

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département : production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnelle

Présenté par :

SAHNINE Sofiane – ZERIBI Hadjer – ALLALOUCHE Moussa

-THEME-

L'optimisation de la production d'un puits à fort GOR en utilisant les données PLT et les résultats du well test (Puits MD158)

Soutenu le : 25 / 05 /2016

Jury:

-Président: Mr. GAREH Salim

Univ. Ouargla

-Examineur: Mr. KHEBBAZ Mohamed

Univ. Ouargla

-Encadreur : Mr. CHETTI Djamel Eddine

Univ. Ouargla

Année universitaire : 2016/2015

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier DIEU, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous présentons nos chaleureux remerciements à tous nos professeurs pour leurs aides et orientations durant nos études et surtout notre encadreur M^r CHATTI, ainsi Monsieur président de jury GAREH Salim, L'examineur KHEBBAZ Mohamed

Nous adressons nos vifs remerciements à nos consultants : M^r BELGHOMARI Karim, M^r HAMADOUCHE Mokhtar, M^r ACHI Ibrahim et à tout le staff du service diagraphies pour sa compréhension, sa patience, sa compétence et ces remarques qui nous ont été très précieuses.

Nos derniers remerciements et non les moindres, vont à tous ceux qui nous ont aidé de près ou de loin à réaliser ce modeste travail et ont contribué à son aboutissement.

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail à :

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; maman que j'adore

A mes très chers frères Zakaria et Salah et surtout ma Sœur Iman

A toute ma famille SAHNINE et GHAOUTI.

Aux personnes qui m'ont toujours aidé et encouragé, notamment :

Imad, Ilyes, Mohamed et Abdou.

Et surtout mes collègues Hadjer et Moussa

A tous mes camarades promotion 2016.

SAHNINE Sofiane

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail en premier lieu, à mes chers parents pour leur sacrifices et encouragement durant toute la période de mes études.

A mes frères Nacer et Ahmed et ma petite soeur Youmna.

A mes deux collègues ZERIBI hadjer et SAHNINE sofiane

A tous mes amis, Mohamed, Ilyes, Imad et spécialement la promotion 2016

A tous ceux qui ont contribués de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

ALLALOUCHE Moussa

DEDICACE

Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense joie, que je dédie mon modeste travail de mémoire de fin d'étude à mes très chers respectueux et magnifiques parents ZERIBI HOCINE et BOUGUERRA ARIFA qui m'ont soutenus tout au long de ma vie j'espère qu'un jour je peux leur rendre un peu de ce qu'ils ont fait pour moi ; ainsi à ma sœur ZOUHAIRA, et mes frères CHERIF, ABDEL KARIM et FOUAD.

En particuliers à mes bijoux RAMA ACIL, AMIRA, ABDEL MOUMEN, et AKRAM HOUCINE.

Sans oublier le cher DJABER BOUSSAA et mes amis ABDEL RAHMAN ; HAMZA ; OUSSAMA ; CHAFIKA ; FATIMA ZAHRA ; DALEL ; AMIRA et mes deux collègues SOFIANE et MOUSSA.

A toute la famille ZERIBI, BOUGUERRA, et BOUSSAA.

Et enfin à toute personne qui m'ont encouragé ou aidé du proche ou du loin au long de mes études.

ZERIBI Hadjer

LES ABREVIATIONS

SIP : Selective Inflow Performance

AOF: "Absolute Open Flow" le débit maximal quand la pression de fond est nulle (m^3/h).

R_w : le rayon du puits(m).

R_e: le rayon de drainage(m).

P_w: la pression du fond (kg/cm^2).

P_e: bounded pressure (kg/cm^2).

P_r: Pression de réservoir (kg/cm^2).

H : la hauteur du réservoir (m)

Q: le débit (m^3/h).

μ: la viscosité (cp).

C: la compressibilité ($\text{m}^3.\text{cm}^2/\text{kg}$).

PLT : Production Logging Tools.

PFS : Pression de Fond Statique (kg/cm^2).

RPS: Rotation Par Seconde.

GR: Gamma Ray.

CCL: Casing Collar Locater.

CWH: Capacitance Water Hold-up.

V: Vitesse (m/s).

S: Section (m^2).

V_f : Vitesse de fluide (m/s).

V_s: Seuil (la vitesse minimale pour que l'hélice tourne) (m/s).

Z: Facteur de compressibilité.

B_o et B_g: Facteurs volumétriques d'huile et de gaz (std m³/m³).

PGR: Production Gamma Ray.

FDT: Fluid Density Tool.

FBS: Full Bore Storage.

CFS: Continuous Flow meter.

GHT: Gas Hold-up Tool.

GOR: Gas Oil Ratio (m³/m³).

UTM : Transverse Universelle de Mercator.

PMIT : PSP compatible Multi-finger Imager Tools.

EMIT: Electro-Magnetic Imager Tool.

P_{wf}: Bottom hole flowing pressure (kg/cm²).

P_{wh}: Pressure well head (kg/cm²).

IPR : Inflow Production Relationship.

LCP : Liner Cimenté Perforé.

P_b : La pression de bulle (kg/cm²).

V_{SL}: Vitesse superficielle de Liquide (m/s).

V_{SG}: Vitesse superficielle de Gaz (m/s).

FVF: Facteur Volumétrique de Formation (m³/m³).

BOP : Blow Out Preventer.

IP : Indice de Productivité.

LISTES DES FIGURES

CHAPITRE I : LES DIAGRAPHIES DE PRODUCTION.

Figure I.1 : schéma explicatif du phénomène de saturation.	3
Figure I.2 : schéma explicatif du phénomène Crossflow.	4
Figure I.3 : schéma explicatif du phénomène Channeling.	5
Figure I.4 : schéma explicatif du phénomène de la corrosion	5

CHAPITRE II : GENERALITE SUR LE PLT.

Figure II.1: Les raisons d'utilisation le PLT	7
Figure II.2: le débitmètre continu	9
Figure II.3 : Exemple d'un Log de production	11
Figure II.4: Le Capacitance Water Hold-up	11
Figure II.5 : schéma explicatif de l'outil gaz holdup	12
Figure II.6 : Un enregistrement de spinner pour différentes vitesses de câble	15
Figure II.7 : droite de Calibrage du spinner	16

CHAPITRE III : ANALYSES NODALES.

Figure III.1 : schéma présentatif d'un écoulement linéaire	20
Figure III.2 : schéma présentatif d'un écoulement radial	21
Figure III.3 : différents modes d'écoulement vertical	23

CHAPITRE IV : PARTIE PRATIQUE.

Figure IV.1 : carte structurale de la zone 25 du champ Hassi Messaoud	25
Figure IV.2 : Historique de la production du puits MD158 avant et après changement de la complétion	26
Figure IV.3. Organigramme de fonctionnement du PROSPER	31
Figure IV.4 : Courbe log-log du dérivé de pression	32
Figure IV.5 : Onglet pour calage des paramètres PVT en surface	33

Figure IV.6 : Onglet pour calage des paramètres PVT à la pression de bulle	34
Figure IV.7 : Fenêtre de résultats de la simulation avec différents corrélations	34
Figure IV.8 : plot représentatif de la position du point de mesure par rapport aux corrélations	36
Figure IV.9 : Fenêtre des résultats du matching gradient	36
Figure IV.10 : la courbe d'écoulement dans le réservoir	37
Figure VI.11 : La courbe d'intersection entre Inflow et Outflow	38
Figure IV.12 : fenêtre montrant le régime slug dans le puits	39
Figure IV.13 : Résultats d'Analyse nodale à différents diamètres de tubings	39
Figure IV.14 : Résultats d'Analyse nodale à différents diamètres de duses	40
Figure IV.15 : Enregistrement des paramètres pétrophysiques	41
Figure IV.16 : Résultats de l'analyse nodale avec d'autres intervalles de perforations	42

LISTE DES TABLEAUX

CHAPITRE II :

Tableau II.1 : enregistrement de la vitesse de rotation en fonction de la vitesse

de câble pour les 8 passes 15

CHAPITRE III :

Tableau III.1 : Classification des corrélations de perte de charge

24

CAPITRE IV :

Tableau IV.1 : Caractéristique pétrophysiques de réservoir de puits MD158

25

Tableau IV.2 : La contribution par phase

27

Tableau IV.3 : Débits d'huile et de gaz de chaque intervalle producteur

28

Tableau IV.4 : La contribution par phase

28

Tableau IV.5 : comparaison des résultats de jaugeage

29

Tableau IV.6 : Résultats de jaugeage réalisé le même jour que le PLT

29

Tableau IV.7 : Les résultats de l'interprétation build up

32

Introduction Générale

L'exploitation naturelle d'un gisement de pétrole, consiste à ramener les hydrocarbures jusqu'à la surface par déplétion naturelle. Quand cette énergie devient insuffisante et les réserves en place importantes, de nouvelles techniques de récupération sont introduites en vue d'améliorer le potentiel des puits.

Le producteur doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance et prévoir la future production sous divers modes de fonctionnements. Plusieurs opérations peuvent être effectuées pour l'évaluation des puits tels que les diagraphies de production.

Une diagraphie de production est la mesure des paramètres de fluide zone par zone pour avoir des informations sur le type et le déplacement des fluides à l'intérieur et à proximité du puits de forage. Production Logging est destiné principalement à mesurer le rendement de la production du puits. Il fournit des informations de diagnostic sur les fluides tels que l'eau, le pétrole et le gaz un puits et donne une indication sur l'efficacité des perforations. Mais parfois ces données sont insuffisantes pour calculer les paramètres de réservoir qui contrôlent l'écoulement des fluides vers le puits ce qui nous oblige à faire une Analyse Nodale pour évaluer un système de production complet et analyser les problèmes pour améliorer la performance du puits.

L'objectif principal de cette étude est d'utiliser les données de PLT pour faire une Analyse nodale à l'aide du logiciel PROSPER et trouver les différents scénarios qui peuvent optimiser la production de puits MD158 et réduire le GOR.

Le contenu de ce travail se présente en quatre chapitres, dans le premier chapitre, on a parlé sur la diagraphie de production et les problèmes qui peuvent être rencontrés durant la production, dans le deuxième chapitre, on a défini le PLT et on a bien précisé ses usages et ses mesures finalement on a conclu ce chapitre par l'interprétation de PLT. Pour le troisième chapitre devait valoriser le côté de l'analyses nodale, inflow et l'outflow.

Pour le dernier chapitre de notre mémoire on a bien expliqué le problème du puits, sa situation géographique, les interprétions de PLT et même une analyse nodal par le logiciel PROSPER pour trouver des solutions qui optimisent la production du puits et réduire le problème de percée de gaz.

CHAPITRE I :
GENERALITE
SUR LA
DIAGRAPHIE

I.1 Généralités sur les diagraphies de production :

En l'absence de diagraphies de production, l'évaluation des performances des puits de production ou d'injection est basée sur des données obtenues à partir des mesures de surface, volumes mesurés dans les réservoirs, débits de séparateurs et la mesure de la pression en un point au fond. Ces données sont généralement insuffisantes pour déterminer le débit et la nature des fluides produits ou injectés à chaque point du puits.[1]

I.2 Historique :

La diagraphie de production moderne est très loin des techniques anciennes, avec des capteurs fortement précis dans un seul outil simple et avec une acquisition simultanée. Le contrôle de la température est utilisé en première fois en 1930. Il était utilisé parfois pour l'estimation du top de ciment derrière le casing. Il détecte la chaleur dégagée par la réaction exothermique du ciment. Par conséquent le capteur de température "voit" ou il y a de ciment dans le puits. Dans le début des années 60, les principaux types de capteurs ont été développés en tant qu'outils individuels. Les aperçus ont exigé un passage séparé afin d'obtenir un débitmètre, gradiomanomètre, la température et ainsi de suite. L'année 1970 a vu des capteurs emballés ensemble dans un seul outil, ce qui signifie une course unique plus efficace dans le trou. Les mesures individuelles devaient encore être exécutées un à la fois. À la fin de la décennie l'avancement de l'électronique a permis de tout enregistrer à la fois. Cela a eu de nombreux avantages sur le plan économique.

Des améliorations ont continué dans les années 1980 jusqu'à nos jours avec de meilleurs capteurs. Le dernier outil utilise une nouvelle technologie pour mesurer un profil d'écoulement pour des phases fluides individuelles tout autour du trou de forage.

I.3 Définition :

La diagraphie de production est la mesure des paramètres des fluides zone par zone on se base sur les informations et le type de mouvement des fluides au fond et près du trou. Elle est prévue principalement pour mesurer la performance de production des puits. Elle fournit des informations essentielles telle que le point où il y a de l'eau, et donne une indication sur l'efficacité des perforations.

La diagraphie de production traditionnelle comporte quatre mesures : Débit, Densité, Température et pression. Cependant seulement les lectures du débit et de la densité sont utilisées dans les analyses quantitatives de la diagraphie de production. La température et

la pression sont employées d'une manière qualitative pour le calcul des propriétés de l'écoulement in-situ et pour localiser les zones d'entrée de fluide dans le puits.

Les diagraphies de production constituent donc un moyen fiable pour résoudre de nombreux problèmes de production. Bien souvent elles sont utilisées pour diagnostiquer les défauts qui altèrent le bon fonctionnement des puits : fuites au niveau du tubing, au niveau du tubage, au niveau du packer, communication par channeling dues à de mauvaises cimentations, à des intervalles de faible pression qui reçoivent une partie de l'effluent.

I.4 Les problèmes de production : [3]

Durant la vie du puits et à cause des changements de l'état de ce dernier plusieurs problèmes peuvent être rencontrés durant la production, on peut citer :

I.4.1 La saturation :

Pendant que le réservoir produit de l'huile, l'eau se déplace pour occuper la place laissée par l'huile. Ce processus indésirable continue jusqu'à ce que l'huile reste piéger dans les pores et on aura la saturation résiduelle

Beaucoup de réservoirs sont limités par des aquifères. Les couches peuvent être très grandes comparées aux réservoirs. Quand la pression due à la production du pétrole diminue, la couche aquifère retarde le déclin de pression fournissant une source d'afflux ou d'encrochements de l'eau.

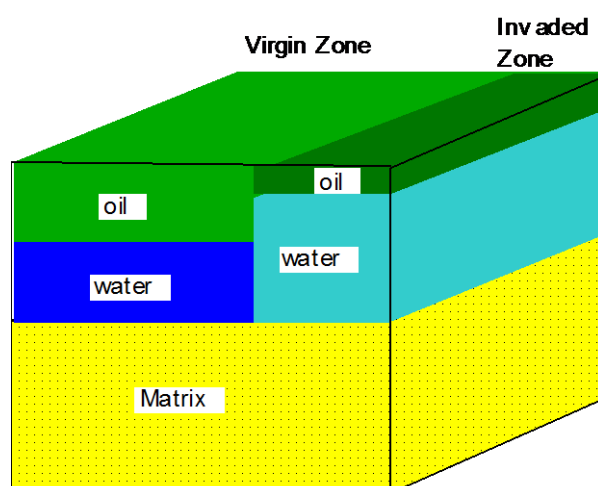


Figure I.1 : schéma explicatif du phénomène de saturation. [3]

I.4.2 Crossflow :

Thief zones peuvent être définies comme les zones qui sont considérées ouvertes dans le trou de forage, soit par perforations ou par complétion en open hole. Les différences de pression sont causées par une dépression rapide due à la perméabilité élevée de ces zones.

Dans le cas d'un puits producteur les thief zones sont généralement plus visible lorsque le puits est fermé. Dans cette condition les zones à pression élevées ont tendance à alimenter un fluide dans les zones de basse pression

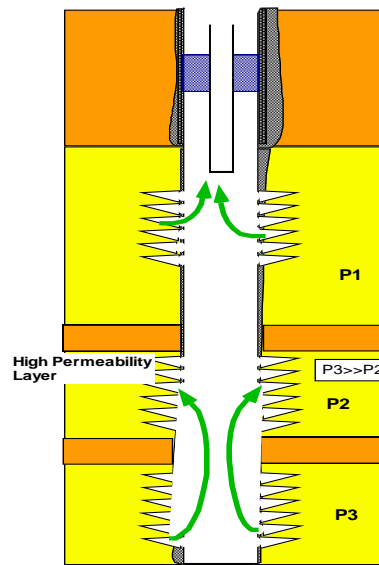


Figure I.2 : schéma explicatif du phénomène Crossflow. [3]

I.4.3 Channeling :

Le channeling est généralement définie comme la capacité des fluides à se déplacer dans l'espace annulaire du tubage de production à cause d'un manque d'isolement hydraulique entre le tubage et le ciment ou le ciment et la formation.

Dans les puits injecteurs channeling peut permettre au fluide injecté de pénétrer dans les zones indésirables, ce qui réduit l'efficacité globale des systèmes de récupération secondaire ou tertiaire. Le maintien de pression et le nettoyage ne prolonge pas nécessairement la vie productive d'un puits, au contraire il peut effectivement réduire la durée de vie productive en fournissant une percée dans les mauvaises zones.

Les channeling dans les puits peuvent conduire à la production des fluides indésirables, à savoir l'eau des zones mouillables ou le gaz à partir du gaz cap ou d'une zone de gaz.

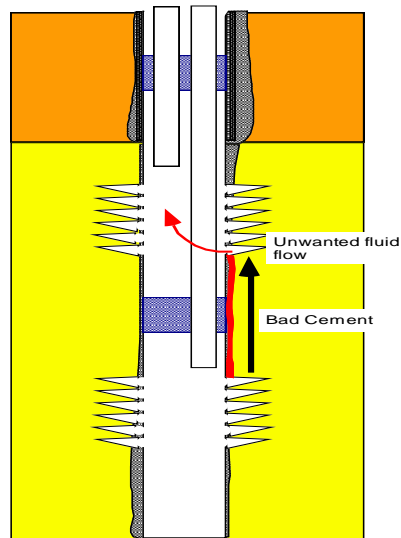


Figure I.3 : schéma explicatif du phénomène Channeling. [3]

I.4.4 La Corrosion :

La corrosion produite dans l'industrie pétrolière est due à plusieurs mécanismes, généralement classifiés dans trois catégories principales :

- Corrosion chimique
- Corrosion électrochimique
- Corrosion mécanique

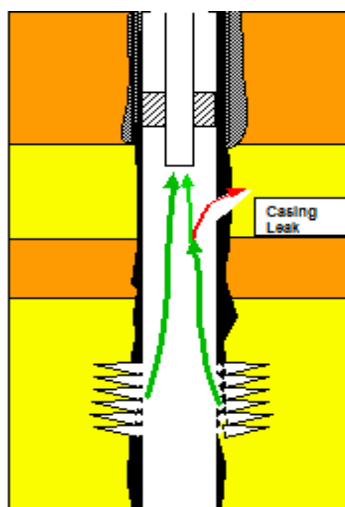


Figure I.4 : schéma explicatif du phénomène de la corrosion. [3]

CHAPITRE II :
GENERALITE
SUR LE PLT

II.1 Introduction :

L'efficacité des opérations de simulation a été beaucoup améliorée à cause de la meilleure connaissance de l'état des contraintes des formations, grâce au recours de la modélisation numérique, le suivi en temps réel des différents paramètres (pression de fond, débit, la densité, la température) au cours de l'opération du PLT.

Le PLT permet l'enregistrement des profils de productivité et d'injectivité dans les gisements soumis à une injection d'eau ou de gaz. Il rend également possible les interprétations diphasiques pour identifier les zones de percées dans l'intervalle producteur du puits. La mise en œuvre de l'opération de cyclage requiert la connaissance rigoureuse des bilans sélectifs de production et l'injection propre à chaque niveau, ainsi que la détermination précise des paramètres indispensables à la mise au point des simulateurs numériques, sans ces informations les modèles de simulation n'ont pas une grande utilité dans les prévisions des performances.

II.2 Diagraphies de production (PLT) :

II.2.1 Définition :

Le PLT est un ensemble d'outils qui sont utilisés pour effectuer les enregistrements de la diagraphie de production, ces outils sont combinés et leur configuration est bien définie dans la planification de l'opération PLT.

Ils nous apportent un diagnostic d'informations point par points des venues de fluides tels que l'eau, l'huile et le gaz et nous donnent une indication sur l'efficacité des perforations.

Le PLT s'impose dans les prévisions comme un outil indispensable car il permet les mesures SIP et les enregistrements de fond en régime transitoire. [2]

II.2.2 Usages du PLT :

Les PLT fournissent des informations acquises pendant la production du puits, donc dans un tubing sous pression, ce qui impose l'utilisation d'un équipement de contrôle de hautes pressions. Les outils doivent avoir un diamètre tel qu'ils pouvaient descendre dans les tubings de production. Ces outils sont simples (débitmètre, gradiomanomètre...etc.) et combinés comme la production Logging Tools (PLT). Parmi ces principaux usages, on peut citer : [2]

- L'évaluation du réservoir.
- L'évaluation d'un traitement du puits.
- Diagnostic des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits.
- L'évaluation de la performance de la complétion.

II.2.2.1 L'évaluation du réservoir :

Le PLT est utilisé pour évaluer le réservoir de points de vue suivants :

- Connaissance des réserves.
- Etablir le profil d'écoulement dans le réservoir.
- Augmenter le potentiel des puits durant la vie du réservoir en recherchant les intervalles qui ne participent pas à la production.
- Estimation de la production en fonction de la pression de fond.
- Mesurer les débits d'effluents de chaque intervalle (connaissance des réserves).
- Etudier la continuité des couches et les barrières éventuelles de la perméabilité.
- Connaissance de l'indice de productivité durant la vie du réservoir.
- Suivre le progrès de la déplétion.
- La connaissance de la nature et les propriétés pétrophysiques du réservoir (la lithologie, la porosité et la saturation (eau, huile et gaz), en fonction de la profondeur.
- La connaissance du pendage des couches.
- Le suivi permanent de la performance du réservoir en utilisant (le profil de débit, les essais des puits, l'efficacité de la complétion).

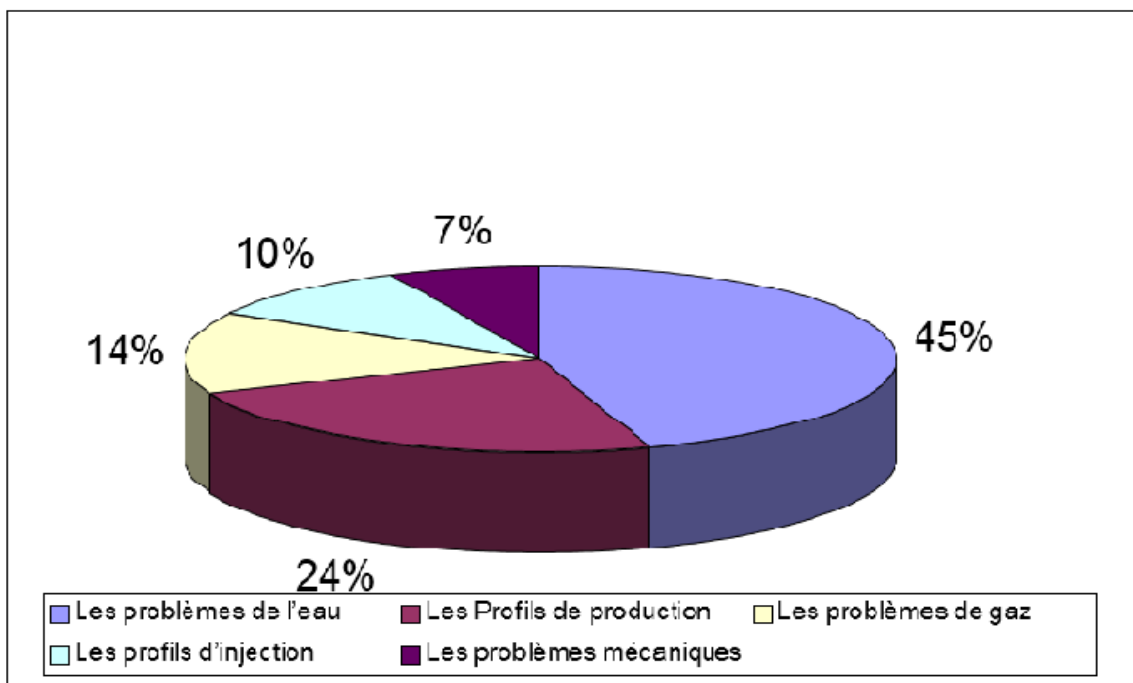


Figure II.1 : Les raisons d'utilisation de la PLT. [3]

II.2.2.2 L'évaluation d'un traitement du puits :

Pour les différents traitements effectués dans le puits, le PLT est utilisé pour déterminer le profil d'écoulement et indice de productivité ou injectivité pour les différentes zones aux voisinages du puits avant et après la stimulation.

II.2.2.3 Diagnostique des défauts qui altèrent le bon fonctionnement du puits :

Parmi ces défauts on cite :

- Une fuite au (tubing, tubage et packer) due à la mauvaise cimentation.
- Les intervalles responsables de venues des fluides indésirables (coning, contamination du fluide de formation).

II.2.2.4 l'évaluation de la performance de la complétion

- Des nouveaux puits.
- Des puits d'injection.
- Des puits recomplétés.

Le diagnostic des problèmes du puits en détectant :

- Les venues d'eau.
- Les venues de gaz.
- Les fuites et les problèmes mécaniques.
- Les écoulements derrière le tubage.

Les paramètres mesurés pour atteindre ces buts sont : le débit, la densité, la température et la pression de l'effluent. On effectue aussi des mesures auxiliaires telles que le diamètre. Enfin on prélève des échantillons de fond pour les études P.V.T dans laboratoire.

II.2.2.5 Autres usages :

- La connaissance du puits (le diamètre du puits, l'inclinaison de puits, cimentation des tubages et la liaison couche- trou).
- La comparaison entre plusieurs puits par les corrélations qui mettent en évidence les variations de profondeur, d'épaisseur et de faciès.
- Donne des informations concernant les projets d'accroissances de la récupération d'huile.
- Identification des limites du réservoir pour développer le gisement.
- Un guide pour le workover.

II.3 Les mesures des PLT :

II.3.1 Les enregistrements du PLT :

L'étude de l'opération du PLT est effectuée soit sur un puits ou sur un ensemble des puits. Elle permet d'obtenir les renseignements suivants :

- Les enregistrements de la vitesse d'écoulement à l'aide de la rotation de l'hélice
- Les enregistrements de la densité du fluide à l'aide de la pression différentielle et l'atténuation du Gamma Ray.
- Les mesures de la température dans le puits à l'aide de la variation des résistances

Les mesures de la pression dans le puits à l'aide des gages à contraintes et les gages cristallines. [3]

II.3.2 Les applications spécifiques des mesures :

Chaque capteur à plusieurs usages spécifiques, la plupart sont utilisés en combinaison, afin de donner des enregistrements complets concernant le puits ou le réservoir.

II.3.2.1 Mesure de débit (Spinner) :

Le débitmètre comporte une hélice très sensible, qui est en contact avec le fluide. La rotation de l'hélice génère un courant électrique ou pulsation mesuré par des équipements en surface (la transmission est assurée par un câble électrique) et le transforme en rotation par seconde «RPS». La valeur du RPS nous permet de déterminer la vitesse du fluide. Le spinner est caractérisé par une vitesse critique appelée Seuil au-dessous de cette vitesse l'hélice ne peut pas tourner, le débitmètre peut donner les informations suivantes :

- La détection des zones de production.
- Détermination et évaluation du programme de stimulation.
- Etablir un bilan de débit pour la récupération secondaire.

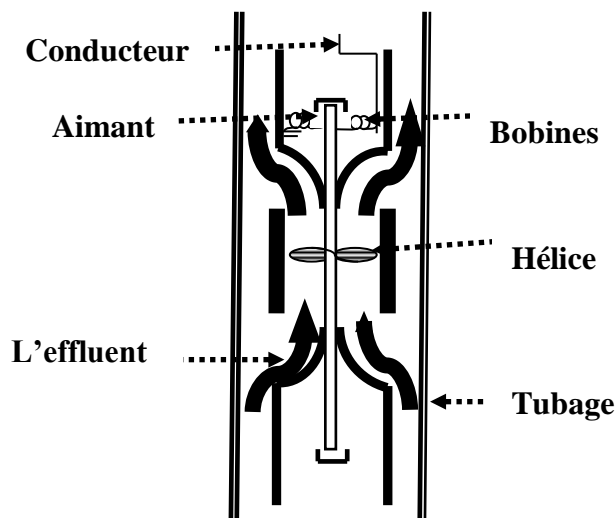


Figure II.2 : Le débitmètre continu. [3]

II.3.2.2 Mesure de la température :

Utilise un thermomètre combiné avec un outil PLT qui mesure la température à chaque instant en remonté ou en descente, ces résultats sont utilisées pour :

- La localisation des zones de production ou d'injection.
- Le suivi de la performance des fracturations.
- Localiser les venues de gaz.
- Les mouvements des fluides derrière le tubage.

II.3.2.3 La Mesure de densité :

La mesure est effectuée par deux méthodes, l'une utilise la radioactivité gamma dans les puits horizontaux, l'autre utilisé dans des puits verticaux et inclinés, elle est basée sur la mesure du gradient de pression différentielle des fluides dans le puits. Ces résultats sont utilisés pour l'identification des fluides et le profilage production polyphasique.

II.3.2.4 La mesure de pression :

C'est la mesure de la pression le long du tubage. Ce gradient comprend un terme hydrostatique et dynamique dû à l'écoulement du fluide, il nous donne une idée sur ce qui concerne :

- Interprétation des well-test.
- L'extension du réservoir et ses limites.
- La conversion des fluides.
- La détection de très faibles variations de pression.
- Les interférences entre puits.
- La recherche des fuites dans les tubings et tubages.

II.3.2.5 Corrélation de profondeur (GR, CCL) :

Le gamma ray est toujours présent en combinaison avec un outil CCL dans le train de la sonde PLT et ceci pour :

- Localiser les cotes des niveaux productifs.
- Positionner les joins de tubing.
- Réglage de profondeur dans le tubage ou tubing.
- Indique les lieux endommagés dans le tubage ou le tubing.
- Confirmation de la profondeur de perforation ou des intervalles.

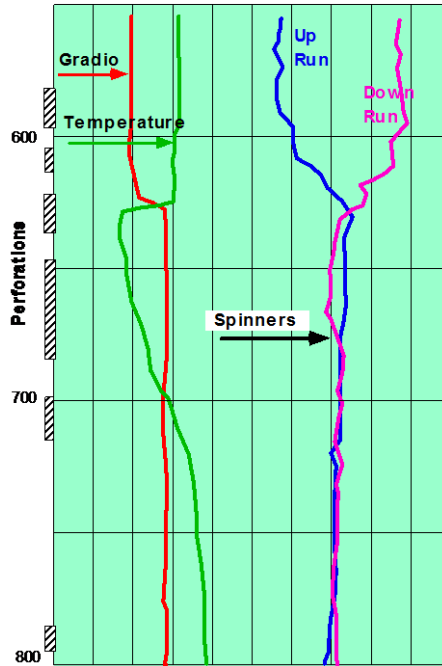


Figure II.3 : *Exemple d'un Log de production.* [3]

II.3.2.6 Capacitance Water Hold-up:

Ce groupe d'outils est largement utilisé, dépendent pour leur opération de la différence entre la constante diélectrique de l'eau (78) et celle de pétrole ou de gaz (4). Une manière simple de trouver la constante diélectrique d'un fluide est d'employer le fluide comme diélectrique entre les plats d'un condensateur.

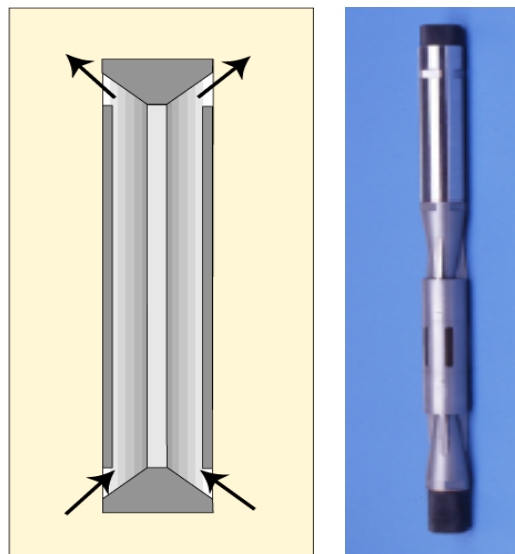


Figure II.4: *Le Capacitance Water Hold-up.* [3]

II.3.2.7 L'outil Gaz Hold-up:

Il est équipé de 3 millicurie cobalt 57 de source de rayons gamma, qui émet les rayons gamma de basse énergie de 122 keV et de 136 keV niveau d'énergie, ainsi qu'un détecteur gamma de rayon de scintillation non protégée. Un bouclier de tungstène est adapté entre la source et le détecteur pour empêcher un chemin direct au cristal pour les rayons gamma.

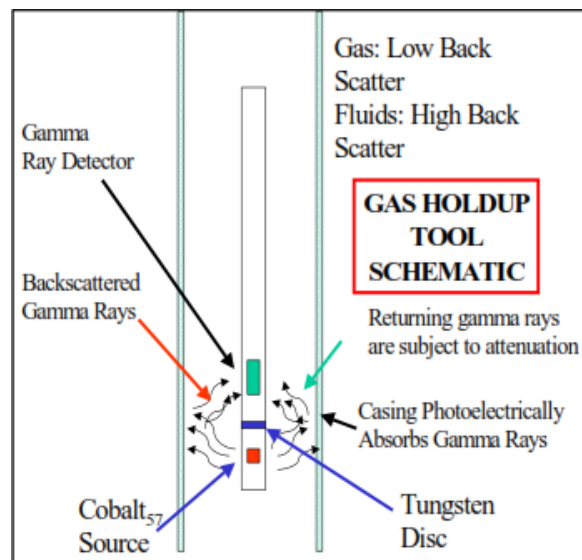


Figure II.5 : schéma explicatif de l'outil gaz holdup. [3]

II.3.2.8 La Mesure de diamètre (caliper) :

Il est utilisé pour déterminer la section du puits dans l'intervalle de production pour aider l'interprétation des débitmètres. Il est équipé trois ou quatre bras qui effectuent une lecture moyenne ou bien deux lectures de diamètre prise à 90°.

II.4 L'optimisation de l'opération PLT :

II.4.1 Qui fait une bonne PLT :

- Programme de l'opération (Objectives).
- La stratégie de contrôle (les conditions de puits, le débit).
- La configuration des outils de la garniture du PLT (Les détecteurs).
- L'intervalle de la diagraphie (la section total).
- Les mesures en état stationnaire (en puits fermé et ouvert).
- La stabilité du puits (levé en ouverture et en fermeture).
- La vitesse du câble (choix de la vitesse et nombre de passe).
- Le débit de surface (l'exactitude de son valeur estimé).

II.4.2 Les causes d'une mauvaise PLT :

- La durée de fermeture de puits insuffisante pour la stabilisation.
- Le puits est en production, mais il n'est pas stable.
- Le positionnement des perforations est faux.
- Le levé d'intervalle est faut.
- La sélection des détecteurs est inconvenable.
- Spinner sélectionné, inconvenable.
- La décentralisation de la garniture du PLT.
- Le choix de la vitesse d'avancement de l'outil n'est pas adéquat.
- Le plan de levé, inconvenable.
- La présence d'imperfection dans les outils du PLT.

II.5 Interprétation des résultats de PLT :

Une interprétation simple peut être faite dans le cas d'un écoulement monophasique. La connaissance du débit total au fond permet de déterminer par proportionnalité le débit de chaque couche. [3]

Dans le cas pratique le débit de fond n'est pas connu. Pour le déterminer on se base sur la formule suivante :

$$Q = V \cdot S.$$

Q : C'est le débit en mètre cube par jours.

V: C'est la vitesse de l'hélice en mètre par seconde.

S: C'est la section du tubage en pouce.

Le débit est obtenu en multipliant la vitesse du fluide obtenue par la section du tubage. Le diamètre intérieur du tubage et la viscosité du fluide doivent être connus. Les corrections à l'aide d'abaques construits expérimentalement donnent la vitesse moyenne du fluide.

II.5.1 Convention sur la vitesse de Câble :

Vitesse de câble : **positive**

Quand l'outil se déplace en sens contraire de l'écoulement du fluide

- En descendant dans les puits producteurs

- En remontant dans les puits injecteurs

Vitesse de câble : **négative**

- Quand l'outil se déplace dans le même sens que l'écoulement du fluide :

- En remontant dans les puits producteurs
- En descendant dans les puits injecteurs

II.5.2 Méthodologie d'interprétation des résultats du débitmètre continu :

L'interprétation fournit :

- Le profil d'écoulement des différents fluides dans le tubage.
- Les caractéristiques de production des couches.

La qualité de l'interprétation repose sur un bon étalonnage des appareils et en particulier de celui du débitmètre continu.

II.5.3 Etalonnage du débitmètre continu :

Quand le débit est monophasique on peut obtenir facilement la contribution relative de chaque couche. Le débit total est mesuré au-dessus de la perforation la plus haute, le débit nul en dessous de la perforation la plus basse. On répartit le débit total entre les couches avec les mesures intermédiaires. Les résultats peuvent être ajustés avec précision en surface si on connaît le facteur de réduction de volume.

Quand le débit est monophasique ou diphasique un étalonnage du débitmètre en condition de fond est indispensable.

II.5.3.1 Méthode d'étalonnage à débit *in situ* :

Après descente de l'outil, le puits est remis en production normale. On enregistre les courbes de vitesse de rotation de l'hélice du débitmètre pour différentes vitesses de déplacement de celui-ci. Les courbes correspondantes ont été retracées sur la figure sous-dessous.

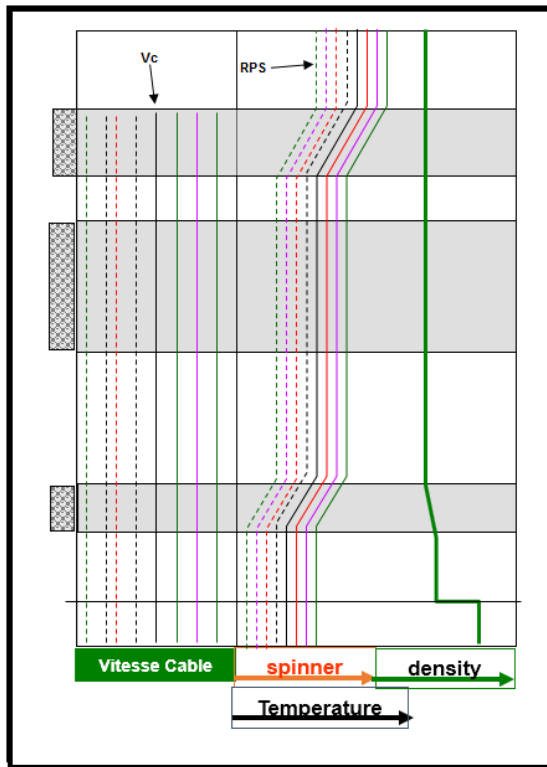


Figure II.6 : Un enregistrement de spinner pour différentes vitesses de câble.[3]

La procédure consiste à déterminer les zones de stabilité et lire les RPS correspondant à leur vitesse de câble et mettre les combinaisons dans un tableau.

Tableau II.1 : enregistrement de la vitesse de rotation en fonction de la vitesse de câble pour les 8 passes.

Vitesse outil m /min	Descente			Montée		
	V ₁	V ₂	V ₃	V ₄	V ₅	V ₆
Rotation tr/s	RpS ₁	RpS ₂	RpS ₃	RpS ₃	RpS ₄	RpS ₅

Ce tableau permet d'établir la droite de calibrage vitesse de câble en fonction de la rotation d'hélice.

Les points du tableau sont plotés sur un plan orthogonal.

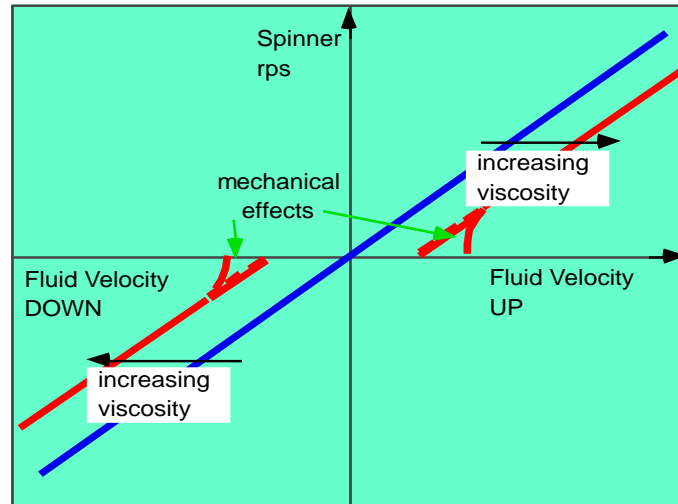


Figure II.7 : droite de Calibrage du spinner.

La droite tracée en bleu c'est réponse idéal du spinner $RpS = aV_c$ et celle en rouge indique l'effet de la viscosité du fluide et la friction du mécanisme de l'hélice sur la réponse du spinner.

$$V_f = \frac{RpS}{a} + V_s \quad (II.1)$$

- ☞ V_f : C'est la vitesse du fluide en (m/mn).
- ☞ RpS : nombre de tour par seconde.
- ☞ a : C'est la pente.
- ☞ V_s : C'est le seuil (la vitesse minimale pour que l'hélice tourne).

Pour calculer le débit en surface à partir des paramètres mesurés et déterminés au fond, on doit connaître les facteurs de conversion des volumes :

- Facteur de compressibilité Z .
- Facteurs volumétriques B_o et B_g .

II.6 Les équipements de l'opération PLT

II.6.1 L'unité de laboratoire :

Dans le passé, le traitement des données s'effectuait uniquement dans les grands centres de calculs. Une décentralisation s'est opérée récemment, du point que les camions laboratoires possèdent un potentiel de calcul suffisant pour effectuer une assez grande variété de traitements informatiques.

Le camion laboratoire reçoit des enregistrements du l'outil PLT à l'aide d'un câble sous forme des signaux électriques en pulsations continues digitalisées par un ordinateur, qui

donne ses enregistrements à travers des logs de sortie instantanément, en fonction de la profondeur.

II.6.2 Les équipements de contrôle de pression :

Les opérations de PLT doivent être conduites dans les puits en production, donc la plupart du temps sous pression. Un matériel spécial a été conçu pour obtenir une étanchéité parfaite à la tête du puits pendant la descente ou la remontée des outils. L'équipement de contrôle des hautes pressions comporte de bas en haut :

- Une vanne de sécurité
- Une trappe, pour retenir l'outil au cas où celui-ci buterait dans le presse-étoupe et retomberait à la suite de la rupture du câble.
- Un SAS qui peut atteindre 10 m de longueur pour loger les outils.
- Un BOP, c'est un obturateur de sécurité placé entre la vanne de curage et le SAS, il permet la fermeture rapide sur le câble en cas de fuite.
- Une vanne de sécurité à bille.
- Un système d'étanchéité à graisse.
- Un presse-étoupe hydraulique.

CHAPITRE

III :

ANALYSE

NODALE

III.1 Introduction :

L'Analyse nodale est un outil utilisé pour évaluer un système de production complet et prévoir le débit. C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer la performance des puits. Elle consiste à combiner les possibilités du réservoir à produire les fluides vers le fond de puits avec la capacité du tubing à acheminer l'effluent en surface. [6]

III.2 Objectifs de l'analyse nodale :

- Déterminer le débit auquel un puits existant de pétrole ou de gaz produira considérant la géométrie du puits et les limitations de la complétion (d'abord par déplétion naturelle).
- Déterminer sous quelles conditions d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits produira ou s'épuisera.
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift.
- Optimiser le système pour produire le débit voulu.
- Vérifier les performances de chaque composant dans le puits.

Permettre l'identification rapide par les opérateurs de gestion et de technologie des manières d'augmenter le taux de production. [6]

III.3 Perte de charge dans le milieu poreux (inflow) :

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

L'écoulement de fluide du réservoir vers le puits est appelé par Gilbert « inflow performance » et la représentation du débit en fonction de la pression de fond dynamique est appelé « inflow performance relationship » ou IPR. L'équation de l'inflow s'écrit comme suit :

$$P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf} \quad \text{(III.1)}$$

Où :

P_r : la pression de réservoir.

P_{wf} : La pression de fond.

$\Delta P_{rés}$: La perte de charge dans le réservoir.

III.3.1 L'équation de Darcy :

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

L'équation de base est la loi de Darcy. Cette équation proposée en 1856 par Henry Darcy relie la vitesse apparente du fluide à la chute de pression à travers la filtrante.

Il est également important de noter que Darcy a utilisé un seul fluide, l'eau, et le milieu est constitué de sable complètement saturé d'eau. [5]

La forme différentielle de la loi de Darcy est donnée :

$$\vartheta = -\frac{k dP}{\mu dx} \quad (\text{III.2})$$

Où :

K : Perméabilité du milieu poreux

ϑ : Vitesse apparente du fluide

μ : Viscosité du milieu

$\frac{dP}{dx}$: Gradient de pression dans le sens d'écoulement

III.3.1.1 Les types d'écoulements :

III.3.1.1.1 Ecoulement linéaire :

Pour l'écoulement linéaire, avec une section d'écoulement constante, l'équation (III.2) peut être intégrée pour donner la perte de charge à travers une longueur L (Figure III.1).

$$\int_{p_1}^{p_2} \frac{k}{\mu} dP = -\frac{q}{A} \int_0^L dx \quad (\text{III.3})$$

Où :

P_1 : Pression à l'entrée.

P_2 : Pression à la sortie.

A : la section.

q : Le débit.

L : La longueur de l'échantillon.

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

$$\int_{P_1}^{P_2} dP = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \int_0^L dx \quad (\text{III.4})$$

Par intégration :

$$P_2 - P_1 = -\frac{q \cdot \mu}{k \cdot A} \cdot L \quad (\text{III.5})$$

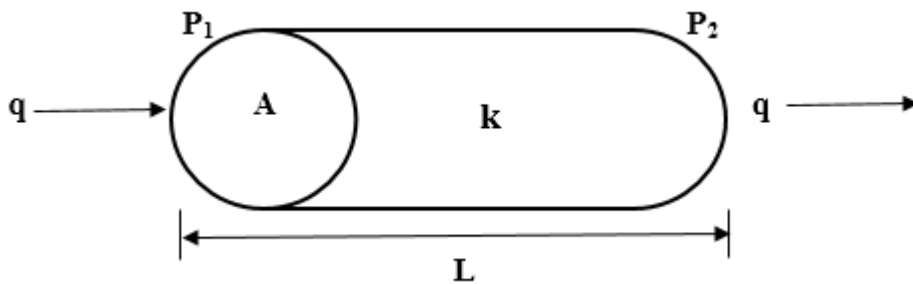


Figure III.1 : schéma représentatif d'un écoulement linéaire. [5]

III.3.1.1.2 Ecoulement radial :

La loi de Darcy peut être utilisée dans le cas d'un écoulement radial, dans ce cas la section n'est pas constante, elle doit être incluse dans l'intégration de l'équation (III.2), en se référant à la (figure III.2), on obtient :

$$q = \frac{2\pi \cdot r \cdot h \cdot k}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (\text{III.6})$$

Où :

q : Le débit.

r : Le rayon.

h : La hauteur.

k : La perméabilité.

μ : La viscosité.

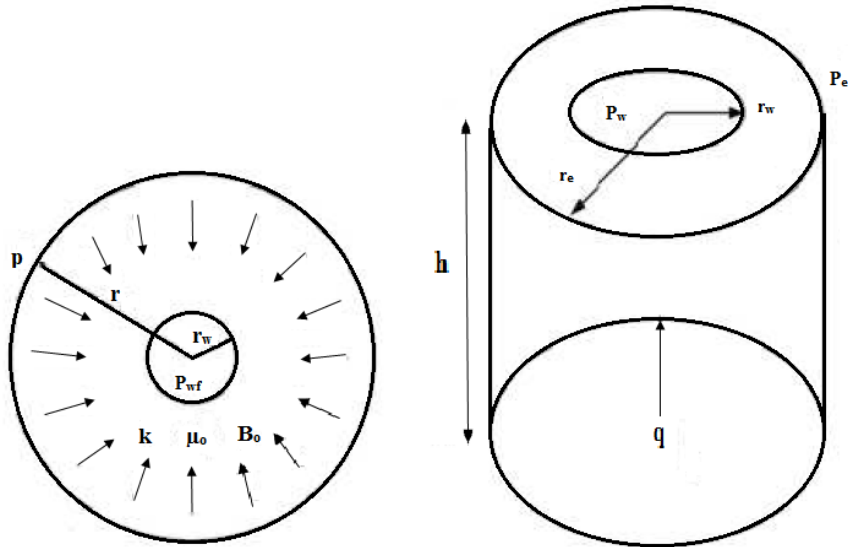


Figure III.2 : schéma représentatif d'un écoulement radial. [5]

III.3.2 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 fond différentes et des formations de différents paramètres pétrophysiques contenant des fluides différents en PVT, et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique et il a déduit son équation : [5]

$$\frac{q_o}{q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (III.7)$$

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

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

($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

P_r : Pression du réservoir approximative.

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.

III.4 L'écoulement dans le tubing (outflow) :

Dès 1939, E.C.Babson publia son premier travail sur l'écoulement multiphasique vertical. W.E.Gilbert a évolué dans cette étude de 1939 à 1940. Toutefois, il ne publia son travail qu'en 1954. La plus grande contribution de Gilbert reste de la pression en fonction de la profondeur, qu'il appela « gradient de pression ». [5]

III.4.1 Configuration d'un écoulement vertical diphasique :

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

La distribution de chaque phase par rapport à l'autre dans la conduite est la référence pour lequel on établit le modèle. Plusieurs modèles essayent de prédire la configuration d'écoulement qui peut exister pour différentes séries de conditions, et plusieurs appellations différentes ont été données pour ces configurations, pour plus de fiabilité. Certaines corrélations de pertes de charge comptent sur la connaissance de la configuration d'écoulement. [5]

GOVIER a présenté une série descriptive pour les configurations d'écoulement pour l'air et l'eau. Ces configurations (figure III.3) dépendent dans une certaine mesure de l'ampleur relative de la vitesse superficielle du liquide V_{SL} et celle du gaz V_{SG} , et de la pression.

L'équation de l'Outflow s'écrit comme suite :

$$P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf} \quad \text{(III.8)}$$

Où :

$P_{sép}$: la pression de séparation.

ΔP_{tbg} : La perte de charge dans le tubage.

ΔP_{pipe} : La perte de charge dans pipe.

P_{wf} : Pression de fond.

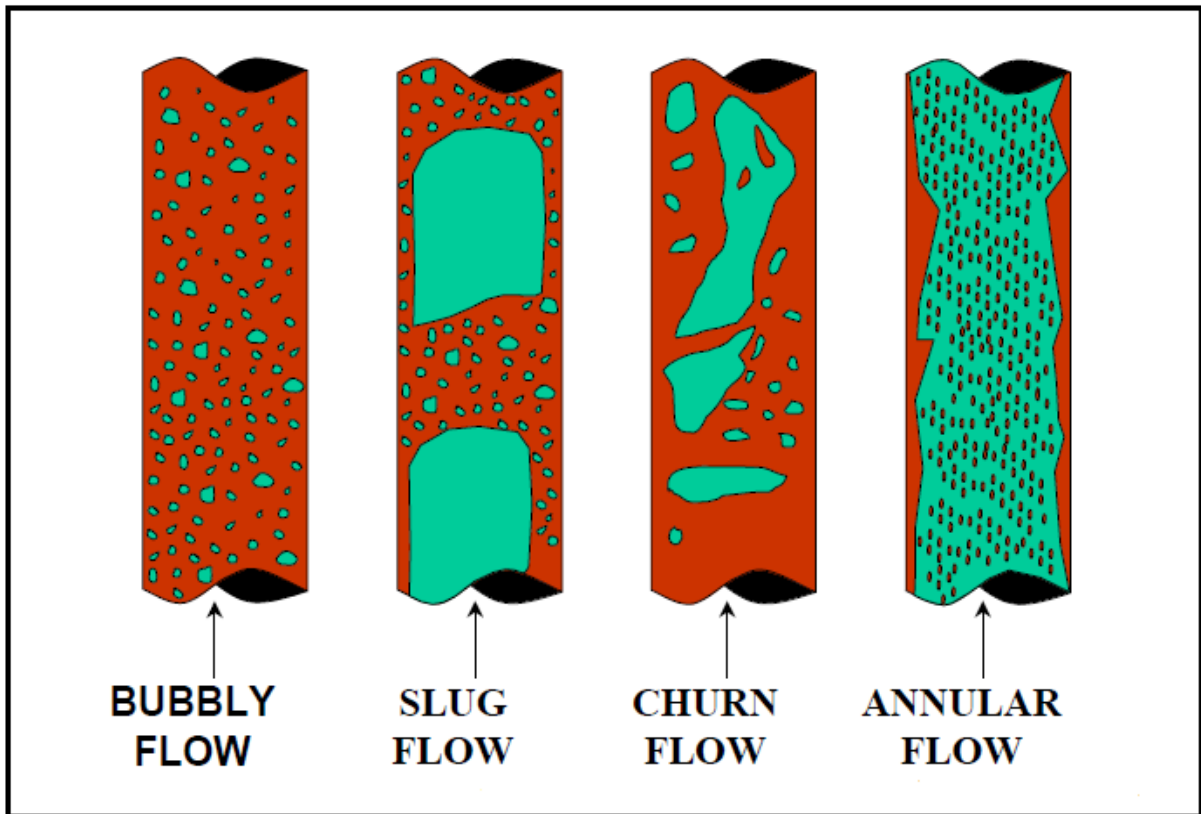


Figure III.3 : *différents modes d'écoulement vertical.* [5]

III.4.2 Pertes de charge dans le tubing (outflow) :

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

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

III.4.3 Corrélations des pertes de charge :

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

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

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

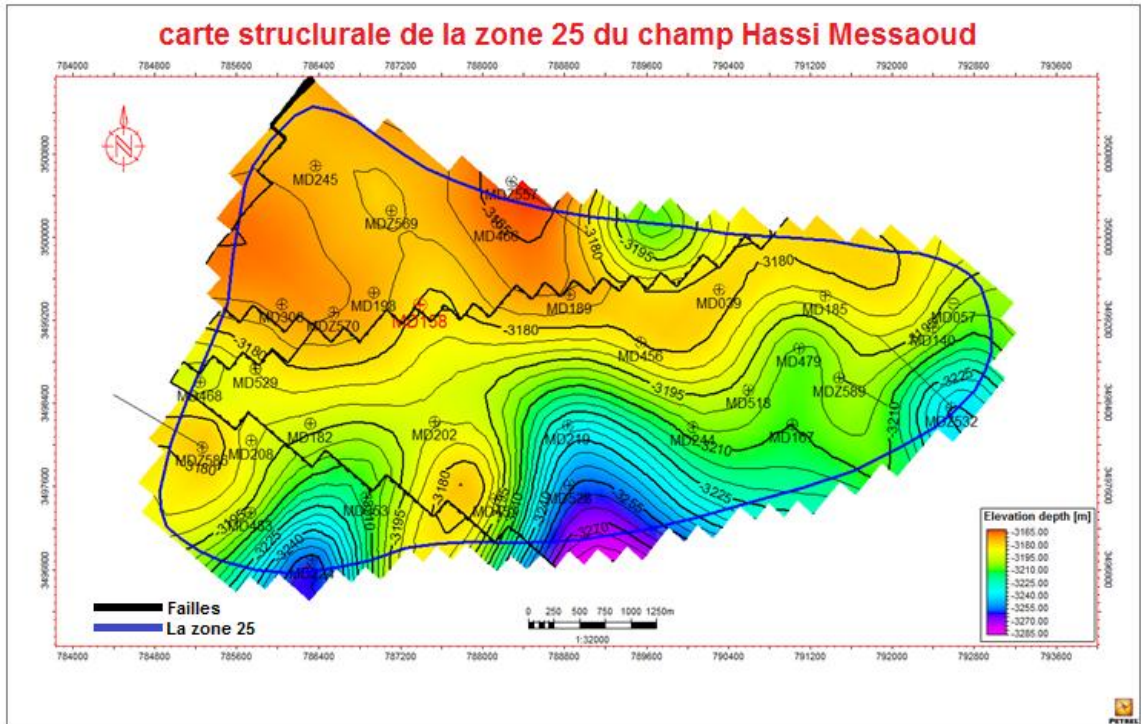
Tableau III.1 : Classification des corrélations de perte de charge.[6]

Méthode	Catégories
Poettmann and Car	a
Baxendell and Thomas	a
Francher and Brown	a
Hagdorn and Brown	b
Gray	b
Ashiem	b
Duns and Rose	c
Orkiszewski	c
Aziz et al	c
Chierici et al	c
Beggs and Brill	c

CHAPITRE IV :
PARTIE
PRATIQUE

IV.1 Présentation de la zone d'étude :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km Sud- Est d'Alger et à 350 km de la frontière Tunisienne, il est divisé en 25 zones. La zone d'étude est située dans la 3partie Sud du Gisement de Hassi Messaoud. Le puits d'étude (MD158) est localisé dans la zone 25. Il est structuralement élevé par rapport aux puits voisins, situé tectoniquement dans un endroit relativement stable, au voisinage d'une faille de direction (Nord-est) – (Sud-Ouest). L'érosion de la phase Hercynienne au niveau de la partie medium du RI (D5 Argileux). [3]



FigureIV.1 : carte structurale de la zone25 du champ Hassi Messaoud

IV.1.1 Coordonnées UTM du puits MD158 :

X = 816 000 Y = 116 000

IV.1.2 Données pétrophysiques :

Tableau IV.1 : Caractéristique pétrophysiques de réservoir de puits MD158

Réservoir	Epaisseur (m)	Perméabilité (mD)	Porosité (%)	Saturation huile (%)	Saturation eau (%)
D ₅	31.00	4.897	5.106	6.2	6.6
D ₄	10.00	8.688	4.912	17.8	5.2
D ₃	23.00	8.713	6.284	15.9	7.7
D ₂	25.00	21.719	8.235	27.5	7.5

IV.2 Historique de la production :

Le puits est foré en 1971, Il était complété par une crépine. Le 08/10/2008 une opération de workover a été faite pour le changement de complétion par un LCP.

Le puits a commencé de produire en 1985 avec un débit d'huile important 13.48 (m³/h). D'après l'historique de production du puits on a remarqué une chute de débit avec une augmentation de GOR dès les années 1993 jusqu'à ce jour ou le débit est de 3.98 (m³/h) d'huile et de 4837.00 (m³/h) de gaz.

Le puits est situé dans une zone exploitable, entre deux puits injecteur de gaz MD245 (en nord-ouest) ; MD202 (en sud-est) et un puits injecteur d'eau MD198(en ouest).

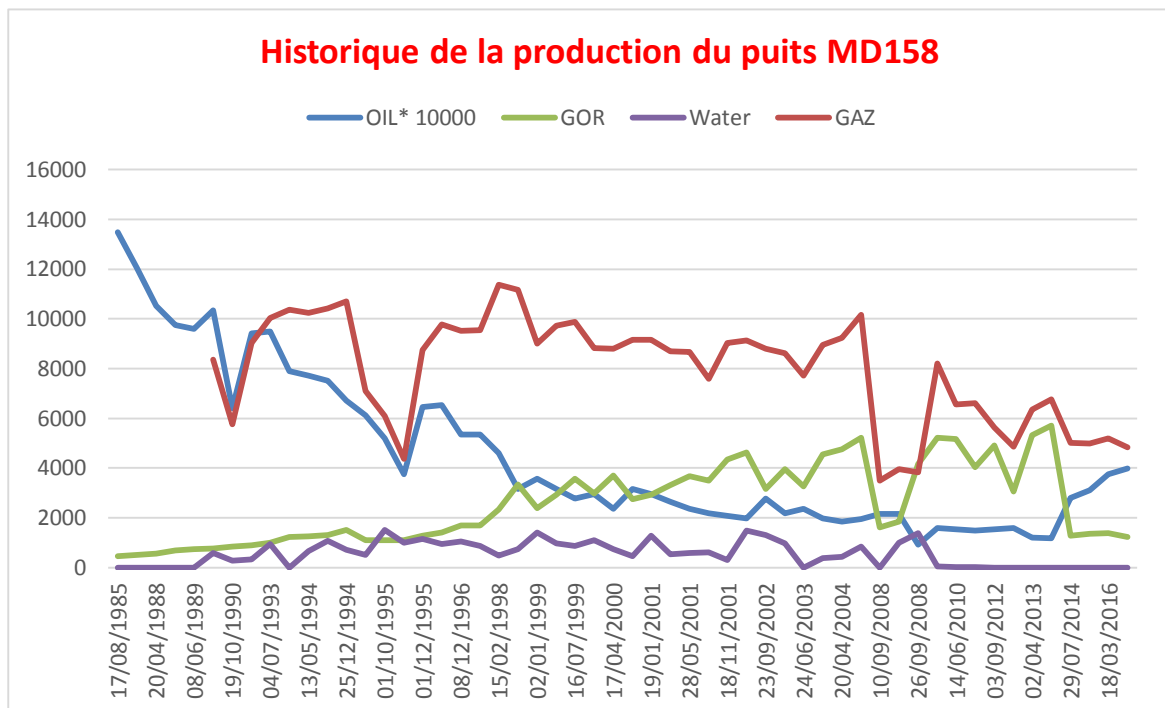


Figure IV.2 : Historique de la production du puits MD158 avant et après Changement de la complétion. [4]

IV.3 Objectif de l'étude :

Le but de ce travail est d'optimiser la production et réduire le GOR, en jouant sur différents paramètres qui peuvent influencer sur la productivité. Pour avoir la performance du puits on doit suivre les étapes suivantes :

- Utiliser les données de PLT pour localiser les zones productives d'huile et celle du gaz.

- Interprétation de buildup test pour déterminer les paramètres PVT.
- Faire une analyse nodale pour avoir le point de fonctionnement du puits (l'intersection entre la courbe Inflow et Outflow).

IV.4 Interprétation des PLT :

IV.4.1 Interprétation du 1^{er} PLT : (voir annexe 1)

Ce PLT a été fait en (juin 2014), où le diamètre de la duse de production était 24mm. Le comportement de puits avec cette duse est expliqué ci-dessous :

Les données du PLT enregistrés dans le puits étudié (les mesures de débitmètre avec les différentes vitesses de descente sont montrées dans la figure (voir annexe 1).

Tableau IV.2 : La contribution par phase. [3]

Zones m	Qw res. m3/hr	Qo res. m3/hr	Qg res. m3/hr	■ W ■ O ■ G
3350.8-3359.6	0.00	3.420E-4	15.56	
3365.0-3372.0	0.00	1.020E-4	9.15	
3392.3-3398.1	0.00	5.489E-5	12.39	
3399.0-3408.4	0.00	2.00	72.50	

L'interprétation qualitative du PSP GHOST réalisé le 06/12/2014 sur le puits MD158 a montré les intervalles de production suivants :

3350.8 – 3359.6 : produit 15% du gaz avec une faible quantité d'huile, cet intervalle correspond à la partie inférieure de D5.

3365.0 – 3372.0 : produit 8% du gaz avec une très faible quantité d'huile, cet intervalle correspond à la majorité de la couche D4.

3392.3 – 3398.1 : produits 11% de gaz associé avec une très faible quantité d'huile ; cet intervalle correspond à la partie inférieure de D3 et le top de D2.

3399.0 – 3408.4 : produit la majorité de la quantité d'huile environ 99% associé avec environ 66% du gaz ; cet intervalle correspond à la partie supérieure de D2.

Remarque : L'interprétation montre l'absence d'eau dans toutes les zones de la partie productrice.

- Conclusion :

L'interprétation du PSP – GHOST montre que la totalité des perforations est envahie par le gaz par contre la majorité de l'huile semble provenir de D2 d'une zone apparemment non perforé sous les dernières perforations.

Une autre opération PMIT/EMIT a indiqué la présence d'un endommagement du liner dans cette partie par la corrosion qui confirme les prévisions précédentes.

Le tableau ci-dessous montre la répartition de la production par zone en conditions de fond.

Tableau IV.3 : Débits d'huile et de gaz de chaque intervalle producteur.

Intervalles		Q _o m ³ /h	%	Q _g m ³ /h	%
3350.80	3359.60	0	0	15.56	14.20
3365.00	3372.00	0	0	9.15	8.35
3392.30	3398.10	0	0	12.39	11.30
3399.00	3408.40	2	100	72.5	66.15

Note : la zone en jaune est celle non perforée.

IV.4.2 Interprétation du 2^{ème} PLT : (voir annexe 2)

Ce PLT a été fait le 18/04/2016 ou le diamètre de la duse de production était 26mm. Le comportement du puits avec cette duse est expliqué dans la figure (voir annexe 2).

Tableau IV.4 : La contribution par phase.

Zones m	Q _w res. m3/hr	Q _o res. m3/hr	Q _g res. m3/hr	■ W ■ O ■ G
3350.0-3352.1	0.00	0.00	35.95	
3353.9-3356.4	0.00	4.87E-2	10.95	
3364.9-3367.7	0.00	0.00	24.53	
3368.9-3372.0	0.00	0.00	6.22	
3392.0-3393.7	0.00	0.00	12.92	
3400.1-3402.2	0.00	1.85	36.22	
3403.0-3406.6	0.00	1.50	3.50	

- Conclusion :

L'interprétation de ce PLT (18-04-2016 avec Duse 26mm) montre que la majorité de la production d'huile provient de la zone 3400 – 3406. Les autres zones sont envahies par le gaz. Le même résultat a été obtenu par le PLT réalisé le 06/12/2014 sauf que les débits d'huile et du gaz mesuré le 18/04/2016 par le PLT et le jaugeage sont différents des débits mesurés en date de 06/12/2014.

Tableau IV.5 : comparaison des résultats de jaugeage.

jaugeage	Q _o (m ³ /h)	Q _g (m ³ /h)	Q _w (l/h)	GOR	Pression (kg/cm ²)		
					P _{tt}	P _p	P _{sep}
06/12/2014	1.18	6771.26	0	5718	58	20.6	7.14
19/04/2016	2.6	3198	0	1230	11.8	10	/

On constate d'après les deux jaugeages qu'il y a une nette amélioration des performances du puits en le faisant produire sur une Duse 26 mm qu'à celle de 24 mm Confirmé aussi par les deux PLT. Par ailleurs les zones de production restent les mêmes.

IV.4.3 Interprétation du 3^{ème} PLT : (voir annexe3)

Un troisième PLT a été enregistré le 20/04/2016 avec une Duse de 16mm.

L'enregistrement de ce PLT est de mauvaise qualité dû essentiellement à l'instabilité du flow influant spécialement sur les courbes de la pression et la densité rendant l'interprétation presque impossible. Le spinner montre une perturbation sur la vitesse de fluide probablement due au régime instable car le puits à beaucoup bouchonné pendant l'enregistrement. La densité moyenne était de 0.62g/cm³ laissant croire qu'il y a eu une légère venue d'eau.

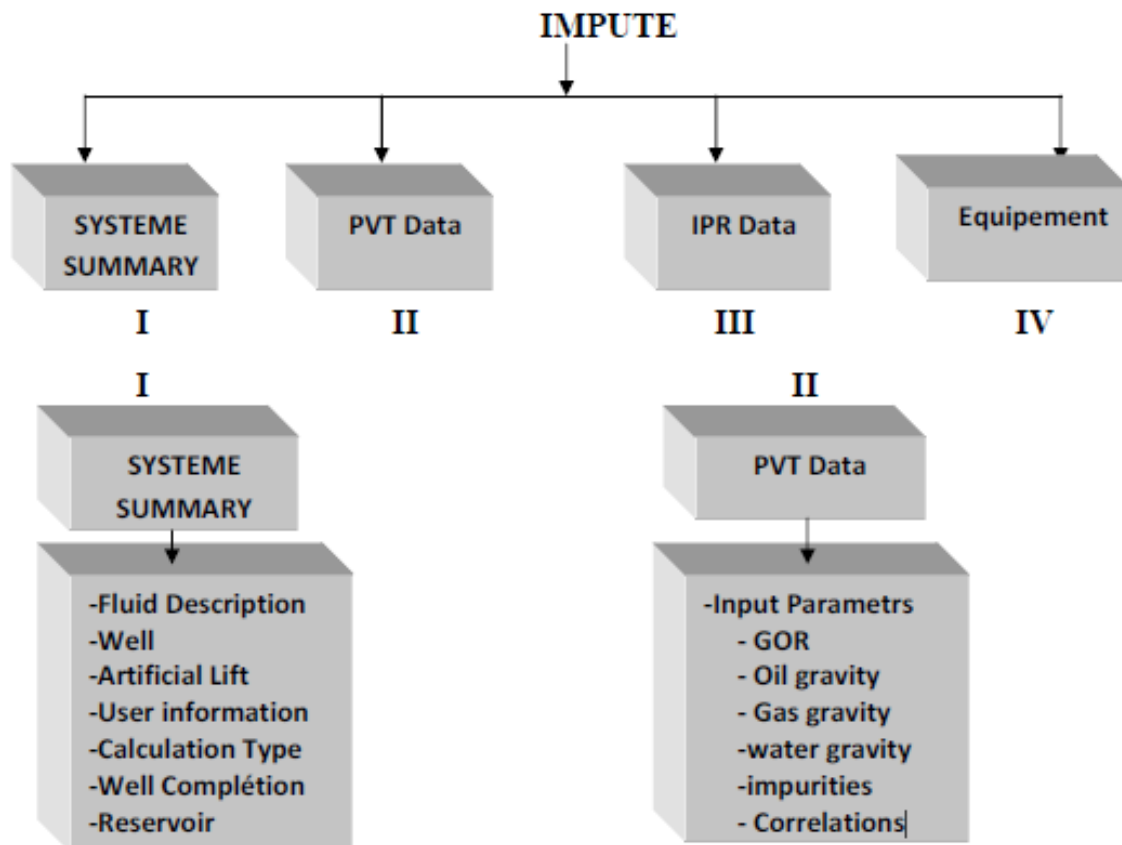
Tableau IV.6 : Résultats de jaugeage réalisé le même jour que le PLT.

jaugeage	Q _o (m ³ /h)	Q _g (m ³ /h)	Q _w (l/h)	GOR	Pression (kg/cm ²)		
					P _{tt}	P _p	P _{sep}
20/04/2016	2.36	2412.10	0	1022	24	10	33

IV.5 Utilisation du logiciel PROSPER :

IV.5.1 Aperçu sur le logiciel PROSPER :

Le PROSPER (production and Systems performance) est un logiciel d'analyse de la performance des systèmes de production. Il peut aider les ingénieurs de production et de réservoir à prédire les paramètres d'écoulement et la température dans les tubings avec exactitude et rapidité. Les calculs de sensibilité que PROSPER nous offre, permettent aux designs existants d'être optimisés, il permet ainsi à l'utilisateur de vérifier chaque modèle de sous-système par le biais de la fonction matching, ce logiciel donne des calculs exacts. Une fois un modèle du système a été calé aux données réelles mesurées sur le puits, PROSPER peut être utilisé pour modeler le puits dans les différents scénarios et faire les prédictions avancées des données du puits et de réservoir. [4]



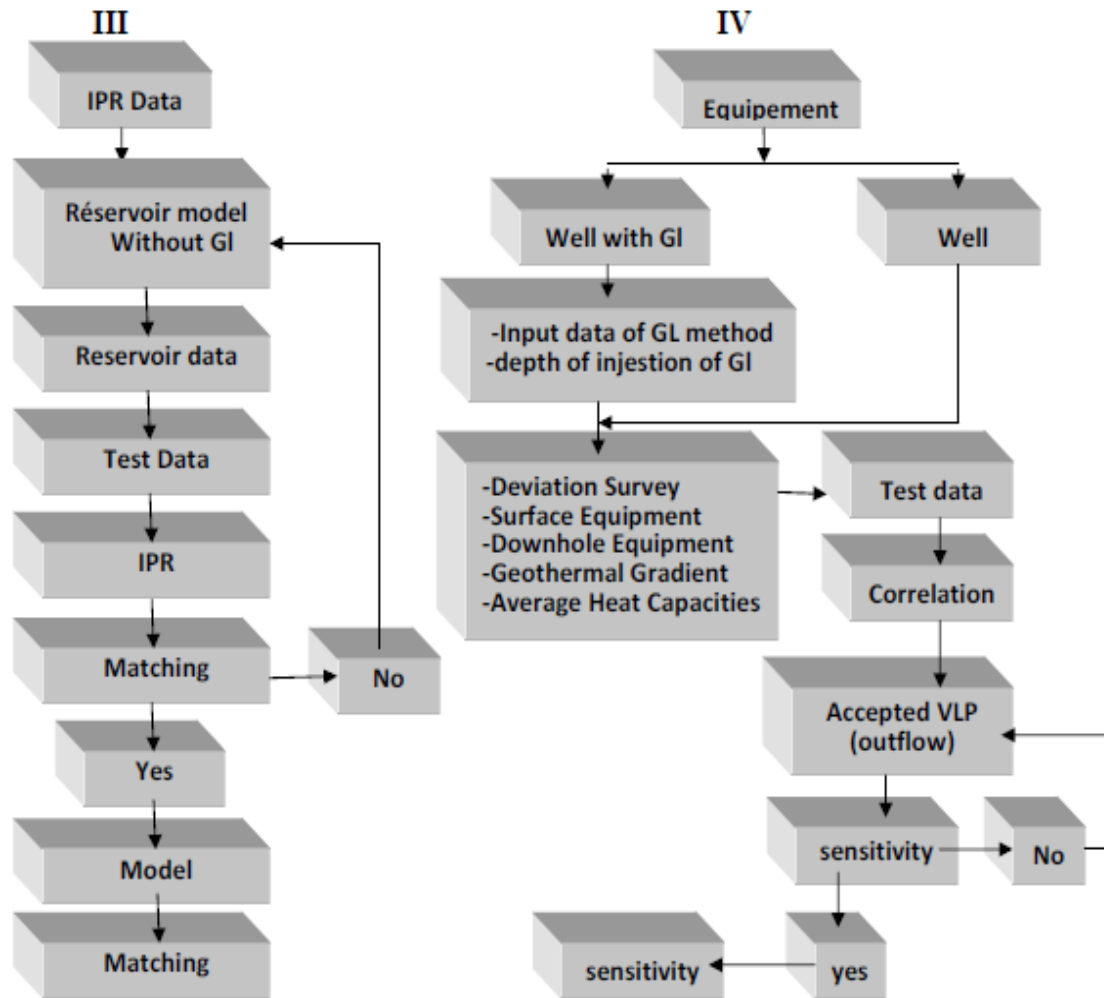
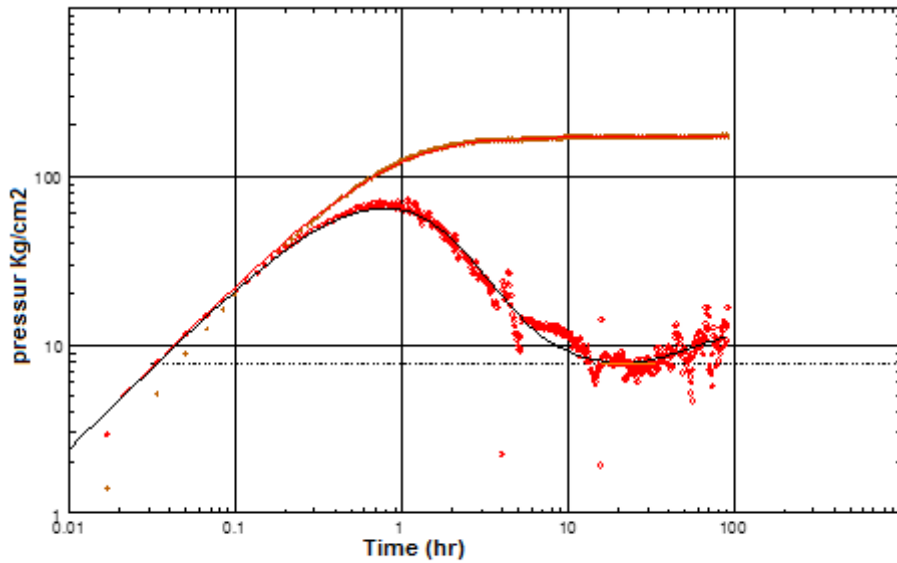


Figure IV.3. Organigramme de fonctionnement du PROSPER. [4]

IV.6 Test buildup :

Est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps de fermeture en plus des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de base utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produit à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture. [4]

Le puits a été fermé du 17 au 29/03/2016, pour assurer la stabilité de puits. L'enregistrement des informations a pris 16 heures pour les insérer dans le logiciel Ecrin afin d'obtenir le graphe Log-Log de la dérivée de pression en fonction du temps.



Log-Log plot: $p-p@dt=0$ and derivative [kg/cm²] vs dt [hr]

Figure IV.4 : Courbe log-log du dérivé de pression. [4]

L'interprétation du plot log-log par la méthode HORNER a donné les résultats suivants :

Tableau IV.7 : Les résultats de l'interprétation build up

Name	value
rate	0
Rate change	3.18 m ³ /h
P@dt=0	44.204 kg/cm ²
PI	217.182 kg/cm ²
PI	0.0230087 (m ³ /hr)/(kg/cm ²)
Model option	Standard model
réservoir	Homogeneous
boundary	One fault
C	0.0274 m ³ cm ² /kg
Total Skin	5.8
K, h total	48 md.m
L – N flow	38 m
Prod index Ideal	0.477772 (m ³ /h)/(kg/cm ²)
PI(p*)	0.0231462(m ³ /h)/(kg/cm ²)
P*	216.154 kg/cm ²

IV.7 Analyse Nodale :

Le matching analyse nodale se fait en cinq étapes :

- Calage des paramètres PVT
- Calage d'écoulement dans le tubing (outflow)
- Matching gradient
- calage d'écoulement dans le réservoir (IPR)
- Calage du système

IV.7.1 Calage des paramètres PVT :

Pour avoir un bon matching avec le maximum d'exactitude des résultats, nous devons intégrer les données PVT des effluents de ce puits dans le logiciel. D'abord on va importer les données nécessaires à partir de l'interprétation de build up et les autres tests et on les intègre dans *PROSPER*.

IV.7.1.1 Calage des data PVT en surface :

Input Parameters		
Solution GOR	232	m3/m3
Oil Gravity	45	API
Gas Gravity	1.15	sp. gravity
Water Salinity	290286	ppm
Impurities		
Mole Percent H2S	0	percent
Mole Percent CO2	1.32	percent
Mole Percent N2	1.8	percent

Figure IV.5 : Onglet pour calage des paramètres PVT en surface.

IV.7.1.2 Calage des data PVT à la pression de bulle :

PVT Match data

Table 1

Temperature 120 deg C

Bubble Point 182 Kq/cm2 a

	Pressure	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity
	Kq/cm2 a	m3/m3	m3/m3	centipoise
1	182	232	1.8551	0.227

Figure IV.6 : Onglet pour calage des paramètres PVT à la pression de bulle.

Le logiciel va faire une simulation des données avec plusieurs corrélations et nous donne le résultat de chaque une d'eux.

IV.7.1.3 Choix de la corrélation :

PVT - Correlation Parameters (Md158.Out) (Oil - Black Oil matched)

Done Cancel Main Export Report Reset All Help

Bubble Point

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beqqs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	0.91284	0.95265	1.02579	0.8658	0.96754	1.11346
Parameter 2	-271.943	-134.67	63.0858	-472.771	-89.3892	237.736
Std deviation			0.00024414			
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Solution GOR

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beqqs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	1.28789	1.13782	0.91976	1.45341	1.40592	0.75339
Parameter 2	-25.7457	-13.9017	-0.11389	-4.91798	-395.871	-2.40863
Std deviation	0.073105			7.8486e-8	0.70934	0.071081
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil FVF

	Glaso	Standing	Lasater	Vazquez-Beqqs	Petrosky et al	Al-Marhoun
Parameter 1	0.91966	0.85301	0.85315	1.18632	0.80938	0.98103
Parameter 2	0.075145	0.14516	0.14489	-0.18632	0.17722	0.017785
Parameter 3	1	1	1	1	1	1
Parameter 4	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8	1e-8
Std deviation						
	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset	Reset

Oil Viscosity

	Beal et al	Beqqs et al	Petrosky et al	Eqboqah et al
Parameter 1	1.25684	1.04142	1.08044	0.70114
Parameter 2	0.038525	0.0086838	0.015729	-0.16853
Std deviation		1.4901e-8		
	Reset	Reset	Reset	Reset

Figure IV.7 : Fenêtre de résultats de la simulation avec différents corrélations.

Cette étape consiste à choisir la corrélation qui a le paramètre1 plus proche de 01 et le paramètre2 plus proche de 00 pour un bon matching.

- Le matching des data PVT indique que la corrélation de Lasater pour P_b , R_s , B_o et la corrélation de Beggs et al pour la viscosité sont les meilleurs.

IV.7.2 Calage d'écoulement dans le tubing (outflow) :

Pour établir un modèle de puits fiable, il faut choisir la meilleure corrélation d'écoulement dans le tubing. La corrélation doit être celle qui nous donne un minimum d'erreurs par rapport aux données mesurées. Plusieurs corrélations sont intégrées dans PROSPER qui nous offre une multitude de résultats, parmi lesquelles nous citons :

- 1- Hagedorn Brown
- 2- Fancker Brown
- 3- Petroleum Experts
- 4- Petroleum Experts 2
- 5- Duns and Ros Original
- 6- Petroleum Experts 3

IV.7.3 Matching gradient :

Le but de faire un matching gradient est de caller et forcer la courbe de corrélation la plus proche de point de mesure (données réelles) à passer par ce dernier en modifiant les facteurs de densité et friction ou le matching se fait à partir les données de PLT et Jaugeage ($P_{wf}=38.3 \text{ kg/cm}^2$, $Q_o=2.56$, $GOR=1229$ & $P_{wh}=13 \text{ kg/cm}^2$).

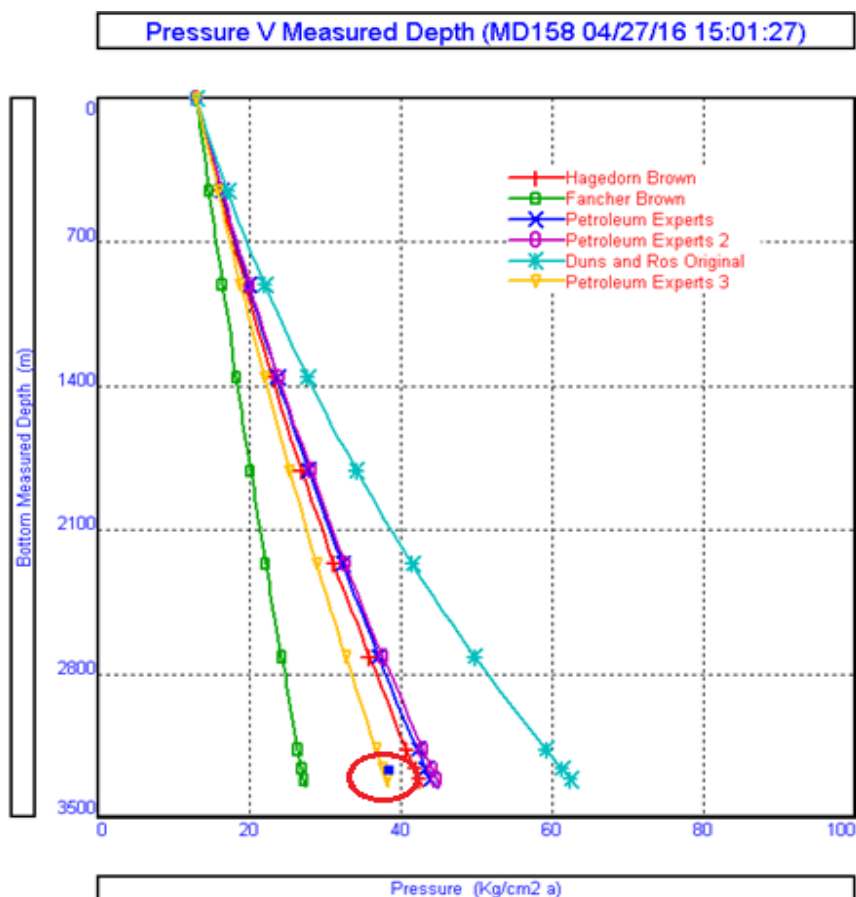


Figure IV.8 : plot représentatif de la position du point de mesure par rapport aux corrélations.

TUBING CORRELATION MATCH PARAMETERS (Md158.Out) (Matched PVT)

Done Cancel Main Reset all Report Export Help

		Correlation	Parameter 1	Parameter 2	Standard Deviation
1	Reset	Duns and Ros Modified	1	1	
2	Reset	Hagedorn Brown	0.90742	0.2	11.3721
3	Reset	Fancher Brown	1	1	
4	Reset	Mukerjee Brill	1	1	
5	Reset	Beggs and Brill	1	1	
6	Reset	Petroleum Experts	0.97471	0.2	0.79047
7	Reset	Orkiszewski	1	1	
8	Reset	Petroleum Experts 2	0.96681	0.2	0.53998
9	Reset	Duns and Ros Original	1	1	
10	Reset	Petroleum Experts 3	0.9987	0.97033	0.40295
11	Reset	GRE (modified by PE)	1	1	
12	Reset	Petroleum Experts 4	1	1	
13	Reset	Hydro-3P	1	1	

Figure IV.9 : Fenêtre des résultats du matching gradient.

- Cette étape consiste à choisir la corrélation qui a le paramètre 1 et 2 les plus proche de 01 pour un bon matching.
- Le matching des paramètres d'écoulement dans le tubing indique que la corrélation de Petroleum experts3 est la meilleure pour notre puits MD158

IV.7.4 : calage d'écoulement dans le réservoir (IPR) :

Après avoir un bon matching des paramètres PVT et une bonne interprétation des tests de puits, on va extraire des données tels que : IP, P_{wf} , P_r , Q_g , Q_o , GOR. Ces résultats sont introduits dans le PROSPER ce qui nous permet de tracer la courbe de IPR pour le puits MD158.

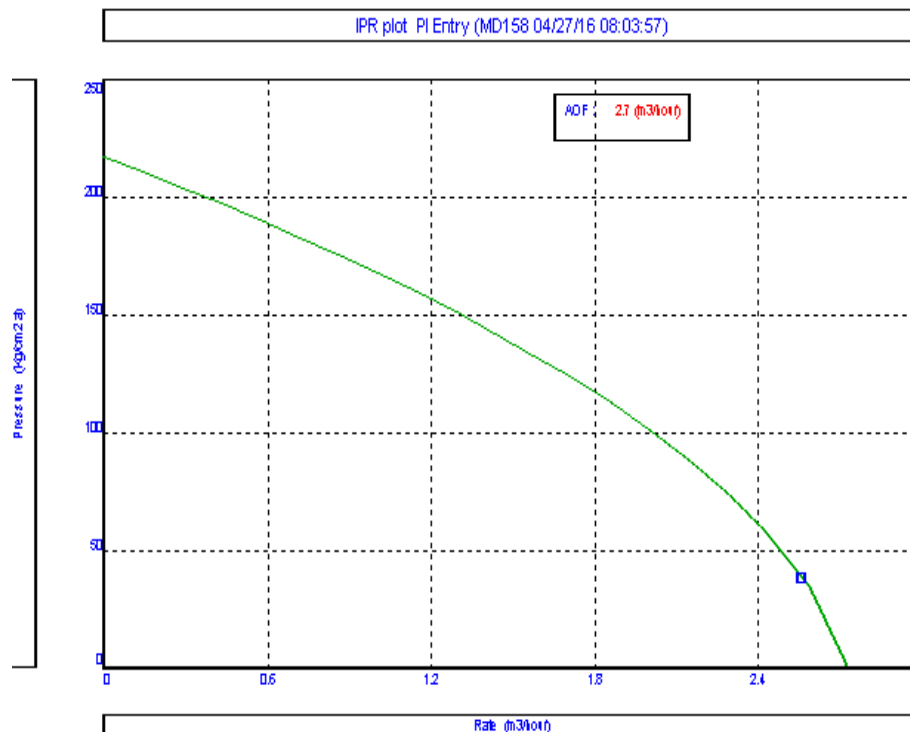


Figure IV.10 : la courbe d'écoulement dans le réservoir.

IV.7.5 Calage du système :

Cette étape consiste à faire un calage des courbes Inflow et Outflow dans le même graphe pour avoir le point de fonctionnement du puits.

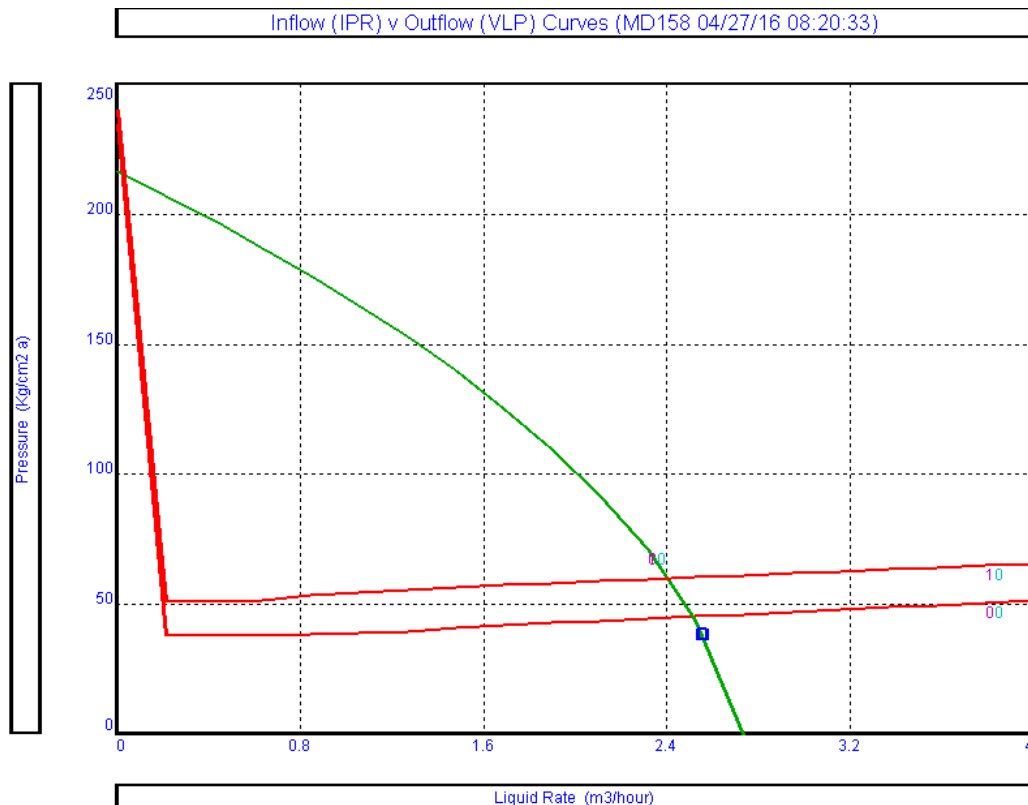


Figure VI.11 : *La courbe d'intersection entre Inflow et Outflow.*

Nous remarquons qu'il y a une concordance entre les données mesurées et les données obtenues par l'analyse nodale. Donc on assure que le modèle construit par le logiciel représente le puits MD158.

Une fois le modèle calé, on peut l'utiliser pour la prédiction de la performance du puits, pour cela, plusieurs scénarios sont introduits pour choisir le meilleur qui nous donne une production optimale.

Dans notre cas (MD158), les études ont montrés que le puits est instable c'est-à-dire, il change son comportement à chaque fois, donc on peut remarquer l'instabilité du puits a partit de :

- 1- le log PLT du 20/04/2016 : (voir annexe3)

Le spinner montre une perturbation sur la vitesse de fluide probablement due au régime instable car le puits à beaucoup bouchonné pendant l'enregistrement.

2- le modèle du gradient de débit montre que le puits est instable (slug flow) :

Gradient traverse - calculations (Md158.Out) (Matched PVT)

Done Calculate Plot Main Report Export Help Options Layout

Input Data: Oil Rate: 2.6 m3/hour; Pipeline Correlation: Beggs and Brill; Tubing Correlation: Petroleum Experts 3 1.00 0.97; Slug Method: Brill

Variables: First Node Pressure: 16

	Label	Bottom Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Pressure (Kg/cm ² a)	Temperature (deg C)	Gradient (Kg/cm ² /m)	Holdup	Regime
1	Wellhead	0	0	16.00	66.36	0	0	WellHead
2		75.5	75.5	16.51	68.10	0.0067649	0.047092	Slug
3		151.0	151.0	17.03	69.83	0.0068398	0.047779	Slug
4		226.5	226.5	17.55	71.55	0.0069151	0.048458	Slug
5		302.0	302.0	18.08	73.26	0.0069907	0.04913	Slug
6		377.6	377.6	18.61	74.95	0.0070668	0.04979	Slug
7		453.1	453.1	19.15	76.63	0.0071432	0.05045	Slug
8		528.6	528.6	19.70	78.29	0.0072199	0.051102	Slug
9		604.1	604.1	20.25	79.94	0.007297	0.051746	Slug
10		679.6	679.6	20.80	81.57	0.0073744	0.052386	Slug
11		755.1	755.1	21.37	83.18	0.0074522	0.053018	Slug
12		830.6	830.6	21.93	84.77	0.0075304	0.053646	Slug
13		906.1	906.1	22.51	86.35	0.0076089	0.054269	Slug

Figure IV.12 : fenêtre montrant le régime slug dans le puits.

IV.8 Les différents scénarios qu'on a proposés :

IV.8.1 Utiliser un petit diamètre de tubing :

Pour choisir un diamètre optimale pour le puits, il faut faire une simulation avec plusieurs paramètres tels que :

- Plusieurs diamètres de tubing.
- Plusieurs pressions de gisement.
- Plusieurs pressions de tête.

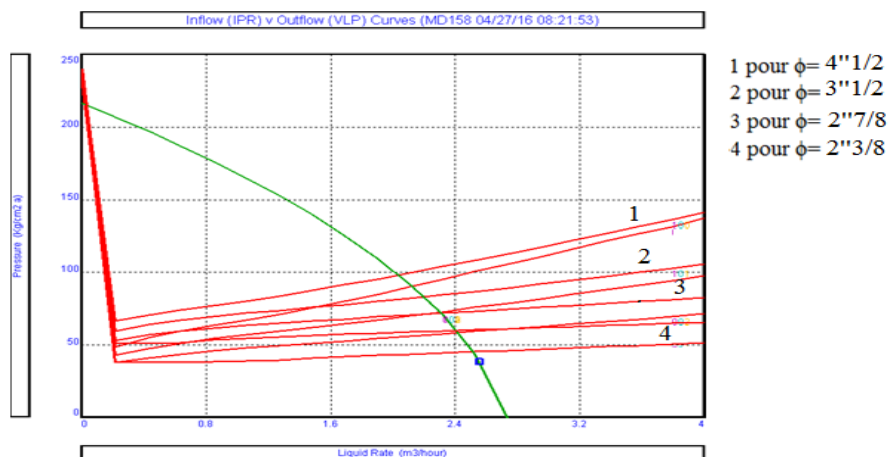


Figure IV.13 : Résultats d'Analyse nodale à différents diamètres de tubings.

La simulation qu'on a fait avec plusieurs diamètres de tubings a montré que le meilleur tubing c'est le 2''3/8, malgré il nous donne un débit moins que les autres diamètres mais l'avantage c'est d'augmenter la pression de fond et éviter la zone de transition et assurer un écoulement stable.

IV.8.2 Changer le diamètre de la duse :

Le changement du diamètre de la duse influe principalement sur la pression de tête, donc une diminution de diamètre implique une augmentation de la pression de tête ce qui réduire les pertes de charge dans le tubing.

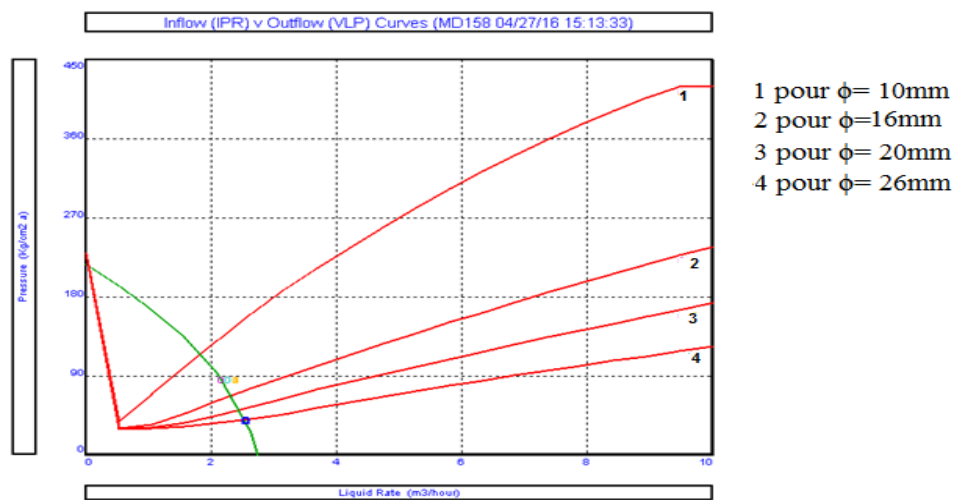


Figure IV.14 : Résultats d'Analyse nodale à différents diamètres de duses.

La duse 1 est l'optimal pour la production, malgré il nous donne un faible débit car le diamètre est très petit par rapport aux autres duses, mais il garde la pression de fond élevé ce qui nous permet de produire pour une longue durée et assure la stabilité de l'écoulement.

IV.8.3 Ajouter des perforations dans la partie inférieure :

D'après les résultats du PLT on déduit que la majorité de l'huile semble provenir du D2 d'une zone non perforé sous les dernières perforations. Pour cela on a vérifié les logs (GR, Porosité, Perméabilité, Résistivité, Saturation) du puits qui confirme les prédictions précédentes.

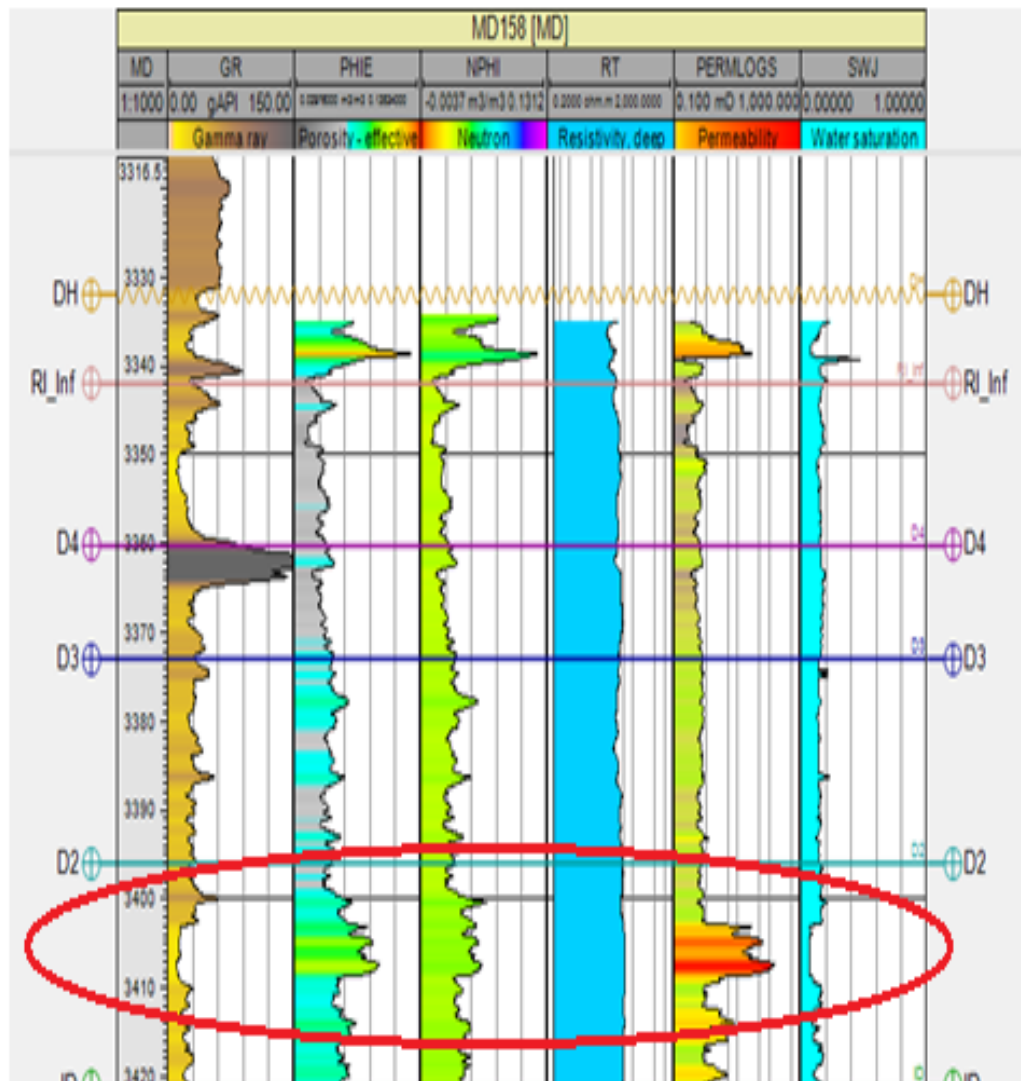


Figure IV.15 : Enregistrement des paramètres pétrophysiques.

L'interprétation des logs dit que cette couche a de bonnes caractéristiques pétrophysiques, donc une perforation dans cet intervalle permet d'augmenter la perméabilité qui augmente la valeur de l'IP et donc le débit avec une stabilité. Ce qui est confirmé par les résultats de l'analyse nodale.

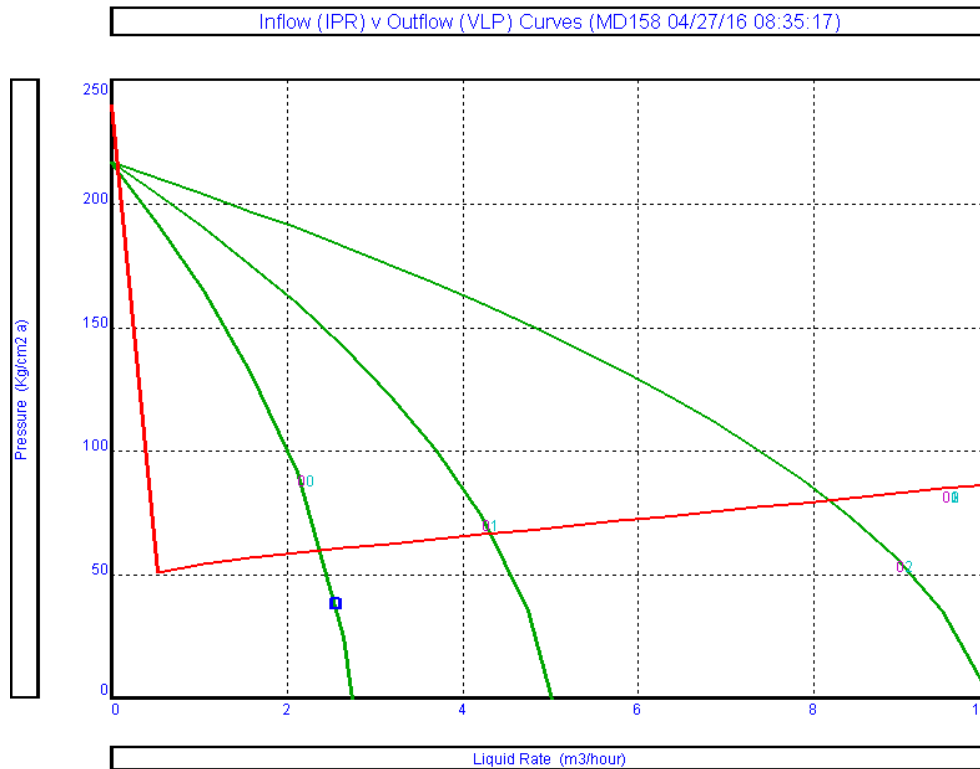


Figure IV.16 : Résultats de l'analyse nodale avec d'autres intervalles de perforations.

Conclusion

Une combinaison entre l'analyse nodale et les différents tests effectués dans le trou permet d'établir un profil de production optimale pour un puits.

A partir de cette étude on peut tirer les conclusions suivantes :

- La chute de la production est due essentiellement à la percée de gaz au niveau du réservoir et à une mauvaise localisation des intervalles de perforation.
- Le diamètre de tubing 3''1/2 est le cas optimal pour une meilleure production.
- Le diamètre de la duse 10 mm augmente la production.
- La meilleure solution pour avoir une production optimale dans le puits MD158 est d'ajouter des perforations dans l'intervalle 3399.00 m – 3408.40 m parce qu'il possède des bonnes conditions pétrophysiques et une quantité d'huile importante.
- Faire une étude sur le positionnement des perforations et la hauteur à perforer pour retarder l'arrivée du gaz et de l'eau.
- Faire des tests périodiques sur le puits pour mieux connaître le comportement du réservoir et voir si des puits injecteurs de gaz sont nécessaires ou non.
- Faire un contrôle quotidien du débit et de la pression d'injection.

Références bibliographique

Livres :

[1]. Desbrand,R.,1982.Diagraphies dans les sondages .Edition Technique.

Rapports :

[2]. Documentation de Group Expro. 2002. Production LoggingTools

[3]. Documentation de Sonatrach DP. 2016. Département géologie (service diagraphies).

[4]. Documentation de Sonatrach DP. Département technique de puits (service essai de puits 2016).

[5]. Inflow Performance Relationships for Solution

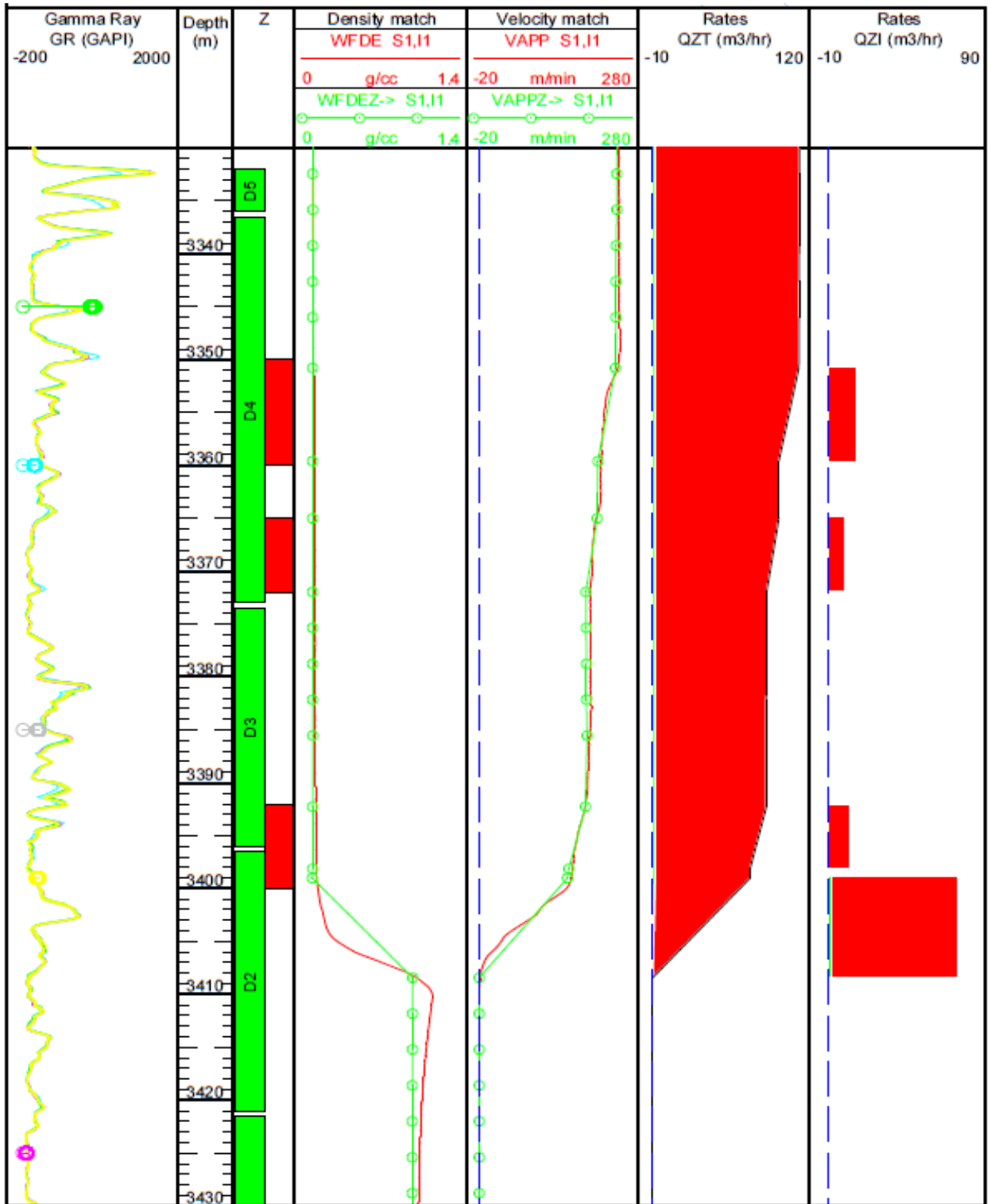
- Gas Drive Wells By.J.V.Vogel

- Production Optimization Using Nodal Analysis,

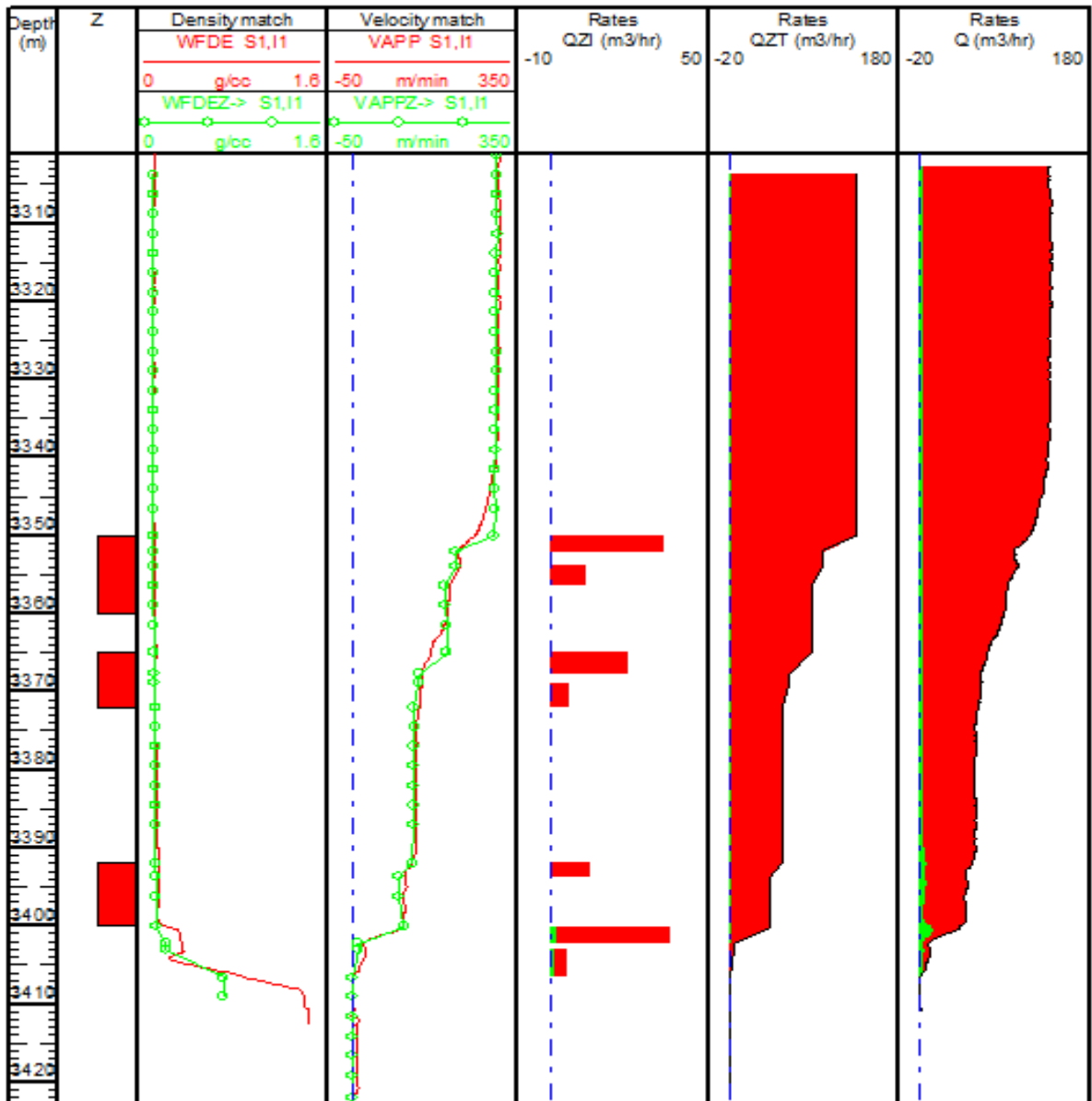
- Oil and gas consultants international INC and H. Dall BEGGS, Copyright 1991.

[6]. Nodal analysis, Schlumberger 2001.

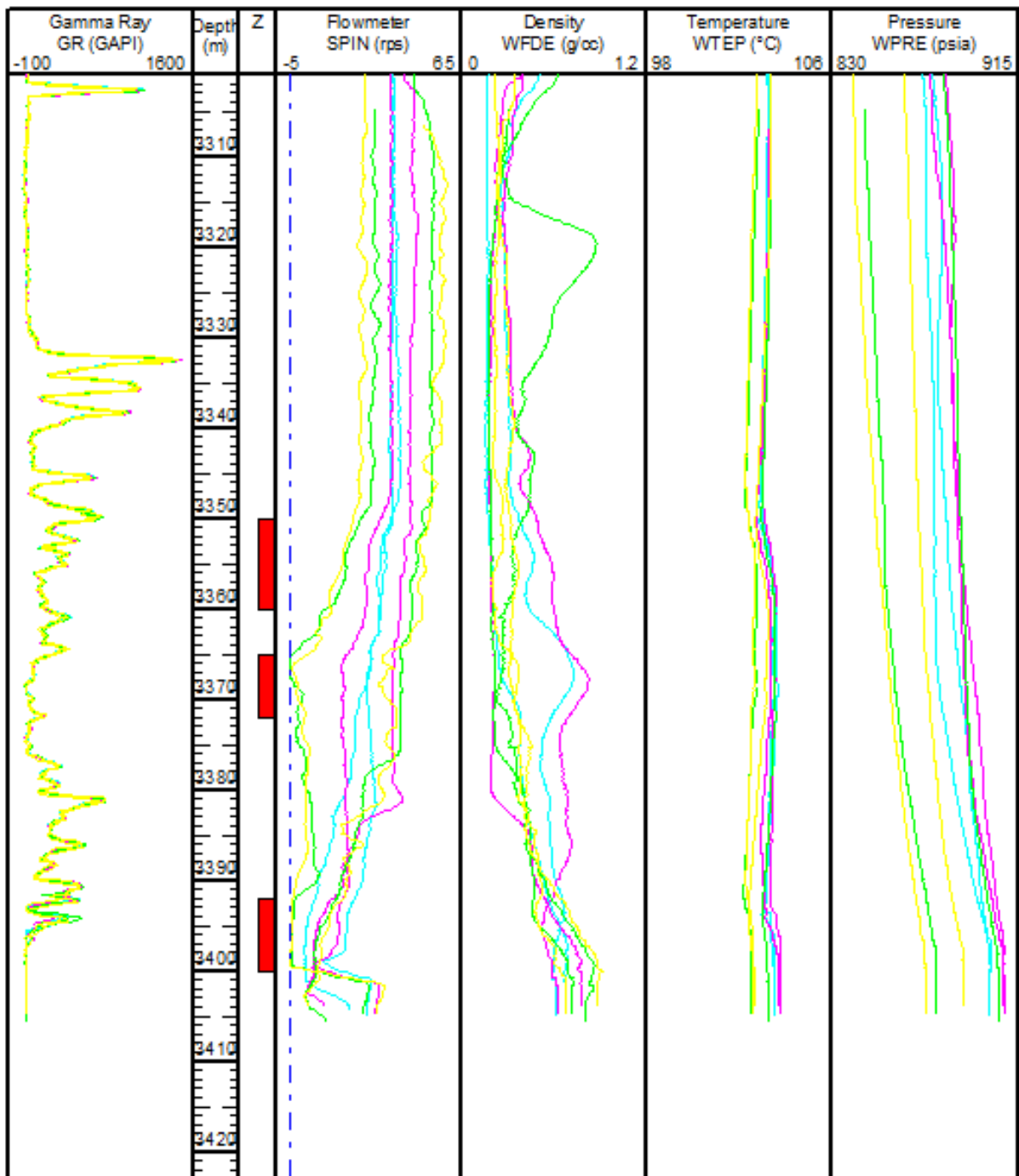
ANNEXES



Plot représentatif des résultats de PLT fait en juin 2014 pour le puits MD158



Plot représentatif des résultats de PLT fait le 18/04/2016 pour le puits MD158



Plot représentatif des résultats de PLT fait le 20/04/2016 pour le puits MD158



SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION HASSI-MESSAOUD
D.E.P

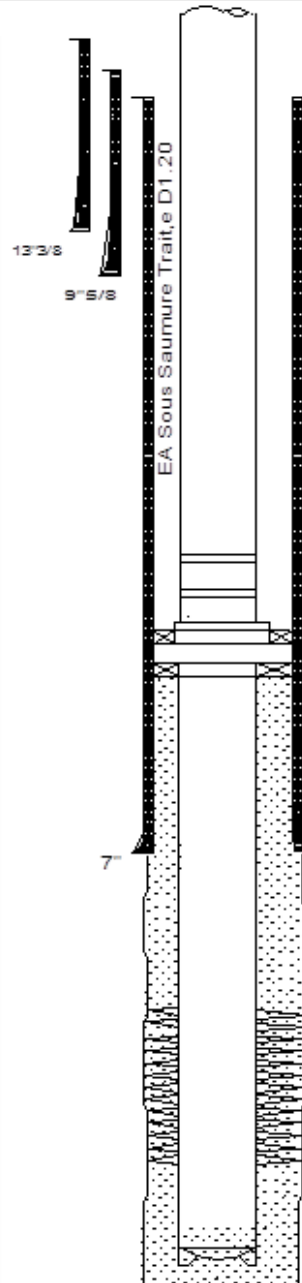
COMPLETION 4"1/2 NEW VAM ANCREE MD158

X : 816 027.00
 Y : 116 477.15

One FMC 7"1/16 Inside + 12NVS x 3'4" H
 Just avec 320 Jts + 12,32 30m 4"1/2NV N80
 Coup. Csg 7" : 14Cm
 Tbg head FMC 11" x 7"1/16 5000
 Adapteur FMC 7"1/16 x 4"1/16 5000
 1.re VM + 2.me VM (FMC) 4"1/16 5000
 Croix 4"1/16 x 3"1/8 5000

Z SOL : 146.10
 Z TABLE : 151.70
 Z VM : 147.41
 H.T : 5.60m

M M		COTES	
OD	ID	ELEC/VM	SOND/TR
			220.72
			2339.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
126.20	93.67	3247.52	3254.72
126.20	87.78	3258.18	3265.38
139.60	103.20	3268.90	3276.10
144.10	101.60	3269.80	3277.00
		3274.80	3283.00
			3305.00
114.30	99.57		
122.00	96.39		
127.00	100.00	3455.80	3464.00
		3457.80	3466.00



Tbg 4"1/2New Vam N80 13.5# R3
 Pos Train 58T(Sous Eau)-CS-4920#-Comp 20T

Hallib L.Nipple "R" 4"1/2NV L:0.39m
 Hallib L.nipple "RN" 4"1/2NV L:0.4m

Hallib Ratch Latch 4"1/2New Vam
 Hallib Packer TWR 7" 23-32# (Comp:20T)

Ensemble Suspension 4"1/2LTC Baker
 Liner Hanger-Liner Packer -Swivel

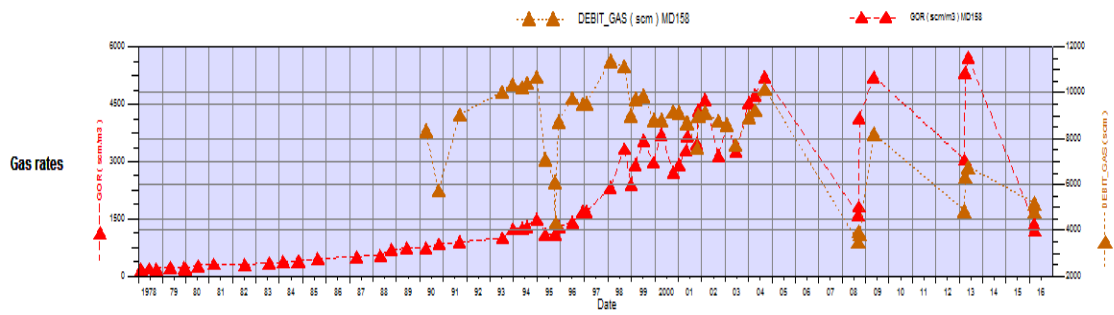
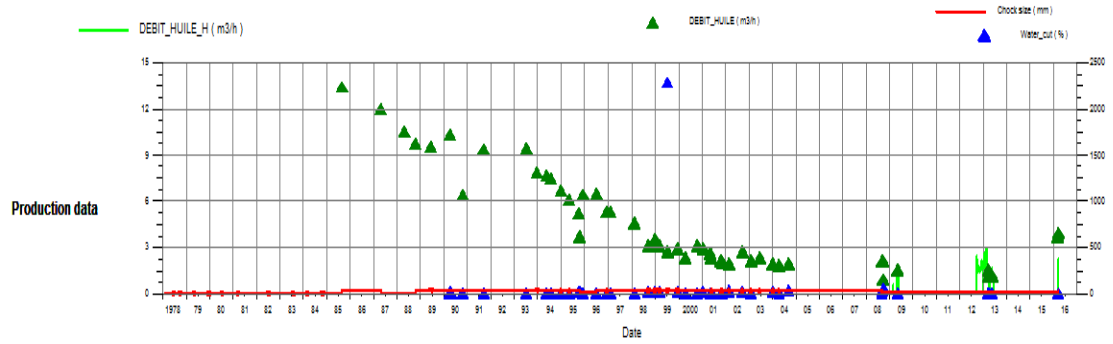
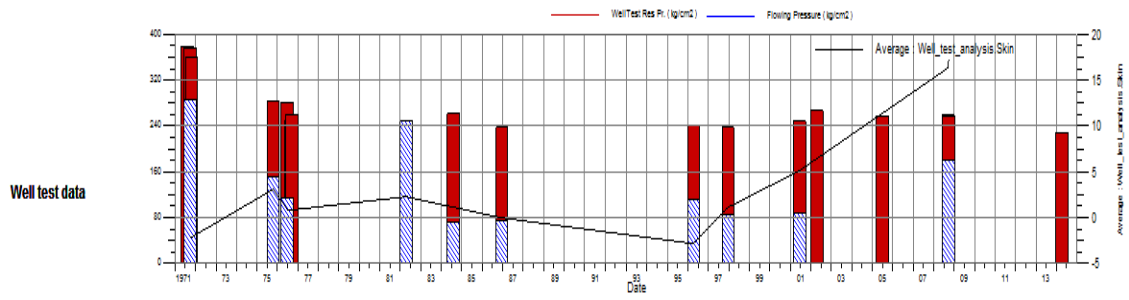
18 Jts 4"1/2LTC N80 13.5# L:181.26m
 Ciment, avec 4.7m3 D1.90-CBL (bonne cimentat)

Composition du Liner 4"1/2LTC (Baker)
 1 Sabot Guide 4"1/2LTC L:0.6m
 1 Jt 4"1/2LTC N80 L:3.84m
 1 Landing Collar 4"1/2LTC L:0.3m
 17 Jts 4"1/2LTC N80 L:183.99m
 Ensemble Suspension Liner L:0.78m
 Long Totale du Liner : 181.26m

Sabot Guide 4"1/2LTC L:0.6m
 Fond Initial FORK OVER 08/08

Fiche technique de puits MD158

MD158: Production behaviors
 Puit VERTICAL PRODUCTEUR HUILE EN ZONE 25



Historique de la production du puits MD158