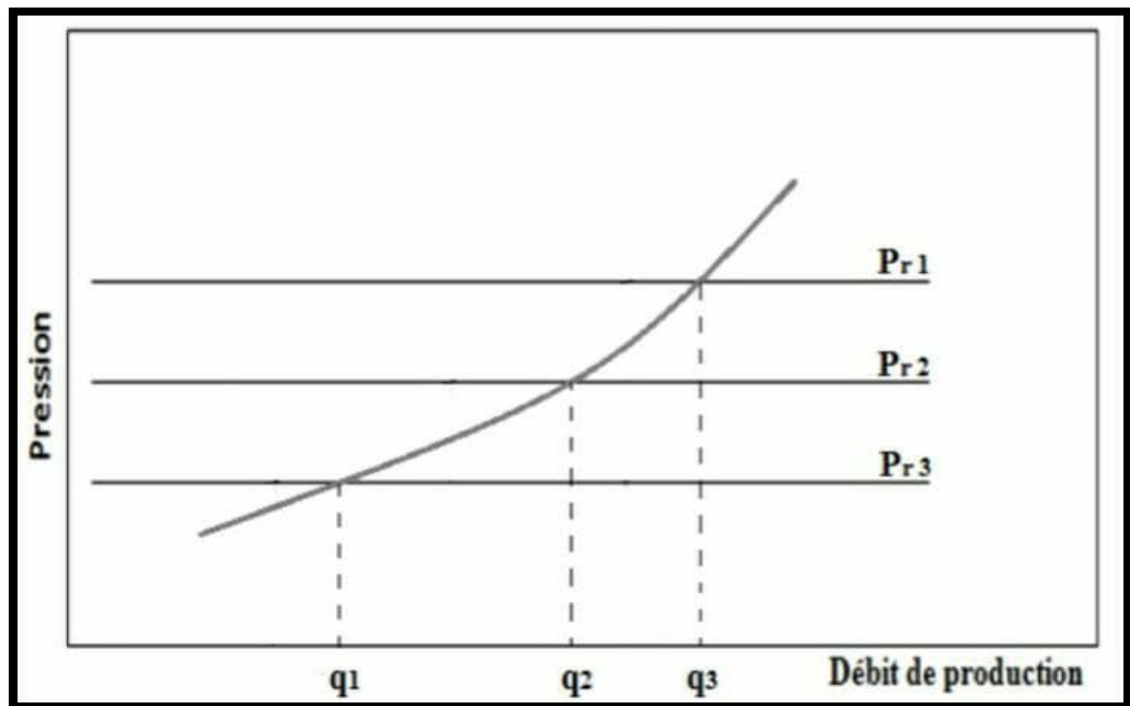


Figure II.9 : L'effet du déclin de la pression du réservoir [20].

II.2 Aperçu sur le réseau de collecte

II.2.1 Définition du réseau de collecte

Le réseau de collecte constitue l'ensemble des tuyauteries et accessoires de conduite, reliant les puits aux centres de traitements, via les stations satellites et les manifolds [23].

II.2.2 Classification des conduites

Elles peuvent être classées comme suite :

1- Selon leur destination

- Conduites d'huile.
- Conduites de gaz.
- Conduites d'eau.

2- Selon leurs pressions de service

- À basse pression : 0-6 bars.
- À pression moyenne : 6-16 bars.
- À haute pression : > 16 bars.

3- Selon le type de mouvement hydraulique

- Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement) [23].

II.2.3 Particularités des lignes de collecte

Elles transportent presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulement complexes. Ces phénomènes encore mal définis s'accompagnent toujours de pertes de charge importantes.

Les pressions de travail des collectes peuvent être très élevées. C'est le cas des gisements de gaz ou des gisements d'huiles à fort GOR. La sécurité impose alors la mise en place de vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand apparaissent des conditions anormales [24].

II.2.4 Plans de réseau de collecte**A. Liaison individuelle**

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement (voir la figure II.10), ce système offre d'importants avantages techniques :

- Identification vers le centre des puits en service et à l'arrêt.
- Contrôle des puits en service par un simple examen des P et T° d'arrivée.
- Facilité d'isoler une production polluée.
- Rapidité de passage d'un puits en test.

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un grand gisement et des puits nombreux.

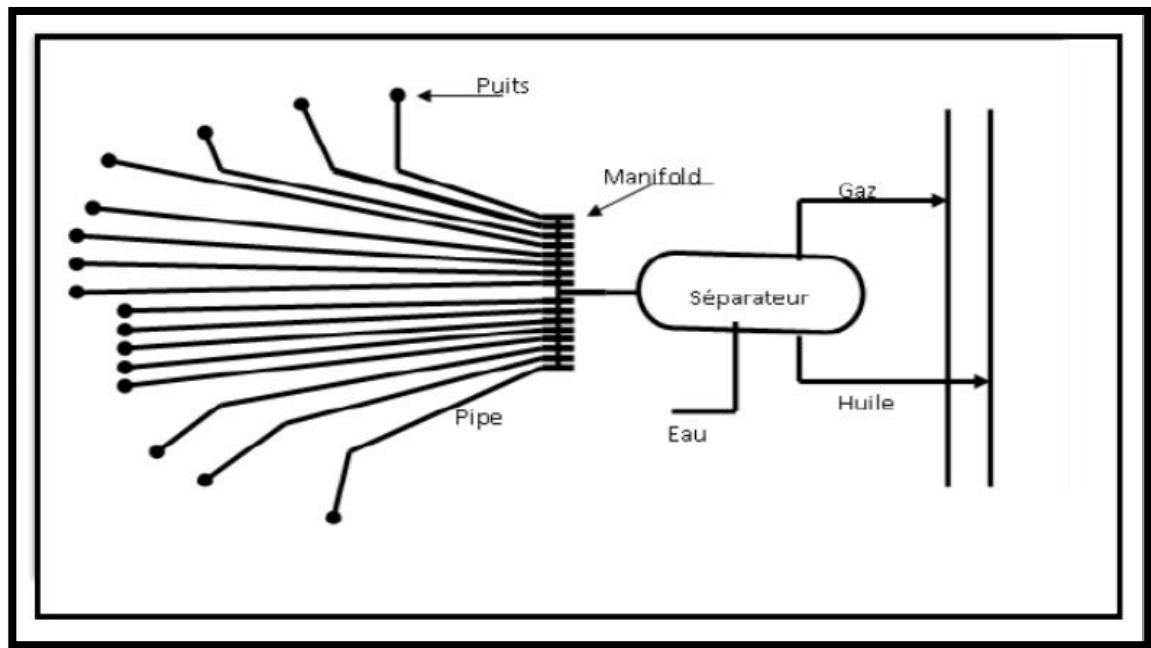


Figure II.10 : Schéma d'un réseau de collecte par une ligne individuelle [25].

B. Liaisons par collecteurs

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courtes possibles.

Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold. Dans la plupart des cas on double le collecteur par une ligne de test (voir la figure II.11).

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits [24].

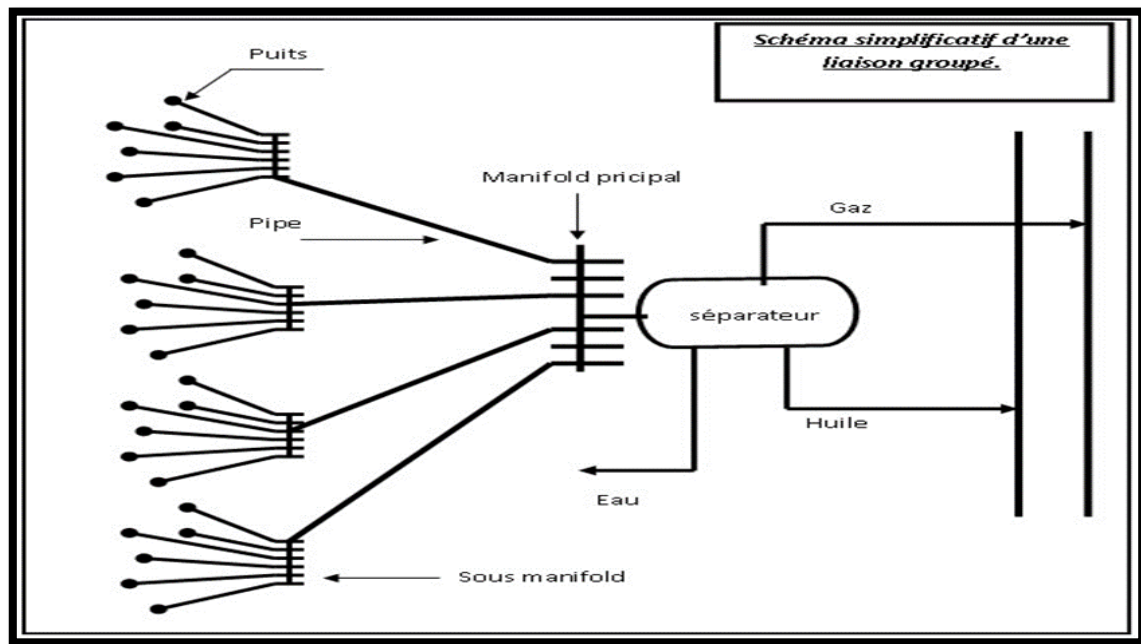


Figure II.11 : Schéma de réseaux de collecte [24].

C. Autres types de liaison

Dérivés des systèmes précédents, on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires:

Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on s'aide même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin.

Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un effectif relativement élevé ou une automatisation poussée [25].

II.2.5 Accessoires des collectes

- **Les joints isolants** : pour isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent.
- **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 ; Les gares-racleurs sont des circuits composant des dispositifs permettant l'envoi ou la réception des racleurs dans une conduite en service sans interrompre son fonctionnement.
- **Des vannes de trois sortes** : Les vannes montées en ligne placées aux extrémités de la conduite, vannes des manifolds et des vannes auxiliaires de soutirage ou de purge.

- **Installation de purgeurs de gaz automatiques** sur les points hauts du parcours.
- **Installation de surface de sécurité** : dans le cas de pression statique en tête de puits plus élevée à cause de leur gros débit potentiel.
- **Les manifolds** : Afin de diriger l'effluent des puits dans des directions désirées et utiles, on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettre d'aiguiller la production dans toutes les directions utiles. Un manifold doit présenter un accès facile en tous ces endroits, présenter tous les accessoires nécessaires à la bonne conduite des opérations et accueillir plusieurs entrées des puits [26].

Chaque ligne lie un puits à un manifold comportant les éléments suivants :

A-Sortie puits

À la sortie de chaque puits sur la ligne d'effluent, sont installés des prises de température et de pression, des vannes d'isolement et une gare racleur équipée d'une ligne de torche avec des vannes et un système de sécurité comporte un disque d'éclatement taré à une pression donnée (en cas d'augmentation de pression dans les pipes).

B-Arrivée au manifold

Pour chaque ligne de puits, un dispositif uniforme de raccordement est prévu, sur chaque arrivée : vanne d'isolement, clapet anti-retour, manomètre, thermomètre et vannes de raccordement.

Le système des vannes prévu à l'arrivée au manifold permet de relier chaque ligne à l'une ou l'autre des transversales suivantes :

- Le collecteur principal de production.
- Le collecteur principal de teste.
- Le collecteur de torche.

Ce dispositif est constitué de 2 à 3 lignes transversales :

- Pour sélectionner les puits à basse pression (BP).
- Pour sélectionner les puits à moyenne pression (MP).
- Pour sélectionner les puits à haute pression (HP) [26].

II.2.6 Description du réseau de collecte de Hassi Messaoud

Le réseau collecte constitue l'ensemble des tuyauteries et accessoires de conduite, reliant les puits aux centres de traitements, via les stations satellites et les manifolds. Le réseau de collecte de Hassi Messaoud est constitué d'une longueur d'environ 2400km, 500km lignes d'injection et 300km lignes de gaz lift. L'écoulement de l'effluent entre la tête de puits et le centre est diphasique. Mais il est considéré monophasique une fois que le fluide est traité dans un séparateur. Il existe quatre types de réseaux au niveau de ce champ :

- Un réseau pour la production d'huile : Puits → Manifold → Stations → CIS, CINA.

Un réseau pour l'injection de gaz à haute pression & gaz lift : CIS, CINA → Manifolds → Puits injecteurs gaz. Puits gaz lift.

- Un réseau pour la production et l'injection d'eau (maintien de pression) : Puits Albien → Manifolds → Stations de pompage → Manifolds → Puits injecteurs d'eau.
- Un réseau pour eau de traitement [25].

Le réseau de collecte de Hassi Messaoud est divisé en deux parties qui sont plus ou moins indépendantes :

a) Le Réseau de collecte Nord

Il comporte un système de collecte composé d'environ 1100 km de pipelines, 20 manifolds, 9 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 300 puits.

Une grande partie de la production de ces puits est séparée dans les neuf stations de séparations avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Nord (CINA). Parmi les neuf stations de séparations :

- Six contient, chacune, un manifold, un séparateur horizontal et deux pompes d'expédition d'huile. Le gaz séparé dans ces stations est expédié vers CINA par gravité.
- Deux contiennent, chacune, un manifold et un séparateur horizontal. L'huile et le gaz séparés dans ces stations sont expédiés par gravité vers une troisième station (celle décrite ci-dessous).

• Une station contient un manifold, deux séparateurs horizontaux, un séparateur vertical, trois pompes d'expédition d'huile et une station de compression de gaz. La production des puits connectés à cette station est séparée dans le séparateur HP. L'huile sortante de ce séparateur ainsi que celle venant des deux stations décrites ci-dessus sont séparées, pour une deuxième fois, dans le séparateur MP avant d'être pompés vers CINA. Une quantité du gaz sortant de ces séparateurs ainsi que celui venant des deux stations sont comprimés vers CINA. Le reste du gaz est expédié par gravité vers une station du sud (en cas de besoin) ou vers CINA. Au niveau de CINA, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2ème étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 6 bars.

La production de quelques puits est séparée directement dans les séparateurs HP et MP au niveau de CINA, sans passer par les stations de séparations. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 15 bars, et LDMP pour les puits connectés sur le système de séparation de 7 bars [25].

Le Tableau (II.1) représente Les stations de séparation de champs nord :

Tableau II.1 : Les stations de séparation de champs nord [25].

Stations de séparation	Manifolds	Système de séparation au niveau de CINA
OMO13	OMO13, OMN332 (W1F''), OMN63 et OMN72	2ième étage & LDHP
OMO35	OMO35	2ième étage
CINA	OMO42, OMO73, OMP17, OMO17	LDHP & LDMP
OMP53	OMP42, OMP53, OMP71	2ième étage
OMP57	OMP57	2ième étage
ONM13	ONM13, ONM222	2ième étage
OMJ82	OMJ82	2ième étage
OMN77	OMN77	2ième étage
OML75	OML75	2ième étage & LDHP

b) Le Réseau de collecte Sud

Il est plus compliqué que celui du nord. Il comporte un système de collecte composé d'environ 1300 km de pipelines, 34 manifolds, 6 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 380 puits. Une grande partie de la production de ces puits est séparée dans les six stations satellites avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Sud (CIS). Toutes les stations satellites contiennent, chacune, un manifold, deux séparateurs ou plus, une pomperie composée de plus de deux pompes d'expédition d'huile et une station de compression du gaz. L'huile séparée dans ces stations est pompée et le gaz est comprimé pour être envoyés vers CIS. Au niveau du CIS, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2^{ème} étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 4,5 bars. La production des puits non séparée dans les stations satellites est envoyée directement vers les séparateurs HP et BP au niveau du CIS. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 28 bars, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 bars [25].

Le tableau (II.2) représente Les stations de séparation de champ sud :

Tableau II.2 : Les stations de séparation de champ sud [25].

Stations de séparation	Manifolds	Système de séparation au niveau de CIS
W1C	W1C, W1C', W1D, W1F, W1F'.	2 ^{ème} étage
CIS	E2C, N2A, N1B, N1C, N2B, S1A'.	LDHP, LDBP, 2 ^{ème} étage
E1C	E1B, E1B', E1B'', E1C.	2 ^{ème} étage, LDHP
E2A	MINI E2A - E1A, E1A, E1A', E1A'', E2A.	2 ^{ème} étage, LDHP
S1A	S1A, S1B, S1B'.	2 ^{ème} étage, LDHP
W1A	W1A, W1B, W1E, W1A'.	2 ^{ème} étage

II.3 Etude de perte de charge

II.3.1 Ecoulement multiphasique

Un écoulement polyphasique est un écoulement d'un fluide comportant plusieurs phases, dans lequel étudier le comportement d'un fluide comportant des bulles de gaz, ou encore étudier le comportement de deux fluides non miscibles dans une canalisation. Les phases qui existent dans ce type d'écoulement sont le gaz, l'huile ou le condensât, l'eau de gisement ainsi que des solides (sables et les sédiments ...) [27].

A- Ecoulement avec bulle (BUBBLE flow)

Le gaz, en petites quantités (GOR très faible), se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite pipe à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.

B- Ecoulement avec bouchon (PLUG flow)

La phase gazeuse croît. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite, l'écoulement se fait par alternance de bouchons de liquide et de gaz.

C- Ecoulement stratifié (STRATIFIED flow)

Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite et le liquide la partie inférieure, les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface Gaz-liquide est plane.

D- Ecoulement avec vagues (WAVY flow)

Le régime d'écoulement est analogue au précédent. Mais l'importance de la phase gazeuse s'étant accrue, le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations (vagues) apparaissent sur l'interface.

E- Ecoulement avec vagues moutonnantes (SLUG flow)

Lorsque les vagues atteignent le sommet de la paroi de la pipe et la vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues. L'écume forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.

F- Ecoulement annulaire (ANNULAR flow)

La vitesse du gaz est très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube et le gaz circule dans la partie centrale.

G- Ecoulement brouillard (SPRAY flow)

L'importance de la phase liquide est faible de celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voir sa totalité est entraînée sous forme de brouillard [24].

La figure (II.12) représente Ecoulements Diphasiques :

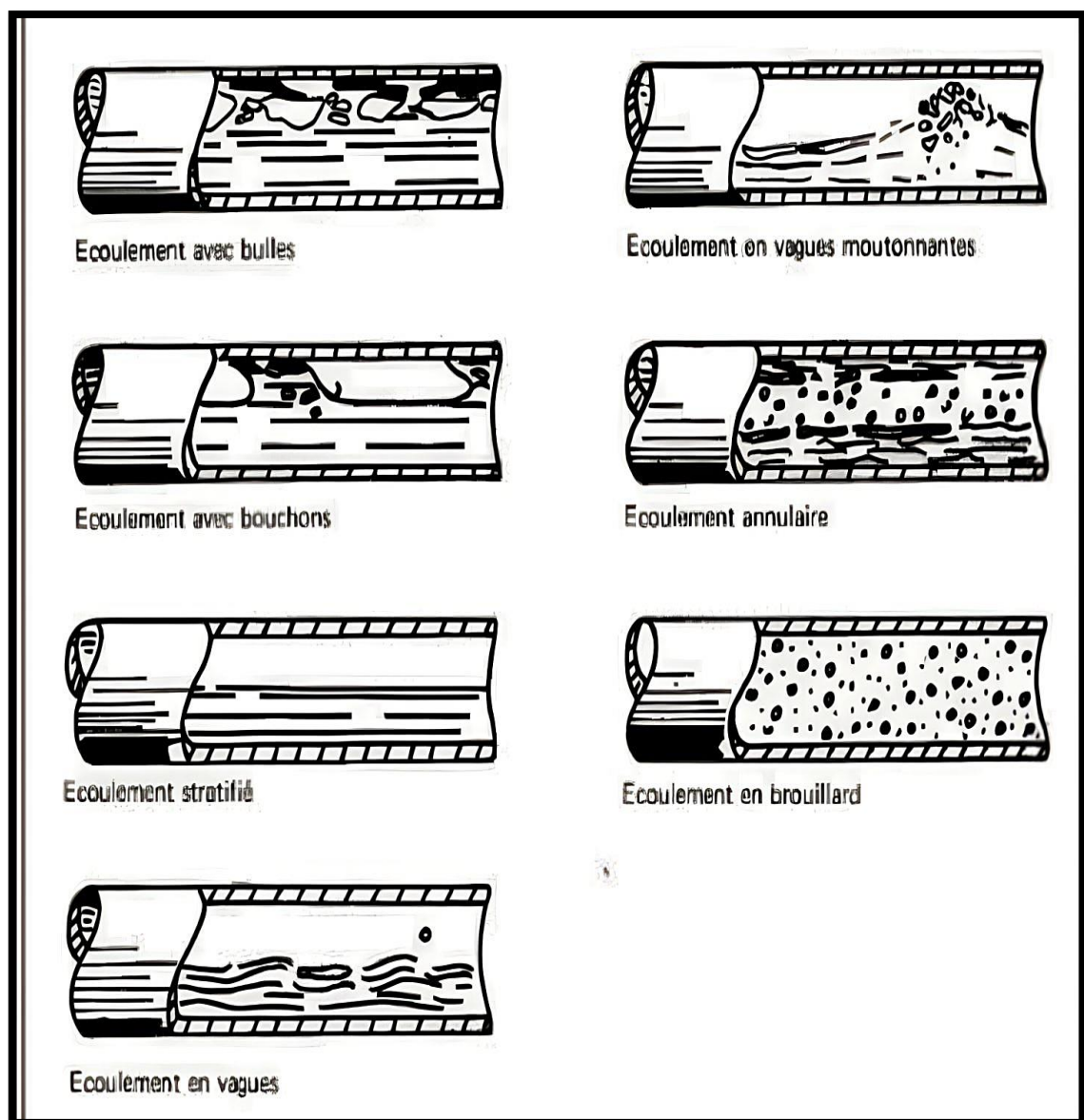


Figure II.12 : Ecoulements Diphasiques [24].

1) Variation de la pression le long d'une conduite

L'analyse physique des phénomènes conduit à écrire que pour un écoulement diphasique la variation de pression le long de la conduite est comme pour un écoulement monophasique égal à la somme de trois termes [28] :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{totale}} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{accélération}} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{friction}} \quad (\text{II.1})$$

L'équation spécifique pour un écoulement monophasique représenté par trois termes est Ecrite comme suite [28] :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho V^2}{2 g_c D} + \frac{\rho V \cdot dV}{g_c \cdot dL} \quad (\text{II.2})$$

Pour un écoulement multiphasique ou diphasique, l'équation est comme suite [28] :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{\text{totale}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta + \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c D} + \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dL} \quad (\text{II.3})$$

Où :

ρ_m : la densité du mélange [Kg/m³]

P_1, P_2 : pression de pipe [bar]

V_m : la vitesse du mélange [m/s]

D : diamètre de la pipe [m]

g_c : facteur de conversion.

f_m : facteur de frottement du mélange.

Il est fonction de Re, ϵ, D .

g : accélération de la gravité (9,81 m/s²).

θ : Pente de la conduite.

La figure (II.13) représente Variation de la pression le long d'une conduite :

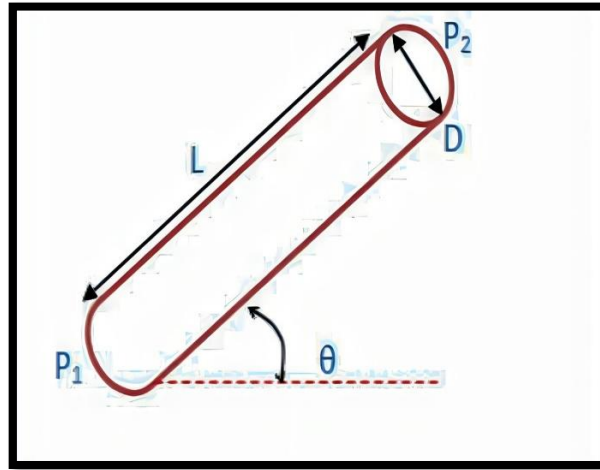


Figure II.13 : Variation de la pression le long d'une conduite [29].

Dans le tableau suivant (II.3), on a présenté le pourcentage de chaque terme dans les pertes de charges totales dans un système de production (tubing).

Tableau II.3 : Pourcentage de chaque terme de pertes de charge [29].

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

Le terme d'accélération qui correspond à la variation de l'énergie cinétique de la masse fluide, est d'une façon générale négligeable dans les écoulements monophasiques pétroliers. Il est basé sur le changement de la vitesse entre différentes positions dans les pipes, ce terme est proche de zéro. Mais on doit cependant en tenir compte dans certains écoulements à grande vitesse (cas de basse pression et GOR élevé).

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{accélération}} = \frac{\rho_m V_m \cdot dV_m}{g_c \cdot dl} \quad (\text{II.4})$$

Le terme d'élévation où la gravité est indépendante du débit de fluide et dépend seulement des dénivellations de la conduite. Il est égal au poids de la colonne de fluide. Il faut dire aussi que pour un même débit massique de fluide à l'entrée, la proportion de gaz et liquide va varier tout le long de la conduite en fonction de la chute de pression et de température. Pour déterminer ce

terme, il est nécessaire de déterminer la densité du mélange dans les conditions statiques qui est en fonction du liquide hold-up ($\rho_s = \rho_l H_L + \rho_g H_g$) [25].

Ce terme est très souvent négligeable devant le terme de perte de charge pour un écoulement permanent de gaz. Par contre, il est important pour un écoulement permanent de liquide et prépondérant aux faibles débits.

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{élévation}} = \frac{g}{g_c} \rho_m \sin \theta \quad (\text{II.5})$$

Le terme de friction due aux forces de frottements :

$$\left(\frac{dP}{dl}\right)_{\text{friction}} = \frac{f_m \rho_m V_m^2}{2 g_c D} \quad (\text{II.6})$$

2) Liquid Hold-up

Dans une ligne de collecte caractérisée par des points bas avec des dénivelés importants, le problème de Liquide Hold-up peut se manifester (voir la figure II.14). Si on a des vitesses faibles du fluide circulant, sa partie lourde (l'eau) a tendance de stagner dans ces points bas, ce qui réduit la section de passage de la conduite et par conséquent, les pertes de charges augmentent dans la conduite [6].

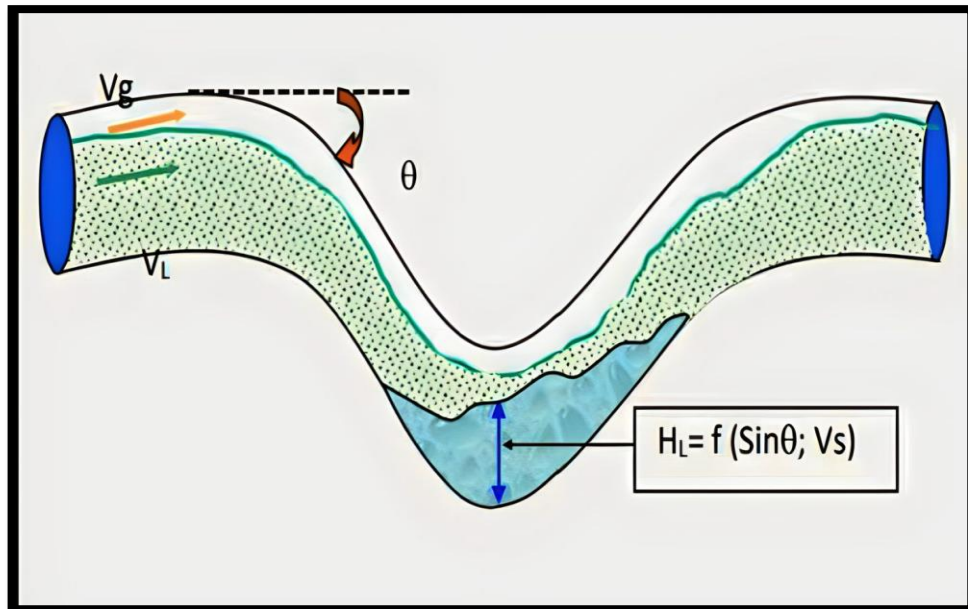


Figure II.14: Liquid Hold up [30].

3) Ecoulement multiphasique dans la Duse

✓ Régime critique

On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression amont duse (pression de tête) et le débit huile reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport P_p/P_t est inférieur à 0,5, le débit est fonction de la pression de tête seulement :

$$Q = A \cdot P_t \quad (II.7)$$

On utilise cette l'équation :

Q : débit d'huile (m³/h).

A : diamètre de la duse (mm).

P_t : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage

✓ Régime transitoire

Le travers la duse est dite transitoire lorsque le rapport est entre 0,5 et 0,75.

$$0,5 < P_p/P_t < 0,75 \quad (II.8)$$

✓ Régime non critique

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite non critique lorsque la pression amont duse (P_t) le débit huile varient avec la variation de la pression aval duse (P_p). Un régime d'écoulement est non critique si le rapport P_p/P_t est supérieur à 0,75. Lorsque le régime d'écoulement à travers la duse d'un puits de pétrole est non critique, toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits.

Avec **F(x)** : fonction du rapport P_p/P_t [6].

La figure (II.15) représente Régimes d'écoulement à travers la duse :

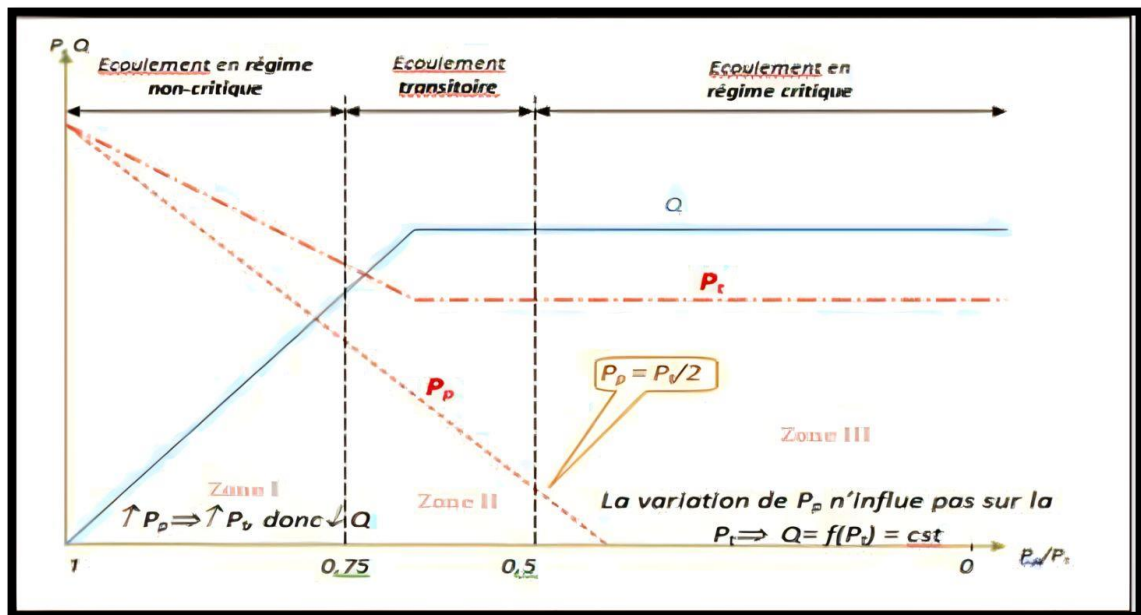


Figure II.15 : Régimes d'écoulement à travers la duse [6].

**PARTIE
PRATIQUE
Modélisation et
Optimisation du
champ HGA**

PARTIE I
Généralité sur
le champ Hassi
Geuttar

Généralité sur le champ Hassi Geuttar

III.1 Cadre régional

III.1.1 Situation géographique et géologique de champ de Hassi Messaoud

Le môle de Hassi Messaoud, de forme ovoïde et de direction NE-SW est situé au Nord de la plateforme saharienne (Figure III.1) ; entre les méridiens 5°40' et 6°20' Est et les parallèles 31°30' et 32°00' Nord, il occupe ainsi une superficie de 4200 Km² ; il est le résultat d'une histoire paléo tectonique très complexe.

La périphérie du champ de Hassi Messaoud est constituée de zones faillées où des Horst et Grabens. Ces zones périphériques hautes situées en aval par rapport au gisement Hassi Messaoud contiennent des accumulations d'huile. Parmi ces structures la structure de **Hassi Geuttar** située au Sud-ouest du champ de Hassi Messaoud [31].

III.2 Cadre local de la structure de Hassi Geuttar

III.2.1 Situation géographique de la région d'étude

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

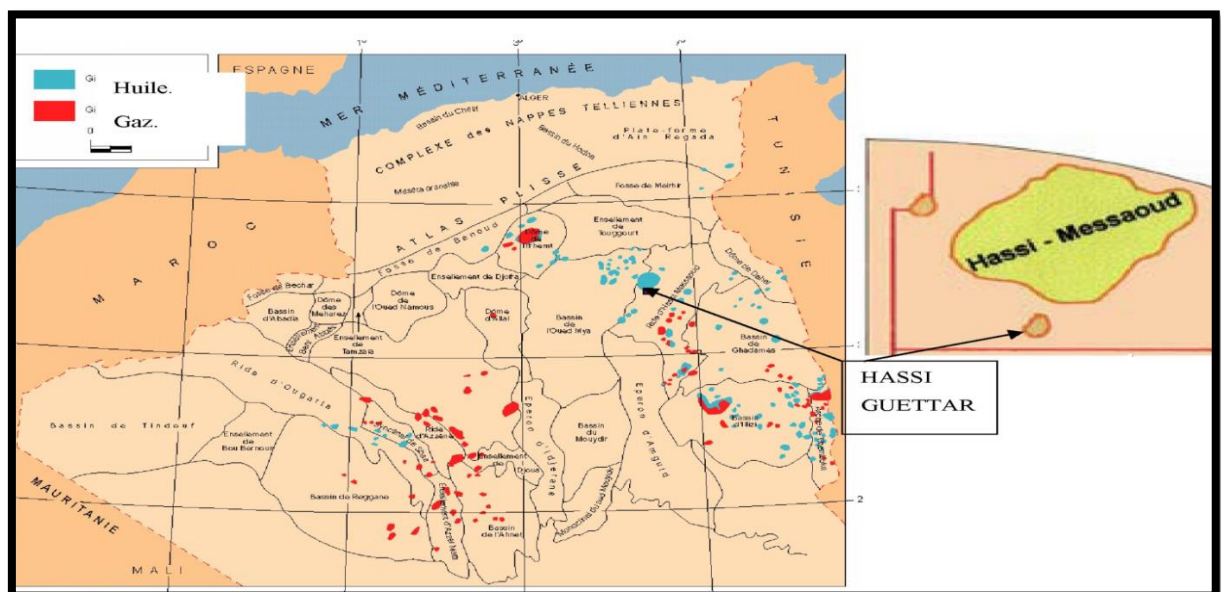


Figure III.1 : Carte de position du gisement de Hassi Geuttar [31].

III.3 Historique sur la recherche dans la région

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage du puits MD-1 suite à une campagne sismique ayant mis en évidence un dôme anticlinal. Depuis, plus de 1300 sondages ont été réalisés. Des puits aquifères tel qu'OL-1, SG-1, BST-1 et ONJ-76 ont été forés à la périphérie du champ de Hassi Messaoud. Ils ont permis la délimitation du plan huile/eau régional.

Les interprétations sismiques réalisées par la société nationale SONATRACH/Division Exploration et par MC. CONRAD et ses associés, ont montré l'existence de zones hautes en dehors de ce « plan ». Ces interprétations n'ont pas permis l'évaluation de la hauteur de ces zones par rapport au plan huile/eau de Hassi Messaoud.

En Juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Sous la discordance hercynienne quatre unités d'âge Cambro-ordovicien, qui sont mise en évidence :

- Les quartzites HAMRA à huile à -3108m et les grés d'el atchane.
- Une section dominante argileuse (argile d'el Gassi, zone des alternances) à 3178m.
- Le Ri à huile à -3337m.
- Le Ra aquifère à -3380m.
- Le contact huile –eau à été trouvé à -3380m.

Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages : En 1998 (HGA-4) ; puis en 2000 (HGA-5), viennent ensuite en 2002 les sondages (HGA-6, HGA-7, HGA-8 et HGA-9) ; en 2003 le forage de (HGA-10, HGA-11, HG-12 et HGA-13,) ; puis en 2004 le forage de HGA-14 et HGA-15, HGA-16, HGA-17, HGA-18, HGA-19, HGA-20, HGA-21, HGA-22, HGA-23, HG-A24 et HGA-25 en 2006 [31].

III.4 Aspect pétrolier

L'huile de Hassi Geuttar provient des argiles radioactives du Silurien. Elle présente les mêmes caractéristiques que celle du champ de Hassi Messaoud ; sa migration s'est faite à travers la surface de discordance hercynienne et/ou les zones de développement des grès triasiques, qui l'ont drainé de la roche mère silurienne vers les roches réservoirs du Cambro-ordovicien. Cette migration est accentuée grâce à un pendage favorable vers le Sud. Le drainage latéral devient parfois vertical suivant les plans de failles. D'après (LEBLAB.S – 1998) (DAOUD. A – 1996) [31].

III.4.1 Les roches réservoirs

A- Le Cambrien

Il est constitué par les grès de Messaoud, représentés par les unités R_i , R_a et la zone des alternances [31] :

a. 1. L'unité R_a

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

a. 2. L'unité R_i

C'est le réservoir principal dans la région de Hassi Geuttar constituée de grès fins à moyens, bien classés, siliceux à silico-quartzitiques, présentant de faibles

Caractères pétro physiques, parfois améliorés sensiblement par la transformation du ciment argileux, illite en kaolinite permettant un gain de porosité.

a. 3 La zone des alternances

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

B -L 'Ordovicien

Dans la région de Hassi Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I,

II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure).

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

III.4.2 Les roches couvertures

Les séries argilo salifères du Lias et à des degrés moindres la série inférieure et les roches éruptives du Trias, jouent le rôle de couverture et assurent une étanchéité cambrienne, c'est l'épaisse série des argiles d'El Gassi qui leur assure une étanchéité parfaite [31].

III.4.3 Les roches mères

Comme dans toute la plateforme saharienne et en particulier dans le champ de Hassi Messaoud, les argiles noires radioactives siluriennes constituent la roche mère des réservoirs de Hassi Geuttar. Ces argiles riches en matière organique, de nature amorphe et d'origine marine (la présence de Tasmanacés) [31].

III.4.4. Types de pièges

Les pièges rencontrés dans la structure de Hassi Geuttar sont essentiellement liés à des horsts (résultat d'une activité tectonique complexe) [31].

III.5 PVT des champs

L'hétérogénéité des réservoirs Cambro-Ordoviciens (Ri, Ra et QH), implique automatiquement une grande variation des caractéristiques pétrophysiques, afin de mieux cerner ces variations, il est nécessaire de faire une étude pétrophysique de ces paramètres pétrophysiques, l'épaisseur totale et de l'épaisseur utile [31].

III.5.1 Interprétation des données pétrophysiques du réservoir Ri

✓ La carte en isoperméabilité

Cette carte montre deux parties de distribution de ce paramètre, la première située à l'Est et la deuxième à l'Ouest (Figure III.2).

La partie Est présente des iso-lignes très rapprochées reflétant un changement brusque caractérisant des conditions d'hétérogénéités, la valeur la plus grande se trouve dans cette zone au niveau du puits HGA-17 ($K=191,5$ md). De même de faibles valeurs sont observées au tour du puits HGA-6 ($K=35,41$ md). Où les Iso-lignes sont espacées reflétant ainsi des changements lents conduisant à une certaine homogénéité.

L'anomalie qui présente les meilleures valeurs de perméabilité est localisée dans la zone limitée par les puits HGA-15, HGA-10, HGA-21, HGA-3 et HGA19, cette augmentation de perméabilité peut s'expliquer par la présence à proximité d'un réseau de failles et de fissures [31].

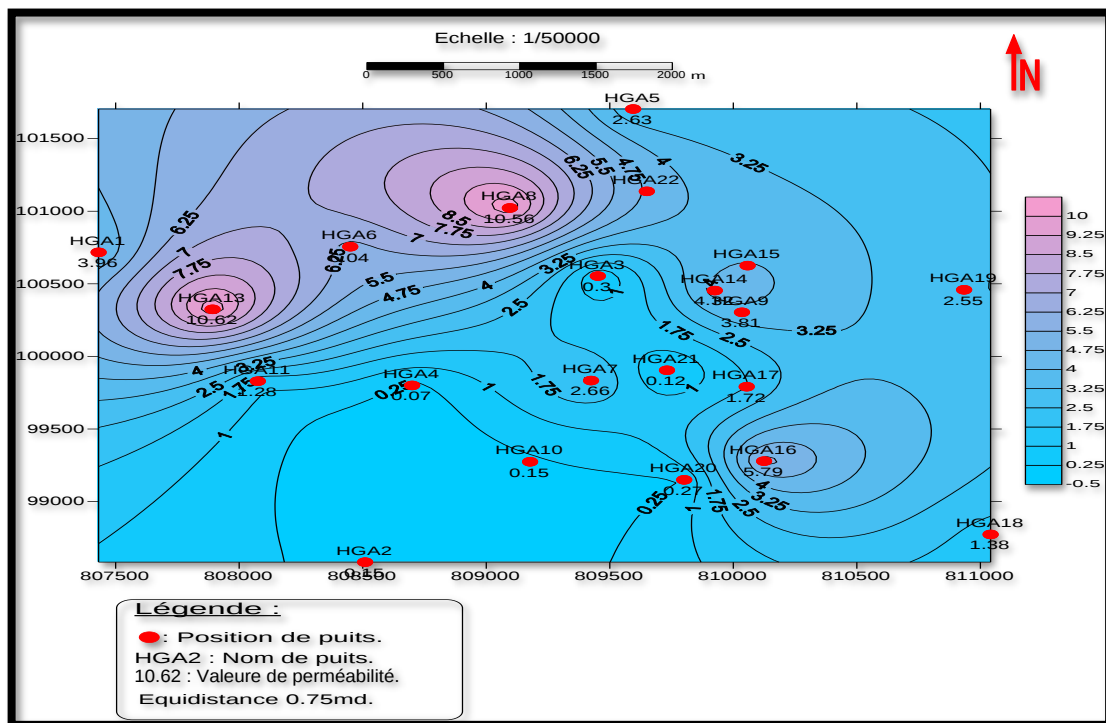


Figure III.2 : Carte en isoperméabilité du réservoir RI [31].

✓ La carte en isoporosité

Cette carte nous a permis de délimiter deux zones où les iso-lignes sont concentrées, la première est située dans la partie Est de la zone d'étude, par contre la deuxième est située dans la partie Ouest (Figure III.3).

La partie Est présente les plus grandes valeurs qui se localisent au niveau des puits HGA-16 (10,2%) et HGA-17 (9,4%), où les iso-lignes sont très rapprochées, reflétant un changement brusque caractérisant des conditions d'hétérogénéités.

Par contre, la partie Ouest présente des valeurs moins importantes que la partie Est, et des iso-lignes qui sont espacées reflétant ainsi des changements lents [31].

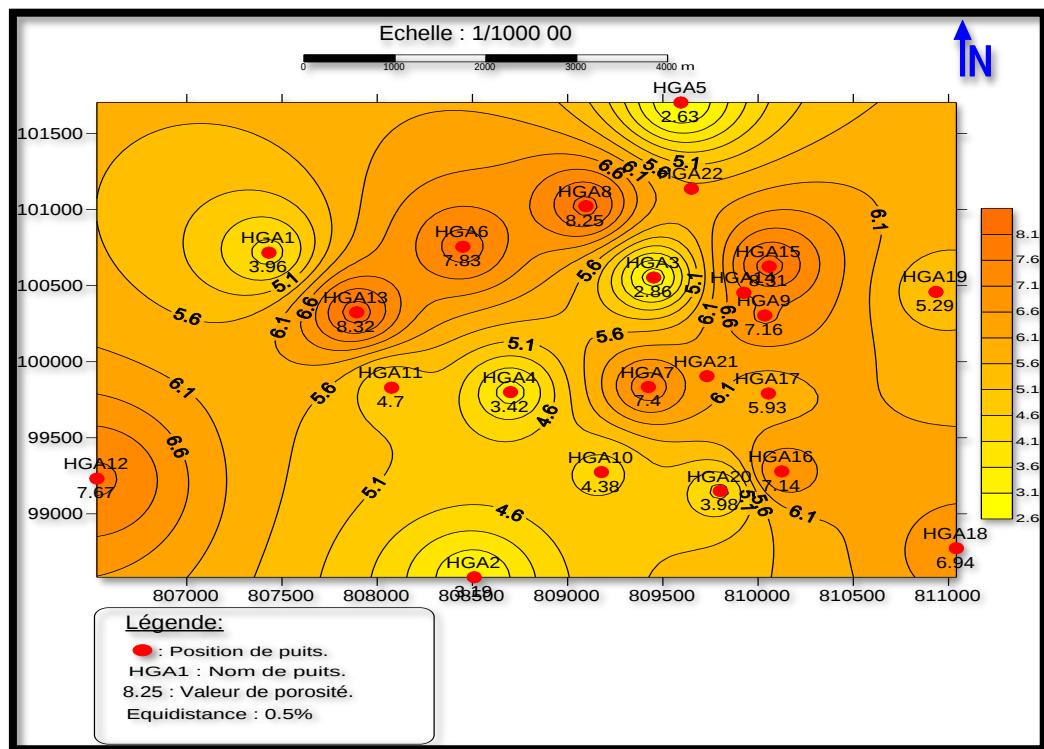


Figure III.3 : Carte en isoporosité totale du réservoir RI [31].

III.5.2 Interprétation des données pétrophysiques du réservoir Ordovicien (les Quartzites de Hamra)

✓ Carte en isoperméabilité

Cette carte présente de faibles valeurs de perméabilité, elles ne dépassent pas 1md dans la partie Ouest du gisement, par contre la partie Est présente des iso-lignes très rapprochées reflétant un changement brusque caractérisant des conditions d'hétérogénéité, la valeur la plus grande se trouve au niveau du puits HGA-17 avec une valeur maximale de 3,97md (Figure III.4) [31].

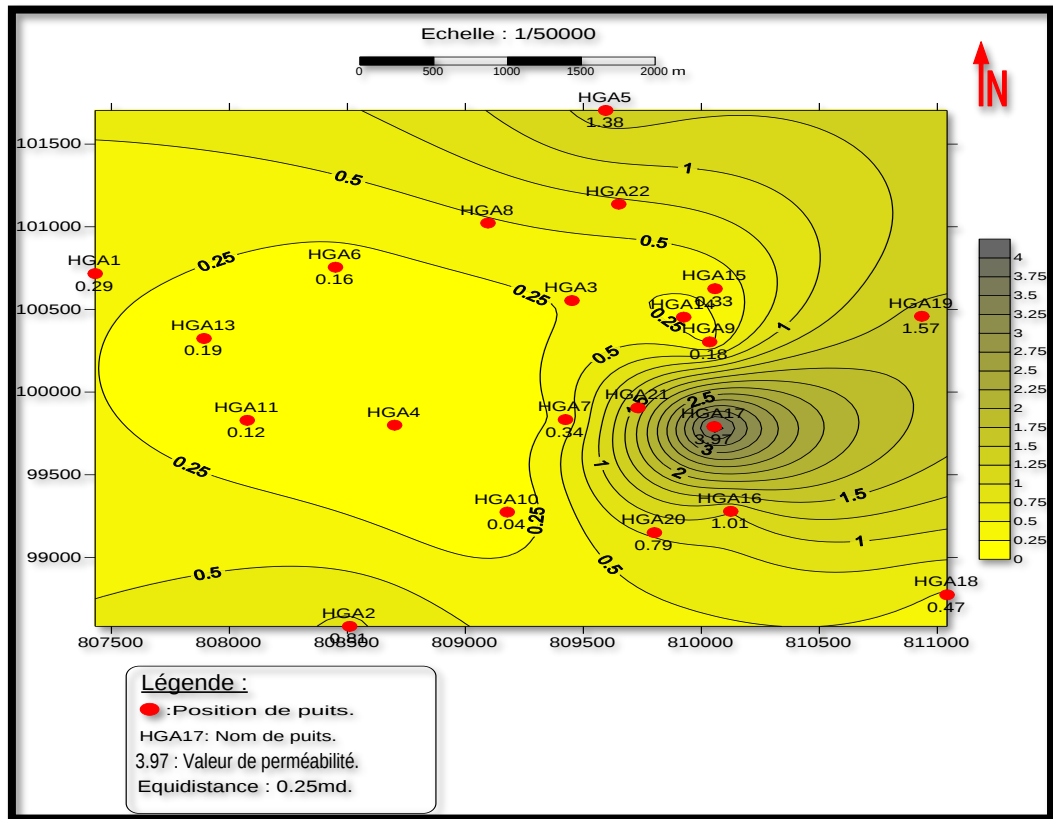


Figure III.4 : Carte en isoperméabilité du réservoir Quartzite Hamra [31].

✓ Carte en isoporosité

Cette carte nous a permis de déduire deux zones, la première zone située au nord et la deuxième dans le reste de la zone d'étude (Figure III.5).

La partie nord présente des iso-lignes très rapproché reflétant un changement brusque caractérisant des conditions d'hétérogénéité, par contre dans le reste de la zone d'étude la porosité change est évolué d'une façon lente. La plus grande valeur de porosité est localisée au niveau du puits HGA-9 avec une valeur de 8,16% [31].

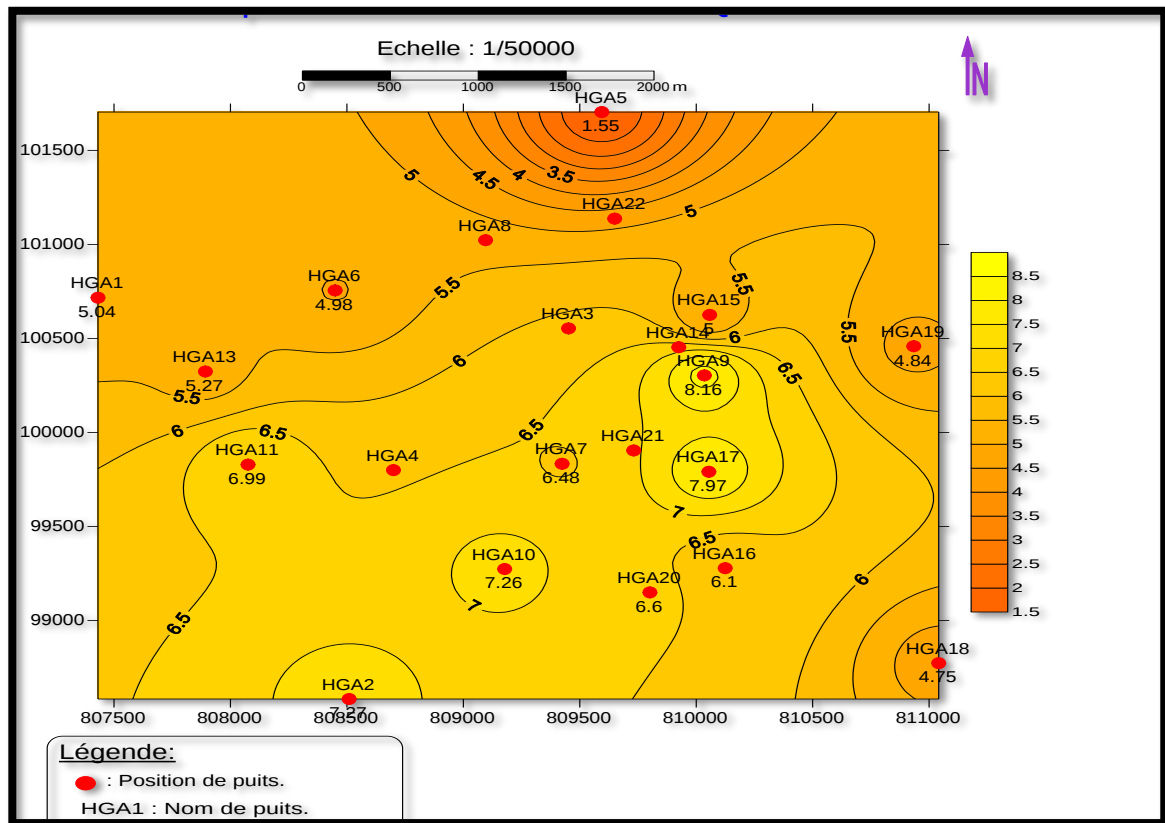


Figure III.5 : Carte en isoporosité totale du réservoir Quartzite Hamra [31].

PARTIE II
Aperçu sur le
logiciel PIPSIM

III.6 Aperçu sur le logiciel PIPESIM

III.6.1 Présentation du logiciel

Le PIPESIM (Pipeline Simulator) est un simulateur conçu par Schlumberger afin d'effectuer les tâches suivantes :

- La définition des points de fonctionnement des puits Qliq, Pwf (le point de fonctionnement c'est l'intersection des deux courbes IPR et VLP).
- Optimiser la production.
- Améliorer les performances des puits.
- L'étude de sensibilité des points de fonctionnement par la variation des paramètres :
 - Les paramètres des fluides : la densité d'huile, le water-cut, le GOR.
 - Les paramètres du réservoir : la pression, température, perméabilité et l'épaisseur du réservoir, le Skin aux abords du puits, son rayon, le rayon de drainage.

On peut aussi :

- Analyser le système de production.
- Déterminer les gradients de pression.
- Optimiser le gas-lift.
- L'analyse des puits multilatéraux.
- L'analyse des réseaux de puits.
- L'optimisation de l'équipement des puits.

Le PIPESIM englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (Inflow), dans la colonne de production (Outflow) avec les corrélations de PVT.

La création d'un modèle d'après le PIPESIM exige certain nombre de données, et pour avoir un meilleur fonctionnement de cet outil on doit présenter le maximum des données [32].

III.6.2 Application du logiciel PIPESIM

- L'optimisation des équipements des puits.
- L'analyse des performances des puits.
- L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits.
- L'optimisation des systèmes de production.

- L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux.
- L'optimisation des systèmes de récupération [33].

III.6.3 Données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM

- Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance).
- Les données petro-physiques.
- Rapport géologique.
- Données PVT.
- Données des tests DST, Build up, Jaugeage.
- Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits [33].

III.6.4 Les modèles de PIPESIM

Le logiciel comporte deux modèles :

A. Well performance Analysis

Ce modèle permet de Créer les modèles des puits avant d'intégrer dans le modèle de réseau.

Les étapes de création de modèle de puits dans le logiciel sont :

- a) Choix des puits
- b) Collecte des données
- c) Données nécessaires :
 -  Données du fluide
 -  Données du réservoir
 -  Données de complétion
 -  Données de surface
 -  Choix des corrélations
- d) Tracez la courbes Inflow et Outflow.
- e) Enregistrez le modèle [34].

B. Network Analysis

Ce modèle permet de simuler le comportement de tous les puits de réseau et étudier l'effet des paramètres sur le réseau. Les étapes nécessaires pour créer des courbes de performances de puits pour le module réseau sont [6] :

-  Construisez le modèle de performance du puits.
-  Sélectionnez l'opération Performance de puits.

-  Sélectionnez les paramètres de sensibilité.
-  Saisissez les données requises.
-  Exécutez l'opération.
-  Enregistrez le modèle.

III.6.5 Corrélations largement utilisées

a. Hagedorn & Brown (HB)

La corrélation de **HAGEDORN ET BROWN** est l'exécution de la corrélation de Poettman et Carpenter. HAGEDORN et BROWN ont étudié l'influence des propriétés de fluide (viscosité, tension superficielle) sur les pertes de charge avec de différents débits (220 BBL/D à 980 BBL/D), un GLR qui varie de (194 à 1845 SCF/BBL) et pour un diamètre de tubing (1", 1"1/4, 1"1/2). Ils ont trouvé que ces propriétés ont une grande influence sur les pertes de charge [31].

Commençant par l'équation du bilan énergétique :

$$144 \cdot \frac{g_c}{g} \cdot v dP + \frac{v \cdot dv}{g} + dh + dw_f + dw_e = 0 \quad (\text{III.1})$$

Si le travail dw_e :

$$144 \cdot \frac{g_c}{g} \cdot v dP + \frac{v \cdot dv}{g} + dh + dw_f = 0 \quad (\text{III.2})$$

$$144 \cdot \frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{f \cdot w^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m} + \rho_m + \rho_m \cdot \frac{\Delta \left[\frac{v_m^2}{2 \cdot g_c} \right]}{\Delta h} \quad (\text{III.3})$$

Où :

v : volume spécifique.

$v = \frac{v_m}{m}$ v_m : volume du mélange d'un BBL.

ρ_m : densité de mélange.

b. Corrélation de Beggs et Brill Original (BBO)

Cette corrélation est utilisée pour la chute de pression (DP) et le phénomène de hold-up. Elle

est basée sur une carte de régime d'écoulement qui est d'abord déterminée comme s'il était horizontal. Un hold-up horizontal est alors calculé par des corrélations, et corrigé par rapport l'angle d'inclinaison [31].

$$\lambda = \frac{q_L}{(q_L + q_g)} \quad (\text{III.4})$$

q_L : Débit liquide.

q_g : Débit du gaz.

c. La corrélation de Beggs and Brill Revised (BBR)

Comme ci-dessus, sauf que la version révisée de la corrélation de Beggs et Brill est utilisée avec des facteurs de frottement des conduites rugueuses et des coefficients de correction. Le facteur de frottement est modifié par rapport au modèle standard de pipeline lisse pour utiliser un facteur de frottement monophasique basé sur la vitesse moyenne du fluide [31].

d. Duns & Ros [BAKER JARDINE]

Cette corrélation est utilisée pour la chute de pression et le phénomène de hold up avec la détermination du régime d'écoulement. Elle a été développée pour l'écoulement vertical des mélanges gazeux et liquides dans les puits. Des équations ont été développées pour chacune des trois régimes : avec bulles, avec bouchon et avec brouillard [31].

e. La corrélation OLGAS 2-phase/OLGAS 3-phase

Les modèles mécaniques OLGAS sont applicables à tous les angles d'inclinaison, diamètre des pipes et propriétés des fluides. Le modèle biphasique considère le débit gaz-liquide, tandis que le modèle triphasique considère le flux gaz-huile-eau. Ce modèle utilise des équations de continuité séparées pour le gaz, le liquide et les gouttelettes de liquide, qui sont couplées par transfert de masse interfaciale. OLGAS considère quatre régimes d'écoulement : écoulement stratifié, slug, annulaire et de bulles dispersées [31].

f. Dukler Aga and Flanagan

1. AGA et Flanagan corrélation a été développé pour deux phases horizontales et inclinées. Couler des systèmes de collecte des condensats de gaz.

Le Taitel Dukler couler la carte du régime est utilisée qui considéré cinq couler régime, stratifiés lisses, stratifiés ondulés, intermittents, liquide dispersé annulaire et bulle dispersée.

Le Dukler est utilisée pour calculer la perte de pression par frottement et hold up, et le Flanigan est utilisée pour calculer le différentiel de pression d'élévation.

2. Comme ci-dessus, mais avec un blocage de liquide calculé en fonction de l'EATON corrélation.

L'EATON Hold-Up liquide corrélation est basé sur une étude réalisée sur 2 in et 4 in. Tuyau en acier à l'aide de l'eau et le gaz naturel comme fluides d'essai. Les pressions d'épreuve variaient de 305 à 865 psia et les mesures de blocage des liquides variaient de 0.006 à 0.732 [31].

PARTIE III
Modélisation et
optimisation du
système puits
réseaux

Modélisation et optimisation du système puits-réseaux

INTRODUCTION

D'abord à l'aide du logiciel PIPESIM nous modéliserons nos puits. La modélisation comporte plusieurs aspects :

- Collecte des données : complétions, essais des puits ainsi que les derniers jaugeages.
- Le modèle réservoir et potentiel des puits.
- Le choix de la corrélation de l'écoulement vertical.
- Le tracé des courbes Inflow et Outflow (analyse nodale).
- Détermination des courbes de performance $Q = f(P_t)$

III.7 Collecte des données

III.7.1 Les critères de choix des puits candidats

- Des entrées d'eau prévues dans certains puits dans les années prochaines.
- Une production faible du quelque puits, ainsi que leur densité d'huile élevée.
- Disponibilité des données des puits.
- Une complétion simple des puits.

III.7.2 L'état Actuel Des Puits Choisis

L'état des puits sont extrait à partir de DATA BANK SONATRACH.

Tableau III.1 : L'état Actuel Des Puits.

Etat des puits	Nom des puits
Puits avec gaz lift	HGA1/ HGA2/ HGA7/ HGA11/ HGA17/ HGA24/ HGA26/ HGA32/ HGA35/ HGA36/ HGA40/ HGA41/ HGA42/ HGA43/ HGA44.
Puits éruptifs	HGA3/ HGA8/ HGA9/ HGA16/ HGANE3/ HGANE5/ HGANE7.

III.7.3 Complétions des puits

Le modèle de puits à concevoir à partir de logiciel **PIPESIM** comporte une partie représentant le tubing de production ainsi que le liner cimenté perforé, le trou ouvert (Open Hole) ou un casing cimenté perforé [35].

Tableau III.2 : Complétion des puits ayant un liner cimenté perforé.

PUITS	LINER CIMENTE PERFORE				TUBING			TUBING CCE		
	De MD (m)	Vers MD(m)	ID(In)	OD(In)	Vers MD(m)	ID(In)	OD(In)	De MD(m)	ID(In)	OD(In)
HGA 1	3192.58	3550	5.036	5.785	3191.15	3.92	4.5	3107	2.44	3.92
HGA 2	3112.6	3401	4.892	5.785	3111	3.92	4.5	3076	3.57	3.92
HGA 3	3086.2	3511	5.036	5.785	3084.2	3.92	4.5	3279	2.44	3.92
HGA 11	2503	3515.5	3.92	4.5	2503	3.92	4.5	3100	3.57	3.92
HGA 26	3219	3422	3.92	4.5	3217.25	3.92	4.5	3104	2.44	3.92
HGA 32	3270	3482	3.92	4.5	3269.5	3.92	4.5	3211.62	2.44	3.92
HGA 36	3289.5	3420	5.036	5.785	3224.65	3.92	4.5	3180.65	2.44	3.92
HGA 42	3300.8	3430	2.441	2.785	3292.8	2.992	3.5	/	/	/
HGA 43	3335.39	3480	3.92	4.5	3334.78	3.92	4.5	/	/	/
HGA 44	3349	3516.96	3.92	4.5	3347.45	3.92	4.5	3308.07	2.44	3.92
HGANE3	3362	3489	3.92	4.5	3360	3.92	4.5	/	/	/
HGANE5	3464.5	3554	3.92	4.5	3462.34	3.92	4.5	/	/	/
HGANE7	3416	3510	3.92	4.5	3414.5	3.92	4.5	/	/	/

Tableau III.3 : Complétion des puits ayant un Open Hole.

PUITS	OPEN HOLE				TUBING			TUBING CCE		
	De MD (m)	Vers MD (m)	ID(In)	OD(In)	Vers MD (m)	ID(In)	OD(In)	De MD(m)	ID(In)	OD(In)
HGA 35	3377	3441	/	/	3335	3.92	4.5	3285.96	2.44	3.92
HGA 40	3353	3483	/	/	3309.93	3.92	4.5	3290.28	2.44	3.92
HGA 41	3346	3445	/	/	3317.5	3.92	4.5	3240	2.44	3.92

Tableau III.4 : Complétion des puits ayant un Casing cimenté perforé.

PUITS	CASING CIMENTE PERFORE				TUBING			TUBING CCE		
	De MD (m)	Vers MD (m)	ID(In)	OD(In)	Vers MD (m)	ID(In)	OD(In)	De MD(m)	ID(In)	OD(In)
HGA 7	0	3323	6.184	7	3420	3.92	4.5	3218.09	2.44	3.92
HGA 8	0	3500	6.094	7	3427	3.92	4.5	3456.53	2.44	3.92
HGA 9	0	3485	6.094	7	3410.74	3.92	4.5	3450.36	2.44	3.92
HGA 16	0	3520	6.094	7	3400	3.92	4.5	3465	2.44	3.92
HGA 17	0	3515	6.094	7	3237.41	3.92	4.5	3202.29	3.57	3.92
HGA 24	0	3499	6.094	7	3302	3.92	4.5	2506.97	3.57	3.92

III.7.4 Données PVT

Pour avoir un modèle fiable représentant avec le maximum d'exactitude l'écoulement dans nos puits, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ces puits. Le modèle utilisé est le modèle black Oil [35].

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

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

Réservoir	PUITS	Densité d'huile	GOR (Sm ³ /Sm ³)	Densité de gaz	WOR (Sm ³ /Sm ³)	P de bull (Kgf/cm ² g)
Cambrien	HGA 3	0.779	189	0.9	0.9142	217
	HGA 8	0,8017079	172	0.9	0.5079	108.3253
	HGA 9	0,8108966	182	0.975	0.3591	198.3
	HGA 16	0,799	196	0.9	0.5423	154.9052
	HGANE3	0,79	172,1	0.9	0	191.5116
	HGANE5	0,8017079	200	0.9	0	164.2978

	HGANE7	0,8108966	201	1	0	198.0297
Quartzites L'Hamra	HGA 1	0,794	490	0.9	0	158.9617
	HGA 2	0,8017079	870	1	0	180.0019
	HGA 7	0,8017079	700	1	0	191.9784
	HGA 11	0,8017079	345	0.9	0	220.8095
	HGA 17	0,8108966	717	0.9	0	230.9756
	HGA 24	0,811	601	0.983	0	195
	HGA 26	0,8017079	632	0.9	0	120.3491
	HGA 32	0,8146313	399	0.9	0	202.5
	HGA 35	0,8115942	310.2	0.9	0	190.1711
	HGA 36	0.811	822	1	0.027	169.4523
	HGA 40	0.794	611.5	0.975	0	178.0193
	HGA 41	0.8115942	910	1	0	220.9834
	HGA42	0.8017079	1674	1.012	0	187.9078
	HGA 43	0.8108966	2250.9	1	0	201.0976
	HGA 44	0.8017079	179	0.9	0	184.1614

III.7.5 Les données des essais des puits

Afin d'obtenir un modèle de puits fiable (approximatif au modèle réel) il nous a fallu encore le calage des pressions du fond statique et dynamique de ce puits, alors des données des essais de puits s'impose, ces derniers elles sont obtenues à partir des tests DST et des BUILD-UP. Cependant, il y avait quelques corrections à faire avant l'utilisation de ces données. La différence qui existe entre la cote des perforations et la cote des mesures obtenu lors des tests cites ci-dessous nous poussent à prendre en considération les pertes de charge entre ces deux côtes, et ceci en utilisant l'équation suivant [35] :

$$Pf(perfos) = Pfs(gauge) + dP dh (st) \times (Cote(Perfos) - Cote(gauge)) \quad (III.5)$$

$$Pf(perfos) = Pfd(gauge) + dP dh (st) \times (Cote(Perfos) - Cote(gauge)) \quad (III.6)$$

Où :

Pfs : Pression de fond statique.

Pfd : Pression de fond dynamique.

$\frac{dp}{dh}$ (st) : Gradient statique de Pression.

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

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

Tableau III.6 : Données des essais des puits.

Puits	PG (Kgf/cm ² g)	PFD (Kgf/cm ² g)	Pt (Kgf/cm ² g)	Q (Sm ³ /h)	IP (Sm ³ / (d. bars))	Duse (mm)
HGA 1	185	162	41	10.38	18.8288	9
HGA 2	286.75	183	40	1.51	0.40011	10
HGA 3	463.46	309.54	106	12.92	2.23592	10.3
HGA 7	197.5	90.7	23.1	3.4	0.80022	9
HGA 8	441.36	388.73	80	6.76	2.61250	9
HGA 9	438.75	316.38	90	7.53	1.38863	9
HGA 11	Nulle	73.17	37.8	1.07	/	11
HGA 16	449.6	408.91	170.8	28.06	15.5338	12.7
HGA 17	292	170	16	0.88	0.18828	7
HGA 24	259.23	177	14	0.8	0.23536	8
HGA 26	356.8	200.4	15.8	2.8	0.42364	8
HGA 32	169.86	147.5	19	1.39	1.83581	9
HGA 35	244.62	149.33	20	2.66	0.68254	9
HGA 36	248.33	205.35	32	4.21	3.27151	9.53
HGA 40	309.2	226.5	43.5	4.86	1.45923	9.53
HGA 41	347.9	317.74	111	9.21	8.26117	9.53
HGA 42	279.68	248	55.53	5.98	6.09585	9.53
HGA 43	339.75	283.35	79	9.19	4.33064	9.53
HGA 44	257.2	213.2	19.4	2.48	1.36509	10
HGANE3	303.38	193.2	25.4	2.38	0.49425	9
HGANE5	447.61	333.46	125.1	11.74	2.33007	9.53
HGANE7	413	390	175.81	6.88	7.01375	9.53

Les données des derniers jaugages sont utilisées afin de caler le modèle du puits par son débit d'huile le plus récent, et ces données ont été présente dans le tableau qui suit [35] :

Tableau III.7 : Derniers jaugeages des puits.

Puits	Date de jaugeage	Duse (mm)	Q (sm ³ /h)	Pt (Kgf/cm ² g)	Pp (Kgf/cm ² g)	T huile (°c)	Qeau (L/h)	GOR (sm ³ /sm ³)
HGA 1	26/02/2023	12	2.14	41.5	12.23652	18.9	0	538
HGA 2	06/01/2023	12	1.59	33.1	13.25623	11.3	0	905
HGA 3	29/01/2023	11	0.35	23.7	11.726665	10	320	290
HGA 7	02/02/2023	12	2.2	18.7	15.29565	25.8	0	766
HGA 8	23/01/2023	10	4.39	26	12.23652	26	2230	89
HGA 9	23/01/2023	11	5.04	24.9	12.746375	21	1810	164
HGA 11	06/01/2023	12	4.62	42.6	13.766085	10	0	374
HGA 16	16/02/2023	11	4.44	37.3	13.766085	17	2408	113
HGA 17	24/01/2023	12	1.46	42.5	11.726665	15	0	749
HGA 24	26/01/2023	12	1.85	22.4	14.071998	7	0	625
HGA 26	16/02/2023	12	2.39	34.6	12.23652	16	0	651
HGA 32	13/01/2023	12	3.89	39.7	11.522723	24.2	0	424
HGA 35	13/01/2023	12	4.64	42	11.726665	28.3	0	352
HGA 36	07/01/2023	12	1.48	27.7	10.910897	9.2	40	833
HGA 40	16/02/2023	12	2.95	17.4	12.23652	27	0	622
HGA 41	20/02/2023	12	0.79	16.4	12.23652	19.6	0	984
HGA 42	25/01/2023	13	1.41	29.6	13.23623	6	0	1854
HGA 43	16/02/2023	13	0.62	19.8	12.23652	19.4	0	2354
HGA 44	20/02/2023	12	4.157	30.9	13.23623	22.1	0	189
HGANE3	22/01/2023	9	5.47	34.1	18.864635	17	0	88
HGANE5	22/01/2023	9	3.96	25.8	12.848346	17	0	85
HGANE7	23/01/2023	8	4.2	41.6	18.35478	14	0	204

III.7.6 Le modèle réservoir et le potentiel des puits

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

$$Q = IP (P_r - P) \quad (III.7)$$

Avec

$$\text{AOFP} = \text{IP} \times \text{Pr} \quad (\text{III.8})$$

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

Et on peut générer $I'IPR$ qui présente la courbe $P_{wfd} = f(Q)$ avec PIPESIM.

Exemple le Puits **HGA44** :

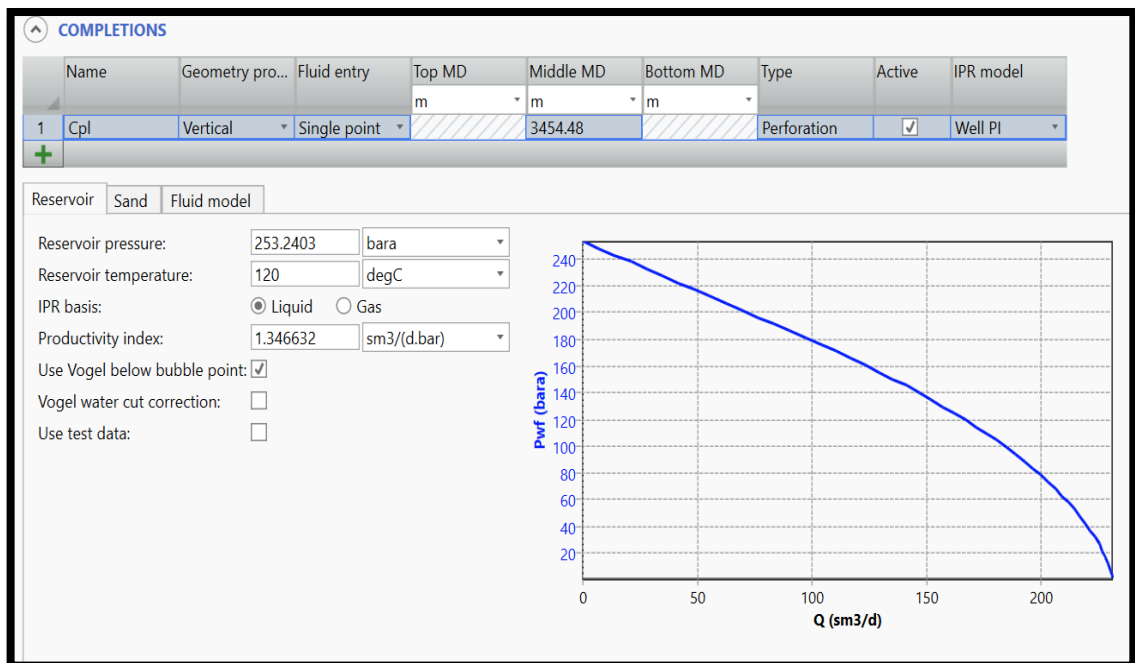


Figure III.6 : Modèle IPR puits HGA44.

III.8 L'organigramme de la procédure de la modélisation

L'organigramme suivant représente en détail la procédure qui assure un modèle plus proche que le modèle réel.

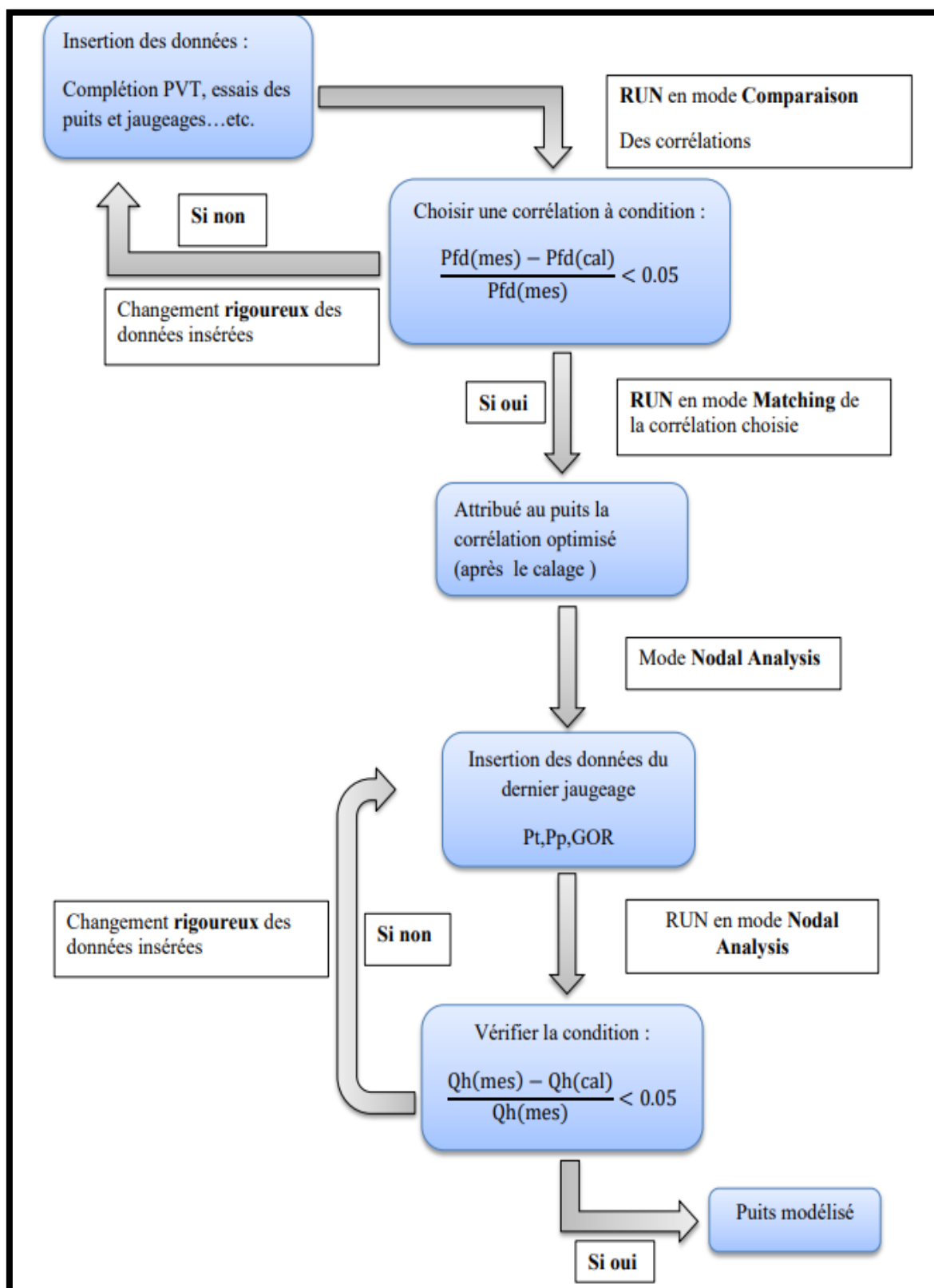


Figure III.7 : Organigramme de la procédure de modélisation d'un puits.

III.9 Le choix de la corrélation de l'écoulement conventionnel

Afin de construire un modèle du puits fiable, basé sur le choix d'une corrélation d'écoulement conventionnel. La validité du modèle correspond à la corrélation qui donne la petite erreur relative par rapport aux données mesurées.

PIPESIM offre une Multitude de corrélations, parmi lesquelles nous citons :

- ✚ Duns & Ros [Baker Jardine].
- ✚ Hagedorn & Brown.
- ✚ OLGAS v. 7.3.1 2- .
- ✚ Beggs et Brill Original (BBO)

III.10 Modélisation de puits HGA44

Le puits **HGA44** est un puits producteur d'huile vertical foré en **26/09/2016** (date fine de forage) à une profondeur de **3516.96 m**, le puits avec une complétion SL (**Slotted Liner**) et est produit depuis le réservoir **Quartzites l'Hamra** (QH) dans la zone **HZP** du champ de Hassi Messaoud. La date de mis en service avec **Gaz Lift** est le **09/09/2022** [35].

Cette modélisation basée sur deux types de données (les données du fluide et de complétion) qui sont représenter dans les Deux tableaux suivants :

III.10.1 Les Data du puits

A. Les Data du fluide

Tableau III.8 : Les Data du fluide.

Puits	Densité d'huile	GOR (Sm3/Sm3)	Densité de gaz	WOR (Sm3/Sm3)	P de bull (Kgf/cm2.g)
HGA44	0.8017079	179	0.9	0	184.1614

B. Complétion

Tableau III.9 : Les données de la complétion.

PUITS	SLOTTED LINER				TUBING			TUBING CCE		
	DE MD (m)	VERS MD (m)	ID (In)	OD (In)	VERS MD (m)	ID (In)	OD (In)	DE MD (m)	ID (m)	OD (m)
HGA44	3349	3516.96	3.92	4.5	3347.45	3.92	4.5	3308.07	2.44	3.92

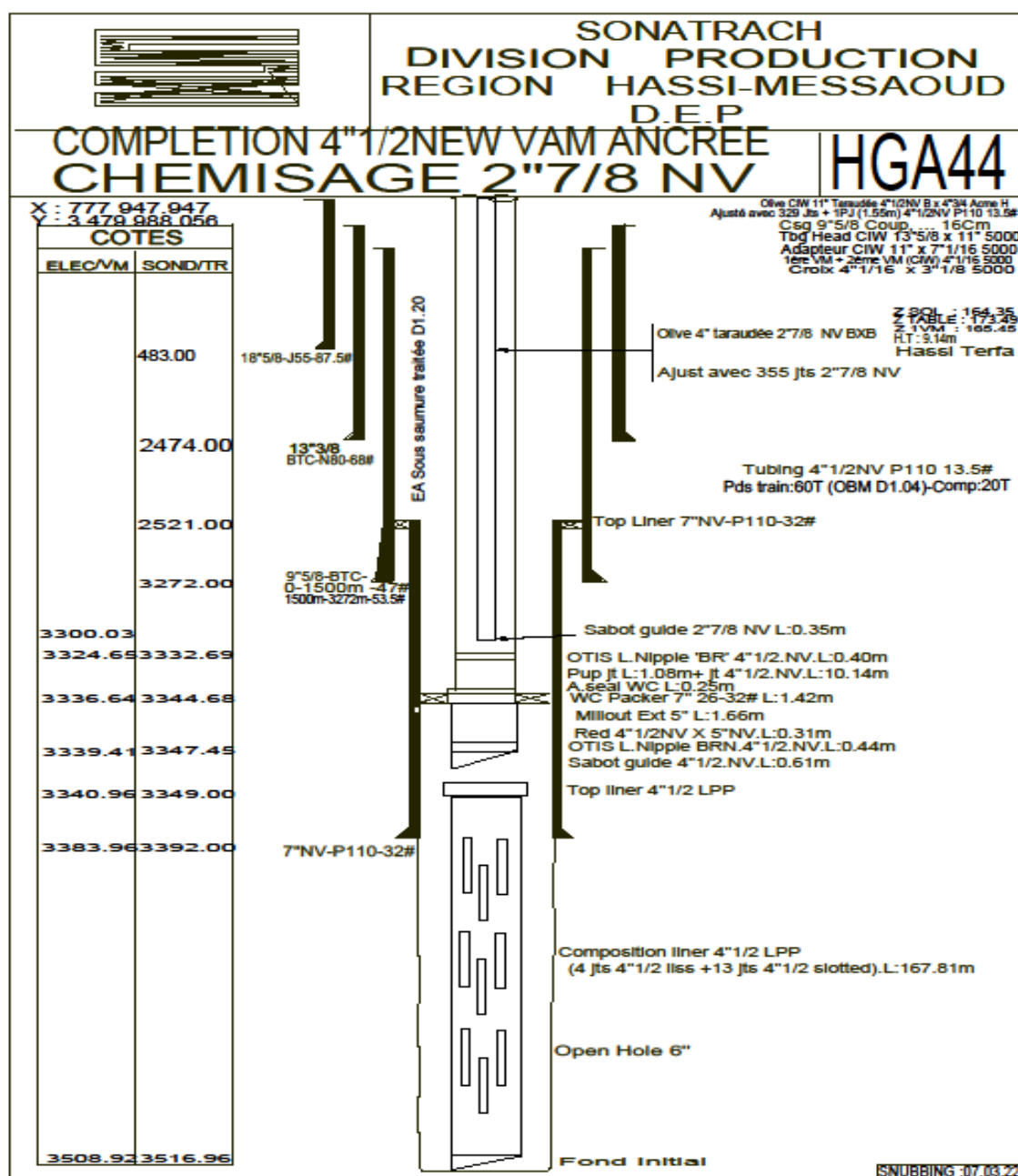


Figure III.8 : Fiche technique puits HGA44.

III.10.2 Modélisation avec PIPESIM

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

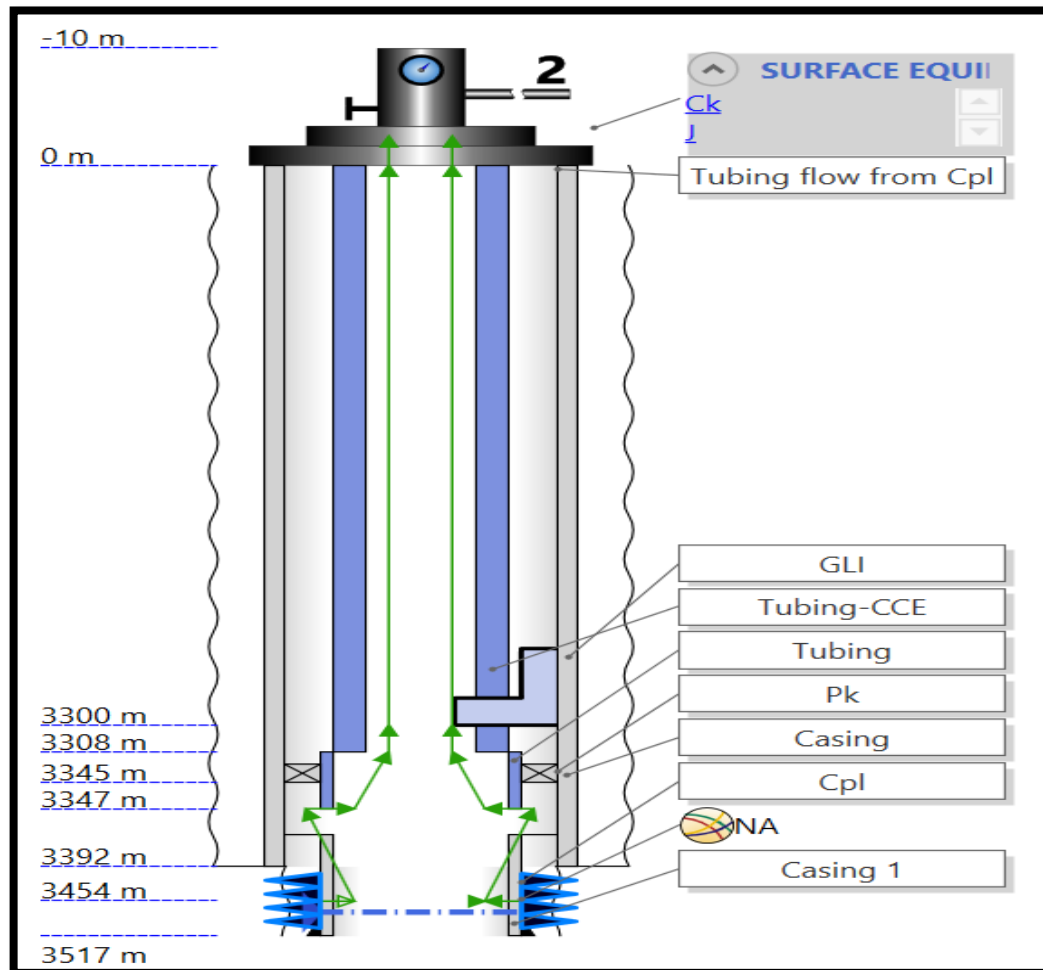


Figure III.9 : La conception du puits HGA44.

1) Build up Matching

Le dernier test Build up a été effectué le **23/05/2020**, les résultats de ce Build up doivent être matché en utilisant la corrélation qui donne un débit proche au débit obtenu par le test ainsi que les pressions.

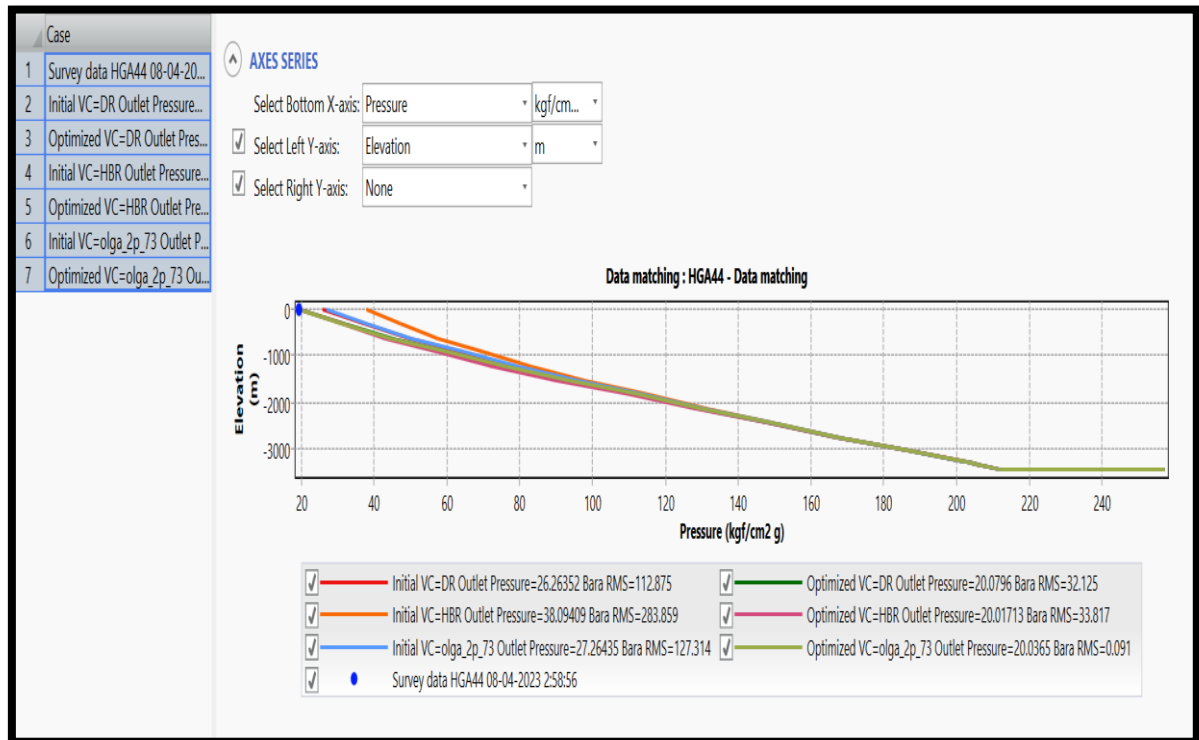


Figure III.10 : Les corrélations utilisées par le logiciel PIPESIM pour matcher les données.

les corrélations les plus utilisées dans **HMD** pour calculer les pertes de charge dans le tubing du puits **HGA44** sont celle de **Hagedorn & Brown**, **OLGAS v. 7.3.1 2-Phase**, **Duns & Ros [Baker Jardine]**, Dans la figure précédente y a eu plusieurs courbes qui correspondent à plusieurs corrélations, selon la case **Results summary** qu'on a dans **PIPESIM**, On a sélectionné une corrélations qui donnent des résultats parfait est celles de **Hagedorn & Brown**, car elle a un Calibrated total **RMS** supérieure à celle du **OLGAS v. 7.3.1 2-Phase** et de **Duns & Ros [Baker Jardine]**.

Name:

HGA44 - Data matching

Description:

Data matching

Engine console

Profile results

Results summary

Type to filter

	Vertical multiphase correlation	Horizontal multiphase correlation	Calibrated vertical friction factor	Calibrated vertical holdup factor	Horizontal friction factor	Horizontal holdup factor	Calibrated U value multiplier	Initial pressure RMS	Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS
1	OLGAS v. 7.3.1 2-Phase	Beggs & Brill Revised	0.5	1.450665	1	1	0.364045	104.806022	0.025208	22.508307	0.065842
2	Duns & Ros [Baker Jardine]	Beggs & Brill Revised	1.577916	1.210263	1	1	2.92748	90.290204	0.599963	22.584334	31.52515
3	Hagedorn & Brown	Beggs & Brill Revised	0.646532	1.754549	1	1	5.140915	261.87801	0.306009	21.98063	33.510629

Name: HGA44 - Data matching

Description:

Data matching

Engine console

Profile results

Results summary

Type to filter

	Vertical multiphase correlation	Horizontal multiphase correlation		Calibrated pressure RMS	Initial temperature RMS	Calibrated temperature RMS	Initial holdup RMS	Calibrated holdup RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS	Status	Select
1	OLGAS v. 7.3.1 2-Phase	Beggs & Brill Revised	022	0.025208	22.508307	0.065842	0	0	127.314329	0.09105	Optimized	☐
2	Duns & Ros [Baker Jardine]	Beggs & Brill Revised	04	0.599963	22.584334	31.52515	0	0	112.874537	32.125113	Optimized	☐
3	Hagedorn & Brown	Beggs & Brill Revised	01	0.306009	21.98063	33.510629	0	0	283.85864	33.816638	Optimized	☒

Figure III.11 : Calibrated total RMS de chaque corrélation.

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

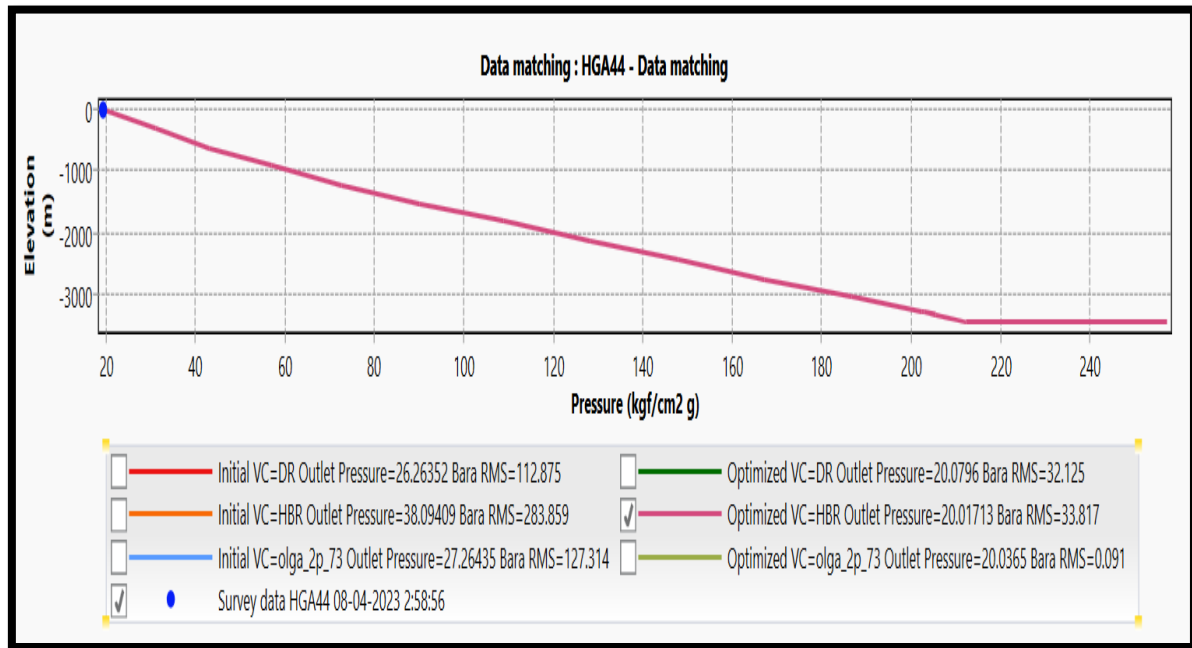


Figure III.12 : Build-up matched par la corrélation de Hagedorn & Brown du puits HGA44.

D'après la figure précédente on remarque que la pression de fond est calée, donc on passe au Matching de IP qui va être réalisé à partir du mode **profil P/T** qui va nous permettre de caler notre modèle entièrement.

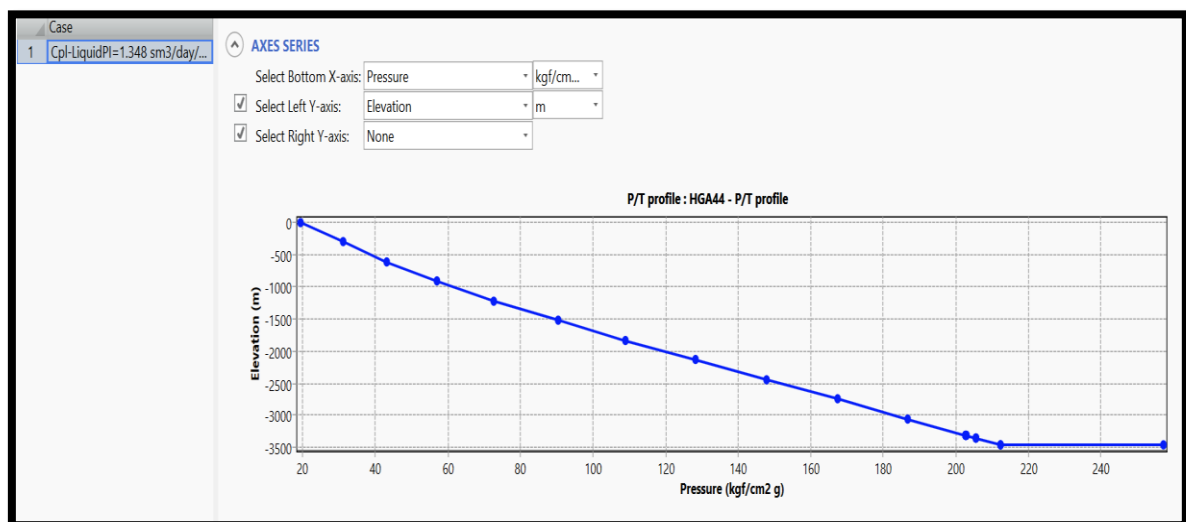


Figure III.13 : IP matched du puits HGA44.

2) Courbe Inflow et Outflow (analyse nodal)

La courbe présente l'intersection de l'IPR (Inflow) (courbe caractéristique du réservoir) et la TPC (Outflow) (courbe caractéristique de l'installation) qui donne le débit de fonctionnement du puits pour le GLR utilisé.

Le débit d'huile devient : $Q_o = 2.478026 \text{ SM}^3/\text{h}$.

La pression de fond $P_{fd} = 212.2079 \text{ Kg}/\text{cm}^2.\text{g}$

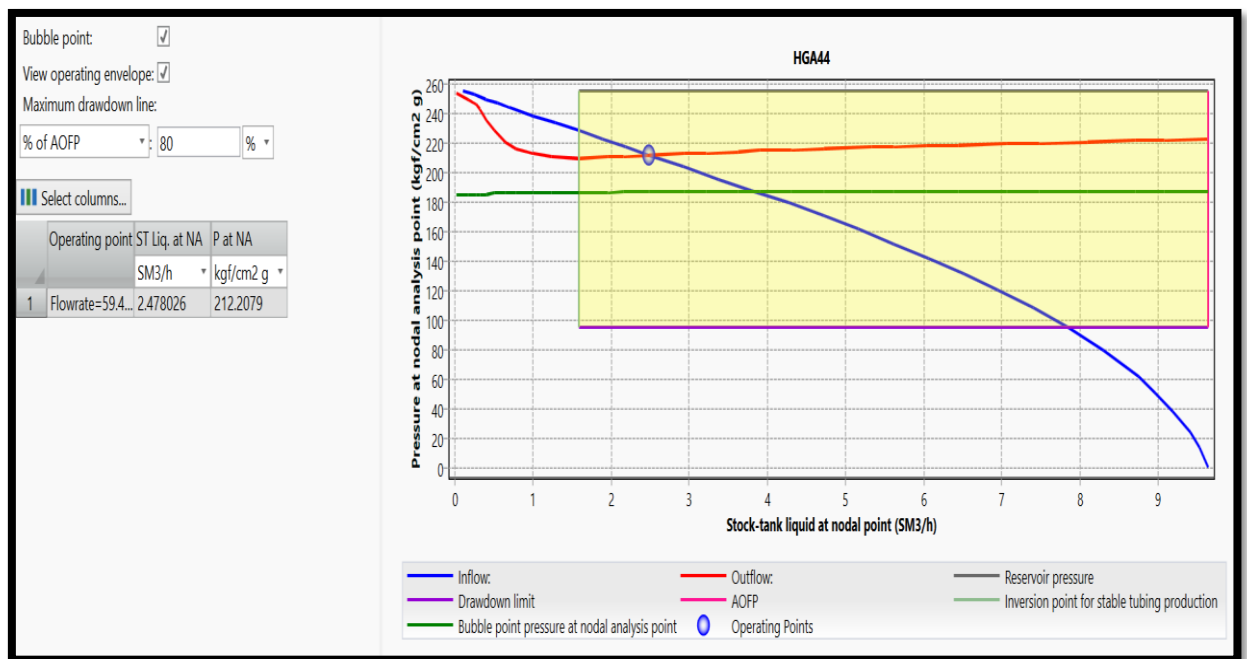


Figure III.14 : Point de fonctionnement du puits HGA44.

III.10.3 Comparaison entre les données des tests et celles obtenues par PIPESIM

On fait une comparaison entre les données des tests et celles obtenues par simulation Pour s'assurer que les modèles construits représentent les puits avec suffisamment de précision.

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau III.10 : Écart entre les données mesurées et celles calculées des puits.

PUITS	Données du test (mesurées)		Données PIPESIM (calculées)		Ecart en %	
	Qh (Sm ³ /h)	Pfd (Kgf/cm ² g)	Qh (Sm ³ /h)	Pfd (Kgf/cm ² g)	Qh (Sm ³ /h)	Pfd (Kgf/cm ² g)
HGA44	2.48	213.2	2.478026	212.2079	0.07959677	0.4

On remarque D'après Les résultats qui sont représentés dans le tableau précédent que l'écart entre les données mesurées et les données obtenues par simulation est inférieur à 5 %. Donc, nous déduisons que les modèles que nous avons construits représentent les puits avec une précision satisfaisante.

Les graphes concernant les autres puits sont repris dans l'annexe.

III.11 Application de l'analyse nodale avec les paramètres de sensibilité

Après le Matching du modèle, on a fait La simulation de l'état de la production avec les paramètres de sensibilité. Ces sensibilités donnent des courbes Inflow avec des courbes Outflow. Les intersections de ces courbes donnent les points de fonctionnement des puits et leur débit correspondant.

La figure ci-dessous pour le puits **HGA44** représente les différentes sensibilités sur le **GOR**, **diamètre du duse**, **PG** et la **Pt**.

III.11.1 Sensibilité Par Rapport au GOR

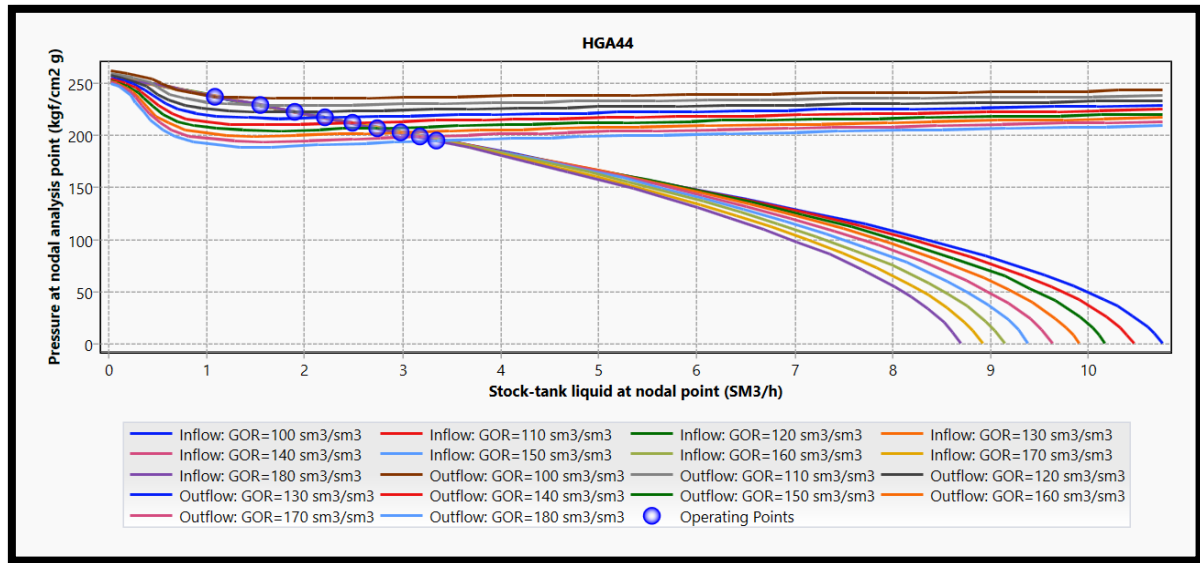


Figure III.15 : Sensibilité par rapport au GOR du puits HGA44.

Tableau III.11 : Point de fonctionnement de puits HGA44.

HGA44		
GOR (sm3 /sm3)	Qo (m3 /h)	PFD (kgf/cm2g)
100	1.079749	237.594
110	1.545222	229.1433
120	1.901513	222.6747
130	2.203681	217.1887
140	2.479353	212.1838
150	2.741244	207.4291
160	2.975695	203.1561
170	3.173371	199.0345
180	3.33772	194.8746

Commentaire

On remarque que le débit d'huile augmente avec l'augmentation du GOR.

III.11.2 Sensibilité par rapport au diamètre du duse

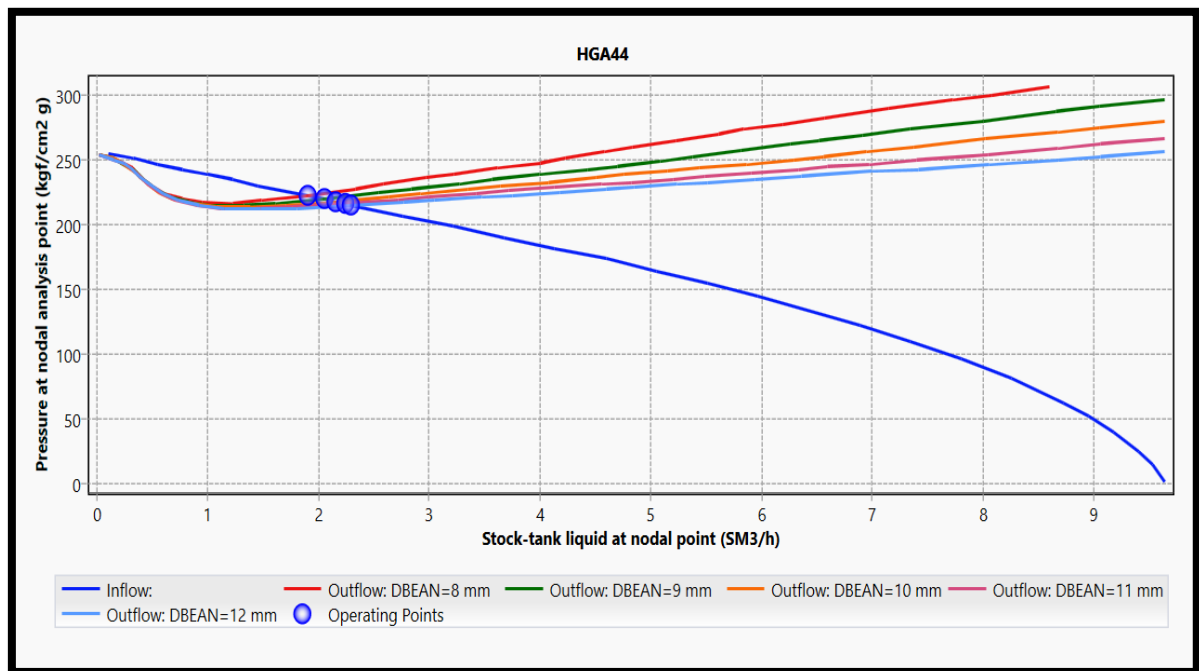


Figure III.16 : Sensibilité par rapport au diamètre du duse du puits HGA44.

Tableau III.12 : Points de fonctionnements de puits HGA44.

HGA44		
Duse(mm)	Qo (m³/h)	PFD (kgf/cm²g)
8	1.897308	222.751
9	2.052237	219.9382
10	2.15657	218.0441
11	2.238013	216.5654
12	2.293009	215.567

Commentaire

On observe que la variation de débit d'huile augmente avec petite valeurs lorsque le diamètre de la duse augmente.

III.11.3 Sensibilité par rapport la pression de gisement

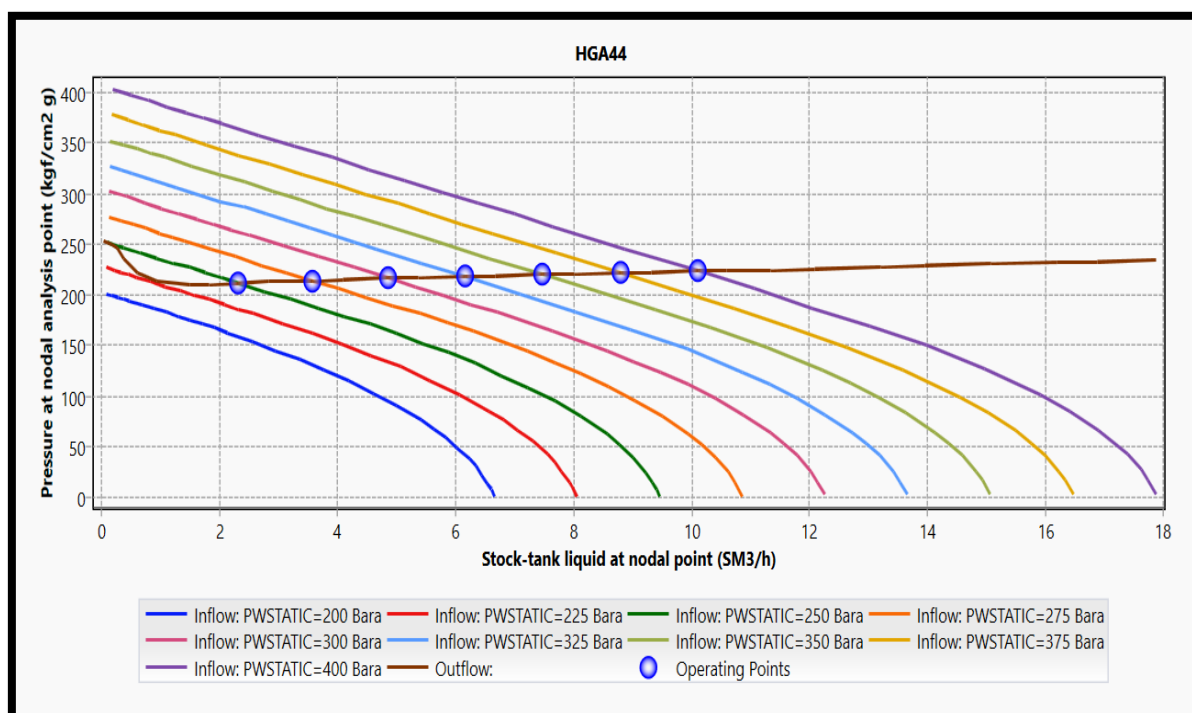


Figure III.17 : Sensibilité par rapport à la pression de gisement du puits HGA44.

Tableau III.13 : Points de fonctionnements de puits HGA44.

HGA44		
PG (kgf/cm2g)	Qo (m3/h)	PFD (kgf/cm2g)
400	10.10152	223.4566
375	8.787796	221.8143
350	7.472209	220.2059
325	6.160685	218.5237
300	4.858006	216.6809
275	3.570442	214.5637
250	2.317647	211.8152
225	/	/
200	/	/

Commentaire

D'après les résultats de tableau on constate que à partir de $P_G = 225 \text{ kgf/cm}^2\text{g}$ le puits est devenu non éruptif dans ce cas la solution la plus adéquate pour l'exploitation de ce gisement c'est la méthode d'activation (Gaz-lift, pompe ESP...).

III.11.4 Sensibilité par rapport la pression de tête

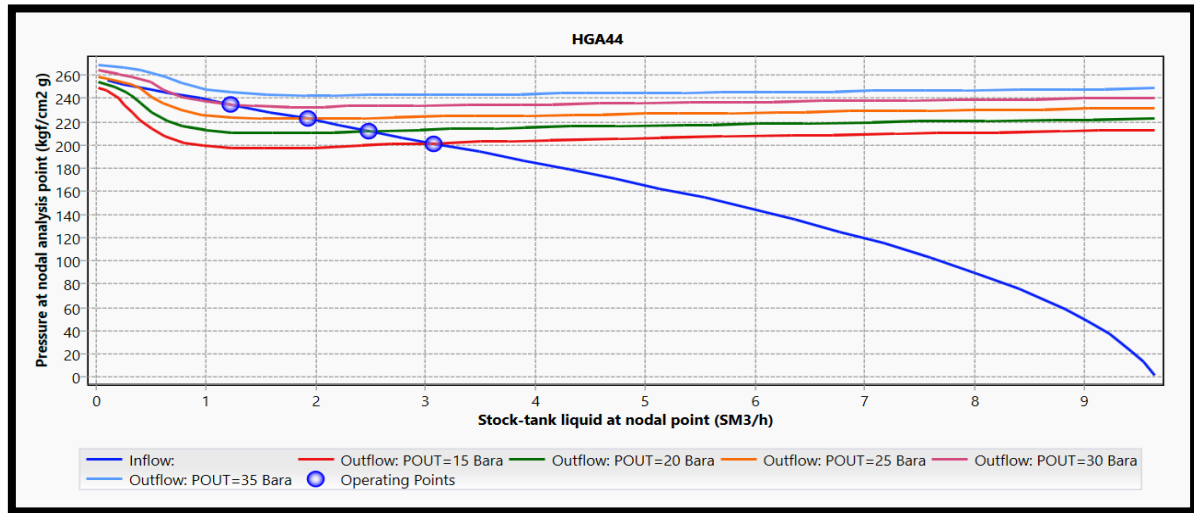


Figure III.18 : Sensibilité par rapport à la pression de tête du puits HGA44.

Tableau III.14 : Points de fonctionnements de puits HGA44.

HGA44		
Pt (kgf/cm2g)	Qo (m3/h)	PFD (kgf/cm2g)
15	3.073814	201.3912
20	2.483163	212.1147
25	1.920283	222.3339
30	1.220923	235.031
35	/	/

Commentaire

On remarque que le débit d'huile augmente lorsque la pression de tête diminue donc il est dépend de la pression de tête.

III.12 Optimisation gaz-lift

A l'aide du logiciel **PIPESIM**, nous avons optimisé le débit d'injection du gaz pour les puits candidats a optimisé, on prend l'exemple de **HGA44**.

III.12.1 Paramètres opérationnels du gaz lift injecté

Les paramètres opérationnels du gaz lift injecté sont présentés comme suite [35]:

Tableau III.15 : Paramètres opérationnels du gaz lift injecté.

Puits	HGA44
Profondeur d'injection maximale possible (m)	3300 m
Pression d'injection	131 kg/cm ²
Température d'injection	15 °C
Densité de Gaz	0.7

III.12.2 Procédure d'optimisation

Le travail consiste à déterminer le débit de gaz à injecter afin d'avoir un débit d'huile maximal. Et comme on a vu auparavant dans l'allure des pertes de charge en fonction de GLR, au début les pertes de charge ne cessent que diminuer au fur et à mesure de l'augmentation de GLR, jusqu'à un point où toute augmentation de débit d'injection fait augmenter les pertes de charge, ce point correspond au GLR optimal.

Et voici les étapes qu'on doit faire pour arriver à déterminer le GLR optimal

- 1· Introduire les données du puits dans PIPESIM
- 2· Le jeu sur la case "sensitivités" permet d'introduire plusieurs valeurs différentes de débit de gaz avec différents diamètres de duse, ce qui permet d'avoir plusieurs courbes d'Outflow différentes.

Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe.

Et enfin, pour avoir une meilleure optimisation de gaz lift, on doit travailler avec les Corrélations les plus adéquates. Donc il est indispensable de bien choisir les corrélations (Comme il est montré sur le graphe ci-dessous).

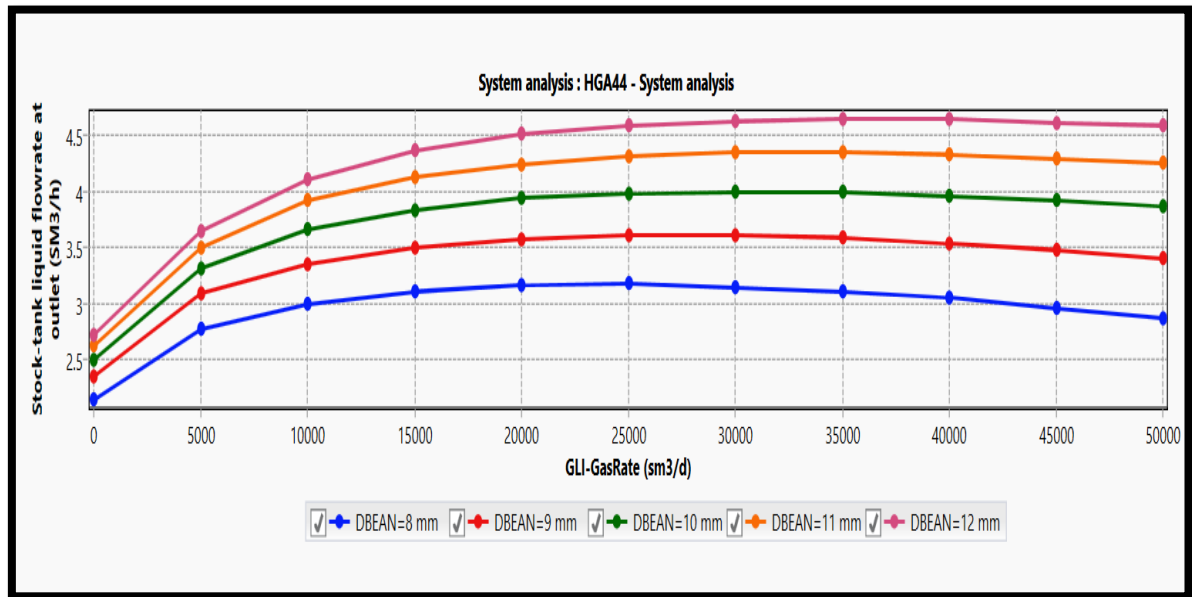


Figure III.19 : L'évolution de débit d'huile en fonction des diamètres des Duses et débit de gaz injecté.

D'après les courbes précédentes on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile et à partir du diamètre **11 mm**, les proportions du gain est presque la même donc on prend la duse de **11 mm**

Détermination du débit optimal d'injection de gaz lift

Le point d'injection optimal correspond au point où l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile où même chuter la production si le débit est très grand, c.à.d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible.

Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe et sa détermination de débit d'injection optimal consiste à varier chaque fois le débit de gaz.

Nous prenons l'exemple du puits **HGA 44** Le graphe ci-dessous représente le débit d'huile de ce puits en fonction du débit de gaz injecté.

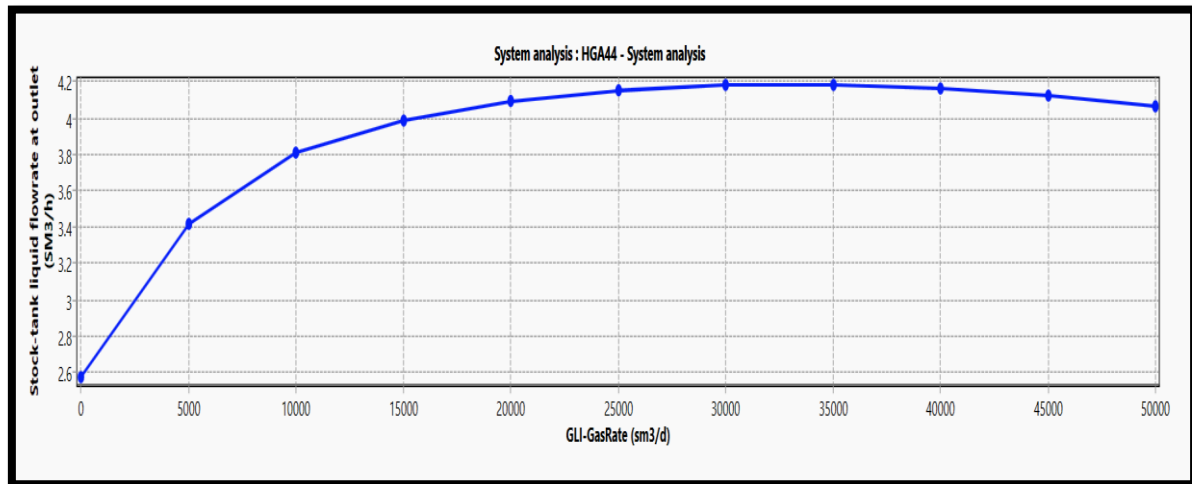


Figure III.20 : Le débit d'huile obtenue en fonction de débit de gaz injecté.

D'après la courbe précédente on remarque que l'augmentation de débit injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes c'est-à-dire le rapport (gain de production / débit de gaz injecté) n'est pas le même en tous les cas, il augmente au fur et à mesure que le débit de gaz injecté augmente pour des valeurs de Q_g inférieur à $25 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$, mais au-delà de cette valeur il ne cesse que diminuer.

Tableau III.16 : la variation de débit d'huile obtenue en fonction de la quantité de gaz injecté.

	GLI-GasRate	Stock-tank liq...
	sm3/d	SM3/h
1	0	2.573896
2	4999.906	3.419754
3	10000.09	3.805838
4	15000	3.98819
5	19999.91	4.097566
6	25000.09	4.157701
7	29998.87	4.182815
8	34999.62	4.181713
9	40000.38	4.160119
10	45001.13	4.121678
11	49999.06	4.069337

Le débit obtenu en utilisant l'analyse nodal :

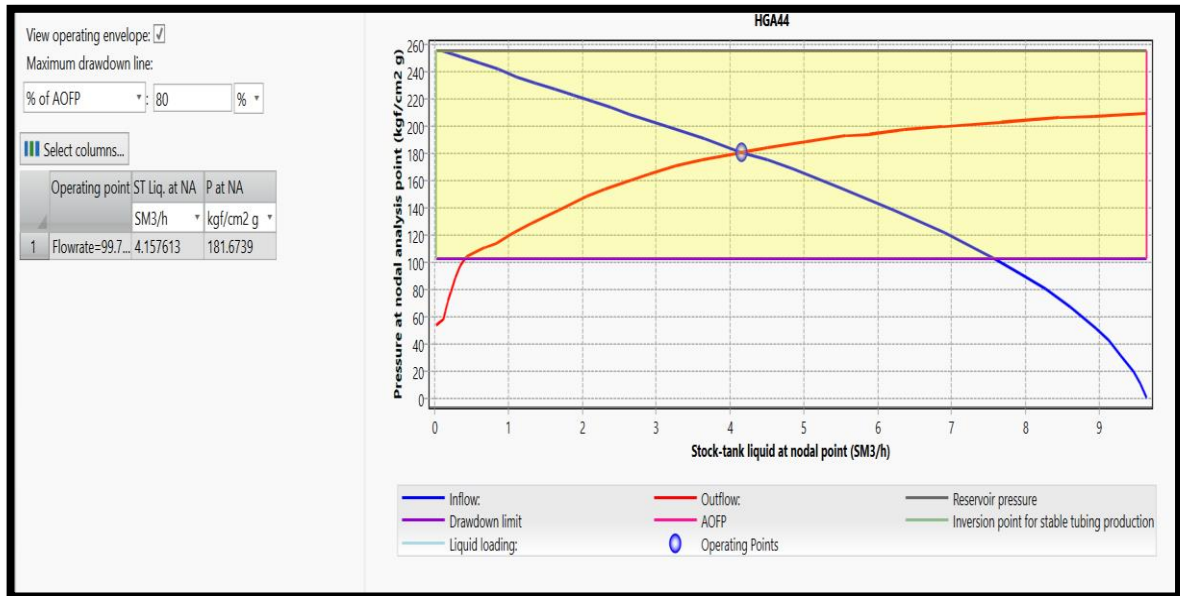


Figure III.21 : Point de Fonctionnement du puits HGA44 après la mise en GL.

Et donc le débit optimal sera : $Q_g \text{ optimal} = 25\,000 \text{ m}^3/\text{j}$.

Qui est correspond à un débit d'huile de : $Q_o = 4.15 \text{ m}^3/\text{h}$.

Dans ce cas la pression de fond devient : $P_{wf} = 181.67 \text{ Kg/cm}^2$.

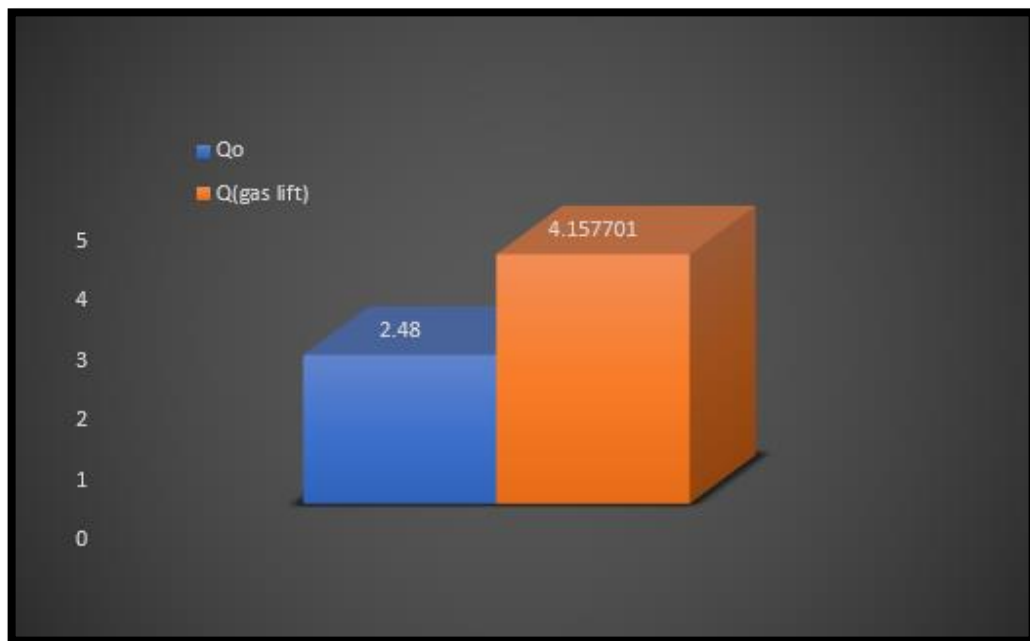


Figure III.22 : L'apport d'activation à la production pour le puits HGA44.

III.13 Modélisation et optimisation de réseau de collecte

Introduction

L'objectif principal de la modélisation du réseau de collecte HGA est de reproduire un modèle du réseau actuel tel qu'il est dans la réalité pour faire par la suite une analyse détaillée des paramètres de production de chaque ligne de collecte. Cette analyse consiste à localiser les collecteurs surdimensionnés (problèmes de corrosion) ou sous-dimensionnés (problèmes d'érosion + augmentation de la pression au niveau des manifolds).

III.13.1 Construction du modèle de réseau

A. Principe de modélisation

Pour modéliser un réseau il faut définir tous les composants du système : puits (source), pipelines + manifolds (flowline + junction) et séparateur où point d'arrivée (sink).

a) Création d'un modèle physique

• Source :

A. Définition du fluide (modèle du fluide) : Soit deux méthodes pour définir le fluide selon la disponibilité des données PVT :

B. Compositionnel : on peut définir notre fluide par l'insertion de leur composition molaire.

C. Black oil : par l'insertion de propriétés physiques suivantes :

- Gas specific gravity
- Water specific gravity
- Densité d'huile (API)
- Viscosité à deux températures différentes

b) Sélection de la corrélation de calcul

Tableau III.17 : Les corrélation de calcul.

Etude	Software	Horizontal flow Multiphase	Single phase	Heat Transfer	PVT	
					EOS	Viscosité
Steady state	PIPESIM	- OLGAS 7.3.1 3-Phase - Beggs & Brill - Dukler-Eaton Flannigan	Moody	KREITH 2009	Peng- Robinson	Pedersen

La corrélation de Beggs & Brill a généralement tendance à sous-estimer les pertes de charge dans le système, quand les lignes ont des points bas qui peuvent accumuler les liquides ou ont beaucoup de segment en remonté. Inversement, la corrélation de Dukler-Eaton-Flannigan surestime généralement les pertes de charge dans les lignes qui sont principalement en descente, sans ondulation ou point bas.

c) Insertion des paramètres de la source tels que

- Débit huile
- GOR
- Température
- Water Cut

• **Flowline + junction :**

Insertion de données suivantes, pour chaque ligne et collecteur :

- Diamètre extérieur (OD) + Schedule
- Rugosité = 0.0018'', pour un nouveau pipeline
- Profil d'élévation (élévation en fonction de la longueur) Google earth intégré sur PIPESIM pour les versions récentes.
- Données de transfert de chaleur

• **Sink :**

Insertion de la pression du point d'arrivée.

Calage du modèle

Dans le cas de modélisation d'un réseau existant, on doit caler notre modèle. L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs des pressions calculées avec les valeurs mesurées, afin de trouver un modèle de base qui reflète l'état du réseau de collecte.

On a pris comme hypothèse que l'erreur admissible entre la valeur mesurée Ppm et la valeur calculée Ppc ne doit pas dépasser 7%, c'est-à-dire :

$$Ecart = \frac{P_{pm} - P_{pc}}{P_{pm}} \leq 7\%$$

Tout puits qui présente un écart dépassant cette limite doit être revu. En premier lieu, il faut revoir les données entrées. Une fois qu'il a été confirmé que les données entrées sont correctes, le calage se fait par les ajustements des paramètres suivants :

- GOR (+ /-50 sm³/sm³ max).

III.13.2 L'organigramme de la procédure de la modélisation

L'algorithme suivant présente la procédure de la modélisation :

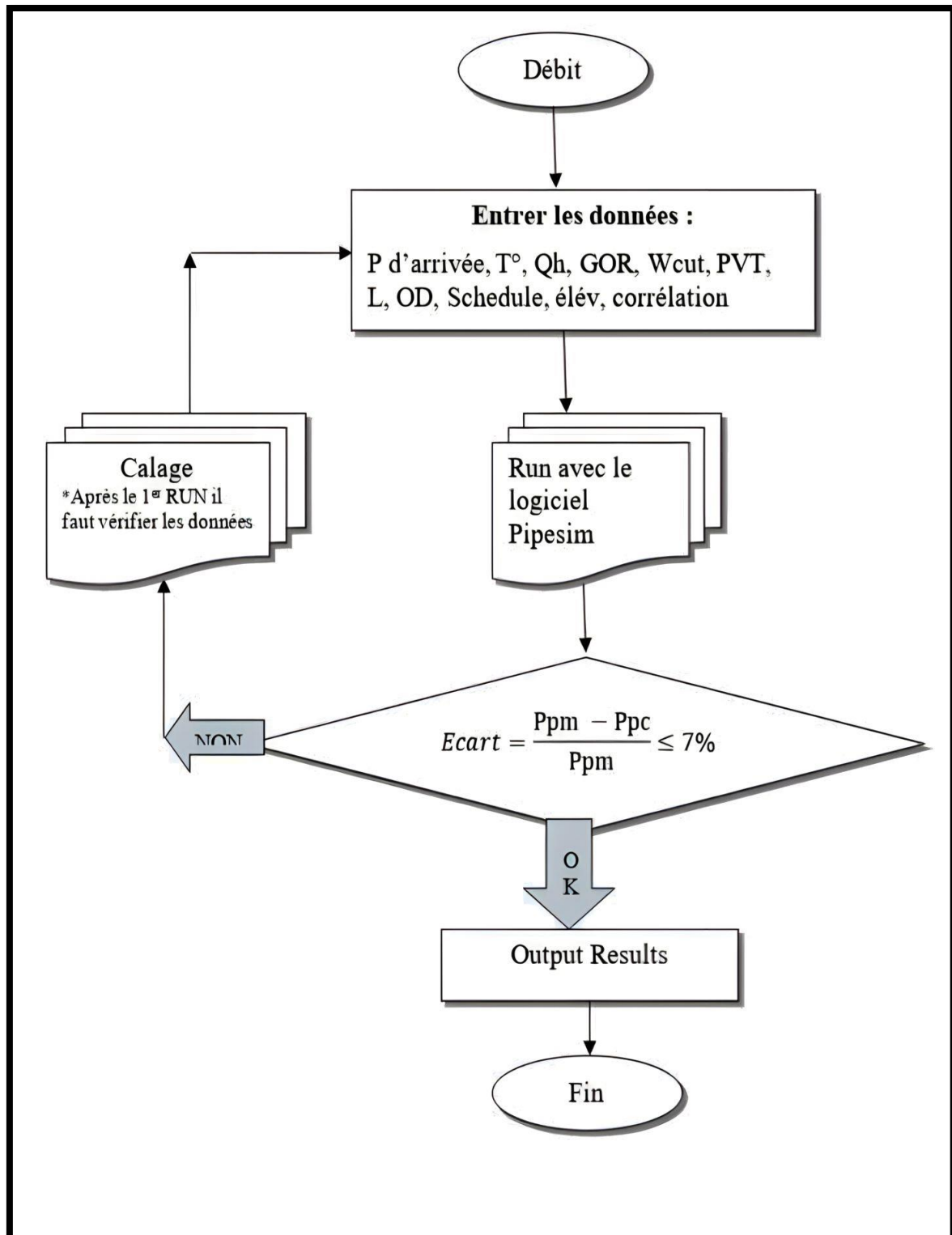


Figure III.23 : Organigramme de modélisation réseau.

III.13.3 Les données de réseau de collecte

Les pipelines du réseau de collecte comprennent différentes tailles, allant de 4 "à 6" pour les branches partant des puits jusqu'au manifold, et de 12 "à 14" pour les collecteurs.

Tableau III.18 : Les données de réseau de collecte.

NOM DE FLOWLINE	CHEMIN		DIAMETRE (pouce)	LONGUEUR (mètre)
	ORIGINE	DESTINATION		
FL32	HGA26	HGAM2	6	2002
FL33	HGA40	HGAM2	4	2280
FL34	HGA42	J1	6	100
FL35	HGA44	J1	6	1579
FL36	J1	HGAM2	6	3400
FL37	HGA35	HGAM2	6	2213
FL38	HGA43	HGAM2	4	4357
FL39	HGA41	HGAM2	6	3900
FL40	HGANE7	J5	4	984
FL41	J5	HGAM3	4	3464
FL42	HGANE5	HGAM3	6	7144
FL43	HGAM2	MFDGOSP	12	9700
FL44	HGAM3	MFDGOSP	14	9050
FL70	HGAM2	MFDGOSP	12	9700
FL118	HGA11	J42	4	1500
FL118-1-1	HGA1	J44	6	624
FL118-1-2	J44	J42	6	459
FL118-2	J42	HGA	6	101
FL119	HGA33	J46	6	1984
FL119-1	HGA2	J46	6	244
FL119-2	J46	HGA	6	3594
FL120	HGA36	HGAM2	6	495
FL120-1	HGA32	J45	6	126
FL120-1-1	HGA24	J43	4	2100
FL120-1-2	J43	J44	4	1430
FL120-1K	HGA7	J47	4	2449
FL120-2	CVL20	J43	4	303
FL120-2sf	J47	HGA	6	103
FL121	HGA16	J48	4	2511
FL122	HGA17	HGAM3	6	1765
FL122-1	HGA15	J48	6	643

FL122-2	J48	HGAM3	6	159
FL123	HGA3	HGAM3	6	802
FL124	HGA8	HGAM3	6	391
FL125	HGA9	HGAM3	6	1203
FL126	HGANE2	J5	4	462
FL127	HGANE3	J5	4	1300
FL128	CVL17	HGAM2	12	2038
FL129	CVL18	HGAM3	12	1699
FL130	J45	HGAM2	6	931

III.13.4 Structure de réseau

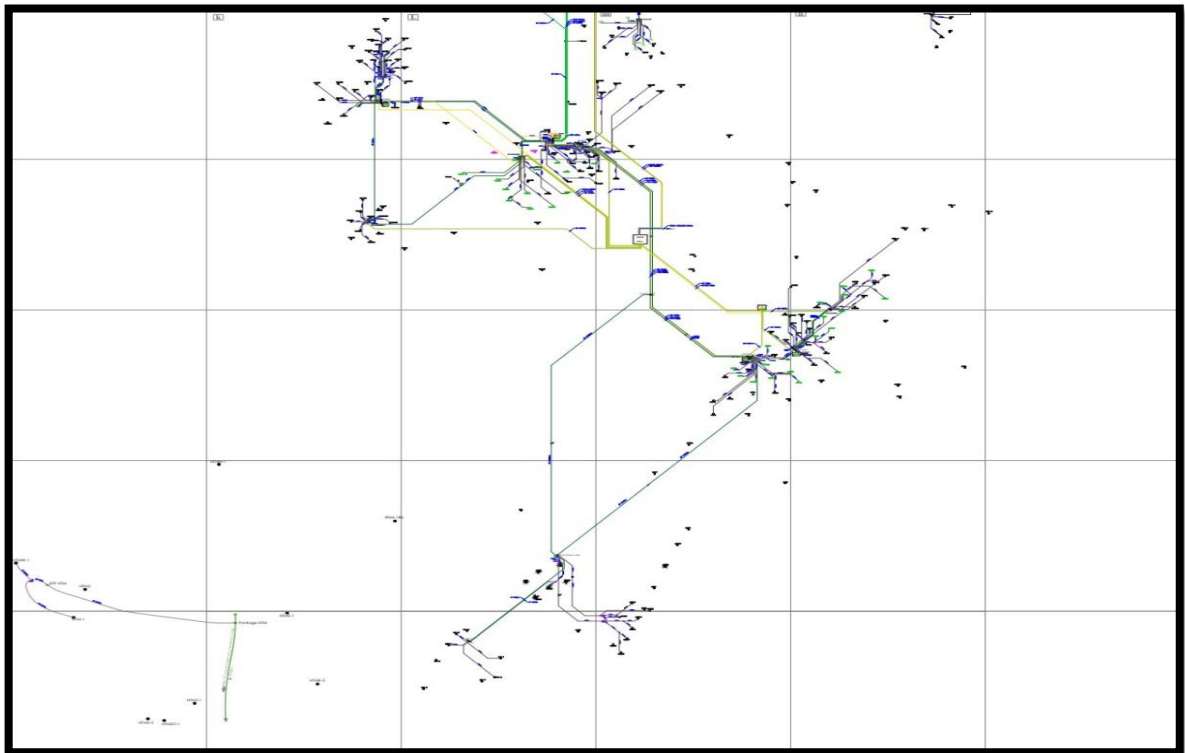


Figure III.24 : Structure de réseau HGA.

Le manifold principale **MFD GOSP** est constitué de 25 puits qui sont raccords comme suit :

- ✚ 6 Puits (HGA26, HGA40, HGA35, HGA43, HGA41, HGA36) relient individuellement au manifold **HGAM2**.
- ✚ 5 Puits (HGANE5, HGA17, HGA3, HGA8, HGA9) relient individuellement au manifold **HGAM3**.
- ✚ 2 Puits (HGA42, HGA44) relient par une jonction (J1) au manifold **HGAM2**.

- ✚ 3 Puits (HGANE7, HGANE2, HGANE3) relient par une jonction (J5) au manifold **HGAM3**.
- ✚ 2 Puits (HGA33, HGA2) relient par une jonction (J46) au manifold **HGA**.
- ✚ 1 Puits (HGA32) est relié avec la jonction (J45) au manifold **HGAM2**.
- ✚ 1 Puits (HGA7) est relié avec la jonction (J47) au manifold **HGA**.
- ✚ 2 Puits (HGA16, HGA15) relient par une jonction (J48) au manifold **HGAM3**.
- ✚ 1 Puits (HGA11) est relié avec une jonction (J42) au manifold **HGA**.
- ✚ 1 Puits (HGA1) est relié avec une jonction (J44) ; cette dernière est reliée avec une autre jonction (J42) au manifold **HGA**.
- ✚ 1 Puits (HGA24) est relié avec une jonction (J43) ; cette dernière est reliée avec une autre jonction (J44) à travers la jonction (J42) au manifold **HGA**.
- ✚ Parmi les 25 puits on a 3 sont fermés (HGA15, HGA33, HGANE2).
- ✚ 3 MFD (HGA, HGAM2, HGAM3) relient individuellement au manifold **MFD GOSP**.

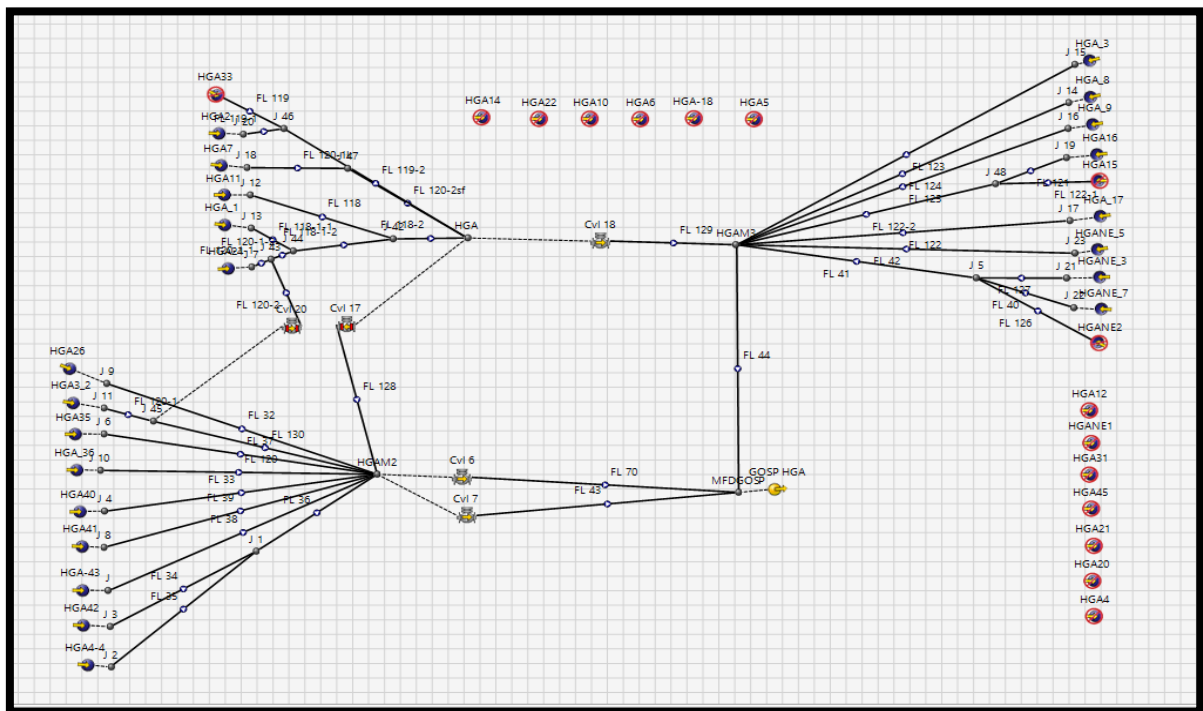


Figure III.25 : Modélisation de réseau (source) sur PIPESIM.

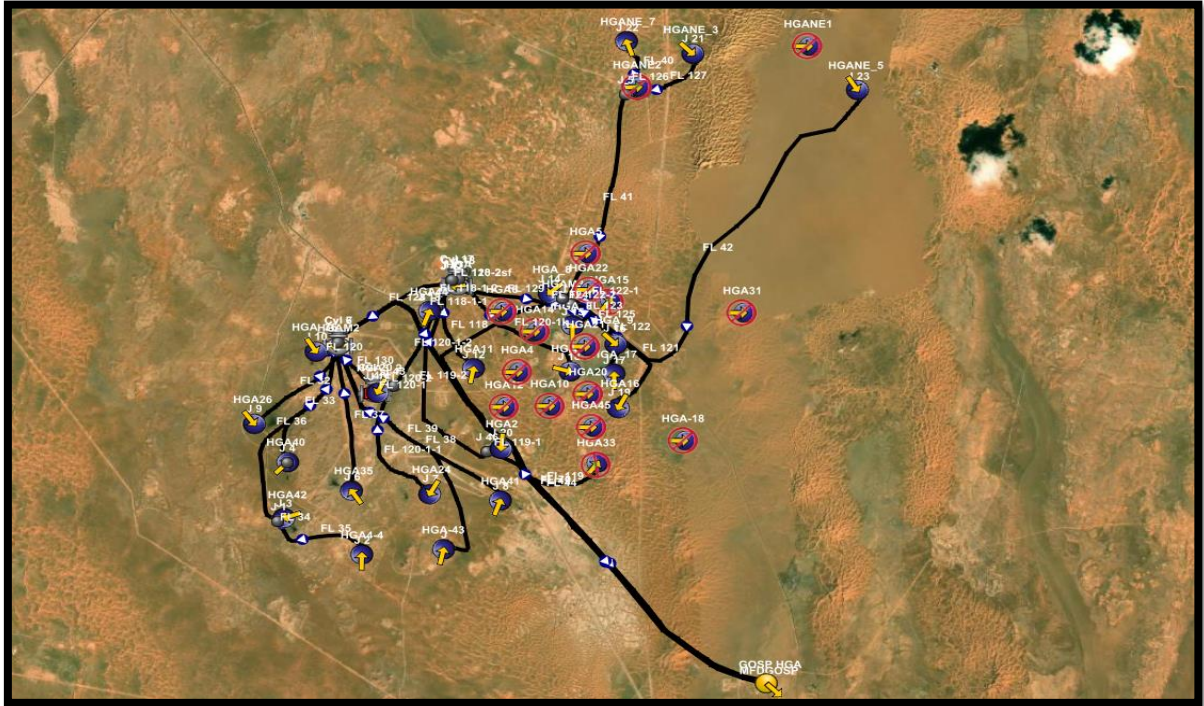


Figure III.26 : Modélisation de réseau (source) avec GIS Map (PIPESIM).

Résultats de modélisation

Après l'exécution (mode node) nous avons obtenir les résultats suivants à l'aide du logiciel PIPESIM

Tableau III.19 : Les données calculées avec PIPESIM.

Name	Type	Pressure (out) (kgf/cm ² g)	Temperat ure (out) (degC)	Stock-tank liquid flowrate (SM3/h)	Stock-tank oil flowrate (SM3/h)	Stock-tank water flowrate (SM3/h)	Stock- tank gas flowrate (sm3/d)	Stock- tank GOR (sm3/sm3)	Stock- tank water- cut(%)	Flowing gas flowrate (in-situ cond) (m3/h)	Flowing watercut (%)
GOSP HGA	Sink	8.158001	16.36114	72.67	64.91085	7.759152	564970.7	331.9724	9.8629 1	2512.811	9.692715
HGA1	Source	12.76867	35	2.180011	2.180011	0	30527.65	399.994	0	94.94882	0
HGA17	Source	12.11254	35	1.499979	1.499979	0	26963.47	748.9959	0	89.59212	0
HGA3	Source	11.67905	35	0.7200138	0.4003276	0.3196861	2786.23	289.9948	44.4	9.362291	43.47399
HGA36	Source	10.8194	35	1.539991	1.499951	0.0400397	29986.71	832.9914	2.6	111.2842	2.511256
HGA8	Source	12.05495	35	6.629771	4.402168	2.227603	9403.069	89.00037	33.6	27.76007	32.74766
HGA9	Source	12.26567	35	6.80002	4.991214	1.808805	19645.38	163.9997	26.6	60.83274	25.8469
HGA11	Source	14.65022	35	4.600033	4.600033	0	41290.79	374.0081	0	111.5645	0
HGA16	Source	13.10709	35	5.700026	4.4321	1.267910	7515.784	133.9993	59	21.31714	58.00853
HGA2	Source	12.65847	35	1.600008	1.600008	0	34752.2	905.0003	0	102.9385	0

HGA24	Source	14.30626	35	1.900031	1.900031	0	28545.82	625.9948	0	80.2153	0
HGA26	Source	12.04844	25	1.999979	1.999979	0	24191.66	672	0	77.652	0
HGA32	Source	11.34717	35	3.999988	3.999988	0	40799.91	425.0003	0	142.8102	0
HGA35	Source	11.29085	35	4.600033	4.600033	0	38860.42	351.994	0	135.9464	0
HGA40	Source	12.80612	35	2.799995	2.799995	0	25627.2	281.0004	0	78.41588	0
HGA41	Source	12.89353	35	1.00031	1.00031	0	29229.68	640.9914	0	98.60526	0
HGA42	Source	13.34645	25	1.699972	1.699972	0	38310.61	939.0011	0	111.7861	0
HGA43	Source	13.05724	25	0.62	0.62	0	5080.734	72.99918	0	12.64897	0
HGA44	Source	13.91724	35	4.200138	4.200138	0	48557.79	281.0004	0	136.5318	0
HGA7	Source	15.35519	35	2.199987	2.199987	0	40444.83	766.0052	0	113.7266	0
HGANE3	Source	20.02844	35	5.499997	5.499997	0	13727.9	87.9994	0	22.12822	0
HGANE5	Source	12.90361	35	3.999988	3.999988	0	8159.982	85.00007	0	22.16326	0
HGANE7	Source	19.61197	35	4.199981	4.199981	0	20563.55	204.0044	0	39.22199	0

III.13.5 Comparaison

Le tableau ci-dessous résumé l'écart entre les valeurs de pression calculées à l'aide du logiciel **PIPESIM** et les valeurs mesurées sur le terrain.

Tableau III.20 : Comparaison entre les données mesurées et calculées.

Puits	Pp(calculée) (Kgf/cm ²)	Pp(mesurée) (Kgf/cm ²)	L'écart (%)
HGA1	12.76867	12.23652	4.34
HGA17	12.11254	11.726665	3.29
HGA3	11.67905	11.726665	0.4
HGA36	10.8194	10.910897	0.83
HGA8	12.05495	12.23652	1.48
HGA9	12.26567	12.746375	3.77
HGA11	14.65022	13.766085	6.42
HGA16	13.10709	13.766085	4.78
HGA2	13.65847	13.25623	3.03
HGA24	14.30626	14.071998	1.66
HGA26	12.04844	12.23652	1.53
HGA32	11.34717	11.522723	1.4
HGA35	11.29085	11.726665	3.71

HGA40	12.80612	12.23652	4.65
HGA41	12.89353	12.23652	5.36
HGA42	13.34645	13.23623	0.68
HGA43	13.05724	12.23652	6.7
HGA44	13.91724	13.25623	4.98
HGA7	15.35519	15.29565	0.38
HGANE3	20.02844	18.864635	6.16
HGANE5	12.90361	12.848346	0.43
HGANE7	19.61197	18.35478	6.84

D'après le tableau le modèle réseau (source) est bien calé, puisque l'écart est inférieur à 7%.

III.13.6 Construction du modèle représentatif puits-réseau

Après le calage de modèle réseau et les modèles puits, il faut introduire les modèles et leurs Duses dans le modèle réseau et tout c'est mentionné à partir de la figure ci-dessous.

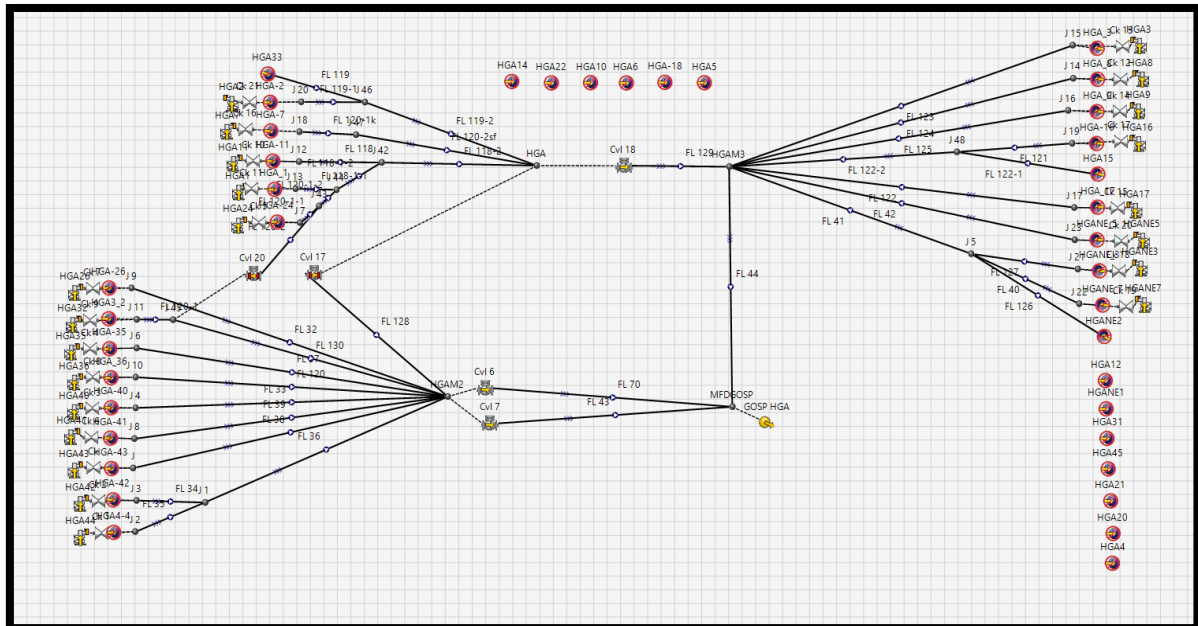


Figure III.27 : Modèle puits-réseau sur PIPESIM.

Remarque

Les puits que nous avons leurs modèles on le met et les autres on les laisse comme source, Et les puits fermés on les désactiver.

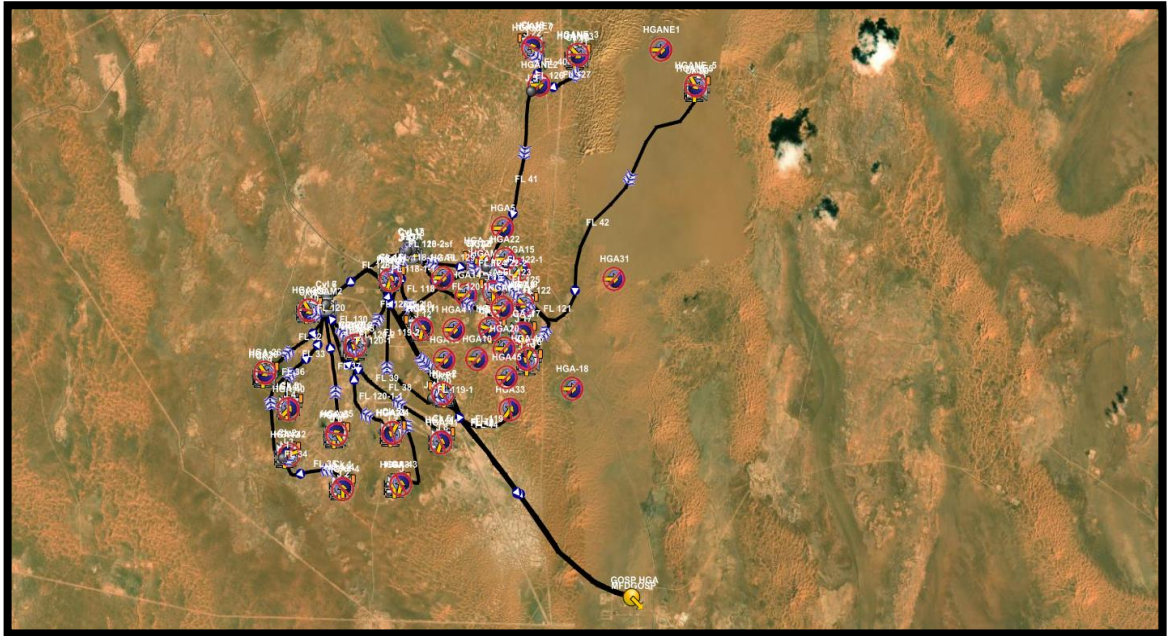


Figure III.28 : Modèle puits-réseau avec PIPESIM (GIS map).

Dans l'exécution la même procédure précédente sauf ici on doit comparer les trois paramètres **Pp**, **Pt**, **Qh** mesurées avec celles calculées à l'aide de **PIPESIM**.

Résultats de l'exécution

Les tableaux suivants résument les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart entre eux avec une observation concernant le régime d'écoulement à travers la duse.

Tableau III.21 : les données mesurées avec celles calculées ainsi que l'écart.

Puits	Pp(calculée) (Kgf/cm ²)	Pp(mesurée) (Kgf/cm ²)	L'écart (%)	Pt(calculée) (Kgf/cm ²)	Pt(mesuré) e) (Kgf/cm ²)	L'écart (%)
HGA1	11.90216	12.23652	2.70	40.92471	41.5	1.38
HGA11	13.36772	13.766085	2.89	40.68098	42.6	4.50
HGA16	13.28013	13.766085	3.53	38.44189	37.3	3.06
HGA17	11.8333	11.726665	0.90	41.20473	42.5	3.04
HGA2	12.64934	13.25623	4.57	34.6662	33.1	4.73
HGA24	13.4038	14.071998	4.74	23.87852	22.4	6.60
HGA26	12.1678	12.23652	0.56	35.07722	34.6	1.37
HGA3	11.2099	11.726665	4.40	24.68768	23.7	4.16
HGA32	11.58663	11.522723	0.55	40.93633	39.7	3.11
HGA35	11.54816	11.726665	1.52	41.47003	42	1.26
HGA36	10.98412	10.910897	0.67	26.74728	27.7	3.43
HGA40	12.33637	12.23652	0.81	16.19609	17.4	6.91
HGA41	11.79764	12.23652	3.58	15.77249	16.4	3.82
HGA42	13.12434	13.23623	0.84	30.71066	29.6	3.75
HGA43	12.87717	12.23652	5.23	18.55903	19.8	6.31
HGA44	13.60527	13.23623	2.78	31.54313	30.9	2.08
HGA7	15.8438	15.29565	3.58	19.67405	18.7	5.20
HGA8	11.52913	12.23652	5.78	26.31923	26	1.22
HGA9	11.74953	12.746375	7.82	24.40004	24.9	2.08
HGANE3	18.52061	18.864635	1.82	33.73615	34.1	1.06
HGANE5	12.42161	12.848346	3.32	26.78235	25.8	3.80
HGANE7	18.05648	18.35478	1.62	42.97137	41.6	3.29

Tableau III.22 : les régimes d'écoulement à travers la duse.

PUITS	Q(calculée) (SM3/h)	Q(mesurée) (SM3/h)	L'écart (%)	Pp/Pt	observation
HGA1	1.998602	2.14	6.60	0.29485590	Régime critique
HGA11	4.51118	4.62	2.34	0.32314753	Régime critique
HGA16	4.680353	4.44	5.41	0.36906394	Régime critique
HGA17	1.491532	1.46	2.15	0.27592115	Régime critique
HGA2	1.535199	1.59	3.44	0.40049033	Régime critique
HGA24	1.833166	1.85	0.90	0.62821419	Régime Transitoire
HGA26	2.451022	2.39	2.55	0.35365664	Régime critique
HGA3	0.365707	0.35	4.48	0.49479599	Régime critique
HGA32	3.896674	3.89	0.17	0.29024491	Régime critique
HGA35	4.580992	4.64	1.27	0.27920630	Régime critique
HGA36	1.530342	1.48	3.40	0.39389519	Régime critique
HGA40	2.880044	2.95	2.37	0.70324827	Régime Transitoire
HGA41	0.7817653	0.79	1.04	0.74612926	Régime Transitoire
HGA42	1.388195	1.41	1.54	0.44716993	Régime critique
HGA43	0.642416	0.62	3.61	0.61800606	Régime Transitoire
HGA44	4.174765	4.157	0.42	0.42835695	Régime critique
HGA7	2.10043	2.2	4.52	0.81794919	Régime Sub Critique
HGA8	4.322406	4.39	1.53	0.47063538	Régime critique
HGA9	5.104066	5.04	1.27	0.51190261	Régime Transitoire
HGANE3	5.49522	5.47	0.46	0.55321510	Régime Transitoire
HGANE5	3.861159	3.96	2.49	0.49799790	Régime critique
HGANE7	3.996147	4.2	4.85	0.44122067	Régime critique

✚ A partir des tableaux l'écart ne dépasse pas 7% ce qui implique que le modèle est bien calé et en conséquence on pourrait dire que le modèle réalisé représente la réalité.

III.13.7 Diagnostique du système

Le tableau ci dessous représente des changements d'état des pipes par rapport au limites des pertes des charges ΔP [0-1] Bar/km, et les limites de la vitesse d'écoulement V [0-5] m/s, on a observé les résultats suivants :

-  Pour ΔP (*) et V (↘) les pipes seront surdimensionnées.
-  Pour ΔP (*) et V (*) les pipes seront stables.
-  Pour ΔP (↗) et V (*) les pipes seront acceptables.
-  Pour ΔP (↗) et V (↗) les pipes seront sous dimensionnés.
-  Pour ΔP (↗) et V (↘) les pipes seront instables (liquid hold-up).

Note

-  (↗) Augmentation.
-  (↘) Diminution.
-  (*) Etat stable (pas d'augmentation et pas de diminution).

Tableau III.23 : les résultats de simulation sur le réseau.

Ligne	longueur	ID (Ø)	Branch ΔP	Mean Velocity	limite ΔP	Limite Velocity	EVR	Observation
	(Km)	(In)	(Bar/km)	(m/s)	[0-1] bar/km	[1-5]m/s	< 0.7	
HGA26- HGAM2	2.002	6	2.02	2.03	↗	*	0.08	Acceptable
HGA40- HGAM2	2.280	4	2.24	5.04	↗	↗	0.21	sous dimensionné
HGA42- J1	0.100	6	0.12	2.32	*	*	0.08	stable
HGA44- J1	1.579	6	0.19	0.98	*	↘	0.07	Surdimensionnée
J1- HGAM2	3.400	6	1.53	3.98	↗	*	0.18	Acceptable
HGA35- HGAM2	2.213	6	1.65	2.05	↗	*	0.10	Acceptable
HGA43- HGAM2	4.357	4	1.42	2.10	↗	*	0.10	Acceptable
HGA41- HGAM2	3.900	6	0.29	0.85	*	↘	0.03	Surdimensionnée
HGANE7 -J5	0.984	4	0.92	1.09	*	*	0.09	stable
J5- HGAM3	3.464	4	1.96	2.92	↗	*	0.23	Acceptable
HGANE5 -HGAM3	7.144	6	0.60	0.40	*	↘	0.037	Surdimensionnée
HGAM2- MFDGOS P	9.700	12	0.37	3.87	*	*	0.14	stable
HGAM3- MFDGOS P	9.050	14	0.43	3.43	*	*	0.17	stable
HGAM2- MFDGOS P	9.700	12	0.33	3.77	*	*	0.14	stable
HGA11- J42	1.500	4	1.75	4.43	↗	*	0.22	Acceptable
HGA1- J44	0.624	6	1.12	2.61	↗	*	0.11	Acceptable
J44-J42	0.459	6	0.38	3.90		*	0.17	
J42-HGA	0.101	6	1.06	5.91	↗	↗	0.21	sous dimensionné

HGA33-J46	1.984	6						
HGA2-J46	0.24377	6	0.17	1.93	*	*	0.08	stable
J46-HGA	3.59453	6	0.34	2.15	*	*	0.08	stable
HGA36-HGAM2	0.495	6	0.95	1.62	*	*	0.06	stable
HGA32-J45	0.126	6	0.77	1.97	*	*	0.09	stable
HGA24-J43	2.100	4	0.27	2.66	*	*	0.11	stable
J43-J44	1.430	4	1.74	2.81	↗	*	0.12	Acceptable
HGA7-J47	2.449	4	0.37	4.30	*	*	0.14	stable
CVL20-J43	0.303	4						
J47-HGA	0.103	6						
HGA16-J48	2.511	4	0.86	2.47	*	*	0.18	stable
HGA17-HGAM3	1.765	6	0.21	2.72	*	*	0.11	stable
HGA15-J48	0.643	6						
J48-HGAM3	0.159	6	0.17	1.083	*	*	0.07	stable
HGA3-HGAM3	0.802	6	0.20	0.47	*	↘	0.035	Surdimensionnée
HGA8-HGAM3	0.391	6	0.4	0.51	*	↘	0.04	Surdimensionnée
HGA9-HGAM3	1.203	6	0.13	0.62	*	↘	0.05	Surdimensionnée
HGANE2-J5	0.462	4						
HGANE3-J5	1.300	4	1.55	1.01	↗	*	0.09	Acceptable
CVL17-HGAM2	2.038	12						
CVL18-HGAM3	1.699	12						
J45-HGAM2	0.931	6	1.1	2.1	↗	*	0.1	Acceptable

❖ Résultats de modélisation

40 pipes l'ensemble des pipes et les collecteurs sur notre modèle :

6 pipes surdimensionnées :

- ✚ HGA44-J1
- ✚ HGA41-HGAM2
- ✚ HGANE5-HGAM3
- ✚ HGA3-HGAM2
- ✚ HGA8-HGAM3
- ✚ HGA9-HGAM3

2 Pipe sous dimensionnée :

- ✚ HGA40-HGAM2
- ✚ J42-HGA

❖ Résumé des résultats

32 des 40 pipes et collecteurs sont stables ce qui nous mène à dire que 80 % du réseau est performant.

III.14 Optimisation du système réseau

III.14.1 Optimisation par les diamètres des flowline

Le modèle du réseau montre que les branches actuelles de quelque pipeline ne sont pas très appropriées pour la production comme le cas des pipes citées précédemment donc de mieux à changer et en Basé sur l'intervalle recommandé des pertes des charges ΔP [0-1] Bar/km avec la vitesse moyenne du fluide V [0-5] m/s.

Tableau III.24 : Optimisation du réseau actuel (diamètres des flowlines).

Ligne	ID (Ø)	Branch ΔP	Mean velocity	Observation	Nouveau Ø	Branch ΔP	Mean velocity	Observation
	(In)	(Bar/km)	(m/s)			(bar/km)	(m/s)	
HGA40-HGAM2	4	2.24	5.04	Sous dimensionné	6	0.15	2.22	Stable

J42-HGA	6	1.06	5 .91	Sous dimensionné	8	0.22	1.42	Stable
HGA44-J1	6	0.19	0.98	Surdimensionnée	4	0.76	2.22	Stable
HGA41-HGAM2	6	0.29	0.85	Surdimensionnée	4	0.36	1.91	Stable
HGANE5-HGAM3	6	0.6	0.4	Surdimensionnée	4	0.27	1.03	Stable
HGA3-HGAM2	6	0.4	0.51	Surdimensionnée	4	0.68	1.11	Stable
HGA8-HGAM3	6	0.13	0.62	Surdimensionnée	4	0.48	1.35	Stable
HGA9-HGAM3	6	0.2	0.47	Surdimensionnée	4	0.15	1.032	Stable

Résultat de la simulation par PIPESIM avant et après l'optimisation du réseau actuel

Tableau III.25 : Résultat des calculs des débits avant et après l'optimisation du réseau actuel.

/	Avant L'optimisation	Après L'optimisation
Débit Totale (m3/h)	64.91085	66.90052
Le Gain De Production (m3/h)	1.98967	

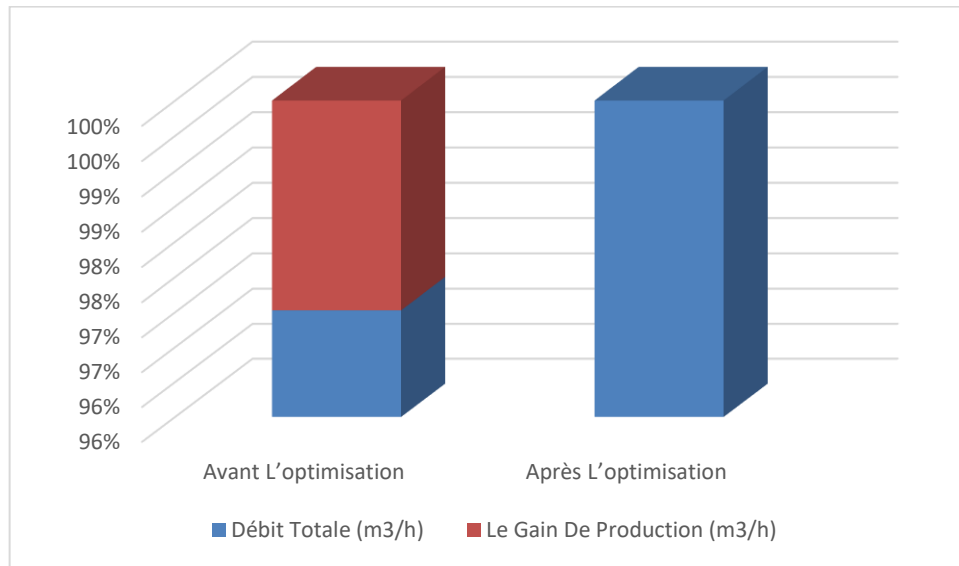


Figure III.29 : digramme de débit d'huile du réseau actuel avant et après l'optimisation.

III.14.2 Sensibilité sur la pression de séparation

- ✚ Dans le cas de base le débit d'huile $Q_0 = 64.91085 \text{ m}^3/\text{h}$.
- ✚ Si on fait des sensibilités sur la pression de séparation, on enregistre une augmentation de débit d'huile en fonction de la diminution de la pression de séparation comme présente le tableau ci-joint.

Tableau III.26 : Résultats de la simulation par PIPESIM.

Psép (bar)	Q (m ³ /h)
5	65.23536
6	65.10262
7	65.10195
8	64.91085
9	64.82505
10	64.65304
11	64.45194
12	64.14249
13	64.00981
14	63.86237
15	63.77536
16	63.70285

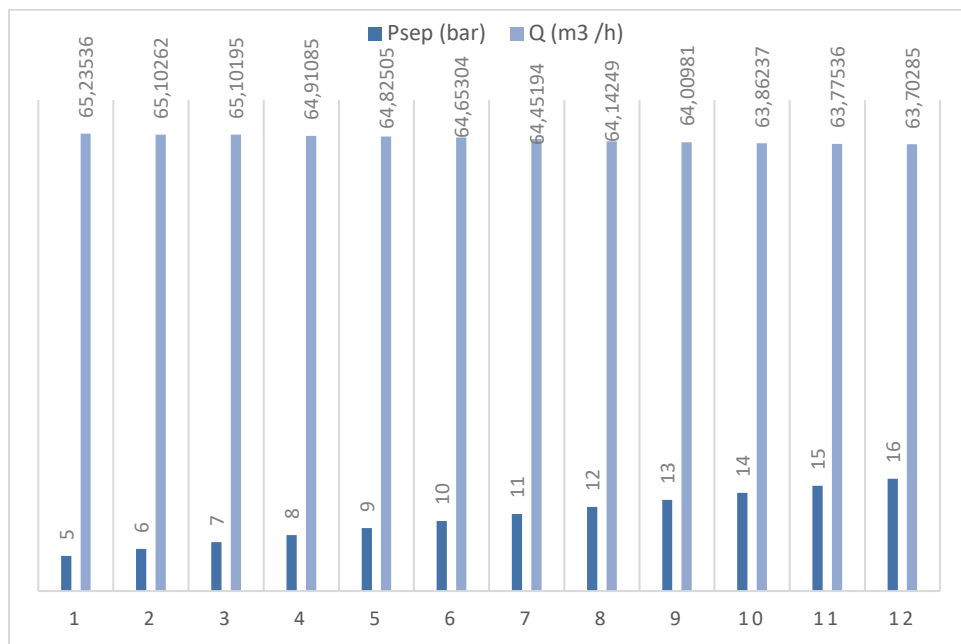


Figure III.30 : Graphe des résultats de la simulation.

PARTIE IV
L'analyse des
courbes de
déclin

L'analyse des courbes de déclin

Introduction

Après l'étude qu'on a fait sur le champ **HGA** dans ce chapitre, nous nous sommes intéressés à l'évolution de la production d'un puits depuis l'ouverture jusqu'à l'instant, Et on a mené une étude prévisionnelle de la production sur un puits (**2023-2033**) en se basant sur l'historique de production en utilisant logiciel (**MBAL-Petroleum Experts**) qui utilise les courbes d'analyse de déclin. Pour atteindre cet objectif, nous avons tracé le plan de travail suivant :

- Collecte des données de l'historique de production du puits.
- L'élaboration de la prévision de production mensuelle par puits depuis la remise en production.

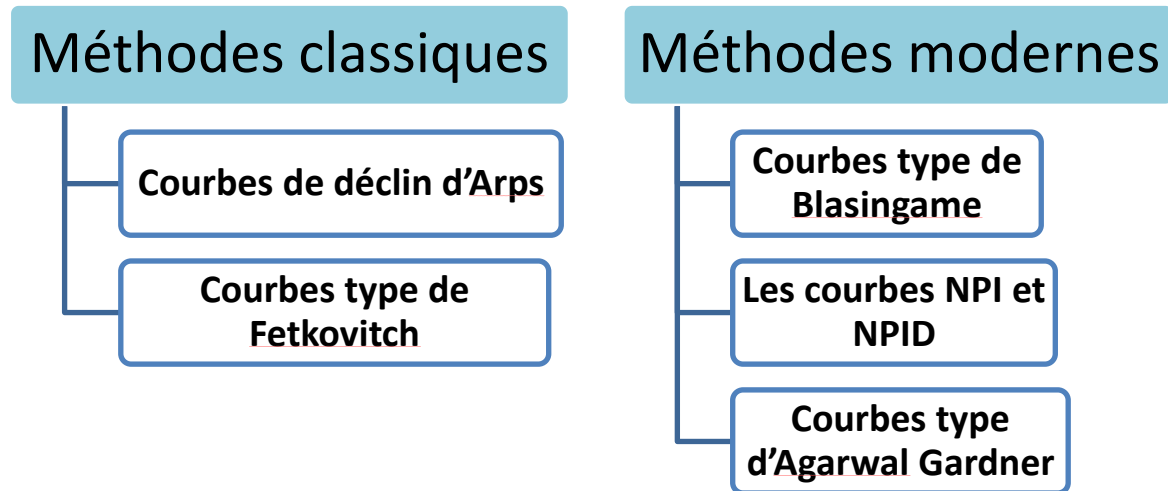
III.15 Courbe de déclin

III.15.1 Principe de la courbe de déclin

Les techniques d'analyse de la courbe de déclin sont utilisées pour estimer la récupération finale et la prévision de la production. Pour cela, il est nécessaire d'avoir des données chronologiques de production des gisements individuels (l'historique de production) et une limite économique. Ces analyses servent à représenter graphiquement des données de production pour donner une relation ou un modèle de tendance qui est utilisée pour projeter la prévision à une limite économique.

Le plus grand avantage de l'analyse de la courbe de tendance est qu'il est indépendant de la taille et de la forme du réservoir, ce qui évite la nécessité des données détaillées des réservoirs ou de production. La seule condition requise des données pour l'analyse de la courbe de tendance est de l'extrapolation des données de production, ce qui est relativement facile à obtenir pour un grand nombre de champs [36].

Méthodes d'analyse



III.15.2 Théorie d'analyse des courbes de déclin classique

a. Définition de l'analyse de déclin

L'analyse de déclin est une technique empirique en réservoir engineering. Son principe est l'ajustement puis l'extrapolation des données de production. Le but d'une analyse de déclin est la prévision de futurs débits de production et la détermination des réserves (**EUR**) récupérables prévues ainsi que l'évaluation des performances des réservoirs (**K**, **S**...) [4].

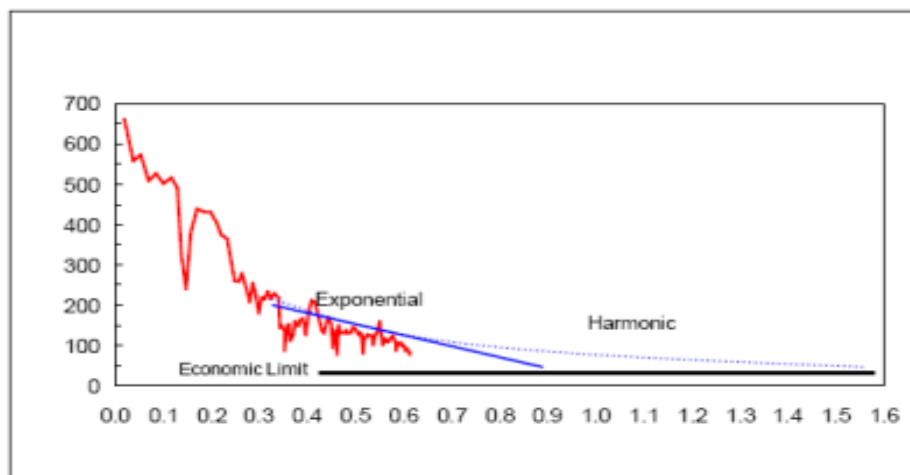


Figure III.31 : Débit par rapport à la production cumulative [36].

En règle générale, l'analyse de déclin est réalisée à partir des courbes de débit en fonction du temps ou du débit en fonction de la production cumulée (comme indiqué dans la figure ci-

dessus). Les équations de tendance les plus couramment utilisées sont celles qui sont répertoriées par JJ Arps (1945).

Par exemple, la figure ci-dessous montre une tendance du match et l'extrapolation des réserves finales récupérables à l'EUR (Expected Ultimate recoverable) [36].

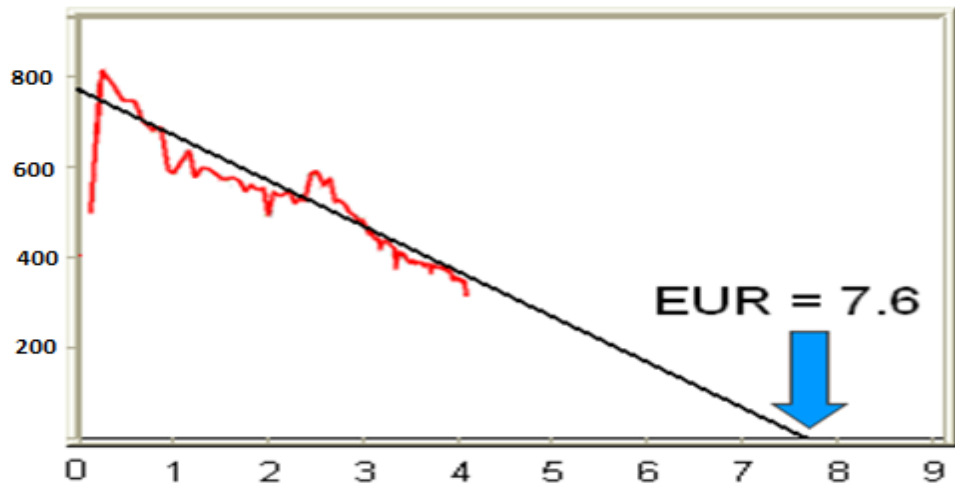


Figure III.32 : Débit par rapport à la production cumulative (avec EUR) [36].

b. Théorie de déclin

La théorie de toute analyse de courbe de déclin, commence avec le concept de taux nominal de déclin de débit instantané (a) qui est défini comme la variation relative de débit par unité de temps.

$$a = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} \quad (\text{III.9})$$

Une autre façon pour représenter le taux nominal de déclin est basée sur le débit (q) et la constante de déclin b .

$$a = kq^b \quad (\text{III.10})$$

Lorsqu'on trace la courbe de débit en fonction du temps, le taux nominal de déclin de débit est égal à la pente en un point de temps divisé par le débit à ce moment-là.

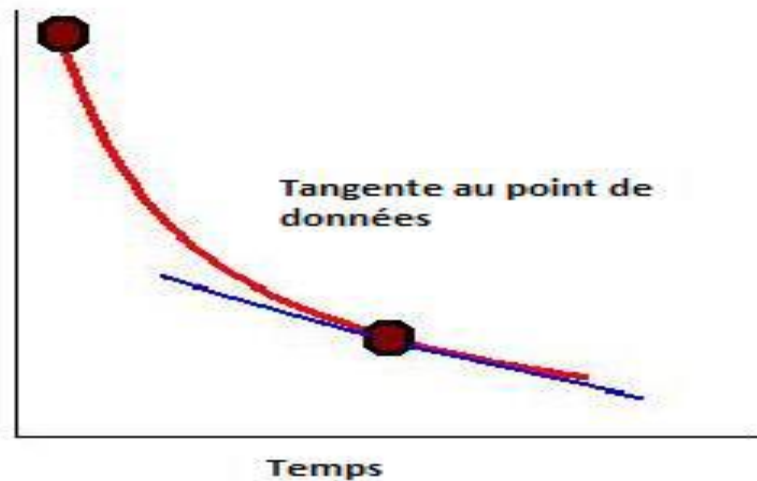


Figure III.33 : Le débit en fonction du temps [36].

Le comportement des données de production peut être caractérisé sur la base de la façon dont le taux nominal de déclin de débit a et la constante de déclin b varient.

- Exponentielle : $b = 0$ Déclin est constant.
- Hyperbolique : $b \in]0,1[$.
- Harmonique : $b = 1$.
- ❖ Exponentielle

La production cumulée est définie comme :

$$Q = \int_0^t q \, dt \rightarrow Q = \int_0^t q_1 e^{(-at)} \, dt \quad (\text{III.11})$$

$$\text{Ce qui donne : } Q = \frac{q_i - q_i e^{(-at)}}{a} \quad (\text{III.12})$$

$$\text{Donc : } Q = \frac{q_i - q}{a} \quad (\text{III.13})$$

Par conséquent, la production cumulée en fonction de débit se traduira par une ligne droite [37].

- ❖ Hyperbolique

Dans le cas hyperbolique, b est égal à un nombre compris entre zéro et un. Le taux nominal de déclin est donné par : $a = kq^b$ (III.14)

Où k est une constante égale à $\frac{a_i}{q_i^b}$ aux conditions initiales

La production cumulée est définie comme [37] :

$$Q = \frac{q_i}{a_i(1-b)} \left[q_i^{(1-b)} - q^{(1-b)} \right] \quad (III.15)$$

❖ Harmonique

Le cas harmonique est un cas particulier de l'équation précédente (hyperbolique), où b est égal un. Le taux nominal de déclin est donné par : $a=kq^1$ Où k est une constante donnée [37] :

$$\text{Par : } K = \frac{a_i}{q_i^1} = \frac{a_i}{q_i} \quad (III.16)$$

$$Q = \frac{q_i}{a_i} \ln\left(\frac{q_i}{q}\right) \quad (III.17)$$

III.16 Elaboration du plan de développement du champ HGA

Après avoir exposé les données de l'historique de production, nous allons mener une étude prévisionnelle de la production pour un puits sur une période allant de **2012** à **2023**. Ce plan de développement sera réalisé en utilisant le logiciel **MBAL** basé sur l'analyse de courbes déclins. L'analyse de prévision à l'aide de logiciel **MBAL** consiste à l'entrée Les tableaux de la base des données pour ce puit.

III.16.1 Aperçu sur le software MBAL

MBAL est un outil d'analyse de réservoir qui utilise l'historique de production et les caractéristiques **PVT** du fluide à produire pour [38] :

- Effectuer des calculs de bilan matière.

- Estimer les réserves d'huile originales en place.
- Identifier les mécanismes de drainage à l'intérieur du réservoir (dilatation des fluides, l'expansion et l'afflux de formation aquifère).

Le logiciel **MBAL** se présente comme un package constitué de divers modules visant à aider l'ingénieur pour une meilleure compréhension du comportement des réservoirs et d'effectuer la prévision d'exécution. Actuellement, les différents modules dans **MBAL** sont :

- Material Balance.
- Monte Carlo volumetric.
- Decline Curve Analyse.

III.16.2 Historique de production

Les données de l'historique de production qu'on a utilisé dans l'étude prévisionnelle depuis l'ouverture de puits en **2012** jusqu'à **l'instant** donc en va prendre les **3** dernier années dans ce tableau est on calcule la moyenne de production de chaque moins.

Tableau III.27 : Historique de production du puits HGA35 (2020-2023) [35].

Production moyenne mensuelle		Production moyenne mensuelle		Production moyenne mensuelle	
Date	Q. Huile (m ³ /j)	Date	Q. Huile (m ³ /j)	Date	Q. Huile (m ³ /j)
Juillet-2020	54.91	Juillet -2021	30.93	Juillet -2022	67.44
Aout-2020	56.55	Aout -2021	42.86	Aout -2022	97.08
Septembre-2020	49.98	Septembre-2021	53.89	Septembre-2022	89.92
Octobre-2020	40.15	Octobre-2021	53.49	Octobre-2022	77.37
Novembre-2020	66.79	Novembre-2021	60.27	Novembre-2022	98.62
Decembre-2020	64.67	Decembre-2021	50.54	Decembre-2022	95.65
Janvier-2021	60.97	Janvier--2022	46.71	Janvier--2023	110.34
Février-2021	64.33	Février -2022	0.00	Février -2023	105.38
Mars-2021	52.08	Mars-2022	39.03	Mars-2023	93.34
Avril-2021	70.38	Avril-2022	70.77	Avril-2023	84.51
Mai-2021	63.76	Mai-2022	68.91	Mai-2023	49.70
Juin-2021	59.54	Juin-2022	68.08		

III.16.3 Prédiction de production pour le puits HGA35

a. Entrée les données de la base chaque puits

Pour notre étude, nous avons créé un tableau pour la base des données (*input /production history*) sous forme :

Production History

☒ Done
 ☒ Cancel
 ☒ Help
 ☒ Reset
 ☒ Plot
 ☒ Match
 ☒ Import

Well Name:
 Description:

Decline:
 Production Start: date m/d/y

Exponent:
 Abandonment Rate: m3/hour

Decline Rates

	Time	Initial Rate	Decline Rate
	date m/d/y	m3/hour	1/month
1	01/01/2012		
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			

Production History (optional)

	Time	Oil Rate
	date m/d/y	m3/hour
1	01/01/2012	15.88
2	03/08/2012	6.36
3	03/28/2012	11.06
4	04/07/2012	8.3
5	05/04/2012	7.15
6	05/18/2012	13.3
7	06/15/2012	11.72
8	07/30/2012	10.18
9	09/26/2012	9.43
10	10/10/2012	10.63
11	12/01/2012	9.52
12	01/17/2013	9.69

Figure III.34 : Déclaration des données de production.

b. Courbe de déclin du puits HGA35

Après l'entrée des données historique du puits HGA35 à l'MBAL on faire (match) Pour la collecte des données de la base qui donne une courbe déclin sous forme :

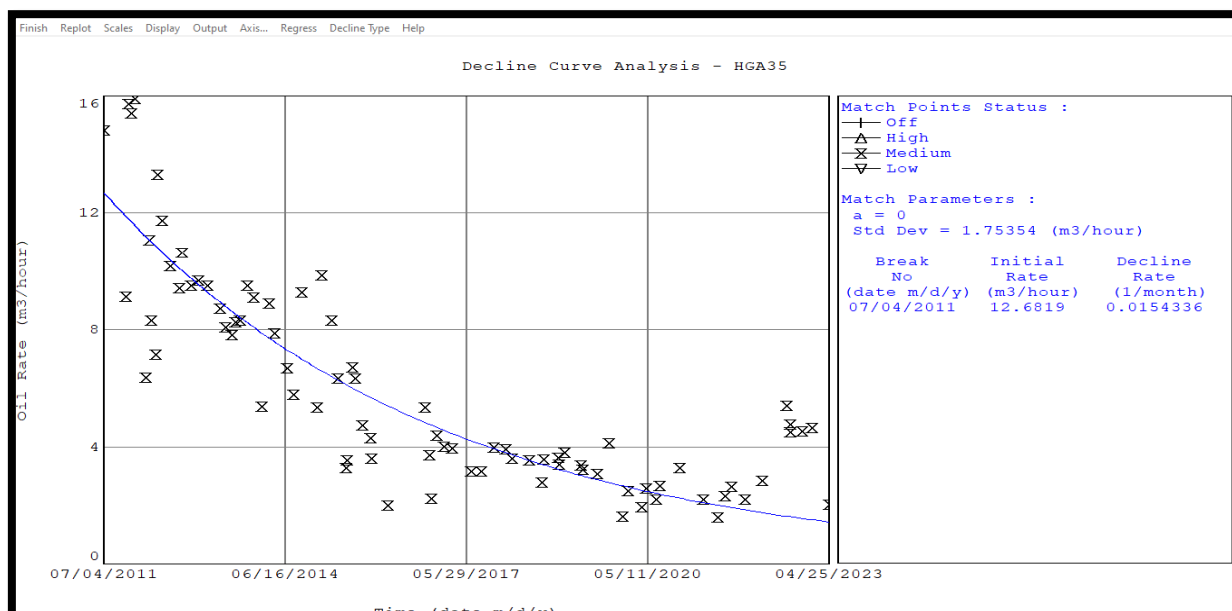


Figure III.35 : Courbe déclin pour le puits HGA35.

c. Prédiction de production du puits HGA35

L'application de la méthode d'analyse de courbes de déclin pour le puits HGA35 à l'MBAL (run prédiction) a donné la prévision de production suivante :

Tableau III.28 : Prédiction de production du puits HGA35.

date (m/d/y)	Cum Oil Produced (MMSTB)	Oil Rate (m3/hour)	date (m/d/y)	Cum Oil Produced (MMSTB)	Oil Rate (m3/hour)
1/1/2012	0	10.9055	12/1/2032	3.46758	0.322987
2/1/2012	0.050667	10.7509	1/1/2033	3.46908	0.318408
3/1/2012	0.097414	10.6082	2/1/2033	3.47056	0.313893
4/1/2012	0.1467	10.4578	3/1/2033	3.47188	0.30987
5/1/2012	0.19373	10.3143	4/1/2033	3.47332	0.305477
6/1/2012	0.24165	10.168	5/1/2033	3.47469	0.301284
7/1/2012	0.287378	10.0285	5/26/2033	3.47582	0.297834

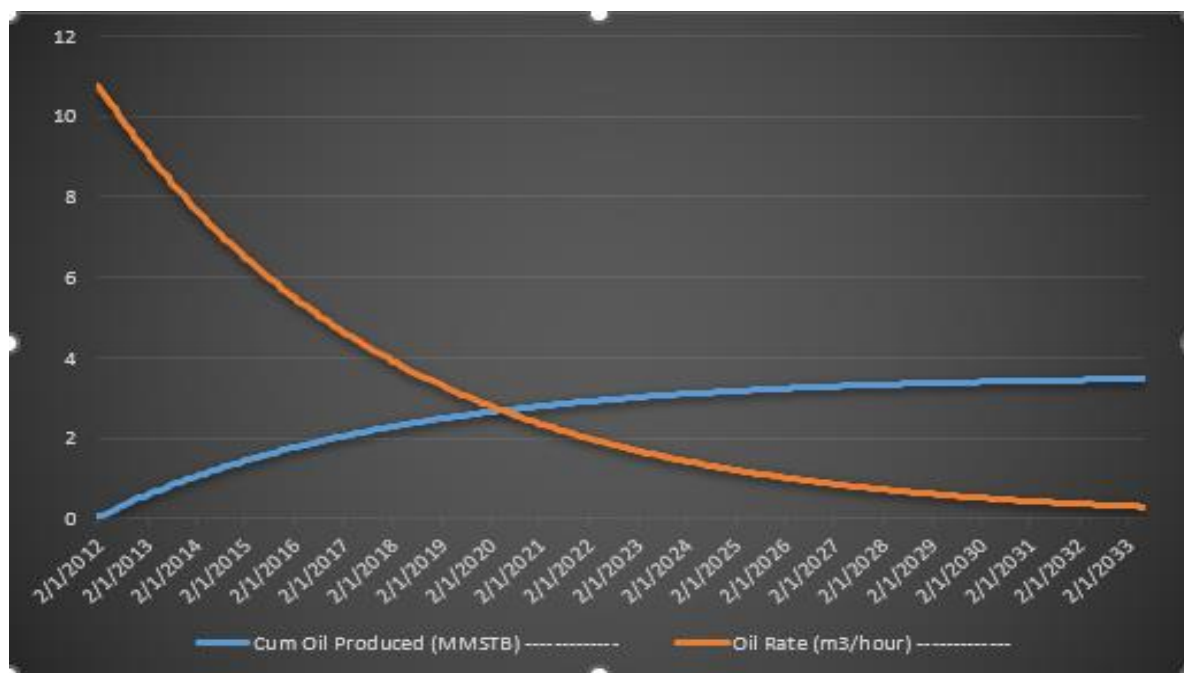


Figure III.36 : Profile prévisionnelle du puits HGA35.

Conclusion

L'analyse détaillée des courbes d'historique et courbes de prévision de production indique que: D'après l'étude prévisionnelle de production effectuée on peut remarquer une décroissance rapide de Q de production, Donc le champ nécessite un changement dans le mode d'activation.

PARTIE V
L'étude
Economique de
L'optimisation
du système de
production

Etude Economique

✚ Pour l'optimisation du puits HGA44 par GL

Ce projet nécessite [31] :

- 1) Un réseau de collecte.
- 2) Equipement de surface du puits.
- 3) Equipement de fond du puits.

Tableau III.29 : Montant total du projet [31].

	Coût estimatif (DA)	observation
Réseau de collecte	69961.3	Pipe et réalisation
Equipement de surface	12431938	/
Equipement de fond	4707.629	/
Reprise des puits	435.285	SNUBBING
Total	12507042	/

La production avant l'optimisation 2.48 (m3/h) et après l'optimisation 4.157701 (m3/h)

C'est-à-dire le gain **1.677701** (m3/h) = 10.55273929 (baril/h)

Le coût du **1 baril** de pétrole en dollars : **76.3 \$ (31/05/2023)**, c'est-à-dire : **10454.78 DA**

Donc

$$\text{POT (délai de récupération)} = \frac{12507042}{10.55273929 \times 10454.78} = 113.36 \text{ h} = 4.72 \text{ j}$$

Donc, après environ **5 jours** de production avec le Gaz-lift on a des bénéfices.

 Pour L'optimisation du réseau de collecte Actuel

L'optimisation du réseau de collecte d'HGA nous a permis d'étudier tout le réseau d'HGA, qui est une recherche très délicate à étudier dans la pratique. Grâce au simulateur PIPESIM, nous avons pu tester les différentes variantes possibles pour l'augmentation éventuelle de la production.

Tableau III.30 : Montant total du projet pour l'optimisation [31].

Le Réseau d'HGA	Gain (m3/h)				Cout (DA)
	Avant le changement des diamètres de flowlines	Après le changement des diamètres de flowlines	Baril/h	(DA)	(DA)
	0	1.98967	12.5150243	130841.82575115	21710.8

Le meilleur Débit observé sur la production globale était de l'ordre de **66.90052 m3/h** par le changement des diamètres de **8** flowlines.

Montant total de changement des diamètres de **8** flowlines du réseau de collecte en (DA) : 21710.8 DA

La production avant l'optimisation 64.91085 (m3/h) et après l'optimisation 66.90052 (m3/h)

C'est-à-dire le gain **1.98967** (m3/h) = 12.5150243 (baril/h)

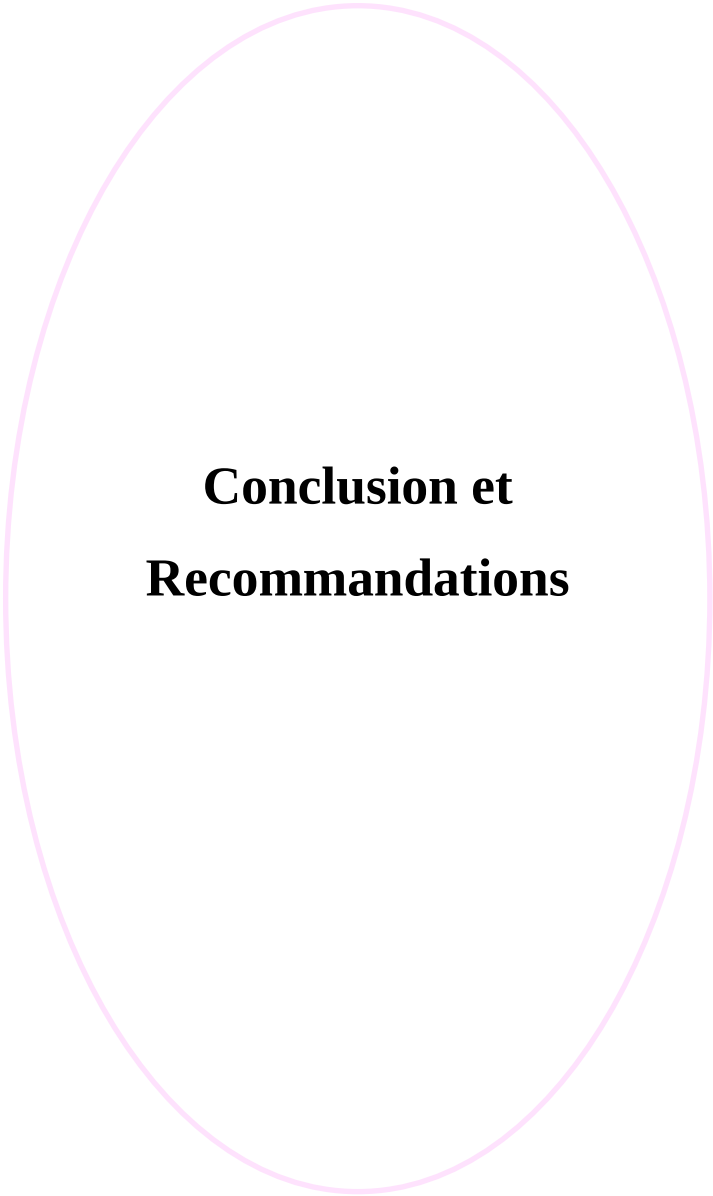
Le coût du **1 baril** de pétrole en dollars : **76.3 \$ (31/05/2023)**, c'est-à-dire : **10454.78 DA**

Donc

$$\text{POT (délai de récupération)} = \frac{21710.8}{12.5150243 \times 10454.78} = 0.17 \text{ h} = 10.2 \text{ min}$$

Malgré on a toujours un cout de location de système, on a une rentabilité quotidienne qui couvre le. Donc on peut conclure que le temps requis pour amortir l'investissement est court.

Selon la comparaison entre le gain net et le cout, après environ de **10 min** après l'optimisation du réseau de collecte on commence à dégager des bénéfices.



Conclusion et Recommandations

Conclusion

La modélisation et l'analyse de performance des puits au cours de production constituent un outil très puissant pour la gestion du potentiel d'un réservoir pétrolier. Les trois principales étapes de construction de notre modèle puits (élaboration du modèle réservoir, modèle PVT, complétion) sont d'une importance majeure dans la qualité des résultats obtenus. En effet, le modèle doit faire objet de mises à jour à chaque fois que les modifications auront lieu dans le système (fermeture et ouverture des vannes en surface, changement de complétion du puits, intervention dans le réservoir...).

L'étude d'optimisation réalisée sur l'ensemble des puits du gisement de Hassi Messaoud zone de Hassi Geuttar nous permet de conclure les points suivants :

- ✚ L'écoulement au sein de réservoir est un écoulement diphasique. Donc la courbe de performance du réservoir (IPR) est déterminée à partir de l'équation de Vogel.
- ✚ La corrélation de Hagedorn & Brown donne de bonnes prédictions des pertes de charges verticales.
- ✚ Le Gaz lift permet d'augmenter la production des puits de la zone HGA.
- ✚ L'optimisation que nous avons réalisée sur le puits HGA44, donne un gain de production de 1.677701 (m³/h).
- ✚ L'optimisation par changement des diamètres des flowline à un impact sur le réseau, On a obtenu un gain de production de 1.98967 (m³/h) ce qu'il nous donne un gain total de 3.667371 (m³/h).
- ✚ Donc du point de vue économique on a un gain de 554 STB/d, elle est rentable.

L'étude des performances de réseau HGA montre des changements remarquables de l'état des pipes (surdimensionné, sous dimensionné, instable...etc.), qui ont été résolus par changement des diamètres des pipes, afin de diminuer les pertes de charge au niveau de réseau.

Les diamètres des canalisations ont été optimisés de manière à :

- Respecter la stabilité de fonctionnement saisonnière.
- Minimiser les pertes de charges dans les canalisations.
- Respecter les vitesses maximales de 5 m/s pour le liquide et 20 m/s pour le gaz.
- Maintenir le taux d'érosion de la vitesse d'écoulement à une valeur inférieure à l'unité.

Conclusion et Recommandations

Pour minimiser le déclin de production pour le puits HGA35 on change le mode d'activation (Gaz Lift).

Recommandations

En fin pour un développement efficace du champ HGA, les recommandations suivantes ont été suggérées :

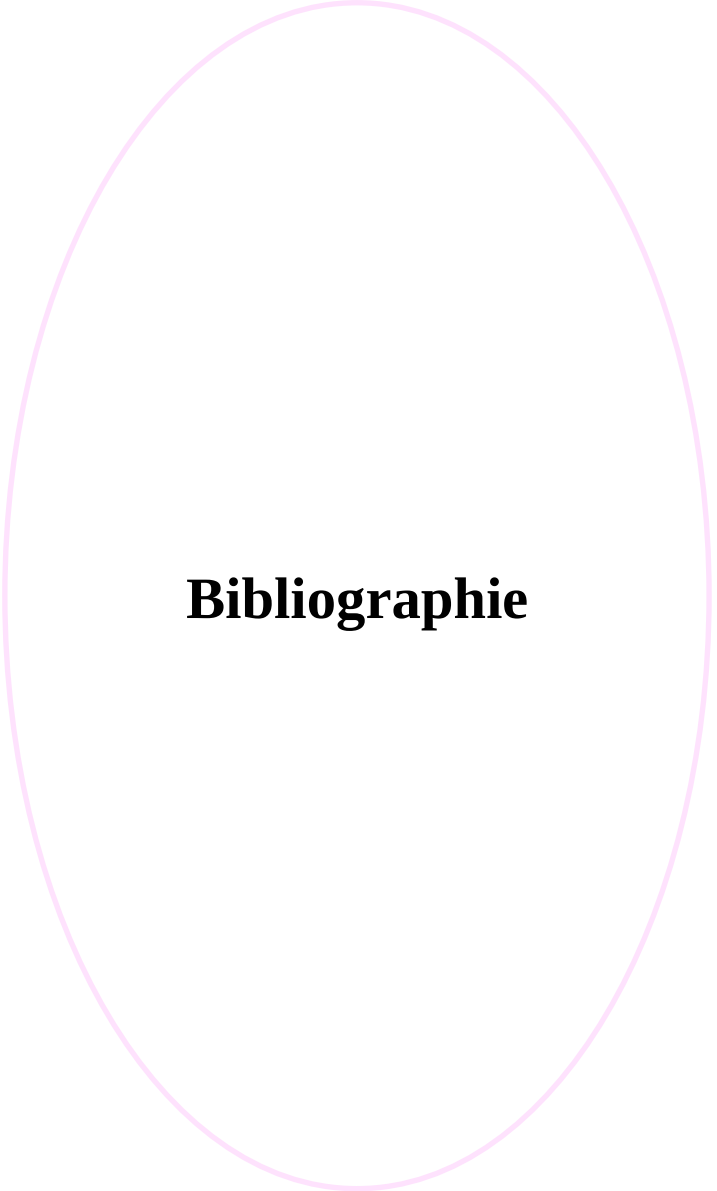
- ❖ Faire un contrôle quotidien du débit d'huile pour confirmer les résultats d'optimisation (Fournir un contrôle en temps réel du débit et de la pression pour les puits et les manifolds).
- ❖ Faire des tests périodiques sur les puits pour mieux connaître le comportement de réservoir.

Pour atteindre les résultats théoriques obtenus à partir de ce travail, il faut éliminer les problèmes du GL, surtout le givrage par :

- ❖ L'injection d'un gaz propre dédié au gaz-lift.
- ❖ Équiper les concentriques des Duses de fond pour remédier au givrage sur certains puits.
- ❖ Injection du méthanol comme un entretien préventif contre le givrage.

Pour minimiser le déclin de production des puits activés par Gaz Lift, on doit :

- ❖ Changer de mode d'activation par installation d'une pompe de fond **ESP**.



Bibliographie

Bibliographie

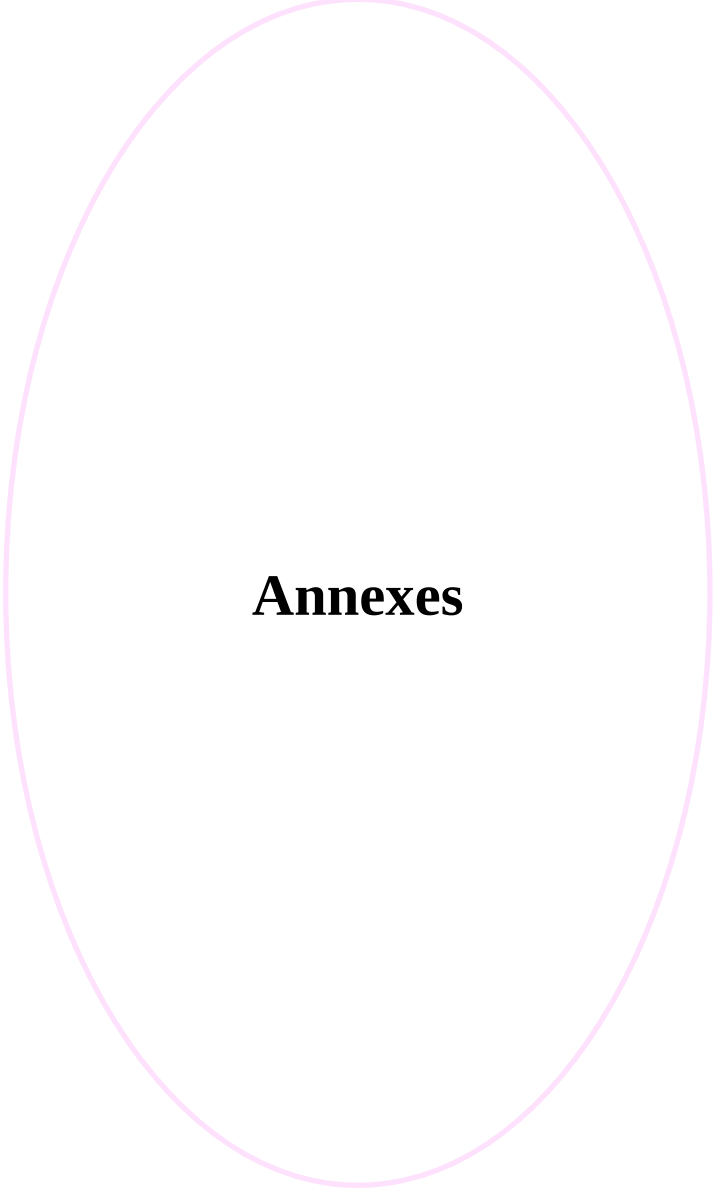
- [1]: Gas-lift, Richard Marquez, Edition NEXT, 2006.
- [2] : Récupération assistée par gas-lift. Groupe socotec industrie édition 2 – septembre 2001.
- [3] : D. PERRIN : activation des puits, ENSPM formation industrie –forage « production » gisement 1995.
- [4]: www.arab.oil.natural.gas.com (Consulter le 05/05/2023 à 23:34).
- [5] : Mémoire master professionnel « optimisation du gaz-lift a haoud berkaoui » - réaliser par GHETTOUT Mohamed Lamine et BOUTOUATOU Ahmed - Université Kasdi-Merbah Ouargla 2018.
- [6] : Mémoire master professionnel « Modélisation et optimisation du système de production du champ périphérique RHOURDE CHEGGA du gisement de Hassi Messouad » - réaliser par CHEMIL Samir et TAMEN Moncef Amine - Université M'Hamed Bougara de Boumerdès.
- [7]: G. Forero, K. McFadyen, R. Turner, B. Waring, E. Steenker, ARTIFICIAL LIFT MANUAL PART 2A-Gas Lift Design Guide-, SHELL INTERNATIONALE PETROLEUM MAATSCHAPPIJ B.V., THE HAGUE, December 1993.
- [8] : Mémoire master professionnel « Injection de gaz-lift dans le champ Hassi-Messaoud » - réaliser par CHAIB LAID, BEN KHEDDA IDRIS, BELMAABEDI ABDERRAOUF - Université Kasdi-Merbah Ouargla 2013.
- [9]: Liver: RECUPERATION ASSISTEE PAR GAZ LIFT, Boussaad_Gaz_Lift Design. (Fishier électronique).
- [10] : Mémoire master professionnel « Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétroliers du champ Haoud Berkaoui » - réaliser par MEBROUKI Ahmed, MEZZAR Soufiane et OULD HABIBOULLAH Med Val – Université Kasdi-Merbah Ouargla 2012/2013.
- [11]: The technology of artificial lift methods, Kermit Brown, Pennwell publishing company 1977.
- [12] : Equipements de puits éruptif (IAP).
- [13] : Mémoire master professionnel « étude de l'efficacité de gaz-lift sur le champ Hassi R'mel » - réaliser par BERRAG AYMEN ET CHERGUI RIADH – Université Kasdi-Merbah Ouargla 2020.
- [14] : Gaz Lift équipement (BOTIL).
- [15] : Le puits Activé Par Gaz Lift (TOTAL) 2007.

Bibliographie

- [16]: Documentation IAP.
- [17]: Artificial lift manual part 2A gas lift design guide.
- [18]: Beggs, H. D, Production Optimization Using Nodal Analysis, Edition OGCI.
- [19]: Well performance, Michel Golan, Curtis h. Whitson, Norwegian University of science and technology.
- [20]: Nodal Analysis (production optimization) ,intro-Sofiane Saidi de IAP.
- [21]: Gas Well Production Optimization Using Dynamic Nodal Analysis A.B. Bitsindou, SPE, and M.G. Kelkar, SPE, the University of Tulsa.
- [22] : Petroleum Production Systèmes Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig Economides.
- [23] : Mémoire master professionnel « Optimisation de réseau de collecte LDHP Z-CINA champs HMD » - Réaliser par BELALIT Abdelghani, BENACHOUR Abdelhadi – Université Kasdi-Merbah Ouargla 2018.
- [24] : A. HOUPEURT, cours production, MAILHE, collecte, traitement, stockage. 1R
- [25] : Mémoire de projet d'induction: Etude d'installation d'une unité de pompe à W2A Mr Zaatout Kamel, Ingénieur Production Décembre 2002 « 3 Réseaux ».
- [26] : Sonatrach extraction des liquides des gaz associés Hassi Messaoud et séparation d'huile rapport hydraulique en régime permanent pour les canalisations, (2009) saipem contracting Algérie.
- [27]: Bratland, O (2009): Pipe Flow 2, multiphase Flow Assurance.
- [28] : S. Khaled, et A. Bougesba (2012), mémoire fin d'étude master : réseau collecte et installation séparateur et unité pompage de niveau manifold.
- [29] : Mémoire master professionnel « Dimensionnement et optimisation du réseau collecte du champ d'Oued Zine à Adrar » - Réaliser par M. DAMRI Tahar. M. KHALI ALI Eljilali - Université Ahmed Draïa Adrar 2021/2022.
- [30] : Mémoire fin d'étude Master : Optimisation de production dans le champ Nord de Hassi Messaoud par la Mise en place d'un séparateur avec une unité de pomperie au niveau du manifold OMP153 – réaliser par Bouras Khaled, Mechalik Farouq - Université Kasdi Merbah Ouargla 2019.
- [31]: Documents Sonatrach HMD.
- [32] : PIPESIM User guide, Schlumberger, 2012.
- [33] : Mémoire master professionnel « Optimisation des puits gas-lift en fonction de Complétion dans le bloc OMG (Upside Nord HMD) » - réaliser par LAIBI Amira, MLIK Khaoula, SAIDI Abdelghafour - Université Kasdi Merbah Ouargla 2019.

Bibliographie

- [34] : Cours de production tome 6 : récupération assisté par édition technique 1975.
- [35]: DATA Bank-Sonatrach HMD.
- [36] : HELMI Pratikno. “Decline Curve Analysis Using Type Curves” Texas University, page (54-57).
- [37] : TAREK, Ahmed. “Analysis of Decline and Type Curves” Troisième Édition”. Gulf Professional Publishing 2006, page 237-240.
- [38]: Petroleum Experts, MBAL manual user, 2010.



Annexes

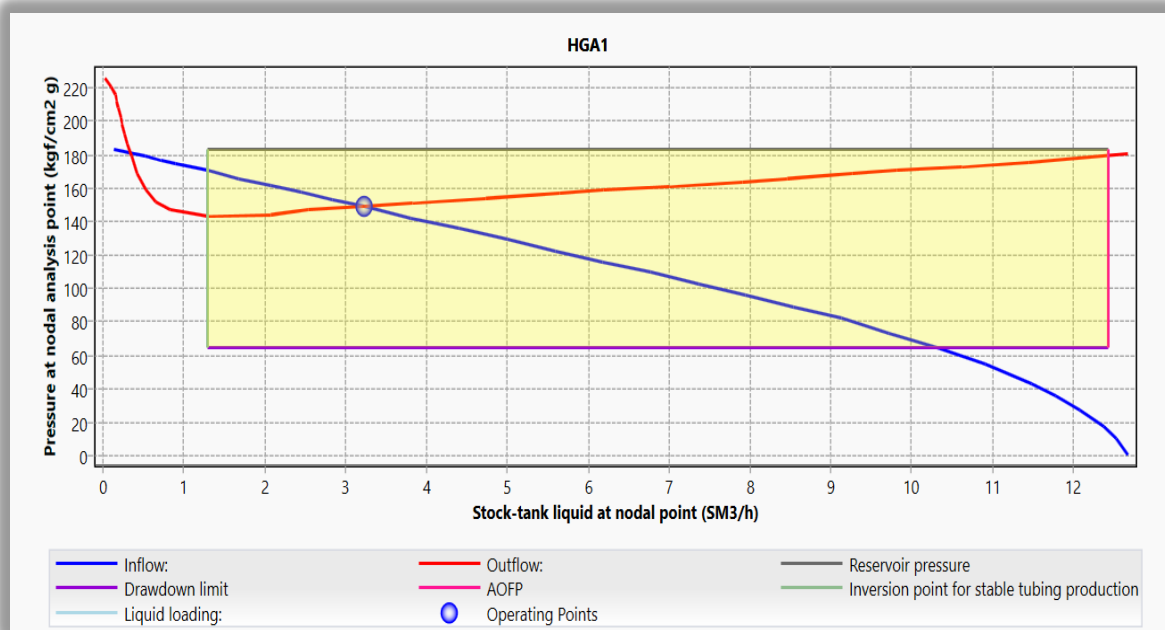


Figure 01: Point de Fonctionnement du puits HGA1 après actualisation.

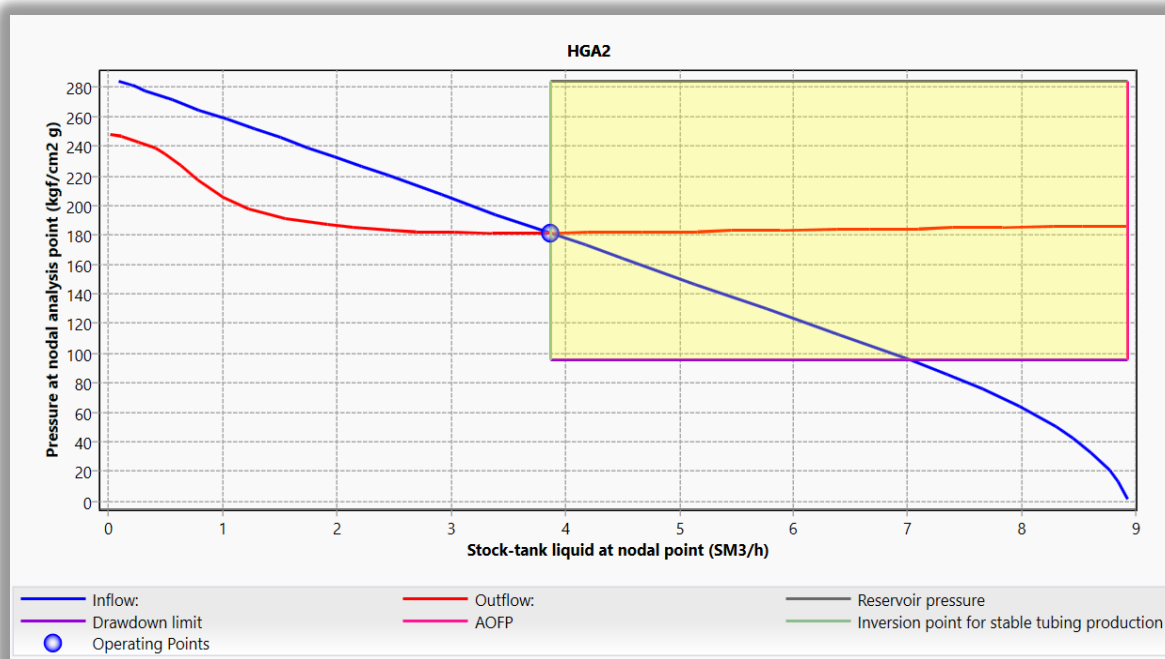


Figure 02: Point de Fonctionnement du puits HGA2 après actualisation.

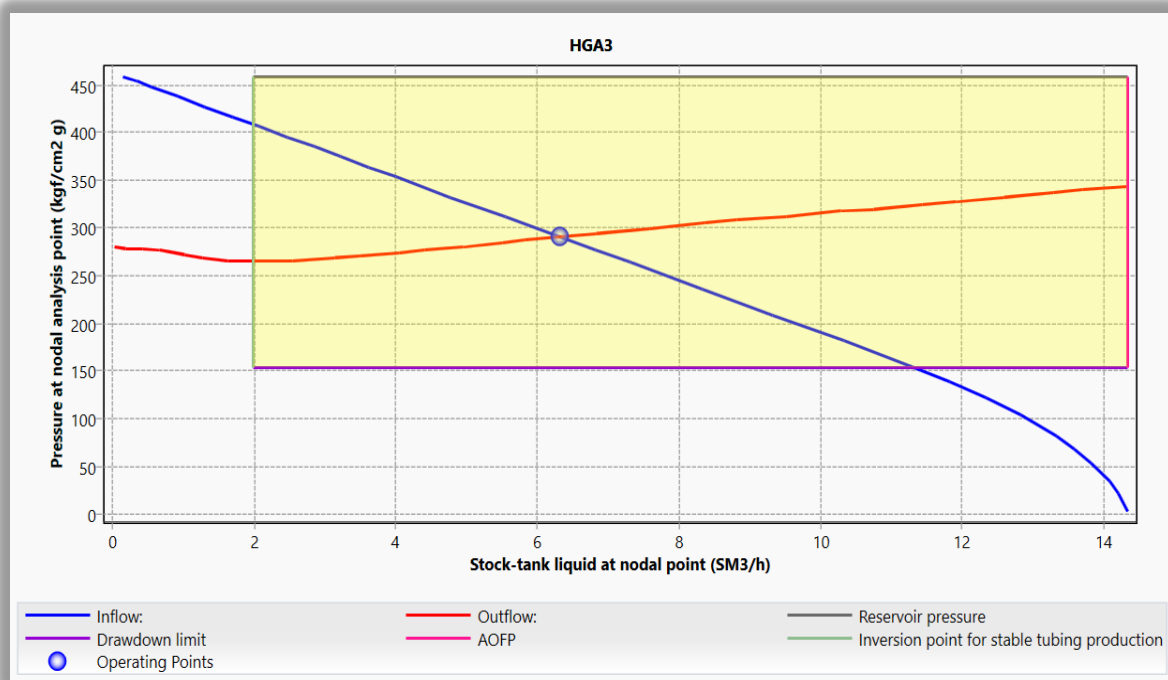


Figure 03: Point de Fonctionnement du puits HGA3 après actualisation.

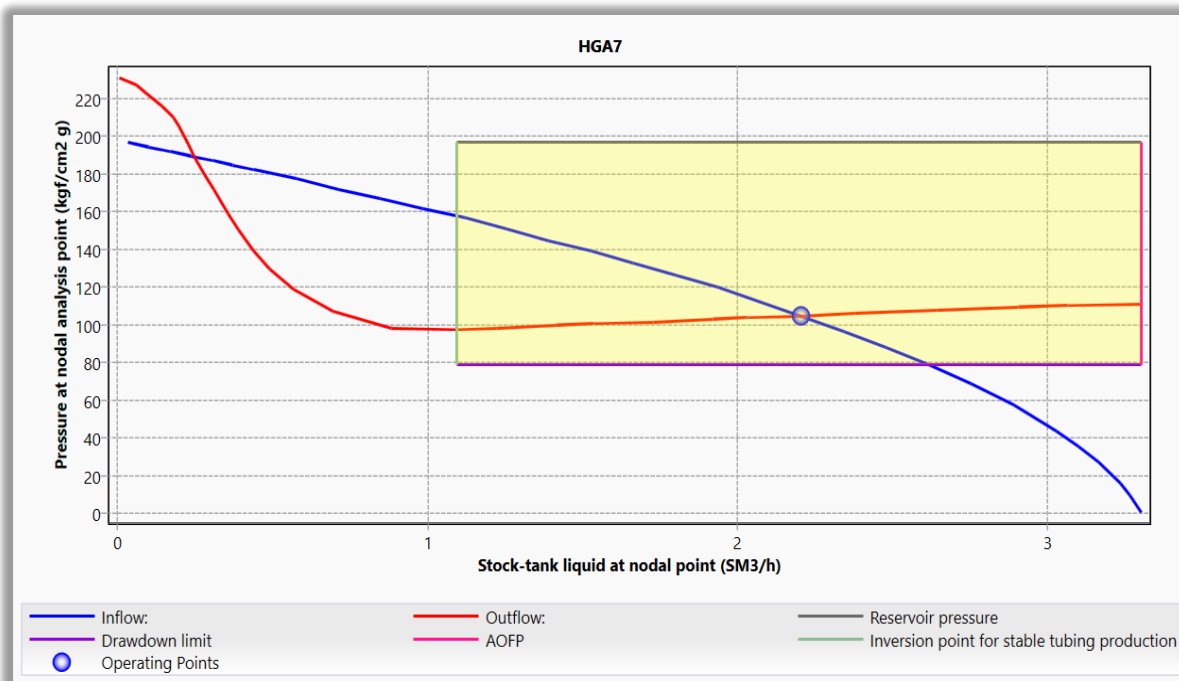


Figure 04: Point de Fonctionnement du puits HGA7 après actualisation.

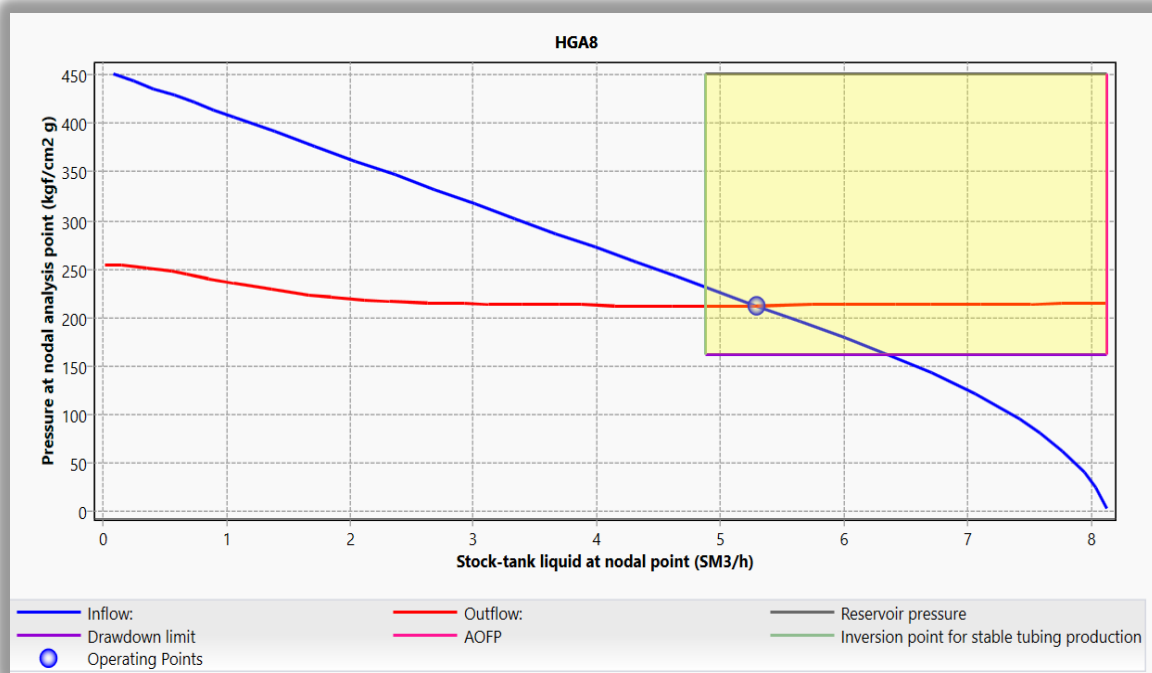


Figure 05: Point de Fonctionnement du puits HGA8 après actualisation.

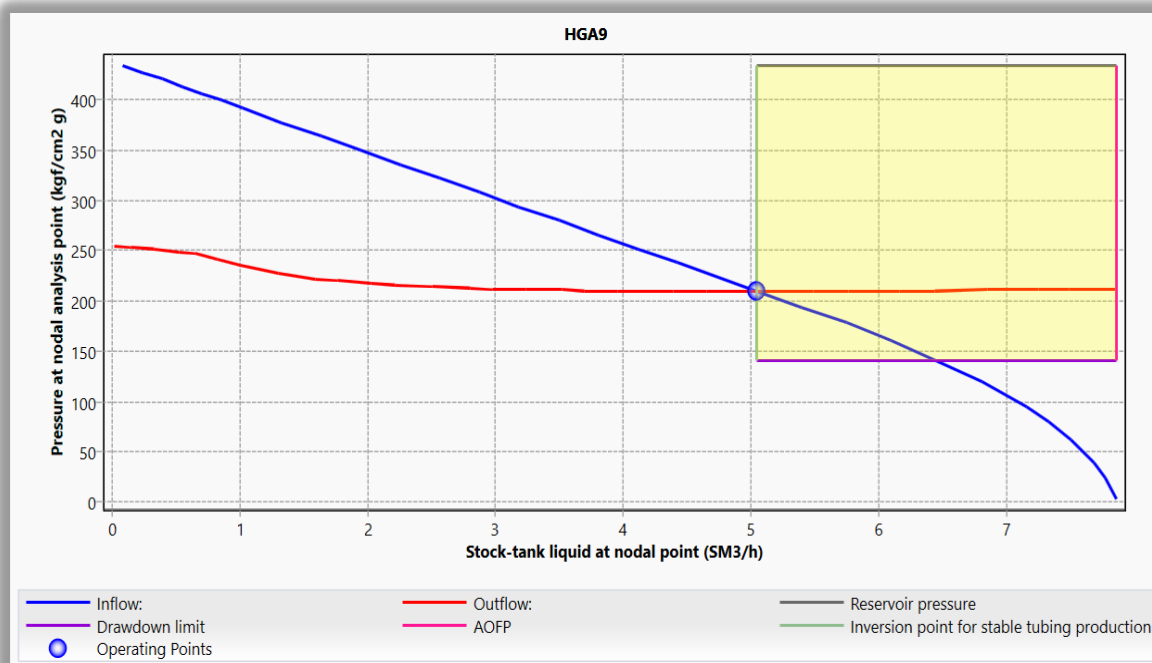


Figure 06: Point de Fonctionnement du puits HGA9 après actualisation.



Figure 07: Point de Fonctionnement du puits HGA11 après actualisation.

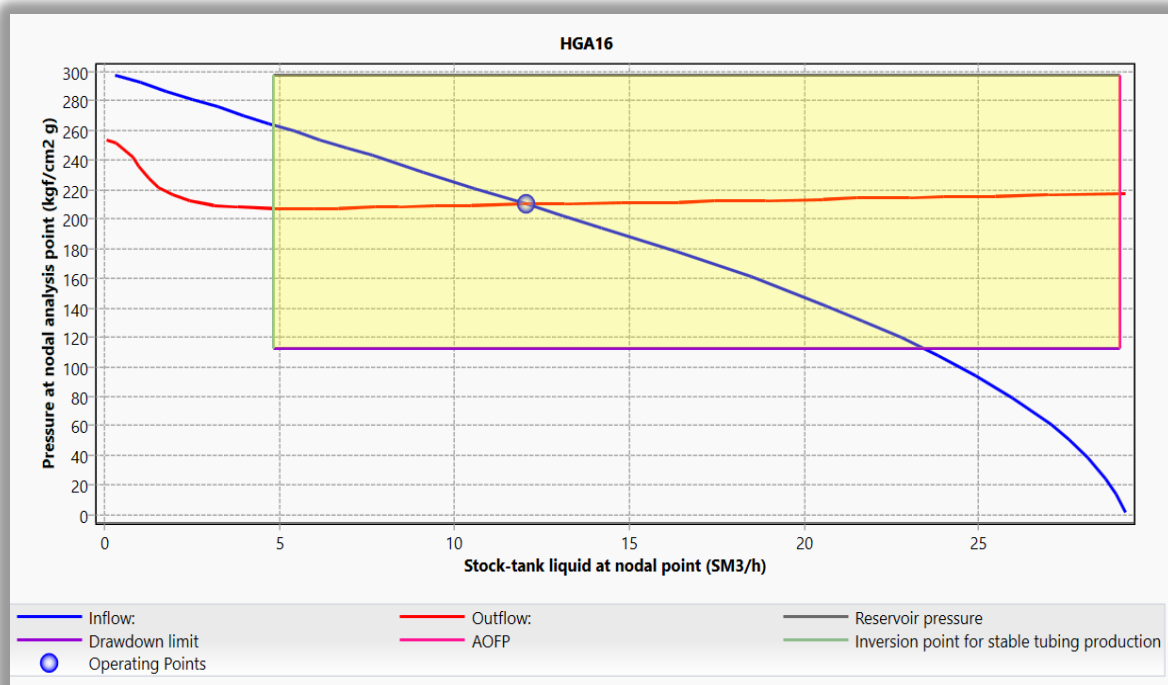


Figure 08: Point de Fonctionnement du puits HGA16 après actualisation.

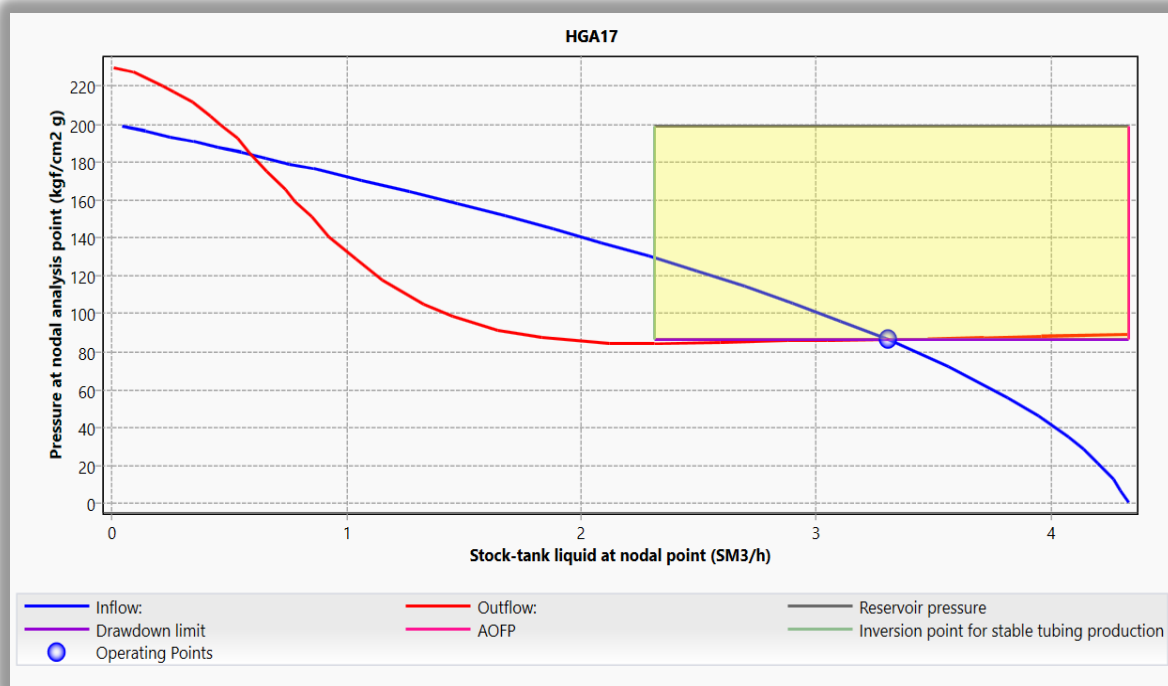


Figure 09: Point de Fonctionnement du puits HGA17 après actualisation.

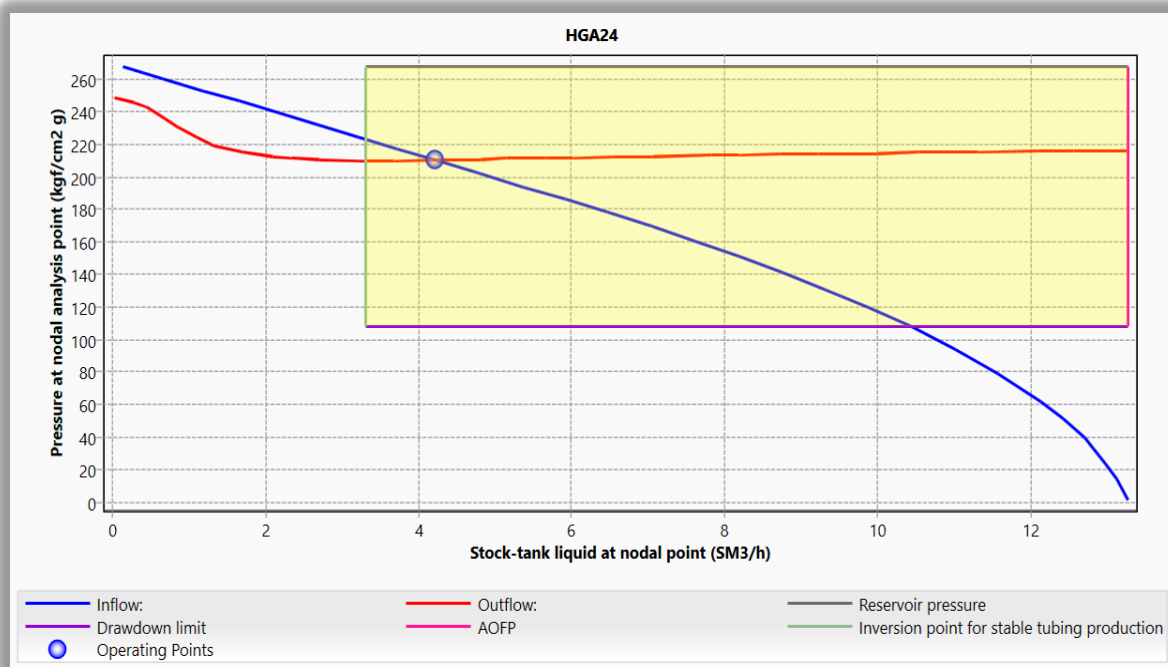


Figure 10: Point de Fonctionnement du puits HGA24 après actualisation.

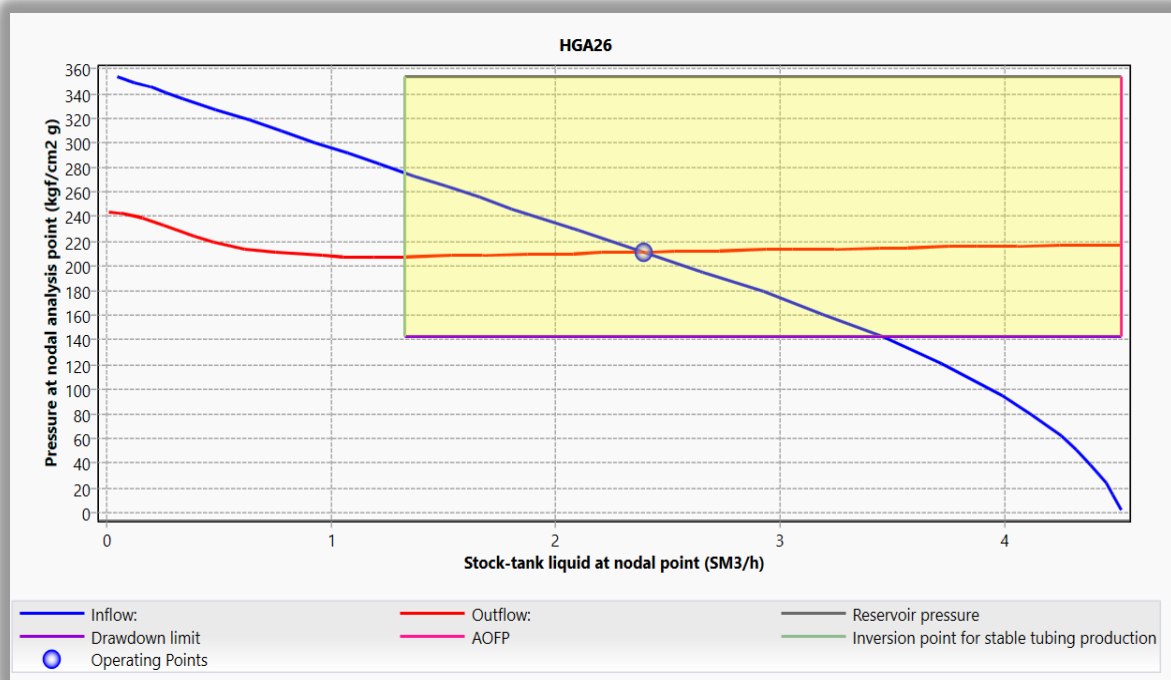


Figure 11: Point de Fonctionnement du puits HGA26 après actualisation.



Figure 12: Point de Fonctionnement du puits HGA32 après actualisation.

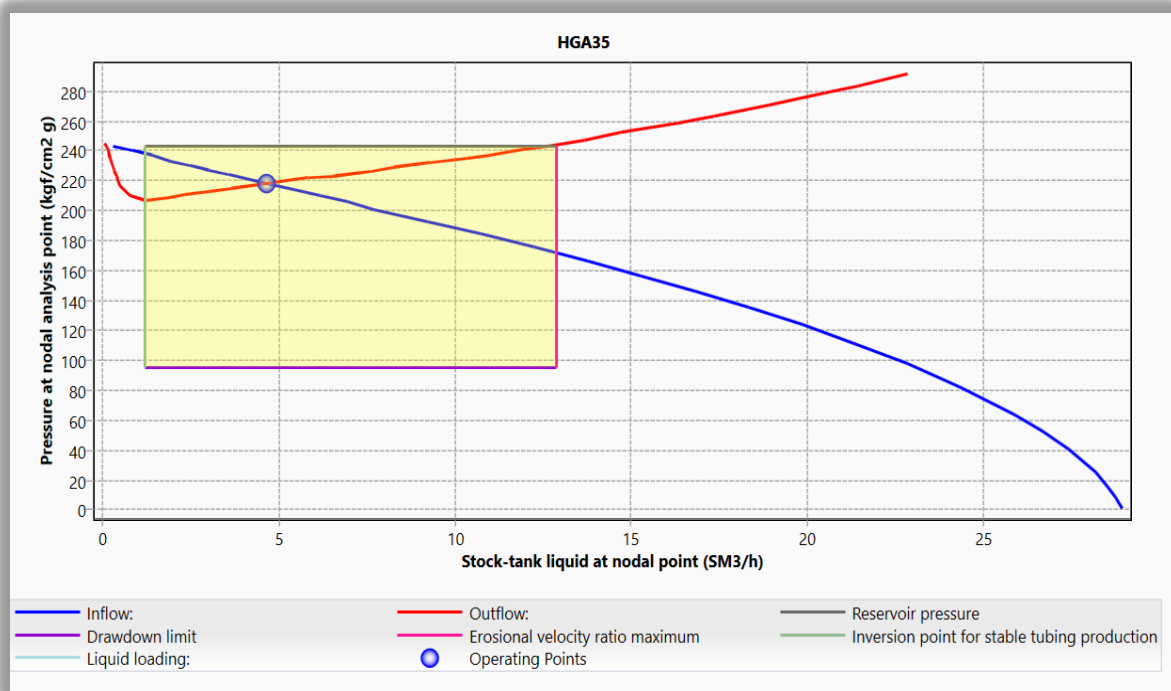


Figure 13: Point de Fonctionnement du puits HGA35 après actualisation.

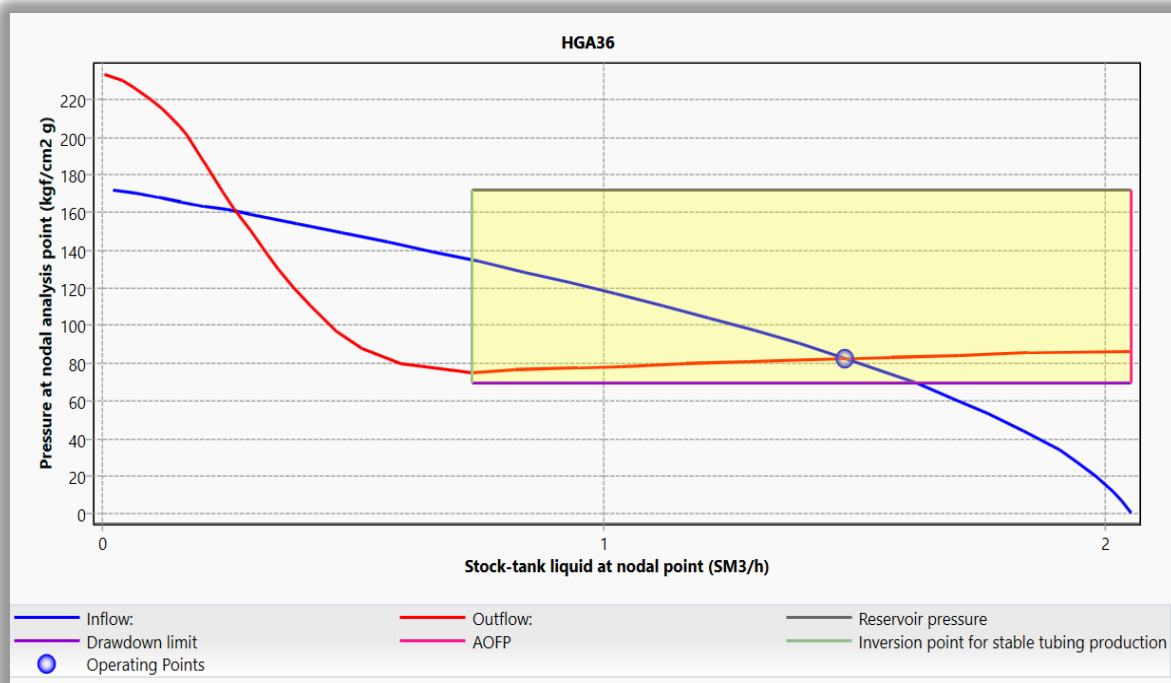


Figure 14: Point de Fonctionnement du puits HGA36 après actualisation.

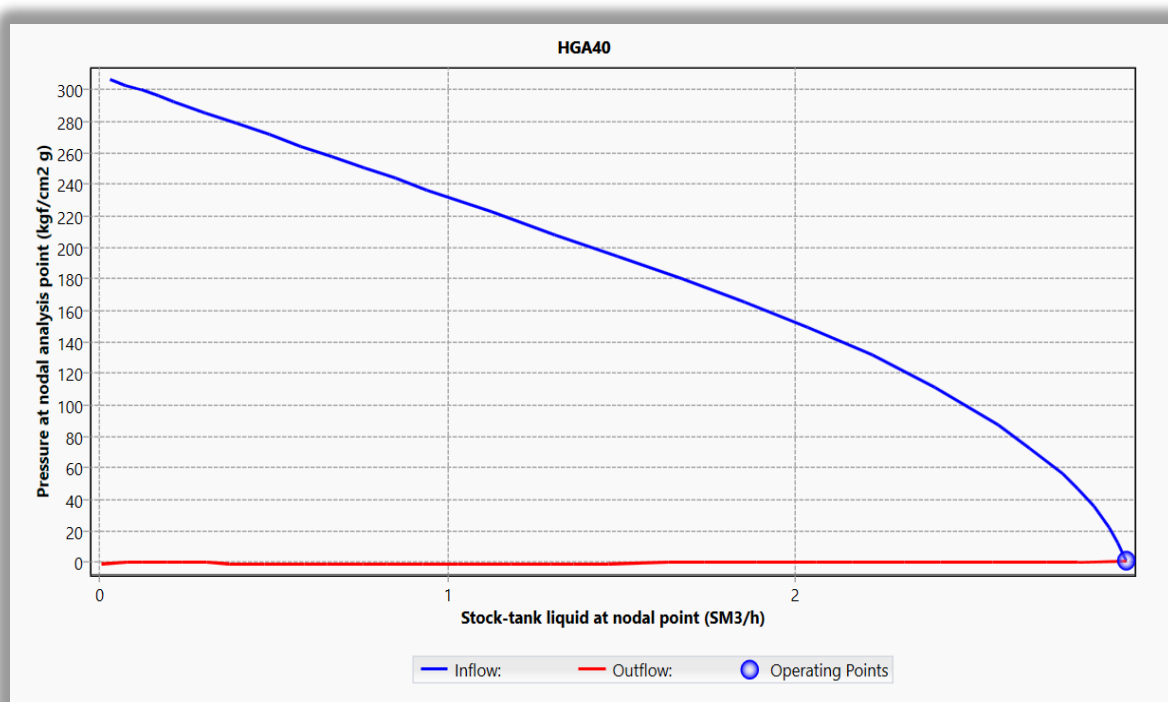


Figure 15: Point de Fonctionnement du puits HGA40 après actualisation.

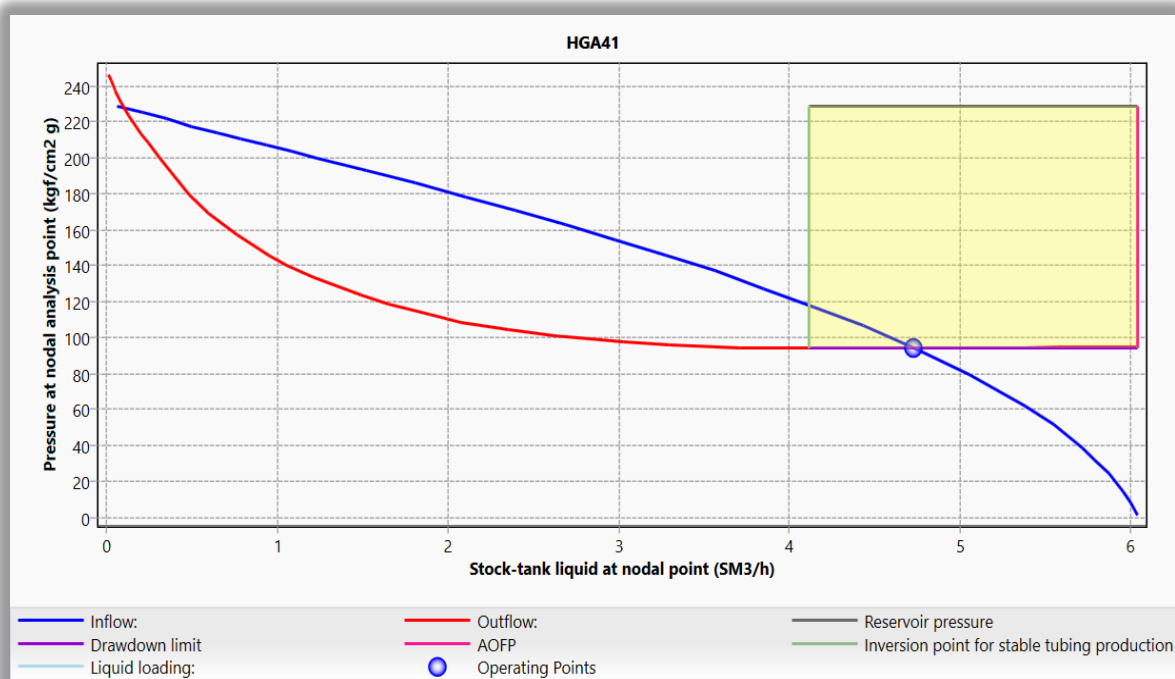


Figure 16: Point de Fonctionnement du puits HGA41 après actualisation.

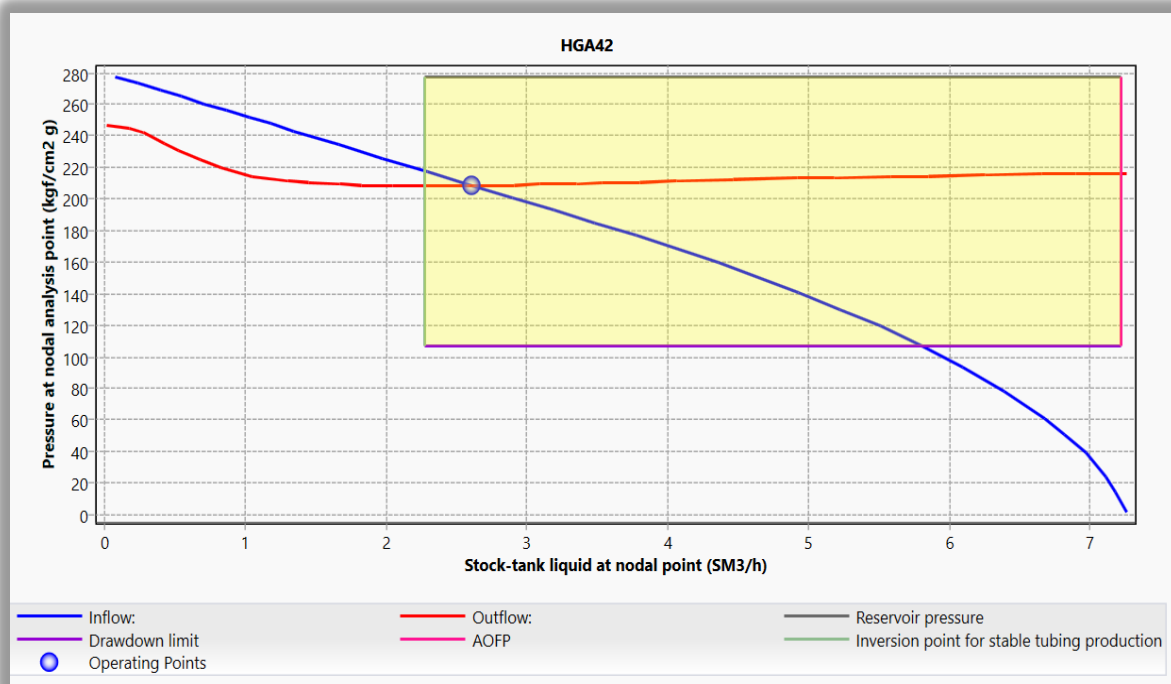


Figure 17: Point de Fonctionnement du puits HGA42 après actualisation.

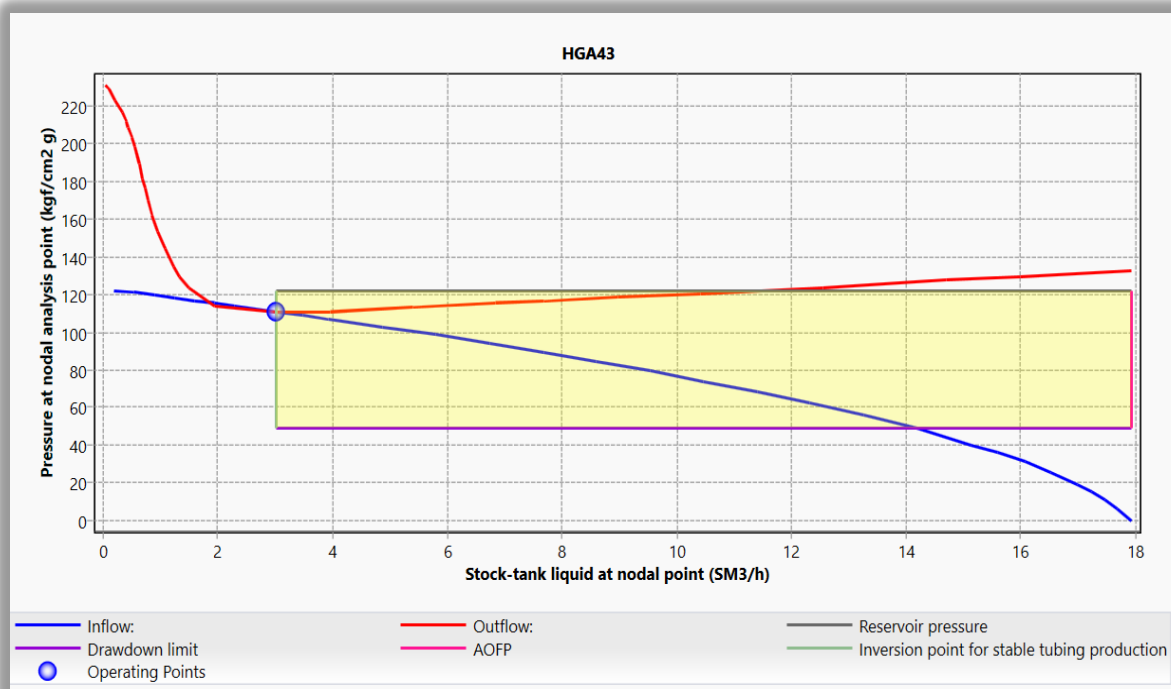


Figure 18: Point de Fonctionnement du puits HGA43 après actualisation.

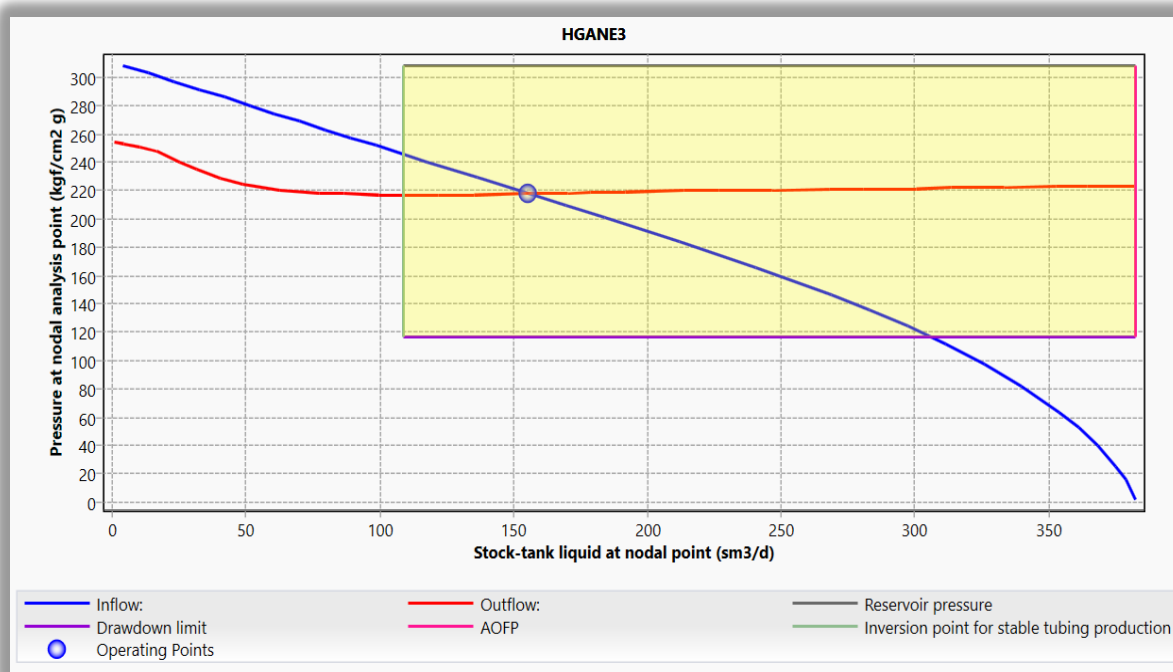


Figure 19: Point de Fonctionnement du puits HGANE3 après actualisation.

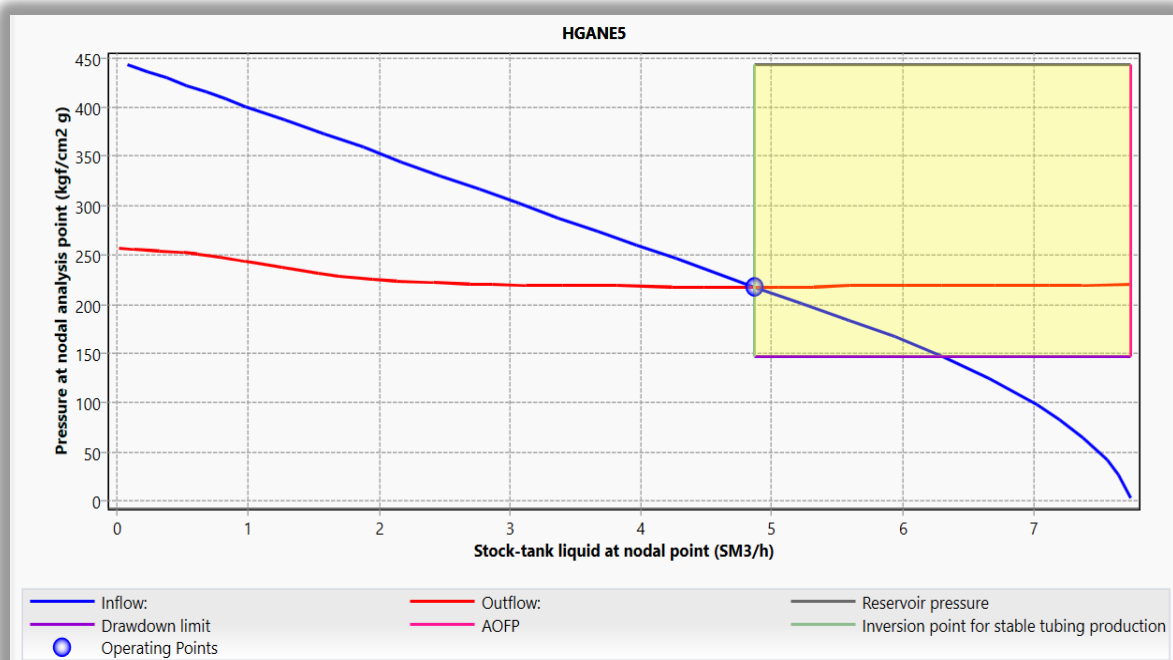


Figure 20: Point de Fonctionnement du puits HGANE5 après actualisation.



Figure 21: Point de Fonctionnement du puits HGANE7 après actualisation.