
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université Kasdi Merbah Ouargla
Faculté des Hydrocarbures, des Energies Renouvelables et des Science de la
Terre et de L'univers
Département de Production des Hydrocarbures

N° Série :/2026



MEMOIRE
Pour obtenir le Diplôme de Master Option : Production professionnel

Présenté Par :

HAMIDDANE HOUSSEM

BOUKHETTA IBRAHIM

-THÈME

Évaluation des performances des méthode d'activation

Soutenue le : 04/ 06/ 2026 devant la commission d'examen

Jury :

Président : GHALI AHMED

Examineur : Bazzine Zineb

Encadreur: Mr. BOUTALBI MOHAMMED CHAKER

MCB Univ. Ouargla

MAA Univ. Ouargla

MCB Univ. Ouargla

DEDICACES

Je dédie ce travail à ma famille. Spécialement mes parents
Qui ont beaucoup sacrifié pour notre bonheur et qui ont
partagé avec nous tous les malheurs.

Mes frères et à toute la famille. Aussi, à tous qui m'a
encouragé à terminer mes études et touque nous aides à faire
cette course d'étude dans la faculté des hydrocarbures à
Ouargla.

Remerciement

Nous remercions tout d'abord notre Dieu qui nous a donné la force et la puissance pour terminer ce modeste travail.

Tous nos remerciements vont à notre Encadreur Mr **BOUTALBI MOHAMMED CHAKER** qui a accepté de suivre cette étude et qui nous a guidés tout au long de ce travail.

Nous tiendrons également à remercier tous les gens de la base **IRARRA HMD** et en particulier le personnel de la direction EP.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département production d'hydrocarbures qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

Abstract

This thesis focuses on evaluating the performance of artificial lift methods applied to well MDZ 801 in the Hassi Messaoud field (Algeria), which is experiencing a natural decline in productivity. Two methods were studied and compared: Gas-Lift and the Electrical Submersible Pump (ESP). The adopted methodology is based on nodal analysis, relying on IPR (Vogel model) and VLP curves, using the Duns & Ros and Beggs & Brill correlations for pressure drops, alongside numerical modeling conducted in PIPESIM 2022.1. The results conclude that Gas-Lift is the optimal artificial lift method for well MDZ 801 from both technical and economic perspectives, given the significant availability of gas in the region.

Keywords: Artificial lift, Gas-Lift, ESP, Nodal analysis, PIPESIM, Hassi Messaoud, MDZ 801, IPR, VLP

Résumé

Ce mémoire porte sur l'évaluation des performances des méthodes d'activation artificielle appliquées au puits MDZ 801 du champ de Hassi Messaoud (Algérie), dont la productivité est en déclin naturel. Deux méthodes ont été étudiées et comparées : le Gas-Lift et la Pompe Électro-Submersible (ESP). La méthodologie adoptée repose sur l'analyse nodale, s'appuyant sur les courbes IPR (modèle de Vogel) et VLP, avec les corrélations de Duns & Ros et Beggs & Brill pour les pertes de charge et sur la modélisation numérique réalisée sous PIPESIM 2022.1. Les résultats concluent que le Gas-Lift constitue la méthode d'activation optimale pour le puits MDZ 801, sur les plans technique et économique, compte tenu de la disponibilité importante du gaz dans la région.

Mots-clés : Activation artificielle, Gas-Lift, ESP, Analyse nodale, PIPESIM, Hassi Messaoud, MDZ 801, IPR, VLP.

ملخص

تركز هذه المذكرة على تقييم أداء طرق الرفع الاصطناعي المطبقة على البئر MDZ 801 في حقل حاسي مسعود (الجزائر)، والذي تشهد إنتاجيته تراجعاً طبيعياً. حيث تم دراسة ومقارنة طريقتين: الرفع بالغاز والمضخة الكهربائية الغاطسة (ESP). تعتمد المنهجية المتبعة على التحليل العقدي (Nodal Analysis)، بالاستناد إلى منحنيات IPR (نموذج فوجل) و VLP، مع استخدام علاقات Duns & Ros و Beggs & Brill لحساب الفاقد في الضغط، بالإضافة إلى النمذجة الرقمية التي أجريت باستخدام برنامج PIPESIM 2022.1 وتخلص النتائج إلى أن الرفع بالغاز يمثل الطريقة الأمثل للرفع الاصطناعي للبئر MDZ 801 من الناحيتين الفنية والاقتصادية، نظراً للوفرة الكبيرة للغاز في المنطقة.

الكلمات المفتاحية: الرفع الاصطناعي، الرفع بالغاز، ESP، التحليل العقدي، PIPESIM، حاسي مسعود، MDZ 801، IPR، VLP

TABLE DES MATIÈRES

Introduction générale.....	01
Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud	
I.1. Présentation générale du champ	02
I.2. Historique de la découverte et de l'exploitation	02
I.3. Localisation géographique.....	03
I.4. Structure géologique du réservoir.....	04
I.5. Problèmes d'exploitation du champ.....	07
I.6. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir.....	08
Chapitre II : Méthodes d'activation des puits	
Introduction.....	10
II.1. Activation des puits.....	10
II.2. Gas Lift.....	10
II.3. Pompe Électro-Submersible (ESP)	20
II.4. Pompe à Tiges — Sucker Rod Pump (SRP)	29
II.5. Pompe à Cavité Progressive (PCP)	36
II.6. Critères de choix d'un procédé d'activation.....	40
II.7. Les problèmes rencontrés en fonction de la méthode d'activation.....	41
Chapitre III : Analyse Nodale	
Introduction.....	42
III.1. Concept Nodal.....	43
III.2. Procédure, objectifs et applications.....	44
III.3. Choix du Nœud.....	46
III.4. Inflow Performance Relationship (IPR)	47
III.5. Vertical Lift Performance (VLP).....	50
III.6. Corrélations de pertes de charge.....	51
Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801	
IV.1. Généralités sur le logiciel PIPESIM.....	53
IV.2. Présentation du puits MDZ 801.....	56
IV.3. Création de model dans PIPESIM.....	63
IV.4. Model de Gas Lift.....	71

IV.5. Model de pompe ESP.....	75
IV.6. Résultats et Comparaison.....	84
IV.7. Conclusion.....	85
Conclusion générale	86

Liste de tableaux

Tableau 1: Les avantages et les inconvénients de gas lift.....	19
Tableau 2: Les avantages et inconvénients des esp.....	29
Tableau 3: Les avantages et les inconvénients des pompes sucker rod	36
Tableau 4: Les avantages et inconvénients de pcg [6]	40
Tableau 5: Comparaison des principales méthodes d'activation artificielle [21].....	41
Tableau 6: Les problèmes rencontrés en méthodes d'activation [18].....	41
Tableau 7: Décomposition des pertes de charge dans un système de production.....	43
Tableau 8: Classification des corrélations d'écoulement multiphasique.....	51
Tableau 9: Coordonnées du puits mdz 801 (producteur d'huile)	56
Tableau 10: Performances de tests du puits mdz801	61
Tableau 11: Jaugeages de puits mdz 801	62
Tableau 12: Test pfd – évolution de la pression, de la température et du gradient en fonction de la profondeur	62
Tableau 13: Corrélations d'écoulement sélectionnées pour les sections verticale et horizontale – puits mdz 801	69
Tableau 14: Influence de la fréquence d'exploitation sur les performances du puits.....	84
Tableau 15: Estimation des coûts d'installation du système gas lift – puits mdz 801	85
Tableau 16: Estimation des coûts d'installation du système esp – puits mdz 801	85

Liste de figures

Figure 1: Champ De Hassi Messaoud	2
Figure 2: Localisation Du Champ	4
Figure 3: Carte Structural Du Reservoir	5
Figure 4: Coupe Lithostratigraphique Du Champ Hmd.....	6
Figure 5: Carte Des Zones Du Champ	7
Figure 6: Mechanisme d'injection De Gaz Dans Un Systeme Gas Lift.....	12
Figure 7: Le Gradient De Pression d'ecoulement Dans Un Puits A Gaz Lift Continu [4].....	13
Figure 8: Cycle d'injection De Gaz Dans Un Puits De Gaz Lift Intermitent	13
Figure 9: Completion Gas-Lift Direct.....	14
Figure 10: Complétion Gas-Lift Indirect	14
Figure 11: Les Types Des Mandrins (Conventionnel, A Poche Laterale, Avec Vanne Concentrique	17
Figure 12: Conventional Unloading Valve	18
Figure 13: Valve Latch.....	18
Figure 14: Outils De Mise En Route De Gaz Lift [7]	19
Figure 15: Composants De Surface Et De Fond d'un Systeme Esp	20
Figure 16: Schema d'une Pompe Centrifuge	21
Figure 17: Vue En Coupe d'une Pompe Centrifuge Multi-Etagee	22
Figure 18: Schema De La Tete De Puits Et Des Connections Electriques De Surface Pour Systeme Esp.	24
Figure 19: Courbe De Performance d'un Etage De La Pompe Esp.....	27
Figure 20: Repartition Des Methodes d'activation Utilisees Sur Le Parc De Puits Etudie.....	30
Figure 21: Schema d'une Unite De Pompage Sucker Rod Pump.....	31
Figure 22: Cycle De Fonctionnement d'une Pompe A Tiges	32
Figure 23: Comparaison Entre Deux Puits Avec Et Sans Separateur De Gaz	33
Figure 24: Comparaison Entre Une Pompe Tubing Et Une Pompe Seal Pump	34
Figure 25: Tete De Puits Pour Pompe A Tiges	35
Figure 26: Boitier De Garniture Rotatif Dans Un Systeme De Pcp [6]	37
Figure 27: Tiges De Renfort Des Pcps.....	38
Figure 28: Conception De Base Du Stator-Rotor.....	38
Figure 29: Vue En Coupe Des Pcp A Un Seul Lobe Et A Plusieurs Lobes.....	39

Figure 30: Les Differentes Pertes De Charge Qui Se Produisent Dans Le Systeme Du Reservoir Jusqu'au Separateur.....	42
Figure 31: Schema d'un Puits En Production Avec Equipements De Surface Et Positions Possibles Du Nœud	44
Figure 32: Courbe Ipr (Inflow Performance Relationship)	47
Figure33 : l'ipr d'un Liquide A Une Seule Phase	49
Figure 34: l'ipr d'un Liquide A Deux Phases	50
Figure 35: Schema Du Concept Vlp (Vertical Lift Performance)	51
Figure 36: : Interface Du Logiciel Pipesim 2022.1 (Schlumberger).....	55
Figure 37: Carte De Position De Puits Mdz801	57
Figure 38: Description Lithologique Des Formations Geologiques Du Puits Mdz 801	58
Figure 39: La Fiche Technique De Puits Mdz801	60
Figure 40: Rapport De Forage Et De Deviation – Puits Mdz-801/Tp198_Oilserv.....	61
Figure 41: Parametres Generaux Du Puits Mdz 801	63
Figure 42: Interface De Saisie La Trajectoire De Puits	63
Figure 43: Interface De Saisie La Temperature De Surface	64
Figure44 : Interface De Saisie La Completion De Puits	64
Figure 45: Profile De Puits Eruptif Mdz 801	65
Figure 46: Parameters De Perforations Et Ipr Model.....	65
Figure 47: Proprietes Du Fluide – Puit Mdz 801	66
Figure 48: Des Parametres De Calibration Et Des Correlations Pvt.....	66
Figure 49: Courbe Ipr Du Puits	66
Figure 50: Le Parametrage De La Duse De Production Et Materielle De Surface	67
Figure51 : Catalogue De Donnees De Test Pfd (Survey Data Catalog)	67
Figure 52: Comparaison Des Correlations d'ecoulement Verticale Et Horizontale.....	68
Figure 53: La Comparaison Entre Les Donnees Mesurees Et Les Modeles Simules	68
Figure54 : Interface De Calibration (Data Matching)	69
Figure 55: Resultats De La Calibration (Data Matching)	70
Figure 56: Analyse Nodale – Courbes d'inflow Et d'outflow Avec Point De Fonctionnement Du Puits Mdz 801.....	70
Figure 57: Evolution Du Debit d'huile Du Puits Mdz 801 (Septembre 2024 – Mai 2026).....	71
Figure58 : Des Proprietes Du Fluide-Fluide "G1" (Gas Lift)	71
Figure 59: Parametrage Du Point d'injection Le Plus Profond (Gas Lift)	72
Figure 60: Resultats Du Point d'injection Le Plus Profond.....	72

Figure 61: Configuration De Sensibilite Pour l'optimisation Du Puits Mdz 801 (Debit Gas Lift, Diametre Du Tubing, Du Duse)	73
Figure 62: Resultats De l'analyse Systeme - Debit Liquide En Fonction Du Debit d'injection De Gaz Pour Differentes Configurations (Diametre Tubing Et Diametre Duse)	73
Figure 63: Debit Liquide Et Pression En Tete De Puits En Fonction Du Debit d'injection De Gaz	74
Figure64 : Parametres Du Systeme Gas Lift - Point d'injection Et Proprietes Du Gaz Et La Completion.....	74
Figure 65: Schema De Completion Gas Lift Du Puits Mdz 801	75
Figure 66: Courbes d'inflow Et d'outflow Et Point De Fonctionnement Du Puits Mdz 801 Avec Gas Lift	75
Figure 67: Relation Debit (Q) – Pression (Pg) Pour Le Puits Mdz 801	76
Figure 68: Abaque Des Pertes De Charge Par Friction Dans Les Tubings Api.....	77
Figure 69: Courbe De Performance De La Pompe Esp – Modele Sn8500 (60 Hz / 3500 Rpm)	78
Figure 70: Conception De Pompe Esp Pour Le Puits Mdz 801	79
Figure 71: Catalogue Esp – Selection De Pompes (Debit Vise = 4,39 Sm ³ /H, Frequence = 50 Hz).....	80
Figure 72: Les Courbes De Performance d'un Seul Etage De La Pompe Reda d1050n	80
Figure73 : Configuration De La Pompe Esp Reda d1050n.....	81
Figure 74: Catalogue Des Moteurs Esp Reda	81
Figure 75: Catalogue Des Cables Esp	81
Figure 76: Courbe Reelle De Performance De La Pompe Reda D1050n Pour Tous Les188 Etages	82
Figure 77: La Completion Pour Le Systeme Esp.....	82
Figure 78: Schema De Completion Pour Systeme Esp Du Puits Mdz 801	83
Figure 79: Comparaison De l'impact Du Diametre De La Duse Sur Le Point De Fonctionnement Du Puits	83
Figure 80: Impact De La Frequence d'exploitation (40-70 Hz) Sur Le Point De Fonctionnement Du Puits	84

Liste des symboles et abréviations

ESP : Pompe Électro-Submersible / Electric Submersible Pump.

PCP : Pompe à Cavité Progressive / Progressing Cavity Pump.

SRP : Pompe à Tiges / Sucker Rod Pump.

GLV : Gas Lift Valve (Vanne de gas-lift).

VSD : Variable Speed Drive (Variateur de vitesse pour le contrôle du moteur).

PMM : Permanent Magnet Motor (Moteur à aimant permanent).

WO : Workover (Intervention de maintenance sur puits).

API : American Petroleum Institute (Indice de densité du pétrole)

mD : milliDarcy (Unité de perméabilité)

cP : centiPoise (Unité de viscosité)

IPR : Inflow Performance Relationship (Relation de performance d'afflux du réservoir vers le puits).

TPC : Tubing Performance Curves (Courbes de performance de la tubulure).

VLP : Vertical Lift Performance (Performance d'élévation verticale).

AOF : Absolute Open Flow (Débit maximum théorique).

IP : Indice de Productivité.

TDH : Total Developed Head / Total Dynamic Head (Hauteur dynamique totale que la pompe doit vaincre).

NVL : Niveau dynamique (Profondeur du niveau de liquide dans le puits en production).

TFL : Tubing Friction Loss (Pertes de charge dues au frottement dans le tubing).

BHP : Bottom Hole Pressure (Pression au fond du puits).

SBHP : Static Bottom Hole Pressure (Pression hydrostatique statique).

THP : Tubing Head Pressure (Pression en tête de puits).

GOR : Gas Oil Ratio (Ratio de gaz dissous dans l'huile).

GLR: Gas Liquid Ratio (Ratio gaz/liquide).

WGR: Water Gas Ratio (Ratio eau/gaz).

OGR: Oil Gas Ratio (Ratio huile/gaz).

PVT : Pressure-Volume-Temperature (Modélisation Pression-Volume-Température).

Pr : Pression de gisement / Pression moyenne du réservoir.

Pwf : Pression de fond dynamique (Flowing bottom hole pressure).

Pws : Pression de fond statique au niveau des perforations.

Pb : Pression de bulle (Point où la première bulle de gaz se libère).

PFD: Process flow diagram.

DST: Drill Stem Test.

HMD : Champ de Hassi Messaoud.

MD : Measured Depth (Profondeur mesurée le long de la trajectoire du puits).

TVD : True Vertical Depth (Profondeur verticale réelle).

WBM : Water Based Mud (Boue de forage à base d'eau).

OBM : Oil Based Mud (Boue de forage à base d'huile).

GIS : Système d'information géographique.

RMS : Root Mean Square (Mesure de l'écart moyen quadratique utilisée pour calibrer le modèle)

Introduction générale

L'industrie pétrolière mondiale fait face à un défi majeur : maintenir, voire accroître, les niveaux de production dans des gisements dont la pression de réservoir est en déclin naturel. Cette problématique est au cœur des préoccupations de SONATRACH, opérateur national algérien qui exploite les champs pétroliers de la région de Hassi Messaoud , l'un des bassins hydrocarbonifères les plus importants d'Algérie et d'Afrique.

Lorsque l'énergie naturelle du réservoir devient insuffisante pour assurer un écoulement spontané des fluides vers la surface, ou lorsque le débit de production tombe en dessous d'un seuil économiquement viable, il devient impératif de recourir à des systèmes d'activation artificielle. Ces systèmes apportent l'énergie complémentaire nécessaire pour maintenir ou améliorer la productivité des puits. Parmi les techniques les plus utilisées, on distingue le Gas-Lift (GL), la Pompe Électro-Submersible (ESP), la Pompe à Tiges (SRP) et la Pompe à Cavité Progressive (PCP).

C'est dans ce contexte que s'inscrit le présent mémoire de fin d'études. L'objectif principal est d'évaluer et de comparer les performances des méthodes d'activation artificielle appliquées au puits MDZ 801, situé dans le champ de Hassi Messaoud, afin de déterminer la solution la plus adaptée pour optimiser sa production face à son déclin naturel de productivité. La méthodologie adoptée repose sur l'analyse nodale et la modélisation numérique à l'aide du simulateur PIPESIM 2022.1.

Pour atteindre ces objectifs, ce mémoire est organisé en quatre chapitres. Le Chapitre I présente le champ de Hassi. Le Chapitre II décrit en détail les différentes méthodes d'activation artificielle (Gas-Lift, ESP, SRP, PCP). Le Chapitre III développe le cadre théorique de l'analyse nodale. Enfin, le Chapitre IV constitue le cœur pratique de ce travail sur le puits MDZ 801 et la recommandation de la méthode d'activation optimale.

Chapitre I

Généralité sur le champ de Hassi Messaoud

I. Présentation générale du champ de Hassi Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des gisements pétroliers les plus complexes au monde. Cette complexité résulte de son histoire géologique marquée par une évolution tectonique intense, caractérisée par des phases compressives et distensives [28].

Par ailleurs, le réservoir a subi des transformations diagénétiques importantes lors de son enfouissement au cours du temps géologique. Ces processus ont contribué à la formation actuelle du gisement [29].

Selon les conditions, ces phénomènes peuvent soit améliorer, soit détériorer les propriétés pétrophysiques du réservoir.

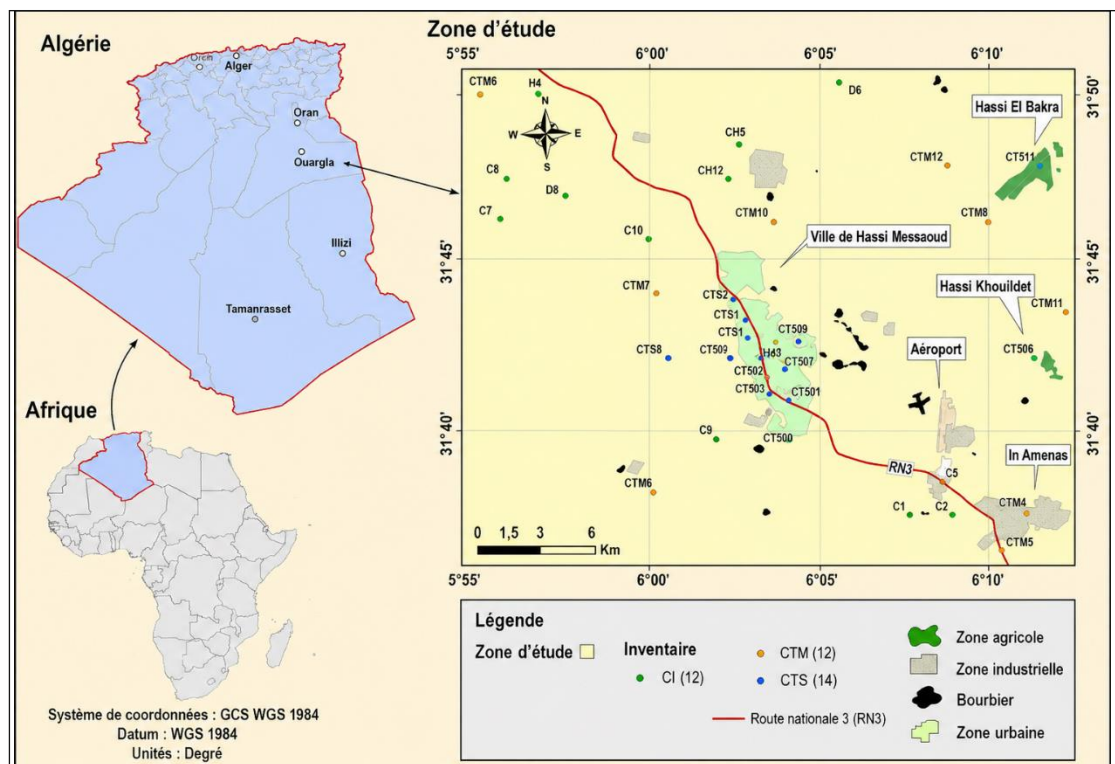


Figure 1: Champ de Hassi Messaoud

II. Historique de la découverte et de l'exploitation

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le **16 janvier 1956** grâce au forage MD1, réalisé à la suite d'une campagne de sismique réfraction à proximité du puits chamelier [30].

Le **15 juin 1956**, ce forage a mis en évidence la présence d'huile à une profondeur de **3338 m** dans les grès du Cambrien. Par la suite, en **mai 1957**, le forage OM1, situé à 7 km au nord-

nord-ouest de MD1 et réalisé par la C.F.P.A, a confirmé l'existence d'importantes réserves d'hydrocarbures [30].

Données principales du gisement :

- Mise en exploitation : 1958
- Superficie : 3300 km²
- Formation : Cambro-ordovicien
- Profondeur : 3100 à 3380 m
- Épaisseur : jusqu'à 250 m
- Type d'huile : légère (45.4° API)

Le champ était initialement réparti entre deux concessions :

- Au nord : C.F.P.A
- Au sud : SN. REPAL

Localisation géographique du champ

Le champ de Hassi Messaoud est situé au nord-est du Sahara algérien :

- À environ 850 km au sud-sud-est d'Alger
- À 280 km au sud-est de Hassi R'mel
- À 350 km de la frontière algéro-tunisienne

Il est limité :

- Au nord par Touggourt
- Au sud par Gassi Touil
- À l'ouest par Ouargla
- À l'est par El Borma

Gisements voisins :

- Ouest : Guellala, Ben Kahla, Berkaoui
- Nord-ouest : Ouarsenis Nord, Zidane Lakhdar, Boukhezana

- Nord-est : Rhourde Chegga
- Sud-est : Rhourde El Baguel, Mesdar
- Sud-ouest : El Gassi, Zotti, El Agreb

Coordonnées géographiques :

- Lambert :
 - X = 790 000 à 840 000 Est
 - Y = 110 000 à 150 000 Nord
- Latitude : 31°30' à 32°00'
- Longitude : 5°40' à 6°20'

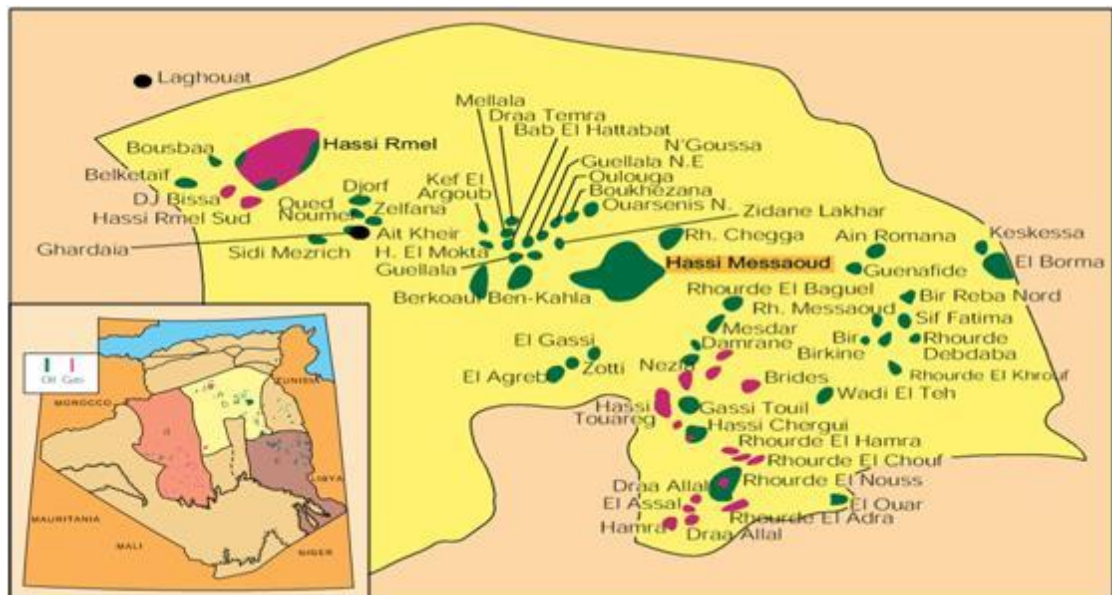


Figure 2: Localisation du champ

III. Structure géologique du réservoir

La structure du champ de Hassi Messaoud est caractérisée par un anticlinal subcirculaire d'environ **45 km de diamètre**, orienté selon une direction **Nord-Est / Sud-Ouest**. [31]

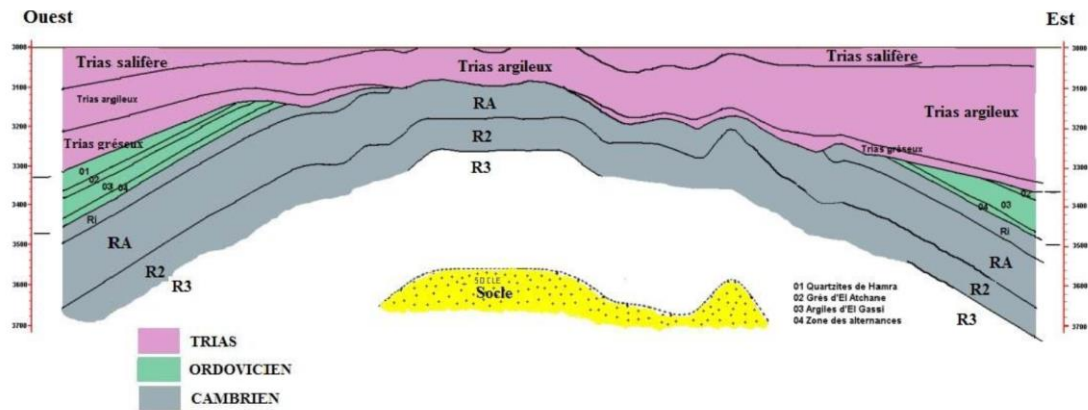


Figure 3: Carte structural du réservoir

III.1.Stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud :

La série stratigraphique du champ de HMD reposant sur un socle en granite. Les dépôts les plus anciens sont du paléozoïque inférieur (cambro-ordovicien), reposant sur un socle granitique. Ils sont recouverts en discordance par les séries mésozoïques. La série sédimentaire devient plus complète vers la périphérie. [32]

- **Le socle** : Rencontré à plus de 3650 m de profondeur, le socle est formé de roches magmatiques, essentiellement des granites porphyroïdes parfois roses altérées au sommet.
- **L'infra-cambrien** : C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région. Notamment au nord de la structure, 45m de grés argileux rouge lui sont attribués.
- **Le paléozoïque** : On distingue de la base au sommet les étages suivants :
 - **Le cambrien** : Grâce aux forages pétroliers de la région, il a été rencontré sous l'ordovicien inférieur et avant d'atteindre le socle précambrien, avec absence de faune, il représente le réservoir principal de Hassi Messaoud. Ces grés sont généralement hétérogènes, fins à grossiers, entrecoupés de silstones argilomiacés, l'épaisseur moyenne est de 590m. Il a été subdivisé en fonction de la nature pétrographique en quatre lithos zones, de bas en haut : « R3, R2, Ra, Ri ». Il est à noter cependant que dans la zone d'étude, seuls Ri et Ra sont traversé par des puits, le R2, R3 ne sont connus que par d'autres sondages.
 - **Ordovicien** : A l'échelle régionale, l'ordovicien est composé de plusieurs unités lithologiques, il est cependant à noter que la série est incomplète, suite à d'intenses érosions. Pour le champ de Hassi Messaoud, on distingue de la base au sommet seulement quatre unités lithologiques.

- **Trias** : Il est subdivisé en quatre unités (trias éruptif, trias argileux – gréseux, trias argileux, triassalifère).
- **Jurassique** : D'une épaisseur moyenne de 844m, c'est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaires au sommet et a alternance de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).
- **Crétacé** : D'une épaisseur moyenne de 1620 m, il est constitué d'un ensemble argilo gréseux à la base et carbonaté au sommet.

La stratigraphie et lithologie du champ de HMD se pressente comme suit

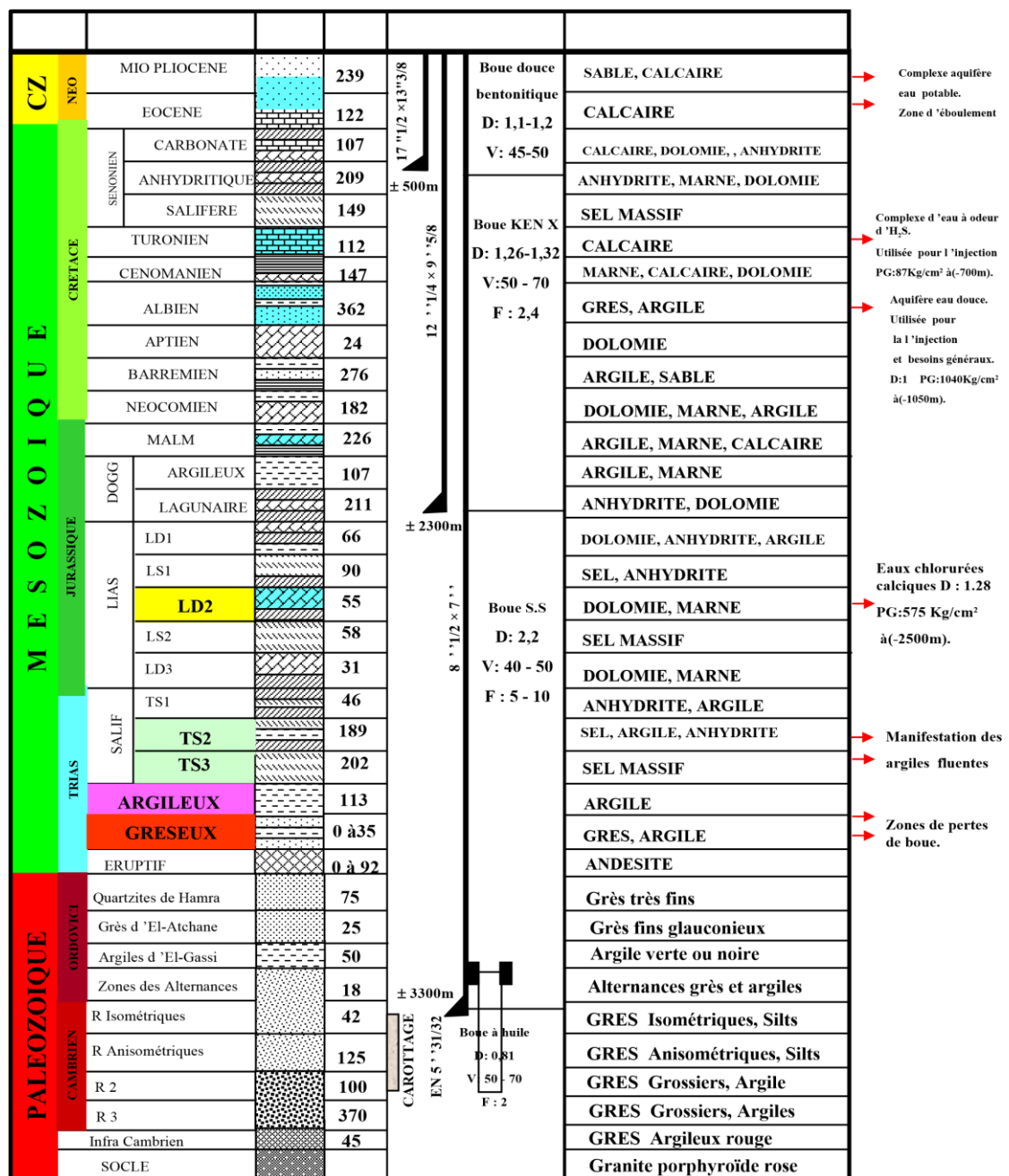


Figure 4: coupe lithostratigraphique du champ HMD

III.2.Organisation et zonation du champ

Le champ est subdivisé en zones en fonction des iso-pressions du réservoir. L'analyse de l'évolution des pressions en fonction de la production a permis d'identifier **25 zones productrices**.

Une zone de production regroupe des puits ayant un comportement similaire du point de vue pression. Ces puits exploitent collectivement un volume d'huile bien défini. [33]

Cependant, la pression ne constitue pas le seul critère de classification. D'autres paramètres doivent être pris en compte, et la zonation actuelle peut évoluer avec le temps.

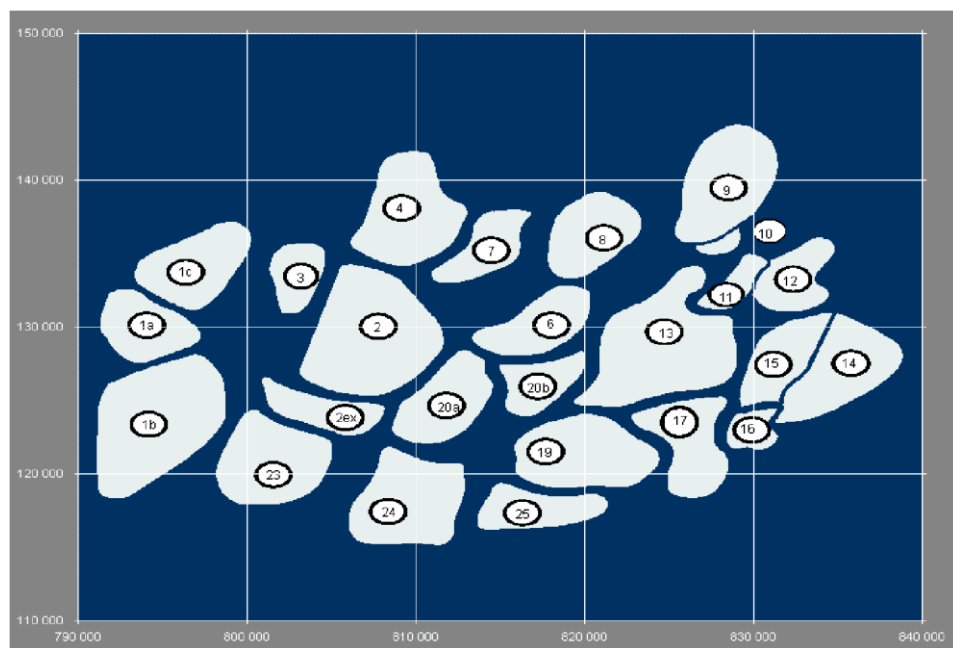


Figure 5: Carte des zones du champ

IV. Problèmes d'exploitation du champ

IV.1.Dépôts solides dans le tubing

Les principaux problèmes rencontrés sont :

- Dépôts d'asphaltènes
- Dépôts de sel liés à la présence d'eau salée. [34]

Ces dépôts entraînent :

- Obstruction du tubing

- Diminution de la productivité des puits

Les variations thermodynamiques favorisent la cristallisation des sels lors de la production. Pour limiter ce phénomène, l'injection d'eau douce est utilisée.

Cependant, l'incompatibilité entre l'eau injectée et l'eau de formation peut engendrer des dépôts de **sulfate de baryum**, difficiles à éliminer.

IV.2.Percées de gaz et d'eau

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs affectent fortement la production :

- Réduction de l'indice de productivité
- Impact plus sévère en cas de percée d'eau

Ces situations nécessitent souvent le recours au **gaz lift**, ce qui engendre des coûts supplémentaires. [35]

IV.3.Déclin de la pression du réservoir

La baisse de pression due à une production intensive empêche les puits de produire naturellement. Cela impose l'utilisation de méthodes d'activation, notamment le gaz lift. [35]

Limites du gaz lift :

- Injection de gaz non optimisée
- Problèmes de givrage
- Faible pression du réseau
- Pertes de charge dues à l'excès de gaz
- Gain de production limité
- Diminution d'efficacité avec la baisse du niveau de liquide

V. Caractéristiques pétrophysiques du réservoir

- Huile légère
- Pression : 120 à 400 kg/cm²
- Densité : 0.8 (45.4° API)

- Température : $\sim 118^{\circ}\text{C}$
- GOR : $\sim 219 \text{ m}^3/\text{m}^3$ (jusqu'à $1000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ en cas de percée de gaz)
- Porosité : 5 à 10 %
- Perméabilité : 0.1 à 15 mD
- Saturation en huile : 80 à 90 %
- Profondeur de référence : -3200 m
- Épaisseur productive : jusqu'à 120 m
- Contact huile/eau : -3380 m
- Viscosité de l'huile : 0.2 cP
- Facteur volumétrique : $1.7 \text{ m}^3/\text{stm}^3$. [36]

Caractéristiques de l'eau de formation :

- Salinité : 315 g/l
- Viscosité : 1 cP
- Densité : 1.2 g/cm^3 . [36]

Chapitre II

Méthodes d'activation des puits

I. Introduction

La majorité des gisements pétroliers tirent leur énergie primaire de l'expansion du gaz dissous, un mécanisme qui s'active naturellement lorsque la pression du réservoir diminue sous l'effet de la production. Cependant, cette énergie naturelle s'épuise souvent rapidement. Pour maintenir des taux de production économiquement viables, il devient indispensable de soutenir la pression du gisement. Ce maintien peut être assuré par : Des mécanismes naturels : tels que la poussée d'un aquifère actif ou l'expansion d'un chapeau de gaz (gas-cap). Des interventions artificielles : notamment via l'injection d'eau ou de gaz (récupération assistée). Parallèlement au maintien de la pression du réservoir, l'optimisation de la productivité exige souvent une réduction de la pression de fond de puits. Lorsque la pression naturelle ne suffit plus à remonter les fluides jusqu'à la surface, le recours aux méthodes d'activation (ou Artificial Lift) devient nécessaire. À l'échelle mondiale, l'importance de ces technologies est capitale, puisqu'environ 50 % des puits en exploitation dépendent aujourd'hui de ces systèmes pour fonctionner. [1]

II. Activation des puits

L'activation des puits ou la production assistée est une méthode utilisée pour assister les puits de production dans les champs matures et épuisés où les réservoirs ne peuvent plus produire avec leur énergie naturelle. Elle peut également être utilisée dans les champs plus jeunes pour augmenter les taux de production et améliorer l'économie du projet. Cette méthode sert à surmonter la pression au fond du puits afin qu'un puits puisse produire à un débit souhaité, soit en injectant du gaz dans la colonne de fluide de production pour réduire sa pression hydrostatique, soit en utilisant une pompe de fond pour fournir une pression de levage. [2]

III. Méthodes d'activation des puits

III.1. Gas lift

III.1.1. Définition

Le Gas lift est une méthode de production assistée qui augmente le débit de production de pétrole dans le puits en injectant du gaz à haute pression dans le tubing sur toute sa longueur, à l'aide d'une série de vannes. Le principe repose sur le fait que le gaz injecté réduit la densité des fluides présents dans le tubing, tandis que les bulles de gaz facilitent le déplacement des liquides vers le haut grâce à l'action de frottement. Le positionnement des vannes, les pressions

de fonctionnement et le débit d'injection de gaz sont déterminés en fonction des caractéristiques particulières du puits. [2]

III.1.2. Principe de gaz-lift :

Les puits producteurs sont classés en deux catégories :

Éruptifs : la pression du réservoir est suffisante pour remonter l'effluent à la surface et **non éruptifs** lorsque la pression de la formation n'est pas suffisante pour remonter le fluide jusqu'à la surface. Cela peut être le cas lors d'une nouvelle complétion ou lorsque la SBHP dans les puits existants a décliné. Les systèmes d'activation des puits sont utilisés sur des puits non éruptifs ou non suffisamment éruptifs

Pour comprendre le principe du gaz lift, il est nécessaire de se familiariser avec la pression hydrostatique et le gradient de fluide.

- Pression hydrostatique : la pression exercée par une colonne verticale de fluide, affectée par la hauteur et la densité du fluide.
- Gradient de fluide : la pression exercée par pied de hauteur verticale du fluide.

Le gaz est introduit dans la colonne d'huile aussi profondément que possible, habituellement de l'annulaire vers le tubing, mais peut parfois être du tubing vers l'annulaire.

Au fur et à mesure que le gaz se mélange à l'huile, il réduit sa densité, et donc son gradient. En réduisant le gradient, la pression hydrostatique diminue jusqu'à un point où la pression de formation est supérieure à la pression hydrostatique (BHP). Lorsque le gaz et l'huile se déplacent vers le haut, le gaz se dilate, ce qui réduit encore la pression hydrostatique. [3]

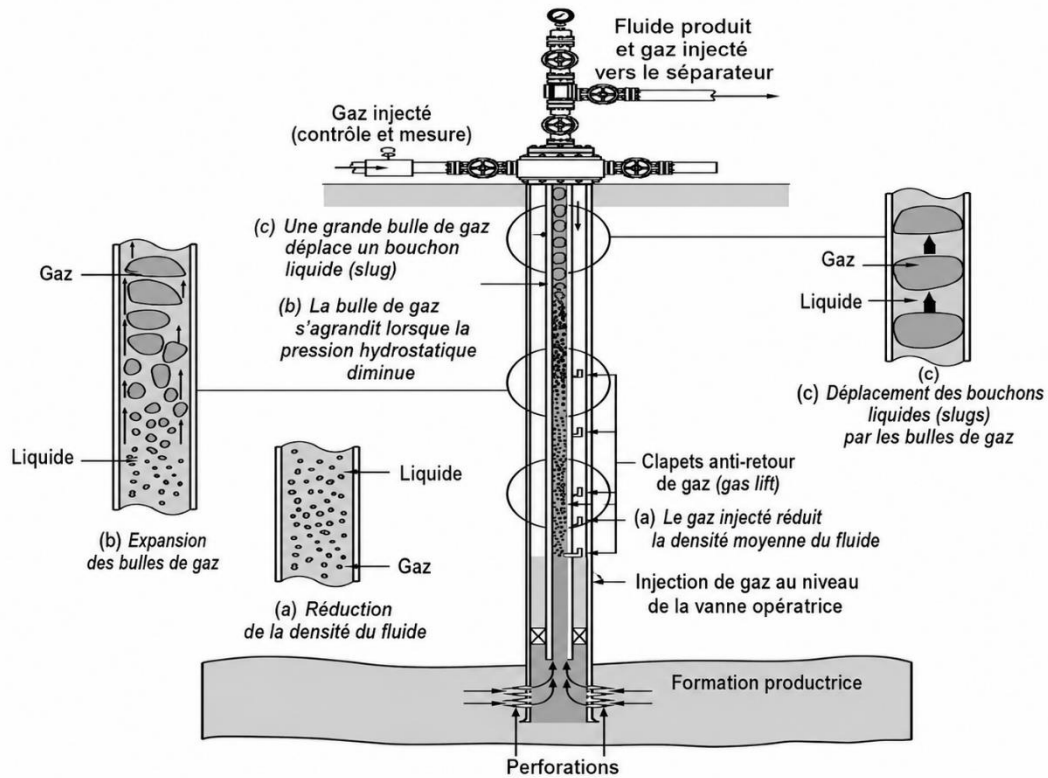


Figure 6: Mécanisme d'injection de gaz dans un système Gas Lift

III.1.3. Type de gas lift

Ils y a plusieurs types de gas-lift, ils sont classés :

- **Selon le mode d'injection** : Cette classification dépend de mode d'injection de gaz, soit continue, soit intermittente

a) Gas Lift à débit continu :

La technique de Gas Lift à débit continu consiste à injecter en permanence du gaz dans la partie inférieure du tubing pour améliorer l'écoulement du puits. Le mélange gaz-fluide réduit la pression hydrostatique et les pertes de charge par friction, ce qui augmente la production. En surface, le mélange est séparé : l'huile est stockée, tandis que le gaz est comprimé puis réinjecté dans l'annulus du puits à travers une vanne. [4]

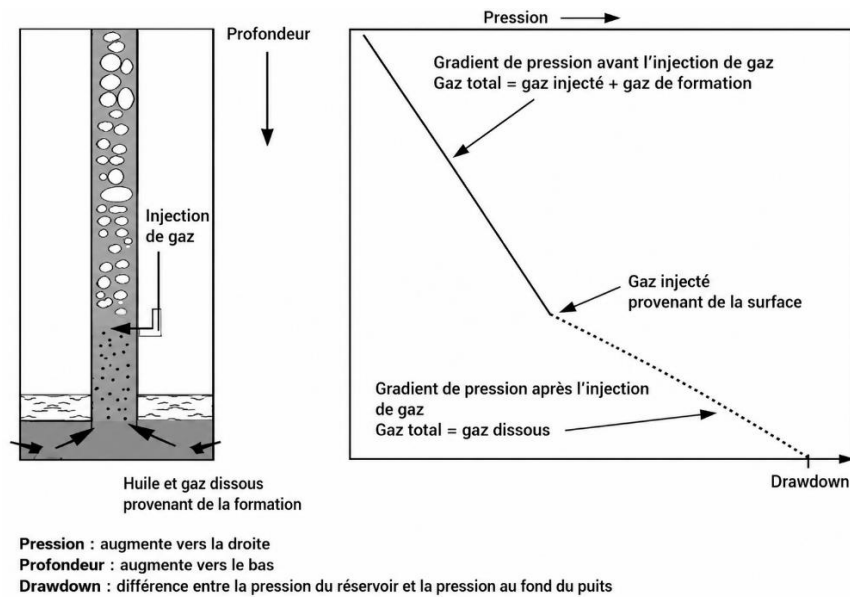


Figure 7: Le gradient de pression d'écoulement dans un puits à gaz lift continu [4]

b) Gas lift à débit intermittent :

Le Gas Lift à débit intermittent consiste à injecter périodiquement du gaz à haute pression pour pousser des colonnes de liquide vers la surface. Contrairement au débit continu, il ne réduit pas la densité du fluide, mais utilise l'expansion du gaz pour assurer la production. Après chaque cycle, l'injection s'arrête afin de permettre l'accumulation de liquide. Cette méthode est adaptée aux puits à faible productivité ou à faible pression de réservoir.

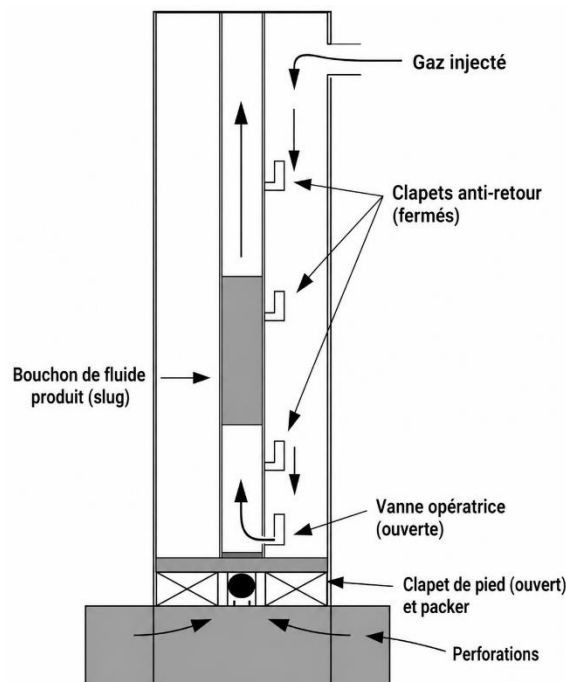


Figure 8: Cycle d'injection de gaz dans un puits de gaz lift intermittent

- Selon le mode de complétion : complétion multiple et la production des puits

a) Gas-lift direct :

L'injection de gaz dans ce cas fait par l'annulaire (tubing la production par le tubing), C'est la méthode là très répandue puisqu'il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation des équipements. [5]



Figure 9: Complétion Gas-lift direct

b) Gas-lift indirect : méthode comme suite :

- ✓ **Tubing concentrique (concentric tubing string)** : injecté dans un petit tube concentrique appelé le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques de gros diamètre [5]



Figure 10: Complétion Gas-lift indirect

- ✓ **Production par le casing et injection par le tubing** : Utiliser pour les puits de 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. [5]
- ✓ **Gas-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. [5]
- ✓ **Gas-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 produit le réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing, par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz. Le Gas-lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage. [5]
- ✓ **Auto Gas-lift** : Ce type de Gas-lift représente un cas très particulier, puisqu'il est lié au type de complétion (complétion intelligente) et à la nature de réservoir (existence d'un gaz cup), dans ce cas la source de gaz de l'injection est sous-terrain, des perforations au droit de la zone gaz cup au niveau de liner permet l'écoulement de gaz, et par conséquent il va jouer le même rôle que le gaz injecté depuis la surface. [5]
- **Selon le circuit d'injection** : Le gaz injecté provient soit du gaz de formation du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue deux circuits d'injection pouvant être utilisés :
 - ✓ **Gas-lift en circuit fermé** : Le gaz qui sert en gas-lift est récupéré à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydrations), et ré-comprimé par un compresseur, puis réinjecté dans le puits (Figure 9). [5]
 - ✓ **Gas-lift en circuit ouvert** : Du gaz traité provenant d'un gisement de gaz est utilisé pour le gas-lift. Après l'utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou bien commercialisé.

III.1.4. Équipement de Gas lift

L'équipement de Gas lift peut être classé en équipement de surface et en équipement de subsurface. [5]

III.1.4.1. Équipements de surface :

Au niveau de la surface, le système de gas lift est composé des éléments suivants :

A. Compresseur de gaz :

Il fournit le gaz sous pression nécessaire pour le Gas lift. Il peut être situé à proximité du puits ou dans une installation séparée et entraîné par diverses sources d'énergie telles que des moteurs électriques, des turbines à gaz ou des moteurs à combustion interne. [6]

B. Le contrôleur d'injection de gaz :

Conçu pour réguler la quantité de gaz à injecter dans le tubing. Généralement, il s'agit d'une vanne de commande pneumatique qui utilise de l'air pour ajuster l'ouverture de la vanne et ainsi contrôler le débit d'injection. [6]

C. Collecteur de gaz :

Il collecte le gaz produit par le puits et le dirige vers le compresseur de gaz pour le recyclage ou vers d'autres processus de traitement. [6]

III.1.4.2. Équipements de fond :

Les équipements de fond d'un système de gaz lift comprennent des mandrins, des verrous de vannes de gaz lift et des outils d'emboîtement (kick-over tools). [7]

A. Mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrels) :

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)] . [7]

Mandrins à poche latérale : Cette technologie majeure a été introduite en 1954 par le constructeur américain CAMCO, en parallèle au développement des opérations de travail au câble (wireline). Intégrés directement dans la colonne de production, ces mandrins sont descendus vides (ou munis de vannes factices dites de test) lors de la complétion initiale du puits. L'installation, le repêchage et le remplacement des vannes d'injection s'effectuent par la suite directement depuis la surface via une unité wireline, éliminant ainsi le besoin de remonter le train de tubing, [7]

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. [5]

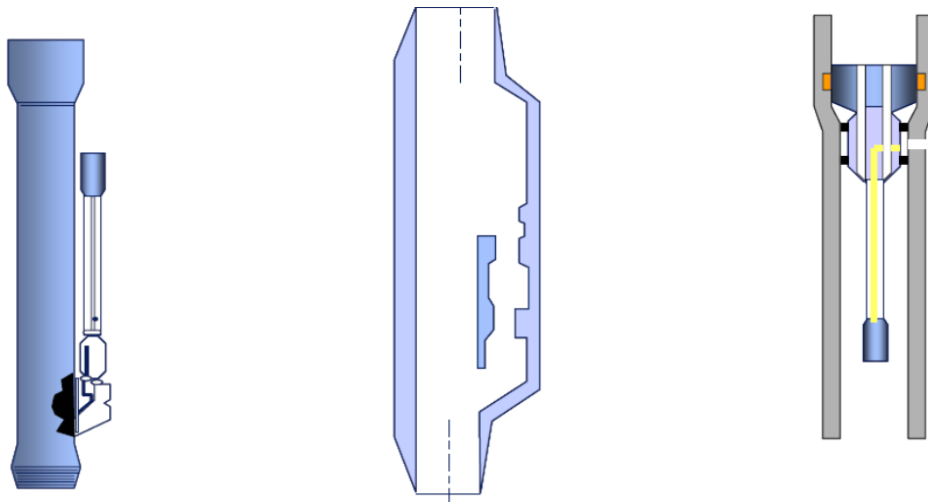


Figure 11: les types des mandrins (conventionnel, à poche latérale, avec vanne concentrique)

B. Vanne de Gaz Lift :

La vanne de gaz lift est un dispositif situé à l'intérieur du mandrin de gaz lift et qui assure la communication entre le tubing de production et l'annulaire. La principale fonction d'une vanne de gaz lift est de contrôler le flux de gaz injecté depuis la surface dans le tubing. La vanne de gaz lift peut être considérée comme le cœur d'un système de gaz lift car l'optimisation d'un système de gaz lift dépend principalement du nombre et de la position des vannes de gaz lift ainsi que des réglages initiaux de cette vanne.

Une configuration classique d'une vanne de Gaz Lift installée à l'intérieur d'un mandrin à poche latérale (mandrin récupérable par câble) est illustrée à la (Figure 12). Le gaz injecté à haute pression est forcé dans l'espace annulaire entre le tubing et le casing. Si la pression du gaz annulaire à la profondeur de la vanne est suffisamment élevée, la vanne s'ouvre, permettant au gaz d'entrer dans le tubing par la vanne. Ce gaz injecté se mélangera aux fluides à l'intérieur du tubing pour réduire la pression hydrostatique et donc la pression au fond du trou BHP. [7]

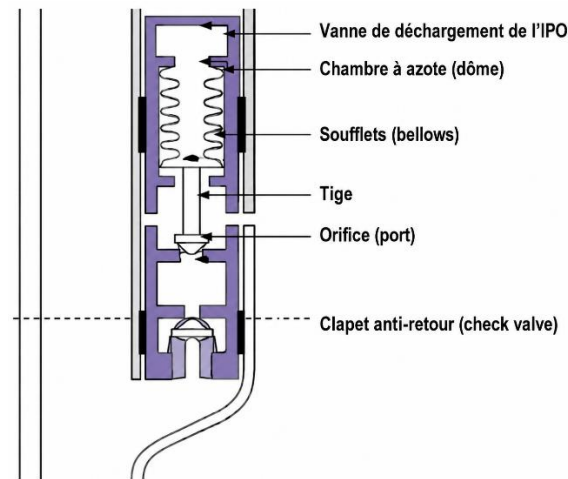


Figure 12: conventional unloading valve

C. Latch Valve :

Les loquets de vannes de Gaz Lift Pour récupérer le loquet et la valve qui y est attachée, l'opérateur secoue la ficelle de l'outil vers le haut pour libérer la goupille de cisailant et en désengageant le mécanisme de verrouillage du profil de poche du loquet. Les loquets sont normalement munis d'un joint torique pour empêcher les débris de pénétrer dans la poche du mandrin. Des loquets communs sont disponibles pour les vannes à gaz lift de 1 in et 1 1/2 in OD (Figure 13). [7]

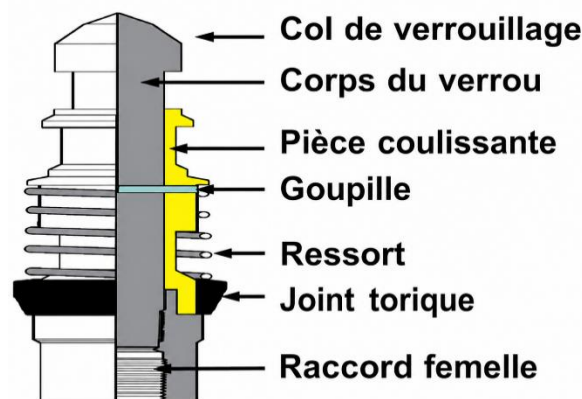


Figure 13: Valve Latch

D. Outils d'introduction des équipements de gaz lift (Gaz Lift Kick-over Tools) :

Sont des dispositifs à câble utilisés pour installer et récupérer sélectivement des vannes à gaz lift sur des mandrins à poche latérale avec un manchon d'orientation. La plupart du temps, les techniques wireline standard peuvent être utilisées pour faire entrer des outils de débordement dans le puits. Le manchon d'orientation guide l'outil de débordement dans un alignement parfait

au-dessus de la poche du mandrin et permet ainsi l'installation ou la récupération précise de vannes à gaz lift ou de vannes factices. Les outils gaz lift sont également utilisés pour installer ou récupérer des dispositifs de contrôle pour l'injection de produits chimiques et l'injection d'eau. [7]

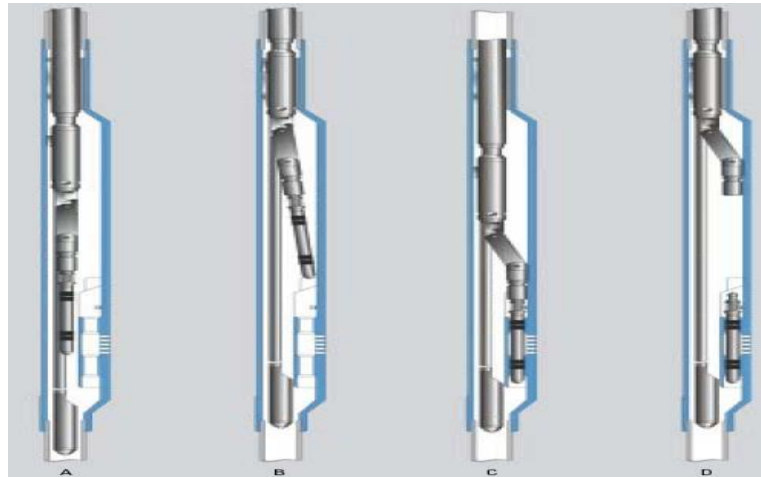


Figure 14: Outils de mise en route de gaz lift [7]

III.1.5. Avantages et Les inconvénients de Gas Lift

Les avantages et les inconvénients de la méthode gas lift sont les suivants :

Tableau 1: Les avantages et les inconvénients de Gas Lift

Avantages	Inconvénients
Fonctionnement fiable.	Inefficacité dans les systèmes à faible volume en raison des coûts d'investissement liés à la compression et au traitement du gaz.
Grande tolérance aux solides (bien que les vitesses d'érosion être critiques).	Nécessité de gaz de démarrage pour l'amorçage (kick-off).
Capacité à gérer des taux de production élevés.	Difficulté avec les bruts très lourds ou visqueux.
Utilité pour les opérations offshore où l'espace pour les systèmes de pompage peut être limité.	Risque de formation d'hydrates en surface ou dans les vannes de gas lift (GLV).
Généralement maintenable par câble (wireline).	Nécessité d'une surveillance continue, d'optimisation et de dépannage (ce n'est pas simple mais essentiel).
Accès "Full-bore" (plein passage) à travers le tubing sous les vannes de gas lift.	Limitation de la profondeur de levage maximale (régie par la pression de fond minimale, FBHP).
La déviation du puits n'est pas restrictive. (Si les puits sont trop déviés pour le wireline, ils peuvent être entretenus par coiled tubing).	Besoin possible de tubing et de cuvelages (casings) haute résistance en raison des pressions élevées du gaz d'injection dans l'annulaire.
Relative insensibilité à la corrosion.	

III.2. Le pompage centrifuge immergé

III.2.1. Définition

Le pompage centrifuge immergé est un mode de récupération assistée, généralement il est utilisé dans les réservoirs dépités qui ont un haut water-cut et un GOR bas. Le Système de Pompe submersible électrique (ESP) comprend un moteur électrique et une pompe centrifuge sur la colonne de production, qui sont connectés au mécanisme du contrôle de la surface et un transformateur par un câble électrique.

Comme montré dans la figure 15, Les composants du fond sont suspendus au tubing au-dessus des perforations des puits. Dans la plupart des cas le moteur est localisé sur la partie inférieure de la pompe. Au-dessus du moteur le protecteur, la prise (Intake) ou séparateur du gaz et la pompe. Le câble électrique est rayé au tubing et branché dans le sommet du moteur. [9]

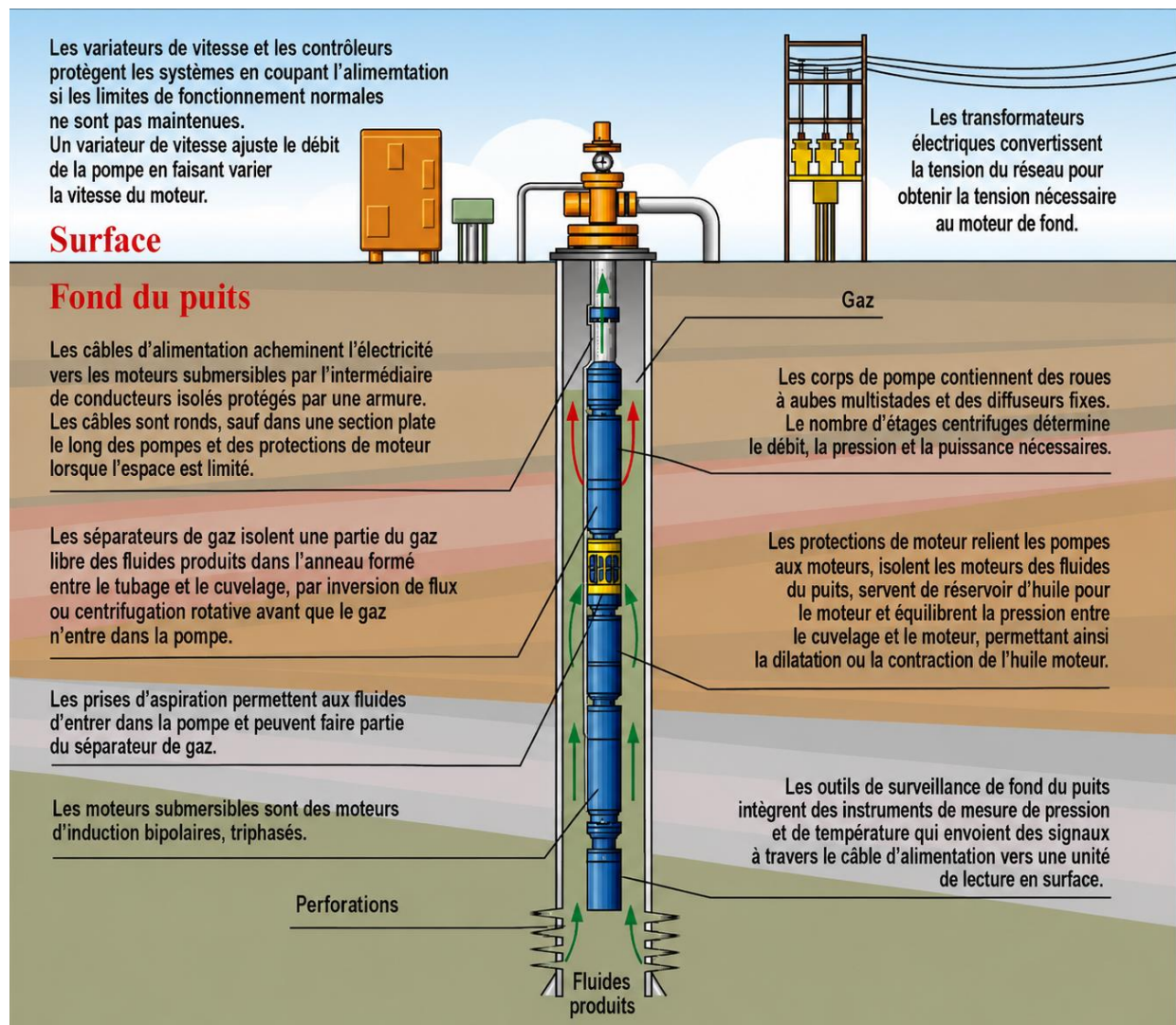


Figure 15: Composants de surface et de fond d'un système ESP

III.2.2. Les composants d'un System ESP

III.2.2.1. Les équipements de fond

A. La pompe centrifuge

Une Pompe Centrifuge est une pompe à plusieurs étages. Chaque étage comporte un rotor équipé avec des aubes, à l'intérieur d'un diffuseur localisé sur un arbre axial en série conduit par un moteur électrique. La pompe est normalement attachée à la colonne de la production. [10]

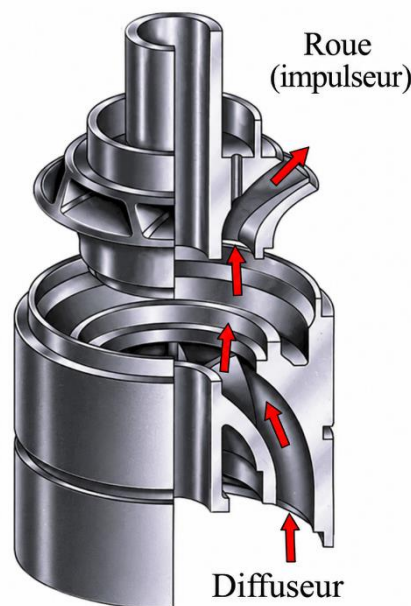


Figure 16: Schéma d'une pompe centrifuge

Les composants de la pompe centrifuge

- **Rotor (Impeller) :** Le rotor est accordé à l'arbre et tourne au tr/min du moteur. Comme le rotor tourne il donne une force centrifuge au fluide de la production,
- **Le diffuseur (Diffuser) :** Le diffuseur dirige le fluide vers le prochain rotor et il ne tourne pas.
- **Les étages (Pump Stage) :** Un étage de la pompe est formé d'un rotor et d'un diffuseur.
- **L'arbre (Shaft) :** L'arbre de la pompe est connecté au moteur (à travers le séparateur du gaz et le protecteur), et tourné au tr/min du moteur.
- **La prise (Intake) :** La prise (Pump intake) est attachée à la fin inférieure du logement de la pompe (pump housing) son rôle est de fournir un couloir pour les fluides pour entrer et une garniture pour attacher au protecteur [10]

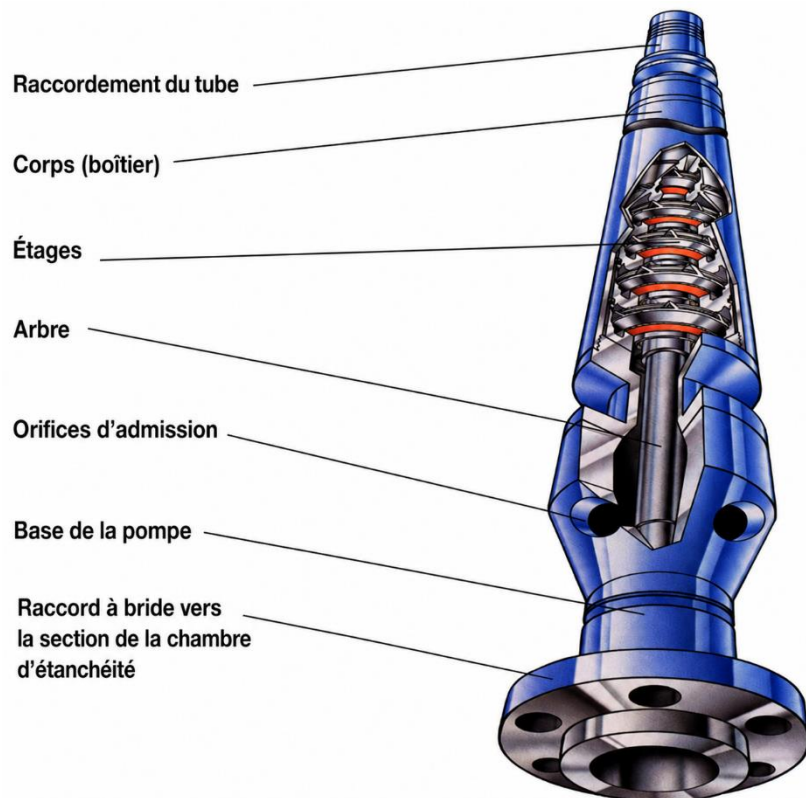


Figure 17: Vue en coupe d'une pompe centrifuge multi-étagée

B. Le séparateur

Dans les puits avec haut GOR les Séparateurs de gaz remplacent les prises de la pompe standard (intake) et aident à améliorer la performance de la pompe en séparant une portion du gaz libre avant qu'il entre le premier étage. Cela aide à éliminer le gazlocking et à étendre le domaine d'application des systèmes d'ESP

Les composants de séparateurs

- Gaz Vent Port
- Guide Vane
- Inducer or High Angle Vane Auger (HAVA)
- Chambre de Séparation
- Intake
- Arbre (Shaft). [10]

C. Séparateur de gaz

Dans les puits à haute présence du gaz libre, la performance de la pompe ESP réduit à cause de phénomène de cavité. Alors il faut séparer du gaz au liquide avant de réduire la production et

la durée de vie de système. Pour cela un séparateur est installé j fluide dans la pompe (aspiration) qui l'annulaire. [10]

D. Le protecteur

Les composants du protecteur

- Joints d'étanchéité mécanique (Mechanical Seals).
- Sac élastomère (Elastomer Bag).
- Chambre labyrinthe (Labyrinth Chamber).
- Coussinet (Thrust Bearing).
- Echangeur de température (Heat Exchanger). [10]

Le rôle du protecteur

La section de protecteur est située entre la pompe et le moteur. Son but essentiel est d'isoler le moteur du fluide produit. La construction du protecteur permet :

- L'égalisation de la pression entre la pression d'entrée et la pression intérieure du moteur.
- Fournir un espace pour la dilatation et la contraction de l'huile du moteur (dilatation thermique à partir de la température de fond plus la température du moteur).
- Protège l'huile du moteur de la contamination avec le fluide produit : deux joints d'étanchéité mécanique (figures 15) fournissent une double protection sous la forme d'une barrière contre la migration de fluide le long de l'arbre.
- Absorbe-le stress généré par la pompe et dissiper la chaleur produit du stress [10]

E. Le moteur

Le rôle essentiel du moteur est de convertir l'énergie électrique dans le moteur au mouvement qui va tourner l'arbre. L'arbre est connecté à la pompe à travers le protecteur et le séparateur. Les moteurs électriques dans l'ESP sont généralement des moteurs à deux pôles, triphasé, de type à induction [10]

F. Le câble

Le câble électrique de l'ESP transmet l'énergie électrique requis au moteur, ce câble est spécialement construit pour les applications aux environnements au fond des puits. La plupart des câbles sont composés au moins de quatre (04) éléments suivants : conducteur, isolant,

jaquette et armure (protection mécanique assuré par un blindage d'asservissement en acier ou en monel. [10]

III.2.2.2. Equipement de surface

Le matériel de surface pour une installation typique est illustré sur la (figure 15). Une armoire de commande incluant des appareils pour la protection du moteur et la souplesse des opérations tels que : ampèremètre –enregistreur, relais de surcharge, disjoncteur, minuterie de démarrage et des arrêts. Des transformateurs sont construits pour convertir la tension de la ligne primaire aux besoins de tension de moteur. [11]

A. Tête du puits

Pour les installations de système ESP, des têtes de puits spéciaux sont utilisés pour supporter le poids des équipements de fond et maintenir le contrôle de l'annulaire.

Ils doivent fournir une étanchéité non seulement autour du tubing, mais aussi autour du câble. Des différentes solutions sont disponibles, la (figure 18) montre une tête du puits qui permette une alimentation directe de câble à travers. Autres têtes du puits sont équipées avec un connecteur électrique, le câble électrique venant de switchboard aussi a un connecteur, les deux sont réunis dans la tête du puits. Ce type des têtes du puits admettre plus de pression que le premier type et ils sont plus facile à l'utiliser. [11]

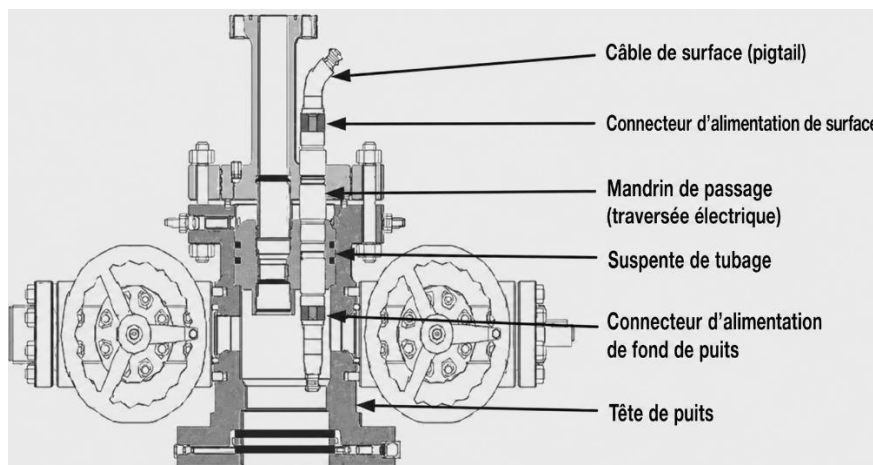


Figure 18: Schema de la tête de puits et des connections électriques de surface pour système ESP.

B. Boite de jonction (Junction Box)

Le câble électrique venant du puits doit être connecté dans la surface avec le câble d'alimentation, comme montré sur la (figure 15) les deux câbles sont connectés dans la boîte de jonction. Cette boîte performe les trois fonctions importantes suivantes :

- Il assure la connexion électrique entre le câble de fond et de surface.
- Il évacue tout gaz dans l'atmosphère qui pourrait atteindre ce point à cause de la migration des gaz à travers le câble. Évacuation de gaz élimine le risque d'incendie ou d'explosion quand il rentre dans le switchboard.
- Il agit comme un point de test facilement accessible pour le contrôle électrique des équipements de fond. [11]

C. Armoire de contrôle (Switchboard)

Le switchboard est le centre de contrôle de l'ESP, il agit comme un contrôleur de moteur et en conséquence il commande le fonctionnement de toute l'installation. Le switchboard standard travaille sous une fréquence électrique constante, il varie en taille, conception et puissance. Il a les fonctions suivantes :

- Fournit un contrôle interruption marche / arrêt (on / off) de l'équipement ESP à l'alimentation.
- Protège les équipements de surface et de fond des grandes variétés des problèmes.
- Surveille et enregistre des paramètres importants pendant le fonctionnement de la pompe. [11]

D. Le variateur de vitesse (ESP variable speed drive)

Variable speed drive (VSD) permettre de contrôler la vitesse de moteur pour varier la performance de l'ESP. Le contrôle de vitesse du moteur peut nous aider à diminuer la température du moteur, augmenter les capacités de la manipulation de gaz de l'ESP, contrôler le drawdown du puits, ajuster l'ESP par rapport au changement des conditions du puits, diminuer la fatigue du moteur au démarrage. [11]

E. Transformateur

Dans la majorité des cas, la tension de surface disponible n'est pas compatible avec la tension du moteur requise, des transformateurs doit être utilisés pour fournir le niveau de tension requise en surface. La distribution d'énergie dans le champ pétrolifère est à des tensions de 6000 volts ou plus, tandis que le moteur de l'ESP fonctionne à des tensions comprises entre 250 et 4000 volts. Les transformateurs sont manufacturés en différents size and accessoires pour adapter à l'installation de l'ESP. La tension de surface requise dépend fortement de la profondeur de la pompe immergée dès que la chute de tension dans le câble électrique augmente

avec sa longueur. La somme de la chute de tension avec la tension du moteur sélectionné donne la tension de surface nécessaire. [11]

F. Centralisateur

Particulièrement utilisés dans les puits déviés pour éliminer l'endommagement et obtenir un refroidissement approprié des équipements, ils empêchent également l'endommagement du câble dû au frottement. [11]

G. Moniteur de pression et de température

Les besoins de changer la dimension de la pompe, le débit ou faire un workover du puits peuvent être déterminés quand des données actuelles sur la pression du réservoir sont valables. Et pour cela un moniteur utilisé pour la mesure conjugale de la pression et la température du fond de puits, ayant la possibilité d'enregistrer spontanément et sans interruption les deux paramètres, afin de détecter les déficiences électriques, et régler la vitesse de fonctionnement en utilisant le VSD. [11]

III.2.3. Principe des pompes centrifuges

L'arbre est connecté au protecteur et au moteur. Il transmet la rotation du moteur aux rotors de la pompe.

Les étages de la pompe sont les composants qui fournissent l'augmentation de pression au fluide. Le stage est composé d'un rotor (un ensemble des aubes fermés tournant) et d'un diffuseur stationnaire (stator).

Les stages sont connectés en série pour augmenter graduellement la pression jusqu'à la pression calculée pour atteindre le débit désiré. La (figure 16) montre le chemin du fluide, le fluide entre dans le rotor, le moment de rotation appliqué au fluide par le rotor est converti en énergie cinétique (en forme de vitesse). Une fois sortie du rotor, le fluide entre dans le diffuseur et diffusé vers l'étage prochain (la vitesse est convertie en pression). Ce processus continue jusqu'à où le fluide passe par tous les étages de la pompe et la pression de refoulement désigné est atteinte. Cette augmentation de pression est souvent référée comme le TDH de la pompe (Total Developed Head). [12]

III.2.4. Courbe de performance de la pompe

Cette courbe indique la relation entre la capacité de tête délivré par la pompe et le débit passer à travers. Les caractéristiques montrées dans cette courbe (figure 19) sont

- Le domaine de fonctionnement.
- La capacité de tête (feet).
- Efficacité de la pompe (%).
- Effet de la pompe (BHP).

La courbe est tracée basant sur des données réelles. Généralement on peut dire que quand le débit augmente, la capacité de tête diminue, la pompe peut délivrer sa tête maximale quand il n'y a pas d'écoulement à travers la pompe (quand la vanne de décharge est fermée). [13]

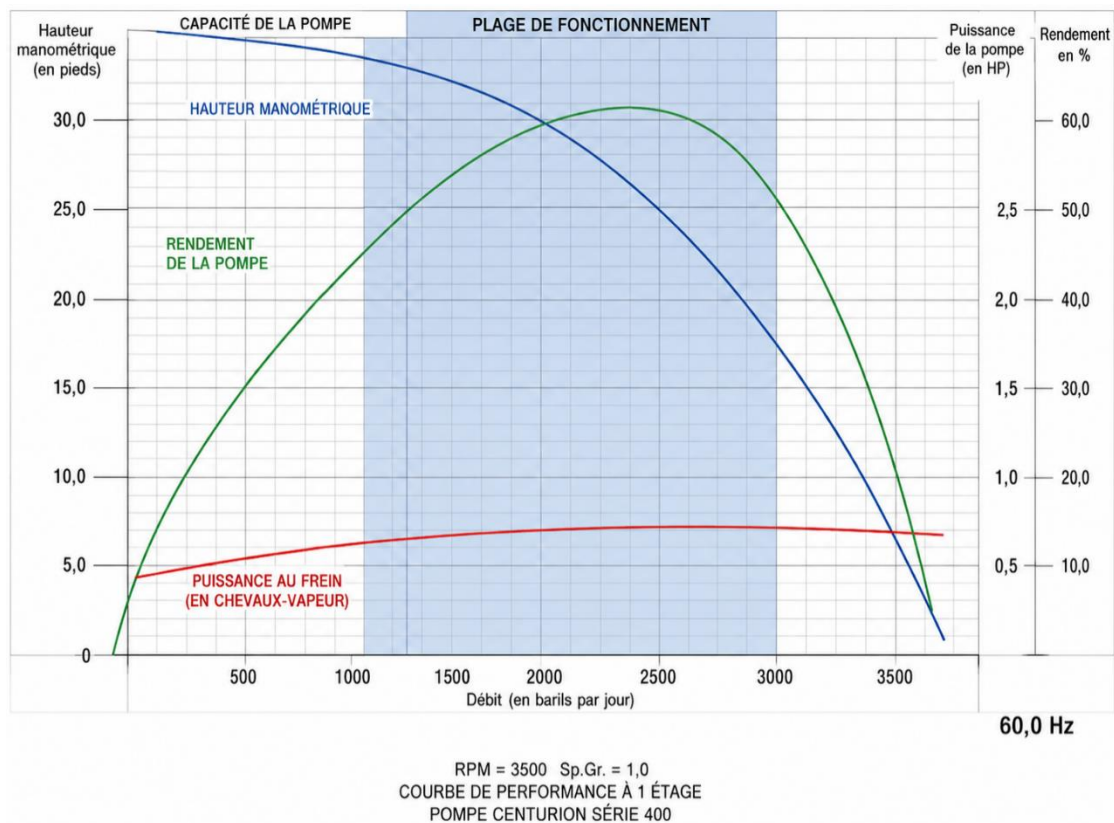


Figure 19: Courbe de performance d'un étage de la Pompe ESP

III.2.5. Les différents facteurs influent la durée de vie de la pompe

III.2.5.1. Désigne

Un désigne propre pour l'unité de pompage est le premier facteur pour achever une longue durée de vie pour la pompe. Les conséquences d'un désigne non approprié va sortir la pompe de son domaine de fonctionnement ce qui accélère la diminution de sa durée de vie. Le sous dimensionnement de la pompe va entraîner des vibrations au moteur, le surdimensionnement de la pompe va causer l'échauffement du moteur (généralement causer par les changements des paramètres de production). [14]

III.2.5.2. Gaz libre

L'effet néfaste du gaz libre sur l'ESP

- Déplacement de la pompe vers le haut à cause de la poussée du gaz produit Avec l'huile.
- Gaz locking (En présence du gaz comprimé dans les étages de la pompe,
- L'étage à partir de sa conception ne peut pas jouer le rôle de convertir l'énergie Cinétique en énergie de pression pour les gaz).
- Perte de production (Si le GOR augmente $\Rightarrow Q_g$ augmente $\Rightarrow Q_o$ diminue).
- Stresses mécaniques et électriques.
- Pannes imprévues

Pour résoudre le problème du gaz libre il faut soit l'éviter, séparer ou le pomper. [14]

III.2.5.3. Viscosité

Un fluide visqueux peut causer plusieurs problèmes. Quand la viscosité de fluide augmente, le BHP requis par la pompe augmente aussi. Ils produisent aussi plus de perte de charge la longueur du tubing qui va pousser la pompe à travailler plus. [14]

III.2.5.4. Corrosion

La présence de CO_2 et H_2S peut influencer l'unité de pompage par éroder les connexions électriques et l'étanchéité. La sélection de matériel approprié peut éviter ce problème. [14]

III.2.5.5. Sable

Le sable accélère l'échec de la pompe à cause de l'augmentation de vibration de l'arbre qui va mener à perdre l'étanchéité mécanique de protecteur, en conséquence échec du moteur à cause de migration du fluide de réservoir dedans. Le même sable peut être produit plusieurs fois à travers la pompe sans aboutir la surface.

La stratégie la plus efficace est d'éliminer ou diminuer la production de sable, comme on peut sélectionner un matériel approprié dans le design qui résiste abrasion et fournir plus de stabilisation à l'arbre de rotation. [14]

III.2.5.6. Dépôt

Dépôts, asphaltènes, paraffine peut se déposer dans la pompe. Le résultat est boucher ou diminuer l'écoulement à travers la pompe, diminuer son efficacité qui est associé avec le danger

de griller le moteur. Le remède est soit par traitement chimique ou un revêtement (téflon) ou utiliser une pompe avec des étages mixés. [14]

III.2.5.7. Echec électrique

Cet échec peut se produire soit à la surface qui sont facile à rectifier ou dans le fond qui nécessite un workover pour changer le câble ou l'ESP. [14]

III.2.5.8. Vieillessement

Bien que la pompe s'est fonctionnée dans ce propre désigne, certains composants vont atteindre son échec, surtout concernant les articles consommables comme les étanchéités, huile du moteur et les joints toriques, aussi les composants électriques et les outils de monitoring. [14]

III.2.6. Avantages et inconvénients des ESP

Les avantages et inconvénients des ESP sont :

Tableau 2: Les avantages et inconvénients des ESP

Avantages	inconvénients
Ajout d'énergie élevé	Tolérance limitée au sable
Haute efficacité (70 %)	Faible tolérance au GLR (sans séparateur)
Non affecté par la déviation	Installation ou treuil requis en cas de défaillance
Bon lien avec la collecte de données	Défaillances électriques (câbles)
Taux de production élevés	Durée de vie limitée si mal conçue, installée et exploitée
Facile à contrôler	Tolérance de température limitée

III.3.Pompe à tiges (Sucker Rod Pump) :

III.3.1. Généralités :

La pompe à tiges (SRP) constitue l'une des méthodes de levage artificiel les plus simples et les plus répandues. Elle représente également la solution la plus couramment choisie parmi les techniques de production artificielle. Aux États-Unis, environ 80 à 85 % des puits sont exploités à l'aide de pompes à tiges, tandis qu'à l'échelle mondiale, cette proportion atteint près de 50 % (Figure 20). [15]

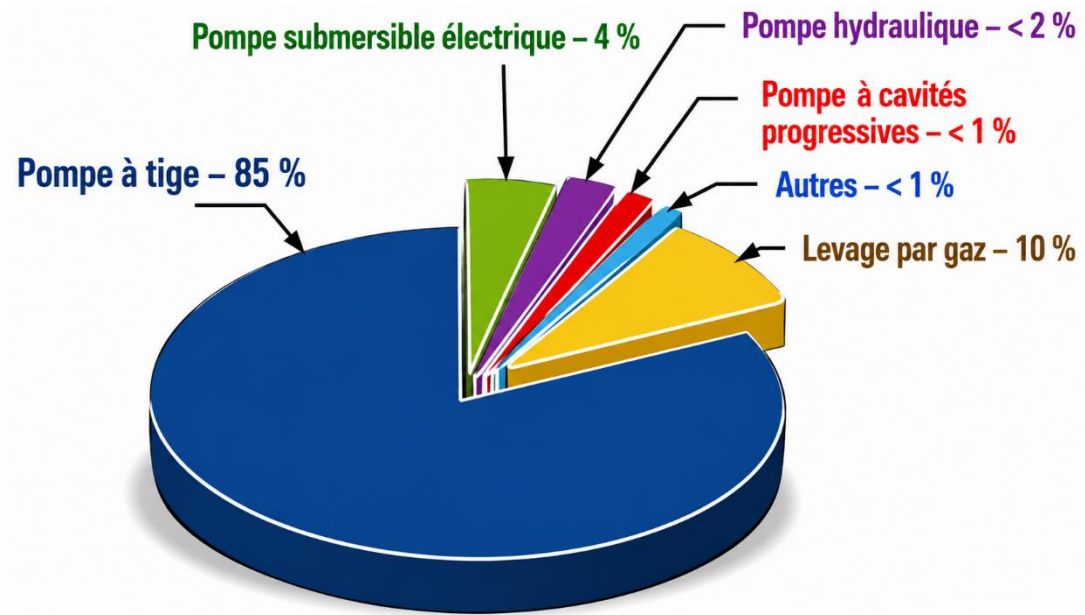


Figure 20: Répartition des méthodes d'activation utilisées sur le parc de puits étudié

III.3.2. Principe de fonctionnement des Pompes Sucker Rod Pump

Le pompage est assuré par une pompe volumétrique verticale constituée d'un cylindre et d'un piston creux équipé d'un clapet, l'ensemble étant descendu à l'intérieur du tubing. La pompe est fixée à l'extrémité d'un train de tiges. Depuis la surface, un moteur met en mouvement le dispositif par l'intermédiaire d'un balancier ou d'un élévateur hydraulique.

La pompe à piston comprend un clapet anti-retour fixe (standing valve) ainsi qu'un piston percé en son centre pour permettre le passage du fluide. Ce passage est muni d'un second clapet anti-retour, appelé travelling valve. Le piston effectue ainsi un mouvement alternatif vertical à l'intérieur d'un cylindre (barrel), lequel peut être intégré au train de tubing ou ancré à l'intérieur de celui-ci.

Lors de la montée du piston, le travelling valve se ferme sous l'effet du poids du fluide situé au-dessus. Le fluide est alors refoulé vers le haut, tandis que l'espace compris entre les deux clapets, dont le volume augmente, se remplit de fluide provenant de la formation, le standing valve permettant l'écoulement dans ce sens. [15]

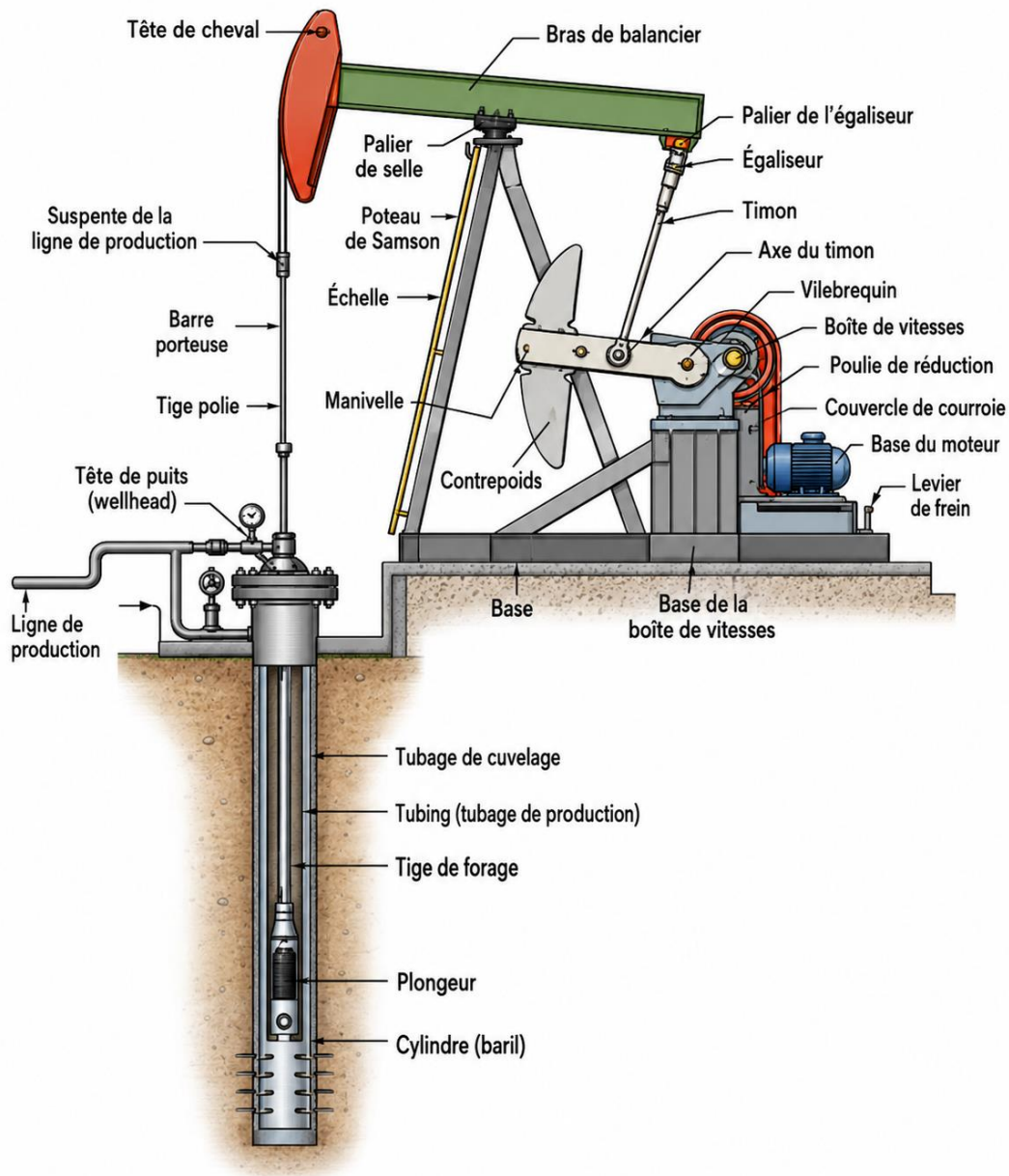


Figure 21: Schéma d'une unité de pompage sucker rod pump

III.3.3. Cycle de pompage

Les différentes étapes du cycle sont représentées à la figure

III.3.3.1. Piston en fin de course descendante

À ce stade, l'effluent traverse le clapet mobile, qui est ouvert. En revanche, le poids de l'effluent contenu dans le tubing ainsi que la contre-pression en tête de puits s'exercent sur le clapet fixe, le maintenant fermé. Si la pression au fond du puits et en production dépassait celle exercée par la colonne d'effluent dans le tubing, le clapet fixe s'ouvrirait et le puits deviendrait alors éruptif.

[16]

III.3.3.2. Piston au début de la course montante

Le clapet mobile se ferme. La charge due au fluide est ainsi transférée du tubing vers le train de tiges. Le clapet fixe s'ouvre dès que la pression appliquée en dessous devient supérieure à la pression résiduelle au-dessus. Ce phénomène dépend notamment de la quantité de gaz libre emprisonnée entre les deux clapets. [16]

III.3.3.3. Piston en fin de course montante

Le clapet mobile reste fermé, tandis que le clapet fixe demeure ouvert tant que la formation continue de produire. [16]

III.3.3.4. Piston au début de la course descendante

Le clapet fixe se referme sous l'effet de l'augmentation de pression provoquée par la compression du fluide situé entre les deux clapets. Le moment précis, durant la descente, où le clapet mobile s'ouvre dépend de la proportion de gaz présente dans le fluide piégé, car la pression en dessous du clapet doit dépasser celle exercée au-dessus par la colonne de fluide. [16]

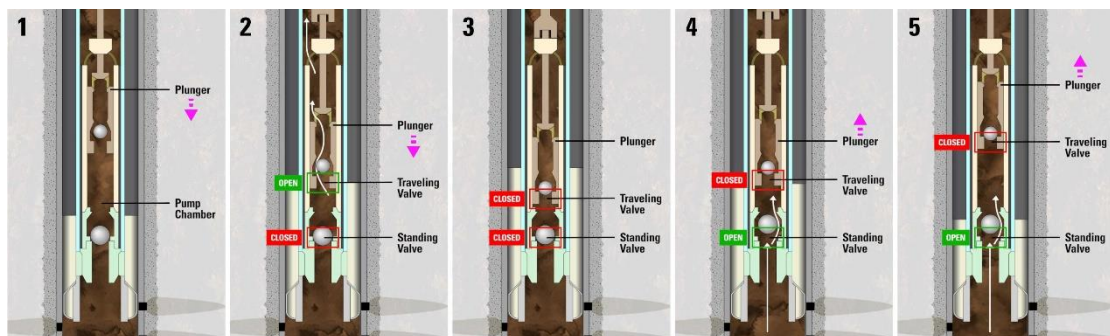


Figure 22: Cycle de fonctionnement d'une pompe à tiges

III.3.4. Les équipements

III.3.4.1. Les équipements de fond

A. Le séparateur de gaz

Afin de réduire la quantité de gaz entrant dans la pompe, gaz qui diminue son rendement volumétrique, il est possible d'installer sur le tubing un séparateur de gaz. Celui-ci permet de renvoyer le gaz libre dans l'annulaire, au-dessus de la pompe.

Lorsque les conditions le permettent, on peut également positionner la pompe à une profondeur suffisante pour garantir, à l'aspiration, une pression assez élevée afin que le fluide soit monophasique. [17]

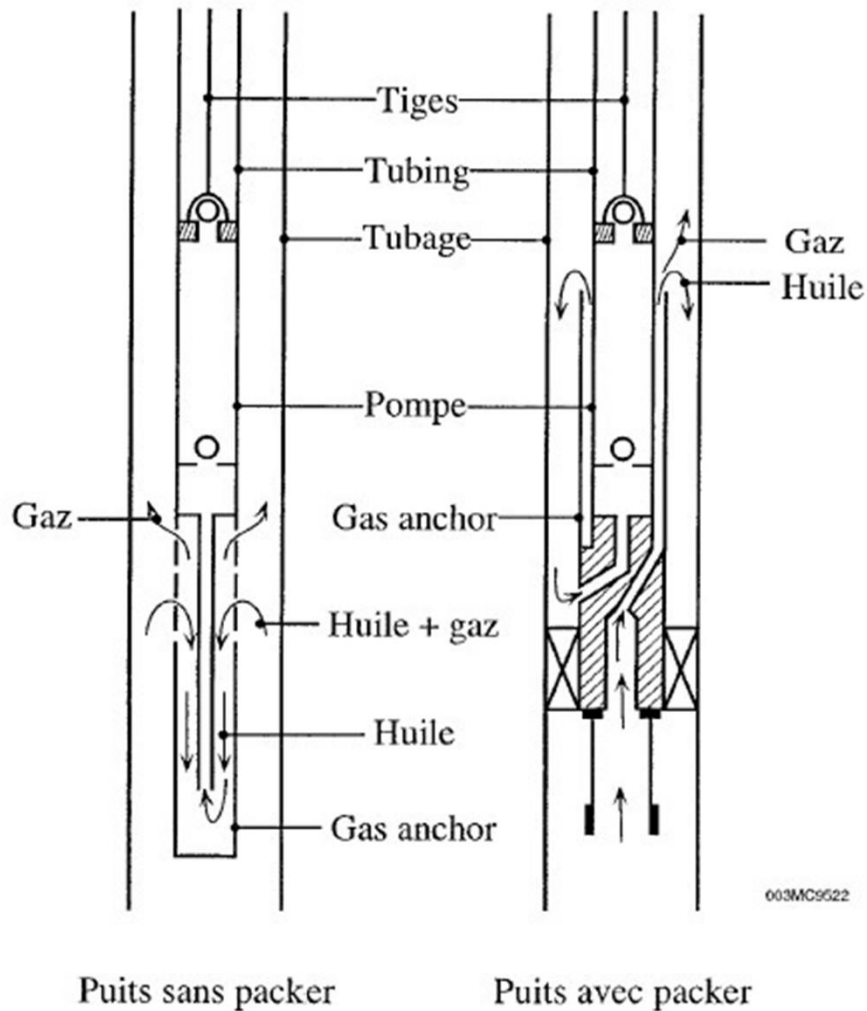


Figure 23: Comparaison entre deux puits avec et sans séparateur de gaz

B. Les pompes

Les pompes se répartissent en deux grandes catégories :

- Les pompes R, descendues à l'extrémité des tiges de pompage (Rod) ;
- Les pompes T, dont le corps est intégré au tubing, tandis que le piston est fixé et descendu au bout des tiges.

Les pompes R présentent l'avantage d'un entretien plus simple. En revanche, elles sont plus limitées en termes de diamètre de piston. [17]

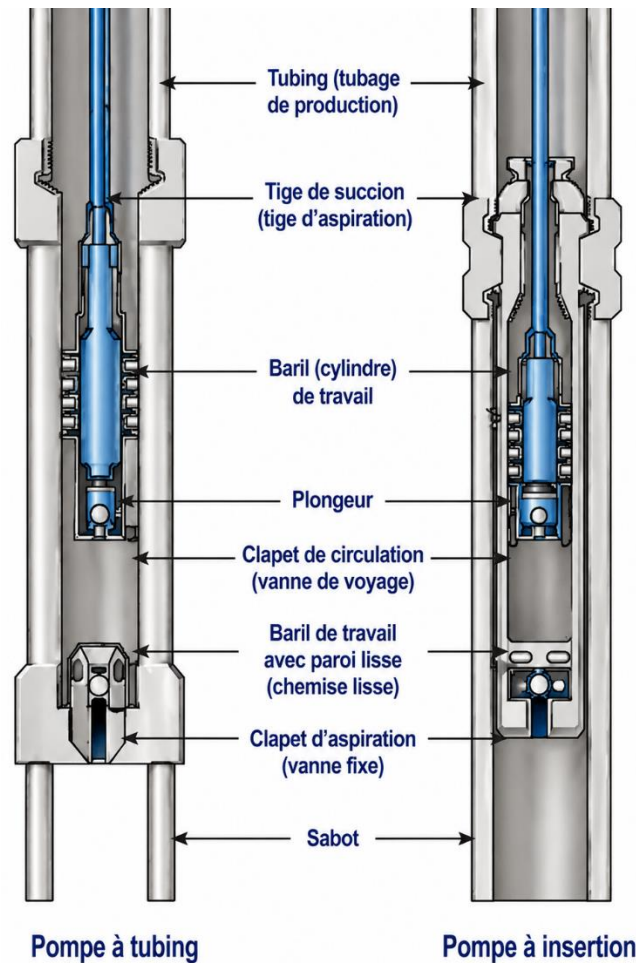


Figure 24: Comparaison entre une pompe tubing et une pompe Seal Pump

C. Les tiges de pompage

Les tiges de pompage travaillent dans des conditions particulièrement sévères : elles subissent des efforts alternés les charges étant différentes lors de la montée et de la descente ainsi que la corrosion et les vibrations.

Leur rupture est d'autant plus rapide que :

- La traction maximale est élevée ;
- L'écart entre la traction maximale (à la montée) et la traction minimale (à la descente) est important ;
- La cadence de pompage est forte.

Ainsi, pour obtenir un débit élevé, il est préférable d'augmenter la course de pompage plutôt que d'accroître la section du piston ou la vitesse de pompage.

Les tiges existent en plusieurs diamètres normalisés : 5/8", 3/4", 7/8", 1" et 1 1/8". [17]

D. La tête de pompage

La tête de pompage est installée au sommet de la tête de puits. Elle se compose d'un té forgé, relié à l'olive de suspension du tubing par une extension adaptée. Ce té permet l'évacuation de l'effluent par une sortie latérale, généralement filetée line-pipe de 2".

Dans sa partie supérieure se trouve le presse-étoupe, équipé de garnitures en graphite ou en matériau composite spécial, comprimées au moyen d'un chapeau vissé. Ces garnitures, de forme conique et fendues, peuvent être mises en place autour de la tige polie.

Le presse-étoupe peut être soit vissé sur le té, soit intégré à celui-ci en une seule pièce. [17]

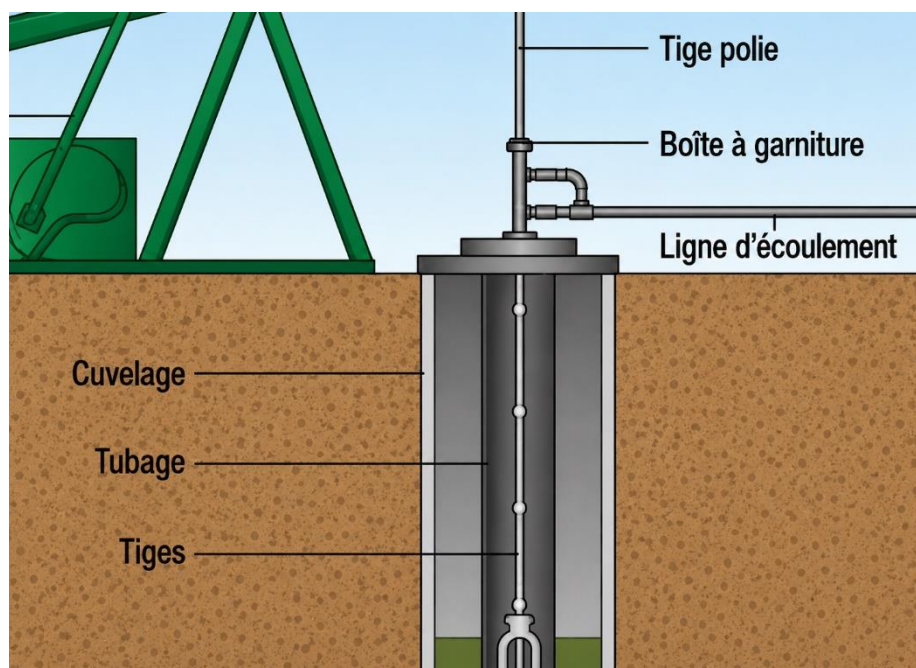


Figure 25: Tête de puits pour pompe à tiges

III.3.4.2. Les équipements de surface

A. Le presse-étoupe

Le presse-étoupe est muni de garnitures comprimées à l'aide d'un chapeau vissé. Ces garnitures, de forme conique et fendues, sont conçues pour être installées autour de la tige polie. [17]

B. L'unité de pompage

L'unité de pompage a pour rôle de soutenir le train de tiges et de lui transmettre un mouvement alternatif.

Elle comprend principalement :

- Un moteur (Prime Mover) (électrique, à gaz ou diesel) d'une puissance comprise entre 20 et 40 CV ;
- Un réducteur (Gear reducer), relié au moteur par un système de courroies ;
- Un mécanisme bielle-manivelle permettant de convertir le mouvement de rotation en mouvement alternatif ;
- Un balancier (Walking beam), chargé d'un côté par le poids des tiges et de l'autre par des contrepoids réglables, assurant l'équilibrage des efforts à la montée et à la descente
- Un chevalement supportant l'ensemble,
- Une tête de cheval (Hors head) destinée à recevoir le câble supportant les tiges. [17]

III.3.5. Avantages et Inconvénients des Pompes Sucker Rod

Les avantages et les inconvénients sont les suivants :

Tableau 3: Les avantages et les inconvénients des Pompes Sucker Rod

Avantages	Inconvénients
Fiables, faible maintenance	Débits limités
Équipement de surface à forte valeur résiduelle	Encombrantes pour les opérations offshore
Débit facilement ajustable en surface	La déviation provoque l'usure des tiges
Grande dépression (drawdown) possible	Faible résistance à la production de solides
Choix de la source d'énergie (diesel, électrique)	Revêtements internes du tubing non possibles
Analyse et dépannage simples	Profondeur limitée (résistance des tiges)
Bonne tolérance aux hautes températures	

III.4.Pompe à cavité progressive

III.4.1. Définition

La pompe à cavité progressive (PCP) est une méthode d'activation des puits souvent utilisée pour pomper des fluides à haute viscosité et à forte teneur en particules solides à partir de puits de production. C'est un type d'unité de pompage à tige d'aspiration qui utilise un rotor et un stator. La rotation des tiges à l'aide d'un moteur électrique en surface provoque l'écoulement

du fluide contenu dans une cavité vers le haut. On l'appelle aussi une unité de déplacement positif rotatif. [6]

III.4.2. Équipement des pompes à tige

De la surface jusqu'au fond du puits, les principaux composants d'un système PCP sont les suivants : le moteur, le boîtier de garniture rotatif, les tiges polies, les tiges de renfort, le rotor et le stator. [6]

A. Moteur :

Les principales fonctions des moteurs sont de faire tourner le rotor, de supporter le poids de la chaîne de tiges et d'assurer l'étanchéité autour de la tige polie. Le choix de cette partie dépend de la vitesse de la pompe, du couple et de la puissance mécanique, qui peuvent être estimés en utilisant la puissance hydraulique dépendant du débit de liquide, de la différence de pression à l'aspiration et au refoulement de la pompe, et de la géométrie de la pompe.

B. Boîtier de garniture rotatif :

Les principales fonctions d'un boîtier de garniture dans un système PCP sont de créer une étanchéité autour de la tige polie en rotation et de contrôler les fuites de fluide à partir de la colonne de production et de la tête de puits.



Figure 26: Boîtier de garniture rotatif dans un système de PCP [6]

C. Tige polie :

La principale fonction de la tige polie est de transférer le couple de l'unité d'entraînement de tête de puits à la chaîne de tiges pour faire tourner le rotor de la pompe. La tige polie est réalisée de manière à assurer une étanchéité appropriée dans la garniture rotative.

D. Tiges de renfort :

L'extrémité de la tige polie est reliée à la tige de renfort à l'aide d'un raccord. Les tiges de renfort sont des tiges de pompage dont la longueur peut varier. La principale fonction des tiges de renfort est de faciliter la manipulation de la chaîne de tiges en raison de leur forme en coupe transversale. Une autre raison d'utiliser des tiges de renfort est d'empêcher la chaîne de tiges de tomber dans le puits si le collier de la tige polie glisse.

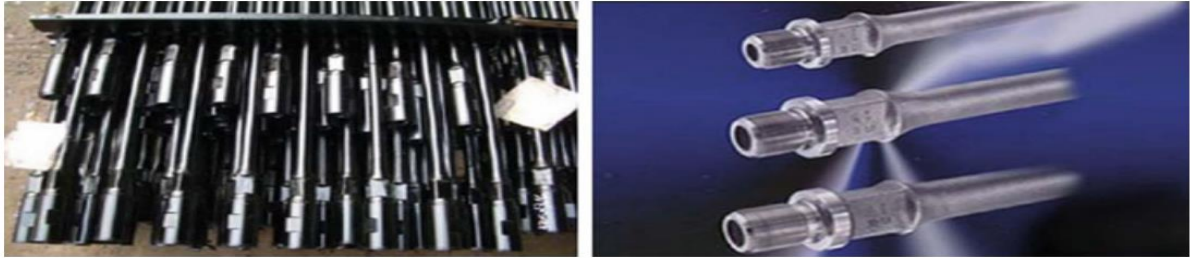


Figure 27: Tiges de renfort des PCPs

E. Stator :

Le stator est la partie fixe de la pompe. Il est composé des “sleeves” d'élastomère collée à un boîtier tubulaire en acier faisant partie de tubing. À l'intérieur, il contient des lobes hélicoïdaux. Lorsque le rotor tourne à l'intérieur du stator, les cavités formées par les lobes hélicoïdaux se déplacent, déplaçant ainsi le fluide.

F. Rotor :

Le rotor d'une PCP est la composante rotative. Il s'agit d'une vis de petit diamètre avec des filets profonds et arrondis, et une distance importante entre les sommets de filets consécutifs. L'hélice à l'intérieur de stator correspond à la configuration du rotor, à l'exception qu'elle contient un filet de plus que le rotor et possède un pas plus long. Le rotor s'étanche étroitement contre le stator et tourne de manière excentrique à l'intérieur de celui-ci.

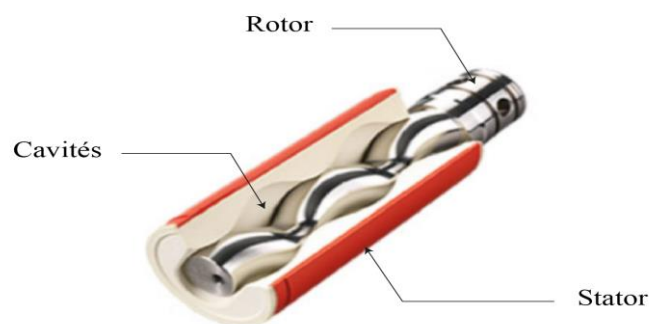


Figure 28: Conception de base du Stator-Rotor

III.4.3. Principe de fonctionnement des Pompe à cavité progressive

La conception de la pompe PCP est composée de deux engrenages hélicoïdaux, l'un à l'intérieur de l'autre. Le rotor tourne autour de son axe longitudinal, qui est parallèle à l'axe du stator. L'engrenage externe a toujours une dent de plus que l'engrenage interne. Le rotor est conçu de telle sorte que toutes les dents du rotor soient constamment en contact avec le stator. Lorsque le rotor tourne à l'intérieur du stator, les cavités se déplacent sans se déformer, ce qui permet le transfert du fluide. En d'autres termes, la pompe à cavité progressive transfère le fluide par le biais d'un mouvement progressif, une séquence de petites cavités de forme fixe et discrètes, à mesure que le rotor tourne. Ce mécanisme de mouvement est similaire à celui des pompes à déplacement positif.

Le mécanisme d'engrenage peut être appliqué pour concevoir des PCP à un seul lobe ou à plusieurs lobes. La PCP à un seul lobe, désignée comme 1 : 2, signifie que le rotor a un lobe (un engrenage ou une dent) et le stator a deux lobes (deux engrenages ou deux dents). Les PCP à plusieurs lobes sont définies lorsque le nombre de lobes du rotor est supérieur à un, comme 2 : 3, 5 : 6, etc. [6]

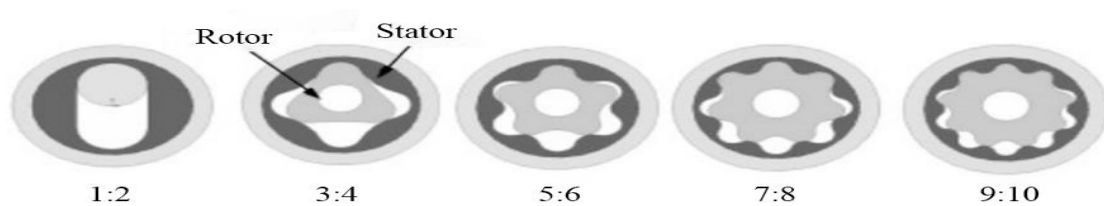


Figure 29: Vue en coupe des PCP à un seul lobe et à plusieurs lobes

La pompe convertit l'énergie électrique fournie depuis la surface en énergie hydraulique sous forme de pression. Le fluide de formation reçoit cette énergie hydraulique de la pompe pour surmonter une plus grande friction à l'intérieur du tubage et ainsi déplacer le fluide vers le haut plus rapidement.

III.4.4. Avantages et Inconvénients des pompes à cavité progressive

Tableau 4: Les avantages et inconvénients de PCP [6]

Avantages	Inconvénients
La capacité de manipuler des fluides à haute viscosité, des concentrations élevées de solides et des pourcentages modérés de gaz libre	Les élastomères utilisés dans le stator peuvent se détériorer en présence de certains fluides
Ne possèdent pas de clapets ni de pièces alternantes qui pourraient se boucher	Risque de dommages permanents au stator en cas de fonctionnement à sec
L'avantage de coûts en capital et en énergie inférieurs par rapport à d'autres méthodes	Durée de vie opérationnelle courte, généralement entre 2 et 5 ans
L'installation et le fonctionnement des pompes PCP sont relativement simples	
Un design discret et produit un bruit minimal à la surface	

IV. Critères de choix d'un procédé d'activation

Le choix entre les différentes méthodes d'activation des puits exige certaine étude technique et économique, qui permet en fin de réaliser un projet rentable ;

- Du côté économique, le problème qui se pose c'est de déterminer quel système d'activation permet de récupérer l'huile le plus vite et avec une grande quantité, et à moindre coût.
- Pour ce qui concerne le côté technique, on doit au préalable, et sans priori d'étudier les différents procédés possibles, et de déterminer quel est parmi eux qui est le plus compatible avec les spécifications de production requises ; pour cela, il est nécessaire de prendre en considération les points suivants :
 - ✓ La source d'énergie nécessaire au procédé, sa disponibilité (gaz, électricité,), et son rendement énergétique.
 - ✓ La faisabilité de procédé, c'est-à-dire de voir est-ce qu'il répond aux exigences d'exploitation avec ses propriétés ; tel que : le débit de liquide à produire, hauteur de refoulement pour les pompes, profondeur de puits, pression de fond, etc.
 - ✓ Diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs Environnement générale : normes de sécurité, environnement industriel ou civile, puits isolés ou non. [18]
 - ✓

Tableau 5: Comparaison des principales méthodes d'activation artificielle [21]

Méthode	Utilisation	Application Principale
Pompage aux Tiges (Sucker Rod Pump)	45% – 70%	Onshore, champs matures, débit faible à moyen (puits marginaux).
ESP (Pompe Électro-Submersible)	15% – 20%	Offshore, schiste à haut volume, puits profonds.
Gas Lift	10% – 15%	Puits à fort ratio gaz/huile (GOR), offshore, puits déviés.
PCP (Pompe à Cavité Progressive)	~12%	Huile lourde, fluides chargés de sable, puits peu profonds.
Autres (Plunger, Hydraulique, Jet)	< 5%	Déliquéfaction des puits de gaz (Plunger), conditions spéciales.

V. Les problèmes rencontrés en fonction de la méthode d'activation

Le tableau suivant montre les différentes problèmes possibles rencontrés au puits en

Fonction de la méthode d'activation GL, ESP ou SRP.

Tableau 6: Les problèmes rencontrés en Méthodes d'activation [18]

Problèmes	GL	ESP	SRP	PCP
Sable	Bon	Mauvais	Mauvais	Excellent
GOR élevé	Excellent	Bon (si rotary gaz séparateur)	Mediocre	Mauvais
Puits dévié	Bon	Bon	Passable	Excellent
Débit élevé	Excellent	Excellent	Passable	Moyen
Profondeur	Bon	Moyen	Moyen	Moyen
Simplicité de conception	Oui	Moyen	Oui	Oui
Souplesse pour les débits	Bon	Bon (si variateur de fréquence)	Moyen	Excellent
Présence des dépôts	Moyen	Moyen	Mediocre	Bon
Présence de gaz libre	Excellent	Moyen (si gaz séparateur)	Mauvais	Moyen
Effluent visqueux	Possible (peu utilise)	Possible (si viscosité <200 cp)	Oui (le plus utilisé)	Excellent

Chapitre III

Analyse nodale

I. Introduction

L'approche d'analyse nodale de système est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur). C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système des puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50.

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup de composants dans lesquels les pertes de charges se produisent. Ce système consiste en trois phases :

1. Écoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Écoulement à travers la colonne de production.
3. Écoulement à travers l'équipement de surface. [19]

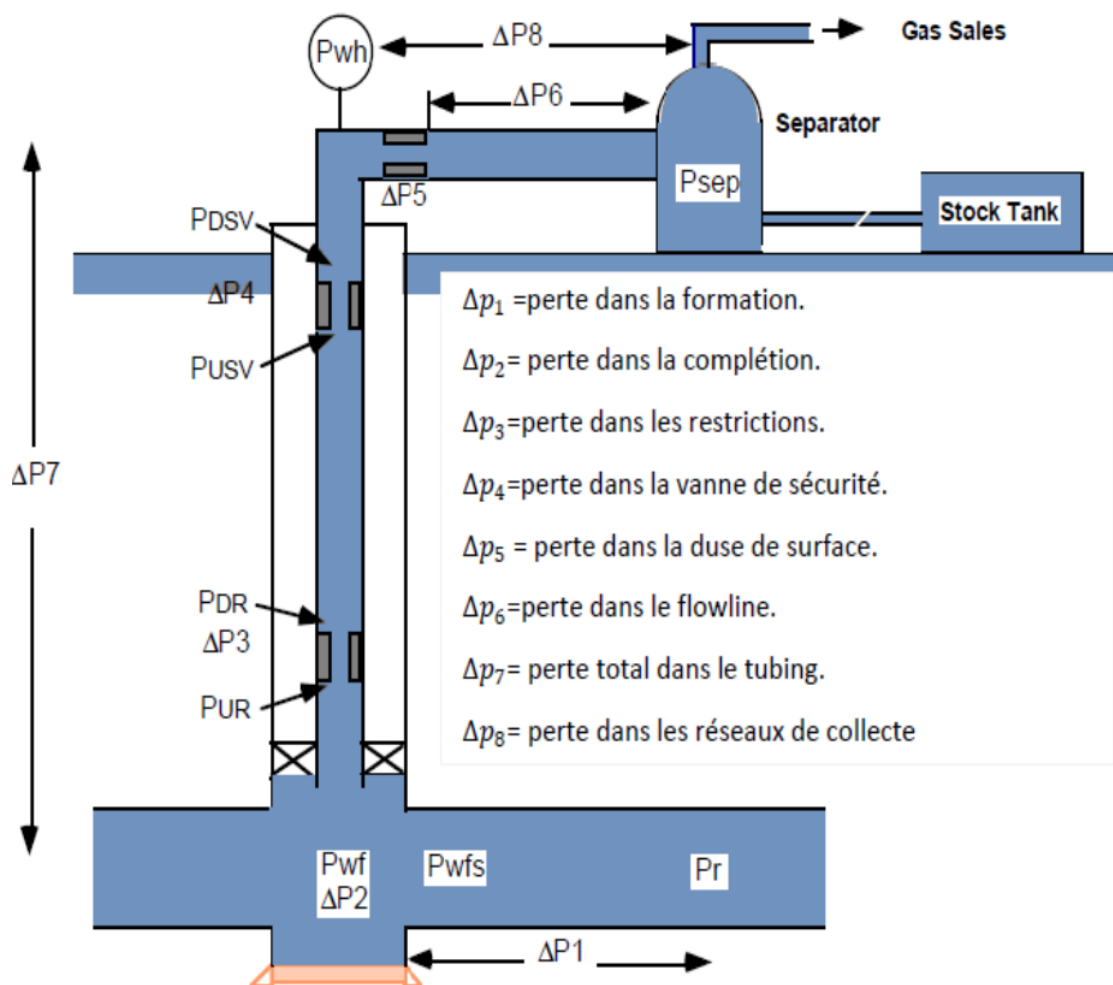


Figure 30: les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'au séparateur.

La (Figure 30) représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'au séparateur. [19]

Les pertes de charge dans le système sont définies comme suit :

Tableau 7: Décomposition des pertes de charge dans un système de production

Symbole	Équation	Description
ΔP_1	$P_r - P_{wfs}$	Perte dans la formation
ΔP_2	$P_{wfs} - P_{wf}$	Perte le long de la complétion
ΔP_3	$P_{ur} - P_{dr}$	Perte dans les restrictions
ΔP_4	$P_{usv} - P_{dsv}$	Perte dans la vanne de sécurité
ΔP_5	$P_{wh} - P_{dsc}$	Perte dans la duse de surface
ΔP_6	$P_{dsc} - P_{sep}$	Perte dans les conduites horizontales de surface
ΔP_7	$P_{wf} - P_{wh}$	Perte totale dans le tubing
ΔP_8	$P_{wh} - P_{sep}$	Perte totale dans les collectes

Les différentes configurations des puits peuvent varier de systèmes simples à des systèmes plus compliqués. Dans notre étude, on se limite aux pertes de charges créées à partir du réservoir jusqu'à la tête du puits, étant donné que la pression à ce nœud est suffisante pour acheminer l'effluent jusqu'au séparateur ou au centre de traitement. [19]

II. Concept Nodal

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans différentes parties du système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations. Les nœuds sont classés comme nœuds utilitaires (ou fonctionnels) quand la pression différentielle existant à travers eux peut être représentée par quelques fonctions mathématiques ou physiques. Afin de simplifier le système, des nœuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles. Le système devient ainsi subdivisé en deux parties. [20]

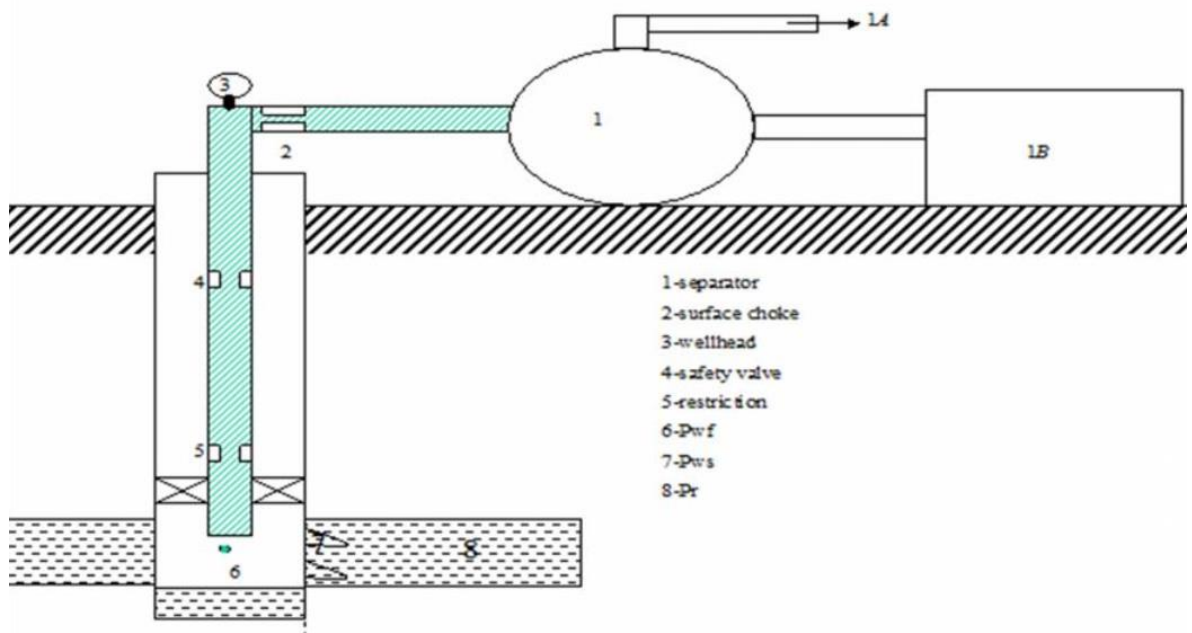


Figure 31: Schéma d'un puits en production avec équipements de surface et positions possibles du nœud

Les différentes positions possibles du nœud sont :

- **Nœud 1 : Séparateur.**
- **Nœud 2 : Duse (choke de surface).**
- **Nœud 3 : Tête de puits (wellhead).**
- **Nœud 4 : Vanne de sécurité (safety valve).**
- **Nœud 5 : Restriction.**
- **Nœud 6 : Fond du puits (Pwf).**
- **Nœud 7 : Au niveau des perforations (Pws).**
- **Nœud 8 : Réservoir (Pr).**

III. Procédure, Objectifs et Application de l'Analyse Nodale

L'approche d'analyse de système a été appliquée pour analyser les performances des systèmes composés de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre. Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et à diviser le système à ce nœud. Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du nœud.

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

- Le débit entrant est égal au débit sortant.
- Une seule pression peut exister au nœud.

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit Q . Une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donne le point de fonctionnement du système (inflow = outflow).

Le système nodal consiste à étudier l'écoulement en amont du nœud (inflow) et l'écoulement en aval du nœud (outflow). On peut ainsi prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production. [21]

III.1.Procédure

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour la construction des courbes IPR.
- Déterminer l'effet du changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit. [21]

III.2.Objectifs

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira, considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion (en premier par débit naturel).
- Déterminer sous quelles conditions de débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.

- Sélectionner le moment le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift, ESP...) et optimiser cette méthode.
- Optimiser le système pour produire le débit escompté.
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.
- Permettre aux opérateurs et ingénieurs de reconnaître rapidement les chemins d'augmentation des taux de production. [21]

III.3.Applications

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser de nombreux problèmes de puits de pétrole et de gaz. Certaines applications possibles sont :

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par ESP ou gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Évaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production. [22]

IV. Choix du Nœud

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point au fond du puits Nœud 7 (au niveau des perforations) où la sélection du système permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipeline).

Le choix du nœud dans les perforations du puits permet d'étudier l'effet de l'IPR et du TPC.

Les données nécessaires pour cette analyse sont :

- Courbe IPR mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction du débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).

- Chute de pression dans la collecte en fonction du débit, et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

Les équations de l'inflow et de l'outflow au nœud de solution sont :

Équation de l'Inflow : $P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf}$

Équation de l'Outflow : $P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf}$

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés. Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et aux caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité, mais dépendent aussi de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites. [23]

V. Inflow Performance Relationship (IPR)

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits. Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($P_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend des paramètres tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et des fluides, le régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, et la formation endommagée ou stimulée.

L'IPR montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir. Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz. [24]

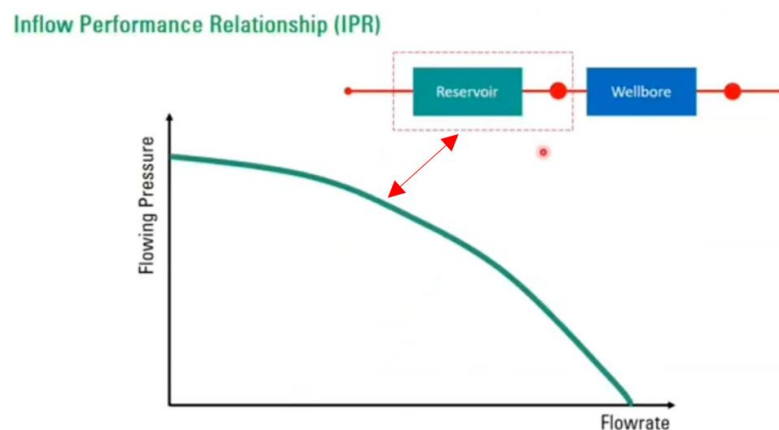


Figure 32: Courbe IPR (Inflow Performance Relationship)

V.1.La Technique de l'Indice de Productivité (IP)

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de barils produits par jour pour chaque psi de drawdown (chute de pression de fond). Le drawdown est défini comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique. On peut l'écrire avec l'équation suivante :

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

IP : Indice de productivité (bpd/psi)

Q : Débit produit (baril par jour)

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

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

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits, ce qui va diminuer l'index de productivité. Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle, une nouvelle théorie est apparue. [24]

V.2.Ecoulement monophasique dans le réservoir « Equation de Darcy » :

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression du fond P_{wf} est supérieure à la pression de bulle P_b , $P_{wf} > P_b$.

Cet écoulement peut être défini par la loi de Darcy

$$q_o = \frac{0.00708 \cdot k_o \cdot h (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

q_o : débit entrant ; STB/Day

p_{wf} : pression dynamique du fond de puits, psi

k_o : perméabilité effective à l'huile, md

r_e : rayon de drainage du réservoir, ft

h : épaisseur de réservoir, ft

r_w : rayon du puits, ft

p_e : pression à $r=r_e$, psi

μ : viscosité d'huile, cp

B_o : facteur volumétrique du fond, bbl/STB [25]

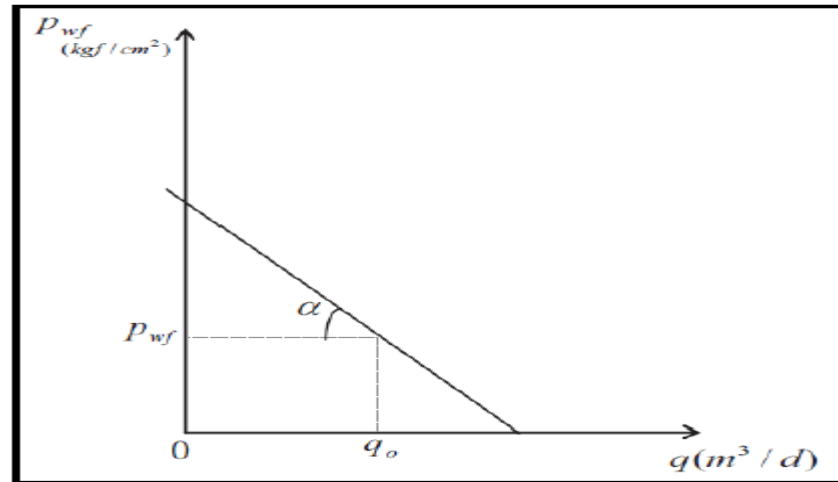


Figure33 : L'IPR d'un liquide à une seule phase

V.3.Méthode de Vogel

J.V. Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétrophysiques, contenant des fluides différents en PVT, et a tracé la courbe IPR. À partir de cette courbe, il a fait une approche numérique et a déduit l'équation suivante :

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

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

$q_{o\max}$: Débit maximum (AOF) - correspondant à $P_{wf} = 0$

P_{wf} : Pression de fond dynamique

$\bar{p}_r$: Pression du réservoir approximative

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

l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP). Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas. [24]

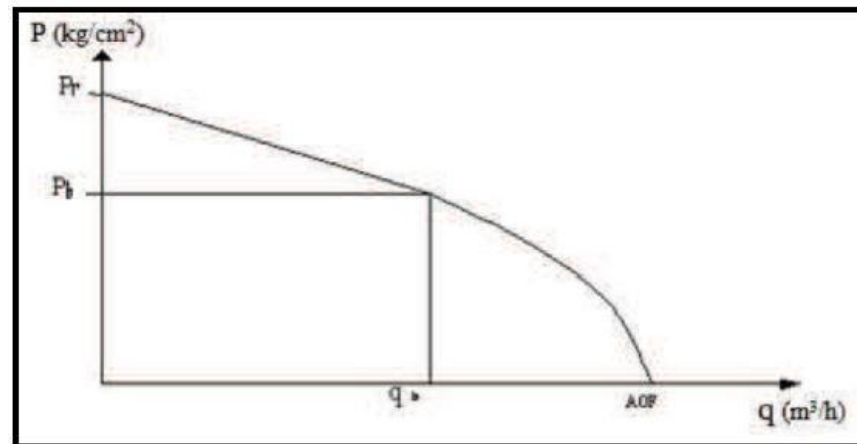


Figure 34: L'IPR d'un liquide à deux phases

V.4. Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique dans le Réservoir :

L'utilisation de l'équation de Vogel donne des bons résultats dans le cas où la pression du réservoir (P_r) est inférieure à la pression de bulle P_b , ($P_r < P_b$). L'équation de DARCY est utilisée dans le cas où la pression de bulle est inférieure à la pression de fond dynamique $P_{wf} > P_b$. Dans le cas où $P_r > P_b > P_{wf}$:

$$q = q_b + \frac{J_{pb} P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

$$q_b = J_{pb} (P_r - P_b)$$

qb: le débit ou la pression de fond égale à la pression de bulle [26].

VI. Tubing Performance Curves (TPC)

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

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

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixée (pression de tête, ou pression du séparateur). [23]

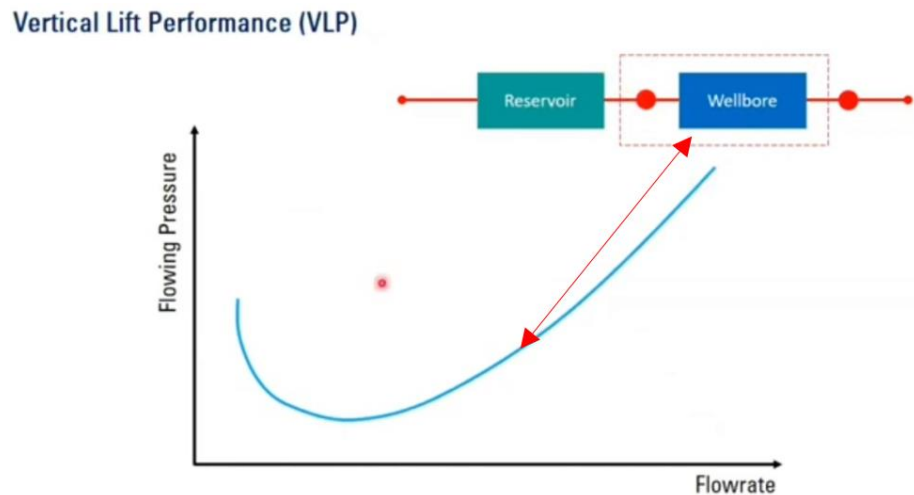


Figure 35: Schéma du concept VLP (Vertical Lift Performance)

VII. Les Différentes Corrélations de Pertes de Charges

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

Tableau 8: Classification des corrélations d'écoulement multiphasique

Catégorie	Caractéristique	Corrélations associées
Catégorie A	Aucun effet de glissement ou régime d'écoulement n'est considéré	Poettmann & Carpenter, Fancher & Brown
Catégorie B	L'effet de glissement est considéré, aucun régime d'écoulement n'est considéré	Hagedorn & Brown, Gray
Catégorie C	Le glissement et le régime d'écoulement sont considérés	Beggs & Brill, Orkiszewski, Duns & Ros

Cependant, aucune corrélation ne s'est avérée la meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions d'écoulement. Les essais individuels de puits et l'expérience peuvent être employés pour obtenir la corrélation qui s'adaptera mieux aux caractéristiques de chaque puits. [27]

L'Utilité des Corrélations

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

- ✓ Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- ✓ Prédire le moment où le puits va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- ✓ Faire le design des systèmes d'activation.
- ✓ Déterminer la pression de fond dynamique Pwf.
- ✓ Déterminer les IP des puits.
- ✓ Prédire les débits maximums. [27]

Chapitre VI

Étude pratique sur le puits MDZ 801

I. Généralités sur Le PIPESIM

I.1.Historique

Le simulateur PIPESIM a été initialement développé par la société londonienne Baker Process Systems (devenue plus tard Baker Jardine), et trouve ses origines dans l'esprit visionnaire d'Alan Baker. Ingénieur expérimenté chez Shell et Statoil, Baker a affiné son expertise dans la modélisation des écoulements multiphasiques lors de la phase de développement intense en mer du Nord, à la fin des années 1970 et au début des années 1980.

Les grandes étapes de son évolution

- **1984** : Première version de PIPESIM (simulateur de pipelines multiphasiques en régime permanent). L'année suivante, les capacités de modélisation de puits furent intégrées.
- **1991** : Lancement de PIPESIM GOAL pour l'optimisation du gas lift.
- **1994** : Intégration d'un solveur réseau robuste (PIPESIM-NET).
- **1996** : Outil de planification de champ (FPT). À la mi-1990, PIPESIM était bien établi sur le marché mondial, avec des bureaux à Houston, Caracas et Villahermosa.
- **2004** : Acquisition par Schlumberger (aujourd'hui SLB), qui assurera le développement continu du logiciel jusqu'à nos jours. [37]

I.2.Définition

PIPESIM est un outil logiciel hautement sophistiqué et polyvalent utilisé en ingénierie pétrolière, spécifiquement conçu pour la modélisation, la simulation et l'optimisation des systèmes de production de pétrole et de gaz. Développé par SLB (ex Schlumberger), il est devenu une application standard de l'industrie pour résoudre les problèmes complexes liés aux écoulements dans les puits, les pipelines et les installations de surface. [38]

Plus précisément, PIPESIM est un simulateur d'écoulements multiphasiques en régime permanent (steady-state) destiné à la conception et à l'analyse diagnostique des systèmes de production pétrolière, depuis le réservoir jusqu'à la tête de puits et les installations de surface.

I.3.Rôles

PIPESIM joue plusieurs rôles essentiels pour les ingénieurs de production :

Analyse de système de production total : PIPESIM permet de développer un modèle de système de production intégré (Total Production System Model), depuis le réservoir jusqu'au point de livraison finale, en incluant la modélisation de puits, l'analyse nodale, la planification de champ, l'optimisation de la production artificielle, la conception de pipelines et le dimensionnement des équipements. [39]

Modélisation réseau : PIPESIM permet de modéliser des réseaux interconnectés de puits, de flowlines et d'installations de surface, ce qui est crucial pour l'optimisation des systèmes de production intégrés.

Assurance flux (Flow Assurance) : Les capacités de simulation permettent d'assurer un transport sûr et efficace des fluides depuis le dimensionnement des installations, des pipelines et des systèmes de levage, jusqu'à la gestion des liquides et des solides, en passant par l'intégrité des puits et des pipelines.

Intégration avec l'écosystème SLB : PIPESIM est intégré aux autres outils comme les simulateurs de réservoirs Eclipse et Petrel, ce qui facilite la modélisation complète de toute la chaîne de production, du réservoir jusqu'au point de vente. [38]

I.4.Caractéristiques Principales

Modèles mécanistiques triphasiques avancés : Le simulateur intègre des modèles mécanistiques triphasiques avancés, une modélisation rigoureuse du transfert de chaleur et des options complètes de modélisation PVT (Pressure-Volume-Temperature), garantissant la précision des simulations et de meilleures prédictions d'écoulement.

Solveur réseau parallèle : Une vitesse de simulation accrue pour tous les modèles grâce à un solveur réseau parallèle qui répartit la charge de calcul sur tous les processeurs disponibles.

Interface GIS intégrée (ESRI) : Un canvas cartographique supporté par ESRI permet une représentation spatiale réelle des puits, équipements et réseaux. Les réseaux peuvent être construits sur le canvas GIS ou générés automatiquement à partir d'un fichier de forme (shapefile) GIS.

Modélisation des propriétés des fluides : Modélisation via des corrélations black-oil ou en mode pleinement compositionnel, avec un large choix de corrélations d'écoulement multiphasique standard de l'industrie (Ansari, Xiao, OLGA-S, etc.).

Puits interactif graphique : Un éditeur de puits graphique interactif permet une construction rapide des modèles de puits et une analyse efficace, réduisant les erreurs dans la configuration du réseau. [38]

I.5.Quoi de Neuf dans la Version 2022 (PIPESIM 2022.1) ?

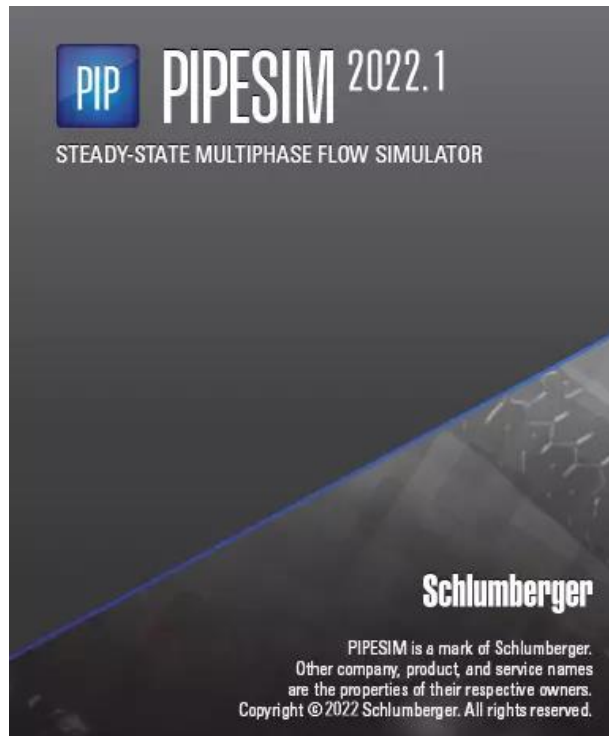


Figure 36: : Interface du logiciel PIPESIM 2022.1 (Schlumberger)

PIPESIM 2022.1 représente une mise à jour majeure publiée par SLB. En Europe, Amérique du Nord et dans une grande partie de l'Amérique du Sud et de l'Asie, cette version est désormais disponible sur la plateforme digitale Delfi™ dans le cadre de la suite Petrotechnique Delfi.

Nouveau package fluide PVT (Symmetry) : PIPESIM 2022.1 intègre la plateforme Symmetry™ de Schlumberger comme nouveau package de caractérisation PVT en mode compositionnel. Ce moteur fluide puissant permet de :

- Définir des composants par une liste standard ou des composants personnalisés.
- Effectuer des calculs flash pour diverses conditions de pression et température.
- Modéliser les risques de formation de solides : hydrates, paraffine et asphaltènes.
- Afficher une ligne de CO₂ solide sur le diagramme de phases.

Support du moteur à aimant permanent (PMM) pour les ESP : Dans PIPESIM 2022.1, il est désormais possible de modéliser l'installation d'un moteur à aimant permanent (PMM) dans les systèmes ESP (Electrical Submersible Pump). Les performances du système ESP et la vitesse de fonctionnement, puissance, pression et efficacité sont ajustées en fonction du nombre de pôles du PMM, ce qui permet des fréquences de fonctionnement supérieures à 420 Hz.

Nouveau toolkit Python (Anaconda + VSCodium) : L'ancien environnement Python Toolkit d'Enthought a été remplacé par un nouveau gestionnaire de distribution Python d'Anaconda, et un nouvel éditeur de script VSCodium a également été ajouté. Cela améliore considérablement l'expérience de développement des scripts d'automatisation.

Nouvelles fonctionnalités du simulateur réseau : Diverses nouvelles fonctionnalités ont été intégrées dans PIPESIM 2022.1, notamment :

- Contraintes de débit dans la simulation réseau.
- Sensibilité (sensitivity) dans la tâche d'analyse nodale (NODAL analysis).

Diagnostics gas lift améliorés : Pour les puits équipés d'un système de valves d'injection gas lift avec l'option multipoint activée, le graphique de diagnostics gas lift est désormais intégré aux tâches d'analyse Pression/Température et nodale — auparavant, ce graphique n'était disponible que dans la tâche de diagnostics gas lift dédiée. [38]

II. Présentation du puits MDZ801

II.1.Introduction

Le puits MDZ 801 est un puits horizontal de développement proposé dans la hors-zone sud, au sud de la zone 25. Il s'inscrit dans le cadre du développement du champ de Hassi Messaoud.

Tableau 9: Coordonnées du puits MDZ 801 (Producteur d'huile)

	U.T.M	LSA	
X	790 630.101	819279,3463	Zsol = 148,158 m
Y	3 493 880.03	110741,2039	Zt = 159 m

Le puits MDZ 801 est situé dans une zone où la densité des puits est faible, avec quatre points de contrôle à citer : MD-773, MD-787, MD-778 et MD-799. Il a pour objectif le drain D5_inf selon un azimuth N315°, avec une VS totale de 750 m. Il doit parcourir 600 m dans le D5_inf ; la cote d'arrêt sera dans la partie basale du même drain. [43]

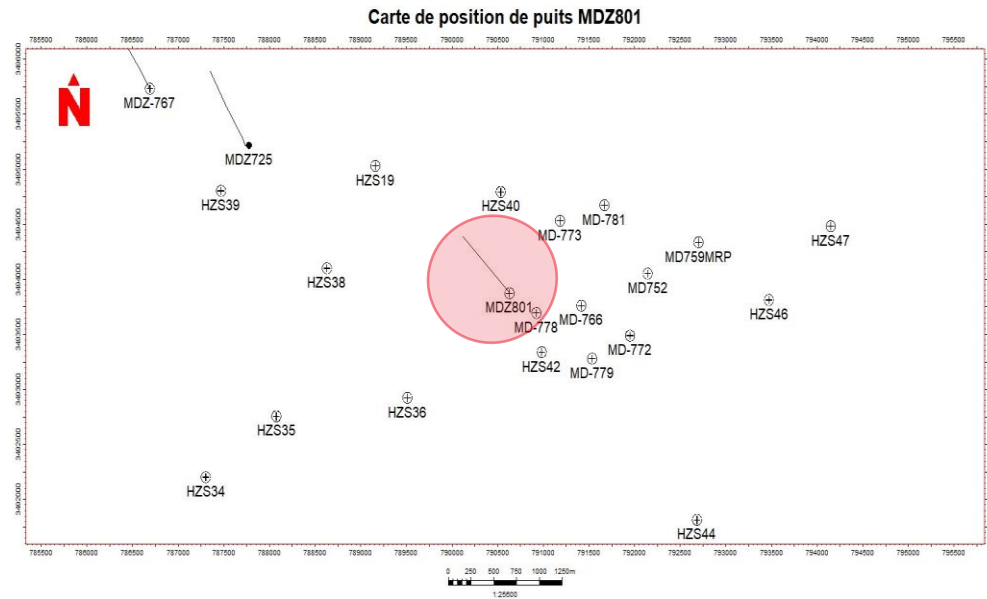


Figure 37: Carte de position de puits MDZ801

II.2.Dates et durée de réalisation

- Début du forage : 14/09/2023
- Fin du forage : 06/04/2024
- Nombre de jours DTM : 22 jours
- Fin du sondage : 15/05/2024
- Nombre de jours fin du sondage : 244 jrs.
- Niveau géologique de départ : Mio-Pliocène.
- Niveau géologique d'arrêt : Cambrien Ra (D3 estimé).
- Profondeur finale : Profondeur finale électrique : 3494 m
- Mise on production : 31/10/2024

II.3.Contexte Stratigraphique

Le forage horizontal du puits MDZ 801 a traversé une série de dépôts de 4 099 m d'épaisseur, allant des formations paléozoïques, essentiellement argilo-gréseuses, aux formations mésozoïques, caractérisées par une série salifère importante, et se terminant par le Mio-Pliocène argilo-gréseux. La succession stratigraphique au niveau du puits MDZ 801 est typique du champ de Hassi Messaoud. Le forage a atteint le réservoir Cambrien Ra (D3). [43]

Tops des formations/Prévisions-Réalisations

Les tops des formations traversées par le puits MDZ 801 sont donnés dans le tableau n° 02 et dans la fiche stratigraphique en Tableau :

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

Ère	Age/Formation		Cote sondeur(TVD)		Description lithologique	
			Top (m)	Epais. (m)		
C	MIO- PLIOCENE		15	238	Sable silico-carbonaté avec passées d'argile et de calcaire dolomitique	
	EOCENE		238	361	Calcaire dolomitique passant à dolomite avec nodule silex	
MÉSOZOÏQUE	CRETACE	SEN	CARBONATE	361	452	Dolomie passant à calcaire dolomitique avec passées anhydritique
			ANHYDR	452	654	Alternance dolomie, anhydrite, argiles dolomitique et calcaire blanc
			SALIFER	654	787	Sel massif avec passées d'argiles dolomitique localement salifères
		TURONIEN		787	908	Calcaire localement dolomitique avec passées d'argiles
		CENOMANIEN		908	1020	Alternance anhydrite, dolomie parfois argileux et argile
		ALBIEN		1020	1424	Grès argileux silico-argileux avec passées de dolomie microcristalline
		APTIEN		1424	1452	Barre dolomitique calcaire microcristalline avec passées de marne
		BARREMIEN		1452	1751	Alternance grès brun, argile vert silico- sableuse et dolomie avec passées de lignite
		NEOCOMIEN		1751	1927	Argile carbonatée, silteuse avec passées de grès silico-carbonaté
	JURASSIQUE	MALM		1927	2165	Calcaire localement dolomitique avec passées d'argiles plastiques
		DOG	ARGILEUX	2165	2299	Alternance argile silteuse dolomitique, grès argileux et anhydrite
			LAGUNAIRE	2299	2409	Anhydrite blanche avec passées d'argile, dolomitique et dolomie dure,
		L I A S	LD1	2490	2550	Anhydrite blanche avec passées d'argile dolomitique et dolomie dure
			LS1	2550	2650	Alternance sel massif, passées d'argile et dolomie argileux
			LD2	2650	2705	Alternance anhydrite carbonaté avec passées de dolomie et de marne
			LS2	2705	2770	Sel massif translucide avec passées d'argiles silteuse brun rouge
			LD3	2770	2796	Calcaire dolomitique avec passées de dolomie
	TRIAS	SALIF	TS1	2796	2839	Anhydrite blanche cristalline dure intercalé d'argile brune
			TS2	2839	3039	Sel massif avec intercalation d'anhydrite et d'argile
			TS3	3039	3269	Sel massif translucide avec passées d'argiles silteuse et salifères
		ARGILEUX	G10	3269	3327	Argile rouges dolomitique ou silteuse injecté de sel et d'argile
			G20	3327	3349	
			G30	3349	3366	
			G35	3366	3386	
			G50	3386	3404	Grès fin à ciment argileux abondant
	Eruptif				Complexe volcano-sédimentaire	
DH : m						
PALEOZOÏQUE	ORDOVICIEN	QH	**	**	Quartzites gris beiges fins à tigillites	
		GEA	**	**	Grès glauconieux fins à tigillites avec passes d'argile noire	
		AEG	3404	3432	Argile noire micacée et niveaux de grès blanc	
		Z-ALT	3432	3457	Alternance de grès et d'argiles	
	CAMBREIN	Ri	D5	3457	3600	Grès à grès quartzitique isométriques à Tigillites
		Ra	D4			Grès à grès quartzitique anisométrique, gris clair à gris blanc, rarement gris sombre, très fin, bitumineux Silt, blanc, gris blanc, parfois beige, compact
			D3	3553.5	4099	
			D2	**	**	
			ID	**	**	
		Ra	D1	**	**	
			Z-PSG	**	**	
		R2	R2ab	**	**	Grès quartzitique à ciment argileux , fin à moyennement grossier
			R2c	**	**	
	R3		**	**	Grès quartzitique à ciment argileux, très grossiers	
	Fond		**			

Figure 38: Description lithologique des formations géologiques du puits MDZ 801

II.4. Phases et complétion

Le puits MDZ 801 a été foré en cinq (05) phases, traversant une série de dépôts de 4099 m d'épaisseur.

La surveillance géologique du puits a débuté le 13/09/2023 (DML) à la cote 15 m.

- **Phase 26"** : du 13/09 au 22/09/2023, de 15 m-490 m.
 - Paramètres de boue : Type de Boue : WBM, Densité : 1,05 sg
- **Phase 16"** : du 22/09 au 06/12/2023, de 490 m-2409m

- Paramètres de boue : Type de Boue : OBM, Densité : 1,25 sg
- **Phase 12"1/4 :** du 06/12 au 30/12/2023, de 2409m -3357m
 - Paramètres de boue : Type de Boue : OBM, Densité : 2,04 sg
- **Phase 8"1/2 :** du 30/12/2023 au 15/01/2024, de 3357-3461 m
 - Paramètres de boue : Type de Boue : OBM, Densité : 2,04 sg
- **Phase 6" :** du 15/01 au 04/05/2024 de 3461 -4099 m
 - Paramètres de boue, Type de Boue : OBM, Densité : 1,28 sg. [43]

Programme de complétion

- **Tête de puits :** BRED A 4"1/16 5K x 3"1/8 5K
- **Porte Duse :** BRED A 4"1/16 5K
- **Vannes maitresses :** 1ère + 2ième Bred a 4"1/ 16 5K
- **Adapter :** BRED A 11" 5K x 4"1/ 16 5K
- **Tubing Head:** BRED A 13"5/8 5K x 11" 5K
- **Olive :** BRED A 11" x 4"1/2 NV Bas x 4"1/2 ACME Haut
- **Tubing :** 327 Tbgs 4"1/2 HSC 13,5# P110 Vers 3115m .
- **L.Nipple "R":** WellCare L: 0,34 m
- **joint tbg :** L: 9,58 m
- **Anchor-Seal:** WellCare L: 0,25 m
- **Packer HYD:** WELLCARE L: 1,42 m vers 3106.45m
- **Millout extension:** L: 1,60 m
- **joint tbg :** L: 9,58 m
- **L.Nipple "R":** WellCare L: 0,34 m
- **joint tbg :** L: 9,58 m
- **Shoe :** L : 0,31 m vers 3129m
- **Liner :** une crépine 4"1/2 Top crépine 3140m au 4101m(CE).

La Fiche technique et le proposal de puits comme suit :

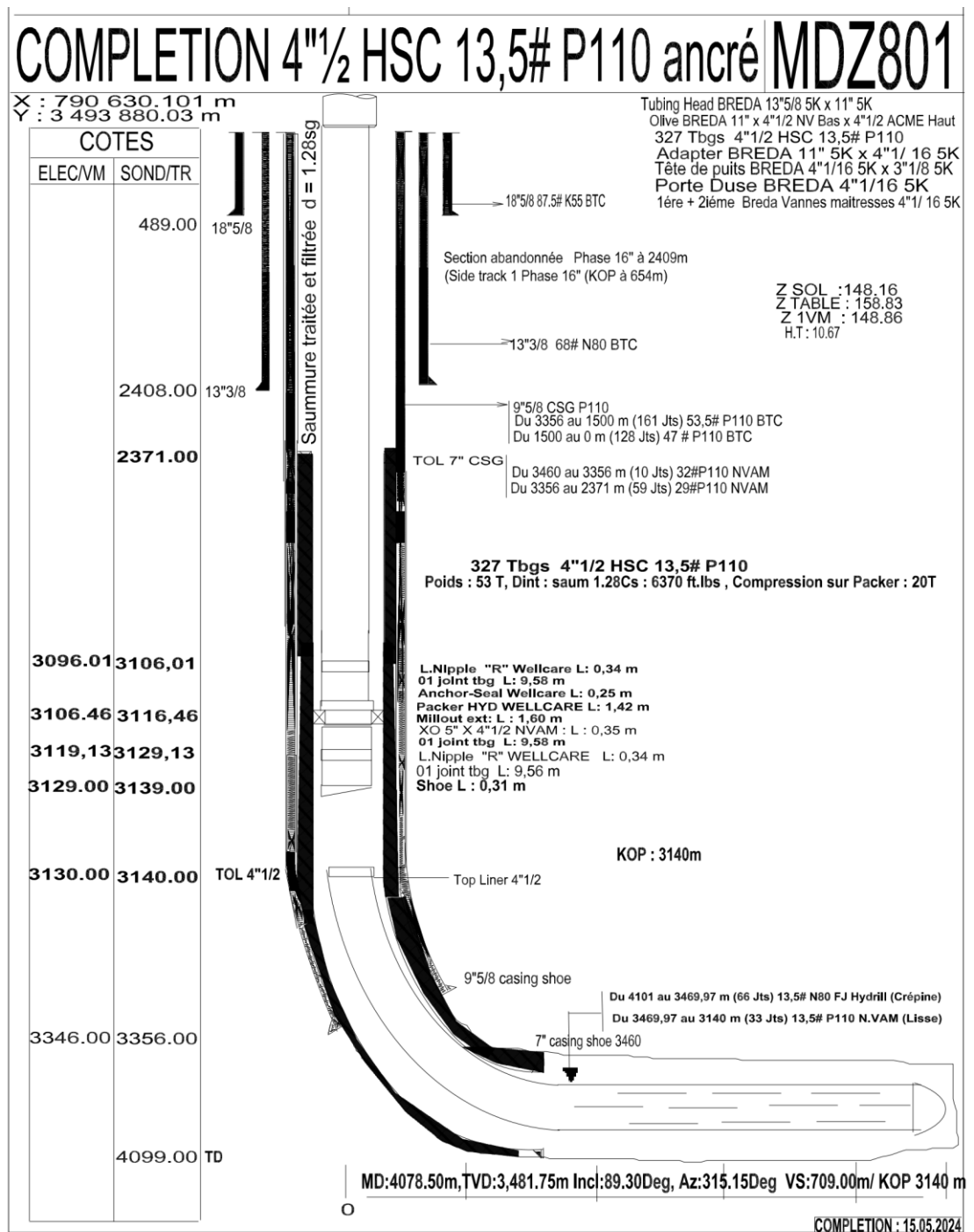


Figure 39: La Fiche technique de puits MDZ801

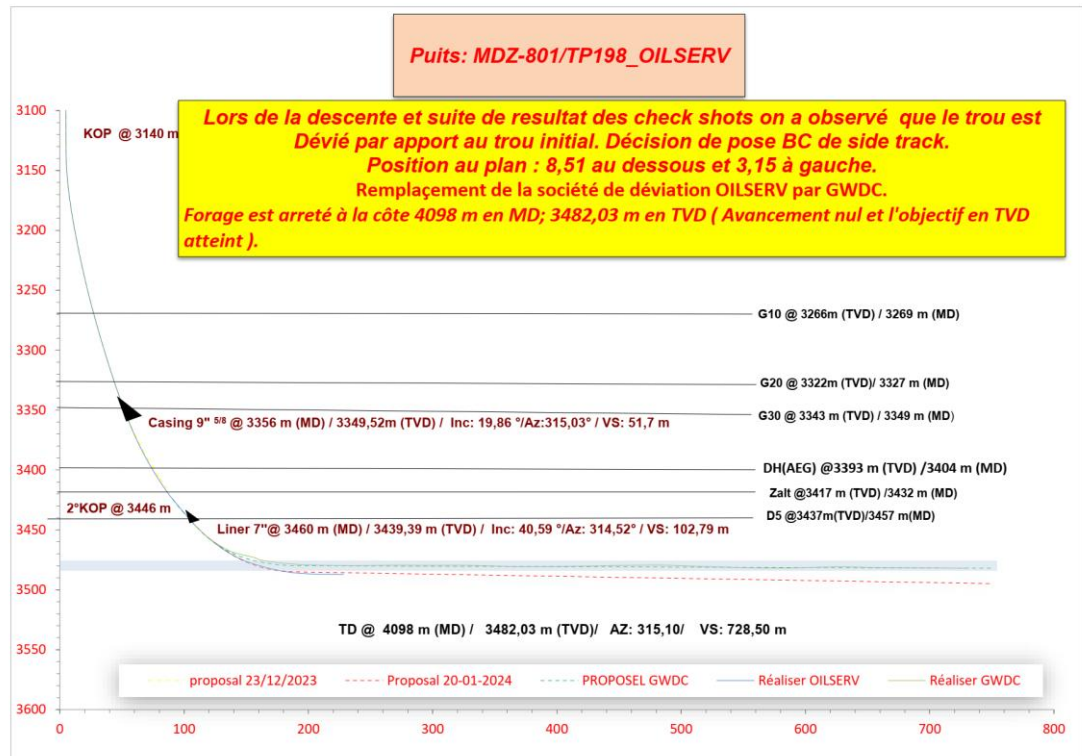


Figure 40: Rapport de forage et de déviation – Puits MDZ-801/TP198_OILSERV

II.5.Résultats du Well Test

Le tableau ci-après présente les performances des tests DST,BULDUP et PFD réalisés sur le puits MDZ 801, ainsi que les résultats de jaugeages successifs ayant permis de suivre l'évolution du débit d'huile et des pressions dans le temps. [43]

DST/PFD

Tableau 10: Performances de Tests du puits MDZ801

Date	Pression (kg/cm²)			Débit (m³/h)	Index Prod	HK		Skin	Duse	TYPE DE TEST
	Gisement	Fond Dyn.	Tête			Proche	Lointain			
26/04/2024	396.8	274	92.1	8.66	0,08	179	---	-5.39	9.53	DST
11/09/2024	380	172.37	37.6	6.15	...	179			9	BULD UP

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

JAUGEAGES

Tableau 11: Jaugeages de puit MDZ 801

Date	Diam. Duse (mm)	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)		Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)
		Huile	Gaz		Tête	Pipe			Récupérée
22-04-2024	9.53	8.66	1552.98	179	92.1	8.6	36	.6152	0
18-06-2024	9	7.19	1496.02	208	50.5	23.2	36.8	.3667	0
19-07-2024	9	6.26	719.96	115	42.06	21.95	30	.3507	0
24-08-2024	9	6.15	730.13	119	38.13	22.132	28	.3239	0
29-10-2024	9	4.2	811.10	193	40.1	20.2	16.9	.4981	0
31-12-2024	9	3.97	492.00	124	37.8	21.4	9	.4976	0
20-02-2025	9	3.52	315.26	89	36.69	23.5	25	.5434	0
22-04-2025	9	3.4	179.33	53	34.67	22.43	23	.5325	0
30-07-2025	9	2.91	247.25	85	34.38	27.01		.5958	0
11-10-2025	9	3.11	582.38	187	33.63	18.6	18	.5635	0
09-12-2025	9	2.81	272.00	97	30.55	22.63		.5671	0
30-01-2026	9	2.67	416.14	156	29.5	22.5	22	.5703	0
05-04-2026	9	2.81	229.02	81	27.99	22.16	16	.4989	0

Test PFD :

Tableau 12: Test PFD – Évolution de la pression, de la température et du gradient en fonction de la profondeur

ZIVM(M)	Cote WL (m)	Cote absolue (m)	Pression (kg/cm²)	Température (C°)	Gradient (kg/cm²/m)
148.86	0	-148.86	37.64	52.14	
	140	-8.86	40.97	56.61	0.024
	640	491.14	55.29	69.43	0.029
	1140	991.14	72.95	83.21	0.035
	1540	1391.14	88.45	91.96	0.039
	1940	1791.14	107.64	102.26	0.048
	2340	2191.14	127.9	108.75	0.051
	2540	2391.14	138.52	111.83	0.053
	2740	2591.14	149.36	115.03	0.054
	2940	2791.14	160.7	117.47	0.057
	3040	2891.14	166.47	118.57	0.058
	3080	2931.14	168.8	119.04	0.058
	3100	2951.14	169.92	119.27	0.056
	3120	2971.14	171.09	119.49	0.059
	3130	2981.14	171.67	119.62	0.058
	3140	2991.14	172.37	119.83	0.07

III. Création de model :

Au niveau de la fenêtre « General », on attribue le nom du puits et on le déclare comme puits producteur actif.

General | Deviation survey | Heat transfer | Tubulars | Downhole equipment | Artificial lift | Completions | Surface equipment

Well name: MDZ 801

Active: ☒

Well type: ☒ Production ☐ Injection

Check valve settings: Block reverse

COMMENTS

Max. characters 2000

Figure 41: paramètres généraux du puits MDZ 801

Ensuite, on saisit les données de « Survey data », récupérées lors de l'opération de MWD, afin d'identifier la trajectoire du puits.

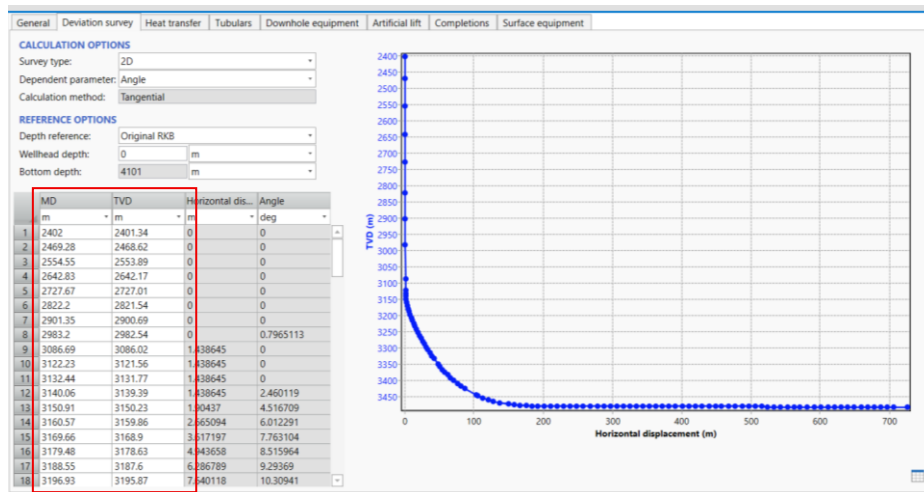


Figure 42: Interface de saisie la trajectoire de puits

Le transfert de chaleur est un paramètre très important dans l'analyse du comportement du fluide au niveau de la colonne de production. On identifie donc la température de surface correspondante.

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

General | Deviation survey | Heat transfer | Tubulars | Downhole equipment | Artificial lift | Completions | Surface equipment

Heat transfer coefficient: ☒ Specify ☐ Calculate

U value input: ☒ Single ☐ Multiple

Average U value: 8 Btu/(h.degF.ft2)

Ambient temperature input: ☒ Single ☐ Multiple

Soil temperature at wellhead: 33 degC

Figure 43: Interface de saisie la température de surface

À partir de la fiche technique du puits, on identifie la complétion au niveau des fenêtres « Tubulars » et « Downhole Equipment », afin de sélectionner le packer et sa profondeur, et d'obtenir ainsi le profil du puits.

General | Deviation survey | Heat transfer | Tubulars | Downhole equipment | Artificial lift | Completions | Surface equipment

Equipment	Name	Active	MD
1	Packer	☒	3106.46
2	NA	☒	3785.485

PACKER

Name: Packer Hyd

Active: ☒

Measured depth: 3106.46 m

General | Deviation survey | Heat transfer | Tubulars | Downhole equipment | Artificial lift | Completions | Surface equipment

Dimension option: ☒ OD ☐ Wall thickness

CASINGS/LINERS

Section type	Name	From MD	To MD	ID	OD	Roughness
1	Casing 18.5/8	0	489	17.755	18.625	0.001
2	Casing 13.3/8	0	2408	12.415	13.375	0.001
3	Casing 9.5/8	0	3346	8.535	9.625	0.001
4	Casing 7"	0	3460	6.094	7	0.001
5	Liner LPP 4.1/2	3140	4101	3.92	4.5	0.001

TUBINGS

Name	To MD	ID	OD	Roughness
1 Tubing 4.1/2	3129	3.92	4.5	0.001

TUBING

Name: Tubing 4.1/2

Grade: P110

Density: 506.8346 lbm/ft3

Thermal conductivity: 27.75 Btu/(h.degF.ft)

ANNULUS MATERIAL

Fluid: Mud

Fluid density: 10.01449 lbm/gal

Fluid thermal cond.: 0.58 Btu/(h.degF.ft)

Figure44 : Interface de saisie la complétion de puits

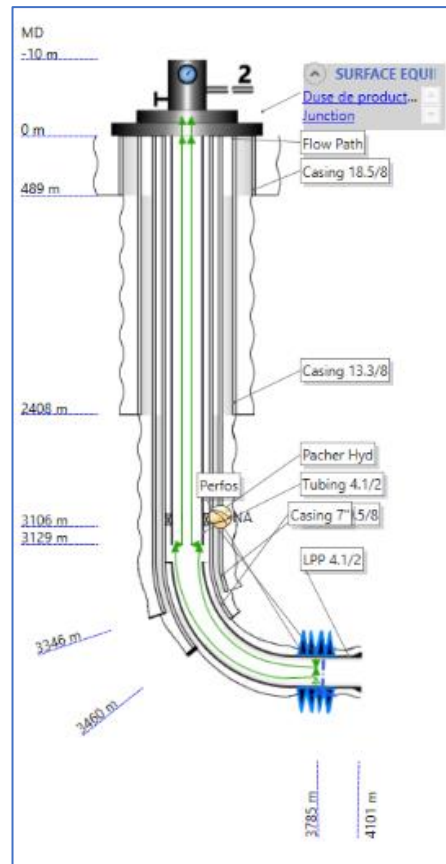


Figure 45: profile de puits eruptif MDZ 801

On localise les perforations par une profondeur moyenne et on choisit un modèle IPR (well PI) pour un puits producteur d'huile sous-saturée. On crée ensuite un nouveau modèle fluide en renseignant les paramètres suivants :

Name	Geometry pro...	Fluid entry	Top MD m	Middle MD m	Bottom MD m	Type	Active	IPR model
1 Perfos	Vertical	Single point		3785.485		Perforation	☒	Well PI

Reservoir Sand Fluid model

Fluid: MDZ 801 Edit... + New...

Override method: Phase ratio

GOR: 190 sm³/sm³

Watercut: 0 %

Figure 46: parameters de perforations et IPR model

Nous donnons un nome au modelé et sectionner le donner suivants :

- Le watercut, le GOR : à base de résultats de jaugeage
- Le gaz SG, water SG, API et le pression et température et GOR au point du bulle : à base de résultats de PVT de la zone HZS (la zone de puits)

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

À noter : on s'appuie sur les résultats du jaugeage le plus proche du test Build-Up, qui correspond à la date du 24/08/2024 (la colonne marquée en vert dans le tableau).

Figure 47: propriétés du fluide – Puit MDZ 801

Figure 48: des paramètres de calibration et des corrélations PVT

On utilise le logiciel **OFM** pour calculer la pression et la température de réservoir en 2026 (estimées entre 350 et 360 kgf/cm²). À partir des résultats du test DST, on détermine l'indice de productivité (IP).

Ce qui permet d'obtenir la courbe d'Inflow Performance Relationship (IPR).

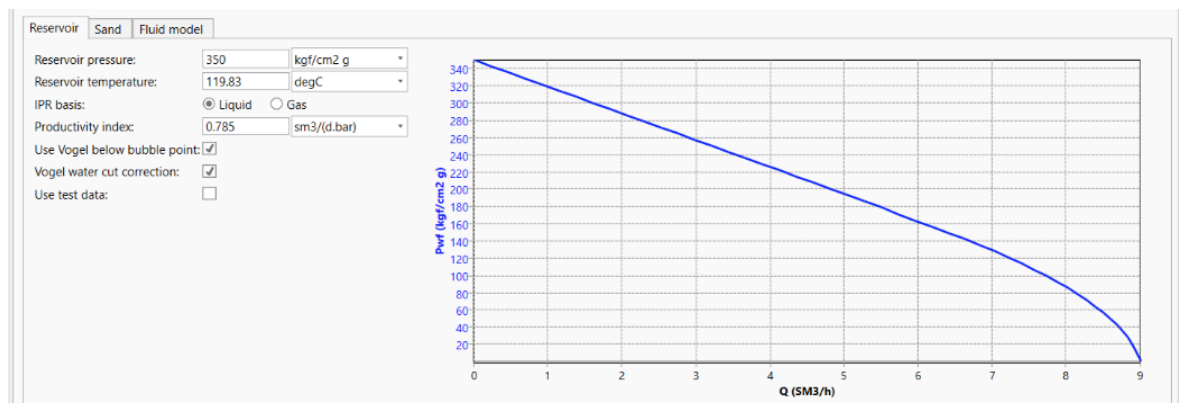


Figure 49: Courbe IPR du puits

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

La pression de la ligne a un effet non négligeable sur les performances du puits. On renseigne donc la contre-pression de surface représentée par la duse (9 mm) et la pression de la ligne (19 kg/cm²).

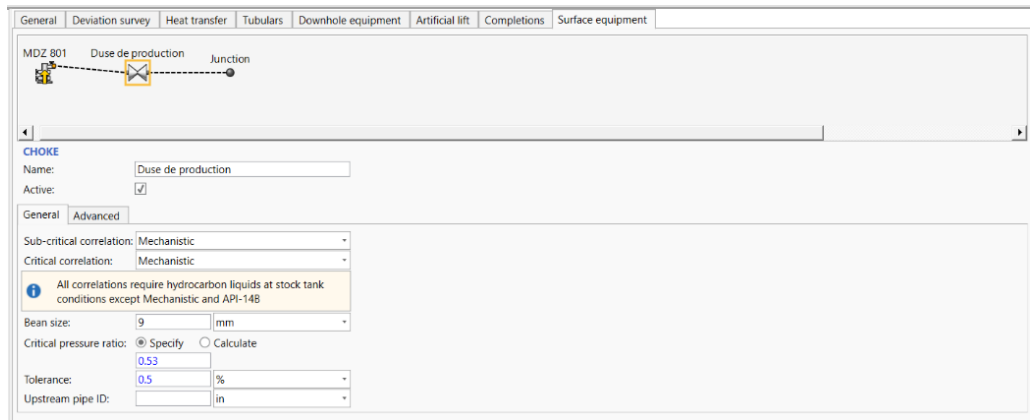


Figure 50: le paramétrage de la duse de production et matérielle de surface

La calibration de la simulation par PIPESIM nécessite une référence réelle. Dans ce cas, on s'appuie sur les résultats du test PFD pour saisir les données de pression et de température en fonction de la profondeur mesurée comme suit :

The screenshot shows the 'Survey data catalog' window. It contains a table with the following data:

Name	Type	Date/Time	Fluid phases	Oil flowrate SM3/h	Water flowrate SM3/h	Gas flowrate sm3/d	GOR sm3/sm3	Watercut %	Cc
1 MDZ 801	Well	4/28/2026 3:16:17 PM	2-phase	6.15	0	730	4.945799	0	

The screenshot shows the 'Survey data' window for well MDZ 801. The 'Name' is 'MDZ 801', 'Type' is 'Well', and 'Date/Time' is '28-04-2026 03:16'. The flow rates are: Oil flowrate: 6.15 SM3/h, Water flowrate: 0 SM3/h, Gas flowrate: 730 sm3/d, GOR: 4.945799 sm3/sm3, Watercut: 0 %.

Under 'PROFILE DATA', the 'Fluid phases' are set to '2-phase'. The table below shows measured depth, pressure, temperature, liquid holdup, and gas holdup.

Measured depth m	Pressure kgf/cm2 g	Temperature degC	Liquid holdup %	Gas holdup %
1 0	37.64	52.14		
2 140	40.97	56.61		
3 640	55.29	69.43		
4 1140	72.95	83.21		
5 1540	88.45	91.96		
6 1940	107.64	102.26		
7 2340	127.9	108.75		
8 2540	138.52	111.83		
9 2740	149.36	115.03		
10 2940	160.7	117.47		

Figure51 : Catalogue de données de test PFD (Survey data catalog)

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

Les données saisies précédemment doivent se situer dans les limites normales de ce puits ; elles doivent donc être comparées à l'intervalle autorisé. En entrant la pression de tête de puits (première colonne du tableau), on effectue cette comparaison à l'aide des corrélations suivantes

- ✓ Pour la section verticale :
 - Duns and ros (baker jardine)
 - No slip assumption
- ✓ Pour la section horizontale :
 - Baker jardine revised

Figure 52: comparaison des corrélations d'écoulement verticale et horizontale

Après comparaison, on observe que les données sont situées entre la plus petite et la plus grande courbe autorisée pour ce puits. Par conséquent, les données saisies sont validées et peuvent être considérées comme fiables pour le calage du modèle (Data Matching).

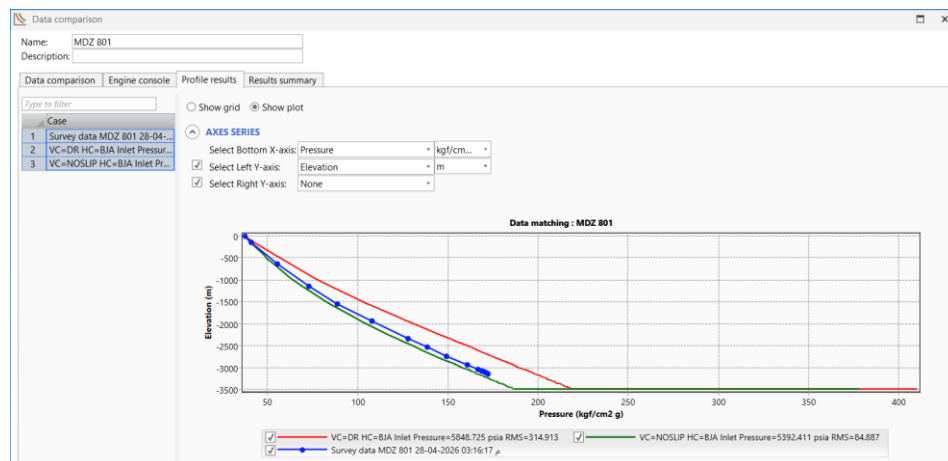


Figure 53: la comparaison entre les données mesurées et les modèles simulés

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

Data Matching (ou Model Matching) : Il s'agit d'une méthode de calibration du modèle de simulation visant à reproduire les données réelles du puits ou du réseau de production, en réduisant l'écart entre les résultats simulés et les mesures de terrain. [40]

Pour le calage, on sélectionne les corrélations suivantes, adaptées à un puits horizontal producteur d'huile légère ($P_g > P_b$) :

Tableau 13: Corrélations d'écoulement sélectionnées pour les sections verticale et horizontale – Puits MDZ 801

Section verticale	Section horizontale
Ansari	Baker Jardine Revised
Aziz Govier Fogarasi	OLGAS 2017.1 2-Phase
Govier, Aziz (Tulsa (Legacy 1989))	
Hagedorn & Brown (Original) (Tulsa (Legacy 1989))	
OLGAS 2017.1 3-Phase HD	

The screenshot shows the 'Data matching' window for the 'MDZ 801 - Data matching' project. The interface is divided into several sections:

- GENERAL:** Includes fields for Branch start (MDZ 801 - Reservoir), Branch end (MDZ 801 - Wellhead), Default profile plot (Elevation vs. pressure), Well survey data (MDZ 801 28-04-2026 03:16:17), and an Override flowrate checkbox.
- CALCULATED VARIABLE:** Offers options for Inlet pressure (selected) or Liquid flowrate, with corresponding numerical values and units.
- FLUID RATIOS:** A table showing Inflow, GOR, and Watercut for the 'Perfos' well.
- REGRESSION PARAMETER SETUP:** A table with 5 rows for various friction and holdup factors, each with a 'Calibrate' checkbox and 'Min.'/'Max.' values.
- RMS WEIGHT FACTORS:** Fields for Pressure, Temperature, and Liquid holdup, all set to 1.
- HEAT TRANSFER OPTIONS:** Includes an 'Override heat transfer options' checkbox and a 'Inside film coefficient method' dropdown set to 'Kreith'.
- FLOW CORRELATIONS:** Two lists of correlation models for 'Vertical flow (multiphase)' and 'Horizontal flow (multiphase)'. In the vertical list, 'Ansari' and 'Aziz Govier Fogarasi' are selected. In the horizontal list, 'Baker Jardine Revised' is selected.

Figure54 : Interface de calibration (Data matching)

RMS (Root Mean Square) : Mesure l'écart moyen quadratique entre les valeurs calculées et les données réelles. Plus la valeur du Calibrated Total RMS est faible, plus le modèle est considéré comme précis et bien ajusté aux données de terrain. [40]

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

On retient la combinaison de corrélations présentant le RMS le plus faible, soit : **Hagedorn & Brown / Baker Jardine Revised**, puis on publie les modèles calibrés (Publish Calibrated Models)..

	Vertical multiphase correlation	Horizontal multiphase correlation	Calibrated temperature RMS	Initial holdup RMS	Calibrated holdup RMS	Initial total RMS	Calibrated total RMS	Status	Select
1	Hagedorn & Brown (Original) [Tulsa (Legacy 1989)]	Baker Jardine Revised	9.999693	0	0	42.886762	20.47977	Optimized	☒
2	Hagedorn & Brown (Original) [Tulsa (Legacy 1989)]	OLGAS 2017.1 2-Phase	9.999721	0	0	42.887101	20.481218	Optimized	☐
3	OLGAS 2017.1 3-Phase HD	Baker Jardine Revised	15.280089	0	0	256.483942	20.695736	Optimized	☐
4	OLGAS 2017.1 3-Phase HD	OLGAS 2017.1 2-Phase	15.280145	0	0	256.48502	20.695805	Optimized	☐
5	Ansari	Baker Jardine Revised	15.329593	0	0	423.620851	27.415522	Optimized	☐
6	Ansari	OLGAS 2017.1 2-Phase	15.329684	0	0	423.621176	27.420851	Optimized	☐
7	Govier, Aziz [Tulsa (Legacy 1989)]	Baker Jardine Revised	15.754235	0	0	464.832853	103.153438	Optimized	☐
8	Govier, Aziz [Tulsa (Legacy 1989)]	OLGAS 2017.1 2-Phase	15.754294	0	0	464.834352	103.153751	Optimized	☐
9	Aziz Govier Fogarasi	Baker Jardine Revised	16.200878	0	0	511.865691	188.802009	Optimized	☐
10	Aziz Govier Fogarasi	OLGAS 2017.1 2-Phase	16.200938	0	0	511.865641	188.802249	Optimized	☐

Figure 55: Résultats de la calibration (Data matching)

On lance ensuite une analyse nodale, qui donne un point de fonctionnement de 4,06 m³/h de débit et 223,22 kg/cm² de pression de fond dynamique.

En comparaison avec le jaugeage le plus proche (29/10/2024), on constate que le résultat calculé est cohérent. Le modèle est donc calibré sans erreurs significatives.

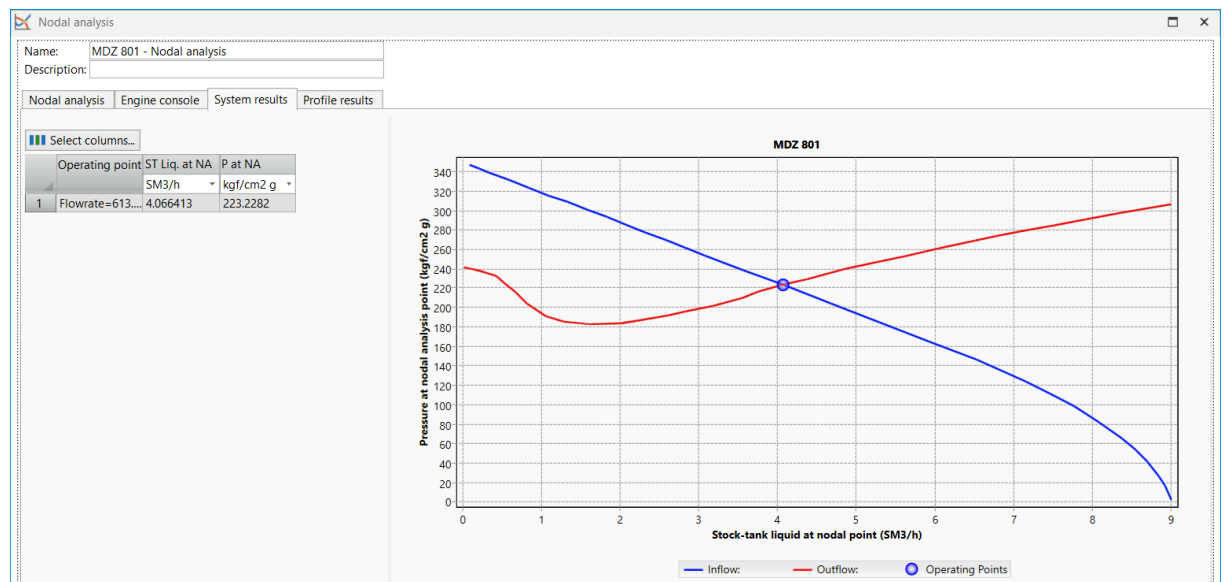


Figure 56: Analyse nodale – Courbes d'inflow et d'outflow avec point de fonctionnement du puits MDZ 801

En fonction de l'historique du puits, le débit d'huile diminue avec le temps ; ce puits doit donc être activé dès que possible.

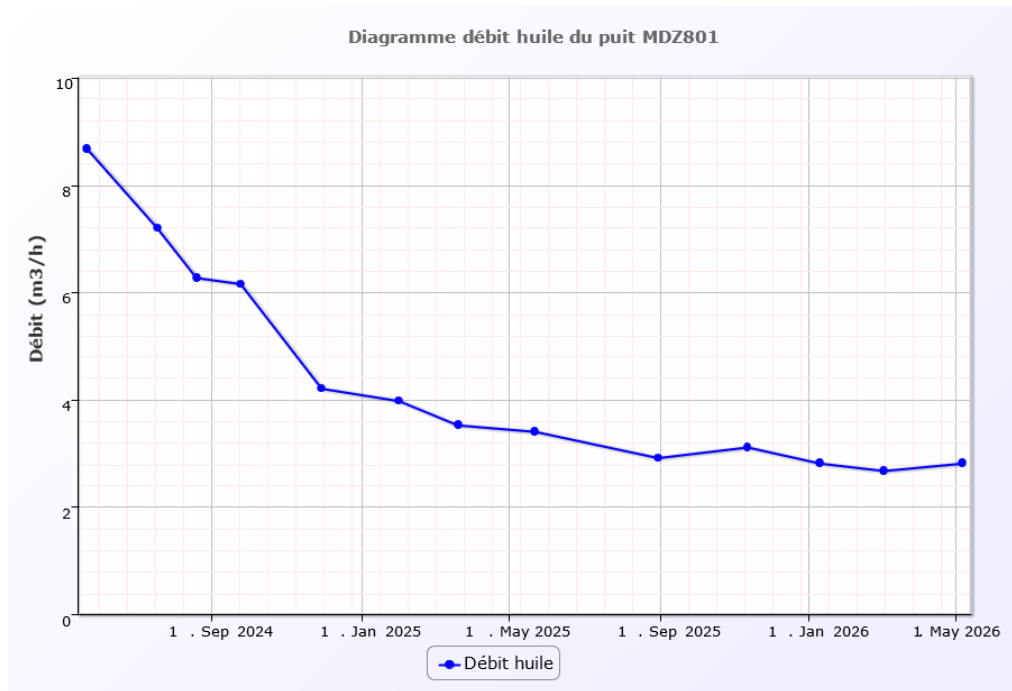


Figure 57: Évolution du débit d'huile du puits MDZ 801 (septembre 2024 – mai 2026)

IV. Model de Gas Lift :

On commence par créer un modèle de gaz injecté afin d'identifier les caractéristiques du gaz.

On renseigne les paramètres suivants :

- Gas Specific Gravity, WGR (Water Gas Ratio), OGR (Oil Gas Ratio) : ces paramètres sont déjà déterminés et varient d'une région à l'autre.

General Deviation survey Heat transfer Tubulars Downhole equipment Artificial lift Completions Surface equipment

GAS LIFT

Injection option: ☒ Fixed injection ports ☐ Injection valve system

Alhanati stability check: ☐

Gas lift	Active	MD	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit	Port size
1 GLI	☒	2900	Injection g...	0	sm3/d	1

GAS PROPERTIES

Gas specific gravity: ☐ Specify ☒ Use fluid model

FLUID MODEL

Fluid: GL Edit New...

Edit 'GL'

FLUID

Name: GL Save as template

Description:

Properties Viscosity Calibration Thermal

STOCK TANK PROPERTIES

WGR	0	sm3/sm3
OGR	0	sm3/sm3
Gas specific gravity	0.732	
Water specific gravity	1.02	
API	45	dAPI

CONTAMINANT MOLE FRACTIONS

CO2 fraction:	0
H2S fraction:	0
N2 fraction:	0
H2 fraction:	0
CO fraction:	0

Figure58 : des propriétés du fluide-Fluide "GL" (Gas Lift)

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

Pour identifier la profondeur d'injection, on calcule la hauteur maximale que notre pression d'injection (140 kg/cm^2) peut atteindre. On définit pour cela la pression d'injection, la température du gaz injecté (26°C) et le débit d'injection cible ($20\,000 \text{ m}^3/\text{j}$).

The screenshot shows the 'Deepest injection point' software interface. It includes fields for Name, Description, and various parameters categorized into Boundary Conditions, Injection Parameters, Calculation Options, and Depth Control. The Injection Parameters section is highlighted with a red box, showing an operating injection pressure of 140 kgf/cm² g, a surface injection temperature of 26 degC, and a target injection rate of 20000 sm³/d.

Category	Parameter	Value	Unit
BOUNDARY CONDITIONS	Branch end:	MDZ 801 - Wellhead	
	Calculated variable:	Production rate	
	Production outlet pressure:	40.34	kgf/cm ² g
	Reservoir pressure:	350	kgf/cm ² g
	Reservoir temperature:	119.83	degC
	GOR:	81	sm ³ /sm ³
	Watercut:	0	%
INJECTION PARAMETERS	Operating injection pressure:	140	kgf/cm ² g
	Surface injection temperature:	26	degC
	Target injection rate:	20000	sm ³ /d
CALCULATION OPTIONS	Injection gradient:	Include friction losses	
DEPTH CONTROL	Gas injection depth:	Optimum depth	
	Maximum injection TVD:	3105.46	m
	Minimum valve injection DP:	150.0001	psi

Figure 59: Paramétrage du point d'injection le plus profond (Gas Lift)

Par projection sur la courbe ci-dessous, on observe que la profondeur maximale que la pression d'injection peut supporter est d'environ 2 800 à 2 900 m, ce qui constitue la profondeur d'injection optimale. La profondeur de 3 100 m représente la profondeur maximale possible pour l'injection (profondeur du packer).

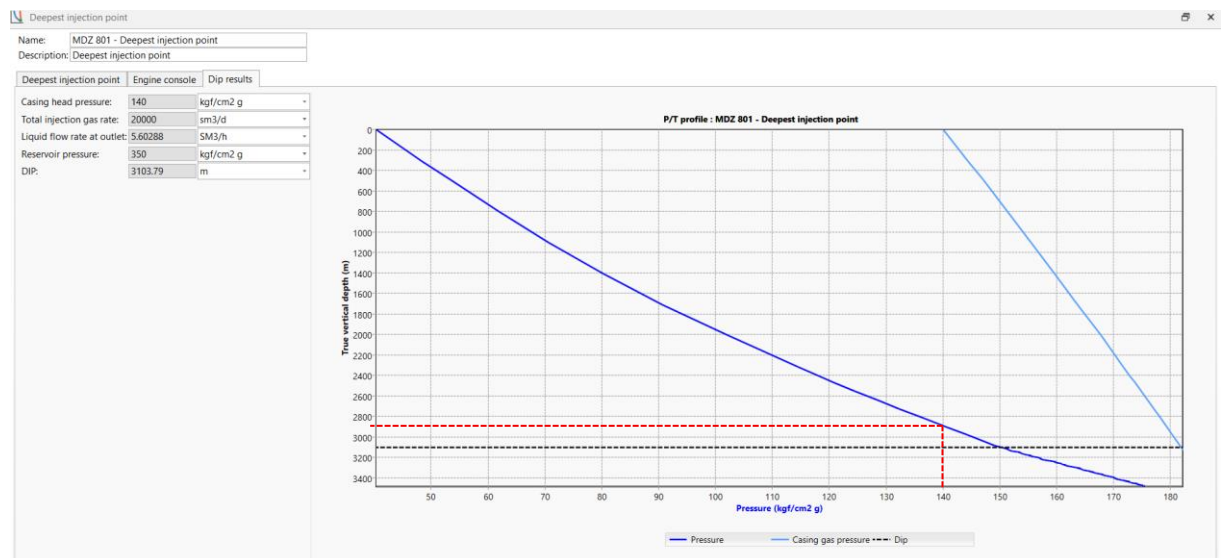


Figure 60: Résultats du point d'injection le plus profond

À partir du panneau d'analyse système (System Analysis), on calcule le débit de production d'huile en fonction du débit d'injection (de 0 à $100\,000 \text{ m}^3/\text{j}$, avec un pas de $2\,500 \text{ m}^3/\text{j}$), du diamètre du concentrique ($2\frac{3}{8}$ ou $2\frac{7}{8}$ in) et du diamètre de la duse de production (9, 12 ou 14 mm), avec une pression de ligne de 19 kg/cm^2 .

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

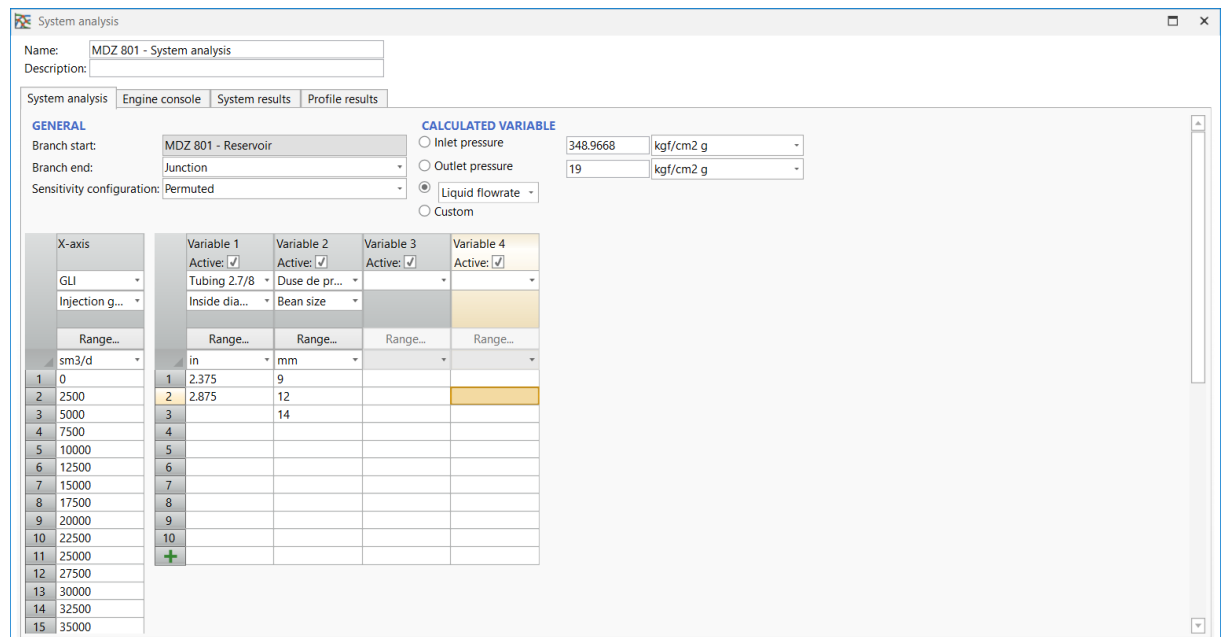


Figure 61: Configuration de sensibilité pour l'optimisation du puits MDZ 801 (débit Gas Lift, diamètre du tubing, du duse)

On observe que la combinaison concentrique **2"7/8 in** avec une duse de **14 mm** (courbe en bleu ciel) assure le meilleur débit d'huile possible. C'est pourquoi on retient cette configuration pour la complétion de ce puits.

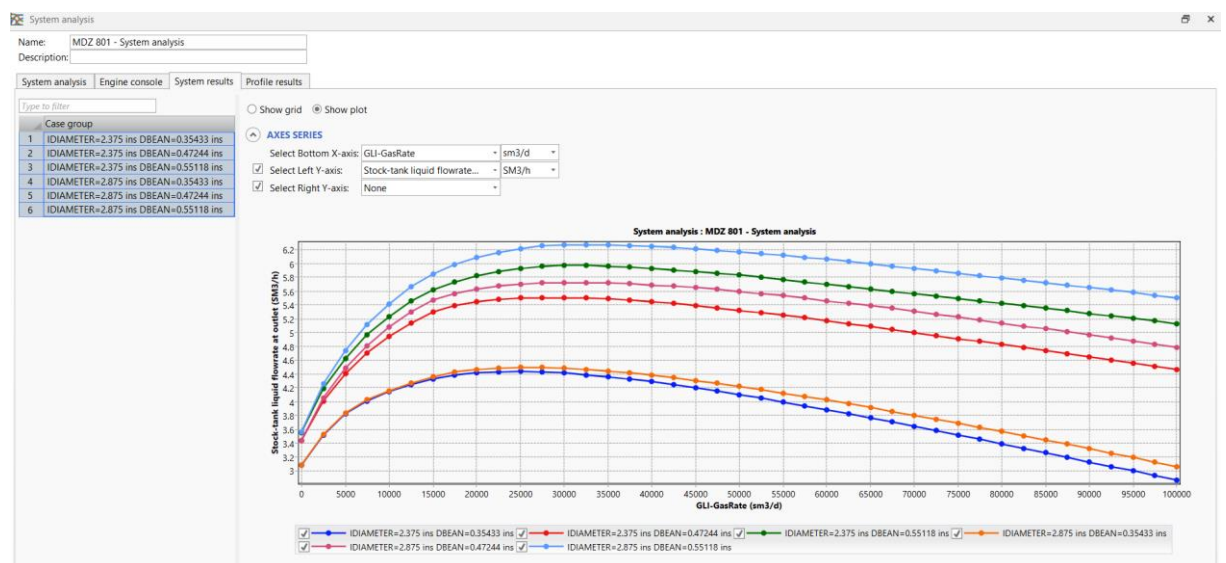


Figure 62: Résultats de l'analyse système - Débit liquide en fonction du débit d'injection de gaz pour différentes configurations (diamètre tubing et diamètre duse)

Pour identifier le débit optimal d'injection, on calcule le débit de production d'huile et la pression de tête de puits en fonction du débit d'injection.

Il apparaît clairement que le rapport optimal débit de gaz/production se situe entre 20 000 et 30 000 m³/j. Comme la différence entre ces deux valeurs est faible (6,08 à 6,27 m³/h), d'un point de vue économique, on retient **20 000 m³/j** comme débit d'injection de gaz recommandé.

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

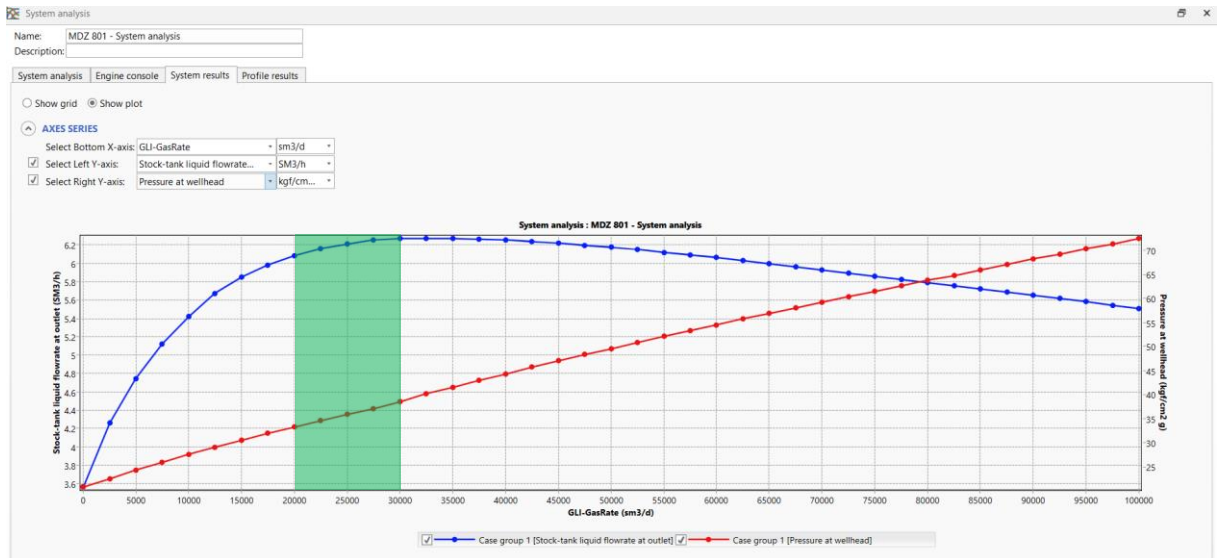


Figure 63: Débit liquide et pression en tête de puits en fonction du débit d'injection de gaz

Sur la base de tout ce qui précède, on détermine la complétion du puits et on installe le concentrique d'un diamètre de 2"7/8 po à une profondeur de 2 900 m, ce qui représente le point d'injection de gaz. On renseigne les paramètres du gaz avec un débit de 20 000 m³/j et la profondeur d'injection correspondant à la profondeur du concentrique.

Le nouveau profil de puits est les paramètres qui ont été entrés sont comme suivant :

CASINGS/LINERS

Section type	Name	From MD	To MD	ID	OD	Roughness
1 Casing	Casing 18.5/8	0	489	17.755	18.625	0.001
2 Casing	Casing 13.3/8	0	2408	12.415	13.375	0.001
3 Casing	Casing 9.5/8	0	3346	8.535	9.625	0.001
4 Casing	Casing 7"	0	3460	6.094	7	0.001
5 Liner	LPP 4.1/2	3140	4101	3.92	4.5	0.001

TUBINGS

Name	To MD	ID	OD	Roughness
1 Tubing 2.7/8	2900	2.441	2.875	0.001
2 Tubing 4.1/2	3129	3.92	4.5	0.001

TUBING

Name: Tubing 4.1/2
 Grade: P110
 Density: 506.8346 lbm/ft³
 Thermal conductivity: 27.75 Btu/(h·deg·ft)

ANNULUS MATERIAL

Fluid: Mud
 Fluid density: 10.01449 lbm/gal
 Fluid thermal cond.: 0.58 Btu/(h·deg·ft)

GAS LIFT

Injection option: ☒ Fixed injection ports ☐ Injection valve system
 Alhanati stability check: ☐

Gas lift	Active	MD	Injection basis	Inj. quantity	Injection unit	Port size
1 GLI	☒	2900	Injection g...	20000	sm³/d	1

GAS PROPERTIES

Gas specific gravity: ☐ Specify ☒ Use fluid model

FLUID MODEL

Fluid: GL

Figure 64 : Paramètres du système Gas Lift - Point d'injection et propriétés du gaz et la complétion

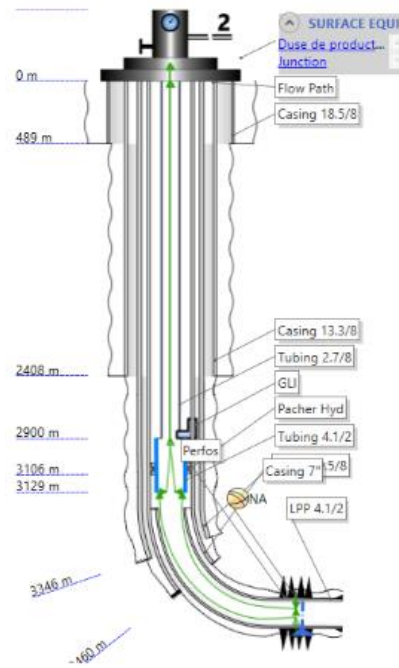


Figure 65: Schéma de complétion Gas Lift du puits MDZ 801

Après avoir finalisé le modèle de gas lift, on effectue l'analyse nodale, qui donne un point de fonctionnement de 5,89 m³/h de débit et 166,26 kg/cm² de pression de fond de puits. Ce résultat représente une augmentation significative par rapport à l'état initial du puits (4,06 m³/h ; 223,22 kg/cm²). .

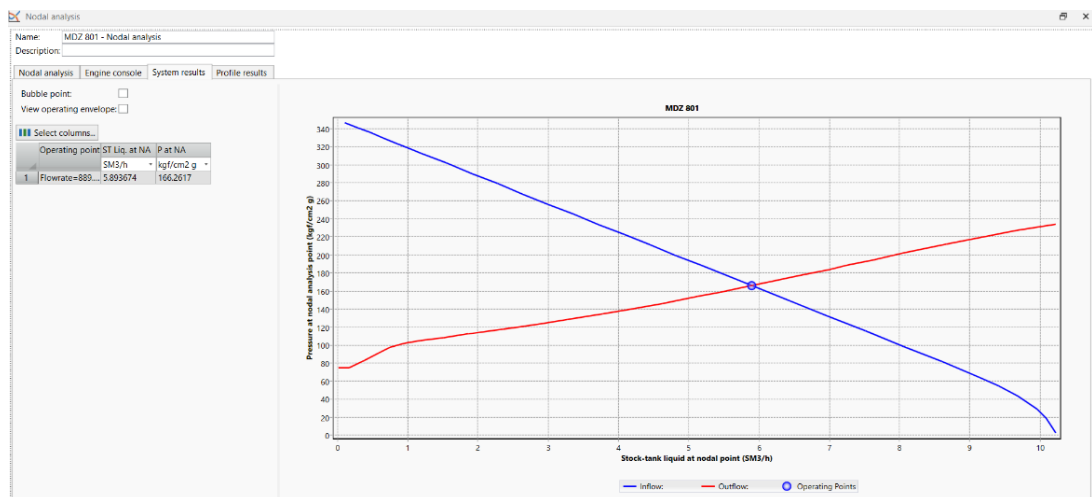


Figure 66: Courbes d'inflow et d'outflow et point de fonctionnement du puits MDZ 801 avec Gas Lift

V. Model de pompe ESP :

V.1.Dimensionnement de l'ESP :

Pour trouver le system ESP le plus efficace pour ce puits nous devons faire quelques calculs :

AOF (Absolute Open Flow) :

Représente le débit maximal que le puits peut produire lorsque la pression au fond du puits devient théoriquement nulle. Il permet d'évaluer la capacité de production du réservoir et utilisée pour dimensionner le système ESP.

D'après la courbe IPR, on obtient $AOF = 7,33 \text{ m}^3/\text{h}$.

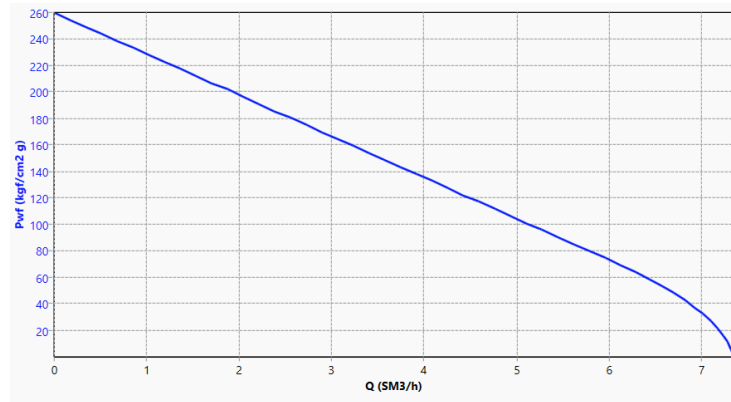


Figure 67: Relation débit (Q) – Pression (Pg) pour le puits MDZ 801

Le débit Q est le débit réel choisi pour l'exploitation du puits. Il correspond à 60 % de l'AOF afin d'assurer une production stable et d'éviter le surpompage :

$$Q = 0.6 \times 7.33 = 4.39 \text{ m}^3/\text{h} = 662.69 \text{ b bl/d}$$

Par projection sur la même courbe, on trouve $PFD = 117,19 \text{ kg/cm}^2 = 114,92 \text{ bar}$.

TDH (Total Dynamic Head) :

Le TDH représente la hauteur totale que la pompe doit vaincre pour produire le fluide jusqu'à la surface. Il inclut la pression en tête de puits, le niveau dynamique et les pertes de charge dans la tubulure. [41]

$$TDH = THP + NVL + TFL$$

Cette valeur sert à déterminer le nombre d'étages de la pompe ESP.

NVL (Niveau dynamique) :

Correspond à la profondeur du niveau de liquide dans le puits pendant la production. Il indique la hauteur réelle que le fluide doit parcourir avant d'atteindre la pompe. Plus le NVL est profond, plus la pompe doit fournir d'énergie.

$$NVL = TVD - H = 3482.03 - 1412.27 = 2069.76 \text{ m} = 168.42 \text{ bar}$$

$$H = \frac{10.2 * PFD}{do} = \frac{10.2 * 114.92}{0.83} = 1412.27m$$

TFL (Tubing Friction Loss) :

Le TFL représente les pertes de charge dues au frottement du fluide dans la tubulure de production. Ces pertes augmentent avec le débit et diminuent lorsque le diamètre interne de la tubulure augmente. [41]

La formule de Hazen-Williams est une relation empirique utilisée pour calculer les pertes de charge dues au frottement lors de l'écoulement d'un fluide dans une conduite ou une tubulure. Elle permet d'estimer la diminution de pression causée par la rugosité interne de la conduite et la vitesse du fluide afin de dimensionner correctement les systèmes ESP et les conduites de production. [42]

Avec la projection sur la courbe suivante lorsque **Q = 662.69 bbl/d** et on choisit un tubing de **OD = 2.7/8 in** on trouve **C = 12**. À partir de La formule de Hazen-Williams on calcule TFL.

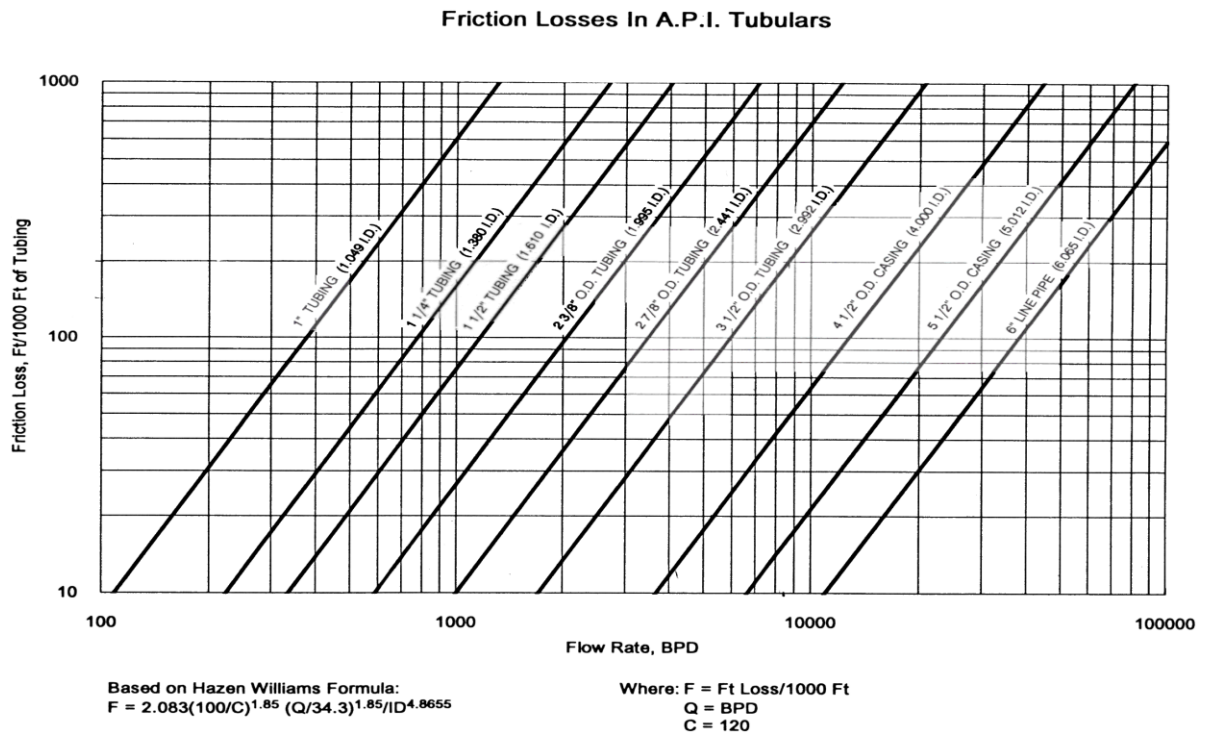


Figure 68: Abaque des pertes de charge par friction dans les tubings API

$$TFL = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q}{34.3} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} = \frac{2.083 \left(\frac{100}{12} \right)^{1.85} \left(\frac{662.69}{34.3} \right)^{1.85}}{2.441^{4.8655}} = 327.54 \text{ psi}$$

$$= 22.59 \text{ bar} = 277.61 \text{ m}$$

THP (Tubing Head Pressure)

Pression de tête de puits c'est nous qui le choisissons : THP = 45 bars = 553.01 m

Calcul de TDH :

$$\text{TDH} = \text{THP} + \text{NVL} + \text{TFL} = 553.01 + 2069.76 + 277.61 = 2900 \text{ m}$$

$$= 235.98 \text{ bar}$$

On utilise la courbe de performance d'un seul étage de la pompe REDA SN8500 à 60 Hz pour déterminer la hauteur atteinte, la puissance et le rendement d'un seul étage.

Avec $Q = 662.69 \text{ bbl/d}$:

- Par projection sur la courbe on Blue on trouve : $H = 61.5 \text{ ft} = 18.69 \text{ m}$
- Par projection sur la courbe on noir on trouve : $P = 2.9 \text{ HP}$ et $\text{Eff} = 61.5 \%$

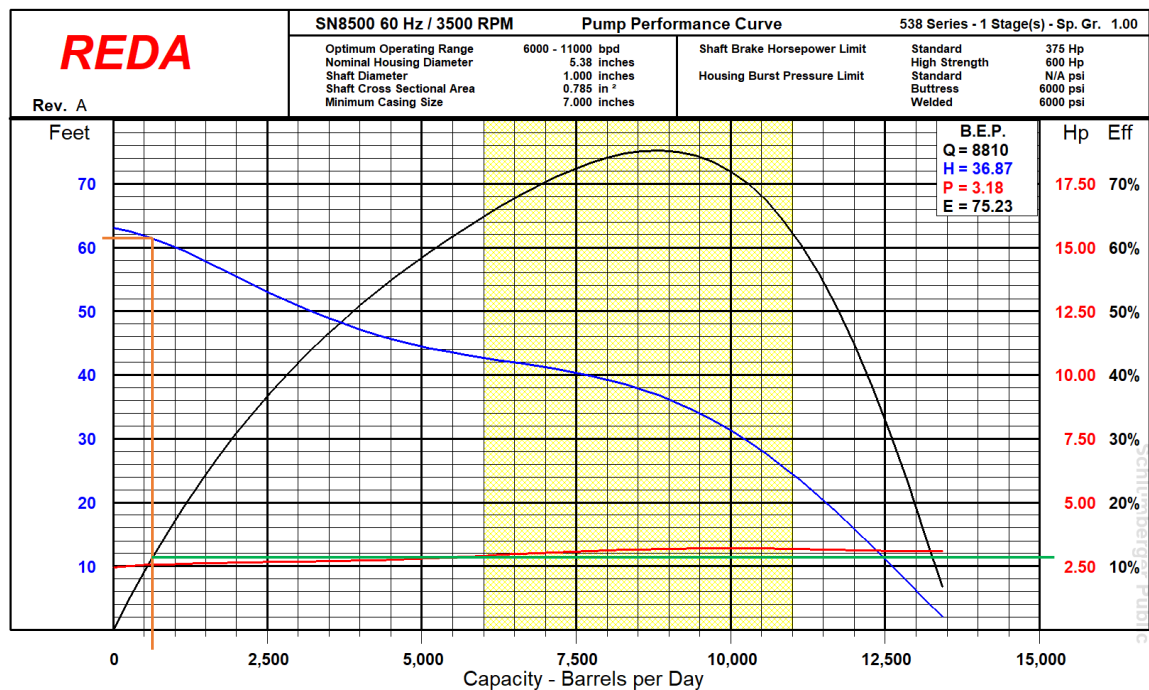


Figure 69: Courbe de performance de la pompe ESP – Modèle SN8500 (60 Hz / 3500 RPM)

Calcul du nombre d'étages :

$$\text{Nstage} = \text{TDH}/H = 2900/18.69 = 155.16 \text{ stages}$$

$$\approx 156 + (20\% \text{ marge de sécurité}) = 188 \text{ stages}$$

Pour 188 stages : $P_{\text{total}} = 2.9 \times 188 = 545.2 \text{ HP}$

Et voilà nous avons terminé tous les calculs nécessaires à la conception de la pompe.

V.2.Création de model :

Au niveau du panneau ESP Design, on saisit les paramètres de la pompe comme suit:

- Débit de refoulement : 4.13 m³/h
- Profondeur de la pompe : 2800 m
- Fréquence de la pompe : 50 HZ
- Rendement de séparateur de gaz : 80 %

Et on choisit le modelé de la pompe.

ESP design

Name: MDZ 801 - ESP design
Description: Single pump selection

ESP design | Engine console | Results

BOUNDARY CONDITIONS

Branch end: MDZ 801 - Wellhead
Outlet pressure: 44.854 kgf/cm² g
Reservoir pressure: 260 kgf/cm² g
Reservoir temperature: 119.83 degC
GOR: 81 sm³/sm³
Watercut: 0 %

DESIGN PARAMETERS

Design production rate: 4.39 SM³/h
Design option: Add a new ESP
Pump depth: 2800 m
Design frequency: 50 Hz
Gas separator present: ☒
Separator efficiency: 80 %

PUMP SELECTION

Pump: REDA D1050N
Stage by stage calculation: ☒
Head derating factor: 0.8
Rate derating factor: 0.8
Power derating factor: 1
Viscosity correction: ☐

Figure 70: Conception de pompe ESP pour le puits MDZ 801

Le choix du modèle de pompe est basé sur son rendement et ses débits maximum et minimum. L'intervalle de débit doit couvrir le débit sélectionné (4,39 m³/h) et s'adapter aux besoins futurs, qu'ils augmentent ou diminuent. La pompe REDA D1050N est donc le choix idéal, offrant un débit de 1,98 à 10,93 m³/h avec un rendement satisfaisant de 66,45 %.

ESP catalog

Casing ID: 6.094 in

Equipment clearance: 0.5 in

Design frequency: 50 Hz

Design flowrate: 4.39 SM3/h

Intake liquid rate: 5.831854 m3/h

Intake total rate: 5.831854 m3/h

Show recommended pumps: ☒

	Manufacturer	Model	Series	Min. flowrate m3/h	Max. flowrate m3/h	Efficiency at d...
1	REDA	RC1000	400	1.324894	8.943036	67.58831
2	ODI	RC12	55	5.962024	9.936707	66.5891
3	REDA	D1050N	400	1.987341	10.93038	66.45209
4	REDA	D1050N(387)	387	1.987341	10.93038	66.45209
5	ODI	R9	55	4.63713	7.286918	65.62806
6	Novomet	NHV(790-100...	5A (406)	1.490506	7.982488	63.79557
7	BORETS	B 400-950	400	4.246286	7.995737	63.56453
8	BORETS	B 400-1250	400	4.597383	10.3408	63.48298
9	BORETS	B 400-1050	400	2.649789	10.93038	63.36319
10	CENTRILIFT	FC1200	400	6.293247	10.33417	63.24489

Figure 71: Catalogue ESP – Sélection de pompes (débit visé = 4,39 SM³/h, fréquence = 50 Hz)

Dans la (figure 72) La zone jaune représente la plage de fonctionnement optimal (Recommended Operating Range – ROR) d'un seul étage de la pompe REDA D1050N sans surpression. Le débit sélectionné (4,39 m³/h) se situe dans cette zone, confirmant ainsi l'adéquation de ce modèle au puits ensuite nous installons ce modèle.

Bien que le débit sélectionné soit inférieur au débit de fonctionnement optimal de la pompe (5,8 m³/h), cette différence est liée à l'AOF du puits.

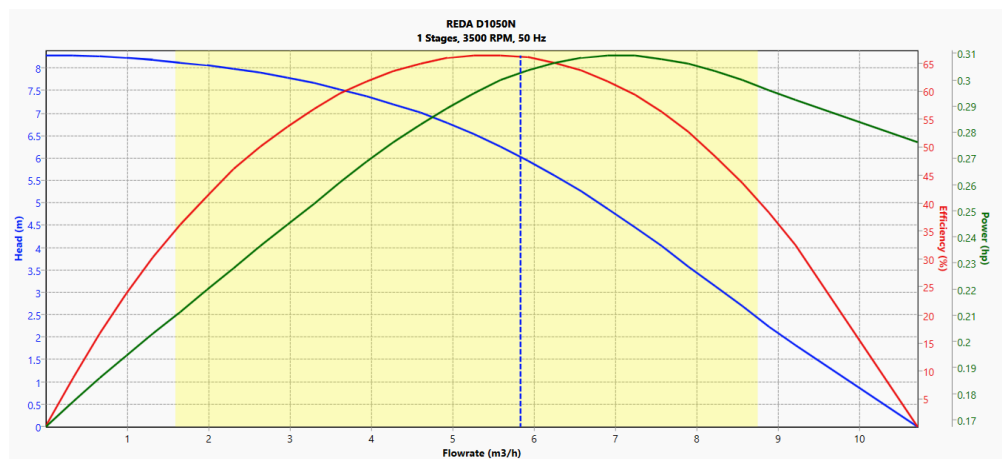


Figure 72: les courbes de performance d'un seul étage de la pompe REDA D1050N

On saisit ensuite le nombre d'étages (188 étages), le rendement du séparateur de gaz (80 %), puis on sélectionne le type de moteur et de câble électrique alimentant la pompe.

ESP Configuration Interface

Performance data:

- Name: REDA D1050N
- Active: ☒
- Measured depth: 2800 m
- Manufacturer: REDA
- Model: D1050N
- Diameter: 4 in
- Series: 400
- Min. flowrate at base frequency: 1.987341 m3/h
- Max. flowrate at base frequency: 10.93038 m3/h
- Permanent magnet motor: ☐
- Override slippage factor: ☐
- Slippage factor: 97.222 %
- ESP base frequency: 60 Hz
- Operating frequency: 50 Hz
- Operating speed: 2916.66 rpm
- Stages: 188
- Head derating factor: 0.8
- Rate derating factor: 0.8

Calculation options:

- Viscosity correction: ☒
- Surface power correction: ☒
- Power correction method: ☐ Specify ☒ Motor and cable
- Motor: REDA (2)4142N
- NP power: 560 hp
- NP voltage: 4302 V
- NP amperage: 79.3 A
- Cable: #2/0 Cu
- Cable length below pump: 30.48 m
- Cable length: 2830.48 m
- Gas separator present: ☒
- Separator efficiency: 80 %
- Recombine gas at wellhead: ☐
- Stage by stage calculation: ☒

Figure73 : Configuration de la pompe ESP REDA D1050N

On choisit le moteur le plus proche capable de fournir la puissance totale (545,2 HP).

Motor catalog

Manufacturer: ☒ REDA ☐ All

Casing ID: 6.094 in

Equipment clearance: 0.5 in

	Manufacturer	Series	Model	Configuration	Diameter in	NP power hp	NP voltage V	NP amperage A
1	REDA	456 Maximus Eon	(2)4142N	T (UT+LT)	4.56	560	4302	79.3
2	REDA	117	PEDMT3S	T	4.61	514.9525	3600	87.4
3	REDA	117	PEDMT3S	T	4.61	482.7679	3420	86.2
4	REDA	456 Maximus Eon	(2)4121N	T (UT+LT)	4.56	480	4302	67.95
5	REDA	456	SX/SK 456	3T	4.56	450	4230	67.5
6	REDA	456	SX/SK 456	3T	4.56	450	3510	83.2
7	REDA	456	SX/SK 456	3T	4.56	450	3150	90.5

Figure 74: Catalogue des moteurs ESP REDA

Pour ce système, on choisit un câble électrique de 2 pouces en cuivre, avec un ampérage maximum de 149 A.

Cable catalog

Motor NP amperage: 79.3 A

Show all cables: ☐

	Name	Vdrop/1000ft	Max amps
1	#4/0 Cu	0.085	194
2	#3/0 Cu	0.11	166
3	#4/0 Al	0.13	149
4	#2/0 Cu	0.13	149
5	#3/0 Al	0.17	126
6	#1/0 Cu	0.17	126

Figure 75: Catalogue des câbles ESP

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

Finalement, nous obtenons la courbe de performance réelle pour les 188 stages de la pompe REDA D1050N du puits MDZ 801 à une profondeur de 2 800 m. La zone de fonctionnement optimale de cette pompe correspond à l'intersection de la courbe de rendement (rouge), de la courbe de hauteur (bleue) et de la courbe de puissance (verte). Par conséquent, nous pouvons opérer librement dans l'intervalle comprise entre 3,1 et 5,25 m³/h.

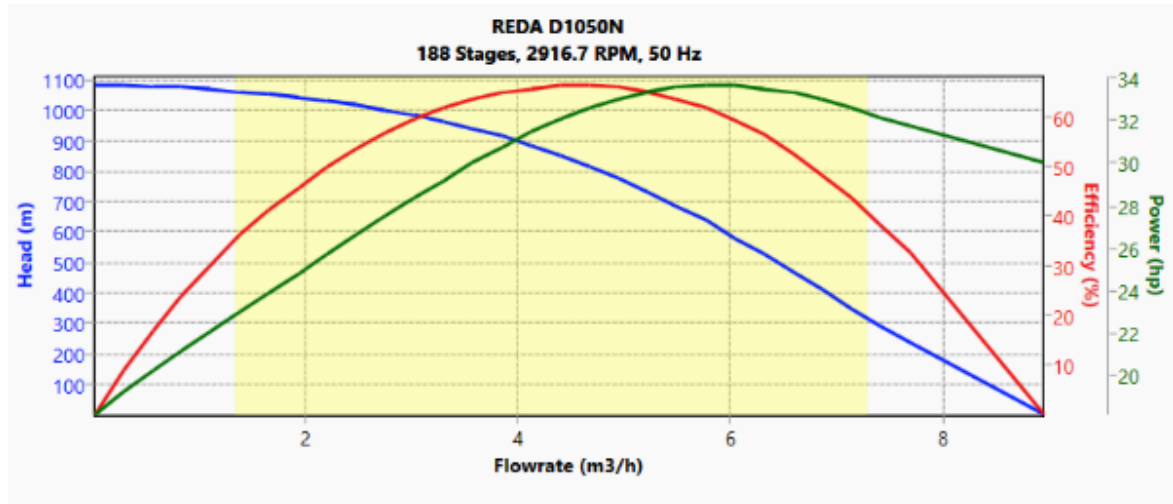


Figure 76: Courbe réelle de performance de la pompe REDA D1050N pour tous les 188 étages

On complète le puits avec un tubing P110 VAM-TOP de 2"7/8 po de diamètre, de 3 129 m de long, et une pompe REDA D1050N installée à 2 800 m de profondeur, et obtenons le profil suivant :

General Deviation survey Heat transfer Tubulars Downhole equipment Artificial lift Completions Surface equipment							
Dimension option: ☒ OD ☐ Wall thickness							
CASINGS/LINERS							
Section type	Name	From MD	To MD	ID	OD	Roughness	
		m	m	in	in	in	
1 Casing	Casing 18.5/8	0	489	17.755	18.625	0.001	...
2 Casing	Casing 13.3/8	0	2408	12.415	13.375	0.001	...
3 Casing	Casing 9.5/8	0	3346	8.535	9.625	0.001	...
4 Casing	Casing 7"	0	3460	6.094	7	0.001	...
5 Liner	LPP 4.1/2	3140	4101	3.92	4.5	0.001	...
TUBINGS							
Name	To MD	ID	OD	Roughness			
	m	in	in	in			
1 Tubing 2.7/8	3129	2.441	2.875	0.001			

Figure 77: la complétion pour le système ESP

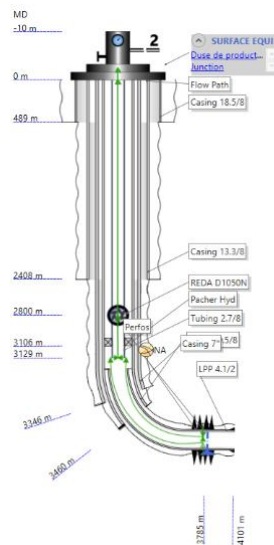


Figure 78: Schéma de complétion pour système ESP du puits MDZ 801

Après avoir effectué une analyse nodale avec deux diamètres de duse différents : 9 mm (en rouge) et 14 mm (en vert) , on obtient un débit d'huile de 4,28 et 4,72 m³/h respectivement. On observe une légère augmentation du débit d'huile, n'excédant pas 1 m³/h par rapport à l'état initial du puits.

Cette augmentation ne justifie pas l'investissement dans cette pompe, sans même prendre en compte les coûts de maintenance supplémentaires à long terme.

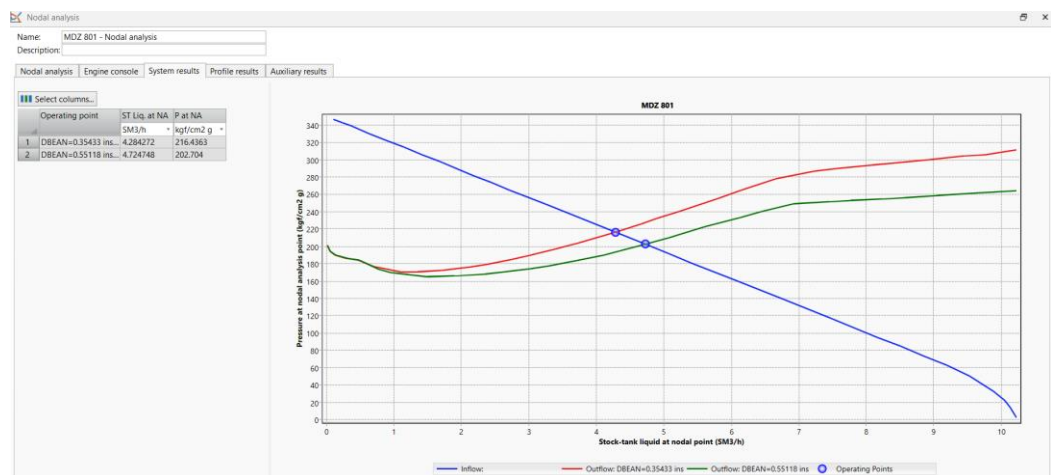


Figure 79: Comparaison de l'impact du diamètre de la duse sur le point de fonctionnement du puits

Il est possible d'améliorer le rendement de la pompe en augmentant sa fréquence. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous. Il convient de noter que les pompes à haute fréquence sont nettement plus coûteuses que celles à fréquence standard (50 Hz) ou basse (30 à 40 Hz), ce qui peut rendre cette solution non rentable.

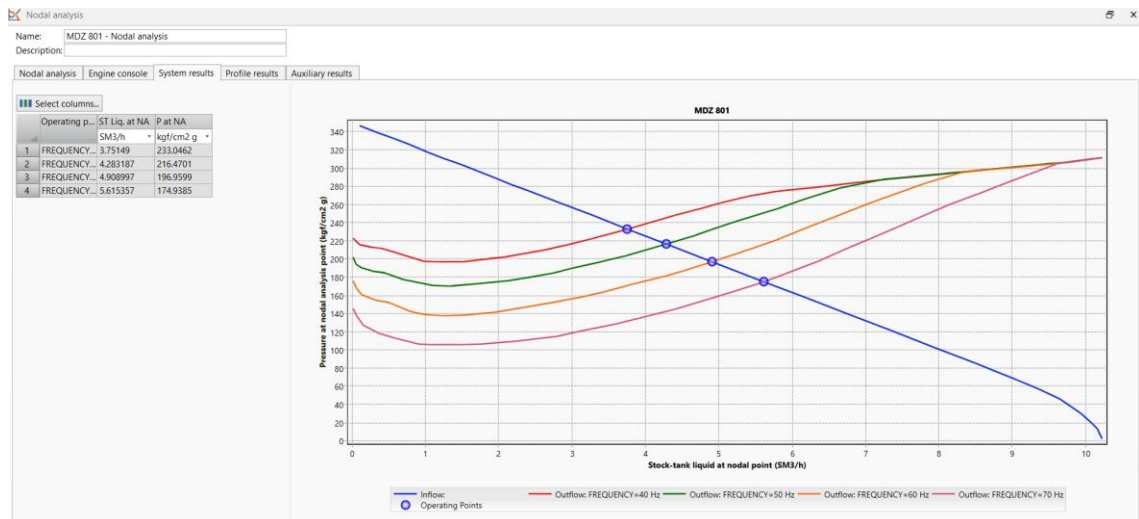


Figure 80: Impact de la fréquence d'exploitation (40-70 Hz) sur le point de fonctionnement du puits

Tableau 14: Influence de la fréquence d'exploitation sur les performances du puits

Fréquence (HZ)	Débit d'huile (m3/h)	Pression de fonds (kg/cm2)
40	3.75	233.05
50	4.28	216.47
60	4.91	196.96
70	5.61	174.94

VI. Résultats et comparaison :

VI.1.D'un point de vue technique :

En comparant les résultats obtenus avec le Gas Lift et la pompe ESP sur le puits MDZ 801, on constate la supériorité du gas lift conventionnel (débit d'huile : 5,89 m³/h) sur la pompe ESP, même en conditions de haute fréquence. Par conséquent, en raison de sa simplicité et de son efficacité, le gas lift constitue techniquement la solution optimale pour ce puits.

VI.2.D'un point de vue économique :

Les deux tableaux ci-dessous présentent le coût estimé de la mise en service d'une installation Gas Lift et d'une pompe ESP. Il apparaît clairement que le gas lift est nettement supérieur à cet égard, puisqu'il est jusqu'à 60 % moins coûteux que la pompe ESP, ce qui en fait le choix économique optimal et ce sans même prendre en compte les coûts d'entretien élevés de la pompe ESP. [43]

Chapitre IV : Étude pratique sur le puits MDZ 801

Tableau 15: Estimation des coûts d'installation du système Gas Lift – Puits MDZ 801

Poste	Description	Quantité	Coût unitaire (USD)	Coût total (USD)
Étude design	Simulation et dimensionnement	1	8 000	8 000
Tubing 2"7/8	2900 m P110 VAMTOP	2900 m	180	522 000
Mandrins GL	Mandrins concentriques	8	5 000	40 000
Valves GL	Valves injection gaz	8	2 500	20 000
Workover	Installation tubing	12 jours	28 000	336 000
Personnel	Supervision et opérations	12 jours	6 000	72 000
Commissioning	Mise en service	1	12 000	12 000
Contingence	10 % imprévus	-	-	156 700
Total	1,439,700 \$			

Tableau 16: Estimation des coûts d'installation du système ESP – Puits MDZ 801

Poste	Description	Quantité	Coût unitaire (USD)	Coût total (USD)
Étude design ESP	Dimensionnement hydraulique	1	10 000	10 000
Pompe ESP	REDA D1050N – 188 étages	1	240 000	240 000
Moteur ESP	545 HP – 50 Hz	1	110 000	110 000
Protecteur	Protection moteur	1	45 000	45 000
Câble ESP	2800 m blindé	2800 m	55	154 000
Tubing 2"7/8	3129 m P110	3129 m	180	563 220
VSD	Variateur vitesse	1	95 000	95 000
Transformateur	Alimentation surface	1	65 000	65 000
Workover	Installation ESP	14 jours	30 000	420 000
Personnel ESP	Techniciens spécialisés	14 jours	8 000	112 000
Commissioning	Démarrage et optimisation	1	20 000	20 000
Contingence	10 % imprévus	-	-	208 622
Coût global	2 294 842 \$			

VII. Conclusion :

En conclusion, nous avons démontré que le gas lift est la meilleure option pour l'activation du puits MDZ 801, tant en termes de performance que de rentabilité. De plus, l'injection de gaz est simple à mettre en œuvre, nécessite moins d'équipements et d'entretien, et sa durée de vie est supérieure à celle de la pompe ESP.

Conclusion générale

L'étude menée sur le puits MDZ 801, situé dans le champ complexe de Hassi Messaoud, avait pour objectif de déterminer la méthode d'activation artificielle la plus adaptée face au déclin naturel de sa productivité. L'analyse s'est appuyée sur une modélisation avancée via le simulateur PIPESIM, une évaluation technique rigoureuse des performances (courbes IPR, pertes de charge, comportement multiphasique) et une étude économique comparative entre le gas lift et la pompe électrique submersible (ESP).

D'un point de vue technique, les simulations montrent que le gas lift conventionnel permet d'atteindre un débit d'huile de 5,89 m³/h, soit une augmentation significative par rapport à l'état naturel du puits (4,06 m³/h). En comparaison, la solution ESP, même en faisant varier la fréquence du moteur (40 à 70 Hz), n'excède pas 5,61 m³/h et reste globalement inférieure en performance dans la configuration testée. De plus, le gas lift s'avère plus simple à mettre en œuvre, moins sensible aux variations de charge et mieux adapté aux caractéristiques du gisement (disponibilité du gaz, nature de l'huile légère, profondeur).

Sur le plan économique, l'écart est encore plus décisif. Le coût total d'installation du système gas lift est estimé à environ 1,44 M\$, contre près de 2,29 M\$ pour une pompe ESP complète (pompe, moteur, câble, transformateur, variateur de fréquence, workover plus long, etc.). À cela s'ajoutent des coûts d'entretien plus élevés pour l'ESP, sa durée de vie plus courte et des interventions plus complexes (nécessité d'un workover en cas de panne, gestion des câbles et des risques électriques en fond).

Enfin, le gas lift bénéficie d'un atout majeur dans la région de Hassi Messaoud : la disponibilité importante de gaz à haute pression, ce qui en fait une solution à la fois robuste, durable et économiquement rentable.

En conclusion, pour le puits MDZ 801, le gas lift représente la méthode d'activation optimale, tant sur le plan de la performance opérationnelle que de la rentabilité financière. L'étude confirme également la pertinence de l'analyse nodale et des outils de simulation (PIPESIM) pour guider ce type de décision dans les champs matures ou en déclin de pression.

Références

- [1] Petroleum Production Systems, Economides M. J., Hill A. D., Ehlig-Economides C. et Zhu D., Petroleum Production Systems, 2ème édition, Elsevier, 2013.
- [2] Guo B., Lyons W. C. et Ghalambor A., Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach, Elsevier, 2007.
- [3] Europe Learning Centre et PetroWiki, « Gas lift equipment and facilities », 2015. Disponible sur : [PetroWiki Gas Lift Equipment and Facilities](#) (consulté le 16/07/2020).
- [4] PetroWiki, « Gas lift ». Disponible sur : [PetroWiki Gas Lift](#) (consulté le 16/07/2020).
- [5] TotalEnergies, Le process : Les puits activés par gas-lift, Support de formation, cours EXP-PR-PR030, révision 0.2, 17/04/2007.
- [6] Guo B., Lyons W. C. et Ghalambor A., Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach, Elsevier, 2007; Nguyen T., Artificial Lift Methods: Design, Practices, and Applications Petroleum Engineering, Springer Nature, 2020.
- [7] Artificial Lift Methods: Design, Practices, and Applications Petroleum Engineering, Nguyen T., Artificial Lift Methods: Design, Practices, and Applications Petroleum Engineering, Springer Nature, 2020.
- [8] Surface Production Operations: Design of Gas-Handling Systems and Facilities, Arnold K. et Stewart M., Surface Production Operations: Design of Gas-Handling Systems and Facilities, Volume 2, 3ème édition, Gulf Professional Publishing, 2008.
- [9] Electrical Submersible Pump Manual: Design, Operations, and Maintenance, Takács G., Electrical Submersible Pump Manual: Design, Operations, and Maintenance, Elsevier.
- [10] Electric Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance, Takács G., Electric Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance, 2ème édition, Elsevier, 2017.
- [11] Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach, Guo B., Lyons W. C. et Ghalambor A., Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach, Elsevier, 2007.

- [12] Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design, and Application, Stepanoff A. J., Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design, and Application, 2ème édition, Wiley, 1993.
- [13] Stepanoff A. J., Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design, and Application, 2ème édition, Wiley, 1993.
- [14] The Technology of Artificial Lift Methods, Brown K. E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 3: Electric Submersible Pumps, PennWell Books, 1984.
- [15] Sucker-Rod Pumping Handbook, Lea J. F., Winkler H. W. et Snyder R. E., Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping, Gulf Professional Publishing, 1995.
- [16] The Technology of Artificial Lift Methods, Brown K. E., The Technology of Artificial Lift Methods, Volume 2B: Sucker Rod Pumping, PennWell Books, 1984.
- [17] Oil Well Drilling Engineering: Principles and Practice, Pal A., Oil Well Drilling Engineering: Principles and Practice.
- [18] Economides M. J., Hill A. D., Ehlig-Economides C. et Zhu D., Petroleum Production Systems, 2ème édition, Elsevier, 2013.
- [19] Nodal Analysis of Oil and Gas Wells, Asheim H., Nodal Analysis of Oil and Gas Wells, Elsevier, 1988.
- [20] Principles of Oil Well Production, Nind T. E. W., Principles of Oil Well Production, McGraw-Hill, 1964.
- [21] Society of Petroleum Engineers, publications techniques sur l'optimisation de production, l'analyse nodale et les systèmes d'activation artificielle. Disponible sur : [SPE Publications](#).
- [22] Economides M. J., Hill A. D., Ehlig-Economides C. et Zhu D., Petroleum Production Systems, 2ème édition, Elsevier, 2013; Brown K. E., The Technology of Artificial Lift Methods, PennWell Books, 1984.
- [23] Production Optimization Using Nodal Analysis, Beggs H. D., Production Optimization Using Nodal Analysis, OGC Publications, 2003.

- [24] Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells, Vogel J. V., « Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Wells », Journal of Petroleum Technology, vol. 20, n°1, pp. 83-92, 1968.
- [25] Reservoir Engineering Handbook, Ahmed T., Reservoir Engineering Handbook, 4ème édition, Gulf Professional Publishing, 2010.
- [26] Applied Petroleum Reservoir Engineering, Craft B. C., Hawkins M. et Terry R. E., Applied Petroleum Reservoir Engineering, 2ème édition, Prentice Hall, 1991.
- [27] Vertical Multiphase Flow Correlations and Applications in Oil Wells, Gray H. E., Vertical Multiphase Flow Correlations and Applications in Oil Wells, SPE Publication,
- [28] Sonatrach, Monographie du Champ de Hassi Messaoud, Direction Exploration-Production, Hassi Messaoud.
- [29] Ahmed T., Reservoir Engineering Handbook, 4th Edition, Gulf Professional Publishing, 2010.
- [30] Sonatrach, Historique de la Découverte du Champ de Hassi Messaoud, Direction Gisements.
- [31] Boudjema A., Évolution Structurale du Bassin Saharien, Entreprise Nationale du Livre, Alger.
- [32] Fabre J., Introduction à la Géologie du Sahara Algérien, SNED, Alger.
- [33] Sonatrach DP HMD, Rapport de Zonage et de Gestion du Réservoir Hassi Messaoud.
- [34] Brown K.E., The Technology of Artificial Lift Methods, PennWell Books, 1984.
- [35] Economides M.J. et al., Petroleum Production Systems, 2nd Edition, Elsevier, 2013.
- [36] Ahmed T., Reservoir Engineering Handbook, 4th Edition, Gulf Professional Publishing, 2010.
- [37] SLB, PIPESIM User Guide 2022.1, Software Documentation.
- [38] SLB, PIPESIM Fundamentals Training Manual, 2022.
- [39] Guo B., Lyons W.C., Ghalambor A., Petroleum Production Engineering, Elsevier, 2007.
- [40] SLB, PIPESIM Data Matching and Calibration Guide, 2022.

- [41] Takács G., Electrical Submersible Pump Manual, Elsevier.
- [42] Crane Co., Flow of Fluids Through Valves, Fittings and Pipe, Technical Paper No. 410.
- [43] Sonatrach DP HMD